VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU GAS UND WÄRME

VIRTUELLES INSTITUT „STROM ZU GAS UND WÄRME“

BAND I SYSTEM- UND STANDORTANALYSEN

FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN IM STROM-GAS-WÄRME-SYSTEM

ABSCHLUSSBERICHT DES HAUPTPROJEKTS (2015 – 2017)

Das „Virtuelle Institut Strom zu Gas und Wärme“ ist ein vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen geförderter und vom Cluster Energieforschung NRW unterstützter Forschungsverbund von sieben Forschungsinstituten, die gemeinsam Flexibilitätsoptionen für das zukünftige Strom-Gas-Wärme-System erforschen. Neben innovativen Technologiepfaden und Systemforschung zählt die Errichtung eines Demonstrationszentrums am Standort des GWI in Essen zum Umfang der hier vorgestellten Arbeiten.

Das Virtuelle Institut legt nunmehr die Ergebnisse seiner Arbeit aus dem Zeitraum 2015 - 2017 in insgesamt fünf Bänden vor.

Die Ziele der in diesem Band I dargestellten Energiesystemanalyse umfassen insbesondere die Untersuchung von „Power-to-Gas“, „Power-to-Heat“ und weiterer Flexibilitätsoptionen im Energiesystem unter verschiedenen Szenarioannahmen aus systemischer Sicht inkl. der Stromnetzperspektive sowie geoinformations-basierte Standortanalysen für Power-to-Gas Anlagen und den Einsatz von Power-to-Heat in Wärmenetzen.

Empfohlene Zitierweise:
K. Görner und D. Lindenberger (Hrsgb.): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band I, 2018

Titelbild: © Gina Sanders / Fotolia

Datum: **12.07.2018**

Website: **http://strom-zu-gas-und-waerme.de/**

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI); Ko-Koordination
PD Dr. Dietmar Lindenberger, Broghan Helgeson, Simon Paulus, Jakob Peter, Alexander Polisadov

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)
Lara Welder, Dr. Peter Stenzel, Michael Hehemann, Dr. Martin Müller, Natalie Ebersbach, Felix Knicker, Dr. Peter Markewitz, Dr. Martin Robinius, Dr. Bernd Emonts, Prof. Dr. Detlef Stolten

Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)
Thiemo Pesch, Jan Christian Koj

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Oliver Jochum, Thomas Marzi, Christoph Unger

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI); Projektkoordination
Dr. Johannes Schaffert, Janina Senner, Nils Brücken, Helena Praefke, Christos Tsiklios, Berat Zejnullahu, Marc Fiebrandt, Prof. Dr. Klaus Görner

Ruhr-Universität Bochum, Technische Chemie (RUB TC)
Prof. Dr. Martin Muhler, Julian Gödde, Dr. Cornelius Berger, Dr. Holger Ruland

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Frank Merten, Clemens Schneider, Dietmar Schüwer, Mathis Buddeke, Arjuna Nebel, Alexander Scholz, Thomas Hanke, Prof. Dr. Manfred Fischedick

ZBT GmbH - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT)
Dorothee Lemken, Bernd Oberschachtsiek, Tobias Meijer, Lothar Theves,
Dr. Ulrich Gardemann, Michael Steffen, Prof. Dr. Angelika Heinzel

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

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis III
Tabellenverzeichnis VII
Abkürzungen VIII
1. System- und Standortanalysen 1
2. Teil A: Integrierte Strommarkt- und Stromnetzbetrachtung anhand von Langfristszenarien bis 2050 5
2.1. Definition von Überschussstrom 7
2.2. Vorgehen der quantitativen Systemanalyse im Zusammenspiel der Institute 14
2.3. Erweiterungen der Modellierungsansätze nach Institut 17
2.3.1 EWI Modell „DIMENSION“ 17
2.3.2 WI Modell „WISEE“ 21
2.3.3 Integrierte Strommarkt- und Stromnetzmodellierung (IEK-STE) 25
2.4. Annahmen der Systemanalyse 29
2.4.1 Gemeinsamer Szenariorahmen 29
2.4.2 Annahmen zum Verkehrssektor im „PtX Verkehr“-Szenario des EWI 33
2.4.3 Annahmen zum Industriesektor im „PtX Industrie“-Szenario des WI 40
2.4.4 Annahmen zur Netzentwicklung 45
2.5. Ergebnisse Szenarioanalysen 52
2.5.1 PtX im Stromsystem: Vergleich der Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“ 52
2.5.2 PtX im Verkehrssektor und Entwicklung des deutschen Fahrzeugmixes 57
2.5.3 PtX im Industriesektor von NRW und Bedeutung von Flexibilitäts-optionen in Deutschland 63
2.6. Ergebnisse der Stromnetzuntersuchung 71
2.6.1 Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Netzberechnung im „PtX Verkehr“-Szenario 72
2.6.2 Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Netzberechnung im „PtX Industrie“-Szenario 85
2.6.3 Vergleich der integrierten Strommarkt- und Netzberechnungen 98
2.7. Ergebnisdiskussion und Handlungsempfehlungen 101
3. Teil B: Standortanalysen für Flexibilitätsoptionen im Energiesystem 113
3.1. Standortanalyse für Power-to-Heat 114
3.1.1 Methodik der Standort- & Potenzialanalyse 114
3.1.2 Kernergebnisse der Standortanalyse für PtH 115
3.1.3 Empfehlung aus der Standortanalyse für PtH 120
3.2. GIS basierte Standortanalyse für den Power-to-Gas-Technologiepfad 122

3.2.1 Methodik der Standort- & Potenzialanalysen des GWI 122
3.2.2 Erweiterungen des Modellierungsansatzes 123
3.2.3 Kernergebnisse der Standortanalysen des GWI 126
3.3. GIS-MCA basierte Standortanalyse für exemplarische Power-to-Gas 139
3.3.1 Methodik der Standort- & Potenzialanalysen des WI 140
3.3.2 Durchführung der multikriteriellen Bewertungen im Rahmen der vorteilhaften Standortfindung für PtG-Anlagen 146
3.3.3 Ergebnisse der GIS-MCA basierten Bewertung der Standorte (WI) 156
3.4. Synthese und Empfehlungen aus den Standortanalysen für PtG 176
4. Fazit der System- und Standortanalysen 181
Literaturangaben 187

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1 Sektorenkopplung mittels Power-to-X. Quelle: Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme. 3

Abbildung 2-1 Auswirkungen der Nutzung einer systemspezifischen Teilmenge theoretisch verfügbarer Flexibilitätsoptionen auf das Überschussstromaufkommen – stufenweise werden beginnend beim Basisfall a verschiedene Flexibilitätsoptionen nicht genutzt: b.: Elektrolyse; c.: H_2 Verflüssigung, d.: Power-to-Fuels; e.: Elektromobilität; f.: Im- und Exporte. Eigene Berechnungen basierend auf dem in [PeAH14] präsentierten Elektrizitätsmarktmodell. 13

Abbildung 2-2 Überblick der Systemanalyse und Zusammenspiel der Institute [eigene Abbildung] 14

Abbildung 2-3 Schematischer Überblick des DIMENSION-Modells 19

Abbildung 2-4 Schematischer Überblick des DIMENSION-Modells 19

Abbildung 2-5 Schematischer Überblick der PtX- und Verkehrsmodule im DIMENSION-Modell 20

Abbildung 2-6 Modellierung von Bestands- und Flussgrößen im Modellsystem WISEE des Wuppertal Instituts (Ausschnitt) 24

Abbildung 2-7 Kopplung des WISEE-Industriemoduls mit WISEE ESM und WISEE DISPATCH 25

Abbildung 2-8 Integrierte Strommarkt- und Stromnetzmodellierung 26

Abbildung 2-9 Abgebildete Marktgebiete im europäischen Strommarktmodell [Pesc18] 27

Abbildung 2-10 Investitionskosten Wind und PV (Quelle: [Ewie17]) 30

Abbildung 2-11 Brennstoff- und CO_2-Preise (Quellen: [Eia15, EwGP14, HATT13, Iea15, Worl15]) 31

Abbildung 2-12 Investitionskosten Power-to-X-Technologien (Quellen: [ElSa15, Ewie17]) 32

Abbildung 2-13 Hinterlegte CO_2-Emissionsminderungsziele im deutschen Straßenverkehrssektor im „PtX Verkehr“-Szenario, Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [Bmu16, Uba12] 34

Abbildung 2-14 „Quelle zum Tank“ (WTT) und „Tank zum Rad“ (TTW) CO_2-Emissionsfaktoren für die betrachteten Kraftstoffe im Verkehrssektor 36

Abbildung 2-15 Spezifischer Kraftstoffverbrauch in 2020 und 2050 nach Antriebsart 37

Abbildung 2-16 Kaufpreise für alle Fahrzeugtechnologien nach Antriebsart in 2020 und 2050 in €/Fz 38

Abbildung 2-17 Infrastrukturkosten nach Kraftstoffart 40

Abbildung 2-18 Topologie des deutschen Stromnetzes für die Jahre 2015 und 2035 (nach 2015 zugebaute HGÜ Leitungen sind durch gepunktete oder gestrichelte Verläufe kenntlich gemacht; rote AC Leitungen kennzeichnen Leitungen, die durch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans neu hinzukommen oder verstärkt werden) 46

Abbildung 2-19 Biomasse – Regionalisierung anhand bestehender Kapazitäten und landwirtschaftlicher Nutzflächen 48

Abbildung 2-20 Photovoltaik – Regionalisierung anhand bestehender Kapazitäten und Flächenpotenzialen 49

Abbildung 2-21 Onshore-Wind – Regionalisierung anhand bestehender Kapazitäten und Windpotenzialen 50

Abbildung 2-22 Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland 53

Abbildung 2-23 Nettostromerzeugung in Deutschland (vor Abregelung) 54

Abbildung 2-24 Stromnachfrage und -verwendung in Deutschland bis 2050 55

Abbildung 2-25 Ergebnisse der Verkehrsleistung nach Fahrzeugantrieb für die Segmente (i) PKW (oben links), (ii) LNF (oben rechts), (iii) LKW (unten links) sowie (iv) alle Segmente (unten rechts) 58

Abbildung 2-26 Kraftstoffverbrauch des deutschen Straßenverkehrssektors bis 2050 60

Abbildung 2-27 Installierte Leistung PtX in Deutschland (GW_el) 61

Abbildung 2-28 Erzeugung PtX-Anlagen in Deutschland (TWh_th) mit PtX-Anwendungsfeld 62

Abbildung 2-29 Treibhausgasemissionen in NRW nach Sektoren im Szenario „PtX Industrie“ 64

Abbildung 2-30 Nettostromproduktion in NRW im Szenario „PtX Industrie 65

Abbildung 2-31 Stromverwendungsbilanz in NRW und in den anderen deutschen Bundesländern im Szenario „PtX Industrie“ 66

Abbildung 2-32 Endenergiebedarf der Industrie in NRW im „PtX Industrie“-Szenario 67

Abbildung 2-33 Auswirkung der Wasserelektrolyse auf die residuale Last in Deutschland (2050) 68

Abbildung 2-34 Auswirkung von PtH auf die residuale Last in Deutschland (2050) 69

Abbildung 2-35 Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen auf die residuale Last im Szenario „PtX Industrie“ 70

Abbildung 2-36 Jahressummen der Stromerzeugung und -verwendung sowie der Im- und Exporte im Jahr 2050 73

Abbildung 2-37 Monatssummen der Stromerzeugung und -verwendung in Deutschland im Jahr 2050 74

Abbildung 2-38 Woche im Mai mit der höchsten PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050 75

Abbildung 2-39 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050 76

Abbildung 2-40 Woche im November mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.650) im Jahr 2050 77

Abbildung 2-41 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.650) im Jahr 2050 78

Abbildung 2-42 Woche im Januar mit der höchsten Windenergie-Einspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050 79

Abbildung 2-43 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Windenergie-Einspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050 80

Abbildung 2-44 Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 66) im Jahr 2050 81

Abbildung 2-45 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 66) im Jahr 2050 82

Abbildung 2-46 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last (konventionell und PtX) nach Umplatzierung von Elektrolyseuren (Stunde 66) im Jahr 2050 83

Abbildung 2-47 NRW-Ausschnitt der DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 66) im Jahr 2050; vor (oben) und nach (unten) der Umplatzierung von Elektrolyseuren und Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff 84

Abbildung 2-48 Jahressummen der Stromerzeugung und -verwendung sowie Im- und Exporte im Jahr 2050 86

Abbildung 2-49 Monatssummen der Stromerzeugung und -verwendung in Deutschland im Jahr 2050 87

Abbildung 2-50 Woche im Mai mit der höchsten PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050 88

Abbildung 2-51 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050 89

Abbildung 2-52 Last-/Einspeisesituation (links) und Netzauslastung (rechts) für Stunde höchster PV-Einspeisung (Stunde 3.494) in NRW im Jahr 2050 90

Abbildung 2-53 Woche im November mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.674) im Jahr 2050 90

Abbildung 2-54 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.674) im Jahr 2050 91

Abbildung 2-55 Woche im Januar mit der höchsten Windenergie-Einspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050 92

Abbildung 2-56 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Windenergieeinspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050 93

Abbildung 2-57 Woche im Februar mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 91) im Jahr 2050 94

Abbildung 2-58 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last (Stunde 91) im Jahr 2050 95

Abbildung 2-59 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last nach Umplatzierung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion für die Industrie und den Verkehr (Stunde 91) im Jahr 2050 96

Abbildung 2-60 NRW-Ausschnitt der DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last (konventionell und PtX) (Stunde 91) im Jahr 2050, vor (oben) und nach (unten) Umplatzierung von Elektrolyseuren..... 97

Abbildung 3-1 Gebäudewärmebedarfskarte NRW nach gebäudescharfer Berechnungsmethode 115

Abbildung 3-2 Wärmebedarf in NRW 2050, „PtX Industrie“-Szenario 116

Abbildung 3-3 110 kV-Netz aus dem Stromnetzmodell des GWI inkl. Umspannwerke. Eigene Darstellung GWI. 125

Abbildung 3-4 Regionale Verteilung der 321 Umspannwerke (72 in NRW) mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen (>1 MW) mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene (2015); eigene Abbildung 128

Abbildung 3-5 Regionale Verteilung der 422 Umspannwerke (109 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen und Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene, Stand 2015; eigene Abbildung..... 129

Abbildung 3-6 Regionale Verteilung der 72 Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV- Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene, Stand 2015; eigene Darstellung..... 130

Abbildung 3-7 Regionale Verteilung der 109 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km 131

Abbildung 3-8 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-%, basierend auf dem saisonalen Verlauf des Erdgasbedarfs Stand heute. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a, eigene Berechnung und Darstellung. 133

Abbildung 3-9 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas für die Gemeinden in NRW bei einer Volumenobergrenze von 15 % H_2..... 134

Abbildung 3-10 Annahmen für die Investitionskosten eines Elektrolyseurs. Daten aus [Inve16, S.12], ergänzt um Daten des EWI aus dem vorliegenden Forschungsvorhaben, eigene Darstellung. 135

Abbildung 3-11 Auftreten negativer Residuallast in NRW 2050 auf Landkreisebene. Eigene Darstellung basierend auf M. Robinius, FZ Jülich IEK-3. 137

Abbildung 3-12 Theoretische Wasserstoffgestehungskosten in den Gemeinden NRWs 2050 138

Abbildung 3-13 Strukturierung der Kriterien sowie der Zuordnung zu der Hauptkriterien-Ebene 144

Abbildung 3-14 GIS-MCA-Gesamtprozess aus Datensicht und Ablauflogik..... 156

Abbildung 3-15 Vorab ausgeschlossene Standorte (in weiß) für PtG-Anlagen in NRW (links: im 1x1 km Raster, Mitte: NUTS-3 Zonen mit Naturschutzflächen in braun, rechts: Einwohnerdichte in rot) 159

Abbildung 3-16 Häufigkeitsverteilungen der AHP Werte; Referenz-Varianten 1a (links) und 1b (rechts) für NRW..... 163

Abbildung 3-17 GIS-MCA Ergebnisse für die Referenzvariante 1a (Hauptkategorien gleichverteilt) und 1b (Kriterien gleichverteilt) für mögliche PtG-Standorte in Deutschland (auf NUTS-3 Ebene) 164

Abbildung 3-18 GIS-MCA Ergebnisse für die Fälle 1c (Umweltsicht, links), 1d (Investorensicht, Mitte) und 1e (Soziale Sicht, rechts) 165

Abbildung 3-19 Schnittmengen der potenziell geeigneten Standorte (AHP≥0,5) für dezentrale, netzdienliche PtG-Anlagen für die Fallvarianten 1c bis 1e (verschiedene Sichtweisen) im 1x1 km Raster 166

Abbildung 3-20 GIS-MCA Ergebnisse auf NUTS-3 Ebene für mögliche PtG-Standorte in NRW für die Fallvariante 1f1 (links, Nähe zu Gas- und Stromnetz), 1f2 (Mitte, 1f1 plus EE-Deckungsgrad) und 1f3 (rechts, 1f1 plus Umwelt und Soziales) 167

Abbildung 3-21 Zugrundliegende Infrastrukturdaten zu Gasleitungen und Umspannwerken in NRW..... 168

Abbildung 3-22 GIS-MCA Ergebnisse für mögliche PtG-Standorte in NRW für die Fallvariante 1g 169

Abbildung 3-23 GIS-MCA Ergebnisse für mögliche PtG-Anlagen an bestehenden Zementwerken und Steam Crackern mit geeigneter CO_2-Versorgung für Variante 2d, links Deutschland, rechts NRW (Stand 2015) 171

Abbildung 3-24 Vergleich der AHP-Mittelwerte sämtlicher Standorte in Deutschland (ohne NRW) mit den Standorten in NRW 172

Abbildung 3-25 AHP-Punkteverteilung resultierend aus der Kriteriengewichtung für Standorte in NRW (gelbe Kreise bevorzugt für Clusterbildung von mehreren Anlagen) 173

Abbildung 3-26 Verschneidung von Variante 1d (reine H_2-Produktion, Investorensicht) mit Variante 2d (Methanisierung, Investorensicht) 174

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1 Vergleich der Modelle von EWI und WI 15

Tabelle 2-2 Modellierte PtX-Technologieportfolios EWI und WI 16

Tabelle 2-3 Funktionsumfang und Eigenschaften des Strommarktmodells für Europa [Pesc18] 28

Tabelle 2-4 Funktionsumfang und Eigenschaften des Übertragungsnetzmodells für Deutschland [Pesc18] 28

Tabelle 2-5 Prozentuale EE-Ausbauziele in Deutschland 29

Tabelle 2-6 Techno-ökonomische Parameter der PtX-Technologien (Quellen: [ElSa15, Ewie17]) 33

Tabelle 2-7 Annahmen für die aggregierten AEL im Zeitverlauf für das „PtX Industrie“-Szenario 42

Tabelle 2-8 Maximal verschiebbare Leistung am jeweiligen Industrieprozess 44

Tabelle 2-9 Auslastung des jeweiligen Industrieprozesses bei Nennlast 44

Tabelle 2-10 Maximale Verschiebedauern in Stunden des jeweiligen Industrieprozesses 44

Tabelle 2-11 Verteilungsschlüssel und Indikatoren zur Regionalisierung von EE-Erzeugung, konventioneller Stromnachfrage und Flexibilitätsoptionen 47

Tabelle 2-12 Regionalisierung des Offshore-Windes 51

Tabelle 3-1 Zusammenfassung der Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnungen sowie der Hochrechnung der Fernwärmepotenziale bzw. maximalen Power-to-Heat Potenziale für die Sektoren Haushalte und GHD in NRW 118

Tabelle 3-2 Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in den deutschen Bundesländern Stand 2015 127

Tabelle 3-3 Auswahl an Input-Parametern für die Berechnung der Wasserstoff-Gestehungskosten, Szenario 2050. Annahmen in Übereinstimmung mit EWI und WI. 136

Tabelle 3-4 In der Standortanalyse verwendete Datensätze (1x1 km Raster) 141

Tabelle 3-5 Struktur der Kriterien 142

Tabelle 3-6 Matrix der resultierenden Relevanzen für paarweise Vergleiche (Zeile vs. Spalte) 142

Tabelle 3-7 Beispiel für eine Gesamtgewichtung 143

Tabelle 3-8 Relevanz der Kategorien 148

Tabelle 3-9 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Ökologie" 148

Tabelle 3-10 Begründung der Entscheidung innerhalb der Kategorie „Ökologie" 149

Tabelle 3-11 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Ökonomie" für Fallstudie 1 149

Tabelle 3-12 Begründung der Entscheidung innerhalb der Kategorie „Ökonomie" für die Fallstudie 1 150

Tabelle 3-13 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Soziales" für die Fallstudie 1 151

Tabelle 3-14 Begründung der Entscheidung innerhalb der Kategorie „Soziales" für die Fallstudie 1 151

Tabelle 3-15 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Ökonomie" der Fallstudie 2 152

Tabelle 3-16 Begründung der Entscheidungen innerhalb der Kategorie „Ökonomie" der Fallstudie 2 153

Tabelle 3-17 Ergebnis des Konsistenz-Checks zur Überprüfung der qualitativen Vergleichsurteile 154

Tabelle 3-18 Varianten und Kriterienwahl für die GIS-MCA zu Fallstudie 1 160

Tabelle 3-19 Resultierende Gewichtungen für die Varianten zu Fall 1 auf Basis der Paarvergleiche 162

Tabelle 3-20 Variante für die Fallstudie 2 170

ABKÜRZUNGEN

AAS	Atomabsorptionsspektroskopie (atom absorption spectroscopy)
AEL	Alkalischer Elektrolyseur
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
AHP	Analytische Hierarchieprozesse (Analytical-Hierarchy-Processes)
ARA	Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie
BEV	Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BL	Bundesländer
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Investitionsausgaben (Capital Expentidure)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon-Capture-and-Storage
CCU	Carbon-Capure-and-Utilisation
CH_4	Methan
CH_3OH	Methanol
CNG	Komprimiertes Erdgas (Compressed Natural Gas)
CO	Kohlenstoffmonoxid
COP	Coefficient of Performance
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrated Solar Power
DE	Deutschland
DME	Dimethylether
DMTO	Dimethylether-To-Olfin
DSI	Lastintegration (Demand Side Integration)
DSM	Lastmanagement (Demand Side Management)
EAF	Elektro-Lichtbogenöfen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	Europäische Energiebörse (European Energy Exchange)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
eq	Äquivalent
FCV	Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Vehicle)
FCEV	Hybrid-Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Electric Vehicle)
FW	Fernwärme
Fz	Fahrzeug
GDRMA	Gas-Druckregel- und Mischanlage
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GT	Gasturbine
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
HT	Hochtemperatur
IBN	Inbetriebnahme
IKW	Industriekraftwerken
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
HEV	Hybridfahrzeug (Hybrid Electric Vehicle)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KOH	Elektrolyt Kaliumhydroxid

LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
LH_2	Flüssiger Wasserstoff (Liquid Hydrogen)
LKW	Lastkraftwagen
LMM	Lastmanagement
LNF	Leichtnutzfahrzeug
LNG	Flüssiges Erdgas (Liquid Natural Gas)
LOHC	Chemischer Wasserstoffspeicher (Liquid Organic Hydrogen Carriers)
MCA	Multikriterielle Analyse
MOP	Maximal Operating Pressure
MST	Minimum Spanning Tree
MTG	Methanol-To-Gasoline
MX_2	Metallhalogeniden
N_2	Stickstoff
NEP	Netzentwicklungsplan
NMC	Mesoporöser Kohlenstoff
NO_X	Stickoxide
O_2	Sauerstoff
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OH	Hydroxidionen
OME	Oxymethylenether
OSM	Open Street Map
OPEX	Betriebskosten (Operational Expenditures)
PEF	Primärenergiefaktor
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (polymer electrolyte membrane electrolyzer)
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (Polymer Electrolyte Fuel Cell)
PHEV	Plug-in-Hybridfahrzeug (Plug-In Electric Vehicle)
PRL	Primärregelleistung
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-X) Technologien
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy System
SGK	Stromgestehungskosten
SiC	Siliziumcarbid
SNG	Synthetisches Erdgas (synthetic natural gas)
SOFC	Oxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell)
SOEL	Hochtemperaturelektrolyseur
SRL	Sekundärregelleistungsabruf
TEP	Theoretische industrielle Elektrifizierungspotenziale
THG	Treibhausgas
TRL	Technischer Reifegrad (engl. Technology Readiness Level)
TTW	Tank-zu-Rad (Tank-to-Wheel)
TPR	Temperatur-Programmierte Reduktion
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
WEA	Windenergieanlage
WEO	World Energy Outlook
WLD	Wärmeleitfähigkeitsdetektor
WP	Wärmepumpe
WTT	Quelle-zu-Tank (Well-to-Tank)
WTW	Quelle-zu-Rad (Well-to-Wheel)
ÜSS	Überschussstrom
XRD	Röntgendiffraktion (X-ray diffraction)

1. SYSTEM- UND STANDORTANALYSEN

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI), Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Hintergrund und Motivation

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens 2016 verpflichtet, die Erderwärmung auf unter 2 Grad Celsius zu begrenzen. Gemeinsam mit der Europäischen Union (EU) werden weiterhin Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen auf europäischer, nationaler und staatlicher Ebene eingeführt. Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept 2011 eine ambitionierte Klimaschutzstrategie festgelegt, die bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % und bis 2050 um 80-95 % gegenüber 1990 vorsieht. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 50 % und bis 2050 80 % betragen [BmBm10]. Ende 2016 wurden der Weg zur Erreichung dieser Ziele im Klimaschutzplan 2050 festgelegt und bis 2030 sektorenspezifische Meilensteine für Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr und Landwirtschaft gesetzt [Bmu16]. Zudem hat NRW einen eigenen Klimaschutzplan veröffentlicht, der den Zielen des NRW-Klimaschutzgesetzes entspricht und der seine Entsprechung auf Bundesebene findet durch das Energiekonzept sowie den Klimaschutzplan der Bundesregierung. Sowohl die Landes- als auch die Bundesziele sehen neben Energieeffizienz vor allem eine langfristige Reduktion der Treibhausgasemissionen und einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien vor [Umwe15].

Allerdings kann die langfristige Umstellung auf erneuerbare Energien kritische Auswirkungen auf das Stromsystem haben, wenn sie nicht entsprechend integriert wird. Zum Beispiel in Zeiten mit einem hohen Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Photovoltaik kann das Gesamtangebot von Strom im Energiesystem die Nachfrage übertreffen. Da diese Energieerzeugung durch das Wetter bestimmt wird, können kurzfristige Schwankungen im Minutenbereich das Gleichgewicht im Stromsystem sehr stark beeinflussen und zu diesem Zeitpunkt zu sogenanntem „Überschussstrom“ führen (siehe Kapitel 2.1). Dies manifestiert sich in zeitweilig negativen Preisen an der Europäischen Energiebörse (EEX). Der Ausbau der erneuerbaren Energiekapazitäten wird für die Zukunft einen weiteren Anstieg dieses Überschusses zur Folge haben. Zugleich wird es (zunehmend) Zeiten geben, in denen das Angebot an erneuerbarem Strom nicht ausreicht, um die Last zu decken. Für diesen Fall braucht es ausreichend backup-Kapazitäten in Form von z.B. Gasturbinen bzw. Energiespeichern.

Um eine hohe Versorgungssicherheit in einem zukünftigen Energiesystem mit zunehmend schwankender Erzeugung zu gewährleisten, müssen sich Angebot und Nachfrage jederzeit an kurzfristige Marktveränderungen anpassen können. Dies erfolgt durch so genannte Flexibilitätsoptionen, welche eine Entwicklung des Energiesystems hin zu mehr Elastizität ermöglichen. Auf Seite der Stromerzeugung wird eine höhere Flexibilität insbesondere dadurch erreicht, dass Kraftwerke flexibler werden, die Kapazität unflexibler ‚must-run' Kraftwerke abnimmt, erneuerbare Anlagen bedarfsgerechter einspeisen und Einspeisemanagement erfolgt. Auf der Nachfrageseite kann das Demand Side Management (DSM) zu einer zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie bei Haushalten führen. DSM ermöglicht damit eine preiselastische Nachfrage. Zudem stellen Speicherkonzepte eine wertvolle Teilmenge der Flexibilitätsoptionen dar, weil sie die Fähigkeit besitzen Flexibilität sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitig bereitzustellen. Es gibt eine Vielzahl an Speicherkonzepten, welche sich deutlich voneinander unterscheiden. Neben Pumpspeicherkraftwerken, deren Potenzial in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft ist, gewinnen kleine und große stationären Batteriespeicher sowie Elektromobilität an Relevanz.

Analog zum Speicher bietet Power-to-X (PtX) bezogen auf das Stromsystem vor allem negative Flexibilität an. In diesem Fall wird überschüssiger Strom von PtX-Technologien verbraucht und zur Herstellung von Wärme, Gas oder flüssigen Brennstoffen verwendet, die wiederum zur Energiebereitstellung (indirekte positive Flexibilität) genutzt werden können. Ein positiver Flexibilitätsbeitrag zum Stromsystem ist durch Rückverstromung von Wasserstoff oder Beimischung (Wasserstoff ins Erdgasnetz) zwar auch möglich. Jedoch spielt es im Vergleich zu anderen Speichertechnologien aufgrund der größeren Wirkungsgradverluste zurzeit eine untergeordnete Rolle.

PtX-Technologien werden nach thermischer (PtH – Power-to-Heat) und chemischer Speicherung (PtC – Power-to-Chemicals, PtF – Power-to-Fuel, PtG – Power-to-Gas) unterschieden. Bei diesen Technologien handelt es sich um die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch: Beispielsweise kann ein Elektrolyseur in Zeiten niedriger oder sogar negativer Preise, d.h. wenn überschüssiger Strom anfällt, Strom verwenden und Wasserstoff produzieren. Der Wasserstoff kann über einen längeren Zeitraum gespeichert werden oder in einen anderen Brennstoff umgewandelt und ebenfalls gespeichert werden. Der sektorenübergreifende Charakter von PtX kann somit eine effiziente Treibhausgasreduktion der Gesamtwirtschaft unter Nutzung aller sektorenübergreifenden Potenziale und Synergien unterstützen. Man spricht in diesem Kontext von Sektorenkopplung und dem Aufbau eines gekoppelten Energiesystems. Die Sektorenkopplung beinhaltet die energietechnische und – wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und nicht energetischen Industrieprozessen. Eine Übersicht, wie Sektorenkopplung mittels PtX erfolgen kann, ist in Abbildung 1-1 dargestellt.

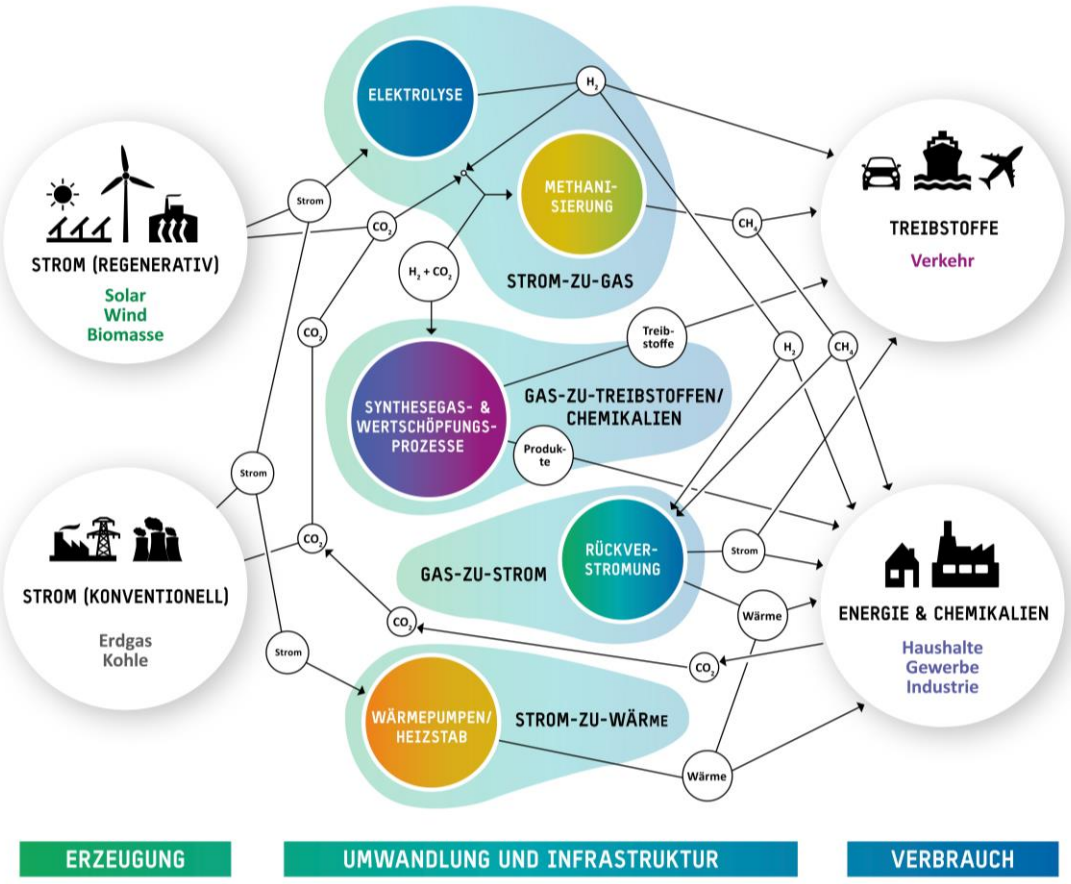

Abbildung 1-1 Sektorenkopplung mittels Power-to-X. Quelle: Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme.

Zielsetzung und Aufbau dieses Bandes

Die Ziele der in diesem Band I dargestellten Energiesystemanalyse umfassen insbesondere:

- die Untersuchung von „Power-to-Gas“ und „Power-to-Heat“ sowie weiterer Flexibilitätsoptionen im Energiesystem unter verschiedenen Randbedingungen zur Unterstützung der Energietransformation,
- die Analyse des Technologiespektrums „Strom zu Gas und Wärme“ im Rahmen von sektorenübergreifenden Betrachtungen,
- sowie die Weiterentwicklung von Daten, Modellen und „Know-How“ durch einen ständigen Austausch innerhalb der Systemgruppe sowie mit den Forschungspartnern mit primär technischer Expertise.

Band I gliedert sich in zwei Teile, die sich nach methodischem Ansatz unterscheiden:

Im Kapitel 2, dem so genannten "Teil A", wird von ewi Energy Research & Scenarios (EWI), Wuppertal Institut (WI) und dem Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische

Entwicklung am Forschungszentrum Jülich (IEK-STE) eine integrierte Systemanalyse durchgeführt. Zwei Langfristszenarien mit unterschiedlichen Dekarbonisierungsstrategien werden definiert, einmal mit Fokus Verkehr (EWI) und einmal mit Fokus Industrie (WI), um bis 2050 eine Minderung der jährlichen Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu erreichen. Mit Hilfe von unterschiedlichen Energiesystemmodellen wird auf dieser Basis der mögliche Einsatz und Beitrag von Power-to-X und weiteren Flexibilitätsoptionen im Energiesystem bis 2050 untersucht. Die Ergebnisse beider Szenarien fließen anschließend sukzessive in ein integriertes Strommarkt- und Stromnetzmodell des IEK-STE ein, das eine regionale Untersuchung der Power-to-X-Anlagen und ihrer Auswirkungen auf das Stromnetz durchführt. Durch die Zusammenführung von drei verschiedenen und sich ergänzenden Modellen aus drei verschiedenen Forschungsinstituten wird das Konzept eines Virtuellen Instituts in die Praxis umgesetzt.

Im Kapitel 3, dem so genannten "Teil B", wird die Frage nach potenziellen Standorten für Power-to-X-Anlagen vor allem in NRW sowie in Deutschland in den Fokus der Untersuchung gerückt. Hierzu werden zwei unterschiedliche geoinformationsbasierte Ansätze verfolgt.

Die Arbeiten am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) basieren auf den in Band II ausführlich vorgestellten Pfadanalysen zu den drei Themenkomplexen Strom-zu-Wärme im Haushaltssektor (Pfad 2A) sowie Wasserstoffeinspeisung in Gastransportnetze (Pfad 5A) und Gasverteilnetze (Pfad 5B). Es handelt sich um GIS-basierte Potenzialstudien für den Betrachtungsraum NRW unter der Annahme der zukünftigen Integration dieser Systempfade ins Energiesystem. Die Szenarioannahmen führen zu geoinformatischen Filterkriterien, die der Identifikation von potenziell geeigneten PtH- bzw. PtG-Standorten dienen. Im Ergebnis der mehrstufigen Analysen stehen solche potenziellen Standorte, die als besonders geeignet bewertet wurden.

Die Standortanalysen des Wuppertal Instituts (WI) basieren auf einer multikriteriellen Bewertungsmethode. Dafür werden im Vergleich zum GWI zwei verschiedene Anwendungsfälle für eine Markteinführung von PtG-Anlagen betrachtet. Einmal dezentrale netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und möglichst lokalen Nutzung von Wasserstoff und einmal netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Methan ins Gasnetz. Für die Bestimmung geeigneter Standorte werden je nach Fall bis zu 12 verschiedene Kriterien bewertet. Dazu gehören neben technisch-ökonomischen Parametern wie Entfernungen zur Infrastruktur (Netze, Tankstellen, CO_2-Quellen etc.) auch eine Reihe nicht-technischer Kriterien wie Naturschutz oder Einwohnerdichte als Gradzahl für fehlende Akzeptanz. Die Bewertung selber wird von den Autoren mit Hilfe von Paarvergleichen für verschiedene Fallvarianten durchgeführt. Im Ergebnis entstehen eine Reihe von Karten mit unterschiedlichen Standortgüten für die betrachteten Kreise, durch deren Vergleich sowohl Sensitivitäten als auch potenziell besonders geeignete Gebiete identifiziert werden.

In Kapitel 4 findet ein gemeinsames Fazit der System- und Standortanalysen statt.

2. TEIL A: INTEGRIERTE STROMMARKT- UND STROMNETZBETRACHTUNG ANHAND VON LANGFRISTSZENARIEN BIS 2050

Die Bundesregierung hat sich Klima- und Energieziele gesetzt, um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren und den Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Mittels dieser Ziele soll eine Transformation zu einer langfristig emissionsarmen Wirtschaft realisiert werden. Insbesondere im deutschen Energiekonzept sowie im Klimaschutzplan 2050 wurden ehrgeizige Ziele angekündigt, die nicht nur auf die Dekarbonisierung des gesamten Energiesektors, sondern auch auf die Transformation einzelner Sektoren, abzielen [BmBm10, Bmu16]. Doch nicht jeder Sektor hat sich zur Dekarbonisierung verpflichtet: So schreibt das deutsche Energiekonzept beispielsweise vor, den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor bis 2050 um 40 % zu senken - allerdings wurde bisher kaum eine Reduktion der Treibhausgasemissionen erreicht. Tatsächlich ist die Menge der CO_2-Emissionen im deutschen Straßenverkehr seit 2005 mit 150 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalent pro Jahr konstant geblieben [KMKD16, Uba12]. Auch die industriellen Prozessemissionen sind seit 2008 nahezu konstant. Zusammen mit der Energiewirtschaft verursachen die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie fast 90 % der deutschen Treibhausgasemissionen.

Die Elektrifizierung hat sich als eine mögliche Option zur Dekarbonisierung eines breiten Spektrums von Sektoren, einschließlich des Verkehrs- und Industriesektors, herausgestellt. Im Straßenverkehr kann Strom direkt als Antriebsenergie, z.B. in Plug-in-Hybrid- (PHEV) und Batterie-Elektrofahrzeugen (BEV), oder zur Herstellung von PtX-Kraftstoffen wie PtG-LNG oder PtF-Diesel verwendet werden. Für die Industrie könnten die elektrische Wärme- oder Dampferzeugung sowie Power-to-Chemicals die konventionellen Quellen ersetzen. Damit ist PtX in der Lage, nicht nur "CO_2-arme" Kraftstoffe für den Verkehrs- und Industriesektor zu liefern, sondern auch dem Stromsektor Flexibilität zu bieten. Insbesondere bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien können Power-to-X-Systeme Strom in Stunden mit sehr niedrigen oder sogar negativen Strompreisen aus dem Netz ziehen und in Zeiten hoher Nachfrage und geringer Einspeisung erneuerbarer Energien synthetisches Gas zur Stromerzeugung anbieten. PtX kann ferner zur regionalen Netzstabilität beitragen und damit Netzengpässe, die auch durch die zunehmende Elektrifizierung entstehen können, entlasten.

Im Rahmen des Teils A dieses Berichtsbands soll das Technologiespektrum von Power-to-X im Zusammenhang von systemübergreifenden Betrachtungen analysiert werden. Dabei werden verschiedene Analyseschwerpunkte in Bezug auf technologische, sektorale, zeitliche und räumliche Auflösung gesetzt und integriert. In zwei verschiedenen Szenarien wird das zukünftige Energiesystem simuliert und untersucht, um die Rolle der PtX-Technologien für die Systemflexibilität und die

langfristige Dekarbonisierung zu bewerten. Das „PtX Verkehr“-Szenario von EWI errechnet in einem Gesamtkosten-minimierenden Systemmodell das kostenoptimale Energiesystem. In dem sogenannten „PtX Industrie“-Szenario untersucht das WI insbesondere Klimaschutz- und PtX-Strategien im Industriesektor unter dem Gesichtspunkt einer weitgehenden Minderung der Treibhausgase im Gesamtsystem. Danach führt IEK-STE eine regionalisierte Untersuchung durch, um die Netzauslastung und das Engpassmanagement auf regionaler (NRW-) Ebene zu simulieren und die netzdienliche Fahrweise von PtX-Anlagen zu betrachten. Neben einem quantitativen Beitrag zur Forschung im Bereich der Sektorenkopplung, zielt die Systemanalyse darauf ab, drei verschiedene Methoden aus drei verschiedenen Forschungsinstituten effizient zu koppeln und das Konzept eines Virtuellen Instituts erfolgreich in die Praxis umzusetzen.

Teil A ist wie folgt aufgebaut: Kapitel 2.1 stellt eine Diskussion über die Definition von Überschussstrom dar und liefert weitere Grundlagen für die Systemanalyse. Kapitel 2.2 erläutert zunächst das Vorgehen der quantitativen Analyse im Zusammenspiel der Institute. Dies umfasst die zwei Szenarioanalysen (EWI, WI) sowie die darauf aufbauende regionalisierte Untersuchung mittels Strommarkt- (Dispatch) und Netzberechnung (IEK-STE). Kapitel 2.3 skizziert die hierbei benötigten und im Rahmen des Projektes durch die jeweiligen Institute vorgenommenen Weiterentwicklungen des energiesystemanalytischen Instrumentariums. Kapitel 2.4.1 enthält den gemeinsam entwickelten Szenariorahmen. Damit wird, trotz teils unterschiedlicher Methoden und verschiedenen Anforderungen an Daten und ihre Parametrierung, eine möglichst abgestimmte Grundlage der Systemanalyse dieses Forschungsprojekts erreicht. Die unterschiedlichen Annahmen nach Schwerpunkten der jeweiligen Modellanalysen sind in Kapitel 2.4.2 bis 2.4.4 zu finden. Kapitel 2.5 präsentiert die Ergebnisse der Szenarioanalysen mit einem Schwerpunkt auf Flexibilitätsoptionen in den Sektoren Stromerzeugung (EWI, WI), Verkehr (EWI) und Industrie (WI). Kapitel 2.6 beinhaltet die Ergebnisse der sich anschließenden regionalisierten Stromnetzuntersuchung (IEK-STE). Schließlich folgt in Kapitel 2.7 ein Fazit aus den durchgeführten Systemanalysen.

2.1. Definition von Überschussstrom

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) & ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI)

Eine umfassende Literaturrecherche zeigte auf, dass bisherige Betrachtungen des Begriffs Überschussstrom von ähnlichen Ideen begleitet werden, aber die eigentliche Definition dabei stark variiert. Unterschiede der Definitionen treten insbesondere hinsichtlich der verwendeten zeitlichen, technologischen und ökonomischen Skalen auf. Daher wurde eine vereinheitlichte Definition entwickelt, welche die Vielseitigkeit dieser Skalen einbezieht und sowohl für kurz- als auch für langfristige Betrachtungen Gültigkeit besitzt. Ein sich aus der neuen Definition ergebender Zusammenhang besteht darin, dass bei steigender Anzahl betrachteter Flexibilitätsoptionen die Menge des Überschussstroms abnimmt. Durch das Konkurrieren von Flexibilitätsoptionen, welches von der Definition erfasst wird, können die negativen Preise an europäischen Energiebörsen und die Gesamtkosten des Managements von Überschussstrom minimiert werden.

Aufbauend auf den Darstellungen einiger Grundlagen zum Thema Überschussstrom im Kapitel 1, erfolgt in diesem Kapitel eine detailliertere Beschreibung und in einem breiten Kontext anwendbare Definition des Überschussstrom-Begriffs.

In den vergangenen Jahren wurde eine Vielzahl von Studien veröffentlicht, die auf das Thema Überschussstrom eingehen. Aus diesen Studien ist ersichtlich, dass Überschussstrom und mögliche negative Preise eine Frage zeitlicher, räumlicher, technologischer und ökonomischer Skalen sind.

Auch im Kontext der in dieser Studie betrachteten Power-to-X Optionen spielt (potenzieller) Überschussstrom eine wichtige Rolle. Wesentliche bisherige Ansätze und Definitionen werden nachfolgend beschrieben.

Technologie-orientierte Ansätze und Definitionen

Es gibt eine Vielzahl an Publikationen, die den Begriff Überschussstrom in einem technologieorientierten Kontext verwenden. Viele dieser Publikationen beziehen sich in diesem Kontext lediglich auf Einzelanlagen oder Systeme kleiner Größe (z.B. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder PV-Anlagen [GSMH17, GuKR17, KhDR16]. In diesen Fällen beschreibt Überschussstrom lediglich diejenige Menge Strom, welche den Eigenverbrauch der mit den technologischen Systemen verbundenen Versorgungsobjekte überschreitet. Im Gegensatz dazu befassen wir uns hier mit größeren Energiesystemen bis hin zum nationalen oder kontinentalen Level.

Auf dieser weitreichenden räumlichen Ebene ist für die technische Stabilität des Stromnetzes ein Ausgleich von Stromerzeugung- und nachfrage erforderlich. Diese Balancen bilden die Basis für Überschussstrom-Analysen in vielen Studien über (zukünftige) Entwicklungen von Energiesystemen. Zudem haben diese technologieorientierten Studien einen Fokus auf kurze Betrachtungszeiträume.

In Dänemark trat Überschussstrom besonders früh auf. Daher haben dänische Forscher bereits im Jahr 2003 Überschussstromproduktion als Situation definiert, in welcher die Stromproduktion den Verbrauch in einem bestimmten Gebiet übersteigt [LuMü03]. Somit betrachtet diese Definition über technologische Aspekte hinaus auch räumliche. In den Folgejahren wurde eine Reihe von ähnlichen technologiebasierten Definitionen in der Literatur verwendet, welche insbesondere auf die Erzeugungsseite ausgerichtet waren. Ein besonders einfacher Ansatz besteht in der Definition von Überschussstrom als Elektrizität, welche nicht von Stromnetzen absorbiert werden kann [LiSt07, ReLi15].

Weitere einfach gehaltene technologieorientierte Definitionen betrachten "Überschussstrom" als Strommenge, welche die Kapazitäten der Stromübertragungskomponenten übersteigt.

[KDZM11] definiert es in diesem Zusammenhang als Elektrizität, welche die Kapazität der Hochspannungsleitungen übersteigt, derweil es von [FeFe14] als Strommenge betrachtet wird, welche die Kapazität der Netzknoten übersteigt. Manche der Autoren beurteilen Überschussstrom als ernsthaftes Problem für das (Energie-)System [SZTM16, ViØS15]. Folglich wird das Management von Überschussstrom als wesentlich für den Aufbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft angesehen.

Eine differenziertere Betrachtung ist bei [ThLu16] gegeben, wobei zwischen integrierbarem und nicht-integrierbarem Überschussstrom unterschieden wird. Zudem gibt es Unterscheidungen von Überschussstromdefinitionen hinsichtlich der eingesetzten Energiequellen. Während die meisten Publikationen mehr als eine Energiequelle betrachten gibt es vereinzelte Untersuchungen, die virtuell nur aus einer Energiequelle bestehenden Überschussstrom, betrachten.

Beispiele sind [VXWM17, YeYu17], die sich mit „Wind-Überschussstrom" auseinandersetzen, sowie eine Betrachtung von solarem Überschussstrom durch [EsNS16].

In den vergangenen Jahren wurde Überschussstrom in zunehmendem Maße in Forschungsarbeiten eingebunden. Infolgedessen gibt es einige Definitionen deutscher Forscher, die technologische Aspekte der Definition von Überschussstrom aufgreifen.

Eine Definition [Cola11] unterstreicht die Abhängigkeit von Überschussstrom von den betrachteten Flexibilitätsoptionen und damit auch von der technologischen Skala der Analyse. Die Studie definiert Überschussstrom als den Überschuss, der in Zeiten entsteht, während derer die Residuallast niedriger als die Must-run Kapazität ausfällt. Eine Glättung durch Berücksichtigung aller vorhandenen Flexibilitätsoptionen ist dabei enthalten. Startpunkt dieser Definition ist die Residuallast, d.h. als der gesamte Verbrauch minus der Einspeisung von nicht-disponiblen Erneuerbaren [StSt14]. Must-run Kapazität bezieht sich auf konventionelle Kraftwerke, welche nicht abgeschaltet werden können, um permanent einsatzfähig zu bleiben. Diese Kraftwerke dienen entweder der

Systemdienstleistungserbringung (Frequenz-/Spannungshaltung, Wiederherstellung der Stromproduktion, Management von Netzengpässen) oder werden wärmegeführt betrieben (Elektrizität wird dabei als Nebenprodukt erzeugt) [StSt14]. Dennoch wird dabei der Beitrag der Flexibilitätsoptionen offengehalten.

Zudem hebt ein von [MHKM13] gewählter Ansatz Aspekte von technologischer und räumlicher Beschränkung auf. Überschussstrom wird dabei als Anteil der Elektrizität definiert, welcher erneuerbar erzeugt wurde und unter Berücksichtigung des regionalen Stromverbrauchs und der lokal limitieren Netzkapazitäten nicht in das Stromnetz eingespeist werden kann.

Ökonomie-orientierte Betrachtungsweise

Die Diskussion um potenziellen Überschussstrom und seinen Preis wird vielfach von dem Begriff der negativen Strompreise begleitet, oder von der Vorstellung, dass langfristig, bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung, erhebliche Mengen von „Überschussstrom“ zum Preis von Null verfügbar seien. Die nachfolgenden Ausführungen verdeutlichen die Diskussion und helfen die relevanten Begrifflichkeiten einzuordnen.

Ein Blick auf die Gegenwart und nahe Zukunft zeigt, dass zeitweise negative Strompreise auf dem Strommarkt auftreten. Diese Gegebenheit tritt in einer bestimmten Preiszone in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und geringer Stromnachfrage ein, verbunden mit einem gleichzeitig hohen Anteil an unflexiblen konventionellen Kapazitäten ([GHLL14], [Kule14]). Unter diesen Umständen entsteht nach [Nico11], [KGMF12], [PaEP14] und [GHLL14] ein zeitweiliger Stromüberschuss, solange es im Stromnetz an Flexibilität mangelt, kosteneffiziente Speichermöglichkeiten nur in einem unzureichenden Ausmaß vorhanden sind oder KWK-Anlagen (unflexibel) wärmegeführt betrieben werden. Genauer gesagt, wird es unwirtschaftlich, die Produktion bestimmter Erzeugungskapazitäten für eine kurze Zeit zu drosseln oder zu unterbrechen. Dies liegt darin begründet, dass viele dieser Anlagen (insbesondere ältere) hohe An- und Abfahrkosten aber geringe variable Kosten aufweisen. Im Ergebnis führt dies zu kurzfristigem „Überschussstrom“ und negativen Strompreisen.

Langfristig, in einer Welt mit großen Mengen intermittierender regenerativer Energieerzeugung, werden erheblich erweiterte Möglichkeiten der Systemflexibilität benötigt und marktgetrieben auch entstehen. Bei sehr hohen Anteilen fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien ist das Phänomen von potenziellem Überschussstrom und seiner Preisbildung von Bedeutung. Unter diesen Bedingungen wird die Preisbildung nicht wie heute primär durch einen Erzeugerwettbewerb, sondern wesentlich auch durch einen verwendungsseitigen Wettbewerb charakterisiert. Denn um die Verwendung des potenziellen Überschussstroms werden verschiedene Flexibilitätsoptionen, z.B. „Power-to-Heat“, „Power-to-Gas“ „Power-to-Chemicals“ und neue Speicher- oder Laststeuerungs-konzepte, konkurrieren. Sie werden dies auf der Grundlage ihrer spezifischen Kostenstrukturen tun: Die kostengünstigeren Flexibilitätsoptionen haben in diesem Wettbewerb die höhere

Zahlungsbereitschaft für potenziellen Überschussstrom, da sie für diesen einen höheren Preis zahlen und noch immer profitabel betrieben werden können.

Dadurch wird potenzieller Überschussstrom verwendet, profitabel ins System integriert und somit sukzessive eliminiert. Dieser verwendungsseitige Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen bestimmt den Preis, der für (potenziellen Überschuss-) Strom bezahlt wird. Der Preis wird durch den Verwendungswettbewerb getrieben: zunächst in Richtung betragsmäßig kleinerer negativer Preise, dann in Richtung höherer positiver Preise. Nicht die Grenzkosten regenerativer Erzeugung, die in Stunden großer Mengen potenziellen Überschussstroms Null sind, setzen hier den Preis, sondern die verwendungsseitigen Zahlungsbereitschaften. Der resultierende Gleichgewichtspreis spiegelt die Grenzkosten der letzten kWh Strom, die gerade noch profitabel durch „Power-to-X“ integrierbar ist. Der verbleibende tatsächliche Überschussstrom ist derjenige Strom, der bei gegebenen technologischen Optionen nicht mehr profitabel integrierbar ist und deswegen mit Blick auf Systemkosten effizient abgeregelt wird.

Flexibilitätsoptionen

Das Ziel dieses Abschnitts besteht darin Flexibilitätsoptionen und Ihre Verbindung zum Thema Überschussstrom zu beschreiben. Zunächst muss dafür beschrieben werden, was Flexibilität im Kontext von Energiesystemen bedeutet. Es gibt zahlreiche Publikationen über dieses Thema und etliche Definitionen des Flexibilitätsbegriffs in diesem Kontext [Delf16, KoBr16, LLMS15, MMRF17, PaGD14, QASJ17]. Derartige Definitionen ähneln einander. Basierend auf Ähnlichkeiten vieler Definitionen wird Flexibilität für diese Studie als die Fähigkeit erachtet, den Ausgleich von schnellen Erzeugungs- und Verbrauchsänderungen in Echtzeit sicherzustellen, um einen fortlaufenden störungsfreien Betrieb des Stromversorgungssystems sicherzustellen [Delf16, KoBr16]. Daher kann die Flexibilität als inhärentes Merkmal von Stromversorgungssystemen gesehen werden (s. [PaGD14]). Eine unzureichende Flexibilität würde die Sicherheit der Energieversorgung beeinträchtigen und könnte die Menge der CO_2-armen Erzeugung begrenzen [Kean10]. Flexibilitätsanforderungen von Energiesystemen können charakterisiert werden. Mögliche Charakterisierungsmerkmale sind nach [MMRF17] z.B. die Aktivierungszeit, Dauer der Flexibilitätsbereitstellung, Anzahl der Aktivierungen und Aktivierungskosten. Neben diesen technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften müssen räumliche und zeitliche Flexibilitätsanforderungen von Energiesystemen berücksichtigt werden. Diese Merkmale ermöglichen auch eine Differenzierung und einen Vergleich von Flexibilitätsoptionen mit divergierenden Eigenschaften. Durch die Flexibilitätsbereitstellung für das Energiesystem sind Flexibilitätsoptionen für den Umgang mit überschüssigem Strom unerlässlich. [EEFL00] definiert Flexibilitätsoptionen als Einheiten mit der Fähigkeit, die Stromeinspeisung zu erhöhen oder zu verringern, den Strombedarf auf einen späteren Zeitpunkt zu verschieben oder Überschüsse für andere Zeiten zu verschieben. Power-to-X Optionen und andere Speicherkonzepte können Überschussstrom direkt speichern. Der Vorteil im Vergleich zu anderen Technologien ist die Möglichkeit als Langzeitspeicher, um Phasen mit niedriger Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu überbrücken, oder sogar als saisonaler Speicher zu agieren. Im Vergleich zu anderen

Flexibilitätsoptionen weisen einige Power-to-X Varianten wie Power-to-Methan eher niedrige Effizienzen auf, aber erzeugen wertvolle Produkte auf CO_2-armer Basis, welche in anderen Sektoren als dem Stromsektor Verwendung finden können. Importe und Exporte, welche Beispiele für weitere Flexibilitätsoptionen sind, verbinden hingegen unterschiedliche Energiemärkte und sind zusätzliche effiziente und kurzfristig orientierte Mittel, um Überschussstrom zu nutzen und abzubauen.

Wie sich durch verschiedene Vergleiche und weitere Untersuchungen [KoBr16, MMRF17] zeigte, wird es voraussichtlich nicht eine Flexibilitätsoption geben, welche die Flexibilität und einhergehende Anforderungen gänzlich erfüllen kann. Dementsprechend schlussfolgerte [MMRF17], dass es einen Bedarf nach einem Mix verschiedener Flexibilitätsoptionen geben wird. Dieser Mix der Flexibilitätsoptionen muss entsprechend den technologischen, ökonomischen, räumlichen und zeitlichen Flexibilitätsanforderungen des künftigen Energieversorgungssystems konzipiert werden.

Neben der Verwendung von Überschussstrom durch Flexibilitätsoptionen wird ein gewisses Maß an Drosselung bzw. Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung Bestandteil einer optimalen Lösung sein. Dies kann dadurch resultieren, dass die Integration unter Umständen teurer werden könnte als der aus ihrer Nutzung abgeleitete Nutzen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die bisherige Betrachtung des Begriffs Überschussstrom in der Literatur von ähnlichen Ideen begleitet wird, aber die eigentliche Definition dabei stark variiert. Unterschiede gibt es insbesondere hinsichtlich der verwendeten zeitlichen, technologischen und ökonomischen Skalen.

Eine möglichst allgemein anwendbare Definition von Überschussstrom sollte sowohl für kurzfristige als auch für langfristige Betrachtungen Gültigkeit haben und technische sowie ökonomische Aspekte involvieren. Diese Studie schlägt daher aufbauend auf einer umfassenden Literaturrecherche eine vereinheitlichte Definition vor, welche die Vielseitigkeit dieser Skalen einbezieht und sowohl für kurz- als auch für langfristige Betrachtungen Gültigkeit besitzt:

Definition von Überschussstrom

Überschussstrom ist diejenige Elektrizität, welche die Aufnahme- oder Verteilungskapazitäten in einem gegebenen System unter Berücksichtigung technologischer und ökonomischer Restriktionen auf relevanten zeitlichen und räumlichen Skalen übersteigt. Der Umfang des Auftretens hängt von der systemspezifischen Teilmenge $A \subseteq B$ theoretisch verfügbarer Flexibilitätsoptionen B ab.

Diese vereinheitlichte Definition beinhaltet sowohl technologische Beschränkungen, wie sie von [CoIa11] hervorgehoben wurden, als auch die räumlichen und zeitlichen Skalen, die u.a. in [MHKM13] diskutiert wurden. Auch Aspekte einer marktorientierten Definition wie in [AuDe15, Thom13] werden aufgegriffen.

In Abhängigkeit der Teilmenge $A \subseteq B$ betrachteter Flexibilitätsoptionen variiert die Menge des Überschussstroms. Das heißt, dass mit steigender Anzahl betrachteter Flexibilitätsoptionen die Menge des Überschussstroms abnimmt. Abbildung 2-1 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Am Beispiel einer sehr windigen Woche wird berechnet, wie der Umfang des Überschussstroms (pink) durch die Nutzung einer zunehmenden Anzahl an Flexibilitätsoption zusehends sinkt. Langfristig wird eine Zunahme von Teilmenge $\mathbf{A}$ erwartet, was mit einem Rückgang des Auftretens von Überschussstrom einhergeht.

Aufgrund der Definition wird eine Grundlage für Entscheidungen geschaffen, da die betreffende Menge an Überschussstrom für eine gegebene Teilmenge $\mathbf{A}$ das Potenzial zur Realisierung aller anderen nicht in $\mathbf{A}$ enthalten Optionen $\mathbf{C}=\mathbf{B}\backslash\mathbf{A}$ liefert.

Bemerkenswerterweise kann daher auch diese Abregelung der Erneuerbaren Energien eine angemessene Maßnahme sein, um die Gesamtkosten des Managements von Überschussstrom zu minimieren.

Zudem sind frühe Anpassungen auf der Erzeugungsseite (Standortanalysen, Entwicklung und Installationen von Kompensationssystemen, Speicherkapazitäten etc.) essenziell, um die Transformation in Richtung eines Erneuerbaren Energiesystems zu fördern.

Die Systemanalyse der beteiligten Institute analysiert in den nachfolgenden Abschnitten auf Analyse- und Modellebene die Gegebenheiten für das Jahr 2050, wobei den Power-to-X Optionen sowie weiteren Flexibilitätsoptionen und dem Thema Überschussstrom besondere Aufmerksamkeit gewidmet wird.

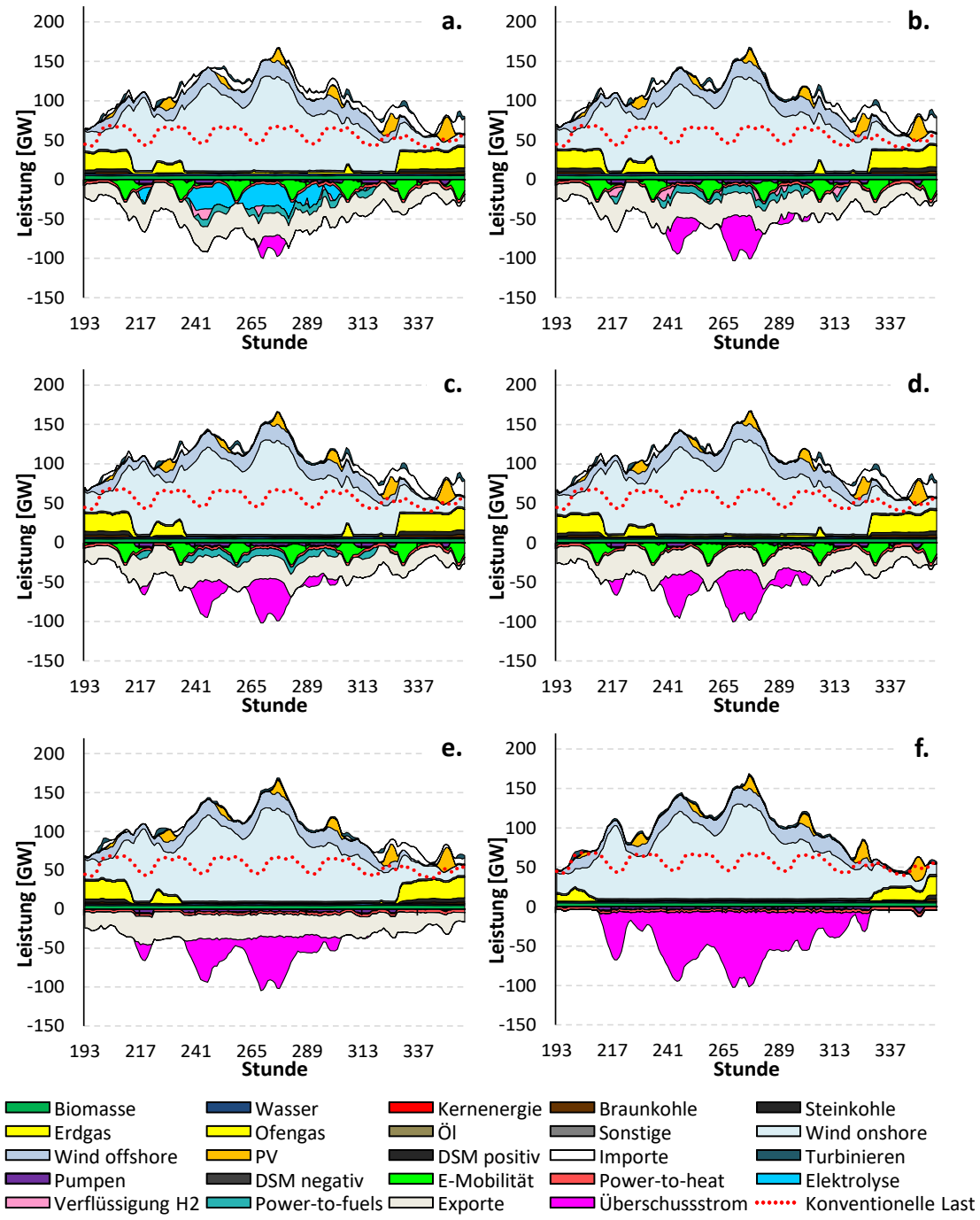

Abbildung 2-1 Auswirkungen der Nutzung einer systemspezifischen Teilmenge theoretisch verfügbarer Flexibilitätsoptionen auf das Überschussstromaufkommen – stufenweise werden beginnend beim Basisfall a verschiedene Flexibilitätsoptionen nicht genutzt: b.: Elektrolyse; c.: H_2 Verflüssigung, d.: Power-to-Fuels; e.: Elektromobilität; f.: Im- und Exporte. Eigene Berechnungen basierend auf dem in [PeAH14] präsentierten Elektrizitätsmarktmodell.

2.2. Vorgehen der quantitativen Systemanalyse im Zusammenspiel der Institute

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI) & Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Die Systemanalyse besteht aus zwei Schritten, welche von den Instituten der Systemgruppe auf Analyse- und Modellebene bearbeitet wurden. In einem ersten Schritt werden zwei parallele Szenarioanalysen von EWI und WI durchgeführt. Das „PtX Verkehr"-Szenario von EWI errechnet auf Basis von Annahmen zu Brennstoffpreisen, Technologieentwicklung, Kraftwerksportfolio und Stromnachfrage in einem gesamtkostenminimierenden Systemmodell das kostenoptimale Energiesystem. Indem sogenannten „PtX Industrie"-Szenario untersucht WI insbesondere Klimaschutz- und PtX-Strategien im Industriesektor mit Fokus auf das industriestarke Bundesland NRW. Der Einsatz von PtX-Technologien wird hierbei unter dem Gesichtspunkt einer weitgehenden THG-Minderung im Gesamtsystem vorgesehen. In einem zweiten Schritt übernimmt IEK-STE die Ergebnisse wie u.a. installierten Kapazitäten und Erzeugungsmengen, um eine regionalisierte Untersuchung durchzuführen. Hier wird u.a. das deutsche Stromnetz sowie die Netzauslastung und das Engpassmanagement auf regionaler Ebene mit netzdienlicher Fahrweise von PtX-Anlagen betrachtet.

Die im Rahmen dieses Projektes durchgeführte Systemanalyse besteht aus zwei Schritten. Die vernetzten Institute der Systemgruppe bearbeiteten diese gemäß ihren jeweiligen Hauptkompetenzen auf Analyse- und Modellebene. Abbildung 2-2 zeigt einen schematischen Überblick der quantitativen Betrachtung der Systemanalyse.

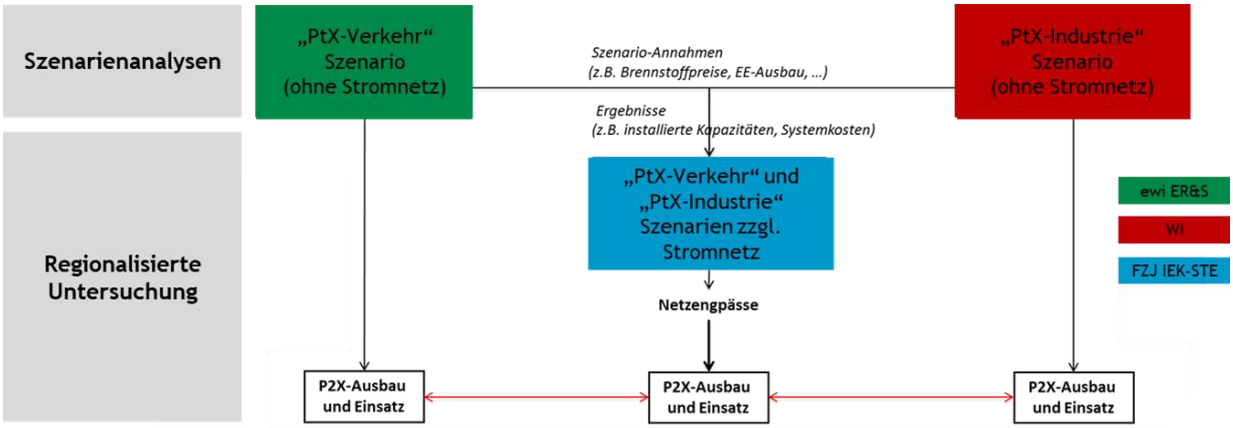

Abbildung 2-2 Überblick der Systemanalyse und Zusammenspiel der Institute

In einem ersten Schritt werden zwei parallele Szenarioanalysen von EWI und WI definiert und jeweils mit ihren Modellen analysiert: Das „PtX Verkehr"-Szenario von EWI und das „PtX Industrie"-Szenario von WI. Ziel ist es, zwei Szenariowelten mit verschiedenen Durchdringungen und Anwendungen von

PtX-Anlagen abzubilden. Dazu untersuchen die Modelle verschiedene Dekarbonisierungsoptionen mit Fokus auf unterschiedliche Sektoren mit inhaltlich verschiedenen Zieldimensionen. Der Einfluss des Ausbaus von Power-to-X und die Rückwirkungen auf die Sektoren Strom sowie Verkehr, Wärme oder Industrie werden extensiv betrachtet. Beide Szenarien werden für Deutschland im Kontext von Europa (EWI) bzw. von den Nachbarländern (WI) simuliert, bevor im nächsten Schritt die Regionalisierung erfolgt.

Tabelle 2-1 vergleicht die Kerneigenschaften der beiden Szenarien. Dabei unterscheiden sich die Szenarien stark aufgrund der angewandten Modelle. Zum Beispiel wird für das „PtX Verkehr"-Szenario eine ökonomische Optimierung mit einer erweiterten Version des am EWI entwickelten Strommarktmodells „DIMENSION" durchgeführt. Das Modell simuliert, wie sich die installierten Kapazitäten von Kraftwerken und Stromspeichern in Europa zukünftig entwickeln. Dabei wird ein kostenminimierender Einsatz sowie Zubau und Rückbau der unterschiedlichen Technologien modelliert. Das „PtX Industrie"-Szenario ermittelt THG-Minderungspotenziale basierend auf einer Teiloptimierung (Kraftwerkseinsatz) innerhalb des WISEE-Modells. Das WISEE-Modell ist im Rahmen der Erstellung des Klimaschutzplans für Nordrhein-Westfalen mit über 400 Stakeholdern aus den wesentlichen Branchen der Energiewirtschaft und der Industrie sowie aus anderen gesellschaftlichen Gruppen in einem intensiven Prozess diskutiert und verifiziert worden. Die Modelle von EWI und WI werden in Kapitel 2.3 im Detail vorgestellt.

Tabelle 2-1 Vergleich der Modelle von EWI und WI

Szenarioname	**„PtX Verkehr"-Szenario**	**„PtX Industrie"-Szenario**
Modellname	EWI DIMENSION	WI WISEE
Modelllogik	Ökonomische Optimierung (Kostenminimierung)	Ermittlung von THG-Minderungspotenzialen, Teiloptimierung (Kraftwerks- und Flexibilitäten-Einsatz)
Zielbild	Kostenminimierende Investitions- und Dispatchentscheidungen	Mit Stakeholdern abgestimmte Transformationspfade
Systemgrenzen	Europäisches Strom- und Wärmesystem sowie deutscher Straßenverkehr	Gesamtes deutsches bzw. NRW-Energiesystem, inkl. Stromsystem Nachbarstaaten
Randbedingungen	Anteil EE an inländischer Stromerzeugung: ≥ 80 % bis 2050	
	THG-Minderung im Verkehr: ≥43 % bis 2030 (Klimaschutzplan); ≥ 80 % bis 2050	THG-Minderung in NRW und Bund: ≥ 80 % (Zielwert mit iterativer Annäherung) bis 2050

Abgesehen von den strukturellen Unterschieden im Modell wird beiden Analysen ein gemeinsamer Szenariorahmen zugrunde gelegt. Dazu werden Rahmendaten, die als benötigte Inputdaten in die

Simulationsmodelle einfließen, zu heutiger und zukünftiger Stromnachfrage, Netzkuppelstellen, Brennstoffpreisen (inkl. CO_2-Preisen), Investitionen sowie technische Annahmen zu Power-to-X-Technologien in beiden Szenarien übernommen. Außerdem unterliegen dem „PtX Verkehr"-Szenario und dem „PtX Industrie"-Szenario wichtige politische Randbedingungen zum Beispiel zu den Zielen der Bundesregierung zur Emissionsminderung im Energiesystem sowie zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (≥ 80 % bis 2050). Diese Grundannahmen der Szenarioanalyse werden in Kapitel 2.4.1 diskutiert.

Obwohl der Fokus der Szenarioanalyse auf einer Gesamtsystembetrachtung liegt, werden durch die Szenarien sektorspezifische Untersuchungen basierend auf der Expertise der jeweiligen Institute durchgeführt. Wie Tabelle 2-1 zeigt, werden zusätzliche THG-Minderungsziele für den Verkehrssektor im „PtX Verkehr"-Szenario und für das industrieintensive NRW im „PtX Industrie"-Szenario berücksichtigt. Dazu werden unterschiedliche PtX-Anwendungsfelder in den jeweiligen Modellen abgebildet, um das Potenzial verschiedener PtX-Prozesse in dem Verkehrssektor sowie in der Industrie genauer zu bestimmen. Tabelle 2-2 gibt einen Überblick, wie die Szenarien beziehungsweise die Modelle sich in ihren PtX-Anwendungen unterscheiden.

Tabelle 2-2 Modellierte PtX-Technologieportfolios EWI und WI

	PtX-Anwendungsfeld	EWI-„PtX Verkehr"	WI-„PtX Industrie"
PtG	Wasserstoff zur **Beimischung** im Erdgasnetz	x	
	Wasserstoff zur **Methanisierung** im Verkehr (mit Gas- bzw. Flüssigspeicher)	x	
	Wasserstoff für **Brennstoffzellen** im Verkehr (mit Gasspeicher)	x	x
	Wasserstoff für **Brennstoffzellen** im Verkehr (mit Flüssigspeicher)	x	
	Wasserstoff als **Reduktionsmittel**		x
	Wasserstoff als **Feedstock** in der Chemieindustrie	x	x
PtF	Wasserstoff zur Erzeugung von **synthetischen Flüssigkraftstoffen** (Power-to-Fuel)	x	
PtH	Power-to-Heat - **Wärmepumpen**		x
	Power-to-Heat - **Einspeisung** in **Fernwärme**-Netze	x	
	Power-to-Heat- **Deckung der Spitzennachfrage** der Industrie	x	
	Power-to-Heat - **Dampferzeugung** in der Industrie		x

In einem zweiten Schritt übernimmt IEK-STE die Ergebnisse aus der Szenarioanalyse wie u.a. installierte Kapazitäten und Erzeugungsmengen, um eine regionalisierte Untersuchung durchzuführen. Basierend auf diesen Szenarien werden mittels einer integrierten Strommarkt- und Stromnetzmodellierung insbesondere Auswirkungen der zukünftigen Strommarktgegebenheiten auf das deutsche Stromübertragungsnetz simuliert. Dabei reicht das räumliche und technische Spektrum des integrierten Modells von der Abbildung des künftigen europäischen und deutschen Kraftwerkseinsatzes, über die regionalisierte Abbildung von Nachfragestrukturen bis hin zur Darstellung daraus resultierender regionaler und struktureller Engpässe des Übertragungsnetzes.

2.3. Erweiterungen der Modellierungsansätze nach Institut

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI), Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

2.3.1 EWI Modell „DIMENSION“

Die Modellrechnungen erfolgen auf Basis des am EWI entwickelten Strommarktmodells DIMENSION, welches im Rahmen dieses Projekts weiterentwickelt wurde. Hierbei handelt es sich um ein dynamisches lineares Investitions- und Dispatchmodell des europäischen Elektrizitätssystems, welches Investitions- und Kraftwerkseinsatzentscheidungen über die Zeit optimiert. Das DIMENSION-Modell wurde speziell für langfristige szenariobasierte Analysen entwickelt. Ergebnisse der Modellierung sind sowohl Investitionsentscheidungen in u.a. Erzeugungs- und Speichertechnologien als auch der optimale Einsatz der Technologien. Das Modell basiert auf dem methodischen Ansatz der linearen Optimierung und minimiert die Gesamtkosten des Gesamtsystems.

DIMENSION rechnet angebotsseitig mit allen relevanten konventionellen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien sowie mit Speicherkapazitäten (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Demand-Side-Management), welche nach unterschiedlichen Altersklassen differenziert werden. Jede dieser Altersklassen beinhaltet sämtliche Anlagen derselben Technologie, die in einer bestimmten Periode der Vergangenheit gebaut wurden. Für zukünftige Jahre werden modellendogen Investitionen in Kraftwerke getätigt.

Neben dem Elektrizitätssektor umfasst das Modell ein Power-to-X-Modul und ein Verkehrsmodul. Innerhalb des Power-to-X-Moduls kann in Elektrolyseure, Methanisierungs- und Fischer-Tropsch (PtF)-Anlagen investiert werden, falls im Modell aufgrund eines Klimaschutzziels endogen eine Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen entsteht. Es gibt ebenso die Möglichkeit in Power-to-Heat-Technologien zu investieren. Das Verkehrsmodul umfasst den Straßenverkehrssektor mit verschiedenen Fahrzeugklassen sowie Fahrzeugtypen und stellt mögliche Sektorenkopplungsoptionen zur Verfügung.

Der aggregierte Energiebedarf der einzelnen Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell durch die Energiewirtschaft kostenminimal gedeckt. Hierbei werden sowohl die Kosten der modellendogenen Produktion von Strom-, Wärme und synthetischen Brennstoffen sowie die Beschaffungskosten für Energieträger (konventionelle, biogene) berücksichtigt. Darüber hinaus müssen Angebot- und Nachfrage für Strom- und Wärme stündlich übereinstimmen. Dabei werden die Preise für PtX-Kraftstoffe sowie Strom implizit im DIMENSION-Modell bestimmt, via der Dualvariablen der Gleichgewichtsbedingung von Angebot und Nachfrage.

Geographische Abgrenzung

Derzeit sind in DIMENSION 28 Länder abgebildet, die im Wesentlichen mit der EU28 übereinstimmen (EU28 – Malta und Zypern + Schweiz und Norwegen). Sämtliche Kraftwerke und Stromspeicher dieser Länder sind in der ständig aktualisierten ewi ER&S Kraftwerks-Datenbank erfasst.

Für das EWI „PtX Verkehr"-Szenario werden die Kapazitäten und Mengen der Stromerzeugung- sowie Power-to-X-Technologien für alle europäischen Länder berechnet. Im Verkehrsmodul wird der zukünftige Straßenverkehrsmix für Deutschland optimiert. Allerdings liegt der Fokus der Systemanalyse auf den Ergebnissen für Deutschland (inklusive Import-/Exportmengen), da die Regionalisierung auf deutsche Ebene durchgeführt wird.

Sektorale Abgrenzung

Der schematische Aufbau des erweiterten Modells mit Inputs und Outputs ist in Abbildung 2-3 dargestellt. Dabei stellen „Inputs" vorgegebene Parameter dar, während „Outputs" durch das Modell kostenoptimal bestimmt werden. [1] DIMENSION umfasst die Sektoren Strom, Fernwärme, Power-to-X (als Transformationssektor) und Straßenverkehr.

Zur Einhaltung der im Modell hinterlegten Treibhausgasvermeidungsoptionen können synthetische Brennstoffe eingesetzt und somit konventionelle oder biogene Kraftstoffe substituiert werden. Synthetische Brennstoffe können durch verschiedene Technologien modelliert werden. Modellendogen kann europaweit in Power-to-X-Anlagen wie Elektrolyseure, Methanisierungsanlagen oder Anlagen zur Fischer-Tropsch-Synthese investiert werden. Mithilfe von Strom können dann Wasserstoff, Power-to-Gas oder verschiedene Power-to-Fuels hergestellt werden, wobei teils auch weitere Inputs wie CO_2 benötigt werden. Besagte Kraftstoffe können endogen im Verkehrssektor nachgefragt werden, falls im Modell aufgrund eines Klimaschutzziels endogen eine Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen entsteht. Ebenso kann der PtX-Betreiber den Wasserstoff und Sauerstoff aus dem Elektrolyseur oder der integrierten Anlage (Elektrolyseur mit Methanisierungs- oder Fischer-Tropsch-Anlage) zusätzlich an einen externen Markt vermarkten.[2] Berücksichtigt wird ebenfalls, dass auch reiner Wasserstoff zu einem geringen Anteil direkt ins Gasnetz eingespeist und so der Zwischenschritt der Methanisierung entfallen kann.[3] Mittels synthetischer Brennstoffe besteht die

[1] Für eine detaillierte technische Beschreibung des Modells sei an dieser Stelle auf das EWI Workingpaper 11/03: „DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets" verwiesen, verfügbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_11-03_DIMENSION.pdf

[2] Es wird angenommen, dass diese PtX-Anlagen den als Nebenprodukt anfallenden Sauerstoff zu einem O_2-Preis von 0,4 €/m^3 O_2 absetzen können. Für Wasserstoff bekommt er den Marktpreis (siehe Abbildung 2-11) bis zu einer exogen-definierten Industrienachfrage.

[3] In dieser Studie wird angenommen, dass Wasserstoff bis zu einer Volumenprozentgrenze von 10 Vol.-% in das Erdgasnetz beigemischt werden kann, ohne dass sich die Qualität des Erdgases durch Beimischung verändert.

Möglichkeit technologieoffene Alternativen zur Minderung der Treibhausgasemissionen durch Elektrifizierung aller Sektoren zu untersuchen und zu vergleichen.

Der Verkehrssektor wird über ein umfassendes Bottom-up-Modell mit verschiedenen Fahrzeugklassen und zugehöriger Infrastruktur endogen ermittelt. Dabei wird sowohl der Personenverkehr als auch der Güterverkehr betrachtet und nach Antriebstechnologien unterschieden. Dabei werden sowohl konventionelle (Benzin, Diesel, Erdgas) als auch alternative Antriebskonzepte (Benzin-Hybrid, Diesel-Hybrid, Erdgas-Hybrid, LNG-Fahrzeuge, wasserstoffbetriebene Brennstoffzelle, Elektroantrieb) abgebildet. Unter exogenen Annahmen bzgl. Verkehrsträgerentwicklung, Fahrzeugen, Fahrleistungen und Antriebseffizienz wird die Entwicklung der Straßenverkehrstechnologien mithilfe eines Flottenwälzungsmodells auf Basis von Flottenbestand, Lebensdauern sowie Neuzulassungen pro Jahr endogen ermittelt. Die Endenergieverbräuche werden anschließend aus der Fahrzeugentwicklung hergeleitet und im Falle von Strom auf den stündlichen Ladebedarf heruntergebrochen. Zusätzlich kann via Power-to-X synthetischer Kraftstoff hergestellt und in den jeweiligen Fahrzeugtypen verwendet werden (PtF-Benzin, PtF -Diesel, PtG-CNG, PtG-LNG). Die CO_2-Emissionen werden über den Preis der CO_2-Zertifikate im Verkehrssektor mitbetrachtet.

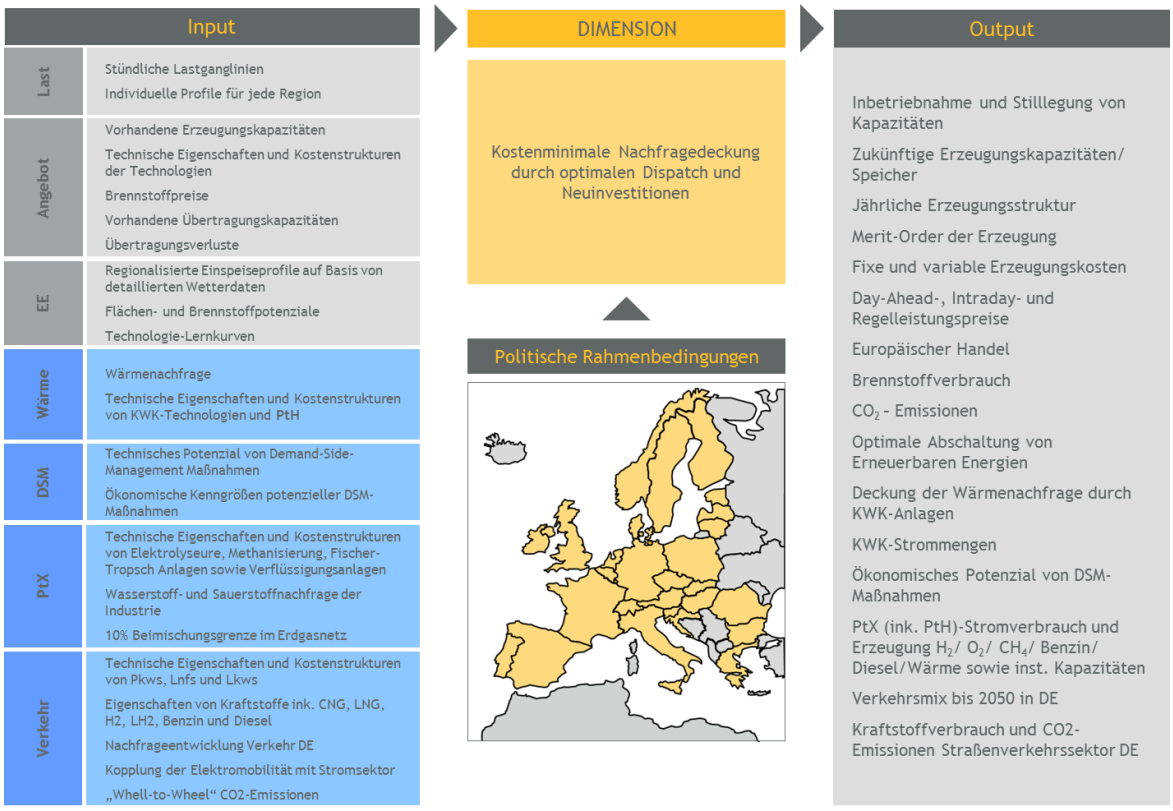

Abbildung 2-4 Schematischer Überblick des DIMENSION-Modells

Im Rahmen des VI SGW wurden mehrere Modellerweiterungen für das europäische Energiesystemmodell DIMENSION entwickelt, um die sektorenübergreifenden Dynamiken zwischen

den Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrssektoren detaillierter abbilden zu können. In Abbildung 2-4 sind die erweitere Module in Blau markiert. Im Power-to-X-Modul wurden neue Technologieklassen hinzugefügt und der technische Detailgrad der Technologien verbessert. Dabei wurden u.a. Verflüssigungsanlagen für PtG-LNG und PtG-LH_2 abgebildet, um flüssige synthetische Kraftstoffe für den Schwerverkehrssektor bereitstellen zu können. Auch wurde die Abbildung von PtF-Anlagen (Fischer-Tropsch) zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen wie PtF-Benzin und -Diesel verfeinert. Das Verkehrsmodul wurde um die Fahrzeugklasse Leichtnutzfahrzeuge erweitert, um eine realistischere Abbildung des Güterverkehrs zu erreichen (LNFs und LKWs). Dabei wurden Fahrzeuge angetrieben mit Diesel, Diesel-Hybrid, CNG, CNG-Hybrid, LNG, LNG-Hybrid, H_2 und LH_2 abgebildet.

