Abschlussbericht zum Vorprojekt

Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme

Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System

Entwicklung einer Forschungsagenda

vor dem Hintergrund der spezifischen

Rahmenbedingungen und Herausforderungen

für NRW

Koordination

Prof. Dr. K. Görner (GWI)

PD Dr. D. Lindenberger (EWI)

Datum: 26.02.2015

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)
Broghan Helgeson
Christopher John
PD Dr. Dietmar Lindenberger
Simon Paulus
Jakob Peter

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)
Dr.-Ing. Bernd Emonts
Thomas Grube
Dr.-Ing. Sebastian Schiebahn
Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)
Prof. Jürgen-Friedrich Hake
Wilfried Hennings
Dr.-Ing. Peter Markewitz

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)
Prof. Dr.-Ing. Klaus Görner
Dr. Johannes Schaffert
Janina Senner

Ruhruniversität Bochum, Technische Chemie (RUB TC)
Prof. Dr. Martin Muhler
Dr. Holger Ruland

Wuppertal Institut (WI)
Sascha Eckstein
Andrea Esken
Prof. Dr. Manfred Fischedick
Frank Merten
Clemens Schneider
Dietmar Schüwer

Zentrum für Brennstoffzellentechnik (ZBT)
Dr.-Ing. Ulrich Gardemann
Prof. Dr. Angelika Heinzel
Bernd Oberschachtsiek

Danke für die freundliche Unterstützung durch Dr. Stefan Rabe und Georg Unger, Cluster EnergieForschung NRW (CEF.NRW)

Gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen

Inhalt

1. Motivation und Hintergrund 7
2. Ziele des Vorprojektes 9
3. Projektpartner und Kompetenzen 10
3.1. Koordination 10
3.2. Partner und Referenzen 10
3.2.1 Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI) 10
3.2.2 Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) 11
3.2.3 Ruhr Universität Bochum (RUB), Technische Chemie (TC) 11
3.2.4 Forschungszentrum Jülich (FZJ) 12
3.2.5 Wuppertal-Institut (WI) 13
3.2.6 ZBT Duisburg (ZBT) 14
4. Methodisches Vorgehen 15
5. Forschungslandschaft Energie in Europa, Bund und Land 17
6. Systematische Studienauswertung: Wachsendes erneuerbares Stromangebot und Perspektiven der Nutzung im deutschen Energiesystem (EWI + STE) 22
7. Besonderheiten und Charakteristika des Landes NRW 28
7.1. Allgemeine Kennzahlen 28
7.1.1 Stromversorgung in NRW 29
7.1.2 Wärmeversorgung in NRW 34
7.2. Industriezweige und Emissionen 45
7.3. Wasserstoff Infrastruktur in NRW 55
8. Status Quo relevanter Einzeltechnologien 58
9. Systempfade 59
9.1. Wasserstoff-Einspeisung ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung 63
9.1.1 Vorstellung des Systempfades 63
9.1.2 Technische Umsetzung und Einbettung ins Energiesystem 64
9.1.3 Diskussion des Systempfades und SWOT-Analyse 70
9.1.4 Ausblick und Forschungsbedarf 76
9.2. Flexibilisierung durch Strom zu Wärme 78
9.2.1 Vorstellung des Systempfades 78
9.2.2 Technische Umsetzung und Einbettung ins Energiesystem 79
9.2.3 Diskussion und SWOT-Analyse 81

9.2.4 Ausblick und Forschungsbedarf 86
9.3. Flexibilisierung durch Lastverschiebung 88
9.3.1 Vorstellung des Systempfades 88
9.3.2 Technische Umsetzung 89
9.3.3 Diskussion und SWOT-Analyse 92
9.3.4 Ausblick und Handlungsempfehlungen 95
9.4. Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr 96
9.4.1 Vorstellung des Systempfades 96
9.4.2 Technische Umsetzung 97
9.4.3 Diskussion 98
9.4.4 Ausblick und Handlungsempfehlungen 102
9.5. Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie 103
9.5.1 Vorstellung des Systempfades 103
9.5.2 Technische Umsetzung 104
9.5.3 Diskussion 106
9.1.1 Ausblick und Handlungsempfehlungen 109
10. Power-to-… Technologien im Systemzusammenhang 111
10.1. Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung 111
10.1.1 Systemeinbindung – Status quo 111
10.1.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien 113
10.1.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse 114
10.2. Flexibilisierung durch Strom zu Wärme 115
10.2.1 Systemeinbindung – Status quo 115
10.2.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien 117
10.2.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse 118
10.3. Flexibilisierung durch Lastintegration 119
10.3.1 Systemeinbindung – Status quo 119
10.3.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien 122
10.3.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse 123
10.4. Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr 124
10.4.1 Systemeinbindung – Status quo 124
10.4.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien 126
10.4.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse 127
10.5. Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie 129
10.5.1 Systemeinbindung – Status quo 129

10.5.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien 132
10.5.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse 134
10.6. NRW-Relevanz 136
11. Forschungsempfehlungen für das Virtuelle Institut 138
12. Literaturangaben 144
13. Anhang 154
13.1. Liste der Projekte der Forschungsinitiative der Bundesregierung „Forschung Energiespeicher“ (Quelle [146]) 154
13.2. Liste der nordrhein-westfälischen Akteure der Energiewende 158
13.3. Projektliste des Projektträgers Jülich (PTJ) 161
14. Abkürzungen.....173

1. Motivation und Hintergrund

Eine der großen gesellschaftlichen Herausforderungen ist die Transformation des bestehenden fossil dominierten Energieversorgungssystems hin zu einer klimafreundlichen, zugleich sicher und bezahlbaren Energieversorgung. Diese sogenannte Energiewende und der daraus folgende Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien gemäß den Zielen von Bund und Land NRW werden mittelfristig dazu führen, dass das zeitliche und örtliche Stromangebot nicht zur Nachfrage passt. Dementsprechend muss das zukünftige Energieversorgungssystem deutlich flexibler ausgestaltet werden. Neben Netzausbau auf allen Ebenen und der Flexibilisierung des bestehenden Kraftwerksparks werden zunehmend auch Lastmanagementoptionen (DSM) und Speicherkapazitäten benötigt. Bisher gibt es noch keine technisch und wirtschaftlich ausgereiften Verfahren zur mittel- und langfristigen Speicherung von Stromüberschüssen, die dann in Zeiten mit ungenügender Produktion wieder genutzt werden können. Ein vielversprechender Ansatz ist das sog. Strom-zu-Gas Verfahren (engl. Power-to-Gas, PtG). Gegenstand von PtG ist zunächst die Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) in einen chemischen Energieträger (Wasserstoff und/oder sog. synthetisches Erdgas (Substitute Natural Gas, SNG) sowie ggf. dessen Rückverstromung. Dieser Prozess ist eine der wenigen Optionen, die eine mittel- bis langfristige Speicherung von Strom in großen Mengen erlauben und wird als ein möglicher Grundpfeiler des künftigen Energiesystems eingeschätzt. Die Erzeugung und Speicherung von Wärme aus Stromüberschüssen (Power-to-heat, PtH) ist ein komplementärer Ansatz, um Strom in eine andere Energieform zu überführen [1]. Nicht minder bedeutsam sind die Optionen Strom-zu-Treibstoff (Power-to-Fuel, PtF) und Strom-zu-Chemikalien (Power-to-Chemicals, PtC) mit Anknüpfung an den innovations-offenen Verkehrssektor und die Wertschöpfungskette der gerade in NRW stark ausgeprägten Chemie-Industrie. Darüber hinaus können Lastmanagementoptionen (LMM) oder engl. demand side management (DSM) zukünftig einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Energieversorgungssystems leisten. Für NRW mit seinem hohen Anteil industrieller Wertschöpfung ist das Thema sehr wichtig. Die bereits vorhandene Infrastruktur (z.B. eine Wasserstoff-Pipeline, große Industrieparks) erlaubt vielfältige Nutzungsperspektiven des aus überschüssigem Strom erzeugten Gases nicht nur für die Rückverstromung sondern auch für stoffliche Anwendungen (z.B. Mobilitätsanwendungen, Nutzung in der chemischen Industrie oder der Stahlindustrie). Die intelligente Flexibilisierung des Energieversorgungssystems mit all seinen Facetten kann deshalb helfen, den Industriestandort NRW zu sichern und gleichzeitig klimafreundlicher und ressourceneffizienter zu gestalten. Es ist jedoch noch unklar, welche möglichen Pfade (direkte Nutzung als Wärme, Umwandlung zu Wasserstoff und dessen direkte Nutzung, weitere Umwandlung zu SNG, stoffliche Nutzung, Rückverstromung, DSM etc.) technologisch und wirtschaftlich erfolgversprechend sind. Hier besteht dringender Forschungsbedarf. Da sich die Fragestellungen aus verschiedenen technischen Disziplinen und wirtschaftlichen Zusammenhängen ergeben, wird

vorgeschlagen, ein Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“ zu gründen. Die Fragestellungen und Themen des virtuellen Instituts orientieren sich auch an der Forschungsstrategie „Fortschritt NRW“ und leisten damit einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung in NRW.

In einem Vorprojekt sollen zunächst die aktuelle Situation analysiert sowie mögliche Strukturen und Prozesse eines virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ erarbeitet werden. Das virtuelle Institut soll seine Arbeit im Frühjahr 2015 aufnehmen.

2. Ziele des Vorprojektes

Übergeordnetes Ziel bzw. Aufgabe ist die Vorbereitung der Gründung eines Virtuellen Instituts. Hierzu sollen in einem Vorprojekt eine Forschungsagenda für das Virtuelle Institut vor dem Hintergrund der spezifischen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für Nordrhein-Westfalen entwickelt werden.

Im Rahmen des Vorprojektes werden nachfolgende Zielstellungen bzw. Aufgaben im Detail abgearbeitet:

- ✓ **Identifikation der relevanten Akteure** in NRW aus Wissenschaft und Industrie
- ✓ **Identifikation von Vernetzungsaktivitäten** mit anderen Regionen, Netzwerken
- ✓ **Analyse** von Studien zum Thema
  (NRW, D, EU, USA, Japan, weitere…)
- ✓ **Analyse** laufender Projekte
  (NRW, D, EU, USA, Japan, weitere…)
- ✓ **Technisch-wirtschaftliche, technologische und systemanalytische Betrachtung** der potentiellen Energiepfade
- ✓ **Anfertigung einer Defizitanalyse** aus den Ergebnissen der o.g. Analysen
  - ✓ Schwerpunktsetzung zukünftiger Arbeitsfelder im Virtuellen Institut
  - ✓ Definition von Strukturen und Prozessen innerhalb des Virtuellen Instituts
  - ✓ Besetzung eines zukünftigen Lenkungskreises
- ✓ **Diskussion und Weiterentwicklung der Forschungsagenda** mit ausgewählten Stakeholdern

Die genannten Ziele werden von den beteiligten Projektpartnern anhand von detaillierten Arbeitspaketen abgearbeitet. Darüber hinaus werden vorhandene Zwischen- und Endergebnisse in Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit verbreitet.

3. Projektpartner und Kompetenzen

3.1. Koordination

Das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (Leitung: Prof. Dr. Görner) übernimmt in Kooperation mit dem Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (Leitung: PD Dr. Lindenberger) die Federführung für das Vorprojekt und bindet dabei die wissenschaftlichen Partner intensiv in Themenfindung und projekt-/themenspezifische Umsetzung ein.

Die am Vorprojekt beteiligten Partner treffen sich im Rahmen der Laufzeit des Vorprojektes regelmäßig zur Diskussion des bisher erreichten Arbeitsfortschrittes, zur Klärung strategischer Fragestellungen und für die Abstimmung der weiteren Schritte und inhaltlichen Weichenstellungen.

Die Ergebnisse des Vorprojektes sollen -wenn möglich- sowohl in Form von Zwischenergebnissen, als auch im Rahmen eines Abschluss-Workshops an die Öffentlichkeit weitergegeben werden (siehe auch Kapitel 5.5).

3.2. Partner und Referenzen

3.2.1 Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI)

Ansprechpartner: Prof. Dr. Klaus Görner, Janina Senner

Das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) ist ein anerkanntes und weit über die Region NRW hinaus etabliertes Forschungsinstitut des deutschen Gasfachs und wurde 1937 unter dem Dach der Vereinigten Institute für Wärmetechnik gegründet. Als Brancheninstitut für das Gasfach werden praxisorientierte Forschungsarbeiten durchgeführt. In zwei Abteilungen -der Brennstoff- und Gerätetechnik sowie der Industrie- und Feuerungstechnik- widmet sich das GWI heute dem Bereich der Forschung und Entwicklung. Das akkreditierte Prüflaboratorium zählt zu den größten und wichtigsten im Gasfach in Deutschland und mit dem Bildungswerk werden weite Kreise der Fachöffentlichkeit erreicht.

Einige der Forschungsschwerpunkte des GWI sind die Themen Gasbeschaffenheit, Versorgungssicherheit und Gasanwendungstechnologie, die vom Maßstab der Haushalts-ebene bis hin zum groß-industriellen Maßstab reichen. Durch die Entwicklungen der letzten Jahre sind besonders Forschungsthemen wie die systemübergreifende Energieeffizienz-betrachtung und die Entwicklung hochflexibler Energie-Technologien in den Fokus des Interesses gerückt. Rund um das Thema Energiewende werden aktuell mehrere Forschungsvorhaben z.B. zu „Speichertechnologien in der Erdgasinfrastruktur“ und „Konvergenz der Strom- und Gasnetze“ bearbeitet.

3.2.2 Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Ansprechpartner: PD Dr. Lindenberger

Das EWI widmet sich der energieökonomischen Forschung und Lehre sowie der Erstellung wissenschaftlich basierter Studien für die energiewirtschaftliche und energiepolitische Praxis. Das Institut nutzt und entwickelt hierfür moderne empirische Methoden der angewandten Industrieökonomik, insbesondere detaillierte, computergestützte Simulations- und Optimierungsmodelle für die europäischen Strom- und Erdgasmärkte.

Im Zentrum der energieökonomischen Analysen des EWI steht die Fragestellung, wie sich politische und wirtschaftliche Entscheidungen sowie technologische Entwicklungen auf die Energiemärkte und deren Marktergebnisse auswirken. Aktuelle Schwerpunktthemen sind beispielsweise die Entwicklung des europäischen Energiemix in der Stromerzeugung, die Integration der erneuerbaren Energien, die Versorgungssicherheit in der europäischen Strom- und Gaswirtschaft sowie die Bewertung von großen Infrastrukturprojekten. Außerdem beschäftigt sich das EWI mit deutscher und europäischer Regulierungspolitik und der Gestaltung eines effizienten Marktdesigns.

Derzeit beschäftigt sich das EWI unter anderem in der gemeinsamen „Förderinitiative Energiespeicher“ des BMWi, BMU und BMBF mit Fragen der effizienten Nutzung konkurrierender Energiespeicher und Flexibilisierungsoptionen im europäischen Energiemarkt.

3.2.3 Ruhr Universität Bochum (RUB), Technische Chemie (TC)

Ansprechpartner: Prof. Dr. Muhler

Die Kompetenzen am Lehrstuhl für Technische Chemie der Ruhr-Universität Bochum reichen von der Grundlagenforschung im Bereich der heterogenen Katalyse und der wissensbasierten Entwicklung von heterogenen Katalysatoren bis hin zur industriellen chemisch-technischen Verfahrenstechnik. Katalytische Prozesse werden in vielen chemischen Prozessen eingesetzt, spielen zunehmend aber auch in der Energietechnik eine wichtige Rolle. Neben der Katalyseforschung beschäftigt sich der Lehrstuhl auch mit photochemischen Prozessen zur Erzeugung von Wasserstoff oder dem Abbau von Schadstoffen. Auch die Umsetzung von Kohlendioxid mit Hilfe von Lichtenergie in chemische Produkte wie z.B. Methanol oder Methan wird untersucht. Der Lehrstuhl verfügt über eine umfangreiche technische Ausstattung. Zurzeit forschen und arbeiten hier etwa 50 MitarbeiterInnen.

3.2.4 Forschungszentrum Jülich (FZJ)

Das Forschungszentrum Jülich, Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft, ist mit knapp 5.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern eines der großen Forschungszentren Europas. Es betreibt Spitzenforschung zur Lösung großer wissenschaftlicher Herausforderungen in den Bereichen Gesundheit, Energie und Umwelt sowie Information. Kombiniert mit den beiden Schlüsselkompetenzen Physik und Supercomputing werden in Jülich sowohl langfristige, grundlagenorientierte und fächerübergreifende Beiträge zu Naturwissenschaften und Technik erarbeitet als auch konkrete technologische Anwendungen.

Systemanalyse und technologische Entwicklung (IEK-STE)

Ansprechpartner: Prof. Hake, Dr. Markewitz

Die Arbeiten des IEK-STE umfassen die Analyse komplexer Systeme vor dem Hintergrund der Transformation von Energiesystemen und die Entwicklung hierfür geeigneter Transformationsstrategien orientiert an dem Leitbild nachhaltiger Entwicklung. Die Analysen nehmen energietechnische, energiewirtschaftliche sowie gesellschaftliche Aspekte in den Blick. Die technische und energiewirtschaftliche Bewertung von einzelnen Techniken (z.B. Speicher) und Techniksystemen bildet hierbei einen wesentlichen Schwerpunkt. Hierfür werden geeignete technisch und ökonomisch fundierte Modelle erstellt. Die Analyseergebnisse dienen als Entscheidungshilfen für Akteure aus Politik und Wirtschaft.

Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Ansprechpartner: Prof. Dr. Stolten, Dr. Emonts

Das IEK-3 beschäftigt sich mit elektrochemischer Verfahrenstechnik für Energiesysteme und entwickelt seit mehr als 20 Jahren Brennstoffzellen und Elektrolyseure. Mit der Schwerpunktsetzung auf Polymerelektrolyt (PEM)-Elektrolyse, Festoxid-, Hochtemperatur-Polymerelektrolyt- und Direktmethanol-Brennstoffzellen (SOFC, HT-PEFC und DMFC) sowie der Brenngaserzeugung aus Mitteldestillaten vollziehen etwa 120 Mitarbeiter eine Technologie-FuE von der grundlegenden Auflösung der chemischen, physikalischen und elektrochemischen Prozesse bis hin zur Systemverifikation. Gleichzeitig verfügt das IEK-3 über Kompetenzen aus langjährigen FuE-Aktivitäten, die die system- und verfahrenstechnische Bewertung von Antriebskonzepten für den Verkehr, von Erzeugungsprozessen für Energiegase und der CO_2-Abtrennung in fossilen Kraftwerken zum Ziel haben. Darüber hinaus wurde jüngst ein regenerativ basiertes Energieversorgungskonzept entwickelt und verifiziert, das die technische Möglichkeit der CO_2-Absenkung für Deutschland – 55 % bis 2030 - nachweist und mit Blick auf 2050 weiterentwickelt wird. Ein für das MKULNV NRW ausgearbeiteter Projektantrag zur Bewertung der Rolle und des Potenzials von Wasserstoff für NRW befindet sich in der Phase der Projektvergabe.

3.2.5 Wuppertal-Institut (WI)

Ansprechpartner: Prof. Dr. Fischedick

Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH wurde 1990 gegründet. Ziel des Institutes ist es, nachhaltige Entwicklung durch einen integrierten Politik- und Wissenschaftsansatz zu fördern. Seine MitarbeiterInnen in den vier Forschungsgruppen erforschen und entwickeln Leitbilder, Strategien und Instrumente für Übergänge zu einer nachhaltigen Entwicklung auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Im Zentrum stehen Ressourcen-, Klima- und Energieherausforderungen in ihren Wechselwirkungen mit Wirtschaft und Gesellschaft. Die Analyse und das Induzieren von (System-)Innovationen zur Entkopplung von Naturverbrauch und Wohlstandsentwicklung bilden einen Schwerpunkt seiner Forschung. Das Wuppertal Institut beschäftigt sich im Kern mit der Erforschung von Transformationsprozessen auf unterschiedlichen Ebenen, vor allem mit Bezug auf die im Kontext der Energiewende anstehenden Veränderungsprozesse sowie den Bereich urbaner Infrastrukturen. Eine solche Transition-Forschung ist dabei vom Wesen her inter- und transdisziplinär: Ausgehend von konkreten gesellschaftlichen Veränderungsanforderungen integriert sie nicht nur das Wissen unterschiedlicher Disziplinen, sondern auch das Wissen der beteiligten Akteure. Neben Systemwissen (d.h. das Wissen über die sozio-technischen Interaktionen im System) spielt dabei die gemeinsame Erarbeitung von Zielwissen (d.h. das Wissen über die Ziele, die verfolgt werden sollen und die damit ggf. verbundenen Zielkonflikte) sowie Transformationswissen (d.h. das Wissen über die Gestaltung und erfolgreiche Umsetzung von Veränderungsprozessen) eine zentrale Rolle. Schwerpunkt-projekte mit Bezug zu dem Themenkomplex sind aktuell u.a.:

- ✓ Kritische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems
- ✓ Institutionalisierte Begleitforschung für die InnovationCity Ruhr
- ✓ Die kommunale Effizienzrevolution für den Klimaschutz in den deutschen Städten - Voraussetzungen, Transformationspfade und Wirkungen
- ✓ Wasserstofftankstelle Düsseldorf - Entwicklung und Erprobung einer öffentlichen Wasserstofftankstelle nach neuestem Standard
- ✓ Politikoptionen für eine ressourceneffiziente Wirtschaft

3.2.6 ZBT Duisburg (ZBT)

Ansprechpartnerin: Prof. Dr. Heinzel

Das Zentrum für Brennstoffzellen Technik (ZBT GmbH) in Duisburg ist ein anerkannter Forschungsstandort für Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnik. In einem interdisziplinären Team arbeiten ca. 100 qualifizierte Mitarbeiter an der Entwicklung und Optimierung von Lösungen zur Erzeugung von Wasserstoff, dessen Rückverstromung, dem Einsatz in der Elektromobilität und der Nutzung im Bereich der Kraftwärmekopplung. Projekte und Dienstleistungen des ZBT umfassen dabei einen weiten Bereich ausgehend von der Entwicklung von zum Beispiel Reformer- und Elektrolysetechnologien, Brennstoffzellenstacks und kompletten funktionstüchtigen Systemen über die Erprobung von Produktions- und Fertigungstechnologien für Bipolarplatten, Brennstoffzellen und -stacks bis hin zur Prüfung marktnaher Entwicklungen hinsichtlich Zulassungsfragen. Ergänzend sind auch Batterietechnologien Teil der Forschungsarbeiten. Als unabhängige Forschungseinrichtung orientiert sich ZBT bei seiner Arbeit konsequent an den Anforderungen der anwendungsnahen Entwicklung.

4. Methodisches Vorgehen

Ziel des Projekts ist das Identifizieren von möglichen F&E Aktivitäten sowie darauf aufbauend die Formulierung von Forschungsempfehlungen für ein Virtuelles Institut, das sich mit Fragen der Flexibilisierung des Energiesystems beschäftigen soll und dessen Gründung vom Auftraggeber beabsichtigt wird. Hierbei soll der Fokus auf NRW gelegt werden unter Berücksichtigung der besonderen landespezifischen Charakteristika wie z.B. die Forschungslandschaft (Themen und Akteure), die NRW-Energieversorgungsstruktur und der landespezifischen Energieinfrastruktur. In der einjährigen Vorprojektphase wurde die Schaffung einer gemeinsamen Datenbasis der Projektpartner und die Überprüfung der vorhandenen methodischen Instrumente auf Vollständigkeit im Hinblick auf die Bearbeitbarkeit zukünftiger Forschungsfragen avisiert.

Vor diesem Hintergrund wird folgende Vorgehensweise gewählt:

In einem ersten Schritt (**Kapitel 5**) wird die derzeitige bundes- und landesspezifische Forschungslandschaft mit ihren Netzwerken und Akteuren skizziert. Hierdurch wird die Einordnung eines zukünftigen virtuellen Instituts im Kontext der bestehenden Forschungslandschaft ermöglicht.

Das daran anschließende **Kapitel 6** beschreibt den Stand der Forschung im Bereich Flexibilisierung des Energieversorgungssystems. Hierzu wird eine Vielzahl bereits existierender nationaler Systemstudien ausgewertet. Die Auswertung umfasst sowohl ergebnisseitige Aussagen (z.B. Speicherbedarf) als auch die methodische Herangehensweisen, die in den jeweiligen Studien gewählt wurden. Auf der Basis der Auswertung erfolgt eine Defizitanalyse. Eine ausführliche Dokumentation der durchgeführten Studienauswertung findet sich in einer gesonderten Dokumentation.

In **Kapitel 7** erfolgt eine Beschreibung der derzeitigen NRW Energieversorgung anhand von allgemeinen Kennzahlen inklusive der bestehenden Industriestruktur. Eine solche Charakterisierung erlaubt eine qualitative Einschätzung möglicher Flexibilisierungsoptionen (z.B. DMS, PtG, PtF) für NRW.

Während in Kapitel 6 der Schwerpunkt auf die systemische Analyse möglicher Flexibilisierungsmöglichkeiten gelegt wird, wird in **Kapitel 8** der Status quo einzelner Techniken beschrieben. Hierzu einigten sich die Partner auf das homogene Format eines „Steckbriefes“, in dem die relevanten Techniken anhand abgestimmter Attribute in kompakter und gut zugänglicher Tabellen-Form erfasst werden. Die sich anschließende textliche Ausarbeitung beginnt mit einer einleitenden Passage, der ein stärker technisch geprägter Mittelteil folgt. Schließlich werden – je nach Verfügbarkeit – auch Kostengesichtspunkte angeführt und ein Einblick in den aktuellen Stand sowie die zukünftigen Perspektiven der Forschung und Entwicklung gegeben. Die Auswahl der

Technikbeschreibungen erfolgte im Hinblick auf ihren Bezug zum Thema PtG. Die sehr umfangreiche, jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebende Sammlung aller Technologiecharakterisierungen wird im Anhang zu diesem Bericht dokumentiert.

In **Kapitel 9** wird das technologische Gesamtsystem inklusive aller für das bearbeitete Themenfeld relevanten Erzeugungs-, Umwandlungs-, Transport/Speicherungs- und Nutzungs-Optionen grafisch dargestellt. Das Ergebnis beinhaltet alle im weiteren Verlauf diskutierten Systempfade für Power-to-Gas und verwandte Technologien. Zur anwendungsorientierten Einbindung von Power-to-Gas-Technologien inklusive ihrer infrastrukturellen Voraussetzungen sowie Endanwendungstechnik werden anschließend beispielhafte Systempfade entwickelt. Die Pfade entsprechen Technologie-Ketten, die aus Sicht der Autoren und als Ergebnis der vorangegangenen Recherchearbeiten prinzipiell kompatibel zum bestehenden Energiesystem sind und Synergien nutzbar machen. Die Systempfade greifen die im Energiesektor seit einigen Jahren diskutierten Nutzungsoptionen für regenerativ erzeugten Wasserstoff auf und stellen sie in einen (Teil-) Systemzusammenhang. Dazu zählen insbesondere Wasserstoff im Straßenverkehr und Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz. Darüber hinaus werden auch konkurrierende potentielle Wasserstoffnutzungspfade oder gänzlich verschiedene Flexibilisierungsoptionen im Stromsystem skizziert und technologieoffen nebeneinander gestellt. Zur letzteren Gruppe zählen die Pfade zu den Themen Lastmanagement, Strom-zu-Wärme und schließlich ein bis dato kaum diskutierter Nutzungspfad für regenerative Energien in der chemischen Industrie. Die in diesem Bericht vorgestellten Systempfade schlagen eine Brücke zwischen Grundlagenforschung an Einzeltechnologien auf der einen Seite und dem komplexen, gewachsenen Energiesystem auf der anderen Seite. Darüber hinaus bieten die Pfaddiskussionen einen Zugang zu aktuellen Diskussionen und Entwicklungen in den unterschiedlichen Fachdisziplinen der Energiewissenschaft und fassen die Ergebnisse in SWOT-Analysen zusammen.

Eine weitere Beleuchtung dieser Systempfade im Gesamtzusammenhang des Energiesystems wird im direkten Anschluss geleistet. **Kapitel 10** berücksichtigt ökologische, ökonomische, systemische und bundeslandspezifische Gesichtspunkte sowie Randbedingungen wie z.B. geltende Klimaschutzziele bei der kontextualen Einordnung der Systempfade ins Energieversorgungssystem.

Aufbauend auf den in den vorherigen Kapiteln erfolgten Analysen und den daraus gewonnenen Erkenntnissen werden in **Kapitel 11** zusammenfassend Forschungsempfehlungen für ein zukünftiges Virtuelles Institut formuliert. Darüber hinaus werden auch Empfehlungen zur Ausweitung des zu Beginn des Vorhabens abgesteckten Themenfeldes gegeben. Dies beinhaltet die Erweiterung um ein neues Thema, die biologische Methanisierung.

5. Forschungslandschaft Energie in Europa, Bund und Land

Die Dringlichkeit neuer Ansätze zur Energiespeicherung bzw. der Transformation von elektrischer Energie in eine langzeit-speicherbare Form ist vor dem Hintergrund der bestehenden Klimaschutzziele und dem Energiekonzept der Bundesregierung allgemein anerkannt. Nur durch neue Strategien zur Nutzbarmachung des volatil anfallenden regenerativen Stroms können die wachsenden temporären Stromüberangebote einen sinnvollen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Europaweit partizipiert eine große Vielzahl an Akteuren an der Erforschung von Energiespeicherlösungen und den damit verbundenen technischen, wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und rechtlichen Herausforderungen.

Die **Europäische Kommission** lies in ihren bisherigen Forschungsrahmenprogrammen „das ganze Spektrum von Speichertechnologien“ erforschen, wobei ein Schwerpunkt auf den Technologien für die (auto)mobilen Anwendungen lag [2]. Mit dem siebten Forschungsrahmenprogramm beobachtet *Oertel* einen „Übergang von einer überwiegenden Technik-/Technologieorientierung hin zur systemaren Analyse“ [2]. Dies spiegele wider, dass die Europäische Kommission die Machbarkeit vieler Energiespeichertechnologien als erwiesen ansieht und den Forschungsbedarf nun auf die Bereiche Kostenreduktion, Effizienzsteigerung und Implementierung ins Energiesystem fokussiert. Dem siebten Rahmenprogramm für Forschung und Innovation (FP7) folgte 2014 das neue Forschungsförderungsprogramm unter dem Titel „Horizon 2020“. Dieses Programm stellt für einen Zeitraum von sieben Jahren insgesamt 80 Mrd. € Fördermittel für kooperative Forschungsprojekte bereit. Von dieser Summe sind für die nichtnukleare Energieforschung im Themenfeld „Sichere, saubere und effiziente Energieversorgung“ 5.931 Mio. € vorgesehen [3].

Am 2013 ausgelaufenen siebten europäischen Rahmenprogramm stellten deutsche Beteiligungen 23 % der erfolgreichen Antragsteller innerhalb der nichtnuklearen Energieforschung. Die entsprechende Fördersumme beläuft sich auf 282 Mio. € bzw. 15 % der Mittel für alle an FP7 beteiligten Länder. In 76 % der Projekte wirkte mindestens ein deutscher Teilnehmer mit [4].

Die bisherige Projektförderung der deutschen Forschung in Kooperation mit europäischen Partnern und FP7-Förderung ist in Abbildung 1 ihrer inhaltlichen Ausrichtung zugeordnet. Die größten Förderanteile flossen in die Erzeugung erneuerbarer elektrischer Energie, gefolgt von erneuerbaren Kraftstoffen, intelligenten Energienetzen und Energieeffizienz. Die Energiekonversion von elektrischer in chemisch gebundene Form wie Wasserstoff oder synthetisches Methan entsprechend des Power-to-Gas Ansatzes sowie eine gezielte Forschung an großdimensionierten Energiespeichern, die zur Integration steigender Anteile erneuerbarer Energie ins europäische Energiesystem unerlässlich sind [5], standen noch nicht explizit auf der Agenda. Dies ändert sich mit „Horizon 2020“. Hier ruft die Ausschreibungen „LCE-09-2015“ als Unterausschreibung des „Call for competitive low-

carbon energy“ (175,35 Mio. €) ausdrücklich zu Demonstrationsvorhaben für großskalige Energiespeicher auf [6].

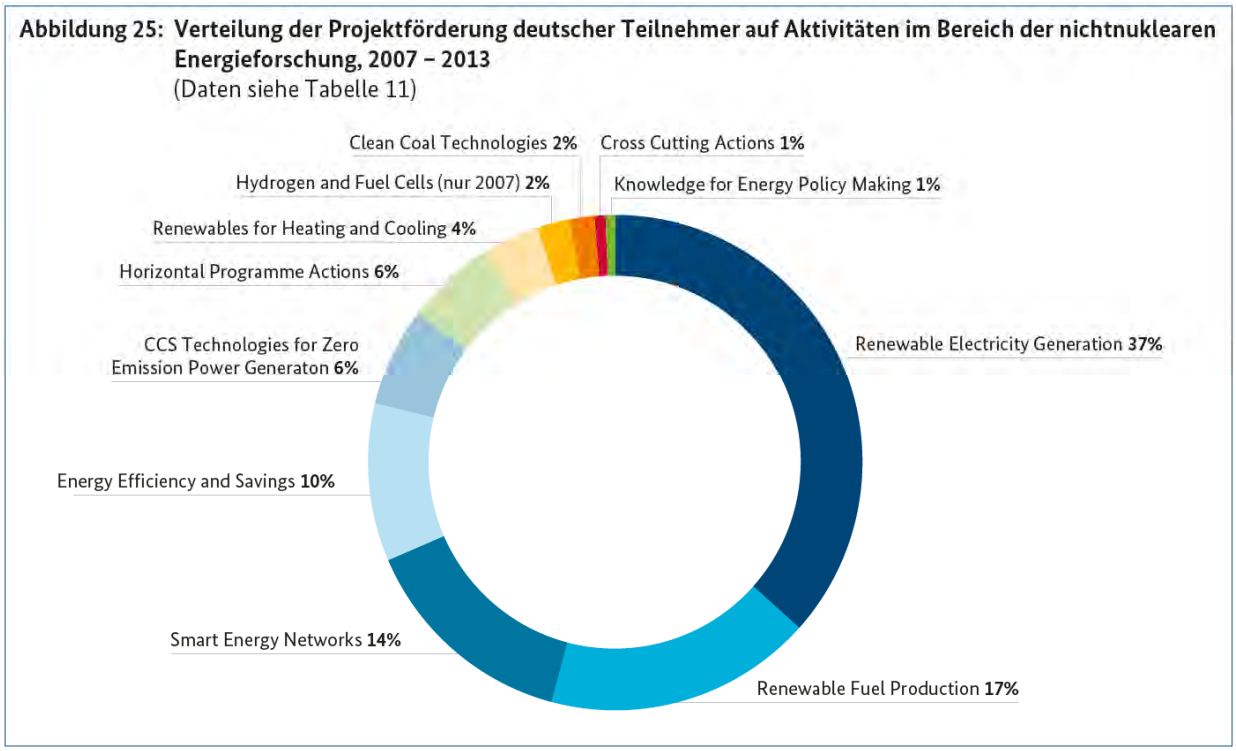


Abbildung 1: Verteilung der Projektförderung deutscher Teilnehmer auf Aktivitäten im Bereich der nichtnuklearen Energieforschung in FP7, 2007-2013 [4]

Strukturen und Schwerpunkte der Energieforschung und ihrer Förderlandschaft in **Deutschland** werden seit 2013 in einem „Bundesbericht Energieforschung“ vorgelegt. Die zweite Auflage wurde im Juli 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlicht [4].

Der Umfang der Forschungsförderung mit den Mitteln des Energieforschungsprogramms stieg in den letzten Jahren von 399 Mio. € (2006) auf 809 Mio. € (2013). Zuletzt lag die Steigerungsrate bei 14,6% für das Berichtsjahr 2013 [4].

Ende 2013 änderte die Bundesregierung ihren energiepolitischen Ressortzuschnitt und übertrug „die Kompetenzen für die Energiewende“ [4] dem Bundeswirtschaftsministerium unter dem neuem Namen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Letzteres ist nun für die anwendungsorientierte Forschung in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien verantwortlich, während das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) die Förderung der energietechnologischen Grundlagenforschung leitet. Angewandte Bioenergieforschung wiederum ist beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) angesiedelt [4].

Zum Thema Energiespeicherung heißt das große Forschungsprogramm der **deutschen Bundesregierung** „Förderinitiative Energiespeicher“. Sie wird getragen vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Bundesministerium für Umwelt-Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), und dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und umfasste in der ersten Phase bis 2014 ein Fördervolumen von rund 200 Mio. Euro. Eine Gesamtliste der geförderten Programme mit Verlinkungen auf die Internetangebote der Projekte findet sich im Anhang. Power-to-Gas verwandte Technologien bilden nur einen Teil der geförderten Projekte; ein wesentlicher Schwerpunkt liegt auf der Batterieforschung.

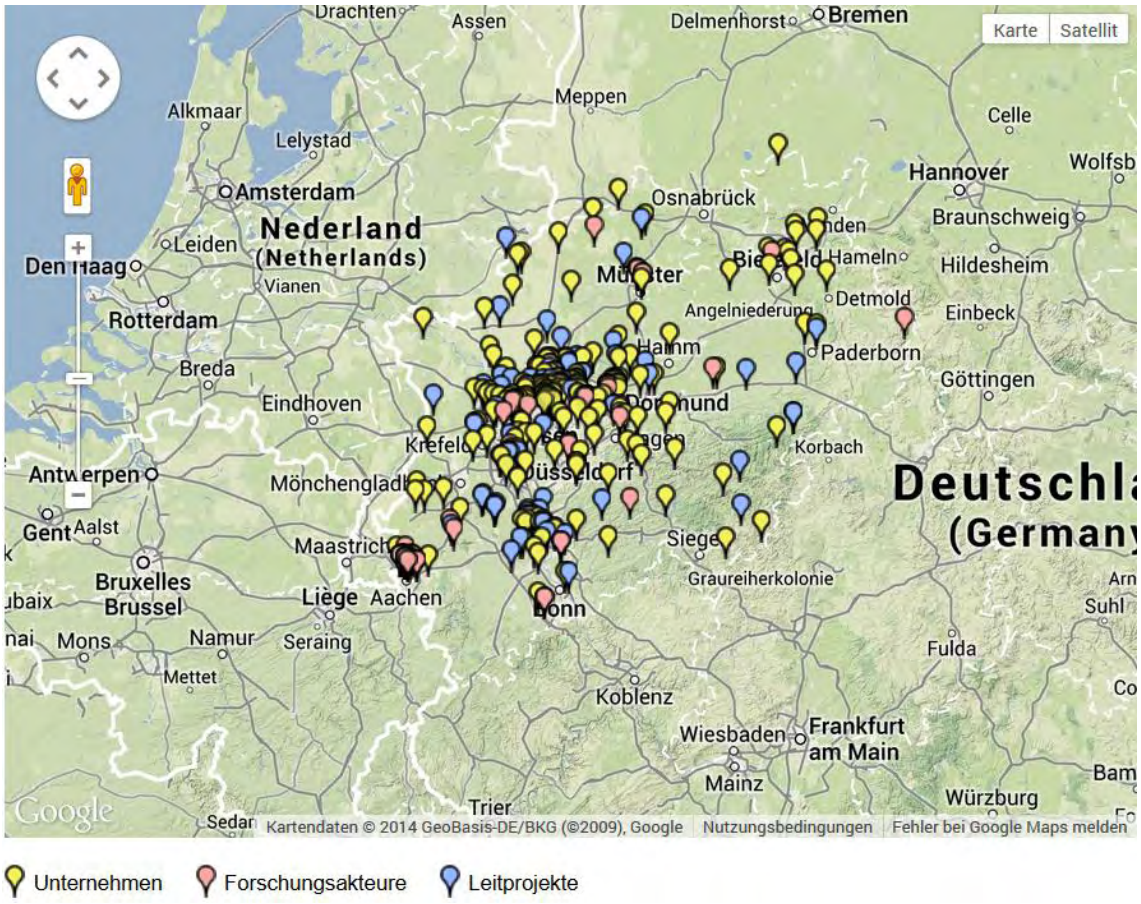


Abbildung 2: Akteure im nordrhein-westfälischen Energiesektor: Unternehmen, Forschungsakteure und Leitprojekte. Quelle: EnergieRegion.NRW Cluster Nordrhein-Westfalen, Kompetenzenatlas Brennstoffzelle und Wasserstoff [7] .

Das **Land Nordrhein-Westfalen** ist seinerseits hochaktiv, denn NRW ist ein prädestinierter Ort für die Forschung, Entwicklung und Anwendung von Power-to-Gas und verwandten Technologien. Grund sind die Verbrauchsschwerpunkte des industriellen Ballungszentrums Rhein-Ruhr mit seiner hohen Verfügbarkeit von kohlenstoffhaltigen Gasen, dem Infrastruktursystem (inkl. Gastransportnetz, Wasserstoffpipeline und elektrisches

Übertragungsnetz) und der Größe des Kraftwerksparks, sowie der relativen Nähe zu den Windparks in Nord-NRW und Norddeutschland [8].

Die **Energieagentur.NRW** bietet der Forschungslandschaft durch das Cluster Energieforschung (CEF) eine breite Plattform für den Wissenstransfer. Darüber hinaus bietet sie auch Existenzgründern Unterstützung an und erleichtert die Partizipation von Industrie und Wirtschaft in der Forschungslandschaft.

Zur intensiven Kommunikation aller Stakeholder pflegt die EnergieAgentur.NRW zehn Netzwerke, die folgende Themen behandeln: Kraftwerkstechnik, Brennstoffzelle und Wasserstoff, Biomasse, Kraftstoffe und Antriebe, Geothermie, Grubengas, Photovoltaik, Wasserkraft, Windenergie, Energieeffizientes und solares Bauen. Unter den genannten Netzwerken ist im Rahmen des vorliegenden Projektes das Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff [9] besonders interessant. Das Netzwerk umfasst rund 400 Mitglieder aus Wirtschaft und Wissenschaft [10].

Die regionale Verteilung der Akteure kann Abbildung 2 entnommen werden. Besonders geballt treten die Rhein-Ruhr-Region, sowie Aachen, Münster und Bielefeld in Erscheinung. Diese Verteilung korreliert auch mit der Verteilung der dichten nordrhein-westfälischen Hochschullandschaft. Abbildung 3 zeigt noch einmal denselben Kartenausschnitt, fokussiert auf die Forschungsinstitute in NRW.

Abbildung 3: Forschungsakteure in NRW. Quelle: [7].

Die „Forschungslandschaft Energie“ wird von der EnergieRegion.NRW beobachtet und online vorgestellt [11]. Im Anhang finden sich die dort geführten Institutionen. Hinterlegte Hyperlinks führen zu den entsprechenden Detailansichten auf den Seiten der EnergieAgentur.NRW.

Ergänzend ist eine Übersicht laufender Projekte des Projektträgers Jülich (PTJ) im Anhang (Kapitel 13.3) zu finden.

In Anbetracht dieser Fülle an Kompetenzen auf den unterschiedlichsten energieverwandten Forschungsgebieten wird offenkundig, dass eine wesentliche Herausforderung in der Kompetenzbündelung mit dem Ziel erfolgreicher multidisziplinärer Forschung besteht. Die zunehmende Verzahnung einzelner Fachgebiete durch sektorenübergreifende Zukunftsthemen wie Strom zu Gas und Wärme machen diesen Schritt notwendig. Viele Forschungsvorhaben werden daher mittlerweile in Kooperation von Forschungseinrichtungen aus verschiedenen Fachgebieten bearbeitet. Dieser Trend zeigt sich nicht nur ganz eindeutig auf Ebene der Europäischen Forschungsförderung, sondern auch auf Bundes- und Länderebene. Vorliegender Bericht ist ein Beispiel für den Ansatz des nordrhein-westfälischen Ministeriums für Innovation, Wissenschaft und Forschung, die im Landesgebiet vorhandenen Kompetenzen durch die Förderung „Virtueller Institute“ zusammen zu bringen und dadurch Mehrwert für die Forschungslandschaft und NRW zu generieren.

6. Systematische Studienauswertung: Wachsendes erneuerbares Stromangebot und Perspektiven der Nutzung im deutschen Energiesystem (EWI + STE)

Im Rahmen des Vorprojekts „Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Entwicklung einer Forschungsagenda für NRW“ werden für das zukünftige Virtuelle Institut relevante Forschungsfragen identifiziert, um die zukünftige Rolle des Themenbereichs Power-to-Gas in Energiesystemen zu analysieren. Dazu wurden verschiedene Nutzungspfade sowie mögliche Alternativen untersucht. Um ein wachsendes erneuerbares Stromangebot und Perspektiven von PtG im deutschen Stromangebot bewerten zu können, ist zunächst eine Bestandsanalyse von Systemstudien erstellt worden, woraufhin mittels eines Kriterienkatalogs eine Auswahl getroffen wurde, welche dann detailliert ausgewertet wurde. Aus den gewonnenen Erkenntnissen wurden mögliche Forschungsdefizite und offene Fragestellungen vor dem Hintergrund der spezifischen Rahmenbedingungen und Herausforderungen für Nordrhein-Westfalen identifiziert[1]. Die in diesem Kapitel vorgestellte systematische Studienauswertung stellt die übergeordneten Ergebnisse der ausgewerteten und derzeit diskutierten PtG-Studien dar. Bei den ausgewählten Studien handelt es sich in erster Linie um Untersuchungen mit Schwerpunkt auf Betrachtung des gesamten Stromversorgungssystems, die PtG Techniken nicht als Einzeltechnik, sondern in einem Systemkontext untersuchen und bewerten. Zentrales Element einer solchen Analyse ist dabei die gleichzeitige Bewertung von Alternativen zu PtG im Energieversorgungssystem.

Die Auswahl zur Studienauswertung erfolgte anhand eines im Rahmen des Virtuellen Instituts entwickelten Kriterienkatalogs. Dieser umfasste im Wesentlichen die Motivation der Studien (inkl. PtG Fragestellungen, falls explizit vorhanden), die grundlegenden Annahmen zu Zielvorgaben (beispielsweise CO_2-Reduktionsziele), zu Brennstoffpreis- sowie Nachfrageentwicklungen, die verwendeten Methoden bzw. Modelle sowie die erzielten Ergebnisse. Um der PtG-Problematik und den NRW-spezifischen Fragen adäquat gerecht zu werden, sind Modelle mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung notwendig. Daher sind diese Kriterien ebenfalls aufgenommen wurden. Darüber hinaus wurden technische Grenzen und Auflösungen in die Auswertungskriterien aufgenommen, um Strom-Gas-Wärmesysteme sektorenübergreifend untersuchen zu können. Die jeweiligen Studienauswertungen wurden mit einer Rubrik „Stärken und Schwächen“ abgeschlossen, die im Sinne einer Defizitanalyse zu verstehen ist.

Entlang der entwickelten Kriterien wurden zwölf Studien ausgewählt, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird:

[1] vgl. Kapitel 7.

- Schill (DIW Berlin) Aug. 2013 „Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany“ [12]
- BET Aachen, LichtBlick, Enercon (im Auftrag des BEE) April 2013 „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus EE“ [13]
- DBI, E.ON, IWES (im Auftrag des DVGW) Feb. 2013 „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“ [14]
- RWTH Aachen, IWES, u. a. (im Rahmen der VDE ETG) Juni 2012 „Energiespeicher für die Energiewende“ (kostenpflichtig) [15]
- IAEW Aachen, CONSENTEC (im Auftrag des BDEW) 2011 „Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen“ [16]
- DLR, IWES, u. a. (im Auftrag des SRU) Jan. 2011 „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ [17]
- PIK (im Auftrag des DVGW) Mai 2013 „Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan“ (DVGW Förderkennzeichen: G8/01/11) [18]
- Henning, H.-M. (Fraunhofer ISE, im Auftrag des BMU) „Energiesystem Deutschland 2050“ [19]
- Hartmann (IER Stuttgart) 2012/2013 „Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland: Speichersimulation und Betriebsoptimierung.“ [20]
- IER, IHS, ZSW (im Auftrag des ZfES) Juli 2012 „Stromspeicherpotentiale für Deutschland“ [21]
- DLR, IWES, IFNE (im Auftrag des BMU) März 2012 „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ...“ („Leitstudie 2011“) [22]
- DLR, IWES, IFNE (im Auftrag des BMU) Dez 2010 „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland ...“ („Leitstudie 2010“) [23]

Die Grundlage für eine umfassende Defizitanalyse bildet die Auswertung auf Einzelstudienebene. Im Folgenden werden zentrale Ergebnisse aller ausgewerteten Studien erörtert. Die Detailauswertung jeder einzelnen Studie liegt diesem Abschlussbericht als Anhang/Materialsammlung bei.

Generell zeigt sich, dass derzeit zum Thema PtG keine geschlossene Analyse existiert, die sowohl Aspekte der Stromversorgung (Erzeugung, Netz, Versorgungsaufgaben) als auch der Erdgasversorgung (Versorgungsaufgaben, Netz, Gasbeschaffenheit) adäquat berücksichtigt. Vielmehr existiert eine Vielzahl von Einzelergebnissen, aus denen sich kein Gesamtbild ableiten lässt. Eine umfassende und belastbare Bewertung von PtG hinsichtlich ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Aspekte ist daher derzeit kaum möglich. Dies gilt sowohl für eine nationale Betrachtung, als auch insbesondere für eine regionale Einordnung (z. B. für NRW).

Folgende Rückschlüsse können aus der systematischen Betrachtung der vergleichenden Auswertung aller Studien gezogen werden:

- Der Großteil der Studien verwendet Modelle mit einer stündlichen zeitlichen Auflösung, was für eine Betrachtung von Flexibilitätsoptionen als sehr sinnvoll erachtet wird und ein guter Kompromiss zwischen Analyseaufwand und Aussagekraft der Ergebnisse ist.
- Die räumliche Auflösung der Stromnetzinfrastruktur erfolgt in den meisten Modellen nur grob aggregiert. So betrachten viele Studien das Übertragungsnetz einzelner Länder als einen einzelnen Knoten, was einem Stromnetz ohne interne Übertragungsengpässe ähnlich einer „Kupferplatte“ gleichkommt. Eine Abbildung des Verteilnetzes findet sich in keiner Studie. Die räumliche Auflösung der Gasnetzinfrastruktur ist in allen Modellen ohne Engpässe modelliert. Für eine regional spezifizierte Betrachtung verschiedener Flexibilitätsoptionen wie PtX liegt es jedoch nahe, eine höhere räumliche Auflösung zu wählen, um z.B. standortspezifische Fragen beantworten zu können.
- Als Systemgrenze wird für die Großzahl von Studien Deutschland angesetzt, jedoch nur teilweise unter Einbezug von internationalen Übertragungskapazitäten. Für eine umfassende Betrachtung von Flexibilitätsoptionen und deren Zusammenspiel kommt der Mitbetrachtung internationaler Strom- und Gastransporte jedoch eine große Bedeutung zu.
- Die Flexibilitätseigenschaften des konventionellen Kraftwerksparks sind in den meisten Modellen mit hoher Detailschärfe abgebildet. Dies wird als sinnvoll erachtet, da diesem als Teil der Flexibilitätsoptionen eine wichtige Bedeutung zukommt.
- Viele Modelle beinhalten eine stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen. Dies ist insbesondere unter der Betrachtung der sektorübergreifenden Flexibilisierung des Stromsystems sinnvoll.
- Während in vielen Studien klassische Elektrizitätsspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke in die Untersuchung einfließen, ist eine Betrachtung von Wärmespeichern und Wärmeverbundnetzen nicht durchgehend vorhanden. Als

voraussichtlich kostengünstige sektorübergreifende Flexibilitätsoption sollte sie jedoch integraler Bestandteil einer zukünftigen Analyse sein.

- Die Gasnetzinfrastruktur wird in vielen Modellen als Langzeitspeicheroption für Wasserstoff und Methan unterstellt, wobei die räumliche Auflösung häufig nur grob aggregiert erfolgt. Die stationäre Gasspeicherinfrastruktur für Wasserstoff und Methan wurden jedoch nur in sehr wenigen Studien näher betrachtet und könnte insbesondere in Hinblick auf NRW eine wichtige Rolle spielen.
- Während Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen in allen Studien – in unterschiedlichem Detailgrad – betrachtet werden, kommt der Betrachtung von Power-to-Chemicals und Power-to-Fuels eine untergeordnete Rolle zu. Eine nähere Betrachtung dieser PtX-Pfade erscheint daher sinnvoll und innovativ.
- DSM-Prozessen kommt als kostengünstige Flexibilisierungsoption eine bedeutende Rolle zu, welche sich jedoch nur teilweise in einer detaillierten Abbildung in den Modellen widerspiegelt. Eine detaillierte Betrachtung erscheint zur Bewertung von Synergie- und Konkurrenzeffekten zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, insbesondere PtX, als unumgänglich. Eine umfassende Betrachtung des gesamten Mobilitätssektors als möglicher Absatzmarkt für PtX-Produkte wurde nur vereinzelt durchgeführt. Je nach Forschungsschwerpunkt ist jedoch eine detailreiche Abbildung der H_2-, E-, Erdgas- und konventionellen Mobilität sinnvoll und angebracht.

Auf Basis der Studienauswertung lassen sich folgende Defizite identifizieren:

- Es existiert derzeit kein geschlossenes, sektorenübergreifendes und konsistentes Zukunftsbild, das die Rolle von Power-to-Gas im Kontext des gesamten Energiesystems unter Berücksichtigung möglicher Alternativen beinhaltet.
- Eine Betrachtung und Analyse von Power-to-Gas als sektorenübergreifende Brückentechnologie im Vergleich zu anderen Technologieoptionen existiert für NRW nicht. Insbesondere NRW-spezifische techno-ökonomische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen wurden bislang nicht analysiert.
- Es fehlt derzeit eine hinreichende räumliche und zeitliche Auflösung der betroffenen Strom- und Erdgasversorgungsinfrastrukturen. Eine aussagekräftige Analyse, die als Voraussetzung für die Abschätzung von Überschussstrom, Anlagendesign etc. notwendig ist, müsste standortspezifisch und netzknotenscharf angelegt sein und die speziellen erdgasspezifischen Transport- und Verteilungsaspekte (z. B. Lastcharakteristika, Volumenströme, Gaseigenschaften) berücksichtigen.
- Eine detaillierte Analyse möglicher CO_2-Quellen (Biogasaufbereitung, CCS etc.) liegt derzeit nicht vor. In allen gesichteten Studien wird (pauschal) davon ausgegangen, dass für den Fall einer Methanisierung CO_2-Mengen ausreichend verfügbar sind. Dies gilt sowohl für die zeitliche als auch räumliche Verfügbarkeit. Insbesondere vor dem

Hintergrund treibhausgasneutraler Langfristszenarien, ist die Problematik der CO_2-Verfügbarkeit zu diskutieren.

- In vielen Studien wird von erheblichen Überschussstrommengen ausgegangen, wobei sehr unterschiedliche Definitionen benutzt werden. Im Zeichen zusammenwachsender Strommärkte und forcierten Liberalisierungsbestrebungen sind diese ausgewiesenen Überschussstrommengen im Kontext des europäischen Stromverbundsystems zu analysieren und zu bewerten. Dabei gilt es auch, eine Definition von Überschussstrommengen für das Projekt zu bestimmen.
- Vor dem Hintergrund eines zukünftigen Stromversorgungssystems, das zunehmend durch fluktuierende Erneuerbare Energien geprägt ist, wird Speichern eine große Bedeutung zugemessen. Fast alle Studien richten den Fokus auf eine nationale Betrachtung und lassen eine angemessene wirtschaftliche Bewertung im Kontext des europäischen Stromversorgungssystems vermissen.
- In vielen heutigen Modellen sind Speichertechniken sehr aggregiert abgebildet. Es wird pauschal davon ausgegangen, dass die jeweiligen Techniken über die notwendigen Eigenschaften (z. B. Flexibilitätseigenschaften) verfügen, die für die Versorgungsaufgabe notwendig sind. Eine genaue Spezifikation von Speichereigenschaften, die sich aus den Systemanforderungen ergeben, existiert nicht.
- Der notwendige Speicherbedarf (Kurzzeit, Langzeit) hängt neben dem Ausmaß und der Einspeisecharakteristik der Erneuerbaren von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie z. B. die für die Netzstabilität benötigte Leistung konventioneller Kraftwerke („Must-Run“), Bereitstellung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke, Speicher, oder EE-Anlagen, steuerbare Verbraucher, Import/Export ab. Darüber hinaus sind mögliche Alternativen, wie Abregelung von EE-Anlagen, Netzausbau, Power-to-Heat (zur Nutzung von Überschussstrom) zu sehen. Diese Faktoren gilt es adäquat zu analysieren, da sie einen entscheidenden Einfluss auf den notwendigen Speicherbedarf ausüben.
- Die bilanzielle Erfassung von Elektrolysestrom wird in den Studien sehr unterschiedlich gehandhabt und erschwert einen Ergebnisvergleich. Hieraus lässt sich die Notwendigkeit einer einheitlichen Energiebilanzierung ableiten.
- In einigen Studien werden für den notwendigen Speicherbedarf Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchgeführt. Die Studienauswertung zeigt, dass die für Power-to-Gas gemachten Kostenannahmen (dies gilt insbesondere für die Methanisierung) teilweise sehr unterschiedlich ausfallen und daher kaum belastbar sein dürften. Insofern besteht ein großer Bedarf, die Kostenschätzungen entlang der Power-to-Gas Entwicklungspfade zu verbessern. Darüber hinaus finden möglicherweise neue Konzepte, wie beispielsweise biologische Verfahren, derzeit keinerlei Berücksichtigung. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, wie

PtG alternativ zu anderen Speicheralternativen in NRW nutzbar gemacht werden kann. Dabei spielen neben Kostenaspekten auch politische Faktoren, wie beispielsweise die Umsetzung des Klimaschutzplans in NRW, eine Rolle. Um die Chancen von PtG in NRW für die deutsche Energiewende zu bewerten, muss folglich auch NRW als Standort für PtG Anlagen untersucht werden.

- In vielen Diskussionen wird auf die vielseitigen Verwendungsmöglichkeiten von PtG-Wasserstoff hingewiesen, wie z. B. Power-to-Chemicals (PtC), Power-to-Fuel (PtF) oder die Substitution von konventionell (durch Erdgasreformierung) hergestelltem Wasserstoff. Hierbei handelt es sich um neue Versorgungsaufgaben bzw. ein anderes Anwendungsspektrum außerhalb des Stromversorgungssektors. Geht man davon aus, dass die mit Hilfe von Überschussstrom hergestellten Wasserstoffmengen hauptsächlich für solche Versorgungsaufgaben eingesetzt werden, stellt sich die Frage, wie eine zukünftige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und möglicherweise Langzeitspeicherbedarf gewährleistet werden kann.

7. Besonderheiten und Charakteristika des Landes NRW

Im nachfolgenden Kapitel wird auf besondere Eigenschaften des Landes NRW im Hinblick auf eine künftige Nutzung von PtG bzw. eine stärkere Kopplung von Strom-, Wärme- bzw. Gassektor eingegangen.

7.1. Allgemeine Kennzahlen

Das Land NRW weist in energetischer Hinsicht gleich mehrere Besonderheiten auf, die in Abbildung 4 zusammengefasst dargestellt sind. Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass NRW mit heute insgesamt etwa 18 Mio. Einwohnern und etwa 515 Einwohnern pro km^2 das am dichtesten besiedelte Flächenland in Deutschland ist (Stand Ende 2012).

- rd. 18 Mio. Einwohner (mehr als z.B. die Niederlanden)
- 34.084 km^2 Fläche
- 90% der deutschen Steinkohleförderung
- 50% der deutschen Braunkohleförderung
- 40% des deutschen Energieverbrauchs
- 35% der deutschen CO_2-Emissionen (290 Mio. t in 2007)
  - 25 % Minderungsziel gg. 1990 bis 2020
  - 80-95% Minderungsziel gg. 1990 bis 2050
- 33% der deutschen Stromproduktion (Stromexportland)
- mit rd. 80% ist Kohle der wichtigste Grundstoff der Stromerzeugung
- rd. 30.000 MW installierte Kraftwerkskapazität
- rd. 1,1 Mio. Beschäftigte im Energiesektor

NRW – das energiewirtschaftliche (Kraft-) Zentrum Deutschlands

Abbildung 4: Kennzahlen des Energie- und Industrielandes NRW [24].

Aufgrund der hohen energiebedingten CO_2-Emissionen, die im Jahr 2010 temperaturbereinigt und nach Quellenbilanz ca. 271 Mio. t betrugen, trägt NRW zu gut einem Drittel zu den CO_2-Emissionen in Deutschland bei und steht damit Im Europäischen Länderranking an sechster Stelle von allen Mitgliedsstaaten (siehe Abbildung 5). Die größten Anteile daran haben die drei Endenergieträger Strom (ca. 37 %), Mineralölprodukte (28 %) und Gas (ca. 20 %) [25]. Zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele steht das Land NRW somit vor großen Herausforderungen und damit verbundenen strukturellen Veränderungen.

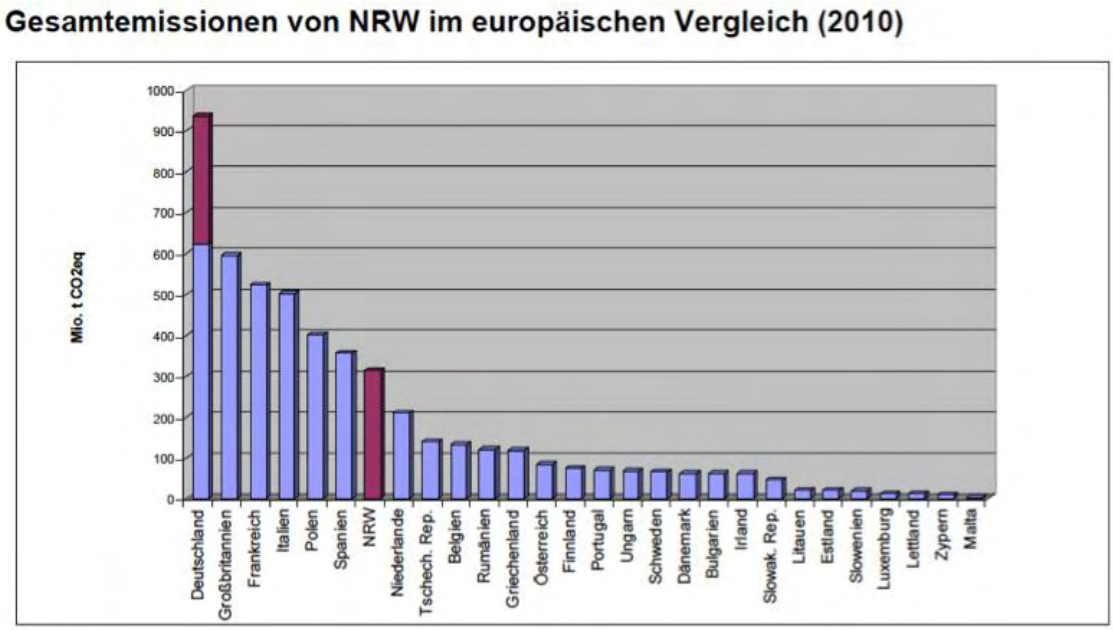


Abbildung 5: CO2-Emissionen von NRW im europäischen Vergleich [24].

7.1.1 Stromversorgung in NRW

Das Land NRW zeichnet sich durch viele, große, konventionelle Kraftwerkskapazitäten, einer entsprechend großen, die inländische Nachfrage übersteigende Stromerzeugung, ein dichtes und leistungsstarkes Stromnetz sowie einer hohen Nachfrage nach Strom aus.

Stromerzeugung

Über 70 % des in NRW erzeugten Stroms wird aus Stein- und Braunkohle gewonnen, so dass fast 46 % des deutschen Steinkohle- und 51 % des deutschen Braunkohlestroms aus NRW stammen (siehe Tabelle 1). Erdgas trägt dagegen mit etwa 28 % und erneuerbare Energien mit „nur“ knapp 11 % zur Stromerzeugung in NRW bei (Stand 2011), letztere aber mit steigender Tendenz. Ihr Beitrag zur deutschen Stromerzeugung ist dagegen mit 20 % deutlich höher. Die Stromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2011 in Nordrhein-Westfalen ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1: Brutto-Stromerzeugung in NRW und in Deutschland im Jahr 2011; Quelle: [26]

	NRW		BRD		NRW/BRD
	in TWh_{el}	%	In TWh_{el}	%	%
Steinkohle	51,4	29,3%	112,4	18%	46%
Braunkohle	76,7	43,7%	150,1	25%	51%
Erdgas (Mineralöl)	25,3	14,4%	89,3	15%	28%
Kernenergie	0	0,0%	108,0	18%	0%
EE [1)]	13,6	7,7%	123,5	20%	11%
Sonstige	8,7	5,0%	25,6	4%	34%
Gesamt	175,7	100%	608,9	100%	29%

[1)] inkl. Grubengas (Bund) und Pumpspeicherwasser

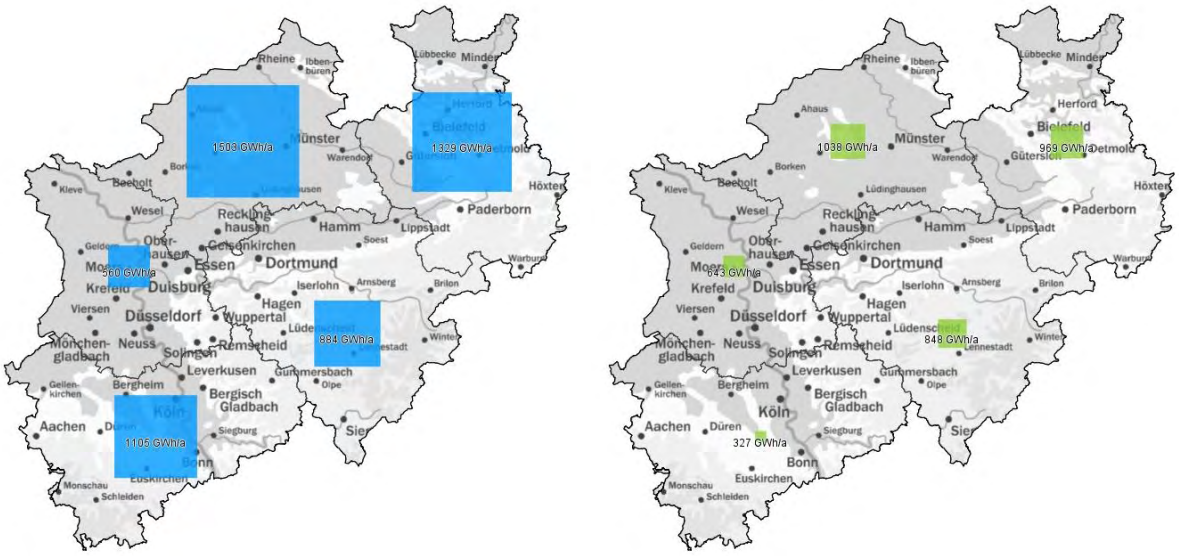
Die Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in NRW ist im Vergleich zu der in Deutschland in der Tabelle 2 dargestellt. Windenergie und Biomasse spielen dabei, ähnlich wie auf nationaler Ebene, die Hauptrollen, mit jeweils ca. 40 % Anteil der gesamten EE-Stromerzeugung in NRW. Strom aus Photovoltaik spielt mit knapp 17 % eine etwas stärkere Rolle als auf Bundesebene mit 11 %, während Strom aus Wasserkraft in NRW mit rund 4 % eine eher kleine Rolle spielt. Der Unterschied in der Summe der EE-Erzeugung aus Tabelle 2 und dem Eintrag in Tabelle 1 liegt in der unterschiedlichen Berücksichtigung von Grubengas.

Tabelle 2: Zusammensetzung der EE-Erzeugung in NRW und Deutschland 2011; Quellen: [26]

	NRW		BRD		NRW/BRD
2011	TWh_{el}	%	TWh_{el}	%	%
Windenergie	**5,2**	**40,0%**	**48,9**	**39,7%**	**10,6%**
Biomasse	**5,1**	**39,2%**	**36,9**	**30,0 %**	**13,8%**
davon feste Biomasse	1,5	11,5%	11,3	9,2%	13,3%
… Biogas	1,6	12,3%	17,5	14,2%	3,1%
… flüssige Biomasse	0,1	0,8%	1,4	1,1%	7,1%
… biogener Abfall	1,3	10,0%	5,0	4,1%	26,0%
… Klärgas	0,3	2,3%	1,1	0,9%	27,3%
… Deponiegas	0,2	1,5%	0,6	0,5%	33,3%
Wasserkraft	**0,5**	**3,8%**	**18,1**	**14,7%**	**2,8%**
Photovoltaik	**2,2**	**16,9%**	**19,3**	**15,7%**	**11,4%**
Summe	**13,00**	**99,9%**	**123,2**	**100,1%**	**10,6%**

Die Stromerzeugung aus den beiden derzeit wichtigsten Quellen Windkraft und Biomasse (ohne Deponie- und Klärgas) ist regional sehr unterschiedlich in NRW verteilt (siehe Abbildung 6). Den meisten Windstrom gibt es mit ca. 28 % Anteil an der gesamten

Windstromerzeugung im Regierungsbezirk Münster, dicht gefolgt vom Regierungsbezirk Detmold mit ca. 25 %. In diesen beiden nördlichen Bezirken werden somit mehr als die Hälfte des gesamten Windstroms in NRW erzeugt, im Regierungsbezirk Düsseldorf dagegen mit ca. 10 % am wenigsten Windstrom. Eine ähnliche Verteilung, jedoch auf geringerem absolutem Niveau, ist für die Erzeugung von Strom aus Biomasse zu erkennen. Auch hierbei wird mehr als die Hälfte des Biomassestroms in den beiden nördlichen Regierungsbezirken Münster und Detmold erzeugt und im Regierungsbezirk Köln mit ca. 9 % am wenigsten Biomassestrom.



© Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
Luftbild, Hintergrundkarten: Bezirksregierung Köln Abt.7 GEObasis.nrw

Abbildung 6: Stromerzeugung aus Windkraft (links) und Biomasse (rechts) in NRW nach Regierungsbezirken, Quelle: LANUV NRW Energieatlas 2014 [27]

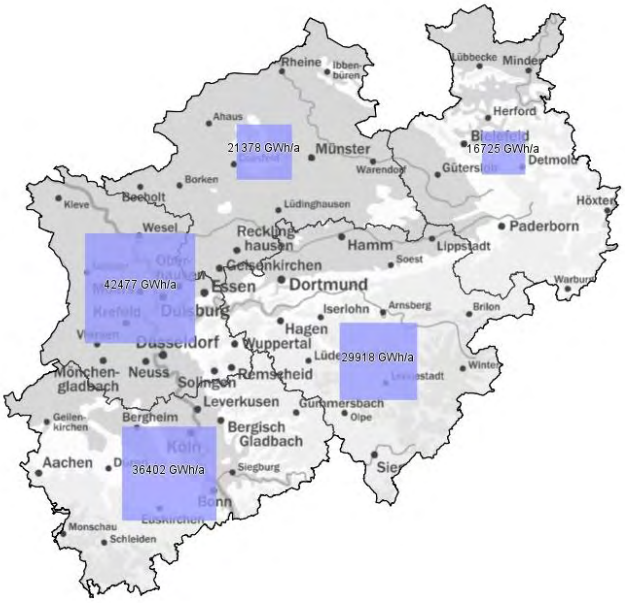
Stromnachfrage in NRW

Der Strombedarf in NRW beläuft sich auf knapp ein Viertel des gesamten deutschen Strombedarfs (Stand 2011). Sektoral betrachtet wird mehr als ein Viertel des in Deutschland industriell genutzten Stroms in NRW verbraucht, gleiches gilt etwa auch für den GHD-Sektor, während der Anteil von NRW am gesamten Haushaltsstrom etwa gut ein Fünftel beträgt, was etwa dem Bevölkerungsanteil von NRW entspricht. Der NRW-Industriesektor dominiert den hiesigen Strombedarf mit einem Anteil von knapp 50 %, während der Stromanteil des Verkehrssektors mit 1,4 % fast vernachlässigbar klein ist.

