

CLIMATE CHANGE

08/2016

Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien

CLIMATE CHANGE 08/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3712 46 100
UBA-FB 002179

Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien

Stefan Schütz
DBI Gas- und Umwelttechnik, Leipzig

Philipp Härtel
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Str. 109/111
04229 Leipzig

Abschlussdatum:

Juli 2015

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Katja Purr

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-regenerativ-erzeugte-chemische>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3712 46 100 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Für die Erreichung langfristiger ambitionierter Klimaschutzziele ist eine auf hohen Anteilen erneuerbarer Energien basierende Energieversorgung notwendig. Dabei können regenerativ erzeugte Energieträger mit Hilfe von Power-to-Gas und Power-to-Liquid für alle Anwendungsbereiche (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) eine wichtige Rolle spielen.

Auf Grund der begrenzten deutschen regenerativen Potenziale und insbesondere der energetischen sowie ökonomischen Vorteile von ausländischen Standorten könnte der Import von erneuerbaren Energien bzw. Energieträgern notwendig sein.

Vor diesem Hintergrund war das Ziel des Vorhabens, erste Antworten bezüglich der Potenziale regenerativer chemischer Energieträger aus erneuerbaren Energien (EE) im In- und Ausland sowie den zugehörigen Transportanforderungen und -restriktionen von Seiten der Strom- und Gasinfrastruktur zu gewinnen. Dazu wurde an Hand von möglichen internationalen Standorten die dortigen Einspeisepotenziale der Erzeugungstechnologien Wind on-/offshore, PV und CSP sowie die entsprechende Gastransportinfrastruktur (Pipeline- und LNG-Transport) für die Wasserstoff- und Methanaufnahme bestimmt. Auf nationaler Ebene wurden räumlich aufgelöste Überschüsse in einem zukünftigen Szenario mit den Wasserstoffaufnahmepotenzialen innerhalb von Stromnetzregionen verglichen. Zudem wurden CO₂-Minderungspotenziale im Transformationsprozess zum Beispiel bei der Wasserstoffwirtschaft aufgezeigt.

Als Ergebnis der Studie liegt ein systematischer Vergleich von möglichen Pfaden für den Import von regenerativen Energien vor sowie erste Handlungsempfehlungen für die Integration dieser im Rahmen des Transformationsprozesses hin zu einer treibhausgasärmeren Energieversorgung.

Abstract

In order to achieve ambitious long-term goals for climate protection, a large share of the energy supply will have to be based on renewable energy sources. Renewable energy carriers produced by power-to-gas and power-to-liquid technology can play an important role for applications across all energy sectors (power, heating, transport, industry).

As Germany has only limited potential for renewables and foreign production of renewable energy could feature economic and energetic advantages, the import of renewable energy or renewable energy carriers may become necessary in the future.

The goal of this study is to gain first insights into renewable chemical energy carriers derived from renewable energy produced both domestically and abroad. The study also explores the requirements and restrictions for energy transport created by the existing electricity and gas transport infrastructure. By using a range of international locations, the study is able to determine the feed-in potential of renewable generation technologies such as wind (on-/offshore), photovoltaics and CSP. The study also determines the requirements for intake of methane and hydrogen into the gas transport infrastructure. On a national level, the project compared the potential intake of hydrogen in several power network regions by analysing the effect of spatially

occurring power surplus situations. By investigating the development of a hydrogen economy, the project additionally presents national CO₂ reduction potentials as part of the overall transformation process.

The results of the study show a systematic comparison of possible paths for importing renewable energy. They also outline recommendations for the integration of these renewables as part of the transformation process to reduce greenhouse gases in the energy supply system.

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	15
2	Summary	19
3	Einleitung	23
4	Grundlagen	25
4.1	Grundlagen der Power-to-Gas-Technologie.....	25
4.1.1	Wasserelektrolyseprozess zur Erzeugung von eH ₂	25
4.1.2	Methanisierungsprozess zur Erzeugung von eCH ₄	28
4.2	Grundlagen der Transportmöglichkeiten zur Bereitstellung regenerativer Gase... 30	
4.2.1	Gastransport	30
4.2.2	Das deutsche Gasnetz	31
4.2.3	Deutsche Wasserstoffnetze	40
4.3	LNG	41
4.4	Stromnetz	44
5	Vergleich zum Import regenerativer Gase	46
5.1	Auswahl von Erzeugungsstandorten	46
5.1.1	Spezifische Erzeugungskapazitäten der ausgewählten Erzeugungsstandorte 47	
5.1.2	Stromgestehungskosten	48
5.2	Energieverluste bei der Bereitstellung und Transport regenerativer Gase.....	53
5.2.1	Umwandlungsverluste bei der Bereitstellung	53
5.2.2	Energieverluste beim Transport.....	53
5.3	Übertragungskapazitäten der Importwege.....	58
5.3.1	Gasnetz.....	59
5.3.2	Stromnetz	60
5.4	Systematischer Vergleich der Importwege.....	61
5.4.1	Systematischer Vergleich am Beispiel Photovoltaik in Aydin, Türkei	64
5.4.2	Vergleich der Importwege aus den betrachteten Regionen	67
5.5	Hemmnisse der Importwege	70
5.5.1	Stromimport.....	70
5.5.2	Gasimport	71

5.6	Zusammenfassung zum Import regenerativer Gase	73
6	Mögliche Importpotenziale regenerativer Gase	75
6.1	Herangehensweise bei der Bestimmung der Transportkapazitäten für regenerativ erzeugte Gase	75
6.2	Herangehensweise bei der Bestimmung der EE-Erzeugungspotenziale	80
6.3	Exemplarische Darstellung und Erläuterung der Ergebnisgrafiken am Beispiel Algerien	88
6.4	Ergebnisse der Potenzialuntersuchung von CH ₄ - und H ₂ -Importen	97
6.5	Zusammenfassung	105
7	Wasserstoffverträglichkeit der Gasnetzelemente und der Gasverwendungstechnologien	106
7.1	Gasnetz	108
7.1.1	Transportleitung	108
7.1.2	Kunststoffverteilungsleitung	109
7.1.3	Verdichterstation	110
7.1.4	Erdgasspeicher	110
7.1.5	Komplettierungstechnik / Obertage-Anlage	112
7.1.6	Gaszähler	113
7.1.7	Mengenumwerter	114
7.1.8	Prozessgaschromatographen	114
7.1.9	Gasdruckregelanlagen (GDRA)	115
7.1.10	Zusammenfassung Wasserstoffverträglichkeit Gasnetz	115
7.2	Verwendungstechnologien	116
7.2.1	Gasturbinen im Bestand	116
7.2.2	Erdgasreformierung	120
7.2.3	Elemente im Endkundenbereich	121
7.2.4	Atmosphärischer Gasbrenner	121
7.2.5	Gebläsebrenner und Brennwertkessel	122
7.2.6	Brennstoffzelle	122
7.2.7	Stirlingmotor	122
7.2.8	BHKW	122
7.2.9	Gasherd	123

7.2.10	Gasmotoren (allgemein und Fahrzeuge).....	123
7.2.11	Fahrzeug: CNG-Tanks	124
7.2.12	Zusammenfassung Wasserstoffverträglichkeit der Verwendungstechnologien	124
8	Risikobetrachtung für die Einspeisung von Wasserstoff.....	125
8.1	Detektion von Austritten	125
8.2	Ausbreitungsverhalten.....	125
8.3	Zündgrenzen.....	126
8.4	Rohrleitungsbrände.....	127
8.5	Explosion und Explosionsschutz.....	128
8.6	Permeation	129
8.7	Leckagen	130
8.8	Zusammenfassung Risikobetrachtung	130
9	Kostenanalyse der Infrastrukturumstellung für den Transport wasserstoffhaltiger Gase	131
9.1	Prozessgaschromatographen	131
9.2	Erdgastransportverdichter	133
	Verdichter133	
	Gasturbine	133
9.3	Zusammenfassung	134
10	Potenziale für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland	135
10.1	Ermittlung des Gasabsatzes	135
10.1.1	Methodik.....	135
10.1.2	Zusammenfassung.....	140
10.2	Möglichkeiten zur Stromeinspeisung von Überschüssen in den dena-Netzregionen 141	
10.2.1	Methodik.....	141
10.2.2	Ergebnisse	144
11	Derzeitige Wasserstoffwirtschaft	149
11.1	Wasserstoffherstellung in Deutschland	149
11.2	Wasserstoffverwendung.....	149
11.2.1	Ammoniakherstellung	150

11.2.2	Methanolherstellung.....	150
11.2.3	Raffinerien	150
11.2.4	Weitere Anwendungen	152
11.3	Zusammenfassung Wasserstoffwirtschaft	153
12	Substitution fossiler Energieträger durch regenerativen Wasserstoff	154
12.1	Spezifische Emissionsminderung	154
12.2	Absolute Emissionsminderungen.....	158
12.2.1	Abschätzung der absoluten CO ₂ -Emissionen bei Einspeisung im Gasnetz	158
12.2.2	Abschätzung der absoluten CO ₂ -Emissionen für die stoffliche Nutzung ...	159
12.3	EXKURS: Die mögliche Rolle von Wasserstoff im Mobilitätsbereich.....	159
12.4	Handlungsempfehlungen zur Einführung von Wasserstoff in die vorhandenen Infrastrukturen	161
13	Quellenverzeichnis	164

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wasserelektrolyse- und Methansyntheseprozess einer Power-to-Gas-Anlage.....	29
Abbildung 2:	Grafische Darstellung der Anzahl und den technischen Erdgasspeicherkapazitäten (Arbeitsgas) in Europa.....	31
Abbildung 3:	Darstellung der spezifischen monatlichen Erdgasimporte für die jeweiligen Entry-Points	32
Abbildung 4:	Darstellung der monatlichen Gesamterdgasimporte.....	33
Abbildung 5:	Geografische Lage der Erdgasspeicher in Deutschland.....	36
Abbildung 6:	grafischer Überblick der Netzausbaumaßnahmen bis 2024	37
Abbildung 7:	Darstellung der nationalen Erdgasspeicherkapazitäten im Bestand und in der Planung/Realisierung	38
Abbildung 8:	Übersicht der in Betrieb bzw. in der Umsetzung befindlichen Wasserstoff-/SNG-Einspeiseanlagen in Deutschland.....	39
Abbildung 9:	Schematische Darstellung der Wasserstoffpipelines in Mitteldeutschland.....	40
Abbildung 10:	LNG- Wertschöpfungskette.....	41
Abbildung 11:	LNG-Terminals und -Transportwege in Europa.....	44
Abbildung 12:	Geographische Lage der Erzeugungsstandorte für den Import erneuerbarer chemischer Energieträger	47
Abbildung 13:	Volllaststunden an den ausgewählten Erzeugungsstandorten für erneuerbaren Strom	48
Abbildung 14:	Stromgestehungskosten 2012 für Wind On- und Offshore-Standorte in UK, Norwegen und Schweden sowie für Wasserkraft-Standorte in Norwegen und Schweden	49
Abbildung 15:	Stromgestehungskosten 2012 für PV und CSP-Standorte in der Türkei, Spanien und Ägypten.....	50
Abbildung 16:	Stromgestehungskosten 2030 für Wind On- und Offshore-Standorte in UK, Norwegen und Schweden sowie für Wasserkraft-Standorte in Norwegen und Schweden	51
Abbildung 17:	Stromgestehungskosten 2030 für PV und CSP-Standorte in der Türkei, Spanien und Ägypten.....	51
Abbildung 18:	Entfernungsspezifische Verluste beim Energietransport nach den unterschiedlichen Übertragungstechnologien	57
Abbildung 19:	Darstellung des Lastgangs am Entry-Point Emden EPT1 in November 2011 bis Dezember 2013 (Netzkopplung zwischen Norwegen und Deutschland)	60
Abbildung 20:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom in H ₂ am Erzeugungsstandort und Transport durch Zumischung ins Gasnetz.....	64

Abbildung 21:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom in H ₂ am Verbrauchsstandort	65
Abbildung 22:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom in CH ₄ am Erzeugungsstandort und Transport im Gasnetz.....	65
Abbildung 23:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom in CH ₄ am Verbrauchsstandort	66
Abbildung 24:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom in CH ₄ am Erzeugungsstandort und Transport per LNG	66
Abbildung 25:	Transportdistanzen nach und in Deutschland nach Importwegen (bei derzeitiger Netzinfrastruktur)	68
Abbildung 26:	Energiemenge zur Bereitstellung von chemischen Energieträgern in Deutschland (D) bezogen auf die Erzeugungsmenge je nach Importwegen in % (bei derzeitiger Netzinfrastruktur)	69
Abbildung 27:	Gesamtübersicht der betrachteten Erdgastransportleitungen	76
Abbildung 28:	Darstellung der realen Erdgasvolumenströme für die einzelnen Übernahmepunkte (November 2011 bis Dezember 2013)	77
Abbildung 29:	Darstellung der notwendigen EE um die max. Konzentration von 5 Vol.-% H ₂ im Erdgasstrom einzustellen	78
Abbildung 30:	Darstellung der notwendigen EE um die max. Leitungskapazität vollständig zu nutzen.....	79
Abbildung 31:	LNG-Exportterminals mit den entsprechenden Jahresproduktionen an LNG und den daraus resultierenden notwendigen Energien um eine Substitution von 100 Vol.-% CH ₄ zu erreichen.....	80
Abbildung 32:	Schematische Abbildung der Einzugsgebiete für die EE-Potenzialuntersuchung mit einem Abstand von 40 km um die Ferngasleitungen	81
Abbildung 33:	Schematische Abbildung der Einzugsgebiete für die EE-Potenzialuntersuchungen mit einem Abstand von 50 km um die LNG-Exportterminals.....	82
Abbildung 34:	Durchschnittliche Höhe einer EE-Potenzialfläche am Beispiel von LNG-Exportterminalstandorten in Norwegen	84
Abbildung 35:	Landnutzungsflächen nach (Mayaux, et al., 2003) und identifizierte Potenzialflächen für die EE-Erzeugungstechnologie CSP am Beispiel Marokko	85
Abbildung 36:	Durchschnittliche Volllaststundenverteilungen für die Einzugsgebiete von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in Großbritannien (links) und PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in Spanien (rechts)	87
Abbildung 37:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol.-%.....	89
Abbildung 38:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität	90

Abbildung 39:	Einzugsgebiete der Ferngasleitungen und LNG-Exportterminals für PV- und CSP-Erzeugungsanlagen am Beispiel Algerien	91
Abbildung 40:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Algerien	92
Abbildung 41:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	93
Abbildung 42:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den eCH ₄ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	94
Abbildung 43:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	94
Abbildung 44:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	95
Abbildung 45:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	96
Abbildung 46:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	96
Abbildung 47:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial in den im Rahmen dieser Studie betrachteten Einzugsgebieten in den jeweiligen Ländern nach EE-Erzeugungstechnologie	97
Abbildung 48:	Leistungszubaupotenzialdichte in den im Rahmen dieser Studie betrachteten Einzugsgebieten in den jeweiligen Ländern nach EE-Erzeugungstechnologie	98
Abbildung 49:	Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den CH ₄ -Import über den Pipeline-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – Dezember 2013	99
Abbildung 50:	Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den H ₂ -Import über den Pipeline-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – Dezember 2013	102
Abbildung 51:	Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den H ₂ -Import über den Pipeline-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – Dezember 2013.....	103
Abbildung 52:	Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den CH ₄ -Import über den LNG-Terminal-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – März 2013.	104
Abbildung 53:	Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz der wichtigsten Elemente im Erdgasnetz und der Verwendungstechnologien	107
Abbildung 54:	Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz der wichtigsten Elemente im Erdgasnetz und der Verwendungstechnologien - Fortsetzung	107
Abbildung 55:	Darstellung der Methankonzentration nach 7,5 s (Wind mit einer Geschwindigkeit von 10 m/s, von links nach rechts) bei einer Havarie an einer Hochdruckerdgasleitung.	126

Abbildung 56:	Darstellung der Wasserstoffkonzentration nach 4 s (Wind mit einer Geschwindigkeit von 10 m/s, von links nach rechts) bei einer Havarie an einer Hochdruckerdgasleitung.	126
Abbildung 57:	vereinfachte Darstellung der Zündgrenzen für unterschiedliche Gasgemische	127
Abbildung 58:	Risikodarstellung in Abhängigkeit der Entfernung zur Erdgastransportleitung und dem Rohrleitungsdurchmesser (in mm) für reines Erdgas (NG – natural gas) sowie Erdgas plus 25 Vol.-% Wasserstoff.....	128
Abbildung 59:	Darstellung des spezifischen Jahresgasabsatzes pro dena-Netzregion.	138
Abbildung 60:	Darstellung des monatlichen Gasabsatzes in der jeweiligen dena-Netzregion.	139
Abbildung 61:	Darstellung der potenziellen Gasleitungen, die ggf. für einen Gastransport zwischen den dena-Netzregionen geeignet sind.	140
Abbildung 62:	Beispieldarstellung der monatlichen und mittleren Elektrolyseleistung in Netzregion 81 bei 2 Vol.-% eH ₂ im Erdgasnetz.	143
Abbildung 63:	Beispieldarstellung der Überschussstrommengen für die eH ₂ -Aufnahme in der Gasinfrastruktur in Netzregion 81 bei 2 Vol.-% H ₂ im Erdgasnetz.....	144
Abbildung 64:	Vergleich der regionenspezifischen Überschussstrommengen für die eH ₂ -Aufnahme bei 2 Vol.-% H ₂ im Erdgasnetz.....	145
Abbildung 65:	Vergleich der regionenspezifischen Überschussstrommengen für die eH ₂ -Aufnahme bei 5 Vol.-% H ₂ im Erdgasnetz.....	146
Abbildung 66:	Überschusscharakteristik nach Netzregionen.....	148
Abbildung 67:	Anwendungen von Wasserstoff.....	149
Abbildung 68:	Überblick über die möglichen postfossilen Energieversorgungsoptionen pro Verkehrsmittel im Jahr 2050	160
Abbildung 69:	Überblick über die systemische Anschlussfähigkeit der postfossilen Energieversorgungsoptionen nach Art des Verkehrsmittels	161

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Teilreaktionen der Wasserelektrolyse	25
Tabelle 2:	Kurzvergleich der Bauvarianten einer Wasserelektrolyse.....	27
Tabelle 3:	Liste der nationalen Erdgasspeicher mit den zugehörigen Erdgasspeicherkapazitäten.....	33
Tabelle 4:	Beispiel für die Effizienz des LNG-Transports von Nordafrika nach Europa (Kavalov, et al., 2009).....	43
Tabelle 5:	Regionalgruppen im ENTSO-E Verbundsystem und teilnehmende Länder.....	45
Tabelle 6:	Annahmen zu den Erzeugungsstandorten für erneuerbaren Strom nach Erzeugungstechnologie	46
Tabelle 7:	Lernraten für die Abschätzung der Stromgestehungskosten in 2030	50
Tabelle 8:	Umwandlungswirkungsgrade der Power-to-Gas-to-Power-Technologie.....	53
Tabelle 9:	Umwandlungsverluste beim Import über das europäische Stromübertragungsnetz	54
Tabelle 10:	Kapazitäten von Strom- und Gasnetztransportleitungen	58
Tabelle 11:	Net Transfer Capacity (NTC) für Deutschlands Anrainerstaaten (Winter 2010/2011) in MW nach (ENTSO-E, 2012)	61
Tabelle 12:	Internationale und nationale Transportstrecken nach Importpfaden.....	63
Tabelle 13:	Länderspezifische EE-Erzeugungstechnologien und Einzugsgebiete für die EE-Potenzialanalyse	83
Tabelle 14:	PGC-Modelle zur Messung von H ₂ im Erdgas	131
Tabelle 15:	Kosten für Umrüstung und Erneuerung für PGC	132
Tabelle 16:	Plankostenansätze für Verdichterstationen	134
Tabelle 17:	Erzeugungskapazitäten des betrachteten Szenariorahmens	142
Tabelle 18:	Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2015 bis 2050	150
Tabelle 19:	Darstellung der typischen Zusammensetzungen in Dtl. verteilter Erdgase.....	155
Tabelle 20:	Darstellung der spezifischen CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit der Anwendungsfälle und der Energiebereitstellung (eigene Berechnungen, eigene Darstellung)	156
Tabelle 21:	Darstellung der spezifischen CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit der Anwendungsfälle und der Energiebereitstellung (eigene Berechnungen, eigene Darstellung) - Fortsetzung	157

1 Zusammenfassung

Für die Erfüllung der Klimaschutzziele erfolgt im Rahmen der Energiewende eine wesentliche Umgestaltung der Energieversorgung. Dieser Transformationsprozess ist bereits in Gang. Eine wesentliche Rolle können dabei mittel- und langfristig regenerativ aus Strom erzeugte Energieträger spielen (Power-to-Gas).

Langfriststudien für Deutschland, die stark auf diese strombasierten Energieträger basieren, gehen davon aus, dass deren Erzeugung auch an globalen Standorten erneuerbarer Energien erfolgt (Umweltbundesamt, 2013). Vor diesem Hintergrund gilt es mit diesem Vorhaben, erste Einschätzungen bezüglich der Potenziale regenerativer chemischer Energieträger aus erneuerbaren Energien im In- und Ausland und den zugehörigen Transportanforderungen und -restriktionen seitens der Infrastruktur zu gewinnen. Darüber hinaus sollen nationale Potenziale der Wasserstoffwirtschaft und der CO₂-Emissions-einsparungen im Transformationsprozess bei der Nutzung regenerativ erzeugter Energieträger aufgezeigt werden.

Zu Beginn werden die Grundlagen der Power-to-Gas-Technologie und des Strom- sowie insbesondere des Gas- und LNG-Transports zum ganzheitlichen Verständnis umfänglich dargelegt. Für die weiteren Betrachtungen sind speziell die Grundlagen der nationalen sowie internationalen Gasinfrastruktur von Relevanz, da auf Basis dieser die nachgelagerten Potenzialuntersuchungen durchgeführt werden. Zur Vollständigkeit werden neben der Gastransportinfrastruktur auch bestehende und in Planung bzw. Realisierung befindliche Erdgasspeicherkapazitäten beleuchtet.

Auf Basis der Infrastruktur können detaillierte Potenzial- und Transportbetrachtungen zur Nutzung regenerativer Energien für die Bereitstellung von speicherbaren Energieträgern vorgenommen werden und im Anschluss ein systematischer Vergleich zum Import regenerativer Gase, Wasserstoff (eH₂) und Methan (eCH₄), erfolgen. Als Importwege werden hierbei der Stromimport mit anschließender Umwandlung am Nutzungsort¹ in eH₂ bzw. eCH₄ in Deutschland, der leitungsgebundene Gasimport von beigemischtem eH₂ bis 5 Vol.-% bzw. eCH₄ sowie der LNG-Import von eCH₄ betrachtet. Für den Vergleich der Importwege werden deren spezifische Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten anhand von Beispielstandorten mit unterschiedlichen Transportdistanzen dargestellt und zudem importwegspezifische Umwandlungs- und Transportverluste berücksichtigt. Hierbei zeigt sich, dass der Import regenerativer Gase von weltweiten, kostengünstigen erneuerbaren Erzeugungsstandorten generell technisch auf verschiedenen Transportwegen darstellbar ist. Neben dem Import über das europäische Gasnetz und dem LNG-Transport ist auch der Stromimport mit Bereitstellung der regenerativen Gase nahe dem Verbrauchsort denkbar. Bei dem systematischen energetischen Vergleich zeigt sich, dass es bei vorhandener Gasinfrastruktur energetisch vorteilhaft ist, diese zu nutzen, so dass die regenerativen Gase vor Ort erzeugt und über die Gaspipelines zum Verbrauchsort transportiert werden. Für die reine Wasserstoffnutzung empfiehlt sich jedoch ein direkter Stromimport mit anschließender Wasserstoffherzeugung am Ort bzw. im Land der Nutzung. Hierfür ist insbesondere die Erschließung von günstigen EE-Standorten nahe dem Verbrauchsort

¹ Damit ist nicht zwingend eine physische Kopplung mit der Nutzung der regenerativen Energieträger gemeint sondern vielmehr, dass die Umwandlung erst in Deutschland erfolgt.

energetisch vorteilhaft. Trotz geringer entfernungspezifischer Übertragungsverluste überwiegen beim LNG-Importweg die Energieverluste in Folge der Verflüssigung. Dieser Importpfad sollte daher aus energetischer Sicht nur bei weit entfernten Standorten ohne Zugang zum Gasnetz erfolgen. Zudem kann ferner festgehalten werden, dass eine Reihe von Hemmnissen für alle Importinfrastrukturen bestehen. Zentrale Herausforderungen sind die notwendigen infrastrukturellen Anpassungen wie beispielsweise der Ausbau erneuerbarer Energien im Ausland und der dortige Netzausbau (Gas- und Stromnetz, LNG-Terminal). Bei der mittel- und langfristigen Umstrukturierung sowie einer zukünftigen Importabhängigkeit regenerativer Gase ist weiterhin zu bedenken, dass die Importabhängigkeit von wenigen Ländern bei der Gasversorgung nur durch Diversifizierung und entsprechend breit angelegte Strukturen erreicht werden kann. Um einen möglichen Bedarf an regenerativen treibhausgasneutralen Brennstoffen in der Zukunft decken zu können, müssten vor dem Hintergrund der dargestellten langen Realisierungszeit von länderübergreifenden Infrastrukturprojekten bereits heute entsprechende Weichenstellungen vorgenommen werden. Nur so könnte ein langfristig kostengünstiger Import gewährleistet werden.

Anhand der Gasinfrastruktur werden mögliche Standorte im Ausland beispielhaft identifiziert. Hierfür erfolgt einerseits eine detaillierte Bestimmung der zeitlichen und räumlichen EE-Potenziale für die Bereitstellung von eH_2 bzw. eCH_4 oder Strom zum Export, sowie andererseits die Ermittlung der importwegabhängigen Transportkapazitäten. Hierdurch kann ein Einblick in die Möglichkeiten und die Dimension solcher theoretisch denkbaren Importwege vermittelt werden. Erste Quantifizierungen der Importpotenziale werden detailliert diskutiert, wobei diese vor allem eine Orientierung zum theoretischen Import regenerativer Energieträger für die Nutzung in Deutschland darstellen. Auf Basis der Ergebnisse lässt sich abschließend festhalten, dass die gewählten Annahmen zu Flächenrestriktionen hinsichtlich der Einzugsgebiete bzw. der Verfügbarkeit von Wasser zur jeweiligen Trinkwasserversorgung sowie zur Anschlussfähigkeit an die jeweilige Infrastruktur einen wesentlichen Einfluss auf die theoretisch denkbaren Exportpotenziale der ausländischen Standorte besitzen. Für eine mögliche Hebung der ausländischen Exportpotenziale spielt jedoch die Anlagendimensionierung und deren Auslastung eine zentrale Rolle. In diesem Kontext muss die Nutzung von Synergieeffekten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien (Wind- und PV-Erzeugungsanlagen) näher untersucht werden, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht im Fokus steht.

Neben der Analyse zu möglichen regenerativen Importen nach Deutschland werden die nationalen Aufnahmekapazitäten von regenerativ erzeugtem Wasserstoff der deutschen Gasinfrastruktur in räumlicher Auflösung der dena-Netzregionen ermittelt. Bedingt durch die Einwohneranzahl und damit verbundenen Strukturen wie Industrie, Kraftwerke und Gewerbe weisen die dena-Netzregionen unterschiedliche hohe Gasabsätze und Gasleitungen auf. Einhergehend mit einem dichten Erdgasnetz besitzen die Netzregionen mit Ballungsgebieten einen hohen Gasabsatz. Neben den Kapazitäten der Infrastruktur und den regional unterschiedlichen transportierten Gasmengen ergeben sich auch entsprechend der jahreszeitlichen Schwankungen im Gasdurchsatz saisonal schwankende mögliche Zumischungen von Wasserstoff.

Die theoretischen Aufnahmekapazitäten aus Sicht der Gasinfrastruktur werden im Anschluss mit Überschüssen für jede dena-Netzregion aus einem 2050 Szenario gegenübergestellt und analysiert. Auf Basis der daraus gewonnenen Ergebnisse lässt sich festhalten, dass die in dem zugrunde gelegten Szenario auftretenden regionalen Überschüsse vor allem in den nördlichen Regionen mit hohen Windleistungen sowie in den südlichen Netzregionen mit großen Photovoltaik-Leistungen auftreten. Aus energiebilanzieller Perspektive reichen in diesen Netzregionen die Überschussstrommengen problemlos aus, um die Energiemengen für die H₂-Aufnahme sowohl bei 2 als auch bei 5 Vol.-% H₂ im Erdgasnetz zur Verfügung zu stellen. Wie mit Hilfe der mittleren Elektrolyseleistung gezeigt werden konnte, greift eine bilanzielle Betrachtung jedoch zu kurz. Aufgrund der Leistungscharakteristik der Überschüsse mit einer hinsichtlich der Anlagenauslastung sinnvollen Elektrolyseleistung kann nur ein kleiner Teil der Überschüsse in das Erdgasnetz aufgenommen werden. Die vorhandenen größeren Potenziale sind wirtschaftlich nur unter geänderten Rahmenbedingungen bzw. veränderten Anreizstrukturen denkbar. Der Fokus dieser Betrachtungen liegt auf der Wasserstoffzumischung. Unter der Voraussetzung, dass die Einspeisung in Form von regenerativ erzeugtem Methan erfolgt, ergeben sich andere Ergebnisse, da die Abhängigkeit vom Gastransportstrom nicht in dieser zwingenden Art und Weise gegeben wäre.

Über die Potenzial- und Kapazitätsbetrachtungen hinaus wird für den Wasserstofftransport (eH₂) im Gasnetz ein besonderer Fokus auf die Wasserstoffverträglichkeit der Gasnetzelemente und der Endanwendungen gelegt sowie eine Risikobetrachtung angeschlossen. Hierbei wird deutlich, dass wenige aber dafür wesentliche Fragestellungen hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit für Erdgasspeicher (Porengasspeicher), Gasturbinen und CNG-Tanks aktuell nicht final beantwortet werden können. Hierfür bedarf es kurzfristig weitere Untersuchungen, die insbesondere für Erdgasspeicher zum Teil bereits initiiert wurden, um notwendiges Wissen für eine vollständige Integration von Wasserstoff im Gasnetz zu generieren.

Darüber hinaus wird eine erste überschlägige Kostenbetrachtung als Indikation für die Anpassung des Erdgastransportnetzes durchgeführt. Aufgrund der nicht zu erwartenden kurz- bis mittelfristigen flächendeckenden Wasserstoffeinspeisung und -verteilung müssen demnach die identifizierten Kosten zeitlich signifikant entzerrt und somit auf einen Zeitabschnitt von mehreren Jahren verteilt betrachtet werden.

Abschließend wird anhand einer möglichen Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ein erster vereinfachter Überblick zur theoretischen Minderung der spezifischen und absoluten CO₂-Emissionen für verschiedene Substitutionspfade gegeben. Generell kann dargestellt werden, dass durch die Einspeisung von Wasserstoff im Rahmen der derzeitigen technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen in das Gasnetz CO₂-Emissionsminderungen im unteren einstelligen Prozentbereich² erzielt werden können. Bei einem Vergleich der unterschiedlichen Erdgasqualitäten kann aufgezeigt werden, dass bereits ohne eine Einspeisung von Wasserstoff größere Unterschiede der CO₂-Emissionswerte festzustellen sind. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass dabei nur die nationalen Emissionen ohne die Vorketten der Erdgasbereitstellung betrachtet

² Ausgehend von einer Zumischung in einer Höhe von 5 Vol. % Wasserstoff zu Erdgas H (Nordsee) kann bei der Verbrennung hingegen nur eine Emissionsminderung von ca. 1,7 % erreicht werden.

werden,. Dennoch ist der absolute Minderungsbeitrag einer regenerativen Wasserstoffnutzung nicht zu vernachlässigen, so könnte eine Minderung von knapp 6 Mio. t CO₂ pro Jahr (ca. 0,63 % des CO₂-Ausstoßes in Deutschland nach der UBA-Nahzeitprognose für 2013 (Umweltbundesamt, 2015)) erreicht werden, wenn die gesamte fossile Wasserstoffherzeugung für chemische Prozesse auf Basis regenerativer Energien erfolgen würde.

Auf Basis der erzielten Ergebnisse werden Handlungsempfehlungen zur Integration der regenerativen Wasserstoffnutzung abgeleitet. Dabei spielen Aspekte wie die möglichen technischen Restriktionen, der existierende Wasserstoffbedarf und die vorhandenen Infrastrukturen eine zentrale Rolle. Eine kurzfristige Integration von regenerativ erzeugtem Wasserstoff bietet sich vor allem im Bereich der „chemischen Industrie“. Hier überwiegen Vorteile der direkten Substitution fossilen Wasserstoffs und damit verbunden technisch leicht erschließbare hohe Minderungsbeiträge, existierende Gasinfrastrukturen sowie seit Jahrzehnten vorhandenes Know-how im Umgang mit dem Medium. Im Bereich „Mobilität“ ist eine Wasserstoffnutzung als Kraftstoff kurz- bis mittelfristig nur im begrenzten Maß denkbar.

Im Bereich „Gasnetz“ wird die flächendeckende Wasserstoffeinspeisung insbesondere aus derzeitiger technischer Sicht erst mittel- bis langfristig eine relevantere Rolle spielen.