In Abbildung 2-5 sind die Kraftstoffketten im Power-to-X und Verkehrssektor detailliert dargestellt. Dabei haben die Fahrzeugtechnologien (rechts im Bild) jeweils verschiedene Kraftstoffsubstitute zur Verfügung, um den Kraftstoffbedarf zu decken: fossile Kraftstoffe, Biokraftstoffe, synthetische PtX-Kraftstoffe sowie Elektrizität (für die E-Mobilität).

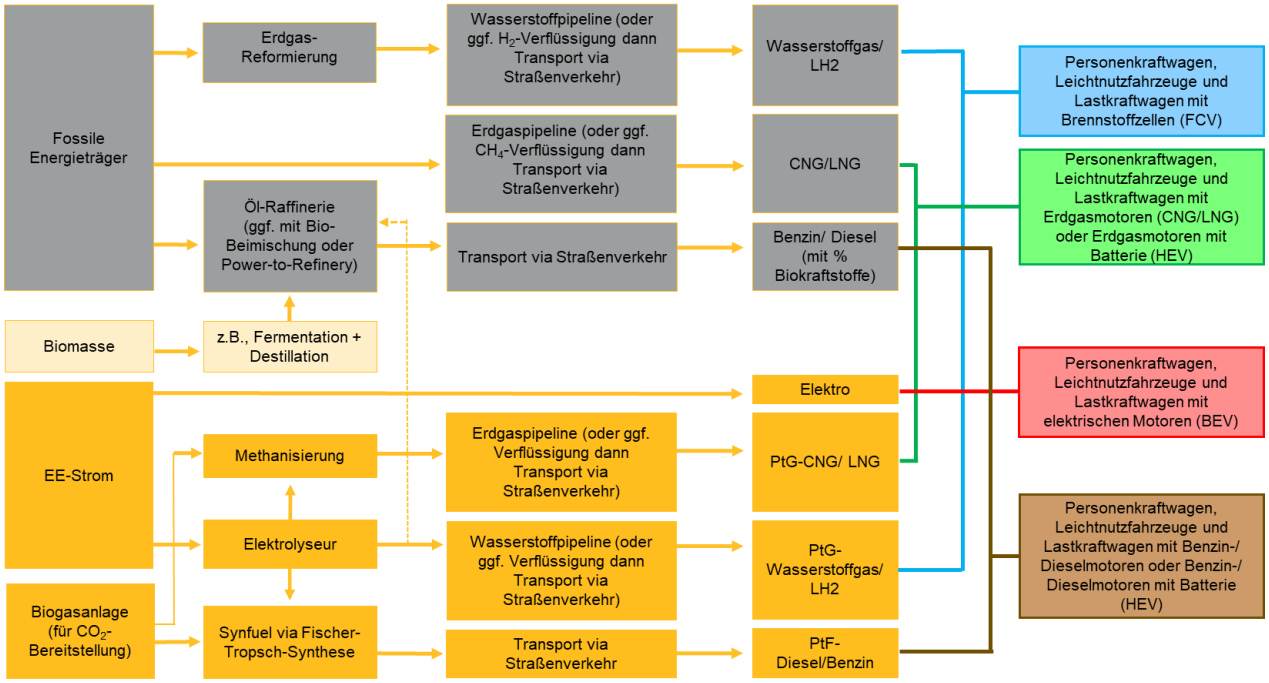

Abbildung 2-5 Schematischer Überblick der PtX- und Verkehrsmodule im DIMENSION-Modell

Die grau-markierten Ketten weisen auf CO_2-Ausstoß hin, der entweder durch den Versorgungsprozess (z.B. als Nebenprodukt in der Erdgasreformierung) oder durch den Endverbrauch (z.B. der Verbrennung des Kraftstoffs) hervorgerufen wird. Die gelben Pfade in Abbildung 2-5 stellen CO_2-neutrale Alternativen aus „Quelle-zu-Rad“ (Well-to-Wheel (WTW)) -Perspektive dar. Es ist zu erkennen, dass hierunter auch PtX-Technologien fallen. Damit keine WTW CO_2-Emissionen anfallen („CO_2-Neutralität“), wird angenommen, dass die Erzeugung von Power-to-CNG/LNG sowie Power-to-Benzin/Diesel mit Strom aus erneuerbaren Energien und mit CO_2 aus bspw. Biogasanlagen oder CO_2-

Abscheidung aus der Luft betrieben werden. Zudem verursachen Elektrofahrzeuge keine CO_2-Emissionen, da sie entweder mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden oder aus fossilen Energieträgern, die im europäischen Emissionshandel reguliert sind und Zertifikate erwerben müssen. Dies gilt gleichermaßen für stromnachfragende Prozesse, wie für die Verflüssigung von Wasserstoff.

Neben den Modellerweiterungen im Power-to-X und Verkehrssektor erfolgte eine Überarbeitung der im Modell hinterlegten Flexibilitätsoptionen im Stromsektor. Für die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor wurde die Modellierung der Power-to-Heat-Technologie mit Wärmespeichern für Fernwärme und industriellen Einsatz als Erweiterung von KWK verbessert. Power-to-Heat wurde dabei durch die flexible Heizstabtechnologie abgebildet. Bei den Wärmespeichern wurde implementiert, dass KWK-Anlagen die Möglichkeit haben, die ausgekoppelte Wärme zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt in die Fernwärmenetze auszuspeisen. Dabei wurde diese Technologie mit den aktuellen Angaben zu den Investitions- und Betriebskosten, Größenordnungen und Speicherfähigkeiten parametriert.

Das Lastmanagement wird in DIMENSION als separates Modul modelliert. Im bisher vorhandenen DSM-Modul wurden die heutigen sowie auch perspektivischen Charakteristika der DSM-fähigen Stromverbraucher (Kapazität, Lastabweichungsoption und Lastausgleichzeit) in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte aggregiert und parallel zu den anderen Flexibilitätsoptionen gerechnet; als Ergebnis erfolgt der optimale Einsatz dieser DSM-Leistung im modellierten Stromsystem. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurden die DSM-Charakteristika in Deutschland aktualisiert. Auch wurde das DSM-Modul für das Projekt mit einer Funktion erweitert, die die gesamten DSM-Leistungen auf einzelne DSM-fähige Prozesse mit Berücksichtigung ihrer individuellen Flexibilität und Auslastung aufschlüsselt. Auf dieser Basis wurden in Kapitel 5.1 in Band II die DSM-Leistungen für einzelne Industrien in Deutschland sowie auch in NRW ermittelt.

2.3.2 WI Modell „WISEE“

WISEE ist als modulares bottom-up Emissionsbilanzierungs- und Energiesystem-Simulationsmodell angelegt und gibt das Energiesystem auf Technologieebene sehr detailliert wieder. WISEE wurde im Rahmen der Modellierung von THG-Szenarien für den nordrhein-westfälischen Klimaschutzplanprozess entwickelt. WISEE stellt dabei eine Weiterentwicklung des Energie- und THG-Modellsystems DEESY dar, welches das Wuppertal Institut im Auftrag des Umweltbundesamtes entwickelt hat. Bei der Weiterentwicklung wurde WISEE um ein eigenständiges Modul zur Abbildung des Kraftwerkseinsatzes (WISEE Dis) ergänzt und im Sektor Industrie stark differenziert, um einzelne energie- und THG-intensive Produktionsprozesse (inklusive des Bestandes an Produktionsanlagen) im Modell abzubilden.

Das Modell ist im Rahmen der Erstellung des Klimaschutzplans für Nordrhein-Westfalen mit über 400 Stakeholdern aus den wesentlichen Branchen der Energiewirtschaft und der Industrie sowie aus allen anderen gesellschaftlichen Gruppen in einem intensiven Prozess diskutiert und verifiziert worden.

Damit weist das Modell einen exzellenten, aktuellen Stand des Wissens auf und bildet die Prozesse und Technologien in den einzelnen Sektoren und Branchen sehr praxisnah ab. Zudem besitzt das Modell hierdurch auch eine hohe Akzeptanz und Glaubwürdigkeit.

Sein modularer Aufbau, die hohe technische Detaillierung sowie der geringe Grad der Endogenisierung machen WISEE sehr flexibel, was sehr vorteilhaft für eine Anpassung von Annahmen oder Wirkungsmechanismen in Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber oder auch mit Stakeholdern ist. Insbesondere die explizite Modellierung zahlreicher Technologien (wie verschiedene Stromerzeugungsanlagen, Wärmepumpen, Elektro-PKW, verschiedene Stahlproduktionsverfahren oder die Herstellung von Kunststoffvorprodukten) in Form von Stock-Models stellt eine gut geeignete Basis für die Koppelung mit Stoffstrommodellierungen dar.

Geographische Abgrenzung

Das WISEE Modellsystem bezieht sich primär auf Deutschland, ist aber in Bezug auf das Stromsystem mit den Nachbarländern gekoppelt, deren Stromsysteme in ihrer Wechselwirkung mit dem Deutschen in vereinfachter Form mit modelliert werden. Zudem wird das Modellsystem bundesländerscharf betrieben, wobei hierzu bereits eine sehr differenzierte Abbildung der Situation in NRW und Rheinland-Pfalz existiert.

Sektorale Abgrenzung:

Das Modellsystem besteht aus drei wesentlichen, miteinander gekoppelten Komponenten:

a) Energienachfragesimulationsmodell (WISEE-ESM)

WISEE-ESM betrachtet die Schritte von der Energiedienstleistungsnachfrage bis zur Endenergienachfrage in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr und Industrie.

In allen jeweils als Submodule modellierten Sektoren findet dabei eine sehr differenzierte Abbildung der einzelnen energierelevanten Technologien statt. Für zentrale Technologien sind eigene Stock-Modelle implementiert, welche die Anlagen- und Gerätebestände differenziert abbilden und in ihrer zukünftigen Entwicklung modellieren. Dies gilt insbesondere für die energieintensive Industrie, hier sind alle wichtigen Großanlagen auf der Basis der Daten der Emissionsberichterstattung individuell erfasst und können entsprechend differenziert modelliert werden. Zusätzlich werden hier die Anlagen der industriellen KWK-Erzeugung mit betrachtet, wobei hier eine Rückkoppelung mit dem Kraftwerkseinsatzmodell (WISEE Dis) erfolgt. Das Energienachfragemodell weist seine Ergebnisse sowohl in der Systematik der Energiebilanzen als auch in der NIR-Systematik aus, so dass hier im Hinblick auf die Anforderungen der Ausschreibung voll kompatible Ergebnisse geliefert werden

können. Dabei werden sowohl die energiebedingten Emissionen als auch die prozessbedingten Emissionen der Industrie differenziert abgebildet.

Im Rahmen dieses Projekts erfolgt eine intensivere Koppelung der Stock-Modelle mit der Berechnung der mit Reinvestitionen verbundenen Stoffflüsse, nach dem Muster des Gebäudemodells, in dem dies bereits umfassend realisiert ist (siehe Abbildung 2-6).

Die prozessbedingten Emissionen der Industrie werden im Modul ESM modelliert, werden aber entsprechend der NIR-Systematik separat ausgewiesen.

b) Strommarktmodell (WISEE-SSM)

Dieses Modell bildet das Stromsystem Deutschlands räumlich und zeitlich hoch differenziert ab. Dabei werden sowohl die Bestände der erneuerbaren als auch der konventionellen Stromerzeuger differenziert abgebildet. Letztere werden in einem Kraftwerks- und blockscharfen Modell abgebildet, während die erneuerbaren Erzeugungsanlagen höher aggregiert sind (WISEE-CAP). Für beide Gruppen werden sowohl Zu- und Abbau von Kapazitäten im Zeitverlauf (jährlich) simuliert, als auch der jeweilige Einsatz im Strommarkt stündlich entsprechend der jeweils geltenden Marktregularien abgebildet (WISEE-Dis; siehe Kasten unten). Die Strommärkte des Auslands und ihre Koppelung sind dazu jeweils in den Modellen mit abgebildet, allerdings in Bezug auf die Anlagen unwesentlich aggregierter. Die stundengenaue Auflösung des elektrischen Energiesystems für die betrachteten Referenzjahre erfolgt in dem dynamischen Optimierungsmodell WISEE Dispatch. Dort werden der Kraftwerkseinsatz, der Einsatz von Demand Side Management (DSM) sowie der Speichereinsatz und die Koppelung mit dem europäischen Gesamtsystem detailliert berechnet. Auf diese Weise wird auch die Fluktuation der erneuerbaren Energien berücksichtigt, welche das Elektroenergiesystem maßgeblich prägen. Über Schnittstellen sind im WISEE Dispatch außerdem die Wärmenachfrage (in stündlicher Auflösung) sowie die Wasserstoffnachfrage der Industrie, der Verkehrssektor (Elektromobilität und Brennstoffzellenfahrzeuge) eingebunden.

c) Treibhausgasbilanzierungsmodell (WISEE-THG)

Dieses Modul bildet die nicht bereits in den Energiemodellen abgebildeten Emissionssektoren in der NIR-Systematik ab. D.h. es werden vor allem Szenarien für die Sektoren Landwirtschaft, Landnutzungswandel und Forstwirtschaft sowie Abfall und Abwasser modelliert und entsprechende Gesamtbilanzen der territorialen THG-Emissionen erstellt. Hier können auch Wechselwirkungen der verschiedenen Emissionssektoren untereinander berücksichtigt werden.

Modellierungsprinzipen

Das WISEE Modell weist einen geringen Grad an Endogenisierung auf (vgl. etwa die Klassifizierung von Energiesystemmodellen nach van Beek 1999). Diese Modellstruktur hat sich in der Diskussion mit

Experten und Stakeholdern im Rahmen des Klimaschutzplans NRW als sehr gut geeignet erwiesen, da Daten und Wirkungsmechanismen transparenter sind als in Modellen mit Systemoptimierung, die in der Regel stärker aggregiert und damit auch abstrakter sind.

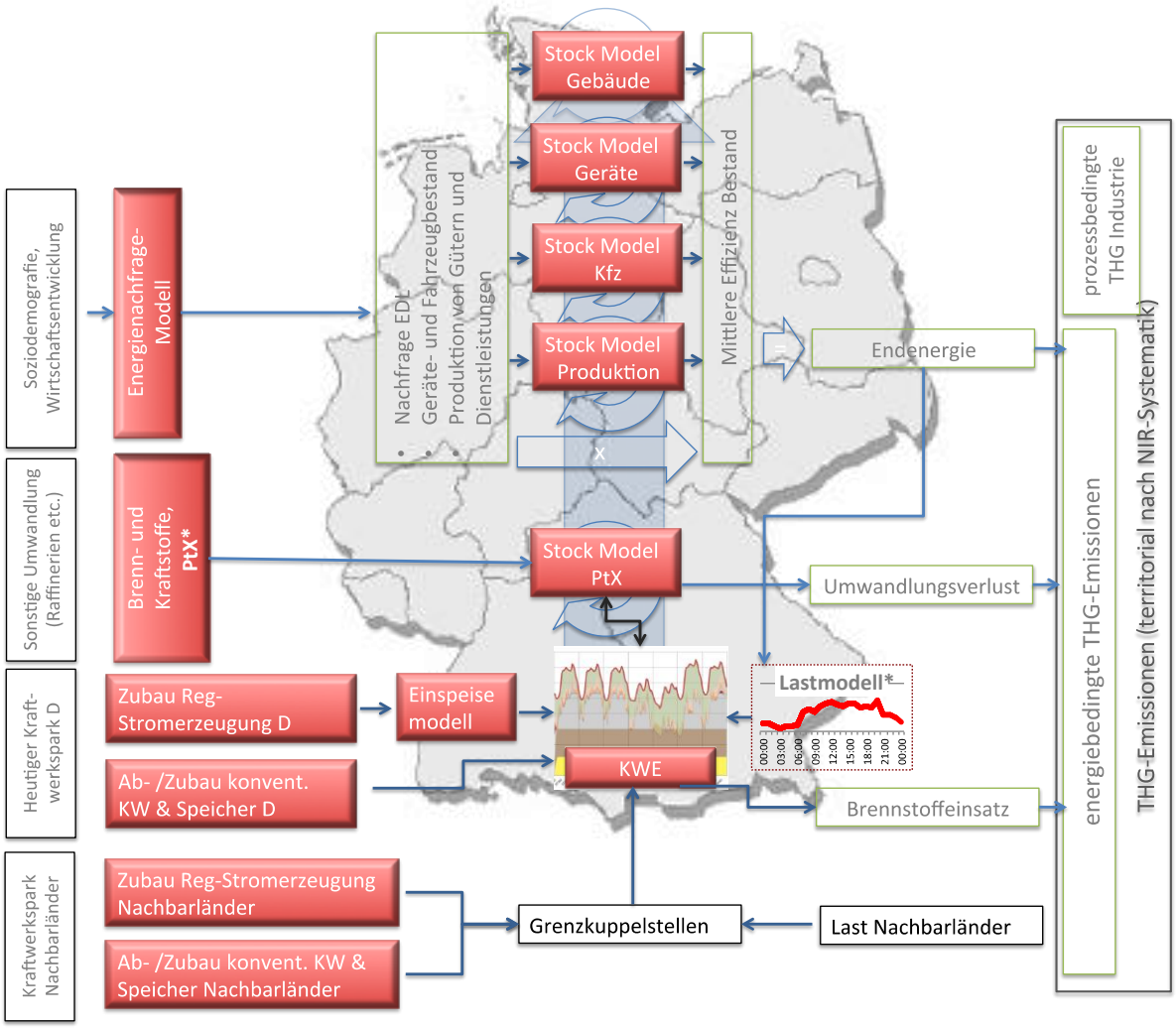

Abbildung 2-6 Modellierung von Bestands- und Flussgrößen im Modellsystem WISEE des Wuppertal Instituts (Ausschnitt)

Durch seinen modularen Aufbau ist WISEE flexibel einsetzbar. Sein Aufbau spiegelt die system-analytisch relevanten Sektoren (Energieumwandlung, Industrie, GHD, Haushalte, Verkehr, Land-wirtschaft, Flächennutzung) mit ihren energetischen und (soweit relevant) stofflichen Beziehungen untereinander. Für Sensitivitätsanalysen können auch einzelne Modellteile losgelöst vom Gesamtsystem betrieben werden.

Die WISEE Module weisen standardisierte Schnittstellen auf, d.h. es werden definierte Datensets zwischen den Modulen übergeben. Die Datenbank WISEE fungiert als zentrale Datenhaltung, dort

werden die Energie- und THG-Daten aus den Submodellen gemäß Energiebilanzmethodik bzw. gemäß NIR-Systematik aggregiert und bilanziert.

Das Modell ist technologisch hoch differenziert, wobei die Technologien systemanalytisch unterschieden werden nach Baujahr (Effizienz) und eingesetztem Energieträger sowie teilweise (Gebäudemodell / Wärmedämmung) nach mit ihnen verbundenen Stoffeinsätzen. Das Modell ermittelt auf Basis des Datenkranzes den Bestand an Energie- bzw. Energienutzungstechnologien für den gewählten Untersuchungsraum und ihren Einsatz für jedes Szenario-Stützjahr. Der heutige Bestand bildet dabei den Ausgangspunkt. Technologien werden gemäß den getroffenen Annahmen zur technischen Lebensdauer im Modell durch neue Technologien mit spezifischen Eigenschaften (Effizienz, Investitionskosten, Materialinputs) ersetzt. Die Ersetzungslogik kann je nach Szenario variieren (einzelwirtschaftlich optimiert, technisches Potenzial, Wahl eines technischen Standards). Dabei werden auch der technische Fortschritt sowie entsprechende Lernkurven für die relevanten Technologien in der Parameterformulierung berücksichtigt.

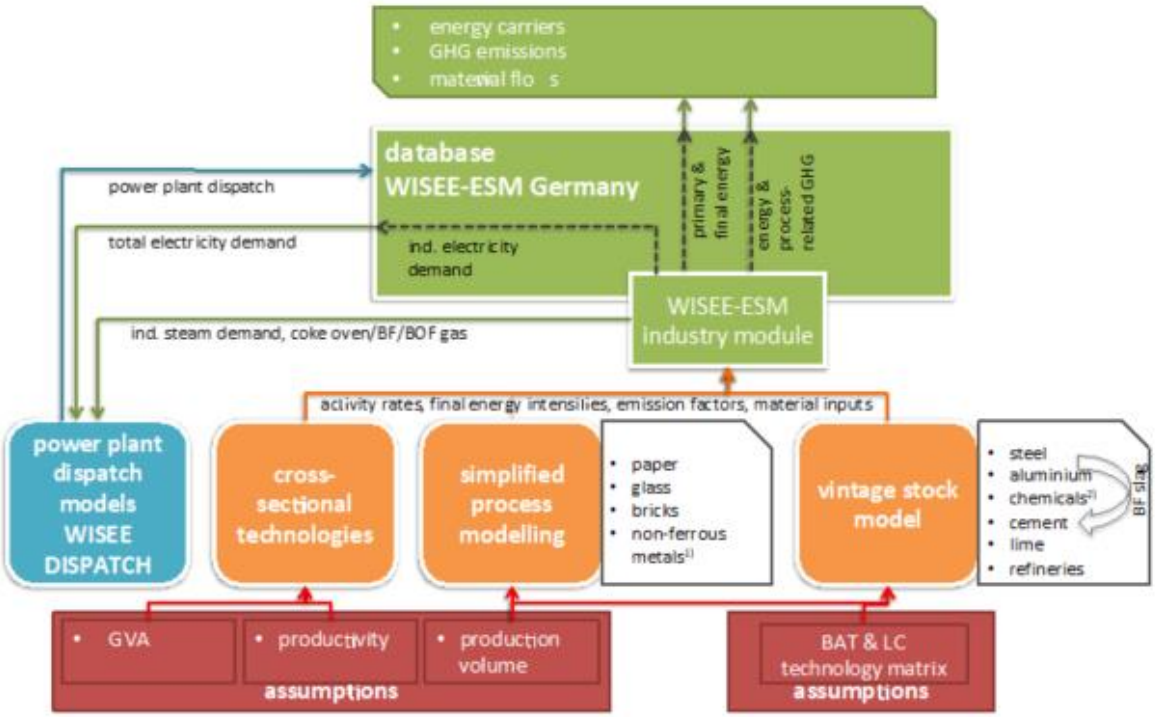

Abbildung 2-7 Kopplung des WISEE-Industriemoduls mit WISEE ESM und WISEE DISPATCH

2.3.3 Integrierte Strommarkt- und Stromnetzmodellierung (IEK-STE)

Bestandteil des in Abbildung 2-8 dargestellten integrierten Modellkonzepts ist ein neu entwickeltes europäisches Strommarktmodell sowie ein neues AC-/DC-Übertragungsnetzmodel [PeAH14, Pesc18]. Mittels des integrierten Modellkonzepts erfolgt eine detaillierte Analyse der Auswirkungen der

betrachteten Szenarien („PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“-Szenario) auf das Stromnetz. Anhand der Modellergebnisse lassen sich zudem Empfehlungen für die PtX-Standortauswahl aussprechen.

Das Schema des integrierten Modells ist in Abbildung 2-8 dargestellt.

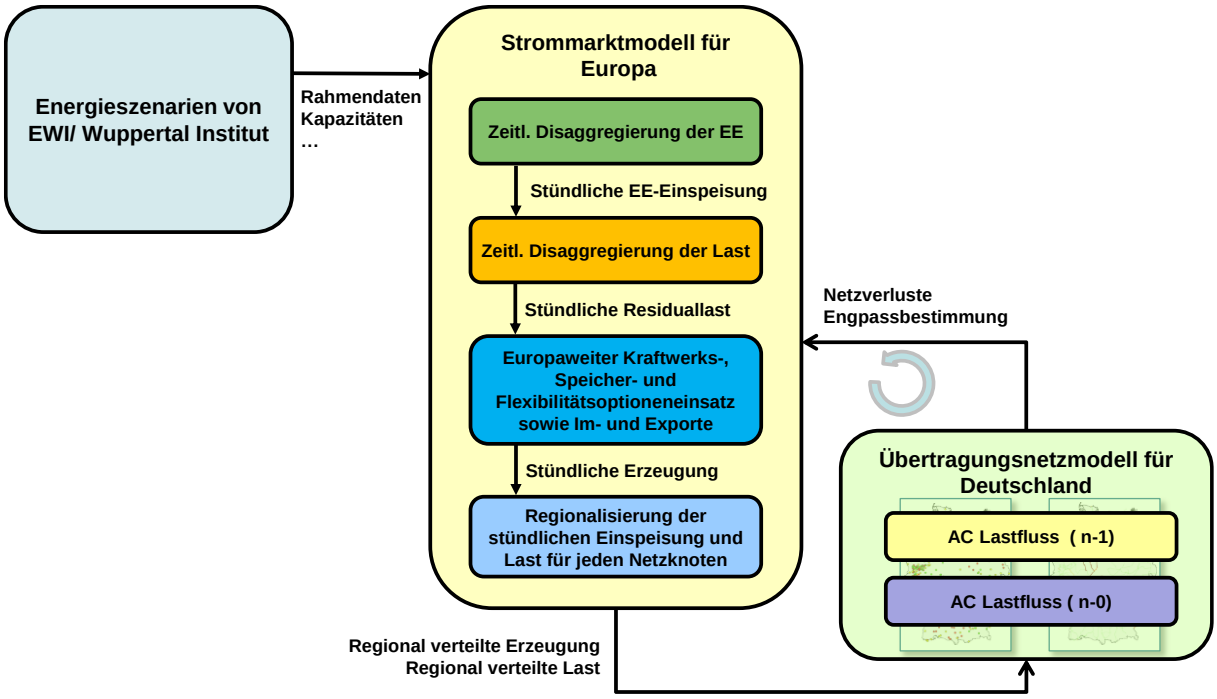

Abbildung 2-8 Integrierte Strommarkt- und Stromnetzmodellierung

Das Strommarktmodell für Europa ermittelt den wohlfahrtsoptimalen Einsatz von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen sowie Im- und Exporte zwischen Marktgebieten. Die berücksichtigten europäischen Staaten sind in Abbildung 2-9 abgebildet.

Mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien, insbesondere Wind und PV, muss die zeitliche Auflösung einer Stromnetzmodellierung sehr hoch sein, um zuverlässige Schlussfolgerungen zu gewährleisten. Aus diesem Grund ist ein neues gemischt-ganzzahliges lineares Kraftwerkseinsatzmodell entwickelt worden [Pesc18]. Das Modell basiert auf stundenscharfen Daten. Die verwendete Zeitskala, welche hier eine Stunde als Basiseinheit besitzt, ist besonders wichtig für Entscheidung der Kraftwerkseinsatzplanung, da dieser Zeitraum die kleinste Zeiteinheit der europäischen Day-Ahead-Märkte für Elektrizität darstellt [Powe14]. Vorhandene installierte konventionelle Kraftwerkskapazitäten bis hin zu spezifischen Angaben einzelner Kraftwerke sind aufbauend auf Kraftwerksdatenbanken für Deutschland und Europa [Fors13, Plat13] unterteilt worden.

Basierend auf extrapolierten Ex-post-Daten werden die Last und die Einspeisung Erneuerbarer Energien zeitlich aufgeschlüsselt, um die Residuallast für jede Stunde im Jahr herzuleiten. Das Kraftwerkseinsatzmodell ermittelt anschließend den kosteneffizienten Betrieb der installierten

Kraftwerke, um die Residuallast zu erfüllen. Das Modell berücksichtigt dabei technische Randbedingungen wie minimale Erzeugung, Lastrampenbegrenzungen, Teillastwirkungsgrade, Anfahrprozesse, minimale Stillstandszeiten oder minimale Betriebszeiten. Im- und Exporte von Elektrizität werden unter Berücksichtigung eines Nettoübertragungskapazitätsansatzes (NTC-Ansatz) verwendet. Die wesentlichen Eigenschaften des Elektrizitätsmarktmodells für Europa sowie die berücksichtigten technischen Randbedingungen sind in Tabelle 2-3 aufgeführt [Pesc18].

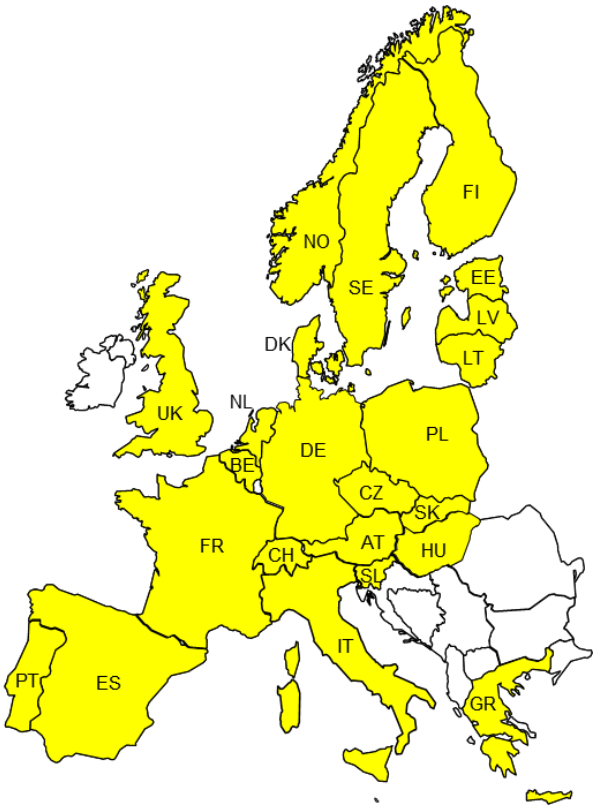

Abbildung 2-9 Abgebildete Marktgebiete im europäischen Strommarktmodell [Pesc18]

Um die Auswirkungen der betrachteten Szenarien auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz analysieren zu können, wurde ein AC-/DC-Übertragungsnetzmodell für Deutschland entwickelt [PeAH14, Pesc18]. Die Topologie des Modells basiert auf vertraulichen Netzdaten der Bundesnetzagentur. Die Daten umfassen alle Netzverzweigungen, Netzknoten, Generatoren, Transformatoren und Kompensationsanlagen im 380 kV und 220-kV Netz.

Das unterlagerte Netz innerhalb Deutschlands sowie die Deutschland umgebenden Netze werden mathematisch aggregiert modelliert, um grenzüberschreitende Leistungsflüsse abzubilden. Das Modell ermöglicht zudem die Simulation von Stromkreisausfällen, so dass es möglich ist, den Leistungsfluss im sogenannten (n-1)-Fall zu berechnen. Da es sich bei den in dieser Studie betrachteten Lastflussberechnungen um sehr ambitionierte Szenarien für das Jahr 2050 handelt, werden jedoch

lediglich die (n-0)-DC-Lastflüsse betrachtet. Die Eigenschaften und der Funktionsumfang des Übertragungsnetzmodells sind in Tabelle 2-4 noch einmal zusammengefasst [Pesc18].

Tabelle 2-3 Funktionsumfang und Eigenschaften des Strommarktmodells für Europa [Pesc18]

Berücksichtigte technische Nebenbedingungen des Strommarktmodells	**Eigenschaften des Strommarktmodells**
Einhaltung der Leistungsbilanzen	23 Marktgebiete
Kuppelkapazitäten zwischen Marktgebieten (NTC)	~ 2000 einzelne Kraftwerksblöcke ,~ 42 GW Speicher
Revisionszeiten, Mindestleistungen, Teillastwirkungsgrade, Anfahrprozesse, Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten, KWK...	Jahressimulation mit stündlicher Auslösung
Vorhaltung von Regelleistung (PRL,SRL,TRL)	GGLP mit rollierender Day-ahead Optimierung
Einsatzbedingungen unterschiedlicher DSM- & PtX-Technologien	Validiert anhand eines Backtestings von 2012
	Georeferenzierte Darstellung von Leistungen und Energiemengen

Tabelle 2-4 Funktionsumfang und Eigenschaften des Übertragungsnetzmodells für Deutschland [Pesc18]

Funktionsumfang des Übertragungsnetz-Modells	**Eigenschaften des Übertragungsnetz-Modells**
AC- oder DC-Lastfluss	Netztopologie des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2035, basierend auf den realen Netzdaten: ~ 2000 Knoten, ~ 2000 Leitungen, ~ 1000 Trafos
(n-0)-Grundfallrechnung	Ersatzabbildung der Randnetze: ~ 2000 Ersatzzweige
(n-1)-Ausfallrechnung	Netzausbau gemäß Netzentwicklungsplan
Optimierung des Betriebs der HGÜ-Leitungen	Verifiziert anhand des Modells der Bundesnetzagentur
Auswertung sämtlicher Spannungen, Ströme, Verluste, Auslastungen, …	Georeferenzierte Darstellung von Auslastungen

Zur Modellierung der Stromflüsse müssen die Einspeisezeitreihen der Erneuerbaren Energien und Lastzeitreihen als Eingangsgröße des beschriebenen Kraftwerkseinsatzmodells regional disaggregiert und den Netzknoten des Netzmodells zugeordnet werden. Konventionelle Kraftwerke werden basierend auf Daten der Bundesnetzagentur direkt den Netzknoten zugeordnet. Die regional verteilte Einspeisung konventioneller Kraftwerke ist daher ein Ergebnis des Kraftwerkseinsatzmodells.

2.4. Annahmen der Systemanalyse

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI), Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

2.4.1 Gemeinsamer Szenariorahmen

Um eine weitgehende Vergleichbarkeit der verschiedenen Analysen zu gewährleisten, wurde die Festlegung eines gemeinsamen Szenariorahmens beschlossen. Dazu wurden Rahmendaten, die als benötigte Inputdaten in die Simulationsmodelle einfließen, unter den Instituten abgestimmt. Alle Szenarien unterliegen dem CO_2-Preispfad der BMWi-Energiereferenzprognose [EwGP14] sowie den Zielen der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland [Bmjv17].

Wichtige Daten zu heutigen und zukünftigen Stromerzeugungstechnologien (wie z.B. EE), Stromnachfrage, Grenzkuppelkapazitäten, Brennstoffpreisen (inkl. CO_2-Preise), Investitionskosten sowie technische Annahmen zu Power-to-X-Technologien wurden innerhalb der Institute abgestimmt und werden in den nächsten Unterkapiteln dargestellt.

Annahmen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2025 erfolgt anhand exogen vorgegebener Ausbauziele für Deutschland und Europa, wobei die Ziele als Untergrenze für den möglichen EE-Ausbau implementiert werden. Dabei werden für Deutschland bis 2025 die im EEG [Bmjv17] festgelegten Ausbauzielpfade hinterlegt und für die übrigen EU-Länder die Ausbaupfade gemäß dem ENTSO-E MAF2016 und ENTSO-E SO&AF2015 herangezogen [Ents15, Ents16a]. Von 2025 bis 2050 werden für Deutschland außerdem die in Tabelle 2-5 genannten prozentualen EE-Ausbauziele, bezogen auf den Stromverbrauch (inkl. PtX und E-Mobilität), hinterlegt, ebenfalls basierend auf dem 2010 Energiekonzept der Bundesregierung [BmBm10].

Tabelle 2-5 Prozentuale EE-Ausbauziele in Deutschland

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anteil erneuerbarer Energien am Nettostromverbrauch (inkl. PtX und Elektromobilität) in Deutschland	43 %	50 %	60 %	65 %	73 %	80 %

Insbesondere bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und PV sind weitere Kostendegressionen zu erwarten. Diese werden durch Lern- und Skaleneffekte auf Technologieebene getrieben. Abbildung 2-10 veranschaulicht die angenommene Investitionskostenentwicklung in EUR/kW für Wind- und PV-Anlagen. Dabei sinken die Investitionskosten für Wind Onshore von 1.253

EUR/kW in 2020 auf 1.073 EUR/kW in 2050, für Wind Offshore von 2.800 EUR/kW in 2020 auf 2.100 EUR/kW in 2050, für PV Dach von 1.260 EUR/kW in 2020 auf 734 EUR/kW in 2050 und für PV Freifläche von 1.110 EUR/kW in 2020 auf 584 EUR/kW in 2050 [Ewie17].

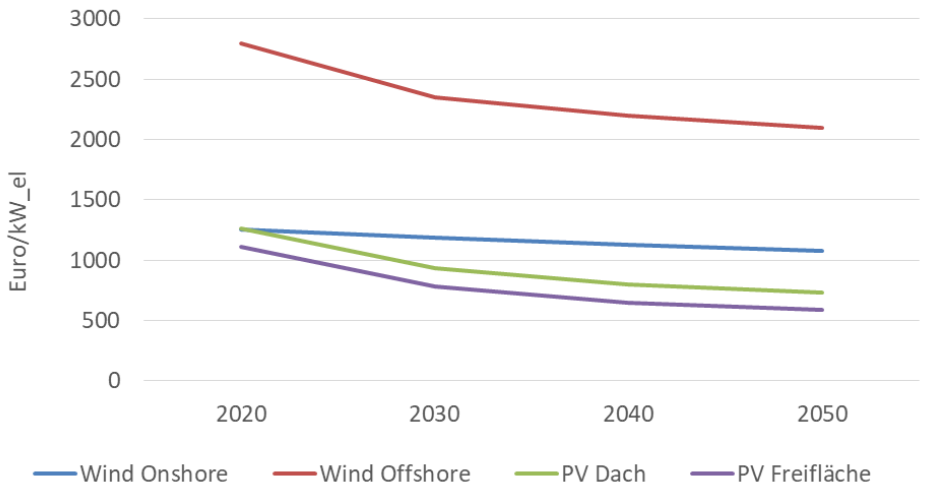

Abbildung 2-10 Investitionskosten Wind und PV (Quelle: [Ewie17])

Entwicklung der Stromnachfrage und Grenzkuppelkapazitäten mit und ohne Power-to-X (PtX) / Sektorenkopplung

Der Nettostromverbrauch der europäischen Länder wurde gemäß dem „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) [Ents16b] sowie der „E-Highways“-Studie von ENTSOE [Ehig15] angenommen, um Entwicklungen des europäischen Stromerzeugungssystems berücksichtigen zu können. Für alle europäischen Länder außer Deutschland gilt dabei, dass die exogene Stromnachfrage auch die zusätzliche Stromnachfrage durch Sektorenkopplung (z.B. PtX, Elektromobilität) enthält. Deswegen werden bestimmte Szenarien aus TYNDP und E-Highways ausgewählt, die eine erhöhte Sektorenkopplung beispielsweise im Verkehrssektor prognostizieren: Für 2030 stammen die Stromnachfragen aus dem "Slowest Progress"-Szenario des TYNDP und für 2040 und 2050 aus dem "Large Scale RES"-Szenario von E-Highways.[4]

Für Deutschland ist die zusätzliche Stromnachfrage durch PtX und Elektromobilität jeweils ein endogenes Modellergebnis. Allerdings muss für das EWI Modell eine exogene, „konventionelle“ Stromnachfrage[5] angenommen werden, die die Entwicklungen im Nettostromverbrauch (durch z.B.

[4] Eine detaillierte Beschreibung der hinterlegten Annahmen für jedes Szenario findet man in [Ents16b] sowie [Ehig15].

[5] In dieser Studie bedeutet „konventionelle Stromnachfrage“ die Stromnachfrage vor Sektorenkopplung (d.h., ohne PtX, Elektromobilität, etc.).

Energieeffizienzmaßnahmen) spiegelt. Hier wird die konventionelle Stromnachfrage aus dem „Constrained Progress"-Szenario des TYNDP (für 2030) und dem „Small & Local"-Szenario der E-Highways Studie (für 2040 und 2050) abgebildet.[6] Die kompletten Annahmen zu den Stromnachfragen findet sich in Band IV. Das WI ermittelt die konventionelle Stromnachfrage innerhalb von NRW im Modell WISEE bottom-up (d.h. nach einzelnen Stromanwendungen, siehe Kapitel 2.3.2). Für Rest-Deutschland wird die konventionelle Stromnachfrage anhand des Klimaschutzszenarios aus der Energiereferenzprognose (BMWi) sektorenweise hochgerechnet.

Die Grenzkuppelkapazitäten zwischen den europäischen Ländern in 2020 werden aus dem TYNDP übernommen. Für 2030 und 2040 basieren die Grenzkuppelkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern auf dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) [HATT15]. Der Stromaustausch zwischen den restlichen Ländern in 2030 und 2040 wird durch Grenzkuppelkapazitäten, basierend auf dem TYNDP sowie E-Highways, begrenzt. In 2050 werden die Grenzkuppelkapazitäten für alle Länder aus dem E-Highways „Small & Local"-Szenario übernommen.

Konventioneller Kraftwerkspark, Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise

Die hinterlegten Investitionskosten für konventionelle Stromerzeugungstechnologien basieren auf dem IEA-WEO 2014 [Iea14] sowie der EWI Kraftwerksdatenbank [Ewie17]. Die angenommene Brennstoff- und CO_2-Preisentwicklung ist in Abbildung 2-11 dargestellt.

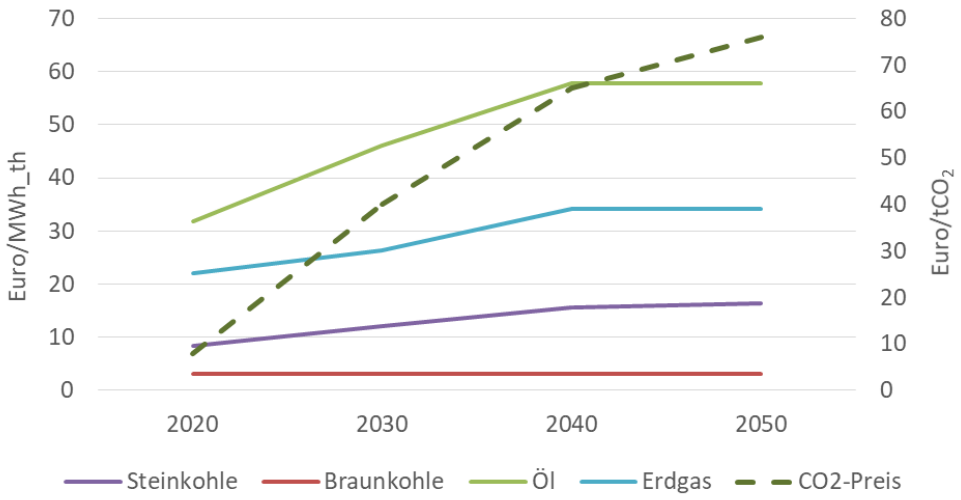

Abbildung 2-11 Brennstoff- und CO_2-Preise (Quellen: [Eia15, EwGP14, HATT13, Iea15, Worl15])

Die Kesselkohlepreise wurden bis 2025 dem World Bank Commodity Outlook 2015 entnommen und mit Transportkosten beaufschlagt [Worl15]. Ab 2030 basieren die Kesselkohlepreise auf dem WEO

[6] Eine detaillierte Beschreibung der hinterlegten Annahmen für jedes Szenario findet man in [Ents16b] sowie [Ehig15].

2015 "New Policy Scenario" [Iea15]. Die Rohölpreise basieren bis 2025 ebenfalls auf dem World Bank Commodity Outlook 2015 und ab 2030 auf dem WEO 2015 "New Policy Scenario". Auch die Erdgaspreise wurden bis 2025 dem World Bank Commodity Outlook 2015 entnommen und sind ab 2030 gemäß EIA Energy Outlook 2015 angesetzt [Eia15]. Braunkohle wird nicht international gehandelt, sondern grubennah verstromt, sodass kein Marktpreis existiert. Der Grund hierfür liegt im vergleichsweise niedrigen Energiegehalt der Braunkohle, der zu hohen spezifischen Transportkosten führt. Im Rahmen dieser Studie werden die kurzfristigen variablen Kosten der Braunkohleförderung über den betrachteten Zeitraum konstant angenommen, basierend auf dem NEP 2013 [HATT13]. Der angenommene CO_2-Preispfad basiert auf der EWI-Energiereferenzprognose, welche für das Bundeswirtschaftsministerium erstellt wurde [EwGP14].

Rahmendaten Power-to-X

Abbildung 2-12 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten der Power-to-X-Technologien. Die Kostendegression aufgrund von Lerneffekten und Technologieentwicklungen für Power-to-X-Technologien basiert u.a. auf Elsner und Sauer [ElSa15].

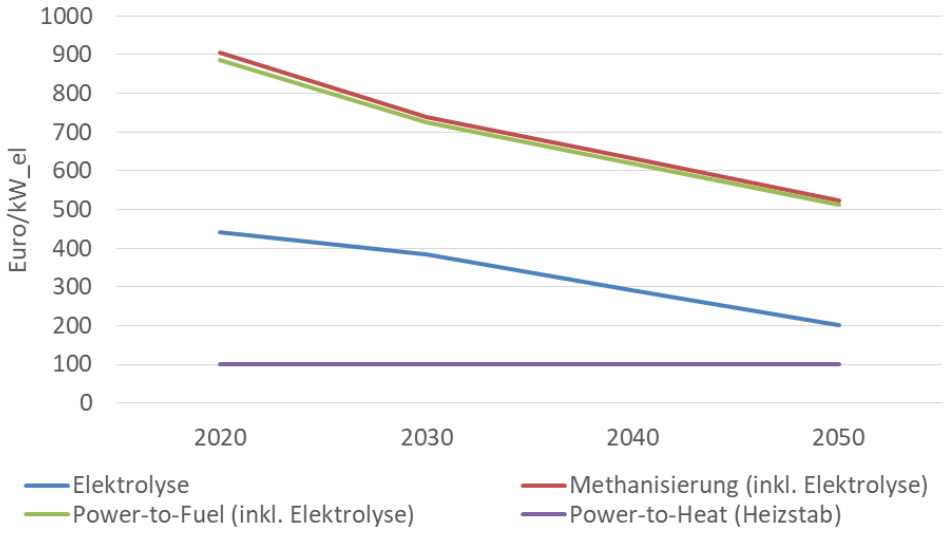

Abbildung 2-12 Investitionskosten Power-to-X-Technologien (Quellen: [ElSa15, Ewie17])

Die angenommenen techno-ökonomischen Parameter der PtX-Technologien sind in Tabelle 2-6 dargestellt, basierend auf Elsner und Sauer [ElSa15] und der EWI Datenbank [Ewie17].

Tabelle 2-6 Techno-ökonomische Parameter der PtX-Technologien (Quellen: [ElSa15, Ewie17])

		2015-2030	2030-2040	2040-2050
Fixe Betriebskosten [EUR/(kW*a)]	Elektrolyse	20,3	13,8	10,6
	Methanisierung (inkl. Elektrolyse)	39,1	31,4	27,8
	Power-to-Fuel (inkl. Elektrolyse)	39,1	31,4	27,8
	Power-to-Heat (Heizstab)	1,1	1,1	1,1
Wirkungsgrad [MWh_th/MWh_el]	Elektrolyse	0,72	0,76	0,77
	Methanisierung (inkl. Elektrolyse)	0,54	0,58	0,61
	Power-to-Fuel (inkl. Elektrolyse)	0,52	0,55	0,56
	Power-to-Heat (Heizstab)	0,99	0,99	0,99
Technische Lebensdauer [a]	Elektrolyse	14	15	20
	Methanisierung (inkl. Elektrolyse)	14	15	20
	Power-to-Fuel (inkl. Elektrolyse)	14	15	20
	Power-to-Heat (Heizstab)	20	20	20

2.4.2 Annahmen zum Verkehrssektor im „PtX Verkehr“-Szenario des EWI

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI)

Das EWI-Verkehrsmodul umfasst den Straßenverkehrssektor, abgebildet durch drei Fahrzeugsegmente (Personenkraftwagen (PKW), Leichtnutzfahrzeuge (LNF) und Lastkraftwagen (LKW)) und elf Fahrzeugtechnologien (z.B. Benzinmotor, Benzin-Hybride, etc.). Das Modul stellt mögliche Sektorenkopplungsoptionen durch Elektromobilität oder synthetische Brennstoffe zur Verfügung. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben wird im „PtX für den Verkehr“-Szenario ein Dekarbonisierungsziel von -43 % (ggü. 2005) in 2030 und -80 % bis 2050 für den deutschen Verkehrssektor hinterlegt. Das Ziel für 2030 stammt aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung [Bmu16]. Abbildung 2-13 zeigt die angenommenen Emissionsobergrenzen in Millionen-Tonnen CO_2 für den deutschen Straßenverkehrssektor bis 2050.

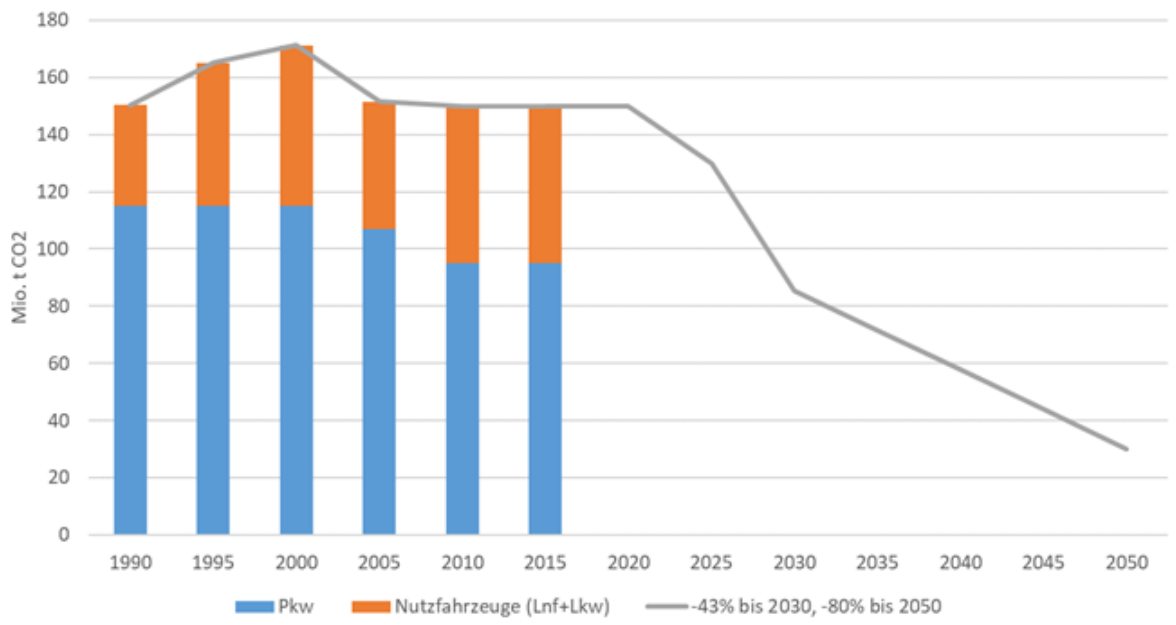

Abbildung 2-13 Hinterlegte CO_2-Emissionsminderungsziele im deutschen Straßenverkehrssektor im „PtX Verkehr"-Szenario, Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [Bmu16, Uba12]

Diese Minderungsziele führen langfristig zu einem alternativen Fahrzeugmix, der Elektrizität und größtenteils CO_2-freie bzw. CO_2-neutrale Brennstoffe verwendet, um die Verkehrsnachfrage zu decken. Deswegen sind technische Parameter wie CO_2-Emissionen sowie Kraftstoffverbrauch entscheidende Faktoren und beeinflussen, welche Fahrzeugtechnologien bzw. Brennstoffe den Fahrzeugmix ausmachen werden. Das Modell führt parallel zum Stromsektor eine lineare Optimierung für den Verkehrssektor durch und minimiert die Gesamtkosten (siehe Kapitel 2.3.1). Deshalb spielen ökonomische Parameter wie Kaufpreise, Wartungskosten, Infrastrukturkosten und Kraftstoffpreise eine wesentliche Rolle. In den weiteren Unterkapiteln werden diese Annahmen zu den verschiedenen Fahrzeugtechnologien nach Fahrzeugsegmenten zusammengefasst.

Definitionen, Bestand und Nachfrageentwicklung

Im PKW-Bereich wird als Referenz-PKW ein „Mittelklasse" Fahrzeugsegment (EU Segmente C/D) mit einer Jahresfahrleistung von 13.800 km/a und eine Lebensdauer von 15 Jahren für alle Antriebstechnologien angenommen [EwGP14, Mcki10].[7] Für den Güterstraßenverkehr liegt die durchschnittliche Jahresfahrleistung für leichte Nutzfahrzeuge (< 3,5 t) bei 21.800 km/a und für LKWs (3,5 t bis 40 t) bei 70.000 km/a. Die zurückgelegten Jahresfahrleistungen beschränken sich dabei auf Deutschland. Aufgrund einer verstärkten Nutzung im Güterstraßenverkehr wird von einer kürzeren Lebensdauer von 10 Jahren ausgegangen [DlSH10, EwGP14, Rhen07]. Die für die Antriebstechnologien

[7] PKWs werden dem motorisierten Individualverkehr ohne motorisierte Zweiräder zugeordnet.

benötigte Infrastruktur (bspw. Tankstellen, Ladestationen, etc.) hat eine 15-jährige Lebensdauer (eigene Berechnung basierend auf z.B. [DlSH10, EwGP14, KnHS12, PNWN13]).

Der Kraftstoffmix für das Startjahr 2015 wird für alle Fahrzeugsegmente vorgegeben. Die PKW-Anteile sind aus der aktuellen Datenbank des Kraftfahrt Bundesamtes entnommen [Kba17]. Benzinbetriebene Fahrzeuge dominieren den deutschen PKW-Sektor mit einem Anteil von 67 %, der Rest wird fast ausschließlich durch dieselbetriebene Fahrzeuge abgedeckt. Der Güterstraßenverkehr (LNF und LKW) wird zu über 99 % mit Diesel betrieben [PNWN13]. Dabei wird angenommen, dass das Alter der bestehenden Benzin- und Dieselfahrzeuge für alle Segmente gleichmäßig verteilt ist.

Die Nachfrageentwicklung des Straßenverkehrssektors wird in Fahrleistung für PKWs sowie LNFs und LKWs gemessen. Es wird angenommen, dass die Gesamtfahrleistung in Deutschland insgesamt relativ konstant bleibt. Die Fahrleistung von PKWs sinkt um etwa 3 % bis 2050 während die der LKWs um etwa 17 % zunimmt. Die unterschiedlichen Entwicklungen sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Bevölkerungszahl abnimmt, während das Wirtschaftswachstum in Deutschland zunimmt, was zu einer Verringerung der Personentransporte bei einer gleichzeitigen Zunahme an Warentransporten führt [EwGP14]. Die Fahrleistung von LNFs bleibt über die Jahre konstant [DlSH10, EwGP14, KnHS12, PNWN13].

Weitere Annahmen werden bei der Verbreitung von spezifischen alternativen Technologien im Verkehrssektor getroffen. Beispielweise wird angenommen, dass Benzin-, PtF-Benzin- sowie elektronisch angetriebene Fahrzeugtechnologien keine großflächige Verbreitung im Güterstraßenverkehr (LNFs sowie LKWs) finden werden. LKWs können aufgrund notwendiger Reichweiten nur flüssige Kraftstoffe verwenden (LNG, LH_2, PtG-LNG, PtG-LH_2 sowie Diesel und PtF-Diesel). Allerdings können Leichtnutzfahrzeuge flüssige Kraftstoffe zusätzlich zu gasförmigen Kraftstoffen verwenden. Von Externalitäten wie NOX-, Staub- und Lärmemissionen wird abstrahiert.

„Quelle zu Rad“ CO_2-Emissionen und Kraftstoffverbrauch

Die CO_2-Emissionen der gesamten Kraftstoffversorgungskette, sogenannte „Quelle-zu-Rad“-Emissionen (Well-to-Wheel (WTW)), werden berücksichtigt. Diese bestehen aus zwei Teilen: „Quelle-zu-Tank“ (Well-to-Tank (WTT)) und „Tank-zu-Rad“ (Tank-to-Wheel (TTW)). WTT-Emissionen sind CO_2-Emissionen aus Produktion (z.B. aus der Raffinerie), Transformation (z.B. bei der Erdgasreformierung für die Wasserstoffproduktion) und Transport der Kraftstoffe (z.B. via LKW). Für Strom sind diese Emissionen abhängig von der Stromerzeugungstechnologie. TTW-Emissionen bezeichnen den CO_2-Ausstoß direkt aus der Verbrennung bzw. Verwendung im Fahrzeug. Fahrzeuge, die Kraftstoffe wie Wasserstoff und Strom verwenden, produzieren keine TTW-Emissionen. Abbildung 2-14 zeigt die WTT- und TTW-Emissionen nach den jeweiligen Kraftstoffen.

Es wird angenommen, dass via Power-to-X erzeugtes synthetisches CNG, LNG, Benzin und Diesel CO_2-neutral sind. Das heißt, dass die benötigten CO_2-Mengen in den Methanisierungs- und Fischer-Tropsch-Anlagen aus Anlagen zur CO_2-Abscheidung aus der Luft („CO_2 Air Capture“) stammen und komplett in die Kraftstoffe umgewandelt werden. D.h. die Menge der CO_2 Abscheidung aus der Luft (die TTW-Emissionen) entspricht der Menge, die danach bei der Verbrennung ausgestoßen wird. Zusätzlich

werden geringe WTT-Emissionen durch den Transport des Kraftstoffs z.B. via LKW auch für synthetische Kraftstoffe berücksichtigt.

Zudem verursachen Elektrofahrzeuge keine CO_2-Emissionen, da sie entweder mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden oder aus fossilen Energieträgern, die im europäischen Emissionshandel reguliert sind und Zertifikate erwerben müssen. Dies gilt gleichermaßen für stromnachfragende Prozesse, wie für die Verflüssigung von Wasserstoff.

Abbildung 2-15 stellt die Kraftstoffverbrauchsentwicklung für PKWs sowie LNFs und LKWs dar. Für alle konventionellen sowie alternativen Fahrzeugtechnologien wird ein sinkender Kraftstoffverbrauch angenommen. Dies spiegelt eine erhöhte Energieeffizienz wieder, welche bis 2050 zu erwarten ist.

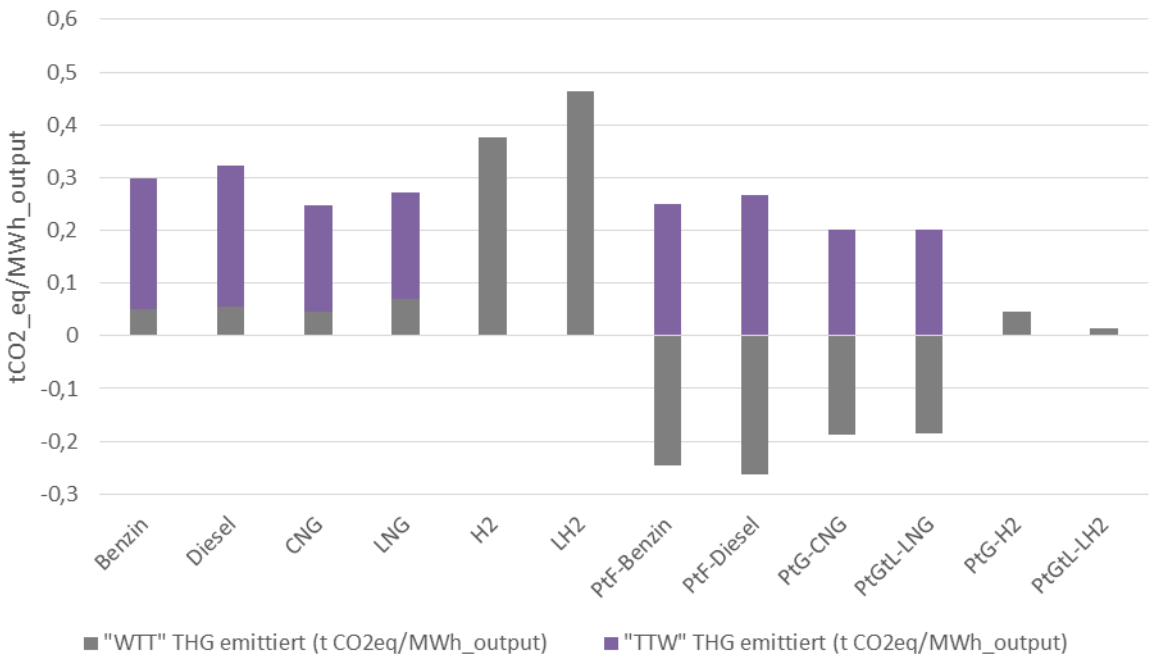

Abbildung 2-14 „Quelle zum Tank“ (WTT) und „Tank zum Rad“ (TTW) CO_2-Emissionsfaktoren für die betrachteten Kraftstoffe im Verkehrssektor (Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [ELRW14, EwGP14])

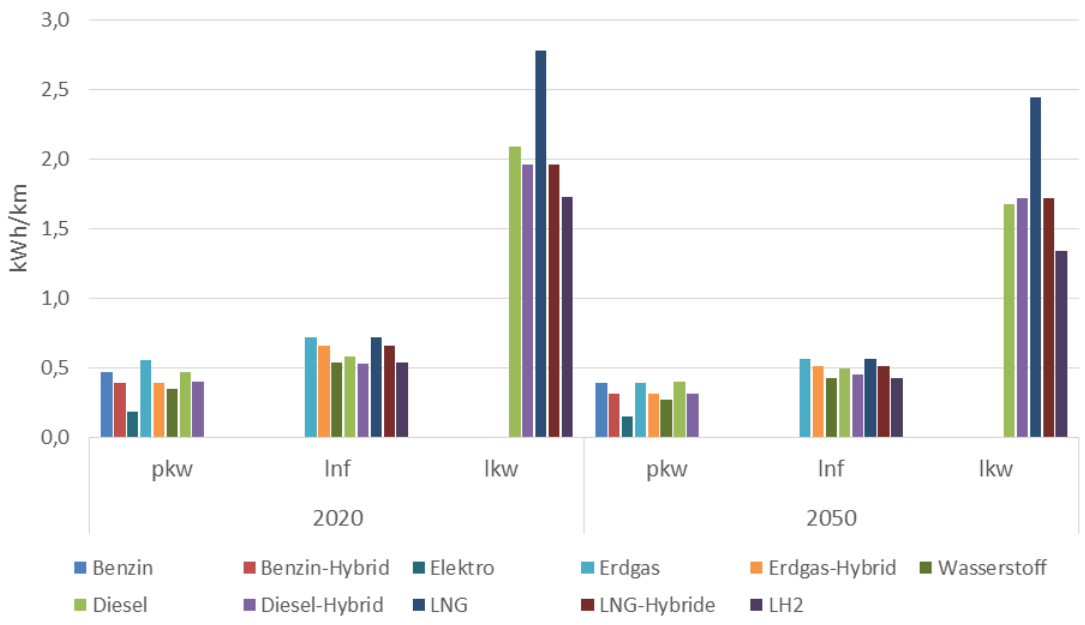

Abbildung 2-15 Spezifischer Kraftstoffverbrauch in 2020 und 2050 nach Antriebsart, kWh/km (Eigene Berechnung basierend auf z.B. [DoMc14, EwGP14, KnHS12, PNWN13] und eigenen Annahmen)

Die Dekarbonisierungsziele von -43 % (ggü. 2005) in 2030 und -80 % bis 2050 werden auf die gesamten CO_2-Emissionen des deutschen Straßenverkehrssektors bezogen, d.h. WTW-Emissionen nach Kraftstofferzeugungskette gemäß Kraftstoffverbrauch der Fahrzeugtechnologie. Diese Minderungsziele führen langfristig zu einem alternativen Fahrzeugmix, der Elektrizität und größtenteils CO_2-freie bzw. CO_2-neutrale Brennstoffe verwendet, um die Verkehrsnachfrage zu decken. Deswegen sind technische Parameter wie CO_2-Emissionen und Kraftstoffverbrauch wichtige Faktoren, mit endscheidendem Einfluss darauf, welche Fahrzeugtechnologien bzw. Brennstoffe den Fahrzeugmix ausmachen werden.

Kauf- und Wartungskosten Fahrzeuge

Abbildung 2-16 zeigt die gesamte Entwicklung der PKW-, LNF- und LKW-Kaufpreise nach Antriebsart in 2020 und 2050.

Die Kaufpreise der Referenz-PKW-Ottofahrzeuge und -Dieselfahrzeuge liegen jeweils bei 21.550 € und 22.050 € im Startjahr 2015 und folgen einer leicht-sinkenden Lernkurve bis 2050. Die Kauf- und Wartungskosten für diese konventionellen Fahrzeugtechnologien sowie für die PKW-Wasserstofffahrzeuge und PKW-BEV basieren auf der EU Coalition Study [Mcki10]. Für die Kosten von Benzin- und Dieselhybriden wird für das Startjahr 2015 ein Kaufpreis angenommen, der 30 % über dem jeweiligen Preis von PKWs mit Ottomotor (Benzinhybride) oder Dieselmotor (Dieselhybride) liegt [DlSH10, Ewi13]. Die Kostenentwicklung der Benzin- sowie Dieselhybride basiert auf ähnlichen Lernkurvenannahmen wie die der BEVs. Für Erdgasfahrzeuge wird der Kaufpreis in 2015 der Erdgas-Mobil-Studie entnommen [Ewi13]. Bis 2030 folgt die Preisentwicklung für Erdgasfahrzeuge der

Kaufpreisentwicklung von Benzinfahrzeugen und FCEVs, da Motoren- sowie Batterieentwicklungen mit entsprechenden Kostensenkungen zu erwarten sind. Die Wartungskosten für PKWs werden auf 1-2 % des Kaufpreises pro Jahr je nach Fahrzeugtyp festgelegt.

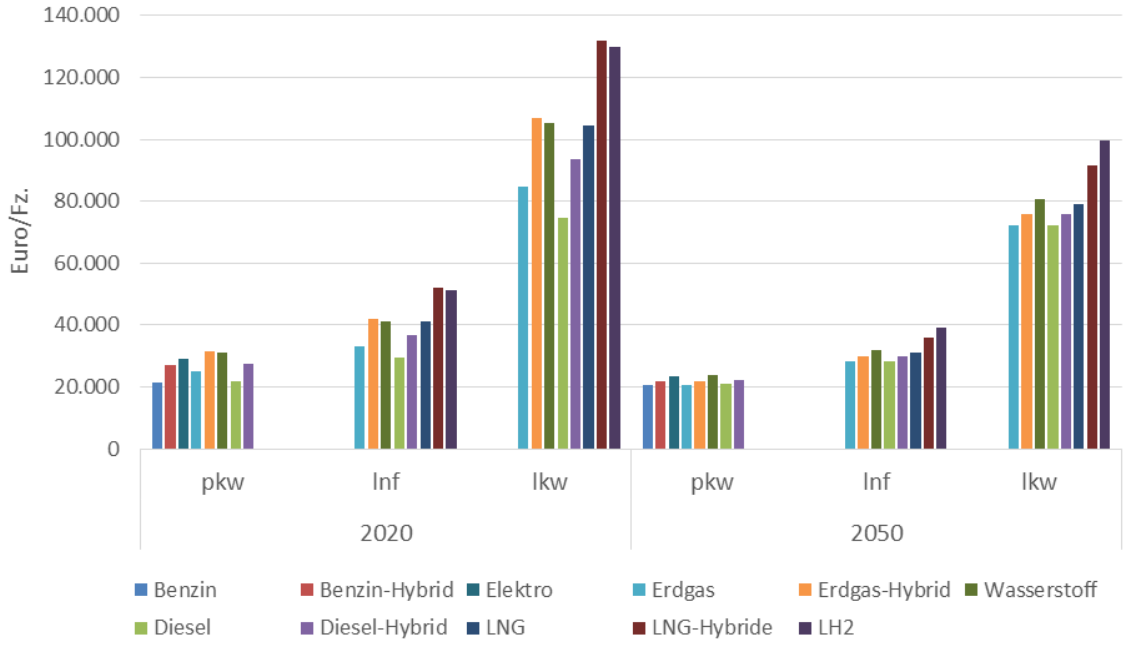

Abbildung 2-16 Kaufpreise für alle Fahrzeugtechnologien nach Antriebsart in 2020 und 2050 in €/Fz (Eigene Berechnung basierend auf z.B. [DlSH10, DoMc14, Ewi13, KnHS12, Mcki10, PNWN13])

Für den Güterverkehrssektor wird im Startjahr 2015 für leichte Nutzfahrzeuge mit Dieselmotoren ein Kaufpreis von 29.500 € [WiBW10] sowie für LKWs mit Dieselmotoren ein Kaufpreis von 75.000 € [Timm14] angenommen. In 2015 sind LNG-Fahrzeuge sowie LNG-Hybride per Annahme 1,5-mal teurer als die entsprechende Dieselalternative [Timm14]. Um den Kaufpreis von FCEVs mit flüssigem Wasserstoff für 2015 zu bestimmen, wird das Verhältnis von FCEVs mit flüssigem Wasserstoff zu gasbetriebenen FCEVs gleich dem Verhältnis zwischen CNG- und LNG-betriebenem Güterverkehr festgelegt und für diese Technologie fortgeschrieben. Für die Kaufpreise aller anderen Güterverkehrsantriebe in 2015 werden PKW-Referenzraten hinterlegt. Ebenso werden die zukünftigen Kostenentwicklungen der Dieselmotoren und FCEVs sowie Dieselhybride aus Datenverfügbarkeitsgründen mit den Lernraten der entsprechenden PKWs verrechnet. Dies gilt auch für Erdgasmotoren und Erdgashybride mit CNG bis 2030.

Analog zu der Entwicklung im PKW-Sektor nähern sich in 2030 die Kaufpreise für CNG-betriebene Erdgasfahrzeuge sowie Erdgashybride den Kaufpreisen für Diesel und Dieselhybride an. Für LNG-betriebene Fahrzeuge gibt es allerdings eine andere Kostenstruktur: Von 2010 bis 2030 folgen LNG-betriebene Fahrzeuge der Kostenentwicklung im Erdgas-Güterverkehr. Danach gleichen sie sich den Kostenentwicklungen von Dieselhybriden an. LNG-Hybride weisen über den ganzen Zeitraum ähnliche Kostenentwicklungen wie der Erdgashybrid-Güterverkehr auf. Die Wartungskosten im Güterverkehr liegen bei 1-2 % des Kaufpreises pro Jahr, je nach Fahrzeugtyp.

Variable Kosten Fahrzeuge

Zur Deckung der exogenen Jahresfahrleistung bestimmt das Modell den kosten-optimalen Fahrzeugmix, welcher entsprechend des Kraftstoffverbrauchs der Fahrzeugtechnologien (siehe Abbildung 2-15) zu einer Nachfrage nach Energiemengen führt. Der endogen festgelegte Kraftstoffmix wird so gewählt, dass das sektorspezifische Dekarbonisierungsziel eingehalten wird. Dabei werden die variablen Kosten der Fahrzeuge maßgeblich durch die Kraftstoffpreise bestimmt.

Für konventionelle Kraftstoffe werden die Rohstoffpreise angepasst (siehe Abbildung 2-11), um die Produktions- sowie Vertriebskosten widerzuspiegeln. Zum Beispiel werden die Kosten für die Öl-Raffinerie in den Kraftstoffpreisen für Benzin und Diesel als Kostenzuschlag auf den Ölpreis berücksichtigt [Eia17]. Die Kosten für zusätzliche Investitions- und Betriebskosten für die Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff und Erdgas basieren auf Kasten et al. [KMKD16] und Wietschel et al. [WiBW10] und werden als Kostenzuschlag auf den Gaspreis berücksichtigt. Für die PtX-Kraftstoffe fallen Produktions- und Vertriebskosten an, abhängig von den Investitionskosten sowie den technischen Eigenschaften (z.B. Wirkungsgrad) der endogen gebauten PtX- und Verflüssigungsanlagen.[8] Dabei können die Produktionskosten deutlich durch den Strompreis innerhalb der Betriebsstunden beeinflusst werden. Die variablen Kosten der PtX-Kraftstoffe werden folglich implizit im DIMENSION-Modell bestimmt via der Dualvariable der Gleichgewichtsbedingung von Angebot und Nachfrage von PtX-Kraftstoffen.

Die Strompreise sind nicht nur für PtX- und Verflüssigungsanlagen relevant, sondern bestimmen auch die variablen Kosten der Elektromobilität. Gleichzeitig hat die integrierte Modellierung Wechselwirkungen auf das Gesamtsystem zu Folge: Ein endogener Anstieg des Strombedarfs durch erhöhte PtX-Kraftstoffproduktion oder erhöhte Elektromobilität führt zu erhöhten Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten. Dies wirkt sich auf den Strompreis aus, was sich wiederum auf die variablen Kosten für den Transportsektor auswirkt. Aus diesem Grund ist ein endogener Strompreis entscheidend, um den sektorenübergreifend optimalen Technologiemix zu ermitteln.

Infrastrukturkosten

Die heutigen sowie zukünftigen Infrastrukturkosten basieren auf Daten der EU Coalition Study [Mcki10], Dodds und McDowall [DoMc14] sowie Kasten et al. [KMKD16]. Alle Werte werden auf €/km normiert und enthalten Kosten für Tankstellen (inkl. zusätzliche Kosten für kryogene Lagerung), Investitionskosten für H_2-Pipelines, Anschlusskosten an CH_4-Pipelines, LKW-Transportkosten sowie Kosten für BEV-Ladepunkte mit 50 % „Home Charging“ und 50 % „Public Charging“ [DoMc14, Mcki10]. Abbildung 2-17 zeigt die Infrastrukturkosten nach Kraftstoffart in 2020 und in 2050. Die Wartungskosten für Infrastruktur werden auch als %-Investitionskosten nach Kraftstoff berücksichtigt.

[8] Investitions- und Betriebskosten für die Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff und Erdgas werden aus Kasten et al. [KMKD16] und Wietschel et al. [WiBW10] entnommen.

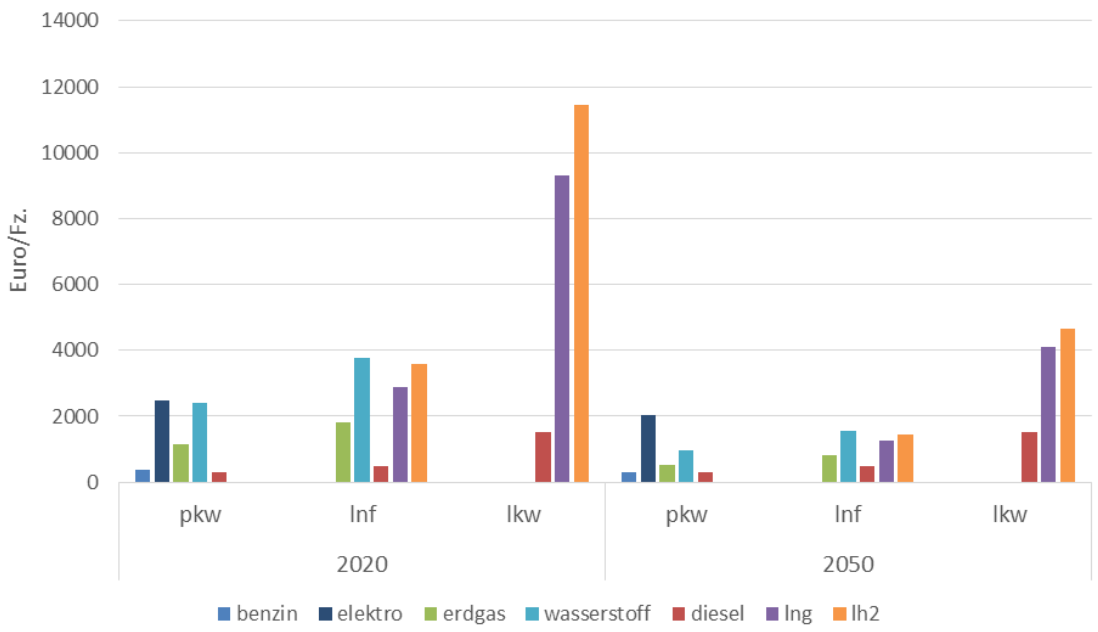

Abbildung 2-17 Infrastrukturkosten nach Kraftstoffart in €/Fz-km, eigene Berechnung basierend auf [DoMc14, Mcki10]

2.4.3 Annahmen zum Industriesektor im „PtX Industrie"-Szenario des WI

bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Der im „PtX Industrie"-Szenario angenommene Technologiepfad sieht eine fortgesetzte und ggf. verstärkte „operational excellence" und den Einsatz der besten verfügbaren Technologien im Rahmen der Reinvestitionszyklen, sowohl für energie- bzw. emissionsintensive Prozesse in den energieintensiven Industriezweigen als auch bei den verschiedenen Querschnittstechnologien (z.B. Motoren, Beleuchtung, Öfen und Brenner) in allen Branchen vor. Darüber hinaus wird der Anteil der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung an der Wärmeerzeugung leicht ausgebaut, bei gleichzeitiger Steigerung der damit verbundenen Stromerzeugung. Ein Wechsel von z.B. Kohle zu Erdgas oder Biomasse als Brennstoff wird in einzelnen Bereichen angenommen, besitzt aber bezogen auf die gesamte Industrie nur ein relativ begrenztes Potenzial. In allen Branchen wird kurz- und mittelfristig (bis 2025) auf neue, heute bzw. absehbar sicher verfügbare technische Lösungen gesetzt.

Für die Szenariojahre nach 2025 bleiben die Annahmen zum Einsatz von best-verfügbarer Technologie erhalten, jedoch werden darüber hinaus weitergehende Minderungen des spezifischen Energiebedarfs bei Querschnittstechnologien (vor allem im Bereich mechanischer Energie) angenommen sowie optimistischere Annahmen über heute noch nicht marktfähige aber potenziell ggf. einsetzbare Technologien angesetzt. Die Annahmen hierzu entsprechen dem Low Carbon-Pfad aus den Szenarien des Beteiligungsprozesses zum Klimaschutzplan NRW. Unter der Prämisse einer CO_2-freien

Strombereitstellung durch erneuerbare Energien wird eine begrenzte Umstellung auf strombasierte Technologien angenommen, wodurch es zu indirekten Emissionsminderungen kommt. Diese Strategie kommt vor allem durch den Einsatz von Power-to-Heat Technologien zum Tragen.

Es wird zudem angenommen, dass Unternehmen ggf. längere Amortisationszeiten sowie ggf. höhere Investitionen akzeptieren können, so dass Effizienztechnologien schneller implementiert werden (bisher häufig < 1 Jahr). Auf der Basis der Entwicklungen der vergangenen Jahrzehnte wird auch angenommen, dass sich die technische Weiterentwicklung – die entsprechenden Rahmenbedingungen vorausgesetzt – in der Zukunft fortsetzt.

Auf die CCS-Technologie wird im Rahmen des Szenarios „PtX Industrie“ verzichtet. Dagegen wird das Konzept des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur für NRW verfolgt. Die Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion aus Überschussstrom würden ggf. in NRW errichtet werden können, der Wasserstoff prinzipiell aber auch aus anderen Bundesländern mit deutlich höheren Erzeugungsanteilen erneuerbarer Energien bezogen werden können. Die Regionalisierung der Standorte ist Teil der Stromnetzanalysen (vgl. Kapitel 2.4.4).

Im Szenario „PtX Industrie“ wird vor diesem Hintergrund beispielsweise eine Stahlherstellung mit Wasserstoff angenommen (Wasserstoffdirektreduktion), welche unter anderem zwingend die Verfügbarkeit von Wasserstoff zu im globalen Wettbewerb der Stahlindustrie konkurrenzfähigen Konditionen voraussetzt. Dabei wird unterstellt, dass unter den vorgenannten Rahmenbedingungen eine Einpassung dieses Pfades in die in NRW ansässigen und bestehenden Standorte und Strukturen möglich sein könnte.

Darüber hinaus gelten für nachfolgende Sektoren unter Berücksichtigung der spezifischen regionalen Bedingungen folgende Annahmen im Zusammenhang mit Power-to-X:

- Für die **Eisen und Stahlindustrie** wird der Einsatz der Direktreduktion mit Wasserstoff zur Erzeugung von Eisenschwamm ab 2030 für Neuanlagen vorgesehen. Das nachgelagerte Aufschmelzen des Eisenschwamms wird in Elektro-Lichtbogenöfen (EAF) vorgenommen, die bereits heute in der Sekundärstahlroute Stand der Technik sind. Die Kapazität der EAF wird bis 2050 entsprechend erweitert. Allerdings sieht der Pfad auch noch vereinzelte Neubauten in der Hochofenroute vor, um den aus der Szenariodefinition ergebenden starken Produktionsanstieg bei einer beschränkten Verfügbarkeit von Schrott zu bedienen. In 2050 spielt die Direktreduktion mit angeschlossener Elektro-Route in der Primärstahlerzeugung nach dieser Annahme eine gewichtige Rolle. Der neben der Wasserstoffdirektreduktion und neben der Sekundärstahlerzeugung verbleibende Anteil der Primärstahlproduktion von 26 % würde weiterhin über die Hochofenroute abgedeckt. Andere emissionsfreie Technologieansätze wie die Reduktion per Elektrolyse, die heute Laborstadium haben, werden nicht vorgesehen.
- Die integrierten Standorte der **Grundstoffchemie** mit KWK-Wärme-Versorgung bleiben erhalten. Außerdem wird ab 2030 regenerativer Wasserstoff eingesetzt, hauptsächlich in der Ammoniakherstellung. Hierdurch würde insbesondere Erdgas substituiert. Ein sehr

weitgehender Einsatz von Power-to-Heat kann darüber hinaus einen Teil des Erdgaseinsatzes in der Dampferzeugung substituieren.

- Für die **Papierindustrie** wurde mittelfristig eine Ausweitung der KWK-Stromproduktion in Industriekraftwerken angenommen, langfristig geht deren Volllaststunden jedoch zu Gunsten von Power-to-Heat zurück, d.h. die Erdgas-KWK-Anlagen werden sehr flexibel eingesetzt.

Im Folgenden sollen einige Annahmen zum Einsatz von Power-to-X-Optionen in der Industrie näher erläutert werden.

Wasserstoffelektrolyse

Die Wasserstoffelektrolyse wird im „PtX Industrie"-Szenario vorrangig als H_2-Quelle für die Industrie- und den Verkehrssektor abgebildet. Dabei handelt es sich um relativ große alkalische Elektrolyse-Anlagen (AEL), die zu einer zentralen Anlage aggregiert werden. Im Hinblick auf das Stromsystem wird sie als ein zentraler Speicher modelliert, der vorrangig dann zum Einsatz kommt, wenn sehr viel EE-Strom verfügbar ist (s.u.). Dieser Speicher ist durch eine maximale Aufnahmeleistung, eine Speicherkapazität und eine Wasserstoffentnahme charakterisiert. Die zentralen Annahmen zu der Entwicklung der Wasserstoffelektrolyse in Deutschland im Zeitverlauf sind in Tabelle 2-7 aufgeführt. Da der Energiebedarf der Industrie und des Verkehrs keinen ausgeprägten saisonalen oder wetterbedingten Verlauf aufweist, wird die Wasserstoffentnahme für Industrie und Mobilitätszwecke über das Jahr vereinfacht als konstant angenommen.

Tabelle 2-7 Annahmen für die aggregierten AEL im Zeitverlauf für das „PtX Industrie"-Szenario

	2020	2030	2040	2050
Produktionsmenge in mio. Nm^3 H_2/a	0	1.680,4	12.759,8	31.380,1
Wirkungsgrad[9] (W_{th_out}/W_{el_in})	0,7	0,73	0,75	0,77
Leistung in GW_{el}	0	3	12	23
Nutzbare Speicherkapazität in GWh_{th}	0	77	285	1092
Volllaststunden	-	2000	4000	5000
Gesamtnachfrage in GWh_{th}	0	4690	35613	87583

Aus Gründen der Beschränkung der Rechenzeit wird der Einsatz der Wasserstoffelektrolyse in diesem Szenario vor dem Kraftwerkseinsatz optimiert. Dabei wird der Einsatz so gewählt, dass er möglichst in Zeiten niedriger positiver bzw. generell während negativer Residuallast (Last abzüglich der Einspeisung

[9] Der Wirkungsgrad bezieht sich auf den unteren Heizwert

aus erneuerbaren Energien) liegt.[10] Diese Vorgehensweise kann zu einem Kraftwerkseinsatz führen, welcher geringfügig vom optimalen Einsatz der Kraftwerke abweicht. Für das Zieljahr 2050, in welchem die Elektrolyse ein stärkeres Gewicht hat, ist diese Ungenauigkeit auf Grund des strukturell vereinfachten Kraftwerksparks ohne Kohlekraftwerke und der hohen Volllaststunden und damit geringeren Freiheitsgrade der Elektrolyse weniger ausgeprägt.