Tabelle 3: Strombedarf in NRW und Deutschland (2011) nach Sektoren. NRW: Schätzung aus Quelle: [26]

Strombedarf	NRW		BRD		NRW/BRD
2011	**In TWh $_{el}$**	**%**	**In TWh[2] $_{el}$**	**% $_{Strom, BRD}$**	**%**
Industrie	60,8	48,6%	229	44,4%	27%
GHD	32,8	26,2%	130	25,2%	25%
Haushalte	29,7	23,8%	141	27,3%	21%
Verkehr	1,7	1,4%	16	3,1%	11%
Summe	125,0	100%	516	100%	24%

Die regionale Verteilung insbesondere der Industrieansiedlungen sowie der Haushalte führt maßgeblich zu der in Abbildung 7 dargestellten regionalspezifischen Stromnachfrage in NRW. Die größte Nachfrage gibt es im Regierungsbezirk Düsseldorf, mit einem Anteil von ca. 29 %, und die niedrigste im Regierungsbezirk Detmold, mit ca. 11 % an der gesamten Stromnachfrage in NRW. Mehr als die Hälfte des Stromverbrauchs von NRW fällt in den beiden Regierungsbezirken Düsseldorf und Köln an. Zudem ist ein deutliches Gefälle von Süden nach Norden zu erkennen, da die drei südlichen Regierungsbezirke knapp ¾ des gesamten Stromverbrauchs ausmachen.



© Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
Luftbild, Hintergrundkarten: Bezirksregierung Köln Abt.7 GEObasis.nrw

Abbildung 7: Stromverbrauch in NRW nach Regierungsbezirken, Quelle: LANUV NRW Energieatlas 2014 [27]

Wenn man die regionale Verteilung der Stromnachfrage mit derjenigen der Stromerzeugung aus erneuerbaren miteinander vergleicht, dann folgt daraus umgekehrt ein Nord-Süd-Gefälle für den bilanziellen EE-Deckungsanteil (siehe Abbildung 8).

[2] Strombedarfswerte für Deutschland beziehen sich auf das Jahr 2010.

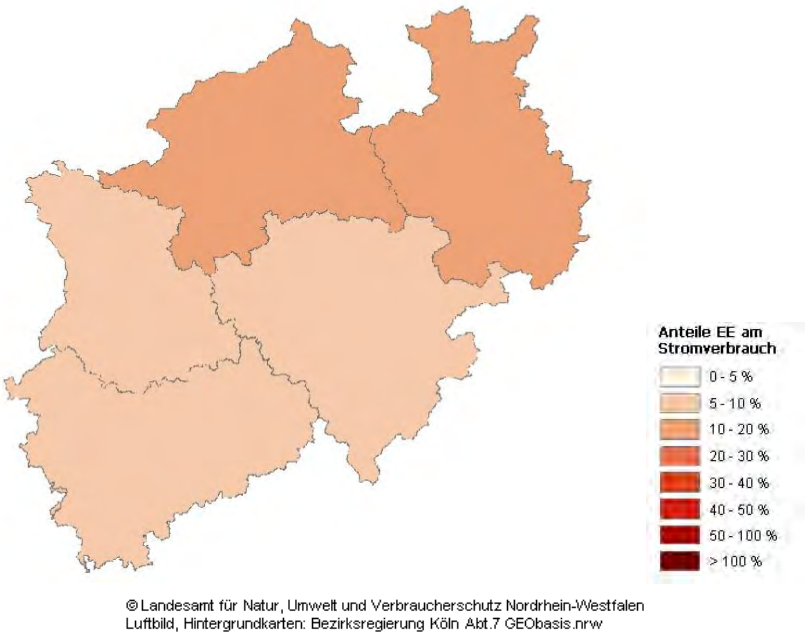


Abbildung 8: EE-Anteile an der Stromnachfrage in NRW nach Regierungsbezirken. LANUV NRW Energieatlas 2014 [27]

7.1.2 Wärmeversorgung in NRW

Der Wärmebedarf wird durch die Nachfrage nach Warmwasser, Raumwärme und Prozesswärme bestimmt. Auf die Bereitstellung von Wärme insgesamt entfallen dabei deutschlandweit etwa rund 54 % der Endenergie (ohne Strom für Industriewärme, Stand 2010), Tendenz leicht fallend [22] In Nordrhein-Westfalen liegt der Wärmeanteil mit etwa 60 % der Endenergie (ohne Strom für Industriewärme) höher als auf Bundesebene. Dies liegt insbesondere an den vielen energieintensiven Industrieunternehmen in NRW vgl. Kapitel 7.2). Die Industrie in NRW hat daher mit rund 49 % den höchsten sektoralen Anteil am Wärmebedarf, im Unterschied zum Bund, wo mit etwa 46 % der größte Wärmebedarf auf die Haushalte fällt. Zwischen 2005 und 2010 ist der industrielle Wärmebedarf in NRW mit +27 % zudem deutlich stärker angestiegen als auf Bundesebene (+7%). Der GHD-Sektor spielt mit etwa 14 % (NRW) bzw. 17 % (BRD) Anteil am gesamten Wärmebedarf eine relativ kleine Rolle und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet. Der Wärmebedarf auf Landes- und Bundesebene in den Jahren 2005 und 2010 ist in der Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Wärmebedarf (Endenergie) in PJ nach Sektoren in NRW und Deutschland, 2005 und 2010

	NRW		BRD		NRW-Anteil an BRD
In PJ	2005[a)]	2010[b)]	2005[c)]	2010[d)]	2005 / 2010
Haushalte	662	491	2.470	2.418	– % / 20 %
GHD		188	1.049	903	– % / 21 %
Industrie[1)]	518	658	1.800	1.926	29 % / 34 %
Summe	1.180	1.337	5.319	5.247	22 % / 25 %

Quellen: [1)] ohne Strom; [a)] [28] [b)] [29],[30], Eigene Berechnungen; [c)] [31]; [d)] [32]

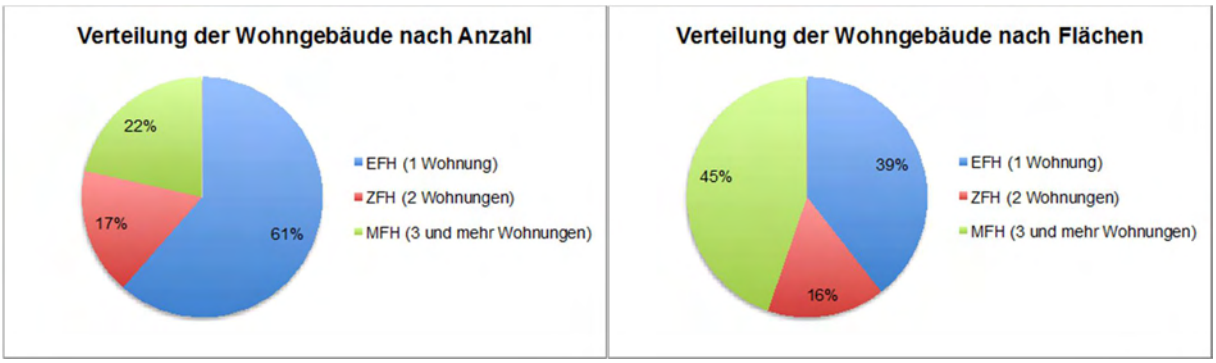
Neben der Industrie wird der Wärmebedarf im Wesentlichen durch die privaten Haushalte (Wohngebäude) und damit durch die Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser bestimmt. Der hohe sektorale Wärmebedarf von NRW folgt daraus, dass NRW mit 17,8 Mio. Einwohnern (Stand 2010) das einwohnerstärkste Bundesland ist (siehe Tabelle 5). Es gibt insgesamt rund 3,8 Mio. Wohngebäude, mit etwa 8,5 Mio. Wohnungen (WE), die eine zu beheizende Wohnfläche von insgesamt 718 Mio. qm und im Mittel von 85 qm/WE aufweisen, Tendenz steigend. In den 8,6 Mio. Haushalte in NRW wohnen im Mittel etwa 2,06 Personen in einem Haushalt. In der Tendenz nimmt die Summe der Wohnungen und Wohnfläche zu, bei gleichzeitig abnehmender mittlerer Haushaltsgröße.

Tabelle 5: Wohnbevölkerung, Anzahl Haushalte und Wohnfläche in NRW

	2000	2010	2012
Wohnbevölkerung [Mio.]	18,010	17,845	17,848
Anzahl Haushalte [Mio.]	8,321	8.609	8,672
Mittlere Haushaltsgröße	2,16	2,06	2,05
Anzahl Wohnungen in WG [Mio.]	8,020	8,450	8,635
Mittlere Wohnfläche pro Wohnung [m^2/WE]	83	85	89
Rechnerische Wohnfläche [Mio. m^2][1)]	666	718	772
Anzahl Wohngebäude [-]	3.427.129	3.765.169	3.798.718

Quellen: [33], www.landesdatenbank.nrw.de und www.it.nrw.de

Wie Abbildung 9 verdeutlicht sind mit 61 % der überwiegende Anteil der Wohngebäude Einfamilienhäuser, gefolgt von Mehrfamilienhäusern (22 %) und Zweifamilienhäusern (17 %). Mit 45 % entfällt jedoch der Großteil der Wohnfläche auf die Mehrfamilienhäuser, 39 % der Fläche befinden sich in Einfamilienhäusern und 16 % in Zweifamilienhäusern. Diese Statistik unterstreicht einerseits die Bedeutung der Einfamilienhausbesitzer als zahlenmäßig relevante Akteursgruppe und andererseits die Bedeutung der Mehrfamilienhäuser, welche aufgrund der Wohnfläche den größten Beitrag zu Energieeffizienz und CO_2-Einsparung leisten können.



Quellen: [33], www.landesdatenbank.nrw.de und www.it.nrw.de

Abbildung 9: Verteilung der Wohngebäude nach Anzahl (links) und Wohnfläche (rechts)

In Deutschland entfallen rund 40 Prozent des Endenergieverbrauchs und etwa ein Drittel aller CO_2-Emissionen auf den Gebäudebestand [34] (S.22). Für die aus Klimaschutzgründen nötige Einsparung von Energie und Minderung von CO_2-Emissionen spielen die folgenden vier verschiedenen Optionen eine wesentliche Rolle, die im Folgenden für Deutschland bzw. NRW näher beschrieben werden:

- Verbesserung der Gebäudeenergieeffizienz bestehender sowie neuer Gebäude
- Verbesserung der Energieeffizienz von Heizungen, Anlagen, Geräten und Maschinen
- Verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung vor Ort
- Verringerung bzw. Veränderung der Nachfrage nach Wohnraum und nach Leistungen des GHD-Sektors

Verbesserung der Gebäudeenergieeffizienz bestehender sowie neuer Gebäude

„Nahezu drei Viertel der rund 18,2 Millionen deutschen Wohngebäude und rund 1,7 Millionen Nichtwohngebäude [35] sind vor der ersten Wärmeschutzverordnung 1978 errichtet worden, vielfach noch unsaniert und daher energetisch nicht auf dem neuesten Stand [34]. So sind beispielsweise rund 65 Prozent der Fassaden ungedämmt, weitere 20 Prozent entsprechen mit Dämmstärken unter 10 Zentimeter nicht dem heutigen technischen Stand.[3]“ [36]

In verschiedenen Klimaschutzszenarien ([37], [38], [39]) wird gegenüber 2005 eine Reduktion des spezifischen Energiebedarfs für Raumwärme im Gebäudebestand um 35 bis 50 % bis 2030 und um 55 bis 85 % bis 2050 erwartet. Diese Minderungen sind in erster Linie das Ergebnis verstärkter und höherwertiger Sanierungen sowie weiterer Verbesserungen in den Wärmestandards für Neubauten. Weitere Studien, die sich speziell mit dem Energiebedarf für Raumwärme in den deutschen Haushalten auseinandersetzen (z.B. [40], [41], [42]) bestätigen diese Größenordnung und zeigen ein wirtschaftlich erschließbares Potenzial zur Minderung des Wärmeenergiebedarfs von längerfristig mindestens 55 bis 65 %. In allen Studien werden dafür gegenüber heute deutlich effizientere Neubauten sowie vor allem verstärkte und höherwertige Sanierungen als zentrale Instrumente für entsprechend ambitionierte Energie- und einhergehende THG-Reduktionspfade betrachtet. In den meisten Szenarien wird die energetische Sanierungsrate der Wohngebäude bis 2020 auf rund 2 % pro Jahr erhöht.

In den verschiedenen Energieszenarien wird gegenüber 2005 ein Anstieg der beheizten Wohnfläche bis 2030 um 10 bis 20 % angenommen. Nach 2030 bleibt die beheizte Wohnfläche dann ungefähr konstant, da angenommen wird, dass ein weiter steigender pro-Kopf-Wohnbedarf durch die abnehmende Bevölkerung kompensiert wird. Entsprechend sinkt der absolute Energiebedarf für die Raumwärme etwas weniger stark als der spezifische Bedarf: Gegenüber 2005 geht der absolute Bedarf je nach Szenario bis 2030 um 30 bis 45 % und bis 2050 um 40 bis 80 % zurück.

[3] Hintergrundpapier geea-Kampagne „Die Hauswende“, Seite 6

Übertragbarkeit auf NRW (aus: [43])

Bei der Übertragbarkeit dieser Angaben zur Gebäudeeffizienz aus den Deutschland-Szenarien auf NRW sind einige Besonderheiten des Bundeslandes gegenüber dem Bundesdurchschnitt zu beachten: Zum einen ist NRW stärker städtisch geprägt, es liegt also eine überdurchschnittlich hohe Siedlungsdichte vor. Dies kann sich zwar günstig auswirken auf den Erfolg von Sanierungskampagnen, da Multiplikatoreneffekte durch Wohnungsbaugesellschaften verstärkt auftreten können, es dürfte aber der Nachteil dominieren, dass sich bei städtischer Prägung durch die Verschiebung von Einfamilienhäusern (EFH) hin zu Mehrfamilienhäusern (MFH) tendenziell hemmende Effekte in Bezug auf die angestrebte Erhöhung der Sanierungsrate ergeben: Der höhere Koordinationsaufwand von Sanierungsprojekten in MFH stellt häufig ein Hemmnis für potenzielle Investorengruppen dar.

Auf der anderen Seite ist NRW – insbesondere das Ruhrgebiet – von einer großen Anzahl von Nachkriegszeit-Zweckbauten geprägt. Deren Grund-Sanierung oder gegebenenfalls auch deren Abriss steht in vielen Fällen ohnehin an und kann daher zum Anlass für eine (ambitionierte) energetische Sanierung bzw. einen energieeffizienten Neubau genutzt werden.

Vor diesem Hintergrund wird unterstellt, „dass sich die förderlichen und die hemmenden Charakteristika des Gebäudebestandes in NRW in Hinblick auf die Erhöhung der Gebäudeeffizienz in etwa die Waage halten und daher die bundesweit abgeleiteten Rückgänge des spezifischen sowie des absoluten Energiebedarfs für Raumwärme für das Land NRW übernommen werden können.“ Die daraus folgenden Minderungspotenziale des Raumwärmebedarfs von Haushalten und GHD-Sektor sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Mögliche Reduktion des spezifischen und des absoluten Energiebedarf für Raumwärme in privaten Haushalten und GHD-Gebäuden in Deutschland und NRW, Quelle: [43].

Minderung des Raumwärme-bedarfs gegenüber 2005	Minderung in 2030	Minderung in 2050
Spezifisch	ca. 35 bis 50 %	ca. 55 bis 85 %
Absolut	ca. 30 bis 45 %	ca. 45 bis 80 %

Verbesserung der Energieeffizienz von Heizungstechnischen Anlagen (aus: [43])

Beim Wärmebedarf sind zusätzliche Energieeinsparungen durch die weitere Verbreitung moderner, effizienter Heizungen (insbesondere Brennwertheizungen bei der Verwendung von Gas, Öl oder auch Holzpellets und KWK-Anlagen bei Gas- und Ölheizungen) und auch entsprechend verbesserter Wärmeverteilung, Wärmespeicherung und Regeltechnik möglich. Minderungen der THG-Emissionen sind außerdem durch einen Umstieg auf emissionsärmere Brennstoffe bzw. auf lokal verfügbare erneuerbare Energien möglich (s. weiter unten).

Der Vergleich der NRW-Heizungsstruktur im Wohngebäude-Bestand (bis einschließlich 2007) und im -Neubau (ab 2008) in Abbildung 10 zeigt die Tendenzen auf: Fossile Energieträger mit hohen spezifischen CO_2-Emissionen wie Kohle (0%) und Öl (2%) werden nahezu vom Neubaumarkt verdrängt. Als einziger fossiler Energieträger verbleibt Erdgas mit gegenüber dem Bestand (58%) reduzierter, aber immer noch hoher Relevanz (46%). Bei den Power-to-Heat-Technologien dominieren die Wärmepumpen im Neubau, die mit 27% Nutzwärmeanteil nach Erdgas bereits an zweiter Stelle stehen. Mehr als jedes vierte neue Wohngebäude ist demnach bereits ein „Nur-Strom-Haus“. Der Anteil der primärenergetisch ineffizienten und ökologisch bedenklichen Strom-Nachtspeicherheizungen geht dagegen von 7% im Bestand auf 0% zurück.

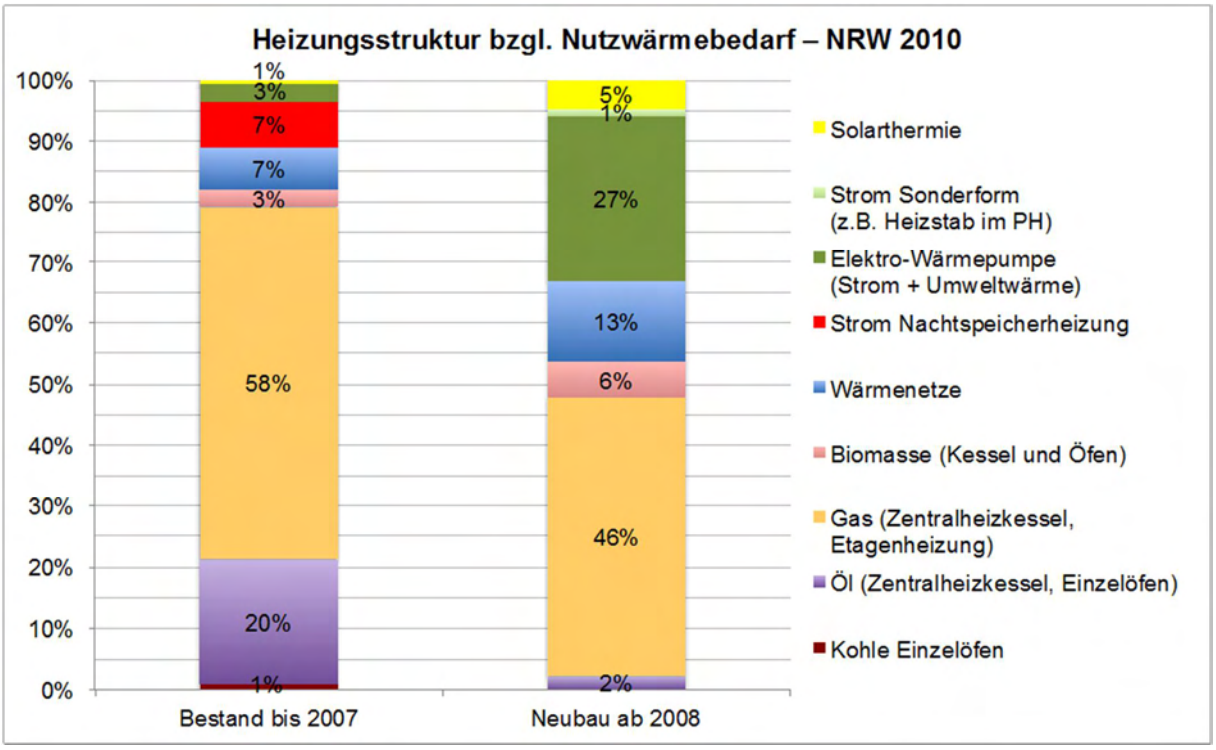


Abbildung 10: Verteilung der Heizungsstruktur in NRW-Wohngebäuden nach Nutzwärmebedarf (Raumwärme und WW) für Bestandsgebäude und Neubauten; Hinweis: Bestand saniert und unsaniert; Quelle: Annahmen und Herleitungen aus den Klimaschutzplan-NRW-Szenarien der AG3, eigene Darstellung Wuppertal Institut 2013.

Bei den Gastechnologien sind in Abbildung 10 nur die Kessel bzw. Etagenheizungen aufgeführt. Innovative Gas-Technologien wie Gas-Wärmepumpen oder Mini-BHKW haben im NRW-Bestand mit ca. 0,4% im Bestand bzw. 0,1% im Neubau bislang nur eine verschwindend geringe Bedeutung. Allerdings sind sowohl die technischen Ausbaupotenziale als auch die CO_2-Minderungspotenziale durch den Einsatz dieser Technologien prinzipiell groß. Eikmeyer u. a. (2011) kommen in Bezug auf die Potenziale für KWK-Einzelobjektanlagen in NRW zu dem Ergebnis, dass eine Hochrechnung der Potenziale von KWK-Einzelobjektlösungen für ganz NRW nicht ohne weiteres möglich ist, da wesentliche Angaben wie Baualtersklasse oder Nutzungsart nicht flächendeckend vorliegen [44]. Eine Aussage ist jedoch „für die Summe

der Modellstädte, welche einen breiten, aber nicht repräsentativen Querschnitt durch die Stadtgrößen in NRW darstellen, möglich. Der Wärmebedarf, der außerhalb von wirtschaftlichen Fernwärmegebieten für solche Einzelobjekt- und Insellösungen errechnet wurde, erhöht hier den für Fernwärme-KWK geeigneten Wärmebedarf um 8 %."[4] Zu beachten ist, dass dieser Wert die untere Grenze des wirtschaftlichen Potenzials für dezentrale KWK angibt unter der extremen Annahme, dass das wirtschaftliche Fernwärmepotenzial zu 100% erschlossen wird.

Verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung vor Ort [43]

Neben einer Verbesserung der Anlageneffizienz, der Verwendung emissionsärmerer Brennstoffe und einem verstärkten Einsatz von Mini-KWK-Anlagen können im Gebäudebereich durch den Einsatz erneuerbarer Energien (Nutzung von Solarenergie, geothermischer und Umweltenergie sowie Biomasse) zur Wärmeerzeugung CO_2-Emissionen durch fossile Energieträger vermieden werden.

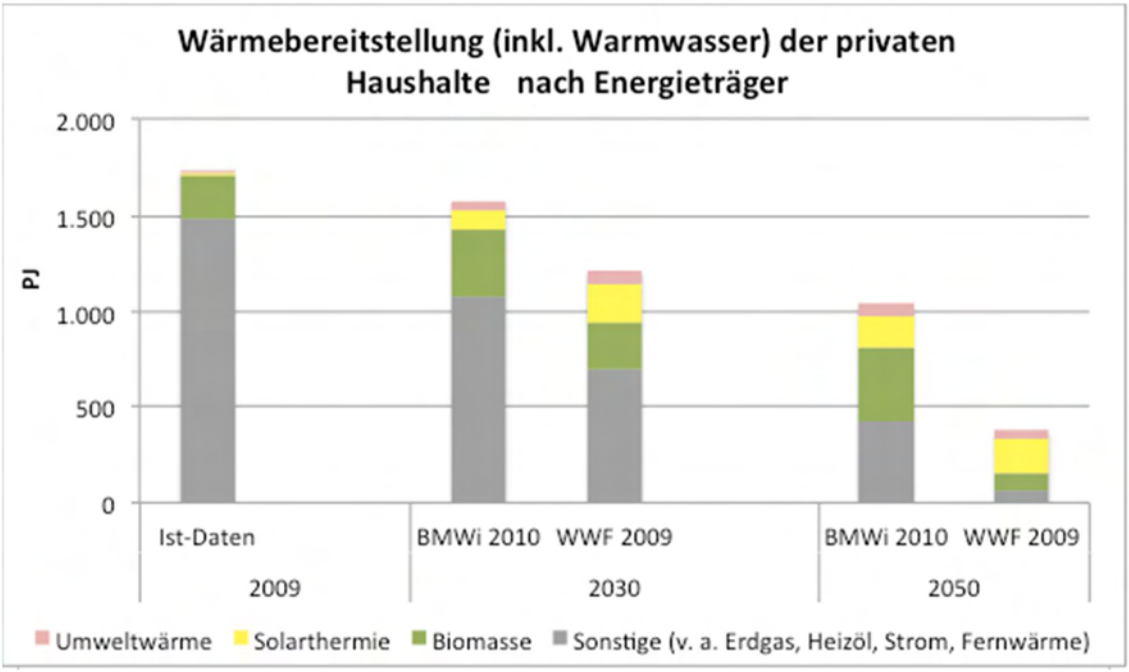


Abbildung 11: Entwicklung der Wärmebereitstellung (Raumwärme plus Warmwasser) nach Energieträgern in Privathaushalten bis 2050 in zwei Klimaschutzszenarien. Quellen: Eigene Darstellung, [38], [39].

Wie Abbildung 11 anhand von zwei Klimaschutzszenarien für Deutschland ([38], [39]) verdeutlicht, wird in den nächsten Jahrzehnten von einem stark steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung (hier: Raumwärme und Warmwasser privater Haushalte) ausgegangen. Dies hängt zum einen mit dem sinkenden absoluten

[4] In absoluten Zahlen wird in der Summe ein wirtschaftliches KWK-*Fernwärme*potenzial in den sieben untersuchten Modellstädten von 10,6 TWh ausgewiesen, für ganz NRW beträgt das Potenzial 79,3 TWh [44].

Wärmebedarf infolge der steigenden energetischen Qualität der Wohngebäude zusammen, wodurch der Einsatz fossiler Energieträger reduziert werden kann. Zum anderen werden aber auch realisierbare Potenziale zur signifikanten Steigerung der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien gesehen. Den Szenarien zufolge kann die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien bis 2030 auf nationaler Ebene einen Anteil von etwa 30 bis 40 % an der gesamten Wärmebereitstellung der Privathaushalte ausmachen (gegenüber rund 15 % heute), während der Anteil bis 2050 auf 60 bis 80 % steigen könnte.

Übertragbarkeit auf NRW

In NRW ist bei der Solarthermie und der Umweltwärmenutzung mit einem gegenüber Deutschland eher etwas niedrigerem relativen Beitrag zu rechnen, da der Anteil von Mehrfamilienhäusern hier höher ist als im Bundesdurchschnitt bzw. allgemein eine höhere Bevölkerungsdichte gegeben ist. Somit stehen – pro Kopf – weniger Fläche für Solarthermie- und Umweltwärme-Anlagen zur Verfügung. Auf der anderen Seite bescheinigt der Geologische Dienst des Landes NRW dem Bundesland „ein gutes bis sehr gutes oberflächennahes geothermisches Potenzial“ (vgl. Abbildung 12). Selbst bei Berücksichtigung von Restriktionsflächen (wie z. B. Wasserschutzgebieten) sind „noch mehr als 70 % der Landesfläche geothermisch sinnvoll nutzbar“ (Geologischer Dienst NRW, o. J.).

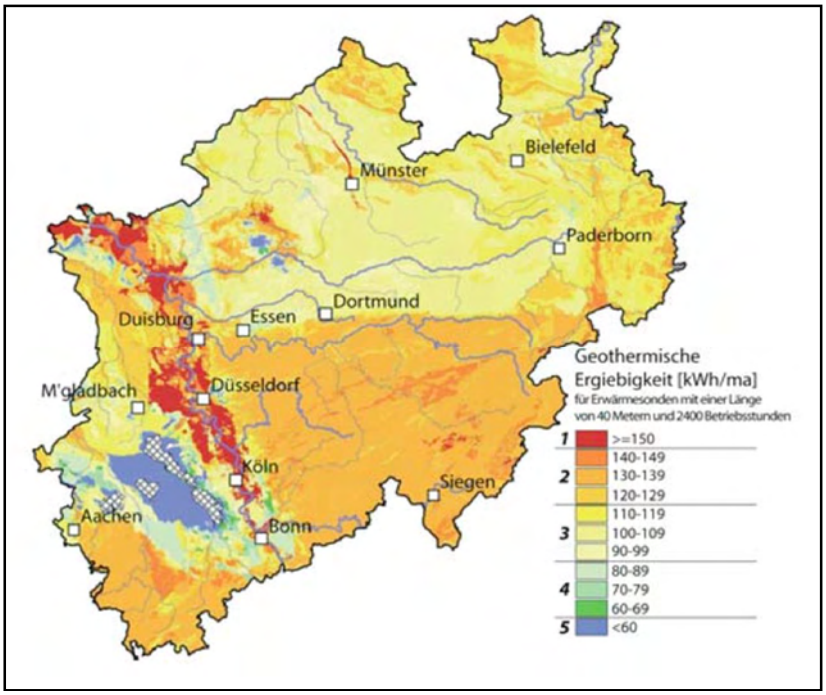


Abbildung 12: Geothermische Ergiebigkeit des Untergrundes in NRW für 40 Meter tiefe Erdwärmesonden; Quelle: Geologischer Dienst NRW (o. J.).

Für das Nutzungspotenzial der Solarstrahlung in Solarthermie- und PV-Anlagen ist die durchschnittliche jährliche Globalstrahlung der wichtigste Indikator. Er liegt für NRW unter

den entsprechenden Werten für Süddeutschland und die südlichen Teile Ostdeutschlands, jedoch – insbesondere im Südwesten NRWs – über den Werten für Norddeutschland.

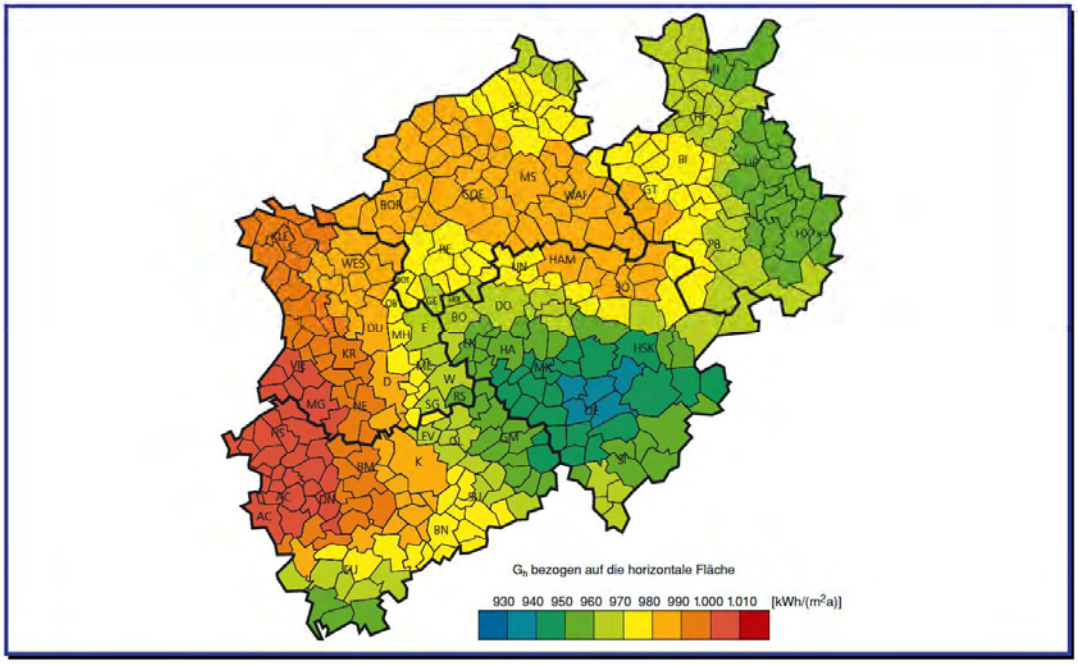


Abbildung 13: Solarenergie-Potenzialatlas NRW: Summe der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche (Jahresmittel); Quelle: [45].

Verringerung bzw. Veränderung der Nachfrage nach Wohnraum und nach GHD-Leistungen (aus: [43])

Eine verringerte bzw. veränderte pro-Kopf-Nachfrage nach Wohnraum und nach Leistungen des GHD-Sektors (d. h. „Suffizienz“) stellt schließlich eine weitere Option dar, die THG-Emissionen in diesem Bereich zu reduzieren. Allerdings haben die Akteure im Gebäudebereich und der GHD-Sektor selbst zumeist höchstens einen indirekten Einfluss auf das Nachfrageverhalten der Nutzerinnen und Nutzer. Denkbar wäre beispielsweise, dass der seit Jahrzehnten anhaltende Trend zu einem Anstieg der Pro-Kopf-Wohnfläche gestoppt werden könnte und nicht – wie in Szenarien unterstellt – anhalten wird. Durch eine Reduktion des Konsums könnte zudem der Energiebedarf und damit auch die THG-Emissionen im GHD-Sektor reduziert werden.

In verschiedenen Szenarien wird mit einem Anstieg der pro-Kopf-Wohnfläche von heute rund 43 m2 auf 44 bis 47 m2 in 2020 und 49 bis 52 m2 in 2050 gerechnet. Sollte es gelingen, den Pro-Kopf-Wohnraum in den nächsten Jahrzehnten konstant zu halten, so könnte allein aufgrund dieses Effektes (d. h. ohne weitere technische Einsparmaßnahmen an Gebäudehülle und Anlagen) gegenüber einer Referenzentwicklung der Raumwärmebedarf im Jahr 2050 um rund 15 % gesenkt werden. Auch dies dürfte analog für NRW gelten.

Die zuvor genannten und dargestellten vier zentralen Minderungsoptionen sind vor dem Hintergrund der politischen Ziele im Mehrebenensystem zu sehen, die die künftige Entwicklung des Wärmebedarfs maßgeblich bestimmen werden:

- Europa: Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent bis zum Jahr 2020, Errichtung von Neubauten ab dem Jahr 2021 (für öffentliche Neubauten ab 2019) nur noch als so genannte Niedrigstenergiegebäude [46].
- Deutschland: Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudebestand um 20 % bis 2020 (80 % bis 2050) plus Zielmarke für einen Erneuerbare-Energien-Wärmeanteil von 14 %. Das übergeordnete Ziel ist ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand [34].
- NRW: Signifikante Steigerung der Sanierungsquote im Gebäudebestand sowie Ersatz eines Großteils der rund 450.000 elektrischen Nachtspeicherheizungen im Rahmen des KWK- und Gebäudesanierungsprogramms bis zum Jahr 2020 [47](S.51).

Wärmenetze in NRW

Die Trassenlänge der Wärme- und Kältenetzbetreiber in Deutschland betrug im Jahr 2011 insgesamt 23.400 Kilometer. Der weit überwiegende Teil davon ist als Warmwassernetz ausgeführt (22.550 km), etwa 3 % sind dampfbetrieben (780 km) und nur ca. 0,3 % sind Kältenetze (70 km) [48]. Nordrhein-Westfalen ist mit 24,2 % Anteil, bezogen auf die gesamtdeutsche Trassenlänge, das Bundesland mit dem größten Wärmenetz [49]. Der überwiegende Teil der Wärmenetze NRWs liegt wiederum im Ruhrgebiet.

Zur Umsetzung der Energiewende bedarf es auch einer Anpassung dieser Energieinfrastrukturen. Da es sich bei den Netzen um besonders kapitalintensive Anlagen handelt, ist eine langfristige Planung unumgänglich, um „Stranded Investments“ zu vermeiden.

Bedeutung von Power-to-Heat (PtH)

Power-to-Heat-Anwendungen gewinnen zunehmend an Bedeutung im Wärmemarkt. Bereits oben wurde auf die hohen und weiter steigenden Anteile an (elektrischen) Wärmepumpen hingewiesen (vgl. Abbildung 10). Die Gründe für die hohen Zuwachsraten speziell im Neubau sind u.a. folgende:

- Leichte Erfüllung der Vorgaben nach EnEV und EEWärmeG (EnEV 2014 mit mehrfach abgesenktem Primärenergiefaktor für Strom von f_{PE} = 2,4 ab Mai 2014 und f_{PE} = 1,8 ab Januar 2016),
- Verzicht auf Gas- oder Fernwärmeanschluss und / oder Kamin im „Nur-Strom-Haus“ spart Investitionskosten,

- Realisierung von Niedertemperatursystemen (Flächenheizungen) und Erschließung von Wärmequellen (Erdwärme und Umgebungswärme) i.d.R. einfacher und kostengünstiger als im Bestand,
- Positives Image der Wärmepumpe als (lokale) regenerative Wärmeversorgungstechnologie,
- Perspektivisch vermutete höhere Versorgungssicherheit bzw. Diversifikationsmöglichkeiten beim Energieträger Strom im Vergleich zum fossilen und somit endlichen Energieträger Erdgas

Eine Besonderheit NRWs liegt darin, dass in vielen Gebäuden bereits „Power-to-Heat-Anlagen“ in Form von **Nachtspeicherheizungen (NSH)** vorhanden sind. Dabei handelt es sich jedoch weniger um eine zukunftsfähige PtH-Anwendung, als vielmehr um Altlasten aus Zeiten billiger (insbesondere nächtlicher) fossil-atomarer Stromüberkapazitäten. NRW verfügt mit rund 450.000 Stromheizungen über den größten Anteil im Vergleich zu allen anderen Bundesländern in Deutschland [50]. Für die in NRW in NSH verbrauchten Strommengen von ca. 5,8 TWh/a ergäbe sich bei Umstellung auf Gas-Brennwerttechnik ein jährliches Einsparpotenzial von 1,8 (Gesamtstrommix) bis 3,0 (Fossilstrommix) Mio. Tonnen CO_2.

Im Vergleich zu einer Gasbrennwertheizung werden rund zwei (Annahme: Gesamtstrommix 2010) bis drei (Annahme: Fossilstrommix 2010) mal so viel Treibhausgase (CO_2–Äquivalente) emittiert, gegenüber einer Pelletheizung sind es gar rund 17 bis 24 mal so viel [5].

Elektrische Wärmepumpen erreichen im Neubau mittlere Arbeitszahlen zwischen 2,9 (Luft-WP) bis 3,9 (Erdreich-WP) und im Altbau zwischen 2,6 und 3,3. Im Gegensatz zu elektrischen Direktheizungen (Widerstandsheizungen) stellen sie daher etwa die drei- bis vierfache Menge des eingesetzten Stroms in Form von Wärme bereit. Dementsprechend weisen sie im Vergleich zu NSH eine ebenfalls um den Faktor drei bis vier höhere Primärenergieeffizienz und niedrigere CO_2-Emission auf. Da NSH i.d.R. monovalent ausgeführt sind, ist ihr Strombedarf vor allem im Winter bzw. in Kälteperioden, d.h. in Zeiten ohnehin hoher elektrischer Last, hoch. Mit hoher Wahrscheinlichkeit müssen zu diesen Zeiten fossile Kraftwerke für den Strombedarf aufkommen, wenn nicht genug Strom aus Windkraftanlagen zur Verfügung steht. Daraus folgt, dass die PtH-Anwendung NSH aus ökologischen und Energieeffizienz - Gründen durch primärenergetisch effizientere Wärmeversorgungstechnologien ersetzt werden sollten. Da sich viele der NSH in Quartieren

[5] Eigene Treibhausgasbilanzierungen des Wuppertal Institutes mit GEMIS 4.7: Gesamtstrommix 2010: 566 g/kWh$_{el}$; Fossilstrommix 2010: 781 g/kWh$_{el}$; Heizöl-Niedertemperaturheizung: 371 g/kWh$_{el}$; Gasbrennwertheizung: 253 g/kWh$_{el}$; Gasbrennwertheizung + Solar (35%): 180 g/kWh$_{el}$; Holzpelletheizung: 33 g/kWh$_{el}$.g/kWh$_{el}$; Gasbrennwertheizung: 253 g/kWh$_{el}$; Gasbrennwertheizung + Solar (35%): 180 g/kWh$_{el}$; Holzpelletheizung: 33 g/kWh$_{el}$.

und Stadtteilen im Ruhrgebiet befinden, die in den 70er Jahren gebaut wurden, wären hier integrale Konzepte zur Umrüstung der Heizsysteme für das gesamte Quartier hilfreich[6].

Weitaus flexibler und ökologisch sinnvoller als NSH können **Heizstäbe in Warmwasserkesseln oder in Wärmenetzen** betrieben werden (s. Beispiel aus Dänemark in Abbildung 14). Im Unterschied zu NSH kann deren Betrieb auf Zeiten überschüssigen Stroms begrenzt werden. In den übrigen Zeiten wird die benötigte Wärme durch einen konventionellen Wärmeerzeuger, i.d.R. ein Gaskessel oder eine KWK-Anlage, bereitgestellt. Da der Warmwasserbedarf ganzjährig auftritt, kann der Heizstab - anders als eine NSH - auch im Sommer und den Übergangsmonaten betrieben werden und hat somit auch das Potenzial, überschüssigen PV-Strom aufzunehmen. Die Investitionen für Heizstäbe sind relativ gering.

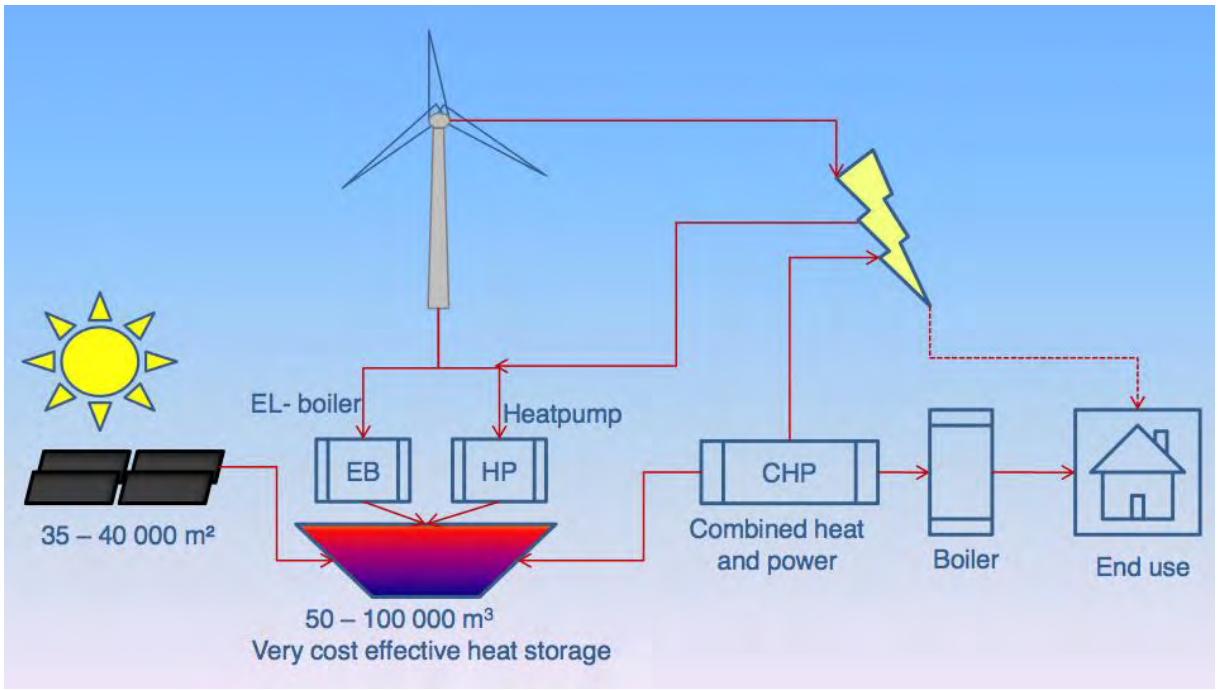


Abbildung 14: Schema des Solaren Fernwärme-System der Dronninglund Fjernvarme: DK mit Großwasserspeicher, KWK-Anlage, Spitzenlastkessel und Power-to-Heat-Einbindung (Wärmepumpe und Heizstab) [51].

[6] Um das große CO_2-Einsparpotenzial durch Austausch von NSH heben zu können, wurde im Rahmen des NRW-Klimaschutzplan-Partizipationsprozesses von den Akteuren der Arbeitsgruppe AG3 „Bauen / GHD“ ein eigener Maßnahmenvorschlag eingereicht: Die Klimaschutzmaßnahme KS-M65 „Potenzialanalyse von quartiersbezogenen Maßnahmen zum Austausch von Nachtspeicherheizungen (NSH) und Kampagne zur Umsetzung von Quartiers-/Stadtteillösungen für NSH-dominierte Quartiere“ schlägt vor, eine technisch-ökonomische Potenzialanalyse für quartiersbezogene Maßnahmen zur Erreichung von Skaleneffekten und ggf. Nahwärmelösungen durchzuführen (vgl. https://www.beteiligung-online.nrw.de/bo_klimaschutz_nrw). Um Kommunen und Kreise mit nachtspeicherdominierten Quartieren bei ihren Klimaschutzbemühungen zu unterstützen, soll das Land NRW eine „NSH-Austausch-Initiative“ starten und Unterstützung für interessierte Kommunen/Stadtteile bereithalten.

Für alle PtH-Anwendung gilt, dass derzeit noch kein belastbares Nachweissystem existiert, dass physikalisch tatsächlich ausschließlich oder zumindest hohe Anteile an EE-Strom verwendet werden, die ohne PtH hätten abgeregelt werden müssen. Vielmehr ist das Einsatzmodell von Strom für PtH-Anwendungen bislang i.d.R. ein rein kostengetriebenes. Dies kann insbesondere auch bedeuten, dass an der Strombörse günstig angebotener, besonders CO_2-intensiver Braunkohlestrom zum Einsatz kommt. Auch in naher Zukunft ist kein Nachweissystem für die physikalische Verwendung von EE-Strom absehbar.

7.2. Industriezweige und Emissionen

Das Land NRW ist hinsichtlich der energie- und emissionsintensiven Industrie im Vergleich zu den anderen Bundesländern mit Abstand der bedeutendste Standort in Deutschland, auch wenn die Industrie[7] in NRW in den vergangenen Jahren hinsichtlich ihrer gesamten Bruttowertschöpfung hinter Baden-Württemberg und Bayern zurückgefallen ist. So stellte NRW im Jahr 2011 zwar nur 20 % der industriellen Bruttowertschöpfung, verbrauchte dabei aber 34 % der Brennstoffe und 28 % des Stroms der Industrie in Deutschland (bezogen auf Endenergie). Somit wird in NRW für eine Einheit Bruttowertschöpfung eine höhere Energiemenge aufgewendet als im bundesdeutschen Schnitt. Die folgende Abbildung weist die entsprechenden Intensitätsparameter im Zeitablauf aus, es lässt sich erkennen, dass der Abstand zwischen NRW und dem deutschen Durchschnitt über die vergangenen 16 Jahre recht stabil ist.

[7] Im Folgenden wird unter „Industrie“ das „Verarbeitende Gewerbe“ im Sinne der WZ 2008 verstanden. Im Sinne der Produktionsstatistik des Statistischen Bundesamtes werden Betriebe mit weniger als 20 Beschäftigten hierbei nicht berücksichtigt. Je nach Kontext werden bestimmte Bereiche hinzugerechnet bzw. ausgeklammert. So weist die Energiestatistik das Produzierende Gewerbe gemeinsam mit „Bergbau und Gewinnung von Steine/Erden“ aus, klammert Kokereien und Raffinerien (als Teile des so genannten „Umwandlungssektors) jedoch aus.

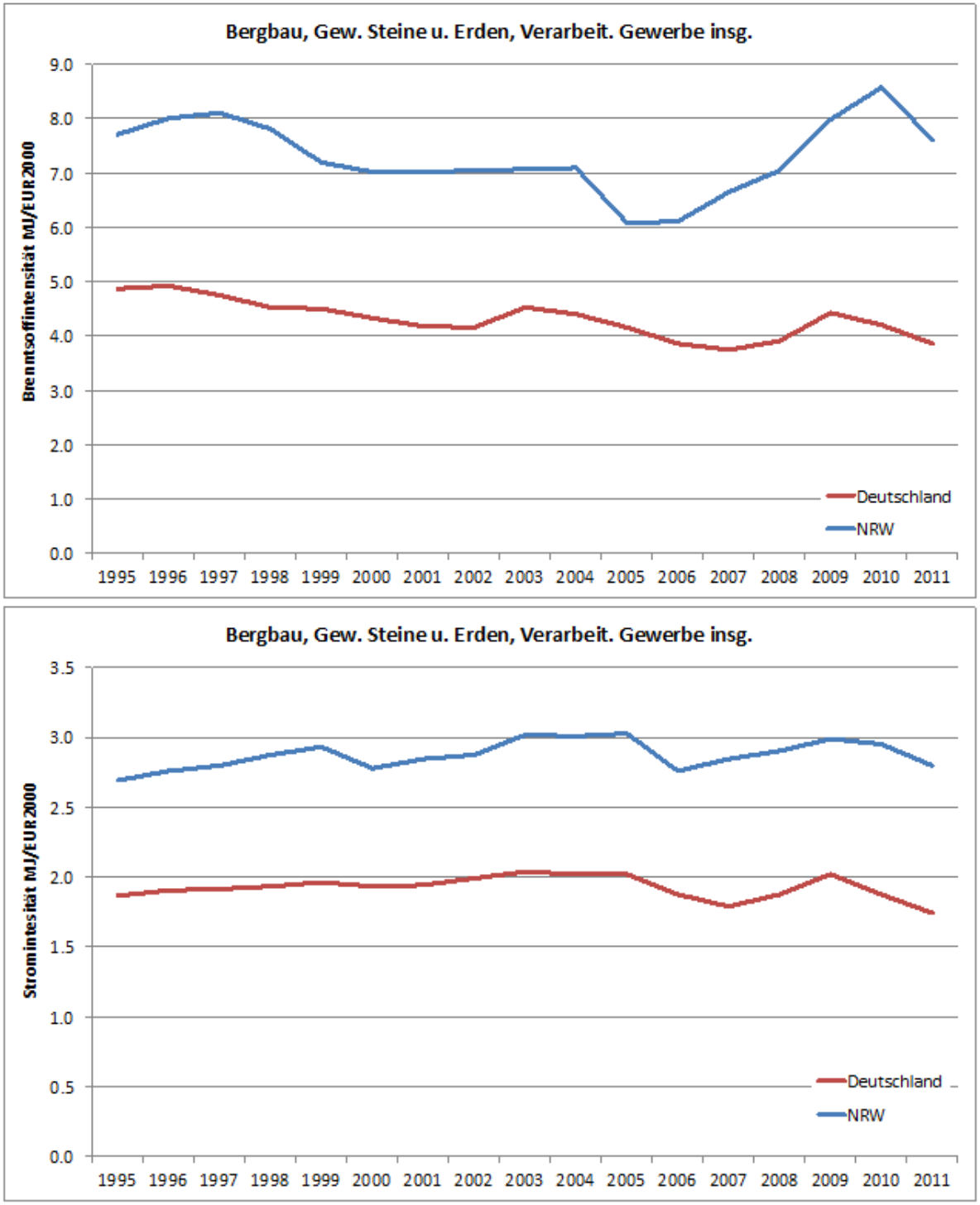


Abbildung 15: : Strom- (unten) und Brennstoffintensität (oben) der NRW-Industrie im Vergleich zu Deutschland; Quellen: [52], [53], [54]; eigene Berechnungen, eigene Darstellung.

Die Abbildung 16 unterstreicht die Rolle von NRW als Standort der energieintensiven Industrie in Deutschland. Bei den energieintensiven Branchen „Metallerzeugung“, „Grundstoffchemie“, „NE-Metalle“, „Papiergewerbe“ sowie „Verarbeitung von Steinen und

Erden“ weist NRW einen weit überdurchschnittlichen Anteil an der deutschen Industrieproduktion (gemessen in Anteil am Umsatz) aus.

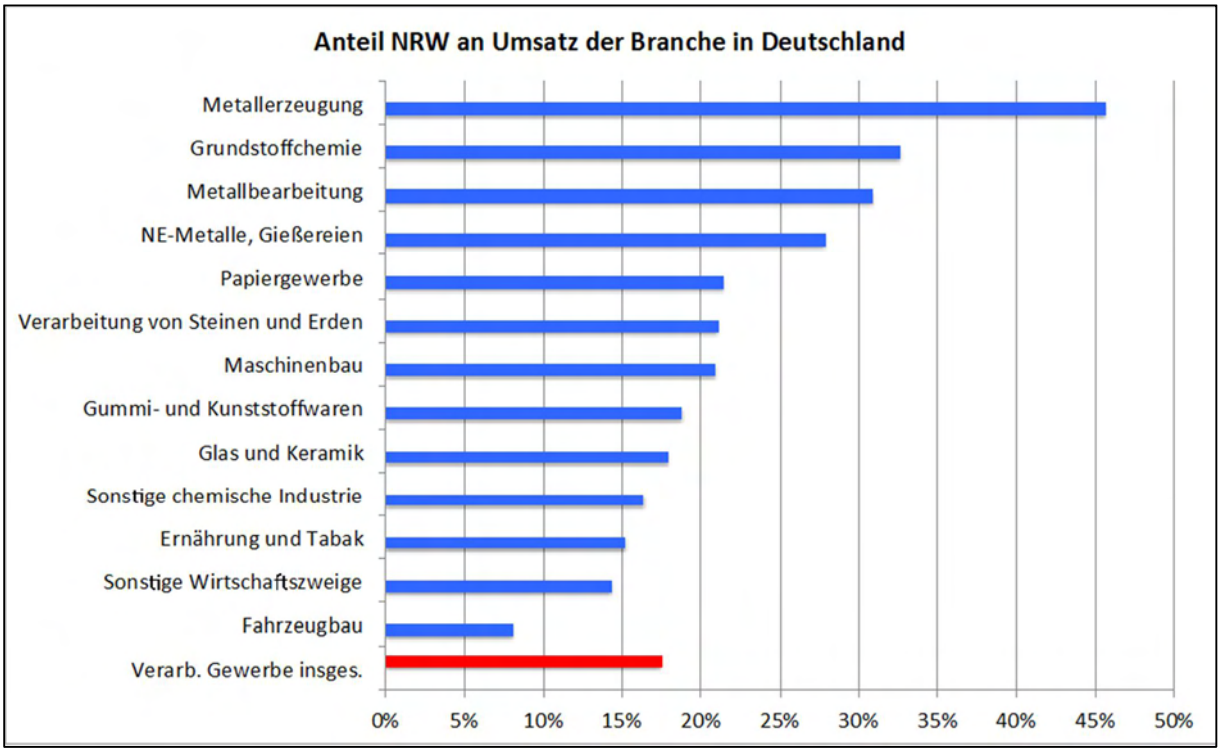


Abbildung 16: Anteil NRW an Umsatz der Industriebranchen 2011; Quellen: [52], [53] ; eigene Berechnungen, eigene Darstellung.

Geografisch erklären lässt sich diese Dominanz u.a. mit historisch gewachsenen Produktionsstrukturen und Lieferbeziehungen aufgrund der Nähe zu den Steinkohlevorkommen des Ruhrgebiets sowie des Braunkohletagebaus im Rheinischen Revier mit vergleichsweise günstigem Stromangebot für stromintensive Branchen wie die Metallerzeugung, chemische Industrie und Papierproduktion. Daneben spielt die Anbindung an das europäische Verkehrswegenetz (insbesondere an den Hafen Rotterdam über den Rhein mit dem Binnenhafen Duisburg) eine wichtige Rolle, insbesondere für die Stahlindustrie. Die chemische Industrie sowie die Raffineriestandorte in NRW profitierten darüber hinaus von der Anbindung an wichtige Gas- und Ölpipelines. Dies spiegelt sich auch in der regionalen Verteilung der Branchen wieder.

Die Metallherstellung ist stark auf das Ruhrgebiet sowie insbesondere den Bereich Duisburg (Roheisenproduktion) und Neuss (Aluminiumproduktion und -verarbeitung) konzentriert, im Bereich des Bergischen Landes, des Sauerlands sowie des Siegerlandes ist dagegen die Metallbearbeitung (als weniger energieintensiver Bereich) stärker vertreten.

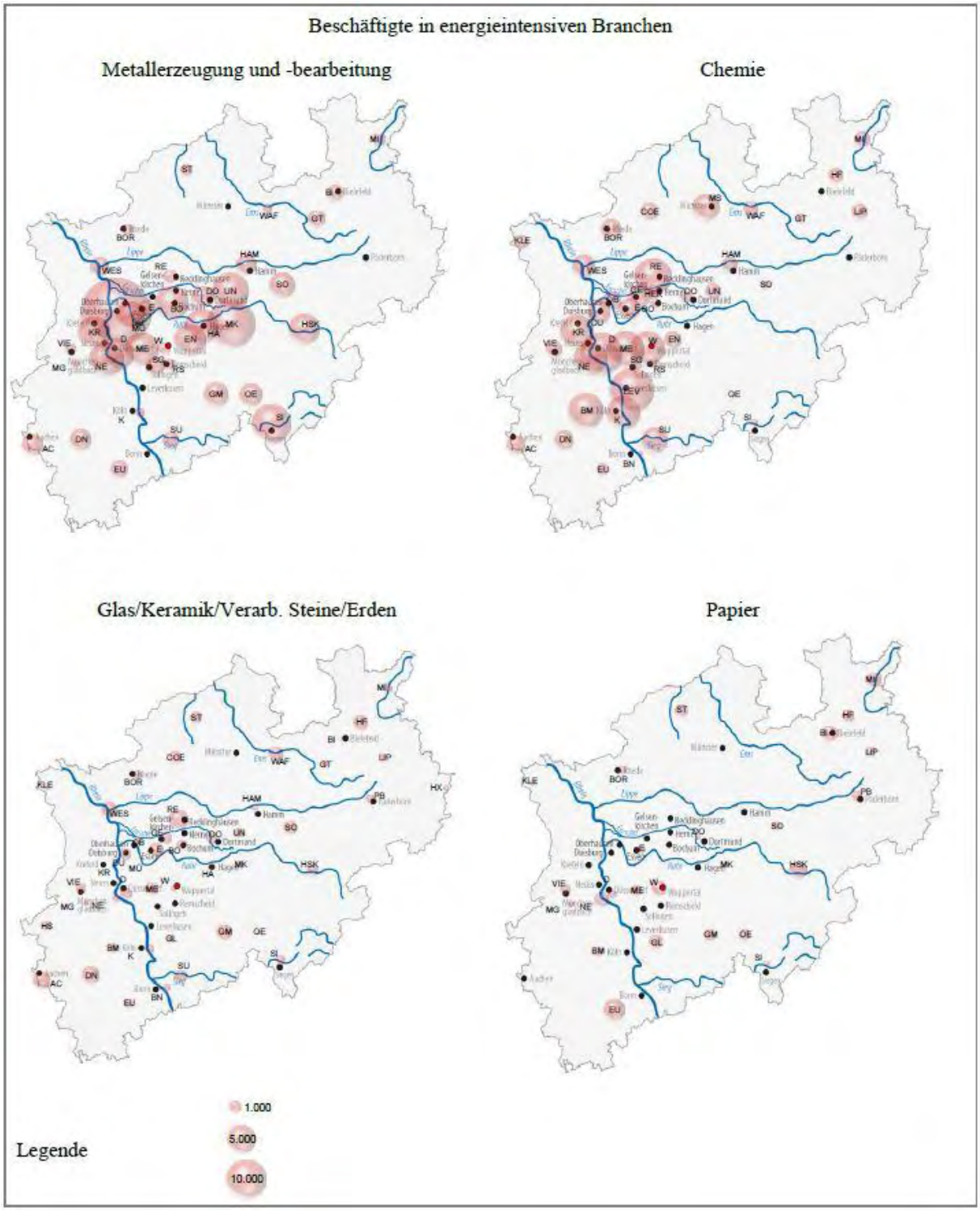


Abbildung 17: Beschäftigte in energieintensiven Branchen in NRW-Kreisen am 30.9.2011; Quelle: [55], eigene Darstellung.

Die chemische Industrie weist an der Rheinschiene und im Ruhrgebiet mehrere Cluster auf. Kernbereiche bilden dabei die Standorte um die Raffinerien in Köln, Wesseling (Rhein-Erft-Kreis) und Gelsenkirchen sowie die Standorte Leverkusen, Krefeld und Marl (Kreis Recklinghausen). Die Branchen „Glas/Keramik/Verarbeitung von Steine/Erden“ sowie „Papier“ sind dagegen in den ländlichen Bereichen stärker vertreten, auch hier ist historisch

die Nähe zu den Rohstoffen ausschlaggebend (Kalkstein bei Zement- und Kalkproduktion, Holz und Wasser im Falle der Papierherstellung).

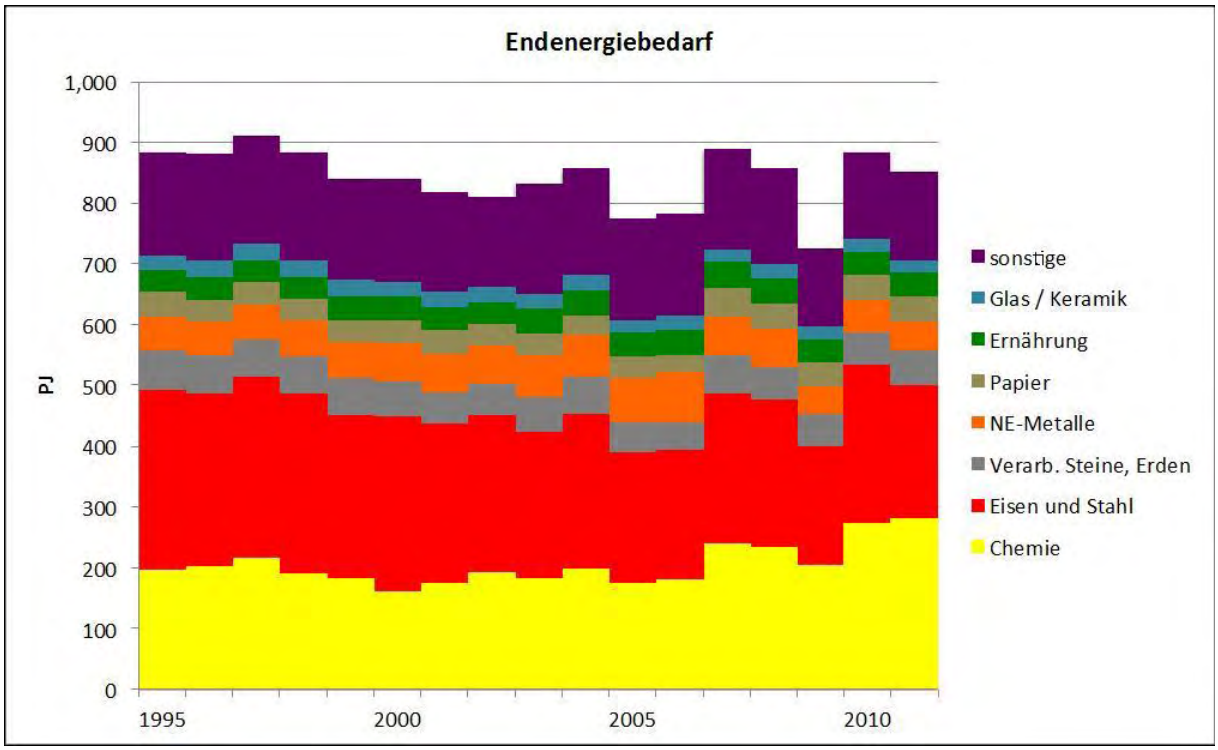


Abbildung 18: Endenergiebedarf des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden in NRW (Zeitreihe 1995-2011); Quelle: [56]; eigene Darstellung.

Auch hinsichtlich der CO_2-Emissionen hat die NRW-Industrie einen bedeutenden Stellenwert. Zwar liegen die Emissionen mit 63 Mio. t CO_2 im Jahr 2011 deutlich hinter denen der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung in NRW mit 141 Mio., dennoch ist der Sektor NRW-Industrie innerhalb Deutschland in absoluten Größen ein sehr bedeutender Emittent.

Abbildung 19 zeigt, dass der Eisen- und Stahlerzeugung in NRW dabei eine Schlüsselrolle zukommt. Alleine 45% der industriellen CO2-Emissionen gehen auf ihr Konto. Hierunter fallen insbesondere die Roheisenproduktion in den Hochöfen sowie die Stahlerzeugung in Konvertern und Elektrolichtbogenöfen, teilweise aber auch vorgelagerte Produktionen wie Koks- und Sinterherstellung sowie nachgelagerte Produktionen (Warmwalzwerke). Es folgt die chemische Industrie mit einem Anteil von 27%; den Hauptteil der Emissionen dort nehmen die Industriekraftwerke ein, die Strom und Dampf meist für ganze Industrieparks erzeugen. Daneben spielen die Steam Cracker eine gewichtige Rolle, dort werden Produkte der Raffinerien zu Vorprodukten der Kunststoffherstellung verarbeitet. Unter die „nichtmetallischen Minerale“ fallen insbesondere die Zement- und Kalk- sowie die Glasproduktion. Hier entstehen nicht nur energiebedingte Emissionen aus der Verbrennung von Energieträgern, sondern auch so genannte prozessbedingte Emissionen, etwa durch die

Austreibung von CO_2 aus Kalksteinen. Weitere bedeutende Emittenten sind die Papier- sowie die Nahrungsmittelproduktion, jeweils aufgrund ihrer hohen Energiebedarfe (insbesondere Wärme/Dampf).

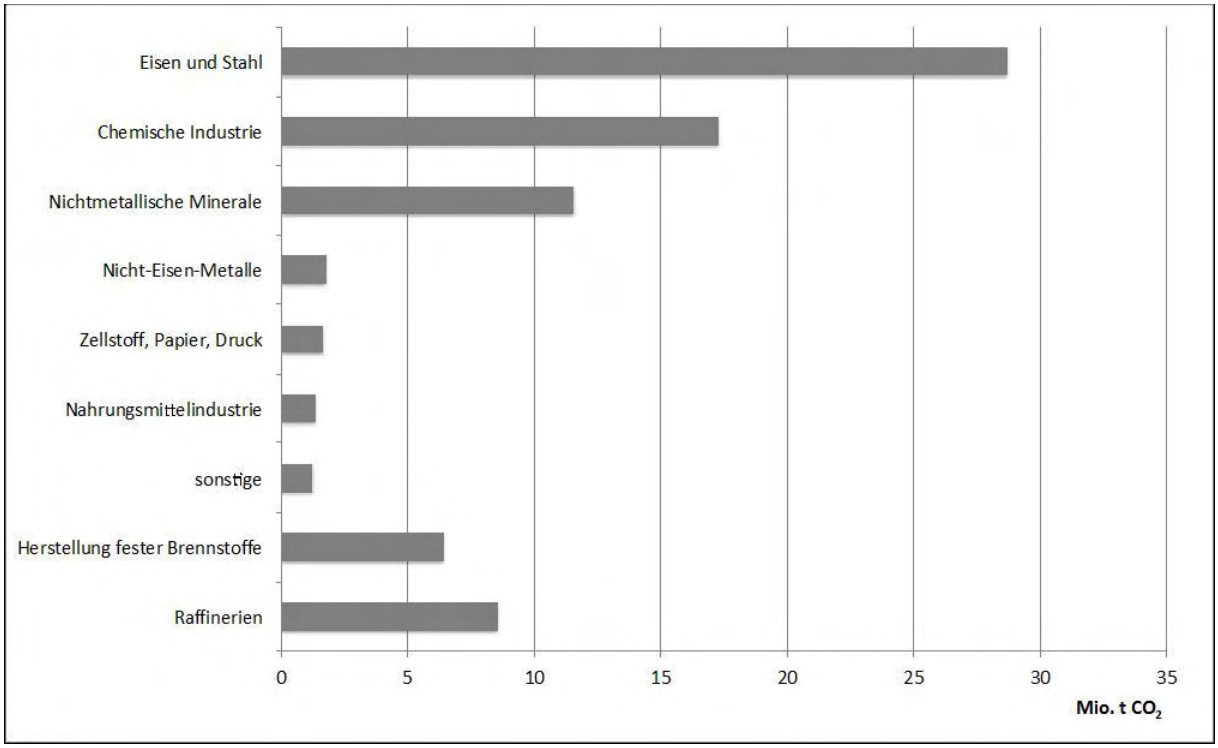


Abbildung 19: CO2-Emissionen der Industriebranchen in NRW im Jahr 2011; Quelle: [57], eigene Berechnungen und Darstellung.

Als weitere Sektoren sind hier die „Herstellung fester Brennstoffe“ und die Raffinerien aufgeführt. Diese Industrien sind eng mit „Eisen und Stahl“ bzw. der Grundstoffchemie verwoben. Die Emissionen technisch gleichartiger Produktionsanlagen wie Kokereien und Steam Cracker werden je nach Besitzer unter der einen oder anderen Kategorie geführt.

Erdgas- und Wasserstoffbedarf der NRW-Industrie

Um Ansatzpunkte für PtG bzw. PtH in der Industrie aufzuzeigen, wird nachfolgend der Erdgasbedarf der Industriebranchen aufgezeigt. Wasserstoff ist kein Sekundärenergieträger im Sinne der Energiebilanz, insofern liegen Daten zum industriellen Wasserstoffbedarf nicht flächendeckend vor.

Den höchsten Erdgas-Bedarf aller Industriebranchen weist die chemische Industrie auf. Erdgas ist hier wichtigster Energieträger für die Strom- und Dampferzeugung. Neben dem Endenergiebedarf an Erdgas tritt im Falle der chemischen Industrie ein stofflicher Bedarf (nicht dargestellt), d.h. Erdgas dient als Lieferant für Wasserstoff und/oder Kohlenstoffmoleküle (z.B. Ammoniakproduktion). Auch Raffinerien benötigen Erdgas, um mit

Hilfe von Wasserstoff die Schwerölfraktionen aus der Rohöldestillation für die Kraftstoffproduktion nutzbar zu machen.

Obwohl Steinkohle der Hauptenergieträger der Eisen- und Stahlindustrie ist, hat auch Erdgas für diese Branche eine sehr wichtige Bedeutung. Es wird zur Unterfeuerung bestimmter Prozesse genutzt, und dient auch der Homogenisierung der Kuppelgase, denn Kokereigas, Hochofengas und Konvertergas fallen in unterschiedlichen batch-Prozessen an und können nur begrenzt gespeichert werden. Auch die Warmwalzwerke werden mit Erdgas bzw. Hüttengasen befeuert.

Im Falle der Ernährungsbranche wird Erdgas – neben Kohle und Ölprodukten zu geringeren Anteilen – v.a. zur Lieferung von Wärme und Dampf eingesetzt, gleiches gilt für die Papierindustrie. In der Glasindustrie sowie im Bereich der NE-Metalle ist Erdgas in erster Linie Energielieferant für die Schmelzöfen.