Prinzipiell wird mit der regenerativen Wasserstoffherzeugung und deren Integration, unabhängig in welchen Bereich, eine wichtige Grundlage in der Prozesskette für die Bereitstellung von gasförmigen regenerativen Brennstoffen (regenerativem Methan) und flüssigen regenerativen Kraftstoffen (Power-to-Liquid) für die ganzheitliche Umstrukturierung der Energieversorgung gewährleistet. Durch die schrittweise Integration und Substitution bestehender fossiler Wasserstoffanwendungen können Synergie- und Lerneffekte im Transformationsprozess genutzt werden und dienen somit einer effizienten, kostengünstigen ganzheitlichen systemischen Umstrukturierung. Hierfür ist ein gleichzeitiger Ausbau der erneuerbaren Energien von großer Bedeutung. In Anbetracht der Erzeugungskosten inländischer erneuerbarer Energien und den langfristigen Bedarfen sowie vor dem Hintergrund langer Realisierungszeiten sind kurzfristig auch Strategien zum internationalen Infrastrukturausbau und zur Diversifizierung der Importabhängigkeit zu finden und zu entwickeln.

2 Summary

In order to meet climate protection targets, a substantial transformation of the energy supply system in the context of the energy transition is necessary and is already under way. In the medium and long-term energy carriers based on renewable power can play an important part in this process (Power-to-Gas).

Long-term studies for Germany, which are strongly relying on these electricity-based fuels, assume that producing these fuels can also take place at distant locations abroad with attractive renewable energy conditions (Umweltbundesamt, 2013). Against this background this project aims at gaining first insights into the potential of renewable chemical fuels from renewable energy sources both domestic and abroad as well as the associated transport requirements and restrictions on the infrastructure domain. In addition, national potentials of a hydrogen economy and potential greenhouse gas emission savings induced by tapping more and more renewable sources of energy will be presented.

Initially, the basics of the power-to-gas technology and the energy transport infrastructure consisting of electricity grids, gas networks and LNG transport are described. The foundations of national and international gas infrastructure were of particular relevance since they play a key role in the subsequent potential investigations. Moreover, existing and planned natural gas storage capacities were identified.

Based on detailed infrastructure data, potentials and transport infrastructure for using renewable energy to provide storable energy carriers were analysed, being followed by a systematic comparison of the import routes of renewable gases, namely hydrogen (eH₂) and methane (eCH₄). Different import pathways were considered: electricity import via grid cables with subsequent conversion at the place of use³ to eH₂ or eCH₄ in Germany, gas pipeline import with 5 vol.-% admixed eH₂ or pure eCH₄ and LNG import of eCH₄. In order to compare the import routes, specific production and transmission capacities were presented at sample sites with different transport distances while also accounting for specific conversion and transport losses.

The report concludes that the import of renewable gases from cost-efficient renewable generation sites can generally be realized by various import pathways. In addition to the import via the European gas network and the LNG transport, the electricity import via transmission cables with on-site renewable gas production close to the place of use is a conceivable concept. The systematic comparison shows that with an existing gas infrastructure it is energetically advantageous to make use of it, so that the renewable gases are produced locally and transported by gas pipelines to the place of consumption. However, for a pure hydrogen demand a direct electricity import with subsequent hydrogen production at the site or in the country of use is beneficial from an energetic perspective. To this end, the development of low-cost renewable sources near the point of use has particular advantages. The energy losses due to liquefaction outweigh the comparably low distance-specific transmission losses encountered with LNG import.

³ This does not necessarily imply a physical coupling of using the renewable energy but rather a local conversion in Germany.

Therefore, in terms of energy efficiency this import pathway should only be employed at remote locations without access to the gas network.

In general it can furthermore be stated that a number of barriers exist for all types of import pathways. Key challenges are the necessary infrastructural adjustments such as developing renewable energies abroad and the local network expansion, valid for gas and electricity network as well as LNG terminals. Along with the medium and long-term restructuring and future dependency on imports of renewable gases it should be kept in mind that the security of supply can only be achieved by diversifying and establishing correspondingly broad supply structures. If the goal is to cover a possible demand for greenhouse gas-neutral fuels in the future, long implementation times of transnational infrastructure projects already call for appropriate decisions made today. This would be the only way to ensure a cost-effective import in the long run.

Based on the identified gas infrastructure, possible locations abroad were chosen for assessing their import potential of renewable energy carriers. First, a detailed determination of the temporal and spatial renewable generation potential yielding eH₂, eCH₄ or electricity for export took place. Second, transport capacities for the different import pathways were ascertained, giving an idea of the energy dimension of such theoretically conceivable import routes. A first quantification of import potentials is discussed in detail, which represents an orientation for the theoretical import potential of renewable energy sources for a later use in Germany. Concluding from the results it can be stated that the chosen assumptions (factoring in restrictions in terms of catchment areas, the availability of drinking water and the connection of surrounding infrastructure) have a significant impact on the theoretically conceivable export potential at foreign production sites for an actual tapping of the foreign export potential. However, designing the system capacity and its utilization plays a central role. In this context, the use of synergy effects of different generation technologies (wind and PV generation plants) should be investigated, which were not within the scope of this study.

In addition to the analysis of potential renewable imports to Germany, the national intake capacities of hydrogen from renewable sources by the German gas infrastructure were assessed in a spatial resolution of the dena grid regions. Due to the population density and correlated structures such as industry, power plants and tertiary facilities, the various dena grid regions show distinct gas sales and gas pipelines. Along with a dense gas network, grid regions with metropolitan areas show high gas sales. Besides varying transport capacities of the infrastructure and the regional differences in transported gas volumes, the gas throughput, which is subject to seasonal fluctuations, also yields altering possible admixtures of hydrogen.

The theoretical intake capacities of the gas infrastructure were matched with corresponding surplus situations of a 2050 scenario for each dena grid region and analysed. On the basis of the underlying scenario and the results, regional surpluses mainly occur in the northern regions of Germany with high wind power as well as in the southern grid regions with large photovoltaic capacities installed. Looking at the total amount of energy, the surplus electricity volumes are more than sufficient to provide the amount of energy needed for the H₂-intake both at 2 and at 5 vol.-% H₂ admixture in the gas network. As could be demonstrated by an electrolysis power

capacity with an average load factor, this assessment does not go far enough. Due to the power profile characteristics of the occurring surpluses together with a well-designed electrolysis concerning utilization of only a small part of the surplus is integrated into the natural gas grid. Tapping a bigger share of the large potential would only be economically viable under changed conditions or incentive structures. The focus of these considerations was on the hydrogen admixture. In the case of renewably-generated methane, different results can become visible since the dependency on the gas transport flow would not be a limiting factor for surplus integration.

On top of the potential and capacity considerations, a special focus is set on the hydrogen compatibility of the gas network elements and end uses as well as a risk assessment for the hydrogen transport (eH₂) in the natural gas network. It became clear that a small amount of essential issues cannot be finally answered concerning the hydrogen compatibility of natural gas storages (pore gas storage), gas turbines and CNG tanks. In the short-term, this requires further investigation that was partly already initiated, particularly for natural gas storages, to gain the necessary knowledge for a complete integration of hydrogen into the gas network.

Moreover, a first approximate cost analysis was carried out as an indicator for the adaption of the gas transport network. Due to the unexpected yet comprehensive hydrogen feed-in and distribution in the short- and medium term, the identified costs must be significantly adjusted and staggered over a time period of several years.

Finally, on the basis of possible use cases of hydrogen from renewable sources a first overview of the theoretical reduction potential of specific and absolute greenhouse gas emissions of different substitution paths was given. Generally it was determined that under the current technological and regulatory constraints of the gas grid greenhouse gas emission reductions in the low single-digit percentage⁴ range can be achieved by introducing hydrogen. A comparison of different natural gas qualities showed that a switch between them has a greater decreasing impact on greenhouse gas emissions than the integration of hydrogen considered above. However, this statement is only valid for the national emissions because the upstream chain of natural gas supply has not been taken into account. Nevertheless, the total contribution of renewable hydrogen integration is not negligible, a reduction of just under 6 million tonnes of greenhouse gases per year (approximately 0.63% of greenhouse gas emissions in Germany according to the UBA Nahzeitprognose for 2013 (Umweltbundesamt, 2015)) can be achieved if the entire fossil hydrogen production for chemical processes were to be based on renewable energies.

Based on the obtained results recommendations for integrating renewable hydrogen were discussed. Aspects such as possible technical restrictions, the existing hydrogen demand and the already implemented infrastructure played a central role. A short-term integration of hydrogen from renewable sources is especially appealing in the sector of "chemical industry". Here, advantages coming along with direct substitution of fossil hydrogen are predominant and the integration is technically easily exploitable with high reduction contributions, existing gas

⁴ Given an admixture of 5 vol.% renewable hydrogen to natural gas H (North Sea), combusting this gas mixture can only yield an emission reduction of about 1.7%.

infrastructure and decades of existing know-how in dealing with the technology. In the "Mobility" sector hydrogen use as a fuel in the short to medium term is seen only as feasible to a limited extent.

Particularly from today's technical point of view, the widespread feed-in of hydrogen will only play a more relevant role in the "gas network" sector in the long term.

In principle, the renewable hydrogen generation and its integration, regardless in which sector, forms an important foundation in the process chain for the supply of gaseous renewable fuels (renewable methane) and liquid renewable fuels (power-to-liquid) ensuring the integral transformation process of the energy supply system. The gradual integration and substitution of existing fossil hydrogen applications allows synergies and learning effects while efficiently and cost-effectively restructuring the system. A simultaneous expansion of renewable energy sources is crucial for this transition. Considering the production costs of domestic renewable energy, long-term demands and in the light of long implementation times, also short-term strategies for international expansion of infrastructure and diversification of import dependencies are to be found and developed.

3 Einleitung

Im Rahmen des Transformationsprozesses der Energieversorgung spielt der Ausbau erneuerbarer Energien und Nutzung erneuerbarer Ressourcen für die gesamte Energieversorgung eine zentrale Rolle. Eine nachhaltige CO₂-neutrale Energieversorgung erfordert hierbei eine Versorgung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr. Bereits heute zeigt sich, dass der wachsende regenerative Stromsektor mit der Wind- und Solarenergie eine tragende Säule der Energieversorgung bilden wird. Die Vorteile dieser Erzeugungsarten liegen im großen nachhaltigen Potenzial, während deren bedeutendste Herausforderung in der Beherrschung der fluktuierenden Einspeisecharakteristik und somit auch den Wechselwirkungen mit der bestehenden Energieinfrastruktur begründet ist. Während diese Fluktuationen heute noch von einem flexiblen Kraftwerkspark und zukünftig zunehmend durch großräumigen Stromtransport und -austausch, Stromspeicher und Lastmanagement größtenteils ausgeglichen werden können, sind tendenziell immer häufiger Situationen mit regenerativen Überschüssen zu erwarten. Zudem müssen auch Situationen mit geringer EE-Einspeisung aus Wind- und Solarenergie überbrückt werden können. In diesem Kontext wird der Umwandlung von regenerativem Strom in einen chemischen Energieträger (Power-to-Gas), vorrangig Wasserstoff oder Methan, eine große Bedeutung beigemessen. So können die fluktuierenden regenerativen Energien in speicherbare chemische Energieträger umgewandelt und in der vorhandenen Infrastruktur des Gasnetzes und dessen Untergrundspeichern über lange Zeiträume zwischengespeichert sowie in diversen Anwendungsbereichen genutzt werden.

Neben dem Beitrag zur Stabilisierung der Stromversorgung können regenerativ erzeugte Energieträger, wie Wasserstoff oder Methan, eine wichtige Rolle bei der Umgestaltung der Wärme- und Kraftstoffversorgung spielen.

Darüber hinaus stellt auch die Umstellung der Industrie hin zu einem regenerativen System, um die prozessbedingten Emissionen nachhaltig zu mindern, zur Erfüllung der Klimaschutzziele eine große Herausforderung dar. Derzeit basiert die chemische Industrie auf der Nutzung fossiler Energieträger, wie Erdöl. Auch hier bieten regenerative Energieträger, wie Wasserstoff und Methan, die Möglichkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Die Herausforderung im Transformationsprozess ist es die notwendigen und zweckmäßigen Schritte für die Integration dieser regenerativen Energieträger zu identifizieren und im Sinne einer langfristigen regenerativen Gesamtenergieversorgung deren Möglichkeiten zur Bereitstellung zu beurteilen.

Hier setzt das Vorhaben „Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger - Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“ (FKZ: 3712 46 100) an. Ziel ist es, einerseits erste Antworten bezüglich der Potenziale regenerativer chemischer Energieträger aus erneuerbaren Energien (EE) im In- und Ausland sowie den zugehörigen Transportanforderungen und -restriktionen von Seiten der Infrastruktur zu gewinnen und andererseits nationale Potenziale der Wasserstoffwirtschaft und der CO₂-Emissionseinsparungen im Transformationsprozess aufzuzeigen.

Einleitend werden für diese Infrastrukturanalyse und Betrachtung zur Systemanpassung Grundlagen der Power-to-Gas-Technologie, dem Strom-, Gas- und LNG-Transport dargestellt. Neben der detaillierten Potenzial- und Transportbetrachtung zur Nutzung regenerativer Energien für die Bereitstellung von speicherbaren Energieträgern erfolgt ein systematischer Vergleich zum Import regenerativer Gase, Wasserstoff (eH₂) und Methan (eCH₄). Zugehörige spezifische Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten der Importwege sind anhand u.a. von Fallbeispielen dargestellt. Hierbei wird auf die auftretenden Umwandlungs- und Transportverluste sowie auch auf die Hemmnisse der Importwege eingegangen.

Anhand der Gasinfrastruktur werden Standorte im Ausland ausgewählt, für die eine detaillierte Bestimmung der zeitlichen und räumlichen EE-Potenziale für den H₂- bzw. CH₄-Import, sowie der importwegabhängigen Transportkapazitäten für die unterschiedlichen Transportvarianten erfolgt. Neben der Analyse zu möglichen regenerativen Importen erfolgt eine Darstellung der nationalen Aufnahmekapazitäten in die deutsche Gasinfrastruktur. Dazu wird u.a. eine Analyse eines Szenarios für das Jahr 2050 mit den dabei ermittelten Überschüssen auf Basis der dena-Netzregionen vorgenommen.

Aufgrund der energetischen Vorteile soll die mögliche Rolle von Wasserstoff im Transformationsprozess näher betrachtet werden. In Ergänzung zu den Potenzial- und Kapazitätsbetrachtungen wird daher für den Wasserstofftransport (eH₂) im Gasnetz besonders auf die Wasserstoffverträglichkeit der Gasnetzelemente und den Endanwendungen eingegangen und eine Risikobetrachtung angeschlossen. Die daraus resultierende Infrastrukturumstellung für den Transport wasserstoffhaltiger Erdgase wird überschlägig in einer Kostenbetrachtung aufgeführt.

Abschließend wird anhand einer möglichen Nutzung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ein erster Überblick zur Minderung der spezifischen und absoluten CO₂-Emissionen für verschiedene Substitutionspfade gegeben.

4 Grundlagen

Zum allgemeinen Verständnis wird in den folgenden Abschnitten ein Überblick der technischen Grundlagen des Power-to-Gas-Verfahrens und der Transportmöglichkeiten von regenerativ erzeugten Energieträgern gegeben.

4.1 Grundlagen der Power-to-Gas-Technologie

In den folgenden beiden Abschnitten erfolgt eine grundlegende Beschreibung des Wasserelektrolyse- und Methanisierungsprozesses.

4.1.1 Wasserelektrolyseprozess zur Erzeugung von eH₂

Der Wasserelektrolyse-Prozess kann in zwei Teilreaktionen untergliedert werden, die jeweils an der Kathode und der Anode ablaufen. Die Teilreaktionen für die unterschiedlichen Bauarten von Elektrolyseuren sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 1: Teilreaktionen der Wasserelektrolyse

Art des Elektrolyten	Elektrolyseur	Teilreaktion an der Kathode Elektronenaufnahme	Teilreaktion an der Anode Elektronenabgabe
Säure H ₃ O ⁺	PEM ⁵	$2\text{H}_3\text{O}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	$6\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{H}_3\text{O}^+ + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$
Base HO ⁻	AEL ⁶	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{HO}^-$	$4\text{HO}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$

Quelle: (Neumann, B, 2007-2008)

An der Kathode (negative Elektrode) wird H₂ freigesetzt und an der Anode (positive Elektrode) O₂. Um die Produktgase voneinander zu trennen, sind die beiden Reaktionsräume durch einen ionendurchlässigen Separator (Diaphragma) getrennt. Die Energie zur Wasserspaltung wird durch die Zuführung von elektrischer Energie bereitgestellt. (TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 2011)

Die Gleichung für die dabei ablaufende Gesamtreaktion lautet:



Die positive Reaktionsenthalpie in der Gleichung (1) zeigt, dass die Reaktion endotherm verläuft. Wasser wird demnach unter Energiezufuhr in energiereichere Stoffe umgewandelt.

Für die Erzeugung von 1 m³ H₂ werden ca. 0,8 – 1 kg Wasser (dies entspricht 226-283 kg pro erzeugte MWh H₂), das mindestens Trinkwasserqualität aufweisen muss, benötigt. Die Leitfähigkeit sollte wenn möglich den Wert von < 1 µS nicht überschreiten (Nitsch, et al., 2004).

⁵ proton exchange membrane - Protonenaustauschmembran

⁶ Alkalische Elektrolyse

Die verschiedenen Wasserelektrolysetechniken können, wie in (Dr.-Ing. Thomas Jordan, 2007) vorgeschlagen wird, nach Betriebstemperatur, Betriebsdruck und Bauweise unterteilt werden, wobei jede Wasserelektrolyse aus jedem Bereich eine Eigenschaft/Attribut besitzt:

- ▶ Niedertemperatur- und Hochtemperatur,
- ▶ Niederdruck- (bei Umgebungsdruck betrieben) und Hochdruck-Elektrolyse (bis zu 30 bar, angestrebt bis 60-100 bar)

und bezüglich der Bauweise:

- ▶ Alkalische-,
- ▶ PEM- oder SPE-Elektrolyse (proton exchange membrane oder polymer electrolyte membrane / solid polymer electrolyte),
- ▶ und Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse oder SOEC-Elektrolyse (solid oxide electrolysis cell).

Die drei unterschiedlich weit entwickelten Varianten und Betriebsweisen für eine elektrolytische H₂-Herstellung aus Wasser sind in Tabelle 2 aufgeführt:

Tabelle 2: Kurzvergleich der Bauvarianten einer Wasserelektrolyse

Daten	Alkalische ELY	PEM-ELY	Hochtemperatur-Wasserdampf-ELY
Entwicklungsstand	Erfahrung in der industriellen Anwendung seit ca. 100 Jahren ⁷ . Erste Pilotanlagen zur Wasserstoffeinspeisung wurden in Deutschland realisiert	Erfahrung seit ca. 10 Jahren (keine großtechnischen Anlagen; überwiegend im Labormaßstab) Erste Pilotanlagen zur Wasserstoffeinspeisung in Deutschland 2015	Labor
Größe	< 750 m ³ /h (modularer Aufbau möglich)	< 30 m ³ /h pro Stack (modularer Aufbau möglich)	-
Elektrolyt	Lauge (z.B. 20 – 30 % Kalilauge) Kathode und Anode durch mikroporöses Diaphragma / Membranzelle getrennt	feste Polymermembran (protonenleitende Membran) mit destilliertem Wasser	ZrO ₂ -Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf als H ₂ -Quelle
Betriebsweise	bevorzugt Nennbetrieb (Temp. Spannung), Reduzierung bis auf 20 % (kurzzeitig auch kleiner) Lastbetrieb möglich, Überlastbetrieb bis 150 % möglich	dynamische Betriebsweise möglich, Teil- und Überlastbetrieb (kurzzeitig bis 300 %) möglich. Dauerbetrieb auch bei 200 %	Hohe Betriebstemperaturen (T = 700 - 1.000°C)
Gasreinheit	bis zu 99,9... % H ₂	bis zu 99,999 % H ₂	-
Standby auf Nennlast / Kaltstartdauer	< 300 s / mehrere Minuten	< 10 s / < 10 min	Stunden
Vorteil	Kosten (gegenwärtig), Druck bis 30 bar möglich, (herstellerspezifisch auch bis 100 bar)	keine korrosiven Einsatzstoffe u. Reaktionsprodukte, hohe Stromdichten, Hochdruck möglich (Heute 15 bar, Zukunft 30 - 80 bar), geringer Platzbedarf (etwa 30fach geringer gegenüber Alkalischer ELY)	Hochtemperaturanwendung (Nutzung eines Teils der notwendigen Reaktionsenthalpie als Wärme)
Nachteil	niedrige Stromdichte (vgl. PEM-Elektrolyse), Wartungsaufwand	teuer (heute) – zukünftige Angleichung der Kosten wie Alkalische ELY, derzeit nur Produkte in kleinen Leistungsbereichen verfügbar	Materialdegradation
Wirkungsgrad-potenzial (nur H ₂ -Produktion)	70 – 82 %	75% 200 % Last = ca. 65% 300 % Last = ca. 60%"	78 - 90 % möglich

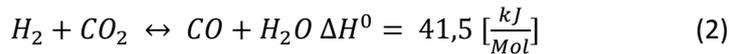
Quelle: DBI – Erfahrungsstand aus laufenden Projekten, (Dr.-Ing. Thomas Jordan, 2007), (www.netinform.de, 2011), (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2005)

⁷ Nutzung in Verbindung mit EE in ersten Pilotanlagen .

4.1.2 Methanisierungsprozess zur Erzeugung von eCH₄

Im Folgenden sollen die Grundlagen und die Funktionsweise der Methansynthese erläutert werden.

Der in den Methansynthesereaktor eingeleitete Gasstrom besteht aus den beiden Reaktanten Wasserstoff (H₂) und Kohlenstoffdioxid (CO₂). Um dieses Eduktgasgemisch in Methan (CH₄) umzuwandeln, finden die folgenden Reaktionen statt (Sterner, 2009), (Rönsch & Ortwein, 2011):



Die in Gleichung (4) dargestellte CO₂-Methanisierung ist eine Kombination aus der umgekehrten endothermen Wassergas-Shift-Reaktion in Gleichung (2) und der exothermen CO-Methanisierung (*Sabatier*-Prozess) in Gleichung (3). Für die Methansynthese können prinzipiell alle Metalle der acht Nebengruppen des Periodensystems als Katalysatoren fungieren, aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen steht jedoch die Verwendung von Nickelkatalysatoren im Vordergrund kommerzieller Projekte. Diese Nickelkatalysatoren können die Wassergas-Shift-Reaktion bei entsprechendem Druck und hinreichend hoher Temperatur auch parallel zur Methansynthese katalysieren,⁸ sodass kein separater Shift-Reaktor vor der Methanisierung benötigt wird (Rönsch & Ortwein, 2011). Somit kann die gesamte CO₂-Methanisierung in einem einzigen Reaktor stattfinden. Methanisierungsreaktoren werden hinsichtlich ihrer Katalysatorschüttung und somit des fluiddynamischen Verhaltens grundsätzlich in Festbett- und Wirbelschichtverfahren unterteilt.

Bei einem Festbettreaktor strömt das eingeleitete Fluid durch eine feste Schüttung oder Packung, im Falle der CO₂-Methanisierung ist dies der fixierte metallische Katalysator. Entsprechend der in Gleichung (4) angegebenen negativen Reaktionsenthalpie ist die CO₂-Methanisierung stark exotherm. Die für den isothermen Betrieb des Festbettreaktors notwendige Wärmeabfuhr kann aufgrund radialer und axialer Begrenzungen nur unter sehr großem Aufwand bzw. mit geringen Wärmeübertragungen erfolgen. Bei Wirbelschichtreaktoren erfolgt die Methananreicherung in einem katalytischen Wirbelbett. Im Gegensatz zu dem Festbettreaktor sorgen die intensive Bewegung und gleichmäßige Verteilung des Katalysators für eine hohe Wärmeübertragung und homogene Reaktionsbedingungen im gesamten Reaktor. Hierzu zirkuliert in der Regel ein Wärmeüberträgermedium wie Thermoöl im Wirbelbett, welches die Reaktionswärme abführt und demnach annähernd isotherme Reaktionsbedingungen garantiert. Ein zentraler Nachteil der Wirbelschichtverfahren besteht in dem hohen Katalysatorverschleiß, der als Ergebnis der Abrasionserscheinungen im Wirbelbett auftritt (Rönsch & Ortwein, 2011).

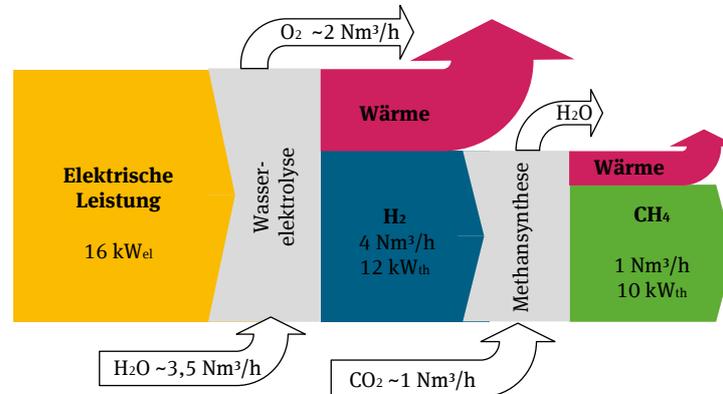
Ein bei der Methanisierung nicht zu vernachlässigender Aspekt ist die Bereitstellung des Kohlenstoffdioxids, das aus unterschiedlichen Quellen bezogen werden kann. Das CO₂ kann einerseits aus biogenen Quellen oder andererseits als Neben- bzw. Abfallprodukt bei

⁸ Die CO₂-Methanisierung läuft typischerweise in einem Temperaturbereich von 180-350 °C und einem Druckniveau von 1-100 bar ab (Sterner, 2009).

Verbrennungs- oder Industrieprozessen zur Verfügung gestellt werden. Weiterhin besteht generell die Möglichkeit CO₂ aus der Atmosphäre zugewinnen. In der Regel besitzt Kohlendioxid keinen Marktwert.⁹ Zu den großen nutzbaren CO₂-Emissionen gehören u.a. die Energiewirtschaft, die Stahl-, Kalk- und Zementherstellung, Raffinerien sowie die chemische Industrie (Ausfelder & Bazzanella, 2008), (Specht & Sterner, 2010), (Jentsch, et al., 2011). Im Laufe des Transformationsprozesses und den notwendigen Emissionsminderungen zur Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele ist mit einer Veränderung bzw. Verminderung dieser CO₂-Verfügbarkeit zu rechnen (Purr, et al., 2014). Die Bereitstellung des Kohlenstoffdioxids sowie dessen Speichermöglichkeiten¹⁰ werden nachfolgend nicht weiter betrachtet.

Die Abbildung 1 zeigt die beiden Umwandlungsschritte inklusive der benötigten Stoffströme innerhalb der Power-to-Gas-Anlage schematisch auf. Es ist ersichtlich, dass für die Herstellung von einem Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) Methan ca. 16 kW elektrischer Leistung notwendig sind. Weiterhin ist ein Wasserstrom von ca. 3,5 Nm³/h und ein Kohlendioxidstrom von etwa 1 Nm³/h notwendig. Die bei den Prozessen der Elektrolyse und Methanisierung anfallende Abwärme kann für andere Anwendungen (z.B. lokale Heizwecke) genutzt werden. Das Temperaturniveau der nutzbaren Wärmeenergie beträgt beim hier unterstellten alkalischen Elektrolyseprozess ca. 70 °C und beim Methansyntheseprozess ca. 200-300 °C. In einer effizienten Energiewirtschaft sollten Stoff- und Energieströme optimal miteinander verknüpft werden.

Abbildung 1: Wasserelektrolyse- und Methansyntheseprozess einer Power-to-Gas-Anlage



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer IWES

⁹ Eine Ausnahme stellen hierbei am Emissionshandel teilnehmende CO₂-Produzenten dar, da das Kohlendioxid in einem solchen Fall einen negativen Marktpreis besitzen kann. Bei einer wirtschaftlich vorteilhaften Nutzung dieser CO₂-Mengen in einer Power-to-Gas-Anlage kommt es insbesondere auf deren Bilanzierung an (Jentsch, et al., 2011).

¹⁰ Für detailliertere Informationen zur Speicherung von CO₂ siehe z. B. (Ausfelder & Bazzanella, 2008).

4.2 Grundlagen der Transportmöglichkeiten zur Bereitstellung regenerativer Gase

Aufgrund der regionalen Verteilung der vorhandenen Potenziale von regenerativen Energien sowie wirtschaftlichen Aspekten ist davon auszugehen, dass ein Teil der in Deutschland benötigten Energieträger importiert werden muss. Prinzipiell bestehen verschiedene Möglichkeiten regenerativen Wasserstoff und regeneratives Methan zu transportieren bzw. bereitzustellen:

- ▶ Netzgebundener Gastransport
- ▶ Gastransport per LNG
- ▶ Stromimport und Umwandlung am Nutzungsort

Nachfolgend wird zum besseren Verständnis der im Kapitel 5 folgenden systematischen Analyse ein kurzer Überblick zu den Transportmöglichkeiten gegeben.

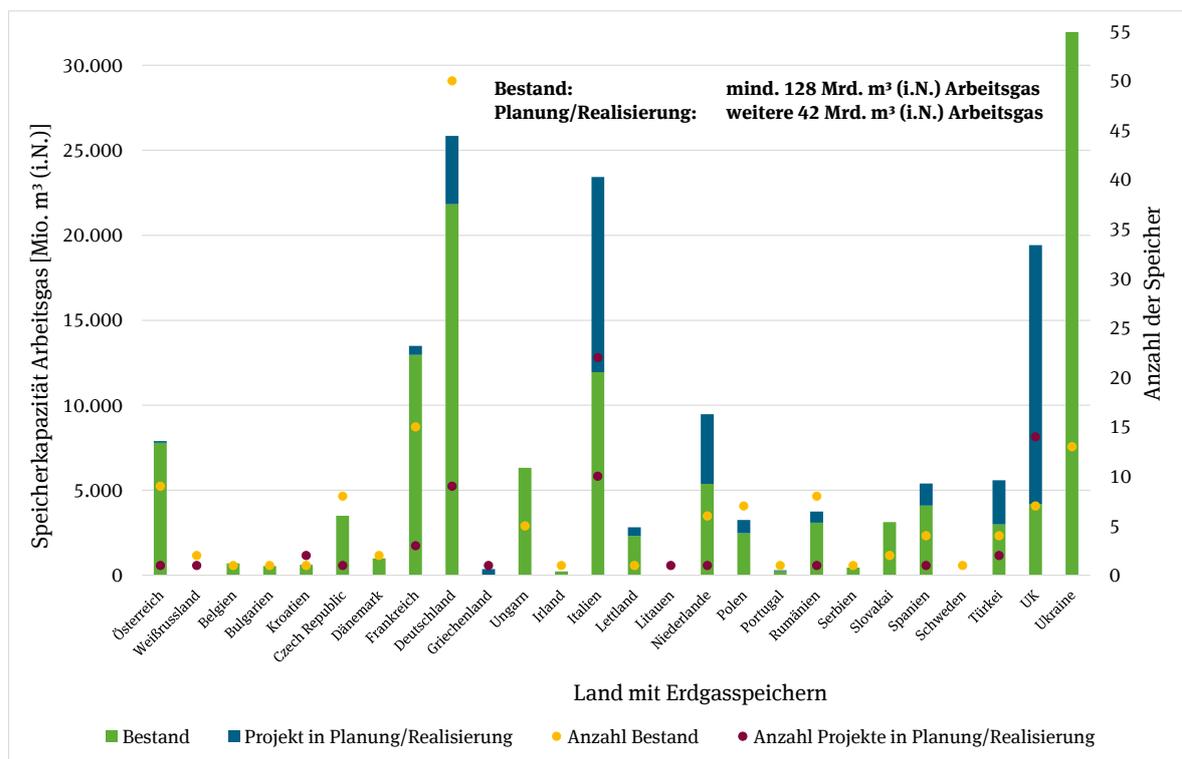
4.2.1 Gastransport

4.2.1.1 Das europäische Gasnetz

In Europa werden derzeit etwa 60 % der Primärenergie durch Erdgas bereitgestellt. Das Ferngasleitungsnetz dient dem Austausch großer Energiemengen in Europa. Um diese Mengen entsprechend zu verteilen besitzt das europäische Ferngasleitungsnetz eine Länge von ca. 235.000 km mit einer Anzahl von 166 Übernahmestationen (Entry-Exit-Points) und 160 Erdgasspeichern (60 in weiterer Planung – siehe Abbildung 2). Das Verteilungsnetz hat eine Länge von 1.649.400 km. Insgesamt sind an diese Infrastruktur 120.682.000 Kunden angeschlossen (Marcogaz, 2012). Eine kartografische Übersicht der Ferngasleitungen, mit einer zusätzlichen farblichen Markierung der im Projekt betrachteten Ferngasleitungen für den Transport regenerativer Gase, ist in Abbildung 27 (Kapitel 6.1, S. 75) dargestellt.

Über das Ferngasleitungsnetz wird das Erdgas zum größten Teil aus den Förderländern Russland, Norwegen, Niederlande, Dänemark und Großbritannien zu den an der Landesgrenze gelegenen Übernahmestationen nach Deutschland transportiert. An den Übernahmestationen werden die eingehenden Gasmengen und Qualitäten erfasst sowie der Druck mittels Gas-Druckregelmessanlage (GDRMA) und Verdichter für den Weitertransport eingestellt.