Die Berechnungen erfolgen in stündlicher Auflösung, aber zunächst ohne regionale Verteilung. Die installierte Leistung wird dafür als eine aggregierte zentrale Anlage unabhängig von Standortfragen und „realen" Anlagengrößen modelliert. Dies ist für die Szenarioberechnungen zulässig, da sie für Deutschland im Hinblick auf das Stromnetz als Kupferplatte durchgeführt werden. Die ex-post Regionalisierung der installierten Elektrolyseleistung wird in (vgl. Kapitel 2.4.4) beschrieben.

Die Systemgrenzen der H_2-Elektrolyseure sind dabei wie folgt definiert:

- H_2 Abgabe frei Anlage, ohne Berücksichtigung von Infrastrukturen für den Abtransport und die Verteilung des Wasserstoffs oder erforderliche Druckniveaus
- Keine Berücksichtigung von Engpässen im Strom- oder Gasnetz
- Keine regionale Auflösung
- Keine Berücksichtigung von Teillastverhalten/Wirkungsgradänderungen, Lastrampen etc.
- Keine Rückverstromung und keine Methanisierung o.ä.
- Keine Berücksichtigung des Wasserbedarfs
- Keine Berücksichtigung von Selbstentladungsverlusten

Industrie DSM

Verschiebbare industrielle Lasten werden in dieser Studie als Speicheräquivalent modelliert. Dabei wird das Verfahren nach Kleinhans et. al angewendet [Klei14]. Dies berücksichtigt zunächst den ungestörten Lastgang des industriellen Prozesses um mit Hilfe der Auslastung im Nennbetrieb, einem maximal verschiebbaren Anteil und der maximalen Verschiebedauer einen virtuellen Speicher zu definieren. Modelliert wurden die folgenden Industrieprozesse:

- Aluminiumelektrolyse bei der Aluminiumherstellung
- Lichtbogenofen bei der Stahlherstellung
- Sauerstofferzeugung bei der Stahlherstellung
- Chlor-Alkali-Elektrolyse in der Grundstoffchemie
- Elektrische Mühlen bei der Kalk- und Zementherstellung

Für alle betrachteten Industrieprozesse wurde der Nennlastgang als konstant angenommen. Der maximal verschiebbare Leistungsanteil des Prozesses, die Auslastung bei Nennlast und die Verschiebedauern nach Klobasa et al. sind in Tabelle 2-8 bis Tabelle 2-10 aufgeführt [Klob07].

[10] Dabei wird der Einsatz so gewählt, dass das Minimum der Summe aus Residuallast und Last der Elektrolyse innerhalb eines Betrachtungshorizontes von 24 Stunden maximiert wird.

Tabelle 2-8 Maximal verschiebbare Leistung am jeweiligen Industrieprozess

	2020	2030	2040	2050
Aluminiumelektrolyse	0,25	0,25	0,25	0,25
Lichtbogenofen	1,00	1,00	1,00	1,00
Sauerstofferzeugung	0,20	0,20	0,30	0,30
Chlor-Alkali-Elektrolyse	0,45	0,45	0,50	0,55
Elektrische Kalkmühlen	0,30	0,30	0,35	0,35
Elektrische Zementmühlen	0,80	0,80	0,85	0,85

Quelle: Eigene Darstellung nach [Klob07]

Tabelle 2-9 Auslastung des jeweiligen Industrieprozesses bei Nennlast

	2020	2030	2040	2050
Aluminiumelektrolyse	0,9	0,9	0,8	0,8
Lichtbogenofen	0,9	0,9	0,8	0,8
Sauerstofferzeugung	0,8	0,8	0,7	0,7
Chlor-Alkali-Elektrolyse	0,6	0,6	0,5	0,5
Elektrische Kalkmühlen	0,8	0,8	0,7	0,7
Elektrische Zementmühlen	0,8	0,8	0,7	0,7

Quelle: Eigene Darstellung nach [Klob07]

Tabelle 2-10 Maximale Verschiebedauern in Stunden des jeweiligen Industrieprozesses

	2020	2030	2040	2050
Aluminiumelektrolyse	4	4	5	6
Lichtbogenofen	4	4	5	6
Sauerstofferzeugung	3	3	4	5
Chlor-Alkali-Elektrolyse	4	4	5	6
Elektrische Kalkmühlen	3	3	4	5
Elektrische Zementmühlen	3	3	4	5

Quelle: Eigene Darstellung nach [Klob07]

Die Systemgrenzen des Industrie DSM-Speichers sind:

- Steuerbarkeit der Prozesse wird angenommen, keine Berücksichtigung von IKT-Infrastruktur um die Prozesse zu steuern
- Keine Berücksichtigung von potenziell höherem Energiebedarf auf Grund der Verschiebung von Lasten
- Innerhalb der technischen Steuerbarkeit der Lasten werden keine weiteren betrieblichen Randbedingungen berücksichtigt.
- Aggregation aller am Lastmanagement teilnehmenden Industrieprozesse zu einem virtuellen Industrie-DSM-Speicher

Power-to-Heat

In dieser Studie wird die Wärmeerzeugung in Elektroden- und Widerstandskesseln bei energieintensiven Industrieprozessen unter dem Stichwort „Power 2 Heat“ berücksichtigt. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine solche Wärmeerzeugung immer innerhalb eines hybriden Systems erfolgt, in welchem der Einsatz der elektrischen Wärmeerzeugung nur das zusätzliche System darstellt, die Wärmeversorgung aber immer durch das konventionelle System gewährleistet werden kann. Weiter wird davon ausgegangen, dass der Einsatz der Elektroden- und Widerstandskessel näherungsweise verlustfrei arbeitet und nur dann eingesetzt wird, wenn die Wärmebereitstellung über diesen günstiger als die Wärmeerzeugung bei Gasfeuerung ist. Die Kosten der Gasfeuerung sind hier durch die Brennstoffkosten und CO_2-Zertifikatskosten des Szenarios vorgegeben.

2.4.4 Annahmen zur Netzentwicklung

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Die Entwicklung des Stromversorgungsnetzes wird entsprechend des Netzentwicklungsplans 2012 für das Jahr 2035 angenommen [HATT12]. Abbildung 2-18 gibt sich dementsprechend ergebende Netztopologie wieder. Die Betrachtung der Belastungssituation eines für 2035 angedachten Netzes durch für das Jahr 2050 erwartete Gegebenheiten kann dabei wertvolle Hinweise zu Netzertüchtigungen über das Jahr 2035 hinaus liefern.

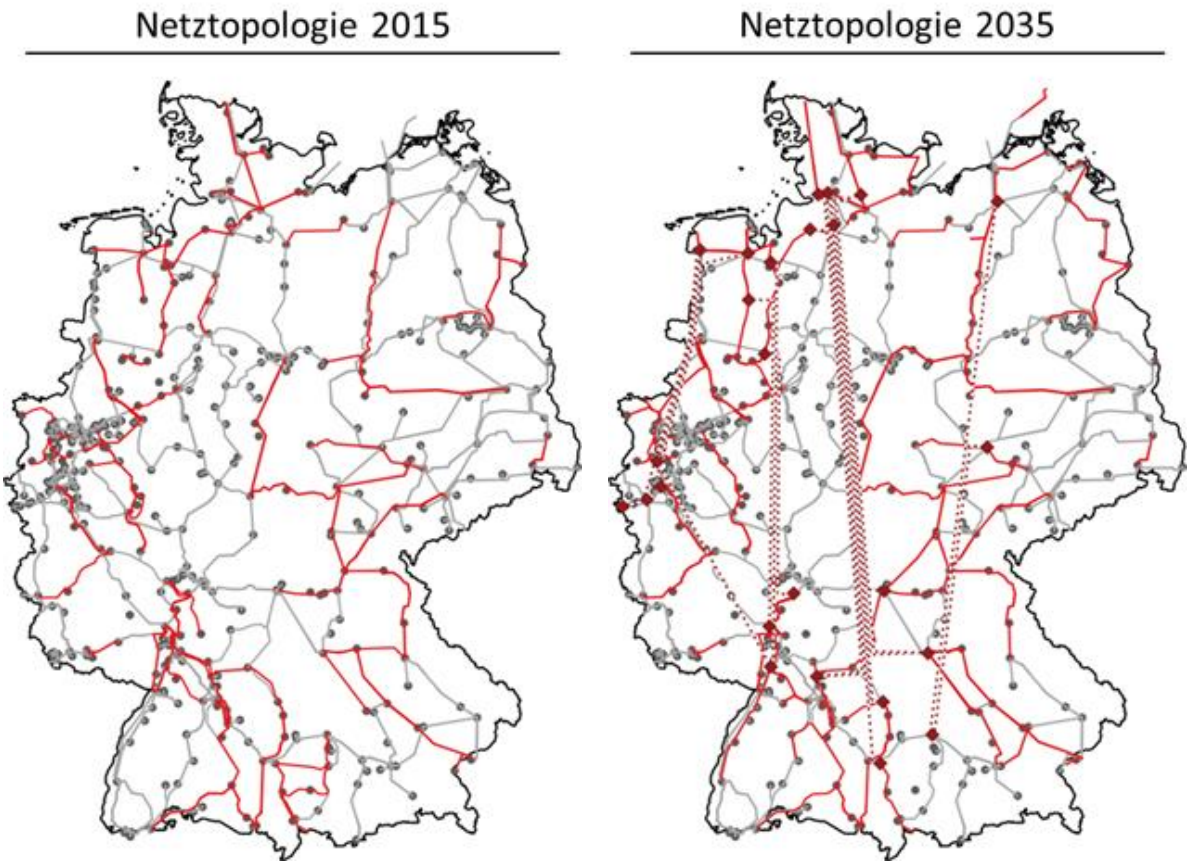

Abbildung 2-18 Topologie des deutschen Stromnetzes für die Jahre 2015 und 2035 (nach 2015 zugebaute HGÜ Leitungen sind durch gepunktete oder gestrichelte Verläufe kenntlich gemacht; rote AC Leitungen kennzeichnen Leitungen, die durch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans neu hinzukommen oder verstärkt werden)

Annahmen zur Regionalisierung von Erzeugungs-, Nachfrage- und Flexibilitätsoptionen

Regionalisierungen haben für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, für die Stromnachfrage und für die Flexibilitätsoptionen zu erfolgen. Unter Regionalisierung ist in dieser Studie die geografische Verteilung von Kapazitäten in Deutschland gemeint. Um ein möglichst differenziertes Bild der regionalen Gegebenheiten zu erhalten, ist eine möglichst hohe geographische Auflösung von Bedeutung. Ein klares Regelwerk für regionalisierte Untersuchungen in der EU ist durch die geographische Nomenklatur der Gebietskörperschaften für Statistiken gegeben [Euro15]. Unterschiedene Regionen werden entsprechend des französischen Namens der Nomenklatur („Nomenclature des unités territoriales statistiques“) als NUTS Gebiete bezeichnet.

Regionalsierungen in dieser Studie erfolgen bis auf NUTS 3 Ebene herab, welche Deutschland in 401 Regionen unterteilt. Diese regionale Unterteilung entspricht für Deutschland der Kreisebene (Landkreise/Kreise und kreisfreie Städte). Basierend auf übergeordneten Szenarien des EWI und Wuppertal Instituts, die z.T. aggregierte Angaben ohne regionale Differenzierung enthalten, hat eine Regionalisierung mittels geeigneter Verteilungsschlüssel bis auf NUTS 3 Ebene hinab zu erfolgen (Top-

Down-Ansatz). Die verwendeten Verteilungsannahmen für die verschiedenen Erzeugungs- und Nachfragetechnologien sowie Flexibilitätsoptionen sind Tabelle 2-11 zu entnehmen.

Grundlegende Daten für die Regionalisierung von Flexibilitätsoptionen wurden vom EWI und Wuppertal Institut in Detailanalysen ermittelt. Neben spezifischen Vorgaben zur regionalen Zuordnung von Flexibilitätsoptionen wurde als Verteilungsschlüssel z.T. auch die Bevölkerungsverteilung für die Regionalisierung auf NUTS 3 Ebene herangezogen. Hierbei stützen sich die angenommenen Werte auf die statistische Grundlage der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung Deutschlands [Dest13].

Eine derartige Regionalisierung von Szenarien zeigt aufschlussreiche Tendenzen und Erkenntnisse hinsichtlich regionaler Unterschiede auf. Die Verwendung von Verteilungsschlüsseln bringt aber auch Unsicherheiten mit sich, die bei Betrachtung und Diskussion von Einzelergebnissen nicht außer Acht gelassen werden sollten.

Tabelle 2-11 Verteilungsschlüssel und Indikatoren zur Regionalisierung von EE-Erzeugung, konventioneller Stromnachfrage und Flexibilitätsoptionen

Regionalisierung der...	**Verteilungsschlüssel und Indikatoren**
...Stromerzeugung aus EE-Anlagen	
Regionalisierung der Biomasse	Bestehende Kapazitäten und landwirtschaftliche Nutzflächen
Regionalisierung der Photovoltaik	Bestehende Kapazitäten und Freiflächen-potenziale
Regionalisierung der Windenergie (Onshore)	Bestehende Kapazitäten und Windpotenziale
Regionalisierung der Windenergie (Offshore)	Offshore-Netzentwicklungsplan 2013
...konventionellen Stromnachfrage	Lastdaten: Gesamtlastgänge, sektorale Lastprofile, sektorale Verbräuche und statistische Daten
...Flexibilitätsoption	
Wasserstoffelektrolyse Verkehr	Bevölkerungsverteilung
Wasserstoffelektrolyse Industrie: Ammoniak	Daten auf NUTS 3 Ebene (2 Gebiete)
Wassserstoffelektrolyse Industrie: Stahl	Daten auf NUTS 3 Ebene (3 Gebiete)
Wasserstoffverflüssigung	Bevölkerungsverteilung
Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz	Bevölkerungsverteilung
Power-to-Fuel - für Benzin/Diesel-Bedarf des Verkehrs	Bevölkerungsverteilung
Elektromobilität	Bevölkerungsverteilung
Power-to-Heat	Daten auf NUTS 3 Ebene (100 Gebiete)
Wärmepumpen	Bevölkerungsverteilung
DSM Industrie: Chlor-Alkali- und Aluminium-Elektrolyse	Daten auf NUTS 3 Ebene für NRW bereitgestellt
DSM Industrie: Sonstige	Anhand des Stromverbrauchs des Verarbeitenden Gewerbes (Industrie) verteilt

Regionalisierung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Die Regionalisierung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien basiert auf einer umfassenden Datenbank [Deut14], diese umfasst mehr als eine Million auf Daten zu bestehenden Erneuerbare Energien Anlagen. Es ist eine räumliche Auflösung dieser Daten bis auf Postleitzahl Ebene gegeben. Aus diesem Grund werden die Angaben auf Postleitzahlebene zunächst in Angaben je NUTS 3 Region umgerechnet. Ergänzend werden regionale stundenscharfe Wetterdaten genutzt, um die Einspeisung für NUTS 3 Regionen herzuleiten. Basierend auf den gegenwärtigen Gegebenheiten werden zukünftige Kapazitäten Erneuerbarer Energien anhand zukünftiger regionaler Wetterpotenziale und in Anlehnung an einen veröffentlichten Ansatz [Cola11] durchgeführt. Weitergehende Ansätze zur Regionalisierung werden für die verschiedenen Erneuerbare Energie Technologien nachfolgend aufgeführt.

Regionalisierung der Biomasse

Zwischen dem „PtX Verkehr“- und dem „PtX Industrie“-Szenario zeigen sich bei der regionalisierten Kapazitätsverteilung der Biomasse (Abbildung 2-19) deutliche Differenzen. Die installierten Leistungen fallen im „PtX Industrie“-Szenario deutlich umfangreicher aus als im „PtX Verkehr“-Szenario. Im Nordwesten und Norden Deutschlands, sowie in weiten Teilen Bayerns finden sich hier besonders hohe installierte Leistungen (> 35 kW/km^2) der Biomasse-Stromerzeugung. Demgegenüber finden sich im „PtX Verkehr“-Szenario deutlich kleinere zusammenhängende Gebiete mit besonders hohen installierten Leistungen. Gebiete, welche in beiden Szenarien durch niedrige installierte Leistungen gekennzeichnet sind, befinden sich insbesondere in der Mitte Deutschlands.

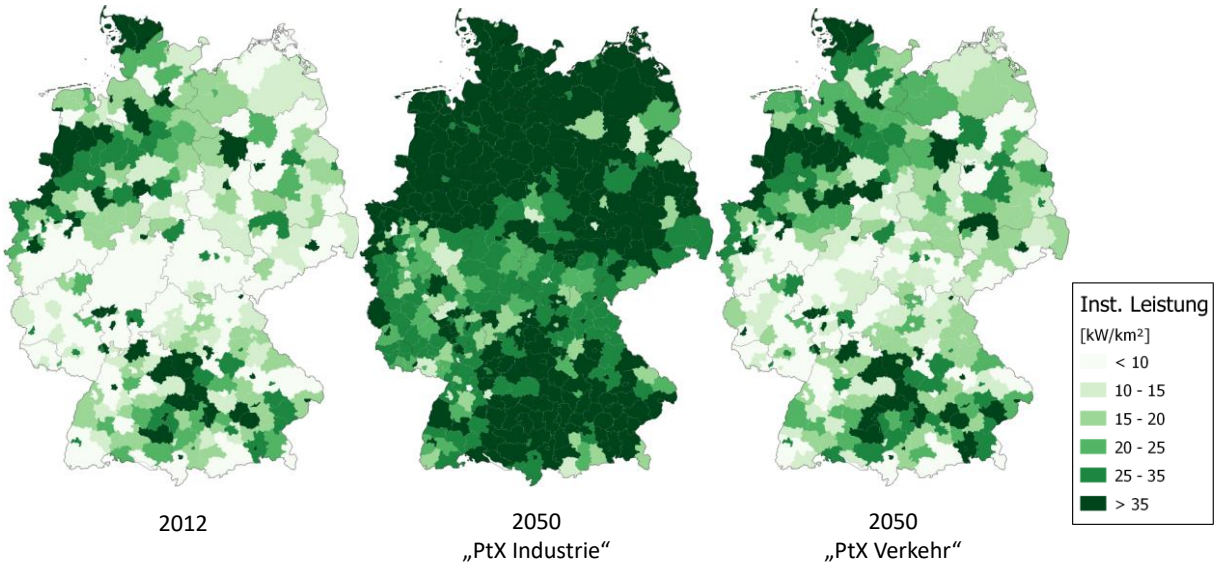

Abbildung 2-19 Biomasse – Regionalisierung anhand bestehender Kapazitäten und landwirtschaftlicher Nutzflächen

Regionalisierung der Photovoltaik

Gegenüber dem Jahr 2012 zeigen sich für beide Szenarien signifikante Zunahmen der installierten Photovoltaik-Leistungen (Abbildung 2-20). Installierte PV-Leistungen von 100 kW/km² und mehr werden für 2050 flächendeckend insbesondere für den Westen und Süden Deutschlands angenommen. Es zeigen dennoch deutlich erkennbare Differenzen zwischen beiden Szenarien. Im „PtX Industrie"-Szenario fällt die Häufigkeit von hohen (200-400 kW/km²) oder sehr hohen installierten Leistungen sehr umfangreich aus. Sehr hohe installierte Leistungen von über 800 kW/km² treten im „PtX Verkehr"-Szenario kaum auf, derweil sich im „PtX Industrie"-Szenario über ganz Deutschland verteilt kreisübergreifende Gebiete finden. Besonders hoch ist die Anzahl dieser Gebiete für das „PtX Industrie"-Szenario in NRW und Bayern.

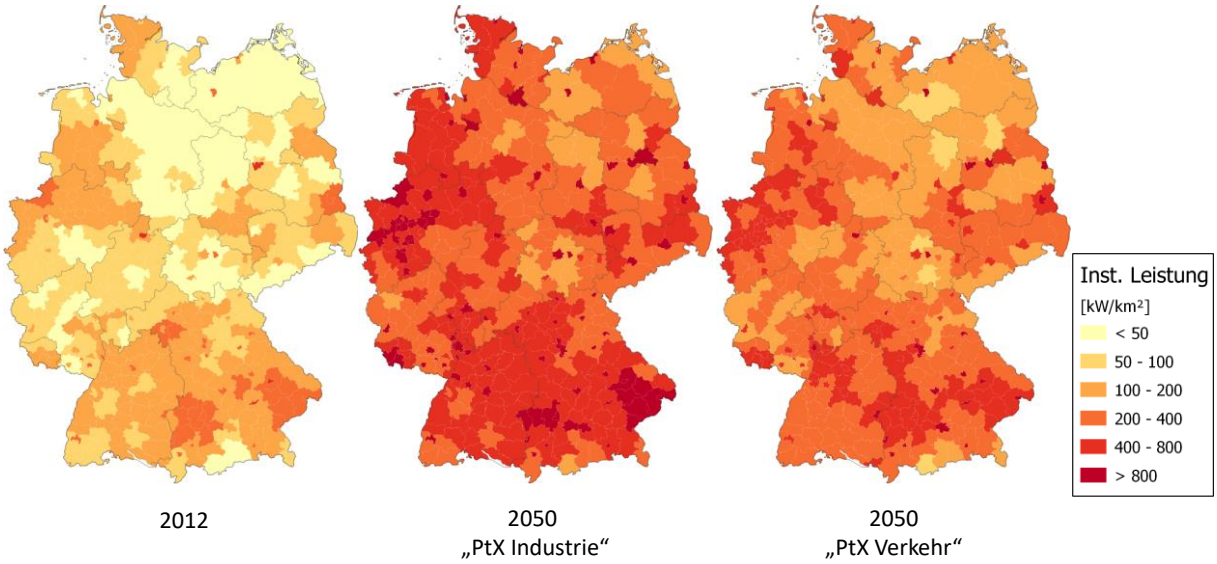

Abbildung 2-20 Photovoltaik – Regionalisierung anhand bestehender Kapazitäten und Flächenpotenzialen

Regionalisierung des Windes Onshore

Ähnlich der Entwicklung bei der Photovoltaik ist auch bei Wind Onshore-Stromerzeugung eine Entwicklung hin zu deutlich höheren installierten Leistungen zu erkennen (Abbildung 2-21). Im Fall der Regionalisierung des Windes onshore wird für das „PtX Verkehr"-Szenario von tendenziell leicht höheren installierten Leistungen für einige Standorte ausgegangen. Prinzipiell zeigen sich bei dieser Regionalisierung aber auch viele Übereinstimmungen zwischen den Szenarien. Besonders hohe installierte Leistungen (> 600 kW/km²) an Offshore-Windenergie werden für beide Szenarien in der Nähe der Nordseeküste angenommen.

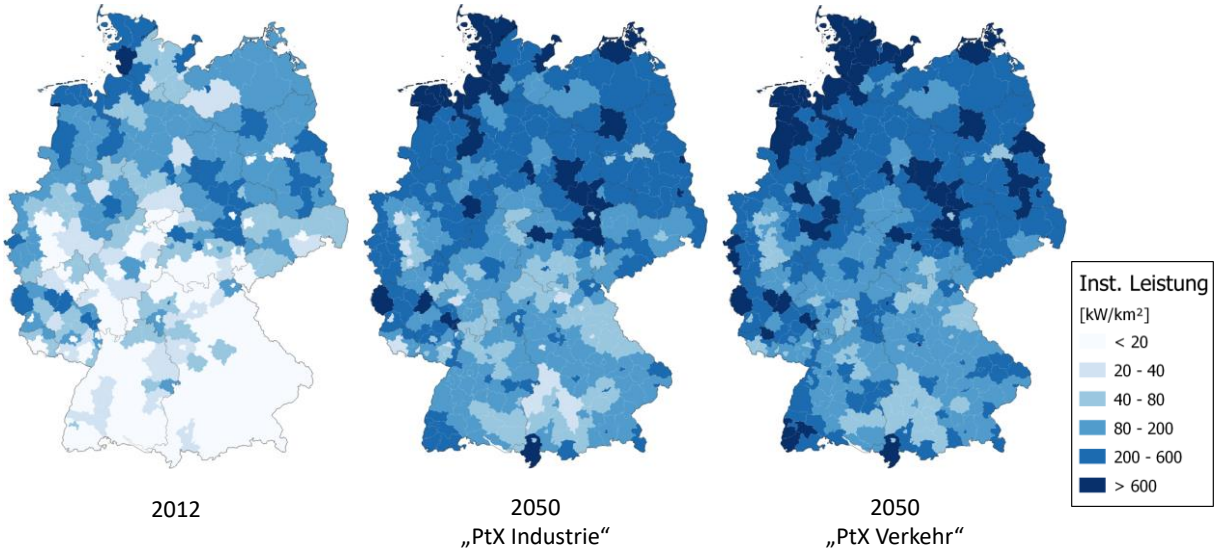

Abbildung 2-21 Onshore-Wind – Regionalisierung anhand bestehender Kapazitäten und Windpotenzialen

Regionalisierung des Windes Offshore

Wie in Tabelle 2-12 zu erkennen ist, resultieren im „PtX Industrie“- und im „PtX Verkehr“-Szenario deutlich voneinander abweichende Zubauten für Offshore-Windenergie. Die installierten Leistungen des „PtX Verkehr“-Szenarios für das Jahr 2050 entsprechen mit knapp 22 GW weitestgehend den Annahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans für das Jahr 2035. Mit über 41 GW fällt die installierte Offshore-Windenergieleistung für das Jahr 2050 im „PtX Industrie“-Szenario fast doppelt so hoch wie für das „PtX Verkehr“-Szenario aus. Während die Verteilung der installierten Offshore-Windenergieleistung für das „PtX Verkehr“-Szenario daher weitestgehend deckungsgleich mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan erfolgt, werden die installierten Offshore-Windenergieleistungen für das „PtX Industrie“-Szenario an den einzelnen Netzanschlusspunkten entsprechend der erhöhten Gesamtleistung hochskaliert.

Tabelle 2-12 Regionalisierung des Offshore-Windes

	Bundes-land	Nordsee	Ostsee	Leistung Offshore Wind 2035 (MW)	Leistung Offshore Wind 2015 (MW)	2050 „PtX Verkehr“	2050 „PtX Industrie“
Büttel	SH	✓	×	1550	3030	3022	5652
Bentwisch	MV	×	✓	336	1336	1200	2492
Lüdershagen	MV	×	✓	0	1700	1700	3171
Lubmin	MV	×	✓	0	2150	2000	4011
Elsfleth/West	NI	✓	×	0	900	900	1679
Unterweser	NI	✓	×	0	900	900	1679
Cloppenburg	NI	✓	×	0	2700	2700	5036
Wilhelmshaven	NI	✓	×	0	2700	2700	5036
Inhausen	NI	✓	×	0	110	110	205
Emden	NI	✓	×	108	1908	1908	3559
Diele	NI	✓	×	800	1200	1200	2238
Dörpen/West	NI	✓	×	512	2600	2600	4850
Hagermarsch	NI	✓	×	60	60	60	112
Halbemond	NI	✓	×	0	900	900	1679
SUMME	-	-	-	3366	22194	21900	41399

2.5. Ergebnisse Szenarioanalysen

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI) & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Im Folgenden sollen die Szenarioergebnisse zunächst für beide Szenarien vergleichend dargestellt werden. In den darauffolgenden Abschnitten werden dann entsprechend den beiden unterschiedlichen Schwerpunkten der jeweiligen Modellanalysen der Verkehrsbereich (EWI DIMENSION) und der Industriebereich (WI WISEE) vertiefend dargestellt.

2.5.1 PtX im Stromsystem: Vergleich der Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“

Ein Vergleich der Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“ zeigt, dass in beiden Szenarien bis 2050 ein stetiger Rückgang der Kohlenutzung sowie ein deutlicher Anstieg erneuerbarer Energien (EE) zu beobachten ist. Im „PtX Industrie“-Szenario wird mittelfristig, getrieben durch den exogen angenommenen Kohleausstieg, verstärkt auf Gaskraftwerke gesetzt. Allerdings besteht die Erzeugungskapazität auch hier in 2050 überwiegend aus EE, die sich zum Großteil aus Offshore-Windanlagen und PV zusammensetzen, während im „PtX Verkehr“-Szenario hauptsächlich auf Onshore-Windkraft gesetzt wird. Obwohl der „konventionelle“ Strombedarf langfristig sinkt, steigt die Gesamtnachfrage aufgrund neuer Anwendungsgebiete, wie Elektromobilität oder PtX. Daher ergibt sich in beiden Szenarien für Deutschland sowie NRW dauerhaft ein Bedarf an zusätzlichen Stromimporten. Das „PtX Industrie“-Szenario sieht ab 2040 signifikante Ausmaße in der zusätzlichen Nutzung von Strom. Dieser wird hauptsächlich für PtH und die Wasserstoffproduktion für die Industrie genutzt, während im Verkehrssektor kaum zusätzliche Stromnachfrage entsteht. Im „PtX Verkehr“-Szenario hingegen nimmt der zusätzliche Strombedarf bereits ab 2030 nennenswerte Ausmaße an und stammt zum Großteil aus den Bereichen Elektromobilität und PtX-Anwendungen für den Verkehrssektor.

Wie oben beschrieben unterscheiden sich die beiden innerhalb des Projekts durchgeführten Szenarioanalysen in zwei Dimensionen: zum einen hinsichtlich ihrer *Modellierungslogik* zum anderen aber auch hinsichtlich der zu Grunde gelegten *Szenariophilosophien.* Insofern ist die nachfolgende Darstellung weder als ein wissenschaftlicher Modellvergleich zu verstehen (da die Annahmen unterschiedlich sind), noch als ein Szenariovergleich (da die Szenarien mit unterschiedlichen Modellen bestimmt wurden), sondern als vergleichende Darstellung zweier Szenarien mit unterschiedlichem Zugang und auch unterschiedlichem Erkenntnisinteresse. Der Vergleich verweist auf Gemeinsamkeiten und Unterschiede der beiden Zugänge.

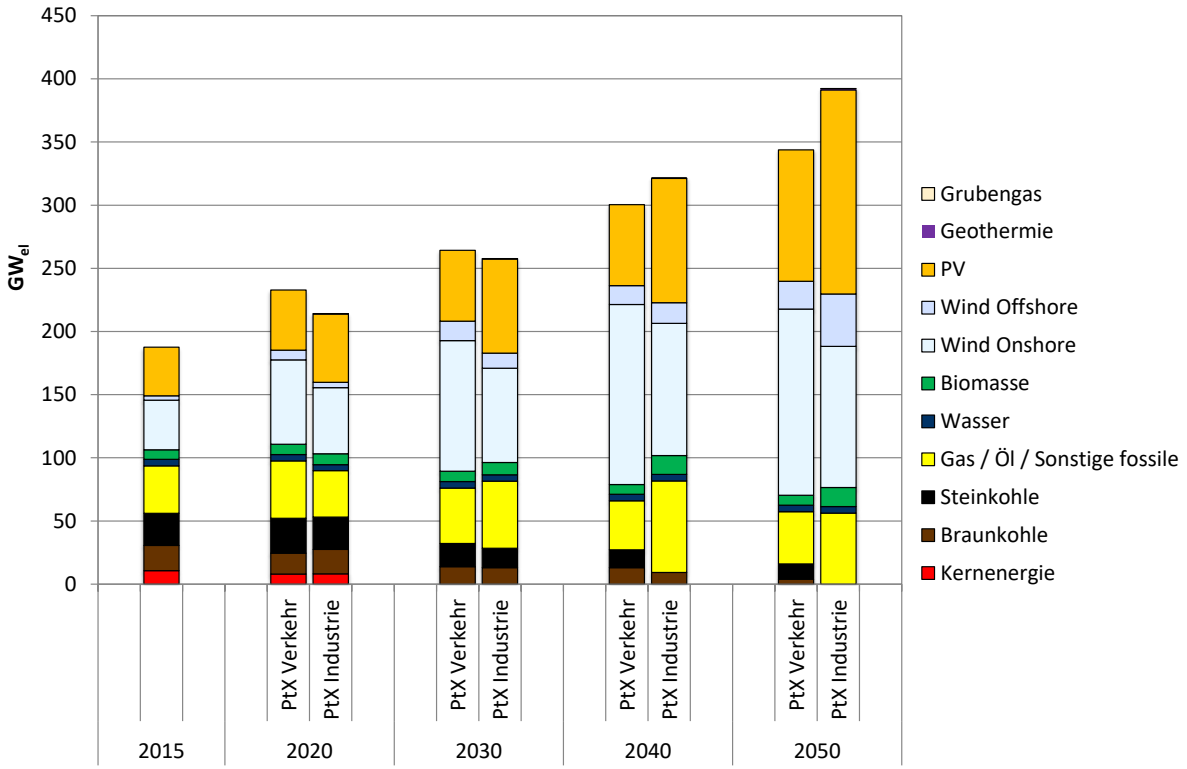

Abbildung 2-22 Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland

Beim Vergleich der Stromerzeugungskapazitäten bis 2030 in der Abbildung 2-22 fällt zunächst der unterschiedliche Verlauf in den beiden Szenarien auf. Das „PtX Verkehr"-Szenario weist für 2020 und 2030 einen höheren Ausbau an erneuerbaren Energien aus als das „PtX Industrie"-Szenario, während die Kapazitäten für fossile Kraftwerke in beiden Szenarien fast gleich sind. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im „PtX Verkehr"-Szenario ist dabei durch das anspruchsvolle 2030-Ziel für den Verkehr zusammen mit dem 2030-Ausbauziel von einem 50 %-Anteil der erneuerbaren Energien an der inländischen deutschen Stromerzeugung (inkl. PtX und E-Mobilität) getrieben. Mittelfristig ist der Zubau von Onshore-Windkapazitäten die kostengünstigere Option. Das „PtX Industrie"-Szenario orientiert sich bezüglich des Ausbaus von Stromerzeugungskapazitäten als Stakeholder-Szenario mittelfristig an diesen Projektionen. Hinsichtlich der fossil gefeuerten Wärmekraftwerke wirken sich nicht nur die abgestimmten Rahmendaten zu den Lebensdauern der Kraftwerke aus, auch der Reinvest in Gaskraftwerke verläuft in ähnlichem Umfang.

Im Jahr 2040 fällt die kurzfristig höhere Leistung der fossil gefeuerten Kapazitäten im WI-Szenario „PtX Industrie" ins Auge. Hier macht sich der (exogen angenommene) vorzeitige Ausstieg aus der Steinkohleverstromung bemerkbar, der (bei weiterhin beschränkten Austauschkapazitäten mit dem Ausland) mittelfristig eine relativ starke Kompensation durch Gaskraftwerke notwendig macht. Erst in 2040 werden hier gezielt Stromerzeugungskapazitäten für Power-to-X Anwendungen ausgebaut (siehe Abbildung 2-24). Bis 2050 besteht die installierte Kapazität überwiegend aus erneuerbaren

Energieträgern: Während im „PtX Verkehr“-Szenario vor allem zusätzliche Onshore-Windkapazitäten dazu beitragen, werden im „PtX-Industrie“-Szenario deutlich höhere Offshore-Windleistungen sowie PV-Leistungen zugebaut. Dazu bieten Gas- (in beiden Szenarien) sowie Kohlekraftwerke (im „PtX Verkehr“-Szenario) gesicherte Leistung im Stromsystem an.

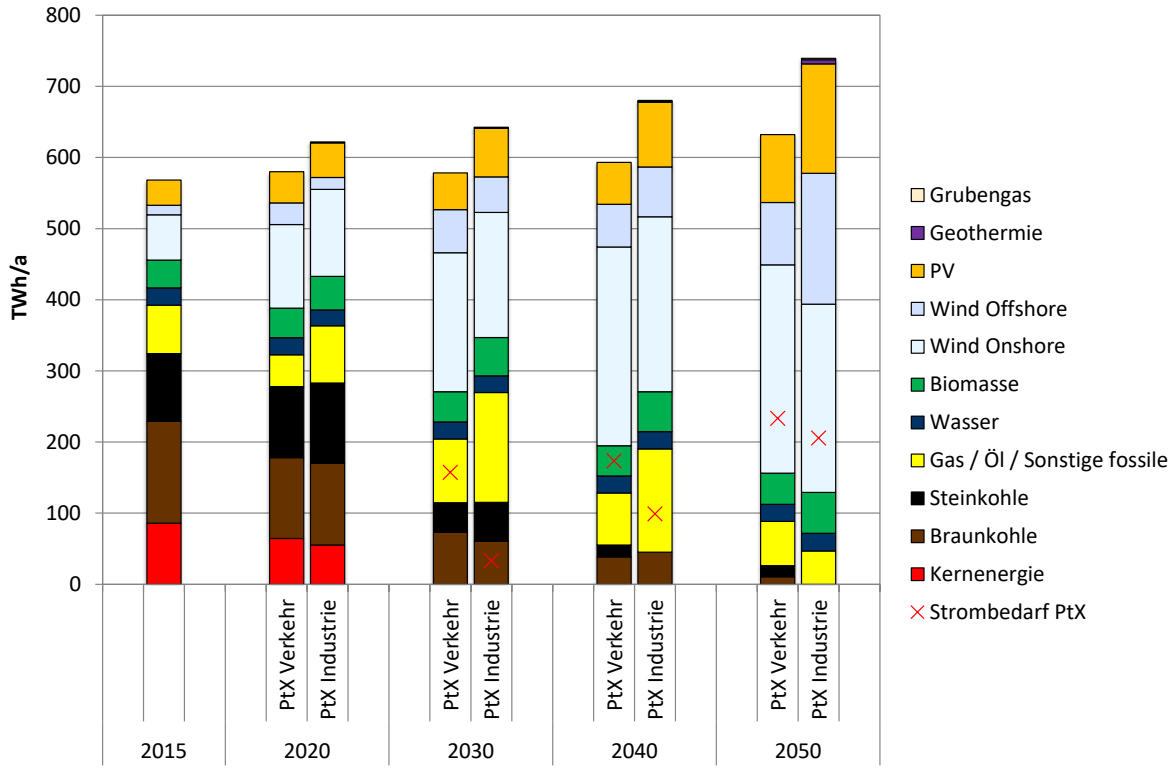

Abbildung 2-23 Nettostromerzeugung in Deutschland (vor Abregelung)

Bei Betrachtung der Nettostromerzeugung in der Abbildung 2-23 fällt auf, dass sich die Auslastungen der Kohlekraftwerke in beiden Szenarien trotz unterschiedlicher Optimierungslogiken kaum unterscheiden. Die konventionelle Stromerzeugung nimmt dagegen in beiden Szenarien stark ab. Im „PtX Industrie“-Szenario wird von einem vollständigen Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Demgegenüber werden im „PtX Verkehr“-Szenario nach einem kontinuierlichen Rückgang bis zum Jahr 2050 noch geringe Anteile an der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken unterstellt.

Die Auslastung der Gaskraftwerke unterscheidet sich dagegen deutlich: Während das „PtX Industrie“-Szenario mittelfristig (bis 2030) eine erhöhte Auslastung der Gaskraftwerke in Deutschland ausweist (mit in der Spitze knapp 3000 Jahresvolllaststunden durchschnittlich für 2030), dreht sich der Stromaustauschsaldo im „PtX Verkehr“-Szenario relativ schnell von Netto-Export (heute) zu einem Netto-Import um. Durch das 2030-Dekarbonisierungsziel im deutschen Straßenverkehrssektor gibt es schon 2030 in dem „PtX Verkehr“-Szenario einen hohen Strombedarf von PtX-Anlagen, was zu höheren Importmengen führt.

Langfristig verzeichnet Deutschland einen Rückgang der Nettoexportbilanz und wird im Falle des „PtX Verkehr"-Szenarios ab 2025 zum Nettoimporteur von Strom Dieser Effekt resultiert aus Entwicklungen im Ausland, in Form von steigenden Anteilen erneuerbarer Energien und Kernkraftkapazitäten in Kombination mit verstärkten Stromaustauschkapazitäten innerhalb des EU-Binnenmarktes, sowie auf nationaler Ebene, hinsichtlich des deutschen Kernenergieausstieges und der gleichzeitigen Dekarbonisierung auf Basis zusätzlicher Elektrifizierung und PtX. Für das Land NRW zeigt sich zudem, dass es als bisher stark von CO_2-intensiver Stromerzeugung geprägtes Bundesland langfristig deutlich an Gewicht verliert, jedoch ein Schwerpunkt der Stromnachfrage bleiben wird.

In 2050 gilt für beide Szenarien die Rahmenbedingung eines Anteils von mindestens 80 % erneuerbarer Energien an der inländischen Stromerzeugung. Diese Anforderung wird im Szenario „PtX Industrie" deutlich übererfüllt.

Die folgende Abbildung 2-24 zeigt die unterschiedlichen Dynamiken in den beiden Szenarien bezüglich der Nettostromnachfrage im Allgemeinen sowie der Nutzung von Power-to-X im Besonderen auf.

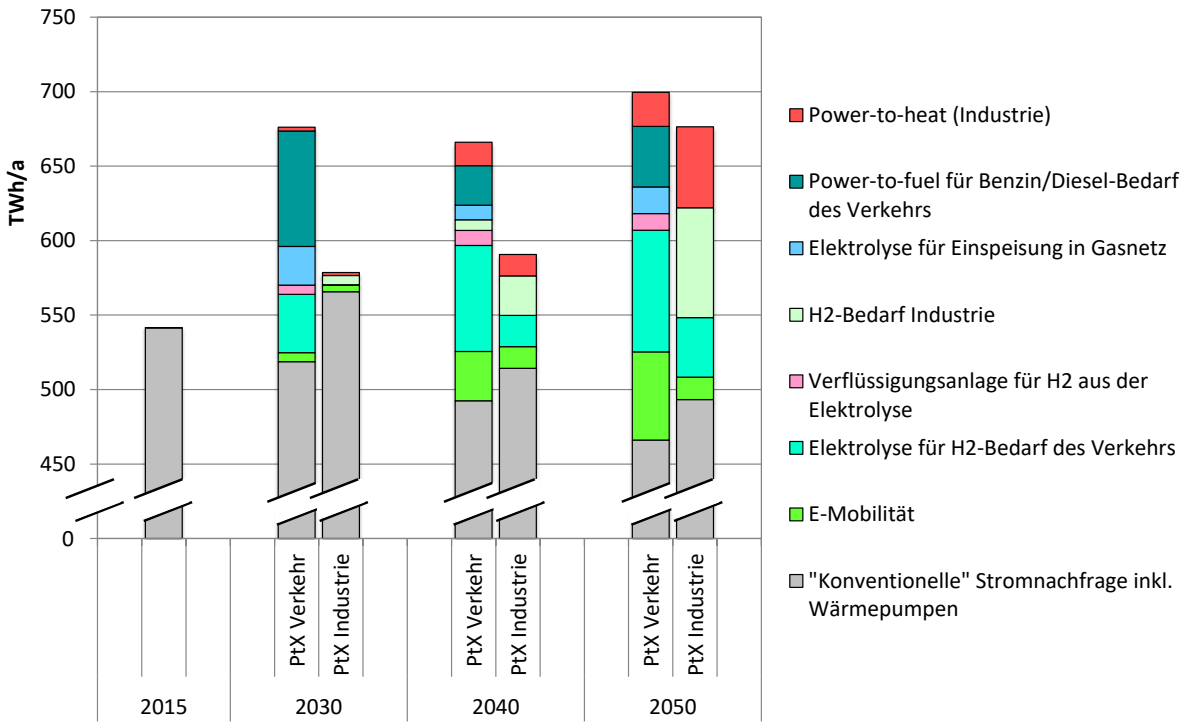

Abbildung 2-24 Stromnachfrage und -verwendung in Deutschland bis 2050

Die Dekarbonisierung basiert auf großen Strommengen aus erneuerbaren Energien, welche unter anderem mittels flexiblen PtX-Anlagen in Form von chemischen Energieträgern gespeichert werden können. In beiden Szenarien überkompensiert der erhöhte Strombedarf durch PtX die Energieeffizienz in den restlichen (konventionellen) Stromanwendungen deutlich. Während letztere über den gesamten Szenariohorizont in beiden Szenarien um etwa 13 % (oder 0,4 % p.a.) sinkt, steigt die

gesamte Nettostromnachfrage von heute 540 TWh bis auf 700 TWh („PtX Verkehr“) bzw. 680 TWh („PtX Industrie“) an.

Im „PtX Verkehr“-Szenario liegt ein besonderer Fokus auf dem Verkehrssektor, in welchem ein Transformationspfad für eine 80 %-ige Dekarbonisierung untersucht wird. In 2050 beträgt die Stromnachfrage von PtX-Anlagen 163 TWh, wobei vorwiegend Elektrolyseure für die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor und Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz sowie Fischer-Tropsch-Anlagen für synthetische Kraftstoffe und Power-to-Heat-Anlagen zum Einsatz kommen. Der zusätzliche Strombedarf aus Verflüssigungsanlagen und Elektromobilität beläuft sich auf 11 TWh bzw. 59 TWh. Diese zusätzliche Nachfrage wird nicht nur durch nationale Stromerzeugung gedeckt (siehe Abbildung 2-23), sondern auch durch ca. 70 TWh Importe aus Länder mit höheren Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien wie z.B. Schweden und Norwegen, was durch steigende Grenzkuppelkapazitäten ermöglicht wird. Ferner wird in diesem Szenario erwartet, dass der Grad der Flexibilisierung im gesamten Stromverbrauch für die Zwecke des Lastmanagements bis 2050 durch die Entwicklung von Infrastrukturen und Marktmechanismen des DSMs steigen wird und die erschlossene DSM-fähige Leistung damit insgesamt 13,7 GW beträgt. Der potenzielle Einsatz dieser Leistung liegt bei ca. 14 TWh in 2050.

Im „PtX Industrie“-Szenario liegt neben der vergleichsweise emissionsarmen Stromerzeugung ein besonderer Fokus auf Emissionsreduktionspotenzialen im Industriesektor. Neben der Zunahme von Power-to-Heat erfolgt eine nennenswerte Energieträgersubstitution von Kohle zu Wasserstoff und Strom, insbesondere in der Stahlwirtschaft. Allerdings liegt der Stromeinsatz für Flexibilitätsoptionen (DSM, Power-to-Heat und Power-to-Gas) im Jahr 2050 um etwa 20 TWh niedriger als im „PtX Verkehr“-Szenario. Dabei spielen Elektromobilität und Wasserstofferzeugung für den Verkehr eine vergleichsweise kleinere Rolle, wohingegen die Wasserstofferzeugung für die Industrie sowie Power-to-Heat verstärkt zum Einsatz kommen.

Power-to-Heat spielt in beiden Szenarien langfristig eine wichtige Rolle. Modellierungsseitig stellt sie in beiden Szenarien eine optionale Flexibilitätsoption dar. Im Kontext der deutlich höheren Stromerzeugungskapazitäten wird sie im Szenario „PtX Industrie“ deutlich stärker eingesetzt als im Szenario „PtX Verkehr“. Aber auch hier könnten Unterschiede in der Modellierungslogik eine Rolle spielen (siehe Kapitel 2.3).

2.5.2 PtX im Verkehrssektor und Entwicklung des deutschen Fahrzeugmixes

Bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI)

Im „PtX Verkehr"-Szenario ist innerhalb des deutschen Fahrzeugmixes mittel- bis langfristig ein deutlicher Schwenk von konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen zu Erdgas- und Wasserstoffantrieben sowie Elektromobilität zu erkennen. Der Gesamtenergieverbrauch des Straßenverkehrssektors sinkt infolgedessen bis 2050 deutlich ab. Konventionelle Verbrennungsmotoren in den Segmenten PKW und LNF werden zwischen 2030 und 2050 hauptsächlich durch CNG-Hybride ersetzt. Bei den PKWs steigt der Anteil an Elektrofahrzeugen ab 2040 deutlich an, bis auf 55% in 2050. Im LNF-Segment nimmt der Anteil von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ab 2040 deutlich zu und macht neben CNG bis 2050 nahezu die gesamte Flotte aus. Nur im LKW-Segment ist auch in 2050 noch ein geringer Anteil dieselbetriebener Fahrzeuge zu erkennen. Zu einem großen Teil werden diese allerdings zuerst durch Diesel-Hybride und ab 2030 durch LNG-Hybride ersetzt. Ab 2040 ist jedoch Flüssigwasserstoff der meistgenutzte Kraftstoff in diesem Segment und macht in 2050 60% des gesamten LKW-Bedarfs aus.

PtX-Technologien zur Erzeugung von CO_2-neutralen Kraftstoffen werden ab dem Jahr 2030 bereits umfangreich genutzt. Mit rund 10 GW Elektrolyse in Deutschland in 2030 wird PtG-Wasserstoff entweder an eine Verflüssigungsanlage weitergeliefert, um flüssigen Wasserstoff für den Schwergüterverkehr bereitzustellen, oder direkt ins Erdgasnetz eingespeist und findet somit durch Beimischung in Erdgasfahrzeugen Verwendung. Dazu kommen weitere 10 GW integrierte Fischer-Tropsch-Anlagen zur Produktion von PtF-Benzin und -Diesel. Langfristig nehmen Elektrolysekapazität sowie -erzeugung deutlich zu, sodass die erheblichen nachgefragten Mengen an Wasserstoff im Straßenverkehr in PtX-Anlagen erzeugt werden können. Allerdings ist bei Fischer-Tropsch-Anlagen im Unterschied zur Elektrolyse zwischen 2030 und 2050 kein deutlicher Kapazitätszuwachs zu erkennen. Dennoch werden bis 2050 die restlichen Anteile von Benzin und Diesel am Gesamtkraftstoffbedarf durch PtX-Kraftstoffe bedient.

Der Fokus dieses Szenarios liegt darauf, unter strengen nationalen Dekarbonisierungszielen im Verkehrssektor einen kostenminimalen Fahrzeugmix in Deutschland zu simulieren: Die Vorgabe besteht in einer CO_2-Reduktion von -43 % (ggü. 2005) in 2030 und von -80 % bis 2050. Diese Minderungsziele führen langfristig zu einem alternativen Fahrzeugmix, der Elektrizität und größtenteils CO_2-freie bzw. CO_2-neutrale Brennstoffe verwendet, um die Verkehrsnachfrage zu decken. Dabei kann PtX eine erhebliche Rolle spielen. Wie in Kapitel 2.2 und 2.3.1 beschrieben, führt das „PtX Verkehr"-Szenario eine ökonomische Optimierung mit einer erweiterten Version des am EWI entwickelten Strommarktmodells DIMENSION durch. In diesem Kapitel werden die Modellergebnisse zu dem zukünftigen Fahrzeugmix und Kraftstoffverbrauch im deutschen Verkehrssektor unter langfristigen

Dekarbonisierungszielen dargestellt. Dazu werden die resultierende Durchdringung von PtX-Anlagen in Deutschland sowie die Wechselwirkungen mit dem Stromsystem diskutiert.

Fahrzeug- und Kraftstoffmix bis 2050

Die Ergebnisse zu der gesamten Jahresverkehrsnachfrage in Mrd. Kilometern Fahrleistung nach Antriebsart für die verschiedenen Fahrzeugsegmente (PKW, LNF, LKW) sowie für die gesamte Fahrzeugflotte in Deutschland bis 2050 sind in Abbildung 2-25 dargestellt.

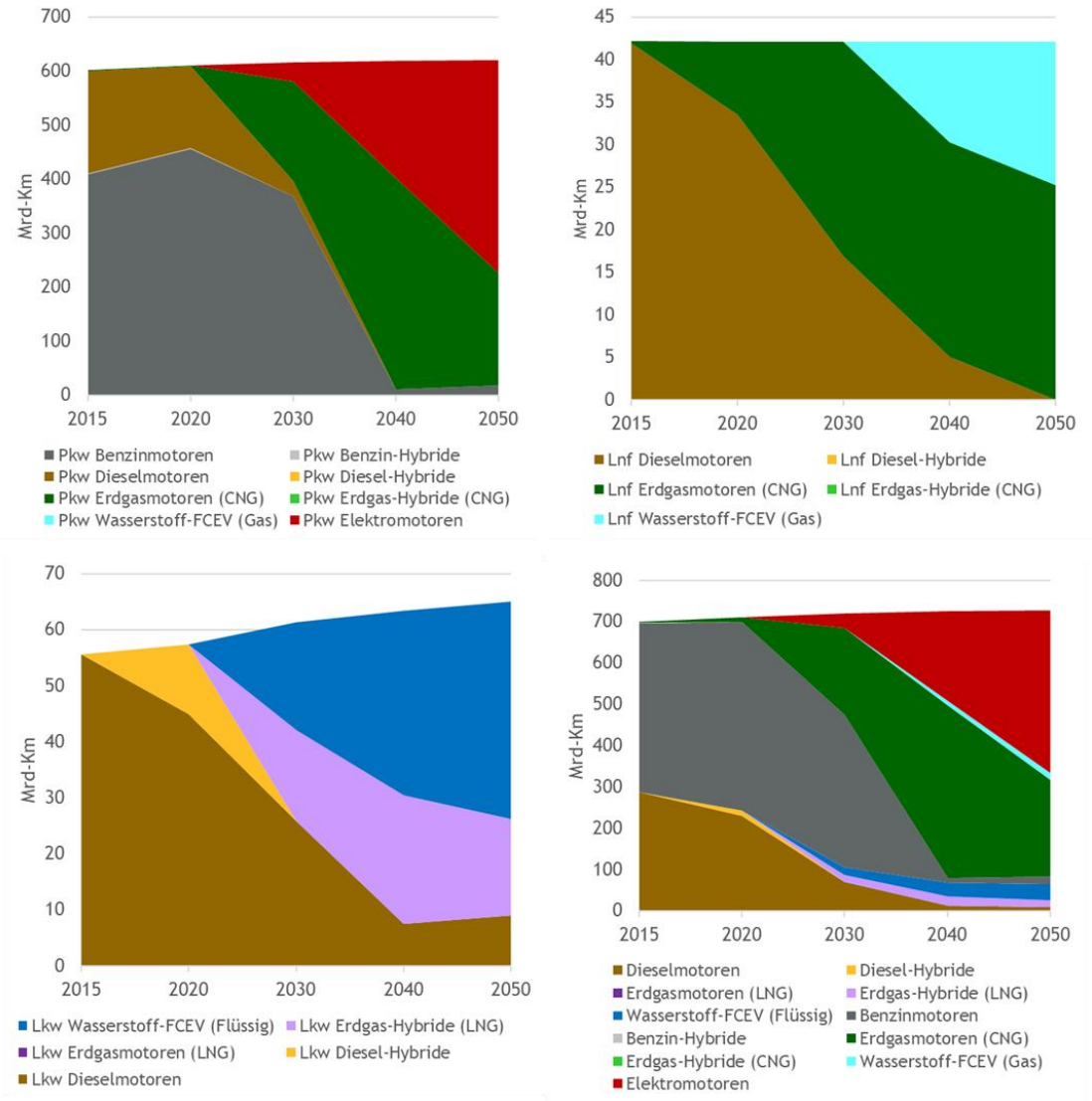

Abbildung 2-25 Ergebnisse der Verkehrsleistung nach Fahrzeugantrieb für die Segmente (i) PKW (oben links), (ii) LNF (oben rechts), (iii) LKW (unten links) sowie (iv) alle Segmente (unten rechts)

Ab 2020 werden konventionelle Fahrzeugantriebe, die durch Benzin oder Diesel betrieben werden,

mittel- bis langfristig durch Erdgasfahrzeuge substituiert: CNG-betriebene PKWs und LNFs machen in 2030 und 2050 insgesamt 30 % der gesamten Fahrzeugflotte aus. Insbesondere wird ab 2025 die Mehrheit des Leichtgüterverkehrs mit CNG betrieben. Der Kraftstoffwechsel von Erdöl zu Erdgas wird durch den niedrigeren CO_2-Ausstoss sowie den geringeren Kraftstoffpreis des Erdgases getrieben. Allerdings spielen auch die Annahmen bzgl. der Investitionskosten eine große Rolle. Auch für LKWs ist Erdgas entscheidend, allerdings überwiegt hier die Nutzung von Hybrid-Modellen: Bereits in 2020 werden Lastwagen mit Diesel-Hybrid-Motoren als Übergangstechnologie auftauchen, bevor LNG-Hybride Dieselfahrzeuge ab 2030 ersetzen.

Neben Erdgasautos spielen ab 2030 eine Vielzahl von Fahrzeugtechnologien eine wichtige Rolle in der kostenminimalen Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Langfristig steigt der Anteil der Elektromobilität im PKW-Sektor deutlich an und erreicht in 2050 bis zu ca. 55 % des Gesamtfahrzeugmixes (gegenüber 5 % in 2030), um den Emissionen der konventionellen Antriebe entgegenzuwirken. Brennstoffzellen erzielen mittelfristig auch signifikante Marktanteile, zuerst für LKWs mit Flüssigwasserstoffantrieb ab 2025 und für LNFs mit Wasserstoffgasantrieb ab 2035. In 2050 fahren 60 % der Lastwagen und 40 % der LNFs mit Wasserstoff, allerdings erreichen FCVs nur einen 8 %-Anteil am Gesamtfahrzeugmix.

Zu beachten ist auch, dass das Modell die Installation der notwendigen Infrastruktur vorsieht, um die über alle Fahrzeugsegmente summierte Fahrzeugnachfrage zu bedienen. Die Entwicklung der Infrastruktur für die einzelnen Technologien erfolgt analog zu den Ergebnissen des gesamten Fahrzeugmixes in Abbildung 2-25 (iv). Für die Infrastruktur ist die Art der Kraftstoffherstellung irrelevant, so dass konventionelle Kraftstoffe und PtX-Kraftstoffe denselben Infrastrukturbedingungen unterliegen. So sind die Infrastrukturkosten ein wichtiger Kostenbestandteil bei der Optimierung, wobei kostengünstigere Infrastrukturoptionen wie Diesel und Erdgas gegenüber teureren Infrastrukturoptionen wie Elektrofahrzeug-Ladestationen Vorteile aufweisen (siehe Abbildung 2-17 Infrastrukturkosten nach Kraftstoffart).

Die sektorspezifischen CO_2-Minderungsziele in 2030 und 2050 führen zu einer Veränderung des Kraftstoffmixes im deutschen Straßenverkehrssektor. Abbildung 2-26 zeigt den Übergang vom kurzfristigen Kraftstoffmix, der von Benzin und Diesel dominiert wird, zu einem langfristigen Gemisch aus konventionellen und alternativen Kraftstoffen.

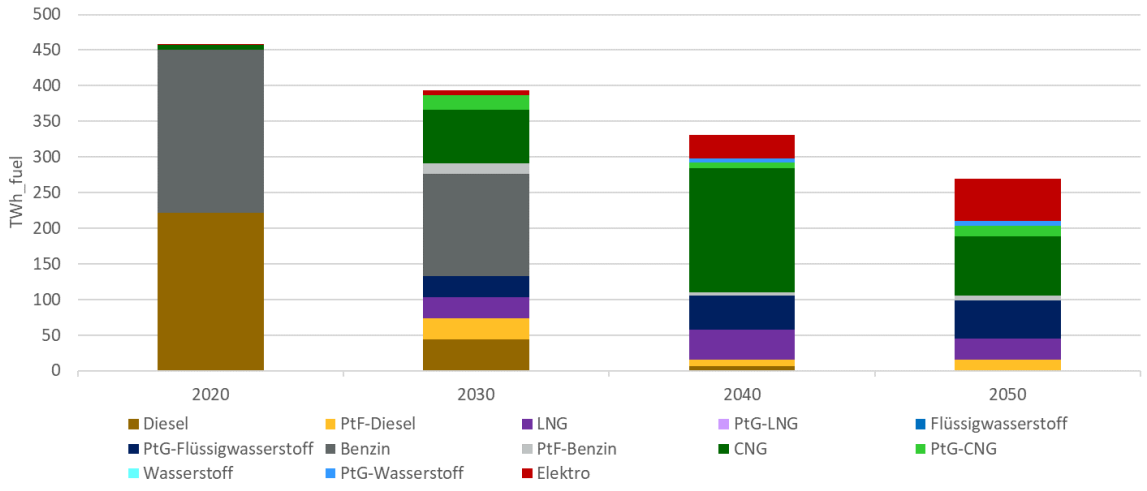

Abbildung 2-26 Kraftstoffverbrauch des deutschen Straßenverkehrssektors bis 2050

Zwischen 2020 und 2030 wird sich der deutsche Kraftstoffbedarf im Verkehrssektor stark verändern, um im Rahmen des betrachteten Szenarios eine 43 % Emissionsminderung innerhalb der 10 Jahre kostenminimal zu erreichen. Insbesondere sinkt der Anteil von konventionellem Dieselbrennstoff um 80 % aufgrund des starken Rückgangs von Dieselantrieben im Güterverkehrssektor (LNF und LKWs). Diese Entwicklung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass im Güterverkehr die CO_2-Vermeidung kosteneffizienter ist, da der kg-CO_2/km-Ausstoß dort deutlich höher ist und die Austauschzeiten der Fahrzeuge geringer sind. Dadurch wird synthetischer Dieselkraftstoff in Fischer-Tropsch-Anlagen erzeugt und im Güterverkehrssektor anstelle von Diesel verwendet. Insbesondere im Schwergüterverkehr wird konventionelles LNG einen Teil der Dieselnachfrage ersetzen. Darüber hinaus werden bereits in 2030 LKWs mit Flüssigwasserstoff fahren, hergestellt mithilfe eines Elektrolyseurs zusammen mit einer Verflüssigungsanlage. PKWs und LNFs bleiben in dem Zeitraum eher konventionell-betrieben durch Benzin und CNG. Allerdings wird in 2030 ein kleiner Teil des Endenergieverbrauchs (ca. 9 %) durch PtF-Benzin und PtG-CNG-Beimischung (bzw. ins Erdgasnetz eingespeister Wasserstoff) bedient. Mit einem 5 %-Anteil an der Fahrzeugflotte machen Elektro-PKWs nur 1,5 % des Endenergieverbrauchs aus.

Zwischen 2030 und 2050 werden die zulässigen CO_2-Emissionen im Straßenverkehrssektor immer geringer, da das Modell im Jahr 2050 eine 80 %-Dekarbonisierung erfüllen muss. Um dieses Ziel zu erreichen, muss jedes Fahrzeugsegment den Einsatz alternativer Kraftstoffe erhöhen. Für PKWs bedeutet dies, dass konventionelles Benzin durch konventionelles Erdgas ersetzt werden muss. Überraschenderweise ist die Menge an PtF-Benzin und PtG-CNG im Vergleich zu 2030 reduziert. Jedoch entlastet ein großer Zustrom von emissionsfreier Elektrizität den Bedarf an PtX-Kraftstoffen im PKW-Segment. Im LNF-Segment entsteht PtG-Wasserstoffgas als Ersatz für konventionellen Diesel. Langfristig werden alle Dieselantriebe im LNF-Segment mit PtF-Diesel fahren. Ab 2040 gibt es weder konventionellen Diesel noch konventionelles Benzin im Straßenverkehr. Der Schwergüterverkehr wird

weiterhin mit konventionellem LNG und PtG-Flüssigwasserstoff dekarbonisiert. Im Jahr 2050 wird die geringe Anzahl der verbleibenden Diesel-LKWs mit PtF-Diesel betrieben.

Durchdringung von Power-to-X bis 2050

Um den Verkehrssektor mit ausreichend PtF-Diesel, PtF-Benzin, PtG-CNG, PtG-Wasserstoffgas und PtG-Flüssigwasserstoff zu versorgen, müssen die entsprechenden Anlagen vorhanden sein. Die installierten Kapazitäten der PtX-Anlagen sowie die Erzeugung für verschiedene Anwendungsfelder sind in Abbildung 2-27 und Abbildung 2-28 dargestellt.

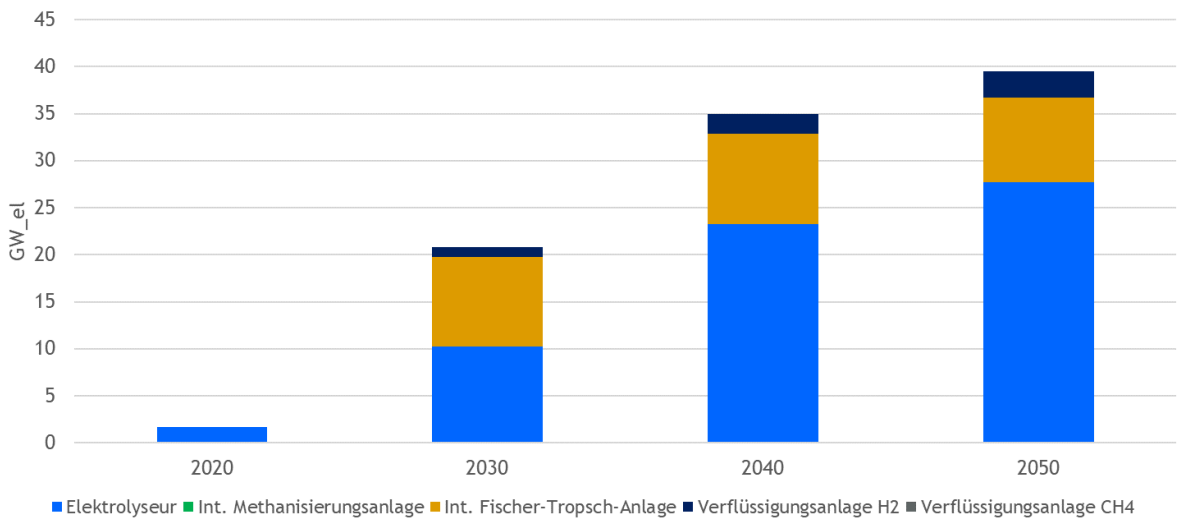

Abbildung 2-27 Installierte Leistung PtX in Deutschland (GW_el)

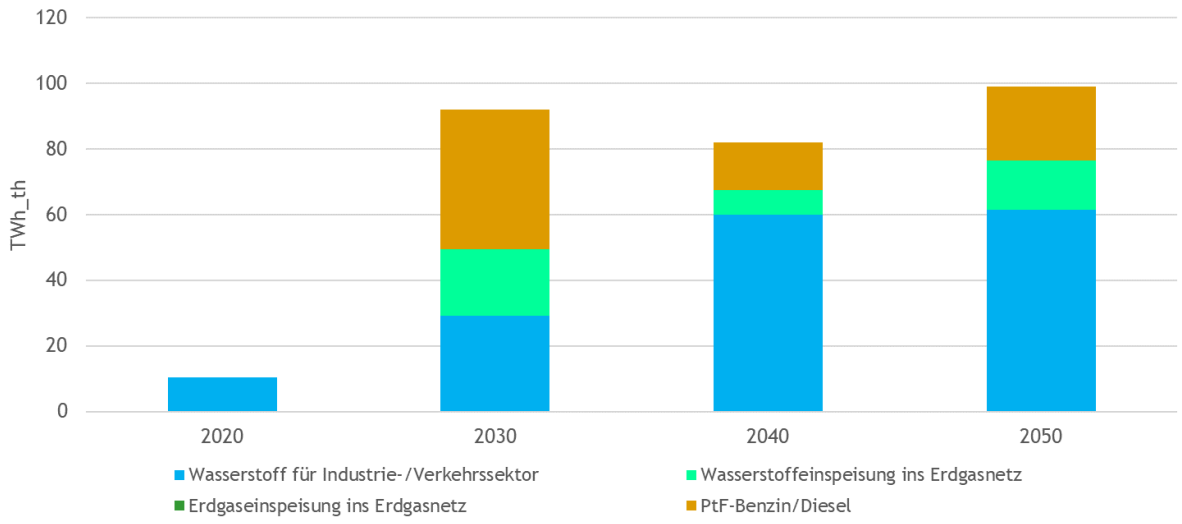

Abbildung 2-28 Erzeugung PtX-Anlagen in Deutschland (TWh_th) mit PtX-Anwendungsfeld

In 2020 werden 1,7 GW an Elektrolysekapazität zugebaut, um die Industrienachfrage nach Wasserstoff zu bedienen. Ohne Dekarbonisierungsziel im Jahr 2020 wird die Investition in PtX unter anderem durch die erhöhte Erzeugung aus erneuerbaren Energien (ca. 250 TWh) getrieben. Zwischen 2020 und 2030 steigen die Kapazitäts- sowie Erzeugungsmengen von PtX-Anlagen deutlich an, um synthetische Brennstoffe an den Verkehrssektor zu liefern. Mit rund 10 GW Elektrolyse in Deutschland in 2030 wird PtG-Wasserstoff entweder direkt ins Erdgasnetz eingespeist und die Beimischung in Erdgasfahrzeuge verwendet oder an eine Verflüssigungsanlage weitergeliefert, um flüssigen Wasserstoff für den Schwergüterverkehr bereitzustellen. Dazu kommen auch 10 GW integrierte Fischer-Tropsch-Anlagen, um PtF-Benzin und -Diesel zu erzeugen. Das heißt, wie in Abbildung 2-24 gezeigt, dass schon in 2030 PtX-Anlagen 145 TWh und Verflüssigungsanlagen 6 TWh aus dem deutschen Stromnetz ziehen. Dies wird durch ca. 375 TWh nationale EE-Erzeugung sowie rund 100 TWh Importe aus Ländern mit höheren Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien (wie z.B. Schweden und Norwegen) gedeckt.

Langfristig nehmen Elektrolysekapazität sowie -erzeugung deutlich zu. In 2050 werden 77 TWh PtX-Wasserstoff für den Verkehrssektor erzeugt, wobei rund 54 TWh verflüssigt werden. Ungefähr 15 TWh PtG-Wasserstoff werden ins Erdgasnetz beigemischt und 8 TWh gasförmig in FCV-LNFs verbraucht. Die installierte Kapazität der integrierten Fischer-Tropsch-Anlagen ändert sich kaum im Vergleich zu 2030, allerdings werden die Anlagen aufgrund des Rückgangs von Diesel-betriebenen Fahrzeugen dauerhaft weniger genutzt. Trotzdem werden in 2050 von PtX- und Verflüssigungsanlagen respektive 163 TWh bzw. 11 TWh Strom nachgefragt. Durch die steigende EE-Erzeugung in Deutschland (545 TWh) sinken die Importe um bis zu 70 TWh.

2.5.3 PtX im Industriesektor von NRW und Bedeutung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland

bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Hintergrund für die möglichen Entwicklungen von PtX im Industriesektor von NRW sind Annahmen, die dem Low Carbon-Pfad aus den Szenarien des Beteiligungsprozesses zum Klimaschutzplan NRW entsprechen. Unter der Prämisse einer CO_2-freien Strombereitstellung durch erneuerbare Energien wird eine begrenzte Umstellung auf strombasierte Technologien angenommen, wodurch es zu indirekten Emissionsminderungen kommt. Diese Strategie kommt vor allem durch den Einsatz von Power-to-Heat (PtH) Technologien zum Tragen. Darüber hinaus wird intensiv auf erneuerbaren Wasserstoff mittels Power-to-Gas (PtG) für die Stahl- und Chemieindustrie sowie auf den Einsatz von KWK gesetzt.

Dadurch wird in diesem Szenario im Bundesland NRW bis zum Jahr 2050 eine THG-Minderung um ca. 80 % gegenüber dem Niveau von 1990 und somit das Ziel des NRW-Klimaschutzgesetzes erreicht. Der größte Beitrag erfolgt mit ca. minus 130 Mio. t/a CO_{2eq} im Bereich der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung, maßgeblich getragen durch EE-Ausbau und -Stromimporte. Der Industriesektor erreicht durch die o.g. Strategien zusätzlich eine erhebliche Treibhausgasminderung in Höhe von ca. 75 Mio. t/a CO_{2eq}, ohne die eine Zielerreichung für das Land NRW nicht möglich wäre. Zudem tragen noch der Haushaltssektor mit ca. minus 30 Mio. t/a CO_{2eq} und der Verkehrssektor mit ca. minus 20 Mio. t/a CO_{2eq} maßgeblich bzw. signifikant dazu bei.

Die Stromproduktion in NRW ist langfristig rückläufig und wird zu mehr als 80 % auf EE-Strom (Rest aus Erdgas) umgestellt. NRW wird damit in 2050 zum Stromimportland und aufgrund der PtH und PtG Nutzung zu einer großen Strom-„Senke“, da etwa die Hälfte des deutschen Nettostrombedarfs in diesem Szenario im Jahr 2050 auf Nordrhein-Westfalen entfällt. Dieser wird maßgeblich durch den Wasserstoffbedarf der Stahlwerke und den Dampfbedarf der Chemie- und Papierindustrie in NRW bestimmt. Der Wasserstoffbedarf könnte jedoch auch durch Importe gedeckt werden, was den Nettostrombedarf deutlich absenken könnte.

Die betrachteten PtG und PtH Technologien können neben ihrem bedarfsgerechten Einsatz für die Industrie auch als Flexibilitäten für den Ausgleich der stark schwankenden Residuallast verwendet werden. Trotz ihres durch den Bedarf begrenzten Umfanges tragen sie neben elektrischen Kraftfahrzeugen (sowie Industrie DSM, Pumpspeicher und Druckluftspeicher) am meisten zur Glättung der Residuallast im Jahr 2050 bei. Diese kann in 2050 durch den Einsatz aller betrachteten Flexibilitäten insgesamt über bis zu etwa 6.300 h im Jahr nahezu vollständig (bis auf wenige GW) ausgeglichen werden. Dabei kommt es jedoch auch im Bereich der positiven Residuallast vereinzelt zum Einsatz von PtG und PtH. Die nötige Backupkapazität zur Deckung der positiven Residuallast kann nur wenig gesenkt werden, im Unterschied zur viel größeren negativen residualen Spitzenlast.

NRW-Spezifische Szenarioergebnisse

Im Folgenden werden zusätzlich zu den Ergebnissen auf nationaler Ebene (siehe Kapitel 2.5.1) einige NRW-spezifische Ergebnisse des WISEE-Modells im Szenario „PtX Industrie“ kurz dargestellt und die Implikationen insbesondere im Hinblick auf den Einsatz von PtX diskutiert.

Die folgende Abbildung 2-29 weist dafür die energie- und prozessbedingten THG-Emissionen für NRW aus. Bis zum Jahr 2050 erreicht das Szenario eine THG-Minderung um ca. 80 % gegenüber dem Niveau von 1990 und somit das Ziel des NRW-Klimaschutzgesetzes. Dieses Ziel ist vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens mit ambitionierteren Zielen nun als Mindestziel anzusehen, dass ohne weitere Steigerung jedoch zur Erfüllung der Pariser Ziele nicht mehr ausreichen wird. Diesbezüglich ist zu beachten, dass in diesem Szenario noch relativ hohe Emissionsniveaus in den Sektoren Industrie und Verkehr verbleiben. PtX bildet hier daher „nur“ einen Einstieg in die langfristig vollständige „Dekarbonisierung“ der beiden Sektoren. Die Diffusion der entsprechenden Technologien ist aber bis 2050 auch noch nicht abgeschlossen.

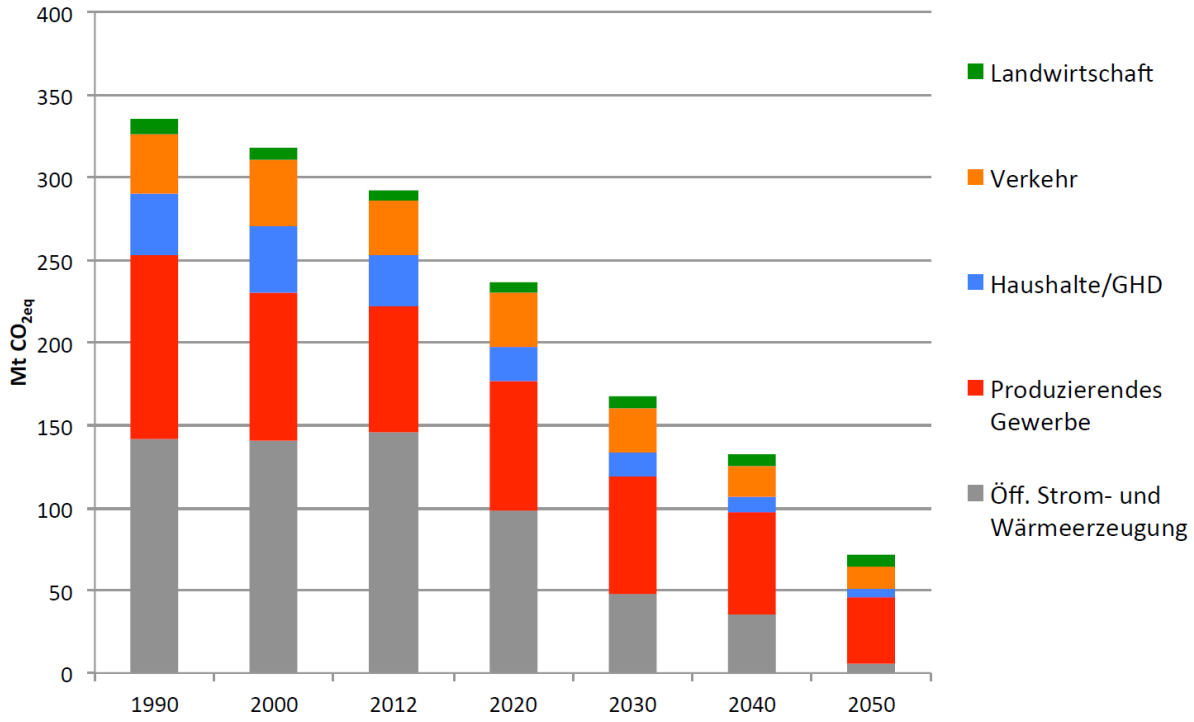

Abbildung 2-29 Treibhausgasemissionen in NRW nach Sektoren im Szenario „PtX Industrie“

Die Stromproduktion in NRW ist langfristig rückläufig, wie Abbildung 2-30 zeigt. Insofern wird NRW im Szenario „PtX Industrie“ (wie auch Deutschland insgesamt im Szenario „PtX Verkehr“) zum Strom-Import-Land.

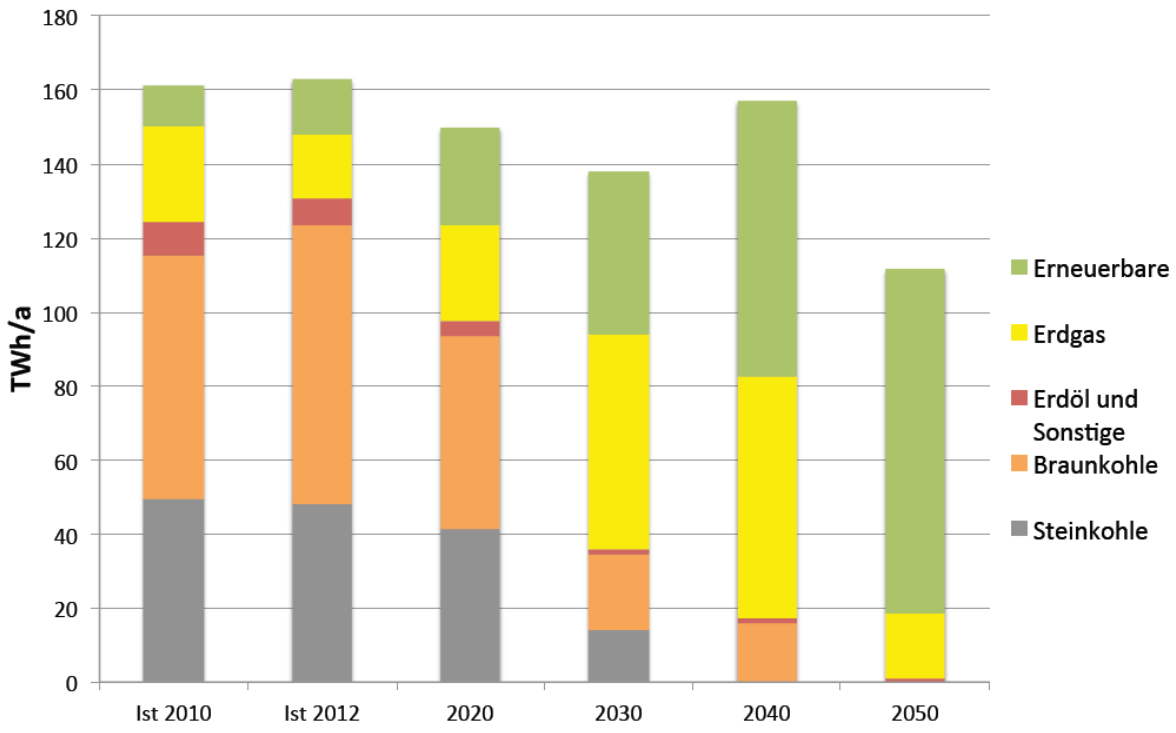

Abbildung 2-30 Nettostromproduktion in NRW im Szenario „PtX Industrie

Es ist wichtig zu betonen, dass dieser Befund nur solange gilt, als dass angenommen wird, dass die Elektrolyseure nachfragenah in NRW stehen. Alternativ könnte Elektrolysewasserstoff aus Nordsee-Regionen (ARA-Häfen oder deutsche Nordsee) die Rolle des Import-Energieträgers übernehmen.

Abbildung 2-30 zeigt die Strombilanz NRWs im Vergleich zu den restlichen Bundesländern auf. Gemäß den getroffenen Annahmen bildet NRW den Vorreiter in Deutschland zum Einsatz von Elektrolyse-Wasserstoff im Industriebereich. Darüber hinaus wird Wasserstoff analog zur nationalen Ebene auch in NRW im Verkehrssektor eingesetzt. Dadurch bildet NRW 2050 eine vergleichsweise große Strom-„Senke“: Etwa die Hälfte des Nettostrombedarfs entfällt in diesem Szenario im Jahr 2050 auf Nordrhein-Westfalen.

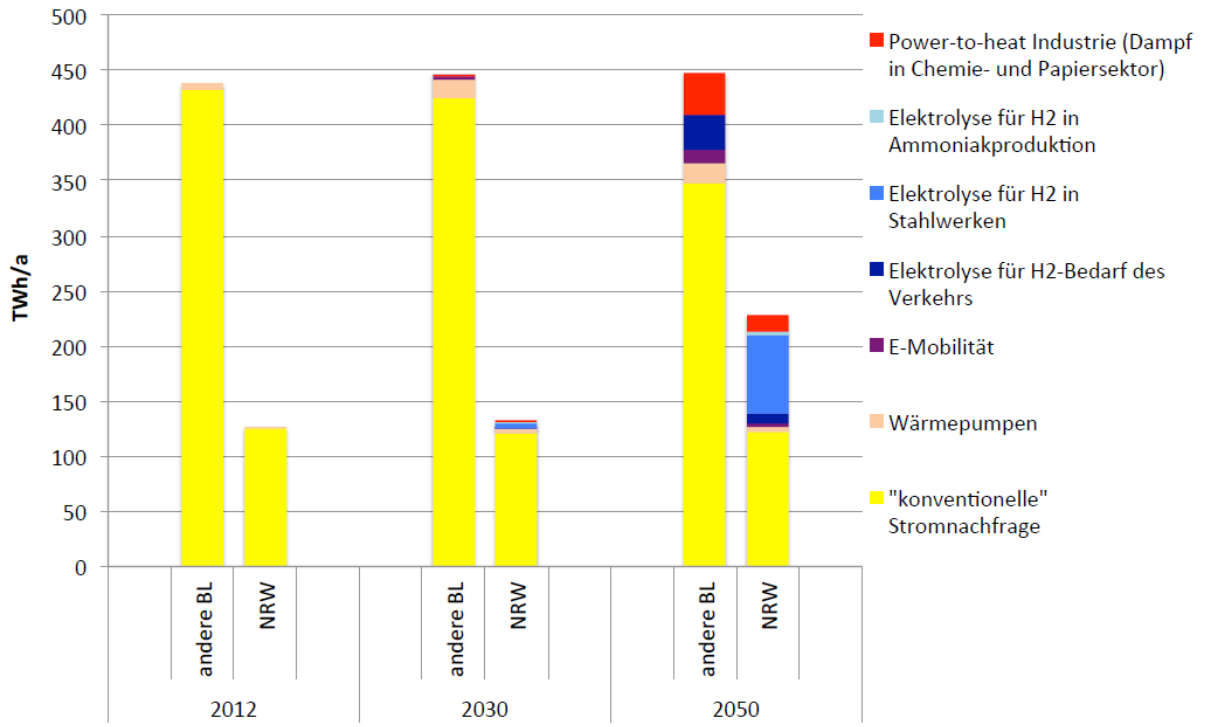

Abbildung 2-31 Stromverwendungsbilanz in NRW und in den anderen deutschen Bundesländern im Szenario „PtX Industrie“

Im Bereich der Grundstoffchemie ist der Anteil NRWs an der Wertschöpfung in Deutschland überdurchschnittlich, insofern bestehen auch überdurchschnittlich hohe Einsatzpotenziale für Power-to-Heat (bezogen auf den Anteil der Einwohner NRWs an Deutschland).

Optionen wie Power-to-Fuels oder Power-to-Olefins hätten in NRW ebenfalls ein überdurchschnittlich hohes Anwendungspotenzial durch die bereits bestehenden Industriecluster und Infrastrukturen. Diese Optionen wurden in den Analysen des WISEE-Modells jedoch nicht berücksichtigt (siehe Tabelle 2-2 und Kapitel 2.3.2).

Der Endenergieeinsatz der Industrie in NRW nach Energieträgern ist in Abbildung 2-32 dargestellt. Es wird die Energieträgerzusammensetzung des Jahres 2012 in der zeitlichen Perspektive bis 2050 aufgezeigt. Es wird deutlich, dass der Endenergieeinsatz nur nach 2020 leicht sinkt, ansonsten relativ stabil bleibt. Die bestehenden Energieeffizienzpotenziale werden zwar gehoben, aber durch Produktionszuwächse bzw. auch zusätzliche Verluste durch den Übergang auf emissionsärmere Energieträger kompensiert. Elektrizität erhält für die Industrie nach 2030 einen enormen Bedeutungszuwachs: Der direkte Einsatz von Strom sowie des aus Strom hergestellten Wasserstoffs nehmen stark zu und verdrängen die fossilen Energieträger Kohle, Mineralöl und Erdgas im Bereich von PKW und leichten Nutzfahrzeugen (Brennstoffzellen) sowie im Bereich Industrie (Stahlerzeugung und Grundstoffchemie).