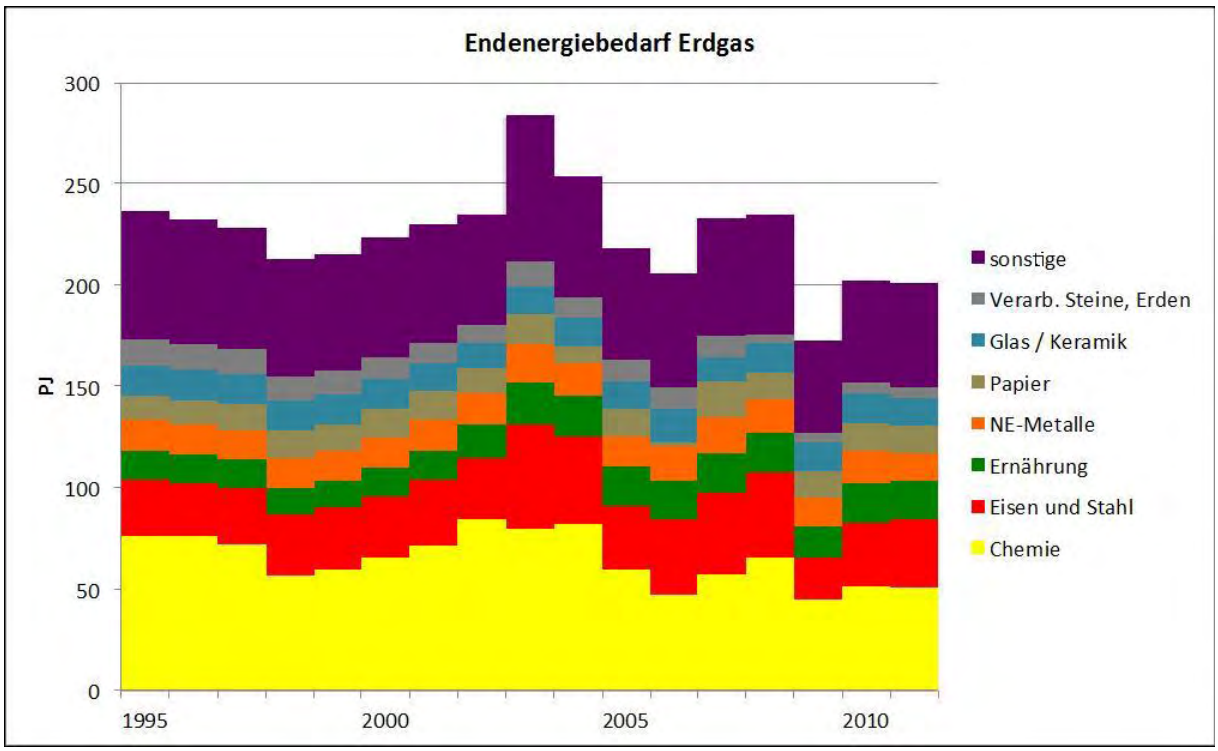


Abbildung 20: Endenergiebedarf Erdgas des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden in NRW (Zeitreihe 1995-2011); Quelle: [56]; eigene Darstellung.

Abbildung 21 zeigt den Erdgasverbrauch (inkl. stofflicher Nutzung und Einsatz in Industriekraftwerken) auf. Schwerpunkte des Verbrauchs liegen (wie nach dem Einsatz nach Branchen nichts anders zu erwarten) im Bereich der Cluster der chemischen Industrie, d.h. im Bereich Köln (Kreise Köln, Rhein-Erft und Leverkusen), sowie in Krefeld und im Kreis Recklinghausen (Chemiepark Marl). Daneben sind der Rhein-Kreis Neuss mit dem Chemie-Standort Dormagen und der Aluminiumweiterverarbeitung in Neuss sowie Duisburg mit dem

angrenzenden Kreis Wesel (Stahl- und Chemieindustrie) Zentren des industriellen Erdgasverbrauchs in NRW.

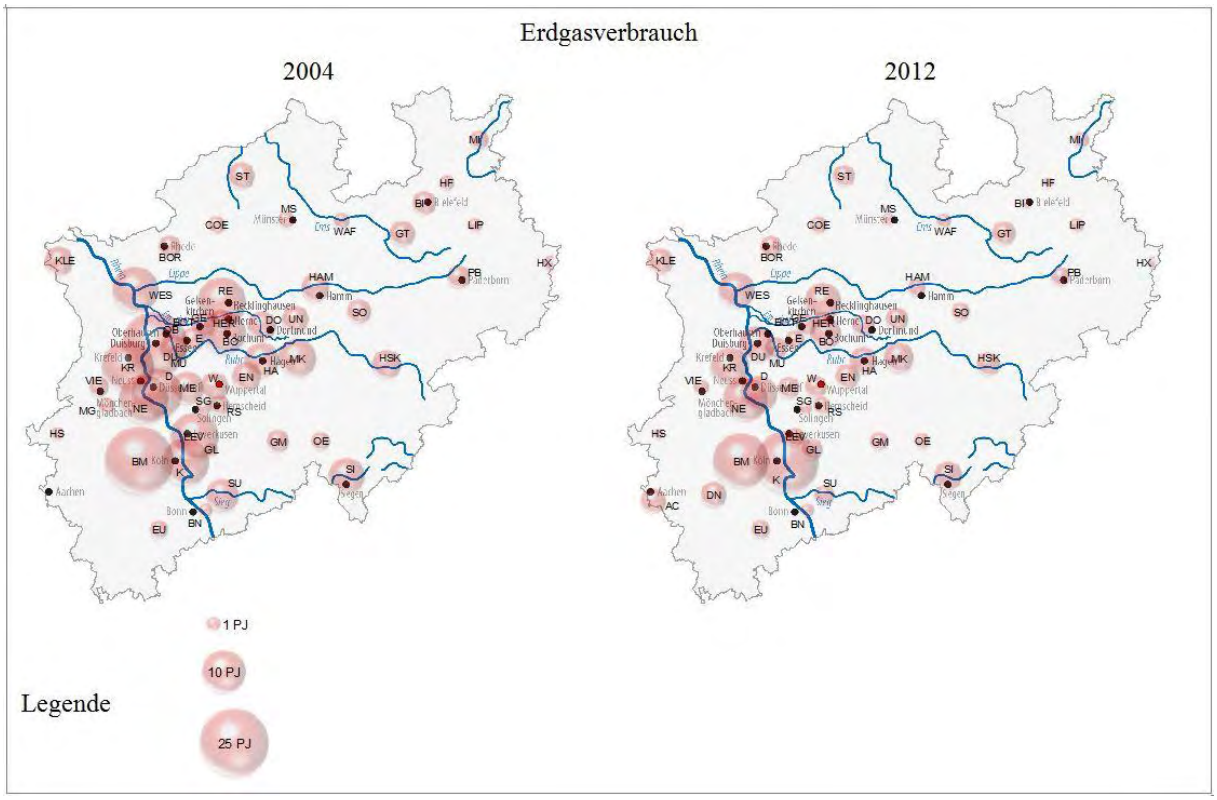


Abbildung 21: Erdgasverbrauch des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Kreisen in NRW (inkl. stofflicher Verbrauch und Feuerung in Industrie-Kraftwerken); Quelle [55]; eigene Darstellung.

Überlegungen zu PtG- bzw. PtH-Potenzialen in der NRW-Industrie

Hinsichtlich zukünftiger Einsatzpotenziale für PtG und PtH in der Industrie sind vier Ebenen zu unterscheiden:

- Wirtschaftswachstum und Strukturwandel
- Energieeffizienz
- Energieträgershift
- neue Produktionsverfahren

Ob die nordrhein-westfälische Industrie (anders als seit Beginn der 90er Jahre) weiter wachsen wird, ist unklar. Die chemische Industrie (und mit ihr die Grundstoffchemie) hat sich deutlich überdurchschnittlich entwickelt, ihr Erdgasbedarf hat dennoch, wie auch in anderen Branchen, leicht abgenommen (s.o.). Dies dürfte in erster Linie mit Effizienzfortschritten zusammenhängen (und nicht nur mit intrasektoralem Wandel). Weitere Effizienzgewinne sind auch mittelfristig zu erwarten. Ein gewisser Energieträgerwechsel hin zu Erdgas könnte bei den Industriekraftwerken erreicht werden,

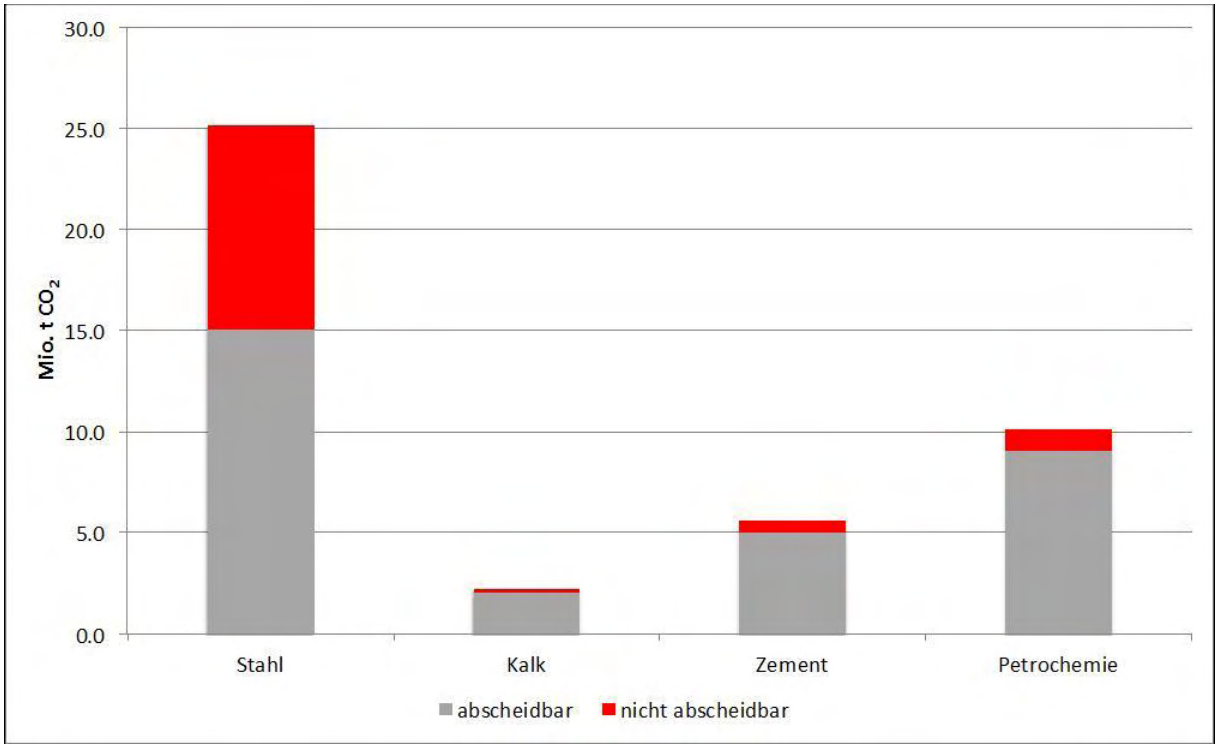
falls Steinkohle-KWK durch Erdgas-KWK ersetzt würde. Der Einsatz von Mineralölprodukten (in erster Linie Flüssiggas) ist dagegen mit dem Raffinerieausstoß gekoppelt. Bei rückläufigem Raffinerieausstoß müsste Flüssiggas wohl durch Erdgas ersetzt werden. Ein direkter Wasserstoffeinsatz bietet sich im Bereich der Ammoniakproduktion an, wo Wasserstoff seit Entwicklung des Haber-Bosch-Verfahrens zu Beginn des 20. Jahrhunderts eingesetzt wird.

Im Bereich der Glas-, Papier- und Nahrungsmittelindustrie sowie im Bereich der NE-Metalle gibt es noch gewisse Verlagerungspotenziale von Kohle und Mineralölprodukten hin zu Erdgas. Hier besteht auch langfristig ein Bedarf an Brennstoffen, sofern diese Industrien in NRW verbleiben. Etwaige Energieträgerverschiebungen hin zu Erdgas dürften die Rückgänge durch steigende Effizienz aber wohl nicht überkompensieren, so dass insgesamt auch in diesen Branchen mit einem weiter leicht sinkenden Erdgasbedarf zu rechnen ist.

Im Falle einer Umstellung der Stahlherstellung in NRW auf Direktreduktion mit Erdgas wäre damit ein deutlicher Zuwachs des Erdgasbedarfs verbunden. In Hamburg wird ein solches Werk mit relativ geringer Kapazität betrieben. DRI-Produktionsstandorte beruhen stets auf extrem günstigen Erdgaspreisen, wie sie in NRW auch mit einem Angebot von PtG nicht zu erwarten sind. Wahrscheinlicher erscheint hier ein direkter Einsatz von Wasserstoff ohne den Zwischenschritt der Methanisierung.

Die Zement- und Kalkindustrie setzt bisher kaum Erdgas ein. Aus technischen Gründen wäre dies zwar möglich, es ist für die Unternehmen aber nicht wirtschaftlich. Die Branche setzt für die Zukunft auf einen erhöhten Anteil von Ersatzbrennstoffen (Gewerbe- und Haushalts-Reststoffe mit biogenem Anteil).

Die Industrie kann aber nicht nur PtG aufnehmen, sie kann auch Kohlenstoffquelle sein, um Methanisierung oder Fischer-Tropsch-Synthese zu ermöglichen. Die Abbildung 22 gibt einen ersten Anhaltspunkt über die heutigen CO_2-Mengen, die für eine Abscheidung in Frage kämen.



*) Es wurden Abscheideraten von 60% für integrierte Stahlwerke angenommen (bezogen auf die Menge inkl. CO_2-Anteil in den Kuppelgasen) und 90% für die anderen Prozesse; nur Prozesse mit einem Jahresvolumenstrom von > 1 Mio. t CO_2 berücksichtigt (Ausnahme: Steam Cracker und Zementöfen).

Abbildung 22: Potenziell abscheidbare CO_2-Mengen im NRW-Industriesektor (Stand heute); Quelle: DEHSt; eigene Zusammenstellung und Berechnung.

Die größten CO_2-Punktquellen sind die beiden integrierten Stahlhüttenwerke in Duisburg. Die CO_2-Abscheidung müsste hier bei den Hochöfen ansetzen. Da auch in den anderen Produktionsschritten (Kokerei, Sinteranlagen, Konverter) CO_2 anfällt, können nur etwa 60% der Gesamtmenge abgeschieden werden. Auch die in den Brennöfen der Kalk- und Zementindustrie anfallenden Mengen können prinzipiell abgeschieden werden, da auch hier große Punktquellen vorliegen. Allerdings sind die Zementöfen in NRW relativ klein und liegen außerdem im ländlichen Raum. Eine CO_2-Abscheidung erscheint hier nur darstellbar, sofern eine räumliche Konzentration der Zementindustrie an der Rheinschiene erfolgt, mit einem Neubau von Großanlagen. Die Steam Cracker der Petrochemie liegen zwar an der Rheinschiene und im Ruhrgebiet und damit räumlich günstig für eine Weiterverarbeitung des CO_2, sind aber ebenfalls vergleichsweise klein. Nur bei Neuinvestitionen mit einem Ersatz mehrerer kleinerer Anlagen durch wenige Neuanlagen am jeweils gleichen Standort wäre eine CO_2-Abscheidung darstellbar.

Vor diesem Hintergrund stünden bei konservativer Abschätzung die beiden Hüttenwerke sowie das Kalkwerk in Wülfrath als CO_2-Quellen zur Verfügung (17 Mio. t), bei Hinzunahme der Steam Cracker wären es 26 Mio. t CO_2 pro Jahr.

7.3. Wasserstoff Infrastruktur in NRW

Für eine künftige Nutzung von PtG stellen bestehende Wasserstoffinfrastrukturen prinzipiell vorteilhafte Ausgangs- und Anknüpfungspunkte für den Technologieeintritt dar. Hier bieten die in NRW bereits vorhandenen Erzeugungs- und Nutzungsstandorte sowie ein größeres zusammenhängendes Pipelinesystem für Wasserstoff gute Voraussetzungen (siehe Abbildung 23). Das insgesamt 240 km lange H2-Pipelinesystem verbindet mehrere große Produktionsanlagen und Nutzer im Rhein-Ruhr-Gebiet mit einer Kapazität von 40.000 m3/h bei einem Betriebsdruck von 25 bar (siehe Tabelle 7). Die Transportmenge beträgt etwa 130 Mio. Norm-m^3 Wasserstoff pro Jahr. Der Wasserstoff wird dabei bisher überwiegend mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen. Aus Klimaschutzgründen ist somit davon auszugehen, dass bei anhaltendem Bedarf, grundsätzlich ein Interesse an regenerativ erzeugtem Wasserstoff bzw. E-Methan mittels PtG besteht.

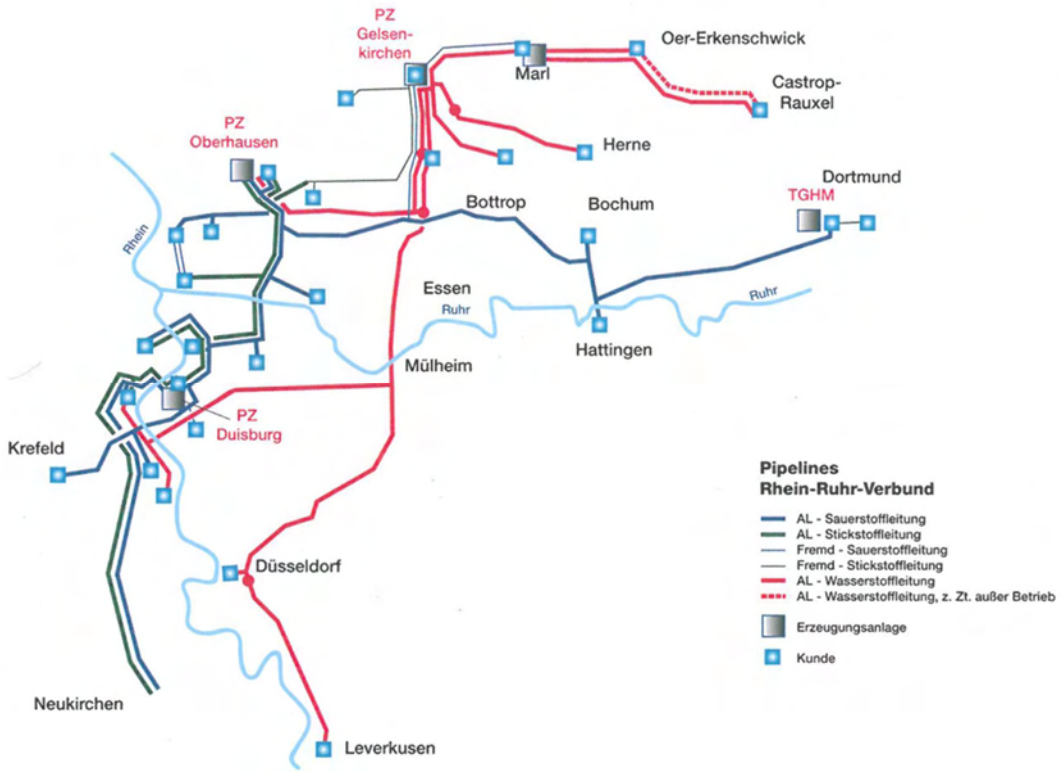


Abbildung 23: Wasserstoff-Pipeline (240km); Quelle: AIR LIQUIDE Deutschland GmbH

Tabelle 7: Angaben zur Wasserstoff-Pipeline in NRW; Quelle: [58]

Länge [km]	240
Druck [bar]	25
Kapazität [Mio Nm3/a]	250
Transportierte Menge [Mio Nm3/a]	130
Auslastung	52%
Reinheit	99,95%

Die großmaßstäbliche, industrielle Produktion von Wasserstoff findet an 12 Standorten in NRW, vor allem im nördlichen Ruhrgebiet und im südlichen Rheingebiet statt (lt. Aussage Evonik vom 26.05.14 zwischen 30-40 Mio. Nm^3/a, keine Einspeisung in H_2-Pipeline).

Der mit ca. 22 % Anteil größte Produktionsstandort für Wasserstoff in NRW befindet sich in Marl (Chemische Industrie) und ist an das zuvor genannte Pipelinesystem von Air Liquide angeschlossen. Auf die vier größten Standorte (Marl, Rheinberg, Hürth und Leverkusen) entfallen etwa 2/3 der H_2-Produktionsmengen in NRW, davon sind jedoch nur zwei (Marl und Leverkusen) an das Pipelinesystem angeschlossen. Im Norden von NRW, d. h. Ruhrgebiet und Ibbenbüren, werden etwa 40 % und im südlichen Teil von NRW (Rheingebiet) etwa 40 % des Wasserstoffs erzeugt.

Tabelle 8: Produktionsstandorte und –mengen für Wasserstoff in NRW [58]

Standort	Unternehmen	Menge [Tsd. Nm^3/d]	Menge [Mio. Nm^3/a]	Einspeisung H2-Pipeline
Krefeld-Uerdingen	Bayer AG	41,1	15	Ja
Leverkusen	Bayer AG	138,7	51	Ja
Marl	Vesolit	220,8	81	Ja
Oberhausen	Oxea	7,2	3	Ja
Dormagen 1	Bayer AG	15,8	6	Nein
Lülsdorf	Evonik AG	57,1	*35	Nein
Hürth	Vinnolit	169,3	62	Nein
Rheinberg	Solvay	134	49	Nein
Ibbenbüren	Akzo Nobel	32,9	12	Nein
Wesseling 2	Shell & DEA Oil	55,7	20	Nein
Köln	INEOS	18,3	7	Nein
Wesseling 3	Basell Polyolefine	67	24	Nein
Summe		957,9	365	

*lt. Aussage Evonik AG vom 26.05.14: zwischen 30-40 Mio. Nm^3/a, keine Einspeisung in H2-Pipeline

Zusätzlich zu den zuvor genannten Wasserstoffinfrastrukturen stellen der hohe PKW-Bestand und das hohe Verkehrsaufkommen in NRW einen möglichen Treiber für die künftige Nutzung von PtG für die Bereitstellung von regenerativen bzw. CO_2-armen Kraftstoffen (PtF)

dar. In diesem Kontext sind die bestehenden Wasserstofftankstellen in NRW (siehe Tabelle 9) als mögliche Ausgangs- bzw. Anknüpfungspunkte für PtG bzw. PtF zu nennen.

Tabelle 9: Wasserstofftankstellen in NRW

Standort Betreiber	Zweck	Jahr der Inbetriebnahme	Öffentlich
Hürth, Chemiepark	Betrieb von 2 Bussen	2010	Nein
Aachen, Ford	Testanalage	2009	Nein
Bottrop, Hy Chain-Minitran Projekt	Betrieb von 2 Bussen	2009	Nein
Düsseldorf, Air Liquide Deutschland	Erste öffentlich Anlage	2012	Ja

Quelle: http://www.netinform.net/h2/H2Stations/Default.aspx, eigene Recherche

8. Status Quo relevanter Einzeltechnologien

Bevor im Rahmen dieser Studie verfügbare Einzeltechnologien zu ins Energiesystem integrierbaren Pfaden zusammengefügt wurden (Kapitel 10), wurde eine ausführliche Erfassung des Status Quo relevanter Einzeltechnologien erarbeitet. Die umfangreiche Informationssammlung wurde in Form von leicht zugänglichen, tabellarischen Steckbriefen erstellt und ist als Materialsammlung diesem Bericht beigefügt.

Die Informationssammlung umfasst aktuell die in Abbildung 24 dargestellten Themen aus den Bereichen Erzeugung, Umwandlung/Transport/Speicherung und Verbrauch. In nachfolgenden Projekten des Virtuellen Instituts soll die Sammlung um weitere Inhalte erweitert werden und regelmäßig auf Aktualität geprüft werden.

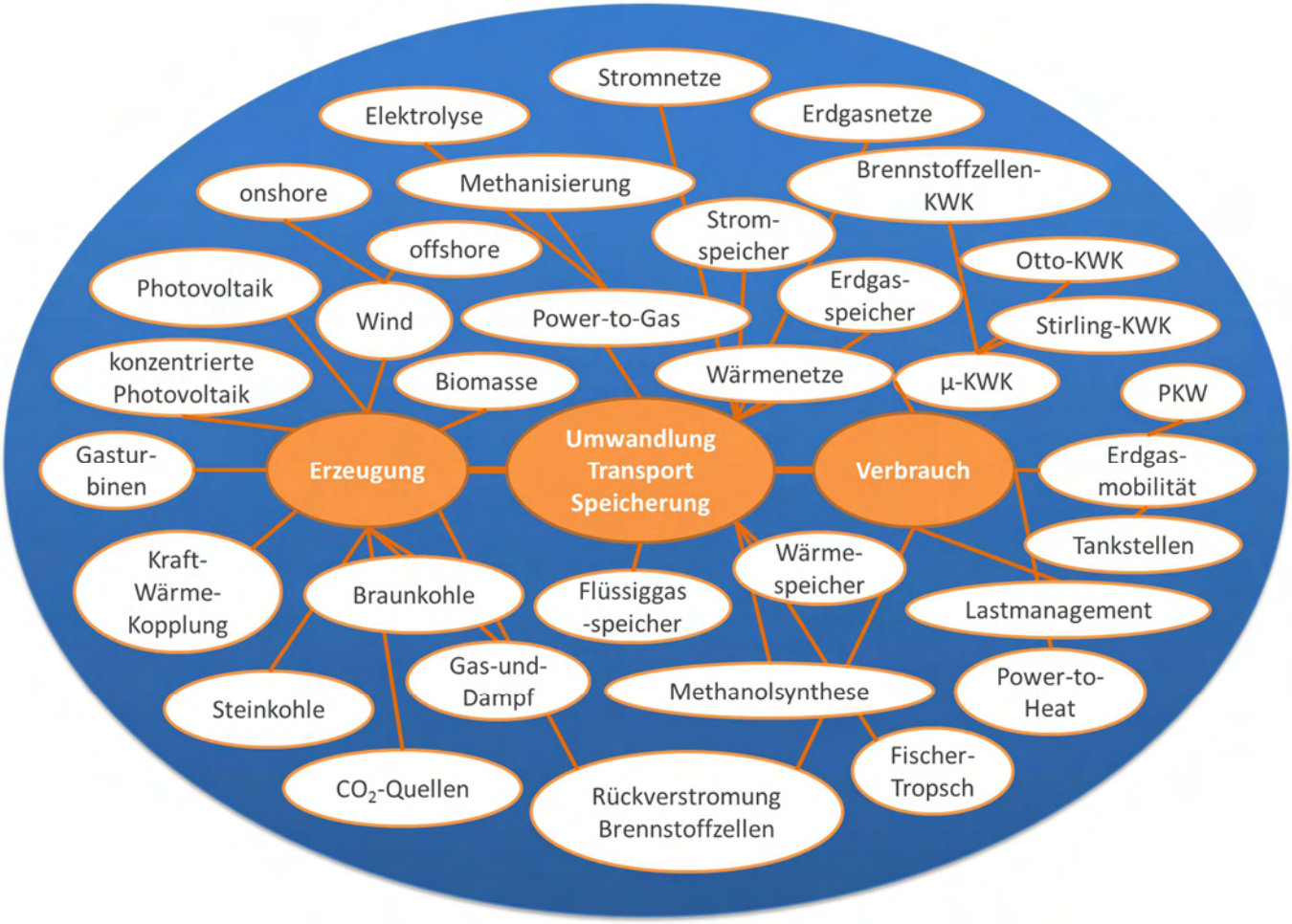


Abbildung 24: Im Rahmen dieses Projektes charakterisierte Einzeltechnologien

9. Systempfade

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sieht bis 2050 eine Treibhausgasemissionsreduktion um mindestens 80% gegenüber 1990 vor [34]. Der Bruttoendenergieverbrauch soll im selben Zeitraum zu 60% aus erneuerbaren Energien gedeckt werden [34]. Der Primärenergieverbrauch soll bis 2050 auf die Hälfte und der Stromverbrauch um ein Viertel sinken.

Eine Übersicht der Ziele der EU, der Bundesregierung und der Nordrhein-Westfälischen Landesregierung hinsichtlich Treibhausgasen, erneuerbarem Stromverbrauch und Kraft-Wärme-Kopplung enthält Abbildung 25. Hinzu kommen weitere Ziele aus den Bereichen Effizienz, Gebäudesanierung und Verkehr. Diese sind in höherem Detailgrad in Abbildung 26 für den Bund und das Land NRW gegenübergestellt. Abweichungen der NRW-Ziele von den Bundeszielen sind rot markiert.

		THG			EE			KWK		
		EU	DE	NRW	EU	DE	NRW	EU	DE	NRW
Jahr	2020	-20% (ggü.1990)	-40% (ggü.1990)	-25% (ggü.1990)	20% Anteil an BSV	35% Anteil an BSV	15% Anteil an Strom-versorgung (Wind)	k. A.	25% an Strom-erzeugung	mind. 25% an Strom-erzeugung
	2025	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	40-55% Anteil an BSV	k.A	k. A.	k. A.	k. A.
	2030	-40% (ggü.1990)	-55% (ggü.1990)	k. A.	k. A.	50% Anteil an BSV	mind. 30% Anteil an BSV	k. A.	k. A.	k. A.
	2035	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	55-60% Anteil an BSV	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	2040	-60% (ggü.1990)	-70% (ggü.1990)	k. A.	k. A.	65% Anteil an BSV	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	2050	-80% (ggü.1990)	-80 bis-95% (ggü.1990)	mind. 80% (ggü.1990)	k. A.	80% Anteil an BSV	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.

Abbildung 25: Politische Klimaschutzziele in der Europäischen Union, Deutschland und Nordrhein-Westfalen im Überblick. Dargestellt sind die Treibhausgasreduktionsziele (THG), die Anteile erneuerbarer Energie (EE) am Bruttostromverbrauch (BSV), sowie die Ausbauziele für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Quelle: EWI.

Diese politisch festgeschriebenen Ziele bilden den Hintergrund, vor dem sich die im Rahmen dieser Vorstudie erarbeiteten Systempfade messen lassen müssen. Um ihre Integrierbarkeit ins bestehende Energiesystem bewerten zu können, müssen die in den Pfaden enthaltenen Technologien im gesamtsystemischen Zusammenhang analysiert werden.

NRW**	2020	2050		
Treibhausgasemissionen				
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-25%	2030 k.A.	2040 k.A	2050 mind.-80%
Effizienz				
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	k.A	k.A		
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	k.A			
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-11%	k.A.		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	mehr als 25%	-		
Gebäudebestand				
Wärmebedarf	k.A.	-		
Primärenergiebedarf	k.A.	k.A.		
Sanierungsrate	signifikant steigend			
Verkehrsbereich				
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	k.A	k.A		
Anzahl Elektrofahrzeuge	250.000	2030 k.A	-	
Erneuerbare Energien				
Anteil an Stromversorgung	15% Wind onshore	2030 k.A.	2040 k.A.	2050 k.A
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	k.A.	2030 k.A.	2040 k.A.	2050 k.A.

Bund*	2011	2020	2050		
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4%	-40%	2030 -55%	2040 -70%	2050 -80% bis -95%
Effizienz					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,0%	-20%	-50%		
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0% pro Jahr (2008–2011)	2,1% pro Jahr (2008–2050)			
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1%	-10%	-25%		
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4% (2010)	25%	-		
Gebäudebestand					
Wärmebedarf	k.A.	-20%	-		
Primärenergiebedarf	k.A.	-	in der Größenordnung von -80%		
Sanierungsrate	rund 1% pro Jahr	Verdopplung auf 2 % pro Jahr			
Verkehrsbereich					
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	rund -0,5%	-10%	-40%		
Anzahl Elektrofahrzeuge	ca. 6.600	1 Mio.	2030 6 Mio.	-	
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,3%	mind. 35%	2030 mind. 50%	2040 mind. 65%	2050 mind. 80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	12,1%	18%	2030 30%	2040 45%	2050 60%

Abbildung 26: Links: Ziele der Landesregierung Nordrhein-Westfalens. Aus: Koalitionsvertrag (2012). Quelle: EWI. Rechts: Ziele der Bundesregierung aus dem Energiekonzept 2010 und Status Quo aus dem Monitoringbericht 2013 (blaue Spalte) [59].

Hierzu sei zunächst auf den Überblick des Gesamtenergiesystems in Abbildung 27 verwiesen. Die Schemazeichnung ist in die drei Spalten Erzeugung, Umwandlung und Infrastruktur und Verbrauch gegliedert. Diese Struktur bildet sowohl das bestehende wie auch ein sich zukünftig weiter flexibilisierendes Energiesystem ab. Die farblich markierten Linien stellen die Energie- und Stoffströme dar. Die gewählte Darstellungsform beinhaltet alle für die im weiteren Verlauf des Kapitels erfolgende Pfadentwicklung relevanten Technologieklassen bei gleichzeitiger starker Vereinfachung. Alternativrouten für die unterschiedlichen Energie- und Stoffströme sind ungewichtet als optionale Vektoren berücksichtigt.

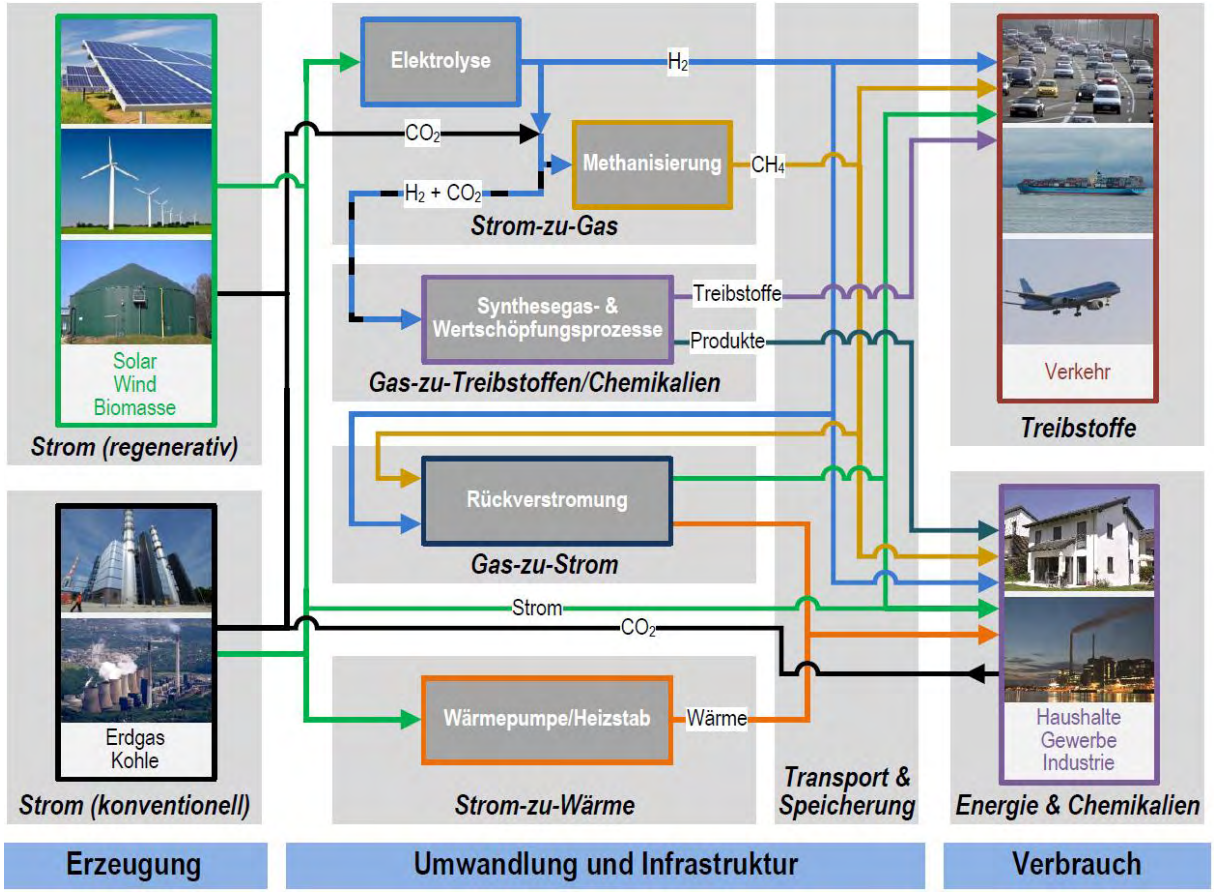


Abbildung 27: Schematische Darstellung des Gesamtenergiesystems inklusive aller relevanten Technologieklassen für die im Folgenden diskutierten Flexibilisierungsoptionen.

Kapitel 9 stellt im Folgenden fünf beispielhafte technische Systempfade vor, die eine mögliche Einbettung von PtX Technologien ins Energiesystem darstellen. Die Auswahl dieser Pfade bietet unterschiedliche Schwerpunktsetzungen und zeigt, dass PtX-Technologien unterschiedlichste Versorgungsaufgaben erfüllen können. Die Bandbreite erstreckt sich über den Mobilitätssektor, die Netzdienstleistung (Lastmanagement), die Wärmebereitstellung (Power-to-Heat), die Einbettung erneuerbarer Energie in der Chemie-Industrie und die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung.

In den skizzierten Systempfaden leistet PtX eine Energiespeicher- oder Energieumverteilungsfunktion und beschreibt somit mögliche Wege der Integration großer Mengen erneuerbarer Energie in das bestehende Energiesystem.

Alle im Folgenden analysierten Systempfade haben das Potenzial, durch intelligente Flexibilisierung des Energiesystems eine höhere Ausnutzung der EE-Anlagen zu erzielen. Bessere Anlagenausnutzungsgrade versprechen erhöhte Wirtschaftlichkeit, stärkere Durchdringung erneuerbarer Energien in den Markt und somit einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der oben genannten politischen Ziele.

Um eine Diskussion und Beurteilung der Systempfade unter Berücksichtigung möglichst vieler Sichtweisen und Aspekte zu ermöglichen, wird zu jedem Systempfad eine SWOT-

Analyse durchgeführt. SWOT-Analysen fassen in 4-Quadranten-Darstellung Stärken (engl. strengths), Schwächen (engl. weaknesses), Chancen (engl. opportunities) und Risiken (engl. threats) des Untersuchungsgegenstandes stichpunktartig zusammen. Die Quadranten Stärken und Schwächen listen hierbei pfadinterne Aspekte auf, während Chancen und Risiken externe Aspekte aufzählen. Dabei werden unter „intern“ Aspekte verstanden, die durch die zum Systempfad gehörigen Technologien selbst bestimmt sind, während die „externen“ Aspekte äußere Einflüsse umfassen, wie beispielsweise die gesellschaftliche Entwicklung, die Entwicklung der Energieerzeugung sowie politische Rahmenbedingungen.

9.1. Wasserstoff-Einspeisung ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung

9.1.1 Vorstellung des Systempfades

Eine seit den Ursprüngen des Power-to-Gas-Gedankens diskutierte Option der Wasserstoffnutzung ist die Einspeisung in das vorhandene Erdgasnetz zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung[8]. Dieser Systempfad verzichtet auf den Aufbau oder Ausbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur und erschließt stattdessen das bereits weitreichende und flächendeckende Erdgasnetz.

Die bestehenden Leitungen und technischen Einrichtungen vertragen gewisse Mengen Wasserstoff als Zusatzgas ohne technische Einschränkungen. Auch die geltenden Normen und Regeln entwickeln sich aktuell in Richtung von Konzentrations-Obergrenzen bis zum zweistelligen Volumen-Prozentbereich. Dabei muss allerdings Rücksicht auf lokale Besonderheiten wie z.B. Erdgastankstellen oder sensible Industrieprozesse genommen werden. Angesichts der großen Kapazität des Erdgasnetzes bietet es genügend Speicherplatz für eine erhebliche Marktdurchdringung von Power-to-Gas. Dafür könnten z. B. Elektrolyseanlagen erneuerbarem Strom zu einer besseren Integration in das Energiesystem verhelfen, da sie bei geeigneter Auslegung flexibel, d.h. auch in Überlast sowie einem großen Teillastumfang betrieben werden können.

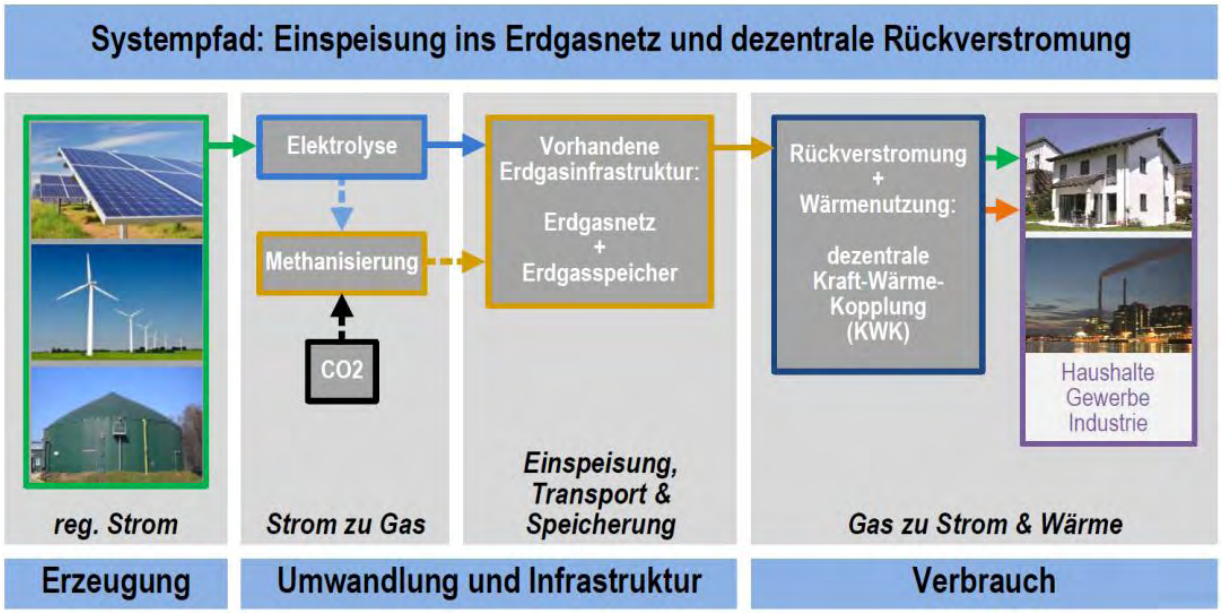


Abbildung 28: Systempfad – Einspeisung ins Erdgasnetz und dezentrale Rückverstromung

[8] Die eingehende Betrachtung von zentralen Rückverstromungsansätzen ist für die Bearbeitung im Folgeprojekt vorgesehen.

Die Rückverstromung kann dezentral in den privaten Haushalten, dem Gewerbe oder an Industriestandorten durchgeführt werden und zwar idealerweise unter gleichzeitiger Nutzung der dabei erzeugten Wärme. Die sogenannten Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien sind erprobt und am Markt verfügbar. Sie erlauben die Eigenversorgung mit Strom und Wärme zugleich und vermeiden dabei die hohen Wirkungsgradverluste, die in konventionellen Kraftwerken anfallen würden. KWK-Anlagen eigenen sich für den Einsatz in der Industrie, im Gewerbe, wie auch in Privathaushalten oder Zweckbauten (Krankenhäusern, Schulen, etc.) und werden bereits heute zunehmend genutzt. Eine Verwirklichung des vorgestellten PtG Pfades birgt ein großes Potential zur besseren Auslastung der EE-Anlagen (Windkraft + PV) sowie ein erhebliches CO_2-Einsparpotenzial, das auf dem Weg zur Erreichung der politisch festgeschriebenen CO_2-Minderungsziele nicht ungenutzt bleiben sollte.

9.1.2 Technische Umsetzung und Einbettung ins Energiesystem

Im 10-Jahres-Mittel lagen die Volllaststundenzahl der Windenergieanlagen in Deutschland bei 1641, wobei 2013 mit 1440 ein windschwaches Jahr vorlag [60]. Die daraus errechnete mittlere Auslastung von 18,7 % beinhaltet sowohl längere Starkwindphasen als auch wochenlange Windflauten. Durch die Umwandlung des elektrischen Stroms in chemisch gebundene Energie wird ein neuer flexibler Verbraucher integriert, der sowohl zur Netzstabilisierung als auch zum Speichern von Energie zu Zeiten hoher Stromproduktion dienen kann. Die technische Umsetzung erfolgt mittels der Wasserelektrolyse, welche mit der alkalischen und der PEM-Elektrolyse in verschiedenen Ausführungsformen existiert und bereits heute im MW-Maßstab kommerziell verfügbar ist. Die gute Dynamik und die niedrige minimale Teillast, insbesondere der PEM-Elektrolyse mit < 10 % P_N [61], erlaubt einen flexiblen Lastbetrieb zum Nachfahren der volatilen erneuerbaren Wind- und Photovoltaikenergie. Der genaue Einsatz des Elektrolyseurs muss dabei nach wirtschaftlichen Kriterien erfolgen. So erfordern die hohen Investitionskosten von heutzutage > 1000 €/kW_{el} eine szenarioabhängige Mindestauslastung des Elektrolyseurs [62], welche durch den geringen Energieanteil der Leistungsspitzen der Windenergieerzeugung sinnvoll realisiert werden kann (> 95 % der Energie wird unterhalb von 50 % P_N erzeugt). Bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff werden Wirkungsgrade bis zu 70 % bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs erreicht [61].

Zur Wasserstofferzeugung aus Wasser mit dem Nebenprodukt Sauerstoff stehen unterschiedliche **Elektrolysetechnologien** zur Verfügung. Die technisch weit ausgereiften Technologien PEM- und alkalische Elektrolyse dominieren, je nach Größe und Einsatzzweck, das Geschehen (ausführliche Beschreibung im Steckbrief „Elektrolyse“) [63]. Erreicht eine Wasserstoffeinspeisung jedoch lokal die zulässige Konzentrationsobergrenze, so muss spätestens dann eine **Veredelung des Wasserstoff zu Methan** in Erwägung gezogen werden,

um größere Mengen erneuerbarer elektrischer Energie in das Erdgassystem einspeichern zu können. Methan (CH_4) ist der Hauptbestandteil von Erdgas und wird als Austauschgas behandelt. Im Gegensatz zum Zusatzgas Wasserstoff lässt sich Methan „unbegrenzt“ einspeisen. Gewonnen werden kann Methan ausgehend von Wasserstoff und Kohlenwasserstoffen. Historisch wurden die katalytischen Reaktoren zur Nutzung von CO entwickelt. Die Anlagenkonzepte lassen sich aber grundsätzlich auch für den Einsatz von CO_2 verwenden, bzw. optimieren (siehe Steckbrief „katalytische Methanisierung“). Es werden Wirkungsgrade von 70-85 % erreicht [64]. In jüngerer Vergangenheit wurde auch die biologische Methanisierung stark weiter entwickelt und könnte zukünftig eine wertvolle Ergänzung zur etablierten Technik darstellen. Beide Methanisierungs-Klassen für die Power-to-Gas Anwendung befinden sich jedoch weiterhin in einem Forschungs- und Optimierungs-Stadium. Die katalytische Methanisierung bereits steht kurz davor, die Schwelle zur breiteren Markteinführung zu überschreiten [63]. Aufgrund der noch fehlenden Marktreife und zusätzlicher Wirkungsgradverluste bei der Synthese wird im hier gewählten Systempfad zunächst die Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur behandelt.

NRW verfügt über 89.873 km Erdgasleitungen der Orts- und Regionalgasversorgung. Diese erstrecken sich über drei Druckstufen: 6.207 km im Hochdrucknetz (über 1,0 bar und bis zu etwa 80 bar Überdruck), 39.702 km im Mitteldrucknetz (0,1 – 1,0 bar) und 43.964 km im Niederdrucknetz (unter 0,1 bar) [65]. **Das Erdgasnetz NRWs** (siehe Steckbrief „Erdgasnetz und Wasserstoffeinspeisung“) ist im Norden an das besonders für Windenergieanlagen geeignete Nachbarland Niedersachsen und dessen Gasinfrastruktur inklusive der großen Kavernenspeicherkapazitäten angeschlossen. Auch in alle anderen Himmelsrichtungen bestehen entsprechende Anbindungen, insbesondere in den Süden Deutschlands, wo großer industrieller Energiebedarf, aber auch große Photovoltaik-Potenziale bestehen. Innerhalb von NRW zeichnet sich der Erdgastransport im Hochdrucknetz durch **ganzjährig hohe Volumenströme** aus, welche abgesehen von Transitströmen auch aus einem hohen Gasverbrauch innerhalb von NRW (24 % des gesamtdeutschen Verbrauches) resultieren [65]. Diese liegen zu gleichen Teilen in der hohen Bevölkerungszahl und der hohen Zahl ansässiger energieintensiver Industrieunternehmen begründet (jeweils etwa 75 TWh/a) [65]. Dies ist ein relevanter Faktor für die Zumischung von Wasserstoff, da ab Erreichen geltender Zumischungsgrenzen höchstens so viel Wasserstoff eingespeist werden kann, wie andernorts ausgespeist wird. Hohe Volumenströme garantieren dabei eine gute Durchmischung von Wasserstoff und den anderen Bestandteilen des Erdgasgemisches und garantieren einen Abtransport des Wasserstoffes, so dass lokal die Einspeisung technisch limitierende Konzentrationsüberhöhungen vermieden werden können. Aus demselben Grund wird meist über eine Einspeisung in die höheren Druckstufen des Gasnetzes nachgedacht. Hier liegen im Vergleich zu kleinen Verteilnetzen ganzjährig hohe Volumenströme vor.

Neben der Transportaufgabe erfüllt die Erdgasinfrastruktur auch eine für das deutsche Energiesystem sehr bedeutende Speicherfunktion. Insgesamt waren Ende 2012 in Deutschland **Speichervolumen** für 22,7 Mrd. m^3 (i. N.) Arbeitsgas vorhanden und in Betrieb,

was ein Zuwachs von über 10 % im Vergleich zum Vorjahr darstellt [66]. Deutschland verfügt damit über die viertgrößten Erdgasspeicherkapazitäten der Welt nach den USA, Russland und der Ukraine. Das genannte Arbeitsvolumen teilt sich auf in 10,6 Mrd. m³ (i. N.) Porenspeicher und 12,1 m³ (i. N.) Kavernenspeicher [66] (siehe auch Steckbrief „Erdgasspeicherung“ in der Materialsammlung).

Die **Einspeisung** von überwiegend aus regenerativer Energie erzeugtem **Wasserstoff (H_2)** und synthetischem Methan ins Erdgasnetz fällt unter die Regelungen für Biogase nach Teil 1 §3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG [67]). Damit einher gehen eine Reihe von Einspeiseprivilegien nach Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV [68]) einschließlich der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [69]. Somit steht diesem Systempfad im Prinzip nichts im Wege und erste Power-to-Gas Anlagen (Pilotanlagen) speisen auch bereits in die Erdgasinfrastruktur ein (EON Falkenhagen) oder befinden sich im Bau (Frankfurt, Ibbenbüren, Mainz, Grapzow) [70]. Weitere Standorte werden geplant.

Grundsätzlich müssen Einspeiser aber sicherstellen, dass die **Beschaffenheit** des eingespeisten Gases kompatibel zum Gasnetz ist und die Interoperabilität des Gasnetzes gewahrt bleibt (EnWG § 49). Die Qualität des Austausch- oder Zusatzgases ist durch §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV in Verbindung mit einem statischen Verweis auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) [71], [72] geregelt. Die aktuell gültige GasNZV [68] verweist auf den DVGW Regelwerkstand von 2007. Das nach der GasNZV aktuell maßgebliche **DVGW Arbeitsblatt G 262** [Stand 2004] schreibt vor, den Wasserstoffanteil im einzuspeichernden Gas auf maximal 5 Vol.-% zu begrenzen [72].

Die DVGW Arbeitsblätter sind jedoch im Jahr 2011 (G 262) und 2013 (G 260) aktualisiert worden [71][72]. In Zukunft (bei einer Novellierung der GasNZV) wird in Gasnetzen ohne sensible Anlagen ein Wasserstoffgehalt im Erdgas „im einstelligen Prozentbereich“ in vielen Fällen unkritisch sein [72], allerdings wird auf einige restriktive Faktoren bzw. sensible Gasendanwendungen verwiesen.

„In der **DIN 51624** „Erdgas als Kraftstoff“ [73] ist Wasserstoff auf 2 Mol.-Prozent und im DVGW-Arbeitsblatt G 486 „Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen“ [74] ist für die Verwendung des AGA-8-Verfahrens zur Umwertung vom Betriebs- auf Normzustand eine Grenze bei 10 Mol.-Prozent eingezogen“ [75].

Sensible Gasendanwender sind insbesondere im Mobilitätssektor und in speziellen Industriezweigen zu finden. Im Verkehrssektor sind es die Erdgastankstellen (CNG) sowie die Tanks der Erdgasfahrzeuge, die aktuell eine niedrige Wasserstoffverträglichkeit besitzen. Auch eine Fortentwicklung der Tankstellen(sicherheits)technik sowie der Tanks würde erst nach gebotenem Bestandsschutz der vorhandenen Erdgasfahrzeuge eine wesentliche Steigerung der Wasserstoffanteile in allen Verteilnetzen, die Erdgastankstellen beinhalten, ermöglichen. Die Forschung konzentriert sich insbesondere auf die

Oberflächenbeschaffenheiten der Tanks und die Vorbeugung von wasserstoffinduzierten Alterungsprozessen derselben.

In der Industrie gelten zum Beispiel Glashütten als besonders empfindlich gegenüber Wasserstoffanteile im Erdgas. Des Weiteren stellen hohe Wasserstoffzumischungen für Gasturbinen sowie Porengasspeicher eine Herausforderung dar. Bei den Gasturbinen gibt es allerdings jüngste Entwicklungen seitens der Hersteller die auch hohe Wasserstoffanteile von z.B. 10 Vol.-% vertragen anstatt, wie im Bestand üblich, nur 1 Vol.-% bis 2 Vol.-%. Es sind weitere Entwicklungen in dieser Richtung zu erwarten, die sich aber – wie im Verkehrssektor – erst nach gebotenem Bestandschutz und unter der Gelegenheit anfallender *Sowiesokosten* nach und nach durchsetzen werden.

Im Bereich der großdimensionierten Speicherung von Wasserstoff bzw. wasserstoffangereichertem Erdgas gelten Porengasspeicher auf Grund mikrobiologischer Prozesse, die einen Teil des Wasserstoffs in Schwefelverbindungen umsetzen, als problematisch. Die großen Volumina und Ausbaupotenziale von Kavernenspeichern sind hingegen für eine Wasserstoffzumischung oder gar eine Speicherung von reinem Wasserstoff prinzipiell besser geeignet, da sie ein deutlich geringeres Oberfläche-zu-Volumen Verhältnis aufweisen. Aufgrund der unterschiedlichen Eignungen der beiden Speichertypen ist zu untersuchen, inwiefern Porengasspeicher angepasst oder eine Einspeisung von H_2-haltigem Erdgas dort vermieden werden kann.

Die im Bestand befindlichen etwa 500 **Prozesschromatographen** zur Messung der Zusammensetzung und der **Messung des Brennwertes** des Erdgasgemisches sind nicht auf eine gezielte Wasserstoffzumischung ausgelegt. Dies ist nicht nur historisch bedingt, sondern es ist in der Tat messtechnisch eine Herausforderung, das kleinste aller Moleküle – Wasserstoff – quantitativ zuverlässig zu erfassen. Erste Geräte für bis zu 5 Mol.-% Wasserstoffkonzentrationen im Erdgas wurden jedoch bereits von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt zugelassen und weitere (bis zu 25 Mol.-%) stehen vor der Markteinführung [76]. Eine Studie des DVGW beziffert die Gesamtprojektierungskosten für den Austausch eines Prozesschromatographen auf 110.000 €, wobei der allmähliche Wechsel hin zu wasserstoffverträglichen Modellen mit *Sowiesokosten* gegenzurechnen ist [76].

Die **Volumenmessung** hingegen zeigt sich von einer Wasserstoffzumischung bis 10 Vol.-% und teilweise auch weit darüber unbeeindruckt. Turbinenradzähler, Ultraschallgaszähler, Drehkolbengaszähler, Coriolisgaszähler und Haushaltszähler (Balgengaszähler) sind gemäß einer Herstellerbefragung bis zur genannten Grenze uneingeschränkt geeignet [76]. Experimentell wurde dies auch bereits von Steiner *et al.* für Turbinenradzähler und Ultraschallgaszähler nachgewiesen [77].

Die folgenden zwei Abbildungen fassen die Erkenntnisse eines DVGW-Projektes grafisch anschaulich zusammen [76]. Demnach verhalten sich insbesondere im relevanten Bereich geringer Wasserstoffzumischungen von **bis zu 10 Vol.-% die meisten etablierten Techniken**

der Erdgasinfrastruktur unbedenklich. In diesem Konzentrationsbereich wurden sieben Technologien mit vorhandenem „Anpassungs- und Regelungsbedarf“ identifiziert [78]. Diese sind Gasturbinen, Transport- und Speicherverdichter, Kavernen, Komplettierungstechnik / OT-Anlagen, Prozessgaschromatographen, Fahrzeugmotoren und Fahrzeug-Erdgastanks. Dreizehn andere Technologien hingegen erweisen sich als besonders robust und können sogar deutlich über 10 Vol.-% Wasserstoffzumischung bedenkenlos aushalten [78].

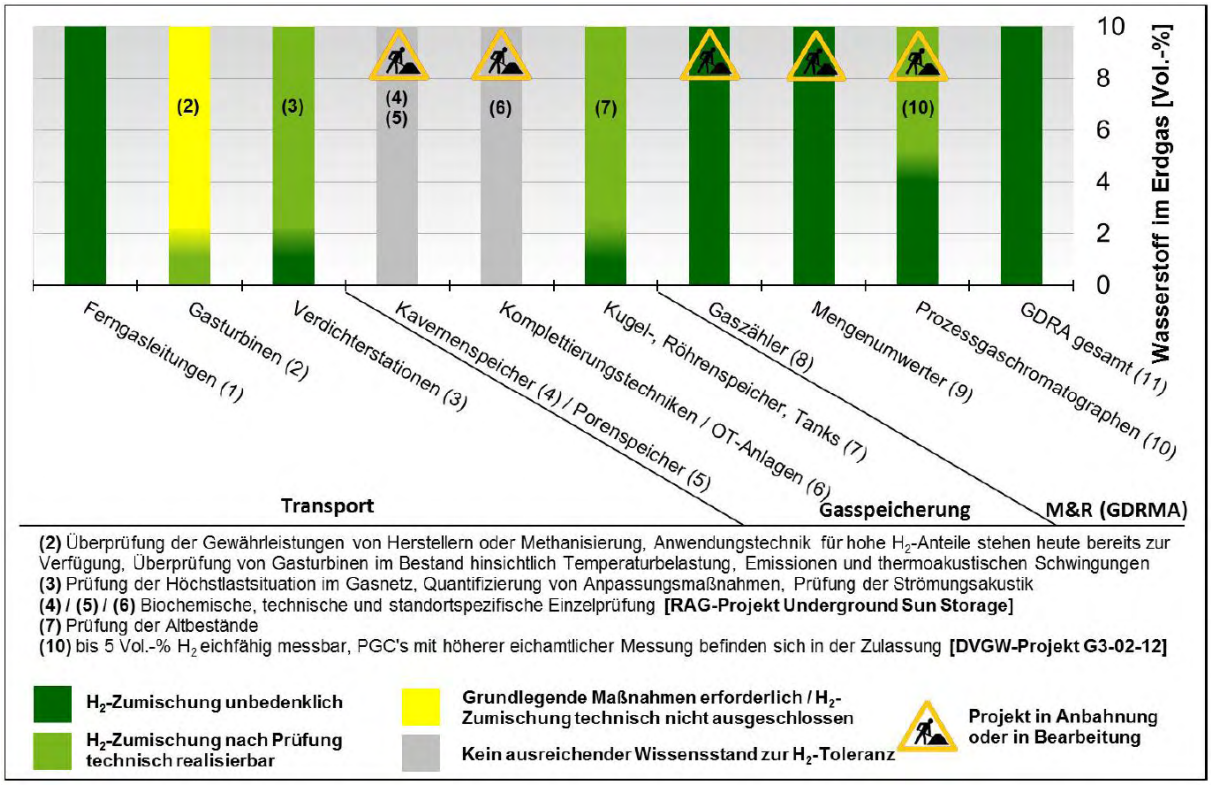


Abbildung 29: Wasserstofftoleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung und Mess- und Regeltechnik [76].

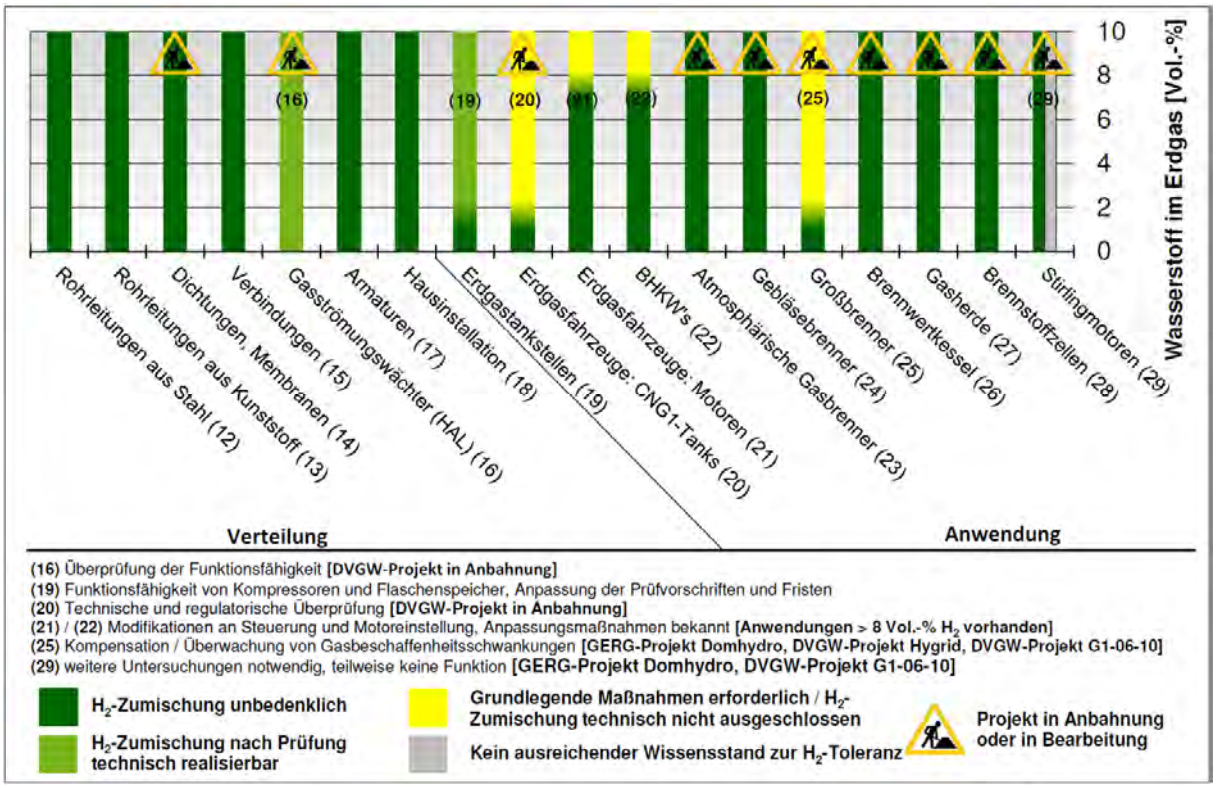


Abbildung 30: Wasserstofftoleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung [76].

Die Autoren kommen für den Konzentrationsbereich bis 10 Vol.-% zu dem Ergebnis, dass lediglich zwei Einzeltechnologien auf der Anwendungsseite die aktuellen Flaschenhälse für Wasserstoffbeimengungen ins Erdgas darstellen: Die Tanks der Erdgas-Fahrzeuge (CNG) und Großbrenner. Grundsätzlich sei eine Beimischung nicht ausgeschlossen, jedoch seien grundlegende Maßnahmen (Forschung und Entwicklung) zur Ertüchtigung dieser beiden Technologien erforderlich [76].

Die dezentrale Rückverstromung des Gemisches aus Erdgas mit dem regenerativ erzeugten Wasserstoff oder synthetischen Erdgas (Methan) geschieht im hier beschriebenen Systempfad mittels **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)**. Diese Technologieklasse ist auch für die klein-dimensionierte Anwendung in Privathaushalten bereits ausgereift und verfügbar. Ihr grundlegender Ansatz ist die dezentrale Stromerzeugung bei gleichzeitiger Nutzung der dabei entstehenden Wärme für die Bereitstellung von Warmwasser für Trinkwasser und Heizungen. Als Referenz gelten die ottomotorisch betriebenen Anlagen mit elektrischen Wirkungsgraden, die in der kleinsten Leistungsklasse (bis 10 kWel) bis zu 33 %, in der mittleren Klasse (10 bis 100 kWel) bis zu 35 % und in der großen Leistungsklasse (über 100 kWel) bis zu 49 % erreichen. Hinzu kommen, bei entsprechend vorhandener Wärmesenke sehr hohe Ausbeuten der anfallenden Wärme, so dass bei kleinen Geräten bis zu 105 % Gesamtwirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von Erdgas erreicht werden können. Die Anschaffungskosten pro kW installierter elektrischer Leistung skalieren antiproportional zur Anlagengröße: kleinste Anlagen kosten ab 2500 €/kWel, während

mittlere Anlagen zwischen 1200 und 2000 €/kWel und große Anlagen für 250 bis 1200 €/kWel zu erwerben sind (siehe Steckbriefe zum Thema KWK in der Materialsammlung).

9.1.3 Diskussion des Systempfades und SWOT-Analyse

In der Studie „Energieziel 2050“ gibt das Umweltbundesamt für die gesamte Kette bestehend aus Überschuss-Stromproduktion, Wasserstofferzeugung, -Speicherung und Rückverstromung in GuD-Kraftwerken einen Systemwirkungsgrad von ca. 42 % als Simulationsergebnis an [79]. Wird zusätzlich der Methanisierungsschritt berücksichtigt, um den Wasserstoff zu synthetischem Methan aufzubereiten, so sinkt der Systemwirkungsgrad um 7 % auf ca. 35 % [79].

Für das Wasserstoffspeichersystem wird darauf verwiesen, dass „ein zusätzliches Ferntransportnetz aufgebaut werden muss“ ([79] S. 38). Diese Aussage ist aus drei Gründen diskussionswürdig.

Erstens wird die technische Machbarkeit einer direkten Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz in erheblichem Umfang im Energieziel nicht berücksichtigt. Burmeister et al. berechneten 2012, dass unter Annahme einer nur 5 vol.-%igen saisonalen Zumischung bereits Wasserstoff mit einem Energiegehalt von 9-14 TWh (bezogen auf den Brennwert) pro Jahr eingespeichert werden kann [75]. Es ist damit zu rechnen, dass Beimischungen in Höhe dieses prozentualen Anteils und darüber hinaus (bis zu 10 vol.-%) in den nächsten Jahren durch Weiterentwicklungen der geltenden Regelwerke möglich werden, so dass die errechnete Energiemenge größenordnungsmäßig durchaus Aussagekraft besitzt. Der erzeugte Wasserstoff lässt sich je nach Standort in großem Umfang direkt ins Erdgasnetz einspeisen, so dass auf einen zusätzlichen Methanisierungsschritt erst bei Erreichung der jeweils lokal geltenden maximalen Einspeisemengen zurückgegriffen werden muss. Dies wird erst bei einer deutlich entwickelten Marktdurchdringung von Power-to-Gas der Fall sein, sicher nicht vor 2020 und wahrscheinlich nicht vor 2030. Im Rückschluss auf das Energieziel bedeutet das, dass die ersten 9-14 TWh pro Jahr mit einem Wirkungsgrad von ca. 42 % eingespeichert werden können.

Zweitens soll die Aussage vor dem Hintergrund des hier betrachteten Bilanzkreises Nordrhein-Westfalen nachgeschärft werden, da bereits eine sich über weite Teile der industriellen Ballungszentren erstreckende Wasserstoff-Pipeline existiert. Insofern muss in NRW nicht über einen Neubau von Grund auf, sondern über eine intelligente Erweiterung der Wasserstoffinfrastruktur nachgedacht werden. Auf bestehendes Know-How und existierende Ausbauszenarien kann zurückgegriffen werden. Langfristig könnten die durch die H_2-Pipeline adressierten Industrieanlagen, die durch große Kapazitäten von mit fossiler Energie erzeugtem Wasserstoff versorgt werden, durch PtG beliefert werden. Kurzfristig ist dieser Ansatz aus Gründen fehlender Wirtschaftlichkeit nicht konkurrenzfähig.

Drittens wird im Energieziel 2050 implizit unterstellt, dass ein Transport zwischen Erzeugung und Rückverstromung unerlässlich ist. Jedoch ist auch diese Annahme diskussionswürdig. Denn es könnte beispielsweise in Flautezeiten auch in unmittelbarer Nähe zu Windkraftanlagen in Nord-NRW erzeugter und gespeicherter Wasserstoff genau dort wieder rückverstromt werden. Die Stromtrassen, die dann für die Versorgung der Ballungszentren benötigt werden, stehen ohnehin zur Verfügung und bieten bei Flaute auch stets entsprechende Transportkapazitäten. Eine zentrale Rückverstromung ohne lange Gastransportwege ließe sich durch den entfallenden Infrastrukturausbau und durch die entfallende Methanisierungsstufe wesentlich früher und kostengünstiger im großen Stil umsetzen. Power-to-Gas könnte also auch in einer zentralen Anwendung seine Stärke als Peak-Shaving-Dienstleistung für die Stromnetze ausspielen und in dieser Hinsicht ein eigenes Marktmodell entwickeln.

Der große systemimmanente Nachteil wäre dann aber ein fehlendes Konzept zur Weiterverwendung der anfallenden Abwärme bei der Rückverstromung und somit ein optimierungswürdiger Brennstoffnutzungsgrad des Wasserstoffs. Grund für fehlende Wärmesenken ist, dass am Ort nord-nordrhein-westfälischer Windkraftanlagen häufig keine große, wärmebedürftige Industrie und keine geballte Siedlungsdichte besteht, in denen der Aufbau eines Fernwärmenetzes wirtschaftlich wäre oder in denen der Ausbau eines Fernwärmenetzes auch nur annähernd die anfallende Wärme aufnehmen könnte.

An dieser Stelle soll daher beleuchtet werden, wie sich eine dezentrale Rückverstromung unter Verwendung von Kraft-Wärme-Kopplung ins Energiesystem einpflegen lässt.

KWK-Geräte für den Haushalts- und Gewerbebereich bieten bereits heute eine breite Produktpalette für kleine Leistungen bis 100 kW_{el} an. Darüber hinaus gibt es kommerzielle KWK-Anlagen (BHKWs) bis in den MW-Bereich hinein. Mikro-KWK-Anlagen liefern durchschnittlich etwa 1 kWel elektrische Energie, so dass ein Einfamilienhaus seinen üblichen Stromverbrauch decken kann. Über den Eigenbedarf hinausgehende Produktion mit Einspeisung ins lokale Netz wird vor dem Hintergrund der Vergütungslandschaft als derzeit unwirtschaftlich angesehen. Die ebenfalls erzeugte Wärme wird für die Warmwasserbereitstellung und Heizung verwendet. Aufgrund der aktuell noch hohen Investitionskosten ist die Marktdurchdringung im häuslichen Bereich trotz laufender Förderprogramme noch sehr begrenzt und wird aktuell durch große Feldstudien wie z.B. „100 KWK Bottrop“ vorangetrieben [80]. Die Gesamtwirkungsgrade aktueller Geräte (thermisch und elektrisch) von etwa 100 % bezogen auf den Heizwert von Erdgas stellen einen erheblichen technologischen Sprung in der Wärme- und Stromversorgung dar, der aber nur dann zum Tragen kommt, wenn die erzeugte Wärme vollständig genutzt werden kann [81]. Eine durchgängige Wärmenutzung kann vor allem bei der Bereitstellung von Prozesswärme erreicht werden. Bei der Bereitstellung von Raumwärme sollten KWK-Anlagen nur so groß dimensioniert werden, dass die produzierte Wärme während eines großen Teils des Jahres genutzt werden kann. Darüber hinaus gehenden Wärmebedarf (im Winter) kann z.B. ein zusätzlicher Brennwertkessel decken (Spitzenlastgerät). Bei geringem Wärmebedarf

im Sommer ist die KWK-Anlage wärmegeführt nur selten in Betrieb, der Strom muss dann von anderen Anlagen bereitgestellt werden. Bei stromgeführtem Betrieb muss die Wärme dann ungenutzt in die Umgebung abgegeben werden. In Zeiten geringen Wärmebedarfs sollte Strom daher besser von PV-Anlagen und von zentralen (größeren) Kraftwerken bereitgestellt werden, die einen höheren *elektrischen* Wirkungsgrad als Mikro-KWK-Anlagen haben. Durch die Nutzung dezentraler KWK entfallen teilweise die hohen thermischen Verluste an den Standorten der Großkraftwerke, die im Regelfall ihre Abwärme nicht oder nur teilweise einem Nutzen zuführen können. Der Effizienzvorteil von dezentraler KWK gegenüber zentraler Strom- und dezentraler Wärmebereitstellung hängt von den konkreten Lastprofilen des Wärme- und Strombedarfs ab und muss sorgfältig abgewogen werden [81], [82]. Eine Beimengung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ins Erdgasnetz würde den fossilen Charakter von Erdgas leicht senken und die im Vergleich zu z.B. Heizöl ohnehin günstigere CO_2-Bilanz von Erdgas weiter verbessern. Erste technische Untersuchungen zeigen, dass Erdgas-Anwendungsgeräte mit einer deutlichen Zumischung von Wasserstoff umgehen können, auch wenn die Zumischung sehr hohe Anteile von über 10 Vol.-% erreicht.