Abbildung 2: Grafische Darstellung der Anzahl und den technischen Erdgasspeicherkapazitäten (Arbeitsgas) in Europa



Quelle: eigene Darstellung DBI, auf Datenbasis (Gas Infrastructure Europe - GIE, 2014)

Seit dem 1. Dezember 2009 haben sich durch “The European Network of Transmission System Operators for Gas - ENTSOG” insgesamt 39 TSO-Mitglieder (Transportnetzbetreiber), aus 24 europäischen Ländern zusammengeschlossen, um den grenzüberschreitenden Handel für Gas zu fördern, die Verwaltung und den Betrieb zu optimieren sowie eine solide technische Entwicklung¹¹ der europäischen Erdgasfernleitungsnetze zu gewährleisten.

4.2.2 Das deutsche Gasnetz

Über die Ferngasleitungen wird das importierte und in Deutschland geförderte Erdgas transportiert. An diesem aufgespannten Netz von Transportrohrleitungen sind sowohl Regionalversorger, Stadtwerke, kleinere Versorger, als auch Sonderkunden mit einem hohen Erdgasbedarf, z.B. Gasturbinenkraftwerke, Glashersteller, Gießereien und Schmelzbetriebe angeschlossen, welche das Gas zum Endkunden verteilen bzw. als Sonderkunden selbst verbrauchen. Des Weiteren erfolgt die Einbindung der Erdgasspeicher in die Gasinfrastruktur im Wesentlichen ebenfalls über das Ferngasleitungsnetz.

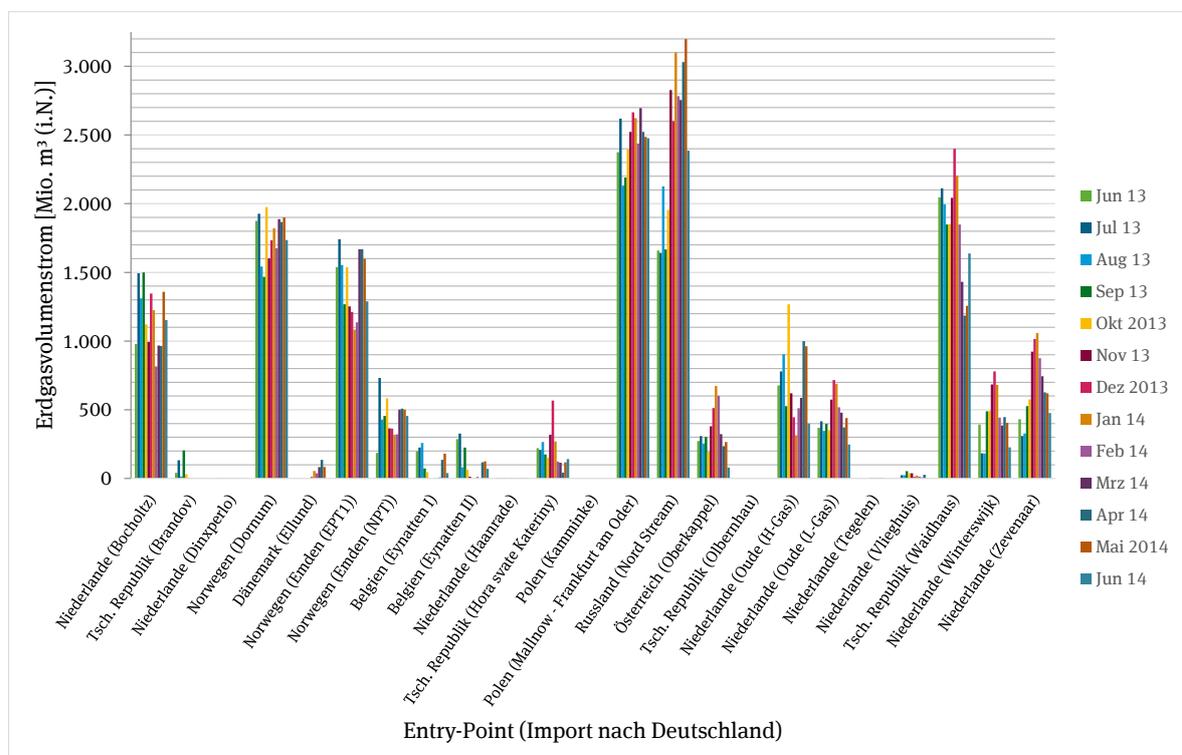
¹¹ Der aktuelle 10 Jahresplan zum Ausbau des europäischen Erdgasfernleitungsnetzes umfasst hunderte Einzelprojekte, die in einem ca. 600 Seitendokument einzeln aufgeführt sind (<http://www.entsog.eu/publications/tyndp/2013#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2013-2022>).

Dem Ferngasnetz sind sogenannte regionale Transport- und Verteilnetze nachgelagert. Wie auch bei der Schnittstelle zwischen Ferngasleitungsnetz und Transportnetz erfolgt hier eine Druckreduzierung auf den im Verteilnetz jeweilig geforderten Betriebsdruck. Es erfolgt eine Einteilung der Druckstufen in Niederdruck (ND) $\leq 0,1$ bar, Mitteldruck (MD) $> 0,1$ und ≤ 1 bar, Hochdruck (HD) > 1 bar. An den Übernahmeregel- und messanlagen, oder aber auch erst am Einspeisepunkt in die Ortsnetzversorgung, erfolgt die Odorierung (Zugabe von Geruchsstoffen) des Erdgases mit dem Ziel, dieses, aus sicherheitstechnischen Gründen, „riechbar“ zu machen.

Die meisten Endkunden sind an die sogenannten Ortsnetze angeschlossen, welche regionalen Transport- und Verteilnetzen nachgelagert sind. Ortsnetze verfügen ebenfalls über Druckregelanlagen, die allerdings (wenn überhaupt) nur über betriebliche Mengenmessungen verfügen. Die Netzbetreiber sind bestrebt die Anzahl dieser Anlagen (aus Kostengründen) zu reduzieren.

In Deutschland existieren ca. 23 Entry-Exit-Points. Dies sind Netzkopplungspunkte zwischen mindestens zwei Netzbetreibern, an denen grenzüberschreitend Gas über die Gastransportleitungen im- oder exportiert wird. Die aktuellen Erdgasimporte für einen Zeitraum von 1 Jahr sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt. Anhand der Importvolumenströme an den Entry-Points ist ebenfalls die Reihenfolge der Bezugsquellen 1. Russland¹², 2. Norwegen, 3. Niederlande ersichtlich.

Abbildung 3: Darstellung der spezifischen monatlichen Erdgasimporte für die jeweiligen Entry-Points

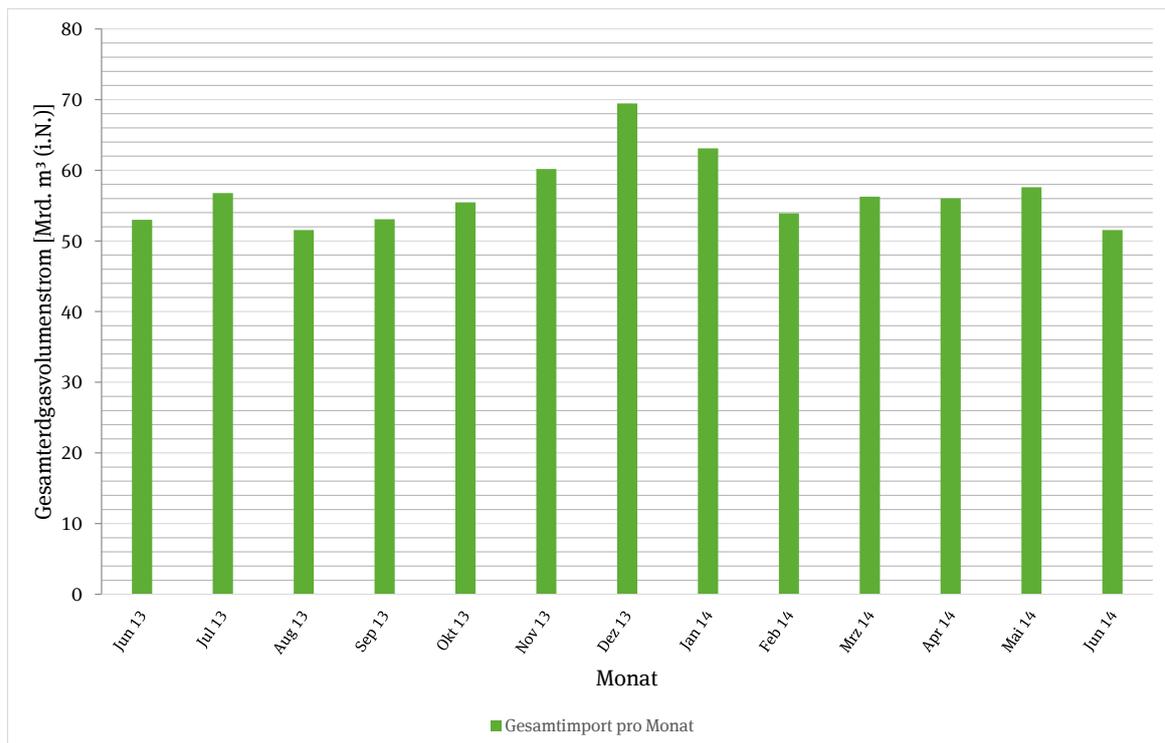


¹² Direkte Verbindung über Nord Stream und indirekt z.B. über Polen und Tschechische Republik.

Quelle: eigene Darstellung DBI, auf Datenbasis (Gas Infrastructure Europe - GIE, 2014)

Unabhängig von den jahreszeitlichen Temperaturschwankungen und einem damit verbundenen Erdgasverbrauch im Wärmesektor ist anhand der Abbildung 4 ersichtlich, dass der Gesamterdgasimport (inklusive der „Transiterdgasmenen“) nur einer geringen Schwankungsbreite unterliegt. Die Grundlast der Stromerzeugung und der Industrie sowie auch der Transit in benachbarte Länder und die bevorzugte Erdgasspeicherbefüllung in den Sommermonaten bewirken eine Glättung der Importmengen.

Abbildung 4: Darstellung der monatlichen Gesamterdgasimporte¹³



Quelle: eigene Darstellung DBI, auf Datenbasis (Gas Infrastructure Europe - GIE, 2014)

Die Tabelle 3 sowie die Abbildung 5 und Abbildung 7 führen die in Deutschland im Transportnetz eingebundenen Erdgasspeicher mit den zugehörigen technischen Kapazitäten (Arbeitsgas) und der Lage auf.

Tabelle 3: Liste der nationalen Erdgasspeicher mit den zugehörigen Erdgasspeicherkapazitäten¹⁴

Nr.	Standort	Betreiber	Typ Erdgasspeicher	Arbeitsgas [Mio. m ³ (i.N.)]
1	Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	Salzkaverne/	1.109

¹³ Inklusive der Gasmengen, die durch Deutschland in weitere Abnahmeländer transportiert wird. Die in Deutschland verbrauchte Menge stellt dementsprechend nur eine Teilmenge dar.

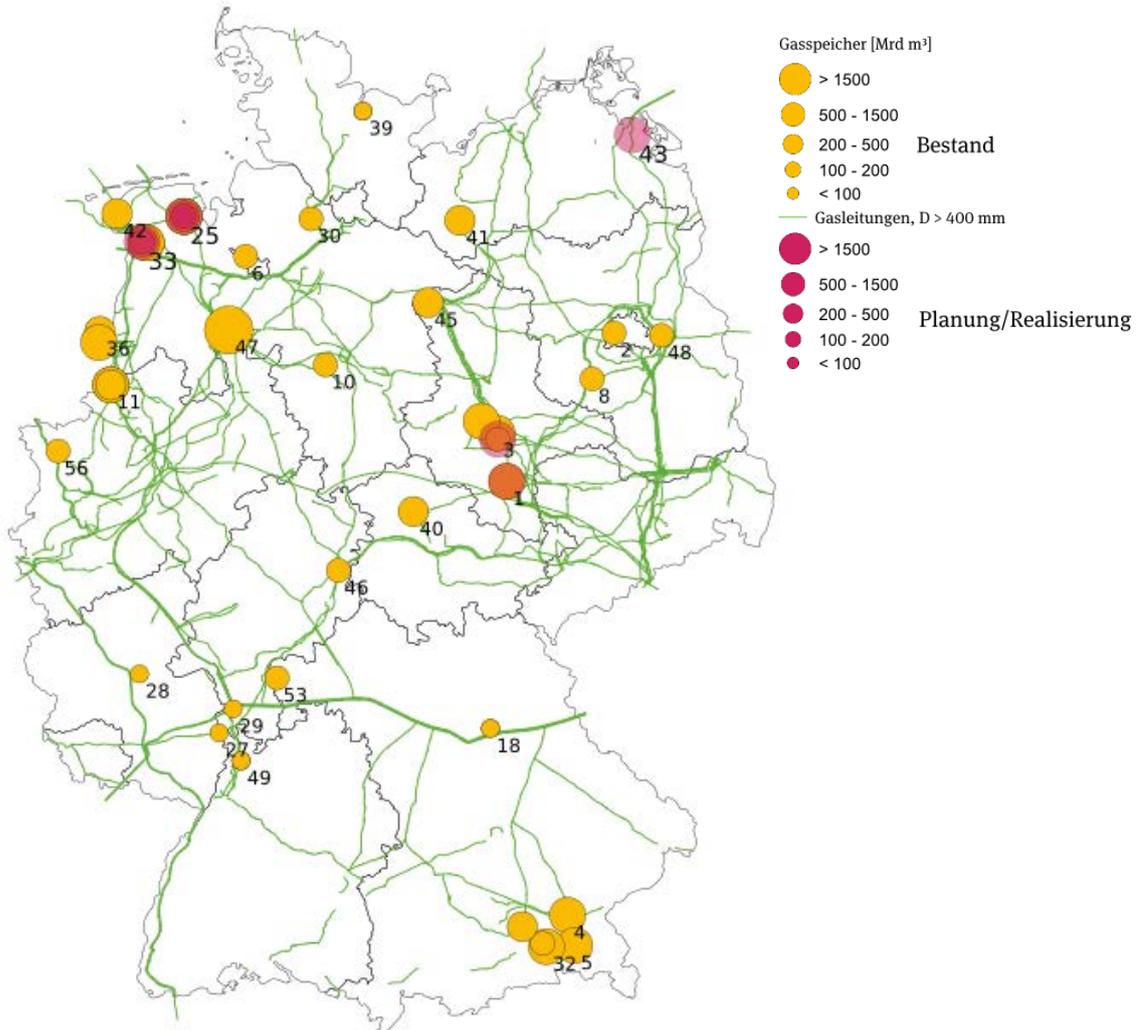
¹⁴ Kursiv dargestellten Erdgasspeicher befinden sich aktuell in Planung/Realisierung.

			erschöpftes Erdgasfeld	
2	Berlin	Berliner Gaswerke (GASAG)	Porengasspeicher	135
3	Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	1.031
4	Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	erschöpftes Erdgasfeld	840
5	Breitbrunn	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	erschöpftes Erdgasfeld	992
6	Bremen-Lesum	Stadtwerke Bremen	Salzkaverne	75
7	Bremen-Lesum	Storengy Deutschland	Salzkaverne	155
8	Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Porengasspeicher	175
10	Empelde	GHG	Salzkaverne	159
11	Epe EGS H-Gas	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Salzkaverne	1.477
12	Epe EGS L-Gas	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Salzkaverne	429
13	Epe Eneco	Eneco	Salzkaverne	180
14	Epe KGE	KGE (Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG)	Salzkaverne	85
15	Epe RGS H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	523
16	Epe RGS L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	90
17	Epe RGS NL	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	314
18	Eschenfelden	EGS (Anteil)	Porengasspeicher	48
19	Eschenfelden	N-ERGIE (Anteil)	Porengasspeicher	24
20	<i>Etzel</i>	<i>Gazprom Germania/BP/DONG</i>	<i>Salzkaverne</i>	
21	Etzel Crystal	EDF – EnBW	Salzkaverne	398
22	Etzel Erdgas Lager EGL	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Salzkaverne	1.028
23	Etzel ESE	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Salzkaverne	1273
24	Etzel ESE	OMV Gas Storage Germany GmbH (Anteil)	Salzkaverne	210
25	<i>Etzel ESE</i>	<i>VNG Gasspeicher GmbH (Anteil)</i>	<i>Salzkaverne</i>	<i>108,4</i>
26	<i>Etzel ESE</i>	<i>Gas Union (Anteil)</i>	<i>Salzkaverne</i>	
27	Frankenthal	Enovos Storage GmbH	Porengasspeicher	86
28	Fronhofen-Trigonodus	Storengy Deutschland	erschöpftes Erdgasfeld	13
29	Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Porengasspeicher	80
30	Harsefeld	Storengy Deutschland	Salzkaverne	112
31	Huntorf L / Nüttermoor L	EWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	1.071
32	Inzenham-West	RWE Dea	Depleted Field	500
33	Jemgum	EWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	150
34	<i>Jemgum</i>	<i>astora (Anteil)</i>	<i>Salzkaverne</i>	
35	<i>Jemgum</i>	<i>VNG Gasspeicher (Anteil)</i>	<i>Salzkaverne</i>	
36	Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Porengasspeicher	215
37	Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	Salzkaverne	106
38	Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel	Salzkaverne	71
39	Kiel-Rönne	EGS/E.ON Hanse/Kiel Stadtwerke (Besitzer)	Salzkaverne	25
40	Kirchheiligen	VNG Gasspeicher GmbH	erschöpftes Feld	200
41	Kraak	EGS/E.ON Hanse (Besitzer)	Salzkaverne	288
42	Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Salzkaverne	225
43	<i>Moeckow H</i>	<i>EWE Gasspeicher GmbH</i>	<i>Salzkaverne</i>	

44	Nüttermoor H	EWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	541
45	Peckensen	Storengy Deutschland	Salzkaverne	402
46	Reckrod	Gas Union Storage GmbH	Salzkaverne	110
47	Rehden	Astora	erschöpftes Feld	4.400
48	Rüdersdorf H	EWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	135
49	Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH (EGS) (Anteil)	Porengasspeicher	15
50	Sandhausen	terranets GmbH (Anteil)	Porengasspeicher	15
51	Schmidhausen	Stadtwerke München	erschöpftes Feld	150
52	Stassfurt	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	539
53	Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH (EGS)	Porengasspeicher	135
54	Uelsen	Storengy Deutschland	erschöpftes Erdgasfeld	840
55	Wolfersberg	Bayerngas / RWE Dea	erschöpftes Erdgasfeld	365
56	Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	185

Quelle: (Gas Infrastructure Europe - GIE, 2014)

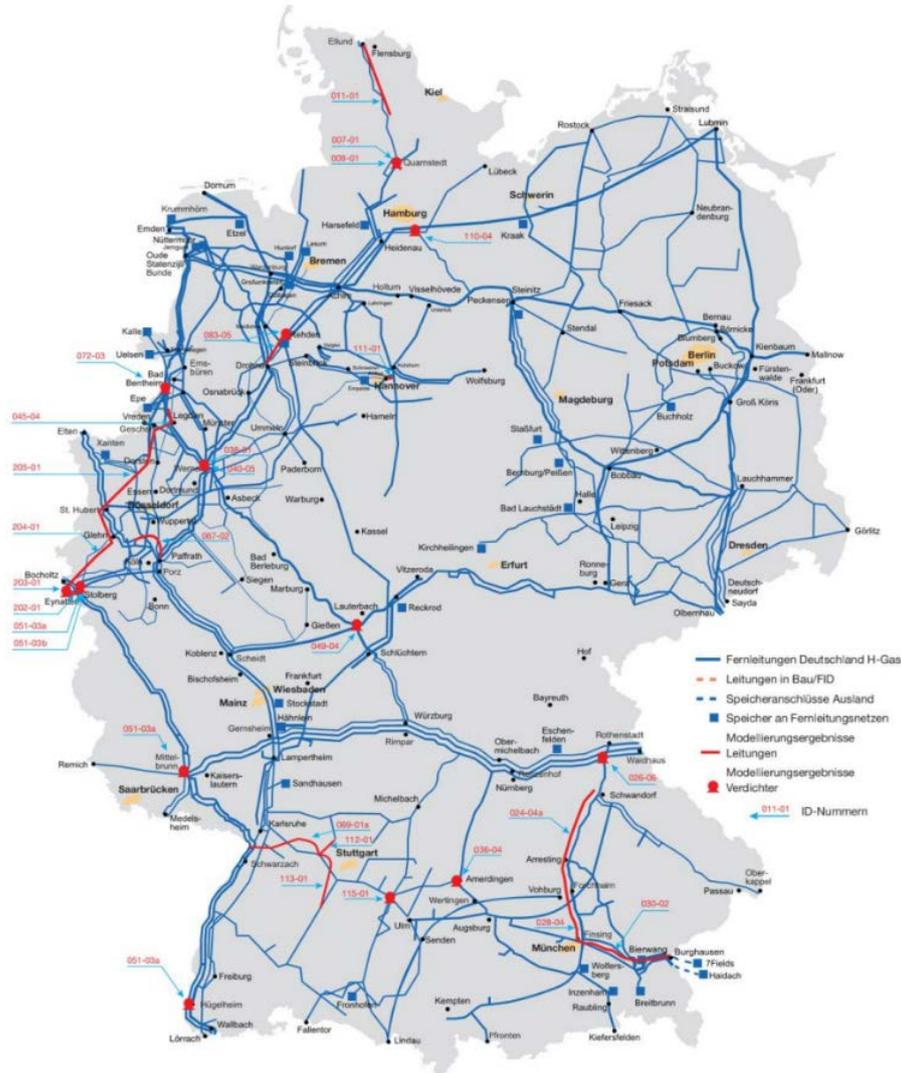
Abbildung 5: Geografische Lage der Erdgasspeicher in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung, DBI

Um sicherzustellen, dass auch zukünftig trotz der sich ändernden Bedingungen, z.B. vermehrter Erdgasimport aus Russland, die nationale und internationale Versorgungszuverlässigkeit weiter aufrecht erhalten werden kann, ist es notwendig vor allem die Transportnetze anzupassen. Der aktuelle Netzentwicklungsplan Gas 2014 (NEP) der Transportnetzbetreiber gibt entsprechend aufgestellter Modelle Handlungsempfehlungen und stellt die aktuellen in der Planung und Realisierung befindlichen Projekte bis 2024 an (siehe Anhang 1, Tabelle 1 u. 2).

Abbildung 6: grafischer Überblick der Netzausbaumaßnahmen bis 2024



Quelle: (Netzentwicklungsplan Gas, 2014)

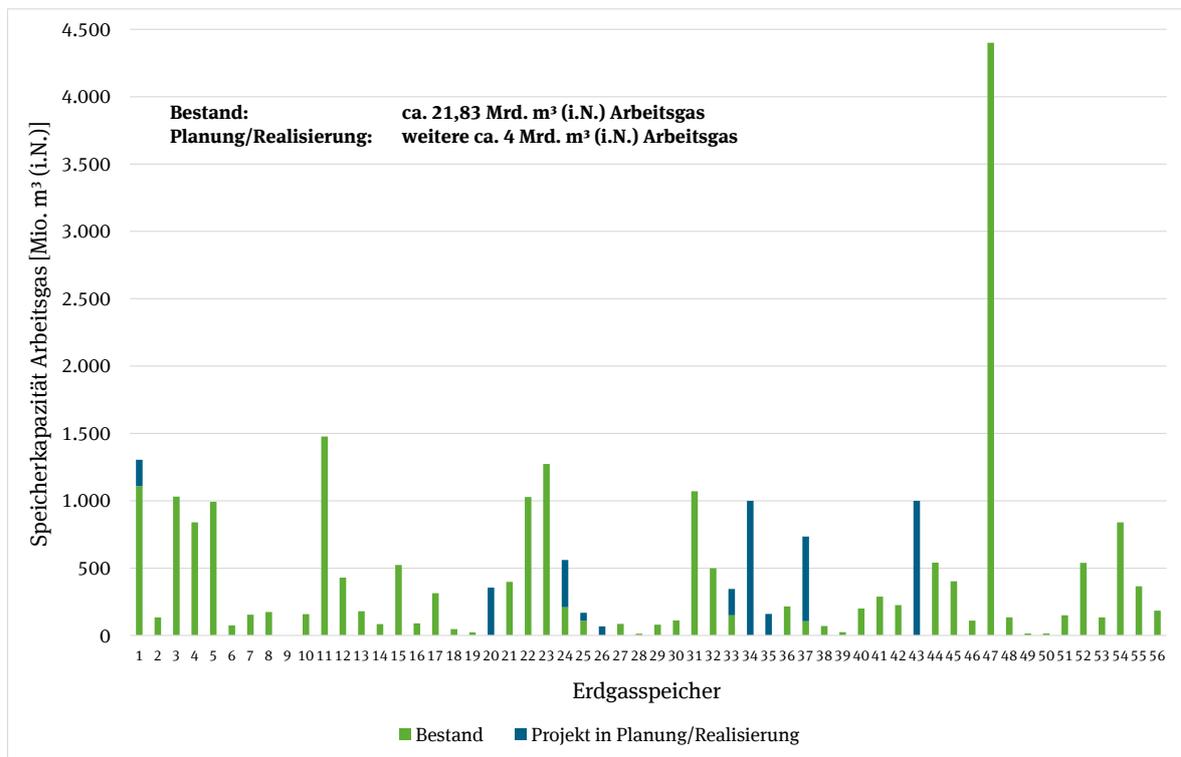
In 19 Projekten¹⁵ sollen in Summe für etwa 1,6 Mrd. Euro rund 761 neue Leitungskilometer entstehen (siehe Anhang 1, Tabelle 1). Es sind 11 Transportverdichterstationen¹⁶ für ca. 1,2 Mrd. Euro geplant (siehe Anhang 1, Tabelle 2) sowie weitere Ausbauplanungen z.B. Gas-Druckregelanlagen und Qualitätsanpassung von L auf H-Gas¹⁷. Über die derzeitigen Projekte zum Ausbau von Gasspeichern wird in Abbildung 7 ein Überblick gegeben. Bei entsprechender Realisierung würde sich die Speicherkapazität um knapp 20% erhöhen.

¹⁵ Anzahl der geplanten Netzausbaumaßnahmen (Verbindungs-, Anschluss-, Loop- und neue Transportleitungen – Druckbereich zwischen 16 und 100 bar, Leitungsdurchmesser 150 bis 1.200 mm).

¹⁶ 24 Verdichtereinheiten.

¹⁷ 26 geplante Maßnahmen für rund 0,26 Mrd. Euro.

Abbildung 7: Darstellung der nationalen Erdgasspeicherkapazitäten im Bestand und in der Planung/Realisierung¹⁸



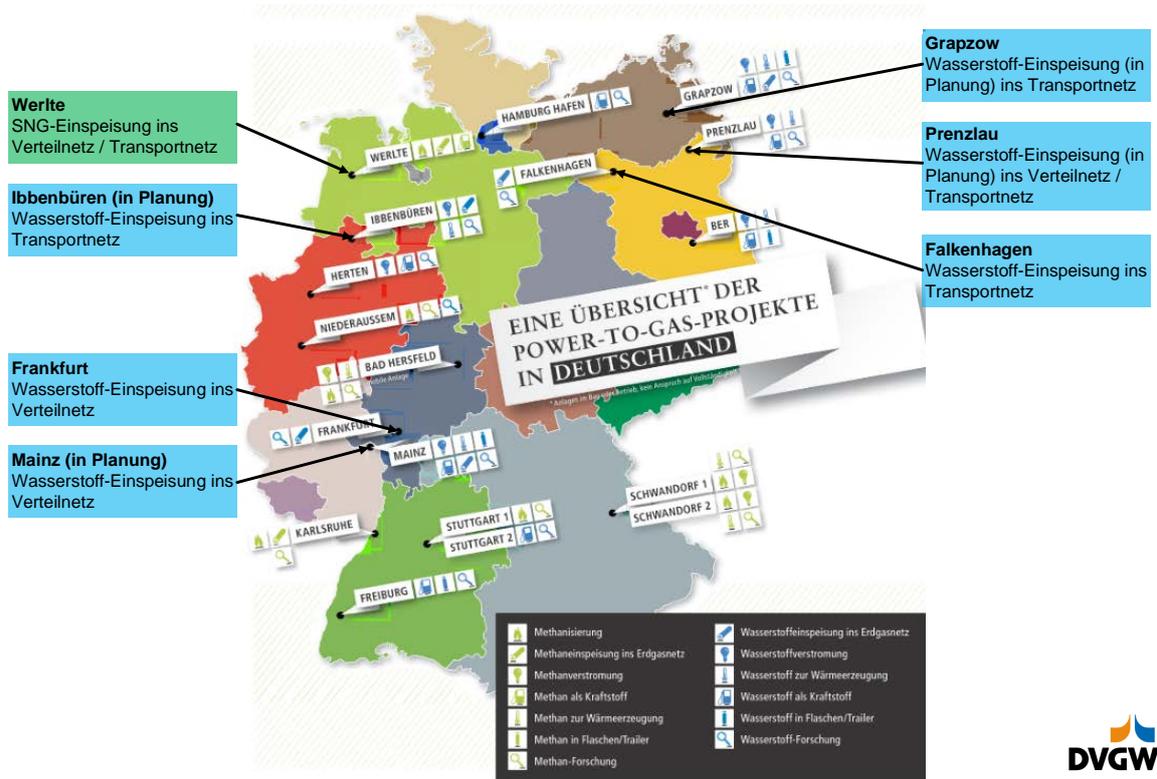
Quelle: eigene Darstellung, DBI auf Datenbasis (Gas Infrastructure Europe - GIE, 2014)

Aktuell wird neben der Einspeisung von aufbereiteten und konditionierten Biogas bereits Wasserstoff und methanisierter Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist. Abbildung 8 zeigt die aktuellen in Betrieb bzw. in der Umsetzung befindlichen Wasserstoff-/SNG¹⁹-Einspeiseanlagen in Deutschland.

¹⁸ Die Nummern der x-Achse entsprechend den Erdgasspeichern in Tabelle 3.

¹⁹ SNG - Synthetic Natural Gas bzw. Substitute Natural Gas. In diesem Kontext eine Bezeichnung für methanisierten Wasserstoff.

Abbildung 8: Übersicht der in Betrieb bzw. in der Umsetzung befindlichen Wasserstoff-/SNG-Einspeiseanlagen in Deutschland



Quelle: (DVGW, 2014), separate Informationen/ Beschriftung zu den Einspeiseanlagen durch DBI (August 2014)

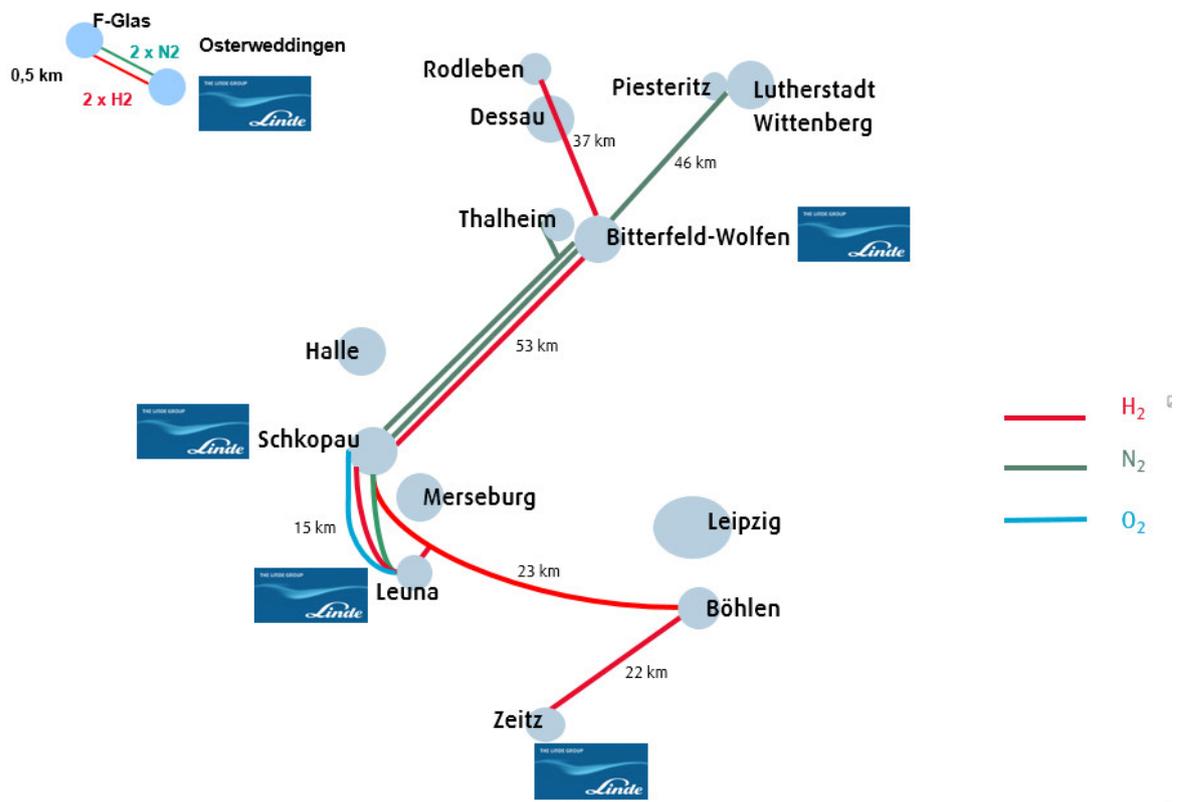
4.2.3 Deutsche Wasserstoffnetze

In Deutschland gibt es bereits regional begrenzt reine Wasserstoffnetze/ Pipelines.