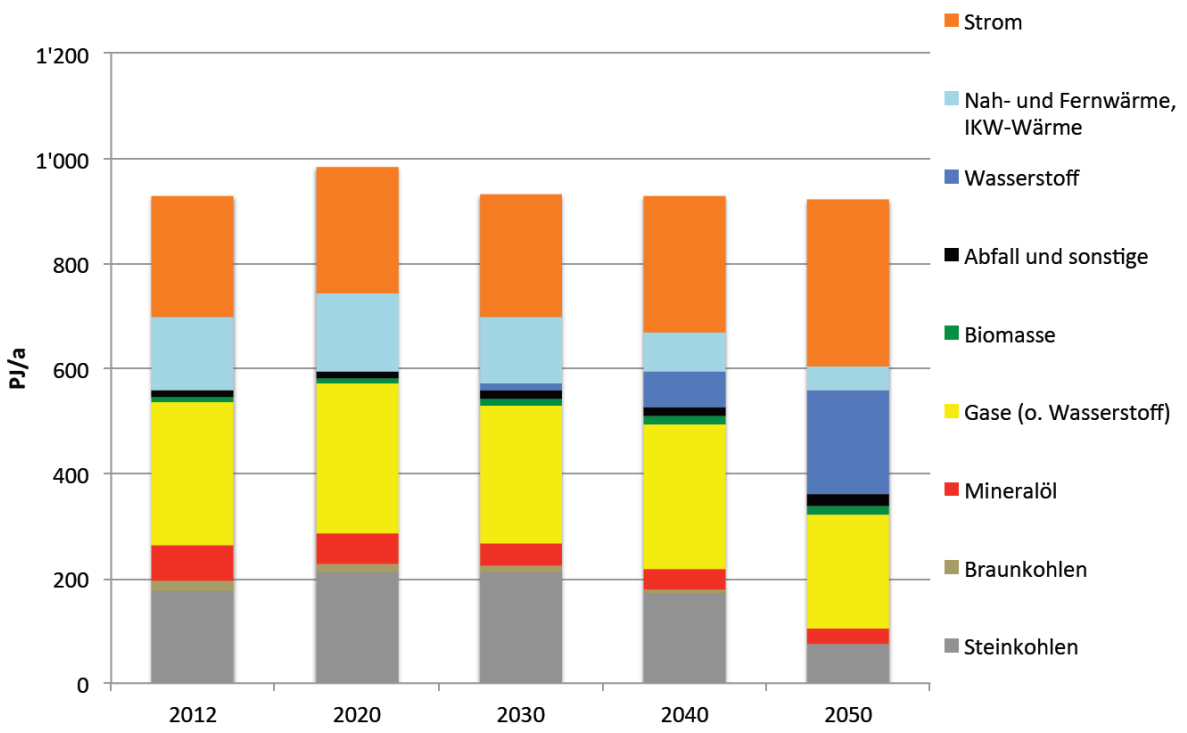

Abbildung 2-32 Endenergiebedarf der Industrie in NRW im „PtX Industrie"-Szenario

Ex-post Analyse der Bedeutung von Flexibilitätsoptionen in Deutschland im „PtX Industrie"-Szenario

Die PtX-Anwendungen PtH und PtG im „PtX Industrie"-Szenario werden unter der Randbedingung der Deckung von Wärme- und Wasserstoffbedarf so weit möglich auch als Flexibilitätsoption zur Glättung der Residuallast eingesetzt. Sie ergänzen damit die anderen betrachteten Flexibilitäten (vgl. Kapitel 2.4.3), zu denen Industrie-DSM und Elektromobilität sowie Pump- und Druckluftspeicher gehören.

Bei einem Einsatz dieser Flexibilitäten ergibt sich in einer Systemoptimierung automatisch ein Einsatz der Flexibilitäten, welche sich bei ähnlicher Verfügbarkeit zunächst an den zu deckenden Bedarfen und dann an den Wirkungsgraden orientiert. Da die Deckung des industriellen Wasserstoffbedarfs im „PtX Industrie"-Szenario die Auslegung der PtG-Anlagen bestimmt und nicht zur Disposition steht, erfolgt die Flexibilisierung ihres Einsatzes noch vor der integrierten Systemoptimierung. Sie orientiert sich vorrangig an den Maxima der negativen Residuallast. Aus diesem Zusammenhang lässt sich ex-post und vereinfacht die folgende Einsatzreihenfolge der betrachteten Flexibilitäten ableiten: 1) PtG für industriellen Wasserstoff 2) Industrie DSM 3) Elektromobilität (je nach zeitlicher Verfügbarkeit) 4) Pumpspeicher und 5) Druckluftspeicher.

Im „PtX Industrie"-Szenario wird die Wasserstoffversorgung der Industrie über PtG-Anlagen sichergestellt. Diese müssen manchmal auch dann eingesetzt werden, wenn eine Lasterhöhung aus systemtechnischen Gesichtspunkten nicht wünschenswert wäre. Abbildung 2-33 zeigt für das Jahr 2050 die residuale Last vor und nach dem Einsatz der Elektrolyseure im „PtX Industrie"-Szenario. Hier ist gut zu erkennen, dass die Wasserstoffproduktion nach Möglichkeit und stärker in Zeiten negativer

und niedriger Residuallast stattfindet. Da der Wasserstoffbedarf aber auch in Zeiten hoher positiver Residuallast anfällt und die Speicherkapazitäten begrenzt sind, muss auch in diesen Zeiten Wasserstoff produziert werden.

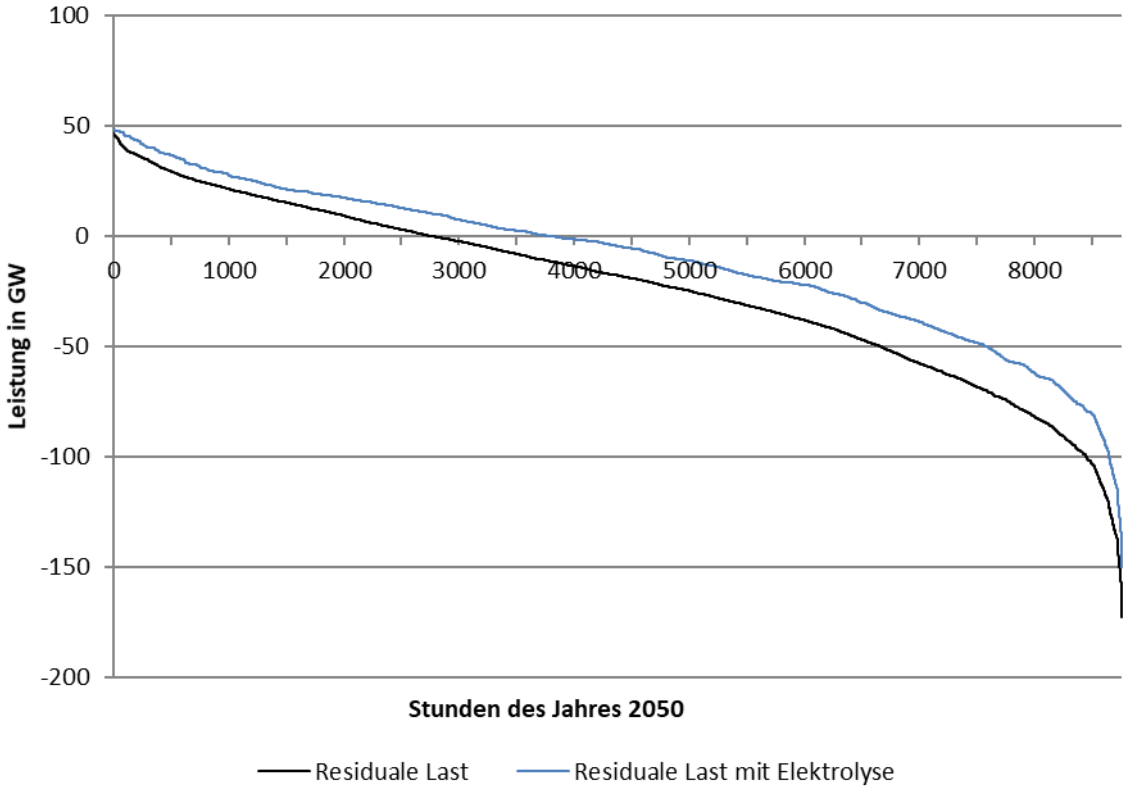

Abbildung 2-33 Auswirkung der Wasserelektrolyse auf die residuale Last in Deutschland (2050)

Nach den Elektrolyseuren kommt in diesem Szenario vor allem industrielles DSM zum Einsatz, weil für diese Lastverschiebung ein Wirkungsgrad von Eins angenommen wird. Der Beitrag zur Glättung der Residuallast fällt jedoch sehr gering aus und wird daher hier nicht explizit gezeigt. Dies liegt insbesondere daran, dass die großen verschiebbaren elektrischen Leistungsanteile (>50 %) auf wenige Anwendungen (z.B. Lichtbogenöfen und Zementmühlen) mit insgesamt relativ geringer installierter Leistung begrenzt ist. Eine weitere Flexibilitätsoption mit relativ hohem Wirkungsgrad und gleichzeitig einem ständigen Strombedarf stellen die Batterien in Elektrofahrzeugen dar. Diese müssen immer wieder aufgeladen werden, da ihr Füllstand auf Grund der Mobilitätsanforderungen immer wieder verringert wird[11]. Pumpspeicher, Druckluftspeicher werden dagegen sehr viel seltener eingesetzt, die

[11] In diesem Szenario wird die Flexibilität der Elektromobilität 2050 mit einer maximal nutzbaren Kapazität von 181,6 GWh, einer minimal nutzbaren Kapazität von 60,5 GWh und einer durchschnittlich nutzbaren Kapazität von 120,8 GWh angenommen. Die unterschiedlichen Kapazitäten ergeben sich aus der über die Zeit schwankenden Anzahl von an Ladesäulen angeschlossenen Fahrzeugen.

geringeren Wirkungsgrade und Selbstentladungsverluste machen ihren Einsatz innerhalb der Optimierung weniger attraktiv.

Einen hohen Wirkungsgrad bei gleichzeitig moderatem Einsatz weisen die hybriden „Power-to-Heat“ (PtH) Anlagen auf. Ihr Einsatz erfolgt im Allgemeinen nur dann, wenn ein Strombezug Wärme zu geringeren Kosten liefern kann, als eine Wärmebereitstellung über Gas kosten würde. Die Wirkung dieser Anlagen auf die Jahresdauerlinie der Residuallast ist in der folgenden Abbildung 2-34 dargestellt.

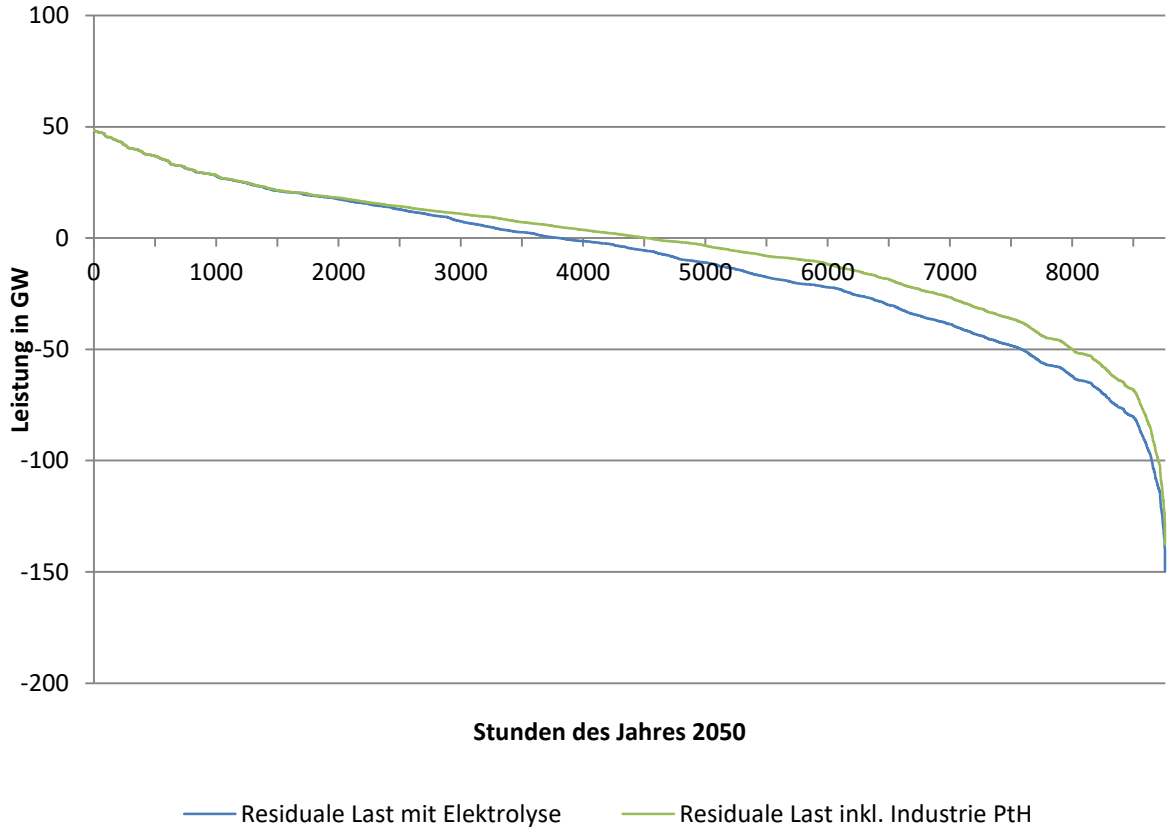

Abbildung 2-34 Auswirkung von PtH auf die residuale Last in Deutschland (2050)

Es zeigt sich, dass auch PtH bei positiver Residuallast eingesetzt wird, wenngleich in deutlich weniger Umfang als zuvor PtG. Dies ist bei PtH vor allem durch KWK-Kraftwerke im must-run Betrieb bedingt sowie durch den Austausch im europäischem Verbund. In Zeiten hoher positiver residualer Last wird Power-to-Heat jedoch nicht eingesetzt.

Die folgende Abbildung 2-35 zeigt die Wirkung aller im „PtX Industrie“-Szenario angenommenen Flexibilitätsmaßnahmen (inkl. Austausch mit dem Ausland und konventionelle Pumpspeicher) auf die residuale Last des Jahres 2050. Hier wird deutlich, dass die jeweils maximale residuale Last zwar nicht oder nur sehr geringfügig gemindert werden kann, ein großer Teil der negativen Residuallasten aber durch Flexibilitätsoptionen vermieden werden kann.

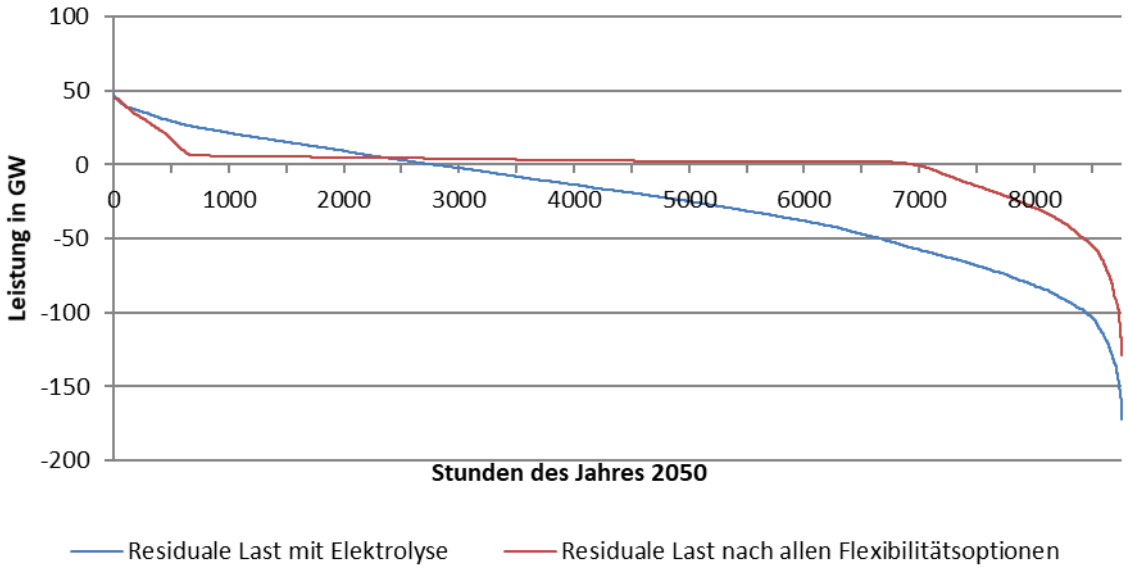

Abbildung 2-35 Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen auf die residuale Last im Szenario „PtX Industrie“

2.6. Ergebnisse der Stromnetzuntersuchung

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Die Analysen in den Kapiteln 2.6.1 und 2.6.2 liefern für verschiedene Netznutzungsfälle Erkenntnisse hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen sowie zu den Leistungsflüssen im deutschen Übertragungsnetz. Die Ergebnisse für das betrachtete Stützjahr 2050 werden anschließend in Kapitel 2.6.3 einander gegenübergestellt, um Unterschiede sowie robuste Gemeinsamkeiten beider Szenarien für Deutschland und NRW zu identifizieren. Als robustes Ergebnis zeigt sich, dass NRW aufgrund des Wegfalls konventioneller Kapazitäten bei der Stromerzeugung in Deutschland deutlich an Gewicht verlieren, jedoch ein Schwerpunkt der Stromnachfrage bleiben wird. Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion stellt den Anteil der flexiblen PtX-Lasten dar. Insbesondere in Zeiten einer starken Einspeisung aus Windenergieanlagen kommen verstärkt PtX-Optionen zum Einsatz, wobei es aufgrund der teilweise lastfernen Stromerzeugung zu Engpässen im Übertragungsnetz kommen kann. Diese hohen Netzbelastungen lassen sich durch eine geeignete Positionierung von PtX-Technologien, durch Leitungsverstärkungen im AC-Netz oder durch weitere HGÜ-Verbindungen verringern.

Basierend auf den beschriebenen Rahmenbedingungen der Szenarien „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“ erfolgt die nachgelagerte Bestimmung des zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Einsatzes von Kraftwerken, Speichern, Im- und Exporten sowie weiteren Flexibilitätsoptionen. Darauf aufbauend wird die Ermittlung der DC-Leistungsflüsse im deutschen Übertragungsnetz für relevante Netznutzungsfälle durchgeführt. Der angenommene Netzausbau basiert auf Netzentwicklungsplan-Szenarien für Deutschland, die den als notwendig erachteten Netzausbau über die nächsten 20 Jahre beschreiben. Im Rahmen der Netzanalysen wird dabei auch geprüft, ob das nach dem Netzentwicklungsplan ausgebaute deutsche Übertragungsnetz die für 2050 ermittelten Übertragungsaufgaben jederzeit leisten kann oder an Belastungsgrenzen stößt. Um den sicheren Betrieb zu gewährleisten, muss das Stromnetz in der Lage sein, alle Last-/Einspeisesituationen sicher zu beherrschen. Ob es zu strukturellen Netzengpässen im Stromnetz kommen kann, wird für beide Szenarien nachfolgend anhand relevanter Netznutzungsfälle geprüft. Hierzu werden die folgenden vier Fälle betrachtet, bei denen es sich jeweils um Extremsituationen hinsichtlich der Erzeugung oder Last handelt:

- Höchste PV-Einspeisung
- Höchste konventionelle Einspeisung
- Höchste Windenergieeinspeisung
- Höchste Last (konventionell und PtX)

2.6.1 Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Netzberechnung im „PtX Verkehr“-Szenario

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Zusätzlich zu den gemeinsamen Rahmendaten beider Szenarien basieren die im Folgenden vorgestellten Analysen auf den Ergebnissen des „PtX Verkehr“-Szenarios. Dabei werden insbesondere die europaweit installierten Leistungen von Kraftwerken, Speichern und weiteren Flexibilitätsoptionen sowie die Nachfragemengen nach Elektrizität, Wasserstoff, Elektromobilität, synthetischen Kraftstoffen und Wärme übernommen. Durch eine iterative Annäherung der Ergebnisse beider Modelle, sind die angegebenen Erzeugungs- und Verwendungsmengen von Elektrizität weitestgehend deckungsgleich den vorgestellten Ergebnissen aus Kapitel 2.5.1.

In Abbildung 2-36 ist die sich aus dem „PtX Verkehr“-Szenario ergebende Stromerzeugung und -verwendung in Deutschland, den direkten Nachbarländern sowie in weiteren mitteleuropäischen Staaten dargestellt. Die verwendete Farbskala zeigt auf, ob es sich bei dem jeweiligen Staat im Jahr 2050 um einen Nettoimporteur oder -exporteur von Elektrizität handelt. Während die rot gekennzeichneten Staaten mehr Strom importieren als sie die exportieren, exportieren blau dargestellte Staaten mehr Strom als sie importieren. Entsprechend der dargestellten Legende ist die Farbe umso stärker ausgeprägt, desto unausgeglichener ist die Import- bzw. Exportbilanz ist. Die zugrunde gelegten installierten Leistungen für die einzelnen europäischen Länder sind dem „PtX Verkehr“-Szenario entnommen, in dem eine europaweite Systembetrachtung vorgenommen wurde. Verglichen zur heutigen Stromerzeugungsstruktur ist in den aufgezeigten europäischen Ländern insbesondere ein deutlich gestiegener Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu verzeichnen. Dies fällt vor allem für jene Länder auf, die bisher noch weitestgehend durch die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken (Polen) oder Kernenergie (Frankreich) dominiert werden.

Für Deutschland wird zudem eine weitergehende räumliche Differenzierung bis auf Bundeslandebene vorgenommen. Der Schwerpunkt der Stromverwendung in Deutschland liegt weiterhin in Nordrhein-Westfalen. Neben den auch zukünftig dominierenden konventionellen Lasten gewinnen für Nordrhein-Westfalen insbesondere drei Flexibilitätsoptionen an Relevanz. Dies sind die Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung, die Elektromobilität und Power-to-Heat. Hinsichtlich der Stromerzeugung treten in 2050 insbesondere die nördlichen Bundesländer stärker in Erscheinung als bisher, was vor allem durch die steigenden Anteile von Onshore und Offshore Wind an der dortigen Stromerzeugung bedingt ist. So löst Niedersachsen das Land NRW als Bundesland mit der höchsten Stromerzeugung ab.

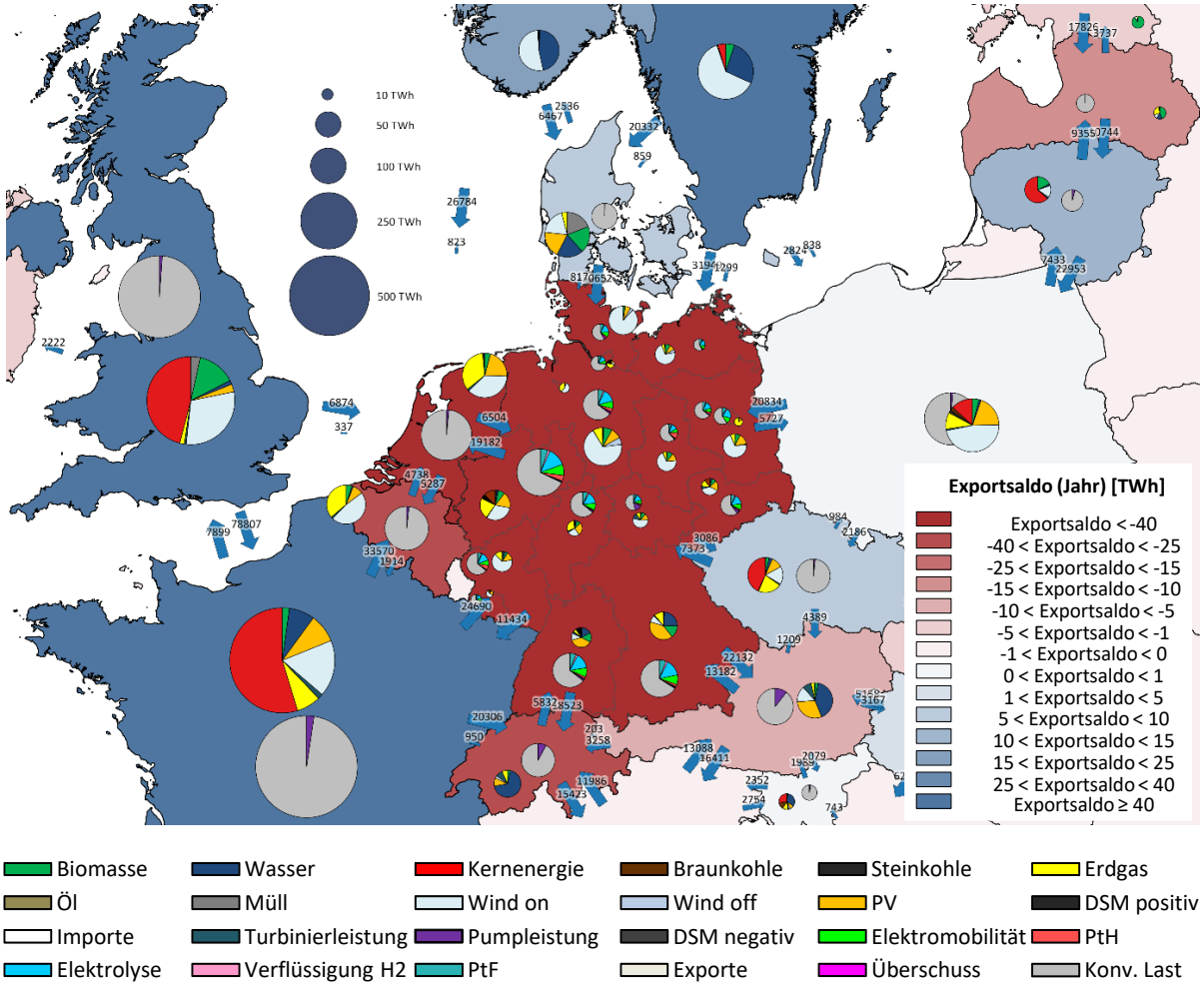

Abbildung 2-36 Jahressummen der Stromerzeugung und -verwendung sowie der Im- und Exporte im Jahr 2050

Abbildung 2-37 stellt die monatlichen Stromerzeugungen und Stromverwendungen für das Jahr 2050 im „PtX Verkehr"-Szenario dar. Durch die monatliche Ausweisung der Daten sind jahreszeitliche Schwankungen der Erzeugung und des Verbrauchs erkennbar. Über das ganze Jahr gesehen wird die Erzeugung stark von der Windenergie geprägt, welche die Stromerzeugung insbesondere in den Wintermonaten dominiert. Im Januar fällt die Stromerzeugung aus Windenergie so hoch aus, dass trotz der zahlreichen Flexibilitäten in diesem Szenario einige Terrawattstunden als Überschuss verbleiben. Entsprechend muss ein Teil der Windenergieanlagen zeitweise abgeregelt werden. Die Stromerzeugung aus PV trägt erwartungsgemäß in den Sommermonaten nennenswerte Anteile zur Stromerzeugung bei. Die umfangreichste flexible Stromverwendung erfolgt für die Elektrolyse, um Wasserstoff für den Straßenverkehr bereitzustellen (vgl. Kapitel 2.5.1). Die zweithöchste nicht-konventionelle Last ist durch die Elektromobilität gegeben.

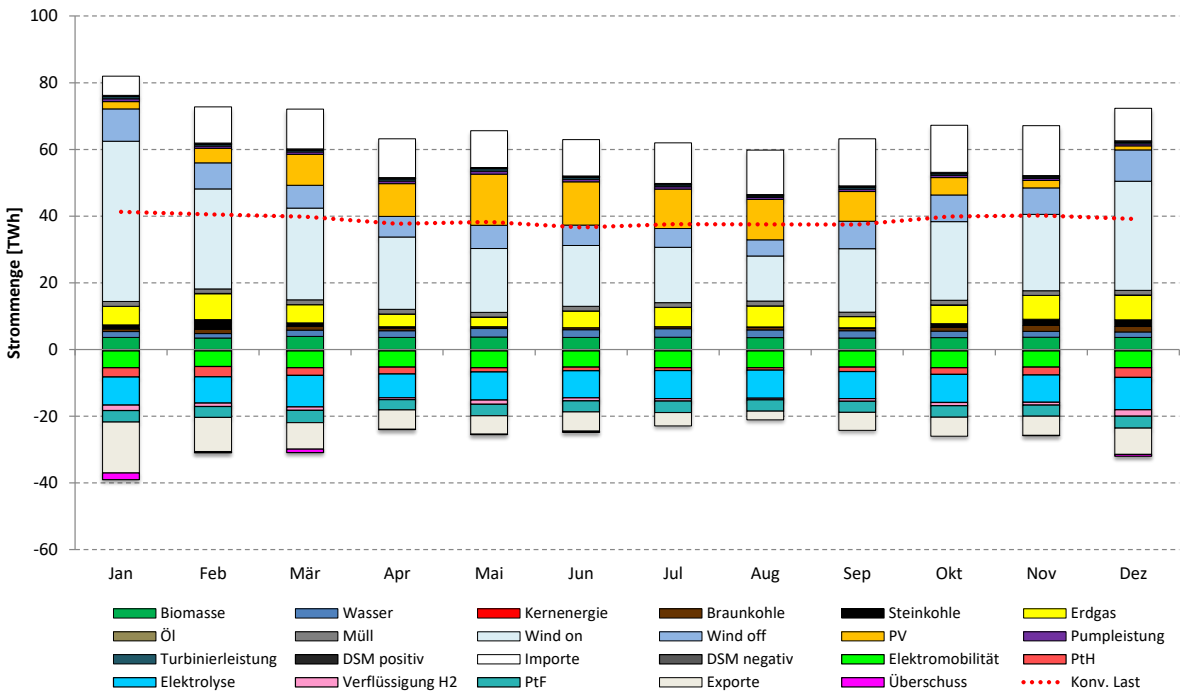

Abbildung 2-37 Monatssummen der Stromerzeugung und -verwendung in Deutschland im Jahr 2050

Als erster Netznutzungsfall wird in Abbildung 2-38 die Situation mit der höchsten PV-Einspeisung betrachtet, die in dem zugrunde gelegten Szenario in einer sehr sonnigen Woche im Mai auftritt. Die Stromerzeugungen und -verwendungen sind für die gesamte Woche stundenscharf abgebildet.

In derartigen stark von PV-Erzeugung bestimmten Situationen werden bis zu 70 GW Leistung durch PV Anlagen bereitgestellt (Zustand innerhalb der roten Schraffur). Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken erfolgt in der betrachteten Woche nur noch in sehr geringem Ausmaß. Aufgrund geringer Anfahrkosten und einer hohen Einsatzflexibilität kommen dabei ausschließlich Gaskraftwerke zum Einsatz. Neben der Stromerzeugung aus PV-Anlagen speisen Windenergieanlagen in durchaus bedeutendem Maße ein. Die Summe der Einspeisungsleistung von Onshore und Offshore Wind beträgt in der markierten Situation rund 50 GW. Eine Abregelung von Einspeisungen wird vermieden, da eine Leistung von über 20 GW der Elektrolyse zugeführt und dadurch Wasserstoff erzeugt wird. Auch für die Elektromobilität werden im Tagesverlauf zeitweise bis zu 20 GW benötigt, wobei sich der Bedarfsverlauf im Wesentlichen an der hinterlegten Verteilung der Ladezeiten orientiert. Die netzseitigen Auswirkungen dieser Situation für den Zustand extrem hoher PV-Einspeisungen werden anhand der DC-Lastflussberechnung in Abbildung 2-39 aufgezeigt.

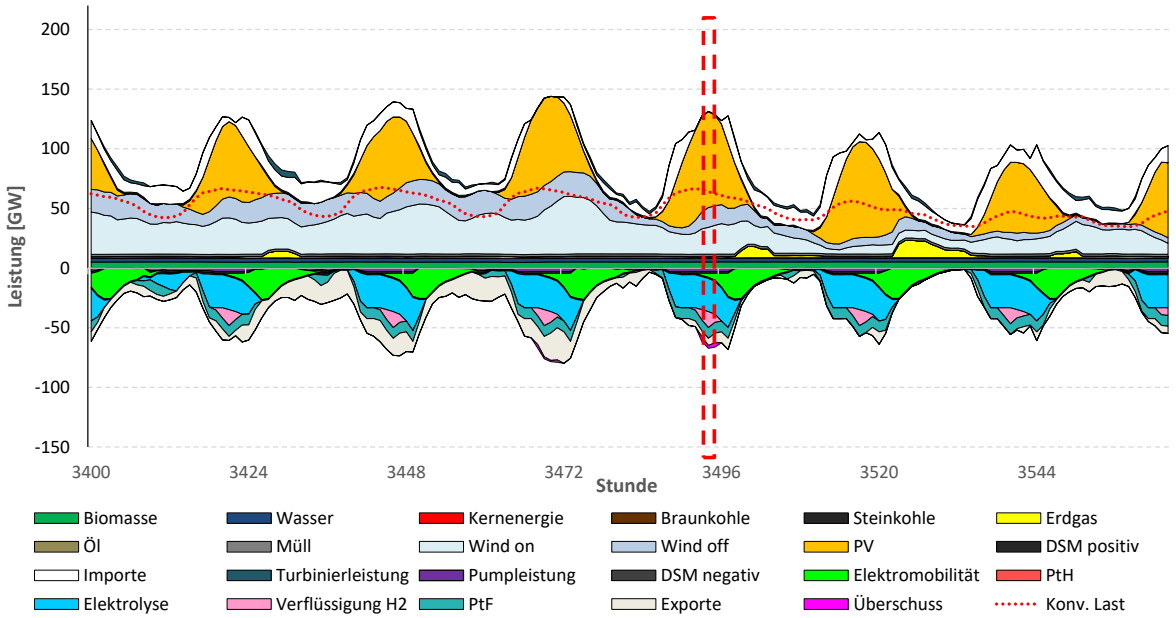

Abbildung 2-38 Woche im Mai mit der höchsten PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050

Eine regionalisierte Untersuchung der Stunde höchster PV-Einspeisung in Deutschland (Abbildung 2-39) zeigt, dass der PV-Anteil an der Stromerzeugung im Süden aufgrund der dort installierten Kapazitäten besonders hoch ausfällt. In den nördlichen Bundesländern ist hingegen ein deutlich höherer Anteil der Windstromerzeugung als in den südlichen Bundesländern festzustellten. Insbesondere ist in der betrachteten Stunde eine nennenswerte Einspeisung von Offshore Windenergie zu beobachten. Diese führt dazu, dass ein Teil der HGÜ-Leitungen insbesondere im Westen Deutschlands eingesetzt wird, um Windenergie vom Norden Deutschlands in den Süden zu transportieren. Die AC-Leitungen sind in dem Stark-PV-Fall weitestgehend geringfügigen Belastungen ausgesetzt, so dass es zu keinen besonders kritischen Netzsituationen kommt. Dies liegt im Wesentlichen an der überwiegend lastnahen Erzeugung des Stroms in PV-Anlagen, die einen entsprechend geringen Stromtransport bedingt. Es fällt ein Exportüberschuss an, der komplett als Export in die Schweiz in Erscheinung tritt. Das überschaubare Exportvolumen liegt vor allem daran, dass in dem Szenario auch in den Nachbarländern relativ große PV-Kapazitäten installiert werden. Entsprechend fallen in der betrachteten Stunde auch in den Nachbarländern umfangreiche PV-Einspeisungen an.

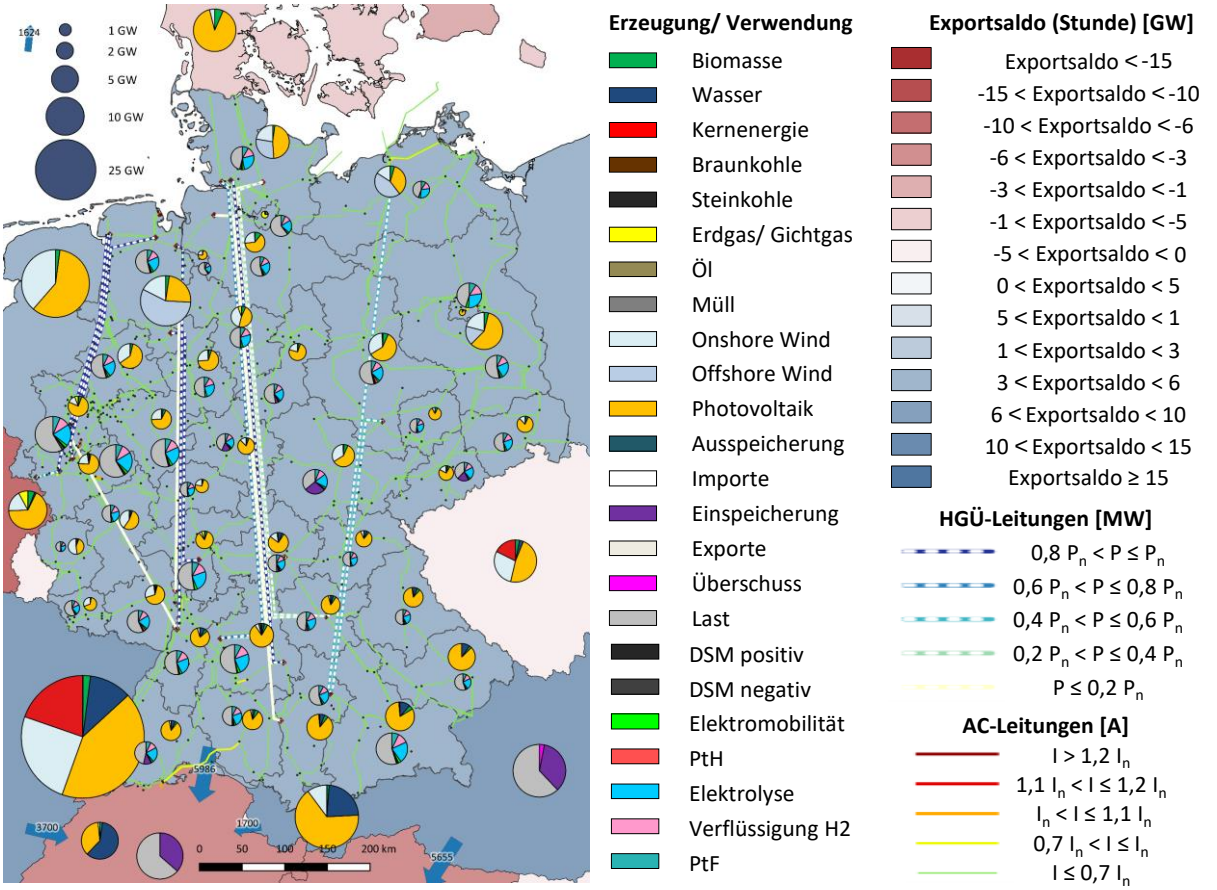

Abbildung 2-39 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050

Gegenüber der Analyse des durch eine hohe PV-Stromerzeugung geprägten Netznutzungsfalls beschreiben die nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 2-40 und Abbildung 2-41) die Stromerzeugung und -verwendung sowie die netzseitigen Auswirkungen für den Fall einer hoch ausfallenden Residuallast und einer damit ein einhergehenden starken konventionellen Stromerzeugung in 2050. Das Maximum der Residuallast liegt in dem Szenario in einer Woche Mitte November vor. Die bestimmenden konventionellen Endenergieträger in der durch den rot schraffierten Rahmen gekennzeichneten Situation sind Erdgas, Steinkohle und in deutlich reduziertem Maße Braunkohle. In Summe erbringen die konventionellen Kraftwerke eine Leistung von ca. 40 GW. Hinzu kommen umfangreiche Importe und eine geringe Erzeugung aus erneuerbaren Energieanlagen. Neben der relativ hohen konventionellen Last kommen auch weiterhin PtX-Optionen zum Einsatz. Dies ist im Wesentlichen dadurch bedingt, dass für jede PtX-Option auch ein Nachfrageverlauf berücksichtigt wird, der systemseitig bedient werden muss. Die Flexibilität ergibt sich durch abgebildete Speicher, in denen z.B. erzeugter Wasserstoff zwischengespeichert werden kann. In Phasen mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und damit tendenziell höheren Strompreisen leeren sich diese Speicher jedoch zunehmend. Aus diesem Grund müssen PtX-Optionen zur gesicherten Erfüllung der

Nachfrage, z.B. nach Wasserstoff für den Verkehr, zum Teil auch in Zeiten höherer Grenzerzeugungskosten eingesetzt werden. Ebenso muss weiterhin die Nachfrage nach Ladestrom für die Elektromobilität bedient werden. Die Leistungsaufnahme der Elektromobilität beträgt dabei teilweise bis zu 25 GW.

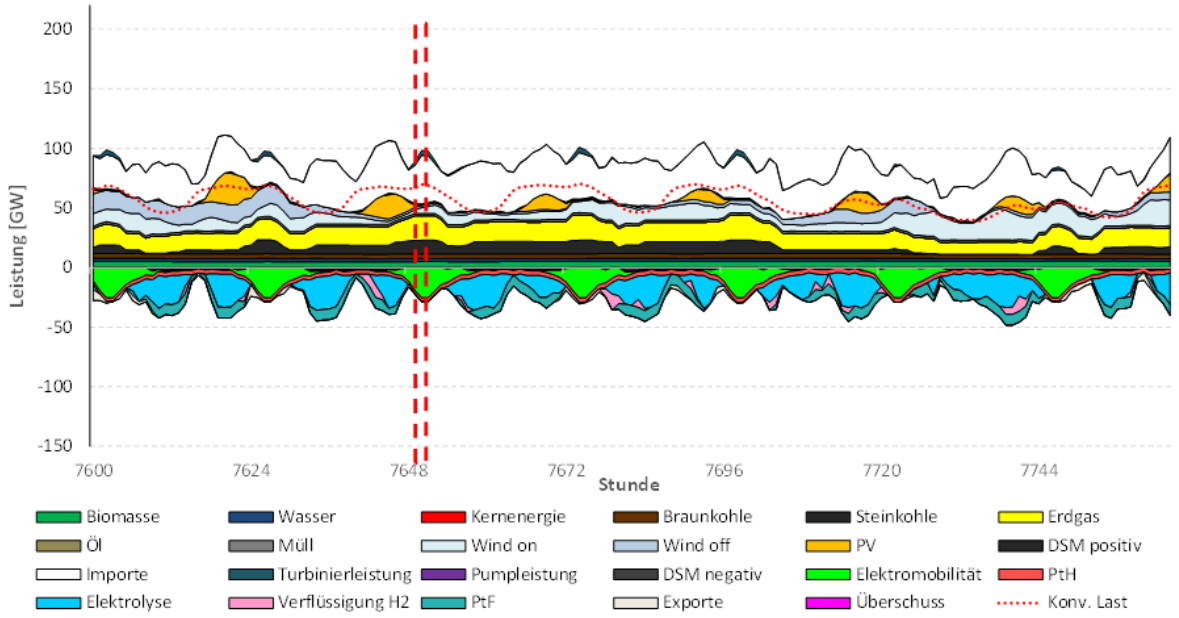

Abbildung 2-40 Woche im November mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.650) im Jahr 2050

Die Auswirkungen des Zustands mit höchster konventioneller Einspeisung auf das Stromnetz wird in Abbildung 2-41 regionalisiert dargestellt.

Der Schwerpunkt der konventionellen Stromerzeugung befindet sich in dieser Situation in Nordrhein-Westfalen. Die Importkapazitäten aus allen Nachbarländern werden weitestgehend ausgereizt, so dass Deutschland in dieser Phase zum starken Netto-Importeur wird. Die konventionelle Stromerzeugung der abgebildeten Nachbarländer erfolgt sowohl in Gaskraftwerken, Kernkraftwerken als auch in geringerem Maße in Stein- und Braunkohlekraftwerken. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verbleibt ähnlich zu der in Deutschland weitestgehend auf einem niedrigen Niveau.

Das Übertragungsnetz kann diesen Zustand sehr gut bewältigen, ohne dass es zu Überlastungen kommt. Eine geringe Anzahl hoch ausgelasteter AC-Leitungen findet sich aufgrund der hohen Importe insbesondere in grenznahen Regionen. Dies deutet darauf hin, dass der angenommene Ausbau der Kuppelkapazitäten in Situationen mit hohen Stromaustauschen zu leichten Überlastungen im hinterlagerten AC-Netz führen kann. Die höchste Auslastung ergibt sich für eine Leitung nahe der Grenze zu Österreich. Diese Leitung befindet sich in Niederbayern südöstlich von Regensburg. Die weiteren hoch ausgelasteten AC-Leitungen befinden sich an der Grenze zu Luxemburg und Österreich. Die HGÜ-Leitungen werden in dem betrachteten Fall mit der höchsten konventionellen Einspeisung so gut wie gar nicht betrieben. Dies ist dadurch bedingt, dass die verbleibenden Standorte

konventioneller Erzeugung relativ nahe der Last liegen, so dass sich lediglich ein geringer Transportbedarf im Übertragungsnetz gibt.

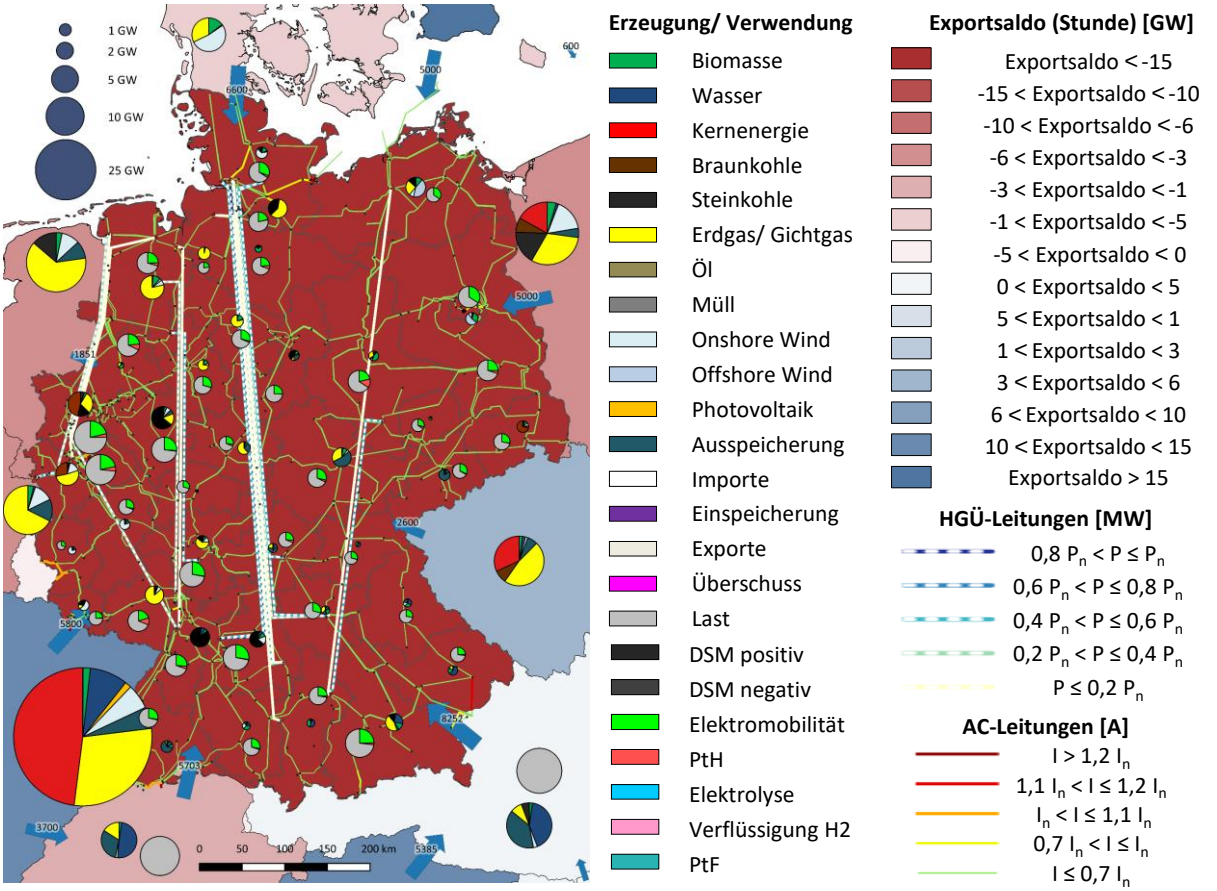

Abbildung 2-41 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.650) im Jahr 2050

In dem betrachteten „PtX Verkehr"-Szenario erweist sich insbesondere der Ausbau der Windenergie als kosteneffiziente Option zur Bereitstellung der Strommengen für zusätzliche PtX-Optionen bei gleichzeitiger Begrenzung der THG-Emissionen. Ein besonders relevanter Netznutzungsfall ist entsprechend jener mit der höchsten Einspeisung aus Windenergieanlagen. Die sich für die erste Woche im Januar ergebende Stromerzeugung und -verwendung mit der höchsten Windenergieeinspeisung des Jahres ist in Abbildung 2-42 dargestellt. Im Maximum erreicht die bereitgestellte Leistung aus Windenergie über 180 GW. Mit 160 GW steuern Onshore Windenergieanlagen den weitaus größten Anteil bei. Verglichen dazu leisten Offshore Windenergieanlagen mit bis zu 20 GW einen deutlich niedrigeren Beitrag. Auf der Seite der Last zeigt sich ein deutlich verändertes Bild als bei den vorherigen Netznutzungsfällen. Obwohl Strom im nennenswerten Maße exportiert und für die Wasserstofferzeugung und dessen nachfolgende Verflüssigung genutzt oder in PtF-Prozessen eingesetzt wird, kann in der Stunde mit der höchsten

Windenergieeinspeisung eine Leistung von über 50 GW nicht genutzt werden. Die bilanziell nicht nutzbaren Strommengen entsprechen nach der Definition aus Kapitel 2.1 Überschussstrommengen, denen eine Abregelung von Windenergie- bzw. PV-Anlagen in gleicher Höhe gegenüberstehen muss. Dabei wird die Verteilung der Abregelungen relativ zu den eingespeisten Wind- und PV-Strommengen vorgenommen, so dass keine Technologie benachteiligt wird und möglichst wenig Strom über das Übertragungsnetz transportiert werden muss. In dem betrachteten Netznutzungsfall orientiert sich die Verteilung der Abregelung entsprechend maßgeblich an der Einspeisungsverteilung von Windenergieanlagen.

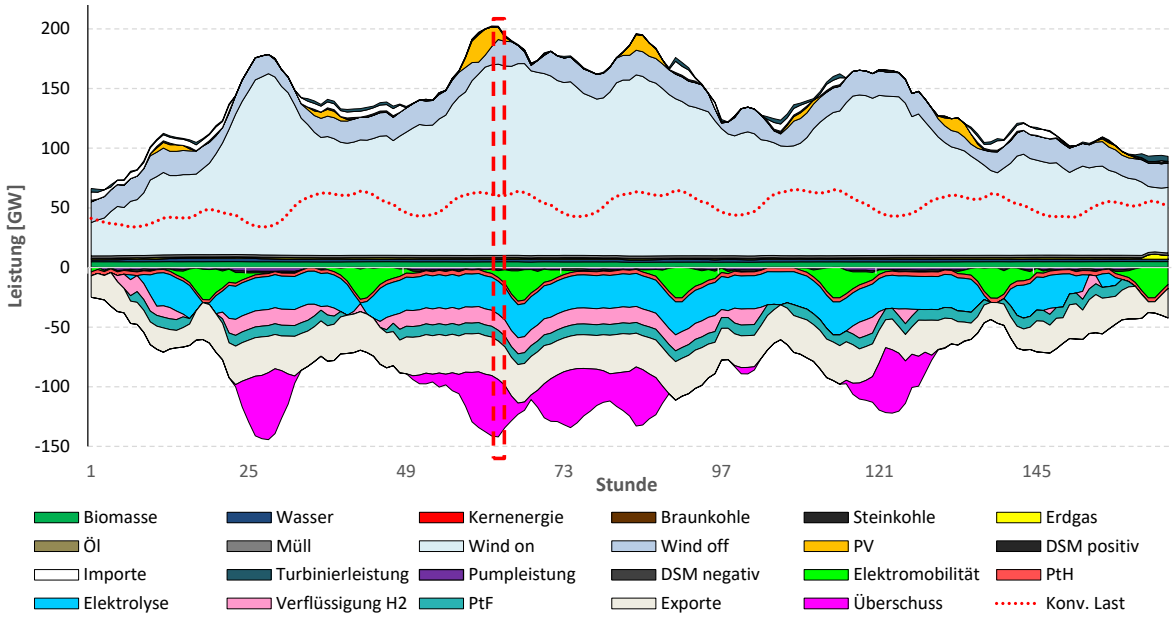

Abbildung 2-42 Woche im Januar mit der höchsten Windenergie-Einspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050

Die DC-Lastflussrechnung mit den regionalisierten Einspeisungen und Lasten für die Stunde mit der höchsten On- und Offshore Windenergie-Einspeisung (Stunde 63) ist in

Abbildung *2-43* dargestellt. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass sich in dieser Situation der Schwerpunkt der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands befindet. Auch Brandenburg und Sachsen-Anhalt tragen einen nennenswerten Anteil zur Stromerzeugung aus Windenergieanlagen bei. Während die zuvor beschriebenen Netznutzungsfälle unproblematisch für das deutsche Stromnetz waren, treten in diesem Fall ernstzunehmende strukturelle Netzengpässe auf. Die HGÜ-Leitungen sind maximal ausgelastet, so dass möglichst viel Leistung vom Norden Deutschlands in den Süden verschoben werden kann. Dennoch kommt es auf verschiedenen AC-Leitungen auf Ost-West- und Nord-Süd-Korridoren zu Überlastungen. Dies betrifft beispielweise Korridore vom Norden Deutschlands in Richtung der Lastschwerpunkte in Nordrhein-Westfalen sowie Leitungen zwischen Kassel und Frankfurt. Zudem fällt auf, dass die Ost-West-Verbindung zwischen Görries und Krümmel hoch ausgelastet ist, was bereits in [Pesc18] als struktureller zukünftiger

Netzengpass identifiziert wurde. Dieser Netzengpass ist im Wesentlichen dadurch bedingt, dass hohe Leistungen aus Windenergieanlagen im Nord-Osten Deutschlands zu den HGÜ-Stationen im Nord-Westen Deutschlands transportiert werden müssen, so das Überlastungen auf den entsprechenden „Zubringerleitungen" auftreten können. Zudem ist Deutschland in dieser Situation starker Netto-Exporteur, so dass auch hohe Auslastungen auf einigen grenzüberschreitenden Leitungen sowie hinterlagerten Leitungen zu beobachten sind. Der umfangreichste Export findet dabei nach Österreich statt.

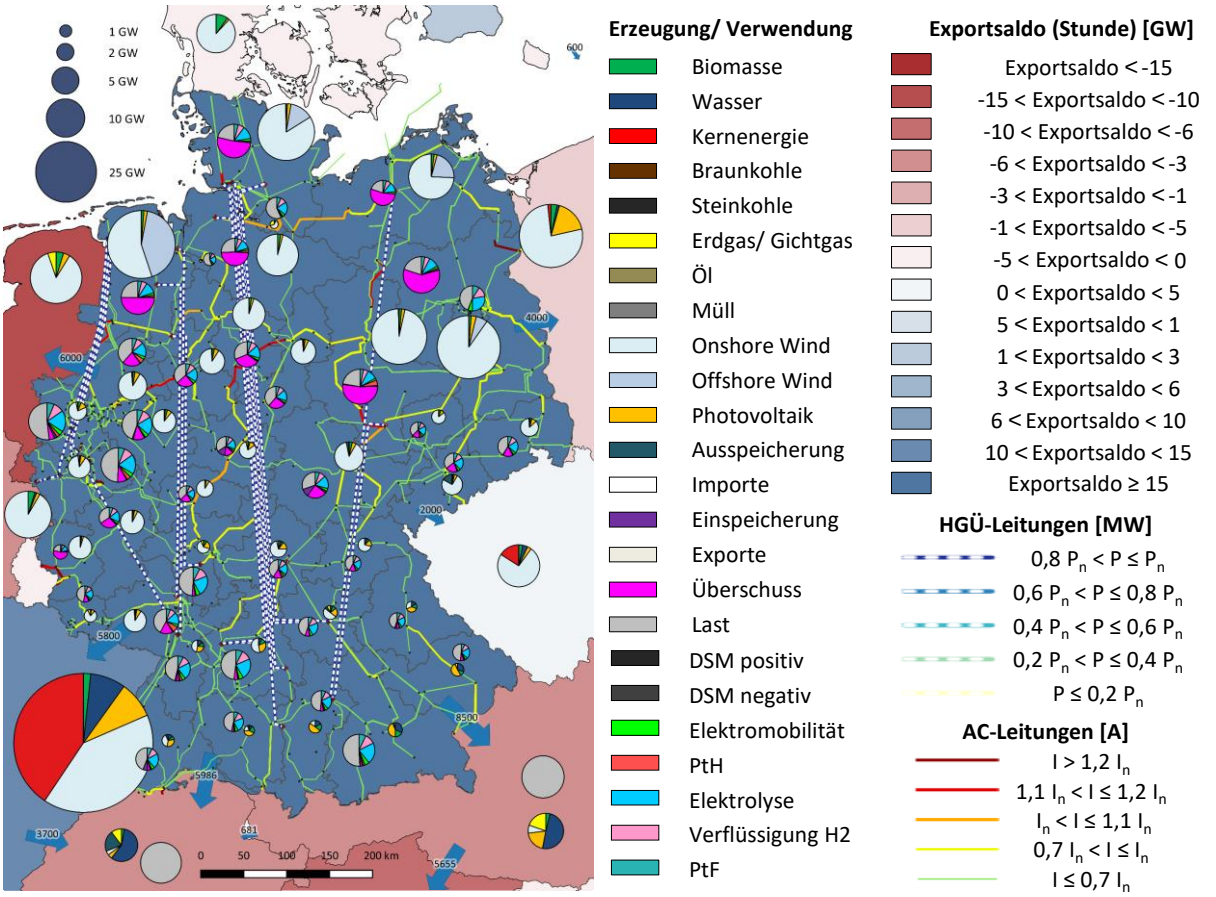

Abbildung 2-43 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Windenergie-Einspeisung (Stunde 63*) im Jahr 2050*

Ein weiterer Netznutzungsfall, der sich als besonders herausfordernd für das deutsche Übertragungsnetz erweist, ist der Fall der höchsten Last, da dieser zukünftig tendenziell mit hohen Einspeisungen erneuerbarer Energien einhergeht. Dabei wird sowohl die konventionelle Last als auch die durch verschiedene Flexibilitätsoptionen (u.a. PtX, Elektromobilität) gegebene Last betrachtet. Abbildung 2-44 gibt die entsprechende Last-/Einspeisesituation (Stunde 66) wieder. Im Vergleich zu Stunde 63 kommt in dieser Stunde vor allem die gestiegene Stromnachfrage für die Elektromobilität zum Tragen. Die höchste Summe aus konventioneller und flexibler Last tritt in dem Szenario ebenfalls in der ersten Januarwoche auf. In dieser Situation liegt eine sehr hohe Einspeisung aus

Windenergieanlagen vor. Hieraus ergeben sich gedämpfte Strompreise, die dazu führen, dass Flexibilitätsoptionen umfänglich in Lösung gehen. In dem betrachteten Zeitpunkt innerhalb des rot schraffierten Rahmens in Abbildung 2-44 werden dabei alle PtX-Optionen mit voller Leistung eingesetzt. Neben der konventionellen Last von rund 64 GW, beträgt die in der Elektrolyse eingesetzte Leistung rund 28 GW. Während für die Elektromobilität etwa 25 GW Leistung benötigt werden, werden weitere 13 GW für die Verflüssigung des erzeugten Wasserstoffs und 9 GW für PtF-Prozesse verwendet. Die Auswirkungen auf das deutsche Übertragungsnetz für die Situation der höchsten Last (konventionell und PtX) des Jahres wird anhand der DC-Lastflussrechnung in Abbildung 2-45 aufgezeigt.

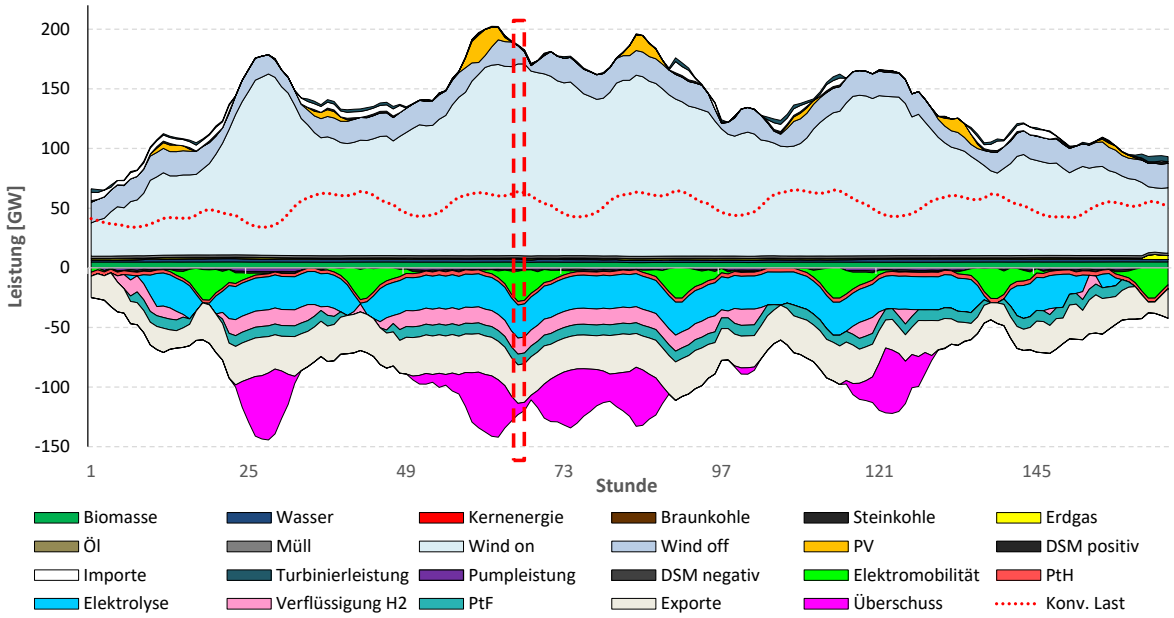

Abbildung 2-44 Woche im Januar mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 66) im Jahr 2050

Von allen vier betrachteten Netznutzungsfällen geht die höchste Last (konventionell und PtX) des Jahres 2050 mit den kritischsten Netzsituationen einher (s. Abbildung 2-45). Trotz des maximalen Betriebs der HGÜ-Leitungen in Nord-Süd-Richtung ist eine Vielzahl von AC-Leitungen überlastet. Neben der über Kassel und Frankfurt verlaufenden AC-Leitung sind in diesem Fall auch von Hamburg bis Nordrhein-Westfalen verlaufende Leitungen über weite Strecken betroffen. Der Verlauf dieser Leitungen entspricht auch dem Verlauf von hoher Erzeugung in Richtung hoher Nachfrage, wobei sich die Zentren der Nachfrage insbesondere in Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern befinden. Zudem zeigen sich abermals Überlastungen auf den Verbindungsleitungen zwischen dem Nord-Osten und dem Nord-Westen Deutschlands, d.h. zwischen Görries und Krümmel, aber auch weiter südlich zwischen Wolmirstedt und Wahle, was sich ebenfalls mit den in [Pesc18] identifizierten zukünftigen strukturellen Engpässen deckt.

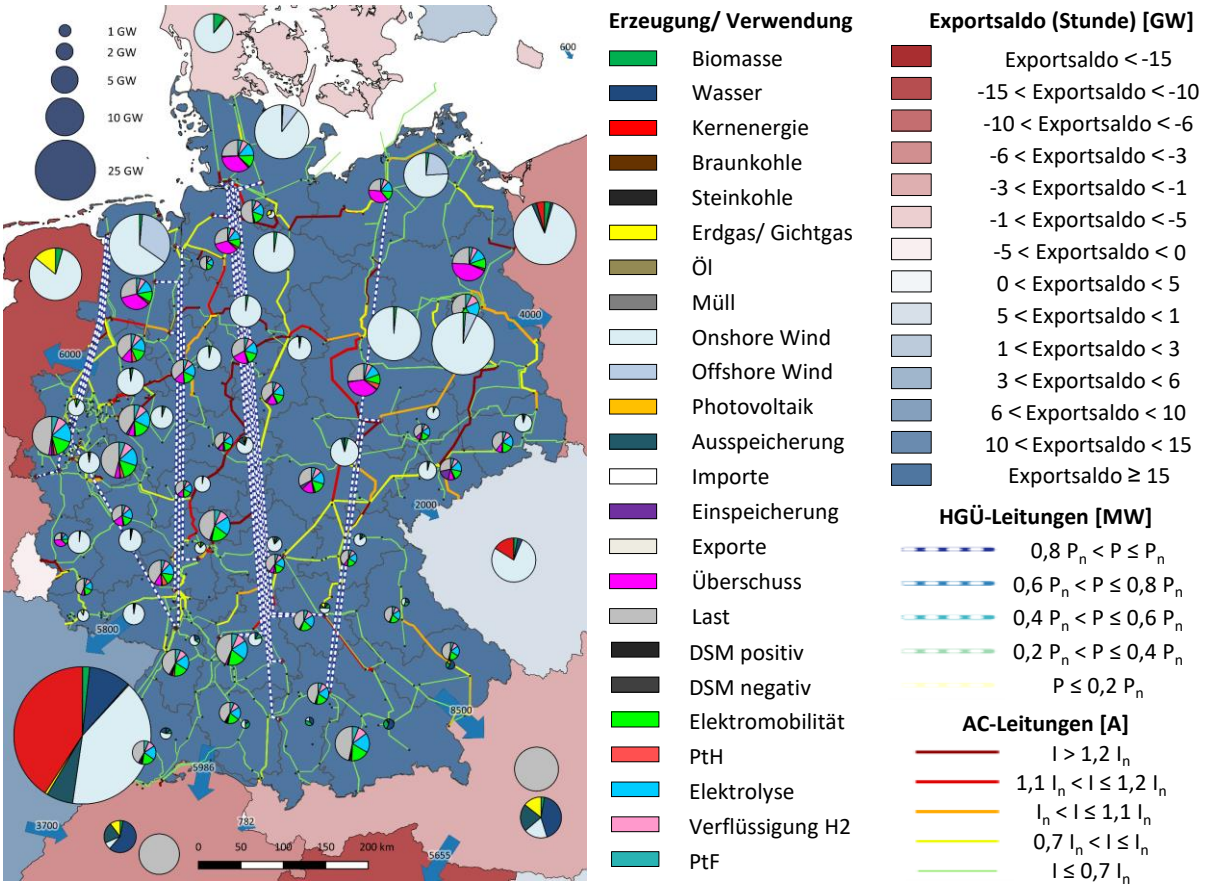

Abbildung 2-45 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 66) im Jahr 2050

Um diese kritische Netzsituation zu entschärfen, wird in der Folge eine alternative Platzierung der Elektrolyseure und Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff vorgenommen. Dabei wird unterstellt, dass eine entsprechende Wasserstoffinfrastruktur existiert, so dass der erzeugte Wasserstoff anderweitig zu den Verbrauchsorten gelangen kann. Die Elektrolyse- und Verflüssigungsanlagen werden dabei relativ zu der Verteilung installierter On- und Offshore Windleistung, vor allem im Norden Deutschlands, platziert. Abbildung 2-46 stellt die Ergebnisse der DC-Lastflussberechnung für die alternative Platzierung dar.

Abbildung 2-46 verdeutlicht, dass durch Umplatzierungen der Elektrolyse deutliche Entlastungen sonst überbelasteter Leitungen auf Nord-Süd-Achsen erreicht werden kann. Einzelne kurze Leitungsabschnitte verbleiben dennoch in einem überlasteten Zustand. Insbesondere verbleiben die strukturellen Netzengpässe auf den “Zubringerleitungen” zu den HGÜ-Stationen auf Trassen von Nord-Osten Deutschlands nach Nord-Westen Deutschlands erhalten, was gemäß [Pesc18] zukünftig einen weiteren Ausbaubedarf auf diesen AC-Trassen ableitet, der gegebenenfalls auch durch zusätzliche HGÜ-Leitungen erfolgen werden kann.

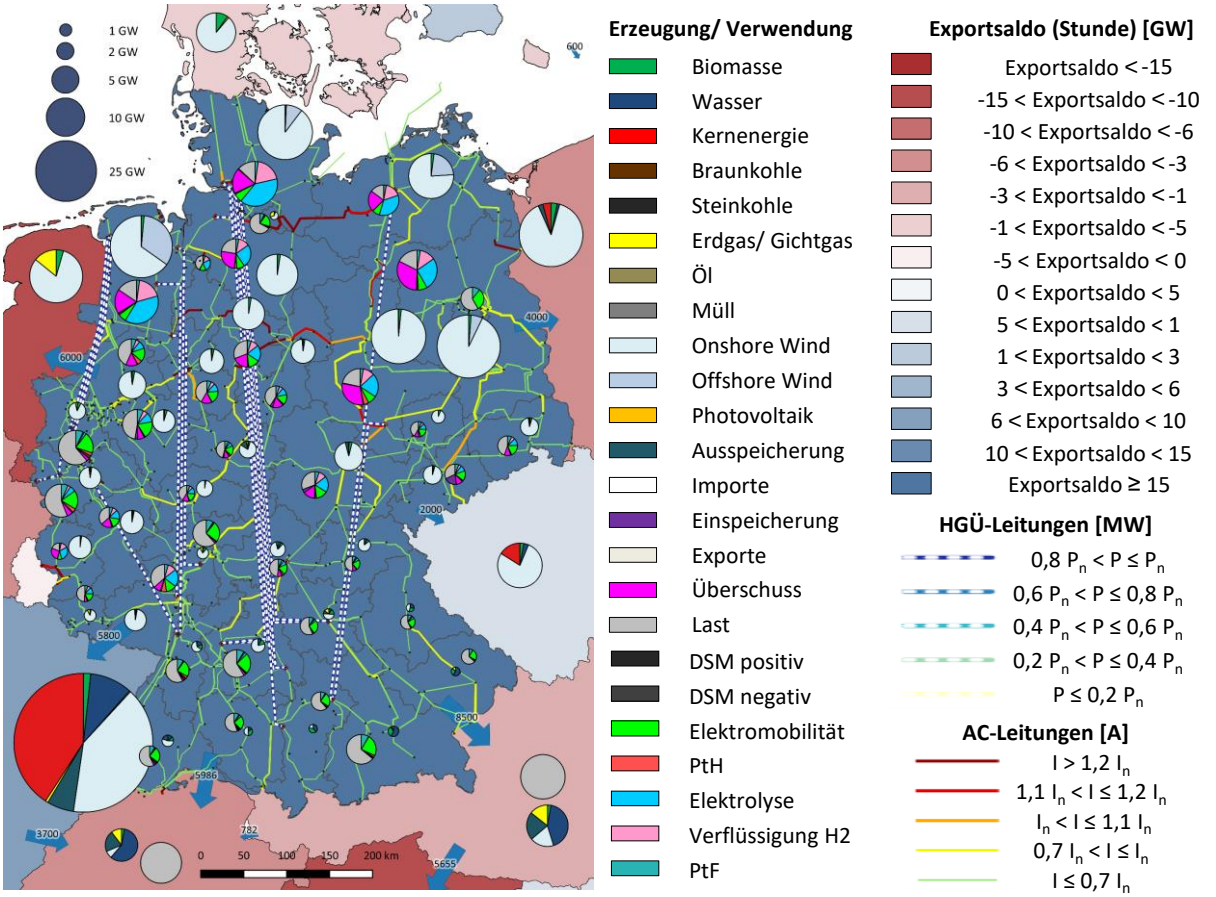

Abbildung 2-46 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last (konventionell und PtX) nach Umplatzierung von Elektrolyseuren (Stunde 66) im Jahr 2050

Eine tiefergehende Betrachtung der DC-Lastflüsse in Nordrhein-Westfalen ist für die Stunde höchster Last (Stunde 66) in Abbildung 2-47 gegeben. Dabei zeigt die obere Abbildung die Situation vor Umplatzierung der Elektrolyseure und Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff und die untere Abbildung die Situation nach deren Umplatzierung. Die Rechnung vor Umplatzierung der Anlagen zeigt auf, dass bei den relativ hohen angenommenen PtX-Lasten in NRW Engpässe insbesondere auf Trassen auftreten können, die von Nord-Osten kommend Richtung NRW führen, d.h. von Bielefeld in Richtung des Ruhrgebiets. Deutlich überbelastete Leitungen ergeben sich für NRW zudem auf den Nord-Süd-Trassen im Kreis Höxter. In der unteren Abbildung wird deutlich, dass die Umplatzierung der Anlagen den Transportbedarf im Übertragungsnetz deutlich reduziert, so dass insbesondere innerhalb NRW deutlich weniger Netzengpässe auftreten.

Abbildung 2-47 NRW-Ausschnitt der DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 66) im Jahr 2050; vor (oben) und nach (unten) der Umplatzierung von Elektrolyseuren und Verflüssigungsanlagen für Wasserstoff

2.6.2 Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Netzberechnung im „PtX Industrie“-Szenario

Bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Nachfolgend wird die integrierte Strommarkt- und Netzberechnung für das „PtX Industrie“-Szenario vorgestellt. Analog zu dem im vorherigen Abschnitt betrachteten „PtX Verkehr“-Szenario basieren die Analysen auf den vorgestellten Ergebnissen aus Kapitel 2.5.1. Bei den übernommenen Größen handelt es sich um die installierten Leitungen der Kraftwerke, Speicher und weiteren Flexibilitätsoptionen in Deutschland. Des Weiteren werden die konventionelle Last, der Strombedarf für Elektromobilität, die Nachfragemengen nach Wasserstoff für die Industrie und den Verkehr sowie der Wärmebedarf in der Industrie, der durch PtH-Anlagen gedeckt werden kann, vorgegeben. Das „PtX Industrie“-Szenario fokussiert auf Deutschland und betrachtet zusätzlich die Nachbarländer Deutschlands, wobei die zugrunde gelegten installierten Kraftwerksleistungen dem e-highway 'small and local'-Szenario der ENTSO-E entstammen [GaPe12].

In Abbildung 2-48 ist die Stromerzeugung- und -verwendung Deutschlands sowie der Nachbarländer dargestellt. Europaweit ist ein starker Rückgang konventioneller Stromerzeugung zu verzeichnen, der vor allem durch steigende Anteile Erneuerbarer Energien kompensiert wird. Auffällig ist zudem der starke Rückgang der Erzeugung aus Kernkraftwerken in Frankreich, der sich aufgrund der rückläufigen Kernkraftkapazitäten gemäß des ENTSO-E-Szenarios ergibt. Dies ist einer der Aspekte, die dazu führen, dass Frankreich in dem betrachteten Szenario zum Nettoimporteur und Deutschland zum Nettoexporteur wird. Ein weiterer Aspekt sind hohe Stromerzeugungen aus On- und Offshore Windenergieanlagen sowie PV-Anlagen in Deutschland. Dabei ist ein Großteil der installierten Windkraftkapazitäten in Norddeutschland verortet, wobei die installierten Onshore Windenergiekapazitäten 112 GW und die installierten Offshore Windenergiekapazitäten 41,4 GW betragen. Die installierten 161 GW PV-Kapazitäten sind etwas gleichmäßiger in Deutschland verteilt, obgleich weiterhin ein Schwerpunkt in den südlichen Bundesländern zu erkennen ist. Bei der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken ist insgesamt ein sehr starker Rückgang zu erkennen. Dies führt dazu, dass die Stromerzeugung insbesondere in NRW stark zurückgeht, so dass NRW seine führende Position bei der Stromerzeugung in Deutschland einbüßt und an Niedersachsen verliert.

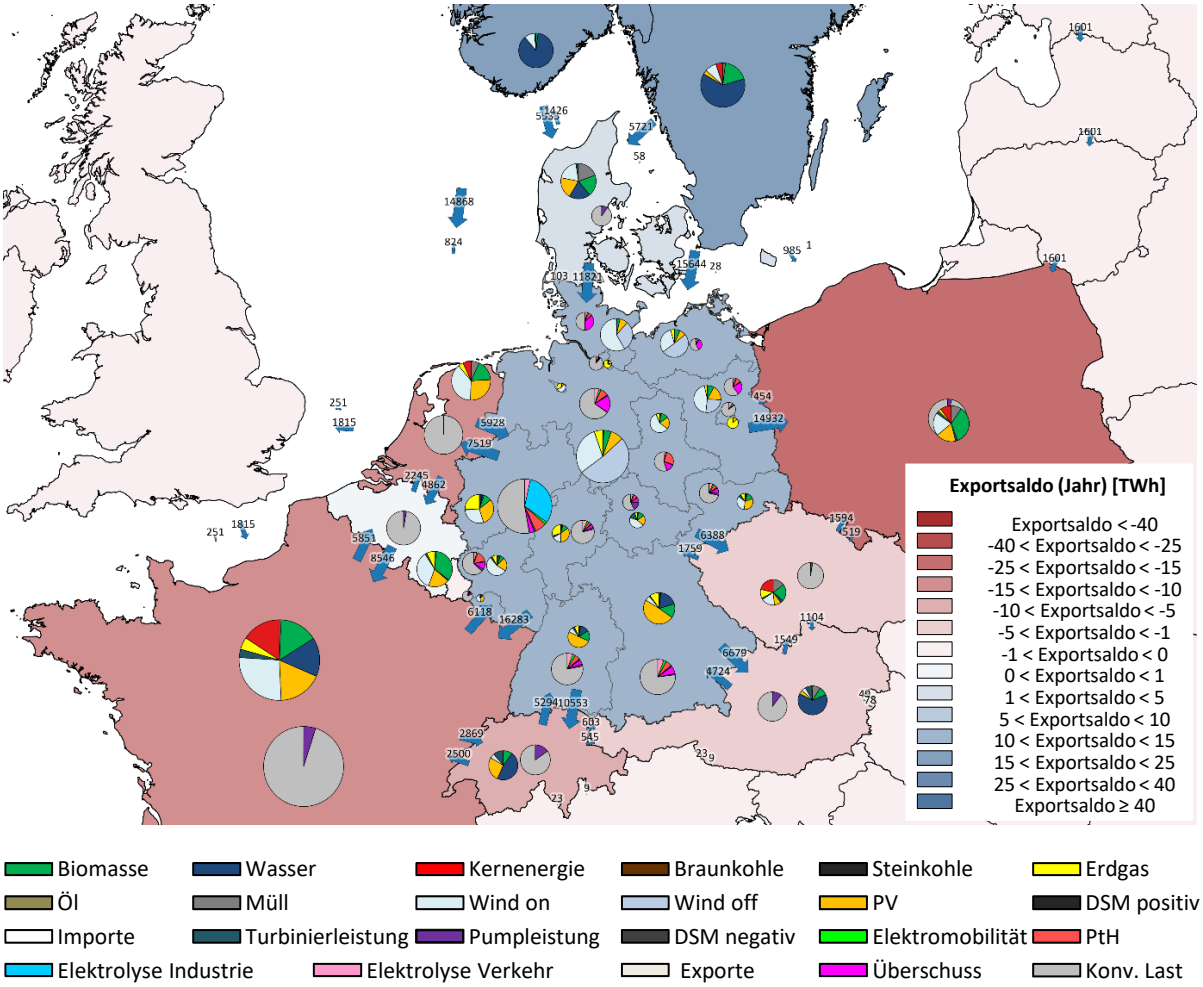

Abbildung 2-48 Jahressummen der Stromerzeugung und -verwendung sowie Im- und Exporte im Jahr 2050

Nichts desto trotz bleibt NRW weiterhin das Bundesland mit der größten Stromnachfrage, was durch die besondere Rolle der Elektrolyse für die Industrie sogar noch verstärkt wird. Dies ist dadurch begründet, dass die Nachfrage nach Wasserstoff für die Industrie in dem Szenario insbesondere in Stahlwerken und Werken zur Ammoniakproduktion anfällt, die allesamt in NRW verortet sind. Dabei wird zunächst davon ausgegangen, dass der Wasserstoff vor Ort in den Werken durch Elektrolyse hergestellt wird.

Abbildung 2-49 stellt die monatlichen Stromerzeugungen und Stromverwendungen für das Jahr 2050 im „PtX Industrie“-Szenario dar. Die Ausweisung der Daten auf Monatsbasis offenbart die jahreszeitlichen Schwankungen bei der Stromerzeugung und dem -verbrauch. In den Wintermonaten dominiert die Stromerzeugung aus Windenergie, wobei der Anteil aus Offshore Windenergieanlagen über das Jahr betrachtet bereits einen hohen Anteil ausmacht. In den Sommermonaten nimmt die Stromerzeugung aus PV-Anlagen einen besonders hohen Stellenwert ein. Dabei ist das Angebot aus PV- und Windenergieanlagen in den Sommermonaten so groß, dass nahezu vollständig auf die

Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, die in diesem Szenario nur noch durch Gaskraftwerke gegeben sind, verzichtet werden kann. Zeitweise kommt es in Situationen besonders hoher PV- bzw. Windenergieeinspeisungen dagegen zu bilanziellen Überschüssen, so dass Abregelungen von PV- bzw. Windanlagen notwendig werden.

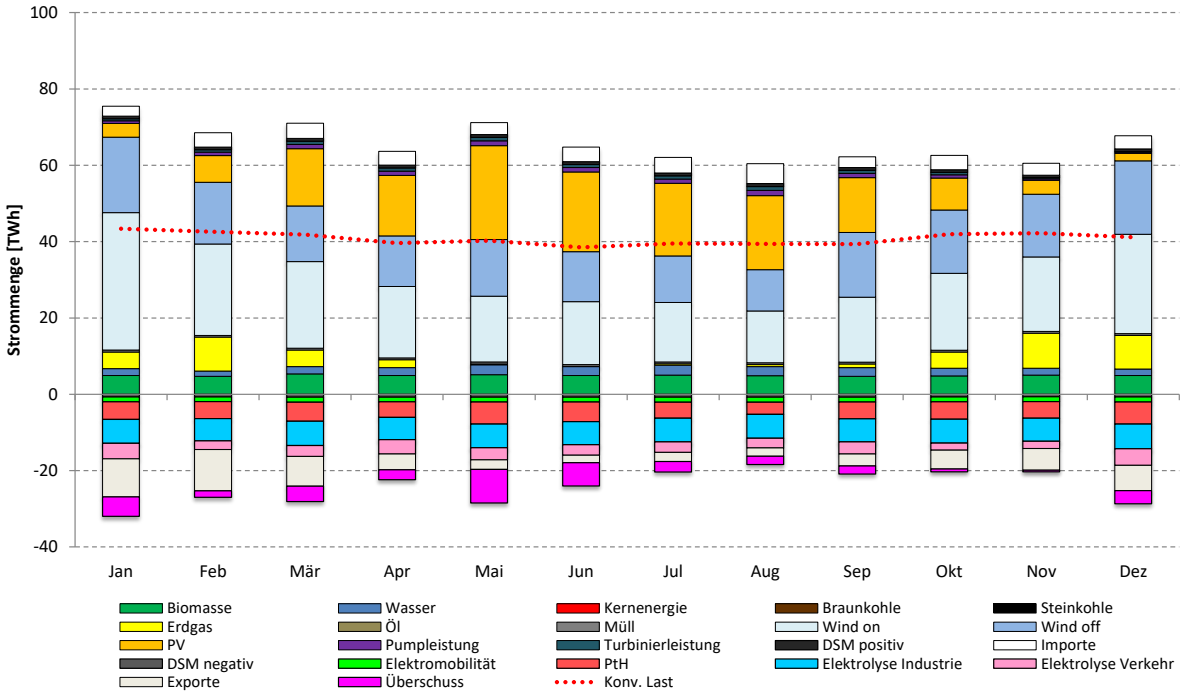

Abbildung 2-49 Monatssummen der Stromerzeugung und -verwendung in Deutschland im Jahr 2050

Die Woche mit der höchsten PV-Einspeisung des Jahres tritt im Mai auf und ist in Abbildung 2-50 dargestellt. Obwohl die PV-Einspeisungen in vielen Zeitpunkten des Jahres in das System integriert werden können, offenbart die gezeigte Woche, dass in Zeiten eines besonders hohen Solardargebots Abregelungen von PV-Anlagen notwendig werden. Zum Zeitpunkt der höchstmöglichen PV-Einspeisung werden fast 150 GW durch PV-Anlagen bereitgestellt. In diesen Situationen werden die verfügbaren PtX-Optionen in vollem Umfang eingesetzt, um möglichst viel Strom insbesondere zur Wasserstoffproduktion und für PtH in der Industrie nutzen zu können. Die über die konventionelle Last und zur Verfügung stehenden PtX-Kapazitäten hinausgehenden Einspeisungen müssen jedoch in zeitweise größerem Umfang abgeregelt werden.