Stärken

Die größte Stärke des Systempfades Wasserstofferzeugung – Einspeisung – dezentrale Nutzung ist die vorhandene Erdgasinfrastruktur. Gegebenenfalls nötige technische Anpassungen können ohne die Errichtung neuer Anlagen mit großem Platzbedarf oder Netzausbau und damit verbundenen Konflikten erfolgen. Die Erdgasinfrastruktur zeichnet sich durch eine weitest gehende Wasserstoffverträglichkeit für Konzentrationen bis 10 Vol.-% aus (s.o.). Das Erdgassystem mit seinen großen vorhandenen und weiterhin im Ausbau befindlichen Speichervolumina stellt die größte Langzeit-Speicheroption für erneuerbare Energie in Deutschland dar. Der Systempfad kann EE-Anlagen zu einer höheren Auslastung verhelfen, da zuschaltbare Elektrolysekapazitäten zum Teil einer Abregelung von EE entgegenwirken könnten.

Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien besitzen bei gleichzeitiger Nutzung von Strom und Wärme einen besonders niedrigen Brennstoffbedarf (bzw. Primärenergie-Verbrauch). Dementsprechend besteht ein Effizienzsteigerungs- und Emissions-Einsparpotential in der zukünftig verstärkt dezentralen Energieumwandlung. Es entfallen Transportverluste in den Stromnetzen und insbesondere die hohen thermischen Verluste an den Standorten der Großkraftwerke, die im Regelfall ihre Abwärme nicht oder nur teilweise einem Nutzen zuführen können. Gebäude oder Viertel, die mit KWK-Technologie versorgt werden, nutzen den Anschluss ans Stromnetz lediglich für die Einspeisung eigener Überproduktion (je nach Vergütung) oder für den Strombezug in Spitzenlastzeiten. KWK-Technologien für die Erdgasverbrennung, insbesondere die ottomotorischen Anlagen, verfügen über eine hohe Zuverlässigkeit. Gebäude mit Erdgasanschluss lassen sich recht einfach auf KWK-Technik

umrüsten. Ein weiterer Anwendungsfall für KWK-Technologie ist die Bereitstellung von Kälte im Sommer (KWKK-Technologie).

Schwächen

Grundsätzlich geht die Umwandlung von in elektrischer Form vorliegender Energie in die chemisch gebundene Form (Wasserstoff oder Methan) mit einem Wirkungsgradverlust einher (s.o.). Hinzu kommen hohe Investitionskosten für Elektrolyseure (und Methanisierungs-Reaktoren) sowie Anpassungen der Gasinfrastruktur und Betriebsmittel für die H_2-Einspeisung. Insgesamt befindet sich das PtG-Technologieportfolio noch in einem Demonstrationsstadium und verspricht erst nach dessen erfolgreicher Überwindung niedrigere Investitionskosten. Ein intermittierender Elektrolysebetrieb, der sich der volatilen EE-Erzeugung anpasst ist technisch anspruchsvoll und betriebswirtschaftlich mangels Anlagenauslastung derzeit nicht darstellbar. Im Fall von PtG-Anlagen inklusive Methanisierungsreaktoren ist zudem eine Kopplung mit vorhandenen CO_2-Strukturen notwendig.

Dezentrale KWK-Anlagen können Ihr oben beschriebenes Effizienzsteigerungspotential im häuslichen Bereich nur dann ausspielen, wenn die Abwärme zur Bereitstellung von Raumwärme genutzt wird. Für die Sommermonate bedeutet dies, dass bei einer Stromversorgung mit selbsterzeugtem KWK-Strom die Abwärme über den Kamin an die Umwelt abgegeben werden muss, was in der Heizperiode den vorhandenen Effizienzvorteil reduziert.

Chancen

Sollte die Entwicklung von wasserstoffverträglichen Materialien z.B. im Turbinenbau oder im Erdgas-Kraftfahrzeugbereich Erfolge verzeichnen, würde dies der Projektierung neuer PtG-Anlagen Auftrieb verleihen. Zumindest langfristig, nach der Wahrung eines angemessenen Bestandschutzes von z.B. im Verkehr befindlichen CNG-Fahrzeugen, würden dann lokale Restriktionen in Erdgasnetzen mit Erdgastankstellen entfallen.

Auf der Wasserstofferzeugungsseite rechnen die Entwickler mit zukünftig fallenden Preisen für Elektrolyseure sowie mit weiterhin leicht steigenden Wirkungsgraden. Hinzu sollen weitere Elektrolysevarianten, vor allem die Hochtemperatur-Elektrolyse kommen, die noch einmal einen erheblichen Sprung der Stackwirkungsgrade verspricht (siehe Steckbrief Elektrolyse). Die Methanisierungsreaktoren könnten schon in wenigen Jahren Marktreife erlangen und dabei helfen, begrenzten Einspeisungsmengen für Wasserstoff durch den Umweg über eine Methanisierung zu begegnen.

Auf der Rückverstromungsseite drängen die sich immer weiter entwickelnden Brennstoffzellen ins Blickfeld. Bei entsprechender Auslegung können Brennstoffzellen-KWK-

Systeme Erdgas (alternativ reinen Wasserstoff) mit einem sehr hohen elektrischen Wirkungsgrad (z.B. 60% mit SOFC-Technik erreicht) rückverstromen. Brennstoffzellen sind technisch weit fortgeschritten, erste Anlagen für die unterschiedlichen Anwendungsfelder kleiner stationärer Betrieb, mobiler Betrieb und großdimensionierte Rückverstromung befinden sich derzeit in der Markteinführung [83], in den nächsten Jahren und Jahrzehnten wird mit einer weiteren technischen Reifung gerechnet. Das japanische Vorbild der Markteinführung bei mit steigenden Stückzahlen sinkenden Subventionen bietet einen spannenden Vergleich (siehe Steckbriefe „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Brennstoffzellen (BZ)“ und „Rückverstromung mit Brennstoffzellen (BZ)“).

Tabelle 10: SWOT-Analyse zum Systempfad „Wasserstoff-Einspeisung ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung“

	intern	extern
positiv	**Stärken** • Gas-Infrastruktur vorhanden • Gas-Infrastruktur prinzipiell auch für eine H_2-Beimengung geeignet • (synthetisches) Methan voll kompatibel zu Erdgas, Einspeisung praktisch unbegrenzt • Größte Langzeitspeicheroption für regenerative Energie • Hohe Effizienz durch Wärmenutzung bei Kopplung mit KWK • KWK-Technologie hoch entwickelt • Geringe gesellschaftliche Akzeptanzprobleme durch entfallenden Infrastrukturausbau und bekannten Energieträger • Hohe CO_2-Einsparung • Der Endverbraucher erfährt keine Änderung	**Chancen** • Methanisierung erreicht Marktreife • Elektrolysepreise fallen • Novellen von Gesetzen und Regelwerken • Entwicklung wasserstoffverträglicher Technologien (Turbinen, CNG-Tanks) • Brennstoffzellen erreichen höhere technologische Reife • Zukünftige Marktreife der Hochtemperatur-Elektrolyse • Entwicklung politischer Ziele und Roadmaps • Anhaltend hoher EE-Ausbau • Exportabhängigkeit von Erdgas wird reduziert • Mögliche Entlastung des Stromnetzes durch dezentrale Erzeugung
negativ	**Schwächen** • Zusätzliche Methanisierung teuer • CO_2-Quelle zur Methanisierung erforderlich • Umwandlung in chemische Energieform bedeutet Wirkungsgradverluste • Marktmodelle noch nicht entwickelt • Preisgünstiges Konkurrenzprodukt Erdgas	**Risiken** • Hohe Investitionskosten für PtG, aber auch für KWK im Vergleich zu konventioneller Anlagentechnik bei niedrigen/unsicheren Erlösoptionen • Ungünstige Marktentwicklungen • Konzentrationen für H_2 im Erdgasnetz begrenzt • Sensible Gastechnologien auf der Anwenderseite (Industrie, CNG-Tanks) • Akzeptanzprobleme bei Netzbetreibern und (Industrie-) Kunden • Verlangsamung des EE-Ausbaus

Ein wesentlicher Treiber für den Erfolg von synthetischen, regenerativen Gasen als Substitut für Erdgas ist die Politik. Wird die Energiewende zukünftig stärker forciert, um einerseits Emissionen einzusparen und andererseits Energieimporte zu reduzieren, so stellt der hier beschriebene Systempfad eine der relevanten Optionen dar [84]. Es besteht[9] eine Interessengemeinschaft zwischen der Unabhängigkeit von Erdgasimporten und den Klimaschutzzielen.

Risiken

Wo soll PtG in die vorhandenen Leitungskilometer durch die Errichtung neuer Einspeisestationen für Wasserstoff (oder Methan) integriert werden? Die geschickte Auswahl von möglichen Standorten unter Berücksichtigung der Strom- und der Gas-Infrastruktur sowie weiterer lokaler Gegebenheiten wie Volumenströme, Erfassung sensibler Anlagen, etc. steht noch aus und bildet eine aktuelle Forschungsaufgabe. Für PtG-Anlagen, die auch eine Methanisierung beinhalten sollen kommt noch eine weitere Aufgabe hinzu: Welche CO_2-Quelle soll verwendet werden? Dieser Punkt könnte sogar die Schlüsselfrage bei zukünftigen Methanisierungsprojekten sein und es kann erwartet werden, dass viele Projekte in der Planungsphase große CO_2-Quellen als Standorte präferieren. In Frage kommen Biogasanlagen inkl. entsprechender Aufbereitungseinrichtungen, aber auch Industrie-Öfen oder konventionelle Kraftwerke, die mit einer CCS-Technologie nachgerüstet wurden (siehe Steckbrief CO_2-Quellen). Die fragliche Quantität und Qualität sowie Kooperationsbereitschaft der Betreiber vorhandener Anlagen stellt ein mögliches Risiko für eine erfolgreiche Marktdurchdringung von Methanisierungsanlagen dar.

Des Weiteren muss bereits bei der Planung einer PtG-Anlage die lokale Gasinfrastruktur inklusive ihrer Endanwender Berücksichtigung finden. Sensible Technologien, wie oben beschrieben, sowie die Kooperation unterschiedlicher Interessengruppen stellen potenzielle Hemmnisse und damit potentielle Risiken für große PtG-Projekte dar. Dazu gehören z.B. Schadenereignisse durch eingespeistes H_2 und damit verbundene Kosten und Haftungsansprüche gegenüber z.B. dem Netzbetreiber sowie konkurrierende Investitionsentscheidungen, die zu „stranded investments“ führen können.

Das deutsche Energiesystem bietet aktuell noch nicht die nötigen Voraussetzungen für ökonomisch gewinnbringend zu betreibende PtG Großanlagen sowie kleine und kleinste KWK-Anlagen. In beiden Fällen müssen die Marktmodelle noch entwickelt werden, Vergütungsmodelle für dezentral erzeugten Strom müssen sich etablieren und evtl. auch einen gewissen Investitionsanreiz bieten um der Planungsunsicherheit von Investoren entgegenzuwirken.

[9] unter der Annahme, dass Deutschland nicht auf einen starken Ausbau der Kohlekraft setzt

9.1.4 Ausblick und Forschungsbedarf

Der Systempfad PtG und dezentrale Rückverstromung sollte verstärkt dahingehend untersucht werden, unter welchen **technischen Voraussetzungen** und in welchen Gasnetzebenen lokal und regional höhere Wasserstoffanteile zugelassen werden können. Eine **Ortsauflösung der Netztopologie** sowie eine technisch detaillierte Betrachtung der bestehenden Infrastruktur ist dazu zwingend notwendig, da auf tatsächliche Volumenströme und die Anliegen sensibler Verbraucher (spezielle Industrieanlagen und Gas-Tankstellen) Rücksicht genommen werden muss. Es existieren, wie bereits beschrieben, positive Ergebnisse zur Wasserstoffverträglichkeit ausgewählter Gasanwendungstechnik sowie zur Volumenmesstechnik. In anderen Bereichen wie z.B. der Kavernenspeicherung sind noch Forschungsfragen zu materialwissenschaftlichen Themen wie Wasserstoffpermeabilitäten und Versprödung offen. Andererseits kann auch aus wertvollen Erfahrungen aus der Stadtgasspeicherung der 1960er Jahre mit Wasserstoffkonzentrationen bis über 50% gelernt werden [85].

Auch in Hinblick auf Emissionen, Regelungstechnik (z.B. selbst-regelnde Brenner, die auf Änderungen der Gaszusammensetzung reagieren), Sicherheitsfragen und Einspeisemanagement sind noch einige Fragen offen und Thema aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeit.

Parallel sollte für eine langfristige Perspektive die Forschung an **Methanisierungstechnologien** weiterverfolgt werden, um spätestens bei Erreichen lokaler Beschränkungen der Wasserstoffzumischung eine Alternative zur chemischen Speicherung zur Hand zu haben, die mit Methan ein mit der Erdgasinfrastruktur ideal verträgliches Austauschgas anbietet. Es sollte auch untersucht werden, ob eine nachträgliche Methanisierung des Erdgas-Wasserstoff-Gemischs bei einzelnen besonders empfindlichen Anwendungen finanziell attraktiv sein könnte.

Die Forschung an Brennstoffzellen wird bereits viele Jahre verfolgt und trägt nun Früchte. Gerade in der technischen Reifephase der ersten Markteinführungen (gleichzeitig in Form von Mikro-KWK-Anlagen, in Fahrzeugen oder zur effizienten Rückverstromung) benötigt diese Technologieklasse nun weitere Unterstützung, bevor sie in den nächsten Jahren eigenständig deutliche Marktsegmente behaupten kann.

Um mithilfe von **KWK-Technologien** größere Mengen erneuerbarer Energie ins Energiesystem zu integrieren sollten die systemischen Synergien der Technologiekombination „KWK + thermischer Speicher + Power-to-Heat“ in der Praxis erprobt werden, die bereits kurzfristig vor allem in der groß dimensionierten KWK-Anwendung in Fernwärmenetzen erfolgversprechend sind [1]. Auch dieser Ansatz ist genau wie die Umwandlung Strom-zu-Gas ein cross-sektoraler Ansatz, für dessen Umsetzung noch Forschungsfragen offen sind.

Im Hinblick auf zu erwartenden Investitionen sollten in Kooperation mit Gasnetzbetreibern systematische Vergleiche zwischen ohnehin anfallenden Gasnetzinfrastruktur-Kosten und den entsprechenden Kosten bei gleichzeitiger H_2-Ertüchtigung der Betriebsmittel angestellt und mit den Kosten einer forcierten H_2-Ertüchtigung verglichen werden.

9.2. Flexibilisierung durch Strom zu Wärme

9.2.1 Vorstellung des Systempfades

Die Umwandlung von Strom zu Wärme ist vor dem Hintergrund unterschiedlicher Versorgungsaufgaben zu sehen. Die zunehmende Stromproduktion auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien stellt thermische Kraftwerke vor steigende Flexibilitäts-Anforderungen. Dies stellt insbesondere für große KWK-Anlagen eine besondere Herausforderung dar, da sie in einem bestimmten Verhältnis Wärme und Strom produzieren. Die Einbindung von Wärmespeichern in Fern- und Nahwärmesystemen ermöglicht eine zeitliche Entkopplung von der Wärmenachfrage und erhöht somit eine flexiblere Fahrweise von KWK-Anlagen. Es besteht die Möglichkeit, KWK-Anlagen stromgeführt oder wärmegeführt zu fahren und mit schnell realisierbarer Teillastschaltung oder Abschaltung den dynamischen Marktbedingungen zu folgen. Aufgrund des stärker ansteigenden Anteils volatiler Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass die Häufigkeit der Situationen, in denen die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt, deutlich zunehmen wird. Es besteht also ein Bedarf für temporär zuschaltbare Lasten, andernfalls müsste die regenerative Erzeugung zunehmend abgeregelt werden.

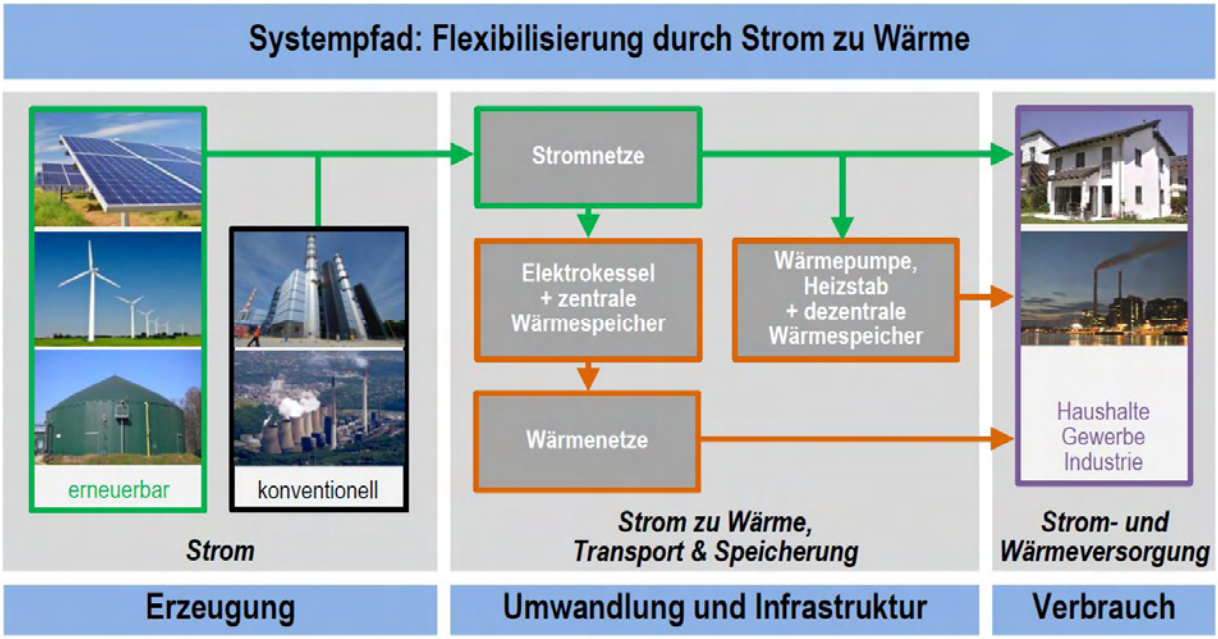


Abbildung 31: Systempfad - Flexibilisierung durch Strom zu Wärme

Als Alternative zur Abregelung werden derzeit technische Möglichkeiten analysiert, überschüssige Strommengen zu nutzen bzw. sogenannte negative Residuallast anzubieten. Eine Möglichkeit besteht darin, die Stromüberschüsse in Wärme umzuwandeln und für die Wärmeversorgung zu nutzen (Power-to-Heat, PtH). Hierdurch könnte zusätzlich ein Beitrag

zur Netzstabilität erbracht und zudem fossil erzeugte Heizwärme substituiert werden. Insbesondere für die Nah- und Fernwärmeversorgung werden erhebliche Potenziale gesehen. Unter den heutigen Marktbedingungen und den damit korrelierenden Versorgungsaufgaben wird dieses Konzept als eine der kostengünstigsten Optionen eingeschätzt. Technische Voraussetzungen für größere Fern- und Nahwärme-Versorgungssysteme sind Elektrokessel, mit denen der Strom direkt in Wärme umgewandelt wird sowie Wärmespeicher, mit denen eine Pufferung bzw. Speicherung der erzeugten Wärme möglich ist. Erste Anlagen befinden sich derzeit im Probebetrieb. Auf längere Sicht wird auch eine dezentrale Nutzungsmöglichkeit diskutiert, indem die thermischen Speicher innovativer Heizungssysteme wie KWK-Anlagen oder Wärmepumpen um Heizstäbe ergänzt werden, mit denen in Großanlagen aber auch in Privathaushalten überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt werden kann.

9.2.2 Technische Umsetzung und Einbettung ins Energiesystem

Die **Umwandlung von elektrischer (Überschuss-) Energie in Wärme** stellt technisch kein Problem dar, im Gegenteil, sie ist besonders einfach zu realisieren. Bei jeder Nutzung elektrischer Energie in einer Endanwendung tritt immer auch „Abwärme“ auf, die es für die Entwickler meist zu minimieren gilt. In der Physik wird diese Wärmeerzeugung an einem elektrischen Widerstand Joulesche Wärme genannt. Soll nun gezielt Wärme erzeugt werden, so ist der klassische Tauchsieder die am weitesten bekannte Technik. Heute jedoch bedient man sich weitaus höher entwickelter Techniken, deren Effizienz deutlich besser ist. Im Bereich der Fernwärmenetze sind dies die sogenannten **Elektrokessel** (oder Elektrodenheizkessel), die mit sehr großen elektrischen Leistungsaufnahmen bis in den MW-Bereich erhältlich sind [86]. Für die Implementierung von Stromheizungen in existierende Wasser-Wärmespeicher in z.B. Privathaushalten eignen sich kleine **Elektro-Heizstäbe** mit etwa 2 - 10 kW_{el} Leistungsaufnahme. Des Weiteren existieren nach wie vor elektrische Direktheizungen, die die Umgebungsluft erwärmen (z.B. Nachtspeicherheizungen, oder Elektroflächenheizungen). Allerdings ist diese Technik der jüngeren **Wärmepumpen-Technologie** prinzipiell weit unterlegen. Elektrowärmepumpen wandeln nicht nur eine gewisse Menge elektrischer Energie in Wärme um, sondern nutzen darüber hinaus durch ihr thermodynamisches Wirkprinzip Umweltwärme. So kann z.B. einem Wohnhaus ein Vielfaches der investierten elektrischen Energie in Form von Wärme zur Verfügung gestellt werden. Dieses Vielfache wird ausgedrückt durch die „Jahresarbeitszahl“, die je nach verwendeter Technik und lokalen Gegebenheiten üblicherweise in der Spanne zwischen 2 und 6 liegt. Für den Endanwender ist also eine solche Wärmepumpe 2- bis 6-mal so effizient wie eine klassische Nachtspeicherheizung. Die große Spannweite der Jahresarbeitszahl erklärt sich durch eine Vielzahl verfügbarer Techniken, die sich in der Wärmequelle und -senke unterscheiden. Zum Beispiel können Luft-Wasser-Wärmepumpen der Umgebungsluft Wärme entziehen und diese Wärme dem Heizungswasser zuführen. Je nach den örtlichen

Gegebenheiten kann für ein Objekt auch eine Wasser-Wasser- oder eine Sole-Wasser-Wärmepumpe mit höherer Jahresarbeitszahl in Frage kommen. Beispielsweise kann so Erdwärme genutzt werden, ein unterirdischer, solarthermisch gewärmter Tank oder Kombinationen verschiedener regenerativer Energien (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme). Wärmepumpen können auch als **Heizung im Winter und energieeffiziente Kühlung im Sommer** ausgelegt sein.

Grundsätzlich gilt, dass jede Form der Stromheizung immer nur so ökologisch sein kann, wie der zu ihrem Betrieb eingesetzte Strom. Emissionen am Ort der Stromerzeugung führen dazu, dass für den durchschnittlichen deutschen Strommix etwa 601 g CO_2 pro erzeugter kWh_{el} anfallen (Jahr 2012) [87]. Dieser Emissionsfaktor gilt demnach für den Betrieb einer klassischen Stromheizung wie z.B. der Nachtspeicherheizung und fällt verglichen mit den CO_2-Emissionen von 202 g pro kWh erzeugter Wärme einer Erdgasheizung wesentlich schlechter aus. Eine Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl 4,3 hingegen erreicht 601 g CO_2 / 4,3 = 140 g CO_2 pro erzeugter kWh Wärme und kann somit bei optimalen Bedingungen die Erdgasheizung unterbieten. Soll eine Elektroheizung gänzlich emissionsneutral operieren, so muss sie grundsätzlich mit „Ökostrom“ versorgt sein.

Der **Bestand** an Wärmepumpenheizungen in deutschen Wohnungen ist noch relativ gering (560.000 Stück oder 1,3 % in 2013, davon allein in NRW 115.200 Stück) [88][89]. Jedoch zeichnet sich bei den Neubauten ein ganz anderes Bild ab: Hier entscheiden sich trotz hoher Anschaffungspreise bereits 30 % der Bauherren für eine Wärmepumpenheizung [90] (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme).

Erst die Integration eines sinnvoll dimensionierten **Wärmespeichers** lässt Power-to-Heat Technologien ihr volles Potenzial entfalten. Nach wie vor sind klassische Warmwasser-Pufferspeicher marktbeherrschend. Im Hinblick auf die Speicherzeiträume im Bereich einiger Stunden bis etwa 1 Tag können diese Speicher bereits heute den Wärmebezug und den Energieverbrauch zeitlich entkoppeln.

Aktuell dringen erste Modelle **neuer Wärmespeichertechnologien** auf den Markt. Insbesondere die **Latentwärmespeicher** bieten in den nächsten Jahren die Möglichkeit, die pufferbare Energiemenge zu erhöhen und gleichzeitig Platz einzusparen. Dies erfolgt in erster Linie durch eine erhebliche Steigerung der Speicherdichte, die bis zu dem 2,5-fachen Wert von Wasser betragen kann. Auch Wärmeverluste können reduziert werden, da Latentwärmespeicher bei niedrigeren Temperaturen operieren können. Dies liegt in ihrem Wirkprinzip begründet: Latentwärmespeicher nutzen die eingespeiste Energie nicht nur für eine Erwärmung ihres Arbeitsmediums, sondern vor allem, um bei konstanter Temperatur einen Phasenübergang (fest-flüssig) durchzuführen. Man spricht auch von **phase-change materials** (PCM, siehe Steckbrief Wärmespeicher). Für die fernere Zukunft (ab 2030) gelten auch **thermochemische Speicher** als sehr vielversprechend. Derzeit befinden sich letztere jedoch hauptsächlich im Forschungsstadium, so dass weitere Entwicklungen zu erwarten sind (siehe Steckbrief Wärmespeicher). Einige Systeme haben allerdings bereits große

Aufmerksamkeit erregt und sind bereits am Markt verfügbar, darunter insbesondere Sorptionsspeicher auf Basis von Zeolithen oder Silika-Gelen.

Wärmenetze bieten eine vollkommen andere Einsatzmöglichkeit von Power-to-Heat durch die Ergänzung von Wärmespeichern mit Elektroheizkesseln. Die in Deutschland bereits 19.026 km umfassenden Wärmenetze (davon 4.652 km in NRW) erreichen 322.250 Haushaltsübergabestationen (davon 103.526 in NRW) [91]. Hinzu kommen 624 km Dampfnetze mit 8.158 (1.391) Hausübergabestationen. Insgesamt wurde der Anteil des mit Fernwärme beheizten Wohnbestandes im Jahr 2012 auf 14 % geschätzt [92]. Die totale eingespeiste Wärme beträgt über 86.000 GWh im Jahr, davon 20,6 % in NRW [91]. Auf dem Transportweg von der Wärmeeinspeisung bis zur Hausübergabestation werden etwa 13 % Wärmeverluste verzeichnet [91]. In besonders dicht besiedelten Gebieten, nah an der Wärmequelle gelegen kann diese Zahl niedriger ausfallen. An den Hausübergabestationen wird die Wärmeenergie mittels Wärmetauschern entnommen und mit Hilfe von Wärmemengenmessgeräten abgerechnet. Genau wie bei den Wärmepumpenheizungen benötigen auch diese Haushalte keine Öl- oder Gasbrenner und dementsprechend keine Brennstofflager oder -leitungen und keine Schornsteine. Etwa 7 - 10 €-Cent kostet eine kWh Wärme den Endverbraucher [92], [93], wobei der Preis umso niedriger ausfällt, je größer das Wärmenetz ausgebaut ist (siehe Steckbrief Wärmenetze).

9.2.3 Diskussion und SWOT-Analyse

Stärken

PtH-Technologien stellen negative Regelleistung bereit und sind somit ein Instrument zur Lastverschiebung im Stromsystem, dem viel Zukunftspotenzial zugesprochen wird. Die Installation von Heizstäben in vorhandene Wasser-Pufferspeicher oder von großen Elektrokesseln an bestehenden Fernwärmespeichern stellt technisch kein Problem dar. Typischerweise sind PtH-Anlagen stufenlos und schnell regelbar. Fernsteuerbare Lasten haben also das Potenzial, am Regelleistungsmarkt teilzunehmen.

Neben diesem Flexibilitätsgewinn durch PtH werden Treibhausgasemissionen vermieden, wenn größere Anteile regenerativen Stroms den Endverbrauchern in Form von Wärme zugeführt werden können, die ansonsten keinen Abnehmer finden bzw. abgeregelt werden müssen.

Die Einbindung von Wärmespeichern in Fern- und Nahwärmeversorgungssystemen ermöglicht eine zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung bzw. der Wärmenachfrage. Sie erhöht die Flexibilität von großen KWK-Anlagen und eröffnet die Möglichkeit, KWK-Anlagen entsprechend den jeweiligen Marktbedingungen (hohe oder niedrige Strompreise) betreiben zu können.

Im Neubaubereich werden bereits beachtliche 30 % der Gebäude mit Wärmepumpen geheizt. Dies muss bei derzeit noch hohen Anschaffungspreisen als Erfolg dieser Technologiefamilie gewertet werden, auch wenn dies bislang nur 1,3 % der Heizungssysteme in deutschen Wohnungen ausmacht. Einzelgebäude oder ganze Neubaugebiete können bei gleichzeitig guter Wärmeisolierung komplett auf Gas-, Öl-, oder sonstige Verbrennungstechnik verzichten und die nötige Infrastruktur wie Gasanschlüsse, Brennstofflager, Schornsteinbau und entsprechende Wartungskosten sowie Sicherheitsaspekte umgehen. Dieser Anreiz existiert im Bereich der Bestandsbauten im Allgemeinen nicht.

Schwächen

Die reine Nutzung von Überschussstrom ist in der Endanwendung typischerweise nicht praktikabel. Vielmehr wird die Möglichkeit einer Versorgung auch in wind- und sonnenarmen Stunden durch Grundlastkraftwerke benötigt. Power-to-Heat kann ein probates Mittel zur Kappung von Lastspitzen sein, nicht jedoch Versorgungsengpässe im Stromsystem ausgleichen.

Für jede Stromheizung gilt: Zwischen der Erzeugung und der effizienten Nutzung der elektrischen Energie liegen systemimmanente Wirkungsgradverluste auf dem Transportweg durch die Stromnetze. Diese betragen in Höchstspannungsnetzen 1 - 3 % je 100 km, in Hochspannungsnetzen (typ. 110 kV) 6 - 12 % je 100 km, im Mittelspannungsbereich (typ. 10-25 kV) etwa 9 % je 10 km und im Niederspannungsbereich gar 2 - 4 % pro km (siehe Steckbrief Stromnetze).

Die **Bezugskosten für Strom** als Sekundärenergieträger sind im Allgemeinen wesentlich höher als die Bezugskosten für Primärenergieträger wie Heizöl, Erdgas, oder Holzpellets.

Im häuslichen Bereich muss daher eine energetische Sanierung neben dem Einbau einer Wärmepumpe auch eine gute thermische Isolierung beinhalten. Nur ein niedriger Gebäude-Wärmebedarf ermöglicht niedrige Strombezugskosten. Dies gilt insbesondere in besonders kalten Perioden, wenn die Wärmepumpe nicht mit voller Effizienz operieren kann. Außerdem wird ein Pufferspeicher benötigt, der im Fall von Wasserspeichern mehrere hundert Liter plus erhebliche Dämmstärken umfasst und somit in vielen Fällen Platzprobleme mit sich bringt.

Möchte ein Endanwender am Lastmanagement teilnehmen, so muss er ganz oder teilweise seine Souveränität über die Anlagenbetriebszeiten abtreten. Diese Bereitschaft muss durch Kommunikation und attraktive Tarife geschaffen werden.

Das Ausrüsten von Endanwender-Anlagen insbesondere im Privatbereich wirft darüber hinaus Fragen bezüglich der Datensicherheit auf. Die mögliche technische Überwachung von Nutzerverhalten und Anwesenheit bzw. Urlaubszeit stellt ein Hemmnis für die Akzeptanz dar.

Dies trifft im gewerblichen und industriellen Bereich nicht zu. Allerdings optimiert die besonders energieintensive Industrie ohnehin die Energieflüsse ihrer Anlagen, um laufende Kosten zu minimieren. Wie groß ein mögliches Potential für industrielle PtH-Dienstleistungen für die Stromnetzbetreiber ist, ist schwer einzuschätzen. In der Fernwärmeversorgung ist beispielsweise die Beteiligung der Industrie sehr gering. Bei lediglich 2 % der eingespeisten Wärme handelt es sich um industrielle Abwärme. Abgesehen von elementaren Standortfragen (Netzinfrastruktur) scheint der Anreiz zur Abwärmevermarktung bisher gering zu sein oder die frei werdende Hochtemperaturwärme wird in den Industrieanlagen bereits effizient selbst genutzt.

Chancen

Der Wärmemarkt ist in NRW und in Deutschland stark fossil dominiert. Die Integration regenerativer elektrischer Energie in diesen Markt hat das Potenzial, fossile Energieträger wie Erdgas und Heizöl zu substituieren und Emissionen einzusparen. Strom-Überschüsse dürften in Deutschland durch den fortgesetzten Erfolg von Onshore Windkraft, den geplanten Offshore-Ausbau sowie die weiter verstärkt genutzte Photovoltaik zukünftig vermehrt entstehen. Power-to-Heat bietet die Chance, diese Strommengen abzunehmen und einem Nutzen zuzuführen. Darüber hinaus könnte Power-to-Heat verhindern, dass regenerative Erzeugungsanlagen in erheblichem Maße abgeregelt werden müssten.

Technisch verfügbare und über viele Jahre erprobte Rundsteuertechnik ermöglicht es den Netzbetreibern, in einem gewissen Rahmen elektrische Heizungen bei den Endanwendern fernzusteuern. Damit werden die Heizgeräte zu einem Instrument des **Lastmanagements** im Stromsystem und könnten dazu beitragen, Schwankungen im Dargebot erneuerbarer Energien aufzunehmen. Die Pufferfunktion könnte unter Verwendung kleiner Warmwasserspeicher im Haushaltsbereich zumindest einige Stunden operieren und Tag/Nacht-Schwankungen ausgleichen. Die Industrie verwendet bereits heute wesentliche größer dimensionierte und in die Anlagenauslegung integrierte Wärmespeicher.

Neue Wärmespeichertechnologien wie die Latentwärmespeicher erreichen derzeit mit ersten Modellen Marktreife und könnten in den nächsten Jahren eine wesentlich höhere Speicherdichte als Warmwasserspeicher anbieten. Gleichzeitig würden Wärmeverluste durch geschickte Wahl der Arbeitstemperatur (rund um einen Phasenübergang des Mediums) minimiert. Beides bedeutet eine erhebliche Platzersparnis und somit einen Attraktivitätsgewinn für Wärmespeicher in Ein- und Mehrfamilien- sowie gewerblich genutzten Gebäuden.

Einhergehend mit einer weiteren Marktdurchdringung ist zu erwarten, dass die Investitionskosten für Wärmepumpen, aber auch für neue thermische Speicher sinken.

Eine weitere Chance für PtH ist die Integration in die vorhandenen Fernwärmesysteme, die in Deutschland immerhin bereits 14 % des beheizten Wohnbestandes erreichen. Die

vorhandenen Netze versorgen insbesondere Ballungsgebiete und sind gerade auch in NRW schwerpunktmäßig vertreten. Das Ruhrgebiet in NRW ist durch die Nähe von Verbrauchern zu Erzeugern für die Fernwärmeversorgung prädestiniert. Große, technisch einfache Warmwasserspeicher lassen sich leicht mit elektrischer Zusatzbeheizung ausstatten. Insgesamt könnte die Versorgung mit Fernwärme deutschlandweit langsam aber kontinuierlich weiter zunehmen und bietet eine günstige Gelegenheit, regenerative Energie in Form von Wärme an die Endnutzer zu verteilen und dabei anteilig fossile Energieträger zu verdrängen.

Des Weiteren stellt die Integration von Wärmespeichern eine gute Möglichkeit dar, in einem schon ohnehin schwierigen Marktumfeld (zunehmender Anteil erneuerbarer Stromerzeugung und abnehmende Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke) KWK Anlagen besser erlösorientiert fahren zu können.

Die gleiche Logik gilt auch für Fernkältenetze, die derzeit noch ein verschwindend geringes Ausbaustadium vorzuweisen haben (55,3 km und 168 MW) [91]. Bei steigendem Kältebedarf könnten sie zukünftig völlig - gerade im Sommer - erneuerbare Energien aufnehmen und mit der zur Verfügung gestellten Regelleistung am Lastmanagement des Stromsystems teilnehmen.

Risiken

Bislang ungeklärt ist die Höhe der zu erwartenden Stromüberschüsse, die in enger Korrelation mit dem Ausbau volatiler Stromerzeugung (PV, Wind) einhergeht. Darüber hinaus besteht eine Vielzahl anderer Möglichkeiten, Stromüberschüsse zu nutzen bzw. Lasten zu verschieben, die als Konkurrenz zu PtH-Konzepten zu sehen sind.

Eine zeitnahe Umsetzung der Ausbaupläne für die Stromnetze könnte dazu beitragen, größere Lasten wertvoller elektrischer Energie effektiv zu verteilen und direkt nutzbar zu machen oder zu exportieren. Gerade der verstärkte Transport über längere Distanzen z.B. von windreichen in weniger windreiche Regionen wäre entscheidend. Da der Wärmemarkt pro kWh wesentlich geringere Gewinne verspricht, ist zu erwarten, dass die direkte Nutzung elektrischer Energie am Markt maximiert würde, bevor Strom in Wärme umgewandelt wird.

Falls sich verstärkt ein Markt für große, jedoch volatile Strommengen entwickelt, so werden auch andere Technologien um den Strombezug konkurrieren. Das können gut regelbare industrielle Prozesse sein. Aber auch die Wasserstoff-Herstellung via Elektrolyse (Power-to-Gas) stünde in Konkurrenz zu Power-to-Heat. Beide Möglichkeiten können einen Beitrag zum Lastmanagement leisten.

Ein weiteres Hemmnis sind fehlende preisgünstige Tarifmodelle für z.B. fernsteuerbare Wärmepumpenheizungen, die am Lastmanagement teilnehmen könnten. Vereinzelt sind zwar Wärmepumpentarife zu finden, jedoch ist eine echte Teilnahme des Endverbrauchers am Lastmanagement einhergehend mit deutlichen Nachlässen bei den Strombezugskosten

aktuell noch nicht umgesetzt und würde weitere Kosten für intelligente Vernetzung und Abrechnung erzeugen.

Tabelle 11: SWOT-Analyse zum Systempfad „Flexibilisierung durch Strom zu Wärme“

	intern	extern
positiv	**Stärken** • Erfüllt technische Voraussetzungen für Minuten- und Sekundärreservemarkt • Instrument zur Lastverschiebung • Synergien an der Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmesystem • PtH-Module stufenlos regelbar, reaktionsschnell, wartungsarm • Nutzung von Gebäuden, Wärmespeichern und Wärmenetzen als Energiespeicher • Flexibilität • Erprobte Technik • Nutzung bestehender Infrastruktur (Wärmenetze) • Kurzfristige Maßnahme • Geringe Investitionskosten	**Chancen** • Höhere Anteile regenerativer Energien werden ins Energiesystem integriert • CO_2-Ausstoß der Wärmeversorgung wird gesenkt • Abregelung von Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen wird vermieden • Wärmepumpen entwickeln sich weiter und werden preiswerter • Neue Speichertechnologien (Latentwärmespeicher und Thermochemische Speicher) werden hervorgebracht und lösen Platzprobleme und Wärmeverlustprobleme
negativ	**Schwächen** • Wertvolle elektrische Energie wird in wesentlich niederwertigere Energieform umgewandelt • Hohe Bezugskosten für Sekundärenergieträger Strom • Kunde muss Souveränität über Anlagenbetriebszeiten abtreten • Regelelektronik / Smart Metering wirft Fragen zur Datensicherheit auf • Dezentrale Wärmespeicher für Warmwasser benötigen viel Platz • Große thermische Dämmstärken benötigt	**Risiken** • Ausbau von Wärmenetzen benötigt Raum und ist kostenintensiv • Fehlende Marktmodelle bzw. konkrete Tarifstrukturen für dezentrale Lastverschiebungen • Unzureichendes Strommarktdesign für die Ausschreibung von Minutenregelleistung im Hinblick auf den Einsatz kleiner PtH Systeme

Das heutige Strommarktdesign sieht vor, dass positive und negative Minutenregelleistung nur in Leistungsgrößen von > 5 MW_{el} angeboten werden können. Dies bedeutet, dass der mögliche Beitrag kleiner KWK-Anlagen nur in Form von Pools angeboten werden kann, in dem eine Vielzahl kleiner Anlagenleistungen zusammengefasst werden. Kommt eine solche

Poolbildung nicht zustande, besteht keine Möglichkeit für diese Anlagen, Minutenregelleistung zur Verfügung zu stellen.

In der Altbausanierung wird z.B. bei vorhandener Gas-Infrastruktur häufig der preisgünstige Austausch alter Heiztechnik gegen moderne Brennwertgeräte (ggf. in Kombination mit solarthermischer Heizungsunterstützung) einer kompletten Energiesanierung vorgezogen. Darüber hinaus stehen in vielen Fällen lokale Gegebenheiten wie Platzmangel oder Geräuschemission einer Umrüstung auf Wärmepumpentechnik und große Pufferspeicher im Wege. Selbst bei ausreichend vorhandener Grundstücksfläche sind insbesondere Erdarbeiten und Bohrungen sehr kostenintensiv, so dass in vielen Fällen gerade die besonders effizienten Sole/Wasser- oder Wasser/Wasser-Systeme inklusive aller Anlagentechnik und Peripherie 20.000 € und mehr kosten, während weniger effiziente Luft/Luft-Anlagen schon unter 10.000 € angeboten werden können (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme).

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht für das Jahr 2050 einen klimaneutralen Gebäudebestand vor, was im Wesentlichen mit zusätzlichen Wärmedämmmaßnahmen erreicht werden soll. Ein kleinerer spezifischer Gebäudewärmebedarf beeinflusst auch die Rahmenbedingungen eines möglichen Einsatzes von PtH Techniken, wie z.B. Wärmepumpen oder Mikro-KWK Anlagen.

9.2.4 Ausblick und Forschungsbedarf

Power-to-Heat ist eine kostengünstige und kurzfristig einsetzbare Methode mit hohem Potenzial für die Nutzung von Stromüberschüssen. Da die Technologieklasse die Sektoren Wärme und Strom verbindet und damit Flexibilitätspotenziale schafft, kann sie eine entscheidende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien spielen.

Bohrtechniken für die Erschließung von Erdwärme in Verbindung mit Elektrowärmepumpen, die Pumpen selbst, sowie Elektroheizkessel, Heizstäbe, oder auch (Wasser-) Pufferspeicher sind ausgereifte und erprobte Technologien. Dennoch werden verschiedene technologische Weiterentwicklungen insbesondere im Bereich Speicherung erwartet bzw. benötigt, um Strom-zu-Wärme zu einem Erfolgskonzept im zukünftigen Energiemarkt werden zu lassen.

Auf dem Gebiet der Wärmespeicher (siehe Steckbrief) ist die Forschung derzeit sehr aktiv. Es werden neue oder weiter optimierte Phasenwechselmaterialien (PCM) für Latentwärmespeicher erwartet. Darüber hinaus wird insbesondere das große Gebiet der thermochemischen Speicher noch eine weite Entwicklung erfahren und in einigen Jahren Marktreife erlangen. Mit beiden Technologien werden Speicherverluste reduziert und Speicherzyklen verlängert, während die speicherbare Wärmemenge erhöht und gleichzeitig Platzbedarf eingespart wird.

Kompressionskälte wäre – wenn auch kaum diskutiert – ebenfalls eine zukunftsträchtige PtH-Technologie. Eine treffendere Bezeichnung wäre vielleicht Power-to-Chill, und könnte die dezentrale häusliche, wie auch gewerbliche und industrielle Kälteerzeugung aus Stromspitzen zusammenfassen. Gerade die zeitliche Übereinstimmung der PV-Erzeugungs-Spitzen mit den größten Kältebedarfen an sonnenreichen Tagen stellt eine besondere Synergie dar. Die Kälteerzeugung während der Sonnenstunden entspricht den tatsächlichen Verhältnissen von Angebot und Nachfrage und bedarf keiner zeitlichen Lastverschiebung. Auch groß dimensionierte Kompressionskälteanlagen in den sehr wenigen bestehenden oder zukünftig errichteten Fernkältenetzen sowie im Industriebereich erscheinen sehr vielversprechend. So könnten im ersten Fall Kältespeicher zu Überschussstromzeiten geladen werden oder im zweiten Fall z.B. Gase verflüssigt werden.

Ein weiterer Punkt auf der Bedarfsseite sind fehlende Marktmodelle bzw. konkrete Tarifstrukturen für dezentrale Lastverschiebungen (siehe auch Systempfad „Lastverschiebung“, Kapitel 9.3). Letztlich muss dem Endverbraucher Information angetragen sowie ein transparentes Tarif- und Vertragskonzept präsentiert werden, um ihn bei der Entscheidungsfindung zu unterstützen.

Neben den technischen müssen also auch gesellschaftliche Voraussetzungen geschaffen werden, damit die Durchsetzung dieses Pfades erfolgreich durchgeführt werden kann. So bedarf es der Öffentlichkeitsarbeit, um die Gesellschaft mit dem Thema Power-to-Heat vertraut zu machen und Bedenken in Bezug auf Abgabe der Souveränität über die Anlagenbetriebszeiten oder Datenfreigabe zu nehmen.

Generell gilt, dass Power-to-Heat als eine kurzfristig (schon bis 2020) greifende und wirksame Option angesehen wird, große Mengen regenerativer Energie nutzbar zu machen. Die technischen Lösungen sind verfügbar und haben Marktreife erreicht. Power-to-Heat stellt ein erhebliches Potenzial auf dem Weg zur Erreichung der politisch festgeschriebenen Ziele für Primärenergieeinsparung und der damit verknüpften CO_2-Einsparung dar.

9.3. Flexibilisierung durch Lastverschiebung

9.3.1 Vorstellung des Systempfades

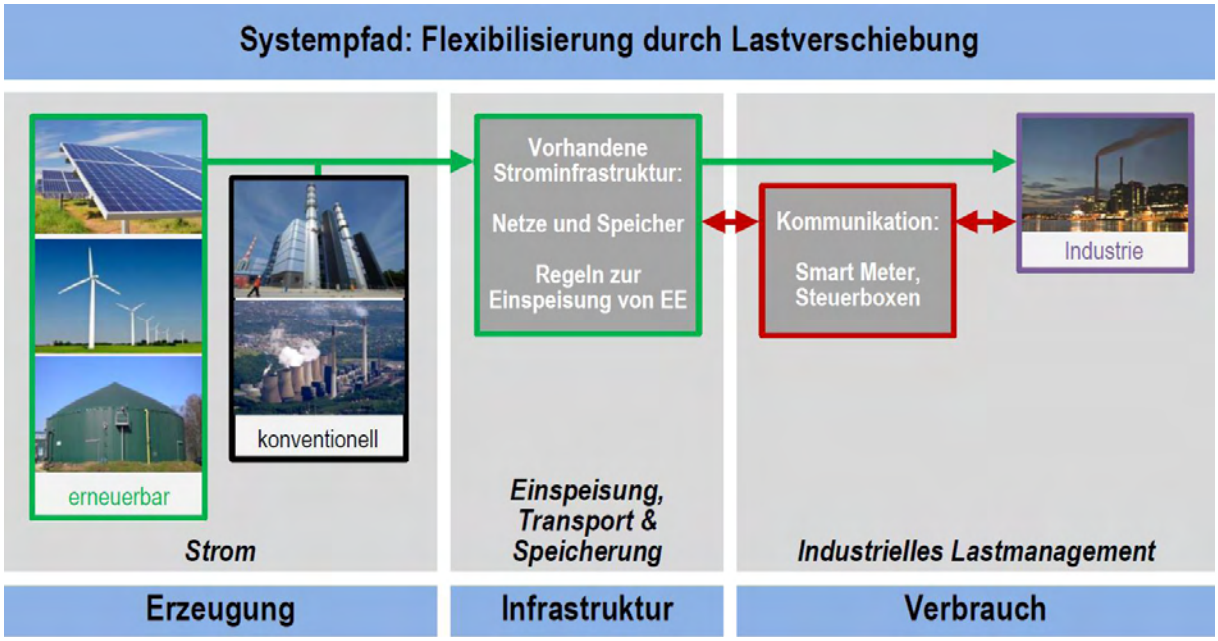


Abbildung 32: Systempfad – Flexibilisierung durch Lastverschiebung

Der Begriff Lastintegration (DSI - Demand Side Integration) wird gemäß IEA und VDE als Überbegriff für Lastmanagement (DSM - Demand Side Management) und Demand Side Response (DSR) definiert. Demand Side Management umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf Verbraucherseite. Gründe dafür können technischer, kommerzieller oder ökologischer Natur sein. Demand Side Response umfasst die Reaktion des Verbrauches auf ein Anreizsignal, welches meist monetärer Art ist, z.B. ein zeitabhängiger Stromtarif [94][95]. Lastintegration stellt eine effiziente Option dar, Flexibilität bereitzustellen.

Man unterscheidet zwischen abschaltbaren Lasten, zuschaltbaren Lasten und verschiebbaren Lasten. Die Elektrizitätsnachfrage kann so in Zeiten mit hohen Strompreisen reduziert und bei niedrigen Strompreisen erhöht werden. Damit kann Lastintegration sowohl positive als auch negative Flexibilität bereitstellen. Verschiebbare Lasten haben als Flexibilitätsoption dieselben positiven Effekte wie die Energiespeicher und können deshalb als funktionales Äquivalent zu Speichern betrachtet werden. Da aber bei der Verschiebung der Nachfrage keine Energieumwandlung stattfindet, wie z.B. bei Pumpspeicherkraftwerken die Umwandlung in mechanische bzw. potenzielle Energie, und somit keine oder nur geringe Energieverluste auftreten, ist diese Flexibilitätsoption technisch deutlich effizienter. Potenzial bieten vor allem Anwendungen mit großer Leistungsaufnahme und unterbrech- oder verschiebbarem Leistungseinsatz (shedding and shifting). Für Teile des Industriesektors

spielt Lastintegration aufgrund elektrizitätsintensiver Abläufe und den entsprechend hohen Energiekosten eine bedeutende Rolle. Da viele Industrieprozesse heute automatisiert sind, ist eine Lastintegration technisch mit vergleichsweise einfachen Mitteln möglich.

Der Stromverbrauch Nordrhein-Westfalens ist mit ca. 27% des bundesweiten Stromverbrauchs im Vergleich zu anderen Bundesländern hoch. Etwa die Hälfte dieses Verbrauchs entfällt auf die nordrhein-westfälische Industrie.[10] Einige der stromintensiven Industrieprozesse, wie die Aluminium-Elektrolyse, die Chlor-Elektrolyse, die Holzstoffherstellung und die Stahlerzeugung (Lichtbogenöfen) stellen relevante Faktoren für den Wirtschaftraum dar. In diesen Industriesektoren wird Lastintegration bereits seit längerem durchgeführt, da aufgrund des hohen simultanen Leistungsänderungspotenzials Lastintegration häufig rentabel ist. Für den Haushaltssektor ist die Leistungsaufnahme deutlich geringer und mögliche Anwendungen für diesen Bereich (z.B. Nachtspeicheröfen, Kühlgeräte, Umwälzpumpen und Warmwasserbereitung) sind begrenzt. Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) sind für kleine Unternehmen die Möglichkeiten ähnlich dem Haushaltssektor. Bei größeren Unternehmen bzw. Betrieben ergeben sich jedoch durch das wiederum hohe simultane Leistungsänderungspotenzials (z.B. Kühlhäuser, Klimaanlage in großem Bürogebäude) eher rentable Anwendungsmöglichkeiten.

Die Kostenstruktur ist unterschiedlich für die unterschiedlichen Arten von DSI. Während bei verschiebbaren Lasten hohe Fixkosten anfallen können (z.B. Abschreibungen, Kapitalkosten), die aufgrund der benötigten Überdimensionierung der Prozesse und Installation von nicht-elektrischen Speichern sowie Steuerungstechnologie entstehen, sind die variablen Kosten wegen der - zumindest kurzfristig - kleinen Effizienzverluste gering (abhängig von den Opportunitätskosten der Verschiebung). Bei abschaltbaren Lasten fallen tendenziell geringe Fixkosten an, während die variablen Kosten in Form von Opportunitätskosten hoch ausfallen können [96]. Lastintegration stellt insgesamt eine technisch effiziente Flexibilitätsoption dar, deren Wirtschaftlichkeit von Perioden mit niedrigen Strompreisen sowie den Regelungen zu Netzentgelten abhängt und in Konkurrenz zu den Strom- zu Gas/Wärme/Treibstoff-Prozessen steht.

9.3.2 Technische Umsetzung

Bei den Haushaltsgeräten privater Haushalte vollzieht sich ein langsamer und steter Wandel von Altgeräten mit hohem Energieverbrauch hin zu modernen, sehr viel sparsameren Geräten. Die Kennzeichnungspflicht gemäß der deutschen Energieverbrauchskennzeichnungs-Verordnung (EnVKV) (basierend auf der europäischen Richtlinie [46]) ist in den letzten Jahren konsequent auf weitere Gerätetypen ausgeweitet und um neue Effizienzklassen ergänzt worden. Allmählich dürfen Geräte der untersten

[10] http://www.ag-energiebilanzen.de/

Effizienzklassen nicht mehr verkauft werden, so dass sich nach Ablauf typischer Gerätelebensdauern insgesamt eine Effizienzsteigerung des Haushaltsgeräteparks einstellt. Das Potenzial ist „ganz erheblich“ [34] angesichts von Verbräuchen, die – im Vergleich zu den 1990er Jahren – durch technische Weiterentwicklung in vielen Fällen halbiert werden konnten. Der Haushaltsbereich ist also insbesondere prädestiniert für eine energetische Optimierung durch Energieeinsparungen. Die Bundesregierung setzt dabei auf „Vernunft und Eigenverantwortung von Wirtschaft und Bürgern und nicht auf mehr Bürokratie“ [34]. Lastmanagement hingegen, etwa durch die Installation extern ansteuerbarer Gefriergeräte, erscheint zurzeit unwirtschaftlich angesichts der kleinen Leistungsaufnahmen und nötigen Kommunikations- und Steuerungs-Infrastruktur [97][98]. Zur notwendigen technischen Ausstattung von Haushalten oder einzelnen Geräten kommen weitere Herausforderungen aus dem Bereich Datenschutz und Datenverwaltung hinzu. Dennoch stellen insbesondere Nachtspeicherheizung bzw. Wärmepumpenheizungen und -Kühlung (siehe Steckbrief Strom-zu-Wärme / Power-to-Heat), Klimatisierung und Aufladung von Elektrofahrzeugen (siehe Steckbrief zur Elektromobilität) ein noch offenes Potenzial dar, das möglicherweise mittel- bis langfristig erschlossen werden könnte.

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen beschränkt sich das DSM-Potenzial weitestgehend auf die Aufgaben Heizen und Kühlen, was sich z.B. im Energieziel 2050 des Umweltbundesamtes widerspiegelt [97] und langfristig vom VDE als gering (etwa 1/3) im Vergleich zu den privaten Haushalten angesehen wird [99].

DSI-Konzepte können insbesondere in stromintensiven Branchen unter günstigen Bedingungen wesentlich schneller und groß dimensioniert umgesetzt werden. Bisher wurden entsprechende Konzepte realisiert, falls die Wirtschaftlichkeit gegeben war [99]. Dabei ist zu beachten, dass ein Produktionsprozess meist einen limitierenden Teilprozess hat, dessen Abschaltung den gesamten Prozess unterbrechen würde. Je weniger Anlagen mit diesem limitierenden Prozess gekoppelt sind, desto eher sind sie für Lastintegration geeignet [100]. Häufig genannt werden die Metallindustrie, die chemische Industrie, die Papierindustrie und die Industrie um Steine und Erden, wobei es sich meistens nicht um eine Lastverschiebung sondern um eine klassische Abschaltung handelt [99]. Bei der Aluminiumelektrolyse, bei Holzschleifern und der Chlorelektrolyse wird das Lastmanagement-Potenzial bereits heute zum großen Teil als Minutenreserve (zu hohen Preisen) angeboten [99]. Von Scheven und Prelle nennen für die stromintensive Industriebranche Aluminiumherstellung ein negatives DSM-Potenzial von 148 MW für einen Teillastbetrieb und 637 MW für einen kompletten Lastabwurf sowie ein positives Potenzial von 30-50 MW für kurzzeitige Lastüberhöhungen von 4 Stunden [99]. In der Chlorindustrie existieren 484 MW negatives DSM-Potenzial für Teillastbetrieb und 787 MW für kompletten Lastabwurf, sowie 30 GWh Speicherkapazität der Dichlorethan-Tanks. In der Holzschliffherstellung beträgt das feingestufte negative DSM-Potenzial 208 MW mit 1,3 GWh Speichern. Bei den Papiermaschinen wird das negative DSM-Potenzial mit 1,7 GW und die zugehörigen Speicher auf 7,9 GWh beziffert. In der Elektrostahlindustrie nennen die Autoren 741 MW negatives DSM-Potenzial mit der

Einschränkung, dass abkühlende Öfen Verluste bedeuten. Die Abwasserbehandlung wird als Quelle für 200 MW positives DSM-Potenzial mit 1,2 GWh Speicher angesehen. In der Zementindustrie nimmt man je nach Wochentag und Tageszeit 313 MW positives bzw. negatives DSM-Potenzial an [101].

Zusätzlich zu den stromintensiven Einzeltechnologien gibt es einige Querschnittstechnologien, die in fast allen Industriezweigen auftreten. Dazu zählen vor allem Druckluft, Belüftungsanlagen, und Prozesskälte. Im Anhang B2 der dena Netzstudie II wird detailliert auf DSM Potenziale eingegangen. Auf den Bereich Druckluft entfallen demnach 1,6 GW positives und 2,7 GW negatives DSM-Potenzial; für Belüftungsanlagen wurden 1,1 GW / 0,1 GW errechnet; und auf Prozesskälte entfallen 2,0 GW / 0,7 GW [95][97].

Produktspeichern und Zwischenproduktspeichern kommt eine tragende Rolle bei der industriellen Lastintegration zu. Teilweise sind große Kapazitäten z.B. für chemische Zwischenprodukte vorhanden, die als Reserven für Reparatur- und Wartungsunterbrechungen bestimmter Anlagenteile dienen. Weitet man diese Kapazitäten aus, so können die aktuell bereits maximalen 77 GWh [101] zum Teil auch für Lastintegration zur Verfügung gestellt werden. Dabei dürfen die für die Produktion notwendigen Pufferfunktionen nicht gefährdet werden. Zum Vergleich: Die Speicherkapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke beträgt etwa 40 GWh [101].

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) kommt in seiner Studie aus dem Jahr 2012 zu dem Ergebnis, dass unter den „aktuellen ökonomischen Rahmenbedingungen“ eine „Nutzung des Lastverschiebungspotenzials in den Bereichen Haushalt, Gewerbe, Handel und Dienstleistung nicht gegeben“ ist [99]. Die empfohlenen Maßnahmen zur Erschließung des vorhandenen Potenzials sind 1) die Ertüchtigung der Geräte und Anlagen sowie der Ausbau der Informations- und Kommunikationsstruktur, 2) Smart Metering und variable Stromtarife, 3) neue Tarifmodelle für die Industriekunden, die zu einer Flexibilisierung des Verbrauchs beitragen, 4) Investitionen und neue Betriebsstrategien für vorhandene und zusätzliche Speicher mit dem Ziel einer „Entkopplung des elektrischen Energiebezuges vom Produktionsprozess“ [99].

Die Auswirkungen auf den deutschen Kraftwerkspark durch die Implementation von DSI könnte laut Anhang B2 der Dena Netzstudie II im Jahr 2020 eine Ersparnis von etwa 6,0 – 6,5 GW Gaskraftwerkskapazität bedeuten [95]. Darüber hinaus reduziert sich die benötigte Mittellast, so dass auf Steinkohlekapazitäten in Höhe von rund 2 GW verzichtet werden kann [95]. Die kumulierten Systemkosten reduzieren sich gemäß derselben Studie durch die Nutzung von DSM um etwa 12-13 Mrd. € von 2007 bis 2020 [95].

9.3.3 Diskussion und SWOT-Analyse

Ein auf größtenteils erneuerbaren Energien fußendes Energiesystem stellt das derzeit bestehende System vor große Herausforderungen. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Bereitstellung von Flexibilität in Systemen und deren Grenzen zunehmend an Relevanz. Der hier vorgestellte Systempfad zur Flexibilisierung durch Lastverschiebung setzt hier an und beschreibt das Konzept der Flexibilisierung, überträgt dies auf DSI-Prozesse und geht auf Vor- und Nachteile der Flexibilisierung durch Lastverschiebung ein.

Eine Besonderheit dieses Systempfads ist es, dass hierfür keine Erzeugungsanlagen errichtet werden müssen. Die (aktive) Steuerung der Lasten erfolgt durch moderne Kommunikations- und Informationstechnologie und kann in bestehende Prozesse integriert werden.

Tabelle 12: SWOT-Analyse zum Systempfad „Flexibilisierung durch Lastverschiebung“

	intern	extern
positiv	**Stärken** • Effiziente Flexibilitätsoption, da Energieumwandlung keine Voraussetzung • Geringe variable Kosten bei reiner Lastverschiebung (abhängig von Opportunitäten des Verbrauchs) • Technische Steuerung bei großen Anlagen bereits vorhanden • Bereitstellung positiver und negativer Flexibilität möglich • Entlastung der Stromnetze	**Chancen** • Flexibilisierung der Nachfrage fördert wettbewerbliches System und kann potentielle Marktmacht reduzieren • Verbesserte Nutzung von dargebotsabhängiger Energie möglich
negativ	**Schwächen** • Vielzahl an technologischen Lösungen und Akteuren macht Koordination aufwändig • Strompreisunterschiede notwendig für Rentabilität • Nutzung auf HH-Ebene über flächendeckenden Smart Meter Roll Out teuer • Zeitliche begrenzte kurzfristige Lastverschiebung, tendenziell kein saisonaler Einsatz	**Risiken** • Kostenreflektierende Netzentgeltstrukturen fehlen • Lastmanagement steht in Konkurrenz zu Stromspeichern im Energiesystem • Bereitschaft der Endanwender am Lastmanagement teilzunehmen • Fehlende Marktmodelle

Stärken

Demand Side Integration kann sowohl positive als auch negative Flexibilität bereitstellen. Im Gegensatz zur *flexiblen Erzeugung* und *Speicherung* erfolgt bei Demand Side Integration keine energetische Umwandlung. Dadurch entstehen, je nach verwendetem Prozess und Zwischenspeichern, keine Emissionen und sehr geringe Effizienzverluste. Ein weiterer Vorteil gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen besteht darin, dass DSI fast ausschließlich bei der Nutzung von ohnehin bestehenden und für andere Zwecke gebauten Investitionsgütern ansetzt, während andere Flexibilitätsoptionen eigens für die Bereitstellung von Flexibilität errichtet werden müssen. Dies resultiert in vergleichsweise geringen Investitionskosten für Kommunikations-, Steuerungs- und ggf. Zwischenspeicher-Infrastruktur. Bei großen Anlagen ist letztere sogar häufig ohnehin Teil der bestehenden Anlagen, sodass sich die Investitionskosten auf noch kleinere Anpassungsmaßnahmen reduzieren. Auch die variablen Kosten fallen – abhängig von den Opportunitätskosten – tendenziell gering aus. Als weitere Stärke von DSI gilt es hervorzuheben, dass gesellschaftlichen Akzeptanzprobleme im Gegensatz zu großen Speicherprojekten und Übertragungsleitungen selten sind. Betrachtet man die Stärken von Demand Side Integration aus Systemsicht, so kann DSI eine Vielzahl von positiven Systemeffekten herbeiführen. Beispielsweise kann die Systemzuverlässigkeit und die Systemflexibilität in Hinblick auf große Anteile an emissionsarmen, fluktuierenden erneuerbaren Energien erhöht werden (z.B. durch Kappung von Einspeisungsspitzen und Reduktion von Leistungsgradienten) oder es können Einsparungen beim Übertragungs- und Verteilernetzausbau resultieren. Zudem können Kraftwerks- und Speicherneubauten vermieden werden.

Schwächen

Demand Side Integration besteht naturgemäß aus dem Zusammenwirken einer Vielzahl von Akteuren. Dies kann insbesondere für Demand Side Management, je nach Sektor und Größe der Einzelakteure, beträchtlichen Bedarf an Koordination und Aggregation erfordern. Abhängig vom ordnungspolitischen Umfeld kann dies behindert werden und das DSI-Potenzial schwächen. Die Akteursvielfalt bedingt aufgrund der Technologievielfalt, dass Herausforderungen bei der Standardisierung bewältigt werden müssen.

Die Wirtschaftlichkeit von Demand Side Response, also der reaktiven Lastanpassung der Konsumenten auf Preissignale, hängt stark von den auftretenden Preisunterschieden ab. Wird die Preisspanne oder die zu verschiebende Strommenge geringer, kann die Lastanpassung unrentabel werden. Insbesondere im Haushaltssektor bedarf es weiterer Kostenreduktionen bei den sogenannten smart appliances, um Demand Side Response wirtschaftlich betreiben zu können. Zusätzlich ist eine kurzfristige Umstellung aufgrund der langen Lebensdauer der Geräte und der damit verbundenen niedrigen Erneuerungsrate nicht zu erwarten.

Da Demand Side Integration mit großen Informationsflüssen verbunden ist, steht auch die Datensicherheitsproblematik im Raum. Diese kann jedoch meist durch geeignete Maßnahmen gewährleistet werden.

Eine weitere Schwäche ist, dass DSI Maßnahmen zwar vergleichsweise günstig in bestehende Unternehmensprozesse integriert werden können, allerdings die Produktion sich primär nach der Auftragslage richtet und damit verschiebbare Lasten und deren Rentabilität in den Hintergrund rücken können.

Chancen

Stromangebot und -nachfrage bilden das Grundgerüst für die Preisbildung auf (Strom)märkten. Auf der Erzeugungsseite spielen dabei die zu Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien sowie deren Einsatzreihenfolgen, die von den heutigen und zukünftigen Strompreisen abhängen, bedeutende Rollen. Flexibilität in Energiesystemen kann einerseits durch die verschiedenen Optionen *flexible Erzeugung*, *Übertragung* und *Speicherung* zur Verfügung gestellt werden. Flexibilität kann allerdings auch durch Lastverschiebung auf der Nachfrageseite bereitgestellt werden. Die einzelnen Nachfragereaktionen sind dabei zu unterscheiden. Eine Nachfragereaktion, die sich aus Effizienzmaßnahmen ergibt, beeinflusst direkt das Niveau der Nachfrage (z.B. durch Absenkung bzw. Verschiebung des Lastprofiles). Für Demand Side Response ist der meist hohe Preis ein Anreiz Lastverschiebungen vorzunehmen. Damit der Preis seine Signalwirkung behält und für den Verbraucher nutzbar gemacht werden kann, sollte er beobachtbar sein. In Deutschland werden Großhandelspreise vergangenheits-, gegenwarts- und zukunftsbezogen an der European Energy Exchange (EEX) notiert.

Bei Kapazitätsengpässen auf der Erzeugungsseite können durch DSI-Maßnahmen beispielsweise Peak Preise abgedämpft werden. Dieser preisdämpfende Effekt verhindert, dass Erzeuger einen vergleichsweise hohen Preis erzielen können und damit Renten ausschöpfen, die über Kostendeckung hinausgehen können. Ein solcher Effekt ist aus wohlfahrtstheoretischer Sicht wünschenswert, da potentielle Preis „Mark-ups“ auf Grund von Marktmacht durch ein Absenken der Nachfrage vermieden werden können. Durch dynamische Nachfragestrukturen kann weiterhin strategisches Verhalten auf der Erzeugungsseite reduziert werden, da strategisches Verhalten (z.B. durch Kapazitätszurückhaltungen) gegebenenfalls durch Nachfragereaktionen kompensiert werden kann. Damit wird die Ausübung von potentieller Marktmacht weiter deutlich erschwert.

Eine weitere Chance, die sich aus der Verschiebung von Lasten ergibt, ist die verbesserte Nutzung dargebotsabhängiger Energie. In Deutschland sind Wind und PV Erzeugung die prominentesten Technologien in dieser Kategorie. Eine großflächige Implementierung von DSM würde die Nutzung dieser Erzeugungstechnologien abermals verbessern.

Risiken

Verschiebbare Lasten haben als Flexibilitätsoption dieselben positiven Effekte wie Energiespeicher. Damit stehen sie in Energiesystemen im Wettbewerb zu allen Technologien, die Flexibilität durch verschiebbare Lasten (Speicher) bereitstellen. Dabei hängt die Implementierung der jeweiligen Speichertechnologien nicht nur von der Kosteneffizienz ab. Für DSI sind Implementierungskosten, regulatorische Rahmenbedingungen sowie das verfügbare Potential zu berücksichtigen.

Zudem stellen Netzentgeltregelungen ein mögliches Hindernis für die Nutzung von DSI dar. Wenn sich die Entgelte nach der maximalen Leistungsaufnahme innerhalb eines Jahres richten, werden DSI-Anbieter dies berücksichtigen und ggf. aufgrund hoher Netzentgelte die maximal gezogene Last reduzieren. Ein solches Hindernis kann durch Anpassungen der Netzentgeltregelung für DSI Anbieter abgebaut werden.

9.3.4 Ausblick und Handlungsempfehlungen

Demand-Side-Integration kann einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien leisten. Es existieren relevante DSI-Potenziale, die insbesondere im gewerblichen und industriellen Sektor vergleichsweise schnell gehoben werden können. Der fortschreitende Informations- und Kommunikationstechnik-Ausbau (IKT) trägt zur Erschließung von DSI-Potenzialen bei (Smart Meter, Regel- und Steuertechniken, IKT basierte Energiemanagementsysteme etc.). Der Stromgroßhandel verfügt bereits heute über die Instrumente, die als Voraussetzung für eine verstärkte Lastintegration gelten. Großhandelspreise und deren Spreads bieten geeignete marktwirtschaftliche Signale für die effektive Umsetzung von DSI, an verschiedenen Stellen muss jedoch der ordnungspolitische Rahmen angepasst werden, so dass DSI in allen Bereichen der Elektrizitätsmärkte seinen Beitrag leisten kann. Während noch Uneinigkeit herrscht bezüglich des letztlich realisierbaren Potenzials von DSI, geht man laut einer Studie der IEA davon aus, dass das gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Verhältnis für industrielle- und gewerbliche DSI-Anwendungen positiv ist [94]. Ein klarer ordnungspolitischer Rahmen könnte kritisch dafür sein, das Potenzial einer verstärkten Lastintegration im Elektrizitätssystem verfügbar zu machen (smart DSI appliances auf Haushaltsebene, Investitionen in Nachfrage-Monitoring und –Steuerungsgeräte auf Systembetriebsebene, etc.). Insbesondere ist dabei den Themenfeldern Informationstechnologiesicherheit und Privatsphärenschutz der Konsumenten Rechnung zu tragen.