Im Rhein-Ruhr-Gebiet betreibt die Air Liquide GmbH das größte Wasserstoffnetz in Deutschland. Das Wasserstoffnetz umfasst eine Länge von über 240 km und beliefert Großabnehmer (z.B. eine der größten Abfüllanlagen für Wasserstoff in Europa).

Zwischen Leuna und dem Raum Bitterfeld (Dessau-Rodleben) betreibt die Linde-Gas AG eine Wasserstoffpipeline mit einer Länge von ca. 50 km und zwischen Leuna und Merseburg 20 km. Daneben wird von Dow Germany AG zwischen Schkopau und Böhlen eine Wasserstoffpipeline von 40 km Länge und eine 24 km Wasserstoffpipeline Böhlen-Zeitz (ehemalige Rohbenzinpipeline) von der Infra Zeitz Servicegesellschaft mbH betrieben. Des Weiteren werden wie bspw. im Industriepark Höchst kleine "on site" Wasserstoffnetze betrieben.

Abbildung 9: Schematische Darstellung der Wasserstoffpipelines in Mitteldeutschland



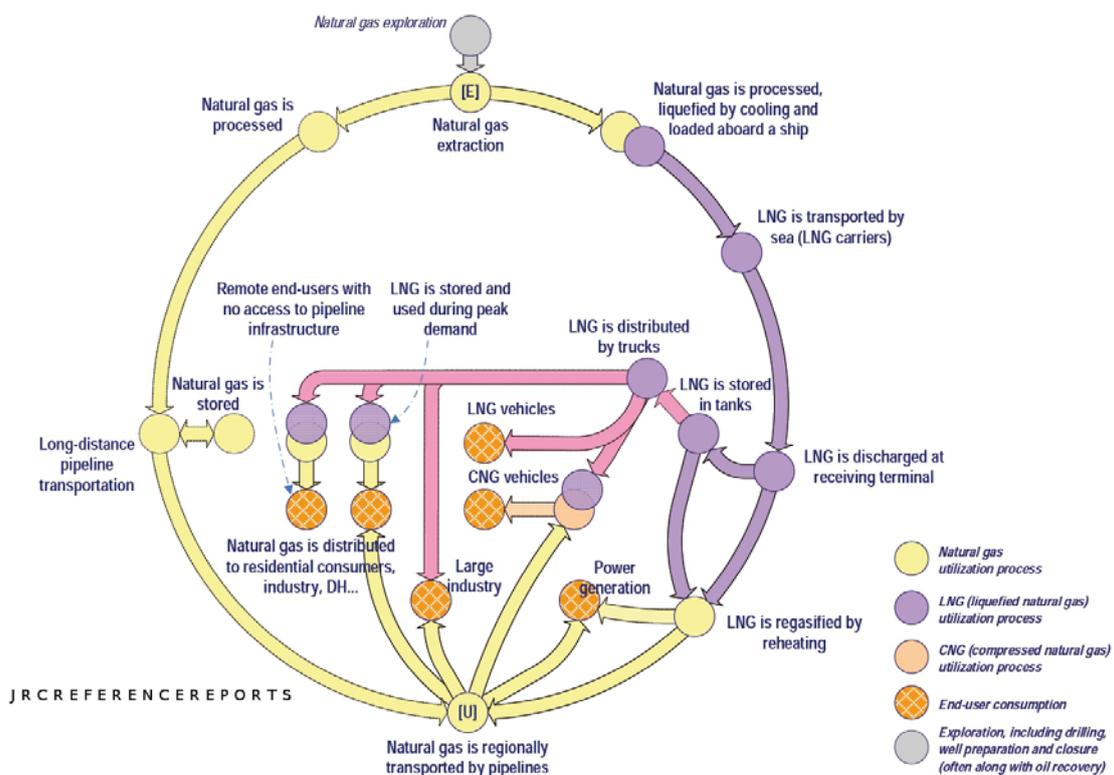
Quelle: LINDE AG, Gases Division (2015)

4.3 LNG

Neben dem leitungsgebundenen Transport können Gase auch in verflüssigter Form mittels Schiff transportiert werden – LNG (liquefied natural gas).

Die LNG-Prozesskette kann in drei grundlegende Schritte unterteilt werden: Nach der Gasbereitstellung (z.B. der Erdgasförderung) wird das Gas zu der Verflüssigungsstation, einem s.g. LNG Terminal, über Rohrleitungen transportiert. Nach der Verflüssigung erfolgt die Verschiffung zum Bestimmungsort, wo es wieder regasifiziert bzw. im flüssigen Zustand verteilt und anschließend verwendet wird.

Abbildung 10: LNG- Wertschöpfungskette



Quelle: (Kavalov, et al., 2009)

Verflüssigung

Die Verflüssigung lässt sich in drei Prozessschritte unterteilen:

- ▶ Abtrennung von Verunreinigungen und höheren Kohlenwasserstoffen
- ▶ Abkühlung bis zur Verflüssigung
- ▶ Transport des LNG in den Tanker

Zunächst müssen Quecksilber, Wasser und saure Bestandteile wie H₂S und CO₂ abgetrennt werden, da diese sonst bei tiefen Temperaturen kristallisieren würden, bzw. zu Korrosion führen könnten.

Stickstoff und Helium werden ebenfalls zumeist abgetrennt, um ein geringeres Volumen zu erreichen, da sie als Inertgase ohnehin nicht profitabel wären.

Höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan und Butan werden i.d.R. abgetrennt, um sie separat z.B. als LPG zu vermarkten. Bei der Bereitstellung von regenerativem Methan würden die Reinigungs-/Abtrennprozesse entsprechend weniger intensiv erfolgen.

Aufgrund der gesamten Reinigungs-/Abtrennungsprozesse besteht das Erdgas zum Verflüssigungszeitpunkt fast ausschließlich aus Methan, woraus man schließen kann, dass der Wirkungsgrad auch auf die Verflüssigung von eCH_4 zutrifft (siehe 5.2.2.3).

Die Verflüssigung selbst ist abhängig vom gewählten Prozess, die wichtigsten sind:

- ▶ der Linde- Prozess
- ▶ der Kaskadenprozess
- ▶ der einfache Kältemittelgemisch- Kreislauf und
- ▶ der Propan- vorgekühlte Kältemittelgemisch- Kreislauf

Zumeist wird der Letztere angewendet, da er eine hohe Effizienz besitzt. Die Anlage besteht hauptsächlich aus Kompressoren und Wärmeübertragern.

Da es sich schon bei Erdgas (Hauptbestandteil Methan, Siedepunkt – 161,5 °C bei Normdruck (E. Howe GmbH & Co. KG, 2013)) um einen sehr energieintensiven Prozess handelt, wird in den weiteren Betrachtungen von einer Wasserstoffverflüssigung (eH_2) abgesehen, dessen Siedepunkt liegt bei - 252,87 °C (Stegemann, 2003) und somit wäre mit heutigen technischen Möglichkeiten eine Verflüssigung kurz- und mittelfristig unwirtschaftlich²⁰.

Verschiffung

Bei der Verschiffung besteht das grundsätzliche Problem des s.g. Boil-off-Effekts. Das verflüssigte Erdgas in den Tanks verdampft wieder und unterliegt somit einer täglichen Verlustrate von ca. 0,15 %/d (TOTAL, 2011). Der Boil-off-Effekt wäre für Wasserstoff um ein Vielfaches höher.

Zwar wird das verdampfte Gas i.d.R. aufgefangen und als Schiffsantrieb genutzt, jedoch ist der Boil-off-Effekt trotzdem als Wirkungsgradverlust zu verzeichnen²¹. Möglichkeiten der Rückverflüssigung existieren ebenfalls, werden aber zumeist nur bei sogenannten Supertankern, die sehr große Transportentfernungen zurücklegen müssen, eingesetzt.

Ein LNG- Tanker besitzt im Durchschnitt eine Geschwindigkeit von ca. 20 kn, was ca. 37km/h entspricht, und eine Ladekapazität von 145.000 m³ LNG. Sogenannte Q_{max} Tanker haben ein Fassungsvermögen von bis zu 260.000 m³ LNG. (Terpitz, 2009)

²⁰ Die alternative Speicherung von Wasserstoff in metall-organischen Gerüsten (poröse Materialien) ist Gegenstand aktueller Forschung. Inwieweit diese Technologie zukünftig für den großtechnischen Maßstab genutzt werden kann ist derzeit nicht absehbar.

²¹ Der allgemeine Speicherdruck beträgt ca. 210 mbar und die -temperatur zwischen –164 °C bis –161 °C. Durch einen erhöhten Kühl- bzw. Isolierungsaufwand könnte der Boil-off-Effekt theoretisch gemindert werden. Eine detaillierte Kosten-Nutzen-Rechnung kann darüber Auskunft geben.

Regasifizierung

Die Regasifizierung findet am Bestimmungsort (Import LNG-Terminal) statt und erfolgt durch Entspannung und Wiedererwärmung. In diesem Schritt werden, um den Brennwert für eine Erdgaseinspeisung anzuheben, teilweise vorher abgetrennte Kohlenwasserstoffe wieder dem LNG zugemischt.

In Tabelle 4 ist ein Beispiel für die Bandbreite der Effizienz des LNG-Transports aufgeführt.

Tabelle 4: Beispiel für die Effizienz des LNG-Transports von Nordafrika nach Europa (Kavalov, et al., 2009)²²

Vorgang	Verlust Nordafrika nach Südeuropa in [%]	Verlust Nordafrika nach Nordeuropa in [%]
Verflüssigung ²³	13	14
Verschiffung und Speicherung (inkl. Boil-off)	3	8
Regasifizierung	1	1
Gesamt-Effizienz	83 %	77 %

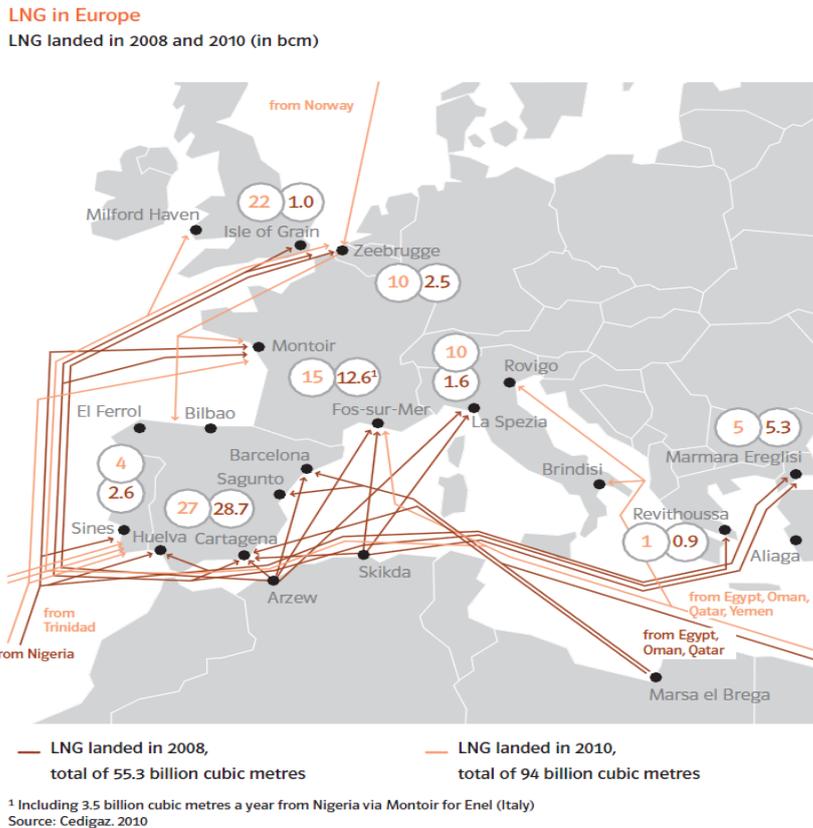
Quelle: (Kavalov, et al., 2009)

Auf der nachfolgenden Karte ist eine Auswahl an Import- und Export-LNG-Terminals aufgeführt, die in Europa im Jahre 2010 bereits existierten. Bis heute wurde in Deutschland kein LNG-Terminal gebaut. Es liegen zwar Pläne für ein Terminal in Wilhelmshaven vor, diese wurden aber zunächst verschoben (getenergy GmbH, 2011). Auch in Rostock und Lübeck wurden Machbarkeitsstudien durchgeführt, aber bisher erfolgte keine Umsetzung (Baltic Energy Forum, e.V., 2011), (VerkehrsRundschau, 2011).

²² Die genauen Ortsangaben und die damit verbundenen Entfernungen lassen sich leider nicht identifizieren.

²³ In Abhängigkeit der Erdgaszusammensetzung.

Abbildung 11: LNG-Terminals und -Transportwege in Europa²⁴



Quelle: (E.ON Ruhrgas AG, 2010)

4.4 Stromnetz

Das europäische Übertragungsnetz dient dem internationalen Austausch großer Elektrizitätsmengen und ist historisch aus mehreren regionalen Verbundnetzen hervorgegangen. Die derzeitig 41 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus insgesamt 34 europäischen Ländern werden seit dem 01. Juli 2009 durch das „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) repräsentiert (Staschus & Mieszcanski, 2011). Nachfolgende Tabelle 5 stellt die Regionalgruppen dar, denen die ÜNB der teilnehmenden Länder unterstehen. Das „System Operations Committee“ verwaltet und steuert fünf permanente Regionalgruppen auf Basis der Synchronzonen (Continental Europe, Nordic, Baltic, UK und Ireland) und zwei freiwillige Regionalgruppen²⁵ (Northern Europe und Isolated Systems). Diese Regionalgruppen gewährleisten die Kompatibilität zwischen einem zuverlässigen Systembetrieb auf der einen, und Marktlösungen sowie Systementwicklungen auf der anderen Seite.

²⁴ Eine sehr umfangreiche und aktuelle LNG-Karte mit in Betrieb befindlichen und geplanten LNG-Terminals kann der GLE-map entnommen werden (diese ist in dem Bericht nicht darstellbar). <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>. Des Weiteren steht auch auf der entsprechenden Seite eine Excel-Datei mit spezifischen Daten der einzelnen LNG-Terminals zur Verfügung.

²⁵ Über die Mitgliedschaft in den permanenten Regionalgruppen hinaus können sich zwei oder mehrere Mitglieder der ENTSO-E in frei organisierten freiwilligen Regionalgruppen mit gemeinsamen Themenfokus zusammenfinden.

Tabelle 5: Regionalgruppen im ENTSO-E Verbundsystem und teilnehmende Länder

Regionalgruppe (RG)		Teilnehmende Länder
permanent	RG-Ireland ehemals ATSOI	Irland, Großbritannien
	RG-Baltic ehemals BALTSO	Estland, Lettland, Litauen
	RG-Nordic ehemals Nordel	Dänemark (Ost), Finnland, Norwegen, Schweden
	RG-Continental Europe (CE) ehemals UCTE	Österreich, Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Dänemark (West), Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Kroatien, Luxemburg, Mazedonien, Montenegro, Niederlande, Polen, Portugal, Rumänien, Serbien, Slowakische Republik, Slowenien, Spanien, Schweiz, Tschechische Republik, Ungarn
	RG-UK ehemals UKTSOA	Großbritannien
freiwillig	VRG-Northern Europe (NE)	Dänemark (Ost), Deutschland, Finnland, Niederlande, Norwegen, Polen, Schweden
	VRG-Isolated Systems (IS)	Island, Zypern, Italien, Spanien

Quelle: (ENTSO-E, 2012)

Die durch diese Regionalgruppen vorgegebenen Netzbetriebsvorschriften (Grid codes) sind für jeden ÜNB verbindlich. Die einzelnen Regionalgruppen werden weiter in Regelblöcke unterteilt, die wiederum in Regelzonen unterteilt sind.

Obwohl die Länder Marokko, Algerien und Tunesien nicht dem ENTSO-E angehören, wird deren Stromnetz synchron mit der RG-CE betrieben. Auch der Betrieb des türkischen Stromnetzes erfolgt synchron mit der kontinentaleuropäischen Synchronzone (ENTSO-E, 2014). Darüber hinaus kommt es auch zum physikalischen grenzüberschreitenden Stromaustausch mit Weißrussland und der Ukraine, also Staaten der ehemaligen Sowjetunion (ENTSO-E, 2015).

Die Mitglieder des ENTSO-E stellen auf 305.000 km Übertragungsleitungen Elektrizität für insgesamt 532 Mio. Verbraucher bereit, die im Jahr 2011 eine Strommenge von 3.200 TWh verbrauchten (Staschus & Mieszczanski, 2011).

Die elektrische Energieübertragung findet mittels unterschiedlicher Übertragungstechnologien statt. Im europäischen Übertragungsnetz erfolgt der internationale Austausch elektrischer Energie mit Ausnahme weniger Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) fast ausschließlich über Hochspannungs-Drehstrom-Übertragungsleitungen (HDÜ). Bei den HDÜ-Technologien werden in den entsprechenden Ländern unterschiedliche Spannungsebenen eingesetzt, die typischerweise den folgenden Spannungsniveaus entsprechen: 110 kV, 220 kV, 300-330 kV, 380-400 kV, 500 kV und 750 kV.

5 Vergleich zum Import regenerativer Gase

Nachfolgend soll ein Überblick zu dem möglichen Importen von regenerativen Gasen gegeben werden. Dazu werden an Hand von beispielhaften Erzeugungsstandorten die verschiedenen möglichen Importpfade miteinander verglichen. Schwerpunkt dabei liegt auf der Ermittlung der energetischen Verluste in Abhängigkeit des Transportpfades und der Entfernung von Erzeugungs- und Verbrauchsort. Darüber hinaus soll an Hand einer Hemmnisdarstellung ein Überblick zu den möglichen Herausforderungen beim Ausbau einzelner Importwege gegeben werden.

Ein Kostenvergleich kann aufgrund der länderübergreifenden Komplexität im Rahmen dieses Berichtes nicht gegeben werden. Ein wichtiger Anhaltspunkt für die entstehenden Kosten ist jedoch auch über die Angaben zu den energetischen Verlusten gegeben.

5.1 Auswahl von Erzeugungsstandorten

Grundsätzlich können unter Berücksichtigung des LNG-Transportweges weltweit nahezu alle kostengünstigen EE-Erzeugungsstandorte erschlossen werden. Um einen Überblick über die unterschiedlichen Vor- und Nachteile insbesondere im Hinblick auf energetische Verluste verschiedener Importwege zu gewinnen, erfolgt ein systematischer Vergleich an Hand beispielhafter Erzeugungsstandorte.

Bei der Auswahl der Standorte auch innerhalb der einzelnen Ländern wurde zum einen auf bereits existierende Erzeugungsstandorte und zum anderen auf eine strom- bzw. gasnetznahe Anbindung geachtet. Im Rahmen dieser Studie werden On- und Offshore-Windkraftstandorte in den Ländern UK, Norwegen und Schweden, jeweils ein Standort in Norwegen und Schweden für die Stromerzeugung aus Wasserkraft und für die Stromerzeugung aus photovoltaischen (PV) und solarthermischen (CSP) Energiequellen jeweils ein Standort in Südspanien, Türkei und Ägypten berücksichtigt. Ein Überblick dazu ist in Tabelle 6 gegeben. Die Auswahl hat beispielhaften Charakter und beinhaltet keine Aussage zur Realisierung und Erschließbarkeit dieser oder nicht betrachteter Standorte.

Tabelle 6: Annahmen zu den Erzeugungsstandorten für erneuerbaren Strom nach Erzeugungstechnologie

Erzeugungstechnologie	Land	Standort
Wind Onshore	UK	Girvan
	Norwegen	Stavanger
	Schweden	Bandsjön
Wind Offshore	UK	Girvan (vor der Küste)
	Norwegen	Stavanger (vor der Küste)
	Schweden	Bandsjön (vor der Küste)
Wasserkraft	Norwegen	Roskrepp
	Schweden	Hjalta
PV (Freifläche)	Türkei	Aydin
	Spanien	Guadix

CSP Parabol + Speicher	Ägypten	Samalut
	Türkei	Aydin
	Spanien	Guadix
	Ägypten	Samalut

Quelle: eigene Darstellung

Die Karte in Abbildung 12 zeigt die geographische Lage der betrachteten Erzeugungsstandorte für den möglichen Import nach Deutschland.

Abbildung 12: Geographische Lage der Erzeugungsstandorte für den Import erneuerbarer chemischer Energieträger



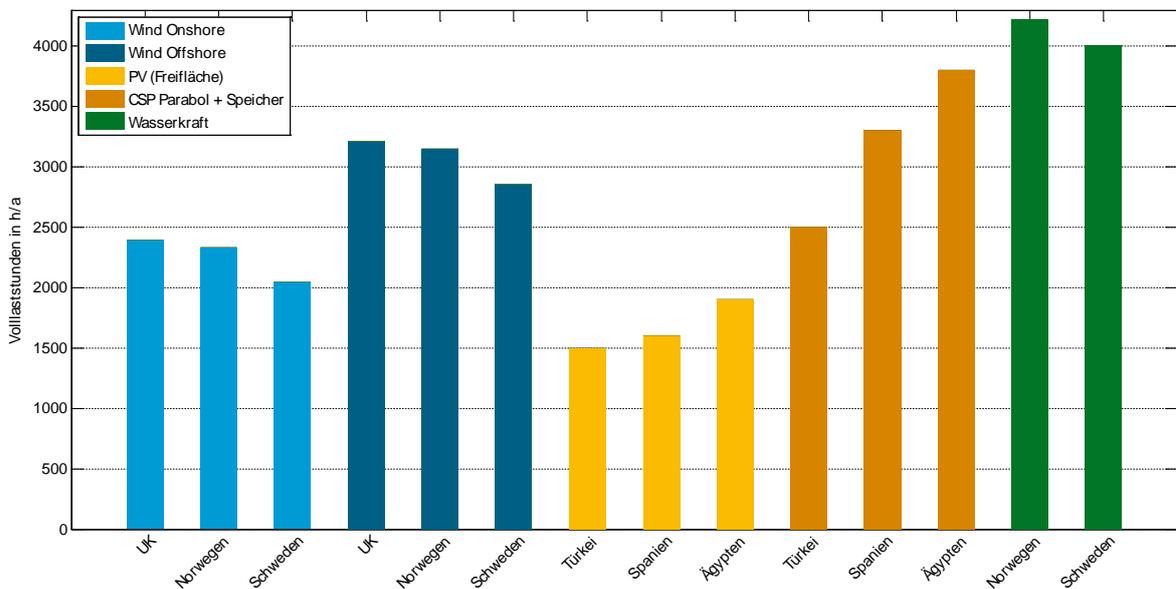
Quelle: eigene Darstellung auf Basis Google Maps

5.1.1 Spezifische Erzeugungskapazitäten der ausgewählten Erzeugungsstandorte

Zur Beurteilung der möglichen bereitzustellenden regenerativen Energien sind standortspezifische und erzeugungstechnologieabhängige Eigenschaften, wie beispielsweise Wirkungsgrad und Vollaststunden, zu berücksichtigen.

In Abbildung 13 werden die Volllaststunden, basierend auf unterschiedlichen Quellen, dargestellt. Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien Wind On- und Offshore wurden auf Basis länderspezifischer Nutzungsgrade aus (Weis-Taylor & Latorre, 2012) berechnet. Die Volllaststunden der PV- und CSP-Standorte wurden mithilfe von (SoDa, 2005) und (Kost, et al., 2012) ermittelt. Die Nutzungsgrade und die damit berechneten Volllaststunden der Wasserkraft wurden jeweils durch die jährlich produzierte Energiemenge aus Wasserkraftanlagen und der installierten Leistung dieser Anlagen ermittelt (Statistics Norway, 2010), (Statistics Norway, 2012), (Swedish Energy Agency, 2012).²⁶

Abbildung 13: Volllaststunden an den ausgewählten Erzeugungsstandorten für erneuerbaren Strom



Quelle: eigene Darstellung

Die hier dargestellten Volllaststunden werden zur Vollständigkeit nur nachrichtlich aufgeführt. Sie dienen ausschließlich zum Vergleich der Erzeugungsstandorte und spielen für die nachgelagerten Betrachtungen der ausländischen Importpotenziale keine Rolle. Dort ergeben sich die individuellen Volllaststunden durch zeitlich und räumlich hochaufgelöste Simulationen der erneuerbaren Einspeisung.

5.1.2 Stromgestehungskosten

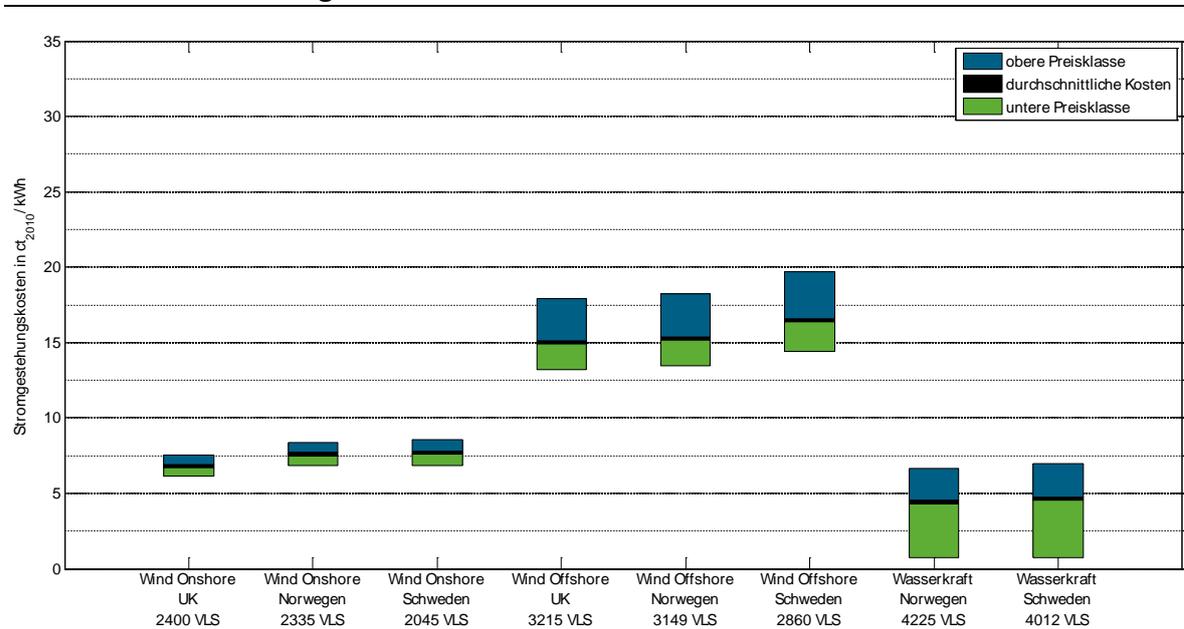
Ein wesentliches Kriterium bei der Erschließung erneuerbarer Energieerzeugungsstandorte sind die Stromgestehungskosten. Diese gelten als Vergleichsgröße auf Basis gewichteter Durchschnittskosten für Stromerzeugungstechnologien und ermöglichen somit den Vergleich verschiedener Erzeugungstechnologien. Die Stromgestehungskosten können die tatsächliche

²⁶ Die Ermittlung der Volllaststunden der Wasserkraft in Norwegen bzw. Schweden wurde auf Basis der jeweiligen produzierten Strommenge und installierten Leistung eines Jahres berechnet:
 Norwegen: 128,86 TWh bei einer installierten Leistung von 30,5 GW (Durchschnittliche Produktionsmenge).
 Schweden: 65,00 TWh bei einer installierten Leistung von 16,2 GW (Durchschnittliche Produktionsmenge).

Wertigkeit des Stroms nicht abbilden, da diese den tageszeitlichen Schwankungen von Angebot und Nachfrage unterliegt (Kost, et al., 2012). Zum Überblick und Vergleich der unterschiedlichen Standorte und Erzeugungstechniken werden nachfolgend die Stromgestehungskosten dargestellt. Auch diese sind ausschließlich nachrichtlich und sollen zum besseren ganzheitlichen Verständnis dienen.

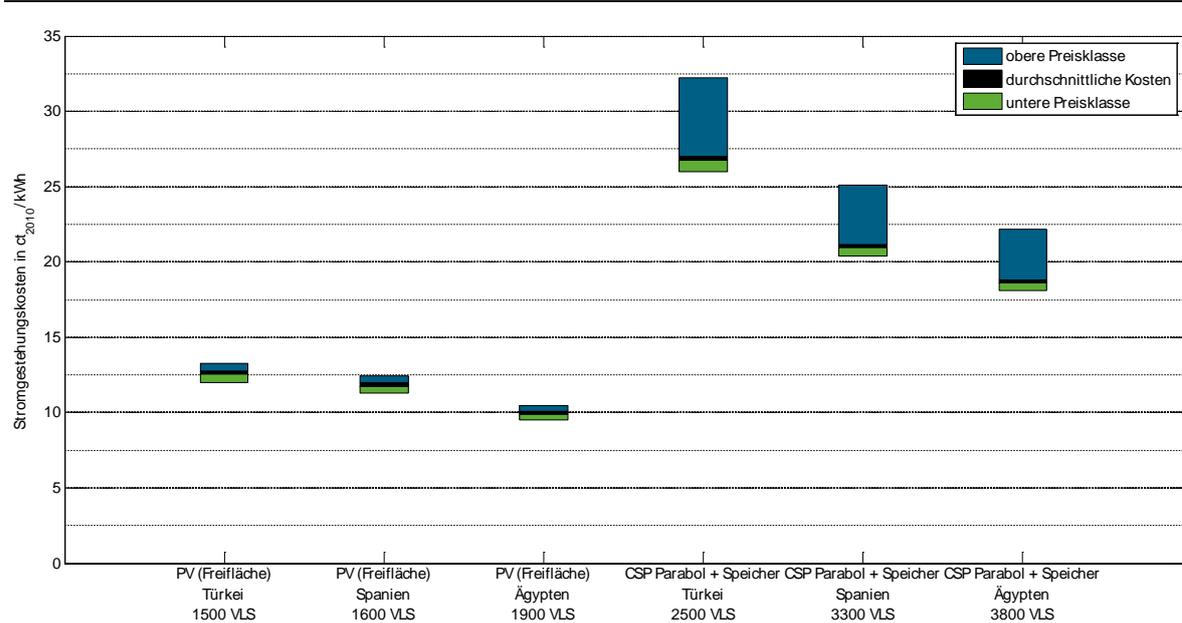
Die in Abbildung 14 und Abbildung 15 dargestellten Stromgestehungskosten der im letzten Abschnitt definierten Standorte mit ihren Volllaststunden wurden auf Basis spezifischer Anschaffungsinvestitionen mit Ober- und Untergrenzen, den Betriebskosten während der Nutzungszeit der Anlage, der Anlagenlebensdauer und länderspezifischen Finanzierungsbedingungen (Kost, et al., 2012) und (Kumar, et al., 2011) ermittelt.

Abbildung 14: Stromgestehungskosten 2012 für Wind On- und Offshore-Standorte in UK, Norwegen und Schweden sowie für Wasserkraft-Standorte in Norwegen und Schweden



Quelle: eigene Berechnungen nach (Kost, et al., 2012) und (Kumar, et al., 2011)

Abbildung 15: Stromgestehungskosten 2012 für PV und CSP-Standorte in der Türkei, Spanien und Ägypten



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kost, et al., 2012)

Nachdem oben die heutigen Stromgestehungskosten aufgezeigt wurden, sind in den Abbildung 16 und Abbildung 17 Stromgestehungskosten für das Jahr 2030 abgebildet. Diese basieren auf Lernkurvenmodellen nach (Kost, et al., 2012) und die dafür angenommenen Lernraten sind in der folgenden Tabelle 7 angegeben.

Es wird unterstellt, dass sich die spezifischen Investitionskosten für die Stromerzeugungstechnologien durch Lerneffekte im Zeitablauf verändern. Es wird von einer Lernrate in Abhängigkeit der kumulierten Investitionen ausgegangen, d.h. es wird angenommen, dass eine Verdopplung der kumulierten Investitionen zu einer Reduktion in Höhe der Lernrate bei den spezifischen Investitionskosten führt.