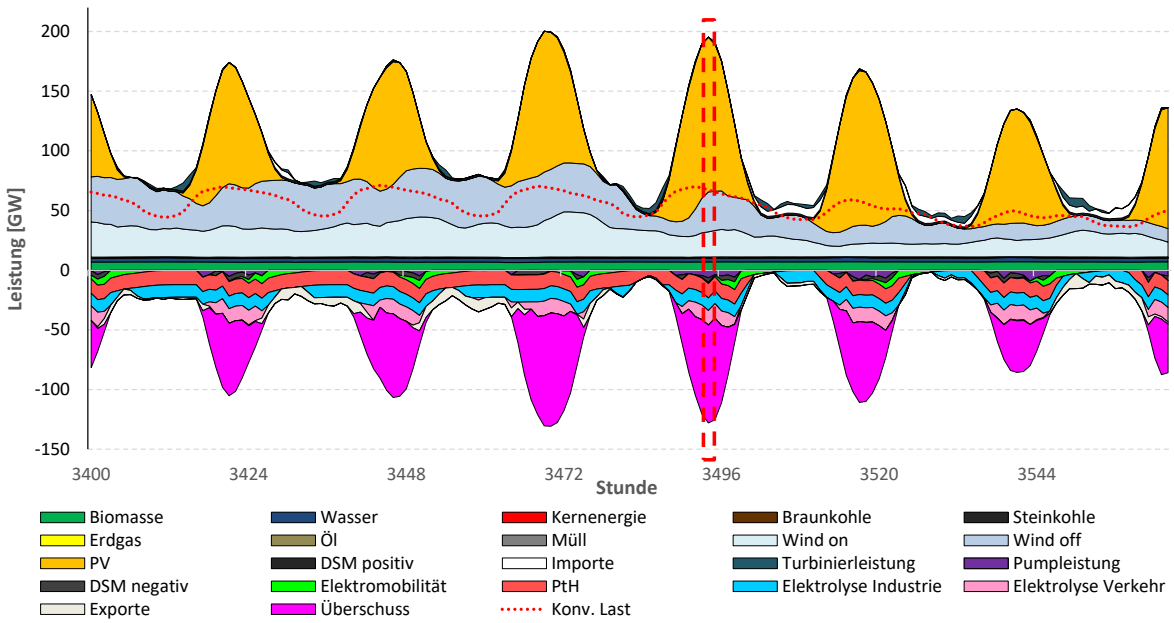

Abbildung 2-50 Woche im Mai mit der höchsten PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050

In Abbildung 2-51 ist das Ergebnis der DC-Lastflussberechnung für den Netznutzungsfall mit der höchsten PV-Einspeisung (rot schraffierter Bereich in Abbildung 2-50) dargestellt. Neben der starken PV-Einspeisung liegt eine nennenswerte Einspeisung von On- und Offshore Windenergieanlagen vor. Dies führt zu einer mittleren Auslastung der HGÜ-Leitungen, die einen Teil der Leistung direkt in den Süden verschieben. In weiten Teilen weisen die AC-Leitungen des Übertragungsnetzes relativ geringe Auslastungen auf. Vereinzelnd treten geringe Überlastungen an den Anlandungsstellen der Offshore-Windparks auf. Die Belastung der Netze in NRW ist für diesen Netznutzungsfall in einigen Teilen Nordrhein-Westfalens dagegen sehr kritisch, was anhand von Abbildung 2-52 näher erläutert wird.

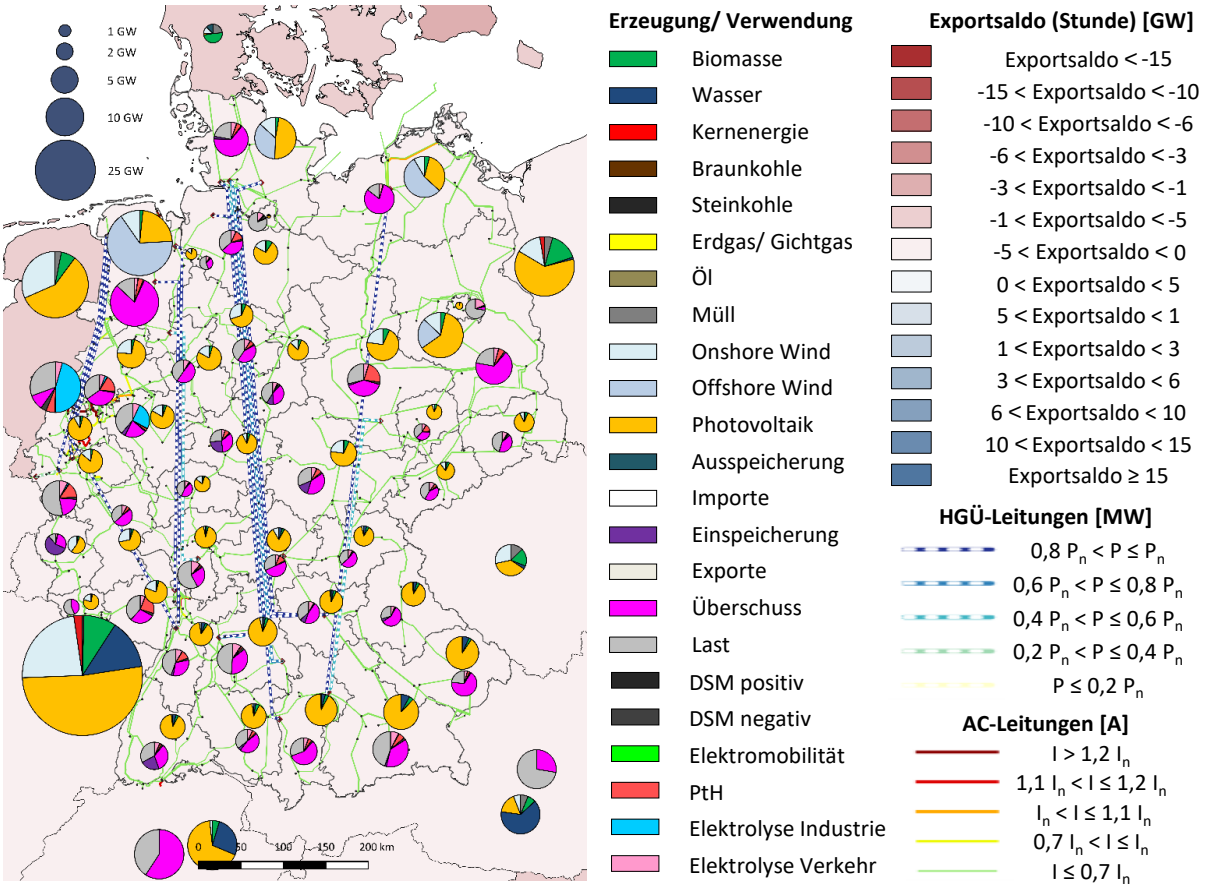

Abbildung 2-51 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster PV-Einspeisung (Stunde 3.494) im Jahr 2050

In der Abbildung sind die Einspeisungen und Lasten auf NUTS3-Ebene auf der linken Seite sowie die Leitungsauslastungen auf der rechten Seite dargestellt. Aufgrund hoher PV-Einspeisungen und folglich gedämpfter Strompreise befinden sich die PtX-Anlagen in dem betrachteten Fall vollumfänglich in Betrieb. Dies gilt vor allem für die Wasserstoffproduktion in den Stahl- und Ammoniakwerken, die an einigen wenigen Orten in NRW konzentriert ist. Dies führt zu einer punktuell sehr hohen Stromnachfrage, die zu Überlastungen auf den Leitungen rund um die Werksstandorte führt. Die Rechnung zeigt, dass das ansonsten sehr gut ausgebaute Übertragungsnetz in NRW an die Belastungsgrenze stößt und Zubringerleitungen zu den Werken ausgebaut werden müssen, wenn die in dem Szenario ermittelte Wasserstoffproduktion in dem Umfang vor Ort in den Werken erfolgen soll.

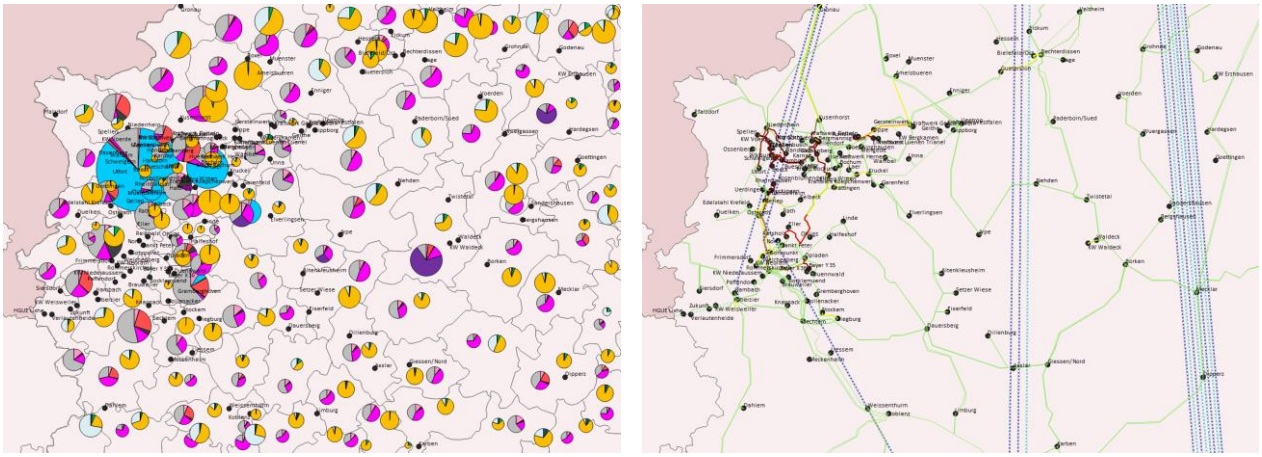

Abbildung 2-52 Last-/Einspeisesituation (links) und Netzauslastung (rechts) für Stunde höchster PV-Einspeisung (Stunde 3.494) in NRW im Jahr 2050

Im Folgenden wird der Netznutzungsfall mit der höchsten konventionellen Einspeisung betrachtet. Die zugehörige Stunde tritt in einer Woche im November des Jahres auf, die durch sehr geringe Einspeisungen aus Wind- und PV-Anlagen charakterisiert ist (vgl. Abbildung 2-53). Da im „PtX Industrie"-Szenario bis 2050 bereits der vollständige Ausstieg aus Braun- und Steinkohlekraftwerken erfolgt ist, wird die gesamte konventionelle Erzeugung durch Gaskraftwerke erbracht.

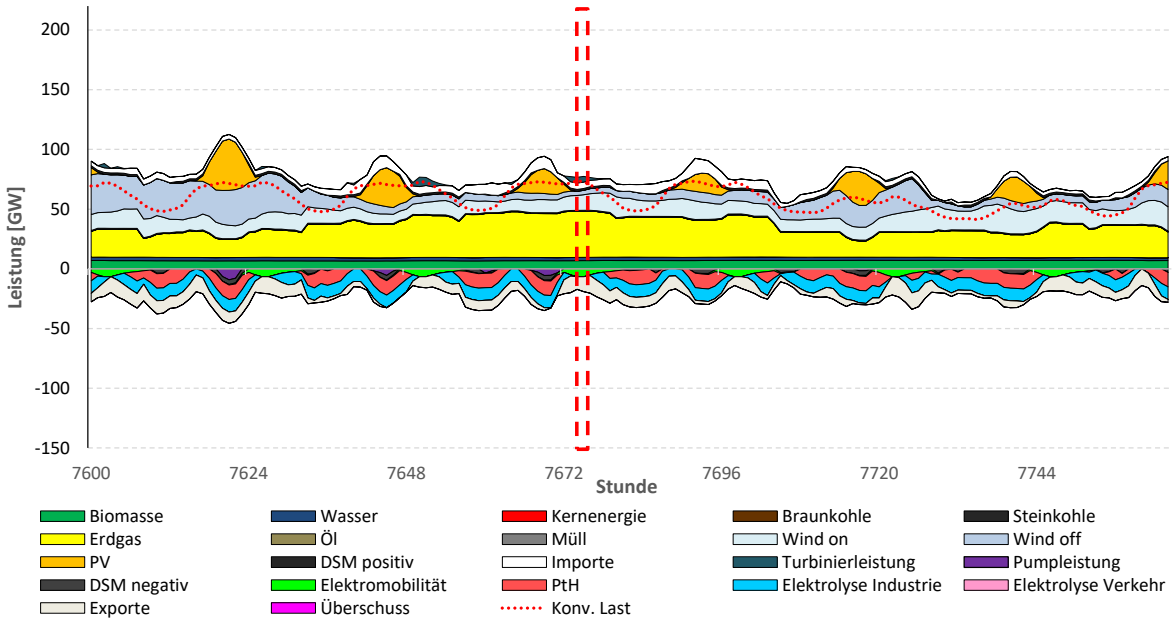

Abbildung 2-53 Woche im November mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.674) im Jahr 2050

Zu dem Zeitpunkt der höchsten konventionellen Einspeisung (rot schraffierter Bereich) kommen aufgrund der hohen Grenzerzeugungskosten gar keine PtX-Optionen zum Einsatz. Die Last besteht daher im Wesentlichen aus der relativ hohen konventionellen Last sowie dem benötigten Ladestrom

für Elektromobile. Zudem erfolgt ein recht hoher Stromexport nach Frankreich, der durch die stark reduzierten Kraftwerkskapazitäten in Frankreich und den daraus resultierenden, verglichen zu Deutschland, höheren Grenzerzeugungskosten bedingt ist.

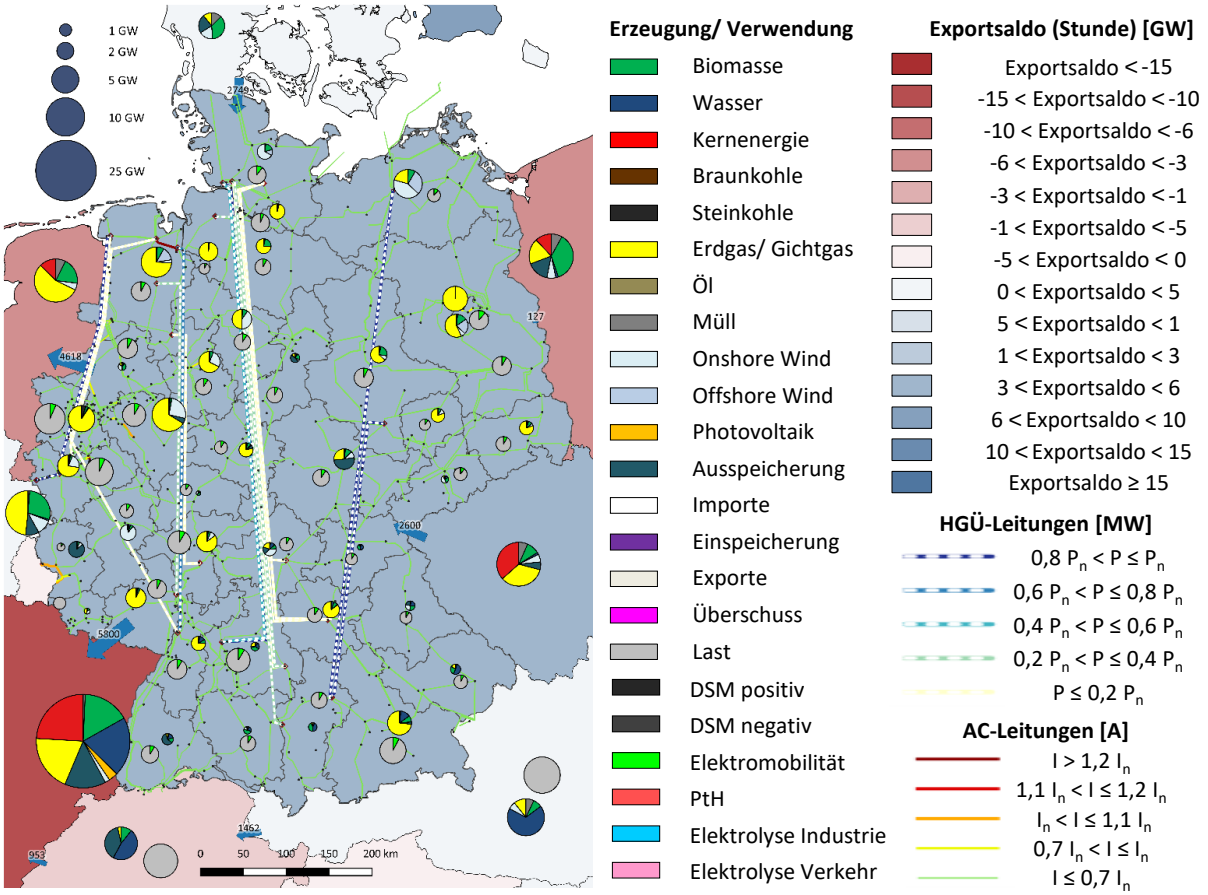

Abbildung 2-54 DC-Lastflussrechnung für die Stunde mit der höchsten konventionellen Einspeisung (Stunde 7.674) im Jahr 2050

Die Auswirkungen der Last-/Einspeisesituation auf das deutsche Übertragungsnetz sind in Abbildung 2-54 dargestellt. Abgesehen von einer Zubringerleitung von einem Kraftwerksstandort zu einer HGÜ-Station im Nord-Osten Deutschlands, liegen für diese Situation keinerlei Überlastungen im Übertragungsnetz vor. Dies ist vor allem auf die der Last nahe gelegene Stromerzeugung aus Gaskraftwerken zurückzuführen, die einen geringen Transportbedarf im Übertragungsnetz zur Folge hat. Da die industrielle Wasserstoffproduktion in NRW aufgrund der hohen Strompreise in dieser Situation nicht im Einsatz ist, treten entsprechend auch keine Überlastungen innerhalb von NRW auf.

Abbildung 2-55 zeigt die Last-/Einspeisesituationen für die Woche mit den höchsten Einspeisungen aus On- und Offshore Windkraftanlagen auf, die Anfang Januar auftritt. Die durchgehend hohen Einspeisungen aus On- und Offshore Windenergie haben aufgrund einhergehender gedämpfter Strompreise einen nahezu dauerhaften Einsatz der PtX-Optionen zur Folge, so dass ein großer Teil der

verfügbaren Windenergie zur Wasserstoffproduktion bzw. zur Wärmebereitstellung (PtH) genutzt werden kann. Teilweise übersteigen die Einspeisungen jedoch die konventionelle Last zuzüglich der PtX-Kapazitäten, so dass bilanzielle Überschussstrommengen resultieren, die eine entsprechende Abregelung von Windenergie- und PV-Anlagen erforderlich machen. In der betrachteten Woche müssen entsprechend vor allem Windenergieanlagen teilweise abgeregelt werden.

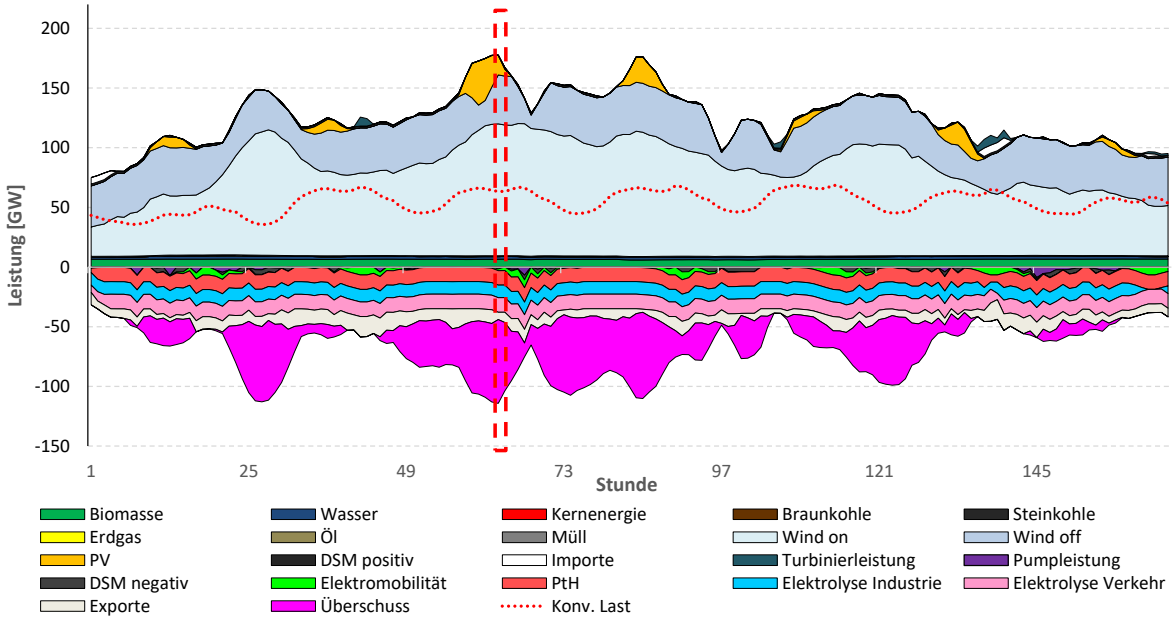

Abbildung 2-55 Woche im Januar mit der höchsten Windenergie-Einspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050

Die Auswirkungen der in Abbildung 2-55 rot schraffierten Last-/Einspeisesituation mit der höchsten Windenergieeinspeisung des Jahres auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz sind in Abbildung 2-56 dargestellt. Da die Wasserstoffproduktion für die Stahl- und Ammoniakindustrie mit voller Kapazität läuft, treten wiederum die Überlastungen in NRW auf, wie sie bereits in Abbildung 2-52 zu erkennen sind. Ansonsten halten sich die Auslastungen im Übertragungsnetz, abgesehen von einigen Überlastungen im Bereich der Anlandungspunkte der Offshore-Windparks, in Grenzen. Dies ist vor allem auf die umfangreichen Abregelungen von Windenergieanlagen zurückzuführen, die die Notwenigkeit des Abtransports von Windstrom deutlich reduzieren. Ein großer Teil der verbleibenden Einspeisung aus Windenergieanlagen in Norddeutschland wird durch die stark ausgelasteten HGÜ-Leitungen nach Süddeutschland abtransportiert, was sich ebenfalls stark entlastend auf das AC-Netz auswirkt. Dabei treten erhöhte Auslastungen auf Ost-West-Korridoren in Norddeutschland auf, die wie bereits in [Pesc18] diskutiert, durch den Leistungsfluss zu den HGÜ-Stationen im Nord-Osten Deutschlands bedingt ist.

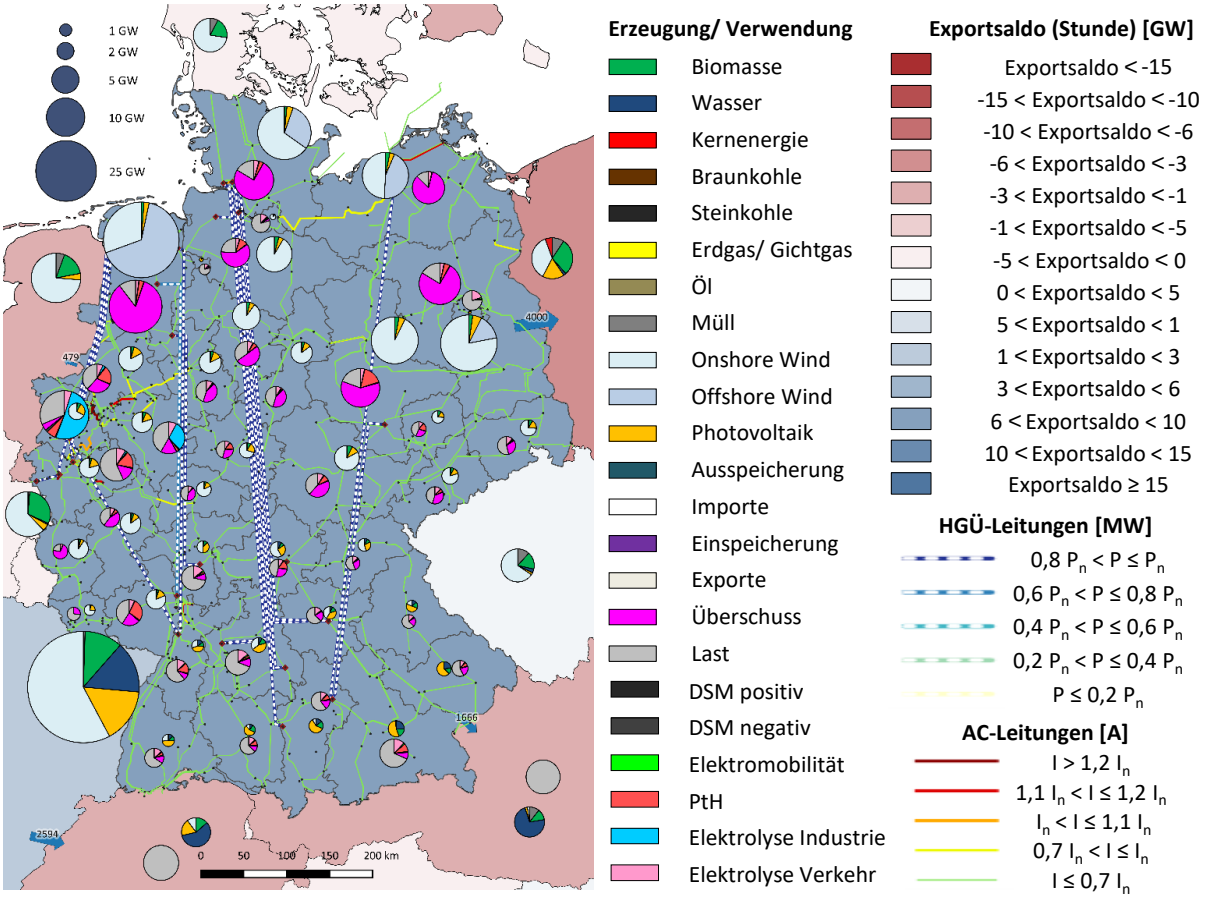

Abbildung 2-56 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Windenergieeinspeisung (Stunde 63) im Jahr 2050

Die Situation mit der höchsten Last des Jahres tritt in dem vorliegenden Szenario ebenfalls in der ersten Woche im Januar auf (vgl. rote Schraffur in Abbildung 2-57). Neben einer konventionellen Last von ca. 50 GW kommen die maximalen Leistungen im Bereich von PtH, der Elektrolyse für die Industrie, der Elektrolyse für den Verkehr sowie der Elektromobilität zum Einsatz. Dennoch kann ein Teil der möglichen Einspeisungen bilanziell nicht genutzt werden, so dass dieser abgeregelt werden muss.

Die Auswirkungen der Last-/Einspeisesituation auf das deutsche Stromnetz sind Abbildung 2-58 zu entnehmen. Verglichen zu dem Netznutzungsfall mit der höchsten Windenergieeinspeisung (Stunde 63) wird im Fall der höchsten Last (Stunde 91) eine deutlich geringere Leistung abgeregelt, so dass ein erhöhter Transportbedarf von den Einspeisungspunkten der Windenergieanlagen zu den Lastsenken im Westen und Süden Deutschlands besteht.

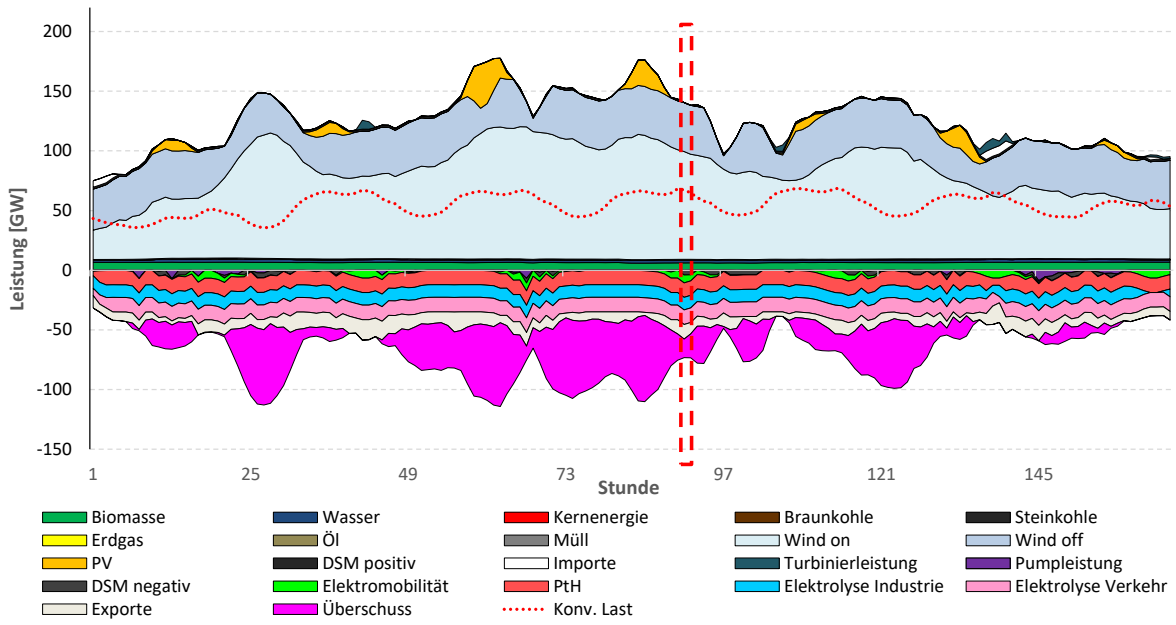

Abbildung 2-57 Woche im Februar mit der höchsten Last (konventionell und PtX) (Stunde 91) im Jahr 2050

Hieraus resultieren erhöhte Auslastungen sowohl auf Nord-Süd-Korridoren sowie auf Leitungen, die von Nord-Osten und Nord-Westen Deutschlands nach NRW führen. Die Rechnung zeigt abermals, dass die Belastungsgrenzen des Übertragungsnetzes überschritten werden können, wenn die eingespeiste Leistung aus Windenergieanlagen weiträumig zu den angenommenen hohen PtX-Lasten sowie konventionellen Lasten transportiert werden muss. Neben den bereits identifizierten strukturellen Engpässen in NRW betrifft dies im AC-Netz zusätzlich Korridore von Nord-Osten in Richtung Süd-Westen Deutschlands.

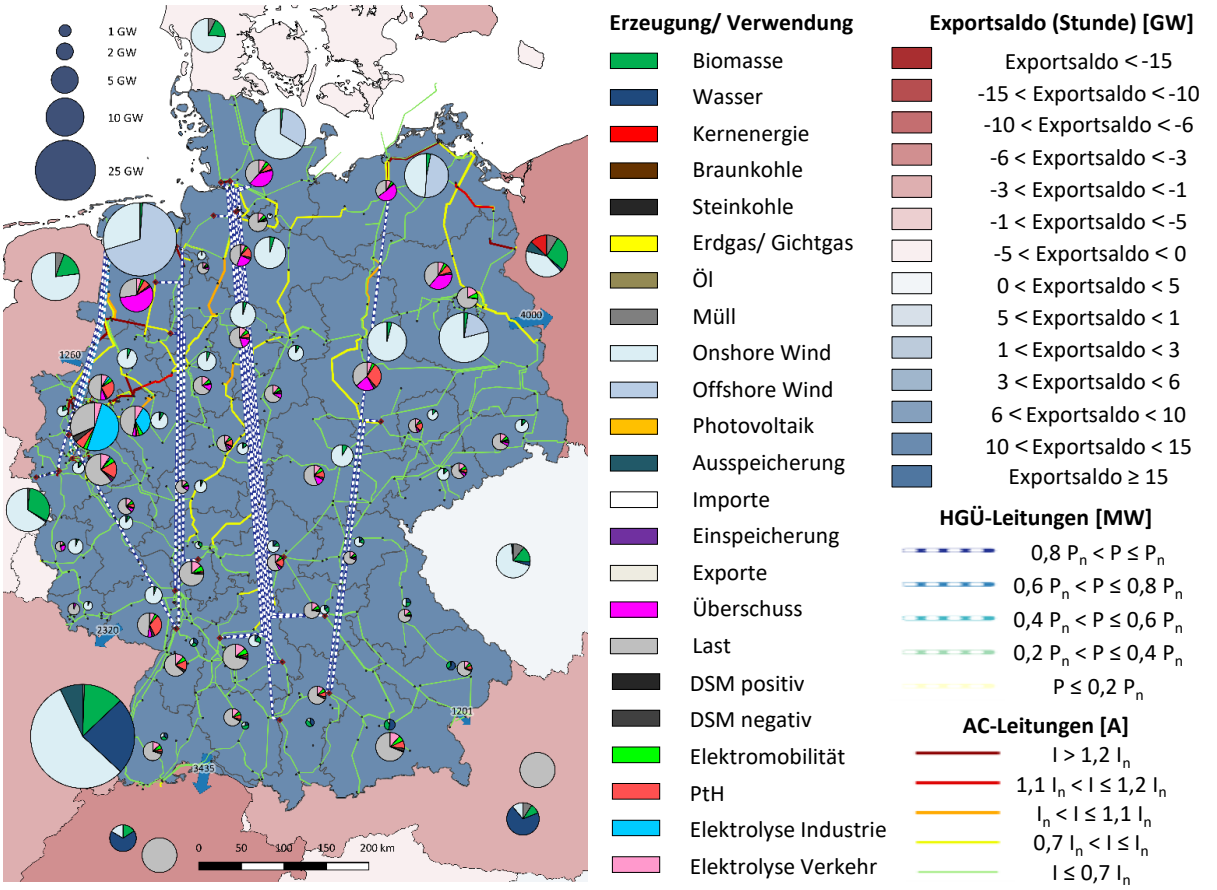

Abbildung 2-58 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last (Stunde 91) im Jahr 2050

Im Folgenden (Abbildung 2-59) wird der Einfluss einer Umplatzierung von Elektrolyseuren zur Produktion des Wasserstoffs für die Industrie und den Verkehr untersucht. Hierbei wird unterstellt, dass eine entsprechende Wasserstoffinfrastruktur existiert, mit der der erzeugte Wasserstoff zu den Verbrauchsorten transportiert werden kann. Der Ausbau der Elektrolyse-Kapazitäten orientiert sich dabei an der Jahresstromerzeugung aus On- und Offshore Windenergieanlagen, so dass Elektrolyseure unmittelbar in der Nähe von Windkraftanlagen gebaut werden.

Zur Untersuchung des Einflusses einer Umplatzierung der Elektrolyseure wird ebenfalls auf die Stunde der höchsten Last (Stunde 91, vgl. rote Schraffur in Abbildung 2-57) zurückgegriffen, da sich diese Stunde als kritischste Situation für das Übertragungsnetz herausgestellt hat. Die Ergebnisse der DC-Lastflussberechnung mit der neuen Verteilung der Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion für die Industrie und den Verkehr ist in Abbildung 2-59 dargestellt. Die Rechnung zeigt, dass die stark überlasteten AC-Leitungen aus Abbildung 2-58 im Falle der Neuverteilung von Elektrolyseuren stark entlastet werden, so dass nahezu alle Engpässe behoben werden können. Insbesondere entspannt sich die Situation in NRW deutlich, da die großen punktuellen Schwerpunkte der Wasserstofferzeugung vollständig wegfallen.

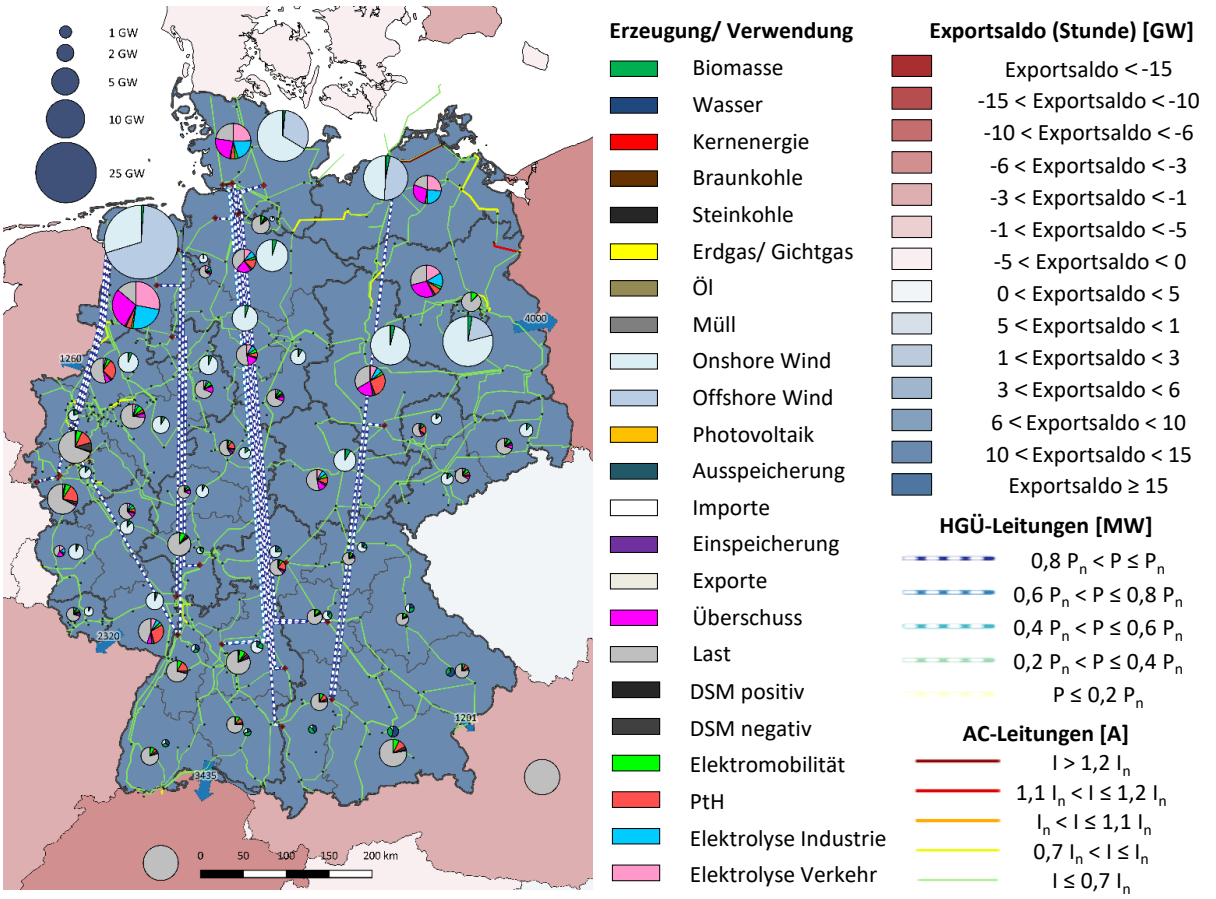

Abbildung 2-59 DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last nach Umplatzierung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion für die Industrie und den Verkehr (Stunde 91) im Jahr 2050

Eine detaillierte Auswertung für die Leitungsflüsse in NRW vor und nach Umplatzierung der Elektrolyseure zeigt Abbildung 2-60. Sowohl die von Norden als auch von Nord-Osten nach NRW verlaufenden Korridore können durch die Umplatzierung der Elektrolyseure vollständig entlastet werden. Im Umkehrschluss zeigt die obere Netzkarte in Abbildung 2-60 auf, welche Leitungen in Richtung NRW sowie in NRW ausgebaut werden müssen, sofern die Wasserstoffproduktion für die Industrie in den Werken vor Ort stattfinden soll, ohne dass es zu Netzengpässen kommt.

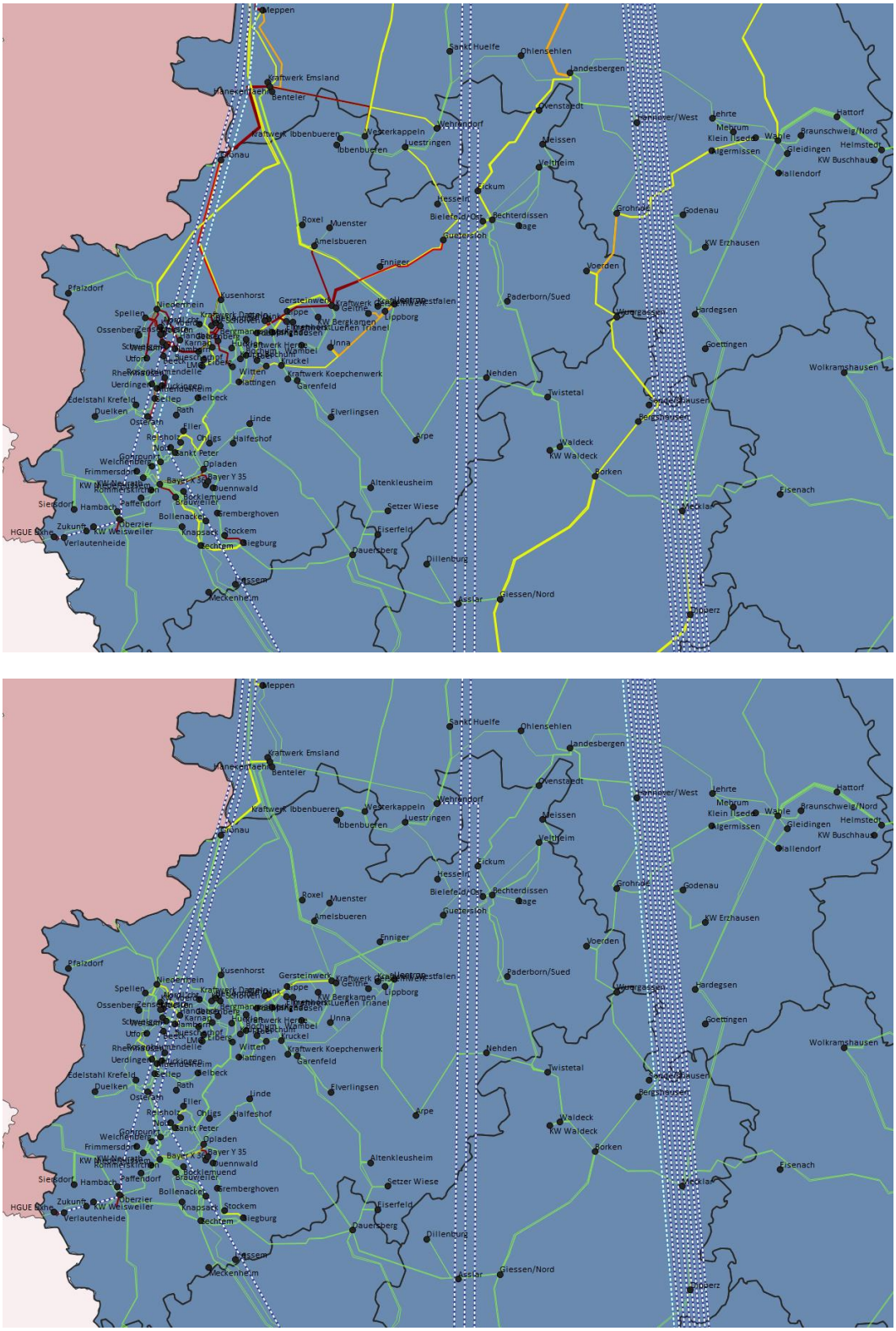

Abbildung 2-60 NRW-Ausschnitt der DC-Lastflussrechnung für die Stunde höchster Last (konventionell und PtX) (Stunde 91) im Jahr 2050, vor (oben) und nach (unten) Umplatzierung von Elektrolyseuren

2.6.3 Vergleich der integrierten Strommarkt- und Netzberechnungen

Bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Die vorangegangen Analysen in Kapitel 2.6.1 und 2.6.2 liefern für verschiedene Netznutzungsfälle Erkenntnisse hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen sowie zu den Leistungsflüssen im deutschen Übertragungsnetz. Die Ergebnisse für das betrachtete Stützjahr 2050 werden in diesem Abschnitt einander gegenübergestellt, um Unterschiede sowie robuste Gemeinsamkeiten beider Szenarien für Deutschland und NRW zu identifizieren.

Für Deutschland wird im Jahr 2050 für beide betrachteten Szenarien ein Anteil der erneuerbaren Energien an der inländischen Stromerzeugung von mindestens 90 % erreicht. Dazu steigen die Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland in beiden Szenarien deutlich an. Während im „PtX Verkehr“-Szenario vor allem zusätzliche Onshore Windkapazitäten dazu beitragen, werden im „PtX Industrie“-Szenario deutlich höhere offshore Windleistungen sowie PV-Leistungen zugebaut. Die konventionelle Stromerzeugung nimmt dagegen in beiden Szenarien stark ab. Im „PtX Industrie“-Szenario wird von einem bis zum Jahr 2050 erfolgenden vollständigen Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung¬ ausgegangen. Demgegenüber werden im „PtX Verkehr“-Szenario nach einem kontinuierlichen Rückgang bis zum Jahr 2050 noch geringe Anteile an der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken ermittelt. Für NRW zeigt sich, dass es durch den Wegfall konventioneller Kapazitäten bei der Stromerzeugung in Deutschland deutlich an Gewicht verliert, jedoch ein Schwerpunkt der Stromnachfrage bleibt.

In beiden Szenarien wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von mindestens 80 % gegenüber 1990 erreicht. Aufgrund der verschiedenen Untersuchungsschwerpunkte der beiden Szenarien werden die Emissionsreduktionen in unterschiedlichen Sektoren erzielt. Im „PtX Verkehr“-Szenario liegt ein besonderer Fokus auf dem Verkehrssektor, in welchem der Transformationspfad für eine 80 %-Dekarbonisierung untersucht wird. Im „PtX Industrie“-Szenario liegt neben der vergleichsweise emissionsarmen Stromerzeugung ein besonderer Fokus auf Emissionsreduktionspotenzialen im Industriesektor. Neben der Zunahme von Power-to-Heat erfolgt eine nennenswerte Energieträgersubstitution von Kohle zu Wasserstoff und Strom, die insbesondere in der Stahlwirtschaft erfolgt.

Hieraus ergibt sich die robuste Gemeinsamkeit beider Szenarien, dass die Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion den größten Anteil der flexiblen Lasten unter den PtX-Optionen einnimmt. Die wesentlichen Unterschiede liegen entsprechend darin, für welche Endanwendungen der erzeugte Wasserstoff genutzt wird. Während im Szenario „PtX Verkehr“ der Wasserstoff primär dem Betrieb von Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieb sowie der Einspeisung ins Erdgasnetz dient, erfolgt im Szenario „PtX Industrie“ der Einsatz im Wesentlichen als Kokskohlenersatz zur Stahlherstellung. Die Stromverwendung durch Elektromobilität fällt in beiden Szenarien sehr unterschiedlich aus. Während der Strombedarf für Elektromobilität im „PtX Verkehr“-Szenario 59 TWh beträgt, fällt dieser im „PtX Industrie“-Szenario vergleichsweise niedrig aus. Eine umgekehrte Bedeutung ist bei Power-to-Heat

festzustellen. Im „PtX Industrie“-Szenario ist Power-to-Heat die am zweitstärksten eingesetzte PtX-Technologie, wohingegen Power-to-Heat im „PtX Verkehr“-Szenario wird nur in geringem Umfang eingesetzt wird. Demand-Side-Management spielt in beiden Szenarien eine vergleichsweise kleine Rolle.

Die flexiblen PtX-Technologien kommen aufgrund der Grenzkostendynamiken tendenziell vor allem in Zeiten hoher Wind- oder PV-Einspeisungen zum Einsatz. Insbesondere Starkwind- und Stark-PV-Situationen bringen aufgrund der flexiblen PtX-Nachfragen entsprechend häufig auch eine hohe Last mit sich. Aufgrund der ständigen Nachfrage nach PtX-Produkten kann der Einsatz von PtX-Technologien jedoch auch in Phasen eines niedrigen Angebots an erneuerbaren Energien erforderlich werden. Neben anderen Flexibilitätsoptionen wie einer Flexibilisierung des Kraftwerksparks oder Lastmanagement kann die Abregelung von erneuerbaren Energien in Phasen überschüssiger Stromerzeugung eine kosteneffiziente Flexibilitätsoption darstellen. Diese Situation tritt in beiden Szenarien auf, da den relativ hohen installierten Leistungen von Windenergie- und PV-Anlagen jeweils deutlich niedrigere installierte PtX-Leistungen gegenüberstehen.

In Situationen hoher konventioneller Einspeisung und hoher PV-Einspeisung sind in beiden Szenarien aufgrund der lastnahen Erzeugung niedrige Belastungen für das Übertragungsnetz zu beobachten. Der Fall der höchsten Last (konventionell und PtX) stellt sich dagegen für beide Szenarien als die Situation heraus, in der die höchsten Netzbelastungen in Deutschland und in NRW auftreten. Dieser Netznutzungsfall führt zu umfangreichen Stromtransporten insbesondere in das Bundesland NRW. Der Stromfluss erfolgt dabei von den Regionen mit hoher Windenergieerzeugung im Norden u.a. in die Lastzentren in NRW. Hierbei sind aus dem Nord-Osten Deutschlands kommende Leitungen von Landesbergen in Richtung Bielefeld/Gütersloh und weitergehend über Datteln bis in das Ruhrgebiet betroffen. Bei Leitungen aus dem Norden sind dies Leitungen aus dem Emsland über Gronau in Richtung Niederrhein, Borken und Hamm-Uentrop. Diese Ergebnisse zeigen sich in weiten Teilen als für beide Szenarien robust, wobei die Effekte im „PtX Industrie“-Szenario aufgrund der besonders hohen Elektrolyseurleistung in NRW in deutlich stärkerem Maße auftreten.

Diese ausgeprägte Netzbelastung liegt insbesondere an der zugrundeliegenden Annahme nachfragenaher Positionierung der elektrolytischen Wasserstoffproduktion (PtX-Technologie). Ohne Umpositionierung der Wasserstoffproduktion sind weitere Leitungsverstärkungen im AC-Netz oder auch weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW notwendig, um die entsprechenden Leistungen übertragen zu können. Um die identifizierten umfassenden strukturellen Engpässe zu beheben, bieten sich neben Leitungsverstärkungen oder –neubau auch eine geeignetere Positionierung von PtX-Technologien in Hinblick auf das Stromnetz an. Eine Analyse einer möglichen Umplatzierung der Elektrolyseure zeigt auf, dass eine deutliche Entlastung der Stromnetze bewirkt werden kann. Dies ist z.B. der Fall, wenn die Elektrolyseure in der Nähe der Einspeisungen von On- und Offshore Windenergieanlagen in Norddeutschland platziert werden. Eine entsprechende Platzierung der Wasserstofferzeugung würde jedoch den Bedarf nach einem umfassenden Wasserstoffabtransport vom Norden aus in Richtung der Nachfrage bedingen. Für den Einsatz des Wasserstoffs zu industriellen Zwecken bei einer geringen Anzahl Großverbrauchern (z.B. Stahlwerke)

wie im „PtX Industrie“-Szenario wären Transporte per Lastkraftwagen kaum ausreichend, so dass Wasserstoffpipeline-Infrastrukturen aufgebaut werden müssten.

Für beide Szenarien und verschiedene Netznutzungsfälle mit hohen Im- und Exporten zeigen die Analysen zudem eine geringe Anzahl hoch ausgelasteter AC-Leitungen insbesondere in grenznahen Regionen. Dies deutet darauf hin, dass der angenommene Ausbau der Kuppelkapazitäten in Situationen mit hohen Stromaustauschen zu leichten Überlastungen im hinterlagerten AC-Netz führen kann. Des Weiteren zeigt sich für Deutschland eine in beiden Szenarien feststellbare strukturelle Überlastung auf „Zubringerleitungen“ zu HGÜ-Stationen. Konkret sind diese zeitweiligen Netzengpässe dadurch bedingt, dass hohe Leistungen aus Windenergieanlagen im Nord-Osten Deutschlands zu den HGÜ-Stationen im Nord-Westen Deutschlands transportiert werden müssen, um von dort in den Süden Deutschlands verschoben zu werden.

2.7. Ergebnisdiskussion und Handlungsempfehlungen

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Ergebnisdiskussion

Die Klimaschutzziele erfordern einen stark steigenden Ausbau von erneuerbaren Energien und von Power-to-X Anwendungen, um die Fluktuationen der zukünftigen Stromerzeugung aus Sonne und Wind auszugleichen und die THG-Emissionen der Sektoren Industrie und Verkehr ausreichend zu mindern. Vor diesem Hintergrund untersucht dieser Teil (Energiesystemanalyse) des Forschungsvorhabens die Potenziale und Einsatzmöglichkeiten von Power-to-X Anwendungen (z.B. „Power-to-Gas“ und „Power-to-Heat“) sowie weiterer Flexibilitätsoptionen im Energiesystem zur Unterstützung der Energietransformation.

Langfristig soll eine gesteigerte Flexibilität des Energiesystems in Deutschland und NRW durch Power-to-X und weitere Flexibilitätsoptionen erreicht werden. Für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen gibt es verschiedene ökonomische, technische, zeitliche sowie räumliche Möglichkeiten und Restriktionen. Das daraus resultierende Konkurrieren der Flexibilitätsoptionen ermöglicht ein kostenminimales Management von Situationen mit Flexibilitätsbedarf, wobei es nichtsdestotrotz zu Situation kommen kann, in denen Überschüsse auftreten. Da es keine einheitlichen Definitionen von Überschussströmen gibt, wurde im Rahmen dieser Studie zunächst folgende breit anwendbare neue Definition entwickelt, welche den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel mit Überschussstrom beschreibt:

Überschussstrom ist diejenige Elektrizität, welche die Aufnahme- oder Verteilungskapazitäten in einem gegebenen System unter Berücksichtigung technologischer und ökonomischer Restriktionen auf relevanten zeitlichen und räumlichen Skalen übersteigt. Der Umfang des Auftretens hängt von der systemspezifischen Teilmenge A $\subseteq$ B theoretisch verfügbarer Flexibilitätsoptionen B ab.

Vor diesem Hintergrund weisen beide untersuchten Szenarien, entsprechend ihrer Bezeichnungen, den Haupteinsatz von Flexibilitätsoptionen in unterschiedlichen Sektoren auf. Das „PtX Verkehr“-Szenario legt als Flexibilitätsoptionen insbesondere Wert auf den Einsatz von Elektromobilität und auf die Wasserstoffproduktion für den Verkehr. Im „PtX Industrie“-Szenario ist die elektrolytische Wasserstoffherstellung von sehr hoher Bedeutung. Dort wird als Einsatzort für den Wasserstoff aber primär die Stahlherstellung (Wasserstoffdirektreduktion) untersucht. Power-to-Heat spielt in beiden Szenarien langfristig eine wichtige Rolle. Die für Power-to-Heat verwendeten Strommengen fallen dabei insgesamt weniger hoch aus, als der modellierte Stromeinsatz zur Wasserstoffproduktion in beiden Szenarien. Entsprechend werden die Randbedingungen einzuhaltender THG-Emissionen und Anteile erneuerbarer Energien durch beide Szenarien auf unterschiedliche Weise erfüllt. Die Ergebnisse beider Szenarien fließen anschließend sukzessive in ein integriertes Strommarkt- und Stromnetzmodell des IEK-STE ein, in den zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Untersuchungen hinsichtlich der Stromerzeugungen und –verwendungen sowie deren Auswirkungen auf das Stromnetz durchgeführt werden.

In beiden Szenarien zeigt sich NRW langfristig als Nettoimporteur von Strom. Gründe hierfür sind steigende Lasten und der abnehmende Umfang der Stromerzeugung. Gründe sind dafür erzeugungsseitig insbesondere der Wegfall konventioneller Kraftwerke und eine geringere Partizipation am EE-Ausbau als beispielsweise in den nördlichen Bundesländern. Des Weiteren resultiert aus den hinzukommenden Flexibilitätsoptionen und der weitgehenden Dekarbonisierung verschiedener Endenergiesektoren eine steigende Stromnachfrage in NRW und weiteren Bundesländern.

Die Analyse der Effekte auf das Stromnetz zeigt die Netzauslastungen für Deutschland und NRW auf. Hierbei erfolgt auch die Prüfung, ob das nach dem Netzentwicklungsplan ausgebaute deutsche Stromnetz die für 2050 ermittelten Übertragungsaufgaben jederzeit problemlos leisten kann oder an seine Belastungsgrenzen stößt.

Es werden für beide Szenarien jeweils vier unterschiedliche extreme Netznutzungsfälle betrachtet: (i) Höchste PV-Einspeisung, (ii) Höchste konventionelle Einspeisung, (iii) Höchste Windenergieeinspeisung und (iv) Höchste Last (konventionell und PtX).

Der Fall der höchsten Last (konventionell und PtX) zeigt sich für beide Szenarien als die Situation mit der am stärksten ausgeprägten Netzbelastung in Deutschland und in NRW. Dies liegt insbesondere an der zugrundeliegenden Annahme einer nachfragenahen Positionierung der Wasserstoffproduktion (PtX-Technologie). Eine Möglichkeit der Reduzierung der identifizierten strukturellen Engpässe ist eine geeignetere Positionierung von PtX-Technologien hinsichtlich des Stromnetzes. Eine dementsprechende Variantenrechnung für den Fall der Umplatzierung von Elektrolyseuren zeigt auf, dass eine wesentliche Entlastung der Stromnetze erfolgen kann, wenn die Elektrolyseure in der Nähe der Windenergieeinspeisungen platziert werden. Aufgrund stark ansteigender On- und Offshore-Windenergie-Einspeisungen müssen dann insbesondere im Norden Deutschlands große Elektrolysekapazitäten entstehen. Entsprechende Gegebenheiten würden den Bedarf nach einem umfassenden Wasserstoffabtransport vom Norden aus in Richtung der Nachfrage, z.B. im Bereich des Verkehrs und der Industrie, bedingen. Insbesondere für den Einsatz des Wasserstoffs im industriellen Maßstab bei wenigen Großverbrauchern (z.B. Stahlwerke) wäre ein Transport per Lastkraftwagen kaum praktikabel, so dass Wasserstoffpipeline-Infrastrukturen aufgebaut werden müssten. Sollte kein entsprechender Aufbau von bundeslandübergreifenden Wasserstoffinfrastrukturen erfolgen, würden Leitungsverstärkungen im AC-Netz oder auch weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW notwendig werden. Dies betrifft aus dem Norden kommende Leitungen, welche in Nähe der niedersächsischen Stadt Bad Bentheim die Grenze zu NRW in Richtung Niederrhein, Borken und Hamm-Uentrop überschreiten. Des Weiteren sind insbesondere eine zwischen Bielefeld und Datteln verlaufende Leitung sowie eine Vielzahl von Leitungen am nordöstlichen und nordwestlichen Bereich des Ruhrgebiets betroffen. Diese Ergebnisse sind in weiten Teilen für beide Szenarien robust. Sie treten nicht nur im Fall der industriellen Wasserstoffnutzung auf, sondern spiegeln sich auch weitestgehend in Ergebnissen der Netznutzungsfälle für das „PtX Verkehr“-Szenario wider. Etwas schwächere, aber dennoch vorhandene Überlastungen lassen sich für dieses Szenario im nordwestlichen Bereich des Ruhrgebiets sowie auf den aus dem Norden kommenden Leitungen feststellen. Aufgrund der aktuellen

Verzögerungen beim Netzausbau, der langen Vorlaufzeiten zur Realisierung neuer Trassen und der bisherigen Änderungen der Netzentwicklungspläne ist zudem zu erwarten, dass die Realisierung des unterstellten Netzentwicklungsplans erst nach dem Jahr 2035 und ggf. nicht in vollem Umfang erfolgt.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen aus der Systemanalyse

Den beiden betrachteten Szenarien liegt die Annahme eines langfristig starken Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien und umfassenden Treibhausgas-Reduktionen zugrunde. Bis zum Jahr 2050 rechnen die Szenarien mit einem Anteil der EE von über 80 % an der Stromerzeugung. Der zunehmende Einsatz von „Power-to-X“, vor allem basierend auf elektrolytischer Wasserstofferzeugung für Industrie und Verkehr sowie synthetischen Treibstoffen und Elektromobilität, spielt in den Szenarien eine zentrale Rolle. Durch diese Ausgestaltung illustrieren die analysierten Szenarien auf unterschiedliche Weise die anstehenden Herausforderungen der Energietransformation. Gestützt auf diese Langfristszenarien ziehen wir folgende Schlussfolgerungen und geben nachfolgende Empfehlungen:

- Die in den Szenarien unterstellten Entwicklungen bezogen auf Effizienzsteigerungen bzw. Rückgang der konventionellen Energie-/Stromnachfrage und Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen werden durch die aktuellen Rahmenbedingungen zumindest mittel- bis langfristig nicht ausreichend angereizt. Zudem wäre für eine nachhaltige Nutzung von Power-to-X künftig zusätzlich in großem Umfang erneuerbarer Strom benötigt. Der aktuelle EE-Ausbau im Stromsektor würde jedoch angesichts des zunehmenden Ersatzbedarfs alter Anlagen nicht ausreichen, um diesen zunehmenden Strombedarf ausreichend zu decken. Daher wäre zum einen der Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen sowohl auf Bundes- als auch Landesebene zu beschleunigen und langfristig sicherzustellen. Zum anderen wären die Rahmenbedingungen für Energieeinsparungen und Effizienzsteigerungen zu verbessern, um den Ausbaubedarf für EE zu reduzieren.
- Um weiterhin effiziente Investitionen sowie Innovationen im Stromsektor anzuregen und darüber hinaus unnötig komplizierte Regulierungen zu vermeiden, bietet es sich an Energiemarktregeln technologieneutral zu gestalten und jegliche Diskriminierung von Technologien zu vermeiden. Dadurch würde der mögliche Lösungsraum im Zuge der Transformation des Energiesystems nicht zusätzlich beschränkt. Mit Blick auf die Unsicherheiten der zukünftigen technologischen Entwicklung im Bereich von „Power-to-X“, einschließlich des Ausmaßes möglicher Kostendegressionen, sollten Forschung und Entwicklung in diesem Feld auf einen Technologiemix ausgerichtet sein, der keinerlei Optionen ausschließt. Es ist aus heutiger Sicht nicht möglich zu wissen, welche PtX-Technologien sich in welchen Anwendungsfällen langfristig in den diversen Industrien und dem Verkehrssektor durchsetzen werden.
- Es stellt sich heraus, dass das Übertragungsnetz in Deutschland und NRW die für 2050 ermittelten Übertragungsaufgaben unter Berücksichtigung aktueller Ausbaupläne nicht

jederzeit leisten kann und an Belastungsgrenzen stößt. Extreme, aber auslegungs- und betriebsrelevante Netznutzungsfälle, insbesondere jene mit hohen Windenergieeinspeisungen und gleichzeitig hohen Lasten, führen zu Überlastungen. Die langfristigen Transportaufgaben für das Jahr 2050 können demnach bei diesen extremen Netznutzungsfällen, z.B. bei hoher Windenergieeinspeisung im Norden und gleichzeitig hohen Lasten mit Schwerpunkten in NRW und Baden-Württemberg, nicht erbracht werden. In diesen Situationen kann es zu strukturellen Netzengpässen in NRW und entlang der relevanten Leitungstrassen kommen. Für NRW zeigen sich die Leitungstrassen von der Nord- und Ostsee (über Gronau und Bielefeld) als tendenziell am stärksten betroffen.

- Zudem kann eine aus Netzsicht geeignete Platzierung von PtX-Anlagen (z.B. an den Einspeisungen aus Windkraftanlagen orientiert) zur Verringerung hoher Netzbelastungen beitragen. Daher bedarf es eines Zusammenspiels aus Stromnetzaufbau und -ausbau sowie geeigneter Platzierung von Power-to-X Anlagen in NRW und den weiteren Bundesländern.
- Neben den erforderlichen Veränderungen der Stromnetz-Infrastruktur im Übertragungsnetz sind in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien ergänzende Infrastruktur-Maßnahmen erforderlich. Dazu zählen insbesondere Ladeinfrastrukturen für die Elektromobilität, Wasserstoffinfrastrukturen für Verkehr und Industrie sowie erweiterte Erdgas-Infrastrukturen (Tankstellen und Möglichkeiten zur Wasserstoffbeimischung).
- Beide Szenarien zeigen, dass für ihre Strategien langfristig (2050) Elektrolysekapazitäten in Höhe von ca. 23 bzw. 27 GW_{el} benötigt werden. Dies entspricht rein rechnerisch einem konstanten Zubau in einer Größenordnung von gut 800 MW_{el} pro Jahr ab dem Jahr 2020. Dabei sind im Zeitverlauf zusätzlich die unterschiedlichen Entwicklungsphasen (exponentieller Hochlauf und künftige Ersatzbedarfe aufgrund begrenzten Nutzungsdauer von 20 a) zu berücksichtigen. Bereits im Jahr 2030 werden in den Szenarien 3 GW_{el} (WI) bis 10 GW_{el} (EWI) unterstellt. Gemessen an der heute in Deutschland insgesamt installierten Elektrolysekapazität von etwa 3 TWh_{th}/a (entsprechend ca. 540 MW_{el}) und dem zuletzt stagnierenden Markt [Hnym17] bedeutet dies, dass für eine Erfüllung der Szenariopfade bereits kurzfristig ein erheblicher Markthochlauf an PtG-Anlagen nötig sein würde, trotz aktuell noch hoher Investitionen und fehlender Wirtschaftlichkeit. Daher ist zu überlegen, wie ein solcher Markthochlauf initiiert bzw. angereizt werden kann. Dabei sollten zugleich Standards für die Planungs- und Genehmigungsverfahren und Strategien zur Akzeptanzgewinnung entwickelt werden, um Hemmnisse zu reduzieren.
- Die Wirtschaftlichkeit von „Power-to-X“ wird neben der Entwicklung von Technologiekosten von wirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen, vor allem der langfristigen Entwicklung von CO_2-Preisen und Erneuerbaren-Ausbau, abhängen. Bei der Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von „Power-to-X“ ist es wichtig zu berücksichtigen, dass „potenzieller Überschussstrom“, der zeitlich und ggf. auch regional begrenzt auftritt, ein knappes Gut darstellt, das keineswegs zum Preis von Null verfügbar sein wird. Der Preis für potenziellen Überschussstrom wird sich vielmehr im Wettbewerb der verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten ergeben: Die kostengünstigeren bzw. einen höheren Mehrwert schaffenden

„Power-to-X"-Optionen haben in diesem Wettbewerb die höhere Zahlungsbereitschaft. Durch wirtschaftlich betriebene Power-to-Heat, Power-to-Gas, oder Power-to-Fuel Anwendungen kann die Abregelung von potenzieller EE-Stromerzeugungsanlagen verhindert und diese profitabel ins System integriert werden. Der resultierende Strompreis spiegelt die Zahlungsbereitschaft für die letzte kWh Strom, die gerade noch profitabel durch „Power-to-X" integrierbar ist. Der verbleibende tatsächliche Überschussstrom ist derjenige Strom, der bei gegebenen technologischen Optionen nicht mehr kosteneffizient integrierbar ist und folglich als Teil einer optimalen Systemlösung abgeregelt wird.

- Wenn der volkswirtschaftlich vorteilhafte Einsatz von Power-to-X Maßnahmen eine sehr hohe Priorität besitzt, sollten Abgaben, Umlagen und Entgelte in Richtung eines diskriminierungsfreien Systems weiterentwickelt werden, das Verzerrungen zwischen Energieträgern und Sektoren eliminiert. Dadurch kann netz- und systemdienliches Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern angereizt werden, wobei Power-to-Heat, Power-to-Gas und Power-to-Fuel Technologien im Rahmen einer kostenoptimalen Systemlösung ihren Platz finden. Bei der Berücksichtigung von anderen nicht zwangsläufig ökonomisch operationalisierbaren Faktoren wie Akzeptanz des Neubaus von Industrieanlagen und Infrastruktur, kann die steuernde Funktion von Abgaben und Umlagen als ein Instrument genutzt werden, um politisch gewünschte Entwicklungen zu forcieren.

Empfehlungen aus dem „PtX Verkehr"-Szenario

Der Fokus dieses Szenarios liegt darauf, unter strengen nationalen THG-Minderungszielen im Verkehrssektor einen kostenminimalen Fahrzeugmix in Deutschland zu simulieren: Die Vorgabe besteht in einer CO_2-Reduktion von -43 % (ggü. 2005) bis 2030 und von -80 % bis 2050. Diese Minderungsziele führen im Szenario langfristig zu einem alternativen Fahrzeugmix, der Elektrizität und größtenteils CO_2-freie bzw. CO_2-neutrale Brennstoffe verwendet, um die Verkehrsnachfrage zu decken. Des Weiteren zeigt sich, dass die angenommenen Minderungsziele zu einer signifikanten PtG-Nutzung im Verkehrssektor führen. Die Ergebnisse des „PtX Verkehr"-Szenarios dienen als wesentliche Grundlage für folgende Empfehlungen:

- Der Effizienzsteigerung der einzelnen Antriebe kommt eine besondere Bedeutung zu. In dem betrachteten Szenario spielt die Verbesserung der Fahrzeugeffizienz eine essentielle Rolle in der Reduktion des Kraftstoffverbrauchs und des daraus resultierenden CO_2-Austoßes. Wenn derartige CO_2-Minderungen erzielt werden sollen, empfehlen sich weitere Regulierungen, um technische Effizienzsteigerungen und Emissionsreduktion zu fördern.
- Die Ergebnisse des „PtX Verkehr"-Szenarios zeigen eine Vielfalt von Fahrzeugtechnologien und Kraftstoffen. Daher bietet sich eine technologieoffene Gestaltung der Regulierung als auch von Forschung und Entwicklung an. Dadurch wird der Lösungsraum nicht unnötig eingeschränkt und überflüssige Regulierungen vermieden. Dies unterstützt einen fairen Wettbewerb zwischen Technologien und Kraftstoffen.

- Bisher fehlt es an ausreichenden Anreizen und Investitionen in PtX-Technologien. So könnte beispielsweise die Nutzung von PtX-Treibstoffen bei der Bemessung der Emissionsflottenziele der Hersteller berücksichtigt werden und der Einsatz von PtG-Wasserstoff zur Reduzierung der gesamten CO_2-Emissionen bei der Kraftstoffherstellung unterstützt werden. Es bedarf an Anreizen für Raffinerie- und Erdgasnetzbetreiber grünen Wasserstoff in der Produktion zu nutzen und in die Versorgungsnetze einzuspeisen.
- In der Zukunft sollte sich die Besteuerung von Energieträgern mehr an dem CO_2-Gehalt der jeweiligen Kraftstoffe orientieren. Dies würde auch einen zusätzlichen Kaufanreiz auf der Konsumentenseite schaffen.
- Das "PtX Verkehr"-Szenario zeigt einen vielschichtigen Bedarf zum Aufbau und Ausbau von Infrastrukturen. Dies reicht von Elektrofahrzeug-Ladestationen für die Elektromobilität, über neuartige Wasserstoffinfrastrukturen (z.B. Tankstellen und Netze) bis hin zu modifizierten Erdgasinfrastrukturen (Erdgastankstellen und Beimischung von Wasserstoff in Erdgaspipelines. Ein solcher Infrastrukturaufbau ist komplex und braucht Vorlaufzeiten, daher ist er frühzeitig und regionalisiert mit den Strategien zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors abzustimmen.
- Die Etablierung alternativer Kraftstoffe sowie der Ausbau der benötigten Infrastruktur für flüssige und gasförmige Kraftstoffe sollte parallel geplant und durchgeführt werden. Zu diesem Zweck bietet sich eine Kooperation von öffentlicher und privater Seite zur Bestimmung der aufkommenden Nachfrage an. Im Zuge einer derartigen kooperativen Planung sollte ebenfalls ein Fahrplan zur technischen Umsetzung einer steigenden Einspeisung von Wasserstoff im Erdgasnetz erstellt werden.
- Darüber hinaus zeigt dieses Szenario, welches hinsichtlich der in Lösung gehenden Flexibilitätsoptionen insbesondere durch Wasserstoff-Elektrolyse gekennzeichnet ist, besonders hohe Überlastungen des Stromnetzes im Netznutzungsfall der höchsten Last. Hierbei wird neben der konventionellen Last auch die durch verschiedene Flexibilitätsoptionen (u.a. Elektrolyse, Elektromobilität) gegebene Last betrachtet. Zudem geht dieser Netznutzungsfall tendenziell mit hohen Einspeisungen erneuerbarer Energien einher. In der Folge kommt es zu einem umfassenden Stromtransport von den Schwerpunkten der Windenergieerzeugung im Norden in Richtung der Lastzentren im Süden. Daher zeigen sich für NRW die Leitungstrassen von der Nord- und Ostsee (über Gronau und Bielefeld) als tendenziell am stärksten betroffen. Verstärkungen der Leitungen im AC-Netz oder auch weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW sind zielführende Maßnahmen, um einen stabilen Stromtransport auch künftig zu gewährleisten.
- Mit der zunehmenden Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen bedarf es einer Ladekoordination, um Engpässe im Verteilnetz zu vermeiden. In diesem Rahmen könnten zusätzliche Entwicklungen im Bereich Digitalisierung, beispielsweise auf Netzebene (Smart-Grid) sowie auf Fahrzeugebene durch bilaterales Laden, eine signifikante Rolle spielen.
- Entwicklungen im Verkehrssektor sind vom europäischen Ausland stark beeinflusst, daher bietet sich eine Kooperation bei regulatorischen Maßnahmen und Infrastrukturplanungen

sowie technischen Entwicklung der Hersteller an. Anreize zur Nutzung synthetischer Kraftstoffe, wie die mögliche Anrechnung bei sektor- oder branchenspezifischen Emissionszielen, sollten auf EU-Ebene koordiniert werden. Auch empfiehlt es sich Maßnahmen zur Effizienzsteigerung auf europäischer Ebene abzustimmen und umzusetzen.

Empfehlungen aus dem „PtX Industrie"-Szenario

Das „PtX Industrie"-Szenario sieht eine fortgesetzte und ggf. verstärkte „operational excellence" und den Einsatz der besten verfügbaren Technologien sowohl für die energie-/emissionsintensiven Industrieprozesse als auch bei den verschiedenen Querschnittstechnologien (in allen Branchen) vor. Auf die CCS-Technologie wird im Rahmen des „PtX Industrie"-Szenarios verzichtet, dafür wird der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für NRW verfolgt. Vor diesem Hintergrund und den Ergebnissen des Szenarios werden die folgenden Schlussfolgerungen gezogen und Empfehlungen abgeleitet:

- Beim Einsatz von Power-to-X Technologien in den energieintensiven Industriebranchen von NRW wie z.B. der Wasserstoff-Direktreduktion für die Stahlproduktion handelt es sich um sehr innovative Technologien, mit noch niedrigem Technology-Readiness-Level (TRL) und hohem Entwicklungsbedarf. Sie werden jedoch als sogenannte Low-Carbon Breakthrough Technologien (LCBT) für die Minderung der industriellen THG Emissionen benötigt, sofern die Primärproduktion an Stahl und chemischen Grundstoffen und die damit verbundene Wertschöpfung im Land verbleiben soll und CCS als Option nicht die notwendige Akzeptanz findet. Daher sollte diesbezüglich die weitere Entwicklung von LCBT unterstützt werden, um sie für eine Dekarbonisierung des Industriesektors rechtzeitig einsetzen zu können. Darüber hinaus ist darauf zu achten, dass dafür im globalen Wettbewerb konkurrenzfähige Konditionen geschaffen werden.
- Power-to-X Anwendungen sind unter den heutigen Rahmenbedingungen in der Regel noch nicht wirtschaftlich darstellbar. Dies gilt insbesondere für ihren (rechtzeitigen) Einsatz im Industriesektor. Daher ist ist ein ausreichend hoher und verlässlich ansteigender CO_2-Preis zu gewährleisten, um die künftig benötigten Power-to-X Technologien gezielt näher an die Wirtschaftlichkeit zu bringen und um ausreichend Anreize für Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie Investitionen diesbezüglich zu setzen.
- Standorte innerhalb der EU, die ein zumindest zeitweises lokales Überangebot an erneuerbar produziertem Strom aufweisen sind bereits dabei, Pilotanlagen für eine Direktreduktion von Eisenschwamm mit Wasserstoff zu entwickeln (Niedersachsen, Schweden, Österreich). Für Nordrhein-Westfalen gilt es demgegenüber, die Vorteile der bestehenden Cluster in Bezug auf ihre vertikale Integration in der energieintensiven Industrie (insbesondere Stahl, NE-Metalle, Grundstoffchemie) aber auch über Branchengrenzen hinweg zu nutzen. Eine wichtige Aufgabe wäre, die bestehende Energie- und Rohstoffversorgungsinfrastruktur weiterzuentwickeln, um sie für ein Energiesystem mit hohen Anteilen an PtX als Energieträger nutzbar zu machen (z.B. Umnutzung von Pipelines), um die erforderlichen Mengen an erneuerbaren Energien in das

Land zu transportieren, bzw. den Austausch von Energiemengen für eine effizientere Versorgung zu ermöglichen. Daher ist eine gezielte Förderung von F&E sowie von Demo-/Pilotanlagen für die Nutzung und Hochskalierung angezeigt, um die nötigen Erfahrungen zu sammeln, Lerneffekte zu initiieren und sie rechtzeitig in die Praxis zu bringen. Für die Neuausrichtung der Pipeline-Infrastruktur wären konsistente überregionale Konzepte in Kooperation mit Nachbarregionen (Niederlande, Belgien, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz) zu entwickeln. Eine lange Übergangszeit mit Technologieoffenheit und Konkurrenz zwischen verschiedenen PtX-Technologien (z.B. all-electric vs. PtF) erschwert eine effiziente Neuausrichtung der Infrastruktur.

- Die Elektrifizierung der industriellen Wärmeerzeugung und –nutzung ist eine weitere wichtige Option, um im Industriesektor hohe CO_2-Einsparungen erreichen zu können. Die im Zeitverlauf tatsächlich realisierbaren THG Minderungen sowie Einsparungen von Primärenergie hängen jedoch insbesondere vom EE-Ausbau und der Elektrifizierungsart (monovalent, hybrid, parallelisiert) ab (siehe Band Pfadanalysen, Kapitel 5.2.2.4). Daher sollten zunächst überall dort, wo es das Temperaturniveau und der Anwendungsfall erlauben, die effizienteren Wärmepumpen anstelle der direkten Elektrifizierung zum Einsatz kommen. Um in diesem Kontext das Anwendungsgebiet für Wärmepumpen zu verbreitern, sollte parallel die Forschung und Entwicklung von industriellen Hochtemperatur-Wärmepumpen insbesondere auch in Verbindung mit der Nutzung von industriellen Abwärmequellen unterstützt werden. Darüber hinaus sind die Strategien und Entwicklungen zur Elektrifizierung und zum EE-Ausbau (inkl. der Infrastrukturen wie Netze und Speicher) stärker miteinander zu verzahnen und zu synchronisieren. Weitere Empfehlungen zu Power-to-Heat für die Industrie (vor allem auf Technologieebene) sind im Berichtsband Pfadanalysen, Kapitel 5.2.2 zu finden.
- Das "PtX Industrie"-Szenario zeigt ebenso wie das "PtX Verkehr"-Szenario einen vielschichtigen und weitreichenden Bedarf zum Aufbau und Ausbau von Infrastrukturen auf. Dieser Bedarf zeigt neben Gemeinsamkeiten jedoch auch andere Ausprägungen. Relevant werden hier ebenfalls neuartige Wasserstoffinfrastrukturen, die jedoch aufgrund ihrer Notwendigkeit für die Industrie (insbesondere Stahlindustrie) eher durch zentrale Strukturen geprägt sind, derweil im "PtX Verkehr"-Szenario stark verteilte Strukturen gefragt sind.
- Nennenswert zeigt sich in diesem Szenario auch der Einsatz von Power-to-Heat. Wie im "PtX Verkehr"-Szenario treten auch hier hohe Überlastungen des Stromnetzes im Netznutzungsfall der höchsten Last auf. Die ausgeprägten strukturellen Netzengpässe treten in einer dem Vergleichsszenario ähnlichen Form auf. So tritt auch hier insbesondere ein Transport des im Norden erzeugten Stroms aus Windenergie in Richtung der Lastzentren im Süden (hauptsächlich NRW und Baden-Württemberg) auf. Ebenfalls sind die Leitungstrassen von der Nord- und Ostsee (über Gronau und Bielefeld) für NRW die tendenziell am stärksten betroffenen Verbindungen. Speziell in diesem Szenario mit ausgeprägten zentralen Verbrauchsstrukturen kann neben der Verstärkung von Leitungen im AC-Netz oder auch weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden nach NRW eine optimierte Platzierung von PtX-Anlagen eine geeignete Maßnahme für einen stabilen Stromtransport sein.

- Aus Industriesicht als Hauptabnehmer von Wasserstoff bietet die räumliche (direkte) Nähe von PtX-Anlagen Vorteile wie z.B. bessere Planbarkeit und Zugriffsmöglichkeiten. Aus Stromnetzsicht wären dagegen Standorte in der Nähe von großen Einspeiseleistungen aus EE-Anlagen bzw. von potenziellen Netzengpässen von Vorteil. Diese unterschiedlichen Interessenlagen sind bei der weiteren Gestaltung der infrastrukturellen Entwicklungen von Strom- und Gasnetzen frühzeitig zu berücksichtigen, z.B. in Form von kooperativem Austausch zwischen den betroffenen Akteuren.

Ausblick und weiterer F&E-Bedarf

Auch wenn mit den hier durchgeführten Analysen eine Vielzahl von Erkenntnissen gewonnen und wichtige Forschungsfragen beantwortet werden konnten, bleibt der Rahmen begrenzt und ergeben sich neue bzw. offene Fragen. Diese werden im Folgenden im Sinne eines Ausblicks andiskutiert, um anschließend einen Beitrag zur weiteren zielorientierten Ausrichtung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Themenfeld Power-to-X Anwendungen zu leisten. Relevante Punkte der geplanten Forschungsagenda sind:

- Nach den jüngsten internationalen Vereinbarungen zum Klimaschutz (COP21 in Paris) sind sowohl national als auch global noch schnellere und ambitioniertere THG-Minderungen (≥95 %) erforderlich. Dies wird eine umfassende und nahezu vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren zur Folge haben. Daher sind die künftigen Szenario- und Systemanalysen entsprechend auf deutlich ambitioniertere CO_2-Ziele bis 2050 (≥95 %) Prozent auszurichten. Dies wird insbesondere mehr Anstrengungen in den Bereichen PtX und Sektorenkopplung zur Folge haben.
- Obwohl der Fokus der Szenarioanalyse auf einer Gesamtsystembetrachtung liegt, werden durch die Szenarien sektorenspezifische Untersuchungen basierend auf der Expertise der jeweiligen Institute durchgeführt. Weitere Zusammenarbeit und Integration der Modelle der beteiligten Institute könnte ermöglichen, über getrennte Simulationen hinausgehend eine detaillierte Simulation der multisektoralen Dekarbonisierung durchzuführen (z.B. mittels Kopplung von Industrie und Verkehrssektor).
- In der Systemanalyse wird das zukünftige Energiesystem simuliert und untersucht, um die Rolle der PtX-Technologien für die Systemflexibilität und die langfristige Dekarbonisierung zu bewerten. Weitere Forschung im Bereich der Wirtschaftlichkeit ist wichtig, um die Kostenstruktur sowie Wettbewerbsfähigkeiten von Flexibilitätsoptionen vollständiger zu verstehen. Beispielsweise wird im Rahmen des Folgevorhabens eine vertiefte Untersuchung der Nachfragesteuerung (DSM) stattfinden, um die Grundlagen für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Nachfragesteuerungspotentiale in Deutschland zu schaffen.
- Die künftige, auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung in Deutschland wird überwiegend dezentraler und fluktuierender Natur sein. Daher werden die Entwicklungen und Herausforderungen sowohl stärker als auch unterschiedlich regional und zeitlich geprägt sein.

Daher sollten Systemanalysen und ihre zugrundeliegenden räumlichen und zeitlichen Auflösungen adäquat weiterentwickelt und den Fragestellungen entsprechend angepasst werden.

- Auf der Nachfrageseite wird es diesbezüglich wichtiger, die möglichen Flexibilitäten dynamischer abzubilden. Dies betrifft insbesondere neue elektrischen Lasten (z.B. Elektrofahrzeuge und industrielle Prozesse) und ihre erforderlichen Infrastrukturen. Parallel dazu sind die künftigen Anforderungen und Flexibilitäten auf der Strom- und Gasnetzseite dynamischer und spezifischer zu berücksichtigen.
- Auf der Angebotsseite bestimmen die meteorologischen Inputdaten maßgeblich die Eigenschaften einer Versorgung mit hohen EE-Anteilen. Diese können jedoch deutlich über verschiedene Wetterjahre schwanken. Es sollte daher künftig eine größere Bandbreite an Wetterjahren berücksichtigt werden, um die Implikationen großskaliger meteorologischer Zusammenhange bei anormalen Einspeisecharakteristiken abzubilden.
- Insbesondere die PtX-Technologien verknüpfen verschiedene energetische Infrastrukturen. Dazu gehören zunächst vor allem die Strom- und Gasnetze sowie entsprechenden Märkte, aber auch die bestehenden bzw. neuen Infrastrukturen und Märkte für Brenn- und Kraftstoffe. Systemanalysen sollten daher diese Infrastrukturen nicht nur einzeln stärker in den Blick nehmen, sondern stärker verzahnt betrachten, um auch die Wechselwirkungen zwischen ihnen berücksichtigen zu können.
- Um über die Dekarbonisierung und den mit ihr zu nennenden Treibhauseffekt hinaus weitere Umweltauswirkungen entlang des gesamten Lebensweges frühzeitig zu erfassen, sind Life Cycle Assessment und Kritikalitätsanalysen von Einzeltechnologien und Technologiepfaden geeignete Methoden und werden im Rahmen des Folgevorhabens thematisiert.

Neben diesen wichtigen wissenschaftlichen Aussichten und Bedarfen sind parallel auch die einschlägigen Rahmenbedingungen weiter zu entwickeln. Dazu gehören zum Beispiel die folgenden Aspekte, die für eine Realisierung der zuvor beschriebenen Strategien wichtig sind:

- Da eine umfassende künftige Nutzung von PtX-Konzepten von zahlreichen sozioökonomischen Zusammenhängen und Effekten flankiert wird, sind entsprechende Kenntnisse aufzubauen und zu berücksichtigen. Dabei können nicht-monetäre Präferenzen auch eine entscheidende Rolle in der Durchdringung sowie Akzeptanz der neuen Technologien spielen.
- Ein wesentliches Defizit des aktuellen Strommarktdesigns besteht darin, dass regionale Knappheit nicht reflektiert und Flexibilitätsoptionen nicht marktgerecht vergütet werden. Mit zunehmenden dezentralen Erzeugung wird es einen zusätzlichen Bedarf an Erzeugungsleistung und Systemflexibilisierung geben, der regional sehr unterschiedlich ausfallen wird. Dies erhöht die Dringlichkeit der Etablierung von regional differenzierten Preissignalen, welche die Suche nach der jeweils lokalen „besten Lösung“, beispielsweise durch Netzausbau zur Vermeidung von Redispatch, neue Speichertechnologien, Nachfragesteuerung oder Power-to-Gas Anlagen, unterstützen. Weitere Forschung könnte die Auswirkungen der Implementierung solcher

Marktmechanismen und insbesondere deren Beitrag zur Entlastung von Netzengpässen untersuchen.