9.4. Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr

9.4.1 Vorstellung des Systempfades

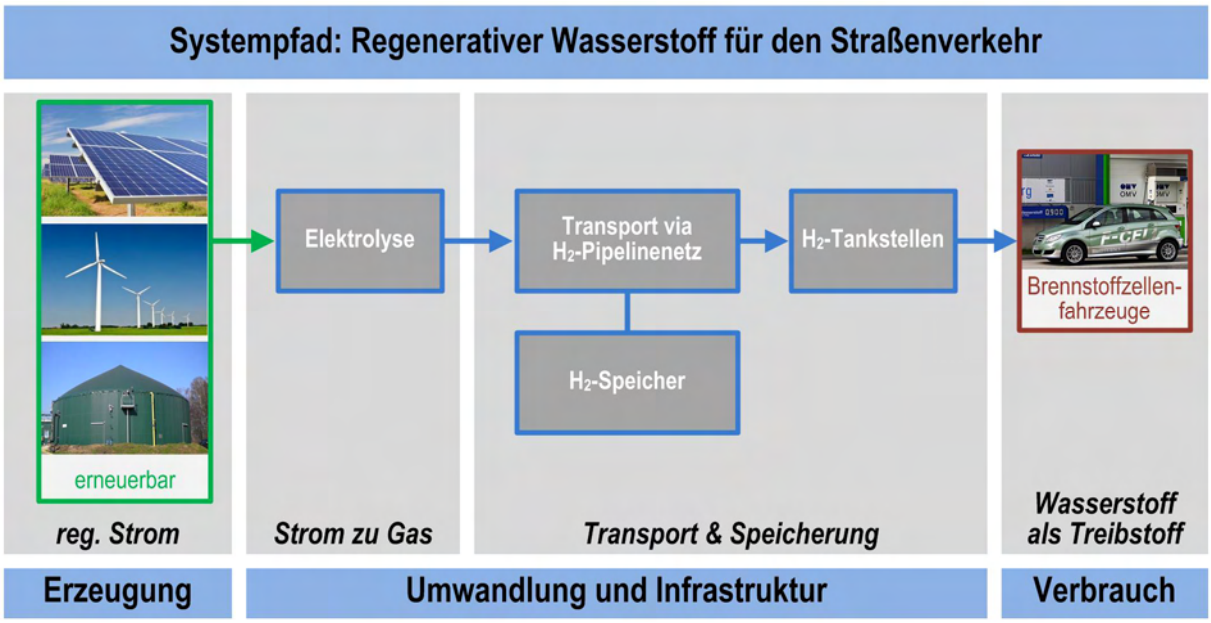


Abbildung 33: Systempfad – Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr

Die Ziele der Bundesregierung zur Reduzierung von Treibhausgasen (THG) bei der Energiebereitstellung erfordern neben der Umstellung auf erneuerbare Stromproduktion auch eine Effizienzsteigerung und CO_2-Reduktion in den anderen Energiesektoren. Letztere werden im Rahmen der fortschreitenden Entwicklung der Elektromobilität angesprochen, jedoch liefern batteriebetriebene Fahrzeuge aufgrund der beschränkten Reichweite und längeren Ladedauern keinen gleichwertigen Ersatz zu konventionellen, diesel- und benzinbetriebenen Autos. Genau an diesem Punkt bieten die kurz vor der Markteinführung stehenden Brennstoffzellenfahrzeuge vorteilhafte Synergieeffekte: Zum einen sind sie mit Reichweiten über 500 km und Betankungsdauern von rund 3 Minuten eine echte Alternative, zum anderen kann der dadurch neu benötigte Treibstoff Wasserstoff über erneuerbare Energien nahezu THG-frei hergestellt werden und konventionelle mineralöl-basierte Kraftstoffe substituieren. Gleichzeitig kann durch die hohe Effizienz der Brennstoffzellenfahrzeuge die benötigte Energie pro gefahrenem Kilometer im Vergleich zu konventionellen Verbrennungsmotoren halbiert werden.

Der Systempfad „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ umfasst die Verknüpfung der Umwandlungsoption Power-to-Gas zum Zwecke der saisonalen Speicherung der fluktuierenden erneuerbaren Energien mit der Nutzung des Produkts – Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge – für den Verkehr. Derzeit existieren

im Verkehrssektor wasserstoffbetriebene PKW, LKW und Busse, auf mögliche Einsätze zu Wasser, in der Luft oder auf der Schiene wird daher hier nicht eingegangen. Die H_2-Erzeugung erfolgt mittels Elektrolyse, welche Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien einsetzt, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Der Wasserstoff wird anschließend in ein flächendeckendes eigenständiges Wasserstoff-Pipelinenetz eingespeist, um so möglichst kostengünstig verteilt werden zu können. Ebenfalls an das Pipelinenetz angeschlossen sind unterirdische Salzkavernen, die eine kostengünstige und sichere Möglichkeit bieten, große Mengen an komprimiertem Wasserstoff über lange Zeit sicher und leckagefrei zu speichern, so wie es mit Erdgas bereits langjährig praktiziert wird. Dadurch können etwaige Schwankungen sowohl in der Produktion durch erneuerbare Energien als auch im Verbrauch ausgeglichen werden. Der Wasserstoff wird über das Pipelinenetz an die daran angeschlossenen Tankstellen geliefert, so dass dort Brennstoffzellenfahrzeuge analog zum bisherigen System betankt werden können.

9.4.2 Technische Umsetzung

In diesem Szenario fungiert der Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge. Dies erfordert, dass dieser in möglichst reiner Form transportiert und zwischengelagert wird. Zur Speicherung des reinen Wasserstoffs eignen sich unterirdische Salzkavernen mit einem geometrischen Volumen von typischerweise 750.000 m³, in denen das Gas bei Drücken zwischen 60 und 200 bar [102] gasdicht verwahrt wird. Würden die heute in Betrieb befindlichen Salzkavernen statt für die Erdgasspeicherung zur Wasserstoffspeicherung verwendet, könnten diese rund 38 TWh_{H2} lagern (siehe Steckbrief Gasspeicher), was zur Speicherung der derzeitigen Windenergieproduktion eines gesamten Jahres ausreichen würde. Im Gegensatz dazu würden oberflächennahe Speicher, wie beispielsweise Röhrenspeicher, nur vergleichsweise geringe Speicherkapazitäten von < 3 GWh_{H2} pro Röhrenspeichersystem [103] erlauben. Die für die Solung der Salzkavernen erforderlichen Salzstöcke befinden sich hauptsächlich im Norden Deutschlands [104] und bieten dort ausreichend Potential zum Ausbau.

Neben der Speicherung ist ein Distributionssystem erforderlich, um den Wasserstoff möglichst flächendeckend in Deutschland an die Tankstellen zu liefern. Für große Mengen (>50 t_{H2} pro Tag) bietet ein eigenständiges Pipelinenetz die kostengünstigste Alternative im Vergleich zum Trailer-Transport von Druckgas oder flüssigem H_2. Bereits heute existieren in Deutschland zwei H_2-Pipelinenetze. Eines davon befindet sich im Ruhrgebiet mit einer Gesamtlänge von 240 km und einem Auslegungsdruck von 25 bar [58]. Für die Versorgung einer deutschlandweiten Brennstoffzellenflotte müsste ein neues, eigens dafür optimiertes Netzwerk ausgelegt und gebaut werden. Die Betriebsparameter sowie die Kosten für Pipeline, Verlegung, Wegerechte, Verdichter etc. hängen stark von der Auslegung beziehungsweise dem zugrundeliegenden Szenario ab. Die Auslegung eines H_2-Pipelinenetzes in Deutschland zur Versorgung von ca. 30 Millionen Brennstoffzellen-Pkws

mit 9800 H_2-Tankstellen ergab eine benötige Gesamtlänge von ca. 50.000 km und ein Gesamtinvestitionsvolumen von 20 bis 25 Mrd. € [105].

Zentrales Alleinstellungsmerkmal dieses Systempfades ist die Nutzung des Wasserstoffs als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge. Nahezu alle Automobilhersteller haben für die kommenden Jahre erste Modelle zur Serienproduktion angekündigt, wobei Toyota mit dem „Toyota 2015 FC“ bereits 2015 starten will. Typische Tanksysteme bestehen aus Kunststoff-Linern mit Kohlefaserummantelung und fassen zwischen 4 und 6 kg_{H2}. Brennstoffzellenfahrzeuge zeichnen sich durch einen energetischen Verbrauch von < 33 kWh_{H2}/100km (entspricht 1 kg_{H2}/100km) aus, welcher ungefähr halb so hoch ist, wie der vergleichbarer Benzinfahrzeuge [106]. Dadurch werden die Umwandlungs- und Kompressionsverluste der vorigen Prozessschritte kompensiert, und es können aufgrund der größeren Reichweite höhere anlegbare Preise pro kWh abgeleitet werden. So wurde in [107] für ein Zukunftsszenario, welchem insbesondere ein starker Ausbau der On- und Offshore-Windenergie zugrunde liegt, eine neue H_2-Infrastruktur, die H_2-Kavernen, ein H_2-Pipelinesystem und H_2-Tankstellen umfasst, ausgelegt. Die Kostenberechnung ergab dabei, dass bei entsprechender Abschreibung und einer Vergütung der Windenergie mit 6 ct/kWh, die Treibstoffkosten vor Steuern bei einem Verbrauch von 0,8 kg_{H2}/100km die eines vergleichbaren Benzinfahrzeugs nicht übersteigen und somit eine wirtschaftliche Nutzung des Wasserstoffs erlauben.

9.4.3 Diskussion

Der hier vorgestellte Systempfad zur Nutzung von regenerativem Wasserstoff im Verkehrssektor ist ein komplexes Konzept, welches die bislang voneinander getrennten Strom- und Treibstoffmärkte miteinander verknüpft, um durch Synergien die jeweiligen Problematiken bei der Umstellung auf erneuerbare Energien zu lösen. So wird hier eine wirtschaftliche Lösung zur Speicherung großer Energiemengen über längere Zeiträume sowie zur Treibhausgas- und Emissionsreduktion im Verkehrssektor aufgezeigt, welche durch isolierte Betrachtung nicht möglich wäre. Gleichzeitig existieren verschiedene Hürden, wie beispielsweise das Fehlen einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur.

Stärken

Die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff via Elektrolyse, dessen großtechnische Zwischenspeicherung sowie die Nutzung als Treibstoff im Verkehrssektor bringt verschiedene Vorteile mit sich.

Die Umwandlung von Strom in Gas bringt eine zusätzliche, steuerbare Last in den Stromsektor ein, welche zur Kompensation der fluktuierenden Erneuerbaren genutzt werden kann. In Kombination mit der Speicherung des Wasserstoffs in Salzkavernen im Bereich von

Terawattstunden ist damit eine Lösung zur langfristigen saisonalen Speicherung großer Energiemengen gegeben. Damit können temporäre Überschussproduktionen, von denen als Folge der Umsetzung der vorgesehenen Ausbauszenarien auszugehen ist, gepuffert werden. Zusätzlich werden durch die Kopplung der Strom- und Gasmärkte und dem Verkehr zusätzliche Verbraucher geschaffen, wodurch die bislang auf die Strombranche fokussierte Energiewende erweitert wird, so dass durch die Substitution von Mineralölprodukten im Verkehrssektor ein Energieträger mit hoher spezifischer CO_2-Emission sowie schwieriger geostrategischer Abhängigkeit in erheblichem Maße aus dem Markt genommen wird. Darüber hinaus bietet die Preissituation im Kraftstoffsektor die Möglichkeit, die H_2-Bereitstellungskosten zu decken und je nach Aufwand für die zur Erzeugung notwendige Elektrizität dem Staat die Beibehaltung der Kraftstoffbesteuerung eröffnet.

Dabei spielt die Nutzung des Wasserstoffs im Brennstoffzellenauto eine Schlüsselrolle. Der hohe Wirkungsgrad der Brennstoffzelle in Kombination mit dem Elektromotor führt zu einem ungefähr doppelt so effizienten Antriebsstrang im Vergleich zum konventionellen verbrennungsmotorbetriebenen Auto. Gleichzeitig entstehen mit einer Betankungsdauer von ca. 3 Minuten und Reichweite mit oberhalb von 500 km kaum Komforteinbußen.

Schwächen

Der zukünftige Einsatz der Power-to-Gas-Technologie als Speichertechnologie wird Elektrolyseure mit einer gesamten installierten Leistung im zweistelligen Gigawattbereich sowie ein effizientes, großtechnisches Speichersystem benötigen. Beide sind mit einer leistungsstarken und flexiblen Distribution zu vernetzen, die eine Verbindung zu den in Frage kommenden Nutzungsoptionen sicherstellt. Obwohl Elektrolyseure, Wasserstoff-Salzkavernen sowie verschiedene Wasserstoffpipelines in der Chemieindustrie bereits heute eingesetzt werden, sind deren Dimensionierung und Betrieb für die hier betrachtete Anwendung als Teil eines komplexen Energieversorgungssystems nicht geeignet.

Ein wichtiger Punkt, welcher über die Umsetzbarkeit dieses Systempfades entscheidet, ist dessen Wirtschaftlichkeit. Ein entscheidender Kostenfaktor ist dabei die Elektrolyse. Damit diese auch mit niedrigerer Auslastung wirtschaftlich betrieben werden kann, müssen die Investitionskosten weiter sinken. Genaue Schätzungen der zulässigen Kosten sind vom jeweiligen Szenario abhängig und müssen im Einzelfall betrachtet werden. Entsprechende Kostenbegrenzungen gelten auch für Brennstoffzellenfahrzeuge, welche nicht wesentlich teurer sein dürfen als ihre Konkurrenz mit Verbrennungsmotor, um signifikante Marktanteile gewinnen zu können.

Neben der Wirtschaftlichkeit ist bei dieser Prozesskette insbesondere zu beachten, dass Brennstoffzellenfahrzeuge bislang nicht kommerziell erwerbbar sind. Obwohl alle großen Automobilhersteller für die nächsten Jahre die Markteinführung ihrer Modelle angekündigt haben, handelt es sich doch um eine neue Technologie, deren Marktdurchdringung mehrere Jahre benötigt. Diese Hürde hat auch einen Einfluss auf die dafür erforderliche

Wasserstoffinfrastruktur, bestehend aus Speichern, einem Verteilsystem und Wasserstofftankstellen. Diese Infrastruktur ist bislang nur in geringem Umfang vorhanden und muss mit einem substantiellen Vorlauf fokussiert auf bestimmte Ballungszentren in Deutschland – bis 2015 sind 50 öffentliche H_2-Tankstellen vorgesehen - parallel zur Marktdurchdringung der Brennstoffzellenfahrzeuge aufgebaut werden, um den Fahrzeugnutzern die Möglichkeit zum Auftanken zu gewährleisten.

Tabelle 13: SWOT-Analyse zum Systempfad „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

	intern	extern
positiv	**Stärken** • Bereitstellung großtechnischer, saisonaler Energiespeicher • Wirtschaftliche Vergütungsmöglichkeit für netzseitig nicht nutzbaren Strom im Gasmarkt • Hohe Effizienz der Brennstoffzellenautos • Brennstoffzellenautos bieten vollwertigen Ersatz von konventionellen Autos	**Chancen** • Emissionsfreie Mobilität (CO_2 & limitierte Emissionen) • Integration der Erneuerbaren ins Energiesystem mit maximalem Effizienz- Umwelt- und Erlösvorteil • Erhöhter Speicherbedarf durch Volatilität /Überproduktion der Stromerzeugung
negativ	**Schwächen** • Systemkette nicht großtechnisch erprobt • Elektrolyseure noch teuer • Brennstoffzellenfahrzeuge derzeit teurer als konventionelle Autos • Brennstoffzellenautos noch nicht auf dem Markt • Wasserstoffinfrastruktur nur in Ansätzen verfügbar • Abgestimmte Vermarktungskonzepte für Strom und Wasserstoff nicht verfügbar	**Risiken** • Unklare Akzeptanz von Wasserstoff bzw. hinsichtlich der Errichtung einer neuen Infrastruktur • Unklare Marktperspektive für Brennstoffzellenfahrzeuge und H_2-Infrastruktur • Speicherbedarf zu gering bzw. kostengünstigere Alternativen

Chancen

Im Rahmen der Energiewende finden verschiedene Entwicklungen statt, welche zur erfolgreichen Umsetzung der beschriebenen Prozesskette beisteuern können. Seitens der Stromerzeugung wird das größte Potential der Erneuerbaren weiterhin bei den fluktuierend einspeisenden Windenergie- und Photovoltaikanlagen gesehen. Dadurch werden die bereits eintretenden Effekte der schwankenden Stromerzeugung bis hin zu temporärer Überproduktion zunehmen, wodurch der Bedarf an Speichertechnologien zur langfristigen Speicherung von Energiemengen im Terrawattstunden-Maßstab steigt. Ein weiterer Effekt ist

der Einfluss auf die Strombörse, bei der durch den Merit-Order-Effekt der Strom zu Zeiten starker Produktion an Wert verliert und so die Rentabilität von Kraftwerken, insbesondere der Gaskraftwerke, gefährdet ist. Durch den Einsatz eines zusätzlichen, flexiblen Verbrauchers kann dieser Markt stabilisiert und somit die Integration der Erneuerbaren gefördert werden.

Im Verkehrssektor findet auf Nutzerseite eine Zunahme des ökologischen Bewusstseins statt. Zusätzlich werden strengere Richtlinien zur Einhaltung spezifischer Emissionsgrenzwerte eingeführt, welche neben den CO_2-Emissionen insbesondere NO_X- und Feinstaubemissionen betreffen. Durch den Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Brennstoffzellenautos können diese Emissionen vermieden werden. Im Gegensatz zu batteriebetriebenen Fahrzeugen bieten Brennstoffzellenautos außerdem den Vorteil einer großen Reichweite und einer kurzen Betankungsdauer.

Risiken

Der Bau neuer Stromtrassen zeigt, dass der Infrastrukturausbau auf den Widerstand erheblicher Teile der Gesellschaft stößt. Ein Risiko bei der Umsetzung des betrachteten Pfades ist die durch Interessengruppen verursachte Problematisierung der damit einhergehenden Infrastrukturmaßnahmen hin zu einem Wasserstoff-Versorgungssystem. Hinzu kommt, dass die Öffentlichkeit, im Gegensatz zu Erdgas, mit dem Einsatz von Wasserstoff nicht vertraut ist und Sicherheitsbedenken aufgrund schwieriger Vergleichbarkeit der Mediengefährlichkeit in einer Ablehnung resultieren könnten.

Ein weiterer entscheidender Risikofaktor sind die zumutbaren Kosten, insbesondere des Brennstoffzellenfahrzeugs. Obwohl mit erheblichen Kostensenkungen gerechnet wird, bleiben die Kosten des Brennstoffzellenfahrzeugs unter Umständen höher als die eines vergleichbaren konventionellen Autos oder reinen Elektrofahrzeugs. Solange keine wirtschaftlichen Anreize gesetzt werden, besteht die Gefahr, dass die Mehrheit der Bevölkerung wirtschaftliche vor ökologische Interessen stellt und folglich das Brennstoffzellenfahrzeug nur ein Nischenprodukt bleibt.

Des Weiteren muss auch die Power-to-Gas-Technologie bis hin zur Nutzung im Straßenverkehr mit anderen Speichertechnologien wirtschaftlich verglichen werden. So könnten beispielsweise Entwicklungen im Demand Side Management dazu führen, dass der Speicherbedarf nicht so hoch ausfällt wie erwartet und für einen substanziellen Beitrag im Verkehr notwendig wäre. Auch der europaweite Stromnetzausbau kann dazu führen, dass Überschusskapazitäten besser anderweitig genutzt werden können anstatt gespeichert zu werden.

9.4.4 Ausblick und Handlungsempfehlungen

Durch die Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge werden zentrale Herausforderungen der Energiewende direkt behandelt. Der steigende Bedarf, große Mengen an Strom aufgrund dessen fluktuierenden Aufkommens über saisonale Zeiträume zu speichern, kann mittels der Umwandlung in Wasserstoff und Speicherung in Salzkavernen gedeckt werden. Außerdem konzentriert sich die Energiewende bislang hauptsächlich auf den Stromsektor. Durch die Verknüpfung von Strom- und Verkehrssektor lassen sich auch Mineralölprodukte substituieren, welche aufgrund ihrer hoher spezifischen CO_2-Emissionen sowie der geostrategischen Abhängigkeit besonders problematisch sind. Darüber hinaus bieten der niedrige Kraftstoffverbrauch von Brennstoffzellenfahrzeugen sowie die Preissituation im Kraftstoffsektor die Möglichkeit, die H_2-Bereitstellungskosten zu decken, ohne das steuerliche Vergünstigungen von Nöten sind.

Damit dieser Pfad das beschriebene Potential ausschöpfen kann, werden verschiedene technologische Weiterentwicklungen benötigt. Zentrales Element der Prozesskette stellt die Elektrolyse dar. Hier müssen weitere Kostensenkungen, beispielsweise über verbesserte Katalysatoren und reduzierten Materialbedarf, sowie Wirkungsgradsteigerungen erfolgen. Des Weiteren muss für die großtechnische Umsetzung eine Hochskalierung und Erprobung aller Schlüsselkomponenten, zu denen die Elektrolyse, die H_2-Kaverne, die H_2-Pipeline und die H_2-Tankstelle inklusive Verdichter zählen, erfolgen. Dies muss sowohl einzeln als auch im Verbund durchgeführt werden, um das Zusammenspiel unter dynamischen, realistischen Bedingungen zu testen und zu optimieren.

Neben den technischen müssen auch gesellschaftliche und infrastrukturelle Voraussetzungen geschaffen werden, damit die für diesen Pfad essentielle Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen erfolgreich durchgeführt werden kann. So bedarf es der Öffentlichkeitsarbeit, um die Öffentlichkeit mit dem Thema Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien vertraut zu machen und etwaige Ängste und Bedenken, beispielsweise bezüglich der Sicherheit beim Handling von Wasserstoff, zu nehmen. Außerdem ist es für den Nutzer eine grundlegende Notwendigkeit, dass ausreichend Tankmöglichkeiten vorhanden sind. Dafür muss eine Wasserstoffinfrastruktur, welche insbesondere in der Markteinführungsphase nicht rentabel sein wird, direkt gefördert werden, sowohl durch rechtliche Rahmenbedingungen als auch durch finanzielle Anreize.

9.5. Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie

9.5.1 Vorstellung des Systempfades

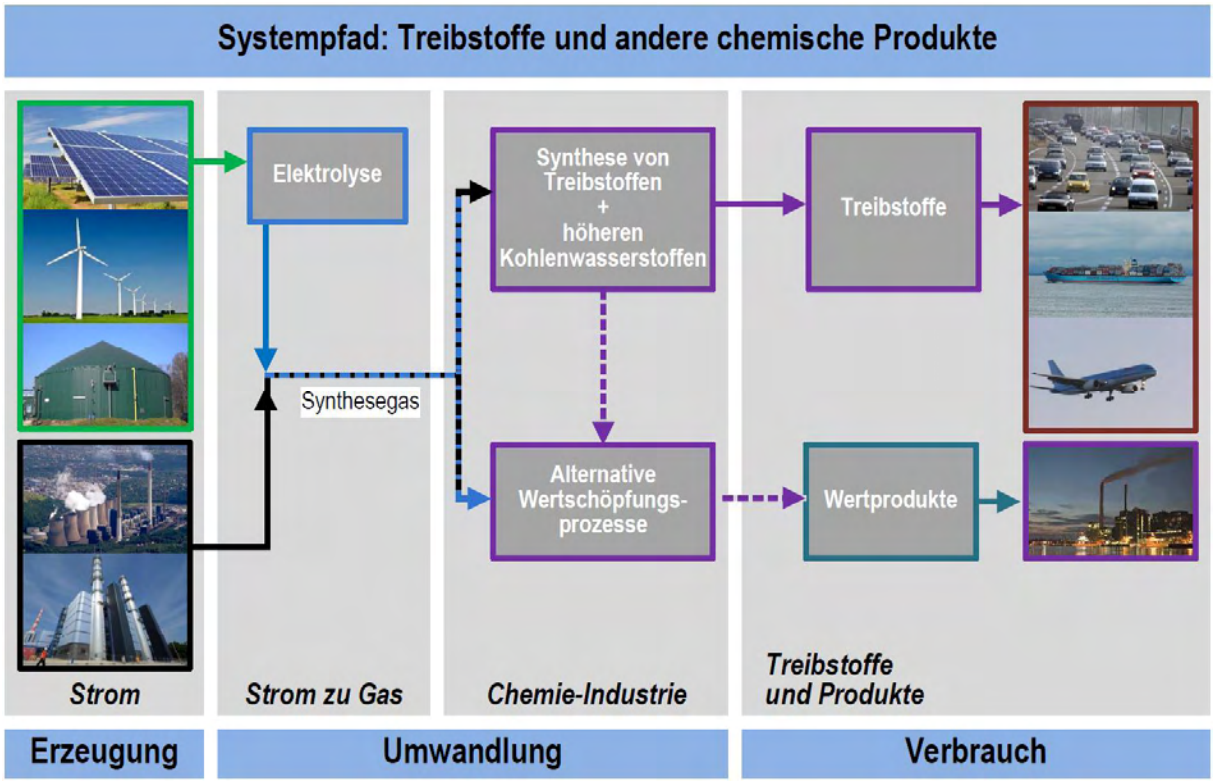


Abbildung 34: Systempfad: Treibstoffe und andere chemische Produkte

Ein wichtiges Kriterium für eine erfolgreiche Energiewende ist die Möglichkeit, den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien, welcher nicht von Verbrauchern abgenommen wird, effizient zu speichern bzw. in anderen Sektoren nutzbar zu machen. Im Allgemeinen wird hier die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff und gegebenenfalls dessen anschließende Umsetzung mit CO_2 zu Methan als synthetisches Erdgas diskutiert. Neben dieser Power-to-Gas Prozesskette könnte aber auch der Umsetzung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs mit Kohlendioxid zu Treibstoffen eine entscheidende Rolle zukommen. Hierzu kann auf bekannte großtechnische Verfahren der Synthese höherer Kohlenwasserstoffe[11] zurückgegriffen werden. Über diesen Weg können fossile Rohstoffe teilweise substituiert und regenerative Energiequellen auch für den Verkehrs- und Industriesektor erschlossen werden.

[11] Z.B. Methanolsynthese kombiniert mit dem Methanol-to-Gasoline-Prozess oder Fischer-Tropsch-Synthese

Durch die Verwendung von CO_2 als Rohstoff für die Syntheseprozesse kann – je nach Langlebigkeit des Endproduktes und den substituierten Ausgangsprodukten und ihren Herstellungspfaden – der Kohlenstoffkreislauf geschlossen und ein wichtiger Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden. Aufgrund der begrenzten direkten Einsatzmöglichkeiten regenerativer Energien in der Industrie spielt für eine erfolgreiche Energiewende die Einbindung von derzeit nahezu ausschließlich aus fossilen Rohstoffen erzeugten Wertprodukten wie z. B. Kunststoffe eine wichtige Rolle. Gerade für NRW mit der stark vertretenen Kunststoffindustrie bietet sich die Gelegenheit, klimaneutrale Wertschöpfungsprozesse in die vorhandene Infrastruktur zu integrieren, indem z. B. regenerativ erzeugter Wasserstoff mit CO_2 zu Ausgangsprodukten (Monomeren) für die Kunststoffproduktion umgesetzt wird. Für die Klimagesamtbilanz ist die energetische Auslegung solcher Prozesse unter Berücksichtigung der geringen Reaktionsfähigkeit des CO_2 von besonderer Bedeutung. Hierdurch ergeben sich spezielle Anforderungen an die Identifikation geeigneter Synthesepfade. Ferner ist hierfür die Entwicklung robuster Katalysatoren für die Verwendung von verunreinigtem CO_2 (z. B. aus Rauchgasen von Kraftwerken) erforderlich.

9.5.2 Technische Umsetzung

Elektrolytisch hergestellter Wasserstoff kann in einem weiteren Schritt mit Kohlendioxid als Synthesegas in verschiedenen chemischen Prozessen umgesetzt werden. Die Auslegung dieser Prozesse auf die Verwendung von Kohlendioxid ermöglicht die Wiederverwertung des bei der konventionellen Energieerzeugung anfallenden Kohlendioxids und führt so neben der Umstellung auf erneuerbare Energien zu einer zusätzlichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

Eine mögliche Nutzung dieses auf regenerativen Energien basierenden Synthesegases ist die Umsetzung zu Treibstoffen für den Energiesektor. Hierzu kann auf kommerzielle großtechnische Verfahren zurückgegriffen werden, welche weltweit erfolgreich und wirtschaftlich eingesetzt werden. Erste Untersuchungen zeigen, dass sich die hierbei eingesetzten Verfahren und Katalysatoren auch für eine Anwendung von Kohlendioxid-reichen Synthesegasen eignen [108–110]. Die auf diesem Weg erzeugten Treibstoffe können entweder direkt oder als Zusätze zu konventionellen Treibstoffen eingesetzt werden.

Die Methanolsynthese, bei welcher das Synthesegas unter Verwendung eines $Cu/ZnO/Al_2O_3$-Katalysators zu Methanol umgesetzt wird, stellt eines der wichtigsten Verfahren der chemischen Industrie dar. Das erzeugte Methanol kann anschließend in weiteren industriellen Prozessen, bei denen Methanol als Ausgangsstoff verwendet wird, eingesetzt oder in einem weiteren Schritt über einem Zeolith-Katalysator zu Treibstoffen umgesetzt werden (Methanol-to-Gasoline-Verfahren) [111]. Mit dem von Haldor-Topsøe vertriebenen

TIGAS-Prozess ist in einem mehrstufigen Verfahren zudem die direkte Erzeugung von Treibstoffen zugänglich [112].

Ein weiteres Verfahren zur Produktion von Treibstoffen ist das Fischer-Tropsch-Verfahren. Hier können in Abhängigkeit des verwendeten Katalysators (in der Regel Kobalt- und Eisen-basierte Katalysatoren) und der Reaktionsbedingungen Treibstoffe mit unterschiedlichen Zusammensetzungen erzeugt werden [113]. Dieses Verfahren wurde in Deutschland schon während des 2. Weltkrieges zur Produktion von Kraftstoffen aus Kohle eingesetzt. Heutzutage findet es vor allem in Ländern wie z. B. China und Südafrika Verwendung, welche über große Kohlevorkommen verfügen und keine ausreichende eigene Erdölvorkommen besitzen. Auch in NRW wurde die Fischer-Tropsch-Synthese zur Erzeugung synthetischer Treibstoffe eingesetzt [114]. Der Betrieb einer Pilotanlage in Bottrop wurde Ende der 90iger Jahre aufgrund der Unwirtschaftlichkeit eingestellt, da sich ein solches Verfahren erst ab einem Benzinpreis von 2,30 DM lohne. Aktuelle Benzinpreise liegen mit etwa 1,50 Euro deutlich über diesem ermittelten Wert, weshalb eine genauere Betrachtung der Fischer-Tropsch-Synthese in einem nachhaltigen Gesamtkonzept sinnvoll erscheint.

Neben der Bereitstellung von alternativen Treibstoffen kann der regenerativ erzeugte Wasserstoff aber auch in die Produktion von Wertstoffen für Industrie und Haushalt eingebunden werden, welche derzeit nahezu ausschließlich auf fossilen Rohstoffen basieren. Hier sind zahlreiche Prozessketten denkbar, für welche auch industrielle Verfahren zur Verfügung stehen. Die Einbindung solcher Wertschöpfungsprozesse wurde bislang noch in keiner der bekannten Studien berücksichtigt. Hier gilt es, vielversprechende Verfahren zu identifizieren und hinsichtlich ihrer Eignung in einem Gesamtkonzept für einen nachhaltigen Klimaschutz zu identifizieren. So könnte die in NRW stark vertretene Kunststoffindustrie durch die Integration klimaneutraler Wertschöpfungsprozesse in die vorhandene Infrastruktur einen wichtigen Beitrag leisten, indem sie ihre Ausgangsprodukte aus CO_2 und regenerativ erzeugtem Wasserstoff gewinnt. Aber auch alternative Wege werden derzeit in öffentlich geförderten Projekten wie z. B. *Dream Reactions* und *Dream Production* erforscht [115], bei welchen das Kohlendioxid mit Wasserstoff direkt in Polymere umgesetzt werden kann. Die Berücksichtigung von nicht auf Kohlenstoff basierenden Syntheserouten können ebenfalls weitere Möglichkeiten eröffnen. Mittels des etablierten Haber-Bosch-Verfahrens kann der durch den Einsatz erneuerbarer Energien erzeugte Wasserstoff mit Stickstoff an einem Eisen-Katalysator zu Ammoniak umgesetzt werden, welches der Ausgangsstoff für nahezu alle industriell erzeugten stickstoffhaltigen Verbindungen wie z. B. Düngemitteln ist.

Da die Speicherung des temporären Überschussstroms durch eine chemische Umwandlung in Treibstoffe und andere Wertprodukte bislang keine weitere Berücksichtigung fand, sind hier zwingend Potenzialanalysen und Wirtschaftlichkeitsrechnungen erforderlich um abzuschätzen, inwieweit und in welcher Form solche Verfahren einen Beitrag zu einer erfolgreichen Energiewende und einem nachhaltigen Klimaschutz leisten können.

9.5.3 Diskussion

Der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom ist aufgrund natürlicher Schwankungen Fluktuationen unterworfen und kann so eine konstante Energieversorgung, wie sie benötigt wird, nicht gewährleisten. Daher ist es für eine erfolgreiche Energiewende unerlässlich, den in Spitzenzeiten temporär erzeugten Überschussstrom effizient zu speichern. Aktuelle Studien, wie die Ziele der Bundesregierung zur Reduzierung des Treibhausgases CO_2 bei der Energieversorgung umgesetzt werden können, berücksichtigen nahezu ausschließlich die Speicherung dieses Überschussstroms als Wasserstoff oder synthetisches Erdgas. Für einen langfristigen und nachhaltigen Erfolg sollte der Einsatz erneuerbarer Energien darüber hinaus in anderen Sektoren nutzbar gemacht und eingesetzt werden. Durch die chemische Umsetzung des regenerativ erzeugten Wasserstoffs in Treibstoffe kann der Einsatz erneuerbarer Energien auch zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor beitragen.

Der direkte Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien in der Industrie ist nur schwer zu verwirklichen, da hier eine kontinuierliche Versorgung zwingend erforderlich ist. Durch die Integration von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in industrielle Prozessketten können aber auch hier erneuerbare Energien einen wichtigen Beitrag für einen nachhaltigen Klimaschutz leisten.

Stärken

Die Speicherung von temporär erzeugtem Überschussstrom in Form von flüssigen Treibstoffen und anderen chemischen Produkten bringt gegenüber der bislang üblicherweise diskutierten Speicherung als Gas einige Vorteile mit sich. So sind die Endprodukte des betrachteten Systempfades im Gegensatz zu Wasserstoff und Methan flüssig oder fest, was eine einfache Handhabung und Speicherung bzw. Lagerung ermöglicht. Während die Distribution regenerativ erzeugten Methans, sofern dessen Zusammensetzung die für das Netz erforderliche Norm erfüllt, über das Erdgasnetz möglich ist, fehlt für Wasserstoff eine solche Infrastruktur. Dadurch ist eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff, wie sie z. B. für die Vermarktung von Brennstoffzellenfahrzeugen benötigt wird, derzeit nicht möglich. Die durch die weitere chemische Umsetzung des Wasserstoffs mit CO_2 gewonnenen Produkte können dagegen problemlos unter Ausnutzung des vorhandenen Straßen- und Schienennetzes transportiert werden. Da sie zudem als Ergänzung zu bisher ausschließlich konventionell erzeugten Produkten zu sehen sind, sind sowohl die Vertriebsnetze als auch die Absatzmärkte etabliert. So können z. B. regenerativ erzeugte Treibstoffe über das bestehende Tankstellennetz vertrieben werden. Die Nutzung dieser Treibstoffe verringert zudem die Treibhausgasemissionen aus konventionellen Kraftstoffen. Darüber hinaus kann durch die Einbindung in Wertprodukte eine nachhaltige Speicherung von Energie und dem Treibhausgas CO_2 erfolgen.

Tabelle 14: SWOT-Analyse zum Systempfad „Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie“

	intern	extern
positiv	**Stärken** • Gut handhabbare Produkte • Flüssigkeiten mit hoher Energiedichte • Infrastruktur für Transport und Vertrieb vorhanden • Durch Einbindung in Wertprodukte nachhaltige Energie- und CO_2-Speicherung • Große Anzahl konventioneller Verfahren verfügbar • Etablierter Markt / Abnehmer vorhanden	**Chancen** • Reduktion von Treibhausgasen • Ersatz fossiler Rohstoffe • Entwicklung innovativer und nachhaltiger Strategien zur Herstellung von Wertprodukten
negativ	**Schwächen** • Bislang keine geeigneten Prozesse für fluktuierende Stoffströme identifiziert • Zwischenspeicherung von H_2 und CO_2 gegebenenfalls erforderlich • Geringerer Wirkungsgrad durch Umwandlung in Wertprodukte • Elektrolyse zu kostenintensiv • CO_2-Quelle benötigt	**Risiken** • Bestehende Verfahren sind anpassungsbedürftig oder ggf. ungeeignet • Ungewisse Investitions- und Betriebskosten • Wirtschaftlichkeit unbekannt • Geeignete Standorte u. U. schwer zu identifizieren

Für die chemische Speicherung erneuerbarer Energien stehen eine große Anzahl konventioneller Verfahren zur Verfügung, die entsprechend der besonderen Anforderungen bei der Umsetzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff mit CO_2 begutachtet und entsprechend ausgelegt werden müssen.

Schwächen

Auch wenn zahlreiche konventionelle Verfahren für die Erzeugung von Treibstoffen und weiteren Wertprodukten zu Verfügung stehen, wurden bisher keine geeigneten Methoden entsprechend der speziellen Anforderungen, welche ihr Einsatz zur Energiespeicherung mit sich bringt, detailliert untersucht und ausgelegt. Die verfügbaren Verfahren wurden in der Regel für einen kontinuierlichen Betrieb entwickelt, welcher sich bei einem Einsatz erneuerbarer Energien aufgrund natürlicher Fluktuationen nicht umsetzten lässt. Inwieweit kommerzielle Katalysatoren und Verfahren für einen Betrieb unter den daraus resultierenden Lastschwankungen geeignet sind, wurde bislang noch nicht untersucht. Auch

muss die Auswirkung eines Teillastbetriebes auf die Wirtschaftlichkeit der Verfahren überprüft werden. Ist ein Verfahren bei Teillastbetrieb nicht wirtschaftlich, wird eine Zwischenspeicherung der Ausgangsstoffe Wasserstoff und Kohlendioxid erforderlich, um einen weitgehend kontinuierlichen Betrieb zu ermöglich. Dazu würden ortsnahe Speicherstätten benötigt, welche nicht überall gewährleistet sind und die Standortwahl einer Produktionsanlage erschwert.

Durch die weitere Umsetzung des regenerativ erzeugten Wasserstoffs zu Treibstoffen und weiteren Wertprodukten verringert sich zudem der Wirkungsgrad der zu betrachtenden Prozesskette. Hier ist es erforderlich, Prozessketten mit einem ausreichend hohen Gesamtwirkungsgrad zu identifizieren, um einen solchen Systempfad sinnvoll und wirtschaftlich realisieren zu können.

Ein wichtiger Sachverhalt, der für eine wirtschaftliche Realisierung des betrachteten Systempfades von entscheidender Bedeutung ist, ist die die Elektrolyse von Wasser zur Erzeugung des für alle folgenden Prozessschritte erforderlichen Wasserstoffs. Die auf dem Markt erhältlichen Elektrolyseure sind derzeit noch zu kostenintensiv, wodurch hohe Investitionskosten für die Elektrolyse die Wirtschaftlichkeit des gesamten Systempfades deutlich reduzieren. Hier gilt es, die Investitions- und Betriebskosten für die Elektrolyseure zu verringern sowie den Einfluss des Elektrolyseschrittes auf die Wirtschaftlichkeit der möglichen Gesamtprozessketten im Einzelnen genau zu ermitteln.

Chancen

Die Integration einer chemischen Umwandlung des regenerativ erzeugten Wasserstoffs zu Treibstoffen und weiteren Wertprodukten ermöglicht einen übergreifenden klimaförderlichen Einfluss über die eigentliche Energieversorgung hinaus. Durch die Bereitstellung von Produkten für andere Bereiche wie Verkehr, Industrie und Haushalt können auch hier die Emissionen von Treibhausgasen reduziert und ein zusätzlicher Beitrag zu einem nachhaltigen Klimaschutz geleistet werden. Durch den Ausbau solcher Verfahren und Einbindung in ein gesamtheitliches Klimakonzept könnten alternative Synthesewege etabliert und langfristig fossile Rohstoffe zumindest teilweise substituiert werden. Wird der Ausbau entsprechend gefördert, legt dies den Grundstein für die weitere Entwicklung innovativer und nachhaltiger Strategien zur Herstellung von Wertprodukten und stärkt damit den Wissenschafts- und Wirtschaftsstandort NRW.

Risiken

Die natürliche Fluktuation bei der Energieversorgung durch erneuerbare Energien erfordert Verfahren, die flexibel auf diese Schwankungen reagieren und sie ausgleichen können. Da konventionelle Verfahren auf einen kontinuierlichen Betrieb ausgelegt sind, besteht das Risiko, dass keines dieser etablierten Verfahren für einen Einsatz unter diesen speziellen Anforderungen geeignet ist. Ferner könnte eine Anpassung dieser Verfahren die Investitions- und Betriebskosten im Vergleich zur konventionellen Prozessführung erhöhen, wenn bei der Umsetzung zusätzlich Verfahrensschritte berücksichtigt werden müssen, um den geänderten Anforderungen gerecht zu werden. Sind die Kosten für die gesamte Prozesskette zu hoch und diese Verfahren dadurch unwirtschaftlich, werden bevorzugt konventionelle Verfahren unter Verwendung fossiler Rohstoffe umgesetzt werden. Neben der wirtschaftlichen Durchsetzung gegenüber der etablierten herkömmlichen Prozessführung könnte auch die Auswahl eines geeigneten Standortes eine Umsetzung des betrachteten Systempfades erschweren. Eine wirtschaftliche Umsetzung ist aufgrund der benötigten Rohstoffe nur dort möglich, wo sowohl regenerativ erzeugter Wasserstoff als auch Kohlendioxid in einem ausreichend Maß zur Verfügung stehen. Hier müssen unter Umständen Energieversorgungspunkte errichtet werden, wo konventionelle und erneuerbare Energiegewinnung am gleichen Standort miteinander kombiniert werden. Dies bedeutet aber auch, dass der Ausbau des Stromnetzes an diesen Energiezentren einen Transport des erzeugten Stromes ermöglicht.

9.1.1 Ausblick und Handlungsempfehlungen

Der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien setzt zukünftig flexible Speichermöglichkeiten voraus, um den in Spitzenzeiten produzierten Überschussstrom nutzbar zu machen. Die in diesem Systempfad betrachtete chemische Umwandlung dieses Stroms in Treibstoffe und weitere Wertprodukte stellt eine Alternative gegenüber der üblicherweise diskutierten Speicherung als Wasserstoff oder Methan im Erdgasnetz dar und ermöglicht einen nachhaltigen Beitrag zum Klimaschutz über den Energiesektor hinaus. Für die Umsetzung dieses Systempfades stehen zahlreiche großtechnische Verfahren zur Verfügung. Da ein solcher Weg bislang noch nicht näher betrachtet wurde, lassen sich derzeit keine belastbaren Aussagen dazu treffen, inwieweit eine Adaption dieser Verfahren für die besonderen Anforderungen bei einem Einsatz in einem nachhaltigen Energiekonzept möglich ist. Hier ist es erforderlich, aus den zur Verfügung stehenden konventionellen Verfahren geeignete Syntheserouten zu identifizieren. Die bestehenden Prozesskonzepte müssen anschließend hinsichtlich der besonderen Anforderungen, die eine schwankende Rohstoffversorgung mit sich bringt, angepasst werden und deren Anwendung durch detaillierte Untersuchungen und Prozessauslegungen auch in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft werden.

Da die über diesen Systempfad erzeugten Treibstoffe und anderen Wertprodukte die bislang ausschließlich aus fossilen Rohstoffen gewonnenen Produkte ergänzen, ist die Infrastruktur für deren Distribution und Absatz bereits vorhanden. Daher gilt es vornehmlich, die technischen Herausforderungen bei einer Umstellung auf eine Rohstoffversorgung aus erneuerbaren Energien zu meistern und die vorhandenen Verfahren entsprechend anzupassen, um eine wirtschaftliche Umsetzung zu ermöglichen und im Vergleich zu den etablierten Prozessen konkurrenzfähig zu sein.

10. Power-to-… Technologien im Systemzusammenhang

Systemanalysen verfolgen das Ziel, Technologieoptionen gegenüberzustellen und die Bewertung von Einzeltechnologien mittels Betrachtung des Zusammenspiels zwischen den Technologien, Märkten und der Infrastruktur zu erweitern. Im Rahmen dieses Projekts stehen Power-to-… (PtX) und verwandte Technologien im Fokus, die einen Beitrag zur Flexibilisierung von Energiesystemen leisten können.

Flexibilitätsbereitstellung kann jedoch auf vielen Ebenen geschehen. Um einen kompletten Überblick für potentielle Flexibilitätsoptionen in Energiesystemen zu geben, wird auf insgesamt vier Dimensionen, die zur Einordnung von Flexibilität wichtig sind, zurückgegriffen: Elektrizitätsangebot, -nachfrage, Zeit und Raum. Übertragen auf die Energiewirtschaft umfassen diese die meisten flexiblen Erzeugungsoptionen auf der Angebotsseite, Lastintegration auf der Nachfrageseite, Speichermöglichkeiten und Netze für Gas, Strom und Wärme.

Die im Folgenden diskutierten Systempfade stellen eine Auswahl von Optionen im Gesamtsystem dar und gehen auf die Flexibilisierungsoptionen im Speziellen sowie den erweiterten Kontext anhand der oben genannten vier Dimensionen ein.

10.1. Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung

10.1.1 Systemeinbindung – Status quo

Nutzung von Überschussstrom (Kurzfristperspektive, 2020)

Motivation für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist die Nutzung von sogenannten überschüssigen Strommengen, die anderweitig nicht genutzt werden können und demzufolge abgeregelt werden müssten. Während die heutigen abgeregelten Strommengen noch relativ klein sind (2012: ca. 0,4 TWh) wird im Zuge des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien mit einem Anwachsen dieser überschüssigen Strommenge gerechnet. Die Einspeisung des erneuerbar erzeugten Wasserstoffs in das Erdgasnetz führt dazu, dass sich die Eigenschaften des Gasgemisches gegenüber konventionellem Erdgas ändern. Dies gilt auch für die spezifischen CO_2-Emissionen, die durch die Wasserstoff-Einspeisung reduziert werden. Im Fall der Einspeisung von synthetischem Erdgas (SNG) liegt die CO_2-Emissionsreduktion auf der Seite der CO_2-Quelle, z.B. eines Industrieparks oder eines Kraftwerks, dessen CO_2 aufgefangen und durch die Methanisierung zu SNG einem neuen Nutzen zugeführt wird. Diese CO_2 Moleküle können also zweifach genutzt werden. Die Veränderung der spezifischen CO_2-Emissionen eines Erdgas/Wasserstoff-Gemisches in Abhängigkeit der Wasserstoffzumischung ist in Abbildung 35 dargestellt. Von dieser Reduktion profitieren alle Gasabnehmer (Stromerzeugung, Wärmeverbraucher, Verkehr).

Die Frage, welche Wirkung die Einspeisung von Wasserstoff bzw. SNG entfalten kann, hängt unter Beachtung der technischen Randbedingungen maßgeblich von den zu erwartenden Überschussstrommengen ab. Dies sei an einem Rechenbeispiel veranschaulicht: Geht man davon aus, dass etwa 5 Vol.-% Wasserstoff (vgl. 9.1) dem heutigen Erdgasnetz zugemischt werden könnten und legt den aktuellen Jahreserdgasverbrauch (ca. 86 Mrd. m^3) zugrunde, könnte mit einer Überschussstrommenge von gut 18 TWh Wasserstoff erzeugt und dem Erdgas zugemischt werden, die somit um den Faktor 45 höher liegt als die heute abgeregelte Überschussstrommenge. Das ist allerdings nur eine obere Abschätzung, da Stromüberschüsse auf kurze Zeiten konzentriert sind und der erzeugte Wasserstoff nur an bestimmten Punkten in das Erdgasnetz eingespeist wird, was in beiden Fällen die zumischbare Menge verringert.

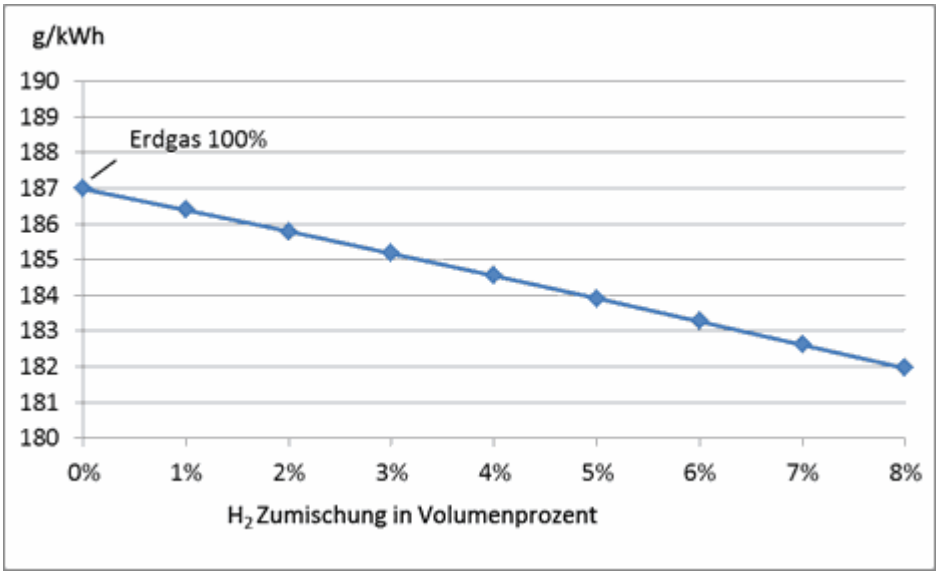


Abbildung 35 - Spezifische CO_2-Emissionen eines Erdgas/H_2-Gasgemisches (bezogen auf Hs) in Abhängigkeit der H_2-Zumischung

Saisonale Stromspeicherung mit Rückverstromung (Langfristperspektive, ab 2050)

Unter der Annahme eines hohen Anteils fluktuierender, erneuerbarer Stromerzeugung von über 80% an der gesamten Stromerzeugung (Ziel für 2050) wird in einigen Studien [116], [117], [18], [23] davon ausgegangen, dass ein saisonaler Stromspeicherbedarf besteht. Die Einspeisung von Wasserstoff oder von synthetischem Methan in das Erdgasnetz mit über Wochen und Monate zeitlich verzögerter Rückverstromung ist eine der wenigen Möglichkeiten, mit der diese zusätzliche Versorgungsaufgabe erfüllt werden kann. Gegenüber der heutigen Motivation, Überschussstrom zu nutzen, der sonst keine Anwendung findet, besitzt die Speicheraufgabe eine elementare Funktion für die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung. Sie ist damit von höchster Priorität und schränkt das Spektrum anderer Nutzungsmöglichkeiten ein. Als Formen der

Rückverstromung werden verschiedene Techniklösungen diskutiert. Dies sind zum einen kleine KWK-Anlagen (Motoren, Brennstoffzellen) zur Objektversorgung und zum anderen größere GuD-KWK Anlagen und Gasturbinen. Welche Rolle die jeweiligen Techniken zukünftig spielen werden, hängt maßgeblich von ihrer Auslegung, ihren Eigenschaften (strom- oder wärmegeführte Fahrweise etc.), den Investitionen, von möglichen Restriktionen (z.B. Wärmenachfrage, Stromverteilnetz) ab, die letztendlich die zu erzielenden Erlöse unter den vorherrschenden Marktbedingungen bestimmen (vgl. Kapitel 9.2, 10.2).

10.1.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien

Die verbrauchsseitige Lastintegration (Demand Side Integration) zielt auf eine zeitliche Verlagerung der Lasten ab und bewirkt somit möglicherweise eine Verringerung von überschüssigem Strom. Eine weitere Maßnahme, die die Menge des Überschussstroms beeinflusst, ist ein möglicher Netzausbau, der auch im Kontext eines europäischen Stromversorgungssystems zu sehen ist, da er einen Export der Überschussstrommengen ermöglichen würde. Beide vorgenannten Maßnahmen sind zwar keine direkte Nutzungskonkurrenz, beeinflussen aber u.U. die Höhe der Überschussstromengen, die für die Wasserstofferzeugung zur Verfügung stünden.

Konkurrierende Möglichkeiten bei einer Überschussstromnutzung (Kurzfristperspektive)

Mögliche Konkurrenzen zur Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz bei der Nutzung von Überschussstrom sind neben Stromnetz- und Speicherausbau zum einen Power-to-Heat und zum anderen die Möglichkeit den Wasserstoff auch industriell nutzen zu können. Insbesondere letztere Möglichkeit könnte für den Standort NRW attraktiv sein, da eine von der Industrie genutzte Wasserstoffinfrastruktur bereits vorhanden ist. Mit der Einspeisung von regenerativem Wasserstoff könnte konventionell erzeugter Wasserstoff (z.B. durch Erdgasreformierung) substituiert und damit CO_2-Emissionen reduziert und Energieressourcen eingespart werden. Welche Potenziale erschlossen werden könnten, ist derzeit unklar und bedarf einer räumlich und zeitlich aufgelösten Detailanalyse, die sowohl die Standorte der erneuerbaren Stromerzeugung und möglicher Elektrolyseure und die geografischen Gegebenheiten der bestehenden Wasserstoffinfrastruktur in den Blick nimmt.

Konkurrierende Möglichkeiten bei einer saisonalen Stromspeicherung (Langfristperspektive)

Wie bereits an anderer Stelle diskutiert, wird in einigen Studien für den Fall hoher fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung (>80%) ein saisonaler Stromspeicherbedarf gesehen. Viele dieser Studien sind auf die nationale Stromversorgung fokussiert. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die Entwicklung nationaler Stromversorgung im Kontext des europäischen Stromerzeugungs- und Transportsystems gesehen werden muss. Es ist derzeit nur unzureichend analysiert, welche Möglichkeiten im Kontext eines europäischen Versorgungssystems (Im- und Exporte) bestehen, die eine national ausgerichtete

Langzeitspeicherung, wie sie derzeit diskutiert wird, erübrigen würde. Von entscheidender Bedeutung sind u.a. entsprechend angepasste europaweite Strommärkte, mit denen Anreize gesetzt werden. Mögliche technische Maßnahmen wären der Ausbau von Energiespeichern, Netzen und Grenzkuppelstellen, der auch NRW aufgrund seiner geografischen Lage betreffen würde.

10.1.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse

Derzeit sind die abgeregelten erneuerbaren Strommengen (Überschussstrom) noch sehr gering. Von allen Nutzungsmöglichkeiten ist derzeit die Integration von Elektrokesseln in bestehende Fernwärmenetze (PtH) zur Aufnahme negativer Regelleistung die einzige Option, die bereits heute wirtschaftlich ist. Sie ist technisch ausgereift, wirtschaftlich und bedarf keiner Subventionen, wie der derzeitig zu beobachtende Zubau von großen Wärmespeichern zeigt. Aus heutiger Sicht ist festzustellen, dass die Erzeugung von Wasserstoff bzw. SNG mit Einspeisung in das Erdgasnetz sehr viel höhere Investitionen benötigt. Voraussetzung für den Einsatz ist die Senkung der Investitionen sowie das Vorhandensein größerer Überschussstrommengen. Ein wesentlicher Vorteil der Wasserstoffeinspeisung besteht darin, die spezifischen CO_2-Emissionen eines zukünftigen Gaseinsatzes zu reduzieren, wovon alle Gasverbraucher profitieren würden. Als mögliche Nutzungskonkurrenz für den Fall großer Überschussmengen sind die industrielle Nutzung (PtC) und PtH sowie der Verkehrssektor (PtF) zu sehen.

Im Fall eines hohen Anteils erneuerbarer Stromerzeugung (>80%) ist die Wasserstoff-/SNG-Einspeisung mit Rückverstromung eine der wenigen Möglichkeiten, die Funktion eines Langzeitspeichers zu übernehmen. In einem solchen Szenario würde ihr eine zentrale Versorgungsrolle zukommen, da sie maßgeblich zu einer sicheren Stromversorgung beitragen würde, die gegenüber anderen Nutzungsmöglichkeiten als prioritär einzustufen ist. Bislang unzureichend untersucht ist die alternative Möglichkeit, im Rahmen des europäischen Stromversorgungssystems die Langzeitspeicheraufgabe durch grenzüberschreitende Stromim- und -exporte zu ersetzen, was den Ausbau des Stromnetzes und der Grenzkuppelstellen erfordern und erhebliche Erzeugungsüberkapazitäten in Europa voraussetzen würde.

10.2. Flexibilisierung durch Strom zu Wärme

10.2.1 Systemeinbindung – Status quo

Zur Einordnung des Systempfades Power-to-Heat (PtH) bietet es sich an, zwischen einer zentralen und einer dezentralen Versorgung zu unterscheiden.

PtH im Kontext zentraler Versorgung

Bei einer zentralen Versorgung, die durch Fernwärmeversorgungssysteme mit großen KWK-Erzeugungsanlagen gekennzeichnet ist, besitzt PtH zwei Versorgungsaufgaben. Dies sind zum einen die Steigerung der Flexibilität von großen KWK-Anlagen und zum anderen die Nutzung von Überschussstrom, der mit Hilfe von Elektrokesseln in Wärme umgewandelt wird, die anschließend in ein Fernwärmeversorgungssystem eingespeist wird.

Die zunehmende Stromproduktion auf der Basis fluktuierender erneuerbarer Energien stellt konventionelle Kraftwerke vor große Herausforderungen. Dies gilt sowohl für Anlagen, in denen ausschließlich Strom produziert wird als auch für KWK Anlagen. Der zunehmende Anteil erneuerbarer Stromerzeugung führt dazu, dass sich die Stromerzeugungsmengen und damit die Ausnutzungsdauern konventioneller Kraftwerke deutlich verringern. Das wiederum stellt die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen bereits heute in Frage. Darüber hinaus erfordert die Charakteristik des Residuallastganges besondere Flexibilitätseigenschaften, wie z.B. häufigere Lastwechsel, höhere Lastrampen etc. Die Fahrweise von KWK-Anlagen ist in der Regel an der Wärmenachfrage ausgerichtet, was wiederum die Flexibilität im Vergleich zu reinen Stromerzeugungsanlagen verschlechtert. Die Einbindung von großen Wärmespeichern in Fernwärmeversorgungssystemen ermöglicht eine von der Wärmenachfrage zeitlich entkoppelte Stromproduktion von KWK-Anlagen und damit eine flexiblere Fahrweise und eine Steigerung der Erlöse. So besteht zum Beispiel die Möglichkeit, in Zeiten hoher positiver Residuallastnachfrage bzw. hoher Strompreise die KWK-Stromerzeugung zu erhöhen bzw. im Fall niedriger Strompreise die KWK-Anlage in der Teillast zu fahren bzw. abzuschalten. Der Wärmespeicher besitzt hierbei eine Pufferfunktion. Weiterhin bietet der Einsatz von Wärmespeichern auch einen größeren Spielraum für KWK-Anlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können. Langfristig wird erwartet, dass die Ausnutzungsstunden wärmegeführter KWK-Anlagen deutlich sinken werden und die Stromproduktion aufgrund der hohen Einspeisung erneuerbarer Energie abgeregelt werden muss. Vor diesem Hintergrund könnten Wärmespeicher eine zusätzliche Bedeutung erlangen [118]. Bereits heute ist der Zubau von großen Wärmespeichern zu beobachten, der in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat. Bei den eingesetzten Speichertechniken handelt es sich in der Regel um sensible drucklose Wärmespeicher, die als Speichermedium Wasser benutzen. Die Speicherkapazitäten bewegen sich in einer Bandbreite von 500 bis zu einigen 10.000 m^3.

Aufgrund des stärker ansteigenden Anteils volatiler Stromerzeugung ist davon auszugehen, dass die Häufigkeit von Situationen, in denen die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt, deutlich zunehmen wird. Eine mögliche Alternative zu einer Abregelung besteht darin, diese Stromüberschüsse in Wärme umzuwandeln und für die Wärmeversorgung zu nutzen. Hierdurch könnte auch ein Beitrag zur Netzstabilität erbracht und zudem fossil erzeugte Heizwärme substituiert werden. Für die Fern- und Nahwärmeversorgung werden erhebliche Potenziale angegeben. Technische Voraussetzung für größere Fern- und Nahwärmesysteme sind Elektrokessel, mit denen der Strom direkt in Wärme umgewandelt wird sowie Wärmespeicher, mit denen eine Pufferung bzw. Speicherung der Wärme möglich ist. Ein solches System eröffnet auch zusätzlich die Möglichkeit eines noch marktorientierteren Anlagenbetriebs und/oder die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Erste positive Betriebserfahrungen mit derartigen Systemen wurden z. B. von den Stadtwerken Lemgo gemacht. Die gewählte Betriebsweise orientierte sich in einem ersten Schritt an dem Börsenstrompreis (Off-Peak) sowie an den Grenzkosten für die KWK-Wärme. Die Präqualifikationsnachweise für die Teilnahme am Minutenreservemarkt sind bereits erfolgt. Wie die bisherigen Erfahrungen zeigen, können auch die für den Sekundärregelenergiemarkt notwendigen Zeitrampen eingehalten werden, wodurch das mögliche Erlösportfolio nochmals erweitert und der Amortisationszeitraum für die Investition des Elektrokessels verkürzt werden kann. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Implementierung solcher Systeme bereits unter heutigen Randbedingungen sinnvoll sein kann.

PtH im Kontext dezentraler Versorgung

Unter dezentraler Versorgung wird im Rahmen dieser Ausführungen die sogenannte Objektversorgung verstanden, d.h. die Strom- und Wärmeversorgung von einzelnen Objekten wie z.B. Gebäuden etc. Hier können auch Wärmepumpen als PtH-Technik eingesetzt werden, bei denen Strom für den Verdichterantrieb eingesetzt und Umweltwärme genutzt wird. Darüber hinaus besitzt die Wärmepumpe in Verbindung mit einem Wärmespeicher den Vorteil eines sogenannten steuerbaren Verbrauchers, der zur Lastverlagerung eingesetzt werden kann. Heutige Wärmepumpensysteme sind technisch ausgereift, nahezu wartungsfrei sowie kommerziell erhältlich und müssen sich im Wettbewerb mit anderen kommerziellen Wärmeerzeugungstechniken behaupten.

Im Fokus der PtH-Techniken zur Objektversorgung stehen kleine KWK-Systeme, die aus einer kleinen KWK-Anlage (Motor, Brennstoffzelle), einem Wärmespeicher, einem Heizstab sowie evtl. aus einem Zusatzheizgerät bzw. Spitzenlastkessel bestehen. Der Einsatz solcher Systeme wird sowohl für die Versorgung von Einfamilien- als auch Mehrfamiliengebäuden angedacht. Neben der eigentlichen Wärmeversorgung sollen die Systeme in der Lage sein, zukünftig positive und negative Residuallast sowie Bedarf an Regelleistung decken zu können. Langfristig sollen sie weitestgehend die Versorgungsaufgaben heutiger großer Stromerzeugungseinheiten übernehmen. Dies wiederum bedeutet, dass die Anlagen stromgeführt gefahren werden müssen. Sowohl die stromgeführte Fahrweise als auch die

mögliche Aufnahme negativer Residuallast und deren Umwandlung in Wärme führen prinzipiell zu einer geringeren Auslastung der KWK-Einheit. Zudem haben solche Anlagen bei stromgeführtem Betrieb im Sommer, wenn nur ein geringer Teil der erzeugten Wärme für Heizzwecke benötigt wird, eine deutlich schlechtere Brennstoffausnutzung als konventionelle Großkraftwerke. Ob die für den größer zu dimensionierenden Wärmespeicher sowie den Heizstab erforderlichen Mehrinvestitionen mit höheren Erlösen erwirtschaftet werden können, hängt maßgeblich von den jeweiligen Strompreisen bzw. der Vergütung der zu erbringenden Versorgungsaufgaben ab. Einige Mini-KWK Systeme sind technisch verfügbar und können bereits heute schon kommerziell erworben werden. Die Markteinführung solcher kleinen KWK-Systeme wird derzeit mit Hilfe verschiedenster Förderinstrumente (KWK-Gesetz, Erzeugung für den Eigenbedarf, Stromsteuerbefreiung, Investitionszuschüsse etc.) subventioniert.

10.2.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien

Unter den heute bestehenden Rahmenbedingungen sowie des aktuellen Erzeugungsportfolios ist die Integration von Wärmespeichern in große Fernwärmesysteme eine notwendige Maßnahme, da mit ihr die Flexibilität von KWK Anlagen und damit die Wirtschaftlichkeit von großen KWK-Anlagen gesteigert werden kann. Letztendlich trägt diese Maßnahme auch dazu bei, das von der Bundesregierung vorgegebene Ziel zu erreichen, den KWK-Stromerzeugungsanteil bis zum Jahr 2020 auf 25 % zu erhöhen. Durch die Maßnahme wird eine höhere Anlagenflexibilität erreicht, wodurch der Anteil steuerbarer und stundensicherer Leistung des Gesamtsystems damit die Systemstabilität und -sicherheit erhöht wird. Derzeitiger Konkurrent sind konventionelle Anlagen mit ausschließlicher Stromerzeugung. Nach Berechnungen von [118] lässt sich mit der Integration von Wärmespeichern eine KWK Leistung flexibilisieren, die für Deutschland in einer Bandbreite von 5 bis 38,5 GW liegt. Der Studie zu Folge lassen sich maximal knapp 22 TWh Elektrizität verschieben, wofür der Bau von 380 GWh Wärmespeicherkapazität erforderlich wäre. Zur Einordnung: Heute eingesetzte Wärmespeicher besitzen bei einem Volumen von 8.000 m^3 (z.B. Stadtwerke Flensburg) eine Wärmespeicherkapazität von 320 MWh [119]. Demnach wäre die Integration von knapp 1.200 solcher Speicher notwendig. Ob ein Ausbau in diesem Ausmaß notwendig und sinnvoll ist, hängt nicht zuletzt auch davon ab, inwieweit andere konkurrierende Maßnahmen zur Lastverschiebung (z.B. Demand Side Management) zum Einsatz kommen. Der wirtschaftliche Einsatz von kleinen stromgeführten KWK-Systemen zur Versorgung von Gebäuden erscheint im Kontext des heutigen Stromversorgungssystems und der geltenden Rahmenbedingungen kaum möglich [120]. Inwieweit diese Systeme zukünftig eine Rolle spielen werden, hängt auch davon ab, ob es gelingt, die heute noch sehr hohen Investitionen zu reduzieren.

Eine mittelfristige bis langfristige Option ist die Nutzung von Überschussstrom mit Hilfe von Elektrokesseln. Nach Abschätzungen von [120] betragen die Potenziale für die großen KWK-

Systeme in Abhängigkeit verschiedener Fernwärmenachfrageszenarien 6 TWh (2030) bzw. 16 bis 22 TWh (2050). Für den Fall zukünftig häufiger auftretender regionaler Netzengpässe könnten die nutzbaren Überschussstrommengen noch größer sein. Unter den heutigen Randbedingungen und den damit korrelierenden Versorgungsaufgaben wird PtH in großen KWK-Systemen als eine der kostengünstigsten Optionen zur Nutzung von Überschussstrom gesehen [121]. Gegenüber großen KWK-Fernwärmesystemen besitzen einzelstehende KWK Systeme weniger Flexibilität. Inwieweit kleine KWK-Systeme zur Nutzung von Überschussstrom beitragen könnten, ist noch weitgehend ungeklärt.

10.2.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse

Die Flexibilisierung von großen KWK Systemen birgt sowohl Chancen als auch Risiken (vgl. [118]). Nach [118] bestehen wesentliche Chancen darin, dass der Bedarf an Flexibilisierung zukünftig steigen wird, kurzfristig hohe Lasten notwendig sind und die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt besteht. Als Risiken sind bei fortschreitendem Zubau erneuerbarer Energien die abnehmende positive Residuallast sowie die Konkurrenz durch andere/neue Marktteilnehmer zu nennen. Als Stärken sind die relativ niedrigen Mehrkosten sowie eine hohe Systemeffizienz zu sehen, während die immanent bestehende Abhängigkeit von äußeren Faktoren (z.B. Außentemperatur) oder die gegenüber reinen Stromerzeugern generell niedrigeren Freiheitsgrade als Schwächen zu sehen sind.

Die Nutzung kleiner stromgeführter KWK-Systeme zur Erzeugung positiver Residuallast stellt zwar eine prinzipielle Option dar. Jedoch sind durch die limitierte Wärmenachfrage die Möglichkeiten begrenzt und ihre Wirtschaftlichkeit ist im Kontext des heutigen Stromerzeugungssystems und unter heutigen Randbedingungen in vielen Fällen trotz Subventionen nicht gegeben. Unter der Annahme eines auch zukünftig stark steigenden Anteils volatiler Stromerzeugung könnte auch kleinen KWK-Systemen durch die Bereitstellung steuerbarer und stundensicherer Leistung eine wichtige Rolle zukommen.

Entsprechend den Langfristzielen der bestehenden Energiekonzepte soll die zukünftige Stromerzeugung weitestgehend auf erneuerbaren Energieträgern basieren mit Anteilen von mehr als 80%. Während die heutige erneuerbare Stromerzeugung gegenüber anderen Erzeugungsformen privilegiert wird, kann unter derart veränderten Randbedingungen ein Wettbewerb zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und KWK-Stromerzeugung nicht ausgeschlossen werden.

Sowohl große wie auch kleine KWK-Systeme können nicht losgelöst von der Entwicklung des Wärmemarktes gesehen werden. Die Verringerung des Raumwärmebedarfs ist eine zentrale Säule der bestehenden Energiekonzepte der Bundesregierung und des Landes NRW. Eine Umsetzung der vorgesehenen Maßnahmen, mit denen ein klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden soll, wird zu einem drastisch niedrigerem spezifischen Wärmebedarf von Gebäuden führen. Ob und inwieweit große und kleine KWK-Systeme zur Deckung einer

signifikant niedrigeren Wärmenachfrage geeignet sind und welche Rolle sie spielen könnten, ist eine der zentralen und weitgehend noch unbeantworteten Fragen.

Die Integration großer Wärmespeicher stellt bereits heute eine technisch machbare und wirtschaftlich sinnvolle Maßnahme zur Erhöhung der Flexibilität von großen KWK Systemen dar. Aus Sicht von [121] ist PtH in großen KWK-Anlagen unter derzeitigen Randbedingungen auch die wirtschaftlich sinnvollste Maßnahme um Überschussstrom zu nutzen. Hierbei ist aber auch zu sehen, dass sich im Laufe des Transformationsprozesses Systemanforderungen und damit auch Versorgungsaufgaben für zukünftige Erzeuger ändern werden, so dass die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten von Überschussstrommengen eingeschränkt sind. In Langfristszenarien, die von einem hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung ausgehen, wird für das generelle Funktionieren der Stromversorgung ein kurzfristiger sowie auch langfristig ein saisonaler Speicherbedarf gesehen, um Zeiten ausfallender volatiler Stromerzeugung zu überbrücken. D.h. die sogenannten Stromüberschüsse werden für diese prioritäre Versorgungsaufgabe benötigt und stehen für andere Nutzungen nicht mehr zur Verfügung. Hierunter fällt auch die Nutzungsmöglichkeit PtH.

Zur Bewertung von möglichen System- oder Nutzungspfaden bietet es sich daher an, den Transformationsprozess über die Zeit in Phasen einzuteilen. Für jede dieser Phasen müssten Zeitfenster, sowie die Relevanz und Rolle möglicher Nutzungsmöglichkeiten von Überschussstrommengen im Kontext der jeweiligen Systemanforderungen im Detail analysiert und bewertet werden.