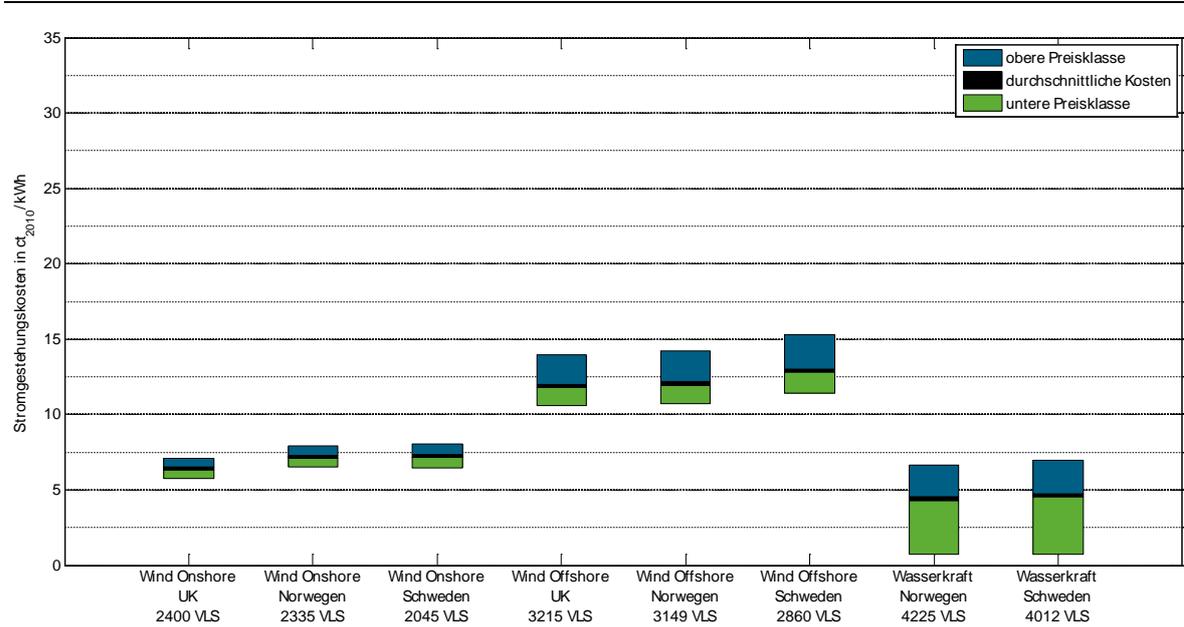
Tabelle 7: Lernraten für die Abschätzung der Stromgestehungskosten in 2030

	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	CSP
Lernrate in %	3	5	15	7,5

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Kost, et al., 2012)

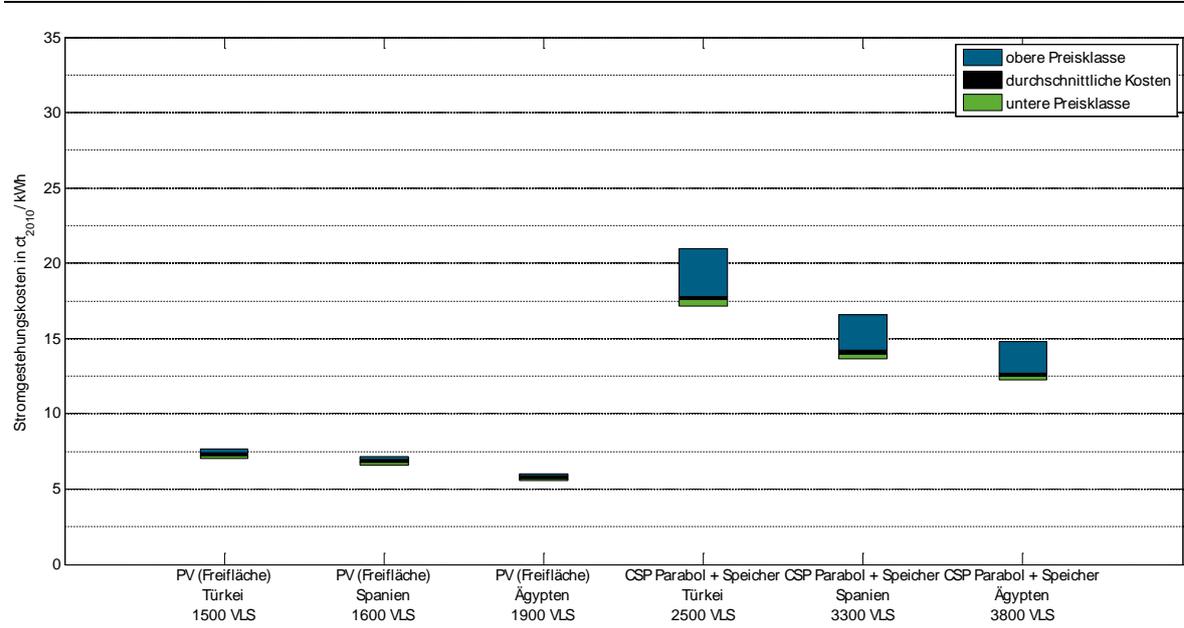
Für die Wasserkraft wurden keine Lernraten angenommen, in dessen Folge Stromgestehungskosten in 2030 den heutigen entsprechen:

Abbildung 16: Stromgestehungskosten 2030 für Wind On- und Offshore-Standorte in UK, Norwegen und Schweden sowie für Wasserkraft-Standorte in Norwegen und Schweden



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kost, et al., 2012), (Kumar, et al., 2011)

Abbildung 17: Stromgestehungskosten 2030 für PV und CSP-Standorte in der Türkei, Spanien und Ägypten



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von (Kost, et al., 2012)

Allgemein stellen die Auslastung und damit die Höhe des Stromertrages einen wichtigen Parameter mit einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten der jeweiligen erneuerbaren Erzeugungstechnologien dar. Bei Betrachtung der Stromgestehungskosten für 2030

fällt auf, dass, abgesehen von den Wasserkraftanlagen, PV-Anlagen an den strahlungsintensiven Standorten und Windkraftanlagen an windreichen Onshore-Standorten langfristig nach wie vor die niedrigsten Stromgestehungskosten aufweisen.

Im nachfolgenden systematischen Vergleich der Importwege, wurde aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit an allen Standorten eine installierte Erzeugungsleistung von 1 MW angenommen.

5.2 Energieverluste bei der Bereitstellung und Transport regenerativer Gase

Ein wichtiges Kriterium für einen systematischen Vergleich verschiedener Importwege sind die auftretenden energetischen Verluste. Diese Verluste entstehen in Abhängigkeit des gewählten Transportpfades und der spezifischen Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort. Darüber hinaus treten unabhängig vom Erzeugungs- und Verbrauchsort energetische Verluste bei der Bereitstellung regenerativer Gase auf.

5.2.1 Umwandlungsverluste bei der Bereitstellung

Zur Bereitstellung regenerativer chemischer Energieträger ist die Umwandlung aus elektrischer Energie notwendig, wie ausführlich im Kapitel 4.1 beschrieben wurde. Beim leitungsgebundenen und nicht-leitungsgebundenen Transport der Gase muss die Power-to-Gas-Anlage am Erzeugungsstandort stehen, wohingegen beim Importweg über das Stromübertragungsnetz die Power-to-Gas-Anlage erst am Verbrauchsstandort zum Beispiel in Deutschland zum Einsatz kommen kann.

Unabhängig vom Standort der Power-to-Gas-Anlage werden jedoch die Umwandlungswirkungsgrade des Wasserelektrolyse- und Methansyntheseprozesses nach folgender Tabelle 8 angenommen.

Tabelle 8: Umwandlungswirkungsgrade der Power-to-Gas-to-Power-Technologie

Power-to-Gas-Komponente	Energetischer Wirkungsgrad in %
Wasserelektrolyseur	72
Methansynthesereaktor	80

Quelle: eigene Darstellung

5.2.2 Energieverluste beim Transport

Nachfolgend werden die entfernungs-spezifischen Transportverluste in Abhängigkeit des Transportpfades dargestellt. Die transportbezogenen Energieverluste werden in Umwandlungsverluste am Erzeugungs- bzw. Verbrauchsstandort und in entfernungs-spezifische Übertragungsverluste vom Erzeugungs- bis zum Verbrauchsstandort unterteilt.

5.2.2.1 Stromübertragungspfad

Um die am jeweiligen Erzeugungsstandort bereitgestellte elektrische Energie über das europäische Stromübertragungsnetz abtransportieren zu können, muss der Drehstrom zunächst auf die entsprechende Spannungsebene umgespannt werden. Vereinfachend wird hier davon ausgegangen, dass diese Umspannung jeweils einmalig am Erzeugungs- bzw. Verbrauchsstandort stattfindet. Die im Rahmen des Transports über verschiedene Spannungsebenen der HDÜ-Freileitungen auftretenden Umspannungsverluste werden nicht weiter erfasst. Bei den Übertragungswegen durch das HGÜ-Seekabel werden jedoch für die Gleich- bzw. Wechselrichter in den betroffenen Konverterstationen Umwandlungswirkungsgrade, wie sie in Tabelle 9 dargestellt sind, berücksichtigt.

Tabelle 9: Umwandlungsverluste beim Import über das europäische Stromübertragungsnetz

Komponente	Energetischer Wirkungsgrad in %
Drehstrom-Transformator (Erzeugungs- u. Verbrauchsstandort)	98,5
Gleich-/Wechselrichter (Anschlusspunkte HGÜ-Seekabel)	98,5

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Bahrman & Johnson, 2007)

Bei dem Betrieb eines Stromübertragungssystems entstehen Verluste, die den Wirkungsgrad der Übertragung und in weiterer Konsequenz die Wirtschaftlichkeit des Leitungssystems bestimmen. Im Rahmen des systematischen Vergleichs werden für den Importweg über das europäische Stromübertragungsnetz HDÜ-Freileitungen auf den Spannungsebenen 220 kV, 330 kV, 380 kV und 500 kV sowie ein HGÜ-Seekabel mit ± 450 kV betrachtet.

Aufgrund des einfachen Aufbaus, des robusten und bewährten Betriebsverhaltens sowie dessen schneller Errichtung und Reparatur sind HDÜ-Freileitungen für die ersten Hochspannungsübertragungsnetze verwendet worden. Das europäische Stromübertragungsnetz besteht daher überwiegend aus HDÜ-Freileitungen (Oswald, 2007). Die Übertragungsverluste von Wechselstrom-Freileitungen lassen sich durch einen spannungs- und stromabhängigen Anteil beschreiben. Bei einer gegebenen Betriebsspannung, z.B. 380 kV, sind die spannungsabhängigen Verluste vom System vorgegeben, während die stromabhängigen Verluste quadratisch mit der Stromstärke bzw. der zu übertragenden Leistung ansteigen. Die Leitungslänge geht näherungsweise linear in die Verluste einer Freileitung ein, was eine Verdopplung der Leitungsverluste bei doppelter Übertragungslänge bedeutet. Die in Abbildung 18 dargestellten entfernungspezifischen Übertragungsverluste basieren auf Anhaltswerten²⁷ aus (Oeding & Oswald, 2011) und sind nachfolgend für die verschiedenen Spannungsebenen aufgelistet:

- ▶ HDÜ-Freileitung 220 kV: 0,023 %/km
- ▶ HDÜ -Freileitung 330 kV: 0,016 %/km
- ▶ HDÜ -Freileitung 380 kV: 0,013 %/km
- ▶ HDÜ -Freileitung 500 kV: 0,011 %/km

Bei sehr langen Drehstromleitungen werden zusätzliche Anlagen zur Blindleistungskompensation notwendig. Insbesondere für Übertragungen über große Distanzen hinweg und für Seekabelübertragungen hat sich die HGÜ-Technologie aufgrund der geringeren Verluste mittlerweile als eine zu berücksichtigende Möglichkeit der elektrischen Energieübertragung etabliert. Zudem bieten HGÜ-Verbindungen technische Vorteile, indem sie bspw. zur Kopplung zwischen Netzen unterschiedlicher Frequenz oder verschiedener Leistungs-Frequenzregelung eingesetzt werden (Oeding & Oswald, 2011). Die Abschätzung der entfernungspezifischen

²⁷ Die entfernungspezifischen Übertragungsverluste der Spannungsebenen 330 kV und 500 kV basieren auf einer linearen Interpolation der in (Oeding & Oswald, 2011) jeweilig darunter bzw. darüber liegenden Spannungsebene.

Übertragungsverluste bezieht sich auf die Verlustabschätzungen des HGÜ-Seekabels „NorNed“²⁸, welches das norwegische und das niederländische Stromnetz durch die Nordsee miteinander koppelt. Nach (Statnett & Tennet, 2004) beträgt der entfernungsspezifische Übertragungsverlust des HGÜ-Seekabels 0,0056 %/km.

An dieser Stelle sei noch darauf hingewiesen, dass bei dem Vergleich der Importwege von einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgegangen und somit ein direkter physikalischer Fluss der elektrischen Energie vom Erzeugungs- zum Verbrauchsstandort unterstellt wird.

5.2.2.2 Gasübertragungspfad

Beim netzgebundenen Gastransport entstehen energetische Verluste durch die aufzuwendende Verdichterleistung, durch Leckagen und Permeation.

Um große Mengen Gas über weite Distanzen transportieren zu können, werden in den entsprechenden Transportrohrleitungen Betriebsdrücke i.d.R. größer 50 bar und Fließgeschwindigkeiten von ca. 20 m/s eingestellt. Durch diese Betriebsparameter entstehen innere (Strömungswiderstand der Gasmoleküle) und äußere Reibungsverluste (Rohrreibung). Diese Strömungsverluste bewirken einen Druckabfall, der über die Transportdistanz immer wieder ausgeglichen werden muss. Durch die unterschiedliche Zusammensetzung der Gase ergeben sich folglich auch spezifische Gaseigenschaften, die wie vor allem die dynamische Viskosität, einen Einfluss auf das Strömungsverhalten besitzen. Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Einspeisung von eCH₄ und von eH₂ (bis max. 5 Vol.-%)²⁹ betrachtet. Die Berechnung der einzelnen Gaseigenschaften in Abhängigkeit vom Grundgas und den eingespeisten eGasen kann aufgrund der Komplexität nicht im Rahmen dieses Vorhabens erfolgen, sodass näherungsweise die Werte von fossilem Erdgas angenommen werden.

An den Transportrohrleitungen sind in Abhängigkeit der Betriebsparameter und Topologie in einem Abstand von ca. 150 bis 300 km Verdichterstationen³⁰ installiert (onshore). Die für die Kompression notwendige Energie wird bei den meisten Verdichterstationen dem Gasstrom direkt entnommen. In Abhängigkeit der Transportsituation, z.B. hohe Abnahme vs. geringe Abnahme, können sich nicht nur saisonal (Sommer/Winter) sondern auch täglich die Betriebsparameter und damit der Verdichtungsaufwand ändern. Der Betriebsdruck einer Transportrohrleitung kann so zwischen bspw. 50 und 80 bar und die Fließgeschwindigkeit zwischen 10 und 20 m/s schwanken. In diesem Zusammenhang kann eine in 11 Ländern durchgeführte Umfrage durch „Marcogaz“ (Marcogaz, 2012) genannt werden. Sie ergab für insgesamt 515 Gasturbinen im Transportnetz folgenden Betrieb:

- ▶ Ca. 40 % der Verdichterstationen befinden sich weniger als 500 Stunden im Jahr in Betrieb (Transport- wie auch Speicherverdichter)

²⁸ Die „NorNed“-Verbindung ist auf Basis von Thyristoren als netzgeführte HGÜ-Verbindung ausgeführt (Line Commutated Converter).

²⁹ Festlegung in Abstimmung mit dem Auftraggeber.

³⁰ Verdichterantriebe sind Gasturbinen oder –motoren bzw. E-Motoren.

- ▶ Ca. 20 % weisen eine Betriebsstundenzahl von mehr als 3.000 Stunden auf.

Mit diesen zusammengefassten Informationen der Umfrage soll deutlich gemacht werden, dass pauschalisierte Aussagen zum spezifischen Energieverlust, z.B. für eine konkrete Transportleitung bzw. eine Leitungsdurchmessergruppe mit großen Ungenauigkeiten verbunden sind. Des Weiteren ergeben sich durch Leckage und Permeation an Rohrleitungen und Anlagen, in Abhängigkeit vom Material, dem Baujahr, dem Leitungsdurchmesser etc., zusätzliche Energieverluste.

Für die nachfolgenden Berechnungen werden die Energieverluste aus Verdichtungsaufwand, Leckage und Permeation für den Transport von Erdgas sowie Erdgas plus Wasserstoff (bis 5 Vol.-%) näherungsweise angenommen.

In Summe ergeben sich folgende Näherungswerte:

- ▶ ca. 0,0022 %/km für Erdgas H³¹ (Berechnungswert für eCH₄ plus Erdgas)
- ▶ ca. 0,0026 %/km für Erdgas H plus 5 Vol.-% H₂. (Berechnungswert für eH₂ plus Erdgas)

³¹ H = high (calorific) gas - Erdgas mit hohem Energiegehalt.

5.2.2.3 LNG-Übertragungspfad

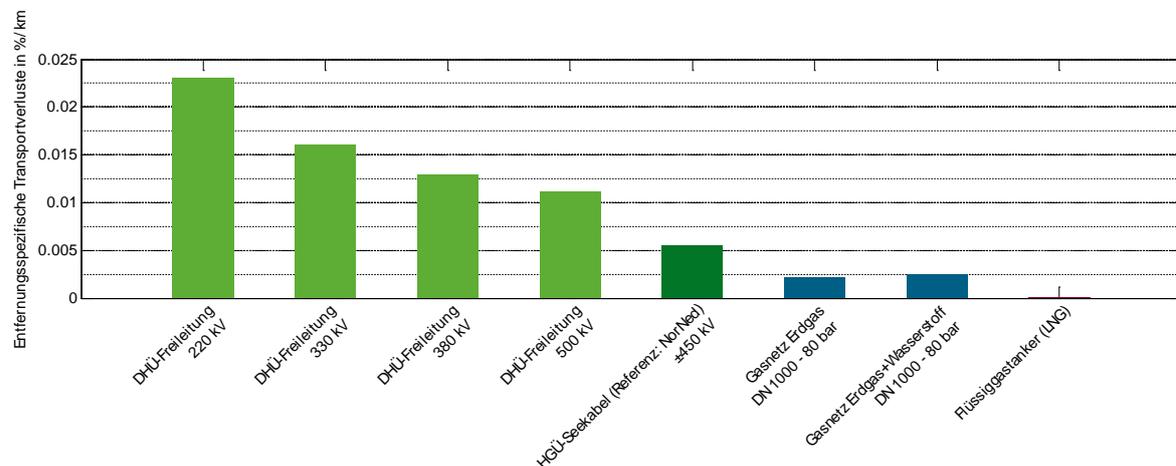
Einen wesentlichen Anteil der energetischen Verluste bei diesem Transportpfad verursacht die Verflüssigung. In Abhängigkeit der Erdgasqualität liegen die Wirkungsgradverluste bei 10 bis 14 % (Kavalov, et al., 2009). In den nachfolgenden Berechnungen wird unter konservativen Annahmen von einem Wirkungsgradverlust von 14 % für die Verflüssigung³² und 1 % für die Regasifizierung ausgegangen. Für die Verschiffung wird ein Verlust von ca. 0,15 %/d angenommen (TOTAL, 2011).

5.2.2.4 Zusammenfassung entfernungspezifische Übertragungsverluste

In der Abbildung 18 sind die entfernungspezifischen Verluste der verschiedenen Importwege dargestellt.

Auffällig ist, dass der Energietransport mittels der Stromübertragungstechnologien gegenüber dem gasförmigen Energietransport die größeren Verluste aufweist. Unter den Stromübertragungstechnologien besitzen die HDÜ-Technologien im Vergleich zu den HGÜ-Technologien die höheren entfernungspezifischen Verluste, die mit ansteigender Spannungsebene abnehmen. Bei der gasnetzgebundenen Energieübertragung müssen der reine Erdgastransport und die Beimischung von Wasserstoff unterschieden werden. Der Transport von Erdgas mit beigemischt Wasserstoff besitzt geringfügig höhere entfernungspezifische Verluste als der reine Erdgastransport. Der LNG-Transport mittels Flüssiggastankern besitzt im Gesamtvergleich auf die Entfernung bezogen die geringsten Verluste.

Abbildung 18: Entfernungspezifische Verluste beim Energietransport nach den unterschiedlichen Übertragungstechnologien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen und (Oeding & Oswald, 2011), (Statnett & Tennet, 2004)

³² Eine Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass bei einem Wirkungsgradverlust von 10% der Verflüssigung die prinzipiellen Aussagen im Vergleich der Transportwege unverändert bleiben. Die relativen Abweichungen liegen bei unter 10%.

5.3 Übertragungskapazitäten der Importwege

Ausschlaggebend für die Machbarkeit eines Importweges sind die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten. In Tabelle 10 werden die unterschiedlichen Kapazitäten der einzelnen Transportwege gezeigt. In Abhängigkeit der Spannungsebene beim Stromtransport, der Nennweite und dem Betriebsdruck beim Gastransport und des LNG-Fassungsvermögens eines Tankers ergeben sich für den einzelnen Transportweg spezifische Kapazitäten.

Tabelle 10: Kapazitäten von Strom- und Gasnetztransportleitungen

LNG		Erdgas	
Kapazität Tanker [m ³ LNG]	max. Kapazität pro Tanker [MWh _{th}]	NW [mm] / Druck [bar]	max. Kapazität Erdgas [MW _{th}]
145.000 - 260.000	957.000 - 1.716.000	600 / 55 - 84	14.400 - 23.600
		800 / 55 - 84	25.500 - 41.900
		1.000 / 55 - 84	39.900 - 65.500
Strom			
Spannung [kV]		Kapazität ³³ [MW _{el}]	
220		442	
380		1.530	
750		5.382	

Quelle: eigene Berechnung

³³ Die hier angegebene Kapazität entspricht der bei der jeweiligen Spannungsebene dauernd zulässigen Leistung (Annahme eines Wirkungsfaktors von 0,9) (Oeding & Oswald, 2011).

5.3.1 Gasnetz

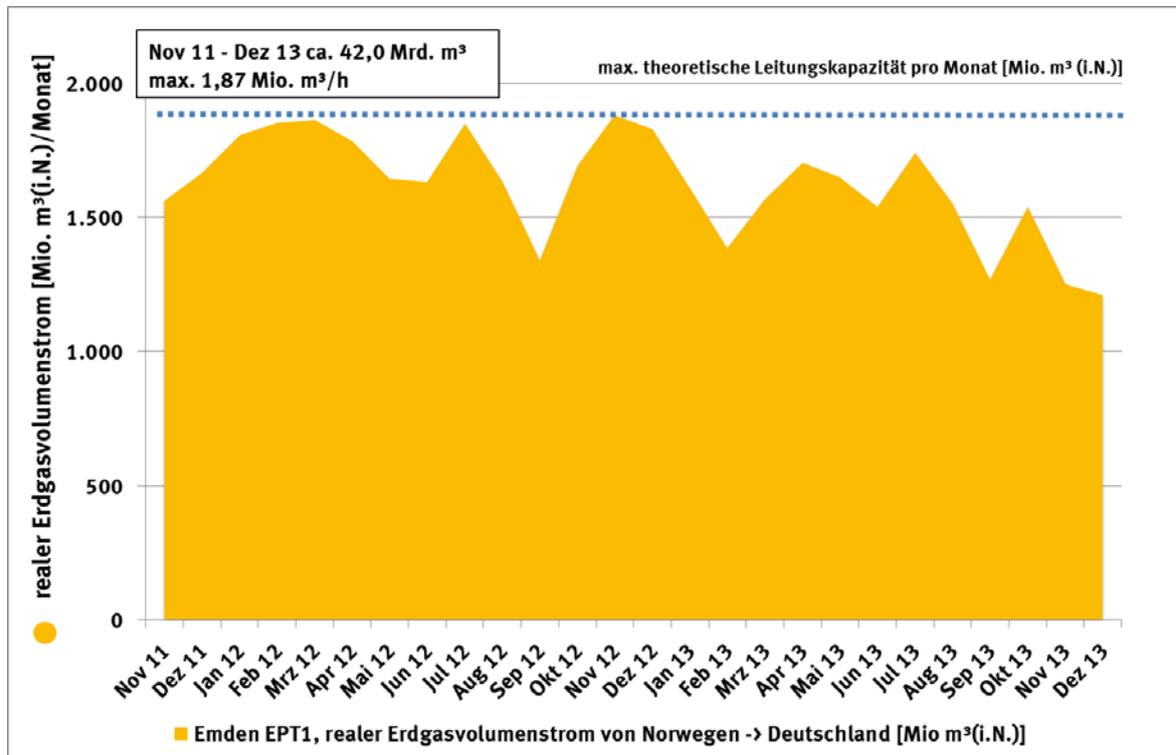
Durch die Einspeisung von eGasen wird fossiles Erdgas substituiert. Um aber die vertraglich festgehaltenen Energiemengen liefern zu können, muss bspw. durch den verminderten Brennwert bei einer H₂-Einspeisung der Volumenstrom zwangsläufig erhöht werden. Eine Erdgastransportleitung, die bereits an der technischen Kapazitätsgrenze betrieben wird, bietet demnach unabhängig der max. Zumischgrenzen keine freie Transportkapazität. In der Praxis sind Erdgastransportleitungen i.d.R. zu groß dimensioniert, sodass nur in den seltensten Fällen die max. Betriebsparameter angefahren und die Transportkapazitäten voll ausgeschöpft werden.

Das folgende Beispiel soll diesen Sachverhalt näher beschreiben:

- ▶ Kunde A muss mit 1.100 kWh/d Erdgas beliefert werden → bei einem Brennwert von 11 kWh/m³ für Erdgas entspricht dies 100 m³/d Erdgas.
- ▶ Durch die eH₂-Einspeisung wird der Brennwert z.B. auf 10,5 kWh/m³ herabgesenkt → der Kunde muss nun mit ca. 105 m³/d Erdgas beliefert werden.
- ▶ Durch die Vielzahl der Abnehmer erhöht sich somit der Gesamtvolumenstrom im Netz.

Abbildung 19 zeigt den Import-Lastgang am Entry-Point Emden EPT1 (Netzkopplung zwischen Norwegen und Deutschland) für den Zeitraum November 2011 bis Dezember 2013. Sollten regenerativ erzeugte Gase physisch nach Deutschland transportiert und nicht nur bilanziell geführt werden, so zeigt sich für diesen Netzkopplungspunkt, dass in Abhängigkeit der max. Zumischgrenzen von eGasen (CH₄ bis zur Auslastung der Leitungskapazität bzw. vollständigen Substitution von fossilen Erdgas und H₂ bis 5 Vol.-%) ausreichend freie Kapazitäten für einen erhöhten Gesamtvolumenstrom vorhanden sind. Selbst in den starken Lastgangzeiten wird die technische Kapazität des Netzkopplungspunktes nicht erreicht. Die wie in Abbildung 19 erkennbar, bei ca. 1.880 Mio. m³/Monat liegt.

Abbildung 19: Darstellung des Lastgangs am Entry-Point Emden EPT1 in November 2011 bis Dezember 2013 (Netzkopplung zwischen Norwegen und Deutschland)



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, DBI

In Abhängigkeit der Leitungsdimensionen und der Betriebsdrücke ergeben sich für die einzelnen Transportleitungen spezifische max. Leitungskapazitäten (siehe Tabelle 10).

Im Netzentwicklungsplan Gas (Netzentwicklungsplan Gas, 2014) werden unterschiedliche Modelle hinsichtlich der Erdgasnachfrage bis 2024 erstellt, um daraus den Netzausbaubedarf für die nächsten Jahre zu bestimmen. Unterteilt wird in interne Bestellungen (Nachfrage der nachgelagerten Netzbetreiber mit den zugehörigen Endkunden), Erdgasspeicher und Kraftwerke. Nur in einer Modellierungsvariante wird von einem geminderten Bedarf für die internen Bestellungen für 2024 von -12 GW ausgegangen. Anhand dieser Modellierung ist ersichtlich, dass die Transportnetzbetreiber nur in einem Modellfall von einem geminderten Erdgasbedarf (nur für interne Bestellungen) bis 2024 ausgehen. Es ist daher davon auszugehen, dass mittel- und langfristig freie Kapazitäten zum Transport regenerativer Gase zur Verfügung stehen.

5.3.2 Stromnetz

Um ein generelles Verständnis für die Kapazitäten des Energieaustausches im europäischen Übertragungsnetz zu erlangen, ist es sinnvoll, sich an den durch das ENTSO-E jährlich zweifach veröffentlichten „Net Transfer Capacities“ (NTC) zu orientieren. Diese sind als Indikatoren der maximalen Übertragungsim- und -exportleistung an den jeweiligen Landesgrenzen zu verstehen, die als Extrapolationen von Standardsituationen berechnet wurden. Die Grenzkuppelleitungen Deutschlands verfügen über für den Stromhandel nutzbare Exportkapazität von ca. 15,5 GW und

ca. 18,5 GW Importkapazität (ENTSO-E, 2012). Da die tatsächlichen Übertragungskapazitäten dynamischen Flüssen im europäischen Übertragungsnetz und zeitlichen Schwankungen (bspw. zwischen Sommer und Winter) unterliegen, können die realen Austauschkapazitäten je nach Dynamik der Netz- und Einspeisesituation von den NTC abweichen. Tabelle 11 zeigt die NTC-Werte eines typischen Werktags zur Spitzenlastzeit in Megawatt.

Tabelle 11: Net Transfer Capacity (NTC) für Deutschlands Anrainerstaaten (Winter 2010/2011) in MW nach (ENTSO-E, 2012)

nach von	Frankreich	Niederlande	Luxemburg	Deutschland	Dänemark (West)	Dänemark (Ost)	Schweden	Schweiz	Österreich	Polen	Tschechien
Frankreich				3.200							
Niederlande				3.850							
Luxemburg				980							
Deutschland	2.700	3.000	n/a		1.500	600	610	3.500	200	1.100	2.300
Dänemark (West)				950							
Dänemark (Ost)				600							
Schweden				600							
Schweiz				1.500							
Österreich				2.200							
Polen				1200							
Tschechien				800							

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (ENTSO-E, 2012)

Die mittel- und langfristig verfügbaren Kapazitäten sind von verschiedenen Faktoren, wie Stromverbrauch, Akzeptanz des Stromnetzausbaus etc. abhängig.³⁴ Verschiedene Studien³⁵ gehen langfristig für das Jahr 2050 von einem Stromimport von 150 TWh aus, dabei wird i.d.R. aber kaum die treibhausgasneutrale Versorgung von anderen Anwendungsbereichen wie Verkehr und Industrie mit regenerativen Gasen mit berücksichtigt. Bei einer höheren Auslastung der Grenzkuppelleitung wäre theoretisch jedoch noch ein wesentlich größerer Stromimport³⁶ denkbar.

5.4 Systematischer Vergleich der Importwege

Nachfolgend werden verschiedene Importwege für eine Gasnutzung in Deutschland miteinander verglichen. Für alle ausgewählten Standorte (Tabelle 6, S.25) wurden die Energieverluste in Abhängigkeit der standortspezifischen Transportwege berechnet. Bei der Bestimmung der

³⁴ Für eine zukünftige Entwicklung der NTC siehe beispielsweise (FENES, et al., 2014).

³⁵ Siehe hierzu bspw. (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012) oder (Schlesinger, et al., 2010).

³⁶ In der Quelle (Purr, et al., 2014) wird bspw. ein theoretischer Wert von 507-561 TWh ermittelt.

Transportwege und der resultierenden Entfernung wurden die bestehenden Infrastrukturen (Strom- und Gasnetz, LNG-Terminal) berücksichtigt. Die Transportdistanzen der möglichen Importwege setzen sich aus internationalen und nationalen Distanzen zusammen. Die internationalen Transportdistanzen hängen vom Erzeugungsstandort ab und bei den nationalen/innerdeutschen wird vereinfachend eine durchschnittliche Transportdistanz von 450 km angenommen. Die ermittelten Entfernungen für alle ausgewählten Standorte sind in der nachfolgenden Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Internationale und nationale Transportstrecken nach Importpfaden

Standort	Importpfad ³⁷	Internationale Transportstrecke in km			Nationale Transportstrecke in km	
		Stromnetz	Gasnetz	LNG	Stromnetz	Gasnetz
Bandsjön Schweden	SI	1.205	-	-	450	-
	GLI	960	480	-	-	450
	LNG-I	-	-	-	-	-
Stavanger Norwegen	SI	756	-	-	450	-
	GLI	-	720	-	-	450
	LNG-I	-	-	750	-	450
Girvan UK	SI	1.214	-	-	450	-
	GLI	-	1.100	-	-	450
	LNG-I	-	-	-	-	-
Roskrepp Norwegen	SI	730	-	-	450	-
	GLI	143	720	-	-	450
	LNG-I	143	-	750	-	450
Hjalta Schweden	SI	1.255	-	-	450	-
	GLI	1.010	480	-	-	450
	LNG-I	-	-	-	-	-
Aydin Türkei	SI	2.398	-	-	450	-
	GLI	-	2.200	-	-	450
	LNG-I	-	-	6.400	-	450
Samalut Ägypten	SI	4.633	-	-	450	-
	GLI	-	-	-	-	-
	LNG-I	-	-	6.500	-	450
Guadix Spanien	SI	1.812	-	-	450	-
	GLI	-	2.240	-	-	450
	LNG-I	-	-	-	-	-

Quelle: eigene Abschätzung anhand von GIS-Daten

Zur Vergleichbarkeit der einzelnen Standorte und Importwege wurde von einer installierten Anlagenleistung in Höhe von 1 MW ausgegangen.

³⁷ Die Abkürzungen SI, GLI und LNG-I der Importpfade stehen jeweils für den Stromimport, Gasleitungsimport bzw. LNG-Import.

Nachfolgend soll dies am Beispiel „Photovoltaik in Aydin, Türkei“ gezeigt werden. Die Darstellungen für die anderen ausgewählten Standorte finden sich im Anhang 4.