- Zum jetzigen Zeitpunkt beschränken die geltenden Netzentgelte den fairen Wettbewerb zwischen den Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen, da diese nicht kostengerecht zugeteilt werden. Die Netzentgelte basieren hauptsächlich auf den variablen Mengen der bezogenen elektrischen Arbeit, obwohl bei der Finanzierung der Netzinfrastruktur in aller Regel Fixkosten anfallen. Somit reflektieren die Netzentgelte nicht die real anfallenden Netzkosten. In Folge dessen wird eine effiziente Systementwicklung durch die bestehende Netzentgeltsystematik zusätzlich behindert. Auch Power-to-Gas Anlagen werden in einem derartigen System benachteiligt, da durch deren Fahrweise tatsächliche Netzkosten (Anschlussleistung) vermieden werden können. Künftig soll untersucht werden, wie die Netzentgelte verursachungsgerecht gestaltet und die Netzanschlussleistung stärker einbeziehen werden können.

3. TEIL B: STANDORTANALYSEN FÜR FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM ENERGIESYSTEM

Im zweiten Teil der Systemanalyse wird die Frage nach potenziellen Standorten für Power-to-X-Anlagen in den Fokus der Untersuchung gerückt. Hierzu werden zwei unterschiedliche geoinformationsbasierte Ansätze verfolgt.

Die Arbeiten am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) basieren auf den in Band II ausführlich vorgestellten Pfadanalysen zu den drei Themenkomplexen Strom-zu-Wärme im Haushaltssektor (Pfad 2A) sowie Wasserstoffeinspeisung in Gastransportnetze (Pfad 5A) und Gasverteilnetze (Pfad 5B). Es handelt sich um GIS-basierte Potenzialstudien für den Betrachtungsraum NRW unter der Annahme der zukünftigen Integration dieser Systempfade ins Energiesystem. Die technischen sowie bedarfsorientierten Szenarioannahmen führen zu geoinformatischen Filterkriterien, die zur Inklusion oder Exklusion von potenziell als geeignet angenommenen PtH- bzw. PtG-Standorte führen. Im Ergebnis der mehrschrittigen Analysen stehen solche potenziellen Standorte, die als besonders geeignet identifiziert werden konnten. Für Power-to-Heat in Wärmenetzen werden potenzielle Ausbaugebiete ausgegeben und theoretische Potenziale angegeben. Die potenziellen Standorte für Power-to-Gas Anlagen werden ergänzt durch eine Berechnung der möglichen zukünftigen Wasserstoffgestehungskosten in NRW.

Die Standortanalysen des Wuppertal Instituts (WI) basieren auf einer multikriteriellen Bewertungsmethode. Dafür werden im Vergleich zu GWI zwei verschiedene Anwendungsfälle für eine Markteinführung von PtG-Anlagen betrachtet. Einmal dezentrale netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und möglichst lokalen Nutzung von Wasserstoff und einmal netzdienliche Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Methan ins Gasnetz. Für die Bestimmung geeigneter Standorte werden je nach Fall bis zu 12 verschiedene Kriterien bewertet. Dazu gehören neben technisch-ökonomischen Parametern wie Entfernungen zur Infrastruktur (Netze, Tankstellen, CO_2-Quellen etc.) auch eine Reihe nicht-technischer Kriterien wie Naturschutz oder Einwohnerdichte als Gradzahl für fehlende Akzeptanz.

Im Folgenden werden zunächst die Arbeiten und Ergebnisse des GWI zu den PtH-Potenzialen (siehe Kapitel 3.1) dargestellt, zu denen die Erläuterung der Methodik (Kapitel 3.1.1) und die Darstellung der Kernergebnisse (Kapitel 3.1.2) und Empfehlungen (Kapitel 3.1.3) gehören. Im Kapitel 3.2 folgen die Standortanalysen zu PtG Anlagen, die unterteilt sind in Erläuterungen der Methodik (Kapitel 3.2.1) und der Modellerweiterungen (Kapitel 3.2.2) sowie die Darstellung der Kernergebnisse (Kapitel 3.2.3). Die Standortanalysen des WI werden im Kapitel 3.3 vorgestellt, das sich in Darlegung der Methodik (Kapitel 3.3.1), beispielhafte Erläuterung der Durchführung (Kapitel 3.3.2) sowie Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse (Kapitel 3.3.3) gliedert. Abschließend werden im Kapitel 3.4 die Gemeinsamkeiten und

Unterschiede zwischen den unabhängig durchgeführten Analysen aufgezeigt und diskutiert sowie Empfehlungen für eine zielorientierte Ansiedlung und Entwicklung von PtG-Anlagen in NRW abgeleitet.

3.1. Standortanalyse für Power-to-Heat

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Für Power-to-Heat in Wärmenetzen werden potenzielle Ausbaugebiete für 2050 angegeben und theoretische Potenziale bestimmt, die in zwei Szenarien für den Ausbau in Gebieten mit hohen Wärmebedarfsdichten zwischen 17 und 32 TWh/a für NRW betragen. Für den Ausbau von Wärmenetzen auch in Gebieten mit geringeren Wärmebedarfsdichten betragen die theoretischen Potenziale 67 bis 97 TWh/a für NRW. Lediglich in einem als äußerst unwahrscheinlich eingestuften Szenario liegen die Potenziale darunter. Die Berechnungen legen sehr hohe Anschlussraten einerseits, hohe Fortschritte der Energiestandards der Gebäude andererseits voraus und sind stark von der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Wärmemarktes im Wechselspiel mit der Entwicklung der Energiepolitik abhängig. Fernwärme kann den Ergebnissen zufolge zukünftig weiterhin einen großen Beitrag zur Wärmeversorgung der Wohn- und GHD-Gebäude leisten.

3.1.1 Methodik der Standort- & Potenzialanalyse

Das gewählte Themenfeld aus dem Bereich **Power-to-Heat** fokussiert diejenigen Heizwärmebedarfe, die durch leitungsgebundene Wärmeversorgung (Fernwärme oder Nahwärme) gedeckt werden können. Es wurden dazu in einem räumlich hochaufgelösten Ansatz für NRW Gebäude für Gebäude die Wärmebedarfe abgeschätzt und für 1 km x 1 km große Kacheln aufsummiert. Bei Erreichen einer festgelegten Wärmebedarfsdichte wurden diese Kacheln als potenziell geeignet für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung eingestuft. Die sich ergebenden Wärmemengen entsprechen den maximal durch den Einsatz von (regenerativ erzeugtem) Strom versorgbaren Wärmemengen (Fernwärmepotenzial = maximales theoretisches Power-to-Heat-Potenzial).

In einem anschließenden Szenarienvergleich wurden für unterschiedliche Zukunftsperspektiven die langfristigen Potenziale mit derselben räumlichen Auflösung bestimmt. Dabei kommt es durch stark variierende Annahmen zu sehr unterschiedlichen Potenzialen für 2050, die im Anschluss ausführlich diskutiert werden. Die Kernergebnisse dieser Studie finden sich in Kapitel 3.1.2.

3.1.2 Kernergebnisse der Standortanalyse für PtH

Die Umwandlung von Strom in Wärme bietet die Chance, überschüssigen regenerativ erzeugten Strom nutzbar zu machen anstatt ihn abregeln zu müssen. Durch die Verwendung des EE-Strom für die Wärmebereitstellung können fossile Brennstoffe substituiert und der Wärmesektor dekarbonisiert werden. Strom-zu-Wärme-Anwendungen (Power-to-Heat, PtH) können dabei in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie zum Einsatz kommen. In dieser Analyse wurden heutige und zukünftige theoretische Power-to-Heat-Potenziale in NRW untersucht, die zur leitungsgebunden Wärmeversorgung im Haushalts- und GHD-Sektor genutzt werden könnten.

In NRW wurden im Jahr 2016 bereits über 16,17 TWh in den bestehenden 4.834 km Wärmeleitungen transportiert [Agfw17]. Als Wärmeträgermedium wird Wasser genutzt, dass elektrisch erhitzt wird. Für den Umwandlungsprozess kommen beispielsweise Elektrodenkessel zur Anwendung, aber auch die direkte Verwendung von EE-Wärmepotenzialen wie Wärme aus Solarkollektoren sind Nutzungsmöglichkeiten.

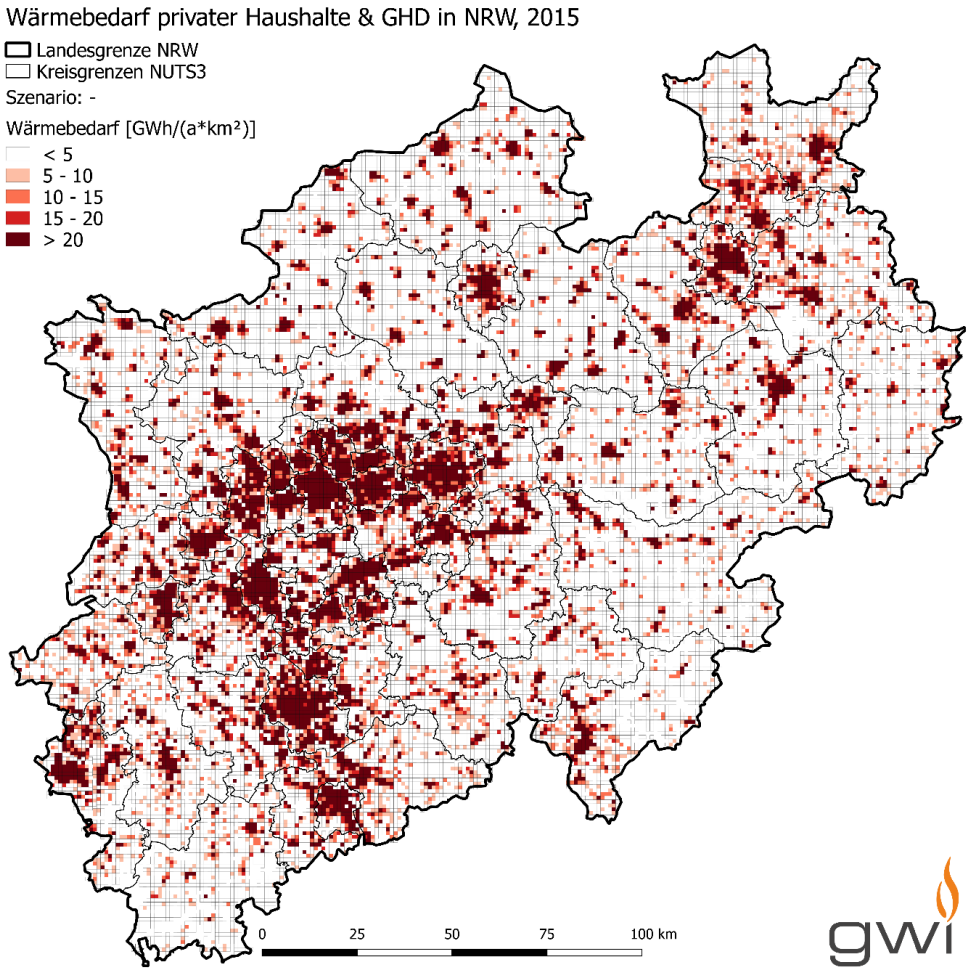

Abbildung 3-1 Gebäudewärmebedarfskarte NRW, gebäudescharfer Berechnungsmethode, 1 km x 1 km Raster.

Als Datengrundlage für die Ermittlung der zukünftigen Wärmepotenziale wurden die aktuellen Wärmebedarfe für NRW bestimmt. Das am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. entwickelte Energiesystemmodell GET.MoRE wurde zu diesem Zweck genutzt. Die Wärmebedarfsdaten wurden basierend auf Daten des Zensus 2011, Daten zur Klassifizierung von Gebäuden nach Gebäudealtersklassen des Institutes für Wohnen und Umwelt, Daten des LANUV sowie eigenen Annahmen und Berechnungen erzeugt.

Das Ergebnis der auf gebäudescharfen Berechnungen basierenden Analyse ist in Abbildung 3-1 in einem 1 km x 1 km feinen Raster abgebildet. Im Ergebnis identifiziert die Wärmebedarfsdichtekarte hunderte teils kleine „Hot Spots“ lokal erhöhter Wärmebedarfsdichten, auch abseits der Ballungszentren. Potenziale der leitungsgebundenen Wärmeversorgung bestehen somit im gesamten Gebiet NRWs. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Wärmebedarfe von Einzelgebäuden mit kleinen dezentralen PtH-Anlagen (z.B. Heizstäben in Warmwasserspeichern) zu decken. Dies ist jedoch nicht Betrachtungsgegenstand dieses Kapitels.

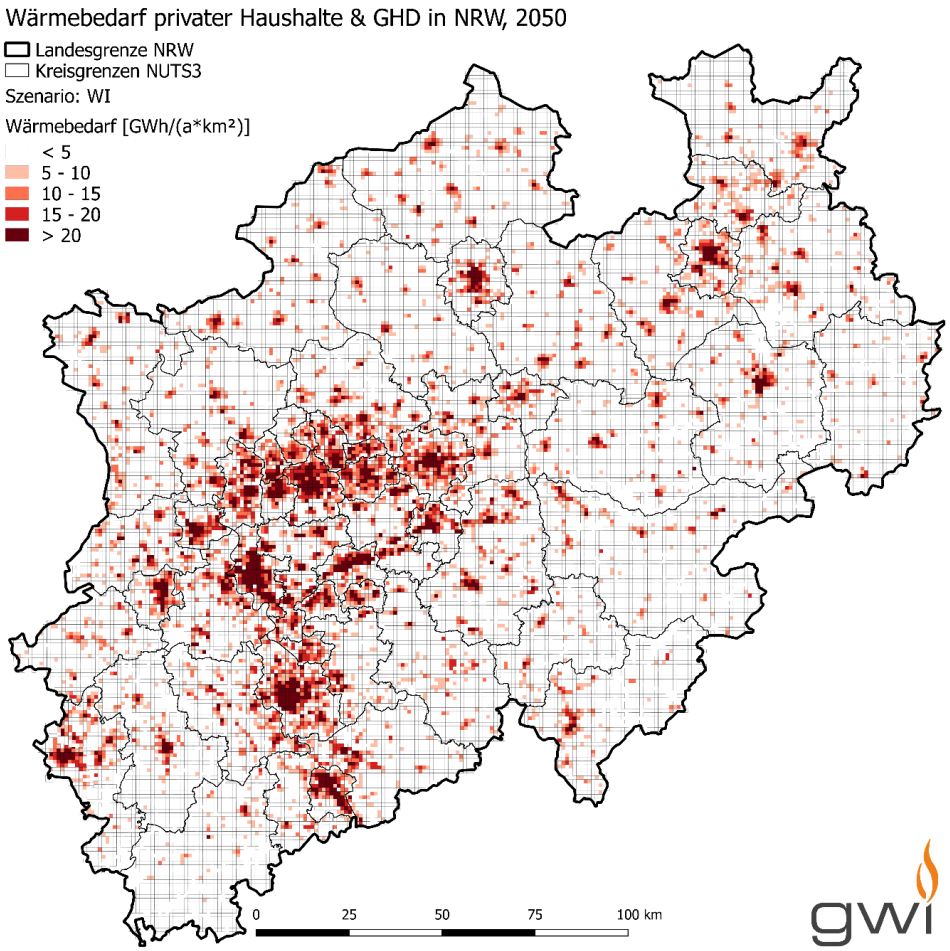

Abbildung 3-2 Wärmebedarf in NRW 2050, „PtX Industrie“-Szenario, eigene Berechnung und Darstellung; Gebäudescharfe Berechnungsmethode, dargestellt im 1 x 1 km Raster; Daten: eigene sowie LANUV

Um analog zu Abbildung 3-1 den Wärmebedarf für 2050 bestimmen zu können, werden die Ergebnisse des Leitszenarios des Fraunhofer IWES und DLR, dem „PtX Industrie"-Szenario des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt und Energie sowie das Energieziel 2050 des deutschen Umweltbundesamtes genutzt [Bmu10] [KVWL10].

Das Wuppertal Institut nimmt im Rahmen des „PtX Industrie"-Szenarios einen Rückgang des Wärmebedarfs um etwa 60 % an. Darin ist ein erwarteter leichter Anstieg des Bedarfes an Warmwasser bereits berücksichtigt. Der reine Gebäudewärmebedarf ginge nach diesem Szenario sogar etwa um ambitionierte 70 % zurück. Zusammengefasst lässt sich der Wärmebedarf für NRW in 2050 dann wie in Abbildung 3-2 darstellen.

Insgesamt ergibt sich für das „PtX Industrie"-Szenario des WI für NRW 2050 ein Wärmebedarf von knapp **105 TWh/a.**

Ein Überblick über alle untersuchten Szenarienkombinationen wird in Tabelle 3-1 gegeben. Die große Bandbreite der Ergebnisse zu Fernwärmepotenzialen und den damit verbundenen theoretischen maximalen Power-to-Heat Potenzialen für NRW sind zunächst ein Indiz dafür, warum im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung große Verunsicherung herrscht. Die Ergebnisse liefern durch eine leitplankenartige Bandbreite an Szenarioannahmen zwischen 5 TWh/a und 97 TWh/a Fernwärmepotenziale in NRW, die als maximale Power-to-Heat Potenziale verstanden werden können. Als realistischere Ergebnisse (Diskussion s.u.) werden diejenigen Potenziale angesehen, die aus dem „PtX Industrie"-Szenario des Virtuellen Instituts sowie aus der Leitstudie resultieren.

Die Ergebnisse lesen sich für diese Szenarien wie folgt. Setzt man für den Wärmenetzausbau einen bereits nach heutigen Maßstäben ökonomischen Betrieb voraus und verlangt daher **hohe Wärmebedarfsdichten** über 30 GWh/km²a, so ergibt die Berechnung **Fernwärme- bzw. PtH-Potenziale von 17 - 32 TWh/a für NRW**. Erlaubt man hingegen den Wärmenetzausbau bereits **ab einer Wärmebedarfsdichte von >10 GWh/km²a, so ergeben sich für 2050 deutlich größere Potenziale zwischen 67 - 97 TWh/a.**

Der **Vergleich mit dem heutigen Stand des Fernwärmenutzung** ergibt, dass im Jahr 2016 in NRW 16,17 TWh Wärmenetzeinspeisung erfolgt sind [Agfw17]. Dies bedeutet, dass auch im „PtX Industrie"-Szenario nach starker Wärmebedarfsreduktion (ca. - 60 % inkl. Warmwasser) noch immer ein Fernwärmepotenzial im Umfang der heutigen Netzeinspeisung vorhanden wäre. Dies gilt allerdings nur unter der Randbedingung, dass nach und nach alle im identifizierten Netzgebiet liegenden Gebäude an das Leitungsnetz angeschlossen würden. Es wäre also nötig, bis 2050 eine Nachverdichtung der Hausanschlüsse zu bewerkstelligen, um im heutigen Umfang Fernwärme zu betreiben. Orientiert man sich bei gleichbleibend hoher Mindestwärmebedarfsdichte an der Leitstudie (- 50 % Wärmebedarfsreduktion), so ergeben sich mit 32 TWh/a wesentlich höhere Potenziale für Fernwärme bzw. PtH, die der doppelten heute eingespeisten Wärmemenge entsprechen.

Tabelle 3-1 Zusammenfassung der Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnungen sowie der Hochrechnung der Fernwärmepotenziale bzw. maximalen Power-to-Heat Potenziale für die Sektoren Haushalte und GHD in NRW

Wärmebedarfs-dichte		**Wärmebedarf Gebäude Wohnen+GHD**	**davon für leitungsgebundene Versorgung identifizierte Wärmebedarfe**		**Fernwärme-/ Power-to-Heat-Potenzial**	
			>10 GWh/km²a	>30 GWh/km²a	>10 GWh/km²a	>30 GWh/km²a
		[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/a]
2015	Status Quo	271	219	144	**254**	**167**
2050	Szenario Leitstudie	132	83	28	**97**	**32**
	„PtX Industrie"-Szenario WI	105	58	15	**67**	**17**
	Szenario Energieziel 2050	69	25	4	**30**	**5**

Bei der zusätzlichen **Berücksichtigung von Gebieten niedrigerer Wärmebedarfsdichte** (ab 10 GWh/km²a) erhöhen sich die Potenziale auf etwa das Vier- bis Sechsfache der heute eingespeisten Wärmemenge (Tabelle 3-1, vorletzte Spalte). In diesen Szenarien würden u.a. infolge von Dämmmaßnahmen an eine Vielzahl von Hausanschlüssen geringe Wärmemengen geliefert, was zu einer Umverteilung der Kostenstruktur führen würde. Um die Infrastrukturkosten decken zu können, müsste mit einer anteiligen Erhöhung des Leistungspreises pro Anschluss gerechnet werden.

Die sich auch in den hier gezeigten Ergebnissen deutlich abzeichnende **Unsicherheit über zukünftige Entwicklungsaussichten** stellt ein Hemmnis für die Entwicklung neuer Fernwärmeprojekte dar. Die Hauptunsicherheit resultiert dabei nicht aus den technischen Eigenschaften der Fernwärmeversorgung als solche. Ihre Leistungsfähigkeit und Effizienz ist zu genüge belegt und ihre technische Zukunftsfähigkeit unumstritten. So lassen sich große Wärmespeicher, Umweltwärmequellen, industrielle Abwärmequellen und erneuerbare Strommengen mit vorhandener, erprobter und sicherer Technik integrieren. Die große Spannweite der Ergebnisse folgt vielmehr aus der unsicheren zukünftigen Entwicklung der lokalen Wärmebedarfe, auf denen die Analysen aufgebaut wurden.

Für alle Berechnungen zukünftiger **Wärmebedarfe** spielt die **Gebäudesanierungsrate** eine entscheidende Rolle. Sie reduziert in jedem Jahr den Anteil der energetisch unsanierten Gebäude um einen Anteil, der sich derzeit auf lediglich geschätzten 1 % beläuft. Um die politisch festgeschriebenen Klimaziele zu erreichen, hat sich die deutsche Bundesregierung 2010 in ihrem Energiekonzept für den Gebäudebestand das Ziel gesetzt, die derzeitige Sanierungsrate in „etwa zu verdoppeln" [BmBm10]. Genauere Zielformulierungen werden nicht angegeben. Laut Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und

Raumforschung ist die Sanierungsquote ohnehin „kaum als politische Zielvorgabe geeignet“, denn der „energetische Zustand der Gebäude wird nicht amtlich erfasst“ und der häufig zitierte Wert von etwa 1 % leitet sich aus einer Studie für 2005 - 2008 ab [Rein16]. Die Tiefe der durchgeführten Sanierungen und der resultierende energetische Sanierungserfolg sind unbekannt und für den Bereich der Nicht-Wohngebäude ist eine Definition der Sanierungsrate aufgrund einer unbekannten Gebäudeanzahl gar unmöglich.

Stellschrauben zur Beeinflussung der **Sanierungsaktivität** existieren dennoch und werden seit Jahren angewendet. Ihr Erfolg kann mangels energetischer Gebäudedaten lediglich mit großen Unsicherheiten am Einsatz von Finanzmitteln abgeschätzt werden. Die Sanierungsaktivität ist in den letzten Jahren nicht gestiegen. Zu den eingesetzten Stellschrauben zählen unterschiedliche Förderprogramme sowie zinsgünstige Kredite der Förderbank KfW (BAFA-Förderung). Aktuelle Hemmnisse bei der Steigerung der Sanierungsaktivität können sich unter anderem aus mangelnder Attraktivität der Fördermittel in Niedrigzinszeiten erklären. Auch wirkt bürokratischer Aufwand zur Beantragung der Fördermittel als Hemmnis. Mangelnde Motivation für tiefe Energiesanierung folgt insbesondere aus Amortisationszeiten jenseits von 20 Jahren die u.a. aus niedrigen Energiepreisen für die Wärmegestehung resultieren. In der Studienlandschaft wird generell unterstellt, dass die Sanierungsquote in den nächsten Jahren stark steigt – anders können die in den Szenarien angenommenen Wärmebedarfsreduktionen nicht erreicht werden. Insbesondere das „Energieziel 2050“ mit einem Raumwärmebedarfsrückgang von 80 % und 3,3 % Sanierungsrate ab 2020 und die daraus hier abgeleiteten Fernwärme- und PtH-Potenziale muss angesichts der heute verfügbaren Informationen zumindest für die nächsten Jahre als äußerst unrealistisch angesehen werden, da sich bis dato **kein Trend zu steigenden Sanierungsaktivitäten** im Gebäudebereich andeutet. Selbst die aus den Annahmen des „PtX Industrie“-Szenarios und der Leitstudie abgeleiteten Szenarien nutzen ambitionierte Annahmen zum Wärmebedarfsrückgang, so dass die resultierenden Fernwärme- und PtH-Potenziale in dieser Hinsicht hier nicht überschätzt werden. Sollten diese Annahmen im Gebäudebestand tatsächlich stark verfehlt werden, wird eine tiefgreifende Elektrifizierung der dezentralen Wärmebereitstellung an der stark erhöhten benötigten Strommenge und den damit verbundenen kostenintensiven Erzeugungs- und Transportaufgaben scheitern. Ein hinter den Erwartungen zurückbleibender Sanierungserfolg erhöht andererseits emissionsgetrieben den Effizienzdruck und führt zu einer stärkeren Rolle der Wärmepumpe. Seit der Jahrtausendwende konnten beide Wärmebereitstellungstechnologien – die Fernwärme und die Wärmepumpe – zumindest im Wohnungsneubausektor sehr stark zulegen und lagen Stand 2016 mit jeweils ca. 22 % gleichauf. Im Bestandsbereich wird die Nutzung von Erdgas voraussichtlich in den nächsten Jahren nicht zurückgehen. Im Gegenteil, es gibt noch Zuwächse im Neubaubereich durch ca. 40 % Anschlussquote an Erdgasnetze (Diagramm in der Pfadanalyse, Band II). Die tatsächlichen zukünftigen Entwicklungen hängen aber sehr stark von der Ausgestaltung der EnEV und des erwarteten GEG (Gebäudeenergiegesetzes) sowie der Verfügbarkeit und Preise erneuerbarer Gase ab.

Technische Neuerungen, die hier noch keine Berücksichtigung finden, könnten die potenziellen Chancen der leitungsgebundenen Wärmeversorgung weiter verbessern. So fallen z.B. in

Niedertemperaturnetzen (auch kalte Nahwärme oder Low-Ex-Netze genannt) die Leitungsverluste deutlich geringer aus. Es lassen sich darüber hinaus Umweltwärmequellen oder industrielle Abwärmemengen auf niedrigen Temperaturniveaus nutzen, die Stand heute nicht in Wärmenetze integrierbar sind. Am Wärmeübergabepunkt wird die gelieferte Wärme entweder direkt zum Heizen eingesetzt, insbesondere dann, wenn die Gebäudehüllen bereits hohe Dämmstandards erfüllen. Ist dies nicht der Fall können Wärmepumpen Umweltwärme zur Anhebung auf ein nutzbares Temperaturniveau leisten.

Die methodische Vorgehensweise, alle Ergebnisse im Detail sowie eine weiterführende Diskussion finden sich in Band II dieses Abschlussberichtes in Pfadanalyse 2.

3.1.3 Empfehlung aus der Standortanalyse für PtH

Im Ergebnis der Standortanalyse des GWI konnten bestehende und zukünftige Wärmebedarfe und -potenziale für NRW identifiziert werden. Während heute auch im ländlichen Bereich viele Standorte für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung geeignet sind, werden im Jahr 2050 vor allem die Ballungsräume in NRW eine ausreichend hohe Wärmebedarfsdichte aufweisen. Allerdings liegen die Annahmen unterschiedlicher Studien zu zukünftigen Wärmebedarfen teilweise weit auseinander, was sich deutlich auf die vorliegenden Ergebnisse auswirkt. Aus einer fehlenden Planungssicherheit heraus zögern derzeit viele Wärmeversorger in eine Wärmeinfrastruktur zu investieren, obwohl der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ein großes CO_2-Einsparungspotenzial zugeschrieben wird.

Auf Grundlage der im Virtuellen Institut erzielten Erkenntnisse lassen sich für den Wärmemarkt in NRW folgende Empfehlungen ableiten:

1) **Standortanalysen für eine Verdichtung der Wärmenetze sowie potenzielle Ausbaugebiete anfertigen und Stakeholderdialoge organisieren**
    - Nachverdichtung: Regionen mit höchsten Potenzialen wurden hier identifiziert. Die Analysen sollten vertieft werden. Es sollte ein offener Austausch mit Versorgern und Bürgern organisiert werden, um die Umsetzungsmöglichkeiten einer stärkeren netzgebundenen Wärmeversorgung zu erörtern.
    - Die Konzepte sollten in unterschiedlichen Varianten auf vermiedene Emissionen, Energieeffizienz, Kosten und Akzeptanz untersucht werden, um eine für lokale Randbedingungen spezifische Bewertung vornehmen zu können.

2) **Effizienzsteigerung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung weiter fördern**
    - NRW sollte die Umrüstung von Bestandsnetzen auf sowie den Ausbau von energieeffizienten Niedertemperaturnetzen unterstützen.
    - Parallel zum Bundesförderprogramm ‚Wärmenetz 4.0' sollten auf Landesebene Beratungsleistungen für bestehende aber auch zukünftige Wärmeversorger angeboten werden.

3) Kostenstruktur zukunftsträchtig ausgestalten

- Durch abnehmende Wärmebedarfe pro Abnehmer ist bei heutiger Kostenstruktur zu erwarten, dass anteilig der Leistungspreis (Grundpreis) im Verhältnis zum Arbeitspreis ansteigt. Wärmekosten dürfen aber nicht weit überwiegend aus einem Leistungspreis bestehen, da wirtschaftliche Anreize für Effizienzmaßnahmen (bspw. Gebäudesanierung) erhalten bleiben müssen. Das Land NRW sollte aktiv in einen Prozess mit Politik und Wärmeversorgern auf Landes- und Bundesebene eintreten, um die Weichenstellung für eine kosten- und energieeffiziente Wärmeversorgung voranzutreiben.
- In Einzelfällen können Maßnahmen wie eine Nachverdichtung der Wärmenetze einem möglichen Anstieg der Netzkosten pro Abnehmer entgegenwirken. Auch die direkte Förderung von Netzausbaumaßnahmen kann sich mildernd auf die Leistungskosten für die Abnehmer auswirken.

3.2. GIS basierte Standortanalyse für den Power-to-Gas-Technologiepfad

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Die Standortanalyse für Power-to-Gas Anlagen mit Wasserstoffeinspeisung ins Transportnetz ergibt 1.627 Umspannwerke in Deutschland, die über Windenergieanlagen im Radius von 5 km verfügen. Hingegen finden sich im selben Umkreis bei 1.463 Umspannwerken PV-Anlagen mit installierten Leistungen über 1 MW. Beide Kriterien werden noch von 659 Anlagen erfüllt, so dass diese – sollten sie als Standort für Energieumwandlungstechnologien dienen, von Produktionsspitzen sowohl der Windenergieanlagen, als auch von den täglichen PV-Erzeugungsspitzen profitieren könnten. Somit stünde ein lokales EE-Angebot aus den unteren Netzebenen bereit, dass lokal bzw. regional umgewandelt und genutzt werden kann und die Transformation in höhere Netzebenen und den Transportbedarf erneuerbarer Energie auf der einen Seite wie auch Abregelungen erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf der anderen Seite reduziert werden können. Über sogar mehr als 5 Windenergieanlagen im Radius von 5 km verfügen 884 Umspannwerke in Deutschland, von denen etwa die Hälfte (422) über eine enge räumliche Beziehung (2,5 km) zum Gastransportnetz verfügen. Diese Standorte sind besonders geeignet für eine Wasserstoffproduktion aus lokaler EE-Erzeugung mit dem Nutzungspfad im Erdgassystem, wo Wärmeerzeuger, aber auch KWK-Anlagen, Brennstoffzellen oder Erdgasfahrzeuge von erneuerbaren Anteilen im Gas profitieren können.

Die Standortanalysen für Power-to-Gas Anlagen mit Wasserstoffeinspeisung in Gasverteilnetze NRWs ergeben 2.222 GWh/a Wasserstoffpotenzial für NRW in 2050, für das eine genaue Aufteilung auf die Gemeinden NRWs angegeben wird. Die Ergebnisse der GIS-Analysen werden ergänzt durch eine Berechnung der möglichen zukünftigen Wasserstoffgestehungskosten in NRW 2050. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich Gestehungskosten zwischen 5 und 7 ct./kWh in den Regionen mit den höchsten potenziellen Volllaststunden, die an der EE-Erzeugung aus einem Szenario des Partners IEK-3 bemessen wurden.

3.2.1 Methodik der Standort- & Potenzialanalysen des GWI

Aus dem Themenkomplex der **Power-to-Gas-Potenziale** wurden zwei Studien zum Transport- und Verteilnetz angefertigt. Aufgrund unterschiedlicher Struktur, Betrachtungsraum (BRD bzw. NRW) und Datenlage wurden jeweils geeignete Ansätze entwickelt. Im Fall der **Transportnetze** werden Power-to-Gas Speicherstandorte aufgrund der geoinformatischen Identifikation möglicher Strom-Gas-Kopplungspunkten identifiziert. Dazu wurde zunächst ein Stromnetzmodell für die höchsten Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV mit leitungsscharfer Ortsauflösung erstellt, das auch alle Umspann- und Schaltanlagen enthält, die an diese Übertragungsnetze und Hochspannungs-

Verteilnetze angeschlossen sind. Als Datengrundlage für das geprüfte Netz und die Identifikation der angeschlossenen Netzknoten wurden die offenen Daten des Projektes OpenStreetMap Stand 2015 ausgewertet. Als potenzielle Speicherstandorte für die nachfolgende Auswertung wurden ausschließlich die Netzknoten berücksichtigt, von denen angenommen werden kann, dass sie u.a. erschlossen, befahrbar, umzäunt sind und über ausreichend Platz für die Installation einer PtG-Anlage verfügen. Durch Hinzuziehen weiterer Geodaten wurden anschließend Teilmengen der Netzknoten identifiziert, die im lokalen Kontext über EE-Erzeugung aus großen PV-Anlagen oder Windenergieanlagen verfügen. Der dort erzeugte Strom könnte also – so das Konzept dieser Analyse – zu Zeiten von Überschussstromproduktion gespeichert werden, so dass Transformation und überregionaler Transport entfallen und nötige Netzverstärkungen für Spitzenlasten oder Abregelungen der EE-Strommengen verhindert werden könnten. Zusätzlich können je nach Auslegung und Bedarfen des Verteilnetzes vor Ort auch überregional verfügbare Überschussstrommengen zur Wasserstoffproduktion verwendet werden. Es wurden unterschiedliche Varianten unter Berücksichtigung von Windenergieanlagen in Kombination mit PV oder Windparks betrachtet und in einem weiteren Filterschritt die lokale Verfügbarkeit eines Erdgas-Transportnetzes berücksichtigt, das als Abnehmer für Wasserstoff dienen kann.

Die detaillierte Analyse der **Power-to-Gas-Potenziale in Gasverteilnetzen** setzt am tatsächlichen Gasbedarf der Verteilnetze und Gemeinden NRWs an. Dazu wurden Daten aus den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber genutzt und mit einem Verteilungsverfahren von den Netzbetreibergebieten näherungsweise auf die Gemeindeebene übertragen. Um für eine Wasserstoff-Potenzialberechnung sehr hohe Verfügbarkeiten der Elektrolyseure zu gewährleisten, werden die Gasbedarfe dabei mit Lastprofilen zur Abbildung des saisonalen Abnahmeverhaltens versehen. Der sich ergebende Sommertalfaktor repräsentiert die niedrigsten Gasbedarfe in warmen Sommernächten, an denen durch geringe Volumenströme nur sehr wenig Wasserstoff dem Erdgas beigemischt werden kann. Die saisonale Betrachtung erlaubt eine Auslegung der theoretischen Elektrolyseleistung für jede Gemeinde mit dem Ziel einer fast ganzjährigen Verfügbarkeit.

Die detaillierte Methodenentwicklung sowie Modellbildung, Ergebnisse, Schlussfolgerungen und Diskussion werden in Band II dieses Abschlussberichtes im Rahmen der Pfadanalysen 2 und 5 dargestellt.

3.2.2 Erweiterungen des Modellierungsansatzes

Für das oben erläuterte Vorgehen der Standortanalysen zu den Themenkomplexen Power-to-Heat und Power-to-Gas wurde das existierende **Geoinformationsmodell GET.MoRE** des GWI erweitert und auf die spezifischen Anforderungen dieses Projektes angepasst.

Im ersten Projektjahr wurde ein **Stromnetzmodell** erstellt, das fortan für die Standortanalysen Anwendung fand. Das Stromnetzmodell des GWI unterscheidet sich dabei wesentlich von den Stromnetzmodellen der Institute aus der elektrotechnischen Systemforschung. So wurde bei der

Modellentwicklung auf eine Rechenfähigkeit im elektrotechnischen Sinne verzichtet und stattdessen eine höchstmögliche Ortsauflösung priorisiert. Als Datengrundlage wurde daher der öffentlich verfügbare Datensatz des OSM-Projektes [Foss04] gewählt, der für ganz Deutschland händisch auf Konsistenz mit Referenzkarten z.B. aus der Verteilernetzstudie geprüft wurde [BüKF14]. Im Ergebnis ist ein Netzmodell entstanden, das die Leitungen der 380 kV und 220 kV (Übertragungsnetz), sowie der höchsten Spannungsebene der Verteilnetze (110 kV, Abbildung 3-3) beinhaltet. Die räumliche Abdeckung, die durch komplexe Filterung (QGIS + Python Code) und Handrecherche / -korrektur erreicht werden konnte erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, übertrifft aber in Ihrer Vollständigkeit die o.g. Referenzquelle, wie besonders deutlich am Beispiel des Saarlandes erkennbar ist. Für die räumlichen Abfragen, die im Geoinformationsmodell GET.MoRE durchgeführt wurden, wurden die Umspannstationen als Knotenpunkte der Verteil- und Übertragungsnetze als potenzielle Standorte für die Energieflexibilitätsoption Power-to-Gas herangezogen.

Für den **Anlagenbestand** der **Onshore-Windenergie** wurde als Datengrundlage ebenfalls OSM mit Stand 2015 verwendet, während die **PV-Anlagen** auf EnergyMap Stand August 2015 beruhen [EnDe12]. Es wurde alle PV-Anlagen in die Betrachtung einbezogen, die über Leistungen oberhalb von 1 MW verfügten. In Summe handelt es sich dabei um 3.150 Anlagen mit 9.744 MW installierter Leistung, die durch ein mehrstufiges Geo-Coding geographisch verortet wurden.

Die Analysen der PtG-Potenzial in den deutschen Gasverteilnetzen wurde in Kooperation mit dem Projektpartner IEK-3 um die Verfügbarkeit von **Überschussstrom** in der Auflösung der NUTS-3 Ebene ergänzt, wodurch eine Abschätzung der Gestehungskosten für Wasserstoff ermöglicht wird.

Zusätzlich wurden Annahmen zum täglichen **Erdgasabnahmeverhalten** im saisonalen Verlauf für die Netzgebiete in NRW basierend auf Vorarbeiten des GWI hinterlegt.

Zur Untersuchung der Power-to-Heat Potenziale in zukünftigen Wärmenetzen konnte für den Referenzfall Status Quo nicht auf ein NRW-weites leitungsscharfes Netz der Fernwärmenetze zurückgegriffen werden, da diese Daten nicht frei oder kommerziell verfügbar sind. Es wurde daher ein Ansatz entwickelt, der grundlegend die vorhandene Potenziale zur netzgebundenen Wärmeversorgung heute und zukünftig abbilden kann. Dazu wurden mit hoher räumlicher Auflösung die **Wärmebedarfe in NRW** ermittelt, indem die Gebäudehüllen der berücksichtigten 9.167.577 Gebäude ausgewertet wurden, wobei auf den Nutzungstyp, den Anteil der unbeheizten Nutzflächen und Warmwasserbedarfe Rücksicht genommen wurde. Als **Auflösungsgrenze** wurde ein **1 km x 1 km** feines Raster für NRW festgelegt, innerhalb dessen Zellen die vorhandenen Gebäude zu einem Mittelwert zusammengefasst werden, um die Aussagekraft der Ergebnisse zu gewährleisten indem der Einfluss der tatsächlichen Abweichungen einzelner Gebäude von den angesetzten Durchschnittswerten reduziert wird. Die potenziellen Netzgebiete für Fernwärmesysteme wurden durch die Einführung von Schwellwerten für die **Mindestwärmebedarfsdichte** in diesem Raster bestimmt. Je nach Szenario ergeben sich unterschiedliche Regionen und damit verbundene Wärmemengen für NRW, die potenziell für die leitungsgebundene Wärmeversorgung geeignet sind.

Die detaillierten Methodenentwicklungen sowie Modellbildungen, Ergebnisse, Schlussfolgerungen und Diskussion werden in Band II dieses Abschlussberichtes im Rahmen der Pfadanalysen 2 und 5 dargestellt.

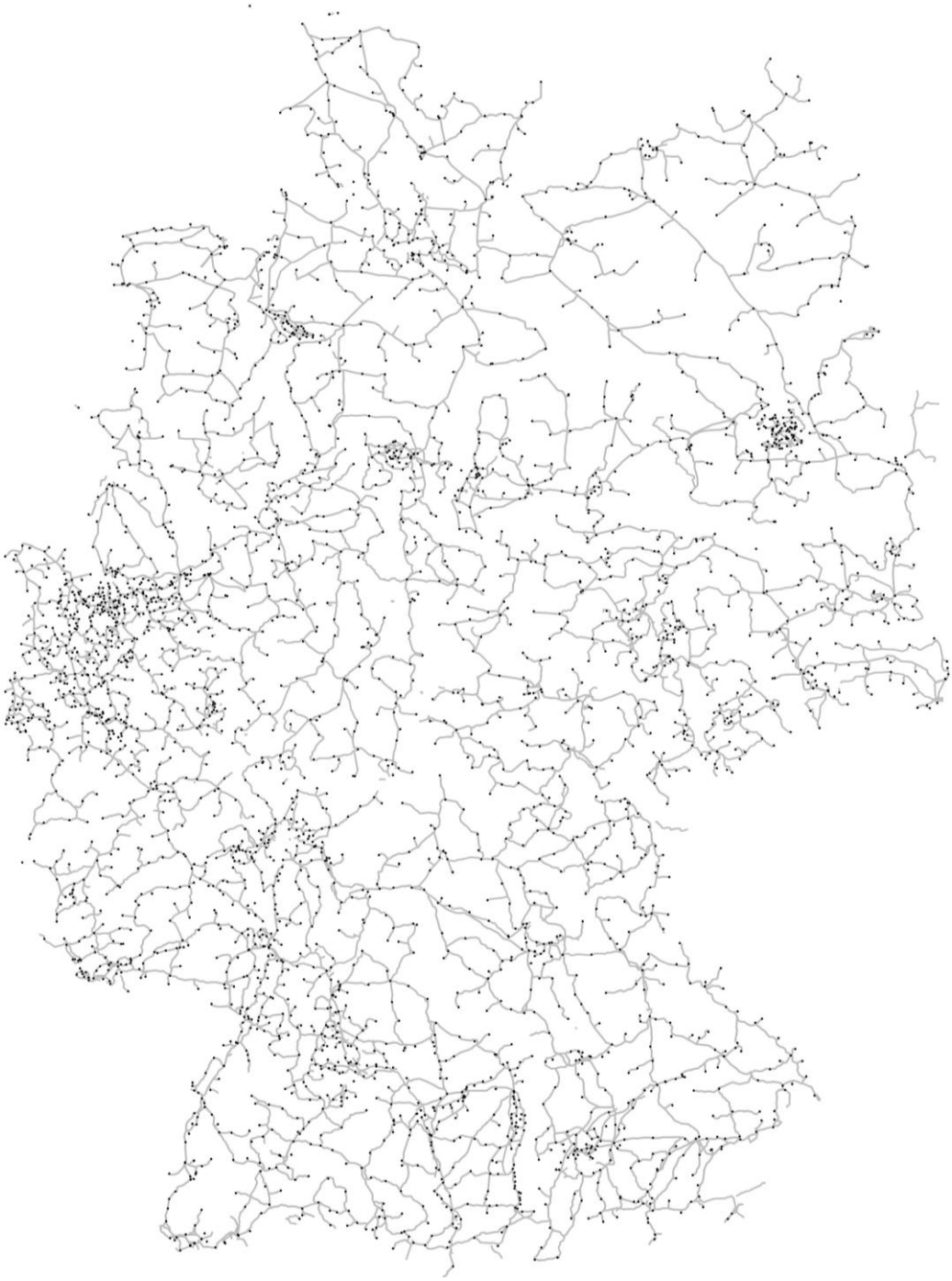

Abbildung 3-3 110 kV-Netz aus dem Stromnetzmodell des GWI inkl. Umspannwerke.

3.2.3 Kernergebnisse der Standortanalysen des GWI

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Die Ergebnisse der Standortanalysen zur Flexibilisierung der Energiesystems durch unterschiedliche geoinformationsbasierte Ansätze werden im Folgenden zusammengefasst. Hierbei handelt es sich einerseits um eine Untersuchung zur Einbindung von Power-to-Heat-Anlagen in Wärmenetze sowie andererseits um zwei Teilstudien zum Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen zur Wasserstoffeinspeisung in Erdgastransport- und Verteilnetze. Die detaillierte Ausarbeitung ist in den Kapiteln 5.2 und 5.5 in Band II dieses Berichtes dargestellt.

Standortanalyse für Power-to-Gas Anlagen im deutschen Gastransportnetz

Mit der **Wasserstoffeinspeisung in das Gastransportnetz** wird eine mögliche Einbindung von produziertem Wasserstoff aus dem PtG-Konzept in das Energiesystem beschrieben. Insbesondere die hohen und ganzjährig vorliegenden Volumenströme sprechen für eine Einspeisung in das Transportnetz, das große zumischbare Wasserstoffmengen bietet. Allerdings besitzt das Hochdrucknetz eine vergleichsweise geringe Leitungslänge, wodurch die räumliche Nähe einer entsprechenden Strom- und Erdgasanbindung hier ein wesentlicher Untersuchungsgegenstand ist. Für die stromseitige Anbindung wurden Standorte von Umspannwerken, die mindestens an das 110 kV-Netz angeschlossen sind, gewählt. Als zusätzliche Vorgabe wurden volatile Erzeugungsanlagen, PV- und Windkraftanlagen, in der unmittelbaren Umgebung als Standortkriterium festgelegt. Die Kriterien für einem geeigneten Einspeisepunkt wurden demnach wie folgt definiert:

- Umspannwerk mit Verbindung zu einer Hoch- oder Höchstspannungsleitung
- Gastransportnetzleitung mit einer direkten räumlichen Beziehung (Abstand maximal 2,5 km) zum Umspannwerk
- 5 Windenergieanlagen oder eine Windenergieanlage + eine Photovoltaikanlage (>1 MW) in einem Umkreis von bis zu 5 km zum Umspannwerk

In Tabelle 3-2 sind die Ergebnisse nach Bundesländern aufgelistet. Neben klassischen Windausbaugebieten aus Norddeutschland sind vor allem in NRW viele geeignete Umspannwerke vorhanden, die als PtG-Standorte infrage kommen. Dies lässt sich vor allem auf die gut ausgebauten Netzinfrastrukturen sowohl im Strom- als auch im Gassektor zurückzuführen, die mit dem hohen Energiebedarf des Industrielandes NRW einhergehen. Im Anhang dieses Berichtes findet sich u.a. eine Tabelle der hochaufgelösten Ergebnisse für die NUTS-3 Regionen in NRW. Abbildung 3-4 zeigt Umspannwerke, die in der Umgebung über je mindestens eine PV- und Windkraftanlage verfügen.

Tabelle 3-2 Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion 2015. Das jeweils größte Ergebnis potenzieller Standorte ist grün hervorgehoben, das geringste rot.

	Anzahl Umspann-werke mit Anschluss ans HS-/ HöS-Netz	**EE-Anlagen**		**Anzahl Umspannwerke**					
				innerhalb Radius von 5 km				mit Gas-Transportnetz innerhalb 2,5 km	
Bundesland		Wind	PV > 1 MW	mit Wind	mit PV > 1 MW	mit Wind+PV	mit > 5 WEA	Wind+PV	> 5 WEA
Baden-Württemberg	380	462	164	63	124	18	11	9	0
Bayern	564	818	893	86	305	48	21	14	6
Berlin	73	4	3	15	25	9	2	0	0
Brandenburg	193	3.153	491	114	115	75	87	32	43
Bremen	34	77	1	29	6	3	25	0	9
Hamburg	22	65	0	17	1	1	12	1	2
Hessen	206	799	101	56	65	16	25	7	10
Mecklenburg-Vorpommern	129	1.475	191	79	76	43	55	23	33
Niedersachsen	429	5.336	161	291	119	79	205	41	100
Nordrhein-Westfalen	715	2.831	125	427	175	108	181	72	109
Rheinland-Pfalz	205	1.347	161	94	93	47	55	18	14
Saarland	53	144	37	13	41	9	7	1	2
Sachsen	211	847	253	98	118	71	47	38	27
Sachsen-Anhalt	159	2.431	286	105	103	69	74	38	42
Schleswig-Holstein	140	2.582	117	91	34	27	62	12	16
Thüringen	106	673	166	49	63	36	15	15	9
SUMME	**3.619**	**23.044**	**3.150**	**1.627**	**1.463**	**659**	**884**	**321**	**422**

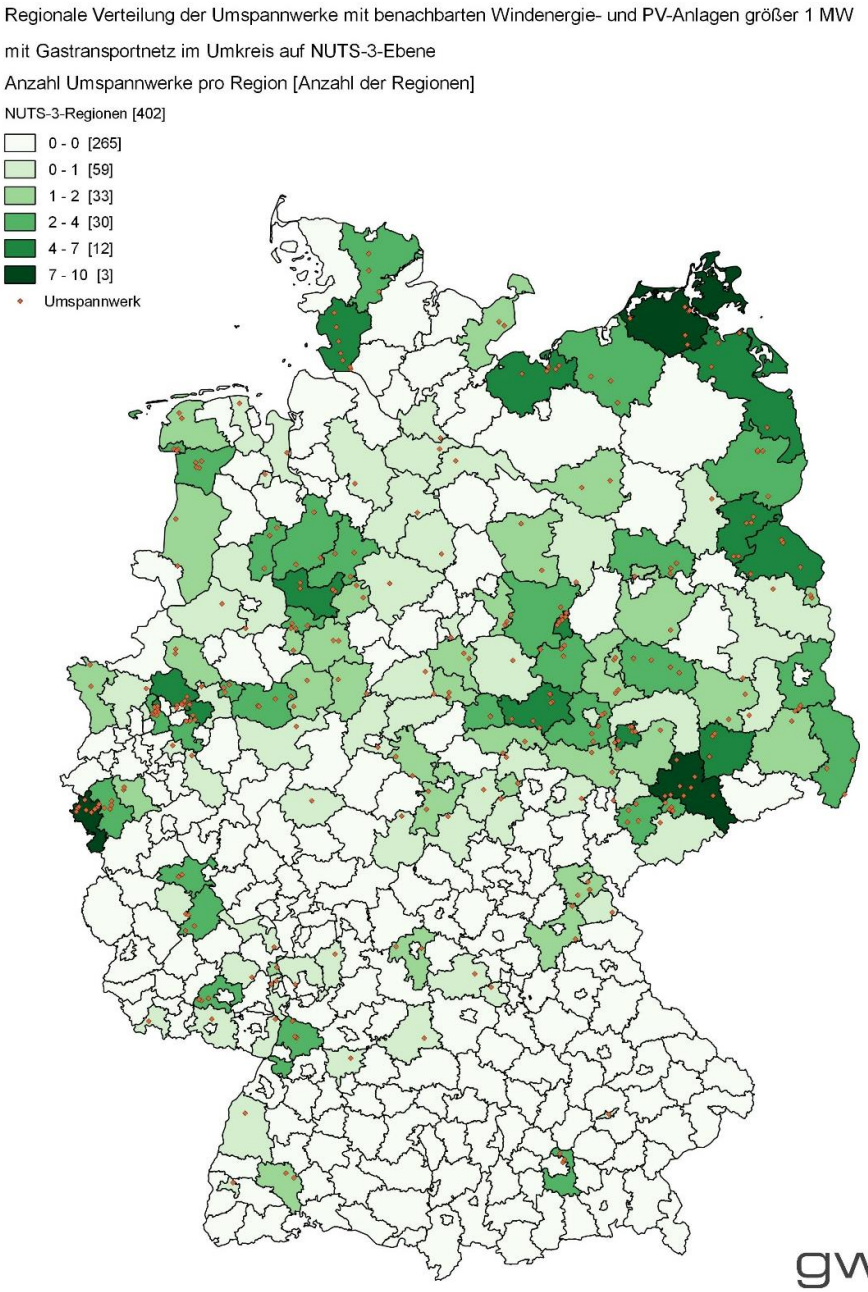

Abbildung 3-4 Regionale Verteilung der 321 Umspannwerke (72 in NRW) mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen (>1 MW) mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene (2015)

Bis auf vereinzelte Regionen in Süddeutschland liegt der Großteil der 321 identifizierten Umspannwerke in der nördlichen Hälfte Deutschlands. In der folgenden Abbildung 3-5 sind hingegen alle Umspannwerke mit mindestens 5 Windenergieanlagen in Umgebung abgebildet.

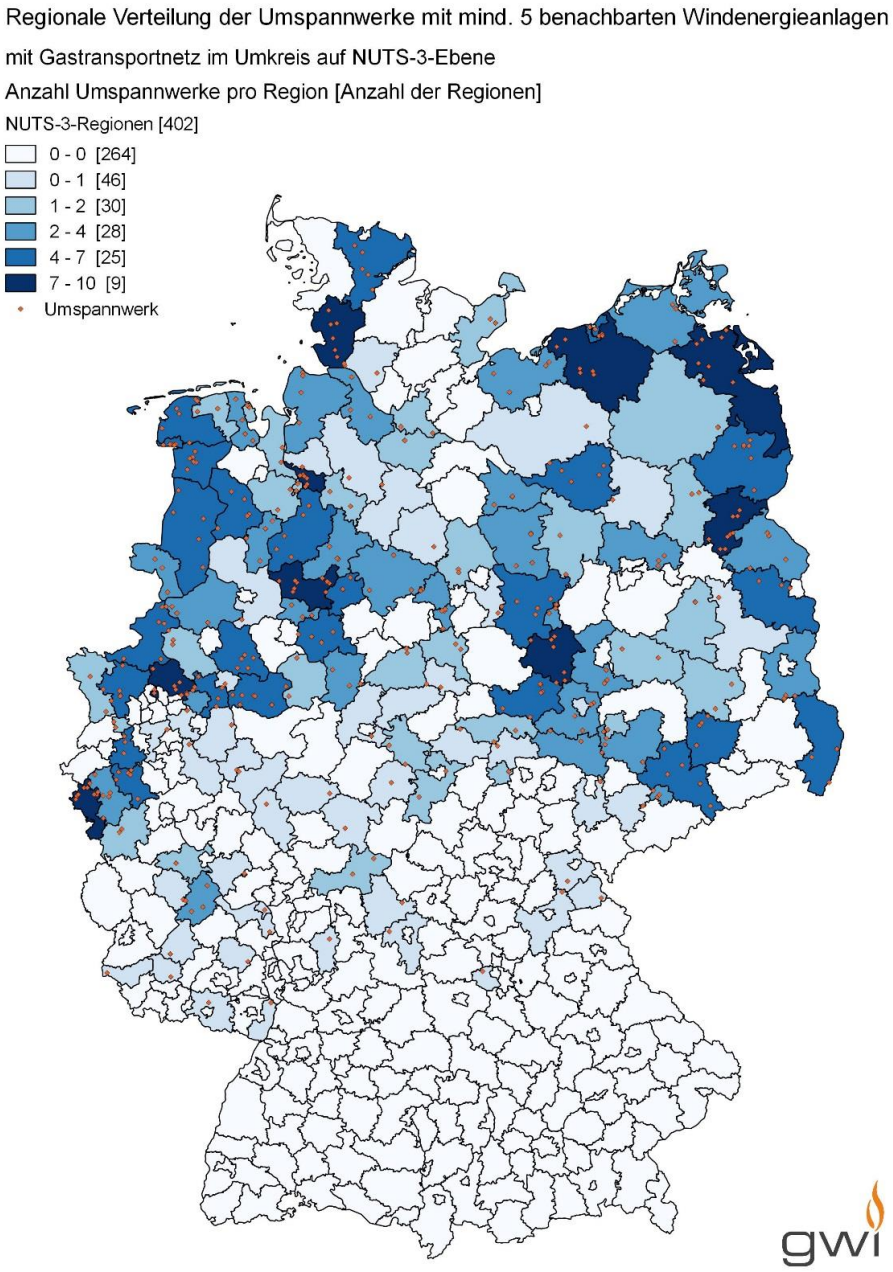

Abbildung 3-5 Regionale Verteilung der 422 Umspannwerke (109 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen und Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene, Stand 2015

Die Verteilung der zuvor 422 identifizierten Standorte über das Bundesgebiet ist weniger homogen als in Abbildung 3-4. Dies lässt sich insbesondere auf die schwerpunktmäßig im Norden befindlichen Ausbaugebiete von Windenergieanlagen zurückführen. Zudem wurden die Ergebnisse für NRW in einer höheren Auflösung abgebildet. In

Abbildung 3-6 sind die potenziellen Standorte zu sehen, die in einer räumlichen Nähe zu Windenergie- und PV-Anlagen liegen.

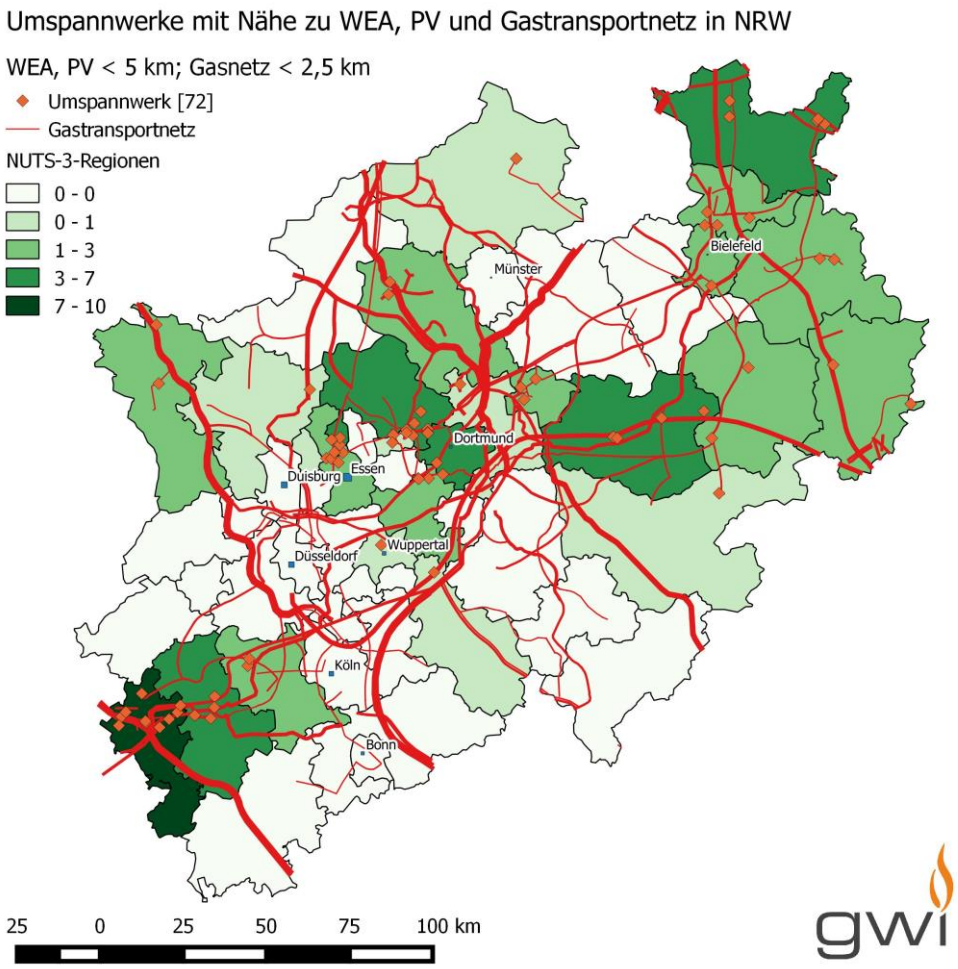

Abbildung 3-6 Regionale Verteilung der 72 Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV- Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene, Stand 2015

Von den 72 identifizierten Umspannwerken, die als Standorte in Frage kommen, liegen etwas mehr als die Hälfte um Ballungsräume herum. Dieses lässt sich auf eine in der Regel gut ausgebaute Strom- und Gasnetzinfrastruktur sowie genügend (genutzte) Fläche für PV- und Windenergieanlagen zurückzuführen. Die Regionen nördlich von Aachen, nördlich von Essen sowie nördlich und südlich von Bochum erweisen sich dabei als Standortschwerpunkte, für die gewählte Betrachtung.

Zudem gibt es vereinzelte Standorte in den ländlicheren Regionen Nordrhein-Westfalens. Während der Ausbau von EE-Anlagen im ländlichen Bereich – aufgrund vorhandener Freiflächen – weiter vorangeschritten ist, ist die räumliche Nähe zu einem Umspannwerk und Hochdrucknetz seltener

gegeben. Dies liegt in erster Linie daran, dass die gewählten Umspannwerke im ländlichen Bereich deutlich seltener notwendig sind. Analog verhält es sich für die Gastransportnetze.

Im Umkreis von Bonn bis Duisburg liegen allerdings sehr wenige Standorte vor. Da die gewählte Versorgungsstruktur gut ausgebaut ist, kann davon ausgegangen werden, dass die EE-Anlagen-Kombination aus PV und Wind nicht in räumlicher Nähe vorhanden sind. In den selbst Städten gibt es erwartungsgemäß keine geeigneten Standorte, was zum einen an den fehlenden EE-Anlagen > 1 MW liegt. Zudem werden Umspannwerke, die an einer Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen sind, in aller Regel an Stadtgrenzen aufgestellt. Ebenso wird es beim Aufstellungsort von Übergabestationen für Hochdruckleitungen im Gasbereich gehandhabt.

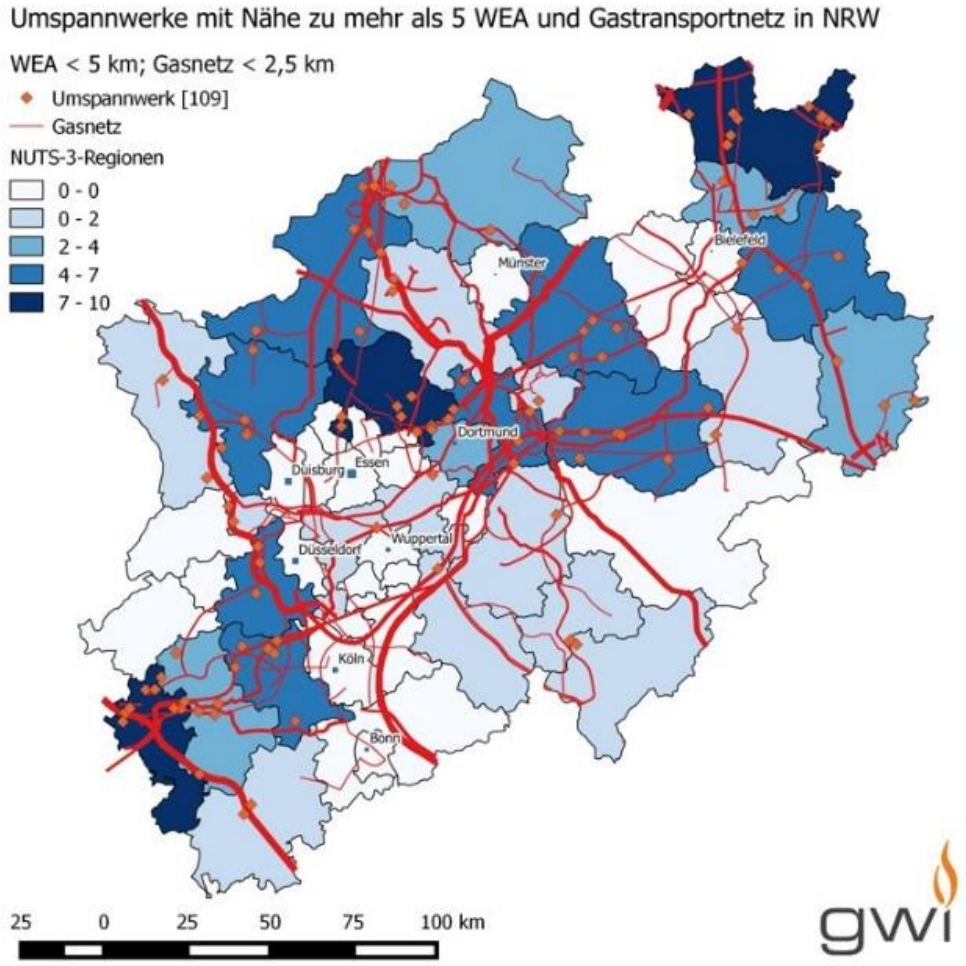

Abbildung 3-7 Regionale Verteilung der 109 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km, Stand 2015

Für die Vorgabe, dass sich 5 Windenergieanlagen in räumlicher Nähe zu einem Umspannwerk und einer Gastransportleitung befinden, werden die Ergebnisse in Abbildung 3-7 dargestellt. Grundsätzlich liegen die möglichen Standorte in ähnlichen Bereichen, wie zuvor in Abbildung 3-6 dargestellt, vor.

Allerdings befinden sich in dieser Betrachtung einige Standorte im Umkreis um Köln und Düsseldorf herum, was mit dem Ausbau der Windkraft in dieser Region begründet werden kann. Zudem gibt es im Vergleich zum vorherigen Untersuchungsgegenstand mehr potenzielle Standorte im ländlichen Bereich, was im typischen Ausbaugebiet von Windenergieanlagen begründet ist. Insbesondere der nordöstliche Teil NRWs sticht dabei als ländliches Gebiet hervor.

Aus den Ergebnissen der zwei Betrachtungsgegenstände lassen sich für die drei Standortfaktoren (Umspannwerk, Gastransportleitung sowie PV- und Windenergieanlagen) folgende Erkenntnisse ableiten:

- Eine Vielzahl an **Umspannwerken**, die an die Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen sind und den Stromtransport in den Ballungsraum sicherstellen, liegen um Ballungsräume herum. In den Städten selbst gibt es seltener Umspannwerke, die an eine der beiden oberen Spannungsebenen angeschlossen sind.
- **Gastransportnetze**, die analog zur stromseitigen Hoch- und Höchstspannungsebene nur in Ausnahmen durch Städte führt, aber die Gasversorgung sicherstellen muss, sind ebenfalls um Ballungsräume herum gut ausgebaut.
- **PV- und Windenergieanlagen**, die aufgrund ihrer Leistungsklasse von >1 MW im Fall von PV und der geltenden Abstandsregeln für Windkraftanlagen im städtischen Bereich nur im Einzelfall zu finden sind, sorgen für eine Bevorzugung der ländlichen Standorte.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass vor allem die Regionen um Ballungsräume (Verbrauchsschwerpunkte) herum sich als geeignet darstellen. Dieses liegt an einer gut ausgebauten Strom- und Gasnetzinfrastruktur, aber auch am nötigen Platz für EE-Anlagen.

Wasserstoffeinspeisepotenziale in den Gasverteilnetzen NRWs

In Abbildung 3-8 sind die saisonalen, **theoretisch durch Wasserstoff substituierbaren Erdgasmengen im Verteilnetz für die Gemeinden NRWs** dargestellt. Die bedarfsstärksten Gemeinden bieten entsprechend der angenommenen Einspeiseobergrenzen die höchsten Potenziale zur Wasserstoffbeimischung auf Verteilnetzebene. Den theoretischen Maximalwert für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff besitzt die bevölkerungsstärkste Gemeinde Köln mit bis zu 102 GWh H_2 pro Jahr.

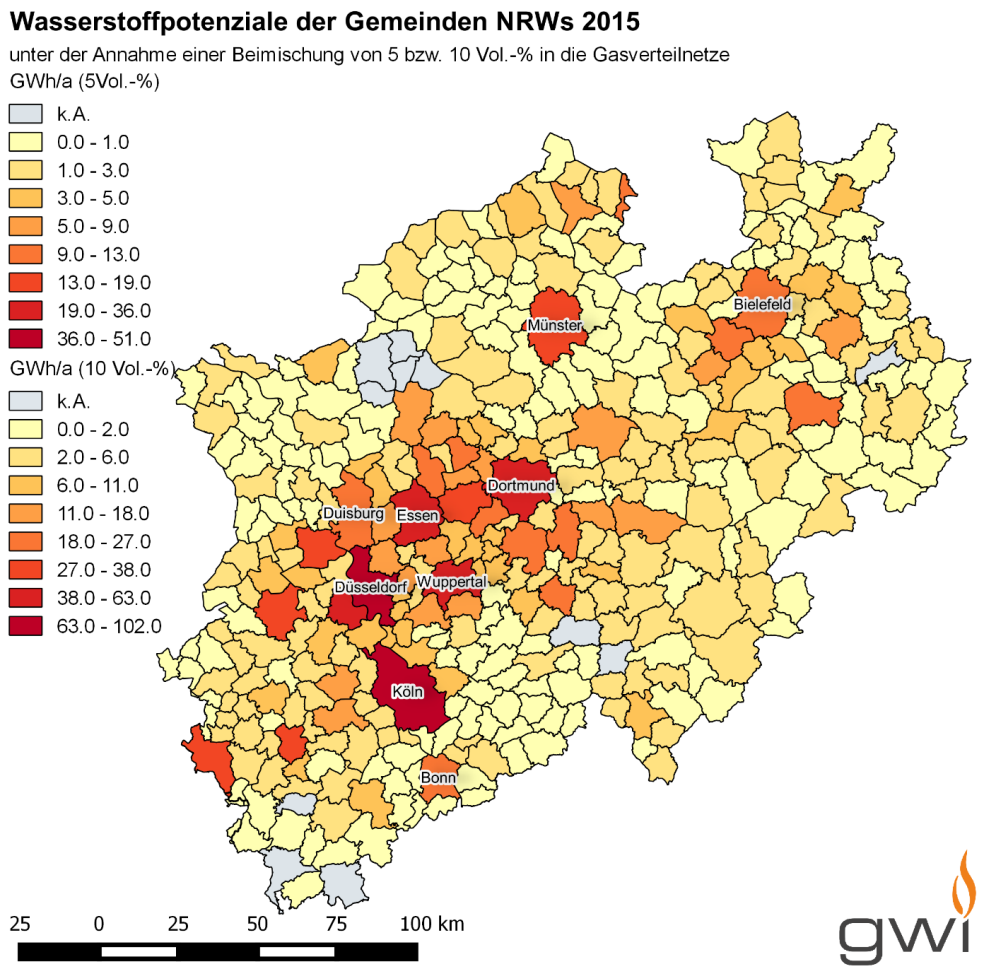

Abbildung 3-8 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-%, basierend auf dem saisonalen Verlauf des Erdgasbedarfs Stand heute. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a.

Um die **Wasserstoffeinspeisepotenziale 2050** für die Gemeinden NRWs auf Verteilnetzebene zu bestimmen, werden zunächst die Jahresenergieverbräuche Erdgas für das Jahr 2050 definiert. Es wird dafür die Annahme getroffen, dass diese der ‚Energiereferenzprognose' 2014 entsprechend abnehmen. Demnach reduziert sich der Erdgasverbrauch bis 2050 in den Sektoren GHD und Haushalte um 37,5 % (Trendszenario) im Vergleich zum Referenzjahr 2011 [Ewig14]. Die größten Gasverbräuche aus dem Bereich der energieintensiven Industrie werden aus Direktleitungen der Gastransportnetze versorgt und beeinflussen die (heutigen und zukünftigen) Volumenströme in den Verteilnetzen nicht.

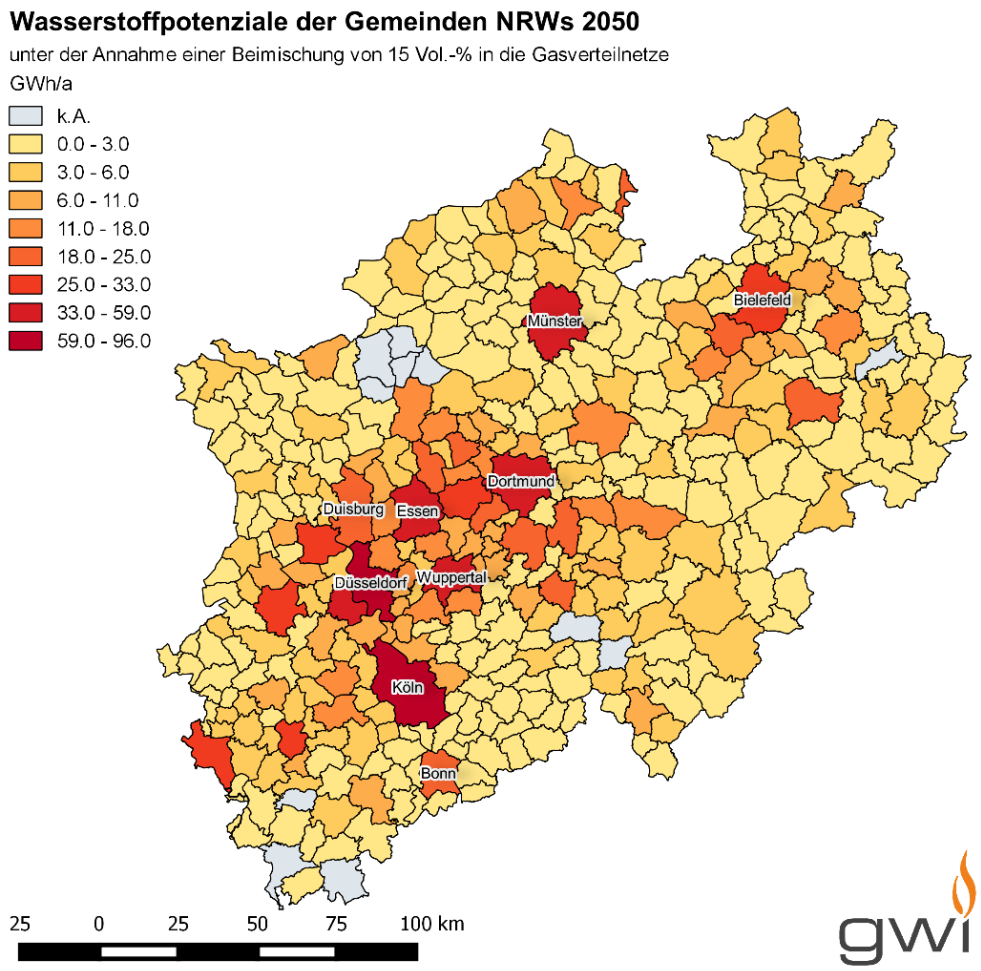

Abbildung 3-9 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas für die Gemeinden in NRW bei einer Volumenobergrenze von 15 % H_2, basierend auf dem angenommenen saisonalen Verlauf des Gasbedarfs 2050 in den Verteilnetzen NRWs. Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffpotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.

Bei einem Vergleich von Abbildung 3-8 mit Abbildung 3-9 wird ersichtlich, dass sich trotz der zukünftig höher angenommenen Wasserstoffbeimischung von 15 Vol.-% die theoretischen Einspeisepotenziale leicht verringern werden. Dieser Umstand ist bedingt durch den Rückgang des Erdgasbedarfs bis zum Jahr 2050 durch rückläufige Wärmebedarfe des Gebäudebestandes.

Insgesamt verfügen alle Regionen innerhalb des untersuchten Bundeslandes über theoretische Einspeisepotenziale für Wasserstoff und somit über einen geeigneten Vektor, um erneuerbare Energie nach der Umwandlung von elektrischer in chemisch gebundene Energie aus dem Stromsektor in den Gassektor zu verschieben. Dort verdrängt das erneuerbare Gas aus Power-to-Gas-Prozessen gemeinsam mit Biogas anteilig Erdgas aus fossilen Quellen. **Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffeinspeisepotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.**

Wasserstoff-Gestehungskosten

Ein zusätzliches Kriterium für die regionale Eignung potenzieller Speicherstandorte soll die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen sein. Diesbezüglich wird die Potenzialanalyse am Ende des Kapitels um eine räumlich aufgelöste Gestehungskostenberechnung ergänzt, die die zukünftig zu erwartenden Zeiträume negativer Residuallast in NRW, bestimmt vom Partner IEK-3, berücksichtigt.

Kostenparameter des Elektrolyseurs

Abbildung 3-10 zeigt die errechneten spezifischen Investitionskosten unter der Annahme einer zukünftigen Marktdurchdringung und der daraus resultierenden Kostensenkung (Degression).

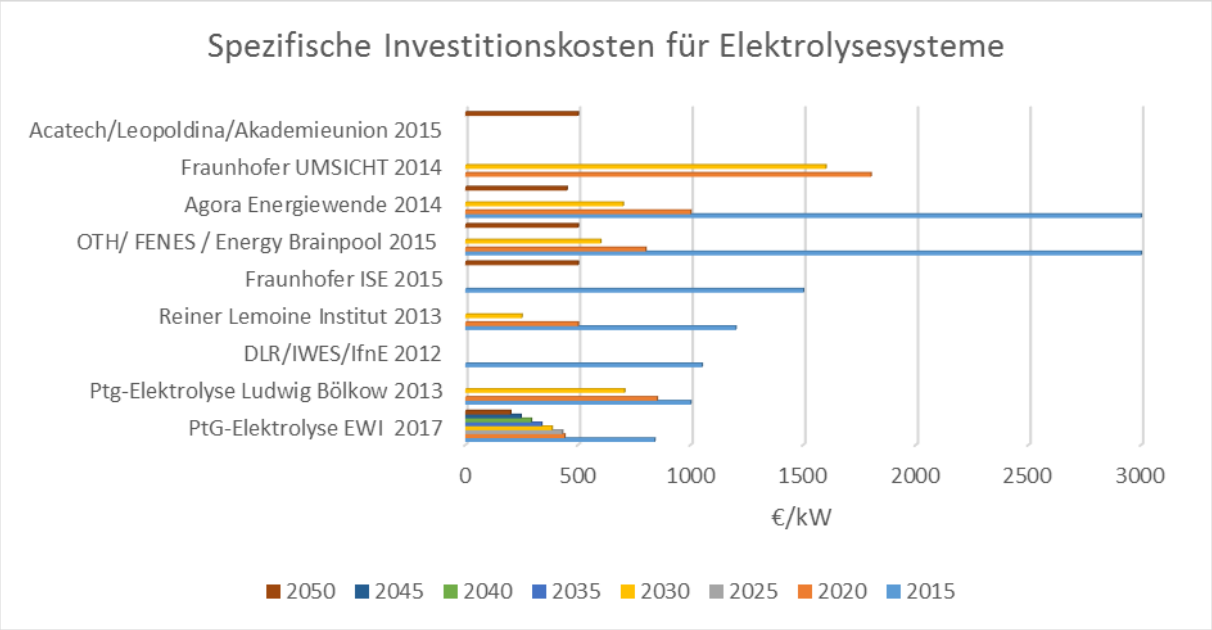

Abbildung 3-10 Annahmen für die Investitionskosten eines Elektrolyseurs. Daten aus [Inve16, S.12], ergänzt um Daten des EWI aus dem vorliegenden Forschungsvorhaben..

Die Annahmen der Investitionskosten für den gegenwärtigen Zeitpunkt schwanken zwischen 840 € und 3.000 €. Die Studien des EWI, DLR/IWES/IfnE und Fraunhofer UMSICHT beziehen sich auf die Anlagenkosten des Elektrolyseurs. Die Werte von Acatech/Leopoldina/Akademieunion und OTH/FENES/Energy Brainpool hingegen stellen die Kosten für das gesamte Speichersystem inklusive Langzeitspeicher in Form von Kavernen- oder Porenspeichern dar [Agor14].

Für die weiteren Berechnungen wird auf den Annahmensatz von EWI und WI zurückgegriffen, der im Rahmen dieses Projektes generiert wurde. Hierfür werden (Stand 2015) durchschnittliche spezifische Investitionskosten in Höhe von 840 €/$kW_{inst.Leist.}$ angenommen. Bis 2050 sollen die Kosten um ca. 76 % auf 200 €/$kW_{inst.Leist.}$ sinken. Zusätzliche Kosten für Einspeiseanlagen und weitere Peripherie werden

nicht berücksichtigt (Gestehungskostenansatz). Darüber hinaus gelten die spezifischen Betriebskosten sowie weitere Inputparameter aus Tabelle 3-3.

Tabelle 3-3 Auswahl an Input-Parametern für die Berechnung der Wasserstoff-Gestehungskosten, Szenario 2050. Annahmen in Übereinstimmung mit EWI und WI.

Input-Parameter Elektrolyse 2050	
Investitionskosten	200 $\frac{€}{kW}$
Wirkungsgrad η	77 %
Var. Stromkosten	0,05 $\frac{€}{kWh}$
Var. Wasserkosten $\frac{€}{kW}$	0,013 $\frac{€}{kWh}$
Fixe Betriebskosten $\frac{€}{kW}$	10,6 $\frac{€}{kW}$
WACC	6 %
Abschreibungsdauer	20 a

Unter den fixen und variablen Kosten des Elektrolyseurs werden deshalb sämtliche jährlich anfallenden Aufwendungen für Rohstoffe, Betriebsstoffe, Personal, Leasing und Energie subsummiert. Die O&M-Costs[12] beziehen sich auf die installierte Leistung des Elektrolyseurs. Der primäre Kostentreiber sind die Strombezugskosten. Es wird dabei von einer Steuer-, Umlagen- und Entgeltbefreiung ausgegangen. Zu den variablen Kosten zählen neben den Stromkosten auch die Kosten für das Wasser und die Entsalzung. Im Folgenden wird angenommen, dass der Elektrolyseur den Strom zu einem Bezugspreis von 0,05 €/kWh für 2050 bezieht. Diese Annahme entspricht dem durchschnittlichen Wert der Stromgestehungskosten, die Fraunhofer ISE in der Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ ermittelt hat. Als Inputparameter dienten Onshore-Windenergieanlagen mit einer Volllaststundenzahl von 1.300 bis 2.700 h/a [Kost13].

Aus negativer Residuallast abgeleitete Betriebsstundenzahlen

Die simulierten Residuallasten für das Land NRW auf Ebene der Landkreise/Städte wurden von der Abteilung IEK-3 des Forschungszentrum Jülich zur Verfügung gestellt. Nordrhein-Westfalen wird mit Fortschreiten der Energiewende voraussichtlich zu den „Defizit-Bundesländern“ gehören, in denen im Vergleich zu den Küstenregionen (Windenergiepotenziale) und wegen der hohen Last selten Überschussstrom vorhanden ist. Für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen mit günstigem oder gar überschüssig anfallendem EE-Strom bedeutet dies vergleichsweise geringe Volllaststunden für Anlagenstandorte in NRW. Dennoch gibt es auch in NRW Regionen, die im Szenariojahr 2050 auf der Verteilnetzebene, in die Windenergieanlagen größtenteils einspeisen, erhebliche

[12] Abk. für engl. operation, maintenance and administrative costs; gleichzusetzen mit fixen Betriebskosten.

Überschussstromdauern aufweisen könnten. In Abbildung 3-11 sind diese Jahresstunden negativer Residuallast auf Landkreisebene nach M. Robinius, Forschungszentrum Jülich IEK-3 dargestellt. Sie werden im Folgenden als Einsatzzeiten für Elektrolyseure angenommen, die die gespeicherte Energiemenge den Gasverteilnetzen zuführen. Zu den größten Stromüberschussregionen innerhalb NRWs zählen demnach die Kreise Herford mit 7.015 h/a, Münster (6.780 h/a) und Borken (6.640 h/a). Insgesamt weisen 18 von 53 Kreisen in NRW im Szenario 2050 über 4.000 Stunden negative Residuallast auf.

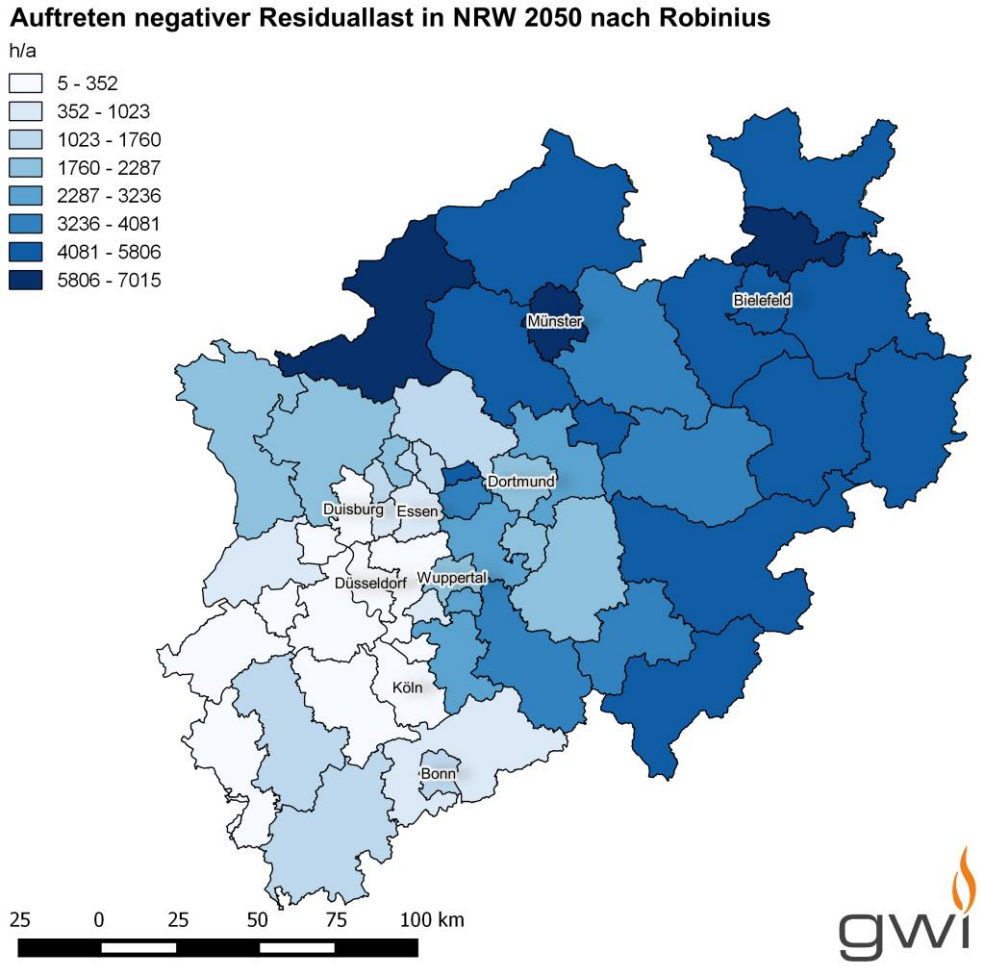

Abbildung 3-11 Auftreten negativer Residuallast in NRW 2050 auf Landkreisebene. Darstellung GWI basierend auf M. Robinius, FZ Jülich IEK-3.