10.3. Flexibilisierung durch Lastintegration

10.3.1 Systemeinbindung – Status quo

Lastintegration (DSI), als Überbegriff für Demand Side Management (DSM) und Demand Side Response (DSR) (definiert gemäß IEA und VDE [94][95]), stellt aus Systemsicht eine sehr effiziente und zum Teil kostengünstige Flexibilitätsoption dar, mittels der sich die momentane Stromfrage dem Stromangebot anpasst. Die verschiedenen DSI Prozesse können aus Systemsicht gemäß [94] folgendermaßen kategorisiert werden:

- Zeitliche Verschiebung der Last von Geräten/Prozessen, welche einen geringen Nutzungsgrad haben (z.B. Wasserpumpen, Elektroautos, Heiz- und Kühlanlagen, Haushaltgeräte, einige Industrieprozesse)
- Anpassung des Sollwerts von Geräten/Prozessen mit hohem Nutzungsgrad, welche aber die Last für eine bestimmte Zeit anpassen können (z.B. Klimaanlagen, Kläranlagen). Die Flexibilität resultiert hier z.B. aus der thermalen Trägheit, einem inhärenten Speicher oder der geringen Sensitivität der Servicequalität in Bezug auf Lastanpassung.

- Kurzfristige Abschaltung der Last in spezifischen Situationen zu bekannten Kosten (z.B. große, energieintensive Industrieprozesse)

Grundsätzlich besteht für alle Erzeuger, die nicht durchgehend mit maximaler Leistung fahren müssen, die Möglichkeit, Lastintegration (DSI) zu betreiben. Dabei unterscheidet man zwischen abschaltbaren und verschiebbaren Lasten. Beide Formen werden in Deutschland betrieben. Während Lastreduktion aus einer überdimensionierten Anlage, saisonalen Produktionsprozessen oder einer reduzierten Nachfrage folgen kann, wird bei der Lastverschiebung meist der ursprüngliche energetische Zustand wiederhergestellt [100]. Derzeit günstiger gewordene Kommunikations- und Informationstechniken erleichtern die Implementierung von Lastintegration.

In Deutschland ist technisches Potenzial im Sinne von geeigneten Verbrauchern bzw. Anwendern vorhanden. Studien gehen zwar von unterschiedlichen Potenzialen (und auch Begriffen) aus, allerdings scheint es eine gemeinsame Tendenz dahingehend zu geben, dass zum einen das Potenzial für die Industrie bereits teilweise gehoben ist und zum anderen weiteres Potenzial sektorenübergreifend vorhanden ist. So errechnet [97] für das „Status Quo Szenario“ ein sektorenübergreifendes energetisches Lastverschiebungspotential von knapp über 20 TWh in 2020. Ferner werden im selben Jahr ca. 1,5 GW Spitzenlastkapazität und 6 GW Speicherkapazität durch Lastintegration bereitgestellt.

Lastintegration findet in Deutschland bereits seit einigen Jahren in unterschiedlichen Sektoren mit ebenso unterschiedlichen Ausprägungen statt. Für die Industrie gilt, dass entsprechend ihrer großen Leistungsaufnahme die Stromkosten vergleichsweise hoch ausfallen und so Lastmanagement aktiv eingesetzt wird, um die Leistungskosten zu reduzieren. Dies geschieht, analog zu den Speichern (allerdings ohne Energieumwandlung von elektrischer Energie zu anderen Energieformen wie z.B. potentieller Energie und wieder zurück), durch Nutzung temporärer Preisschwankungen für Strombezug bzw. Strompreisdifferenzen und einer sich daraus ergebenden betriebswirtschaftlichen Rentabilität. Relevante Industrieprozesse für aktives Lastmanagement sind die Aluminium-Elektrolyse, die Chlor-Elektrolyse, die Holzstoffherstellung und die Stahlerzeugung (Lichtbogenöfen). Haushalte hingegen nutzen trotz vorhandener DSI Potenziale diese bislang nicht, da die maximale Leistungsaufnahme und somit die erzielbare Auswirkung auf das lokale Stromnetz gering ist. Voraussetzung wären zudem: lokale Mess- und Monitoringsysteme, stündliche oder unterstündliche „real time“ Endverbraucherpreise und flexible Stromtarife seitens der Stromanbieter. Mögliche Anwendungen für den Haushaltssektor (z.B. Nachtspeicherheizungen, Kühlgeräte, Umwälzpumpen, Waschgeräte, Elektro-PKW) sind darüber hinaus begrenzt. Bei der Nutzung von Lastmanagement durch Haushalte ist zu beachten, dass flächendeckende Implementierungskosten für Monitoring und Steuerung der Last aller Haushalte aufgrund der Vielzahl der Haushalte und deren Geräte höher sind als bei den anderen Sektoren [97]. Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung sind für kleine Unternehmen die Möglichkeiten ähnlich dem Haushaltssektor.

Bei größeren Unternehmen bzw. Betrieben ergeben sich jedoch durch das wiederum hohe simultane Leistungsänderungspotenzial (z.B. Kühlhäuser, Klimaanlage in großem Bürogebäude aber auch groß dimensionierte Heizungssysteme wie Nachtspeicherheizungen) eher rentable Anwendungsmöglichkeiten [122].

Demand Side Management Prozesse (DSM) werden von Systemoperatoren gesteuert. Die relevanten Märkte für Demand Side Response (DSR, vom Kunden gesteuert) sind der Spotmarkt sowie der Regelleistungsmarkt. Zusätzlich kann DSR aber auch im Bilanzkreismanagement eingesetzt werden. Die Teilnahme am Spotmarkt mit Demand Side Response bezeichnet das Ausnutzen von Preisdifferenzen. Diese Strategie kann sowohl auf dem Intraday als auch dem Day-ahead Markt umgesetzt werden [123].

Der Einsatz von Demand Side Response zum Bilanzkreismanagement bedeutet, dass Bilanzkreisungleichgewichte über die Steuerung der Verbraucher ausgeglichen werden. Damit können das Bilanzkreissystem und dessen Management zur Stabilisierung des Gesamtstromsystems beitragen. Beispielsweise können so Kraftwerksausfälle oder falsche Prognosen ausgeglichen werden. Der Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten ist insbesondere interessant, da in Zukunft eine verstärkte Marktintegration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien angestrebt wird.

Demand Side Response ist auch zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt geeignet. Dieser sorgt durch die Sicherstellung des ständigen physikalischen Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Energie für die Frequenzhaltung im Stromnetz. Der entscheidende Unterschied des Regelleistungsmarktes zum Spotmarkt ist, dass bereits die Vorhaltung von Leistung vergütet wird und ein Abruf der Leistung nur im Bedarfsfall erfolgt. Man unterscheidet zwischen positiver und negativer Regelleistung, wobei positive Regelleistung einer Erhöhung der Stromerzeugung bzw. einer Reduzierung des Stromverbrauchs, negative Regelleistung entsprechend mit einer Reduzierung der Erzeugung oder Erhöhung des Verbrauchs verbunden ist [100].

Der Regelleistungsmarkt besteht aus drei Teilmärkten, die als Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve bezeichnet werden. Das größte technische Potential für Demand Side Response hat dabei der Markt für Minutenreserve, da die vorzuhaltende Leistung täglich ausgeschrieben wird und eine Aufteilung des täglichen Bedarfs in sechs Zeitperioden erfolgt. Dies ist vorteilhaft für Demand Side Response, da eine flexible Anpassung der Gebote an die unterschiedliche zeitliche Verfügbarkeit der schaltbaren Lasten auf Verbraucherseite ermöglicht wird. Auch die vergleichsweise lange Reaktionszeit von maximal 15 Minuten erleichtert die Teilnahme mit Demand Side Response Anwendungen. Wesentlich schwieriger hingegen ist eine Teilnahme am Markt für Primärregelleistung, da hier die Ausschreibung für eine gesamte Woche erfolgt. Zudem wird bei der Primärregelung nicht zwischen verschiedenen Tageszeiten differenziert, sodass die gebotene Leistung über die gesamte Woche verfügbar und entsprechend planbar sein muss. Dies ist insbesondere bei Industrieprozessen mit kurzfristigen Produktionsplanungen

problematisch. In Verbindung mit den sehr kurzen Reaktionszeiten sind diese Anforderungen zu restriktiv für Demand Response, sodass eine Teilnahme am Markt für Primärregelleistung aktuell nicht möglich ist [124].

10.3.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien

Wie bereits erläutert, kann Lastintegration sowohl auf dem Spotmarkt als auch auf dem Regelleistungs-Markt eine Rolle spielen. Am Spotmarkt konkurriert Industrie DSI derzeit mit konventionellen Kraftwerken, erneuerbarer Erzeugung sowie Druckluft- und Pumpwasserspeichern. Langzeitspeicher sowie kostengünstige Gasturbinen sind die wichtigsten direkten Wettbewerber von DSI Prozessen, da sie u.a. ebenfalls Regelleistung bereitstellen, um das System auszugleichen [122][125]. Darüber hinaus stellen gepoolte elektrische Batterien der E-Mobilität, Wärmespeicher und Netzausbau alternative Ausgleichsmöglichkeiten dar, die den Wettbewerb erhöhen können [125][126]. Im Haushaltsbereich erfordert eine DSI-Umsetzung Investitionen in intelligente Zähler-und Infrastrukturanpassungen, für eine bessere Kontrolle des Stromverbrauchs und eine genauere Preissignalüberwachung [94]. Das größte Potenzial für DSI auf der Haushaltsebene wird in den Bereichen Heizung, Klimaanlage, Warmwasser und elektrische Geräte gesehen [97]. Für jede dieser DSI-Optionen können jedoch günstigere und effektivere Optionen existieren (z.B. energieeffiziente Haushaltgeräte), die mit DSI in Bezug auf eine Verringerung der Stromkosten durch Energieeinsparungen konkurrieren. Zudem besteht bei marktgesteuerter DSI die Gefahr, dass durch die Gleichzeitigkeit der Verbraucherreaktionen einige Verteilnetzbereiche überlastet werden, wie z. B. die dena Verteilnetzstudie feststellt [127].

Sowohl Power-to-Gas als auch Power-to-Heat sind potentielle Konkurrenten für klassische Lastintegrations-Prozesse in der Industrie. Innerhalb der Power-to-Gas Technologien kann die dargebotsabhängige Steuerung der Elektrolyse die notwendigen Lastverschiebungs-Funktionen bieten, um direkt mit anderen DSI Optionen zu konkurrieren, während die Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff einen saisonalen Erzeugungsausgleich ermöglicht. Ebenso bietet ein Wärmespeicher in Kombination mit Power-to-Heat eine kurzfristige Speicheroption, die sowohl Ausgleichsmöglichkeiten im Spotmarkt als auch im Regelleistungs-Markt bietet. Im Haushaltsbereich stellt Power-to-Heat unter der Annahme, dass kleine Anwendungen wie Heizstäbe und Haushalts KWK-Anlagen wirtschaftlich und technisch ausgereift zur Verfügung stehen werden, eine mögliche Option für DSI zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung dar.

10.3.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse

Während Lastintegration (DSI) historisch v.a. als Mittel zur Lastspitzenkappung angewandt wurde, wird DSI heute als Möglichkeit gesehen, die Systemzuverlässigkeit und das Funktionieren des Markts zu verbessern, gekoppelt mit ökologischen Vorteilen und einer vereinfachten Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien.

Damit Lastintegration in einer systemdienlichen Weise betrieben werden kann, müssen laut [94] folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Präzise Ablesbarkeit des Stromverbrauchs
- Infrastruktur zur Fernsteuerung der Prozesse
- Preissignale mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung für Konsumenten
- Flexibilisierung der Lasten durch zusätzlich Speicher
- Anreize, die Last in einer systemdienlichen Weise zu fahren
- Policies und Regulierungen, welche eine Etablierung von Marktaggregatoren ermöglichen

Sind diese Voraussetzungen erfüllt, können DSI Prozesse eine Reihe von positiven Effekten auf das System haben, insbesondere in Bezug auf die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Fluktuationen der Einspeisung erneuerbarer Energien können durch eine verstärkte Lastanpassung besser absorbiert werden. In Zeiten negativer Residuallast, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien den unflexiblen Anteil der Last übersteigt, können durch DSI-Prozesse die Last erhöht und damit die Abregelung von EE-Anlagen vermieden werden. In Bezug auf die Unsicherheit der erneuerbaren Einspeisung wurde in einer Reihe von Projekten gezeigt, dass DSI Prozesse schnell reagierende, automatische Reserven zur Verfügung stellen können – und dies häufig als eine der kostengünstigsten Optionen [128][129][130].

Da die Erschließung der technischen DSI-Potenziale mit initialen Investitionskosten in Mess-, Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur verbunden ist, ist ein marktgetriebener Ausbau der DSI Prozesse gemäß [131] mittelfristig vor allem im Industriesektor und GHD-Sektor zu erwarten, da hier der Anteil der Stromkosten an den Prozesskosten vergleichsweise hoch ist. In privaten Haushalten ist trotz des gesetzlich vorgeschriebenen Roll-Outs von Smart Metern nur eine eingeschränkte Teilnahme an DSI zu erwarten. Ein langfristig hohes DSI Potenzial wird mit zunehmender Marktdurchdringung der Elektromobilität im Transportsektor entstehen, da die Batteriespeicher der Fahrzeuge mit steuerbaren Ladeelektroniken ausgestattet werden können, die eine flexible Integration des Ladevorgangs in das Stromversorgungssystem ermöglichen.

System-Risiken durch einen verstärkten DSI Einsatz können durch eine mögliche Diskrepanz zwischen marktlichen Preissignalen und lokalen physikalischen Netzengpässen entstehen. Dieses Risiko verringert sich aber, je kleiner die Preiszonen sind, da lokale Netzengpässe sich dann im Preis widerspiegeln und preisinduzierte DSI Prozesse dann netzentlastend wirken.

Risiken in Form von Hindernissen für die Erschließung des theoretischen DSI-Potenzials hingegen sind vielfältig. Der Markt für DSI Prozesse sowie dessen Standardisierungsprozesse sind in der Anfangsphase, und es bestehen Hindernisse für den Markteintritt von Aggregatoren. Zudem ist DSI mit großen Informationsflüssen verbunden, wodurch die Datensicherheitsproblematik in den Fokus rückt. Ein weiteres Hindernis in Bezug auf Industrie-Anwendungen besteht darin, dass DSI-Prozesse zwar vergleichsweise kostengünstig technisch verfügbar gemacht werden können, die Anlagen aber auf die Zielproduktionsmenge ausgelegt wurden und die Produktion sich primär nach der Auftragslage richtet. Eine Dimensionierung der Anlagen unter Einbezug von Lastverschiebungspotenzialen wäre daher notwendig, ist jedoch in vielen Branchen noch nicht im Fokus.

Eine konsequente Adressierung dieser Hindernisse in den gesetzlichen Rahmenbedingungen hilft, diese zu beseitigen und das Potenzial der kostengünstigen Flexibilitätsoption Lastintegration zu heben.

10.4. Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr

10.4.1 Systemeinbindung – Status quo

Der Anteil des Verkehrssektors an den nationalen CO_2-Emissionen lag im Jahr 2012 bei etwa 18,7 %. Ziel der Bundesregierung ist es, die gesamten Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050 zu mindern. Dies bedeutet, dass der derzeit emissionsintensivste Endenergiesektor Verkehr einen wesentlichen Reduktionsbeitrag leisten muss. Die Bundesregierung plant eine Reduktion des endenergieseitigen Verbrauchs des Verkehrssektors um 40 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2005. Daneben stellen Effizienzsteigerungen, die Zumischung von Biokraftstoffen sowie die Einführung von Elektrofahrzeugen (6 Mio. bis zum Jahr 2030) einige weitere Ziele dar. Zu unterscheiden ist zwischen dem Personenkraftverkehr sowie dem Güterverkehr. Ausgehend vom Jahr 1990 hat die Verkehrsleistung des Personenverkehrs um knapp 40 % zugenommen, während die des Güterverkehrs sich mehr als verdoppelt hat [132]. Für die Zukunft wird in vielen Szenarien eine Fortschreibung dieses Trends erwartet. Erst seit dem Jahr 1999 ist ein Rückgang des verkehrsseitigen Energieverbrauchs festzustellen, der im Wesentlichen auf den Einsatz effizienterer Fahrzeuge und den erhöhten Anteil von Dieselfahrzeugen zurückzuführen ist.

Neben der Reduzierung der Personen- und Güterverkehrsleistungen und einer grundsätzlichen Änderung des Mobilitätsverhaltens (z.B. weniger Fahtren, höhere Personenbesetzungszahlen) bestehen eine Vielzahl von Kraftstoff- sowie Technikstrategien, um die verkehrsseitigen Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Hierzu zählen z.B. der Einsatz von Biokraftstoffen, von Biogas, von Batterieelektrofahrzeugen, von effizienteren

Ottomotoren (auch als Hybrid) und von Wasserstoff (Brennstoffzellenfahrzeuge). Der Entwicklungsstand ist sehr unterschiedlich und reicht von gängiger kommerzieller Praxis (Zumischung von Biokraftstoffen, Erdgas-/Biogasfahrzeuge), der kommerziellen Einführung alternativer Antriebtechniken (Hybrid-Fahrzeuge, Elektrofahrzeuge) bis hin zum Demonstrationsstadium oder der Marktvorbereitung (Brennstoffzellenfahrzeuge), als Vorstufe eines möglichen kommerziellen Einsatzes. Jede Kraftstoffstrategie erfordert eine dazugehörige Infrastruktur. Hier ist zu unterscheiden zwischen dem Initialausbau (Markteinführung) sowie den nachgelagerten infrastrukturellen Erfordernissen für eine zukünftig signifikante Anzahl von Fahrzeugen neuer Techniklinien. Der infrastrukturelle Aufwand bei der Markteinführung einiger Techniklinien (z.B. Batterieelektrofahrzeuge, Einsatz von Biokraftstoffen) ist niedriger als bei anderen Linien (z.B. Brennstoffzellenfahrzeuge), da auf vorhandene Infrastrukturen aufgesetzt werden kann und nur wenige Modifikationen notwendig sind. Eine signifikante Erhöhung der Fahrzeugzahlen erfordert jedoch bei allen Techniklinien erhebliche Modifikationen der Infrastruktur bzw. den sukzessiven Ausbau eines neuen leitungsgebundenen Versorgungssystems, wie z.B. ein Wasserstoffpipelinesystem mit entsprechenden Speicher- und Verteilmöglichkeiten für die Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen. Bezüglich der technischen Machbarkeit eines Wasserstoffversorgungssystems wird vielfach kein technisches Neuland betreten, da auf Erfahrungen, die mit bestehenden Versorgungssystemen (z.B. Wasserstoffinfrastruktur NRW) gemacht wurden, aufgesetzt werden kann. Gleiches gilt für die Nutzung von Kavernenspeichern zur Wasserstoffspeicherung. So ist die Speicherung von Erdgas in Kavernenspeichern seit vielen Jahrzehnten Stand der Technik. Kavernenspeicher werden heute vor allem für den saisonalen Mengenausgleich in der Erdgasversorgung eingesetzt und spielen aber auch im Rahmen eines liberalisierten Gasmarktes eine zunehmende Rolle. Hier gilt es im Hinblick auf den Bau einer Wasserstoffversorgung Analogien herzustellen und Erfahrungen zu nutzen.

Jede Strategie besitzt Vor- und Nachteile, die je nach Perspektive sehr unterschiedlicher Natur sind und in den aktuellen Diskussionen sehr unterschiedlich gewichtet werden. So stellt z.B. die mögliche Flächennutzungskonkurrenz (Kraftstoff vs. Nahrungsmittel) beim Biokraftstoffeinsatz ein wesentliches Hindernis dar, während z.B. beim Batterieelektrofahrzeug im Gegensatz zum Brennstoffzellenfahrzeug die mangelnde Reichweite und lange Betankungsdauer derzeit noch Nachteile sind. Die Motivation für die Einführung von Techniklinien hängt jedoch auch von politischen Vorgaben ab, wie z.B. der Reduzierung der Fahrzeugflottenverbräuche oder dem Kriterium lokaler Nullemissionen (z.B. Brennstoffzellenfahrzeuge, Batterieelektrofahrzeuge).

Welche Technik- bzw. Kraftstoffstrategien letztendlich zum Einsatz kommen, kann nicht nur aus nationaler deutscher Perspektive gesehen werden, da die führenden Automobilhersteller auf einem globalisierten Markt agieren, der den jeweiligen regionalen Bedürfnissen Rechnung zu tragen hat. Den großen Wachstumsmärkten in Asien sowie

bevölkerungsreichen Regionen mit latenten Luftqualitätsproblemen wie z. B. Kalifornien und NRW dürfte hierbei eine besondere Bedeutung zukommen.

10.4.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien

Eine mögliche Nutzungskonkurrenz kann aus zweierlei Sicht verstanden werden. Zum einen gibt es bei der Nutzung von Überschussstrom mögliche Konkurrenten. Zum anderen lässt sich die eigentliche Versorgungsaufgabe (Deckung der Verkehrsnachfrage) auch mit anderen Techniken und Kraftstoffen erfüllen, was ebenfalls als Nutzungskonkurrenz verstanden werden kann, wobei nochmals zwischen dem Personen- und Güterverkehr zu unterscheiden ist.

Der Begriff des Überschussstroms wird im Rahmen des Vorprojekts auf zweierlei Weise verwendet. Zum einen wird als Überschussstrom die Strommenge bezeichnet, welche aus einer Erzeugung resultiert, die den Verbrauch zeitweise übersteigt (negative Residuallast). Zum anderen meint er im Hinblick auf die Wasserstoffnutzung für Brennstoffzellenfahrzeuge die zusätzlich erforderliche erneuerbare Strommenge, die für die Produktion von Wasserstoff notwendig ist.

Geht man von der ersten Definition aus, sind fast alle Systempfade, die im Rahmen dieser Studie analysiert werden, potenzielle Nutzungsmöglichkeiten. Ausnahme bilden Flexibilisierungsmaßnahmen durch Lastverschiebung, da sie darauf abzielen, die Lastnachfrage gezielt zu steuern und mögliche Stromüberschüsse zu vermeiden bzw. gering zu halten. Bei den anderen Systempfaden ist zu unterscheiden, welche Versorgungsaufgabe im Mittelpunkt steht und vorrangig bedient werden soll. Die Systempfade Power to Heat sowie die H_2-Einspeisung in das Gasnetz mit zentraler oder dezentraler Rückverstromung zielen auf eine Stromversorgung ab, die zu jeder Zeit gewährleistet sein muss. Es ist davon auszugehen, dass eine (versorgungs-)sichere Stromversorgung auch zukünftig das elementare Rückgrat und die Grundlage allen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Handelns sein wird unter Berücksichtigung vieler Nebenbedingungen wie z.B. die Reduktion von CO_2-Emissionen oder Kosteneffizienzkriterien. Vor diesem Hintergrund besitzen alle Maßnahmen und Systempfade (Stromspeicher, Rückverstromungskonzepte, Lastmanagement, flexible Kraftwerke, Stromnetzausbau etc.), die hierzu einen Beitrag leisten und notwendig sind, höchste Priorität. In diesem Kontext besitzt der aus einer Residuallast resultierende Überschussstromanteil nur eine geringe Bedeutung für eine großskalige Produktion von Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen oder Chemieprodukten.

Verwendet man den Begriff des Überschussstroms im Sinne einer zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugung, kann eine Konkurrenzsituation zwischen den Systempfaden Wasserstoffnutzung für Brennstoffzellenfahrzeuge und der Verwendung des Wasserstoffs zur Herstellung von Chemieprodukten oder synthetischen Kraftstoffen nicht ausgeschlossen werden.

Der erneuerbar erzeugte Wasserstoff wird in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt und damit die Verkehrsnachfrage klimaverträglich gedeckt. Vor dem Hintergrund einer solchen Zielsetzung stellen prinzipiell der Einsatz von Biokraftstoffen oder Biogas, von Batterieelektrofahrzeugen und/oder Plug-in Hybrid-Pkw mögliche Alternativen dar. Ein Vergleich verschiedener Szenarien zeigt, dass die zukünftige Rolle der bestehenden Technik- und Kraftstoffoptionen sehr unterschiedlich gesehen wird. Fast alle Studien [133], [22], [134], [135] gehen davon aus, dass die zukünftige Verkehrsnachfrage durch einen Mix von Techniken und Kraftstoffen gedeckt wird. In der aktuellen Energiereferenzprognose [133], die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Auftrag gegeben wurde, wird in dem Zielszenario[12] davon ausgegangen, dass neben effizienzsteigernden Maßnahmen mit dem forcierten Einsatz von Biokraftstoffen, Biogasfahrzeugungen und Elektrofahrzeugen eine klimaverträgliche Deckung der Nachfrage möglich ist. Der Einsatz von Wasserstoff-Pkw spielt nur eine marginale Rolle. Dem gegenüber setzt das Innovationsszenario des WWF [134] auf den massiven Einsatz von Biokraftstoffen, die im Jahr 2050 einen Anteil von mehr als 60 % am verkehrsseitigen Energieverbrauch ausmachen. Auch hier ist der Einsatz von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen nur von untergeordneter Bedeutung. In der vom BMU initiierten Leitstudie [22] besitzt der Einsatz von Elektrofahrzeugen einen hohen Stellenwert flankiert von Hybrid-Fahrzeugen und wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen. In einem ambitionierten Szenario von [136], das sich auf Deutschland und die Substitution von Verkehrstechnologien mit hohem CO_2-Beitrag konzentriert, wird errechnet, dass im Jahr 2030 etwa 28 Millionen Pkw, 2 Millionen Leichttransporter und knapp 50.000 Busse jeweils mit Brennstoffzellenantrieb eingesetzt werden könnten, wozu in Deutschland ein zusätzlicher Ausbau der installierten Windanlagenleistung von etwa 240 GW gegenüber heute notwendig wären. Dies entspräche in etwa einer Verdopplung der Kraftwerkskapazität gegenüber der gesamten Kraftwerksleistung, wie sie von [136] in dem aktuellen Zielszenario für das Jahr 2050 berechnet wurde, die für die gesamte Stromversorgung notwendig ist. Die zusätzlich zu erzeugende Strommenge, die für den Betrieb der Elektrolyseure notwendig wäre, wird von [136] mit 257 TWh_{el} angegeben. Legt man den Stromverbrauch bzw. die Stromerzeugung des Zielszenarios (ca. 475 TWh_{el}) von [133] zugrunde, beträgt der Anstieg etwa 56 %. Andererseits wird nach Einschätzung der Autoren der Studie [136] durch den Einsatz dieser Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb etwa 360 TWh (1300 PJ) Benzin bzw. Diesel eingespart, wenn mit den Verbräuchen heutiger konventioneller Fahrzeuge verglichen wird.

10.4.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse

Geht man von einer im Sinne einer Residuallast verbleibenden Überschussstrommenge aus, dürften die in einigen Studien angegebenen Überschussstrommengen (siehe Anlage:

[12] Das CO_2-Reduktionsziel der Bundesregierung von 80% bis zum Jahr 2050 wird eingehalten

Systematische Studienauswertung) nicht ausreichen, um eine signifikante Anzahl von Brennstoffzellenfahrzeugen betreiben zu können. Unter diesen Randbedingungen dürfte auch der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sehr schwierig sein. Der im Vorprojekt definierte Systempfad einer Wasserstoffnutzung in brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen geht jedoch von einer zusätzlichen signifikanten Erhöhung der erneuerbaren Stromerzeugung aus und verfolgt eine großskalige Substitution von Benzin- und Dieselfahrzeugen und ist somit in einem breiteren Kontext zu sehen. Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur könnte das Land NRW eine geeignete Region darstellen, da hier bereits eine von der Industrie aufgebaute Wasserstoffinfrastruktur vorhanden ist, die ausgebaut, mit möglichen Kavernenspeichern z.B. in Epe vernetzt und genutzt werden könnte. Wie der effiziente Ausbau dieser vorhandenen Infrastruktur erfolgen müsste, ist derzeit ungeklärt.

Für eine klimaverträgliche Deckung der Verkehrsnachfrage ist der Einsatz von regenerativem Wasserstoff eine Option, die mit anderen Möglichkeiten konkurriert. Derzeit ist nicht hinreichend untersucht, welche Technik- bzw. Kraftstoffstrategien unter Beachtung technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien die Vorteilhafteste ist und welche Potenziale existieren. Auf der Grundlage des heutigen Kenntnisstandes kann davon ausgegangen werden, dass für die Deckung des personenbezogenen Straßenverkehrs mehrere Technik- und Kraftstofflinien zum Tragen kommen. Dies spiegelt sich nicht zuletzt in den oben zitierten Szenarien wider, in denen die Rolle der bestehenden Linien sehr unterschiedlich gesehen wird.

Es ist darauf hinzuweisen, dass im Fall eines massiven Einsatzes von Brennstoffzellenfahrzeugen die Stromnachfrage deutlich erhöht wird und ein signifikanter Kapazitätsbedarf notwendig ist. Welche Notwendigkeiten und Maßnahmen hieraus für das Stromversorgungssystem (z.B. netzseitige Auswirkungen, Kapazitätsbedarf) resultieren, ist bislang nicht hinreichend untersucht.

Obwohl davon ausgegangen wird, dass die Güterverkehrsnachfrage auch zukünftig steigen wird, fokussieren sich die vorliegenden Szenarien im Wesentlichen auf den Personenverkehr. Welche Technik- und Kraftstoffstrategien für den Güterverkehr möglich sind, findet in diesen Studien zu wenig Beachtung. Um die gesetzten übergeordneten CO_2-Minderungsziele einhalten zu können, ist auch eine Reduzierung der Kohlendioxidemissionen dieses Bereichs notwendig. Vor diesem Hintergrund könnten die Herstellung und der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf der Basis von regenerativem Wasserstoff (PtF) sowie von biogenen Kraftstoffen unter zusätzlicher Einbindung von Wasserstoff (B+PtF) mögliche Optionen sein und es gilt daher zu untersuchen, welche technischen und ökonomischen Potenziale bestehen sowie welche Voraussetzungen zum Heben dieser Potenziale notwendig sind.

10.5. Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie

10.5.1 Systemeinbindung – Status quo

Treibstoffe

Die heutige Verwendung von Treib- bzw.- Kraftstoffen im Verkehr basiert zum weitaus größten Teil auf den Mineralölprodukten Benzin und Diesel. Der gesamte Endenergiebedarf des Verkehrssektors betrug im Jahr 2013 etwa 2.612 PJ [137]. Davon entfällt die Hälfte auf Dieselkraftstoff, weitere 28 % auf Motorenbenzin (zusammen also 78 %) sowie 14 % auf Kerosin für den Flugzeugverkehr. Die alternativen Kraftstoffe Strom (2 %) und Biokraftstoffe (4 %) erreichen bisher nur einen Anteil von ca. 6 %. Der Verkehrssektor trägt damit zu etwa 20 % zu den energiebedingten THG-Emissionen in Deutschland bei.

Der größte Verursacher innerhalb des Verkehrssektors ist dabei der Straßenverkehr (Personen- und Güterverkehr) mit über 80 % Anteil am Energieverbrauch und mit ca. 13 % Anteil an den Gesamt-THG-Emissionen. Hier liegt daher auch der strategische Schwerpunkt für die „Verkehrswende“. Ziel der Bundesregierung ist es, die verkehrsbedingten THG-Emissionen um 10 % bis zum Jahr 2020 und um 40 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2005 zu senken. Eine wesentliche Strategie zur Zielerreichung ist die Diversifizierung der Energiebasis im Verkehr, d. h. die Einführung und Weiterentwicklung von alternativen Antrieben und Energieträgern [138]. Dazu gehört zum einen die Elektrifizierung des Verbrennungsmotors zu Hybridantrieben, die weitere Marktverbreitung von (Erd-) Gasantrieben sowie die Markteinführung von Fahrzeugen mit Batterie- bzw. Brennstoffzellenantrieb, zum anderen die Markteinführung bzw. -verbreitung der alternativen Kraftstoffe, zu denen langfristig insbesondere EE-Strom und damit synthetisierte flüssige und/oder gasförmige Kraftstoffe wie Methanol, Wasserstoff und Methan gezählt werden. Mit einer deutlichen Veränderung der Antriebs- und Kraftstoffstrukturen wird jedoch frühestens ab dem Jahr 2020 gerechnet (ebd.).

Die (genaue) Entwicklung der jeweiligen alternativen Antriebe und Kraftstoffe ist jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet. Diese resultieren u. a. aus den noch offenen Fragen nach den künftigen Kosten, der nötigen Infrastruktur und der politischen bzw. gesellschaftlichen Akzeptanz. In technischer Hinsicht entscheiden dabei häufig infrastrukturelle Fragen (und die damit verbundenen Kosten) über die Auswahl an Strategien. Zum Beispiel wird in [139] vorrangig auf elektrische Antriebe und stromerzeugte Flüssigkraftstoffe gesetzt, um einen treibhausgasneutralen Verkehrssektor zu erreichen. Die Verwendung von synthetischem Methan aus EE-Strom wird dagegen nicht berücksichtigt, weil dafür die bestehende Infrastruktur im Verkehrsbereich nicht ohne Anpassungen genutzt werden kann und weil die zugehörige Prozesskette ähnlich zu derjenigen für die Flüssigkraftstoffe ist. Im Unterschied dazu wird in [140] in drei verschiedenen Szenarien allein die mögliche Entwicklung von Methangas- und Brennstoffzellenantrieben und die resultierenden Energieverbräuche und

THG-Emissionen analysiert. Es lässt sich demnach festhalten, dass P2X Technologien und Pfade mittel- bis langfristig grundsätzlich eine wesentliche Rolle für die Dekarbonisierung des Straßenverkehrs spielen werden. Welche der verschiedenen Pfade in Zukunft gewählt bzw. gegangen werden ist jedoch noch Gegenstand von Untersuchungen und Diskussionen und ist letztlich abhängig von einem komplexen Gefüge an Einflussfaktoren.

(Chemische) Industrieprodukte

Der industrielle Endenergiebedarf in Deutschland betrug im Jahr 2010 etwa 720 TWh (davon ca. 500 TWh an Brennstoffen und 220 TWh an Strom) und hatte damit einen Anteil von 28 % am gesamten Endenergiebedarf. Die energiebedingten THG-Emissionen des Industriesektors summieren sich damit auf etwa 167 Mio. t CO_2 im Jahr 2010, ein Anteil von ca. 20 % am gesamten THG-Ausstoß von Deutschland [137]. Den Industriesektor kennzeichnet neben diesem hohen Energiebedarf an Brennstoffen und Strom jedoch auch ein hoher Bedarf an (insbesondere kohlenstoffhaltigen) Rohstoffen für die prozessbedingte Verarbeitung zu Produkten. Dies führt zu zusätzlichen THG-Emissionen, die im Jahr 2010 bei etwa 69 Mio. t $CO_{2äq}$ lagen (ebd.)[13] und damit zu rund 7 % der gesamten THG-Emissionen von Deutschland.[14] Der größte Teil der prozessbedingten THG-Emissionen entfällt dabei laut [139] auf Industriezweige der Chemischen Industrie (insbesondere bei großtechnischen Prozessen zur Herstellung von Basischemikalien wie z. B. Ammoniak und Methanol) und die Mineralindustrie (insbesondere Zement).

Die Herausforderung für den Industriesektor liegt also darin, neben der Senkung des Energieverbrauchs und der Umstellung des Energiebezugs auf erneuerbare Energien auch den Verbrauch von Rohstoffen zu senken und diese durch Rohstoffe auf EE-Basis zu ersetzen. Da bei industriellen Anwendungen aus ökonomischen Gründen bereits von einem sehr effizienten Umgang mit Energie und Rohstoffen ausgegangen werden kann, wird der Schwerpunkt für Strategien zur klimaneutralen Gestaltung der Industrie im Wechsel auf erneuerbare Energieträger und Rohstoffe liegen.

Diese Herausforderung und die Möglichkeiten zur Systemeinbindung von Power-to-Chemicals wird im Folgenden am Beispiel der Chemischen Industrie skizziert. Dazu ist der Rohstoffmix in Deutschland im Jahr 2008 (Stand 2008) in Abbildung 36 dargestellt. Demnach beruht der Rohstoffeinsatz in der Chemie-Industrie zu fast ¾ auf Naphta[15] und Erdölderivaten. Ferner kommen annähernd gleich verteilt Erdgas (14 %) und NAWARO zum Einsatz, Kohle spielt dagegen mit 1 % eine fast vernachlässigbare Rolle. Insgesamt basieren die Produkte der chemischen Industrie damit zu 86 % auf Rohstoffen fossilen Ursprungs.

[13] Zum Vergleich: In [139] wird für das Jahr 2010 eine Menge von rd. 58 Mio. t $CO_{2äq}$ an prozessbedingten THG-Emissionen angegeben.
[14] Bezogen auf die gesamten energiebedingten Emissionen sind es rund 9 %.
[15] Naphtha ist der Fachbegriff für Erdölfraktionen, die reich an Cycloalkanen (Cycloparaffine) sind. Diese können in Erdölraffinerien beim Cracken oder durch fraktionierte Destillation aus Rohöl gewonnen werden [www.wikipedia.de].

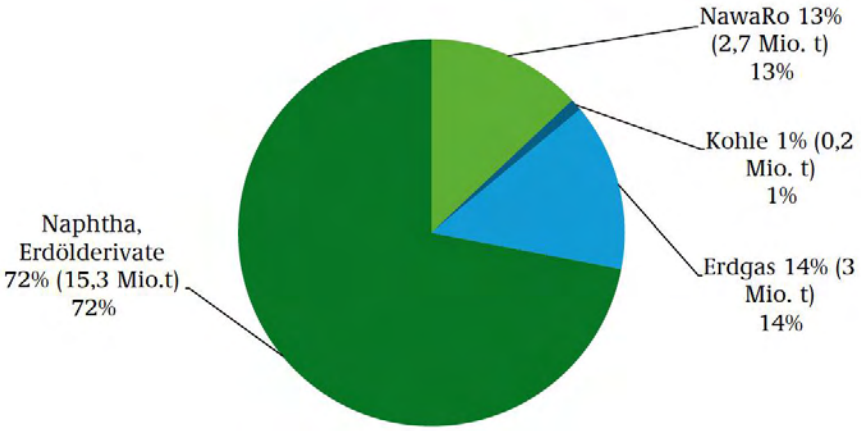


Abbildung 36: Der Rohstoffmix für die chemische Industrie in Deutschland im Jahr 2008 [139].

Zu den rohstoffintensiven Anwendungen mit hohen prozessbedingten THG-Emissionen in der chemischen Industrie gehören insbesondere die Ammoniak- und die Methanolsynthese sowie die petrochemische Herstellung von Olefinen wie z. B. Ethylen und Propylen als Grundstoffchemikalien für die Kunststoffindustrie [139]. Letztere erfolgt bisher maßgeblich durch das *Steamcracken* von Naphtha, was u. a. seinen sehr hohen Anteil am Rohstoffeinsatz erklärt. Olefine können jedoch alternativ dazu auch mit Hilfe des *Methanol-to-Olefine* (MTO) Prozesses aus Methanol erfolgen.

Bei der ***Methanolsynthese*** auf Basis eines katalytischen Prozesses *läuft (neben der Reaktion auf Basis von Kohlenmonoxid) folgende Reaktion ab*:

$CO_2+3H_2 \rightarrow CH_3OH+H_2O \qquad \Delta H^0(300K)=-49{,}6\ kJ/mol$

Damit kann direkt aus dem Treibhausgas CO_2 und regenerativ erzeugtem Wasserstoff Methanol hergestellt und weiter zu Olefinen verarbeitet werden. Der Umweg über eine Methanisierung (mit höherer Wärmefreisetzung), welche bisher nahezu ausschließlich zur Speicherung von EE-Strom diskutiert wird, und späterer Umsetzung zu Methanol entfiele somit.

Dies bildet einen der möglichen Ansatzpunkte in der chemischen Industrie, um den Einsatz von „fossilem“ Naphtha durch „regeneratives“ Methanol zu ersetzen und damit die prozessbedingten THG-Emissionen zu reduzieren. Das regenerativ erzeugte Methanol könnte zudem grundsätzlich auch direkt als Kraftstoff oder Kraftstoffadditiv im Verkehrssektor eingesetzt oder über den Methanol-to-Gasoline-Prozess in Kraftstoff umgewandelt werden.

Weitere gute Ansatzpunkte für die Systemeinbindung von PtG in der chemischen Industrie bestehen prinzipiell bei der Ammoniaksynthese. Wasserstoff ist neben Stickstoff (aus der Luft) der Grundstoff für die Ammoniaksynthese und kann zukünftig direkt durch „regenerativen“ Wasserstoff (EE-H_2) aus PtG Anlagen (Elektrolyse) ersetzt werden. Heute

wird das Synthesegas durch Dampfreformierung von Erdgas oder partielle Oxidation von Destillationsrückständen gewonnen. Je nachdem inwieweit das in diesen Prozessen anfallende Kohlenmonoxid bzw. -dioxid genutzt werden kann, entstehen prozessbedingte CO_2-Emissionen.

Über diese Kopplungsoptionen hinaus gibt es verschiedene alternative Herstellungsrouten und -verfahren wie z. B. den Fischer-Tropsch-Prozess, um erneuerbare Energien als Rohstoffe künftig in größerem Umfang als bisher in die Prozesse der Grundstoffchemie einzubringen.

10.5.2 Nutzungskonkurrenzen und Synergien

Im Folgenden wird nur auf die spezifischen Nutzungskonkurrenzen auf der Anwendungsseite in den Sektoren eingegangen. Dies erfolgt im Rahmen dieser Vorstudie überblicksartig bzw. beispielhaft. Eine vertiefende Analyse ist dem noch zu gründenden Virtuellen Institut vorbehalten. Darüber hinaus sind zusätzlich die Nutzungskonkurrenzen bezogen auf die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Überschussstrom selber zu beachten.

Treibstoffe

Die vielfältigen Prozessketten zu heutigen, konventionellen und künftigen, alternativen Kraftstoffen im Verkehr sind als vereinfachter Überblick in Abbildung 37 dargestellt. Zu jeder Kraftstoffart gibt es mindestens zwei verschiedene Umwandlungstechnologien bzw. führen verschiedene Systempfade. Dabei sind zusätzliche Abhängigkeiten zu beachten, z. B. dass Benzin und Diesel Koppelprodukte der Raffinerie sind und nicht unabhängig von einander hergestellt werden können oder dass für die Syntheseprozesse zusätzlich Kohlenmonoxid oder –dioxid gebraucht wird. Nicht jeder Kraftstoff passt zudem zu jedem Antrieb. Für manche Kraftstoffe wie z. B. die flüssigen Biokraftstoffe können weitgehend die vorhandene Infrastruktur und Antriebstechniken verwendet werden. Für die gasförmigen Kraftstoffe sind dagegen umfangreichere Anpassungen bei Infrastruktur, Tankstellen und/oder Antrieben nötig. Für Strom als Kraftstoff sind zunächst noch die entsprechenden Antriebe und Fahrzeuge (weiter) zu entwickeln sowie öffentliche Ladestationen aufzubauen. Die vielfältigen Nutzungsoptionen von P2X für die Herstellung von Kraftstoffen (PtF) und ihre Vor- und Nachteile sowie Chancen und Risiken sind daher sorgfältig und systematisch zu untersuchen.

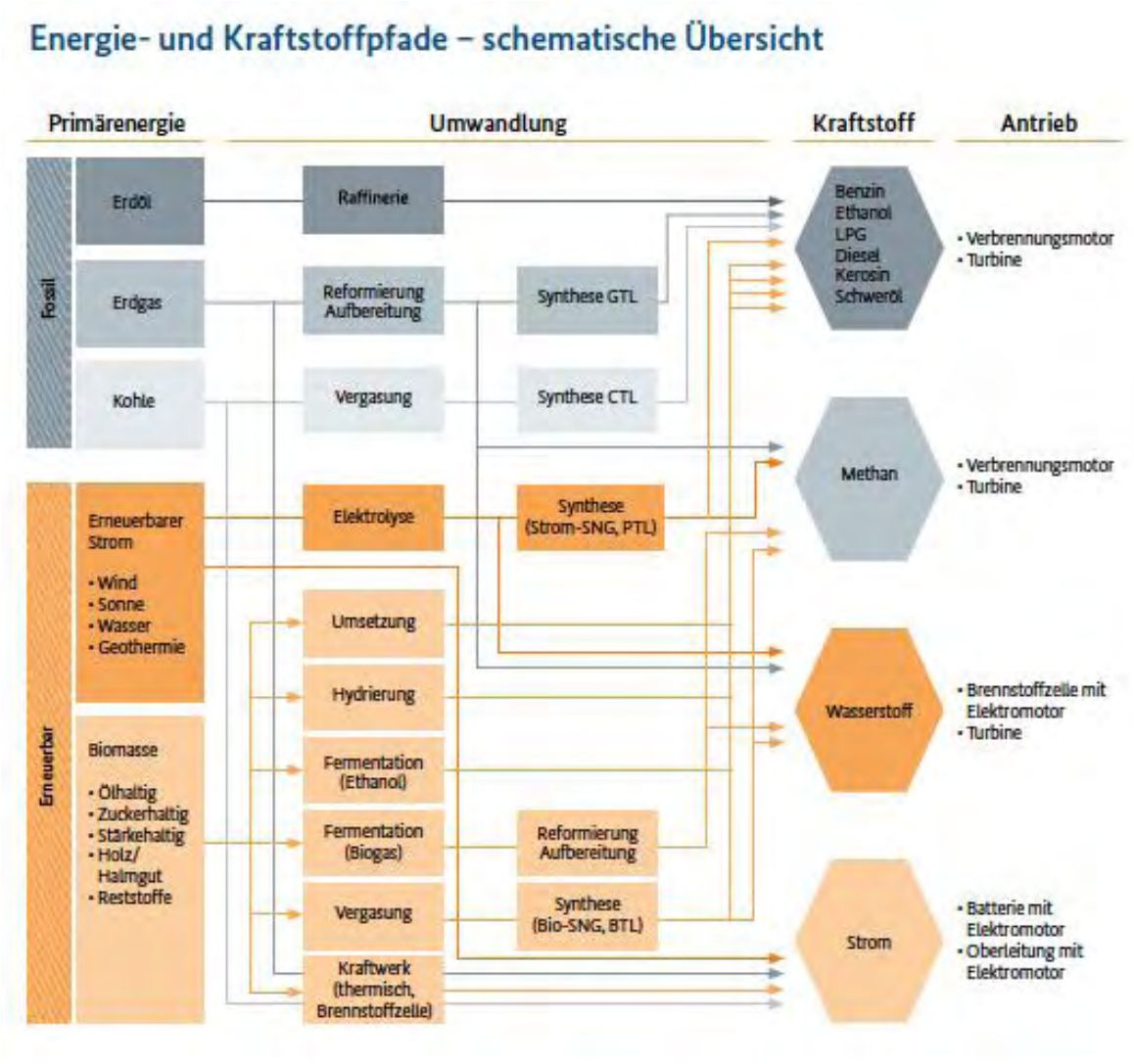


Abbildung 37: Vereinfachte Energie-Antriebe-Matrix nach MKS [138].

(Chemische) Industrieprodukte

Das vielfältige Angebot an Herstellungsverfahren und Prozessketten für die o. g. chemischen Grundstoffe führt grundsätzlich zu einer komplexen Bandbreite an Nutzungskonkurrenzen und möglichen Synergieeffekten. Dies wird beispielhaft in der Abbildung 38 deutlich, in der die verschiedenen Herstellungswege und einsetzbaren Rohstoffe für die Erzeugung von Olefinen auf Basis von Methanol bzw. Ethanol dargestellt werden. Die Nutzungsoptionen von PtG bzw. PtC und ihre Vor- und Nachteile sowie Chancen und Risiken sind daher sorgfältig und systematisch zu untersuchen.

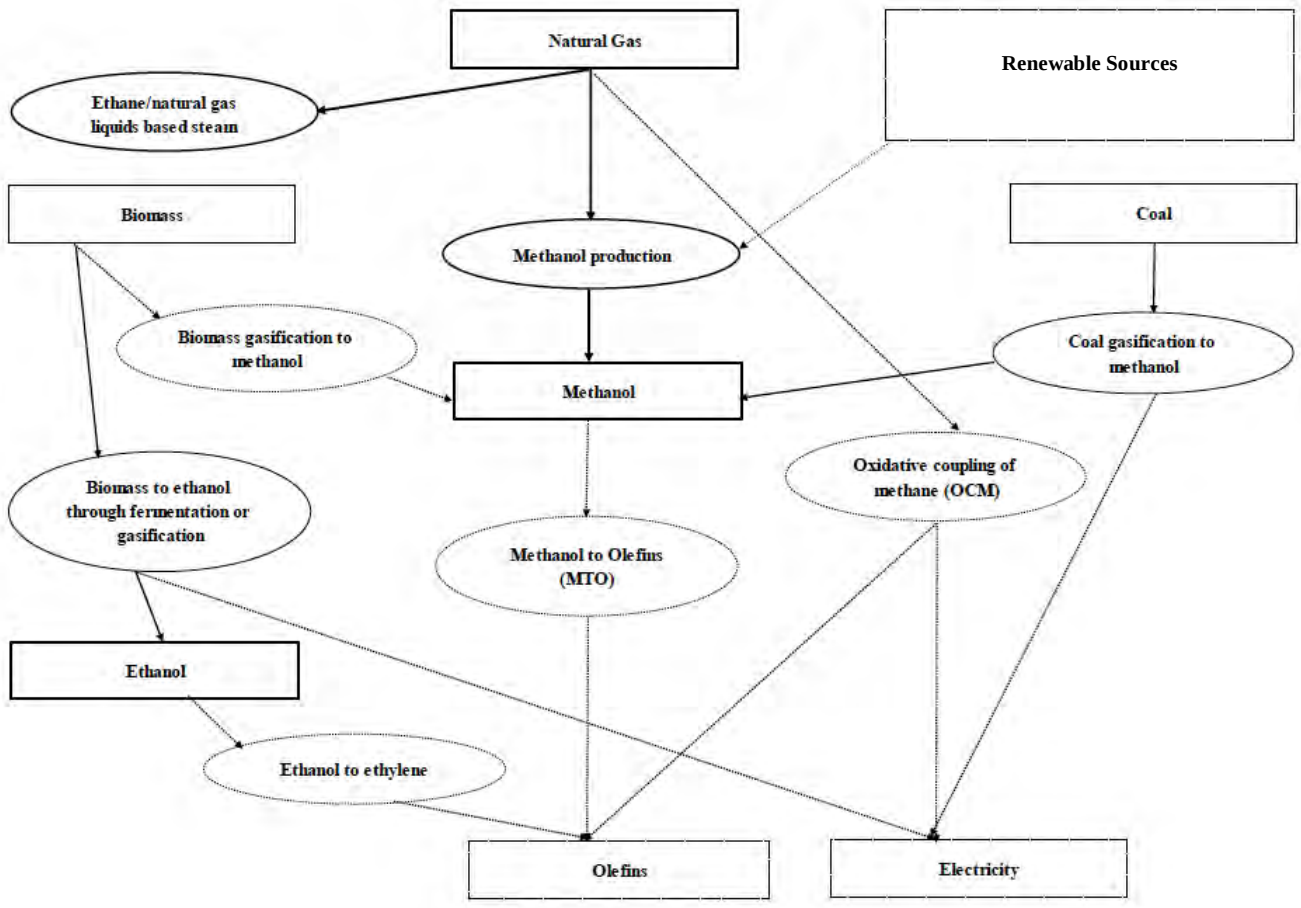


Abbildung 38: Alternative Herstellungswege von Olefinen aus Methanol sowie Ethanol und Ethan. Volle Linien stehen für kommerziell verfügbare Technologien und gestrichelte Linien für aktuell noch nicht kommerziell verfügbare Technologien. Abbildung nach [141].

10.5.3 Synthese bisheriger Erkenntnisse

Treibstoffe

Für die „Verkehrswende“ wird von der Politik grundsätzlich eine Diversifizierung der Energie- und Antriebsbasis angestrebt. Hierfür gibt es aus (system-)technischer Sicht eine Reihe an möglichen Lösungsoptionen. Aufgrund der hohen Potenziale und Ziele für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien spielt dabei sowohl die direkte Verwendung von Strom in Batteriefahrzeugen und Plug-In Hybriden als auch die indirekte Verwendung über die Synthese von gasförmigen bzw. flüssigen Kraftstoffen eine zentrale Rolle. Die künftigen Entwicklungspfade hängen jedoch ebenfalls von einer Reihe an unterschiedlichen, auch nicht technischen Faktoren ab. Das Land NRW ist davon aufgrund seiner hohen Verkehrsleistungen und Kraftstoffnachfrage besonders betroffen. Daher ist näher zu untersuchen, welche der vielfältigen P2X Optionen und Pfade langfristig am besten zur Infrastruktur und den angestrebten Entwicklungen von NRW passen.

(Chemische) Industrieprodukte

Der Industriesektor, insbesondere die Chemie-, Mineral- und Stahlindustrie, hat einen hohen Energieträgerbedarf zur energetischen und stofflichen Verwendung. Als Feedstock (v.a. in der Petrochemie) werden auch kohlenstoffhaltige Energieträger benötigt. Der Brennstoffbedarf kann dabei zum einen aus verfahrenstechnischen Gründen nicht durchgängig durch Strom substituiert werden. Zum anderen wäre eine vollständige Substitution auch nicht per se sinnvoll, weil die Industrie einen hohen grundlastartigen Energiebedarf hat. Sollte diese durch Strom aus fluktuierenden EE-Quellen gedeckt werden, hätte dies einen sehr hohen elektrischen Energiespeicherbedarf zur Folge. Wo Kohlenstoff als Reduktionsmittel benötigt wird, wie in der Stahlindustrie, kann Wasserstoff seine Rolle einnehmen.

Für die Dekarbonisierung des Industriesektors sind daher die P2X Optionen, insbesondere die verschiedenen Syntheseprozesse mit denen die benötigten Rohstoffe und/oder Grundstoffchemikalien hergestellt werden können, von besonderer Bedeutung. Zentrale Voraussetzung dafür ist es, den benötigten Kohlenstoff klimaneutral bereit zu stellen und die entstehenden industriellen CO_2-Emissionen abzuscheiden und wieder zu verwenden. Als klimaneutrale CO_2-Quellen kommen nur biogene Energieträger und Rohstoffe in Betracht. Darüber hinaus bleibt sonst nur noch die Option das CO_2 wieder aus der Luft abzutrennen und für die Prozesse verfügbar zu machen. Dieser Prozess ist jedoch energieintensiv und daher so weit wie möglich zu vermeiden.

Angesichts des großen Anteils der energie- und rohstoffintensiven Industriezweige und der damit verbundenen Infrastrukturen im Land NRW ist es wichtig, näher zu untersuchen, welche strategische Bedeutung die P2X Optionen für das Land NRW haben und umgekehrt, welche Bedeutung die NRW-Infrastrukturen für den Aufbau und die Nutzung von P2X im Rahmen der Energiewende hat.

10.6. NRW-Relevanz

Aufgrund seiner historischen Entwicklung und seiner gewachsenen Industriestruktur besitzt das Land NRW eine ausgeprägte Energieversorgungsinfrastruktur und besitzt eine Vielzahl spezifischer Charakteristika, die für die Umsetzung von PtG von Relevanz sind. Dazu gehören die folgenden Merkmale von NRW,

- eine derzeit sehr große installierte Leistung konventioneller Kraftwerke für die öffentliche und industrielle Stromversorgung, hauptsächlich auf der Basis von Braun- und Steinkohle,
- große Gebiete mit sehr hoher Besiedlungsdichte wie zum Beispiel das Ruhrgebiet und die größte Einwohnerzahl aller Bundesländer,
- ein sehr hoher Anteil energieintensiver Betriebe und insgesamt die höchste industrielle Energieintensität aller Bundesländer,
- insbesondere viele energieintensive Betriebe der metallerzeugenden Industrie sowie der Grundstoffchemie,
- ein eng vermaschtes Stromnetz, große Fernwärmenetze sowie ein ausgebautes Gasnetz mit Gasspeichern,
- eines der europaweit größten Wasserstoffleitungsnetze, das einige Wasserstoffhersteller und Industriebetriebe in NRW verbindet
- hohe Anzahl an PKW, Verkehrsleistungen, Autobahnen etc.

Sowohl die große Einwohnerzahl (NRW hat 22 % der Einwohner Deutschlands auf 10 % der Fläche Deutschlands) als auch die genannten Industrien verursachten einen hohen Energiebedarf. NRW verbrauchte im Jahre 2011 ca. 125 TWh [142] Strom, das waren ca. 25 % bezogen auf den bundesweiten Stromverbrauch in Höhe von 524 TWh (ebd.) [143]. In NRW wird ungefähr 50 TWh mehr Strom erzeugt als verbraucht und damit exportiert. Die inländische Stromerzeugung wird allerdings im Vergleich mit dem Bund zu überdurchschnittlichen Anteilen aus Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und sonstigen konventionellen Energieträgern und zu unterdurchschnittlichen Anteilen aus Wind, Photovoltaik (PV) und Wasserkraft erzeugt (vgl. Tabelle 1 und **Tabelle 2** auf Seite 30). Wenn die Energiewende weiter fortschreiten und damit der Anteil konventioneller Stromerzeugung weiter zurückgehen wird, wird NRW wahrscheinlich zum Stromimportgebiet, da die Fläche und das Dargebot nicht ausreichen wird, um den Strombedarf der Bevölkerung und der Industrie allein aus Wind und PV zu decken. Dies würde den Ausbau des Stromnetzes erfordern, insbesondere gut ausgebaute Zuleitungen von den Offshore-Windparks, oder den Bau zusätzlicher Gaskraftwerke, die zumindest zum Teil mit erneuerbarem Wasserstoff (via Elektrolyse) betrieben werden müssten.

Wegen des unterdurchschnittlichen Anteils von Wind und PV in NRW sind große Stromüberschussmengen aus Wind und PV eher außerhalb NRW zu erwarten. Die Frage, bis zu welcher Entfernung ein Strom- und/oder Gastransport von den Erzeugungsanlagen der

Stromüberschüsse nach NRW sinnvoll ist, ist bislang ungeklärt und bedarf einer eingehenden systemanalytischen Betrachtung.

Neue Infrastrukturen wie z. B. Wasserstoff-Tankstellen, Ladestationen für Elektroautos, oder Nahwärmenetze können in Gebieten mit hoher Besiedlungsdichte wie z. B. in NRW eher die Wirtschaftlichkeit erreichen als in gering besiedelten Gebieten.

Das vorhandene Wasserstoffleitungsnetz begünstigt die Einspeisung und direkte industrielle Verwendung von Elektrolyse-Wasserstoff (Systempfad „Treibstoffe und andere chemischen Produkte für die Industrie“).

11. Forschungsempfehlungen für das Virtuelle Institut

Abgeleitet aus den systemanalytischen Betrachtungen und der Studienauswertung

Aussagen zu Flexibilisierungsoptionen des strom-, gas- und wärmebasierten Energieversorgungssystems erfordern eine fundierte systemanalytische Betrachtung, um der hohen Komplexität und den vielfachen Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Infrastruktursystemen und Technologien gerecht werden zu können. Hierzu bedarf es einer räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Betrachtung. Die Studien, die im Rahmen des Vorprojekts (siehe Kapitel 6) ausgewertet wurden, beleuchten zwar eine Vielzahl von Einzelaspekten, zeichnen jedoch kein vollständiges und aussagekräftiges Gesamtbild, das eine abschließende Bewertung der in diesem Projekt ausgewählten Systempfade erlaubt. Bei fast allen untersuchten Studien erfolgen die Analysen in einem nationalen Kontext und ein Rückschluss auf NRW mit seinen spezifischen Merkmalen ist kaum möglich. Die Flexibilisierung des Energieversorgungssystems wird maßgeblich durch Infrastrukturen geprägt. Aufgrund seiner Historie und seiner Industriestruktur besitzt NRW ein hochentwickeltes Infrastruktursystem. Besonders hinzuweisen ist auf ein eng vermaschtes Stromnetz mit einer Vielzahl von Einspeisern, auf große Fernwärmenetze sowie eine weitreichende und sehr durchflussstarke Erdgasinfrastruktur. Verglichen mit anderen Regionen und Bundesländern verfügt NRW auch über eine industrielle Wasserstoffinfrastruktur, die möglicherweise eine gute Basis für die Umsetzung von PtG Optionen darstellt. Daher bieten sich für das Land NRW eine Vielzahl von Möglichkeiten, um ein zukünftiges Energieversorgungssystem flexibler zu gestalten. Vor diesem Hintergrund wird aus systemanalytischer Perspektive ein signifikanter forschungsspezifischer Handlungsbedarf gesehen, der nachfolgend aufgelistet wird.

- Wir empfehlen eine NRW-spezifische Potenzialanalyse von PtG-Optionen unter besonderer Berücksichtigung räumlicher Gegebenheiten (z.B. Stromnetz, Gasnetz, Standorte von Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen) orientiert an den Zielen des Klimaschutzplans von NRW. Diese sollte beinhalten:
    - Definition des Begriffs „Überschussstrom“ und NRW-spezifische Abschätzung von Überschussstrommengen unter besonderer Berücksichtigung nationaler und internationaler Wechselwirkungen
    - Einordnung und Bewertung der Systempfade unter Berücksichtigung unterschiedlicher Überschussstromdefinitionen
    - Abschätzung eines möglichen Langzeitspeicherbedarfs von Elektrizität für NRW
    - Analyse geplanter bzw. möglicher Ausbaustrategien des Stromnetzes als räumliche Flexibilisierungsoption
    - NRW-spezifische Analyse von möglichen CO_2-Quellen (CCS, Biogasanlagen) unter besonderer Berücksichtigung des NRW Klimaschutzplans
    - Regionalspezifische Identifikation und Analyse von geeigneten Standortfaktoren für verschiedene PtX-Anlagen in NRW und angrenzenden Bundesländern

- Das tatsächlich realisierbare Potenzial von DSM Prozessen als kostengünstige Flexibilisierungsoption muss unter NRW-spezifischen Charakteristika (z.B. Industriebranchen und -struktur etc.) an realen Beispielen analysiert werden.
- Für PtF- und PtC-Techniken empfiehlt sich eine ökologische, energetische und kostenseitige Analyse im Kontext konkurrierender Systempfade und alternativer Optionen unter Berücksichtigung vollständiger Prozessketten.
- Eine NRW-spezifische Potenzialanalyse von PtC Optionen unter besonderer Berücksichtigung der NRW-Industriestruktur sollte erstellt werden.
- Die Bandbreite synthetischer Kraftstoffe muss analysiert und für den Einsatz besonders im Güterverkehr bewertet werden.
- Für NRW wird eine systematische und vergleichende Bewertung von verschiedenen Optionen zur Deckung der Energienachfrage im Verkehrssektor (Brennstoffzellenfahrzeuge, Elektrofahrzeuge, Erdgasfahrzeuge, LNG-Trucks etc.) insbesondere auch im Güterverkehr unter Berücksichtigung sektorübergreifender und/oder sektorspezifischer CO_2-Emmissionsziele benötigt.
- Eine Bewertung der Systempfade muss unter Berücksichtigung der in NRW bestehenden H_2-Infrastruktur erfolgen.
- Für NRW muss das KWK-Flexibilisierungspotenzial unter besonderer Berücksichtigung der bestehenden Fernwärmeinfrastruktur analysiert werden.
- Eine Bewertung, der Vergleich und die priorisierende Einordnung der verschiedenen Systempfade muss vor dem Hintergrund des zeitlichen Verlaufes des Transformationsprozesses durchgeführt werden.
- Experimentelle Erfahrungen zur Realisierung von PtG-Gesamtsystemen (komplette Systempfade) fehlen und sollten dringend gewonnen werden, um entscheidende Fortschritte zur technischen Implementierung ins Energiesystem zu erzielen.
- Soziale Faktoren (Akzeptanz, Treiber und Hemmnisse) für die jeweiligen Systempfade sollten identifiziert und bewertet werden.

Abgeleitet aus den technologischen Betrachtungen

Für die Analyse von Flexibilisierungsoptionen im Energieversorgungssystem müssen belastbare Informationen zu relevanten Technologien und deren Wechselwirkungen untereinander vorliegen. Dies beinhaltet Kennwerte zur Energieeffizienz, zum Teillastverhalten und anderen technischen Parametern sowie zur Wirtschaftlichkeit. Die Ausführungen in Kapitel 9 sowie die Technologiecharakterisierungen in Form der beigefügten Steckbriefe zeigen jedoch, dass zu einer Vielzahl von Technologien entsprechende Daten nicht verfügbar sind. Aus technologischer Perspektive bestehen daher folgende Handlungsbedarfe.

Handlungsempfehlungen zum Pfad „Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung“:

- Die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze ist innerhalb gewisser technischer Grenzen möglich. Offen ist hingegen die wesentliche Frage, wo die Einspeisung konkret geschehen soll. Es gilt die Nähe zu EE-Anlagen (Windkraft, PV) sowie zu geeigneten Knotenpunkten zwischen Strom- und Gasinfrastruktur zu bewerten. Zusätzlich zur Ortsauflösung der Netztopologie sollten auch unterschiedliche Spannungs- und Druck-Niveaus sowie zu erwartende Volumenströme Berücksichtigung finden, um die Bestimmung einer tatsächlich technisch möglichen H_2-Einspeisemenge zu leisten.
- Für die fast unbegrenzt mögliche Einspeisung von synthetischem Methan ins Erdgasnetz mangelt es noch an Kenntnissen zur Lösung der Herausforderungen: Erschließung von CO_2-Quellen (tatsächliche Potentiale insbesondere aus Biomasse und Industrie, Transportwege, Reinheit), fluktuierende Betriebsweisen, Teillastverhalten.
- Richtungsweisend für PtG-Technologien könnte die Forschungsfrage sein, in welcher Größenskala die Speicherung am ehesten wirtschaftlich realisierbar wird. Die Begriffe „Small Scale PtG“, „Mid Scale PtG“ und „Large Scale PtG“ sollten definiert und in geeignete Anwendungsszenarien eingeordnet werden.
- Damit verbunden ist die Forschungsfrage, ob große, zentrale PtG Speicher (inkl. Kavernen) in Verbindung mit Einspeisung (Wärmemarkt) oder zum Zweck der Rückverstromung (Strommarkt) einen sinnvolleren Beitrag als Speicher für das Energiesystem leisten können. Die Wechselwirkung mit der Strominfrastruktur (Regelleistung) je nach Standort muss dazu verstanden sein.
- Kleinere, dezentral aufgestellte Anlagen könnten an kritischen Strominfrastruktur-knotenpunkten negative Regelleistung anbieten und somit andere Netzanpassungen oder –Ausbauten reduzieren. Hier gilt es, technisch detailliert Machbarkeit und Potentiale zu ergründen und Vor- und Nachteile zu anderen Flexibilisierungsoptionen (PtH, DSM) abzuwägen.
- Die grundsätzliche Frage nach potenziellen PtG-Betreibern gilt es offen zu erörtern und je nach Marktmodell und Randbedingungen (Förderung, Umlagen, Preisentwicklungen, CO_2-Zertifikatehandel) Empfehlungen abzuleiten.
- Die Optionen zur Rückverstromung idealerweise unter Nutzung der entstehenden Abwärme (höchste Gesamtwirkungsgrade durch Kraft-Wärme-Kopplung) müssen dringend für zentrale wie dezentrale Szenarien erörtert und in ihrer ökologischen und ökonomischen sowie technischen (z.B. netzdienlichen) Bilanz gegenübergestellt werden.
- Aktuell werden KWK-Technologien der kleinsten Leistungsklasse (µKWK) im Haushalts- und Gewerbebereich nicht stark nachgefragt. Es gilt daher zu ergründen, wie das Effizienzsteigerungspotential dieser ausgereiften Technik erfolgreich genutzt werden kann bzw. welche Anwendungen in der Breite wirtschaftlich darstellbar sein werden.
- Im Bereich Endanwendung ist zu prüfen, wie sich ändernde Gasqualitäten (insbes. durch Wasserstoffbeimengung) auf Betrieb und Emissionen auswirken.

Handlungsempfehlungen zum Pfad „Strom zu Wärme“:

- Die möglichen Rollen von PtH (z.B. Elektrokessel) und PtG (je nach Charakteristika von PEM, AEL, SOEC) als Netzdienstleistung (schnell zuschaltbare Verbraucher) sollten technisch, regulatorisch und ökonomisch überprüft und gegenübergestellt werden.
- Wärmepumpen bieten neben der möglichen Bereitstellung von Regellast (DSM) die Chance, dezentral in Verbindung mit einem Pufferspeicher ein Vielfaches der aufgenommenen elektrischen Energie in Form von gewonnener Umweltwärme nutzbar zu machen (PtH). In Anbetracht der Diversifizierung der Anlagentechnik sind hier regelungstechnischer Aufwand sowie Investitionen in Technik sowie die Erschließung der Umweltwärmereservoirs und die Konkurrenzen von PtH zur Gaswärmepumpe, µ-KWK und Brennwerttechnik plus Solarthermie im Hinblick auf Flexibilität, Emissionen und Amortisationszeiträume auszuloten.
- In welchem Maße können PtH und Wärmespeicher zur Flexibilisierung und erhöhten Laufzeiten von KWK-Anlagen aller Leistungsklassen beitragen?
- In der Industrie existieren gewaltige Potentiale für die zeitliche Flexibilisierung von Energiebedarf, die als Netzdienstleistung angeboten werden können und teilweise bereits genutzt werden. Auch bivalente Auslegungen (Gas/PtH) sind in einigen Fällen denkbar oder bereits Realität und könnten besonders gut auf den Energiemarkt reagieren. Das Funktionsprinzip von PtH/DSM zur Integration regenerativer Energien an repräsentativen, für NRW charakteristische Industriestandorten zu demonstrieren sollte ein Ziel zukünftiger Arbeiten sein. Die Erschließung großer flexibler Lasten ist schließlich einem dezentralen Ansatz gegenüberzustellen und zu bilanzieren.

Handlungsempfehlungen zum Pfad „Flexibilisierung durch Lastverschiebung“:

- Bei der Integration größerer und systemdienlich regelbarer KWK-Anlagen in bestehende Wärmenetze (DSM) sollte die Optimierung der Stromproduktion durch geeignete Fahrweise sowie durch den möglichen Einsatz von Brennstoffzellen-KWK berücksichtigt und ein optimales Speichermanagement erarbeitet werden.
- Eine stromgeführte statt wie bisher üblich wärmegeführte KWK-Fahrweise zu Zeiten fehlender EE-Erzeugung bildet ein stromversorgungsoptimiertes ausspeicherndes Glied in der PtG-Prozesskette, während zu EE-Überschusszeiten Elektrokessel negative Regellast anbieten (PtH) und weiteren EE-Strom in Form von Wärme nutzbar machen können. Die Konkurrenz/Synergie zwischen PtG und PtH/DSM sollte Gegenstand der Forschung sein.
- Die Arbeit an einer weiteren Optimierung des Einsatzes von KWK-Technologien sollte mit Hinblick auf Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) sowie der intelligenten Anlagenfahrweise in Kombination mit Wärme/-Kältespeichern erfolgen. Die Bereitstellung von Kälte in den Sommermonaten stellt eine logische Fortsetzung des KWK-Gedankens dar.

- Es ist darzustellen, wie das von der Bundesregierung vorgegebene Ziel, den KWK-Stromerzeugungsanteil bis zum Jahr 2020 auf 25 % zu erhöhen, einzuhalten ist.
- DSM besitzt ein weites Anwendungsportfolio. Insbesondere sind auch die Kälteerzeugung (z.B. flexible Fahrweise von Kühlhäusern) und die zeitlich verschiebbare stoffliche Produktion in vielen Industriebereichen zu nennen (z.B. Aluminium-Elektrolyse, Chlor-Elektrolyse, Holzstoffherstellung, Stahlerzeugung (Lichtbogenöfen)). Im Virtuellen Institut gilt es, auf die spezifischen DSM-Potenziale in NRWs Industrie näher einzugehen und vorhandene Studienergebnisse (siehe Steckbrief „Lastmanagement“) auf das Bundesland sowie seine tatsächlichen Verbraucher nachzuschärfen.
- Technisch und ökonomisch sollte der nötige Aufwand zur DSM-Ertüchtigung vorhandener Anlagen ggf. anhand wesentlicher Beispiele dargestellt werden.