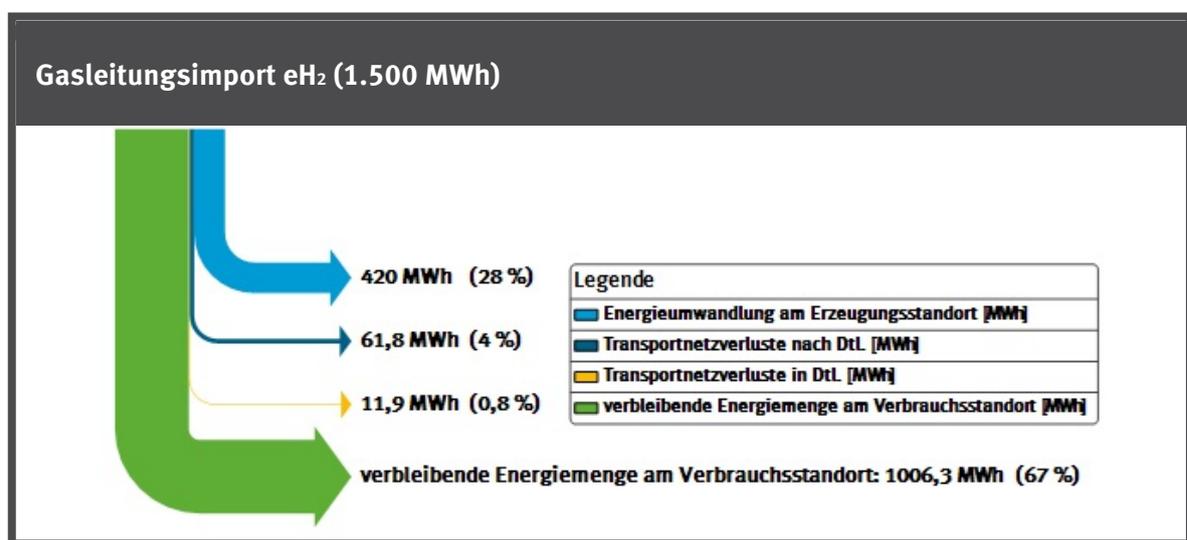
5.4.1 Systematischer Vergleich am Beispiel Photovoltaik in Aydin, Türkei

Zum besseren Verständnis soll die Vorgehensweise nachfolgend beispielhaft dargestellt werden. Entsprechend der zu erwartenden Volllaststunden (siehe Kapitel 5.1.1) und für die angenommene installierte Anlagenleistung von 1 MW resultiert an diesem Standort eine Stromerzeugung von 1.500 MWh.

Entsprechend der geografischen Lage wurde die Transportmöglichkeit geprüft und die entsprechenden Distanzen bestimmt. Am Standort Aydin ist sowohl der leitungsgebundene Transport der regenerativen Gase, ein Transport per LNG aber auch Transport des regenerativen Stromes und Umwandlung in die regenerativen Gase am Nutzungsort möglich.

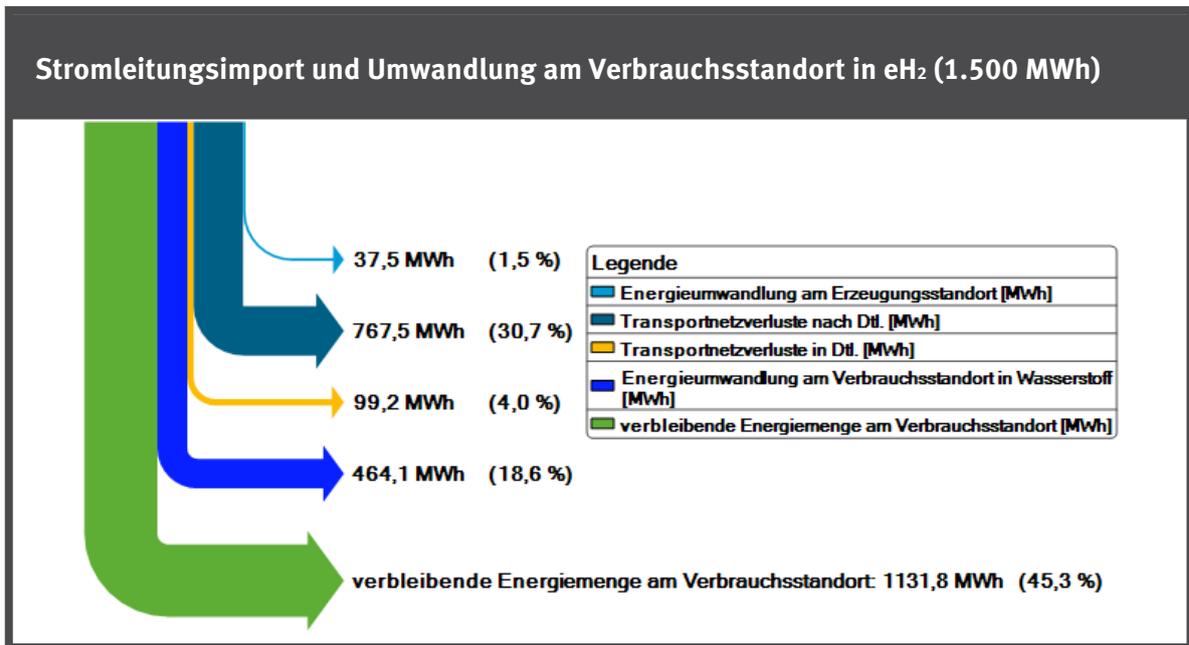
Auf der Basis der im Kapitel 5.2 dargestellten energetischen Verluste können für die verschiedenen Importwege Sankey-Diagramme (folgenden 5 Abbildungen) dargestellt werden. Dabei ist festzustellen, dass für diesen Standort prinzipiell der gasleitungsgebundene Transport mit den geringsten Verlusten verbunden ist. Die geringste Effizienz wird beim Transport des regenerativen Stromes und dessen Umwandlung in regenerative Gase am Verbrauchsstandort erreicht.

Abbildung 20: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom in H₂ am Erzeugungsstandort und Transport durch Zumischung ins Gasnetz



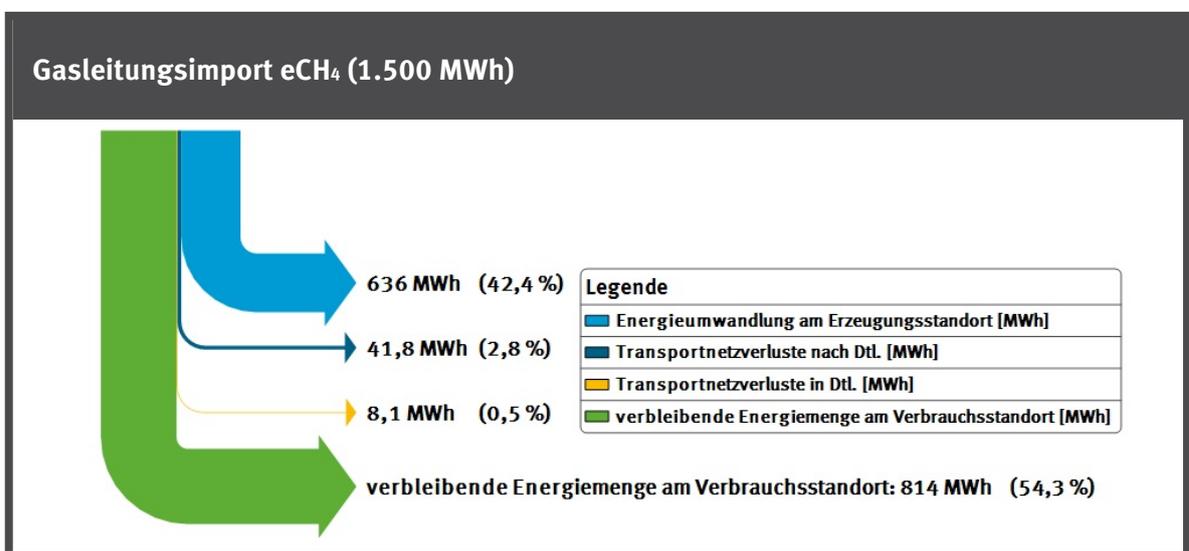
Quelle: eigene Berechnung und eigene Darstellung

Abbildung 21: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom in H₂ am Verbrauchsstandort



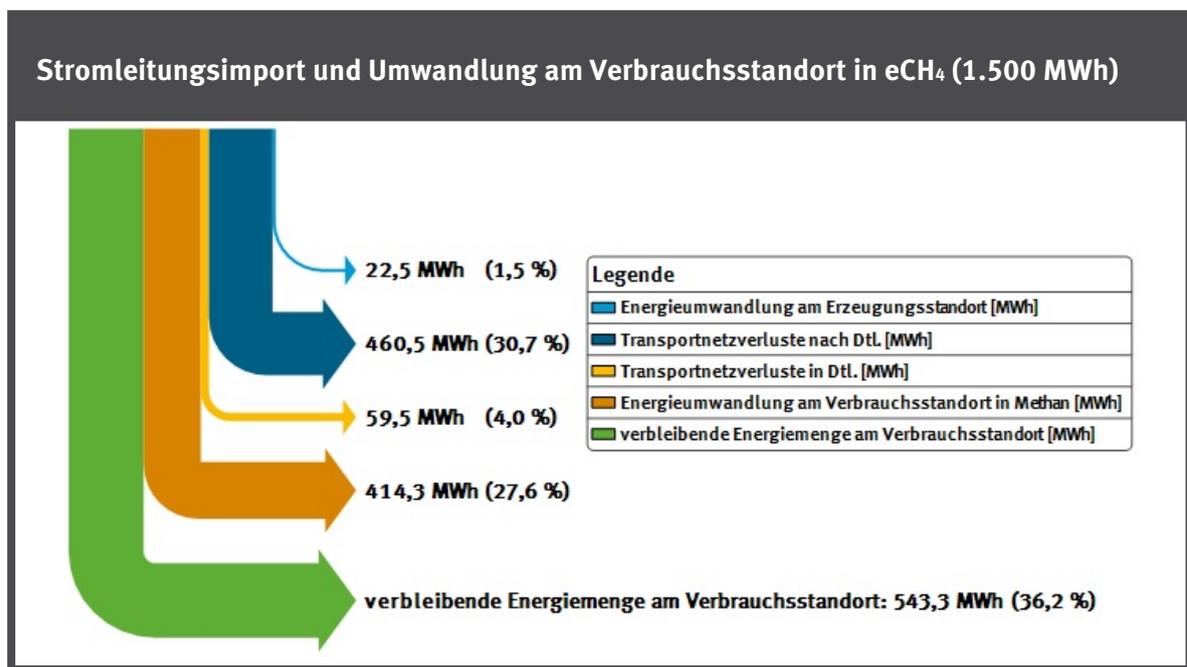
Quelle: eigene Berechnung und eigene Darstellung, DBI

Abbildung 22: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom in CH₄ am Erzeugungsstandort und Transport im Gasnetz



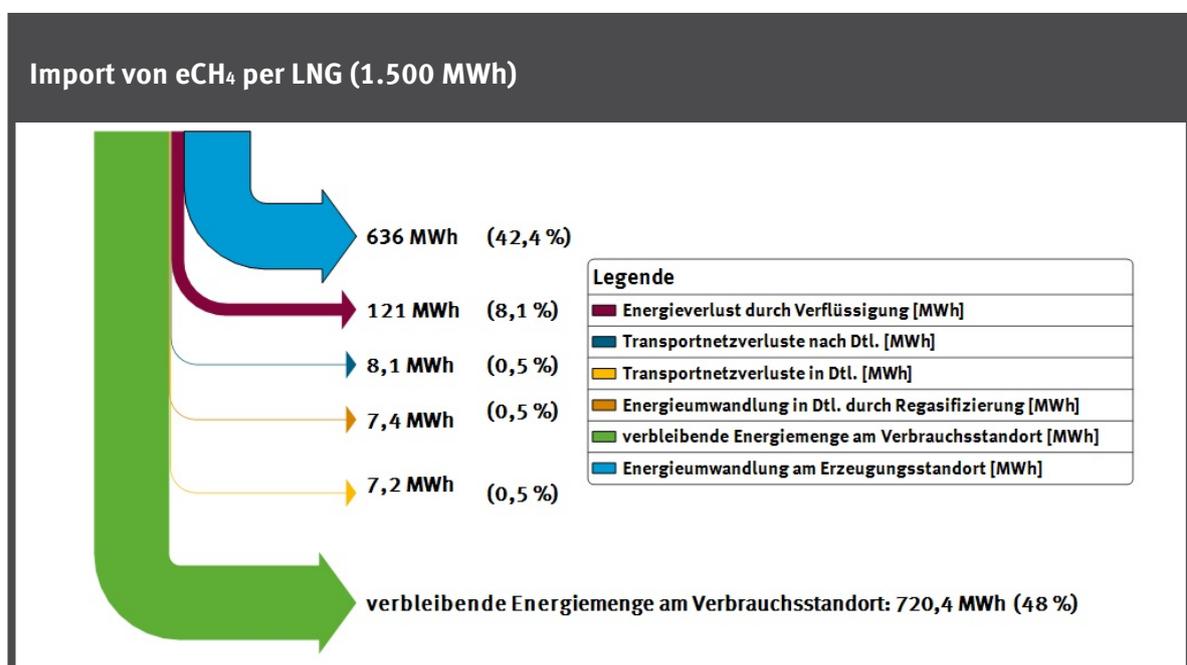
Quelle: eigene Berechnung und eigene Darstellung, DBI

Abbildung 23: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Berechnung und eigene Darstellung, DBI

Abbildung 24: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom in CH₄ am Erzeugungsstandort und Transport per LNG

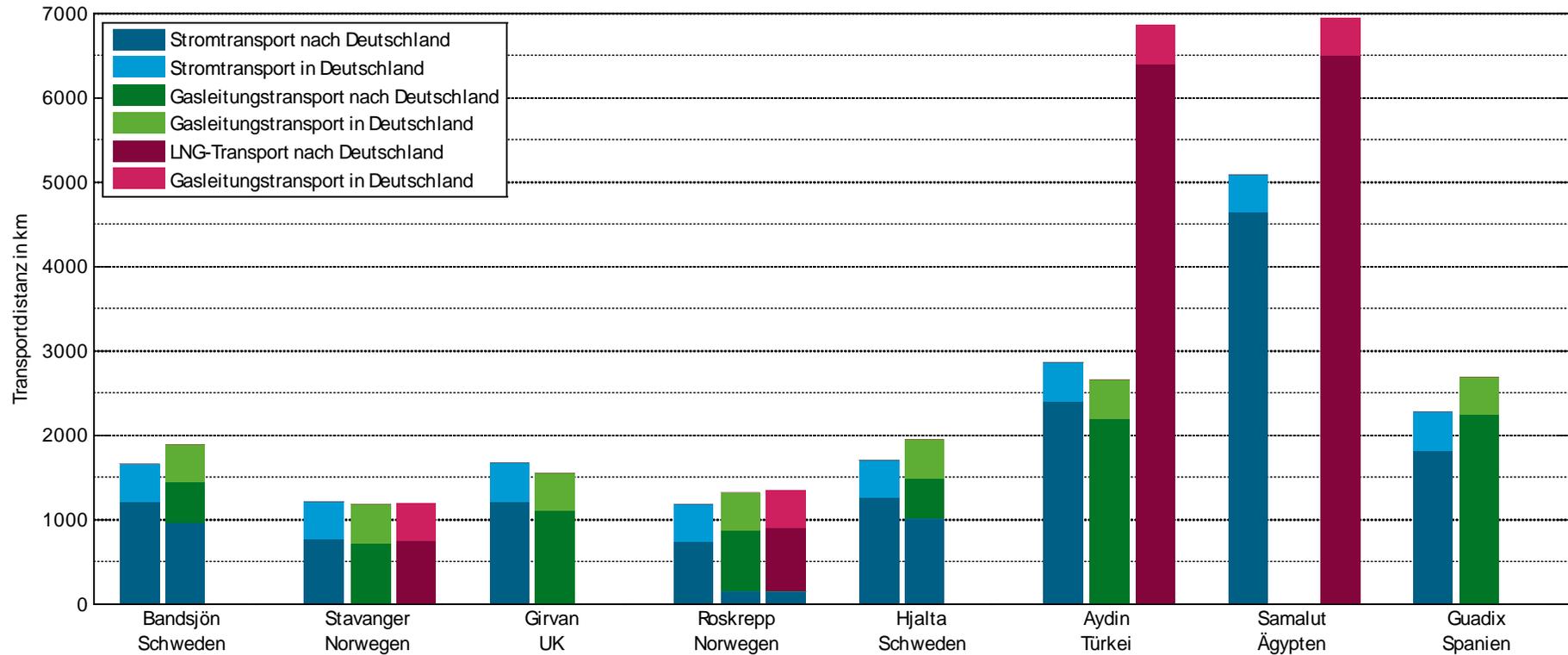


Quelle: eigene Berechnung und eigene Darstellung, DBI

5.4.2 Vergleich der Importwege aus den betrachteten Regionen

In der vorangestellten Vorgehensweise erfolgte die Betrachtung aller ausgewählten Standorte. In Abhängigkeit der heutigen Netzinfrastrukturen sind nicht alle Importpfade von jedem Erzeugungsstandort realisierbar. Beispielsweise ist von Ägypten aus kein leitungsgebundener Import über das Gasnetz möglich. Bei anderen Standorten ohne Gasnetzanschluss bzw. geringen Distanzen zum Gasnetz, wie in den Beispielen Schweden und Norwegen bei Nutzung von Wasserkraft, ist anfänglich ein Transport über das Stromübertragungsnetz berücksichtigt. Die Möglichkeiten des Imports mit LNG wurden nur bei derzeit vorhandenen LNG-Export-Terminals berücksichtigt. In Abbildung 25 werden die Transportdistanzen von den ausgewählten Erzeugungsstandorten nach Deutschland je nach Importweg dargestellt. Darauf aufbauend wurde entsprechend der spezifischen energetischen Verluste die gesamte Effizienz des Importweges berechnet (siehe Abbildung 26).

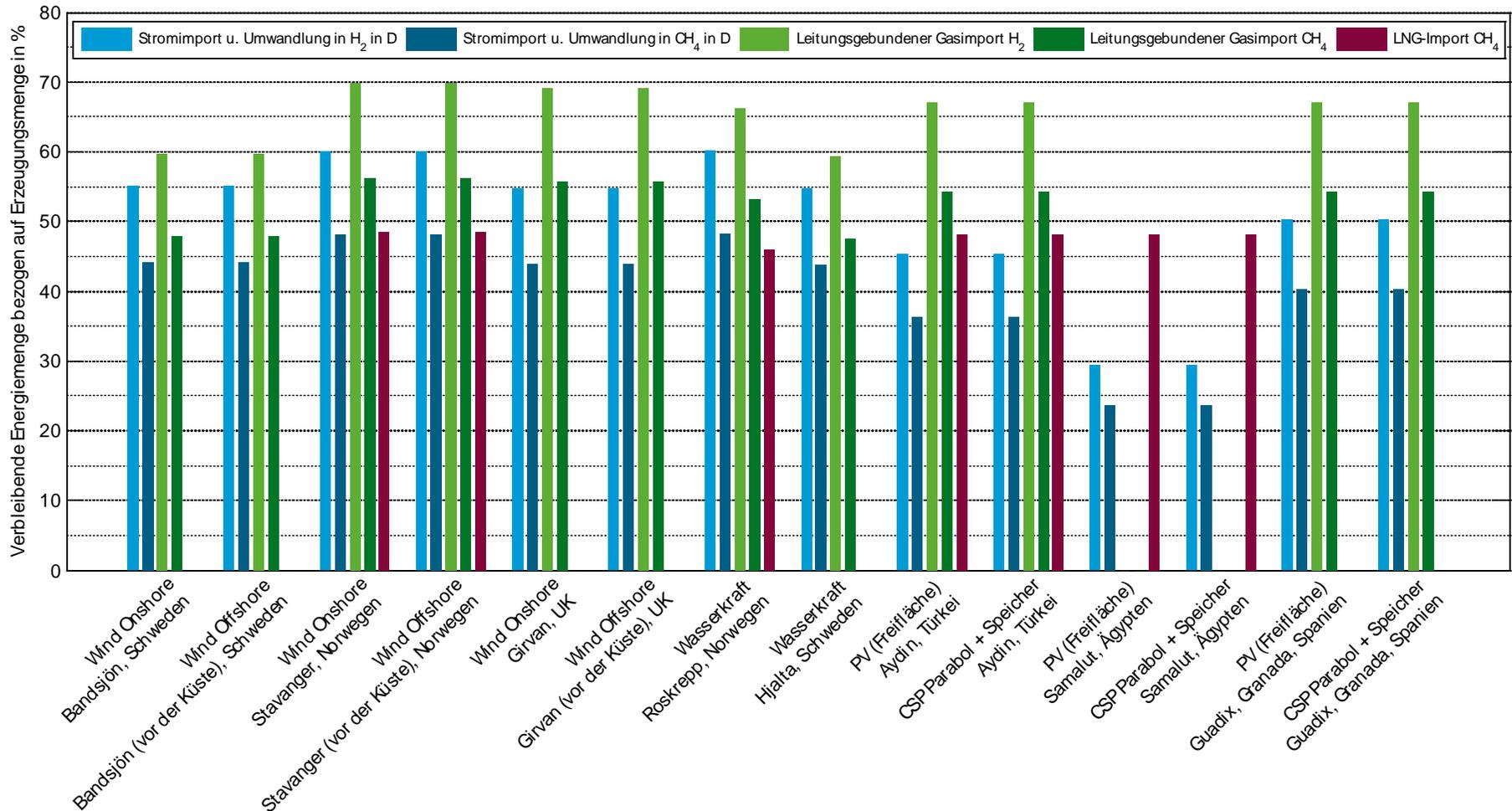
Abbildung 25: Transportdistanzen nach und in Deutschland nach Importwegen (bei derzeitiger Netzinfrastruktur) ³⁸



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

³⁸ Die hellen Balkenabschnitte zeigen eine innerhalb Deutschlands einheitlich angenommene Transportdistanz von 450 km, die beim Stromimportpfad über das Stromübertragungsnetz bzw. beim Gas- und LNG-Importpfad über das Gasfernleitungsnetz zurückgelegt wird.

Abbildung 26: Energiemenge zur Bereitstellung von chemischen Energieträgern in Deutschland (D) bezogen auf die Erzeugungsmenge je nach Importwegen in % (bei derzeitiger Netzinfrastruktur)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Aus Abbildung 26 wird deutlich, dass es bei vorhandener Gasnetzinfrastruktur aus energetischer Sicht am Sinnvollsten ist, die regenerativen Gase vor Ort zu erzeugen und über diese zu transportieren. Dies gilt insbesondere für regenerativ erzeugtes Methan. Beim Energietransport über das Stromnetz und Erzeugung der Gase am Nutzungsort entstehen höhere Verluste.

Bei reiner Wasserstoffnutzung ist die Zumischung in das Gasnetz nicht zweckmäßig. Hier sollten der Stromimport und im Anschluss die Wasserstoffherzeugung am Ort der Nutzung erfolgen. Dabei ist es energetisch zweckmäßig, insbesondere gering entfernte Erzeugungsstandorte für solche Zwecke zu erschließen.

Je kürzer die Transportdistanz, desto geringer sind die Unterschiede zwischen Stromtransport mit Gaserzeugung am Verbrauchsort und Gaserzeugung vor Ort mit anschließendem Transport über das Gasnetz zum Verbrauchsort.

Beim LNG-Transportweg ist trotz geringer entfernungspezifischer Übertragungsverluste prozentual die geringste Energiemenge nutzbar. Ursache hierfür sind die hohen Verluste für die Verflüssigung. Nur bei weit entfernten Standorten ohne Zugang zum Gasnetz ist dieser Transportweg energetisch sinnvoll.

Generell ist festzuhalten, dass beim Bedarf direkter Stromnutzung auch der Stromimport ohne die Zwischenspeicherung in regenerativen Gasen aus energetischer Sicht zu bevorzugen ist. Ist jedoch eine Zwischenspeicherung für eine zeitlich verlagerte Stromnutzung durch Rückverstromung des chemischen Energieträgers notwendig, so ist der Gasimport zu bevorzugen.

5.5 Hemmnisse der Importwege

Der Import von regenerativ erzeugten Energien im europäischen sowie nicht europäischen Ausland unterliegt Hemmnissen die nachfolgend, unterteilt in Strom- und Gas-Import, stichpunktartig aufgeführt werden. Unabhängig einer nachgewiesenen theoretischen Machbarkeit eines Energieimportweges, können die einzelnen Hemmnisse jeweils Restriktionen mit sich bringen, die diesen aus technischen, wirtschaftlichen und/oder regulatorischen Aspekten unmöglich werden lassen.

5.5.1 Stromimport

Technologiebezogene Hemmnisse hinsichtlich Akzeptanz und Naturschutz

Sowohl die Auswahl der Übertragungstechnologie als auch die Bestimmung geeigneter Standorte für die Realisierung der Übertragungsleitungen (insbesondere relevant bei der Aufstellung von Freileitungen) können Quellen für Hemmnisse darstellen. Unter der Bevölkerung sind sowohl die gesundheitliche Gefährdung des Menschen als auch die massiven Eingriffe in Landschaft und Natur als kritische Aspekte zu sehen. Ein durch den Stromimport nach Deutschland motiviertes Ausbaurvorhaben könnte gerade in den betroffenen Transitländern hinsichtlich des Flächenverbrauchs zu Problemen führen.

Hemmnisse bei internationalen Projekten

Aufgrund der bei Großprojekten notwendigen Abstimmung auf internationaler Ebene sind lange Projektentwicklungs- und Bauzeiten zu erwarten. Ein weiteres Problem sind die Finanzierung der Projekte, bei der die Kosten für die Übertragungstechnologien zu intransparent sind und die Aufteilung der Kosten nicht ausreichend reguliert ist (Battaglini, et al., 2012).

5.5.2 Gasimport

Regulatorische Hemmnisse

In Europa werden für den grenzüberschreitenden Transport Gasqualitäten festgelegt (EASEE-Gas). Aktuell sind hier Grenzwerte für Stoffeigenschaften aufgeführt, die auf klassische Gaskomponenten des Erdgases zurückzuführen sind. Wasserstoff stellt hier eine bisher kaum beachtete Gaskomponente dar, die jedoch unter anderem einen merklichen Einfluss auf die Stoffeigenschaften (Auswirkungen auf Transport, der Gasabrechnung und der Gasverwendung) sowie direkten Einfluss auf Materialien und damit die Sicherheit im Gastransport, der -speicherung und -verwendung besitzt. Einheitliche internationale Regelungen für eine maximale H₂-Konzentration im Gasnetz müssen erst noch geschaffen werden. In Abhängigkeit der zukünftig formulierten Grenzwerte können die Transportkapazitäten für H₂ unterschiedlich gestaltet sein.

Technologiebezogene Hemmnisse hinsichtlich Akzeptanz und Naturschutz

Die Eingriffe in die Landschaft und Natur sind bei dem Bau und Betrieb einer Gastransportleitung geringer als bei einer i. d. R. überirdisch verlegten Stromtransportleitung. Zwar müssen hier ebenfalls Trassenbreiten während des Betriebs eingehalten werden, doch ist nach dem Bau einer Trasse die eigentliche erdverlegte Gastransportleitung nicht mehr sichtbar und damit in der Regel durch die Bevölkerung höher akzeptiert.

Technologiebezogene Hemmnisse hinsichtlich der Gasnetzinfrastruktur im Ausland

Deutschland besitzt ein sehr stark vermaschtes Versorgungsnetz (20 % der gesamten europäischen Erdgasleitungen sind in Deutschland installiert), über dieses wird importiertes und selbst gefördertes Gas verbrauchsabhängig in Deutschland verteilt. Die Aufnahme und Verteilung von Gasen innerhalb des deutschen Netzes stellt daher geringere Probleme dar, als im europäischen Ausland. Die betrachteten Länder wie Norwegen, Schweden, die Türkei und das Gebiet Nordafrika besitzen aufgrund der Bevölkerungsdichte z.B. bis auf wenige Erdgasexportrohrleitungen kein flächendeckendes Versorgungsnetz. Hier dezentral regenerativ erzeugte Energien können demnach nur schwer nach Deutschland exportiert werden. Folglich können Erzeugungsanlagen nur an einigen wenigen Stellen installiert werden, sofern es keinen erheblichen Infrastrukturausbau (Gas- und/oder Stromnetz) vor Ort gibt.

Technische Hemmnisse – Gasnetz

Erdgasströme weisen bedingt durch Erzeugungs-/Förderstandort und dem Verwendungsort Hauptrichtungsströme auf (z.B. von Russland nach Ost-/Westeuropa, Skandinavien nach Westeuropa, Naher Osten nach Ost-/Westeuropa). Regenerativ erzeugte Gase, die entlang dieser Hauptrichtungsströme eingespeist werden, können demnach nur in eine Richtung transportiert

werden. Zum besseren Verständnis der Auswirkungen wird dieser Sachverhalt anhand von Spanien näher beschrieben:

Spanien, das selbst über keine nennenswerten Erdgasvorkommen verfügt, importiert Erdgas hauptsächlich aus Nordafrika und Frankreich. Exporte finden lediglich nach Portugal statt. Regenerativ erzeugte Gase, die in Spanien in das Erdgasleitungsnetz eingespeist werden, können demnach nur bilanziell in Deutschland verwendet werden. Ein physischer Transport findet nicht statt. Wird bspw. in Spanien in den Sommermonaten wenig Gas verbraucht und somit auch weniger importiert kann demzufolge in Abhängigkeit der nationalen Grenzwerte auch nur dementsprechend eH₂ eingespeist werden (allerdings wäre besonders im Sommer die eH₂-Produktion durch die regenerativ erzeugte Energie der PV-Flächen sehr hoch). Das für Deutschland bilanziell zur Verfügung stehende eH₂ verringert sich.

Der beschriebene Sachverhalt stellt insbesondere im Transformationsprozess hin zu einer globalen regenerativen Energiewirtschaft eine Herausforderung dar. Generell ist aber festzuhalten, dass Änderungen der Fließrichtung technisch möglich sind. Dabei muss eine entsprechende Anpassung an den dann vorliegenden Bedarfsfall³⁹ vorgenommen werden.

Technische Hemmnisse - Erzeugung regenerativer Gase

Für die Elektrolyse werden pro erzeugtem m³ H₂ ca. 0,8 - 1 kg Wasser (mind. Trinkwasserqualität) benötigt. Die Standortwahl für einen Elektrolyseur ist vor allem in Ländern mit geringem Süßwasservorkommen als besonderes Problem zu nennen.

Die alternative energieintensive Salzwasseraufbereitung verschlechtert den Umwandlungswirkungsgrad zusätzlich. Abhängig vom Salzwasseraufbereitungsverfahren, der Wärmebereitstellung und der Ausgangsqualität des Wassers unterscheidet sich der Energiebedarf erheblich. Für Umkehrosmoste Verfahren (Reverse Osmosis) liegt der Energiebedarf beispielsweise zwischen 1 und 22,8 kWh/m³ zu entsalzendes Wasser. (Khayet, 2013).

Für die „grüne“ Methanisierung werden CO₂-Quellen (ca. 46 kg CO₂/MWh CH₄) benötigt die im Idealfall regenerativen Ursprungs sind (z.B. Biogasaufbereitungsanlage aus Abfall- und Reststoffbiomasse). CO₂ aus Industrieprozessen mit fossilem Energieträgereinsatz ist prinzipiell auch geeignet, würde aber zu „grauem“ CH₄ führen. Biogasaufbereitungsanlagen sowie große Industriestandorte sind allerdings nicht an jedem Standort der regenerativen Stromerzeugung oder Umwandlung vorhanden. Darüber hinaus besteht theoretisch die Möglichkeit, das frei werdende CO₂ in stationären Nutzungsprozessen aus den Abgasströmen zurückzugewinnen. Mögliche Kohlendioxidkreisläufe sind nur schwer zu realisieren und sind mit hohen logistischen Herausforderungen verbunden (Purr, et al., Dezember 2013). Eine weitere Möglichkeit besteht darin CO₂ aus der Atmosphäre zu gewinnen. Hierfür ist wiederum ein zusätzlicher Energiebedarf notwendig in Höhe von etwa 2,28 MWh/tCO₂ (Sternner, 2009), wobei zu berücksichtigen ist, dass in Abhängigkeit der genutzten Lufttrennungsvorgänge große Unterschiede beim Energiebedarf bestehen.

³⁹ Zum Beispiel Anpassung der Verdichterleistung.

Die große Herausforderung besteht also darin, Standorte mit hohem regenerativem Erzeugungspotenzial und dementsprechend kostengünstig Stromerzeugungskosten zu erschließen und dabei die Vorortverfügbarkeit von Wasser und treibhausgasneutralen CO₂ zu realisieren.

Technische Hemmnisse – LNG

In Europa gibt es vornehmlich Import-LNG-Terminals, an denen LNG regasifiziert, aber kein Erdgas verflüssigt werden kann. Hingegen sind Export-LNG-Terminals hauptsächlich an Standorten der Haupterdgasförderung gebaut. Eine LNG-Verschiffung von regenerativ erzeugten Gasen ist unter den heutigen Gegebenheiten nur begrenzt aus dem nordafrikanischen Raum und Norwegen möglich. Hier wäre ein weiterer Ausbau der LNG-Terminals sowohl in Europa als auch weltweit zur Erschließung möglicher regenerativer Erzeugungsstandorte notwendig.

Durch einen möglichen vermehrten Ausbau der LNG-Terminals und der damit verbundenen gesteigerten LNG-Einspeisung in das europäische Erdgasnetz werden allerdings die Herausforderungen der Qualitätssicherung für den Energieträger Erdgas weiter steigen (z.B. definiert in der DVGW G260).

Der LNG-Transport von reinem H₂ wird bedingt durch die bereits im Kapitel 4.1.2 aufgeführten technischen Restriktionen allen Erwartungen nach mittel- bis langfristig nicht realisierbar sein.

Hemmnisse bei internationalen Projekten

Internationale Projekte z.B. von länderübergreifenden Transportrohrleitungen bedürfen i. d. R. eines sehr großen Aufwands.