Die Daten des IEK-3 basieren auf einem Szenario, in dem ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 80 % angenommen und eine Netzmodellierung vorgenommen wurde. Die hinterlegten Annahmen unter anderem zum Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, zum konventionellen Kraftwerkspark, Netzausbau stammen aus [Robi15].

Gestehungskosten 2050

Im Szenario 2050 haben sich durch den größeren Anteil an erneuerbaren Energien im Stromsystem auch der Bedarf an Energiespeicherung und somit die Laufzeiten der Elektrolyseure erhöht. Diese wirken sich stark auf die Wasserstoffgestehungskosten aus.

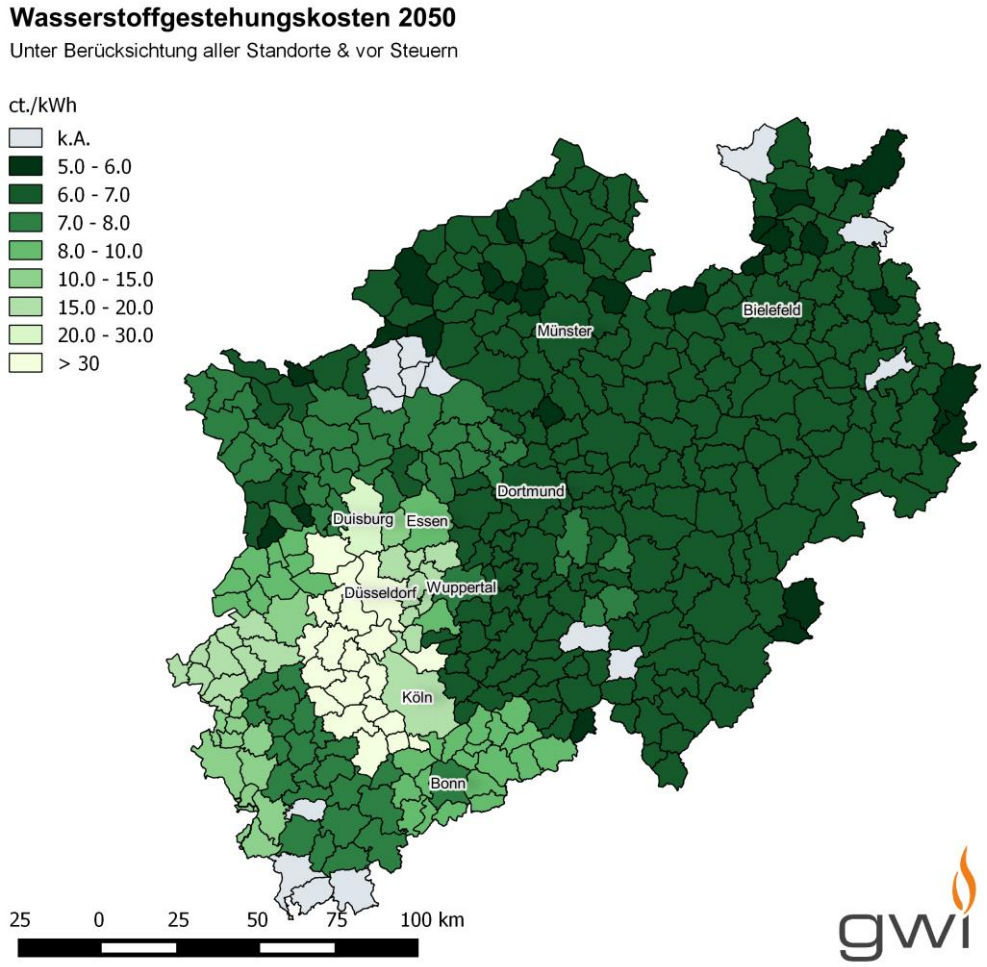

Abbildung 3-12 Theoretische Wasserstoffgestehungskosten in den Gemeinden NRWs 2050

In Abbildung 3-12 ist zu erkennen, dass die Wasserstoffgestehungskosten im Ballungsraum am höchsten sind. Dieses lässt sich in dieser Betrachtung vorrangig auf die wenigen Zeiten zurückführen, in denen eine negative Residuallast vorkommt. Die Fixkosten (Betriebs- und Investitionskosten) müssen somit auf eine geringere produzierte Wasserstoffmenge umgelegt werden. Hingegen liegen in den nördlichen und östlichen Gemeinden bzw. im ländlichen NRW die Wasserstoffgestehungskosten in vielen Fällen zwischen 5 und 7 Cent/kWh, da eine hohe Auslastung der Elektrolyseanlagen erwartet wird.

3.3. GIS-MCA basierte Standortanalyse für exemplarische Power-to-Gas

bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Die potenzielle Eignung von Gebieten für PtG-Anlagen hängt von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren ab und wird daher vom WI mit Hilfe einer multikriteriellen Analyse (MCA) auf Basis von Geoinformationssystemen (GIS) durchgeführt. Dafür werden insgesamt 20 verschiedene Kriterien verteilt auf die vier Kategorien Ausschluss (5), Ökologie (2), Ökonomie (10) und Soziales (3) verwendet. Ein Ausschluss von Flächen insbesondere aufgrund von Naturschutz und hoher Besiedlung erfolgt separat vor der MCA, mit Hilfe des Analytical-Hierarchy-Processes (AHP). Insgesamt werden auf diese Weise zwei verschiedene netzdienliche Anwendungsfälle für dezentrale Anlagen (ohne und mit Methanisierung) bezogen auf ihre Markteinführung bis zum Jahr 2020 auf potenziell geeignete Standorte hin untersucht.

Die unterstellten ausschließenden bzw. hemmenden Faktoren Einwohnerdichte (Akzeptanz) und Naturschutz zeigen insgesamt einen großen Einfluss auf die Standortbewertung. In NRW würden demnach im südlichen und östlichen Teil große zusammenhängende Gebiete vorab als Standorte ausgeschlossen. Dieser methodisch bedingte Ausschluss sollte bei Bedarf weiter bzw. differenzierter untersucht werden. Dies sollte bei weiteren Standortanalysen erfolgen, da die zur Diskussion stehenden Anlagen keinen hohen Flächenbedarf haben

Die potenziell besten Standorte für die netzdienlichen, dezentralen Anlagen ohne Methanisierung liegen bundesweit in Niedersachsen und in Bayern. NRW weist jedoch mit den Kreisen Warendorf, Steinfurt und Hamm sowie dem Rhein-Kreis Neuss auch relativ gute Standortregionen aus, schneidet jedoch bezogen auf die Anzahl der gut geeigneten Regionen eher unterdurchschnittlich ab.

Der lokale EE-Deckungsgrad stellt einen sensitiven Faktor dar und ist daher bei der Standortwahl besonders zu beachten. In NRW führt er aufgrund der geringen Ausprägung im bundesweiten Vergleich flächendeckend zu einer schlechteren Bewertung von ansonsten guten Standorten.

Für die PtG-Anlagen mit Methanisierung, für die eine räumlich sehr enge Kopplung an die industriellen CO_2-Quellen (Zement und Steam Cracker) unterstellt wird, liegen zwei Drittel der bundesweit geeigneten Anlagenstandorte in NRW, die zudem überdurchschnittlich gut abschneiden.

Im Rahmen des Virtuellen Instituts Strom zu Gas und Wärme untersucht das Wuppertal Institut die Standorteignung von Flächen in Deutschland und insbesondere in Nordrhein-Westfalen für die Nutzung durch Power-to-Gas (PtG) Anlagen. Dafür werden georeferenzierte Daten mit Standorteigenschaften herangezogen und mittels einer Multikriteriellen Analyse (MCA) gewichtet und bewertet. Diese Analysemethode erlaubt es, verschiedene Aspekte (z.B. ökonomische, ökologische

und soziale) in die Bewertung der Standorteignung einzubeziehen, systematisch zu erfassen und gegeneinander zu gewichten.

Das Ziel der Arbeiten ist, auf NUTS-3 Ebene (großflächig) geeignete und weniger geeignete Regionen in Deutschland und NRW zu bestimmen, in denen die Nutzung von PtG unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien und Indikatoren bevorzugt stattfinden kann. Dazu werden bestimmte ausgewählte Anwendungsfälle (Problemstellungen) definiert und untersucht. Durch Variation der Gewichtungen soll insbesondere ermittelt werden, welche Standorte sich im Hinblick auf die unterschiedlichen Interessen bzw. Prioritäten, die durch die Gewichtung der Indikatoren untereinander bestimmt werden, als robust erweisen, d.h. eine möglichst hohe Eignung bei möglichst geringem Konfliktpotenzial aufweisen.

3.3.1 Methodik der Standort- & Potenzialanalysen des WI

GIS-Datenbank

Im Rahmen der Arbeiten wurde eine Datenbank aufgebaut, in der vielerlei ortsbezogene Informationen gespeichert sind. Aus den insgesamt etwa 90 Datensätzen, die in unterschiedlicher räumlicher Auflösung vorliegen, werden zunächst 17 Datensätze in die engere Wahl genommen, welche insgesamt als relevant für diese Studie angesehen werden (Tabelle 3-4).

Je nach räumlicher Auflösung der Basisdaten werden diese mit unterschiedlichen Berechnungsverfahren für Deutschland auf ein 1x1 km Raster projiziert. Im weiteren Verlauf der Analyse werden die resultierenden Ergebnisse dann in der Regel auf die NUTS-3 Ebene übertragen und dargestellt.

Für die hier beschriebene Untersuchung können grundsätzlich die in Tabelle 3-4 aufgelisteten Datengrundlagen herangezogen werden. Diese sind jedoch nicht für jeden Analyse- bzw. Anwendungsfall relevant bzw. passend und werden daher jeweils individuell ausgewählt und in die Bewertung mit einbezogen[13].

[13] Zum Beispiel kann das Kriterium Nr. 4 (CO_2-Quellen) in Fällen ohne nachfolgende Syntheseprozesse unberücksichtigt bleiben.

Tabelle 3-4 In der Standortanalyse verwendete Datensätze (1x1 km Raster)

Ausschluss-Kriterien (A)	
A1	Anzahl der Einwohner in Rasterfläche mit Ausschlusswirkung ab 1500 EW/km^2
A2	Anteil von besonders schützenswerten Schutzgebieten (NSG, RAMSAR, FFH, NLP) an Rasterfläche, mit Ausschlusswirkung ab 20 % Flächenanteil
A3	Anteil von Schutzgebieten (NP, Biosphärenreservat, SPA, LSG) an Rasterfläche, mit Ausschlusswirkung ab 80 % Flächenanteil
A4	Anteil von Straße oder Schiene an Rasterfläche mit Ausschlusswirkung ab 50 % Flächenanteil
A5	Anteil von Wasserflächen an Rasterfläche mit Ausschlusswirkung ab 50 % Flächenanteil
Ökologie (U)	
U1	Anteil von besonders schützenswerten Schutzgebieten (NSG, RAMSAR, FFH, NLP) an Rasterfläche mit Flächenanteil <20 % (verbleibende Hemmniswirkung)
U2	Anteil von Schutzgebieten (NP, Biosphärenreservat, SPA, LSG) an Rasterfläche mit Flächenanteil <80 % (verbleibende Hemmniswirkung)
Ökonomie (W)	
W1	Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV-Anlagen
W2	Distanz Rastermittelpunkt zu 110kV-Station
W3	Distanz Rastermittelpunkt zu Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser)
W4	Distanz Rastermittelpunkt zu Salzkaverne
W5	Distanz Rastermittelpunkt zu industriellen H_2 Quellen oder Senken
W6	Distanz Rastermittelpunkt zu industriellen CO_2 Quellen (nur NRW)
W7	Distanz Rastermittelpunkt zu industriellem Erdgasverbrauch
W8	Anteil von Industrie- und Gewerbegebieten an Rasterfläche
W9	Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km
W10	Distanz Rastermittelpunkt zu Autobahnauffahrt
Soziales (S)	
S1	Anzahl der Einwohner (<1500 EW/km^2) in Rasterfläche
S2	Anteil von Stadtparks oder geschlossener Besiedlung an Rasterfläche
S3	Anteil von ungenutzten Grünflächen an Rasterfläche

AHP-MCA Verfahren

In der Multikriteriellen Analyse werden Gewichtungsfaktoren genutzt, um den unterschiedlich starken Einfluss, den die verschiedenen Kriterien auf die Entscheidungsfindung haben, wiederzugeben.

Im Rahmen dieses Projektes VI-SGW wird die Kriterien-Gewichtung mit Hilfe des so genannten „Analytical Hierarchy Process“ (AHP) durchgeführt. Dieser Prozess hat gegenüber einer intuitiven Gewichtung den Vorteil, dass das auf mathematischem Wege resultierende Set von Gewichtungsfaktoren in sich konsistent ist.

Im Folgenden wird das Vorgehen des AHP genauer beschrieben. Die Kriterien werden in mehrere Kategorien aufgeteilt. Bei einer großen Anzahl von Kriterien können mehrere Ebenen von Unterkategorien notwendig werden. Damit wird eine hierarchische Struktur der Kriterien gebildet. Im

Rahmen dieser Untersuchung werden zunächst zwei Ebenen der Kriterien-Einteilung als ausreichend angesehen.

Die folgenden Ausführungen beschreiben **exemplarisch** den dreistufigen Prozess, mehrstufige Verfahren können analog durchgeführt werden.

Die Kriterien liegen in einer Kategorisierung entsprechend der folgenden Tabelle 3-5 vor. Jede Kategorie setzt sich aus mehreren Kriterien zusammen, einige Kriterien können darüber hinaus in Unterkriterien unterteilt werden.

Tabelle 3-5 Struktur der Kriterien

Kategorie	(I)						(II)					(III)						(...)
Kriterium	a		b	c		...	d	e		f	...	g		h		i	...	...
Unterkriterium	i	ii	-	i	ii		-	i	ii	-		i	ii	i	ii	-		

Nun werden zunächst die Kategorien untereinander verglichen: Der „Bewerter“ bzw. „Entscheidungsträger“ beantwortet dafür u.a. die Frage „Wie viel wichtiger ist Kategorie I als Kategorie II?“ auf einer Skala von 1/9 (extrem viel weniger wichtig) über 1 (gleich wichtig) bis 9 (extrem viel wichtiger). Anschließend wird das Verhältnis von I zu III, von II zu III und so weiter abgefragt, bis alle Kategorien zueinander in Relation gesetzt sind. Daraus resultiert eine Matrix der Relevanzen, wie sie beispielhaft in der Tabelle 3-6 dargestellt ist. Diese ist dann wie folgt zu verstehen:

Kategorie I in Zeile 1 ist dreimal so relevant wie Kategorie II in Spalte 2 und neunmal so relevant wie Kategorie III in Spalte 3 etc. Generelle Lesart ist „[Zeile] ist [x] mal so relevant wie [Spalte]“.

Tabelle 3-6 Matrix der resultierenden Relevanzen für paarweise Vergleiche (Zeile vs. Spalte)

	(I)	(II)	(III)
(I)	1	3	9
(II)	1/3	1	4
(III)	1/9	1/4	1

Diese Matrix bildet die Basis für die Verteilung der Gewichtungen, die im Folgenden automatisiert durchgeführt wird.

Zunächst werden die Eigenwerte dieser Matrix bestimmt. Aufgrund der Struktur der Matrix gibt es stets nur einen reellen Eigenwert. Die Gewichtung ergibt sich aus dem Eigenvektor zu diesem Eigenwert, der auf die Länge „1“ normiert wird (im Beispiel $[0{,}93\ 0{,}34\ 0{,}94]^T$, normiert $[0{,}68\ 0{,}25\ 0{,}07]^T$, das bedeutet, dass über die Vektor-/Matrizen-Multiplikation die Kategorie I mit 68 %, Kategorie II mit 25 % und Kategorie III mit 7 % gewichtet wird). Die Konsistenz der Bewertungsmatrix kann mit Hilfe einer Konsistenzmaßzahl überprüft werden. Überschreitet diese Maßzahl einen festgesetzten Grenzwert, ist dies ein Hinweis darauf, welche Matrixelemente die Widersprüche verursachen (siehe

hierzu Schritt 3 unten). Der Entscheidungsträger wird in diesem Fall aufgefordert, seine Einschätzung der entsprechenden Priorisierung zu korrigieren, um eine konsistente Durchführung gewährleisten zu können. Anschließend wird die Berechnung erneut automatisiert durchgeführt, bis die Gewichtungen in sich konsistent sind.

Wenn die Gewichtung der Kategorien fertig gestellt ist, werden die Kriterien innerhalb einer Kategorie analog gegeneinander bewertet und daraus mit dem gleichen Vorgehen die Gewichtung der Kriterien innerhalb der Kategorie bestimmt. Dies wird für die Kriterien jeder Kategorie wiederholt, und anschließend für die Unterkriterien jedes Kriteriums. Bei mehr als drei Hierarchieebenen werden entsprechend mehrere Stufen dieses Prozesses durchlaufen.

Tabelle 3-7 Beispiel für eine Gesamtgewichtung

Kategorie	**(I)**				**(II)**			**(III)**		
Gewichtung der Kategorie (in %)	68				25			7		
Kriterium	**(a)**	**(b)**		**(c)**	**(d)**		**(e)**	**(f)**		**(g)**
Gewichtung Kriterien innerhalb der Kategorie (in %)	*44*	*15*		*41*	*77*		*23*	*40*		*60*
Gewichtung Kriterien gesamt (in %)	30	10		28	19		6	3		4
Unterkriterium	**-**	**(i)**	**(ii)**	**-**	**(i)**	**(ii)**	**-**	**(i)**	**(ii)**	**-**
Gewichtung Unterkriterien innerhalb des Kriteriums (in %)	*-*	*60*	*40*	*-*	*10*	*90*	*-*	*35*	*65*	*-*
Gewichtung Unterkriterien gesamt (in %)	30	6	4	28	2	17	6	1	2	4

Daraus resultiert letztlich eine Gesamtgewichtung, wie in Tabelle 3-7 beispielhaft gezeigt ist.

Die so vorgenommene Gesamtbewertung der Kategorien und (Unter-)Kriterien ist in sich konsistent und widerspruchsfrei. Die Rolle des Entscheidungsträgers in diesem Prozess besteht darin, eine gegenseitige Einschätzung der Kategorien bzw. Kriterien dezidiert durchzuführen. Dies bedeutet eine gründliche Auseinandersetzung mit den eigenen Einschätzungen der Prioritäten. Die aus diesen Einschätzungen resultierende Gewichtung wird durch den Analysten[14] automatisiert berechnet und ausgewertet.

Die Abbildung 3-13 zeigt die **Hauptkategorien für diese Studie** sowie der zugewiesenen unteren Kriterien, anhand derer die alternativen Lösungsoptionen bewertet werden sollen.

[14] Dabei handelt es sich um ein Excel basiertes Instrument.

Ökologische Kriterien	Ökonomische Kriterien	Soziale Kriterien
• **Anteil** von **Schutzgebieten** (NSG, RAMSAR, FFH, NLP) mit verbleibender Hemmniswirkung an Rasterfläche • **Anteil** von übrigen **Schutzgebieten** (NP, Biosphären-reservat, SPA, LSG) mit Hemmnis-wirkung an Rasterfläche	• **Distanz** Rastermittelpunkt zu **Autobahnauffahrt** • **Distanz** Rastermittelpunkt zu industriellen **CO_2 Quellen** (nur NRW) • **Anzahl** der **Tankstellen** im Radius von 10 km • **Distanz** Rastermittelpunkt zu industriellen **H2 Quellen** oder Senken • **Anteil** von **Industrie-** und **Gewerbegebieten** an Rasterfläche • **Distanz** Rastermittelpunkt zu industriellem **Erdgasverbrauch** • **Distanz** Rastermittelpunkt zu **Salzkaverne** • Lokale **Deckungsrate** durch Wind- und PV-Anlagen • **Distanz** Rastermittelpunkt zu **Gasleitung** (unabhängig vom Durchmesser) • **Distanz** Rastermittelpunkt zu **110kV-Station**	• **Anzahl** der **Einwohner** in Rasterfläche • **Anteil** von **Stadtparks** oder geschlossener **Besiedlung** an Rasterfläche • **Anteil** von ungenutzten **Grünflächen** an Rasterfläche

Abbildung 3-13 Strukturierung der Kriterien sowie der Zuordnung zu der Hauptkriterien-Ebene

Grenzen der Methodik

Wie alle Analysemethoden und Berechnungen, die auf zahlreichen Annahmen und Daten basieren, unterschiedliche Quellen, räumliche Auflösungen und zeitliche Ursprünge haben, hat auch die hier angewandte Methode ihre Grenzen, Stärken und Schwächen.

Grenzen

Die räumliche Auflösung ist stets nur so weit aussagekräftig, wie es die Datengrundlage, d.h. die zur Entscheidung letztlich relevanten Kriterien erlauben. Daher ist die Methode nur bedingt geeignet, Aussagen mit höherer Auflösung als NUTS-3, d.h. über die Eignung innerhalb eines bestimmten NUTS-3-Gebietes zu treffen. Wenn die Kriterien, deren Daten auf NUTS-3 beruhen mit einer höheren Gewichtung in die Bewertung eingehen als diejenigen, die eine höhere Auflösung aufweisen, dann ist

auch nur eine Darstellung auf NUTS-3 Ebene sinnvoll. Im umgekehrten Fall bietet sich auch eine höher aufgelöste Darstellung z.B. auf dem 1x1 km Raster an, um auf regionale Besonderheiten hinzuweisen. Dann ist jedoch zusätzlich ein Hinweis auf die evtl. auch eingehenden, räumlich weniger aufgelösten Daten nötig und wichtig, um die Darstellung besser einordnen zu können. Insgesamt liegt der regionale Fokus im Rahmen dieses Projektes zunächst auf der NUTS-3 Ebene, um vorteilhafte Regionen für die Nutzung von PtG-Anlagen identifizieren zu helfen.

„Technisch“ gesehen findet hier keine mathematisch optimale Gewichtung der Kriterien statt, sondern es kommt eine empirisch basierte heuristische Lösungsfindung zum Einsatz. Bei der Bewertung kann bzw. wird es daher zu Inkonsistenzen kommen, die aus den inhaltlichen Perspektiven der bewertenden Instanz herrühren. Es muss folglich eine mathematische Konsistenzprüfung vorgenommen werden, die mögliche Widersprüche in der Bewertung identifiziert. Dies erfordert zum Teil eine Revision der Entscheidungen und eine Schärfung der Grundannahmen. Dies kann zu einem aufwendigen iterativen Bewertungsprozess führen. Diese Konsistenzprüfung ist für jede Variantenrechnung notwendig und jeweils nur für die individuelle Bewertung gültig.

Die Methode und ihre Gewichtungen sind auf den jeweiligen Problemfall, für den eine Lösung gefunden werden soll, begrenzt. Eine (direkte) Übertragung der Ergebnisse auf andere bzw. verwandte Problemfälle ist nicht zulässig, zumindest nicht ohne zusätzliche Analysen.

Die verwendeten Daten spiegeln zunächst den Ist Zustand der jeweiligen Kriterien wieder. Nur ein Teil der Informationen (wie z.B. Stromerzeugung und nachfrage) wird künftig noch gemäß der projekteigenen Szenarioentwicklungen für die Zieljahre dynamisch entwickelt bzw. fortgeschrieben. Die Analysen basieren folglich teilweise auf unterschiedlichen Entwicklungsständen und beinhalten damit verschiedene Unsicherheitsgrade.

Stärken

Die grundsätzliche Stärke der Methodik liegt darin, dass mit relativ einfachen Mitteln eine Bewertung vieler, auf den ersten Blick nicht vergleichbarer Kriterien und Einflussfaktoren durchgeführt werden kann. Die gute Nachvollziehbarkeit der Entscheidungen sorgt insbesondere bei mehreren Varianten für eine hohe Transparenz des Entscheidungsprozesses, was insbesondere bei der Kommunikation der Ergebnisse hilfreich sein kann.

Schwächen

Jede einzelne AHP-Bewertung spiegelt nur die jeweilige individuelle Sichtweise bezogen auf den Analysefall und die getroffenen Gewichtungen wider. Um darüber hinaus zu ermitteln, wie robust die Ergebnisse sind, sind zusätzliche Varianten zu bestimmen und zu bewerten. Dazu gehören insbesondere Änderungen der Gewichtungen sowie ggf. auch der Annahmen für die Kriterien und der Kriterienstruktur.

Fazit

Vor diesem Hintergrund sind folgende Aspekte vor bzw. bei der Be- und Auswertung der Standortanalysen zu beachten:

- Die zu lösende Aufgaben-/Problemstellung sollte eindeutig und verständlich sein.
- Für die Gewichtungen und Bewertungen sollten nur die nötigen bzw. relevanten Kriterien herangezogen werden.
- Bei der Genese der Gewichtungen sollten die verschiedenen, relevanten Perspektiven der Entscheidungsträger (Stakeholder) Eingang gefunden haben und nachvollziehbar dargestellt werden.
- Die einzelnen Ergebnisse bilden jeweils nur die jeweilige Konstellation aus Aufgabenstellung, Annahmen/Datenbasis, Kriterien und Gewichtungen ab.
- Für die Bestimmung, wie robust die einzelnen Ergebnisse sind, sind eine Reihe an geeigneten Variationsrechnungen erforderlich. Die daraus resultierenden gemeinsamen Schnittmengen können als robuste Ergebnisse angesehen werden.

3.3.2 Durchführung der multikriteriellen Bewertungen im Rahmen der vorteilhaften Standortfindung für PtG-Anlagen

Auf der Basis der zuvor dargestellten Kriterien und der grundsätzlichen Methodik werden im Folgenden die einzelnen Schritte bis zu den Ergebnissen sowie die zugrunde gelegten Aufgabenstellungen und Varianten beschrieben. Dabei ist zwischen den multikriteriellen (MCA) und den georeferenzierten (GIS) Analysen und Darstellungen zu unterscheiden. Die Bewertungen und Analysen gliedern sich in die folgenden (überwiegend sukzessiven) Schritte, die anschließend näher erläutert werden.

1. Festlegung und Beschreibung der ***Aufgabenstellung(en)*** und Auswahl der dafür durchzuführenden ***MCA Varianten*** (Kategorien, Kriterien und ggf. bereits Gewichtungen der Hauptkategorien)
2. Festlegung der ***Schwellwerte*** für die Ausschlusskriterien und Durchführung der paarweisen Gewichtungen der Kategorien und den verbleibenden Kriterien für jede Variante (inkl. Dokumentation der Begründungen)
3. ***Konsistenzprüfung*** der resultierenden Gewichtungen, ggf. erneute Durchführung der Gewichtungen zwecks besserer Güte
4. ***Übertragung der erzielten Gewichtungen*** (MCA) für jede Variante auf die 1x1km-Raster, der georeferenzierte Kriterien-Datenbank.

   a. Zuerst Anwendung der Ausschlusskriterien (ohne bzw. vor der MCA), d.h. Identifikation und Ausschluss der Rasterquadrate mit AHP-Wert=0 (auf NUTS-3 Ebene [0;0,1])
   b. Dann Anwendung der MCA auf die verbleibenden Rasterquadrate, d.h. jedes Rasterquadrat erhält einen AHP-Punktewert im [0;1] (auf NUTS-3 Ebene [0,1;1])
5. Darstellung und ggf. ***Clusterung der MCA-Ergebnisse*** (AHP-Werte) auf NUTS-3 Ebene (flächenbezogene Mittelwerte) bzw. Rasterebene für Deutschland bzw. NRW
6. **Vergleich der Einzelergebnisse** zur Bestimmung von Sensitivitäten und relativ robusten Ergebnissen, d.h. vorteilhaften Standorten für PtG-Anlagen gemäß der Aufgabenstellung
7. Bei Bedarf zusätzliche ***Festlegung von weiteren Varianten*** (Wiederholung von Schritt 2) mit anschließend entsprechender Durchführung der nachfolgenden Schritte.

Schritt 1: Festlegung von Aufgabenstellungen und MCA-Varianten

Als Erstes wird die jeweils zu untersuchende Aufgabenstellung festgelegt und beschrieben (siehe Fallstudien 1 und 2 in Kapitel 3.3.3). Für diese werden dann die zu betrachtenden Kriterien diskutiert, aus dem Pool der georeferenzierten Daten ausgewählt und wenn nötig, auf Hauptkategorien aufgeteilt.

Diese Auswahl sollte so erfolgen, dass verschiedene, plausible Varianten für die MCA gebildet werden (siehe Tabelle 3-8), die eine interessante Bandbreite darstellen und im Hinblick auf robuste Ergebnisse ausgewertet werden können (siehe Schritt 6).

Für die zu untersuchenden Aufgabenstellungen werden dann die relevanten Kriterien und interessanten Varianten zur Bildung von Bandbreiten sowie der Identifikation von robusteren Ergebnissen festgelegt.

Schritt 2: Bestimmung der Ausschlusskriterien und paarweisen Gewichtungen von Kategorien und Kriterien

Insgesamt werden fünf Kriterien als relevant für einen Ausschluss von Standortflächen auf der Rasterebene angesehen. Dazu wird zum einen eine sehr hohe Einwohnerdichte (A1; ≥ 1.500 EW/qkm) gezählt, mit der vor Ort eine dichte, geschlossene Bebauung und ein hohes Potenzial in Form von gesellschaftlichem Widerstand verbunden wird. Der zweite Aspekt kann jedoch auch variieren und im Falle von lokalen Chancen durch eine PtG-Anlage, wie z.B. der Verknüpfung mit einer H_2-Tankstelle vor Ort, auch zu einem potenziellen Treiber werden.

Zum anderen zählen hierzu verschiedene Naturschutzgebiete (A2+A3), die aus umweltrechtlicher Sicht einen besonderen Schutz vor anderweitigen Nutzungen beinhalten. Die besonders schützenswerten Gebiete führen ab einem Flächenanteil am Rasterquadrat von 20 % und die anderen Schutzgebiete ab einem Flächenanteil von 80 % zum Ausschluss von PtG-Anlagen. Zudem wird das Vorhandensein von großen Straßen- und Schienenflächen wie Autobahnkreuze und Güterbahnhöfe bzw. Umschlagplätze

ab einem Flächenanteil von 50 % als lokaler Ausschlussgrund für PtG-Anlagen eingestuft. Die Unsicherheit dieser Bewertung besteht dann, wenn die zugehörigen Flächen nur einen Teil der Rasterfläche ausmachen und prinzipiell noch Platz insbesondere für kleine dezentrale PtG-Anlagen bieten können. Diese kann durch Variation der verschiedenen Flächenanteile als Ausschlusskriterium (z.B. ±20 %, oder Stufen von 50 und 100 %), besser abgeschätzt und eingeordnet werden.

Im Anschluss an die Festlegung der Ausschlusskriterien wird – sofern nicht bereits im Kontext der Variantenwahl vorgegeben (siehe Tabelle 3-18) – zuerst die gegenseitige Gewichtung der Kategorien (Ökologie, Ökonomie, Soziales) und anschließend die gegenseitige Gewichtung der Kriterien vorgenommen. Diese Gewichtungen erfolgen grundsätzlich individuell durch den bzw. das Gremium der „Bewerter“, die sich im Rahmen dieser Studie aus den Autoren zusammensetze[15].

Das resultierende Einzel-/Varianten-Ergebnis ist damit subjektiv geprägt, beruht aber gleichwohl auf einer objektiven, georeferenzierten Datenbasis. Wenn die Gewichtungen für eine Variante von mehreren Bewertern unabhängig voneinander vorgenommen werden, dann können diesbezüglich sowohl Sensitivitäten als auch richtungssicherere Aussagen identifiziert werden.

Für die Variante 1a (Referenzfall-1) werden die drei Kategorien z.B. gegeneinander gleich gewichtet. Die Tabelle 3-15 zeigt beispielhaft die resultierende Matrix und Parameter im MCA-Tool für den Referenzfall-1, d.h. gleiche Gewichtung der Kategorien (*haupt_glvt).

Tabelle 3-8 Relevanz der Kategorien

Evaluationsmatrix der Kategorien-Ebene				AHP-Gewichtung
		[j]		
[i] \ [j]	Ökologie	Ökonomie	Sozial	AHP w_i
Ökologie	*1*	1,000	1,000	0,333
Ökonomie	1,000	*1*	1,000	0,333
Sozial	1,000	1,000	*1*	0,333
$c_j=\sum a_{i1 \ldots (i \text{ bin } n)}$	3,000	3,000	3,000	1

Tabelle 3-9 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Ökologie"

	Vergleichsrangordnungen zwischen 1 und 9											
	#	<- Extrem wichtiger als..				Gleich-heit	Extrem wichtiger als... ->				#	
Anteil der Fläche am jeweiligem Schutzgebiet - Schutzgebiete mit Ausschlusswirkung (NSG, RAMSAR, FFH, NLP)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	2	Anteil der Fläche am jeweiligem Schutzgebiet - Schutzgebiete mit Hemmniswirkung (NP, Biosphärenreservat, SPA, LSG)

[15] Dabei wurde der Versuch unternommen, möglichst in Übereinstimmung mit der jeweils unterstellten Perspektive (Storyline) zu bewerten.

Tabelle 3-10 Begründung der Entscheidung innerhalb der Kategorie „Ökologie"

(Nr.# Kriterium (links) / Nr.# Kriterium (rechts)) [Vergleichswert] :	
1 / 2 [5] :	Die Schutzgebiete unter Ausschlusswirkung haben eine höhere Schutzgüte als Schutzgebiete mit Hemmniswirkung.

Tabelle 3-11 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Ökonomie" für Fallstudie 1

Tabelle: Gewichtungsfaktoren für das Kriterium 'Ökonomie'

		Vergleichsrangordnungen zwischen 1 und 9										
	#	<- Extrem wichtiger als...				Gleich-heit	Extrem wichtiger als ->				#	
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	2	Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Entfernung zu H2 Quellen oder Senken (Industriell)
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	5	Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV-anlagen
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	6	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	7	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Entfernung zu H2 Quellen oder Senken (Industriell)
Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten
Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	5	Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV-anlagen
Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	6	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	7	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Entfernung zu H2 Quellen oder Senken (Industriell)	3	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten
Entfernung zu H2 Quellen oder Senken (Industriell)	3	9	7	5	3	1	3	5	7	9	5	Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV-anlagen
Entfernung zu H2 Quellen oder Senken (Industriell)	3	9	7	5	3	1	3	5	7	9	6	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Entfernung zu H2 Quellen oder Senken (Industriell)	3	9	7	5	3	1	3	5	7	9	7	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten	4	9	7	5	3	1	3	5	7	9	5	Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV-anlagen
Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten	4	9	7	5	3	1	3	5	7	9	6	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten	4	9	7	5	3	1	3	5	7	9	7	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	5	9	7	5	3	1	3	5	7	9	6	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	5	9	7	5	3	1	3	5	7	9	7	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle	6	9	7	5	3	1	3	5	7	9	7	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist

Tabelle 3-12 Begründung der Entscheidung innerhalb der Kategorie „Ökonomie" für die Fallstudie 1

(Nr.# Kriterium (links) / Nr.# Kriterium (rechts)) [Vergleichswert] :					
1	/	2	[1]	:	H2-Tankstellen sind potentielle regionale Abnehmer, die aber vermutlich ebenfalls per Trailer beliefert werden. Daher wird die Nähe zu Autobahnen für den weiträumigen Abtransport als gleich wichtig bewertet.
1	/	3	[3]	:	H2-Senken sind bekannte, potentielle regionale Abnehmer, die Autobahntransporte ggf. überflüssig machen. Daher etwas wichtiger als die Nähe zu Autobahnen.
1	/	4	[7]	:	Industriegebiete offerieren zahlreiche positive Standortfaktoren (mögliche Abnahme, bestehende Infrastrukturen, Synergien, keine Flächenkonkurrenz) und verfügen i.d.R. ohnehin über Autobahnanbindung.
1	/	5	[9]	:	Anlagen sollen netzdienlich mit Überschussstrom betrieben werden; daher ist die Nähe zu ÜS und die damit mögliche Auslastung der Anlagen sehr viel wichtiger als die Nähe zu AB für den Abtransport von H2-Trailern, da letztere nur eine von mehreren H2-Optionen ist.
1	/	6	[3]	:	Für die dezentrale Anlage ist ein Abtransport mit H2-Trailern eine wichtige Option. Die Nähe zu Gasleitungen ist langfristig und für einen Ausbau wichtiger. Daher etwas wichtiger als die Nähe zu AB.
1	/	7	[9]	:	Nähe zur 110kV-Station ist Grundvoraussetzung für die Abnahme von EE-ÜS (siehe Problemstellung) und ein wesentlicher Kostenfaktor. Daher sehr viel wichtiger als Nähe zur Autobahn für optionale H2-Trailer.
2	/	3	[3]	:	Beide stellen potentielle Abnehmer dar, abhängig vom Geschäftsmodell. Tankstellen sind hinsichtlich lokaler H2-Abnahme unsicher, dezentrale Lösung ist für Industrie ggf. nicht großskalig genug. Eine bekannte H2-Senke ist trotzdem etwas wichtiger als eine mögliche Abnahme durch TS.
2	/	4	[3]	:	Tankstellen sind zwar potentielle Abnehmer, können aber auch außerhalb des 10km-Radius liegen und per H2-Trailer beliefert werden. Industriegebiete offerieren zahlreiche positive Standortfaktoren (mögliche Abnahme, bestehende Infrastrukturen, Synergien, keine Flächenkonkurrenz) und verfügen ggf. bereits über eigene Tankstellenanbindung. Daher etwas wichtiger als TS.
2	/	5	[9]	:	Anlagen sollen mit Überschussstrom betrieben werden; Auslastung der Anlagen entscheidend für Wirtschaftlichkeit. Daher sehr viel wichtiger als TS.
2	/	6	[3]	:	H2-Tankstellen sind potentielle regionale Abnehmer, die eine Einspeisung in das Gasnetz ggf. überflüssig machen (insb. bei dezentraler Lösung).
2	/	7	[9]	:	110kV-Station ist Grundvoraussetzung (siehe Problemstellung) und wesentlicher Kostenfaktor.
3	/	4	[1]	:	Industrielle H2 Quelle/Senke steht vermutlich in Industriegebiet, schließt also 4 ggf. mit ein, und ist daher relevanter.
3	/	5	[5]	:	Überschussstrom ist wesentlicher Treiber und damit wichtiger als die Abnahmeseite, da es für diese generell mehr Optionen gibt.
3	/	6	[1]	:	Nähe zu industriellen, d.h. großen Abnahmeoptionen für H2 ist gleich wichtig wie eine mögliche Einspeisung/Zumischung in das Gastransportnetz.
3	/	7	[7]	:	110kV-Station ist Grundvoraussetzung (siehe Problemstellung) und wesentlicher Kostenfaktor.
4	/	5	[5]	:	Überschussstrom ist wesentlicher Treiber und damit relevanter als von Industriegebieten offerierte Standortvorteile.
4	/	6	[1]	:	Industriegebiete offerieren zahlreiche positive Standortfaktoren (mögliche Abnahme, bestehende Infrastrukturen, Synergien, keine Flächenkonkurrenz) und sind daher v.a. im dezentralen Szenario ähnlich relevant wie eine Einspeisung in das Gasnetz.
4	/	7	[7]	:	110kV-Station ist Grundvoraussetzung (siehe Problemstellung) und wesentlicher Kostenfaktor.
5	/	6	[5]	:	Abnahme von Stromüberschüssen ist für das dezentrale Szenario wichtiger, zudem gibt es neben einer Einspeisung in das Gasnetz alternative Optionen für den H2-Abtransport.
5	/	7	[1]	:	Beide Kriterien sind im Sinne der Abnahme von Stromüberschüssen gleich wichtig, wobei die Infrastruktur weniger veränderlich und ÜS-Angebot dagegen dynamischer ist.
6	/	7	[5]	:	Stromüberschüsse stellen grundlegenden Treiber dar, daher E-Station wichtiger als Gasleitung. Gewichtung stark abhängig von Szenario: Im Fall von Containern mit Trailerlösung dürfte die Nähe zur Gasleitung (nahezu) irrelevant sein. Bei größeren Anlagen wird das Gasnetz wichtiger. Für dezentrale Anlagen ist eigentlich die Nähe zu EEG-Anlagen und deren Anschluss wichtiger.

Tabelle 3-13 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Soziales" für die Fallstudie 1

Tabelle: Gewichtungsfaktoren für das Kriterium 'Soziales'												
		Vergleichsrangordnungen zwischen 1 und 9										
Wie relevant sind die Kriterien...	#	<- Wichtiger als ...				Gleich-heit	Wichtiger als... ->					... Im Vergleich zu ...?
Anzahl der Einwohner in 1x1km Raster	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	2	Anteil der Fläche an Stadtparks oder geschlossener Besiedlung
Anzahl der Einwohner in 1x1km Raster	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Anteil der Fläche an ungenutzten Grünflächen
Anteil der Fläche an Stadtparks oder geschlossener Besiedlung	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Anteil der Fläche an ungenutzten Grünflächen

Tabelle 3-14 Begründung der Entscheidung innerhalb der Kategorie „Soziales" für die Fallstudie 1

(Nr.# Kriterium (links) / Nr.# Kriterium (rechts)) [Vergleichswert] :					
1	/	3	[1]	:	Beide Kriterien werden mit einer Aversion der anliegenden Bevölkerung verbunden. Einwohner sind direkter betroffen, für Stadtparks interessieren sich jedoch auch Einwohner die nicht vor Ort sind. Daher gleich bewertet.
1	/	3	[7]	:	Beide Kriterien sind für die Umsetzung ein Hemmnis, die Einwohneranzahl wird aber als stärker hemmend angesehen.
2	/	3	[7]	:	Stadtparks und Besiedlung werden ähnlich wie die Einwohnerzahl als viel kritischer gesehen als ungenutzte Grünflächen.

Tabelle 3-15 Relevanz der Kriterien innerhalb der Kategorie „Ökonomie" der Fallstudie 2

Tabelle: Gewichtungsfaktoren der Kategorie "Ökonomie"

	Vergleichsrangordnungen 1 bis 9											
	#	<- Wichtiger als ...				Gleich-heit			Wichtiger als ->		#	
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	2	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Entfernung zum nächsten industriellen Erdgasverbauch
Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Entfernung zum nächsten industriellen Erdgasverbauch
Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist	3	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Entfernung zum nächsten industriellen Erdgasverbauch

Tabelle: Gewichtungsfaktoren der Kategorie "Ökonomie"

	Vergleichsrangordnungen 1 bis 9											
	#	<- Wichtiger als ...				Gleich-heit			Wichtiger als ->		#	
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	2	Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	1	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Entfernung zum nächsten industriellen Erdgasverbauch
Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	3	Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist
Entfernung einer Gasleitung (unabhängig vom Durchmesser) vom Mittelpunkt der Rasterzelle	2	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Entfernung zum nächsten industriellen Erdgasverbauch
Entfernung zur nächsten 110kV-Station, welche mit dem 220 oder 380kV Netz verbunden ist	3	9	7	5	3	1	3	5	7	9	4	Entfernung zum nächsten industriellen Erdgasverbauch

Tabelle 3-16 Begründung der Entscheidungen innerhalb der Kategorie „Ökonomie" der Fallstudie 2

Entscheidungstagebuch -Beschreibung der Entscheidungen/Argumentation Asch/23.11.17					
(Nr.#	**Kriterium (links)**	**/**	**Nr.# Kriterium (rechts))**	**[Vergleichswert]**	**:**
1	/	2	[7]	:	Aufgrund der Anlagengröße und der damit einhergehenden höheren Volllaststunden gewinnt der Betrieb mit Strombezug gegenüber dem Betrieb mit lokalen Überschüssen an Bedeutung. Aus ökonomischer Sicht ist die Nähe zur Gasabnahme (hier Einspeisung in das Erdgasnetz) daher viel wichtiger als die lokale EE-Deckungsrate bzw. potentielle Überschüsse.
1	/	3	[5]	:	Aufgrund der Anlagengröße und der damit einhergehenden höheren Volllaststunden gewinnt der Betrieb mit Strombezug gegenüber dem Betrieb mit lokalen Überschüssen an Bedeutung. Aus ökonomischer Sicht ist die Nähe zum Anschluss an das Stromnetz daher wichtiger als die lokale EE-Deckungsrate bzw. potentielle Überschüsse.
1	/	4	[5]	:	Aufgrund der Anlagengröße und der damit einhergehenden höheren Volllaststunden gewinnt der Betrieb mit Strombezug gegenüber dem Betrieb mit lokalen Überschüssen an Bedeutung. Aus ökonomischer Sicht ist die Nähe zur Gasabnahme (hier Direktverbrauch durch nahegelegene Industrie) daher wichtiger als die die lokale EE-Deckungsrate bzw. potentielle Überschüsse.
2	/	3	[5]	:	Eventuell anfallende Investitionen in Gasleitungen übersteigen jene in Stromleitungen, weshalb die Nähe zu Gasleitungen als wichtiger eingestuft wird.
2	/	4	[3]	:	Beide Kriterien stellen wichtige Abnahmeoptionen dar. Die Einspeisung in das Erdgasnetz ist jedoch in jedem Falle möglich, während industrieller Eigenverbrauch für spezifische Branchen technisch/ökonomisch unattraktiv ist. Darüber hinaus wird das Gasnetz auch für kurze Transportwege zu nahegelegenen Verbrauchern benötigt. Daher leichte Favorisierung nahegelegener Gasleitungen.
3	/	4	[1]	:	Sowohl Strombezug als auch Gasabnahme stellen wesentliche Kriterien dar.

Schritt 3: Konsistenzprüfung der Gewichtungen (Paarvergleichsurteile)

Zur Bewertung von Inkonsistenzen zwischen Paarvergleichs-Urteilen existieren zwei Kennzahlen anhand derer man den schlüssigen inhaltlichen Zusammenhang der qualitativen Wechselwirkungen ablesen kann. Der Konsistenzindex (C.I. oder Consistency Index) und der Konsistenzwert (C.R. oder Consistency Ratio).

Als Faustregel gilt, dass bei der Consistency-Ratio für $C.R. \geq 0{,}12$ eine Überprüfung der qualitativen Expertenurteile erfolgen sollte.[16] Ist der Konsistenzwert annähernd gleich Null, muss keine weitere Überarbeitung erfolgen, die Evaluationsmatrix kann als hinreichend konsistent angesehen werden.[17]

Der Konsistenz-Check der Evaluations-Matrizen aus der ökologischen, ökonomischen und sozialen Kriterien-Analyse ergab bei der ersten Annäherung folgende Konsistenzwerte (siehe nachfolgende Tabelle 3-17).

[16] Vergl. Fundamentals of Decision Making and Priority Theory with the Analytic Hierarchy Process. 2. Aufl., Pittsburgh 2000 [Saat00].

[17] Zur Ermittlung der Kennzahlen C.I und C.R. (siehe ebda.)

Tabelle 3-17 Ergebnis des Konsistenz-Checks zur Überprüfung der qualitativen Vergleichsurteile

Kategorien	C.I. = Consistency Index	R.I. = Random Index	C.R.= Consistency Ratio	Konsistenz erfüllt $(C.R. \leq 0,12\ ?)$
Ökologie	0	0, bei 2 Kriterien	Nicht definiert bei 2 Kriterien	Ja
Ökonomie	0,042	1,32 bei 7 Kriterien	**0,0318**	JA
Sozial	0,000	0,58 bei 3 Kriterien	0,000	JA

Anhand der Tabelle 3-17 lässt sich ablesen (Bedingung: $C.R. \leq 0{,}12$), dass alle Paarvergleichsurteile als in sich konsistent erachtet werden können.

Die Berechnung der Konsistenzwerte der *ökologischen* Kategorie der MCA/AHP-Analyse kann bei weniger als 3 Kriterien nicht erfolgen. Die MCA/AHP-Analyse in der Kategorie *Soziales* kann als konsistent bewertet werden (*C.R. = 0,0*). Lediglich innerhalb der *ökonomischen* Kategorie ist eine sehr leichte Inkonsistenz aufgetreten, die aber mit einem C.R-Wert von 0,0318 zu dem erforderlichen Soll-Wert von $C.R. \leq 0{,}12$ als ebenfalls konsistent bewertet werden kann. Der Bereich dieser leichten Inkonsistenz von weit unter 0,1 deutet auf eine leichte numerische Gewichtsverlagerung innerhalb einer Richtungstendenz von sich entsprechenden Entscheidungen (A > B, B > C, ist auch A > C ?), und nicht der Ausschlag in eine gegenläufige Richtung von Entscheidungen (z.B. A > B, B > C, draus folgt A < C, was einer Verletzung der Konsistenz bedeuten würde.

Schritt 4: Georeferenzierte Durchführung der MCA für jede Variante

In diesem Schritt werden die erzielten AHP-Gewichtungen auf das 1x1km-Raster, in der georeferenzierten Kriterien-Datenbank, übertragen. Dazu werden die AHP-Werte mit den zuvor normierten Kriterien der 1x1km-Rasterwerte multipliziert, und alle Kriterien aufaddiert.

Der Normierungsschritt der 1x1km-Rasterwerte erfolgt dabei parallel zur MCA-Analyse und beinhaltet weiterhin 2 wichtige Modellschritte.

a. Zuerst Anwendung der Ausschlusskriterien[18] (ohne bzw. vor der MCA), d.h. Identifikation und Ausschluss der Rasterquadrate mit AHP-Wert=0 (auf NUTS-3 Ebene [0;0,1]).
   Im vorliegenden exemplarischen Fall sind dies der Ausschluss von Punkten, die in einem Gebiet mit Ausschlusswirkung liegen, z.B. Naturschutzflächen sowie Rasterpunkte mit einer Bevölkerungsdichte von über 1.500 Personen/km^2 usw.
b. Dann Berechnung der MCA mittels verbleibender Rasterquadrate, d.h. jedes Rasterquadrat erhält einen AHP-Punktewert im [0;1] (auf NUTS-3 Ebene [0,1;1])

[18] Siehe dazu: Schritt 2 des GIS-MCA-Prozesses

Als Ergebnis erhält man 2 neue Datenbestände. Einmal, eine zur Ausgangsdatenbank der 1x1km-Rasterwerte quasi ‚gespiegelten', MCA/AHP bewerteten, normierte Datenbank (Aufteilung Rasterpunkt, $\text{Kriterium}_{\text{Normiert}}$), aber unter Einbeziehung der Ausschlusskriterien.

Ferner eine Datenbank aller restlichen MCA/AHP bewerteten (d.h. berechneten) Rasterpunkte aller Kriterien (Multiplikation von normiertem Rasterwert und AHP-Wert für alle Punkte) sowie den durch Addition der Einzel-Raster-Werte gebildeten gesamten Standort-Index eines 1x1km-Rasters.

Schritt 5: Georeferenzierte Darstellung der MCA Ergebnisse

Im Schritt 5 geht es um die Darstellung und ggf. Clusterung der MCA-Ergebnisse (AHP-Standort-Werte) auf NUTS-3 Ebene (flächenbezogene Mittelwerte) bzw. Rasterebene für Deutschland bzw. NRW. Die errechneten Standort-Werte liegen nach wie vor in einer 1x1km-Rasterung vor. Zur besseren Übersichtlichkeit werden die Rasterpunkte zu NUTS-3-Gebiete arithmetisch zusammengefasst, in dem die Standort-Werte aufaddiert und durch deren Anzahl der Rasterpunkte im NUTS-3-Gebiet dividiert werden. Die dadurch ermittelte NUTS-3-Durchschnittswerte (zwischen 0 und 1) können jetzt durch das GIS-System (hier QGIS) grafisch eingefärbt werden.

Schritt 6: Ergebnisvergleich zur Bestimmung von Sensitivitäten und Robustheiten

Abschließend erfolgt der Vergleich der Einzelergebnisse zur Bestimmung von Sensitivitäten und den relativ robusten Ergebnissen, d.h. den vorteilhaften Standorten für PtG-Anlagen gemäß der Aufgabenstellung.

Schritt 7 (optional): Festlegung von zusätzlichen Varianten

Wenn sich im Verlauf der durchgeführten Analysen und Variantenvergleiche offene Punkte bzw. Unsicherheiten ergeben, dann könnten diese ggf. mit Hilfe von zusätzlichen Varianten besser untersucht und beantwortet werden. Dazu sind dann wieder die Schritte 1b bis 6 durchzuführen.

Abschließend sind aus Prozess- und Daten-Sicht die Schritte 1 bis 6 in der nachfolgenden Grafik (Abbildung 3-14) zusammengefasst, wobei die Schritte 5 und 6 fließend zu verstehen sind, da die Konsistenz- und Sensitivitätsprüfung z.B. auf Grundlage von Dichte-Verteilungen bzw. Netzabbildungen sowie auf Grundlage von grafischen Darstellungen erfolgen kann.

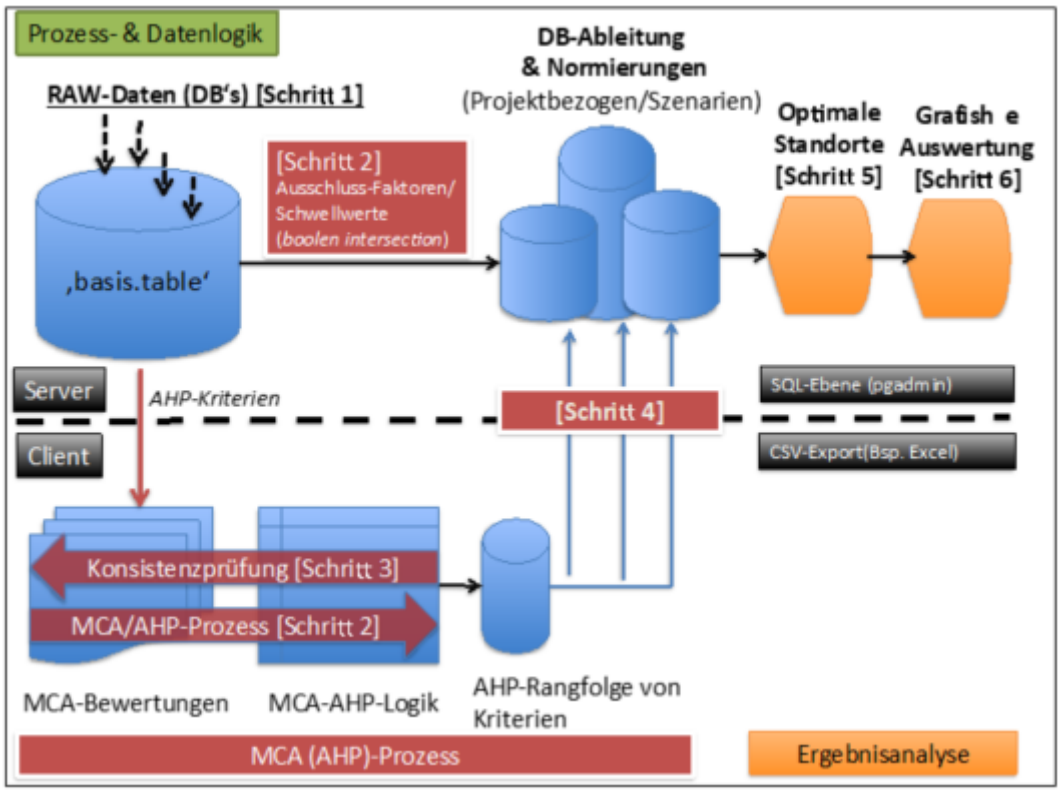

Abbildung 3-14 GIS-MCA-Gesamtprozess aus Datensicht und Ablauflogik

3.3.3 Ergebnisse der GIS-MCA basierten Bewertung der Standorte (WI)

Die folgenden Bewertungen basieren auf der Methode, den Kriterien und der Vorgehensweise, wie zuvor dargestellt. Die Auswahl und Gewichtung der Kriterien wird dazu jeweils an die zu untersuchenden Anwendungsfälle (s.u.) angepasst. Ferner werden jeweils geeignete Varianten bestimmt, um die Ergebnisse durch Schnittmengenanalysen auf Unsicherheiten und Robustheiten (Sensitivitäten) hin bewerten zu können. Im Folgenden werden zunächst die beiden Anwendungsfälle definiert und dann jeweils ihre Kriterien, Varianten und Gewichtungen festgelegt sowie die resultierenden Ergebnisse vorgestellt und diskutiert und Schlussfolgerungen gezogen.

Anwendungsfälle

Für die Standortanalysen mittels GIS-MCA werden die folgenden zwei Anwendungsfälle ausgewählt. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass es Power-to-Gas Anlagen in Deutschland bisher „nur" im Rahmen von Forschung, Entwicklung und Demonstration gibt. Diese verteilen sich (Stand Feb. 2016) insgesamt auf 33 Projekte verschiedener Größe (zwischen 10 und 6.000 kW_{el}), fünf verschiedene

Anwendungsbereiche[19] und unterschiedliche Entwicklungsstadien (Planung bis Stilllegung; Quelle: [SHLW16][20]. Viele dieser Projekte (13 von 33) setzen auf die Anwendung der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bzw. auf die direkte Nutzung von Wasserstoff (ohne Methanisierung, 20 von 33), während 12 Projekte mit Methanisierung arbeiten.

Fallstudie 1: Netzdienliche Umwandlung von EE-Strom zu H_2

Als eine interessante Einstiegsoption in eine breitere, kommerzielle Nutzung von PtG-Anlagen wird der netzdienliche Einsatz von dezentralen, d.h. kleinen, PtG-Anlagen angesehen für die Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff zur Entlastung der Stromnetze. Dieser Fall wird durch die folgenden Aspekte näher abgegrenzt und beschrieben:

- Der Zeithorizont konzentriert sich auf die Gegenwart bzw. die kurzfristige Perspektive bis zum Jahr 2020, so dass das aktuelle Datengerüst herangezogen werden kann und noch keine Dynamik berücksichtigt werden muss.
- Es handelt sich um „konventionelle“ Wasser-Elektrolyse Anlagen (mit alkalischem oder Membran-Elektrolyten), die in einen 20 bzw. 40 Fuß-Standardcontainer passen und auf eine Wasserstofferzeugung beschränkt sind. Die elektrische Leistung liegt demnach in einer Größenordnung von 200 kW_{el}.
- Der Wasserstoff wird möglichst flexibel zur Entlastung des Stromnetzes erzeugt und vorrangig direkt weiterverwendet bzw. verkauft, z.B. als Kraftstoff oder Eduktgas. Eine Einspeisung ins Gasnetz wird nicht ausgeschlossen, spielt jedoch eher eine untergeordnete Rolle. Rückverstromung oder anschließende Synthesen (z.B. Methanisierung) werden nicht betrachtet.
- Der Einsatz dieser dezentralen PtG-Anlagen richtet sich also vorrangig nach potenziellen EE-Stromüberschüssen und dem Strom(transport)netz, um dieses zu entlasten.

Fallstudie 2: Netzdienliche Erzeugung von EE-Methan

In Ergänzung zur Fallstudie 1 wird hier der netzdienliche Einsatz von größeren, aber dennoch dezentralen PtG-Anlagen mit anschließender Methanisierung vor Ort und Einspeisung ins Erdgasnetz als primäre Einstiegsoption analysiert bewertet. Dieser Fall wird durch die folgenden Aspekte näher abgegrenzt und beschrieben:

[19] Dazu gehören die Einspeisung ins Erdgasnetz, die Verbrennung zur Strom- und Wärmeproduktion, Kraftstoffe für den Verkehr, Wasserstoff für die Industrie und sonstige.

[20] Siehe auch die aktuellen Informationen auf der *Strategieplattform P2G* unter http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1

- Der Zeithorizont konzentriert sich ebenfalls auf die kurzfristige Perspektive bis 2020, so dass das aktuelle Datengerüst herangezogen werden kann und noch keine Dynamik berücksichtigt werden muss.
- Die angenommene Anlagenauslegung orientiert sich an bestehenden Demonstrationsanlagen im einstelligen MW_{el}-Bereich (1-6 MW_{el})
- Es handelt sich im ersten Schritt um „konventionelle“ Wasser-Elektrolyse Anlagen (mit alkalischen oder Membran-Elektrolyten), an die sich eine katalytische Methanisierung anschließt.
- Der Wasserstoff wird – ähnlich wie in Fallstudie 1 – möglichst flexibel zur Aufnahme von potenziellem Überschussstrom und damit zur Entlastung des Stromnetzes erzeugt. Dabei wird jedoch die Flexibilität geringer sein als bei reiner H_2-Erzeugung und dementsprechend eine höhere Volllaststundenzahl für das System angenommen.
- Das CO_2 für die Methanisierung soll abweichend von den heute bevorzugten biogenen Quellen (Biogas/-methananlagen) aus industriellen Prozessen stammen. Damit werden die dort anfallenden CO_2-Flüsse aus fossilen Quellen genutzt und der enthaltene Kohlenstoff im Energieträger Methan zwischengespeichert. Die Betrachtung begrenzt sich dazu auf Anlagen zur Zementproduktion sowie auf Steam Cracker. Diese sind ausreichend und nicht übermäßig groß und werden auch voraussichtlich auch langfristig im industriellen Metabolismus benötigt, um industrielle Grundstoffe zur Verfügung zu stellen. Eine CO_2-Minderung durch die Methanisierung ergibt sich somit nur gegenüber dem Vergleichsfall einer CO_2-Emission der industriellen Anlagen. Eine Dekarbonisierung der entsprechenden Prozesse durch eine Elektrifizierung ist sehr aufwändig. Eine Elektrifizierung führt zumindest im Falle der Zementindustrie auch nur zu einer teilweisen Dekarbonisierung (aufgrund prozessbedingter Emissionen der Austreibung von CO_2 aus dem Kalkstein).
- Der Standort dieser dezentralen PtG-Anlagen richtet sich also vorrangig nach den vorhandenen industriellen CO_2-Punktquellen sowie ferner nach den potenziellen EE-Stromüberschüssen, dem Stromtransportnetz sowie insbesondere dem Gasnetz für die Einspeisung.

GIS-MCA zur Bestimmung von Ausschlussgebieten

Die hier entwickelte GIS-MCA wird in zwei Stufen durchgeführt. Als Erstes werden unabhängig von den zu betrachtenden Fallstudien die so genannten Ausschlussgebiete, insbesondere aufgrund von Naturschutz und hoher Einwohnerdichte, identifiziert und von der eigentlichen GIS-MCA (2. Stufe) für geeignete PtG-Anlagenstandorte abgetrennt. Das Ergebnis für NRW zeigt die Abbildung 3-15. Dort sind auf der linken Seite in weiß die ausgeschlossenen Flächen im 1x1 km Raster dargestellt. Demnach kämen weite Teile von NRW vor allem aufgrund von Naturschutzgebieten prinzipiell zunächst nicht gut als Standort für PtG-Anlagen in Frage (siehe Abbildung 3-15, braune Flächen vor NUTS-3-Ebene).

Dies geht maßgeblich auf die großen und zusammenhängenden Flächenanteile von Naturparks zurück, die in NRW rund 41 % der Landesfläche ausmachen und vor allem im Süden und Osten des Landes liegen [Mkul17]. Der Flächenanteil von Schutzgebieten in Naturparks beträgt allerdings bundesweit im Mittel „nur“ etwa 56 % und derjenige der Naturschutzgebiete sogar nur ca. 5 % [Bund17] Die Naturschutzgebiete in NRW belegen etwa 8 % der Landesfläche [Mkul17]. Vor diesem Hintergrund sind die großen Naturparkflächen nicht unbedingt flächendeckend auszuschließen, sondern können durchaus eine Option für PtG-Anlagen bieten. Die Voraussetzungen für den Neubau von technischen Anlagen dürften bezogen auf Genehmigungsrecht und Akzeptanz dort gleichwohl schlechter sein als in anderen Gebieten. So lange andere Faktoren diese Gebiete nicht eindeutig bevorzugen würden bzw. kein Mangel an Standortflächen für PtG-Anlagen herrscht, können die Gebiete in erster Indikation ausgeschlossen werden.

Zwischen-Fazit: In NRW (sowie in den anderen Bundesländern) gibt es große zusammenhängende Gebiete mit starken indikativen Ausschlusswirkungen für Standorte von PtG-Anlagen. Dies gilt in NRW insbesondere für den südlichen und östlichen Teil. Die wesentlichen Faktoren sind Naturschutzgebiete und dicht besiedelte städtische Regionen. Da die betrachteten PtG-Anlagen nicht flächenintensiv sind, sind diese Gebiete letztlich nicht automatisch als potenzielle Standorte auszuschließen. Ihr methodisch bedingter „Ausschluss“ hier soll die Wahrnehmung von solchen möglicherweise „restriktiven“ Regionen schärfen. So lange sie keine anderen besonderen, positiven Alleinstellungsmerkmale aufweisen und es nicht an Flächen und Standorten für PtG-Anlagen mangelt, sind ihre Ausschlüsse grundsätzlich vertretbar und andere Gebiete zu bevorzugen.

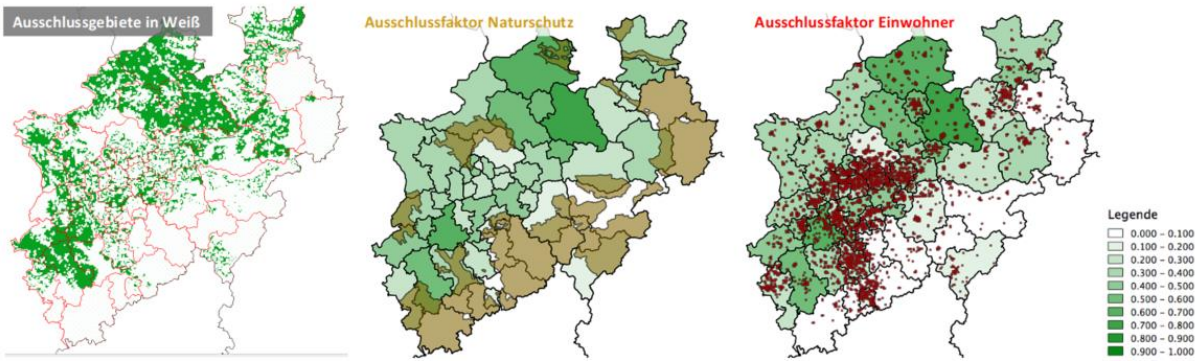

Abbildung 3-15 Vorab ausgeschlossene Standorte (in weiß) für PtG-Anlagen in NRW
(links: im 1x1 km Raster, Mitte: NUTS-3 Zonen mit Naturschutzflächen in braun, rechts: Einwohnerdichte in rot)

GIS-MCA zur Bestimmung von geeigneten PtG-Standorten für Fallstudie 1

Für die Fallstudie 1 (dezentrale, netzdienliche PtG-Anlagen, nur H_2-Produktion) werden die in der Tabelle 3-18 dargestellten und kurz beschriebenen Varianten und ihre zugeordneten MCA-Kriterien (letzte Spalte) verwendet.

Die beiden ersten Varianten (1a und 1b) werden als Referenzen für diesen Fall angesehen. Dazu werden dort alle Kriterien mit Ausnahme von W6 (Nähe zu industriellen CO_2-Quellen) herangezogen, um die volle Bandbreite der möglichen relevanten Standortfaktoren abzubilden. W6 wird nicht benötigt, da es in diesem Fall keinen Bedarf an CO_2 für Synthesen gibt. Die beiden Referenzvarianten unterscheiden sich in der Gewichtung der Hauptkategorien und der Kriterien innerhalb dieser Kategorien. Im ersten Fall (1a) werden alle drei Hauptkategorien (Umwelt, Wirtschaft und Soziales) gleich gewichtet (je 1/3). Da die Kategorie Wirtschaft im Vergleich zu den anderen beiden Kategorien die mit Abstand meisten Kriterien enthält, gehen diese dann jeweils mit relativ wenig Gewicht in die MCA Bewertungen ein. Daher werden in der zweiten Referenz (1b) alle Kriterien gleichgewichtet, so dass die Wirtschaft mit insgesamt rd. 58 % ein deutlich größeres Gewicht als Umwelt (rd. 17 %) und Soziales (rd. 25 %) erhält.

Die nächsten drei Varianten (1c-1e) bilden einen inhaltlichen Block, da sie die verschiedenen möglichen Kategorien und damit verbundenen Sichtweisen (Umwelt-, Investoren- und soziale Sicht) alleine, zu jeweils 100 % gewichten. Dadurch kann ihr Einfluss auf die Standorte zum einen getrennt und zum anderen im Vergleich zueinander bewertet werden.

Für eine bessere Bewertung der leitungsgebundenen Infrastrukturen sowie der EE-Deckungsgrade, die eine besondere Bedeutung für PtG Anlagenstandorte haben, dienen die Varianten 1f1 bis 1f3.

Abschließend wird durch die Variante 1g der Fokus auf die Abnehmerseite wie z.B. Tankstellen für die Bewertung der möglichen Standorte einer dezentralen Wasserstoffproduktion gelegt.

Tabelle 3-18 Varianten und Kriterienwahl für die GIS-MCA zu Fallstudie 1 (Quelle: Eigene Darstellung)

Nr.	Akronym	Gewichtung	Beschreibung	Varianten	Verwendete Kriterien
Fallstudie 1: Standorte für den netzdienlichen Einsatz von dezentralen PtG Anlagen (Umwandlung von EE-Strom in H2) ohne anschl. Synthesen					
1a	dez-P2H2_ohne	haupt_glvt	Referenzfall-1: gleiche Gewichtung der drei Hauptkategorien (Wirtschaft, Umwelt und Soziales), aber mit fallspezifischer Gewichtung der Unterkategorie Wirtschaft. Das bedeutet stärkere Gewichtung von investiv relevanten Faktoren.	Referenz-1	alle
1b		unter_glvt	Referenzfall-2: gleiche Gewichtung aller Unterkriterien und damit stärkere aber gleiche Gewichtung der zahlreicheren wirtschaftlichen Aspekte.	Referenz-2	alle
1c		umwelt_100_0_0	Gewichtung aus Umweltsicht, d.h alleinige Gewichtung von Umweltbelangen (100%)	Umweltsicht	A1-A5 U1 und U2
1d		oekon_0_100_0	Gewichtung aus Investorensicht, d.h. nur Gewichtung der Kategorie Wirtschaft (100%) und darin besonder der investiv relevanten Aspekte wie Nähe zu Gas und Stromnetz.	Investorensicht	A1-A5 W1-W10*
1e		soz_0_0_100	Gewichtung aus sozialer Sicht, d.h. alleinige Gewichtung sozialer Aspekte (100%	Soziale Sicht	A1-A5 S1-S3
1f1		infra1_0_100_0	Gewichtung aus Infrastruktursicht (100% Wirtschaft) mit Fokus auf Nähe zu Gas- und Stromnetz	Infrastruktur-Sicht	A1-A5 W2 und W3
1f2		infra2_0_100_0	… wie zuvor, aber mit zusätzlicher Berücksichtigung der potenziellen EE-Stromüberschüsse.		A1-A5 W1-W3
1f3		infra3_25_50_25	… wie zuvor, aber mit zusätzlicher Berücksichtigung der potenziellen EE-Stromüberschüsse und stärkerer Gewichtung von Umwelt- und Sozialkategorie (je 25%)		A1-A5 W1-W3, U1-U2, S1-S3
1g		kunde_0_100_0	Gewichtung aus Investorensicht (100% Wirtschaft)mit Fokus auf potenzielle Abnehmer (Tankstellen, H2-/Erdgas-Nachfrager, LKW-Abtransport)	Abnehmer Sicht	A1-A5 W5 und W7-W10

Gewichtungen für die MCA zur Fallstudie 1

Zur Vorbereitung der GIS-MCA für die Varianten von Fall 1 werden von den Autoren zunächst die paarweisen Vergleiche der zugeordneten Kriterien vorgenommen (siehe Kapitel 3.3.1). Daraus

resultieren die in der Tabelle 3-19 dargestellten Gewichtungen der Kriterien für jede o.g. Variante. Diese unterscheiden sich deutlich voneinander und beeinflussen entsprechend die Standortsuche und -bewertung für die dezentralen, netzdienlichen PtG-Anlagen. Der Referenzfall 1a wird überwiegend durch die hemmenden Kriterien geprägt, davon am stärksten durch die „besonders schützenswerten Schutzgebiete“ (rd. 28 %) sowie durch die „Einwohner“ und „Stadtparks“ (je rd. 16 %). Die „potenziellen EE-Überschussstrommengen“ (lokalen EE-Deckungsraten) und die „Nähe zu den elektrischen Umspannwerken“ sind mit rd. 10 % und 12 % die stärksten positiven (anziehenden) Faktoren. Insgesamt gehen alle verwendeten Kriterien in die Gewichtung und Analysen mit ein.

Im Referenzfall 2 (1b) gehen im Vergleich zu Fall 1a die ökologischen Gewichte um jeweils die Hälfte und die Sozialen um wenige Prozentpunkte zurück, während die ökonomischen Gewichte ansteigen. Die MCA wird nun am stärksten durch die „Nähe zu Umspannwerken“ (22 %), die „lokalen EE-Deckungsraten“ (18 %) und die „besonderen Schutzgebiete“ (14 %) beeinflusst, die zusammen ca. 54 % Gewicht haben.

Die MCA aus Umweltsicht (1c) beruht ausschließlich auf den Naturschutzfaktoren und wird von den „besonders schützenswerten Flächen“ (83 %) dominiert. Aus Investorensicht (1d) sind vor allem die „Nähe zu Umspannwerken“ (37 %) und die „lokalen EE-Deckungsraten“ (31 %) die wesentlichen Standortfaktoren. Die potenziellen Akzeptanzhemmnisse aufgrund der „Einwohnerdichte“ und der „Flächenanteile von Stadtparks“ (je 47 %) bestimmen dagegen die MCA aus sozialer Sicht.

Die Infrastrukturvarianten 1f1 bis 1f3 werden insgesamt am stärksten, aber mit abnehmender Bedeutung, durch die „Nähe zu Umspannwerken“ und – deutlich weniger – die „Nähe zu Gasnetzen“ beeinflusst. Die Variante 1f2 wird zusätzlich und stärker durch die „EE-Deckungsrate“ (43 %) und die Variante 1f3 zusätzlich durch die hemmenden ökologischen (25 %) und sozialen Kriterien (26 %) bestimmt. Die letzte Variante 1g wird durch die „Nähe zu H_2-Quellen und Senken“ dominiert und zusätzlich durch die „Nähe zu Tankstellen“ gut bewertet.

Durch die große Bandbreite an Kriterien und Gewichtungen sollten Sensitivitäten bezogen auf die Eignung der Standorte sichtbar werden und damit unsichere und relativ sichere Standorte unterschieden werden können.

Tabelle 3-19 Resultierende Gewichtungen für die Varianten zu Fall 1 auf Basis der Paarvergleiche (Quelle: Eigene Berechnungen)

	Gewicht der Kriterien in den Fallvarianten								
Kriterien	1a	1b	1c	1d	1e	1f_1	1f_2	1f_3	1g
Anteil der Fläche am jeweiligem Schutzgebiet - Schutzgebiete mit Ausschlusswirkung (NSG, RAMSAR, FFH, NLP)	28 %	14 %	83 %					21 %	
Anteil der Fläche am jeweiligem Schutzgebiet - Schutzgebiete mit Hemmniswirkung (NP, Biosphärenreservat, SPA, LSG)	6 %	3 %	17 %					4 %	
Rastermittelpunkt zu nächster Autobahnauffahrt (Distanz)	1 %	2 %		3 %					
Distanz von Rastermittelpunkt zu industriellen CO_2 Quellen.									
Anzahl der Tankstellen im Radius von 10 km	1 %	2 %		3 %					29 %
Entfernung zu H_2 Quellen oder Senken (Industriell)	3 %	4 %		8 %					71 %
Anteil an Rasterfläche an Industrie- und Gewerbegebieten	3 %	5 %		9 %					
Lokale Deckungsrate durch Wind- und PV- anlagen	10 %	18 %		31 %			43 %		
Entfernung einer Gasleitung vom Mittelpunkt der Rasterzelle	3 %	5 %		9 %		17 %	10 %	9 %	
Entfernung zur nächsten 110 kV-Station, welche mit dem 220 oder 380 kV Netz verbunden ist	12 %	22 %		37 %		83 %	47 %	41 %	
Anzahl der Einwohner	16 %	12 %			47 %			12%	
Anteil der Fläche an Stadtparks oder geschlossener Besiedlung	16 %	12 %			47 %			12 %	
Anteil der Fläche an ungenutzten Grünflächen	2 %	2 %			7 %			2 %	

Ergebnisse der GIS-MCA für Fall 1

Auf Basis der zuvor allgemein bestimmten Ausschlussgebiete (siehe oben) werden zuerst die beiden Referenzvarianten 1a und 1b für NRW ausgewertet. Die Abbildung 3-16 zeigt dazu die Ergebnisse für NRW auf NUTS-3-Ebene im Vergleich. Die generell als geeignet angesehenen Kreise und ihre regionale farbspezifische Verteilung ändern sich dabei kaum. Allerdings weisen ein paar Kreise in der Variante 1a eine bessere mittlere AHP-Bewertung auf, die sich in einer stärkeren Farbintensität äußert. Hierzu gehört insbesondere der jeweils am besten bewertete Kreis Warendorf sowie z.B. die Kreise Steinfurt, Hamm und Rhein-Kreis Neuss. Dies liegt daran, dass diese Regionen sehr wenig von den Ausschlusskriterien im Bereich Naturschutz betroffen sind und daher durch die hohe Gewichtung dieses Faktors besonders gut abschneiden.

Die beiden Referenzvarianten weisen für NRW insgesamt jedenfalls deutlich verschiedene Häufigkeitsverteilungen der AHP Werte auf. Im Fall 1a sind 16 % der AHP Werte größer oder gleich 0,9 und 31 % der Werte größer-gleich 0,8 während in Fall 1b nur 12 % der Werte größer-gleich 0,8 sind.

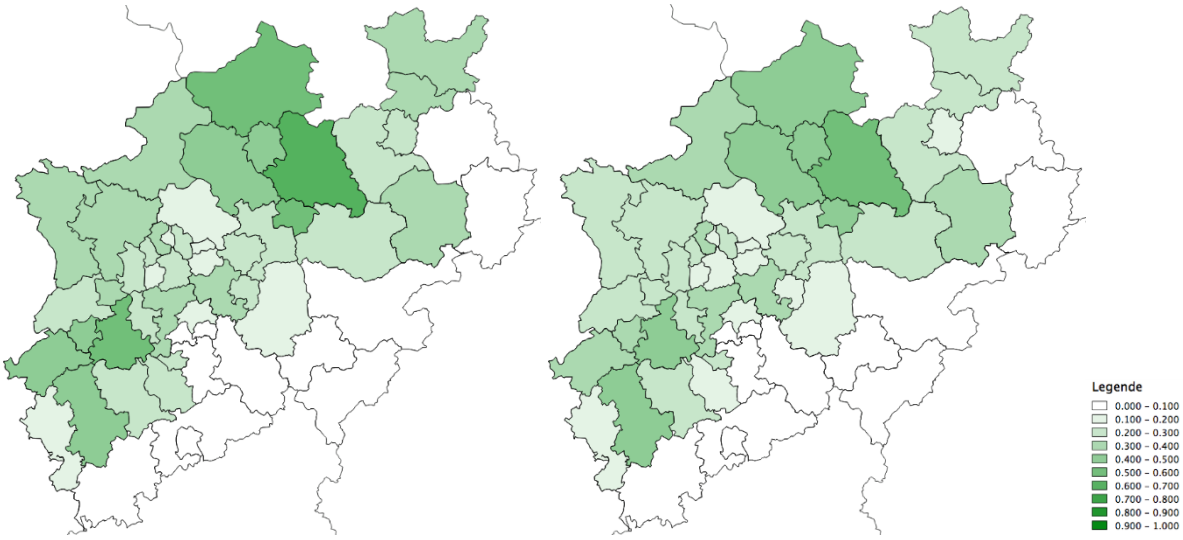

Abbildung 3-16 Häufigkeitsverteilungen der AHP Werte; Referenz-Varianten 1a (links) und 1b (rechts) für NRW (Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung WI)

Um die zuvor dargestellten Ergebnisse für NRW in den **nationalen Kontext** einordnen zu können, sind die Standorteignungen für die beiden Referenzfälle in Abbildung 3-17 auch für Deutschland dargestellt. Mit Blick auf Deutschland erkennt man, dass gemäß der durchgeführten GIA-MCA die potenziell besten Standorte für dezentrale netzdienliche PtG-Anlagen in Niedersachsen und in Bayern liegen. NRW weist mit den Kreisen Warendorf, Steinfurt und Hamm sowie dem Rhein-Kreis Neuss auch relativ gute Standortregionen aus, liegt von der Anzahl der gut geeigneten Regionen (AHP ≥ 0,5) im nationalen Ländervergleich jedoch eher im unteren Feld. Ferner fällt auf, dass NRW gemäß der Ausschlusskriterien „Naturschutz“ und „Einwohnerdichte“ die meisten „Ausschlussregionen“ in Deutschland aufweist. Diese können zwar, wie zuvor dargestellt, nicht absolut als Standortoptionen ausgeschlossen werden, stoßen jedoch eher auf höhere Anforderungen an Genehmigungen und Akzeptanzprobleme.

Insgesamt zeigen die beiden Referenzfälle auch für Deutschland eine hohe Übereinstimmung der potenziell geeigneten Standortregionen. Dabei schneidet der Fall 1a (Hauptkategorien gleichverteilt) wieder durchweg etwas besser ab als der Fall 1b (Kriterien gleichverteilt). Dies liegt wie zuvor an den höheren Punktzahlen derjenigen Regionen, die einen geringen Anteil an Ausschlussflächen aufweisen.

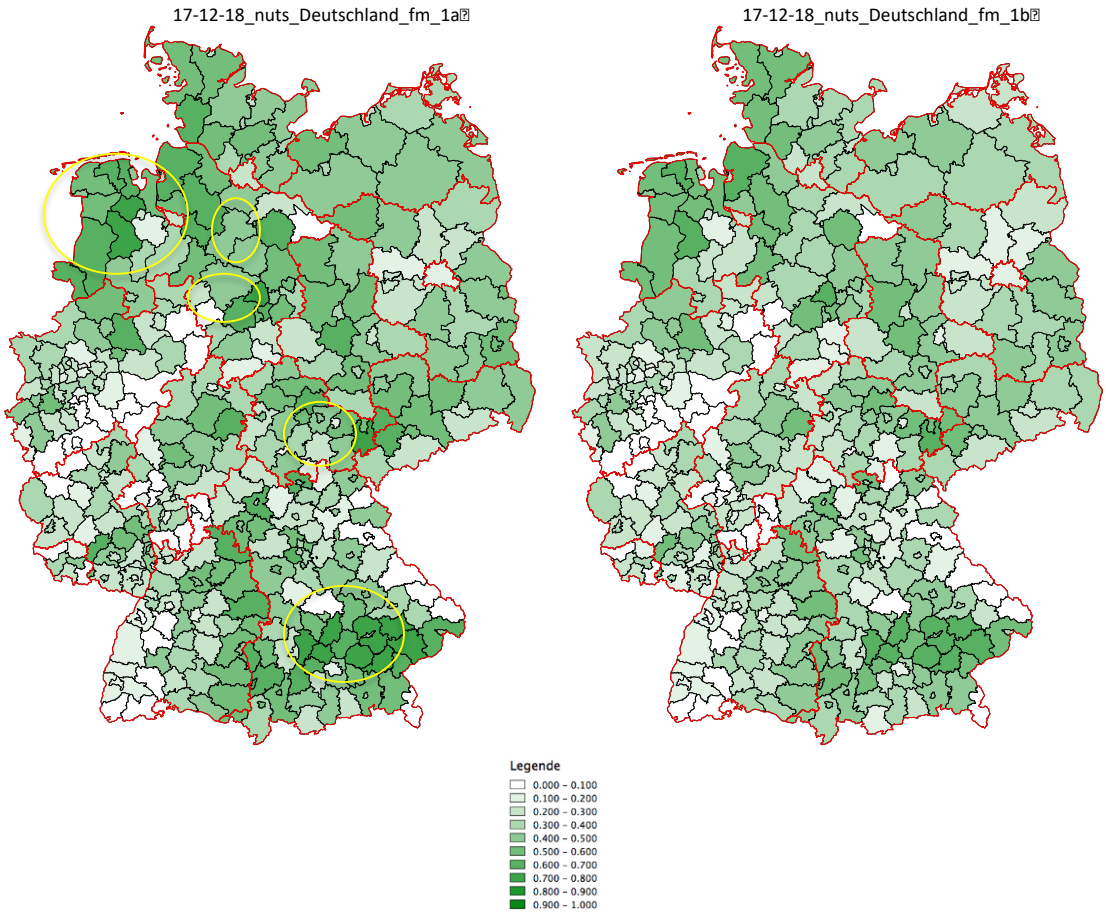

Abbildung 3-17 GIS-MCA Ergebnisse für die Referenzvariante 1a (Hauptkategorien gleichverteilt) und 1b (Kriterien gleichverteilt) für mögliche PtG-Standorte in Deutschland (auf NUTS-3 Ebene) (Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung)

Die **Varianten 1c bis 1e** bilden die einzelnen Hauptkategorien und damit drei verschiedene Sichtweisen getrennt ab. Die diesbezüglich resultierenden GIS-MCA Ergebnisse auf NUTS-3-Ebene für NRW zeigt die Abbildung 3-18. Demnach erhalten die potenziellen Standorte in NRW aus ökologischer (1c) und sozialer Sicht (1e) in etwa gleich gute Bewertungen und schneiden im Vergleich zur Investorensicht (1d) durchweg etwas besser ab. Die grundsätzliche Eignung (grüne Farbe) der Regionen bleibt dabei bis auf eine Ausnahme unverändert. Lediglich der Kreis Siegen-Wittgenstein (hellgelb eingekreist) erscheint aus Umweltsicht – obschon nur gering bewertet – generell auch geeignet, während er aus Investoren und sozialer Sicht eher ausscheidet. Dies ist bereits in Abbildung 3-15 auf der linken Seite in der 1x1 km Rasterauflösung zu erkennen. Dort sieht man im westlichen Teil des Kreises eine Häufung von grünen Punkten, die für geeignete Standorte stehen und die sich hier nun „durchsetzen“.