Handlungsempfehlungen zum Pfad „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“:

- Als zentrales Element dieser Prozesskette bedarf die Elektrolyse weiterer Kostensenkungen. Diese sollten über verbesserte Katalysatoren, erhöhte Stromdichten und reduzierten Materialbedarf, sowie Wirkungsgradsteigerungen und verlängerte Lebensdauern erfolgen.
- Zur großtechnischen Umsetzung bedarf es einer Hochskalierung und Erprobung aller Schlüsselkomponenten, zu denen die Elektrolyse, die H_2-Kaverne, die H_2-Pipeline und die H_2-Tankstelle inklusive Verdichter zählen.
- Neben der technischen Entwicklung der einzelnen Elemente ist insbesondere die Erprobung im Verbund erforderlich, um das Zusammenspiel unter dynamischen, realistischen Bedingungen zu testen und zu optimieren.
- Zur erfolgreichen Markteinführung ist eine informative Öffentlichkeitsarbeit erforderlich, um die Öffentlichkeit mit dem Thema Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien vertraut zu machen.
- Neben der Akzeptanzfrage ist ebenfalls das Vorhandensein einer Wasserstoffinfrastruktur, insbesondere der Wasserstofftankstellen, notwendig. Da diese Infrastruktur vor allem in der Markteinführungsphase nicht rentabel sein wird, wird empfohlen, dass das Virtuelle Institut Marktmodelle, Förderbedingungen und rechtliche und technische Rahmenbedingungen abgleicht und ggf. neu entwickelt und somit eine öffentliche Diskussionsgrundlage zur Wasserstoffmobilität schafft.

Handlungsempfehlungen zum Pfad „Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie“:

- Eine belastbare Untersuchung der kommerziellen Prozesse zur Umsetzung von Synthesegas zu Methan und Wertprodukten hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit in einem

Energiesystem mit schwankender Energie- und Rohstoffversorgung wurde bislang nicht systematisch publiziert und stellt eine Forschungsaufgabe dar. Eine Priorisierung kann nach Relevanz und Verfügbarkeit großtechnischer Verfahren erfolgen.

- Die Methanisierung sollte den Ansatzpunkt für detaillierte Untersuchungen bieten, da sie im Vergleich zu anderen, komplexeren Reaktionen leichter zu realisieren ist und so sinnvolle Untersuchungsmethoden und gezielte Katalysatoroptimierungen grundlegend entwickelt werden können.
- Unter Verwendung der Ergebnisse für die Methanisierung sollte eine Identifizierung der Potentiale weiterer geeigneter Verfahren und Syntheserouten inkl. detaillierter Prozessauslegung erfolgen.
- Die Anpassung und Auslegung modifizierter Verfahren sollte durch Simulation einer Teillastfahrweise durch fluktuierende Stoffströme und deren Einfluss auf die Wärmebilanz der Verfahren erfolgen.
- Subsummierend kann eine Analyse des Klimaschutzpotentials durch die Verwendung von CO_2 als Rohstoff in einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf durchgeführt werden.
- Zur Kostenreduktion sollten experimentelle Untersuchungen kommerzieller Katalysatoren im Hinblick auf die Verwendung in volatil ausgelegten Verfahren und deren Einfluss auf die thermische Stabilität der Katalysatoren erfolgen, die zu Optimierungen oder Neuentwicklungen beitragen können.
- Des Weiteren sollte die Entwicklung neuer Katalysatoren mit einer erhöhten thermischen Stabilität auch auf eine reduzierte Anfälligkeit gegenüber den in den eingesetzten Rohgasen enthaltenen Verunreinigungen abzielen.
- Zur abschließenden Beurteilung unterschiedlicher Materialien und Katalysatordesigns sind Langzeituntersuchungen vonnöten.

Empfehlung zur Themenerweiterung

Für wissenschaftliche Folgeprojekte des Virtuellen Institutes Strom zu Gas und Wärme empfiehlt sich die inhaltliche Erweiterung durch Hinzunahme des Themas „Biologische Methanisierung“, das durch ein Institut mit Spezialisierung auf diesem Gebiet abgedeckt werden sollte. Ein Kontakt zum Institut Fraunhofer UMSICHT wurde bereits aufgebaut.

Empfehlung zur Vernetzung

Des Weiteren empfehlen sich der intensivierte wissenschaftliche Austausch und Partnerschaften mit kompetenten Akteuren der Energiewende. Hier seien beispielhaft der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) mit Sitz in Bonn oder der Deutsche Wasserstoff-Verband (DWV) mit Sitz in Berlin genannt. Auch die inhaltlichen Schnittstellen zu anderen bestehenden oder in Zukunft entstehenden thematisch nahen Virtuellen Instituten in NRW sollten identifiziert werden und dem Erfahrungsaustausch dienen.

12. Literaturangaben

[1] Technology Roadmap Energy Storage, International Energy Agency (iea), 9 rue de la Fédéracion, 75739 Paris Cedex 15, France (2014). — www.iea.org

[2] OERTEL, DAGMAR: Energiespeicher - Stand und Perspektiven, Büro Für Technikfolgen-Abschätzung Beim Deutschen Bundestag, Neue Schönhauser Str. 10, 10178 Berlin (2008). — http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf

[3] EUROPEAN COMISSION: *Secure, Clean and Efficient Energy*. URL http://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/h2020-section/secure-clean-and-efficient-energy. - abgerufen am 2014-10-09. — Horizon 2020

[4] *Bundesbericht Energieforschung 2014* : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsgb.), Projektträger Jülich (Red.), 2014

[5] Die Bedeutung von Stromspeichern im Energiesystem, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014)

[6] EUROPEAN COMISSION: *Call for competitive low-carbon energy H2020-LCE-2015-3 Topic: Large scale energy storage LCE-09-2015*. URL http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/opportunities/h2020/topics/1149-lce-09-2015.html

[7] *EnergieRegion.NRW - Übersicht der Firmen, Forschungsakteure und Projekte*. URL http://www.energystate.de/uebersicht.php?id=6&lang=de. - abgerufen am 2014-02-03. — Kompetenzenatlas Kategorie: Brenstoffzelle und Wasserstoff

[8] ENTWURF DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGSNETZBETREIBER: Netzentwicklungsplan Gas 2013 (2013)

[9] *Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW*. URL http://www.brennstoffzelle-nrw.de/. - abgerufen am 2014-02-03

[10] *EnergieRegion.NRW - Detailansicht*. URL http://www.energystate.de/content2.php?lang=de&id=92&subid=4. - abgerufen am 2014-02-03

[11] ENERGIEAGENTUR.NRW ; ENERGIEREGION.NRW ; CLUSTER NORDRHEIN-WESTFALEN: *Kompetenzatlas*. URL http://www.energystate.de/allmap.php?lang=de. - abgerufen am 2014-06-08. — energystate.de

[12] SCHILL, WOLF-PETER: *Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany*, *DIW Discussion Paper 1316*. Berlin : Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW), 2013

[13] KRZIKALLA, NORBERT ; ACHNER, SIGGI ; BRÜHL, STEFAN: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*, *Studie des BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*. Bochum : Ponte Press, 2013 — ISBN ISBN 978-3-920328-64-5

[14] MÜLLER-SYRING, GERT ; HENEL, MARCO ; KÖPPEL, WOLFGANG ; MLAKER, HERWIG ; STERNER, MICHAEL ; HÖCHER, THOMAS: *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. Bonn : Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V. (DVGW), 2013

[15] VDE: *Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Frankfurt/Main : Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2012

[16] CONSENTEC ; IAEW: *Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen* (Untersuchung im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin). Aachen : CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, 2011

[17] SRU: *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten (Sachverständigenrat für Umweltfragen)*. Berlin : Erich Schmidt Verlag, 2011 — ISBN ISBN 978-3-503-13606-3

[18] UECKERDT, FALKO ; LUDERER, GUNNAR ; MÜLLER-HANSEN, FINN: *Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan*. Bonn : DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2013

[19] HENNING, HANS-MARTIN ; PALZER, ANDREAS: *Energiesystem Deutschland 2050*. Freiburg : Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2013

[20] HARTMANN, NIKLAS: *Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland: Speichersimulation und Betriebsoptimierung*, Universität Stuttgart, Dissertation, 2013

[21] HARTMANN, NIKLAS ; ELTROP, LUDGER ; BAUER, NIKOLAUS ; SALZER, JOHANNES ; SCHWARZ, SIMON ; SCHMIDT, MAIKE: *Stromspeicherpotentiale für Deutschland*. Stuttgart : Universität Stuttgart, IER, IHS; ZSW, 2012

[22] NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; NAEGLER, TOBIAS ; HEIDE, DOMINIK ; LUCA DE TENA, DIEGO ; TRIEB, FRANZ ; SCHOLZ, YVONNE ; NIENHAUS, KRISTINA ; GERHARDT, NORMAN ; U. A.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011)*. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, 2012

[23] NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; SCHOLZ, YVONNE ; NAEGLER, TOBIAS ; STERNER, MICHAEL ; GERHARDT, NORMAN ; VON OEHSEN, AMANY ; PAPE, CARSTEN ; SAINT-DRENAN, YVES-MARIE ; U. A.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010)*. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, 2010

[24] FISCHEDICK, M.: Vortrag zu P2G im Klimaschutzplan NRW beim Arbeitskreis H2 NRW.

[25] IT.NRW 2012: Energie- und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2010, Information und Technik Nordrhein-Westfalen, Geschäftsbereich Statistik, Düsseldorf (2012)

[26] Energiedaten NRW 2012, Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen; Schwannstraße 3, 40476 Düsseldorf (2012)

[27] LANDESAMT FÜR NATUR, UMWELT UND VERBRAUCHERSCHUTZ NORDRHEIN-WESTFALEN: *Energieatlas NRW 2014*. URL http://www.energieatlasnrw.de/site/. - abgerufen am 2014-11-07

[28] EUTECH: *NRW-Klima2020 – Beitrag Nordrhein-Westfalens zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels*. Aachen, 2008

[29] LDS-NRW 2005: *Energie- und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2005*. Düsseldorf : Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Nordrhein-Westfalen, 2008

[30] IT.NRW: *Energiebilanz und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen* : Information und Technik Nordrhein-Westfalen, 2012

[31] Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung; darin: Tab. 7 Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008)

[32] Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung; darin: Tab. 7 Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin (2013)

[33] Bevölkerung in Nordrhein-Westfalen 2000, Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik NRW, Mauerstraße 51, 40476 Düsseldorf

[34] DIE DEUTSCHE BUNDESREGIERUNG: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2010)

[35] *Bericht über die langfristige Strategie zur Mobilisierung von Investitionen in die Renovierung des nationalen Gebäudebestands - Mitteilung der Regierung der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission der Europäischen Union vom 16. April 2014* : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014

[36] MKLUNV NRW 2014: Persönliche Mitteilung, unveröffentlicht

[37] BMU: *Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (Studie) : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010

[38] BMWI: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel, Köln, Osnabrück (2010)

[39] WWF: *Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken*. Basel/Berlin, 2009

[40] DENA: *dena-Sanierungsstudie. Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand.* Berlin, 2010

[41] IÖW: *Erschließbare Energieeinsparpotenziale im Ein- und Zweifamilienhausbestand. Eine Untersuchung des energetischen Ist-Zustands der Gebäude, aktueller Sanierungsraten, theoretischer Einsparpotenziale sowie deren Erschließbarkeit*. Berlin, 2010

[42] SHELL DEUTSCHLAND: *Shell Hauswärme-Studie: Nachhaltige Wärmeerzeugung für Wohngebäude, Fakten, Trends und Perspektiven.* Hamburg, 2011

[43] WI: *Potenzialscreening zur Vorbereitung des Klimaschutzplanes NRW*. Wuppertal : Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, 2012

[44] EIKMEYER ET AL.: *Potenzialerhebung von Kraft- Wärme- Kopplung in Nordrhein-Westfalen: Zusammenfassung*. Bremen : Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur-und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, 2011

[45] ENERGIEAGENTUR.NRW: Seminar: Thermische Solaranlagen – Systeme mit und ohne Heizungsunterstützung dimensionieren und installieren.

[46] Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (2010), S. 153. — http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eu-richtlinie-

energieverbrauchskennzeichung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

[47] Koalitionsvertrag 2012-2017, NRW SPD und Bündnis 90/Die Grünen NRW

[48] BDEW ; AGFW: *Netze - Pressegrafiken*. URL https://www.bdew.de/internet.nsf/id/0B97B2AA4396BD20C1257A4100411EE8. - abgerufen am 2014-11-07

[49] AGFW: *AGFW-Hauptbericht 2012* (Statistik). Frankfurt a.M. : AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2013

[50] FREY, G. ; SCHULZ, W. ; HORST, J. ; LEPRICH, U.: Energieeffizienzpotenziale durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich, IZES, Saarbrücken (2007)

[51] FREY, JOHAN: Dronninglund Fjernvarme - World largest solarpowerplant for distrikt heating.

[52] STATISTISCHES BUNDESAMT: Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4, Reihe 4.3, verschiedene Jahrgänge.

[53] IT.NRW: Verarbeitendes Gewerbe sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Nordrhein-Westfalen 2012, Unternehmens- und Betriebsergebnisse, Investitionen. Statistische Berichte IT.NRW (2012)

[54] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Verschiedene Jahrgänge.

[55] STATISTISCHES BUNDESAMT: Verarbeitendes Gewerbe, Bergbau u. Gewinnung von Steinen und Erden: Betriebe u. Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen - Stichtag: 30.09. - regionale Tiefe: Kreise u. krfr. Städte. (Regionaldatenbank Deutschland)

[56] IT.NRW: *Energiebilanz und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen* : Information und Technik Nordrhein-Westfalen, verschiedene Jahrgänge

[57] LANUV NRW: Treibhausgas-Emissionsinventar Nordrhein-Westfalen 2011 (2013)

[58] PASTOWSKI, A. ; FISCHEDICK, M. ; GRUBE, T. ; JERMER, B.: Optionen für den kostenoptimierten Aufbau einer H2-Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, Deutschland (2009). — http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/Projekt/laufend/PI_67_Wuppertal_Inst_D-07_H2NRW_AP.pdf

[59] *Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“* : Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsgb.), 2012

[60] FRAUNHOFER IWES: Windenergie Report 2013, Fraunhofer Verlag, Stuttgart (2014)

[61] SMOLINKA, T. ; GÜNTHER, M. ; GARCHE, J.: NOW-Studie - Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energiequellen (2011)

[62] URSÚA, A. ; GANDÍA, L.M. ; SANCHIS, P.: Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. In: *Proceedings of the IEEE* Bd. 100 (2012), Nr. 2

[63] GROND, LUKAS ; HOLSTEIN, JOHAN: Power-to-gas: Climbing the technology readiness ladder. In: *gas for energy* (2014), Nr. 2/2014, S. 20–25

[64] GROND, LUKAS ; SCHULZE, PAULA ; HOLSTEIN, JOHAN: Systems Analyses Power to Gas - Technology Review, DNV Kema (2013)

[65] 133. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland Berichtsjahr 2011, Herausgeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Hauptausschuss Statistik,

Verantwortliche in der BDEW-Hauptgeschäftsstelle: Florentine Kiesel; ISBN 978-3-89554-194-0 (2013)

[66] Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: *Erdöl Erdgas Kohle* Bd. Heft 11 (2013), Nr. 129. — http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=797&article_id=898&_psmand=4

[67] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist - EnWG. — http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf

[68] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV); „Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 15 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist“ (2013). — http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv_2010/gesamt.pdf

[69] BUNDESNETZAGENTUR: *Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze*. URL http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4_node.html. - abgerufen am 2014-03-19

[70] DVGW ; GREENFACTS: *Power-to-Gas-Projekte in Deutschland Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird...* URL http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/Innovationsdateien/greenfacts_powertogas_landkarte.pdf. - abgerufen am 2014-05-27

[71] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit; Jan 2000, Mai 2008, Mrz 2013

[72] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; Nov 2004, Sep 2011

[73] DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin (2008)

[74] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 486, Gasmengenmessung, Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen

[75] BURMEISTER, FRANK ; SENNER, JANINA ; BRAUNER, JENS ; ALBUS, ROLF: Potentiale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz - eine saisonale Betrachtung. In: *energie | wasser praxis*, *gat-spezial*. Bd. 6 (2012). — http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/1206burmeister.pdf

[76] MÜLLER-SYRING, GERT ; HENEL, MARCO: *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*, *DVGW-Förderkennzeichen G 1-02-12* (Abschlussbericht)

[77] STEINER, KLAUS ; MOZGOVOY, ALEXEY ; VIETH, DETLEF: Einfluss von Wasserstoff auf die Hochdruckfehlerkurve von Erdgaszählern. In: *gfw-Gas | Erdgas* (2013)

[78] MÜLLER-SYRING, GERT ; HENEL, MARCO: Auswirkungen von Wasserstoff im Erdgas in Gasverteilnetzen und bei Endverbrauchern. In: *gwf-Gas |Erdgas* Bd. Power-to-Gas Fachberichte (2014), S. 310–313

[79] KLAUS, THOMAS ; VOLLMER, CARLA ; WERNER, KATHRIN ; LEHMANN, HARRY ; MÜSCHEN, KLAUS: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau (2010). — http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050

[80] *100 KWK Anlagen in Bottrop*. URL http://100kwk.de/. - abgerufen am 2014-07-31

[81] GROSCURTH, HELMUTH-M.: *Diskussionspapier Kraft-Wärme-Kopplung* (im Auftrag von Germanwatch e.V., Bonn). Hamburg : arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

[82] SCHAUMANN, GUNTER: Effizienzbewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin* Bd. 53 (2001), Nr. 7/8, S. 60

[83] DECOURT, BENOIT ; LAJOIE, BRUNO ; DEBARRE, ROMAIN ; SOUPA, OLIVIER: Leading the Energy Transition Fact Book Hydrogen-Based Energy Conversion - More than Storage: System Flexibility, SBC Energy Institute (2014)

[84] BOFINGER, STEFAN ; RICHTS, CHRISTOPH ; BEIL, MICHAEL ; SANDAU, FABIAN: Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystem Technik (2014)

[85] MÜLLER-SYRING, GERT ; HENEL, MARCO ; KÖPPEL, WOLFGANG ; MLAKER, HERWIG ; STERNER, MICHAEL ; HÖCHER, THOMAS: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Josef-Wirmer-Straße 1-3, 53123 Bonn (2013). — http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf

[86] GÄBLER, WOLFGANG ; LECHNER, STEFAN: *Power to Heat: Projekt Wärmespeicher Forst - Lausitz*. URL http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/3_Gaebler.pdf. - abgerufen am 2014-02-07

[87] ICHA, PETRA: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau; Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten Marion Dreher (2013). — http://www.umweltbundesamt.de

[88] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; CISCHINSKY, HOLGER ; RODENFELS, MARKUS ; CLAUSNITZER, KLAUS-DIETER: Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Bremer Energie Institut (BEI), Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) (2010). — http://datenbasis.iwu.de/dl/Endbericht_Datenbasis.pdf

[89] ENERGIEAGENTUR.NRW: *115.200 Wärmepumpen in Nordrhein-Westfalen in Betrieb*. URL http://www.energieagentur.nrw.de/waermepumpen/91200-waermepumpen-in-nordrhein-westfalen-in-betrieb-16637.asp. - abgerufen am 2014-03-04. — EnergieAgentur.NRW.de

[90] ENERGIEAGENTUR.NRW: *Zukunftsenergieland Nr. 1 NRW : Daten, Fakten und Zahlen - ENERGIE*. URL http://www.energieagentur.nrw.de/zukunftsenergieland-nr-1-nrw-daten-fakten-und-zahlen-energie-23861.asp. - abgerufen am 2014-03-04. — www.energieagentur.nrw.de

[91] AGFW - Hauptbericht 2012, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Stresemannallee 30, 60596 Frankfurt am Main (2013). —

https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/zahlen_und_statistiken/Version_1_HB2012.pdf&t=1394554495&hash=a87a4f9ec670c41635ae1a50e27beadda21d8325

[92] BUNDESKARTELLAMT: Sektoruntersuchung Fernwärme Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, 8. Beschlussabteilung Kaiser - Friedrich - Straße 16 53113 Bonn Hauptautoren: Stephan Schweikardt, Michael Didycz, Dr. Felix Engelsing, Dr. Katharina Wacker (8. Beschlussabteilung) (2012). — http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3

[93] *ihk-schleswig-holstein.de*. URL http://www.ihk-schleswig-holstein.de/innovation/energie/zahlen_daten_fakten/734186/VEA_Fernwaerme_Preisvergleich.html. - abgerufen am 2014-03-13. — VEA-Fernwärme-Preisvergleich 2013 Herausgeber: IHK Schleswig-Holstein Arbeitsgemeinschaft der Industrie- und Handelskammern zu Flensburg, zu Kiel und zu Lübeck Bergstraße 2 24103 Kiel

[94] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA): *The Power of Transformation*. Paris : IEA, 2014

[95] APEL, R. ; BUCHHOLZ, B.M. ; DOMELS, H.P. ; FUNKE, S. ; GESING, T. ; GLAUNSINGER, W. ; GRONSTEDT, P. ; HEIN, F. ; HÖSLE, A. ; U. A.: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main (2012)

[96] BAYER, BENJAMIN: Demand Response - sind die USA ein Vorbild für Deutschland?, IASS Working Paper (2014). — http://www.iass-potsdam.de/publications/iass-series

[97] KOHLER, S. ; AGRICOLA, A.C. ; SEIDL, H.: *dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010

[98] ERNST & YOUNG: *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. URL http://bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html. - abgerufen am 2014-06-27

[99] VON SCHEVEN, A. ; PRELLE, M.: Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix. In: *VDE-Kongress 2012, Stuttgart, 05.-06.11.2012*. Berlin Offenbach : VDE Verlag GmbH

[100] FFE: Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland, FfE (2010)

[101] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena); Endbericht; Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission (2005). — http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/dena-Netzstudie_I-Studie.pdf

[102] CROTOGINO, F. ; DONADEI, S. ; BÜNGER, U. ; LANDINGER, H.: Large-Scale Hydrogen Storage for Securing Future Energy Supplies, 18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010, Essen, Deutschland

[103] TIETZE, V. ; LUHR, S. ; STOLTEN, D.: *Near-Surface Bulk Storage of Hydrogen*, *Transition to Renewable Energy Systems*. Weinheim : Wiley-VCH, 2013

[104] SEDLACEK, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: *Erdöl, Erdgas, Kohle* Bd. 129 (2013), Nr. 11, S. 378–388

[105] KRIEG, D.: Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. In: *Schriften des Forschungszentrum Jülich*, *Energie & Umwelt*. Jülich : 2012

[106] SCHIEBAHN, S. ; GRUBE, T. ; ROBINIUS, M. ; ZHAO, L. ; OTTO, A. ; KUMAR, B. ; WEBER, M. ; STOLTEN, D.: Power to Gas. In: *Transition to Renewable Energy Systems*. Weinheim : Wiley-VCH, 2013

[107] STOLTEN, D. ; GRUBE, T. ; MERGEL, J.: Beitrag elektrochemischer Energietechnik zur Energiewende, VDI-Berichte Nr. 2183, 199-215

[108] SOCOLOW, ROBERT ; DESMOND, MICHAEL ; AINES, ROGER ; BLACKSTOCK, JASON ; BOLLAND, OLAV ; KAARSBERG, TINA ; LEWIS, NATHAN ; MAZZOTTI, MARCO ; PFEFFER, ALLEN ; U. A.: *Direct Air Capture of CO2 with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs* : American Physical Society, 2011

[109] DORNER, ROBERT W. ; HARDY, DENNIS R. ; WILLIAMS, FREDERICK W. ; WILLAUER, HEATHER D.: Heterogeneous catalytic CO2 conversion to value-added hydrocarbons. In: *Energy Environ. Sci.* Bd. 3 (2010), S. 884–890

[110] CHEW, LY MAY ; RULAND, HOLGER ; SCHULTE, HENDRIK J. ; XIA, WEI ; MUHLER, MARTIN: CO2 hydrogenation to hydrocarbons over iron nanoparticles supported on oxygen-functionalized carbon nanotubes. In: *Journal of Chemical Sciences* Bd. 126 (2014), Nr. 2, S. 481–486

[111] OLSBYE, UNNI ; SVELLE, STIAN ; BJÃ¸RGEN, MORTEN ; BEATO, PABLO ; JANSSENS, TON V. W. ; JOENSEN, FINN ; BORDIGA, SILVIA ; LILLERUD, KARL PETTER: Conversion of Methanol to Hydrocarbons: How Zeolite Cavity and Pore Size Controls Product Selectivity. In: *Angewandte Chemie International Edition* Bd. 51 (2012), Nr. 24, S. 5810–5831

[112] KEIL, FRERICH J.: Methanol-to-hydrocarbons: process technology. In: *Microporous and Mesoporous Materials* Bd. 29 (1999), Nr. 1â€"2, S. 49–66

[113] WOOD, DAVID A. ; NWAOHA, CHIKEZIE ; TOWLER, BRIAN F.: Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas. In: *Journal of Natural Gas Science and Engineering* Bd. 9 (2012), Nr. 0, S. 196–208

[114] SCHRAVEN, DAVID: Billiges Benzin aus Bottrop. In: *Welt am Sonntag* (2008)

[115] BMBF: Geförderte Projekte (2013)

[116] JENTSCH, MAREIKE: Perspektiven der Langzeitspeicheroption Power-to-Gas. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin* Bd. 65 (2013), Nr. 10, S. 54–56

[117] THUEGA: Das Gasverteilnetz als Batterie der Zukunft. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin* Bd. 66 (2014), Nr. 1/2, S. 27–29

[118] BEER, MICHAEL: *Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*. München, TU München, 2012

[119] SCHULZ, WOLFGANG ; BRANDSTÄTT, CHRISTINE: *Flexibiltätsreserven aus dem Wärmemarkt* (Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE)). Bremen : IFAM, 2013

[120] PROGNOS: *Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem* (Studie im Auftrag des BDEW und des AGFW). Berlin, 2013

[121] GROSCURTH, HELMUTH-M. ; BODE, SVEN: *"Power-to-heat" oder "Power-to-gas"?* (Discussion Paper Nr. 9). Hamburg : arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2013

[122] IEA: Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System (2012)
[123] GOBMAIER, THOMAS ; BERNHARD, DOMINIK ; ROON, SERAFIN VON: Märkte für Demand Side Management (2012)
[124] LEPRICH, UWE ; FREY, GÜNTHER ; HAUSER, EVA ; HELL, CHRISTOPH ; JUNKER, ANDY ; ROSEN, ULRICH: Der Marktplatz E-Energy aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive. In: , *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. (2010)
[125] PAULUS, MORITZ ; BORGGREFE, FRIEDER: The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. In: *Applied Energy* Bd. 88 (2011), Nr. 2, S. 432–441
[126] GILS, HANS CHRISTIAN: Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: *Energy* Bd. 67 (2014), S. 1–18
[127] AGRICOLA, ANNEGRET-CL. ; REHTANZ, CHRISTIAN ; BRUNEKREEFT, GERT ; HÖFLICH, BERND ; RICHARD, PHILIPP ; VÖLKER, JAKOB ; GREVE, MARCO ; GWISDORF, BJÖRN ; KAYS, JAN ; U. A.: *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
[128] ECOFYS: *Ecofys - Smart End-use Energy Storage and Integration of Renewable Energy*, 2012. — http://www.ecofys.com/en/publication/smart-end-use-energy-storage-and-integration-of-renewable-energy///
[129] GE ENERGY: Western Wind and Solar Integration Study, NREL (2010). — www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf
[130] ECF: Power Perspectives 2030: On the Road to a Decarbonized Power Sector (2011). — http://www.roadmap2050.eu/reports
[131] BMWI: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose*, 2014. — http://bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html
[132] BMWI: *Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung*, 2013. — http://www.bmwi.de/Dateien/Energieportal/PDF/energie-in-deutschland
[133] EWI/GWS/PROGNOS: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose* (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie Nr. Projekt Nr. 57/12). Basel/Köln/Osnabrück : Juni 2014
[134] KIRCHNER, ALMUT ; MATTHES, FELIX CHR.: *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Basel; Berlin : prognos; Öko-Institut; im Auftrag des WWF Deutschland, 2009
[135] HANSEN, PATRICK ; GORES, SABINE ; MATTHES, FELIX CHR.: *Politikszenarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*, *Schriften des Forschungszentrums Jülich*. Bd. 203. Jülich : Forschungszentrum Jülich, 2014 — ISBN 978-3-89336-932-4
[136] STOLTEN, DETLEF ; EMONTS, BERND ; GRUBE, THOMAS ; WEBER, MICHAEL: Hydrogen as an Enabler for Renewable Energies. In: STOLTEN, D. ; SCHERER, V. (Hrsg.): *Transition to Renewable Energy Systems*. 1. Aufl. : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, S. 969
[137] BMWI: Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi - Zahlen und Fakten: Energiedaten Nationale und Internationale Entwicklung (online-Excel-Datei Aug. 2013), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin (2013)
[138] BMVBS: *Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS): Energie auf neuen Wegen*. URL http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-strategie-final.pdf?__blob=publicationFile. - abgerufen am 2014-11-13
[139] UBA: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, *Climate Change 07/2014* : Umweltbundesamt, 2014

[140] BMVI: *BMVI - Wissenschaftliche Studien-Kurzstudie: „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven“.* URL http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/UI/UI-MKS/mks-wiss-studien-ptg.html. - abgerufen am 2014-11-13

[141] REN, TAO: *Petrochemicals from Oil, Natural Gas, Coal and Biomass: Energy Use, Economics and Innovation* (Dissertation). Utrecht : Utrecht University, Copernicus Institute for Sustainable Development and Innovation, Department of Science, Technology and Society, o.A.

[142] IT.NRW: *Energiedaten NRW 2012* : Information und Technik Nordrhein-Westfalen

[143] STATISTA GMBH: *Bruttostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2013*. URL http://de.statista.com/statistik/daten/studie/256942/umfrage/bruttostromverbrauch-in-deutschland/. - abgerufen am 2014-08-27

[144] *Forschung Energiespeicher*. URL http://forschung-energiespeicher.info/. - abgerufen am 2014-10-09. — Forschung Energiespeicher - Forschungsinitiative der Bundesregierung. — FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsgb.)

13. Anhang

13.1. Liste der Projekte der Forschungsinitiative der Bundesregierung „Forschung Energiespeicher“ (Quelle [144])

Elektrischer Speicher | BMBF
Redox-Flow-Batterie 22.1.2014
Energie aus der Röhre

Elektrischer Speicher | BMU
Analyse 15.1.2014
Speicher in netzgekoppelten PV-Anlagen

Übergeordnetes | BMWi
Analyse 16.12.2013
Unflexible Stromerzeugung ausgleichen

Elektrischer Speicher | BMWi
Stationäre Energiespeicher 11.12.2013
Zink-Luft-Akkus fürs Netz

Übergeordnetes | BMBF
Analyse 6.12.2013
Stromversorgung und Speicherbedarf im Jahr 2050

Stofflicher Speicher | BMBF
Lithiumverbrennung 26.11.2013
Lithium – die erneuerbare Kohle

Elektrischer Speicher | BMBF
Elektrochemischer Speicher 28.10.2013
Innovative Superkondensatoren

Thermischer Speicher | BMWi
Emissionsfreier Großspeicher 24.10.2013
Druckluft- statt Pumpspeicher

Stofflicher Speicher | BMU
Bio-Methan im Verbund 16.10.2013
Weltweit erste industrielle Power-to-Gas-Anlage

Übergeordnetes | BMBF
Analyse 15.10.2013
Potenzial des Untergrundes ermitteln

Stofflicher Speicher | BMWi
Power-to-Gas 14.10.2013
Gas und Kraftstoff aus Wind

Thermischer Speicher | BMWi
Langzeitwärmespeicher 23.9.2013
Saisonale Wärmespeicherung in Aquiferen

Übergeordnetes | BMBF
Kristallphysik 18.9.2013
Zukunftskonzept elektrochemischer Energiespeicher

Elektrischer Speicher | BMBF
Hochenergie-Kathoden 16.9.2013
Neue Materialien für Lithium-Ionen-Batterien

Elektrischer Speicher | BMBF
Kondensatoren 24.7.2013
Vom Verteilnetz zur Grundlagenforschung

Elektrischer Speicher | BMU
Systemkonzept 24.7.2013
PV-Strom kostengünstig speichern

Stofflicher Speicher | BMU
Elektrolyse 23.7.2013
Wasserstoff-Herstellung im Megawatt-Maßstab

Übergeordnetes | BMWi
Leistungsvermögen 22.7.2013
Potenzial von Kavernen vorhersagen

Stofflicher Speicher | BMBF
Wasserelektrolyse 19.7.2013
Wasserstofftrocknung mit günstigen Membranen

Thermischer Speicher | BMBF
Organische PCM 24.6.2013
Phasenwechsel-Material wird kristallisiert

Elektrischer Speicher | BMBF
Ladevorgang 7.6.2013
Akkumulatoren schneller aufladen

Stofflicher Speicher | BMU
Studie 29.5.2013
Wasserstoff-Kraftstoff aus Elektrolyse

Thermischer Speicher | BMBF
Komposit-Materialien 29.5.2013
Speicherdichte mit Salzhydraten erhöhen

Elektrischer Speicher | BMBF
Netze 29.5.2013
Netzstabilisierung mittels Batteriekraftwerken

Elektrischer Speicher | BMBF
Redox-Flow-Batterien 28.5.2013
3D-Elektroden mit längerer Lebensdauer

Übergeordnetes | BMWi
Studie 28.5.2013
Energiespeicher im Jahr 2030

Stofflicher Speicher | BMU
Materialentwicklung in LastEISy 21.5.2013
Höhere Leistung mit Elektrolysetechnik

Elektrischer Speicher | BMBF
Power-to-Storage 21.5.2013
MeMO - eine neuartige Hochtemperaturbatterie

Übergeordnetes | BMU
Simulations- und Planungstools
Speicher in der Wolke bündeln

Thermischer Speicher | BMWi
Salzhydrate
Rückkühlung mit neuen Salzhydraten

13.2. Liste der nordrhein-westfälischen Akteure der Energiewende

Quelle: EnergieAgentur.NRW [11]

Bergische Universität Wuppertal - Bauphysik und technische Gebäudeausrüstung, Wuppertal

CENIDE - Center for Nanointegration Duisburg-Essen, Duisburg

DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt / Abteilung Solarforschung, Köln-Porz

ef.Ruhr GmbH, Dortmund

Fachhochschule Köln - Gummersbach Environmental Computing Center, Gummersbach

Fernuniversität Hagen, Hagen

FEV GmbH, Aachen

FH Aachen - Solar-Institut Jülich, Jülich

FH Dortmund, Dortmund

FH Düsseldorf - Zentrum für Innovative Energiesysteme (ZIES), Düsseldorf

FH Köln - Institut für Landmaschinentechnik und Regenerative Energien, Köln

FH Münster - Fachbereich Energie Gebäude Umwelt, Steinfurt

FH Südwestfalen, Hagen

Forschungszentrum Jülich - Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK), Jülich

Fraunhofer IMS, Duisburg

Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik IML, Dortmund

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Gelsenkirchen

Fraunhofer-Institut UMSICHT, Oberhausen

Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI), Essen

Geologischer Dienst NRW, Krefeld

Hochschule Bochum, Bochum

Hochschule Bochum - Institut für Elektromobilität, Bochum

Hochschule Bochum - Institut für Energie- und Wasserwirtschaft, Bochum

Hochschule Ostwestfalen Lippe, FB Umweltingenieurwesen, Höxter

i.GREEN – Institut für Green Technology & Ländliche Entwicklung, Soest

Internationales GeothermieZentrum Bochum (GZB), Bochum

IUTA - Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V., Duisburg

IWR - Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, Münster

JARA - Jülich Aachen Research Alliance, Jülich

Max-Planck-Institut für Kohlenforschung, Mülheim / Ruhr

MEET - Münster Electrochemical Energy Technology, Münster

NanoEnergieTechnikZentrum (NETZ), Duisburg

Oel-Wärme-Institut , Herzogenrath

Ruhr-Universität Bochum, Bochum

Ruhr-Universität Bochum - ASIB Aerodynamik und Strömungsmechanik im Bauwesen, Bochum

Ruhr-Universität Bochum - Institut für Energietechnik , Bochum

Ruhr-Universität Bochum - Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE), Bochum

Ruhruniversität Bochum - Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik (LEAT), Bochum

RWI Essen, Essen

RWTH Aachen, Aachen

RWTH Aachen - E.ON Energy Research Center , Aachen

RWTH Aachen - IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachen

RWTH Aachen - ika Institut für Kraftfahrzeuge, Aachen

RWTH Aachen - IME Institut für Maschinenelemente und Maschinengestaltung, Aachen

RWTH Aachen - Institut für Dampf- und Gasturbinen, Aachen

RWTH Aachen - Institut für Halbleitertechnik, Aachen

RWTH Aachen - Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), Aachen

RWTH Aachen - Institut für Markscheidewesen, Bergschadenkunde und Geophysik im Bergbau, Aachen

RWTH Aachen - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), Aachen

RWTH Aachen - VKA Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen, Aachen

RWTH Aachen - Werkzeugmaschinenlabor WZL, Aachen

Technische Universität Dortmund, Dortmund

Technische Universität Dortmund - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Dortmund

Technische Universität Dortmund - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Dortmund

Technische Universität Dortmund - Lehrstuhl für Klimagerechte Architektur, Dortmund

TFH Georg Agricola zu Bochum, Bochum

TÜV NORD - Institut für Fahrzeugtechnik und Mobilität, Essen

Universität Bielefeld - Forschungsgruppe Algenbiotechnologie, Bielefeld

Universität Bonn - Lehr- und Forschungsstation Campus Klein-Altendorf, Klein-Altendorf

Universität Duisburg-Essen , Duisburg/ Essen

Universität Duisburg-Essen - Center Automotive Research (CAR), Duisburg

Universität Duisburg-Essen - Elektrische Anlagen und Netze (EAN), Duisburg

Universität Duisburg-Essen - Institut für Verbrennung und Gasdynamik, Duisburg

Universität Duisburg-Essen - Lehrstuhl für Energiehandel und Finanzdienstleistungen, Essen

Universität Duisburg-Essen - Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Essen

Universität Duisburg-Essen - Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik (LUAT), Essen

Universität Köln - Energiewirtschaftliches Institut (EWI), Köln

Wald-Zentrum, Münster

Westfälische Hochschule Gelsenkirchen - Westfälisches EnergieInstitut, Gelsenkirchen

Westfälische-Wilhelms-Universität Münster - Institut für Biochemie und Biotechnologie der Pflanzen, Münster

Westfälische-Wilhelms-Universität Münster - Institut für Physikalische Chemie, Münster

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal

ZBT - Zentrum für Brennstoffzellentechnik, Duisburg

Zentrum für Elektrochemie, Bochum

13.3. Projektliste des Projektträgers Jülich (PTJ)

(siehe folgende 11 Seiten im Querformat)

Förderkenn-zeichen	Referat	Zuwendungsempfänger	Straße (ZE)	PLZ	Ort	ausführende Stelle	Beginn	Ende	Bundesmittel zuzügl. Projektpauschale	Thema des Projekts
0325430	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)	01.08.2012	31.07.2015	603.296 €	Entwicklung standardisierter Testprofile für anwendungsbasierte Performance-Tests von stationären elektrischen Energiespeichern
0325501	BMU, EII6	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Standort Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik	01.11.2012	28.02.2014	499.918 €	Studie zur Durchführbarkeit der Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck - Plan-DelyKaD
0325535	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.10.2012	30.06.2015	4.935.018 €	TEZEL - Test- und Entwicklungszentrum für PEM-Elektrolyseure
0325428A	BMU, EII6	AUDI Aktiengesellschaft	Auto-Union-Str. 1	85057	Ingolstadt	AUDI Aktiengesellschaft - Werkstofftechnologie	01.07.2012	42551	2.349.815 €	Verbundvorhaben WOMBAT - "Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts" - Teilprojekt Audi
0325428B	BMU, EII6	ETOGAS GmbH	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	ETOGAS GmbH	01.07.2012	30.06.2016	1.120.829 €	Verbundvorhaben WOMBAT - "Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts" - Teilprojekt SolarFuel
0325428C	BMU, EII6	EWE VERTRIEB GmbH	Donnerschweer Str. 22-26	26123	Oldenburg	EWE VERTRIEB GmbH	01.07.2012	30.06.2016	194.102 €	Verbundvorhaben WOMBAT - "Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts" - Teilprojekt EWE VERTRIEB GmbH
0325428D	BMU, EII6	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) - Fachgebiet Regenerative Energieträger und Verfahren	01.07.2012	30.06.2016	825.745 €	Verbundvorhaben WOMBAT - "Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts" - Teilprojekt ZSW
0325428E	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Institutsteil Kassel	01.07.2012	30.06.2016	1.033.805 €	Verbundvorhaben WOMBAT - "Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts" - Teilprojekt Fraunhofer IWES
0325439A	BMU, EII6	sunways AG	Max-Stromeyer-Str. 160	78467	Konstanz	sunways AG	01.07.2012	31.12.2014	522.257 €	Hei-PhoSS - Hocheffizienter und intelligenter Photovoltaik-Strom-Speicher
0325439B	BMU, EII6	Akasol GmbH	Landwehrstr. 55	64293	Darmstadt	Akasol GmbH	01.07.2012	31.12.2014	501.274 €	Hei-PhoSS - Hocheffizienter und intelligenter Photovoltaik-Strom-Speicher
0325439C	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.07.2012	31.12.2014	742.216 €	Hei-PhoSS - Hocheffizienter und intelligenter Photovoltaik-Strom-Speicher
0325440A	BMU, EII6	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Standort Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik	01.06.2012	31.05.2015	1.047.456 €	Verbundprojekt: Lastwechselresistente Membran-Elektrolyse-Einheiten (MEA) für PEM Elektrolysesysteme - Teilprojekt DLR: Testinfrastruktur und Analyse von Degradationsmechanismen
0325440B	BMU, EII6	Hydrogenics GmbH	Am Wiesenbusch 2	45966	Gladbeck	Hydrogenics GmbH	01.06.2012	31.05.2015	143.857 €	Verbundprojekt: Lastwechselresistente Membran-Elektrolyse-Einheiten (MEA) für PEM Elektrolysesysteme - Teilprojekt Hydrogenics: Technologische Entwicklung
0325453A	BMU, EII6	Wacker Chemie AG	Hanns-Seidel-Platz 4	81737	München	Wacker Chemie AG - Consortium für elektrochemische Industrie	01.07.2012	30.06.2015	536.182 €	Verbundvorhaben Si-HTF - Entwicklung umweltfreundlicher Hochtemperatur- Wärmeträgerfluide für solarthermische Parabolrinnenkraftwerke auf Siliciumbasis
0325453C	BMU, EII6	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Institut für Solarforschung (SF) - Standort Köln	01.07.2012	30.06.2015	854.365 €	Verbundvorhaben Si-HTF - Entwicklung umweltfreundlicher Hochtemperatur- Wärmeträgerfluide für solarthermische Parabolrinnenkraftwerke auf Siliciumbasis
0325453D	BMU, EII6	Technische Universität München	Arcisstr. 21	80333	München	Technische Universität München - Fakultät für Chemie - Wacker Lehrstuhl für Makromolekulare Chemie	01.07.2012	30.06.2015	450.669 €	Verbundvorhaben Si-HTF - Entwicklung umweltfreundlicher Hochtemperatur- Wärmeträgerfluide für solarthermische Parabolrinnenkraftwerke auf Siliciumbasis
0325473A	BMU, EII6	E 3 Energie Effizienz Experten GmbH	Eugen-Bolz-Str. 5	74523	Schwäbisch Hall	E 3 Energie Effizienz Experten GmbH	01.11.2012	31.10.2015	472.886 €	Verbundvorhaben: NET-PV - Netzmanagement von optimierten dezentralen PV-Batteriesystemen in der Niederspannungsebene
0325473B	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.11.2012	31.10.2015	1.433.769 €	Verbundvorhaben: NET-PV - Netzmanagement von optimierten dezentralen PV-Batteriesystemen in der Niederspannungsebene
0325473C	BMU, EII6	KACO new energy GmbH	Carl-Zeiss-Str. 1	74172	Neckarsulm	KACO new energy GmbH	01.11.2012	31.10.2015	481.072 €	Verbundvorhaben: NET-PV – Netzmanagement von optimierten dezentralen PV-Batteriesystemen in der Niederspannungsebene; TV: Speichersystemelektronik
0325473D	BMU, EII6	IDS GmbH	Nobelstr. 18	76275	Ettlingen	IDS GmbH	01.11.2012	31.10.2015	280.736 €	Verbundvorhaben: NET-PV - Netzmanagement von optimierten dezentralen PV-Batteriesystemen in der Niederspannungsebene
0325473F	BMU, EII6	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH	An der Limpurgbrücke 1	74523	Schwäbisch Hall	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH	01.11.2012	31.10.2015	211.274 €	Verbundvorhaben: NET-PV - Netzmanagement von optimierten dezentralen PV-Batteriesystemen in der Niederspannungsebene
0325473G	BMU, EII6	Saft Batterien GmbH	Löffelholzstr. 20	90441	Nürnberg	Saft Batterien GmbH	15.02.2013	31.10.2015	399.009 €	Verbundvorhaben: NET-PV - Netzmanagement von optimierten dezentralen PV-Batteriesystemen in der Niederspannungsebene
0325477A	BMU, EII6	Robert Bosch GmbH	Robert-Bosch-Platz 1	70839	Geringen	Robert Bosch GmbH - Zentralbereich Forschung und Vorausentwicklung - Solare Systeme	01.06.2013	31.05.2017	780.423 €	Verbundvorhaben: PV-HOST - Betriebsstrategien und Systemkonfigurationen für Batteriespeicher für Einfamilienhäuser mit Photovoltaikanlagen Teilvorhaben: Bosch
0325477B	BMU, EII6	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Templergraben 55	52062	Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Fakultät 6 - Elektrotechnik und Informationstechnik - Juniorprofessur für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik	01.06.2013	31.05.2017	823.236 €	Verbundvorhaben: PV-HOST - Betriebsstrategien und Systemkonfigurationen für Batteriespeicher für Einfamilienhäuser mit Photovoltaikanlagen Teilvorhaben: RWTH
0325477D	BMU, EII6	Stadtwerke Münster Netzgesellschaft mbH	Hafenplatz 1	48155	Münster	Stadtwerke Münster Netzgesellschaft mbH	01.06.2013	31.05.2017	110.082 €	Verbundvorhaben: PV-HOST - Betriebsstrategien und Systemkonfigurationen für Batteriespeicher für Einfamilienhäuser mit Photovoltaikanlagen Teilvorhaben: SW Münster
0325496A	BMU, EII6	Novatec Solar GmbH	Herrenstr. 30	76133	Karlsruhe	Novatec Solar GmbH - Forschung & Entwicklung	01.12.2012	30.11.2016	582.566 €	Verbundvorhaben: Salzbasierter Latentwärmespeicher für solare Dampferzeugung und Abwärmenutzung (SALSA), Teilprojekt: Demonstration am Versuchskraftwerk PE1
0325496B	BMU, EII6	Köllemann GmbH	Am alten Wehr 9-12	53518	Adenau	Köllemann GmbH - Entwicklungsabteilung	01.12.2012	30.11.2016	325.621 €	Verbundvorhaben: Salzbasierter Latentwärmespeicher für solare Dampferzeugung und Abwärmenutzung (SALSA), Teilprojekt: Entwicklung eines Schneckenwärmeübertragers
0325496C	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.12.2012	30.11.2016	644.523 €	Verbundvorhaben: Salzbasierter Latentwärmespeicher für solare Dampferzeugung und Abwärmenutzung (SALSA), Teilprojekt: Simulation und Design
0325498A	BMU, EII6	E.ON Hanse AG	Schleswag-HeinGas-Platz 1	25451	Quickborn	E.ON Hanse AG - Technischer Netzservice / Service Nord	01.04.2012	31.03.2015	1.446.661 €	Verbundvorhaben: "Smart Region Pellworm", Demonstration eines hybriden Speichersystems für eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Elektrizitätsversorgung auf Basis emeuerbarer Energien

0325498B	BMU, EII6	Gustav Klein GmbH & Co. KG	Im Forchert 3	86956	Schongau	Gustav Klein GmbH & Co. KG	01.04.2012	31.03.2015	224.401 €	Verbundvorhaben: "Smart Region Pellworm", Demonstration eines hybriden Speichersystems für eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Elektrizitätsversorgung auf Basis emeuerbarer Energien
0325498C	BMU, EII6	Saft Batterien GmbH	Löffelholzstr. 20	90441	Nürnberg	Saft Batterien GmbH	01.04.2012	31.03.2015	683.428 €	Verbundvorhaben: "Smart Region Pellworm", Demonstration eines hybriden Speichersystems für eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Elektrizitätsversorgung auf Basis emeuerbarer Energien
0325498D	BMU, EII6	Fachhochschule Westküste - Hochschule für Wirtschaft und Technik	Fritz-Thiedemann-Ring 20	25746	Heide	Fachhochschule Westküste - Hochschule für Wirtschaft und Technik - Fachbereich Technik - Steuerung/Elektrische Antriebe	01.04.2012	31.03.2015	176.700 €	Verbundvorhaben: "Smart Region Pellworm", Demonstration eines hybriden Speichersystems für eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Elektrizitätsversorgung auf Basis emeuerbarer Energien
0325498E	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. - Fraunhofer-Anwendungszentrum für Systemtechnik Ilmenau (IOSB)	01.04.2012	31.03.2015	915.187 €	Verbundvorhaben: "Smart Region Pellworm", Demonstration eines hybriden Speichersystems für eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Elektrizitätsversorgung auf Basis emeuerbarer Energien
0325498F	BMU, EII6	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Templergraben 55	52062	Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Fakultät 6 - Elektrotechnik und Informationstechnik - Institut für Hochspannungstechnik	01.04.2012	31.03.2015	653.753 €	Verbundvorhaben: "Smart Region Pellworm", Demonstration eines hybriden Speichersystems für eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Elektrizitätsversorgung auf Basis emeuerbarer Energien
0325503A	BMU, EII6	juwi technologies GmbH	Energie-Allee 1	55286	Wörrstadt	juwi technologies GmbH	01.11.2012	30.04.2015	922.534 €	Verbundvorhaben '100%EE durch PTG': Das Power-to-Gas Verfahren als Energiespeicher in einer dezentral organisierten Landschaft fluktuierend einspeisender rein emeuerbarer Energien - Teilprojekt juwi R&D
0325503B	BMU, EII6	Reiner Lemoine Institut gGmbH	Ostendstr. 25	12459	Berlin	Reiner Lemoine Institut gGmbH	01.11.2012	30.04.2015	198.196 €	Verbundvorhaben 100%EE durch PtG: Das Power-to-Gas Verfahren als Energiespeicher in einer dezentral organisierten Landschaft fluktuierend einspeisender rein emeuerbarer Energien - Teilprojekt Reiner Lemoine Institut
0325521A	BMU, EII6	EWE Aktiengesellschaft	Tirpitzstr. 39	26122	Oldenburg	EWE Aktiengesellschaft - Abt. Forschung und Entwicklung (FE)	01.11.2012	31.10.2016	1.191.436 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521B	BMU, EII6	EWE NETZ GmbH	Cloppenburger Str. 302	26133	Oldenburg	EWE NETZ GmbH - Strategische Netzplanung (NSP)	01.11.2012	31.10.2016	875.375 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521C	BMU, EII6	Alcatel-Lucent Deutschland AG	Lorenzstr. 10	70435	Stuttgart	Alcatel-Lucent Deutschland AG - Bell Labs Germany	01.11.2012	31.10.2016	933.608 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521D	BMU, EII6	BTC Business Technology Consulting AG	Escherweg 5	26121	Oldenburg	BTC Business Technology Consulting AG - Geschäftseinheit Produkte - Bereich Regeneratve Energien	01.11.2012	31.10.2016	351.250 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521E	BMU, EII6	ABB AG	Kallstadter Str. 1	68309	Mannheim	ABB AG	01.11.2012	31.10.2016	208.257 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521F	BMU, EII6	Süwag Energie AG	Schützenbleiche 9-11	65929	Frankfurt am Main	Süwag Energie AG	01.11.2012	31.10.2016	331.679 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521G	BMU, EII6	OFFIS e. V.	Escherweg 2	26121	Oldenburg	OFFIS e. V. - FuE-Bereich Energie	01.11.2012	31.12.2016	234.559 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521H	BMU, EII6	EWE - Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.	Carl-von-Ossietzky-Str. 15	26129	Oldenburg	EWE - Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.	01.11.2012	31.10.2016	206.520 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325521I	BMU, EII6	Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig	Pockelsstr. 14	38106	Braunschweig	Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig - Fachbereich 8 Elektrotechnik und Informationstechnik - Institut für Hochspannungs-Technik und Elektrische Energieanlagen	01.11.2012	31.10.2016	247.664 €	Verbundvorhaben: green2store – Integrative Speichernutzung in der „Cloud" für den Ausbau von regenerativen Energien
0325522A	BMU, EII6	Reiner Lemoine Institut gGmbH	Ostendstr. 25	12459	Berlin	Reiner Lemoine Institut gGmbH	01.08.2013	31.07.2016	1.114.300 €	Verbundvorhaben: Optimierung von Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene in Folge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse (Akronym: SmartPowerFlow)
0325522B	BMU, EII6	Younicos AG	Am Studio 16	12489	Berlin	Younicos AG	01.08.2013	31.07.2016	121.034 €	Verbundvorhaben: Optimierung von Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene in Folge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse (Akronym: SmartPowerFlow)
0325522C	BMU, EII6	SMA Solar Technology AG	Sonnenallee 1	34266	Niestetal	SMA Solar Technology AG	01.08.2013	31.07.2016	392.188 €	Verbundvorhaben: Optimierung von Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene in Folge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse (Akronym: SmartPowerFlow)
0325522D	BMU, EII6	LEW Verteilnetz GmbH	Schaezlerstr. 3	86150	Augsburg	LEW Verteilnetz GmbH	01.08.2013	31.07.2016	110.669 €	Verbundvorhaben: Optimierung von Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene in Folge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse (Akronym: SmartPowerFlow)
0325524A	BMU, EII6	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) - Fachgebiet Regenerative Energieträger und Verfahren (REG)	01.11.2012	31.10.2015	2.752.893 €	Verbundprojekt "Entwicklungsarbeiten zur alkalischen Druckelektrolyse zwecks Umwandlung emeuerbaren Stroms in Wasserstoff" - Teilprojekt ZSW
0325524B	BMU, EII6	ETOGAS GmbH	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	ETOGAS GmbH	01.11.2012	31.10.2015	250.250 €	Verbundprojekt: "Entwicklungsarbeiten zur alkalischen Druckelektrolyse zwecks Umwandlung emeuerbaren Stroms in Wasserstoff" - Teilprojekt SolarFuel
0325524C	BMU, EII6	ENERTRAG HyTec GmbH	Gut Dauerthal	17291	Schenkenberg	ENERTRAG HyTec GmbH - Projektentwicklung	01.11.2012	31.10.2015	250.020 €	Verbundprojekt: Entwicklungsarbeiten zur alkalischen Druckelektrolyse zwecks Umwandlung emeuerbaren Stroms in Wasserstoff - Teilprojekt ENERTRAG HyTec
0325527A	BMU, EII6	Technische Universität Dortmund	August-Schmidt-Str. 4	44227	Dortmund	Technische Universität Dortmund - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft	01.12.2013	30.11.2017	715.209 €	Verbundvorhaben: Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation emeuerbarer Einspeiser; Teilvorhaben: TU Dortmund
0325527B	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)	01.12.2013	30.11.2017	673.230 €	Verbundvorhaben: Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation emeuerbarer Einspeiser; Teilvorhaben: FhG UMSICHT
0325527C	BMU, EII6	Universität Duisburg-Essen	Universitätsstr. 2	45141	Essen	Universität Duisburg-Essen - Fakultät für Wirtschaftswissenschaften - Lehrstuhl für Energiewirtschaft - Prof. Dr. Christoph Weber	01.12.2013	30.11.2017	317.725 €	Verbundvorhaben: Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation emeuerbarer Einspeiser; Teilvorhaben: Uni DU/E
0325527D	BMU, EII6	Robert Bosch GmbH	Robert-Bosch-Platz 1	70839	Gerlingen	Robert Bosch GmbH - Zentrale Forschung und Vorausentwicklung - Solare Systeme	01.12.2013	30.11.2017	227.139 €	Verbundvorhaben: Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation emeuerbarer Einspeiser; Teilvorhaben: BOSCH

0325527I	BMU, EII6	Bittner + Krull Softwaresysteme GmbH	Welfenstr. 31 a	81541	München	Bittner + Krull Softwaresysteme GmbH	01.12.2013	30.11.2017	329.348 €	Verbundvorhaben: Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser; Teilvorhaben: BittnerKrull
0325530A	BMU, EII6	Technische Universität Clausthal	Adolph-Roemer-Str. 2 a	38678	Clausthal-Zellerfeld	Technische Universität Clausthal - Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	01.11.2012	31.10.2015	238.962 €	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Verringerung des Potentials elektrochemischer Energiespeicher durch alternative und ergänzende Technologien und Systemlösungen.
0325530B	BMU, EII6	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Templergraben 55	52062	Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)	01.11.2012	31.10.2015	233.884 €	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischer Speichern in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Lebenszykluskostenberechnung für Energiespeichersysteme
0325530C	BMU, EII6	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) - Standort Ulm - Fachgebiet Elektrochemische Energietechnologien	01.11.2012	31.10.2015	234.506 €	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischen Speichern in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Dynamische Modellierung und Aktivierung von elektrochemischen Speichern.
0325530D	BMU, EII6	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	Universitätsplatz 2	39106	Magdeburg	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg - Lehrstuhl für Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen	01.11.2012	31.10.2015	203.261 €	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Bedarfsanalyse und Modellentwicklung zur Gestaltung der notwendigen Rahmenbedingungen
0325530E	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.11.2012	31.10.2015	737.197 €	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischer Speichern in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Untersuchungen zur Netzintegration, Kommunikationsanforderungen, Zweitnutzung vorhandener Speicher und Akzeptanzproblematik
0325530F	BMU, EII6	Technische Universität München	Arcisstr. 21	80333	München	Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik - Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES)	01.11.2012	31.10.2015	229.663 €	Verbundprojekt: Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemösungen (ESPEN) - Teilvorhaben: Auswahl, Charakterisierung und Tests elektrochemischer Speicher
0325534A	BMU, EII6	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Templergraben 55	52062	Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)	01.12.2012	31.05.2015	484.556 €	Verbundprojekt: "Analyse des betriebswirtschaftlichen, volkswirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von Speichern in netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen" (PV-Nutzen)
0325534B	BMU, EII6	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH	Potsdamer Str. 105	10785	Berlin	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH	01.12.2012	31.05.2015	386.232 €	Verbundprojekt: "Analyse des betriebswirtschaftlichen, volkswirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von Speichern in netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen" (PV-Nutzen)
0325561A	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Institutsteil Kassel	01.10.2013	30.09.2016	1.909.514 €	Verbundvorhaben: INE-VES - Innovative Energiespeicher in vernetzten PV-Hybridsystemen; Teilvorhaben: Fraunhofer-IWES
0325561C	BMU, EII6	Saft Batterien GmbH	Löffelholzstr. 20	90441	Nürnberg	Saft Batterien GmbH	01.10.2013	30.09.2016	158.885 €	Verbundvorhaben: INE-VES - Innovative Energiespeicher in vernetzten PV-Hybridsystemen; Teilvorhaben: SAFT
0325561D	BMU, EII6	SMA Solar Technology AG	Sonnenallee 1	34266	Niestetal	SMA Solar Technology AG	01.10.2013	30.09.2016	105.637 €	Verbundvorhaben: INE-VES - Innovative Energiespeicher in vernetzten PV-Hybridsystemen; Teilvorhaben: SMA
0325561E	BMU, EII6	Vaillant GmbH	Berghauser Str. 40	42859	Remscheid	Vaillant GmbH	01.10.2013	30.09.2016	241.707 €	Verbundvorhaben: INE-VES - Innovative Energiespeicher in vernetzten PV- Hybridsystemen; Teilvorhaben: Vaillant
0325576A	BMU, EII6	DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg	Halsbrücker Str. 34	09599	Freiberg	DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg	01.08.2013	31.01.2016	1.149.066 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Untersuchung der Integration von Gasverteilnetzen
0325576B	BMU, EII6	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Templergraben 55	52062	Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Fakultät 6 - Elektrotechnik und Informationstechnik - Lehrstuhl und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft	01.08.2013	31.01.2016	233.334 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Weiterentwicklung der Simulation von Stromnetzen
0325576C	BMU, EII6	Forschungszentrum Jülich GmbH	Leo-Brandt-Str.	52428	Jülich	Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)	01.08.2013	31.01.2016	293.003 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Modellgestützte netzübergreifende Analyse konvergierender Energieinfrastrukturen
0325576D	BMU, EII6	Technische Universität Dresden	Helmholtzstr. 10	01069	Dresden	Technische Universität Dresden - Fakultät Wirtschaftswissenschaften - Institut für Energietechnik - Lehrstuhl für Energiewirtschaft	01.08.2013	31.01.2016	204.509 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Entwicklungen und Herausforderungen für Gasnetze und -märkte - eine modellgestützte Analyse des Gasmarktes
0325576E	BMU, EII6	Technische Universität Clausthal	Adolph-Roemer-Str. 2 a	38678	Clausthal-Zellerfeld	Technische Universität Clausthal - Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften - Institut für Erdöl- und Erdgastechnik - Abt. Gasversorgungssysteme	01.08.2013	31.01.2016	435.077 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Gastransportsystem und Untergrundspeicherung
0325576F	BMU, EII6	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH	Döppersberg 19	42103	Wuppertal	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH	01.08.2013	31.01.2016	145.159 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen
0325576G	BMU, EII6	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	Kaiserstr. 12	76131	Karlsruhe	Karlsruher Institut für Technologie (KIT) - Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) - Lehrstuhl für Energiewirtschaft	01.08.2013	31.01.2016	166.595 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Erweiterung eines lastflussbasierten Elektrizitätssystemmodells zur ökonomischen Bewertung der konvergenten Nutzung von Strom- und Gasnetzen.
0325576H	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Institutsteil Kassel	01.08.2013	31.01.2016	181.012 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: Simulation der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien
0325576I	BMU, EII6	DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein	Josef-Wimmer-Str. 1-3	53123	Bonn	DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) - Abt. Gastechnologie	01.08.2013	31.01.2016	255.420 €	Verbundvorhaben: Integration fluktuierender emeuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergent Strom- und Gasnetze; Teilvorhaben: CO2-Vermeidung und Sektor Verkehr
0325584A	BMU, EII6	HOCHTIEF Solutions AG	Opernplatz 2	45128	Essen	HOCHTIEF Solutions AG	01.01.2013	30.06.2015	1.159.875 €	Verbundvorhaben: STENSEA - Entwicklung und Erprobung eines neuartigen Pumpspeicherkonzeptes zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie offshore, Teilvorhaben: HTS

0325584B	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) - Institutsteil Kassel - Abt. Energieaufbereitungstechnik	01.01.2013	30.06.2015	1.170.082 €	Verbundvorhaben: STENSEA - Entwicklung und Erprobung eines neuartigen Pumpspeicherkonzeptes zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie offshore Teilvorhaben: FhG IWES
0325589A	BMU, EII6	GP JOULE GmbH	Cecilienkoog 16	25821	Reußenköge	GP JOULE GmbH	01.07.2013	30.06.2016	131.640 €	Verbundvorhaben: Entwicklung, Aufbau und dynamischer Betrieb eines PEM-Druckelektrolyseurs der Megawattklasse
0325589B	BMU, EII6	H-TEC SYSTEMS GmbH	Lindenstr. 48 a	23558	Lübeck	H-TEC SYSTEMS GmbH	01.07.2013	30.06.2016	1.561.623 €	Verbundvorhaben: Entwicklung, Aufbau und dynamischer Betrieb eines PEM-Druckelektrolyseurs der Megawattklasse
0325589C	BMU, EII6	NORTH-TEC MASCHINENBAU GmbH	Oldenhorn 1	25821	Bredstedt	NORTH-TEC MASCHINENBAU GmbH	01.07.2013	30.06.2016	388.695 €	Verbundvorhaben: Entwicklung, Aufbau und dynamischer Betrieb eines PEM-Druckelektrolyseurs der Megawattklasse
0325619A	BMU, EII6	Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg	Platz der Deutschen Einheit 1	03046	Cottbus	Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg - Fakultät 3 - Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen - Lehrstuhl Kraftwerkstechnik	01.12.2013	31.05.2017	787.745 €	Verbundvorhaben: WESpe - Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern - Teilprojekt TU Cottbus: Alkalische Druckelektrolyse – Systemintegration und Betriebsmodi im Wind-Wasserstoff-System
0325619B	BMU, EII6	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.12.2013	31.05.2017	926.459 €	Verbundvorhaben: WESpe - Wissenschaftliche Forschung zu Wind-Wasserstoff-Energiespeichern, Teilvorhaben FhG-ISE: Modellbasierte Betrachtung und Standortanalyse von Power-to-Gas-Systemen
0325619C	BMU, EII6	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Institut für Technische Thermodynamik	01.12.2013	31.05.2017	981.686 €	Verbundvorhaben: WESpe - Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern, Teilprojekt DLR: Evaluation der Kernkomponenten
0325619D	BMU, EII6	DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg	Halsbrücker Str. 34	09599	Freiberg	DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg	01.12.2013	31.05.2017	944.483 €	Verbundvorhaben: WESpe - Wissenschaftliche Forschung zu Wind-Wasserstoff-Energiespeichern, Teilvorhaben DBI: Gaseinspeisung und Untergrundgasspeicherung
0325619E	BMU, EII6	Deutsche Umwelthilfe e.V.	Hackescher Markt 4	10178	Berlin	Deutsche Umwelthilfe e.V.	01.12.2013	31.05.2017	269.189 €	Verbundvorhaben: WESpe - Wissenschaftliche Forschung zu Wind-Wasserstoff-Energiespeichern, Teilvorhaben DUH: Akzeptanz und Transparenz – Informations- und Kommunikationskonzept zu Wasserstoff-Großspeichern
0325991A	BMU, EII6	Hochschule Mannheim	Paul-Wittsack-Str. 10	68163	Mannheim	Hochschule Mannheim - Institut für Prozessmesstechnik und innovative Energiesysteme	01.01.2013	31.12.2015	431.349 €	Verbundprojekt: Entwicklung eines teil-saisonalen thermischen Energiespeichers mit hoher Speicherdichte auf Basis eines Wasserschichtspeichers mit PCM-Elementen; Teilprojekt Hochschule Mannheim
0325991B	BMU, EII6	Solvis GmbH & Co. KG	Grotrian-Steinweg-Str. 12	38112	Braunschweig	Solvis GmbH & Co. KG	01.01.2013	31.12.2015	266.127 €	Verbundprojekt: Entwicklung eines teil-saisonalen thermischen Energiespeichers mit hoher Speicherdichte auf Basis eines Wasserschichtspeichers mit PCM-Elementen; Teilprojekt Solvis
0325992A	BMU, EII6	Sirch Tankbau-Tankservice Speicherbau GmbH	Schneekoppenweg 9	87600	Kaufbeuren-Neugablonz	Sirch Tankbau-Tankservice Speicherbau GmbH	01.01.2013	31.12.2015	146.221 €	Verbundvorhaben: Entwicklung großvolumiger, preiswerter Warmwasserspeicher mit hocheffizienter Dämmung zur Außenaufstellung (StoEx); TP 1 Sirch
0325992B	BMU, EII6	Universität Stuttgart	Keplerstr. 7	70174	Stuttgart	Universität Stuttgart - Fakultät 4 Energie-, Verfahrens- und Biotechnik - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik - Abt. Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen	01.01.2013	31.12.2015	393.548 €	Verbundvorhaben: Entwicklung großvolumiger, preiswerter Warmwasserspeicher mit hocheffizienter Dämmung zur Außenaufstellung (StoEx); TP 2 ITW
03EK3004	BMBF, 722	Universität Ulm	Helmholtzstr. 16	89081	Ulm	Universität Ulm - Institut für Elektrochemie	01.01.2012	31.12.2016	881.804 €	Nachwuchsgruppe Multiskalen-Modellierung von Li-Batterien
03EK3005	BMBF, 722	Ruhr-Universität Bochum	Universitätsstr. 150	44801	Bochum	Ruhr-Universität Bochum - Fakultät für Chemie und Biochemie - Analytische Chemie	01.03.2012	28.02.2017	1.423.673 €	Nachwuchsgruppe Wässrige Lithiumionenbatterien für die Zwischenspeicherung regenerativ gewonnener Energie
03EK3007A	BMBF, 722	Siemens Aktiengesellschaft	Otto-Hahn-Ring 6	81739	München	Siemens Aktiengesellschaft - Corporate Technology - Abt. CT RTC MAT MSR-DE	01.06.2012	31.05.2015	913.404 €	Verbundvorhaben; Li-Kohle: Lithium, die erneuerbare Kohle - Li-Kohle; Teilvorhaben: Konzeptionierung und Aufbau der Lithium-Verbrennungsanlage
03EK3007C	BMBF, 722	Universität Bielefeld	Universitätsstr. 25	33615	Bielefeld	Universität Bielefeld - Fakultät für Chemie - Physikalische Chemie I	01.06.2012	31.05.2015	312.353 €	Verbundvorhaben; Li-Kohle: Stoffliche Energiespeicher - "Lithium - die erneuerbare Kohle"; Teilvorhaben: Spektroskopische Untersuchung des Reaktionsmechanismus zur Lithiumverbrennung
03EK3007D	BMBF, 722	Ruhr-Universität Bochum	Universitätsstr. 150	44801	Bochum	Ruhr-Universität Bochum - Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik	01.06.2012	31.05.2015	251.956 €	Verbundvorhaben; Li-Kohle: Lithium - die erneuerbare Kohle; ; Teilvorhaben: Untersuchung des Verbrennungsprozesses und CFD Berechnungen
03EK3008	BMBF, 722	Westfälische Wilhelms-Universität Münster	Schlossplatz 2	48149	Münster	Westfälische Wilhelms-Universität Münster - Fachbereich Chemie und Pharmazie - Institut für Physikalische Chemie	01.05.2012	30.04.2017	2.527.094 €	Nachwuchsgruppe Entwicklung neuer Kathoden-Materialien für Lithium-Ionen Batterien mit definierten Partikeln durch skalierbare Synthese-Routen
03EK3009	BMBF, 722	Technische Universität Berlin	Straße des 17. Juni 135	10623	Berlin	Technische Universität Berlin - Fakultät II - Mathematik und Naturwissenschaften - Institut für Chemie - Sekr. TC 3	01.06.2012	31.05.2017	1.476.962 €	Design hocheffizienter Elektrolysekatalysatoren
03EK3010A	BMBF, 722	Westfälische Wilhelms-Universität Münster	Schlossplatz 2	48149	Münster	Westfälische Wilhelms-Universität Münster - Institut für Physikalische Chemie - MEET Münster Electrochemical Energy Technology	01.07.2012	30.06.2015	1.189.264 €	Verbundvorhaben IES: Innovative Elektrochemische Superkondensatoren (IES)
03EK3010D	BMBF, 722	IoLiTec Ionic Liquids Technologies GmbH	Salzstr. 184	74076	Heilbronn	IoLiTec Ionic Liquids Technologies GmbH	01.07.2012	30.06.2015	226.646 €	Verbundvorhaben IES: Innovative Elektrochemische Superkondensatoren
03EK3010E	BMBF, 722	W. Westermann Spezialkondensatoren e.K.	Gradestr. 35	12347	Berlin	W. Westermann Spezialkondensatoren e.K. - Doppelschicht Kondensatoren	01.07.2012	30.06.2015	158.683 €	Verbundvorhaben IES: Erforschung der Materialzusammenwirkung, Prototypdarstellung und Aufbau von Kondensatoren nach dem IES-Prinzip
03EK3010F	BMBF, 722	Sondervermögen Großforschung beim Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	Hermann-von-Helmholtz-Platz 1	76344	Eggenstein-Leopoldshafen	Helmholtz-Institut Ulm (HIU Elektrochemische Energiespeicherung)	01.02.2014	30.06.2015	349.648 €	Verbundvorhaben IES: Innovative Elektrochemische Superkondensatoren (IES)
03EK3011A	BMBF, 722	Sondervermögen Großforschung beim Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	Hermann-von-Helmholtz-Platz 1	76344	Eggenstein-Leopoldshafen	Sondervermögen Großforschung beim Karlsruher Institut für Technologie (KIT) - Institut für Angewandte Materialien (IAM) - Energiespeichersysteme (ESS)	01.07.2012	30.06.2015	461.509 €	Verbundvorhaben Flow 3D: Redox-Flow-Zellen mit robuster kohlenstoffbasierter 3D Elektrodenarchitektur (FLOW 3D), Teilvorhaben: Charakterisierung und Bewertung der Elektroden
03EK3011B	BMBF, 722	Heraeus Quarzglas GmbH & Co. KG	Quarzstr. 8	63450	Hanau	Heraeus Quarzglas GmbH & Co. KG	01.07.2012	30.06.2015	409.680 €	Verbundvorhaben Flow 3D: Redox-Flow-Zelle mit robuster kohlenstoffbasierter 3D Elektrodenarchitektur (FLOW 3D), Teilvorhaben: Optimierung der Kohlenstoff-Elektrode und Machbarkeitsstudie
03EK3011C	BMBF, 722	Freudenberg Forschungsdienste SE & Co. KG	Höhnerweg 2-4	69469	Weinheim	Freudenberg Forschungsdienste SE & Co. KG - Fasern und Veredelung	01.07.2012	30.06.2015	283.638 €	Verbundvorhaben Flow 3D: Redox-Flow-Zellen mit robuster kohlenstoffbasierter 3D Elektrodenarchitektur (FLOW 3D), Teilvorhaben: Herstellung strukturierter Fließe und Entwicklung der Elektroden mit 3D-Struktur