Als Beispiele können hierfür die Planung und Bau der Nord Stream (5 Jahre Planungs- und 2,5 Jahre Bauzeit, ca. 7,4 Mrd. € für ca. 1.200 km) und der Nabucco-Leitung (Planungsbeginn 2002 und Fertigstellung der ersten Ausbaustufe ca. 2017, ca. 15 Mrd. € für 3.300 km) aufgeführt werden.

Politische Stabilität im Ausland

Gastransportleitungen leisten einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Primärenergie in Europa. Politische Instabilitäten vor allem im europäischen Ausland können durch eine Abhängigkeit von Energieimporten zu gravierenden wirtschaftlichen Folgen in Europa führen (Beispiel Ölkrise in den 70er Jahren). Dieses Hemmnis gilt analog auch für den Stromimport.

5.6 Zusammenfassung zum Import regenerativer Gase

Generell ist der Import regenerativer Gase von international kostengünstigen erneuerbaren Erzeugungsstandorten technisch auf verschiedenen Transportwegen möglich. Neben dem Transport über das europäische Gasnetz und dem LNG-Transport ist auch der Stromimport mit Bereitstellung der regenerativen Gase nahe dem Verbrauchsort denkbar. Eine zentrale Herausforderung beim Import der regenerativen Energieträger sind die notwendigen infrastrukturellen Anpassungen, wie beispielsweise der Ausbau erneuerbarer Energien im Ausland sowie der dortige Netzausbau (Gas- und Stromnetz, LNG-Terminal).

Zudem kann festgehalten werden, dass eine Reihe von Hemmnissen insbesondere bei länderübergreifenden Infrastrukturprojekten bestehen, die für eine langfristige Realisierung des Importes regenerativer Gasen bereits jetzt Strategien zur Umsetzung erfordern. Nur so kann gewährleistet werden, dass langfristig regenerative treibhausgasneutrale Brennstoffe von kostengünstigen Erzeugungsstandorten importiert werden können.

Der systematische energetische Vergleich hat gezeigt, dass es bei vorhandener Gasnetzinfrastruktur am effizientesten ist, die regenerativen Gase vor Ort zu erzeugen und über jene zu transportieren, was insbesondere für regenerativ erzeugtes Methan gilt. Von großer Bedeutung ist die zu überwindende Transportstrecke der Importe. Je kürzer die Transportdistanz, desto geringer sind die Unterschiede zwischen Stromtransport mit inländischer Gaserzeugung und Gaserzeugung vor Ort mit anschließendem Transport über das Gasnetz.

Durch die geringeren Umwandlungsverluste bei der Erzeugung bietet der Wasserstoff generell energetische Vorteile. Ein Transport von reinem Wasserstoff stellt jedoch eine Herausforderung dar, da reine Wasserstoffnetze derzeit nur regional vorhanden sind und die Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff oder die Umsetzung neuer überregionaler Infrastrukturen auch mittel- und langfristig derzeit nicht erkennbar ist. Die energetisch günstigste und auch für die Umsetzung naheliegende Importmöglichkeit von reinem Wasserstoff besteht darin, regenerativen Strom aus kostengünstigen nahen Erzeugungsstandorten zu importieren und anschließend mit Power-to-Gas am Verbrauchsort umzuwandeln.

6 Mögliche Importpotenziale regenerativer Gase

Nachfolgend werden die Transportkapazitäten des Gasnetzes sowie die in den jeweiligen Ländern betrachteten EE-Potenziale für die Erzeugung regenerativer Gase dargestellt. Damit soll ein Überblick darüber gewonnen werden, wie und ob eine importbasierte Versorgung mit regenerativen Gasen erfolgen kann. Die Betrachtungen beschränken sich dabei auf die theoretisch technische Machbarkeit und gehen nicht auf die Realisierbarkeit oder Umsetzung solcher regenerativen Importe ein. Mit den nachfolgenden Betrachtungen soll lediglich ein erster Eindruck über die Möglichkeiten und Dimensionen dieser Importwege gegeben werden.

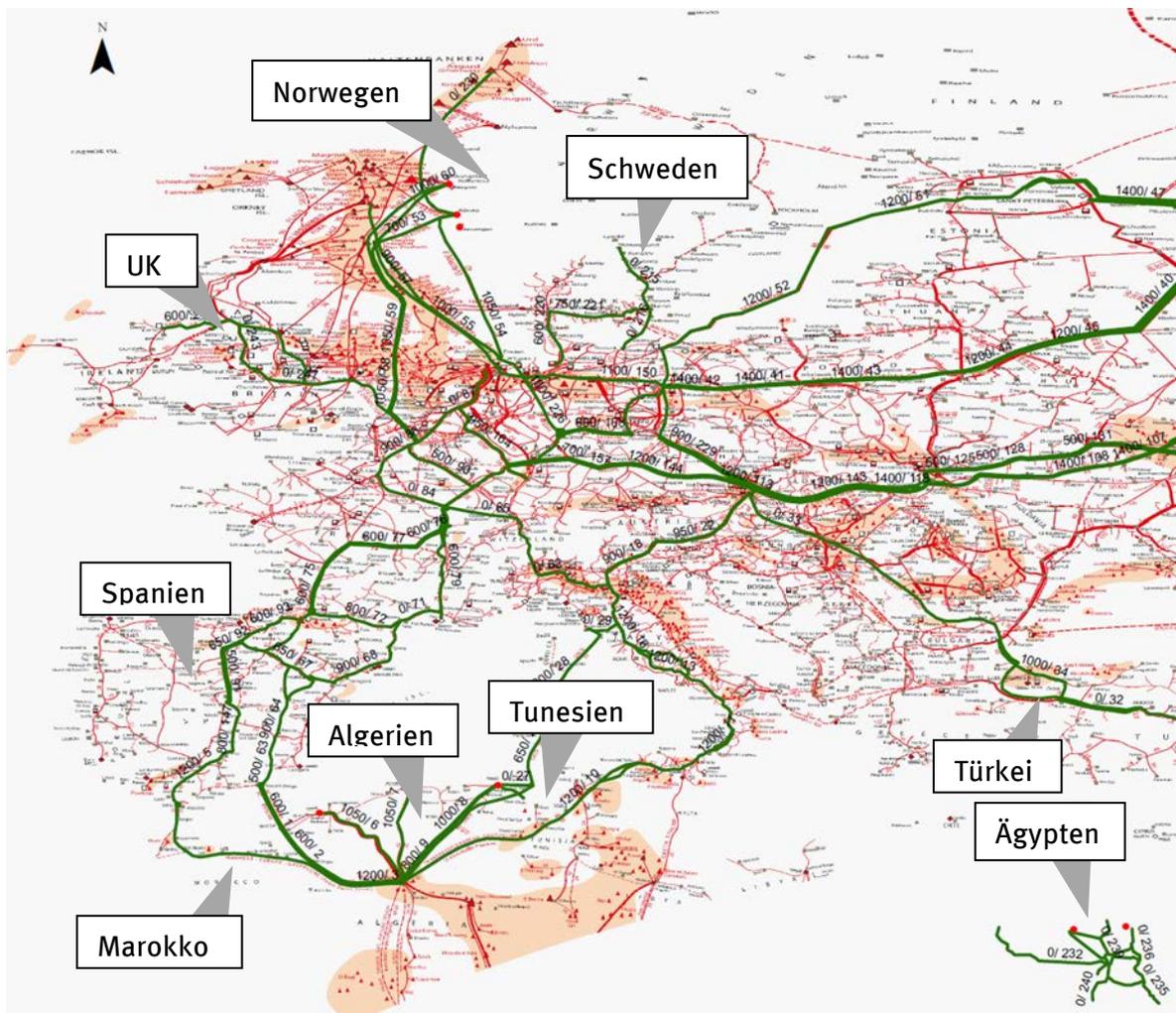
Hierfür ist es notwendig in einem ersten Schritt einen Überblick zur Gasinfrastruktur und den derzeitigen fossilen Gastransportströmen zu gewinnen. Dazu wurden an den sogenannten Erdgas-Exit-Points die dynamischen Erdgasflüsse für die betrachteten Transportleitungen identifiziert⁴⁰. Auf dieser Basis erfolgt im Anschluss die Darstellung der theoretisch resultierenden Kapazitäten zum Transport regenerativer Gase. Dabei wird für regeneratives CH₄ davon ausgegangen, dass die maximale Kapazität der Erdgastransportleitung bzw. LNG-Tanker ausgeschöpft werden kann. Dementsprechend werden der mögliche CH₄-Gasstrom sowie die dafür notwendige regenerative Stromproduktion ermittelt. In gleicher Art und Weise erfolgt die Betrachtung der regenerativen H₂-Erzeugung, für die eine maximale Zumischgrenze von 5 Vol.-% des jeweiligen Erdgasträgerstroms angenommen wird.

6.1 Herangehensweise bei der Bestimmung der Transportkapazitäten für regenerativ erzeugte Gase

Zunächst wurden die Gasleitungen und LNG-Terminals in den ausgewählten Ländern entsprechend Kapitel 5.1 identifiziert. Der nachfolgende Kartenausschnitt in Abbildung 27 gibt einen Überblick zum Verlauf der betrachteten Transportleitungen.

⁴⁰ Diese umfassen ausschließlich diejenigen Transportleitungen, die unter den getroffenen Festlegungen zu den möglichen regenerativen Gaserzeugungsstandorten identifiziert werden konnten.

Abbildung 27: Gesamtübersicht der betrachteten Erdgastransportleitungen



Quelle: eigene Darstellung DBI, Basisdaten (Lutum+Tappert, 2011)

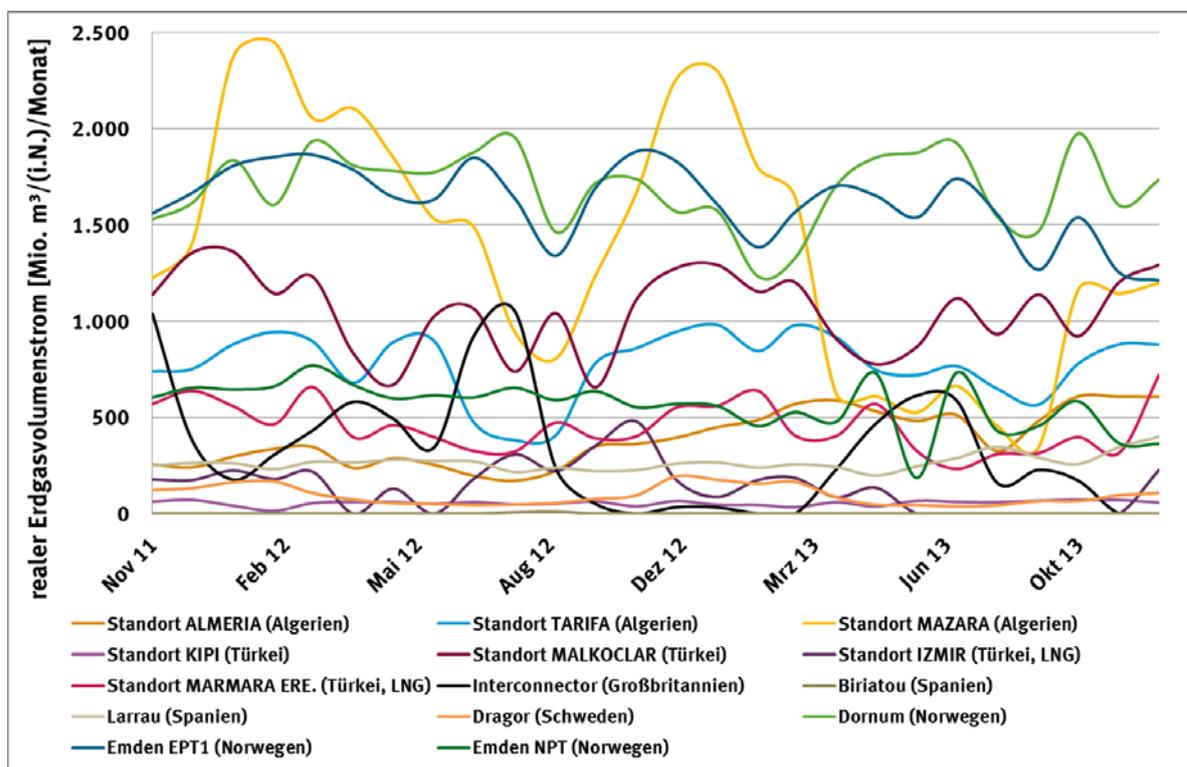
Zur Bestimmung der Transportkapazitäten wurden für die ausgewählten Standorte die öffentlich verfügbaren Lastdaten der Erdgasübernahmepunkte genutzt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Erdgasstrom für diese Punkte i.d.R. eine Flussrichtung besitzt. Zum Beispiel ist es derzeit unwahrscheinlich, dass regenerativ erzeugter H_2 oder CH_4 , welches zusätzlich eingespeist wird, aus Marokko über Spanien und Frankreich nach Deutschland transportiert wird. Diese Gase könnten nur bilanziell und nicht physisch in Deutschland genutzt werden (siehe auch 5.5.2 S. 71).

Die genutzten Lastdaten umfassen den Zeitraum von November 2011 bis Dezember 2013, dargestellt in der Abbildung 28. Falls keine Angaben öffentlich verfügbar waren, wurden in Kombination mit den bekannten Durchmessern und Druckparametern der Transportleitungen die maximalen Transportkapazitäten abgeschätzt.

Grundsätzlich wird darauf hingewiesen, dass diese Berechnung auf der Basis derzeitiger Erdgasströme basiert. Prognosen zum zukünftigen Transportvolumina und Transportrichtung

werden nicht vorgenommen, denn durch die Liberalisierung der Gasmärkte (Spotmarkt) und dem zunehmenden LNG-Transport können die Bezugsquellen und damit die nachfolgend abgeleiteten Gasströme stark variieren.

Abbildung 28: Darstellung der realen Erdgasvolumenströme für die einzelnen Übernahmepunkte (November 2011 bis Dezember 2013)



Quelle: eigene Darstellung DBI

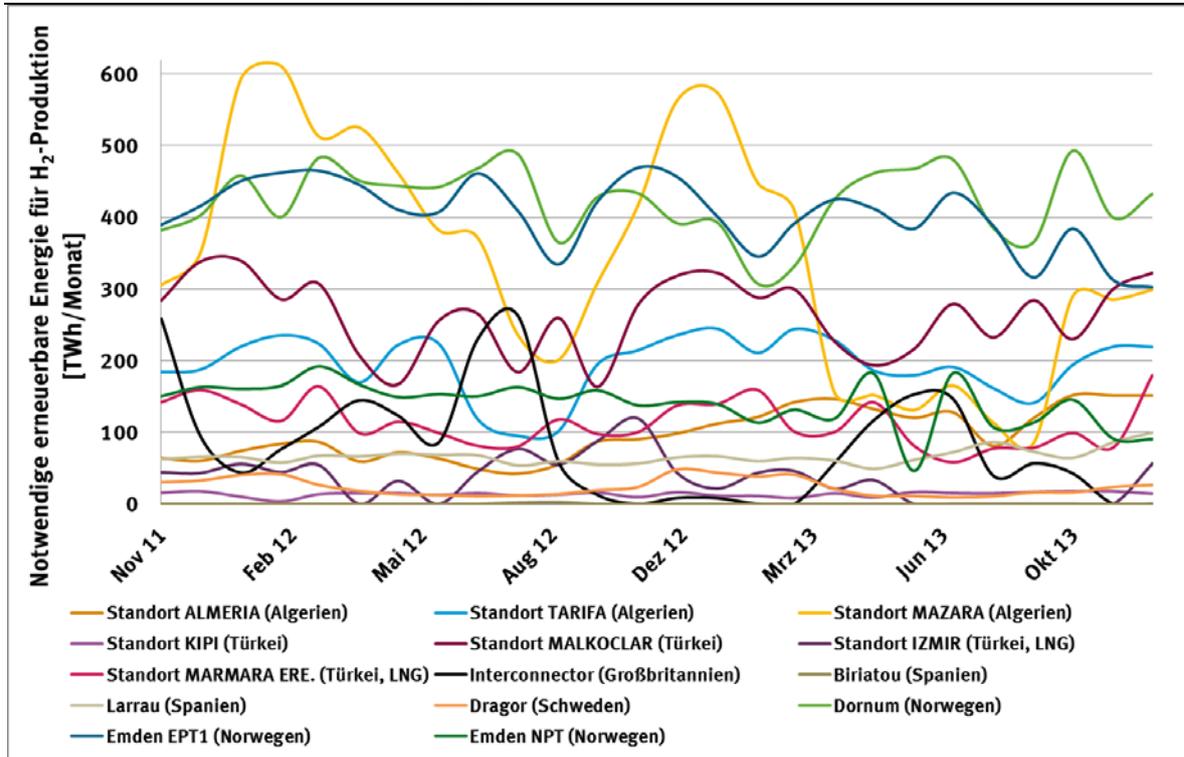
Auf dieser Basis und in Kombination mit dem möglichen EE-Erzeugungspotenzial werden anschließend im Wesentlichen drei Betrachtungen durchgeführt:

- ▶ Bestimmung der momentanen freien Kapazitäten der Transportleitungen, die durch regenerativ erzeugtes Methan theoretisch genutzt werden könnten (bis zur Ausnutzung der maximalen Transportkapazitäten der Leitungen)
- ▶ Bestimmung des momentan zumischbaren regenerativ erzeugten Wasserstoff bis zu einer Konzentration von 5 Vol.-% (siehe Abbildung 29)
- ▶ Bestimmung der maximal möglichen Erzeugung von regenerativem Methan und des leitungsgebundenen Transports (siehe Abbildung 30)

Eine kombinierte Einspeisung beider Substitutionsgase wurde nicht berücksichtigt. Für den H₂-Transport wird zugrunde gelegt, dass maximal 5 Vol.-% des Trägergasstroms als Transportkapazität zur Verfügung stehen. Die definierten 5 Vol.-% beziehen sich auf einen

allgemein etablierten Wert, der in Deutschland als ungeschriebener Meilenstein für die nächsten Jahre gesetzt und auf die betrachtenden Länder übertragen wurde.⁴¹

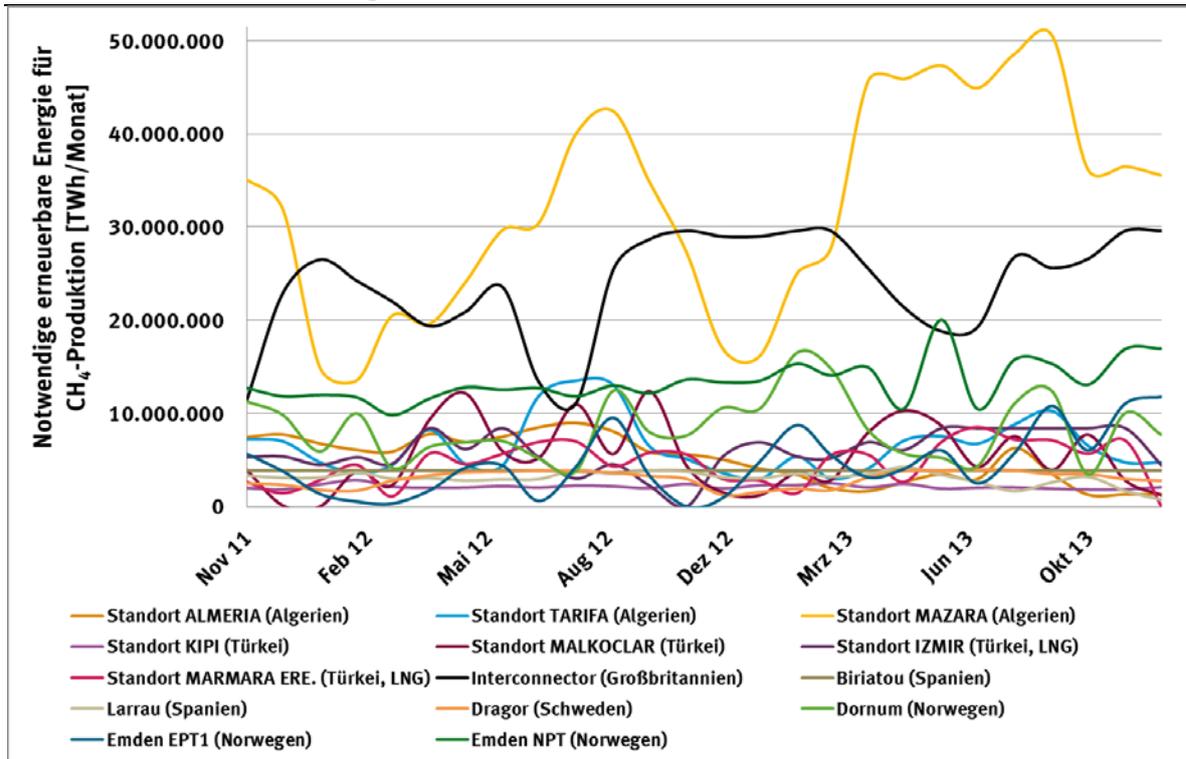
Abbildung 29: Darstellung der notwendigen EE um die max. Konzentration von 5 Vol.-% H₂ im Erdgasstrom einzustellen



Quelle: eigene Darstellung DBI

⁴¹ Welche Elemente des Gasnetzes oder der Endanwendungen die dafür erforderliche Wasserstoffverträglichkeit aufweisen oder nicht, ist dem Kapitel 7 S. 82 zu entnehmen. Eine Regelung zum internationalen Gasaustausch via Erdgastransportleitungen mit dem Begleitgas Wasserstoff ist seitens EASEE-Gas aktuell nicht festgehalten.

Abbildung 30: Darstellung der notwendigen EE um die max. Leitungskapazität vollständig zu nutzen.



Quelle: eigene Darstellung

Die Abbildung 29 und Abbildung 30 stellen jeweils die notwendige monatliche elektrische Energie dar, die benötigt wird, um die entsprechenden maximal zu mischbaren H₂- und CH₄-Volumina an den verschiedenen Standorten zu erzeugen.

Zusätzlich zu dem Rohrleitungstransport besteht die Möglichkeit EE-Gase mittels Schiffen in flüssiger Form zu transportieren (siehe Kapitel 4.1.2 auf Seite 28). Für Norwegen, Algerien und Ägypten konnten LNG-Exportterminals identifiziert werden. Für den LNG-Transportweg wurde entsprechend der technischen Restriktionen (siehe 0 S.40) nur der Transport von Methan berücksichtigt.

Die ermittelte EE-Menge um CH₄ zu erzeugen basiert auf der Annahme, dass die gesamte Kapazität des Terminals für CH₄ ausgenutzt wird. Das Erdgas wird vollständig substituiert.

Aufgrund der unterschiedlich weiten Transportwege unterscheiden sich die Tankervolumen. Für die Tankschiffe, die die norwegischen Terminals bedienen (small scale) wurden geringere Kapazitäten zugrunde gelegt (durchschnittlich 4.300 m³), als für Algerien und Ägypten (durchschnittlich 130.000 m³).

Abbildung 31: LNG-Exportterminals mit den entsprechenden Jahresproduktionen an LNG und den daraus resultierenden notwendigen Energien um eine Substitution von 100 Vol.-% CH₄ zu erreichen.

		t/a (LNG)	Mio. m ³ /a (Erdgas)	TWh/a CH ₄	ca. Schiffe/a
Norwegen	Kollsens I	40.000	53	0,94	21
	Kollsens II	80.000	107	1,87	41
	Risavika	300.000	400	7,03	155
	Karmoy	20.000	27	0,47	10
Algerien	Arzew	930.000	1.240	21,79	16
	Bethioua	16.170.000	21.560	378,79	276
	Skikda	3.130.000	4.173	73,32	54
Ägypten	Idku	7.200.000	9.600	168,66	123
	Damietta	5.000.000	6.667	117,13	85

Quelle: eigene Darstellung

6.2 Herangehensweise bei der Bestimmung der EE-Erzeugungspotenziale

In diesem Abschnitt wird das Vorgehen zur Bestimmung eines theoretisch zur Verfügung stehenden EE-Stromerzeugungspotenzials betrachtet. Dabei werden für die ausgewählten Länder vereinfachend nur einzelne Erzeugungstechnologien („PV Freifläche“, „CSP“, „Wind Onshore“ und „Wind Offshore“) und nicht deren Kombination betrachtet.⁴² Wohlwissend, dass durch die Kombination einzelner EE-Erzeugungstechnologien Synergien entstehen und zu einem veränderten Erzeugungsprofil führen. An dieser Stelle sei ebenfalls angemerkt, dass im Rahmen dieser Studie nur ein Überblick über die EE-Ressourcen in unmittelbarer Nähe der Gastransportleitungen bzw. LNG-Terminals sowie die hierfür verfügbaren Transportkapazitäten gegeben werden soll. Ein Ausbau der verschiedenen Infrastrukturen (Strom und Gas) bzw. Vergrößerung des hier betrachteten Einzugsbereiches würde zu größeren erschließbaren Potenzialen führen.

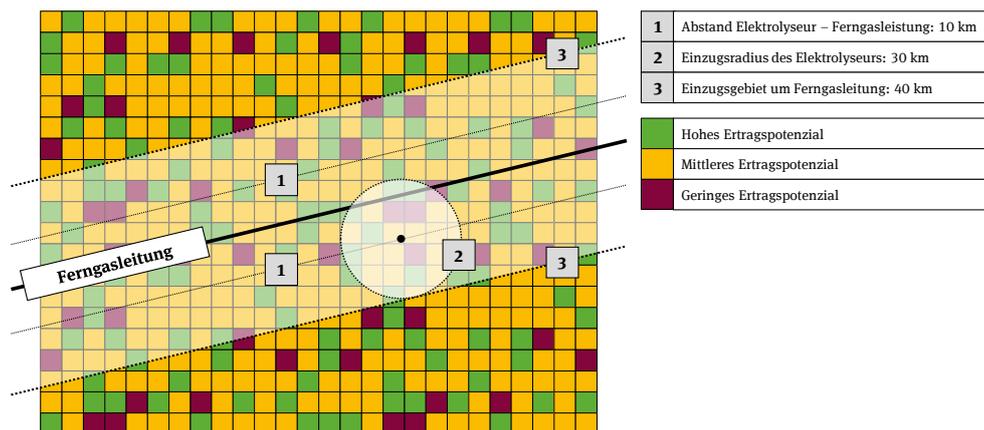
In einem ersten Schritt werden Annahmen zur möglichen erschließbaren Fläche in Nähe derzeitiger Infrastrukturen getroffen. Dabei wird die Gasinfrastruktur zugrunde gelegt und in Abhängigkeit der Entfernung von der Erdgasleitung und des LNG-Terminals werden theoretisch

⁴² Für die in AP 1 betrachtete EE-Erzeugungstechnologie „Wasserkraft“ in den Ländern Norwegen und Schweden existiert keine Datengrundlage zur räumlichen und zeitlichen Simulation der EE-Potenziale. Diese können daher im Rahmen der hier angestellten pixelscharfen Untersuchungen nicht über die in AP 1 angestellten Betrachtungen hinaus untersucht werden.

erschließbare Potenzialflächen betrachtet, die für die Erzeugung des EE-Stroms in Frage kommen. Es wird hierbei angenommen, dass aufgrund mangelnder Wasservorkommen Gaserzeugungsanlagen in Nordafrika nur im Küstengebiet errichtet werden können (Schnittpunkt von Erdgastransportleitung und Küstenlinie). Das für die Elektrolyse notwendige Wasser kann somit beispielsweise durch Entsalzungsanlagen gewonnen werden.

Entlang der identifizierten Ferngasleitungen wird das Potenzial der EE-Erzeugung anhand von festgelegten Flächen abgeschätzt (räumliche Auflösung ca. 7 x 7 km²). Es wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyseur als Teil der Gaserzeugungsanlagen in einem Abstand von max. 10 km zu der jeweiligen Ferngasleitung installiert wird.⁴³ Der Einzugsradius des Elektrolyseurs wird mit 30 km definiert, sodass hieraus ein Einzugsgebiet mit 40 km Abstand von den Ferngasleitungen resultiert. Die folgende Abbildung 32 stellt diese Herangehensweise schematisch dar:

Abbildung 32: Schematische Abbildung der Einzugsgebiete für die EE-Potenzialuntersuchung mit einem Abstand von 40 km um die Ferngasleitungen

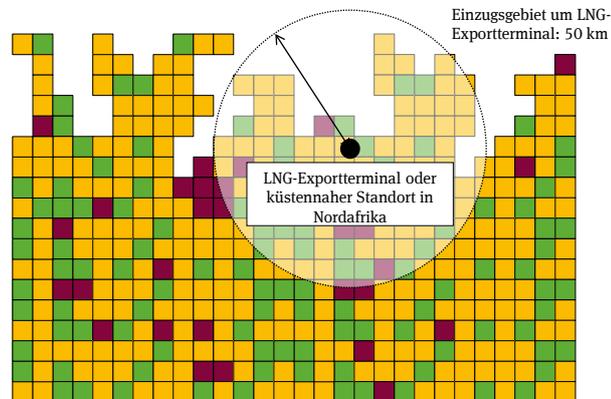


Quelle: Eigene schematische Darstellung

Insbesondere in den nordafrikanischen Ländern, aber auch in Norwegen werden LNG-Exportterminals für den Import von CH₄ nach Deutschland berücksichtigt. Analog zur Vorgehensweise bei den Ferngasleitungen werden die EE-Potenziale hierbei in einem Einzugsgebiet mit 50 km Abstand um den LNG-Standort untersucht. Die nachfolgende Abbildung 33 zeigt diese Vorgehensweise:

⁴³ Abstand von 10 km in Anlehnung an die GasNZV in Deutschland.

Abbildung 33: Schematische Abbildung der Einzugsgebiete für die EE-Potenzialuntersuchungen mit einem Abstand von 50 km um die LNG-Exportterminals



Quelle: Eigene schematische Darstellung

Die mithilfe der im Abschnitt 6.1 dargestellten Herangehensweise identifizierte Gastransportinfrastruktur wird für die EE-Potenzialanalysen in den jeweiligen Ländern auf unterschiedliche Art und Weise berücksichtigt. Aufgrund der bereits erwähnten Wasserknappheit im Landesinneren von Nordafrika und der Türkei werden hier nur Küstenstandorte berücksichtigt, die über entsprechende Desalinierungsanlagen Zugang zu ausreichend Wasserressourcen für die Wasserelektrolyse bekommen können. Diese Küstenstandorte werden hinsichtlich der Einzugsgebiete für die EE-Potenzialanalyse wie die LNG-Terminals behandelt.

Mit Blick auf die hier hinsichtlich der Potenzialflächen vorgenommenen räumlichen Einschränkungen sei nochmals angemerkt, dass über entsprechende neu zu installierende Strom- und Gasinfrastruktur theoretisch größere regenerative Potenziale für die Erzeugung regenerativer Gase erschlossen werden können. Im Rahmen dieser Studie steht die Gewinnung eines grundlegenden Verständnisses zur Dimension der notwendigen, zu erschließenden Potenziale im Vordergrund.

Nachfolgende Tabelle 13 fasst die länderspezifische Berücksichtigung von EE-Erzeugungstechnologien und Einzugsgebieten zusammen:

Tabelle 13: Länderspezifische EE-Erzeugungstechnologien und Einzugsgebiete für die EE-Potenzialanalyse

Land	EE-Erzeugungstechnologie ⁴⁴	Ferngasleitungen		LNG-Terminals	
			Radius des Einzugsgebiets in km	Anzahl LNG-Terminals	Radius des Einzugsgebiets in km
Marokko	PV Freifläche und CSP	nur Küstenstandorte	50	-	-
Algerien	PV Freifläche und CSP	nur Küstenstandorte	50	2	50
Tunesien	PV Freifläche und CSP	nur Küstenstandorte	50	-	-
Ägypten	PV Freifläche und CSP	-	-	2	50
Türkei	PV Freifläche und CSP	nur Küstenstandorte	50	-	-
Spanien	PV Freifläche und CSP	entlang Ferngasleitung	40	-	-
Großbritannien	Wind On- und Offshore	entlang Ferngasleitung	40	-	-
Norwegen	Wind On- und Offshore	entlang Ferngasleitung	40	3	50
Schweden	Wind On- und Offshore	entlang Ferngasleitung	40	-	-

Quelle: eigene Darstellung

Darüber hinaus sind für die Ermittlung der Erzeugungskapazitäten grundlegende Annahmen zu den einzelnen Erzeugungstechniken notwendig, die im Folgenden erläutert werden.

Wind Onshore

Die Bestimmung der Flächenpotenziale erfolgte mithilfe der CORINE-Daten und den folgenden Annahmen zu Ausschlussflächen:

- ▶ Siedlungen mit 1000 m Abstand,
- ▶ Gewässer mit 300 m Abstand,
- ▶ Autobahnen mit 100 m Abstand,
- ▶ Natura 2000 Gebiete.

⁴⁴ Wie bereits zuvor erwähnt, werden die hier genannten EE-Erzeugungstechnologien nur separat und nicht in Kombination betrachtet.