Die relativ schlechte Bewertung der potenziell geeigneten Regionen aus Investorensicht folgt daraus, dass diese – wie die beiden anderen auch – auf der Vorauswahl der Ausschlussgebiete aufsetzt und aufgrund der vergleichsweise großen Zahl an Kriterien nicht mehr viel an AHP-Punkten dazugewinnen

kann. Der stark städtisch geprägte Kreis Münster, der sich durch besonders viele Umspannwerke auszeichnet, gewinnt jedoch in Relation zu den vorher sehr gut bewerteten ländlichen Kreisen Warendorf und Steinfurt deutlich dazu.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse für die drei verschiedenen Sichtweisen, dass die Kreise im mittleren Norden (rund um Münster) und im südwestlichen Teil (Rhein-Erft-Kreis, Düren und Heinsberg) von NRW jeweils zu den besseren Regionen für dezentrale, netzdienliche PtG-Anlagen gehören.

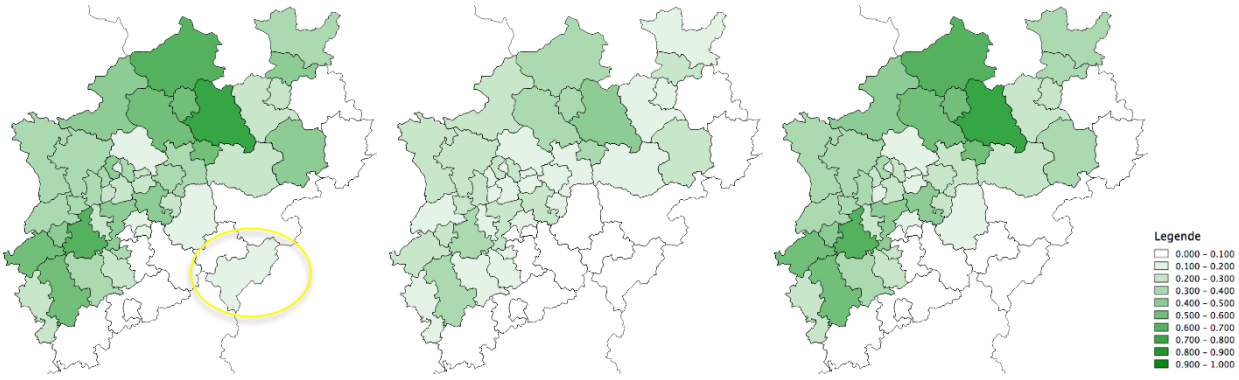

Abbildung 3-18 GIS-MCA Ergebnisse für die Fälle 1c (Umweltsicht, links), 1d (Investorensicht, Mitte) und 1e (Soziale Sicht, rechts)

Die relativ hohe räumliche Übereinstimmung zwischen den drei Sichtweisen auf NUTS-3-Ebene, was die generelle Eignung von Regionen und ihre Verteilung angeht, verändert sich jedoch deutlicher, wenn man die Ergebnisse auf der Rasterebene unter Berücksichtigung der AHP-Werte miteinander vergleicht. Abbildung 3-19 zeigt die gemeinsamen Ergebnisse nur für alle AHP-Werte ≥ 0,5 der drei verschiedenen Sichtweisen im 1x1 km Raster vor dem Hintergrund der NUTS-3-Ebenen, also die entsprechende Schnittmenge zwischen den Varianten 1c, 1d und 1e. Dadurch verringert sich zum einen deutlich die Anzahl der potenziell geeigneten Standorte und ihre Lage innerhalb der Kreise schwankt stärker zwischen einer versprenkelten Verteilung (vor allem in der Mitte von NRW) und einer räumlichen Konzentration (Clusterung, vor allem im Norden und Westen. Diese Veränderung geht vor allem auf die schlechtere Bewertung der Standorte aus Investorensicht zurück, da hier eine große Anzahl an Rasterpunkten nicht mehr über den AHP-Schwellwert von 0,5 kommt.

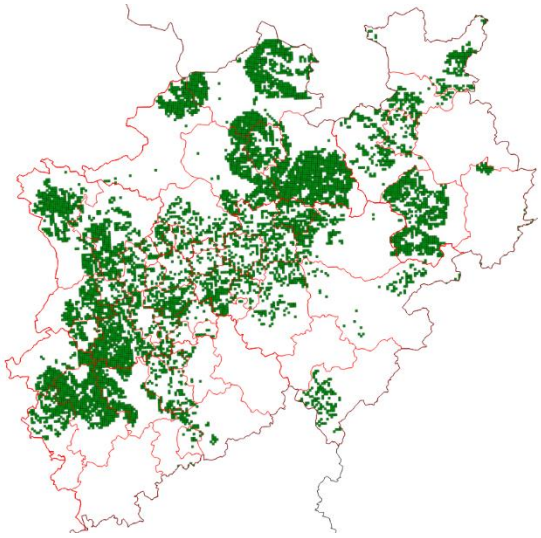

Abbildung 3-19 Schnittmengen der potenziell geeigneten Standorte (AHP≥0,5) für dezentrale, netzdienliche PtG-Anlagen für die Fallvarianten 1c bis 1e (verschiedene Sichtweisen) im 1x1 km Raster

Die Abbildung 3-20 zeigt die Ergebnisse für die Varianten 1f1 bis 1f3, die den Einfluss der Gas- und Stromleitungen (genauer der Umspannwerke, USW) unter Variation mit potenziellen EE-Überschussstrommengen sowie ökologischen und sozialen Faktoren abbilden. Bei einem Vergleich der drei Varianten lassen sich die wesentlichen Unterschiede zunächst beispielhaft anhand von regionalen Änderungen ableiten, die in den Abbildungen durch gelbe Kreise hervorgehoben sind. Die aus Infrastruktursicht besonders gut bewerteten Gebiete im Norden (1f1, links) rutschen bei Hinzunahme der in NRW weniger ausgeprägten EE-Deckungsgrade (1f2) in das Mittelfeld ab und einige schwach bewertete Gebiete in der Mitte NRWs kämen nicht mehr in Frage (gelb markiert, mittleres Bild). Nimmt man dagegen soziale und umweltrelevante Aspekte mit in die Bewertung der Infrastrukturen auf (1f3), dann werden die genannten Regionen zum Teil sogar etwas besser bewertet als zuvor (gelb markiert, rechtes Bild).

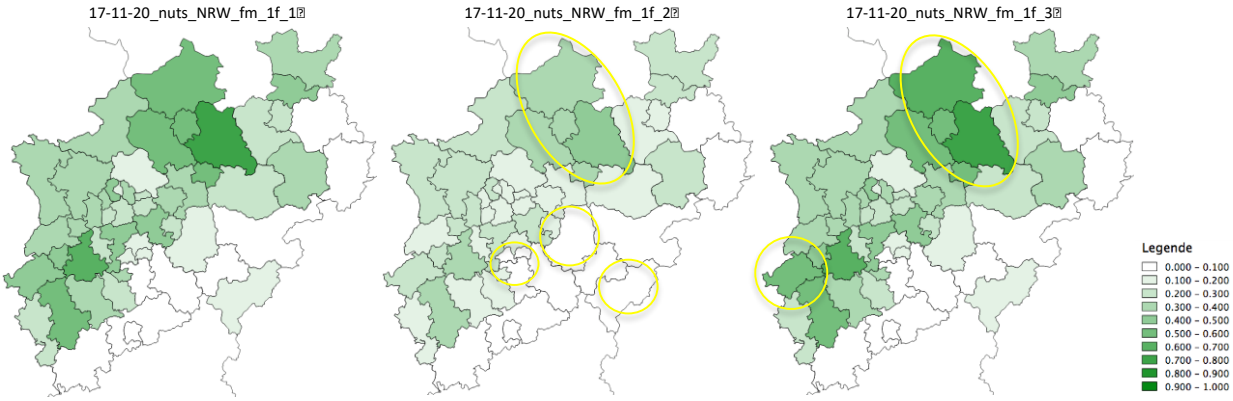

Abbildung 3-20 GIS-MCA Ergebnisse auf NUTS-3 Ebene für mögliche PtG-Standorte in NRW für die Fallvariante 1f1 (links, Nähe zu Gas- und Stromnetz), 1f2 (Mitte, 1f1 plus EE-Deckungsgrad) und 1f3 (rechts, 1f1 plus Umwelt und Soziales)

Beim Fokus auf die Nähe zu den beiden benötigten Energieinfrastrukturen für den Anschluss von PtG-Anlagen (Fall 1f1) schneiden die zwei Kreise Warendorf und Rhein-Neuss besonders gut ab, gefolgt von einer Reihe an Kreisen, die im oberen Mittelfeld der Bewertung liegen. Hierzu gehören die Kreise Steinfurt, Münster, Coesfeld und Hamm im Norden sowie Düren im Südwesten. Dabei hat sich die multikriterielle AHP-Bewertung bei den meisten Kreisen im Vergleich zum Referenzfall 1a verbessert.

Würde man die Standorteignung dagegen allein aus der Sicht der bestehenden Gasleitungen und Umspannwerke vornehmen, dann würden die Kreise Münster, Viersen und Köln die besten Regionen für neue dezentrale PtG-Anlagen darstellen, da dort insbesondere die größte Dichte an USW vorhanden ist (vgl. Abbildung 3-21). Allerdings gibt es dort auch relativ große Einwohnerdichten (Münster und Köln) und einen hohen Naturschutzanteil (Viersen), die bei der MCA als potenziell hemmende Faktoren mitberücksichtigt werden. An diesem beispielhaften, qualitativen Vergleich wird die stärker differenzierende Wirkung der MCA im Vergleich zu nicht multikriteriell gestützten Analysen besser nachvollziehbar und deutlich.

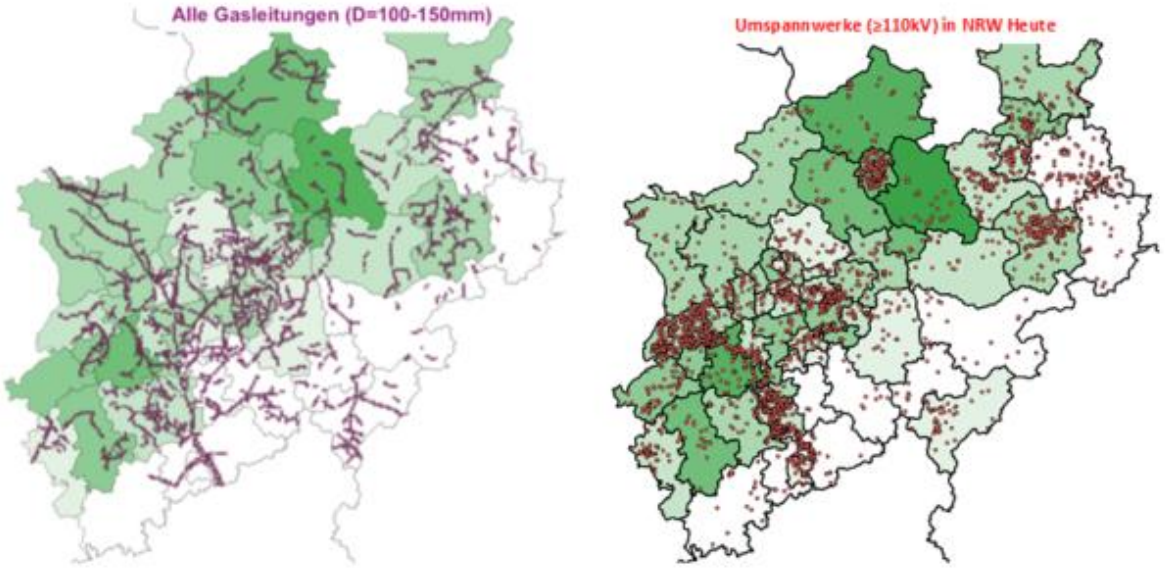

Abbildung 3-21 Zugrundliegende Infrastrukturdaten zu Gasleitungen und Umspannwerken in NRW

Die zusätzliche Berücksichtigung der lokalen EE-Deckungsgrade im Fall 1f2, die einen wesentlichen Treiber für die Markteinführung von PtG-Anlagen darstellt, führt jedoch in NRW zu einer Nivellierung der Standortbewertungen (siehe Abbildung 3-20, Mitte). Dies liegt daran, dass die EE-Stromanteile in NRW im Vergleich zu anderen Bundesländern noch relativ niedrig sind. Daran wird sich aufgrund der ebenfalls relativ niedrigen technisch-ökonomischen Potenziale für den EE-Ausbau in NRW langfristig bzw. strukturell wenig ändern. Die bisher als am besten bewerteten Kreise wie z.B. Warendorf (s.o.) schneiden zwar auch bezogen auf die lokalen EE-Deckungsgrade immer noch etwas besser ab als die restlichen Kreise. Es wird in diesem Fall hier (mit EE-Deckungsgraden) jedoch, zugespitzt formuliert, nahezu egal wo die PtG-Anlagen errichtet werden, da sich die Standorteignungen der Kreise in den Bewertungen nur noch wenig voneinander unterscheiden. Für die Bestimmung und Bewertung von Standorten für PtG-Anlagen in NRW als auch in Deutschland sind daher die die lokalen EE-Deckungsraten als sensitive Größe besonders zu beachten.

Zum Abschluss der Fallstudie 1 folgen in Abbildung 3-22 die Ergebnisse für die Variante zur Abnehmersicht, d. h. Nähe zu Wasserstoffquellen bzw. –senken und Tankstellen. Wenngleich sich die Bewertung der Standorte dadurch in Gänze abschwächt, ergeben sich im Vergleich zu den vorangegangenen Varianten in Abbildung 3-20 kaum strukturelle Änderungen (siehe die Karte links). Allerdings wechselt die beste Bewertung vom Kreis Warendorf zum Rhein-Kreis Neuss (siehe gelber Kreis in der Karte), da hier ein größeres Angebot an potenziellen lokalen Abnehmern besteht. Dies könnte ggf. wichtig für Standortentscheidungen sein, für die die Abnehmerseite eine große Rolle spielt.

An dieser Stelle soll beispielhaft auf den zusätzlichen Einfluss der räumlichen Auflösung auf die Bewertungen und Schlussfolgerungen hingewiesen werden. Die rechte Karte in der Abbildung 3-22 mit

den Ergebnissen im 1x1 km Raster illustriert zum einen, dass der Rhein-Kreis Neuss die höchste Dichte an hohen Bewertungen aufweist und daher bezogen auf die Abnehmerseite (Variante 1g) zu den besten NUTS-3-Gebieten gehört. Die besten (einzelnen) Standorte sind andererseits vor allem im Kreis Köln sowie im Ruhrgebiet zu finden (zusätzliche gelbe Kreise) und damit in Kreisen die im Vergleich zu anderen Kreisen insgesamt nicht gut abschneiden. Die Ergebnisse auf Kreisebene geben daher eher Hinweise, die für eine Vielzahl von Standortentscheidungen bzw. eine Marktausbreitung wichtig sind. Für einzelne Standortentscheidungen bzw. zu Beginn einer Markteinführung von PtG-Anlagen sind dagegen prinzipiell die höher aufgelösten im 1x1 km Raster besser geeignet. Generell ist dabei anzumerken, dass die hier vorgestellten Arbeiten „nur“ eine Orientierungshilfe für die Bestimmung von geeigneten PtG-Standorten anbieten. Für eine reale Standortsuche sind dagegen weitere ergänzende und vertiefende Daten als auch Analysen erforderlich.

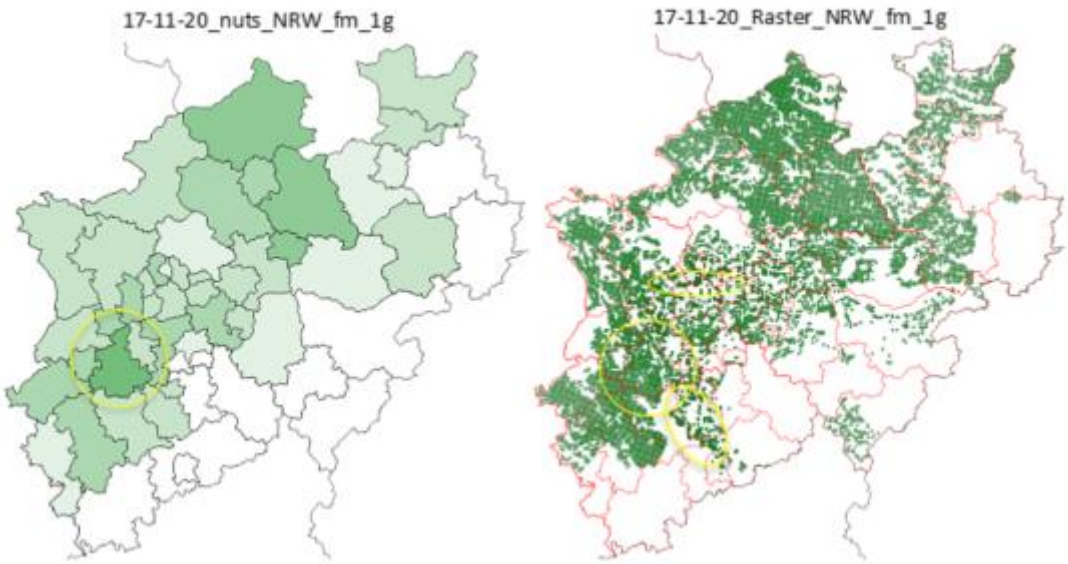

Abbildung 3-22 GIS-MCA Ergebnisse für mögliche PtG-Standorte in NRW für die Fallvariante 1g (links auf NUTS-3 Ebene; rechts im 1x1 km Raster)

Ergebnisse der GIS-MCA für Fallstudie 2

Für die Fallstudie 2 (netzdienliche PtG-Anlagen zur CH_4-Produktion in der Nähe von Zementwerken und Steam Crackern) wird im Rahmen dieses Projektes nur die in der Tabelle 3-20 dargestellte und kurz beschriebene Variante sowie die zugeordneten MCA-Kriterien (letzte Spalte) verwendet.

Ähnlich wie schon zuvor in Variante 1d stellt die für Fallstudie 2 einzige Variante 2d eine rein ökonomische Betrachtung aus Investorensicht dar. Da die unmittelbare Nähe zu industriellen CO_2-Quellen in diesem Szenario als Grundvoraussetzung definiert ist und sich der Analyserahmen somit auf gegebene Industriestandorte beschränkt, fließen weder die für Fallstudie 1 relevanten Ausschlusskriterien (A1-A5) noch ökologische (U1-U2) oder soziale (S1-S3) Aspekte in die Bewertung mit ein. Als investiv relevantestes Kriterium erhält W3 (Entfernung zur Gasleitung) die stärkste

Gewichtung, in absteigender Rangordnung gefolgt von W7 (Entfernung zum industriellen Erdgasverbrauch), W2 (Entfernung zum Umspannwerk) und W1 (lokale EE-Deckungsrate).

Tabelle 3-20 Variante für die Fallstudie 2

Nr.	Akronym	Gewichtung	Beschreibung	Variante	Verwendete Kriterien
2d	zen_PtCH_4_mit	oekon_0_100_0	Gewichtung aus Investorensicht, d.h. nur Gewichtung der Kategorie Wirtschaft (100 %) und darin besonders der investiv relevanten Aspekte wie Nähe zu Gas- und Stromnetz sowie weitere Absatzmöglichkeiten. Die unmittelbare Nähe zu industriellen CO_2-Quellen stellt eine Grundvoraussetzung dar.	Investorensicht	W1-W3, W6-W7

Ergebnisse der GIS-MCA für Fall 2

Die Abbildung 3-23 zeigt die Ergebnisse für den Fall 2 für Deutschland (links) und NRW (rechts). In Deutschland konnten mithilfe der GIS-MCA bundesweit 42 potenziell für PtG-Anlagen mit Methanisierung in Frage kommende industrielle CO_2 Quellen (Zementwerke und Steam Cracker) identifiziert und bewertet werden. Davon liegen 14 Standorte in Nordrhein-Westfalen, so dass NRW mit einem Drittel aller in Frage kommenden Standorte dabei im Bundesländervergleich die meisten Standorte vorzuweisen hat.

Wie an der Einfärbung der Punkte, welche einen Indikator für die AHP-Bewertung des jeweiligen Standortes darstellt, in der Abbildung 3-23 zu erkennen ist, schneidet das Bundesland NRW zudem auch in qualitativer Hinsicht überproportional gut ab. Lediglich vier von 14 Standorten befinden sich im Mittelfeld und keiner im unteren Drittel der AHP-Bewertung.

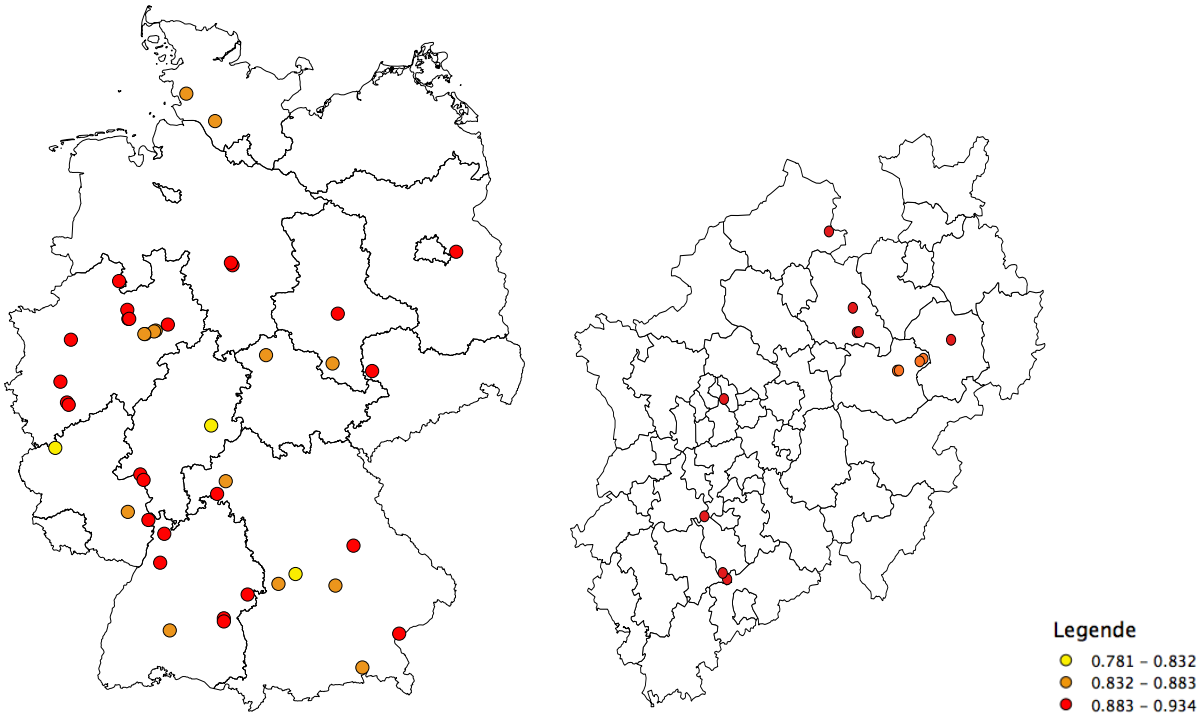

Abbildung 3-23 GIS-MCA Ergebnisse für mögliche PtG-Anlagen an bestehenden Zementwerken und Steam Crackern mit geeigneter CO_2-Versorgung für Variante 2d, links Deutschland, rechts NRW (Stand 2015)

Weiteren Aufschluss hierüber gibt die Abbildung 3-24, welche die AHP-Mittelwerte der einzelnen Kriterien sowie des PtG-Standortindexes (welcher als Gesamtbewertung interpretiert werden kann) von NRW und Restdeutschland vergleicht. Mit Ausnahme der lokalen EE-Deckungsrate schneidet NRW im bundesweiten Vergleich in sämtlichen Kriterien wie auch des PtG-Standortindexes überdurchschnittlich ab. Dies ist vor allem der guten Erreichbarkeit von Umspannwerken und industriellen Erdgasverbrauchern geschuldet, während der Vorteil im Hinblick auf die Gasleitungen nur gering ist.

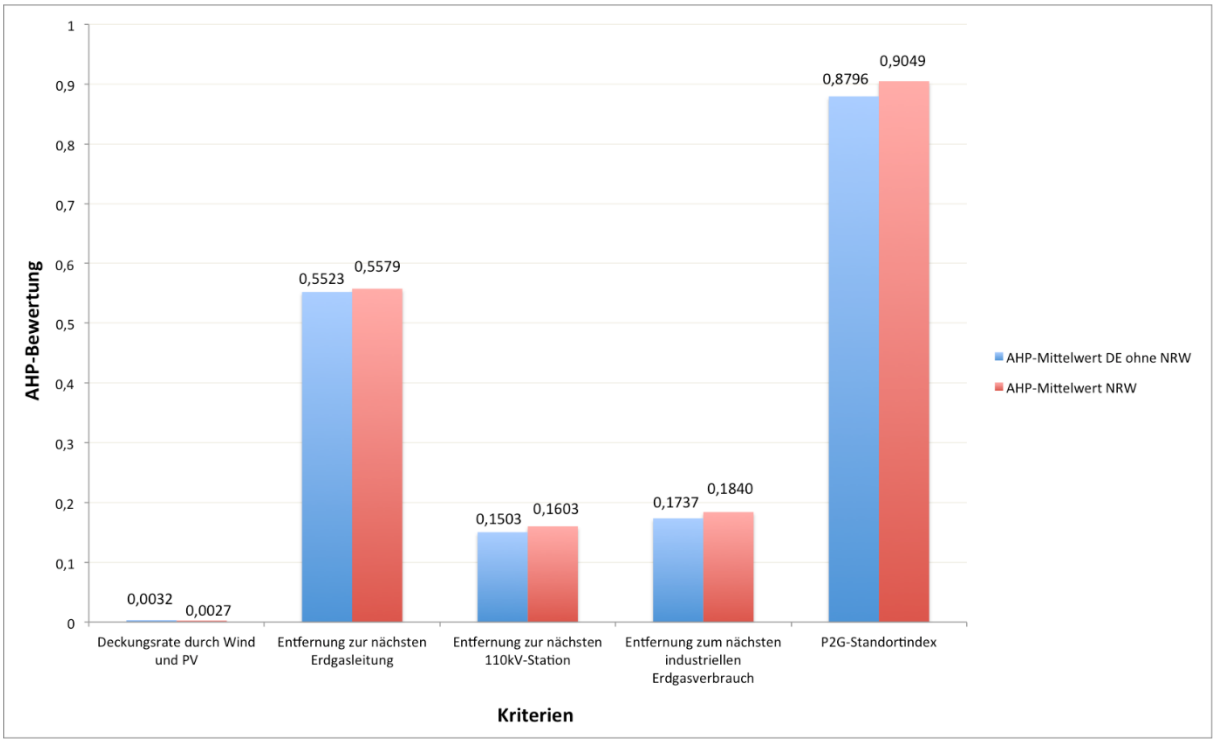

Abbildung 3-24 Vergleich der AHP-Mittelwerte sämtlicher Standorte in Deutschland (ohne NRW) mit den Standorten in NRW

Die Abbildung 3-25 zeigt die AHP-Punkteverteilung der einzelnen Kriterien an den jeweiligen Standorten in NRW auf. Daraus wird ersichtlich, dass sich die Bewertungen als strukturell überwiegend homogen darstellen, vereinzelte Ausnahmen bestehen vor allem hinsichtlich nahegelegener Umspannstationen und industrieller Erdgasverbraucher. Die verschiedenen identifizierten Standorte sind demnach als nahezu gleichwertig anzusehen, wobei die rot gefärbten Standorte gegenüber den orange gefärbten leichte Vorteile bieten könnten. Vor einer näheren bzw. konkreten Standortentscheidung sind jedoch weitere vertiefende Analysen wie z.B. Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen.

Eine räumliche Nähe von Standorten, die evtl. für eine Clusterbildung in Frage käme, ist in den Kreisen Warendorf, Köln und Soest erkennbar (gelbe Kreise in der Karte). Inwiefern dies zu Synergieeffekten wie z.B. Zusammenlegung, Vergrößerung bzw. Kooperation von Anlagenstandorten führen könnte, wäre eine mögliche ergänzende Forschungsfrage. Die meisten anderen Standorte liegen dafür jedenfalls zu weit auseinander und werden sich daher nicht für eine Clusterung anbieten.

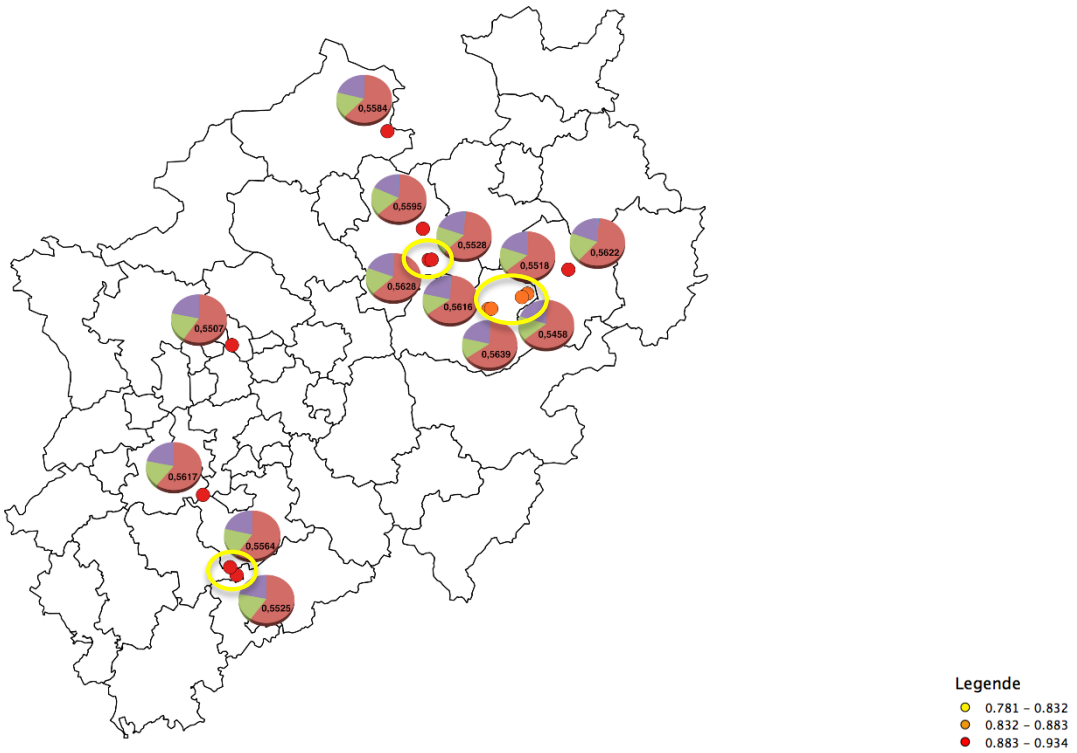

Abbildung 3-25 AHP-Punkteverteilung resultierend aus der Kriteriengewichtung für Standorte in NRW (gelbe Kreise bevorzugt für Clusterbildung von mehreren Anlagen)

Die Abbildung 3-26 zeigt hier abschließend die Verschneidung von Variante 1d (reine H_2-Produktion, Investorensicht) mit der vorliegenden Variante 2d (Methanisierung, Investorensicht). Hieraus folgt, dass grundsätzlich eine gute Übereinstimmung zwischen beiden Fallstudien besteht. Speziell die beiden Standorte im Kreis Warendorf scheinen dabei in einem besonders bevorzugten Gebiet mit hervorragender Übereinstimmung zwischen beiden Fallstudien zu liegen. Im Vergleich mit der räumlich aufgelösten Betrachtung von Fall 1g (Abnehmerseite) zeigt sich, dass die beiden Standorte im Kreis Köln (untere gelbe Ellipse in der Karte) auch gut zu den dortigen besten Standorten passen (vgl. Abbildung 3-22, rechts).

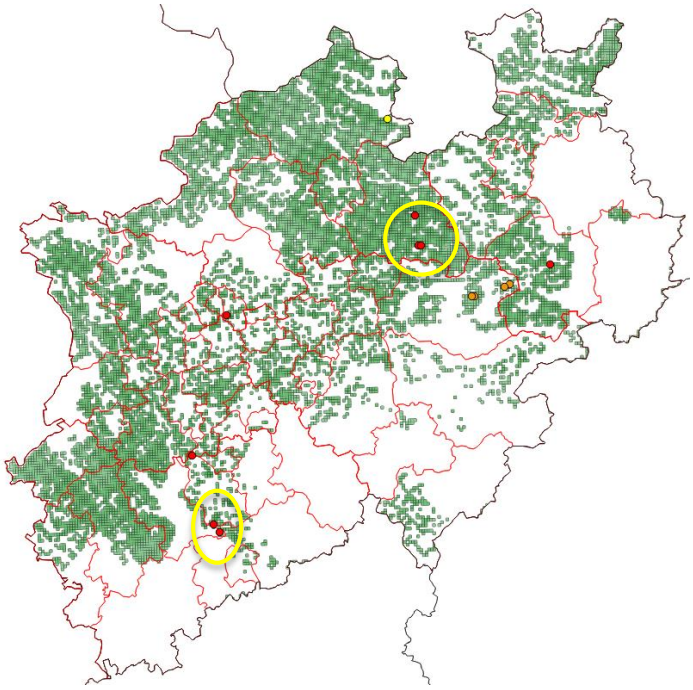

Abbildung 3-26 Verschneidung von Variante 1d (reine H_2-Produktion, Investorensicht) mit Variante 2d (Methanisierung, Investorensicht)

Fazit, zentrale Schlussfolgerungen und Ausblick zu den GIS-MCA basierten Standortanalysen

Die Ergebnisse der zuvor dargestellten Standortanalysen für zwei netzdienliche Anwendungsfälle zeigen im Wesentlichen, dass

- die unterstellten hemmenden Faktoren wie Einwohnerdichte und Naturschutz etc. einen großen Einfluss auf die Bewertung der Standorteignung haben.
- es auf Kreisebene (NUTS-3) einige besonders gute bewertete Regionen gibt. Dazu gehören insbesondere die Kreise Warendorf und Steinfurt im Norden und der Rhein-Kreis Neuss im Südwesten sowie zum Teil die angrenzenden Kreise.
- der lokale EE-Deckungsgrad einen sensitiven Faktor darstellt und daher besonders zu beachten ist. Aufgrund der geringen Ausprägung in NRW zeigt er einen entsprechend großen, flächendeckend abschwächenden Einfluss auf die Eignung von ansonsten guter Standorte.
- für die PtG-Anlagen mit Methanisierung, für die eine räumlich sehr enge Kopplung an die industriellen CO_2-Quellen (Zement und Steam Cracker) unterstellt wird, zwei Drittel der bundesweit geeigneten Anlagenstandorte in NRW liegen. Diese zeichnen sich zudem durch eine überdurchschnittliche Bewertung und damit als potenziell besonders geeignet aus.

- die Analysen und Ergebnisse auf Kreisebene für Standortbewertungen in Einzelfällen weniger aussagekräftig bzw. geeignet sind als die Ergebnisse auf dem 1x1 km Raster, da die besten Standorte nicht automatisch in den am besten bewerteten Kreisen liegen.

Zentrale Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Land NRW bietet zumindest für eine zeitnahe Markteinführung von dezentralen PtG Anlagen ohne und mit Methanisierung ausreichend viele und gute Standorte an. Die dafür besonders gut bewerteten Regionen liegen insbesondere im Norden (Kreis Warendorf und Umgebung) und im Südwesten (Rhein-Kreis Neuss und Umgebung) sowie im Fall der Methanisierung in unmittelbarer Nähe von Steam-Cracker- und Zementanlagen. Da sich viele relevante Kriterien wie die gut ausgebauten Strom- und Gasnetze, potenziellen Abnehmer von Wasserstoff bzw. Methan, die betrachteten industriellen CO_2-Quellen als auch die Einwohnerdichten und Naturschutzflächen kaum bzw. nur langsam ändern werden, wird dies auch langfristig gelten.

Die Bedeutung der ausschließenden bzw. hemmenden Kriterien, insbesondere von Einwohnerdichte und Naturschutz, sollte bei einer Standortwahl weder über- noch unterschätzt werden. Aufgrund der geringen Umweltwirkungen von PtG-Anlagen werden letztlich nur sehr wenige Gebiete mit hohen Schutzanforderungen bzw. großen Vorbehalten von Bürgern nicht als Standort in Frage kommen. Gleichwohl sollten Standortplanungen insbesondere in den diesbezüglich schlecht bewerteten Gebieten ein besonderes Augenmerk auf frühzeitige Partizipation sowie raumplanerische und umweltrechtlichen Randbedingungen legen. Aufgrund der guten Verfügbarkeit von alternativen Standorten besteht kein Handlungsdruck in den aus ökologischer bzw. sozialer Sicht nicht bzw. wenig geeigneten Gebieten.

Wenn die Aufnahme von EE-Strom und die Vermeidung bzw. Reduzierung von Engpässen im Stromnetz Vorrang für die Standortwahl von PtG-Anlagen hat, dann schneidet NRW aufgrund seiner geringen lokalen EE-Deckungsgrade im Vergleich zu anderen Bundesländern (insbesondere Niedersachsen und Bayern) schlechter ab. An dieser Relation wird sich auch zukünftig wenig ändern. Der Standortvorteil des Landes NRW für PtG-Anlagen besteht daher vor allem aus der Nähe zu Abnehmern von erneuerbaren Gasen und geeigneten industriellen CO_2-Quellen. Diese Aspekte sind daher bei Folge-Analysen stärker zu beachten und vertiefen.

Die GIS-MCA gestützte Standortbewertung berücksichtigt in der Regel mehrere, nicht rein technisch-ökonomische Faktoren und führt damit zum Teil zu deutlichen Unterschieden im Vergleich zu Kosten-Nutzen-Analysen. Zum Beispiel wäre bei Fokussierung allein auf die betrachteten Strom- und Gasnetze der Kreis Münster die am besten zu bewertende Region in NRW. Aus Sicht der GIS-MCA ist dies dagegen der angrenzende Kreis Warendorf, der unter Berücksichtigung der ökologischen und sozialen Kriterien besser als Münster abschneidet. Die GIS-MCA bietet sich grundsätzlich als Instrument für Entscheider an, um Standortbewertungen selber durch ihre maßgeblichen Kriterien und Gewichtungen vorzunehmen. Gleichwohl sind die Ergebnisse der GIS-MCA eher indikativ und ersetzen nicht vertiefende (betriebswirtschaftliche) Analysen für die in Frage kommenden Standorte

3.4. Synthese und Empfehlungen aus den Standortanalysen für PtG

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Die von GWI und WI durchgeführten Standortanalysen zu PtG-Anlagen in NRW weisen sowohl wesentliche Gemeinsamkeiten als auch deutliche Unterschiede auf. Diese werden nachfolgend besprochen. Anschließend werden Empfehlungen für das Bundesland NRW im Hinblick auf die Standortsuche für PtG-Anlagen ausgesprochen.

Unterschiedliche Methodik

Zum besseren Verständnis sei an dieser Stelle auf zentrale Unterschiede in den Annahmen der methodischen Herangehensweisen verwiesen. Das GWI setzt für PtG-Standorte enge infrastrukturelle Kriterien voraus, welche in einem definierten räumlichen Bezug zu einander stehen. Dies führt in manchen Fällen (s.u.) zum Ausschluss von Standorten, die sich beim WI im Kreis der eingeschlossenen Standorte befinden. WI betrachtet ebenfalls die infrastrukturellen Voraussetzungen für PtG-Anlagen, nimmt hierfür jedoch keine ausschließenden Randbedingungen an. Die Nähe zur Infrastruktur stellt zwar einen Vorteil dar, hat aber je nach Szenario (Gewichtung) einen unterschiedlich starken Einfluss auf das Ergebnis der Standortbewertung.

Ein zweiter wesentlicher Unterschied besteht bei der Bezugnahme auf lokal verfügbare erneuerbare Energien. Für das GWI ist die unmittelbare Nähe (d.h. ein definierter Abstand) von koordinatenscharf berücksichtigten EE-Anlagen zu Gasleitungen oder Umspannwerken entscheidend. Das WI hingegen betrachtet den Anteil von Wind- und PV-Strom am lokalen Stromverbrauch in dem betreffenden Kreis oder der kreisfreien Stadt als eine Entscheidungsgröße. Dies bedeutet, dass in den GWI-Analysen lokal produzierter Strom für die Technologiepfade unter Umgehung der Stromnetze über Direktleitungen eingesetzt werden kann. Beim WI hingegen stehen alle im Bilanzraum verfügbaren EE-Anlagen zur Verfügung, für dessen Energielieferung die vorhandenen Netze eingesetzt werden müssen.

Darüber hinaus finden bei den WI Standortanalysen zusätzliche nicht-technische Faktoren wie Naturschutzgebiete und Bevölkerungsdichte Anwendung, welche vor allem zum Ausschluss von Regionen führen.

Schließlich ist auch der betrachtete Zeithorizont unterschiedlich. So beziehen sich die Studien des WI und des GWI auf technischen Daten aus 2015 bzw. der nahen Zukunft (WI, 2020). Für die Einspeisepotenzialberechnungen für Gasverteilnetze beziehen sich die GWI-Ergebnisse jedoch zusätzlich auf das Jahr 2050.

Ergebnisse: Gemeinsamkeiten

Wenngleich Unterschiede insbesondere auf der Ebene einzelner Kreise erkennbar sind, ist die grundlegende regionale Clusterung der Standorteignungen beider Analysen für das Bundesland NRW

weitgehend vergleichbar. So zeigen sich der Großraum zwischen Aachen und dem Rhein-Erft-Kreis im Südwesten sowie die Kreise Steinfurt und Minden-Lübbeke im Norden von NRW in beiden Analysen als bevorzugte Gebiete für PtG-Anlagen und können daher übergreifend als robuste Standortergebnisse betrachtet werden. Je nach Szenario ergeben sich weitere positive Übereinstimmungen für den Norden (Kreis Warendorf) sowie den Nordwesten (Kreise Wesel und Borken) von NRW. Auch bewerten beide Analysen die Regionen zwischen dem Südwesten (Kreis Euskirchen) und dem Osten (Kreis Höxter) entlang der südlichen Bundeslandgrenze als insgesamt wenig geeignet für die Integration von PtG-Anlagen. Einerseits aufgrund von mangelnder Infrastrukturdichte bzw. Nähe von Wind- und PV-Anlagen zu Strom- und Gasnetz (GWI) und andererseits aufgrund von Naturschutzbelangen (WI).

Grundsätzlich bestätigen beide Untersuchungen die folgende Kernaussage: Für die zugrundeliegende Zielsetzung lassen sich nicht nur bundesweit, sondern insbesondere auch in NRW zahlreiche gut, sowie einige hervorragend geeignete Regionen für PtG-Anlagen identifizieren. Für das Bundesland NRW ist dies in erster Linie auf die umfassend ausgebaute Strom- und Gasnetz-Infrastruktur zurückzuführen.

Ergebnisse: Unterschiede

Abweichende Ergebnisse zeigen sich vor allem bei Einzelbetrachtung konkreter Kreise wie z.B. Münster. Dieser Kreis stellt für WI einen gut geeigneten Standort für PtG-Anlagen dar, zeigt sich jedoch in beiden Szenarien der Analyse von GWI als ungeeignet. Hier werden die eingangs erwähnten methodischen Unterschiede deutlich. Wie in Abbildung 3-21 dargestellt, weist der Kreis Münster eine sehr große Zahl von Umspannwerken auf. Mit der Anzahl der Umspannwerke verbessert sich auch die Bewertung in der GIS-MCA (WI). In der Analyse des GWI erfüllen die Umspannwerke jedoch aufgrund des geforderten engen räumlichen Zusammenspiels mit lokalen Erzeugungsanlagen und dem Gastransportnetz (Pfad 5A) nicht die Voraussetzungen.

Ähnliches gilt für den Umstand, dass das GWI Ballungsräume selbst als PtG-Standorte häufig ausschließt und in erster Linie auf Stadtgrenzen und das Umland verweist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich innerhalb der Städte sowohl nur wenige geeignete Windenergieanlagen in direkter Nähe zur relevanten Infrastruktur als auch Gas- und Stromtransportnetze befinden. Auch in der Analyse von WI spielen Ballungsräume keine zentrale Rolle, das hemmende Kriterium hier ist aber primär die vorherrschende Bevölkerungsdichte. Weitere Gebiete, die bei GWI zumindest teilweise in Frage kommen, fallen bei WI aufgrund ausgewiesener Naturschutzgebiete heraus.

Auch im bundesweiten Vergleich zeigen sich die oben skizzierten Unterschiede deutlich. So attestiert GWI der südlichen Hälfte Deutschlands wenig bis gar kein Standortpotenzial, da der Eingangsdatensatz der bestehenden Windenergieanlagen hier eine sehr dünn ausgebaute Anlagendichte aufweist. Für WI hingegen stellen insbesondere der östliche Teil Baden-Württembergs sowie weite Teile Bayerns sehr gut geeignete Regionen dar.

Empfehlungen

Aus den Ergebnissen und Erkenntnissen der beiden Standortanalysen von GWI und WI werden die folgenden Empfehlungen für eine zielorientierte Ansiedlung und Entwicklung von PtG-Anlagen in Nordrhein-Westfalen abgeleitet. Sie sind insbesondere dadurch motiviert, dass für Klimaschutz und Energiewende langfristig eine große Zahl von PtG-Anlagen benötigt werden, die eine Vielfalt von Einsatzzwecken und Größen sowie entsprechenden Anforderungen aufweisen.

1) Es sollten **Initiativen und Maßnahmen** (z.B. Wettbewerbe) gestartet und unterstützt werden, um PtG-(Pilot-)Anlagen für verschiedene Einsatzwecke bzw. Abnehmer vorzugsweise in den besonders geeigneten Standortregionen in NRW zu errichten und zu betreiben. Ein Teil der Anlagen sollte dabei so groß und flexibel ausgelegt werden, dass sie am gleichen Standort **verschiedene Nutzungsfälle und Abnahmemöglichkeiten bedienen** können. Zu Vergleichszwecken sollte eine kleine Anzahl identischer Anlagen gezielt auch in weniger geeigneten Regionen, z.B. in Städten errichtet werden. Die resultierenden Projekte sind durch eine übergreifende **Begleitforschung** zu flankieren, um folgende Erkenntnisse zu gewinnen:

- Welche Standortfaktoren sind in der Realität für welchen Anwendungsfall ausschlaggebend?
- Wie verändern sich diese bei Änderung des Anwendungsfalles und bei Änderung des Standortes? Welche Standorte sind für verschiedene PtG-Anlagen bzw. Einsatzstrategien geeignet? Wie lassen sich bestehende gute Standorte am besten erweitern?
- Welche Hemmnisse treten bei Planung, Genehmigung, Errichtung und Betrieb auf? Wie können sie gelöst und die Lösungen auf andere Projekte übertragen werden? Wie sehen Musterverfahren für die Standorterschließung und -entwicklung aus?
- Welche Rollen spielen die verschiedenen zuständigen und betroffenen Akteure? Wie können bzw. müssten Abstimmungs- und Kommunikationsprozesse verbessert werden?

2) Parallel bzw. unabhängig von der vorigen Empfehlung sollten **Planungsleitfäden und -instrumente** für Kommunen und Stadtwerke in NRW entwickelt werden, um sie bei der Identifikation, Erschließung und (Weiter-)Entwicklung von (besonders) geeigneten Standorten für PtG Anlagen zu unterstützen. Dabei sind insbesondere standortbezogene Erweiterungen zur Leistungssteigerung und Clusterung von verschiedenen PtG-Anlagen zu berücksichtigen. Diese Planungsgrundlagen sind insbesondere für Regionen mit hohen Potenzialen für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, mit gut und weiträumig ausgebauten Gas- und Stromnetzen bzw. mit hohen Abnahmepotenzialen wichtig.

3) Es sollten gezielt **Hinweise und Empfehlungen für Kommunen und Regionen mit hohem Naturschutzanteil** erarbeitet und veröffentlicht werden, um ggf. auch dort einen umweltgerechten Ausbau von PtG-Anlagen zu ermöglichen und Fehlentwicklungen zu vermeiden.

4) Um frühzeitig geeignete Flächen für den weiteren, zunehmend nötiger werdenden Ausbau von PtG Anlagen zu identifizieren und diese bei der Planung und dem Betrieb von Strom- und Gasnetzen zu berücksichtigen, sollte ein entsprechender **Austausch zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern**, lokalen Stadtwerken sowie den Gemeinden und Städten organisiert bzw. gestärkt werden. **Sektorenkopplung setzt Kommunikation aller Akteure voraus.** Diese sollte möglichst auf bestehenden Formaten aufbauen und spezifisch angepasst werden.

5) **Ein kooperativer Austausch** zwischen den relevanten Akteuren sollte zusätzlich **im Gassektor** initiiert werden, um eine effektive und konsistente Einspeisung, Verteilung, Speicherung und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. Gas zu erreichen. Zu den Adressaten gehören die Verteil- und Transportnetzbetreiber sowie die Gashändler und Stadtwerke. Dies soll ferner dazu beitragen, die vorhandenen **Gasverteilnetze** in NRW für künftige strombasierte Gasmengen **verfügbar** zu **halten**, auch wenn zwischenzeitlich die Gasmengen aufgrund von Energieeinsparungen und Technologiewechsel (PtH) zurückgehen und damit den Netzbetrieb evtl. weniger rentabel machen könnten.

6) Das Bundesland NRW sollte den **Stromnetzausbau** nach (sowie entsprechend auch innerhalb von) NRW **unterstützen**, um größere EE-Strommengen für PtG-Anlagenstandorte in NRW nutzbar zu machen und damit zur künftigen Bedarfsdeckung von strombasierten Brenn- und Kraftstoffen für den Haushalts-, Industrie- und Verkehrssektor beizutragen. Von Vorteil ist dabei, dass NRW im Vergleich zu den anderen Bundesländern bereits über leistungsstarke und weiträumig ausgebaute Stromnetze verfügt. Diese können neben der bundeslandinternen Verteilung auch für den Transit bzw. Austausch mit den südlichen Bundesländern dienen. Dieser Transitbedarf wird im energieintensiven Bundesland NRW auch bei Verfolgung der durch GWI untersuchten Ansätze lokaler EE-Nutzung erhalten bleiben und zunehmen.

7) Um die sehr verschiedenen Belange der unterschiedlichen Abnehmer (Haushalte, Industrie und Verkehr) für strombasierte Brenn- und Kraftstoffe möglichst gut mit der heterogenen (regional fokussierten) Verteilung der Standorteignungen in Einklang zu bringen, sollte ein **PtG-Strategie- und Entwicklungsplan für das Bundesland NRW** entwickelt werden. Hierbei sollte ein Fokus auf den Anwendungsfällen für den Industrie- und Verkehrssektor liegen, da diese für NRW besonders relevant und generell schwer zu „dekarbonisieren“ sind. Der Entwicklungsplan sollte insbesondere berücksichtigen, dass die besonders gut geeigneten Standorte (vor allem im Südwesten und Norden/Nordosten) eher „fernab“ von den großen industriellen Abnehmern und den sehr vielen dezentralen Abnehmern wie z.B. Tankstellen in den Städten und Ballungsräumen liegen. Schließlich sollte er, wie die anderen Empfehlungen auch, dazu beitragen die lokalen Akteure und damit die Wertschöpfung in NRW zu stärken.

4. FAZIT DER SYSTEM- UND STANDORTANALYSEN

Die Klimaschutzziele erfordern neben einen stark steigenden Ausbau von erneuerbaren Energien einen notwendigen Einsatz von Power-to-X Anwendungen, einerseits um die Fluktuationen der zukünftigen Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie auszugleichen und andererseits um die THG-Emissionen der Sektoren Industrie und Verkehr ausreichend zu mindern.

Die integrierten Systemanalysen (Teil A) bestimmen vor diesem Hintergrund vor allem die potenziellen Beiträge von Power-to-X (und anderen Flexibilitätsoptionen) zur Realisierung der Energiewende und speziell zur „Dekarbonisierung“ von Industrie- und Verkehrssektor sowie ihre regionalen Auswirkungen auf das Stromnetz. Die geoinformationsbasierten Standortanalysen (Teil B) befassen sich parallel mit der Frage, welche Regionen (Kreise) für Power-to-X-Anlagen vor allem in NRW sowie in Deutschland als Standort geeignet sind und durch welche Faktoren ihre Eignung (besonders) beeinflusst wird.

Ergebnisse der Systemanalysen (Teil A)

Da es keine einheitlichen Definitionen von Überschussströmen gibt, wurde im Rahmen dieser Studie zunächst folgende breit anwendbare **neue Definition** entwickelt, welche den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel mit Überschussstrom beschreibt:

> „Überschussstrom ist diejenige Elektrizität, welche die Aufnahme- oder Verteilungskapazitäten in einem gegebenen System unter Berücksichtigung technologischer und ökonomischer Restriktionen auf relevanten zeitlichen und räumlichen Skalen übersteigt. Der Umfang des Auftretens hängt von der systemspezifischen Teilmenge A ⊆ B theoretisch verfügbarer Flexibilitätsoptionen B ab.“

Für die Bestimmung der Beiträge und Wirkungen von Power-to-X Anwendungen wurden zwei spezifische Langfristszenarien („PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“) definiert und mit Hilfe von integrierten Energiesystemmodellen analysiert.

Der **Vergleich der beiden Szenarien** „PtX Verkehr“ und „PtX Industrie“ zeigt, dass in beiden Szenarien bis 2050 ein stetiger Rückgang der Kohlenutzung sowie ein deutlicher Anstieg erneuerbarer Energien stattfindet. Im „PtX Industrie“-Szenario wird mittelfristig, getrieben durch den exogen angenommenen Kohleausstieg, verstärkt auf Gaskraftwerke gesetzt. Allerdings besteht die Erzeugungskapazität auch hier in 2050 überwiegend aus EE, die sich zum Großteil aus Offshore Windanlagen und PV-Anlagen zusammensetzen, während im „PtX Verkehr“-Szenario hauptsächlich auf Onshore Windkraft gesetzt wird. Obwohl der „konventionelle“ Strombedarf langfristig sinkt, steigt die Gesamtnachfrage aufgrund neuer Anwendungsgebiete, wie Elektromobilität oder PtX. Daher ergibt sich in beiden Szenarien für

Deutschland sowie NRW ein Bedarf an zusätzlichen Stromimporten. Das „PtX Industrie“-Szenario sieht ab dem Jahr 2040 signifikante Ausmaße in der zusätzlichen Nutzung von Strom. Dieser wird hauptsächlich für PtH und die Wasserstoffproduktion für die Industrie genutzt, während im Verkehrssektor kaum zusätzliche Stromnachfrage entsteht. Im „PtX Verkehr“-Szenario hingegen nimmt der zusätzliche Strombedarf bereits ab 2030 nennenswerte Ausmaße an und stammt zum Großteil aus den Bereichen Elektromobilität und PtX-Anwendungen für den Verkehrssektor.

Im **„PtX Verkehr“-Szenario** ist innerhalb des deutschen Fahrzeugmixes mittel- bis langfristig ein deutlicher Schwenk von konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen zu Erdgas- und Wasserstoffantrieben sowie Elektromobilität zu erkennen. Der Gesamtenergieverbrauch des Straßenverkehrssektors sinkt infolgedessen bis 2050 deutlich ab. Konventionelle Verbrennungsmotoren in den Segmenten PKW und LNF werden zwischen 2030 und 2050 hauptsächlich durch CNG-Hybride ersetzt. Bei den PKWs steigt der Anteil an Elektrofahrzeugen ab 2040 deutlich an, bis auf 55% in 2050. Im LNF-Segment nimmt der Anteil von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ab 2040 deutlich zu und macht neben CNG bis 2050 nahezu die gesamte Flotte aus. Nur im LKW-Segment ist auch in 2050 noch ein geringer Anteil dieselbetriebener Fahrzeuge zu erkennen. Zu einem großen Teil werden diese allerdings zuerst durch Diesel-Hybride und ab 2030 durch LNG-Hybride ersetzt. Ab 2040 ist jedoch Flüssigwasserstoff der meistgenutzte Kraftstoff in diesem Segment und macht in 2050 60% des gesamten LKW-Bedarfs aus.

PtX-Technologien zur Erzeugung von CO_2-neutralen Kraftstoffen werden ab dem Jahr 2030 bereits umfangreich genutzt. Mit rund 10 GW Elektrolyse in Deutschland in 2030 wird PtG-Wasserstoff entweder an eine Verflüssigungsanlage weitergeliefert, um flüssigen Wasserstoff für den Schwergüterverkehr bereitzustellen, oder direkt ins Erdgasnetz eingespeist und findet somit durch Beimischung in Erdgasfahrzeugen Verwendung. Dazu kommen weitere 10 GW integrierte Fischer-Tropsch-Anlagen zur Produktion von PtF-Benzin und -Diesel. Langfristig nehmen Elektrolysekapazität sowie -erzeugung deutlich zu, sodass die erheblichen nachgefragten Mengen an Wasserstoff im Straßenverkehr in PtX-Anlagen erzeugt werden können. Allerdings ist bei Fischer-Tropsch-Anlagen im Unterschied zur Elektrolyse zwischen 2030 und 2050 kein deutlicher Kapazitätszuwachs zu erkennen. Dennoch werden bis 2050 die restlichen Anteile von Benzin und Diesel am Gesamtkraftstoffbedarf durch PtX-Kraftstoffe bedient.

Im **„PtX Industrie“-Szenario** wird im Bundesland NRW bis zum Jahr 2050 eine THG-Minderung um ca. 80 % gegenüber dem Niveau von 1990 und somit das Ziel des NRW-Klimaschutzgesetzes erreicht. Der größte Beitrag erfolgt mit ca. minus 130 Mio. t/a CO_2eq im Bereich der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung, maßgeblich getragen durch EE-Ausbau und -Stromimporte. Der Industriesektor erreicht durch die o.g. Strategien zusätzlich eine erhebliche Treibhausgasminderung in Höhe von ca. 75 Mio. t/a CO_2eq, ohne die eine Zielerreichung für das Land NRW nicht möglich wäre. Zudem tragen noch der Haushaltssektor mit ca. minus 30 Mio. t/a CO_2eq und der Verkehrssektor mit ca. minus 20 Mio. t/a CO_2eq maßgeblich bzw. signifikant dazu bei.

Die Stromproduktion in NRW ist langfristig rückläufig und wird zu mehr als 80 % auf EE-Strom (Rest aus Erdgas) umgestellt. NRW wird damit in 2050 zum Stromimportland und aufgrund der PtH und PtG

Nutzung zu einer großen Strom-„Senke“, da etwa die Hälfte des deutschen Nettostrombedarfs in diesem Szenario im Jahr 2050 auf Nordrhein-Westfalen entfällt. Dieser wird maßgeblich durch den Wasserstoffbedarf der Stahlwerke und den Dampfbedarf der Chemie- und Papierindustrie in NRW bestimmt. Der Wasserstoffbedarf könnte jedoch auch durch Importe gedeckt werden, was den Nettostrombedarf deutlich absenken könnte.

Die betrachteten PtG- und PtH-Technologien können neben ihrem bedarfsgerechten Einsatz für die Industrie auch als Flexibilitäten für den Ausgleich der stark schwankenden Residuallast verwendet werden. Trotz ihres durch den Bedarf begrenzten Umfanges tragen sie neben elektrischen Kraftfahrzeugen (sowie Industrie DSM, Pumpspeicher und Druckluftspeicher) am meisten zur Glättung der Residuallast im Jahr 2050 bei. Diese kann in 2050 durch den Einsatz aller betrachteten Flexibilitäten insgesamt über bis zu etwa 6.300 h im Jahr nahezu vollständig (bis auf wenige GW) ausgeglichen werden. Dabei kommt es jedoch auch im Bereich der positiven Residuallast vereinzelt zum Einsatz von PtG und PtH. Die nötige Backupkapazität zur Deckung der positiven Residuallast kann nur wenig gesenkt werden, im Unterschied zur viel größeren negativen residualen Spitzenlast.

Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Netzberechnung

Die auf den vorhergehenden Systemanalysen aufbauende **integrierte Strommarkt- und Netzanalysen** zeigen, dass

- NRW durch den Wegfall konventioneller Kapazitäten bei der Stromerzeugung in Deutschland deutlich an Gewicht verliert, jedoch ein Schwerpunkt der Stromnachfrage bleibt.
- Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion den größten Anteil der flexiblen Lasten unter den PtX-Optionen einnimmt.
- der Fall der höchsten Last (konventionell und PtX) sich für beide Szenarien als die Situation mit der höchsten Netzbelastung in Deutschland und in NRW herausstellt, da hohe Windenergieeinspeisungen einhergehen, die über weite Strecken zu den Lastsenken transportiert werden müssen.
- Reduzierungen der identifizierten strukturellen Engpässe durch eine geeignete Positionierung von PtX-Technologien nahe von On- und Offshore-Windenergieeinspeisungen vor allem in Norddeutschland möglich sind.
- eine entsprechend geeignete Positionierung von PtX-Technologien unter Umständen den Aufbau zusätzlicher Infrastrukturen (z.B. für den Wasserstofftransport nach NRW) erforderlich machen kann.
- Netzbelastungen bei lastnaher Positionierung von PtX-Technologien durch Leitungsverstärkungen im AC-Netz oder auch durch weitere HGÜ-Verbindungen verringert werden können.
- entsprechende Leitungsverstärkungen oder Neubauten zwischen NRW und Niedersachsen insbesondere entlang einer Nord-Süd Verbindung (über Gronau) sowie von Nord-Osten Richtung Süd-Westen (über Bielefeld) notwendig werden können.

- sich in Deutschland zudem strukturelle Netzengpässe auf „Zubringerleitungen“ zu HGÜ-Stationen und im hinterlagerten AC-Netz von Kuppelstellen zu den Nachbarländern ergeben können.

Ergebnisse der Standortanalysen (Teil B)

Die **GIS-basierten Standortanalysen zu Power-to-Heat Anlagen** zeigen:

- Die leitungsgebundene Wärmeversorgung stellt eine Versorgungsmöglichkeit dar, die im Zuge der Energiewende eine effiziente Option sein kann überschüssigen regenerativ erzeugten Strom nutzbar zu machen und gleichzeitig den Wärmesektor zu dekarbonisieren.
- Die Ergebnisse liefern durch eine leitplankenartige Bandbreite an Szenarioannahmen zwischen 5 TWh/a und 97 TWh/a Fernwärmepotenziale in NRW für 2050, die als maximale Power-to-Heat Potenziale verstanden werden können.
- Die große Bandbreite der Ergebnisse zu Fernwärmepotenzialen und den damit verbundenen theoretischen Power-to-Heat Potenzialen für NRW sind ein Indiz dafür, warum im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung investitionshemmende Verunsicherung herrscht.
- Für alle Berechnungen zukünftiger Wärmebedarfe spielt insbesondere die Gebäudesanierungsrate eine entscheidende Rolle. In der Studienlandschaft wird generell unterstellt, dass die Sanierungsquote in den nächsten Jahren stark steigt. Bis dato deutet sich kein Trend zu steigenden Sanierungsaktivitäten im Gebäudebereich an.
- Sollten die bestehenden Annahmen für die energetische Entwicklung des Gebäudebestands tatsächlich stark verfehlt werden, wird eine tiefgreifende Elektrifizierung der dezentralen Wärmebereitstellung an der stark erhöhten benötigten Strommenge und den damit verbundenen kostenintensiven Erzeugungs- und Transportaufgaben scheitern.
- Zukunftsträchtige Themen in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung sind Niedertemperaturnetze, die eine Wärmeversorgung verlustarmer darstellen können. Außerdem lassen sich Umweltwärmequellen oder industrielle Abwärmemengen auf niedrigen Temperaturniveaus nutzen, die Stand heute häufig nicht in Wärmenetze integrierbar sind. So könnten zusätzlich emissionsarme Wärmemengen in ein Wärmesystem integriert werden.

Die **GIS-basierten Standortanalysen für den Power-to-Gas-Technologiepfad** zeigen, dass

- NRW im bundesweiten Vergleich für den Anwendungsfall einer Wasserstoffeinspeisung in das Erdgastnetz schon heute sehr gute Voraussetzungen mitbringt. Dieses liegt, neben dem weiten Ausbau von EE-Anlagen, an der gut ausgebauten Strom- und Erdgasinfrastruktur in dem bevölkerungsreichen Industrieland.
- auf Grundlage der gesetzten Standortkriterien – räumliche Nähe von 2,5 km zwischen einem Umspannwerk und einer Gastransportnetzleitung und EE-Anlagen (entweder mindestens eine PV größer 1 MW und mindestens eine WEA oder mindestens 5 WEA oder) – in NRW 79 bzw.

109 PtG-Standorte zur Wasserstoffeinspeisung in das Gastransportnetz identifiziert werden konnten.

- sich vor allem die Regionen um Ballungsräume (Verbrauchsschwerpunkte) herum als geeignet darstellen. Dieses liegt an der örtlich gut ausgebauten Strom- und Gasnetzinfrastruktur, aber auch am nötigen Platz für EE-Anlagen.
- ausgehend vom aktuellen Wärmebedarf die potenziell größten Verbraucher mit Köln und Düsseldorf wiederum in Ballungszentren liegen.

Die GIS-MCA basierten **Standortanalysen für zwei exemplarische Markteinführungsfälle** zeigen, dass

- die unterstellten hemmenden Faktoren wie Einwohnerdichte und Naturschutz etc. einen großen Einfluss auf die Bewertung der Standorteignung haben.
- es auf Kreisebene (NUTS-3) einige besonders gute bewertete Regionen gibt. Dazu gehören insbesondere die Kreise Warendorf und Steinfurt im Norden und der Rhein-Kreis Neuss im Südwesten sowie zum Teil die angrenzenden Kreise.
- der lokale EE-Deckungsgrad einen sensitiven Faktor darstellt und daher besonders zu beachten ist.
- für die PtG-Anlagen mit Methanisierung, für die eine räumlich sehr enge Kopplung an die industriellen CO_2-Quellen (Zement und Steam Cracker) unterstellt wird, zwei Drittel der bundesweit geeigneten Anlagenstandorte in NRW liegen. Diese zeichnen sich zudem durch eine überdurchschnittliche Bewertung und damit als potenziell besonders geeignet aus.
- das Land NRW zumindest für eine zeitnahe Markteinführung von dezentralen PtG-Anlagen ohne und mit Methanisierung ausreichend viele und gute Standorte anbietet.

Vergleich der Standortanalysen

Die unabhängig und methodisch unterschiedlich durchgeführten Standortanalysen zu PtG-Anlagen in NRW weisen sowohl wesentliche Gemeinsamkeiten als auch deutliche Unterschiede auf. Sie geben damit Hinweise auf eher robuste und weniger robuste Ergebnisse bezogen auf geeignete Standorte für PtG-Anlagen in NRW.

Gemeinsamkeiten zeigen sich trotz Unterschiede auf der Ebene einzelner Kreise darin, dass die grundlegende regionale Verteilung der Standorteignungen beider Analysen für das Bundesland NRW weitgehend vergleichbar ist. So zeigen sich der Großraum zwischen Aachen und dem Rhein-Erft-Kreis im Südwesten sowie die Kreise Steinfurt und Minden-Lübbeke im Norden von NRW in beiden Analysen als bevorzugte Gebiete für PtG-Anlagen und können daher übergreifend als robuste Standortergebnisse betrachtet werden. Je nach Szenario ergeben sich weitere positive Übereinstimmungen für den Norden (Kreis Warendorf) sowie den Nordwesten (Kreise Wesel und Borken) von NRW. Auch bewerten beide Analysen die Regionen zwischen dem Südwesten (Kreis Euskirchen) und dem Osten (Kreis Höxter) entlang der südlichen Bundeslandgrenze als insgesamt wenig geeignet für die Integration von PtG-Anlagen. Einerseits aufgrund von mangelnder

Infrastrukturdichte bzw. Nähe von Wind- und PV-Anlagen zu Strom- und Gasnetz (GWI) und andererseits aufgrund von Naturschutzbelangen (WI).

Unterschiedliche Ergebnisse zeigen sich vor allem bei Einzelbetrachtung konkreter Kreise wie z.B. Münster. Dieser Kreis stellt für WI einen gut geeigneten Standort für PtG-Anlagen dar, zeigt sich jedoch in beiden Szenarien der Analyse von GWI als ungeeignet. Hier werden die methodischen Unterschiede der beiden Standortanalysen deutlich. Dies gilt auch dafür, dass Ballungsräume häufig aber aus verschiedenen Gründen ausgeschlossen werden. Diese sind bei GWI vor allem mangelnde Erzeugungsanlagen in ausreichender Nähe zur Infrastruktur und bei WI aufgrund primär die vorherrschende Bevölkerungsdichte als hemmendes Kriterium für Akzeptanz. Weitere Gebiete, die bei GWI zumindest teilweise in Frage kommen, fallen bei WI aufgrund ausgewiesener Naturschutzgebiete heraus.

Grundsätzlich bestätigen beide Untersuchungen die folgende **Kernaussage: Für die zugrundeliegende Zielsetzung lassen sich nicht nur bundesweit, sondern insbesondere auch in NRW zahlreiche gut, sowie einige hervorragend geeignete Regionen für PtG-Anlagen identifizieren. Für das Bundesland NRW ist dies in erster Linie auf die umfassend ausgebauten Strom- und Gasnetz-Infrastrukturen zurückzuführen. Die infrastrukturelle Stärke NRWs könnte die Grundlage bilden für eine Transformation weg von einem fossil dominierten Energieerzeugungsland hin zu einem flexiblen Energieumwandlungsland.**

LITERATURANGABEN

[Agfw17] DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. ; AGFW: *AGFW - Hauptbericht 2016*. Frankfurt a.M., 2017

[Agor14] AGORA ENERGIEWENDE: *Stromspeicher in der Energiewende*, 2014

[AuDe15] AUSFELDER, F. ; DECHEMA, GESELLSCHAFT FÜR CHEMISCHE TECHNIK UND BIOTECHNOLOGIE (Hrsg.): *Diskussionspapier Elektrifizierung chemischer Prozesse*. Frankfurt, Main : DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, 2015 — ISBN 978-3-89746-168-0

[BmBm10] BMWI ; BMU: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010

[Bmjv17] BMJV: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. URL https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

[Bmu10] 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

[Bmu16] BMU: *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, 2016

[BüKF14] BÜCHNER, JENS ; KATZFEY, JÖRG ; FLÖRCKEN, OLE: *„Moderne Verteilernetze für Deutschland" (Verteilernetzstudie)*, 2014

[Bund17] BUNDESAMT FÜR NATURSCHUTZ (BFN): *BfN: Naturparke*, 2017

[Cola11] CONSENTEC ; IAEW: *Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen* (Abschlussbericht). Aachen : CONSENTEC/IAEW, 2011

[Delf16] DELFT, CE: *Microeconomix. Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility* : Technical report, 2016. URL www. agora-energiewende. de, 2016

[Dest13] DESTATIS – STATISTISCHES BUNDESAMT: VGR der Länder: Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland (2013)

[Deut14] DEUTSCHE GESELLSCHAFT F¨UR SONNENENERGIE E.V. (DGS): EEG-Anlagenregister (2014)

[DlSH10] DLR ; SHELL ; HWWI: *Shell LKW-Studie*, 2010

[DoMc14] DODDS, PAUL E. ; MCDOWALL, WILL: Methodologies for representing the road transport sector in energy system models. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 39 (2014), S. 2345–2358

[EEFL00] ELSNER, PETER ; ERLACH, BERIT ; FISCHEDICK, MANFRED ; LUNZ, BENEDIKT ; SAUER, UWE ; VETTER, DIRK: *Flexibility concepts for the German power supply in 2050 - Ensuring stability in the age of renewable energies* (Positionspapier) : German National Academy of Sciences Leopoldina, acatech – National Academy of Science and Engineering, Union of the German Academies of Sciences and Humanities

[Ehig15] E-HIGHWAY2050: *Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure - e-Highway2050 project results*, 2015

[Eia15] EIA: *Annual Energy Outlook 2015 - with projections to 2040* : US Department of Energy, 2015

[Eia17] EIA: *Gasoline Pump Components History*. URL https://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/gaspump_hist.php

[ELRW14] EDWARDS, ROBERT ; LARIVÉ, JEAN-FRANÇOIS ; RICKEARD, DAVID ; WEINDORF, WERNER: *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, *JRC Technical Reports - Well-to-tank Report Version 4.a* : JRC, CONCAWE, EUCAR, 2014

[ElSa15] ELSNER, PETER ; SAUER, DIRK UWE: *Energiespeicher - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*, *Schriftenreihe - Energiesysteme der Zukunft*, 2015

[EnDe12] ENGEL, TOMI ; DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE E.V. (DGS), BERLIN: *EE-Anlagenregister, Stand 21.11.2012*. URL http://www.energymap.info/

[Ents15] ENTSO-E: *Scenario Outlook & Adequacy Forecast*, 2015
[Ents16a] ENTSO-E: *Mid-term Adequacy Forecast*, 2016
[Ents16b] ENTSO-E: *Ten-Year Network Development Plan 2016*, 2016
[EsNS16] ESTERMANN, T ; NEWBOROUGH, M ; STERNER, M: Power-to-gas systems for absorbing excess solar power in electricity distribution networks. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 41 (2016), Nr. 32, S. 13950–13959
[Euro15] EUROSTAT: Regions in the European Union - Nomenclature of territorial units for statistics - NUTS 2013/EU-28, Publications Office of the European Union (2015)
[EwGP14] EWI ; GWS ; PROGNOS: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose* : BMWi, 2014
[Ewi13] EWI: *Potenziale für Erdgas im Straßenverkehr – eine ökonomische Analyse*, 2013
[Ewie17] EWI ER&S: Kraftwerksdatenbank (2017). — Eigene Datenbank basierend auf Platts (2016). UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP).
[Ewig14] EWI/GWS/PROGNOS: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose* (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie Nr. Projekt Nr. 57/12). Basel/Köln/Osnabrück, 2014
[FeFe14] FERNANDES, LILIANA ; FERREIRA, PAULA: Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system. In: *Energy* Bd. 69 (2014), S. 51–57
[Fors13] FORSCHUNGSZENTRUM JUELICH, IEK-ST: Power Plant Data Base for German (2013)
[Foss04] FOSSGIS E.V.: *OpenStreetMap*. URL www.openstreetmap.de. - abgerufen am 2015-03-05. — openstreetmap.de
[GaPe12] GALANT, SERGE ; PEIRANO, ERIC: *e-HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050* (Nr. 1.1), 2012
[GHLL14] GÖTZ, PHILIPP ; HENKEL, JOHANNES ; LENCK, THORSTEN ; LENZ, KONSTANTIN: *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen: Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsges* : Agora Energiewende, 2014
[GSMH17] GHENAI, CHAOUKI ; SALAMEH, TAREQ ; MERABET, ADEL ; HAMID, ABDUL KADIR: Modeling and optimization of hybrid solar-diesel-battery power system. In: : IEEE, 2017 — ISBN 1-5090-5454-5, S. 1–5
[GuKR17] GUSTAFSSON, MATTIAS ; KARLSSON, BJÖRN ; RÖNNELID, MATS: How the electric meter configuration affect the monitored amount of self-consumed and produced excess electricity from PV systems—Case study in Sweden. In: *Energy and Buildings* Bd. 138 (2017), S. 60–68
[HATT12] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2012 - 2. ÜBERARBEITETER ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER*, *Netzentwicklungsplan Strom*, 2012
[HATT13] 50HERTZ TRANSMISSION ; AMPRION ; TENNET TSO ; TRANSNETBW: *Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2013
[HATT15] 50HERTZ TRANSMISSION ; AMPRION ; TENNET TSO ; TRANSNETBW: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2015
[Iea14] IEA: *World Energy Outlook 2014*, 2014
[Iea15] IEA: *World Energy Outlook 2015*, 2015
[Inve16] Investitionskosten von Energiewende-Technologien, Forschungsradar Energiewende (2016)
[Kba17] KBA: *Bestand an PKW am 1. Januar 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten*. URL https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2016/2016_b_umwelt_dusl.html?nn=1609370
[KDZM11] KRAJAČIĆ, GORAN ; DUIĆ, NEVEN ; ZMIJAREVIĆ, ZLATKO ; MATHIESEN, BRIAN VAD ; VUČINIĆ, ALEKSANDRA ANIĆ ; DA GRAÇA CARVALHO, MARIA: Planning for a 100 % independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction. In: *Applied thermal engineering* Bd. 31 (2011), Nr. 13, S. 2073–2083
[Kean10] KEANE, GARY: Options for low-carbon power sector flexibility to 2050. In: *A report to the Committee on Climate Change. Report, Pöyry Energy Consulting* (2010)
[KGMF12] KELES, DOGAN ; GENOESE, MASSIMO ; MÖST, DOMINIK ; FICHTNER, WOLF: Comparison of extended mean-reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices. In: *Energy Economics* Bd. 34 (2012), S. 1012–1032

[KhDR16] KHALID, FARRUKH ; DINCER, IBRAHIM ; ROSEN, MARC A: Analysis and assessment of an integrated hydrogen energy system. In: *international journal of hydrogen energy* Bd. 41 (2016), Nr. 19, S. 7960–7967

[Klei14] KLEINHANS, DAVID: Towards a systematic characterization of the potential of demand side management. In: *arXiv:1401.4121 [physics]* (2014)

[Klob07] KLOBASA, MARIAN: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten.*, ETH Zürich, Dissertation, 2007

[KMKD16] KASTEN, PETER ; MOTTSCHALL, MORITZ ; KÖPPEL, WOLFGANG ; DEGÜNTHER, CHARLOTTE ; SCHMIED, MARTIN ; WÜTHRICH, PHILIPP: *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050* : UBA, 2016

[KnHS12] KNÖRR, WOLFRAM ; HEIDT, CHRISTOPH ; SCHACHT, ALEXANDER: *Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030" (TREMOD) für die Emissionsberichterstattung 2013 (Berichtsperiode 1990-2011)* : IFEU, 2012

[KoBr16] KONDZIELLA, HENDRIK ; BRUCKNER, THOMAS: Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems–a review of research results and methodologies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 53 (2016), S. 10–22

[Kost13] KOST ET. AL.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* : FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE, 2013

[Kule14] KU LEUVEN ENERGY INSTITUTE: Negative electricity market prices, EI-Factsheet 2014-01 (2014)

[KVWL10] 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)

[LiSt07] LINNEMANN, J ; STEINBERGER-WILCKENS, R: Realistic costs of wind-hydrogen vehicle fuel production. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 32 (2007), Nr. 10–11, S. 1492–1499

[LLMS15] LUND, PETER D ; LINDGREN, JUUSO ; MIKKOLA, JANI ; SALPAKARI, JYRI: Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 45 (2015), S. 785–807

[LuMü03] LUND, HENRIK ; MÜNSTER, E: Management of surplus electricity-production from a fluctuating renewable-energy source. In: *Applied Energy* Bd. 76 (2003), Nr. 1–3, S. 65–74

[Mcki10] MCKINSEY: *A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis - The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles*, 2010

[MHKM13] MÜLLER-SYRING, GERT ; HENEL, MARCO ; KÖPPEL, WOLFGANG ; MLAKER, MLARKER ; STERNER, MICHAEL ; HÖCHER, THOMAS: *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*, *DVGW-Projekt* (Abschlussbericht Nr. G1-07–10). Bonn : DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Technisch-wissenschaftlicher Verein, 2013

[Mkul17] MKULNV, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN, MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT: *Umweltministerium NRW: Naturschutzgebiete*, 2017

[MMRF17] MICHAELIS, JULIA ; MÜLLER, THERESA ; REITER, ULRICH ; FERMI, FRANCESCA ; WYRWA, ARTUR ; CHEN, YI-KUANG ; ZÖPHEL, CHRISTOPH ; KRONTHALER, NICOLAS ; U. A.: Comparison of the techno-economic characteristics of different flexibility options in the European energy system. In: : IEEE, 2017 — ISBN 1-5090-5499-5, S. 1–5

[Nico11] NICOLOSI, MARCO: *The Economics of Renewable Electricity Market Integration: An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and Their Impacts on the Power Market*, Universität zu Köln, 2011

[PaEP14] PARASCHIV, FLORENTINA ; ERNI, DAVID ; PIETSCH, RALF: The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. In: *Energy Policy* Bd. 73 (2014), S. 196–210

[PaGD14] PAPAEFTHYMIOU, GEORGIOS ; GRAVE, KATHARINA ; DRAGOON, KEN: Flexibility options in electricity systems. In: *Project number: POWDE14426, Ecofys* (2014)

[PeAH14] PESCH, T. ; ALLELEIN, H.-J. ; HAKE, J.-F.: Impacts of the transformation of the German energy system on the transmission grid. In: *The European Physical Journal Special Topics* Bd. 223 (2014), Nr. 12, S. 2561–2575

[Pesc18] PESCH, THIEMO CHRISTIAN: *Multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme*. Aachen, RWTH Aachen, An der Fakultät für Maschinenwesen eingereichte Dissertation, Betreut durch: H.-J. Allelein & D. Müller, 2018

[Plat13] PLATTS: World Electric Power Plants Database (2013)

[PNWN13] PAPADIMITRIOU, G. ; NTZIACHRISTOS, L. ; WÜTHRICH, P. ; NOTTER, B. ; KELLER, M. ; FRIDELL, E. ; WINNES, H. ; STYHRE, L. ; U. A.: *Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change* : EMISIA, INFRAS, IVL, 2013

[Powe14] POWER SPOT MARKET: *Power Spot Market*. URL http://www.eex.com/en/products/power/power-spot-market. — EEX

[QASJ17] QADRDAN, MEYSAM ; AMELI, HOSSEIN ; STRBAC, GORAN ; JENKINS, NICHOLAS: Efficacy of options to address balancing challenges: Integrated gas and electricity perspectives. In: *Applied Energy* Bd. 190 (2017), S. 181–190

[Rein16] REIN, STEFAN: Datenbasis zum Gebäudebestand, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (2016)

[ReLi15] REITER, GERDA ; LINDORFER, JOHANNES: Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* Bd. 20 (2015), Nr. 4, S. 477–489

[Rhen07] RHENUS LOGISTICS: *LKW-MAUT in Deutschland*, 2007

[Robi15] ROBINIUS, MARTIN: *Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*, Forschungszentrum Jülich GmbH Institut für Energie- und Klimaforschung Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)RWTH Aachen, FZ Jülich, 2015

[Saat00] SAATY, THOMAS L.: *Fundamentals of decision making and prority theory with the analytic hierarchy process*, *Analytic hierarchy process series*. 2nd ed. Pittsburgh, PA : RWS Publications, 2000 — ISBN 978-0-9620317-6-2

[SHLW16] STENZEL, PETER ; HENNINGS, WILFRIED ; LINSSEN, JOCHEN ; WULF, CHRISTINA: Energiespeicher Stenzel BWK 516.pdf. In: *BWK* Bd. 68 (2016), Nr. 5

[StSt14] STERNER, MICHAEL ; STADLER, INGO: *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration* : Springer-Verlag, 2014 — ISBN 3-642-37380-1

[SZTM16] SUN, XIAOYANG ; ZHANG, BAOSHENG ; TANG, XU ; MCLELLAN, BENJAMIN C ; HÖÖK, MIKAEL: Sustainable energy transitions in China: Renewable options and impacts on the electricity system. In: *Energies* Bd. 9 (2016), Nr. 12, S. 980

[ThLu16] THELLUFSEN, JAKOB ZINCK ; LUND, HENRIK: Roles of local and national energy systems in the integration of renewable energy. In: *Applied Energy* Bd. 183 (2016), S. 419–429

[Thom13] THOMAS, THOMAS/ALTROCK: EINSATZMÖGLICHKEITEN FÜR ENERGIESPEICHER | AUFSÄTZE ZUR_2013_11_INNENTEIL.CIC.XML (ZUR.FMT), SEITE 3 VON 64, 18-10-13 16:12:03 AUFSÄTZE HENNING: Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher (2013), Nr. 11

[Timm14] TIMMERMANS, ANNEMARIE: *Vos Logistics in LNG: a pioneer's tale* : Vos Logistics, 2014

[Uba12] UBA: *Daten zum Verkehr: Ausgabe 2012*, 2012

[Umwe15] UMWELTMINISTERIUM NRW: *Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen - Klimaschutz und Klimafolgenanpassung*, 2015

[ViØS15] VIDAL-AMARO, JUAN JOSÉ ; ØSTERGAARD, POUL ALBERG ; SHEINBAUM-PARDO, CLAUDIA: Optimal energy mix for transitioning from fossil fuels to renewable energy sources–The case of the Mexican electricity system. In: *Applied Energy* Bd. 150 (2015), S. 80–96

[VXWM17] VO, TRUC TQ ; XIA, AO ; WALL, DAVID M ; MURPHY, JERRY D: Use of surplus wind electricity in Ireland to produce compressed renewable gaseous transport fuel through biological power to gas systems. In: *Renewable Energy* Bd. 105 (2017), S. 495–504

[WiBW10] WIETSCHEL, MARTIN ; BÜNGER, ULRICH ; WEINDORF, WERNER: *Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO2-freie Endenergieträger* : Fraunhofer ISI, LBST, 2010

[Worl15] WORLD BANK GROUP: *Commodity Markets Outlook - October 2015*, 2015

[YeYu17] YE, JUN ; YUAN, RONGXIANG: Integrated natural gas, heat, and power dispatch considering wind power and power-to-gas. In: *Sustainability* Bd. 9 (2017), Nr. 4, S. 602