03EK3011D	BMBF, 722	Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg	Universitätsplatz 10	06108	Halle	Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg - Naturwissenschaftliche Fakultät II - Institut für Chemie/Technische Chemie	01.07.2012	30.06.2015	204.199 €	Verbundvorhaben Flow3D: Redox-Flow-Zellen mit robuster kohlenstoffbasierter 3D Elektrodenarchitektur (FLOW 3D), Teilvorhaben: Modifizierung und Charakterisierung der Kohlenstoffoberfläche
03EK3012A	BMBF, 722	Forschungszentrum Jülich GmbH	Wilhelm-Johnen-Str.	52428	Jülich	Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3)	01.07.2012	30.06.2015	538.748 €	Verbundvorhaben MaPEI: Membran-Elektroden-Einheiten für alkalische PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien
03EK3012B	BMBF, 722	FuMA-Tech Gesellschaft für funktionelle Membranen und Anlagentechnologie mbH	Am Grubenstollen 11	66386	St. Ingbert	FuMA-Tech Gesellschaft für funktionelle Membranen und Anlagentechnologie mbH	01.07.2012	30.06.2015	279.261 €	Verbundvorhaben MaPEI: Membran-Elektroden-Einheiten für alkalische PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien
03EK3013	BMBF, 722	Leibniz-Institut für neue Materialien gGmbH (INM)	Campus D2 2	66123	Saarbrücken	Leibniz-Institut für neue Materialien gGmbH (INM)	01.06.2012	31.05.2017	3.612.657 €	Nachwuchsgruppe 3D Nanostrukturierte Elektrische Energiespeicher Systeme (nanoEES3D)
03EK3015	BMBF, 722	Universität Augsburg	Universitätsstr. 2	86159	Augsburg	Universität Augsburg - Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät - Institut für Physik - Lehrstuhl für Experimentalphysik V	01.08.2012	31.07.2017	832.940 €	Nachwuchsgruppe ENREKON: Entwicklung ressourceneffizienter Kondensatoren zur Energie-Kurzzeitspeicherung
03EK3017	BMBF, 722	Forschungszentrum Jülich GmbH	Wilhelm-Johnen-Str.	52428	Jülich	Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK), (IEK-STE)	01.07.2012	30.06.2015	4.421.590 €	Elektrochemische Metall-Metalloxid-Hochtemperaturspeicher für zentrale und dezentrale stationäre Anwendungen (MeMo)
03EK3018A	BMBF, 722	Brandenburgische Kondensatoren GmbH	Franz-Wienholz-Str. 40	17291	Prenzlau	Brandenburgische Kondensatoren GmbH	01.09.2012	30.08.2015	513.128 €	Verbundvorhaben MASAK: Entwicklung der Systemkomponenten und Aufbau eines Modells
03EK3018B	BMBF, 722	Universität Rostock	Ulmenstr. 69	18057	Rostock	Universität Rostock - Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät - Institut für Chemie - Abt. Physikalische und Theoretische Chemie	01.09.2012	31.08.2015	203.678 €	Verbundvorhaben MASAK: Messung und Simulation geeigneter Elektrolytsysteme
03EK3018C	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM)	01.09.2012	31.08.2015	331.020 €	Verbundvorhaben MASAK: Magnesiumsulfidakku zur Elektroenergiespeicherung
03EK3019A	BMBF, 722	Universität Hamburg	Mittelweg 177	20148	Hamburg	Universität Hamburg - Fakultät für Mathematik, Informatik und Naturwissenschaften - Department Chemie - Institut für Anorganische und Angewandte Chemie	01.08.2012	31.07.2017	1.314.656 €	Verbundvorhaben ThessaPor: Optimierung der Speicherdichte eines thermochemischen Speichers für solare Wärme unter Verwendung von Komposit-Materialien aus Salzhydraten und hierarchisch strukturierten porösen Trägermaterialien
03EK3019B	BMBF, 722	Bauhaus-Universität Weimar	Geschwister-Scholl-Str. 8	99423	Weimar	Bauhaus-Universität Weimar - Fakultät Bauingenieurwesen - Professur Bauchemie	01.08.2012	31.07.2017	516.476 €	Verbundvorhaben ThessaPor: Optimierung der Speicherdichte eines thermochemischen Speichers für solare Wärme unter Verwendung von Komposit-Materialien aus Salzhydraten und hierarchisch strukturierten porösen Trägermaterialien
03EK3020A	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) - Institutsteil Dresden	01.07.2012	30.06.2015	701.488 €	Verbundvorhaben HD-HGV: Hochdynamische Thermochemische Energiespeicher auf Basis von Hydrid-Graphit-Verbundwerkstoffen
03EK3020B	BMBF, 722	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Standort Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik	01.07.2012	30.06.2015	477.205 €	Verbundvorhaben HD-HGV: Hochdynamische Thermochemische Energiespeicher auf Basis von Hybrid-Graphit-Verbundwerkstoffen
03EK3021	BMBF, 722	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) - Standort Ulm - Fachgebiet Elektrochemische Energietechnologien	01.07.2012	30.06.2016	1.448.836 €	Nachwuchsgruppe: Neue Elektroden-Design Konzepte für Batterie-Superkondensator-Hybride (NovaCap)
03EK3022A	BMBF, 722	Christian-Albrechts-Universität zu Kiel	Christian-Albrechts-Platz 4	24118	Kiel	Christian-Albrechts-Universität zu Kiel - Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät - Sektion Geowissenschaften - Institut für Geowissenschaften	01.07.2012	30.06.2016	5.593.607 €	Verbundvorhaben ANGUS+: Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher im Kontext der "Energiewende"
03EK3022B	BMBF, 722	Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ	Permoserstr. 15	04318	Leipzig	Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ - Department Umweltinformatik	01.07.2012	30.06.2016	872.380 €	Verbundvorhaben ANGUS+: Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher – Dimensionierung, Risikoanalyse und Auswirkungsprognose
03EK3022C	BMBF, 722	Ruhr-Universität Bochum	Universitätsstr. 150	44801	Bochum	Ruhr-Universität Bochum - Lehrstuhl für Grundbau, Boden- und Felsmechanik	01.07.2012	30.06.2016	484.144 €	Verbundvorhaben ANGUS+: Experimentelle Parameterbestimmung geomechanischer Kenngrößen von Fels- und Salzgesteinen sowie des geomechanisch-seismischen Verhaltens norddeutscher Lockergesteine bei periodischem Wärmeeintrag und -entzug
03EK3022D	BMBF, 722	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ	Telegrafenberg	14473	Potsdam	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ - Zentrum für Geothermie	01.07.2012	30.06.2016	352.189 €	Verbundvorhaben ANGUS+: Charakterisierung der Veränderlichkeit mikrobieller Biozönosen und Quantifizierung mikrobieller Stoffwechselprozesse infolge der geothermischen Nutzung von Aquiferen
03EK3023	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)	01.08.2012	31.07.2015	754.816 €	Thermochemische Festphasen-Wärmespeicher mit optimierten Wärmeleiteigenschaften - SOLIDSTORE
03EK3027A	BMBF, 722	Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn	Regina-Pacis-Weg 3	53113	Bonn	Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn - Mulliken Center for theoretical Chemistry - Institut für Physikalische und Theoretische Chemie	01.06.2013	30.11.2016	1.301.358 €	Verbundvorhaben Mg-Luft: Perspektiven für wiederaufladbare Mg/Luftbatterien
03EK3027B	BMBF, 722	Universität Ulm	Helmholtzstr. 16	89081	Ulm	Universität Ulm - Fakultät für Naturwissenschaften - Abt. Oberflächenchemie und Katalyse	01.06.2013	30.11.2016	688.741 €	Verbundvorhaben Mg-Luft: Perspektiven für wiederaufladbare Mg-Luftbatterien (Mg-Luft) - Teilantrag: Mikroskopische Charakterisierung der Reaktions- und Transportprozesse an der Kathodengrenzfläche von Mg-Luft Batterien
03EK3027C	BMBF, 722	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)	Industriestr. 6	70565	Stuttgart	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) - Standort Ulm - Fachgebiet Elektrochemische Energietechnologien	01.06.2013	30.11.2016	794.847 €	Verbundvorhaben Mg-Luft: Perspektiven für wiederaufladbare Mg/Luftbatterien; Teilvorhaben: Experimentelle Analysen von Kathode, Anode und Elektrolyt
03EK3027D	BMBF, 722	Forschungsverbund Berlin e.V.	Rudower Chaussee 17	12489	Berlin	Forschungsverbund Berlin e.V. - Weierstraß-Institut für Angewandte Analysis und Stochastik	01.06.2013	30.11.2016	288.858 €	Verbundvorhaben Mg-Luft, Teilvorhaben: Makroskopische Modellierung von Transport- und Reaktionsprozessen in Magnesium-Luft-Batterien

03EK3029A	BMBF, 722	Technische Universität Bergakademie Freiberg	Akademiestr. 6	09599	Freiberg	Technische Universität Bergakademie Freiberg - Fakultät für Chemie und Physik - Institut für Experimentelle Physik	01.10.2012	31.12.2015	3.606.557 €	Verbundvorhaben CryPhysConcept: Mit Kristallphysik zum Zukunftskonzept elektrochemischer Energiespeicher
03EK3029B	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie (IISB)	01.10.2012	31.12.2015	2.064.449 €	Verbundvorhaben CryPhysConcept: "Mit Kristallphysik zum Zukunftskonzept elektrochemischer Energiespeicher", Teilvorhaben des Fraunhofer THM und IWS
03EK3029C	BMBF, 722	Kurt-Schwabe-Institut für Mess- und Sensortechnik e.V. Meinsberg	Kurt-Schwabe-Str. 4	04736	Waldheim	Kurt-Schwabe-Institut für Mess- und Sensortechnik e.V. Meinsberg	01.10.2012	31.12.2015	348.985 €	Verbundvorhaben CryPhysConcept: Oxidische Materialien für elektrochemische Energiespeicher (Oxeen)
03EK3031A	BMBF, 722	Westfälische Wilhelms-Universität Münster	Schlossplatz 2	48149	Münster	Westfälische Wilhelms-Universität Münster - Institut für Physikalische Chemie - MEET Münster Electrochemical Energy Technology	01.10.2012	30.12.2016	2.835.938 €	Verbundvorhaben Insider: Entwicklung und Aufbau eines innovativen Anionen-einlagernden Batteriesystems
03EK3031B	BMBF, 722	Forschungszentrum Jülich GmbH	Wilhelm-Johnen-Str.	52428	Jülich	Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK) - Werkstoffe und Verfahren der Energietechnik (IEK-1)	01.11.2012	31.12.2016	831.335 €	Verbundvorhaben Insider: Auf Anionen-Interkalation basierende Dual Ionen Energiespeicher
03EK3031C	BMBF, 722	Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig	Pockelsstr. 14	38106	Braunschweig	Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig - Fakultät 4 - Maschinenbau - Institut für Partikeltechnik	01.10.2012	31.12.2016	993.970 €	Verbundvorhaben Insider: "Partikel-, Verfahrens- und Prozesstechnik zur Strukturierung und Fertigung von Elektroden für Dual-Anionen-Batterien" Teilvorhaben "InSider" - Auf Anionen-Interkalation basierende Dual Ionen Energiespeicher
03EK3031D	BMBF, 722	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Schlossplatz 4	91054	Erlangen	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg - Technische Fakultät - Lehrstuhl für Feststoff- und Grenzflächenverfahrenstechnik	01.11.2012	31.12.2016	1.182.452 €	Verbundvorhaben Insider: Auf Anionen-Interkalation basierende Dual Ionen Energiespeicher, Teilprojekt: Performanceesteigerung durch gezielte Elektrodenarchitektur mit funktionalisierten Kohlenstoffmaterialien und Nanokompositen
03ESP011A	BMWi, IIIC5	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Standort Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik	01.05.2013	30.04.2016	778.589 €	Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken; Teilvorhaben DLR: "Speicherauslegung und -systemanalyse".
03ESP011B	BMWi, IIIC5	STEAG New Energies GmbH	St. Johanner Str. 101-105	66115	Saarbrücken	STEAG New Energies GmbH - Technische Innovation	01.05.2013	30.04.2016	416.734 €	Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken - TESIN; Teilvorhaben; "Pilotanlage eines Hochtemperaturlatent- wärmespeichers im Heizkraftwerk Wellesweiler - Potenzialanalyse für Heizkraftwerke"
03ESP011C	BMWi, IIIC5	Badische Stahl-Engineering GmbH	Robert-Koch-Str. 13	77694	Kehl	Badische Stahl-Engineering GmbH	01.05.2013	30.04.2016	166.147 €	Thermische Energiespeicher für die Erhöhung der Energieeffizienz in Heizkraftwerken und Elektrostahlwerken; Teilvorhaben: Erstellung eines Referenzkonzepts und Potentialanalyse für den Einsatz von Speichern in Elektrostahlwerken.
03ESP040A	BMWi, IIIC5	Hochschule für Technik Stuttgart	Schellingstr. 24	70174	Stuttgart	Hochschule für Technik Stuttgart - Fachbereich Bauingenieurwesen, Bauphysik und Wirtschaft	01.09.2012	31.08.2015	540.760 €	Verbundvorhaben SorpStor - Entwicklung eines luftgeführten thermo-chemischen Flüssigsorptionsspeichersystems für Kühl-, Heiz- und Trocknungsanwendungen; Teilvorhaben Konzept- und Systementwicklung, Leistungsanalyse
03ESP040B	BMWi, IIIC5	Wolf GmbH	Industriestr. 1	84048	Mainburg	Wolf GmbH	01.09.2012	31.08.2015	88.910 €	Verbundvorhaben SorpStor - Entwicklung eines luftgeführten thermo-chemischen Flüssigsorptionsspeichersystems für Kühl-, Heiz- und Trocknungsanwendungen; Teilvorhaben Planung, Konstruktion und Wirtschaftlichkeitsanalyse
03ESP051A	BMWi, IIIC5	Stahl- und Metallbau + Konstruktionen GmbH & Co. KG	Limbacher Str. 56	09113	Chemnitz	Stahl- und Metallbau + Konstruktionen GmbH & Co. KG	01.10.2012	30.09.2015	271.456 €	Verbundvorhaben: Energieeffiziente Betonfertigteilherstellung mittels Wärmerückführung über Latentwärmespeicher bei gleichzeitiger Verbesserung der Betonqualität – ENBELAT, Teilvorhaben: Verfahrens- und Anlagenentwicklung
03ESP051B	BMWi, IIIC5	FUCHS Ingenieur Beton GmbH	Spalter Str. 1	91187	Röttenbach	FUCHS Ingenieur Beton GmbH	01.10.2012	30.09.2015	784.826 €	Verbundvorhaben: Energieeffiziente Betonfertigteilherstellung mittels Wärmerückführung über Latentwärmespeicher bei gleichzeitiger Verbesserung der Betonqualität – ENBELAT, Teilvorhaben: Technologieerprobung, Demonstratorbau, Pilotversuche
03ESP051C	BMWi, IIIC5	Materialforschungs- und -prüfanstalt an der Bauhaus-Universität Weimar	Coudraystr. 9	99423	Weimar	Materialforschungs- und -prüfanstalt an der Bauhaus-Universität Weimar	01.10.2012	30.09.2015	317.475 €	Verbundvorhaben: Energieeffiziente Betonfertigteilherstellung mittels Wärmerückführung über Latentwärmespeicher bei gleichzeitiger Verbesserung der Betonqualität – ENBELAT, Teilvorhaben: Werkstoff- und Verfahrensparameter, Qualitätssicherung
03ESP065A	BMWi, IIIC5	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.12.2013	30.11.2016	664.190 €	Verbundvorhaben: HyAktiv - Hydrophilisierung von Aktivkohlen zum Einsatz in Sorptionswärmespeichern; Teilvorhaben: Opütiierung der Adsorptionscharakteristik.
03ESP065B	BMWi, IIIC5	Dinex GmbH	Gewerbestr. 3-5	36148	Kalbach	Dinex GmbH - Dinex Emission Technologies Germany	01.12.2013	30.11.2016	216.956 €	Verbundvorhaben: Sorptionswärmespeicher auf Basis neuer hydrophilisierter Aktivkohlen; Teilvorhaben: Entwicklung sorptiver Formkörpern mit Wabenstruktur für Sorptionswärmespeicher
03ESP106A	BMWi, IIIC5	Forschungszentrum Jülich GmbH	Wilhelm-Johnen-Str.	52428	Jülich	Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-3)	01.07.2012	30.06.2015	1.810.376 €	Verbundvorhaben Ekolyser "Neue kostengünstige und nachhaltige Materialien für die PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"
03ESP106B	BMWi, IIIC5	FuMA-Tech Gesellschaft für funktionelle Membranen und Anlagentechnologie mbH	Am Grubenstollen 11	66386	St. Ingbert	FuMA-Tech Gesellschaft für funktionelle Membranen und Anlagentechnologie mbH	01.07.2012	30.06.2015	312.668 €	Verbundvorhaben ekolyser; Neue kostengünstige und nachhaltige Materialien für die PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien
03ESP106C	BMWi, IIIC5	Gräbener Maschinentechnik GmbH & Co. KG	Am Heller 1	57250	Netphen - Werthenbach (Bhf.)	Gräbener Maschinentechnik GmbH & Co. KG	01.07.2012	30.06.2015	659.063 €	Verbundvorhaben ekolyser - "Neue kostengünstige und nachhaltige Materialien für die PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"
03ESP106D	BMWi, IIIC5	Max-Planck-Gesellschaft zur Förderung der Wissenschaften e.V. (MPG)	Hofgartenstr. 8	80539	München	Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion	01.07.2012	30.06.2015	492.570 €	Verbundvorhaben ekolyser - "Neue kostengünstige und nachhaltige Materialien für die PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"
03ESP106E	BMWi, IIIC5	SolviCore GmbH & Co. KG	Rodenbacher Chaussee 4	63457	Hanau	SolviCore GmbH & Co. KG - SC-RD	01.07.2012	30.06.2015	727.615 €	Verbundvorhaben ekolyser - Neue kostengünstige und nachhaltige Materialien für die PEM-Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. "Teilvorhaben: Entwicklung von kostengünstigen Membran–Elektroden-Einheiten für die PEMWE"
03ESP110A	BMWi, IIIC5	FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.	Am Blütenanger 71	80995	München	FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.	01.09.2012	31.08.2015	1.773.930 €	En:Sys - Systemanalyse Energiespeicher: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Technische Varianten, Einsatzgebiete, Einsatzmechanismen und Einsatzszenarien für funktionale Stromspeicher
03ESP112A	BMWi, IIIC5	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Standort Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik	01.10.2013	31.03.2017	581.239 €	Verbundvorhaben - Bewegtes Reaktionsbett zur thermochemischen Energiespeicherung; Teilvorhaben: Prozessführung und Funktionsnachweis
03ESP112B	BMWi, IIIC5	Universität Siegen	Herrengarten 3	57072	Siegen	Universität Siegen - Lehrstuhl für Energie- und Umweltverfahrenstechnik, Fak. IV, Dep. MB	01.10.2013	31.03.2017	507.509 €	Verbundvorhaben: Bewegtes Reaktionsbett zur thermochemischen Energiespeicherung; Teilvorhaben: Materialentwicklung und Feststoffbewegung

03ESP138A	BMWi, IIIC5	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern)	Am Galgenberg 87	97074	Würzburg	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern) - Abt. Funktionsmaterialien der Energietechnik	01.12.2012	29.02.2016	830.940 €	Verbundvorhaben: Entwicklung von Salzhydraten mit Phasenwechseltemperaturen von 15°C und 21°C samt geeigneter Verkapselungen (PC-Cools_V): Begleitforschung
03ESP138B	BMWi, IIIC5	Dörken GmbH und Co. Kommanditgesellschaft	Wetterstr. 58	58313	Herdecke	Dörken GmbH und Co. Kommanditgesellschaft	01.01.2013	30.09.2013	118.831 €	Verbundvorhaben: Entwicklung von Salzhydraten mit Phasenwechseltemperaturen von 15°C und 21°C samt geeigneter Verkapselung (PC-Cools_V): Materialentwicklung
03ESP138C	BMWi, IIIC5	Promat GmbH	Scheifenkamp 16	40878	Ratingen	Promat GmbH	01.01.2013	31.12.2015	58.294 €	Verbundvorhaben: Entwicklung von Salzhydraten mit Phasenwechseltemperaturen von 15°C und 21°C samt geeigneter Verkapselungen (PC-Cools_V): Trägermaterialien
03ESP138D	BMWi, IIIC5	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern)	Am Galgenberg 87	97074	Würzburg	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern) - Abt. 1 - Technik für Energiesysteme und Erneuerbare Energien	01.12.2013	30.11.2016	413.487 €	Verbundvorhaben: Entwicklung eines Latentwärmespeichers und eines PCM-Slurry auf Salzhydratbasis mit Phasenwechseltemperatur 15 °C (PC-Cools_S): Materialentwicklung
03ESP138E	BMWi, IIIC5	Vaillant GmbH	Berghauser Str. 40	42859	Remscheid	Vaillant GmbH - IRIT	01.12.2013	30.11.2016	385.958 €	Verbundvorhaben: Entwicklung eines Latentwärmespeichers und eines PCM-Slurry auf Salzhydratbasis mit Phasenwechseltemperatur 15 °C (PC-Cools_S): PCM-Speicher-Entwicklung
03ESP144A	BMWi, IIIC5	RWE Power Aktiengesellschaft	Huyssenallee 2	45128	Essen	RWE Power Aktiengesellschaft - Forschung und Entwicklung - Innovative Kraftwerkstechnik	01.01.2013	30.06.2016	9.181.627 €	Projekt ADELE-ING: Engineeringvorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik
03ESP144B	BMWi, IIIC5	GE Global Research Zweigniederlassung der General Electric Deutschland Holding GmbH	Freisinger Landstr. 50	85748	Garching	GE Global Research Zweigniederlassung der General Electric Deutschland Holding GmbH	01.01.2013	30.06.2016	214.009 €	ADELE-ING Engineering-Vorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik
03ESP144C	BMWi, IIIC5	Ed. Züblin AG	Albstadtweg 3	70567	Stuttgart	Ed. Züblin AG - Direktion Zentrale Technik	01.01.2013	30.06.2016	1.910.000 €	Verbundprojekt: ADELE-ING - Engineeringvorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik, Teilvorhaben: Wärmespeicher

03ESP144D	BMWi, IIIC5	TÜV SÜD Industrie Service GmbH	Westendstr. 199	80686	München	TÜV SÜD Industrie Service GmbH	01.01.2013	30.06.2016	596.896 €	ADELE-ING, Engineeringvorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik
03ESP144E	BMWi, IIIC5	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)	Linder Höhe 1	51147	Köln	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) - Standort Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik	01.01.2013	30.06.2016	1.005.040 €	Engineeringvorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik (ADELE-ING)-Wärmespeicher-Berechnungen zur Auslegung,Beiträge zu Betriebsstrategie und Überwachungssystem, Materialeigenschaften
03ESP144F	BMWi, IIIC5	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	Universitätsplatz 2	39106	Magdeburg	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg - Lehrstuhl für Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen	01.01.2013	30.06.2016	303.475 €	Engineering-Vorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik - Teil B: Vorhabenbeschreibung Otto-von-Guericke-Universität, Arbeitspaket 2.1 - Netzintegration
03ESP144G	BMWi, IIIC5	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. - Fraunhofer-Anwendungszentrum für Systemtechnik Ilmenau (IOSB)	01.01.2013	30.06.2016	451.854 €	Engineering-Vorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik - ADELE-ING
03ESP144H	BMWi, IIIC5	50Hertz Transmission GmbH	Eichenstr. 3 a	12435	Berlin	50Hertz Transmission GmbH	01.01.2013	30.06.2016	118.176 €	„Engineering-Vorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik" Teil B: Vorhabensbeschreibung 50 Hertz Transmission GmbH, Arbeitspaket 2 – Netz- und Marktintegration
03ESP165A	BMWi, IIIC5	hollomet Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Grunaer Weg 26	01277	Dresden	hollomet Gesellschaft mit beschränkter Haftung	01.12.2013	30.11.2016	308.879 €	Verbundvorhaben: Mesoskalige, metallverkapselte Hochtemperatur-PCM für dynamische Wärmespeicher (MetPCM)/ Teilvorhaben: Verfahrens- und Anlagenentwicklung zur Herstellung von metallverkapselten Hochtemperatur-PCM
03ESP165B	BMWi, IIIC5	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) - Bereich Endformnahe Fertigungstechnologien - Außenstelle für Pulvermetallurgie und Verbundwerkstoffe (EPW)	01.12.2013	30.11.2016	521.155 €	Verbundvorhaben: Mesoskalige, metallverkapselte Hochtemperatur-PCM für dynamische Wärmespeicher (MetPCM); Teilvorhaben: Entwicklung der Herstellungs-, Befüll- und Verkapselungstechnologie metallverkapselter Hochtemperatur-PCM und deren thermische Charakterisierung
03ESP165C	BMWi, IIIC5	Institut für Luft- und Kältetechnik gemeinnützige Gesellschaft mbH	Bertolt-Brecht-Allee 20	01309	Dresden	Institut für Luft- und Kältetechnik gemeinnützige Gesellschaft mbH	01.12.2013	30.11.2016	419.826 €	Verbundvorhaben: Mesoskalige, metallverkapselte Hochtemperatur-PCM für dynamische Wärmespeicher (MetPCM); Teilvorhaben: Untersuchung von Eigenschaften mobiler PCM-Kugeln im Hochtemperaturbereich
03ESP165D	BMWi, IIIC5	ReMetall Drochow GmbH	Hauptstr. 2 a	01994	Drochow	ReMetall Drochow GmbH	01.12.2013	30.11.2016	102.841 €	Verbundvorhaben: Mesoskalige, metallverkapselte Hochtemperatur-PCM für dynamische Wärmespeicher (MetPCM); Teilvorhaben: Katalysatoren
03ESP200A	BMWi, IIIC5	Stadtwerke Mainz, Aktiengesellschaft	Rheinallee 41	55118	Mainz	Stadtwerke Mainz, Aktiengesellschaft	01.10.2012	31.12.2016	2.452.484 €	Energiepark Mainz - Elektrolyse-Wasserstoff als Energiespeicher und –vektor
03ESP200B	BMWi, IIIC5	Siemens Aktiengesellschaft	Gleiwitzerstr. 555	90475	Nürnberg	Siemens Aktiengesellschaft - I DT LD HY	01.03.2013	28.02.2017	3.924.795 €	VERBUNDPROJEKT ENERGIEPARK MAINZ: Elektrolyse-Wasserstoff als Energiespeicher und -vektor / TEILPROJEKT: Errichtung der Elektrolyseanlage und Betrieb als Forschungsanlage im Verbundprojekt
03ESP200C	BMWi, IIIC5	Linde AG	Klosterhofstr. 1	80331	München	Linde Gas Deutschland	01.03.2013	28.02.2017	2.113.480 €	Energiepark Mainz - Elektrolyse-Wasserstoff als Energiespeicher und –vektor
03ESP200D	BMWi, IIIC5	Hochschule RheinMain University of Applied Sciences Wiesbaden Rüsselsheim Geisenheim	Kurt-Schumacher-Ring 18	65197	Wiesbaden	Hochschule RheinMain - Fachbereich Ingenieurwissenschaften	01.10.2012	31.12.2016	425.866 €	Energiepark Mainz, Teilprojekt Wissenschaftliche Begleitung
03ESP214	BMWi, IIIC5	Universität Stuttgart	Keplerstr. 7	70174	Stuttgart	Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung	01.11.2012	31.10.2014	358.820 €	Systemanalyse Energiespeicher
03ESP217A	BMWi, IIIC5	Bayer MaterialScience Aktiengesellschaft	Kaiser-Wilhelm-Allee 1	51373	Leverkusen	Bayer MaterialScience Aktiengesellschaft - IO-BC-PI	01.09.2012	31.08.2015	210.532 €	Verbundvorhaben ZnPlus - Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien zur Energiespeicherung
03ESP217B	BMWi, IIIC5	Grillo-Werke Aktiengesellschaft	Weseler Str. 1	47169	Duisburg	Grillo-Werke Aktiengesellschaft - Standort Goslar - Produktbereich Pulver	01.09.2012	31.08.2015	174.770 €	ZnPLUS - Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterie zur Energiespeicherung
03ESP217C	BMWi, IIIC5	Zentrum für Brennstoffzellen-Technik GmbH	Carl-Benz-Str. 201	47057	Duisburg	Zentrum für Brennstoffzellen-Technik GmbH	01.09.2012	31.08.2015	364.801 €	Verbundvorhaben ZnPlus - Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien zur Energiespeicherung (ZnPLUS)
03ESP217D	BMWi, IIIC5	Universität Duisburg-Essen	Universitätsstr. 2	45141	Essen	Universität Duisburg-Essen - Fakultät Ingenieurwissenschaften - Institut für Energie- und Umweltverfahrenstechnik - Lehrstuhl Energietechnik	01.09.2012	31.08.2015	533.206 €	Verbundvorhaben ZnPlus - "Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien zur Energiespeicherung"
03ESP217E	BMWi, IIIC5	Technische Universität Clausthal	Adolph-Roemer-Str. 2 a	38678	Clausthal-Zellerfeld	Technische Universität Clausthal Institut für Chemische Verfahrenstechnik	01.09.2012	31.08.2015	539.872 €	Verbundvorhaben ZnPlus - "Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien zur industriellen Energiespeicherung"
03ESP217F	BMWi, IIIC5	Universität des Saarlandes	Campus	66123	Saarbrücken	Universität des Saarlandes - Fakultät 8 Naturwissenschaftlich-Technische Fakultät III - Fachrichtung Physikalische Chemie - Prof. Dr. Rolf Hempelmann und Dr. Harald Natter	01.09.2012	30.08.2015	452.711 €	Verbundvorhaben ZnPlus - "Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien zur Energiespeicherung"
03ESP217G	BMWi, IIIC5	Hochschule Niederrhein University of Applied Sciences	Reinarzstr. 49	47805	Krefeld	Hochschule Niederrhein University of Applied Sciences - Fachbereich Elektrotechnik und Informatik - Institut für Modellbildung und Hochleistungsrechnen	01.09.2012	30.08.2015	217.715 €	ZnPLUS - Wiederaufladbare Zink-Luft-Batterien zur Energiespeicherung
03ESP225A	BMWi, IIIC5	Thüringisches Institut für Textil- und Kunststoff-Forschung e.V. (TITK)	Breitscheidstr. 97	07407	Rudolstadt	Thüringisches Institut für Textil- und Kunststoff-Forschung e.V. (TITK)	01.07.2013	30.06.2016	344.797 €	Energiespeicher in Form von polymergebundenen Phase Change Materials (PCM) für Anwendungen im Kälte- und Wärmebereich bei energieeffizienten Haushaltsgeräten - PCM4all, Teilvorhaben: Materialentwicklung und -optimierung
03ESP225B	BMWi, IIIC5	BSH Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH	Carl-Wery-Str. 34	81739	München	BSH Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH - Produktbereich Kälte - Entwicklung - Fabrik Giengen	01.07.2013	30.06.2016	629.908 €	Energiespeicher in Form von polymergebundenen Phase Change Materials (PCM) für Anwendungen im Kälte- und Wärmebereich bei energieeffizienten Haushaltsgeräten - PCM4all, Teilvorhaben: Speicherverfahren und Funktionsmuster
03ESP225C	BMWi, IIIC5	Institut für Luft- und Kältetechnik gemeinnützige Gesellschaft mbH	Bertolt-Brecht-Allee 20	01309	Dresden	Institut für Luft- und Kältetechnik gemeinnützige Gesellschaft mbH	01.07.2013	30.06.2016	444.976 €	Energiespeicher in Form von polymergebundenen Phase Change Materials (PCM) für Anwendungen im Kälte- und Wärmebereich bei energieeffizienten Haushaltsgeräten - PCM4all, Teilvorhaben: Materialcharakterisierung und Systemintegration
03ESP227A	BMWi, IIIC5	LaTherm GmbH	Mallinckrodtstr. 320	44147	Dortmund	LaTherm GmbH	01.07.2013	30.06.2016	186.817 €	Verbundvorhaben: Entwicklung makroverkapselter Latentwärmespeicher für den straßengebundenen Transport von Abwärme; Teilvorhaben: Erforschung der Skalierbarbeit auf industriellen Maßstab
03ESP227B	BMWi, IIIC5	Universität Bayreuth	Universitätsstr. 30	95447	Bayreuth	Universität Bayreuth - Fakultät für Angewandte Naturwissenschaften - Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse (LTTT) und Lehrstuhl Metallische Werkstoffe (MW)	01.07.2013	30.06.2016	703.990 €	Verbundvorhaben: Entwicklung makroverkapselter Latentwärmespeicher für den straßengebundenen Transport von Abwärme; Teilvorhaben: Simulation, Entwicklung und messtechnische Untersuchung von Speicherkapseln

03ESP230A	BMWi, IIIC5	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern)	Am Galgenberg 87	97074	Würzburg	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern) - Abt. Funktionsmaterialien der Energietechnik	01.07.2013	30.06.2016	725.550 €	Entwicklung einer Messmethodik zur thermischen Charakterisierung von PCM-Wärmespeicherkomponenten (PCM-Metro)
03ESP239	BMWi, IIIC5	Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln gemeinnützige Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Vogelsanger Str. 321	50827	Köln	Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln gemeinnützige Gesellschaft mit beschränkter Haftung	01.08.2013	30.06.2015	323.660 €	Förderinitiative Energiespeicher - ökonomisch wissenschaftliche Untersuchung der Technologieansätze im Gesamtsystem
03ESP259A	BMWi, IIIC5	B & O Gebäudetechnik GmbH & Co. KG	Börnestr. 37-41	13086	Berlin	B & O Gebäudetechnik GmbH & Co. KG	01.07.2013	30.06.2016	242.987 €	Verbundvorhaben: Entwicklung eines modularen, geschlossenen, sorptiven Wärmespeichers zur Energieeffizienzsteigerung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Teilvorhaben: Systemsteuerung und Energiemanagement, Verbundkoordination
03ESP259B	BMWi, IIIC5	ZeoSys -Zeolithsysteme - Forschungs- und Vertriebsunternehmen für Umweltschutz-, Medizin- und Energietechnik GmbH	Falkenberger Str. 40	13088	Berlin	ZeoSys -Zeolithsysteme - Forschungs- und Vertriebsunternehmen für Umweltschutz-, Medizin- und Energietechnik GmbH	01.07.2013	30.06.2016	471.083 €	Verbundvorhaben: Entwicklung eines modularen, geschlossenen, sorptiven Wärmespeichers zur Energieeffizienzsteigerung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Teilvorhaben: Materialentwicklung Sorptionsmaterial, Konfektionierung, Wärmetauscher
03ESP259C	BMWi, IIIC5	Pneumatik Berlin GmbH PTM	Falkenberger Str. 40	13088	Berlin	Pneumatik Berlin GmbH PTM	01.07.2013	30.06.2016	362.040 €	Verbundvorhaben: Entwicklung eines modularen, geschlossenen, sorptiven Wärmespeichers zur Energieeffizienzsteigerung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Teilvorhaben: Speicherkonzept, Herstellungsverfahren und Erprobung
03ESP259D	BMWi, IIIC5	KKI GmbH	Boschstr. 8	74706	Osterburken	KKI GmbH	01.07.2013	30.06.2016	191.540 €	Verbundvorhaben: Entwicklung eines modularen, geschlossenen, sorptiven Wärmespeichers zur Energieeffizienzsteigerung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Teilvorhaben: Fertigungskonzepte und Konstruktion
03ESP259E	BMWi, IIIC5	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik (IGB)	01.07.2013	30.06.2016	1.341.337 €	Verbundvorhaben Entwicklung eines modularen, geschlossenen, sorptiven Wärmespeichers zur Energieeffizienzsteigerung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Teilvorhaben Systemsteuerung, Materialentwicklung, Herstellungsverfahren
03ESP265A	BMWi, IIIC5	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen	Templergraben 55	52062	Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen - Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS)	01.07.2013	30.06.2017	3.706.065 €	Verbund: Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher (M5Bat) - Teilvorhaben: Entwicklung einer Li-Ionen Batterie und einer NaNiCl-Batterie, Monitoring und Erstellung eines Designhandbuchs
03ESP265B	BMWi, IIIC5	AEG Power Solutions GmbH	Emil-Siepmann-Str. 32	59581	Warstein	AEG Power Solutions GmbH - R&D ADV	01.07.2013	30.06.2017	- €	Verbund: Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher (M5Bat), Teilvorhaben: Entwicklung der Umrichter und des Energiemanagementsystems
03ESP265C	BMWi, IIIC5	Exide Technologies GmbH	Im Thiergarten 1	63654	Büdingen	Exide Technologies GmbH	01.09.2013	30.06.2017	817.794 €	Verbund: Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher (M5Bat), Teilvorhaben: Entwicklung einer verschlossenen Bleibatterie und einer zyklenfest geschlossenen Bleibatterie
03ESP265D	BMWi, IIIC5	beta-motion GmbH	Sachsstr. 18	50259	Pulheim	beta-motion GmbH	01.07.2013	30.06.2017	1.360.841 €	Verbund: Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher (M5Bat), Teilvorhaben: Entwicklung von Thermomanagement, Strangsteuerung und Wartungskonzepten
03ESP271	BMWi, IIIC5	Verein zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung in der Freien Hansestadt Bremen e. V.	Wilhelm-Herbst-Str. 7	28359	Bremen	Verein zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung in der Freien Hansestadt Bremen e. V. - Bremer Energie Institut	01.07.2012	30.06.2014	289.151 €	Multi-Grid-Storage (MuGriSto) - Analyse der Maßnahmen zum Ausgleich unflexibler Stromerzeugung durch Verknüpfung der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung im Vergleich zu den übrigen Puffermöglichkeiten
03ESP323A	BMWi, IIIC5	KBB Underground Technologies GmbH	Baumschulenallee 16	30625	Hannover	KBB Underground Technologies GmbH - Abt. Project Development R&D	01.05.2012	30.04.2015	138.629 €	Verbundprojekt InSpEE: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien. Teilprojekt Bewertungskriterien und Potentialabschätzung
03ESP323B	BMWi, IIIC5	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)	Stilleweg 2	30655	Hannover	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) - Fachbereiche B3.3 und B3.1	01.05.2012	30.04.2015	833.286 €	Verbundprojekt InSpEE: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien. Teilprojekt Salz- und Strukturgeologie
03ESP323C	BMWi, IIIC5	Leibniz Universität Hannover	Welfengarten 1	30167	Hannover	Leibniz Universität Hannover - Fakultät für Bauingenieurwesen und Geodäsie - Institut für Geotechnik - Abt. Unterirdisches Bauen	01.05.2012	30.04.2015	284.266 €	Verbundprojekt InSpEE: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien. Teilprojekt: Gebirgsmechanische Anforderungen
03ESP330A	BMWi, IIIC5	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern)	Am Galgenberg 87	97074	Würzburg	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern) - Abt. 1 - Technik für Energiesysteme und Erneuerbare Energien	01.04.2014	31.03.2017	1.180.664 €	Verbundvorhaben: Thermische Speicher als verschiebbare Lasten in elektrischen Netzen (DiTES4Grid), Teilprojekt: Begleitforschung und Mitarbeit/Leitung des IEA-ECES Annex 28
03ESP330B	BMWi, IIIC5	BSH Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH	Carl-Wery-Str. 34	81739	München	BSH Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH - Produktbereich Kälte - Entwicklung - Fabrik Giengen	01.04.2014	31.03.2017	214.063 €	Verbundvorhaben: Thermische Speicher als verschiebbare Lasten in elektrischen Netzen (DiTES4Grid), Teilprojekt: Haushaltskühlschrank mit PCM
03ESP346A	BMWi, IIIC5	WätaS Wärmetauscher Sachsen GmbH	Lindenstr. 5	09526	Olbernhau	WätaS Wärmetauscher Sachsen GmbH - Abteilung Forschung und Entwicklung	01.04.2014	31.03.2017	107.289 €	Verbundvorhaben: Modulare PCM-Speicher mit hoher Leistungsdichte auf Basis von 3D-Drahtstrukturen (MOSPEDRA); Teilvorhaben: Entwicklung der Wärmeübertrager für Speicher, Aufbau des Funktionsmusterprüfstandes und Durchführung von Messungen und Versuchen
03ESP346B	BMWi, IIIC5	Nehlsen-BWB Flugzeug-Galvanik Dresden GmbH & Co. KG	Grenzstr. 2	01109	Dresden	Nehlsen-BWB Flugzeug-Galvanik Dresden GmbH & Co. KG	01.04.2014	31.03.2017	125.632 €	Verbundvorhaben: Modulare PCM-Speicher mit hoher Leistungsdichte auf Basis von 3D-Drahtstrukturen (MOSPEDRA); Teilvorhaben: Elektrochemische Bearbeitung des Basissubstrates
03ESP346C	BMWi, IIIC5	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) - Institutsteil Dresden	01.04.2014	31.03.2017	239.850 €	Verbundvorhaben: Modulare PCM-Speicher mit hoher Leistungsdichte auf Basis von 3D-Drahtstrukturen (MOSPEDRA); Teilvorhaben: Entwicklung und Optimierung von Fügetechnologien, Werkstoff- und Funktionseigenschaften.
03ESP346E	BMWi, IIIC5	KIESELSTEIN International GmbH	Erzbergerstr. 3	09116	Chemnitz	KIESELSTEIN International GmbH	01.04.2014	31.03.2017	168.102 €	Verbundvorhaben MOSPEDERA: Modulare PCM-Speicher mit hoher Leistungsdichte auf Basis von 3D-Drahtstrukturen Teilvorhaben KIESELSTEIN International GmbH: Innovative Drahtstrukturen für den Einsatz in PCM-Speichersystemen
03ESP357A	BMWi, IIIC5	Imtech Deutschland GmbH & Co. KG	Hammer Str. 32	22041	Hamburg	Imtech Deutschland GmbH & Co. KG - Forschung und Entwicklung (FuE)	01.10.2013	30.09.2016	469.723 €	Verbundvorhaben: Kompakte und wirtschaftliche Latentwärmespeicher für Kühlprozesse im Niedertemperaturbereich (KOLAN), Teilvorhaben: Makrokapseln und Systemintegration
03ESP357B	BMWi, IIIC5	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.10.2013	30.09.2016	837.640 €	Verbundvorhaben: Kompakte und wirtschaftliche Latentwärmespeicher für Kühlprozesse im Niedertemperaturbereich (KOLAN), Teilvorhaben: Charakterisierung und Bewertung
03ESP357C	BMWi, IIIC5	Sasol Germany GmbH	Anckelmannsplatz 1	20537	Hamburg	Sasol Germany GmbH - Werk Brunsbüttel	01.10.2013	30.09.2016	270.877 €	Verbundvorhaben: Kompakte und wirtschaftliche Latentwärmespeicher für Kühlprozesse im Niedertemperaturbereich (KOLAN), Teilvorhaben: Materialentwicklung
03ESP370A	BMWi, IIIC5	Gießerei Heunisch Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Westheimer Str. 6	91438	Bad Windsheim	Gießerei Heunisch Gesellschaft mit beschränkter Haftung	01.06.2013	30.11.2016	674.524 €	Verbundvorhaben: Industrielle Abwärmenutzung einer Gießerei durch thermische Energiespeicherung in Kombination mit einem Absorptionsprozess. Teilprojekt: Umsetzung einer Demonstratoranlage

03ESP370B	BMWi, IIIC5	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern)	Am Galgenberg 87	97074	Würzburg	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern) - Abt. 1 - Technik für Energiesysteme und Erneuerbare Energien	01.06.2013	30.11.2016	832.025 €	Verbundvorhaben: Industrielle Abwärmenutzung einer Gießerei durch thermische Energiespeicherung in Kombination mit einem Absorptionsprozess. Teilvorhaben: System- und Komponentenentwicklung
03ESP370C	BMWi, IIIC5	Küttner GmbH & Co. KG	Alfredstr. 28	45130	Essen	Küttner GmbH & Co. KG - Abt. ST-2 / Kupolofen-Schmelztechnik	01.06.2013	30.11.2016	103.613 €	Verbundvorhaben: Industrielle Abwärmenutzung einer Giesserei durch thermische Energiespeicherung in Kombination mit einem Absorptionsprozess. Teilvorhaben: Auslegung, Planung des Energiesystems
03ESP402A	BMWi, IIIC5	Universität Stuttgart	Keplerstr. 7	70174	Stuttgart	Universität Stuttgart - Fakultät 4 Energie-, Verfahrens- und Biotechnik - Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik	01.12.2012	30.11.2015	545.722 €	Verbundvorhaben: Entwicklung und Erprobung eines chemisch-sorptiven Langzeitwärmespeichers für die Gebäudebeheizung, Teilvorhaben: Verfahrensentwicklung
03ESP402B	BMWi, IIIC5	Universität Leipzig	Ritterstr. 26	04109	Leipzig	Universität Leipzig - Fakultät für Chemie und Mineralogie - Institut für Technische Chemie	01.12.2012	30.11.2015	359.163 €	Verbundvorhaben: Entwicklung und Erprobung eines chemisch-sorptiven Langzeitwärmespeichers für die Gebäudebeheizung, Teilprojekt: Optimierung und Weiterentwicklung von chemisch-sorptiven Speichermaterialien
03ESP402C	BMWi, IIIC5	Vaillant GmbH	Berghauser Str. 40	42859	Remscheid	Vaillant GmbH - IRIT	01.12.2012	30.11.2015	716.942 €	Verbundvorhaben: Entwicklung und Erprobung eines chemisch-sorptiven Langzeitwärmespeichers für die Gebäudebeheizung, Teilvorhaben: Gesamtsystem
03ESP402D	BMWi, IIIC5	Chemiewerk Bad Köstritz Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Heinrichshall 2	07586	Bad Köstritz	Chemiewerk Bad Köstritz GmbH - Geschäftsfeld Molekularsiebe	01.12.2012	30.11.2015	200.490 €	Verbundvorhaben: Entwicklung und Erprobung eines chemisch-sorptiven Langzeitwärmespeichers für die Gebäudebeheizung, Teilprojekt: Materialentwicklung (Pilotierung, Up-Scaling, Überführung in den technischen Maßstab)
03ESP409A	BMWi, IIIC5	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ	Telegrafenberg	14473	Potsdam	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ	01.12.2012	30.11.2015	1.577.709 €	Effizienz und Betriebssicherheit von Energiesystemen mit saisonaler Energiespeicherung in Aquiferen für Stadtquartiere; Teilprojekt: Gesamtsystem
03ESP409B	BMWi, IIIC5	Technische Universität Berlin	Straße des 17. Juni 135	10623	Berlin	Technische Universität Berlin - Institut für Energietechnik - Fachgebiet Maschinen- und Energieanlagentechnik - Sekr. KT2	01.12.2012	30.11.2015	589.311 €	Effizienz und Betriebssicherheit von Energiesystemen mit saisonaler Energiespeicherung in Aquiferen für Stadtquartiere; Teilprojekt: Energieanlagentechnik
03ESP409C	BMWi, IIIC5	Universität der Künste Berlin	Einsteinufer 43-53	10587	Berlin	Universität der Künste Berlin - Institut für Architektur und Städtebau - LS für Versorgungsplanung und -technik	01.12.2012	30.11.2015	426.314 €	Effizienz und Betriebssicherheit von Energiesystemen mit saisonaler Energiespeicherung in Aquiferen für Stadtquartiere; Teilprojekt: Gebäude und Stadtquartier
03ESP413A	BMWi, IIIC5	Eisenhuth GmbH & Co. KG	Friedrich-Ebert-Str. 203	37520	Osterode am Harz	Eisenhuth GmbH & Co. KG	01.07.2012	30.06.2015	415.128 €	Verbundvorhaben Redox Flow-Platte: "Neuartige, bipolarplattenintegrierte Dichtkonzepte und neuartige Materialien für Bipolarplatten zur Effizienzsteigerung von Redox-Flow Batterien"
03ESP413B	BMWi, IIIC5	Technische Universität Clausthal	Adolph-Roemer-Str. 2 a	38678	Clausthal-Zellerfeld	Technische Universität Clausthal - Energie-Forschungszentrum Niedersachsen	01.07.2012	30.06.2015	188.069 €	Verbundvorhaben Redox Flow-Platte - "Neuartige, bipolarplattenintegrierte Dichtkonzepte und neuartige Materialien für Bipolarplatten zur Effizienzsteigerung von Redox-Flow Batterien"
03ESP415	BMWi, IIIC5	Universität Duisburg-Essen	Universitätsstr. 2	45141	Essen	Universität Duisburg-Essen - Fakultät für Wirtschaftswissenschaften - Lehrstuhl für Energiewirtschaft	01.11.2012	31.10.2015	445.825 €	Stochastische Methoden zur Bewirtschaftung und Bewertung von zentralen und dezentralen Speichern im Kontext des zukünftigen deutschen Energiesystems
03SF0430B	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM)	01.09.2013	31.08.2016	648.512 €	Verbundvorhaben AktivCAPs: - Neuartige aktivierte Kohlenstoffe für hocheffiziente Doppelschichtkondensatoren - Teilvorhaben: Mechanismen der Energiespeicherung
03SF0430C	BMBF, 722	Scienomics GmbH	Prof.-Messerschmitt-Str. 3	85579	Neubiberg	Scienomics GmbH	01.09.2013	31.08.2016	231.064 €	Verbundvorhaben AktivCAPs: Neuartige aktivierte Kohlenstoffe für hocheffiziente Doppelschichtkondensatoren
03SF0430E	BMBF, 722	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Schlossplatz 4	91054	Erlangen	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg - Professur für Katalytische Materialien	01.09.2013	31.08.2016	302.683 €	Verbundvorhaben AktivCAPs: – Neuartige aktivierte Kohlenstoffe für hocheffiziente Doppelschichtkondensatoren
03SF0431A	BMBF, 722	Zentrum für Brennstoffzellen-Technik GmbH	Carl-Benz-Str. 201	47057	Duisburg	Zentrum für Brennstoffzellen-Technik GmbH	01.02.2013	31.01.2016	247.202 €	Verbundvorhaben Me-KoMeT: Metall-Kunststoff-Komposit-Membranen zur Trocknung von Elektrolyse-Wasserstoff
03SF0431B	BMBF, 722	Universität Duisburg-Essen	Universitätsstr. 2	45141	Essen	Universität Duisburg-Essen - Fakultät für Physik - Arbeitsgruppe Dünnschichttechnologie	01.02.2013	31.01.2016	355.572 €	Verbundvorhaben Me-KoMeT: Metall-Kunststoff-Komposit-Membranen zur Trocknung von Elektrolyse-Wasserstoff
03SF0431C	BMBF, 722	BASF SE	Carl-Bosch-Str. 38	67063	Ludwigshafen am Rhein	BASF SE - GMM/M	01.02.2013	31.01.2016	307.820 €	Verbundvorhaben Me-KoMeT: Metall-Kunststoff-Komposit-Membranen zur Trocknung von Elektrolyse-Wasserstoff
03SF0432A	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.12.2012	30.11.2015	1.612.722 €	Verbundvorhaben HyCon: Hocheffiziente solare Wasserstofferzeugung mittels eines HyCon-Systems
03SF0432B	BMBF, 722	Universität Stuttgart	Keplerstr. 7	70174	Stuttgart	Universität Stuttgart - Fakultät 4 Energie-, Verfahrens- und Biotechnik - Institut für Chemische Verfahrenstechnik	01.12.2012	30.11.2015	407.455 €	Verbundvorhaben HyCon: Hocheffiziente solare Wasserstofferzeugung mittels eines HyCon-Systems_Teilprojekt USTUTT-ICVT: Polymer- und Membranforschung und -entwicklung
03SF0432C	BMBF, 722	Albert-Ludwigs-Universität Freiburg	Fahnenbergplatz	79098	Freiburg	Albert-Ludwigs-Universität Freiburg - Technische Fakultät - Institut für Mikrosystemtechnik (IMTEK) - Lehrstuhl für Anwendungsentwicklung	01.12.2012	30.11.2015	386.334 €	Verbundvorhaben HyCon: Hocheffiziente solare Wasserstofferzeugung mittels eines HyCon-Systems - Teilvorhaben: Entwicklung simulationsgestützter Methoden für das HyCon System
03SF0433A	BMBF, 722	Technische Universität Berlin	Straße des 17. Juni 135	10623	Berlin	Technische Universität Berlin - Fakultät II - Mathematik und Naturwissenschaften - Institut für Chemie - Sekr. TC 3	01.08.2013	31.07.2016	1.111.633 €	Verbundvorhaben MEOKATS: Effiziente edelmetallfreie Katalysatorsysteme basierend auf Mangan und Eisen für flexible Meerwasserelektrolyseure
03SF0433B	BMBF, 722	Freie Universität Berlin	Kaiserswerther Str. 16-18	14195	Berlin	Freie Universität Berlin - Fachbereich Physik	01.08.2013	31.07.2016	872.738 €	Verbundvorhaben MEOKATS: Edelmetallfreie Katalysatorsysteme basierend auf Mangan und Eisen für flexible Meerwasserelektrolyseure - Elektrosynthese und wissensbasierte Optimierung von Effizienz und Langlebigkeit
03SF0434A	BMBF, 722	Friedrich-Schiller-Universität Jena	Fürstengraben 1	07743	Jena	Friedrich-Schiller-Universität Jena - Chemisch-Geowissenschaftliche Fakultät - Institut für Geowissenschaften	01.08.2012	31.07.2015	496.308 €	Verbundvorhaben H2STORE: Untersuchung von Wechselwirkungen bei der Untertage-Speicherung von Wasserstoff in konvertierten Gaslagerstätten - H2STORE -. TP 3: Sedimentologisch-fazielle und mineralogisch-geochemische Untersuchungen an Reservoir- und Deckgesteinen.
03SF0434B	BMBF, 722	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ	Telegrafenberg	14473	Potsdam	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ - Zentrum für CO2-Speicherung	01.08.2012	31.07.2015	1.014.466 €	Verbundvorhaben H2STORE: Untersuchung der geohydraulischen, mineralogischen, geochemischen und biogenen Wechselwirkungen bei der Untertage-Speicherung von Wasserstoff in konvertierten Gaslagerstätten
03SF0434C	BMBF, 722	Technische Universität Clausthal	Adolph-Roemer-Str. 2 a	38678	Clausthal-Zellerfeld	Technische Universität Clausthal - Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften - Institut für Erdöl- und Erdgastechnik	01.08.2012	31.07.2015	825.812 €	Verbundvorhaben H2STORE: TP1 "Gekoppelte geohydraulische und mineralogisch-geochemische Prozesse im Reservoir- und Deckgestein" - TP2 "Numerische Simulation von Gasvermischungsprozessen während der Wasserstoffspeicherung"
03SF0435A	BMBF, 722	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	Hansastr. 27 c	80686	München	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	01.09.2012	31.08.2016	516.900 €	Verbundvorhaben MIKOPUK: Unterkühlung von Mikrokompartimentierten PCM

03SF0435B	BMBF, 722	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern)	Am Galgenberg 87	97074	Würzburg	Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung, e.V. (ZAE Bayern) - Abt. 1 - Technik für Energiesysteme und Erneuerbare Energien	01.09.2012	31.08.2016	227.593 €	Verbundvorhaben MIKOPUK: Unterkühlung in mikrokompartierten organischen PCM
03SF0436A	BMBF, 722	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	Berliner Tor 5	20099	Hamburg	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg - Fakultät Technik und Informatik - Department M+P	01.09.2012	31.08.2017	716.976 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie - Erarbeitung der Auslegungsgrundlagen mikrotubulärer VLRRFB
03SF0436B	BMBF, 722	DWI an der RWTH Aachen e.V.	Forckenbeckstr. 50	52074	Aachen	DWI an der RWTH Aachen e.V.	01.09.2012	31.08.2017	965.560 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie - Entwicklung von neuartigen bifunktionellen Katalysatoren, Katalysatorträgern und Beschichtungsmethoden
03SF0436C	BMBF, 722	Universität Hamburg	Mittelweg 177	20148	Hamburg	Universität Hamburg - Fakultät für Mathematik, Informatik und Naturwissenschaften - Fachbereich Physik - Institut für Angewandte Physik	01.09.2012	31.08.2017	487.602 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie - Untersuchung nanostrukturierter Elektroden und des Elektrolyts
03SF0436D	BMBF, 722	FuMA-Tech Gesellschaft für funktionelle Membranen und Anlagentechnologie mbH	Am Grubenstollen 11	66386	St. Ingbert	FuMA-Tech Gesellschaft für funktionelle Membranen und Anlagentechnologie mbH	01.09.2012	31.08.2017	322.759 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie - Membraneinrichtung und -herstellung
03SF0436E	BMBF, 722	UNIWELL Rohrsysteme GmbH & Co. KG	Siegelfelderstr. 1	96106	Ebern	UNIWELL Rohrsysteme GmbH & Co. KG	01.09.2012	31.08.2017	538.218 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie - Membran Baugruppen
03SF0436F	BMBF, 722	DECHEMA Forschungsinstitut	Theodor-Heuss-Allee 25	60486	Frankfurt	DECHEMA Forschungsinstitut	01.09.2012	31.08.2017	546.224 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie - Qualitätsuntersuchungen an Komponenten
03SF0436G	BMBF, 722	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Schlossplatz 4	91054	Erlangen	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg - Naturwissenschaftliche Fakultät - Department Chemie und Pharmazie - Lehrstuhl für Anorganische und Allgemeine Chemie	01.11.2012	31.08.2017	632.377 €	Verbundvorhaben TubulAir+-: Schlüsseltechnologien für eine kostengünstig zu fertigende, mikrotubuläre Redox Flow-Batterie
03SF0437A	BMBF, 722	Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg	Friedrich-Streib-Str. 2	96450	Coburg	Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg - Institut für Sensor- und Aktortechnik (ISAT)	01.10.2012	30.09.2015	876.313 €	Verbundvorhaben BELAKUSTIK: "Beschleunigung der Aufladung von elektrochemischen Energiespeichern durch Einstrahlung von hochfrequenten Schallwellen"
03SF0437B	BMBF, 722	Seuffer GmbH & Co. KG	Bärental 26	75365	Calw	Seuffer GmbH & Co. KG	01.10.2012	30.09.2015	305.462 €	Verbundvorhaben BELAKUSTIK: Beschleunigung der Aufladung von elektrochemischen Energiespeichern durch Einstrahlung von hochfrequenten Schallwellen"
03SF0439A	BMBF, 722	EWE - Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.	Carl-von-Ossietzky-Str. 15	26129	Oldenburg	EWE - Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.	01.11.2012	31.10.2015	244.915 €	Verbundvorhaben RESTORE 2050: Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050
03SF0439B	BMBF, 722	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH	Döppersberg 19	42103	Wuppertal	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH - Forschungsgruppe 1 - Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen	01.11.2012	31.10.2015	315.266 €	Verbundvorhaben RESTORE 2050: Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050
03SF0439C	BMBF, 722	Carl von Ossietzky Universität Oldenburg	Ammerländer Heerstr. 114-118	26129	Oldenburg	Carl von Ossietzky Universität Oldenburg - Fakultät V - Mathematik und Naturwissenschaften - Institut für Physik - AG Energiemeteorologie	01.11.2012	31.10.2015	295.115 €	Verbundvorhaben RESTORE 2050: Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050
03SF0444	BMBF, 722	Universität Kassel	Mönchebergstr. 19	34125	Kassel	Universität Kassel - Fachbereich 15 Maschinenbau - Institut für Thermische Energietechnik	01.10.2012	30.09.2017	2.240.387 €	Nachwuchsgruppe Offene Absorptions-Speichersysteme zur Beheizung von Wohngebäuden und für Trocknungsanwendungen (OpenSorp)
03SF0449A	BMBF, 722	Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg	Platz der Deutschen Einheit 1	03046	Cottbus	Brandenburgische Technische Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg - Fakultät 3 - Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen - Lehrstuhl Kraftwerkstechnik	01.03.2013	29.02.2016	1.180.290 €	Verbundvorhaben SDL-Batt: Systemdienstleistungen und Energiespeicherung mittels Großbatterien zur Stabilisierung von Netzen mit hohen EE - Anteilen - Konzeption und Demonstration; Teilvorhaben: Analyse und Auswertung
03SF0449B	BMBF, 722	Energiequelle GmbH	Hauptstr. 44	15806	Zossen	Energiequelle GmbH - Bereich Netze Innovation	01.03.2013	29.02.2016	210.774 €	Verbundvorhaben SDL-Batt: Systemdienstleistungen und Energiespeicherung mittels Großbatterien zur Stabilisierung von Netzen mit hohen EE - Anteilen - Konzeption und Demonstration; Teilvorhaben: Bilanzierung und Betriebsverhalten
03SF0449C	BMBF, 722	50Hertz Transmission GmbH	Eichenstr. 3 a	12435	Berlin	50Hertz Transmission GmbH	01.03.2013	29.02.2016	124.760 €	Verbundvorhaben SDL-Batt: Systemdienstleistungen und Energiespeicherung mittels Großbatterien zur Stabilisierung von Netzen mit hohen EE-Anteilen – Konzeption und Demonstration; Teilvorhaben: Netz- und Marktintegration des innovativen 10 MW Batteriesystems
03SF0450	BMBF, 722	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg	Universitätsplatz 2	39106	Magdeburg	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg - Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik - Chemisches Institut	01.06.2013	31.05.2018	2.541.530 €	Synthese und Charakterisierung von funktional-beschichteten Kompositmaterialien zur thermischen Energiespeicherung - Nachwuchsgruppe "Neuartige Kompositwerkstoffe für die thermochemische Energiespeicherung" (NEOTHERM)

14. Abkürzungen

CH_4	Methan
CNG	komprimiertes Erdgas (engl. compressed natural gas)
DSI	Lastintegration (engl. demand side integration)
DSM	Lastmanagement (demand side management)
EE	erneuerbare Energie
H_2	Wasserstoff
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH_2	Flüssiger Wasserstoff (liquid hydrogen)
LMM	Lastmanagement
LNG	flüssiges Erdgas (liquid natural gas)
PtC	Strom-zu-Chemikalien (power-to-chemicals)
PtG	Strom-zu-Gas (power-to-gas)
PtH	Strom-zu-Wärme (power-to-heat)
PtF	Strom-zu-Treibstoffen (power-to-fuels)
PtX	Überbegriff für alle Strom-zu-… (Power-to-…) Technologien
SNG	synthetisches Erdgas (synthetic natural gas)
ÜSS	Überschussstrom

15. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilung der Projektförderung deutscher Teilnehmer auf Aktivitäten im Bereich der nichtnuklearen Energieforschung in FP7, 2007-2013 [4] 18

Abbildung 2: Akteure im nordrhein-westfälischen Energiesektor: Unternehmen, Forschungsakteure und Leitprojekte. Quelle: EnergieRegion.NRW Cluster Nordrhein-Westfalen, Kompetenzenatlas Brennstoffzelle und Wasserstoff [7] 19

Abbildung 3: Forschungsakteure in NRW. Quelle: [7].....20

Abbildung 4: Kennzahlen des Energie- und Industrielandes NRW [24]. 28

Abbildung 5: CO2-Emissionen von NRW im europäischen Vergleich [24]. 29

Abbildung 6: Stromerzeugung aus Windkraft (links) und Biomasse (rechts) in NRW nach Regierungsbezirken, Quelle: LANUV NRW [28] 31

Abbildung 7: Stromnachfrage von EE-Strom in NRW nach Regierungsbezirken, Quelle: [28] 32

Abbildung 8: EE-Anteile an der Stromnachfrage in NRW nach Regierungsbezirken [28].....33

Abbildung 9: Verteilung der Wohngebäude nach Anzahl (links) und Wohnfläche (rechts) 35

Abbildung 10: Verteilung der Heizungsstruktur in NRW-Wohngebäuden nach Nutzwärmebedarf (Raumwärme und WW) für Bestandsgebäude und Neubauten; Hinweis: Bestand saniert und unsaniert; Quelle: Annahmen und Herleitungen aus den Klimaschutzplan-NRW-Szenarien der AG3, eigene Darstellung Wuppertal Institut 2013. 38

Abbildung 11: Entwicklung der Wärmebereitstellung (Raumwärme plus Warmwasser) nach Energieträgern in Privathaushalten bis 2050 in zwei Klimaschutzszenarien. Quellen: Eigene Darstellung, [39], [40]. 39

Abbildung 12: Geothermische Ergiebigkeit des Untergrundes in NRW für 40 Meter tiefe Erdwärmesonden; Quelle: Geologischer Dienst NRW (o. J.). 40

Abbildung 13: Solarenergie-Potenzialatlas NRW: Summe der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche (Jahresmittel); Quelle: [46].....41

Abbildung 14: Schema des Solaren Fernwärme-System der Dronninglund Fjernvarme: DK mit Großwasserspeicher, KWK-Anlage, Spitzenlastkessel und Power-to-Heat-Einbindung (Wärmepumpe und Heizstab) [52].....44

Abbildung 15: : Strom- (unten) und Brennstoffintensität (oben) der NRW-Industrie im Vergleich zu Deutschland; Quellen: [53], [54], [55]; eigene Berechnungen, eigene Darstellung. 46

Abbildung 16: Anteil NRW an Umsatz der Industriebranchen 2011; Quellen: [53], [54] ; eigene Berechnungen, eigene Darstellung. 47

Abbildung 17: Beschäftigte in energieintensiven Branchen in NRW-Kreisen am 30.9.2011; Quelle: [56], eigene Darstellung. .....**Fehler! Textmarke nicht definiert.**

Abbildung 18: Endenergiebedarf des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden in NRW (Zeitreihe 1995-2011); Quelle: [57]; eigene Darstellung. 49

Abbildung 19: CO2-Emissionen der Industriebranchen in NRW im Jahr 2011; Quelle: [58], eigene Berechnungen und Darstellung. 50

Abbildung 20: Endenergiebedarf Erdgas des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden in NRW (Zeitreihe 1995-2011); Quelle: [57]; eigene Darstellung. 51

Abbildung 21: Erdgasverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Kreisen in NRW (inkl. stofflicher Verbrauch und Feuerung in Industrie-Kraftwerken); Quelle: [59]; eigene Darstellung. ..... **Fehler! Textmarke nicht definiert.**

Abbildung 22: Potenziell abscheidbare CO_2-Mengen im NRW-Industriesektor (Stand heute); Quelle: DEHSt; eigene Zusammenstellung und Berechnung. 54

Abbildung 23: Wasserstoff-Pipeline (240km); Quelle: AIR LIQUIDE Deutschland GmbH 55

Abbildung 24: Im Rahmen dieses Projektes charakterisierte Einzeltechnologien 58

Abbildung 25: Politische Klimaschutzziele in der Europäischen Union, Deutschland und Nordrhein-Westfalen im Überblick. Dargestellt sind die Treibhausgasreduktionsziele (THG), die Anteile erneuerbarer Energie (EE) am Bruttostromverbrauch (BSV), sowie die Ausbauziele für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Quelle: EWI. 59

Abbildung 26: Links: Ziele der Bundesregierung aus dem Energiekonzept 2010 und Status Quo aus dem Monitoringbericht 2013 (blaue Spalte) [61]. Rechts: Ziele der Landesregierung Nordrhein-Westfalens. Aus: Koalitionsvertrag (2012). Quelle: EWI. 60

Abbildung 27: Schematische Darstellung des Gesamtenergiesystems inklusive aller relevanten Technologieklassen für die im Folgenden diskutierten Flexibilisierungsoptionen. 61

Abbildung 28: Systempfad – Einspeisung ins Erdgasnetz und dezentrale Rückverstromung..63

Abbildung 29: Wasserstofftoleranz bis 10 Vol.-%: Transport, Gasspeicherung und Mess- und Regeltechnik [78].....68

Abbildung 30: Wasserstofftoleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung [78]. 69

Abbildung 31: Systempfad - Flexibilisierung durch Strom zu Wärme.....78

Abbildung 32: Systempfad – Flexibilisierung durch Lastverschiebung 88

Abbildung 33: Systempfad – Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr 96

Abbildung 34: Systempfad: Treibstoffe und andere chemische Produkte 103

Abbildung 35 - Spezifische CO_2-Emissionen eines Erdgas/H_2-Gasgemisches (bezogen auf Hs) in Abhängigkeit der H_2-Zumischung 112

Abbildung 36: Der Rohstoffmix für die chemische Industrie in Deutschland im Jahr 2008 [141].....131

Abbildung 37: Vereinfachte Energie-Antriebe-Matrix nach MKS [140]. 133

Abbildung 38: Alternative Herstellungswege von Olefinen aus Methanol sowie Ethanol und Ethan. Volle Linien stehen für kommerziell verfügbare Technologien und gestrichelte Linien für aktuell noch nicht kommerziell verfügbare Technologien [143].....134

16. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Brutto-Stromerzeugung in NRW und in Deutschland im Jahr 2011 [26] 30

Tabelle 2: Zusammensetzung der EE-Erzeugung in NRW und Deutschland 2011 [26], [27] ...30

Tabelle 3: Strombedarf in NRW und Deutschland (2011) nach Sektoren [26], [29], [27] 32

Tabelle 4: Wärmebedarf (Endenergie) in PJ nach Sektoren in NRW und Deutschland, 2005 und 2010 34

Tabelle 5: Wohnbevölkerung, Anzahl Haushalte und Wohnfläche in NRW.....35

Tabelle 6: Mögliche Reduktion des spezifischen und des absoluten Energiebedarf für Raumwärme in Privaten Haushalten und GHD-Gebäuden in Deutschland und NRW [44]. 37

Tabelle 7: Angaben zur Wasserstoff-Pipeline in NRW [60] 55

Tabelle 8: Produktionsstandorte und –mengen für Wasserstoff in NRW [60].....56

Tabelle 9: Wasserstofftankstellen in NRW 57

Tabelle 10: SWOT-Analyse zum Systempfad „Wasserstoff-Einspeisung ins Gasnetz und dezentrale Rückverstromung“ 74

Tabelle 11: SWOT-Analyse zum Systempfad „Flexibilisierung durch Strom zu Wärme“.....85

Tabelle 12: SWOT-Analyse zum Systempfad „Flexibilisierung durch Lastverschiebung“ 92

Tabelle 13: SWOT-Analyse zum Systempfad „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ 100

Tabelle 14: SWOT-Analyse zum Systempfad „Treibstoffe und andere chemische Produkte für die Industrie“.....107