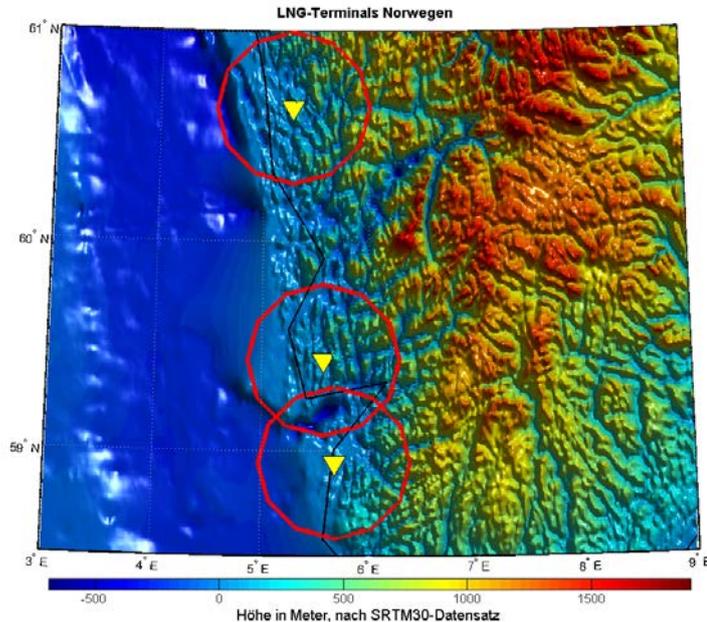
Es wurden Starkwind- (Turbinenleistung 4,5 MW, 140 m Rotordurchmesser) und Schwachwindanlagen (Turbinenleistung 4 MW, 125 m Rotordurchmesser) berücksichtigt. Starkwindanlagen wurden bei einer langjährigen (Wetterjahre 2007 bis 2012) mittleren Windgeschwindigkeit von mehr als 8,5 m/s angenommen. Der Flächenbedarf beider Anlagentypen beträgt den jeweiligen vierfachen Rotordurchmesser-Abstand.

Wind Offshore

Das Flächenpotenzial für Wind Offshore-Anlagen wurde auf Basis der in Frage kommenden Meeresfläche bestimmt. Für die Turbine der Wind Offshore-Anlagen wird die Leistungskennlinie einer M5 Repower-Anlage unterstellt. Der Flächenbedarf ergibt sich aus dem fünffachen Rotordurchmesser-Abstand in Haupt- und Nebenwindrichtung, der gleichzeitig auch als Abstand zur Küste gilt.

Bei der Bestimmung von theoretischen Leistungszubaupotenzialen der EE-Erzeugungstechnologie Wind Offshore wurde die durchschnittliche Meerestiefe eines EE-Potenzialflächenpixels als eine weitere Restriktion berücksichtigt. In der nachfolgenden Abbildung 34 wird die durchschnittliche Höhe der Potenzialflächen am Beispiel der drei betrachteten LNG-Standorte an der norwegischen Küste dargestellt:

Abbildung 34: Durchschnittliche Höhe einer EE-Potenzialfläche am Beispiel von LNG-Exportterminalstandorten in Norwegen



Quelle: eigene Darstellung Fraunhofer IWES

Bei der Bestimmung des Flächenpotenzials für Wind Offshore-Anlagen an den ausgewählten Standorten wurden keine weiteren Schutzgebiete berücksichtigt.

PV

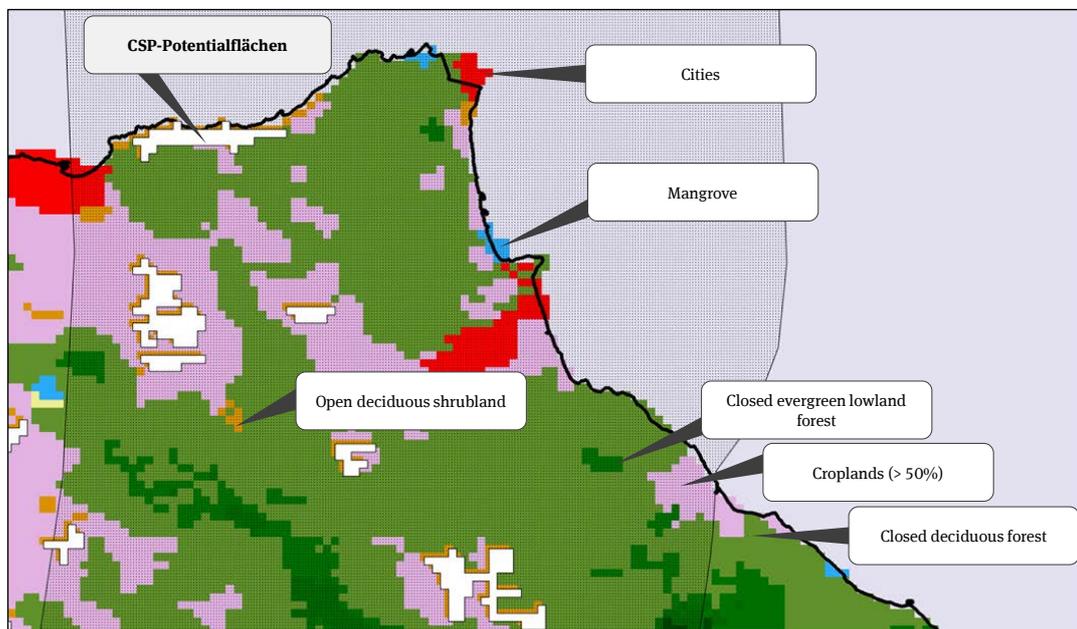
Für die Bestimmung der PV-Flächenpotenziale wurde in Europa auf die CORINE-Daten sowie in Nordafrika und der Türkei die „Global Land Cover 2000 Project“-Daten zurückgegriffen. Bei Annahme eines Gesamtwirkungsgrads von 14 % und einem Modulfläche/Grundfläche-Verhältnis von 1:3 resultiert ein Flächenverbrauch von $21,43 \text{ m}^2/\text{kW}_{\text{peak}}$.

CSP

Die Flächenpotenziale der CSP-Anlagen wurden ebenso wie die PV-Flächenpotenziale auf Basis der CORINE- und den „Global Land Cover 2000 Project“-Daten bestimmt. Hierbei wurde eine Leistungsdichte von $12 \text{ m}^2/\text{MWh/a}$ angenommen.

Zur Bestimmung der theoretischen Leistungszubaupotenziale werden anhand von Landnutzungsdaten⁴⁵ und der oben genannten technologiespezifischer Annahmen flächenweise Leistungszubaupotenziale der jeweilig relevanten EE-Erzeugungstechnologien ermittelt. In der Abbildung 35 werden die flächenweisen Landnutzungsdaten sowie die damit identifizierten EE-Potenzialflächen für CSP-Erzeugungsanlagen am Beispielland Marokko dargestellt:

Abbildung 35: Landnutzungsflächen nach (Mayaux, et al., 2003) und identifizierte Potenzialflächen für die EE-Erzeugungstechnologie CSP am Beispiel Marokko



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer IWES

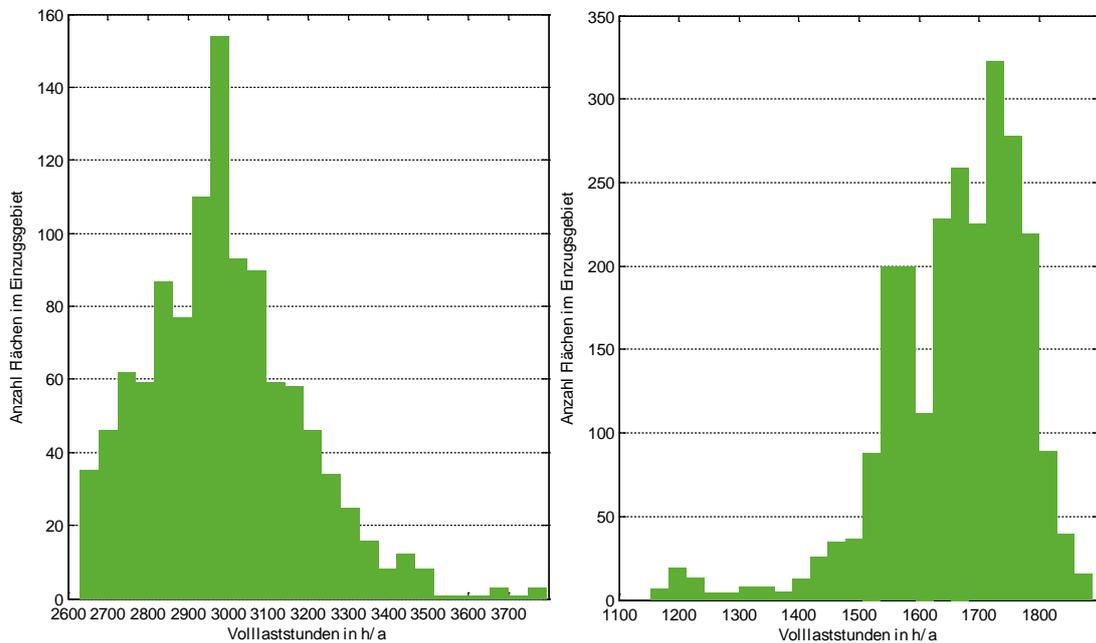
⁴⁵ Zur Bestimmung der Landnutzung wurden in Europa die Corine Land Cover-Daten und in Nordafrika die Daten aus (Mayaux, et al., 2003) genutzt.

Auf Basis der in den jeweiligen Einzugsgebieten bestimmten Leistungszubaupotenziale werden in einem nächsten Schritt mithilfe meteorologischer Daten mehrerer Wetterjahre zudem dynamische Einspeisezeitreihen mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde simuliert.

Aufbauend auf den dynamischen Einspeisezeitreihen der EE-Erzeugungsanlagen kann die Verknüpfung mit den Transportkapazitäten der Gasinfrastruktur erfolgen. Die Verschneidung der dynamischen EE-Stromerzeugung und der ermittelten Transportkapazitäten der Erdgaspipelines sowie der LNG-Exportterminals erfolgt für den Betrachtungszeitraum November 2011 bis Dezember 2013.

An dieser Stelle sei noch ein wichtiger Hinweis bezüglich der Anlagenauslastung der Elektrolyse- bzw. Methanisierungseinheiten gegeben. Bei den im Rahmen dieser Studie angestellten Betrachtungen werden lediglich die monatlichen EE-Strommengen für die H₂- bzw. CH₄-Erzeugung betrachtet. Für einen ökonomisch sinnvollen Betrieb der Erzeugungsanlagen sind jedoch hinreichend hohe Volllaststunden von Relevanz. Die Volllaststunden einer Gas-Erzeugungsanlage variieren bei den unterschiedlichen EE-Erzeugungstechnologien sehr stark und hängen insbesondere von deren stündlicher Einspeisecharakteristik im jeweiligen Land ab. Die beiden Diagramme in Abbildung 36 verdeutlichen diese Tatsache anhand durchschnittlicher Volllaststundenverteilungen mehrerer Wetterjahre in den Einzugsgebieten von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in Großbritannien und PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in Spanien:

Abbildung 36: Durchschnittliche Volllaststundenverteilungen⁴⁶ für die Einzugsgebiete von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in Großbritannien (links) und PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in Spanien (rechts)



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer IWES

Um trotz der teilweise großen unterschiedlichen Volllaststunden der einzelnen EE-Technologien hinreichend große Auslastungen der Gas-Erzeugungsanlagen zu erzielen, können drei Lösungsansätze verfolgt werden:

- ▶ Zum einen kann eine hohe Auslastung durch entsprechende EE-Überkapazitäten erreicht werden und
- ▶ zum anderen kann eine Nutzung von EE-Strommengen aus unterschiedlichen EE-Erzeugungstechnologien mit verschiedenen Einspeisecharakteristiken für eine höhere Anlagenauslastung sorgen.
- ▶ Einzelne EE-Techniken mit hohen Volllaststunden

Ersterer Lösungsansatz führt jedoch zu hohen EE-Überschussmengen, die anderweitig verwertet werden müssten. Der zweite Ansatz kann nicht in jedem Land Anwendung finden, da für die Kombination gute Wind- und solare Ressourcen verfügbar sein müssen. In manchen Ländern wie beispielsweise Spanien könnte eine Kombination der unterschiedlich einspeisenden Wind- und PV Freifläche-Erzeugungsanlagen jedoch ein großes Potenzial für eine höhere Auslastung der Gas-Erzeugungsanlagen bieten.

Eine weitere denkbare Möglichkeit sind ortsveränderliche Erzeugungsanlagen, wie im sogenannten Konzept „Segelenergie“⁴⁷ betrachtet wird. Dabei werden in den Meeren um die Antarktis die gleichmäßigen hohen Windgeschwindigkeiten genutzt.⁴⁸

⁴⁶ Basierend auf mehreren Wetterjahren.

6.3 Exemplarische Darstellung und Erläuterung der Ergebnisgrafiken am Beispiel Algerien

Nachfolgend soll an Hand eines Beispiels die Vorgehensweise nochmals verdeutlicht werden. Es werden der Pipeline-Export über Almeria⁴⁹ und der LNG-Export über den Terminal Skikda in Algerien exemplarisch dargestellt und erläutert.

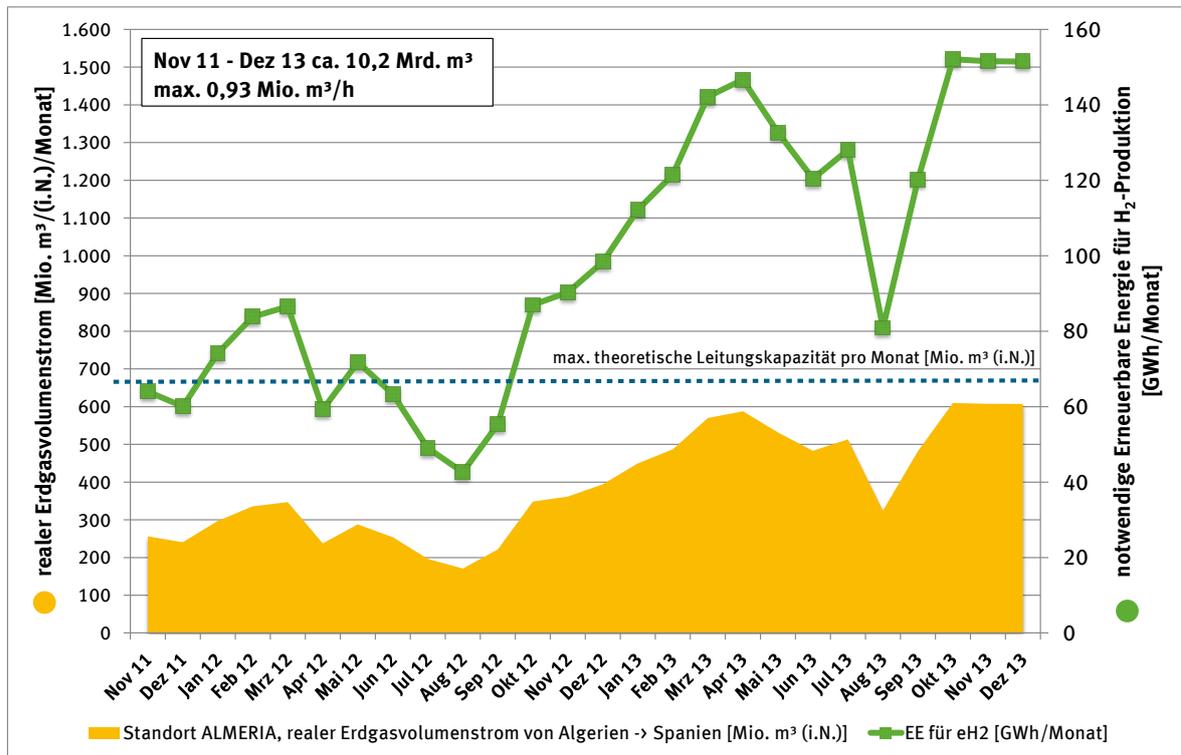
Auf Basis der realen Gastransportmengen erfolgt die Bestimmung der notwendigen regenerativen Energien für die Wasserstoffzumischung auf 5 Vol.-% zum derzeitigen Gasvolumenstrom sowie für die Zumischung von Methan bis zur maximalen Leistungskapazität der Gasleitung. Die Ergebnisse sind in Abbildung 37 und Abbildung 38 dargestellt. Dabei wird auch deutlich, dass innerhalb des betrachteten Zeitraumes zu einer knappen Verdopplung des Gasstromes kam. Dementsprechend steigt die notwendige Erzeugungsleistung für die Wasserstoffzumischung bis auf ca. 150 GWh/Monat an und die theoretische freie Kapazität für zusätzliches regeneratives Methan sinkt von etwa 9.000 auf 1.300 TWh/Monat bis Ende 2013 ab.

⁴⁷ Konzeptidee von Prof. Dr. Sterner, Uni Regensburg. Detaillierte Beschreibung in www.segelenergie.de.

⁴⁸ Schiffe werden durch Segel angetrieben. Im Wasser liegende Turbinen, die mit dem Schiff verbunden sind, erzeugen aus der Strömungsenergie elektrischen Strom. Der wird in Elektrolyseuren an Bord in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert. Die Schiffe löschen ihre Ladung an Basisstationen bspw. an einer Küste, von dort wird der Wasserstoff in die Verbrauchszentren weitergeleitet. Das Konzept könnte ca. 7.000 Volllaststunden Stromerzeugung ermöglichen. Eine Machbarkeitsstudie wird z. Zt. erstellt.

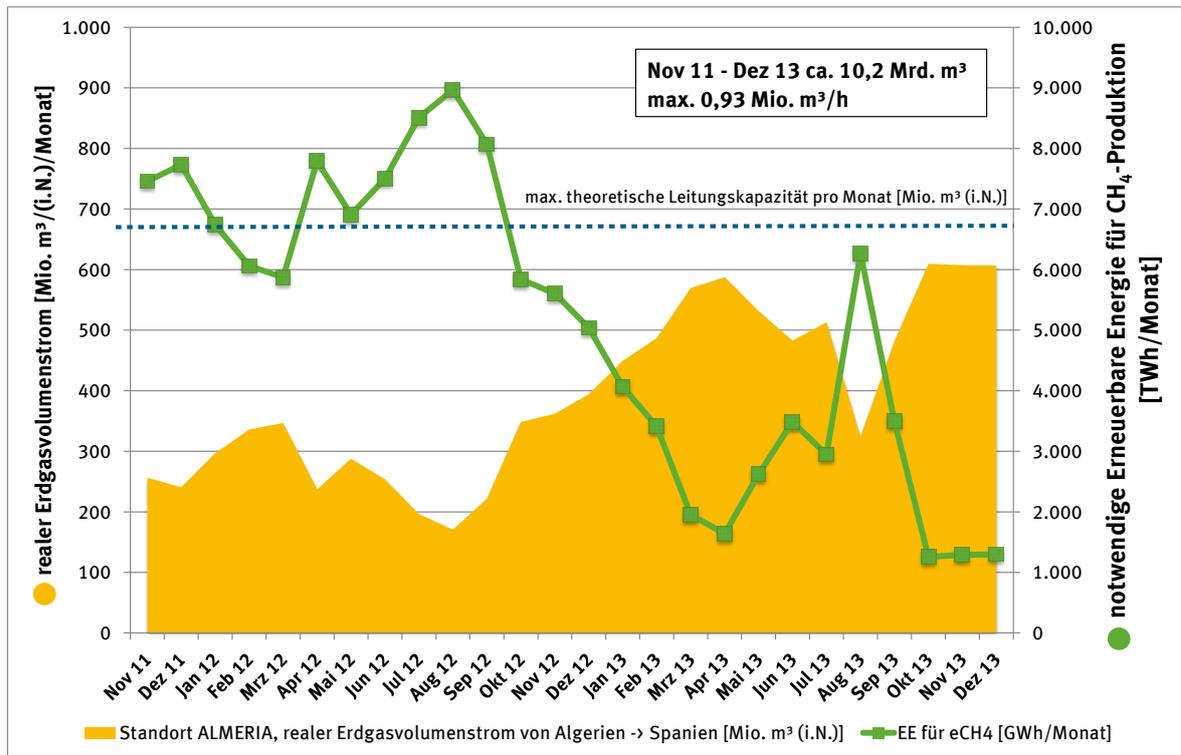
⁴⁹ Bezeichnung der Gastransportleitung.

Abbildung 37: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol.-%



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnung, DBI

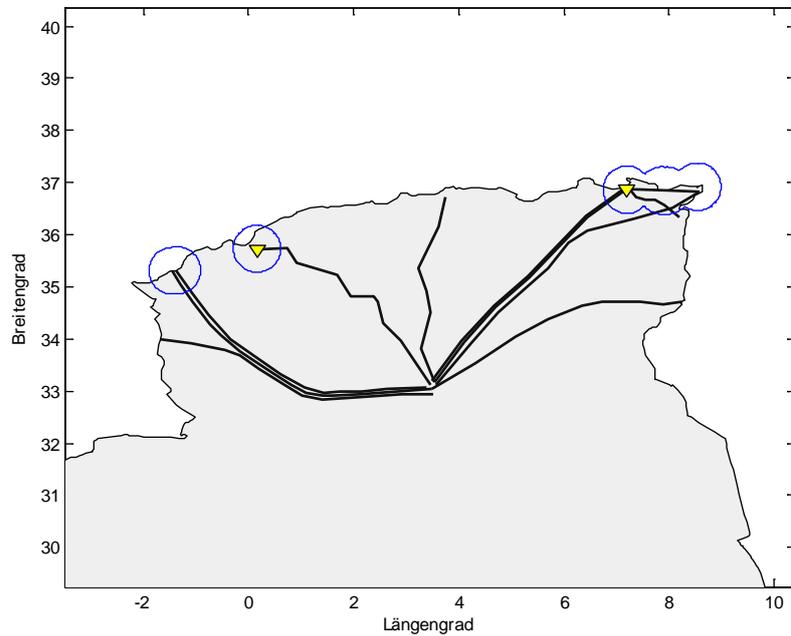
Abbildung 38: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität



Quelle: eigene Darstellung basierend auf eigenen Berechnungen, DBI

Die resultierenden Einzugsgebiete aus der algerischen Gasinfrastruktur und der LNG-Exportterminals sind in Abbildung 39 dargestellt.

Abbildung 39: Einzugsgebiete der Ferngasleitungen und LNG-Exportterminals für PV- und CSP-Erzeugungsanlagen am Beispiel Algerien⁵⁰



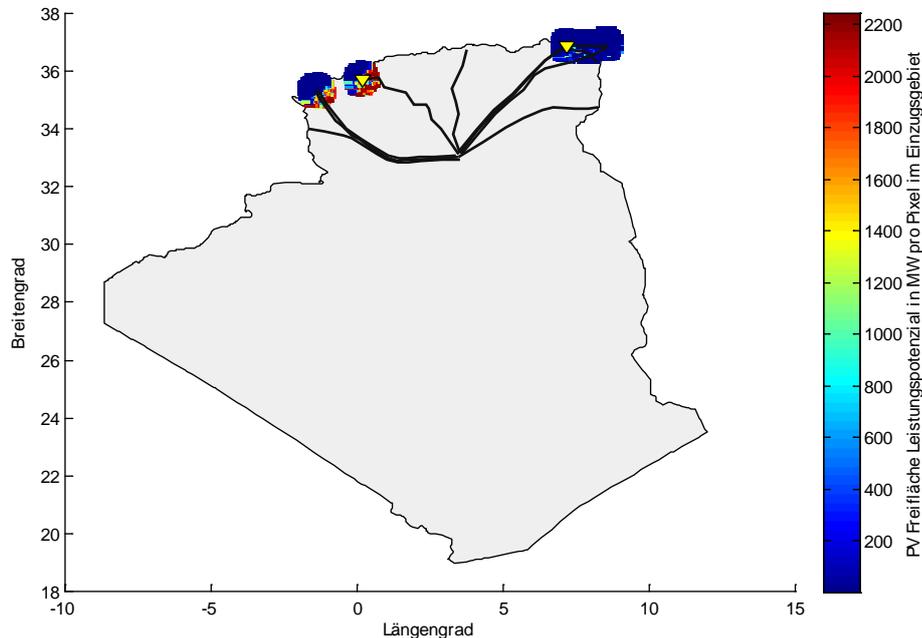
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen

Entsprechend dieser Einzugsgebiete werden die theoretischen Leistungszubaupotenziale der EE-Erzeugungstechnologie für PV Freifläche bestimmt, welche in Abbildung 40 zu sehen sind. Die Einfärbung der Pixel gibt hierbei das theoretische Leistungszubaupotenzial pro EE-Potenzialfläche an. Insgesamt beträgt das theoretische Leistungszubaupotenzial für PV Freifläche-Erzeugungsanlagen unter den genannten Annahmen in Algerien ca. 522 GW.

⁵⁰ Grafik zeigt nur nördlichen Kartenausschnitt Algeriens.

- blaue Kreise - Einzugsgebiete
- graue Linien - Ferngasleitungen
- gelbe Dreiecke - LNG-Exportterminals

Abbildung 40: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Algerien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Neben PV Freifläche-Anlagen werden auch CSP-Erzeugungsanlagen berücksichtigt, für die sich entsprechend der Annahmen ein theoretisches Potenzial von etwa 180 GW ergibt. Dieses fällt somit geringer aus als das Leistungszubaupotenzial der PV Freifläche-Erzeugungsanlagen:

Für die EE-Potenzialflächen mit Leistungszubaupotenzialen wurden anschließend Simulationen dynamischer EE-Stromerzeugungszeitreihen mit stündlicher Auflösung für mehrere Wetterjahre durchgeführt. Mithilfe dieser zeitlich aufgelösten Einspeisungsdaten ist es möglich, die monatlichen EE-Stromerzeugungsmengen mit den vorab bestimmten monatlichen Gastransportkapazitäten bzw. den daraus resultierenden EE-Strombedarfsmengen für den H₂- bzw. CH₄-Export abzugleichen.

Die Abbildung 41 zeigt die zeitlich aufgelösten EE-Erzeugungspotenziale aus PV Freifläche im Einzugsgebiet der Pipeline Almeria sowie deren Transportkapazitäten im Betrachtungszeitraum November 2011 bis Dezember 2013. An dieser Stelle sei angemerkt, dass in der Grafik Strommengen in TWh dargestellt und bilanziert werden. Die Transportkapazitätsgrenze gibt hierbei die maximal übertragbare Strommenge durch die Pipeline an und gilt, in diesem Fall mit 11,96 TWh/Monat, als theoretische Obergrenze der Transportkapazität.

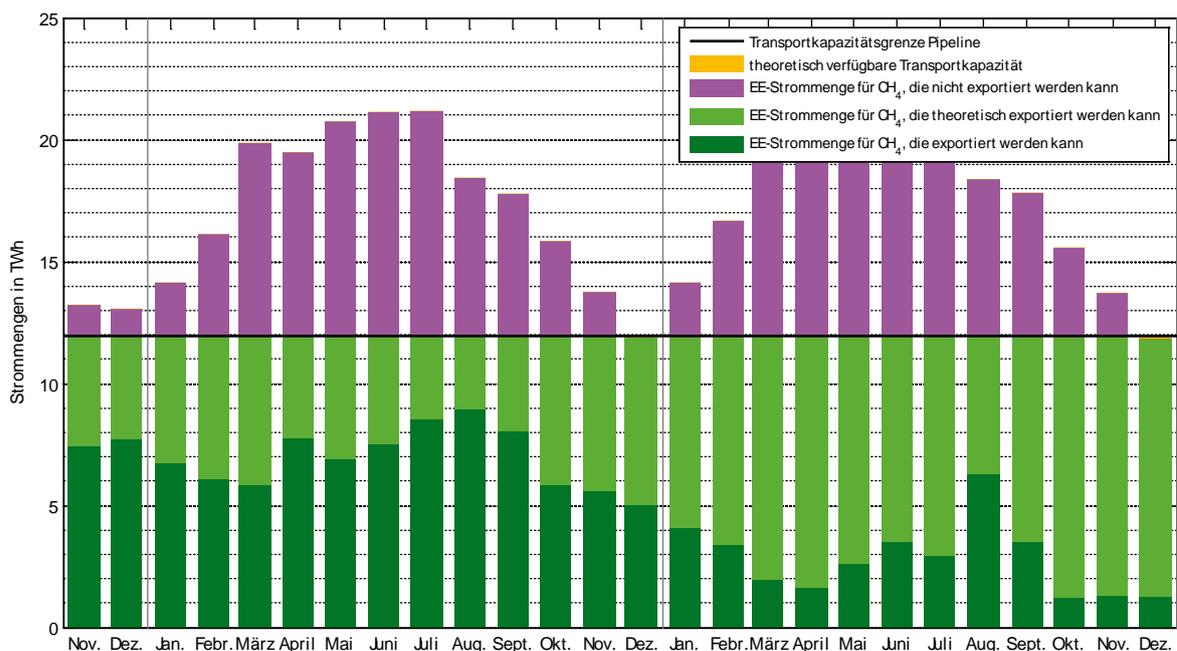
Das gesamte EE-Erzeugungspotenzial des Einzugsgebiets der Pipeline lässt sich an der Höhe der jeweiligen monatlichen Balken ablesen und beträgt zum Beispiel im November 2011 ca. 13,24 TWh. Von diesem EE-Strommengenangebot können im November 2011 jedoch aufgrund von fossilen Erdgastransportströmen nur ca. 7,46 TWh abtransportiert bzw. zum fossilen Erdgasstrom zugemischt und somit exportiert werden. Im Fall einer Substitution des fossilen Erdgases und nicht nur der Zumischung von regenerativem Methan stehen im November 2011

ausreichend EE-Strommengen zur Erreichung der Transportkapazitätsgrenze zur Verfügung. Das Angebot an regenerativem Gas würde also ausreichen, um die maximale Transportkapazität vollumfänglich für regeneratives Gas zu nutzen. Im November 2011 würde darüber hinaus noch eine Strommenge von 1,28 TWh unter den getroffenen Annahmen zur Verfügung stehen, welche nicht genutzt werden könnte, da diese die Transportkapazität übersteigen würde (in der Abbildung erkenntlich als Strommenge, die nicht exportiert werden kann).

Liegt das EE-Erzeugungspotenzial unterhalb der monatlich möglichen, zum fossilen Erdgasstrom zumischbaren Transportkapazität, wird diese als ungenutzte Transportkapazität ausgewiesen (in dieser Abbildung tritt dieser Fall nur in sehr geringem Maße im Dezember 2012 und 2013 auf, vgl. hierzu auch Abbildung 42).

Liegt das EE-Erzeugungspotenzial oberhalb der monatlich möglichen, zum fossilen Erdgasstrom zumischbaren Transportkapazität und unterhalb der maximalen Transportkapazität, so wird diese wie im Dezember 2012 als theoretisch verfügbare Transportkapazität angegeben.

Abbildung 41: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

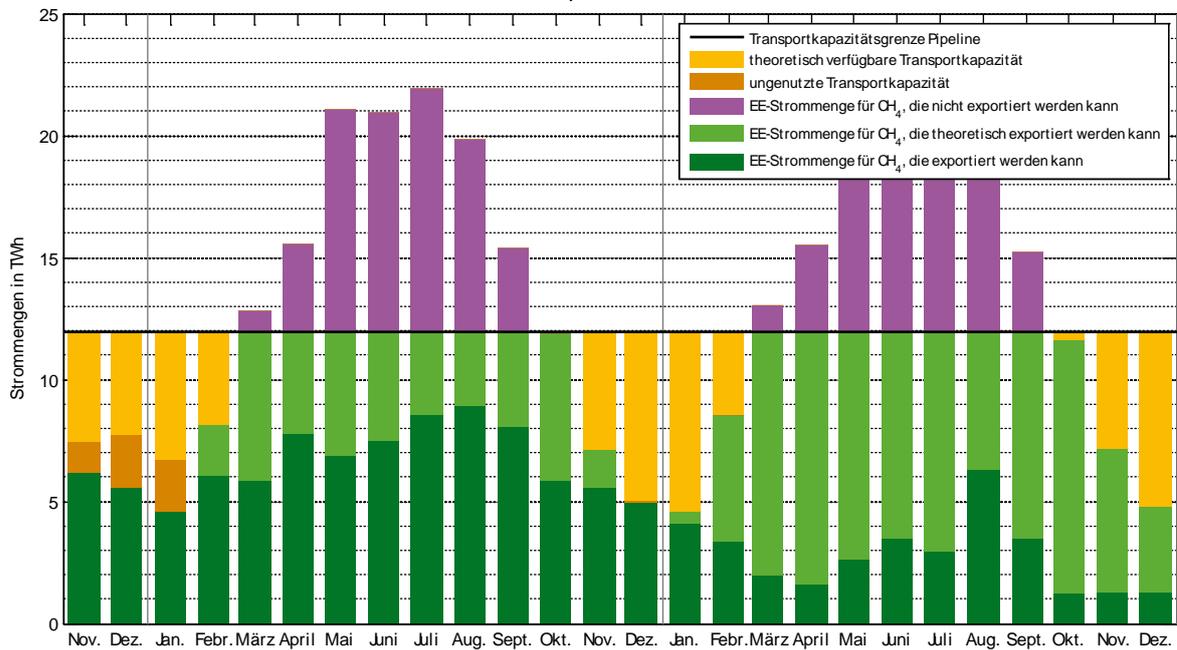


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Die EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen reichen bis auf Dezember 2012 und 2013 im gesamten Betrachtungszeitraum vollkommen aus, um die maximale Transportkapazität der Pipeline für den CH₄-Export auszufüllen.

Die Erzeugung aus CSP-Anlagen in Abbildung 42 reicht bis auf vier Monate aus, um die verfügbare Transportkapazität auszureizen, wohingegen die theoretische Transportkapazität nur in acht der 17 Monate ausgefüllt werden kann.

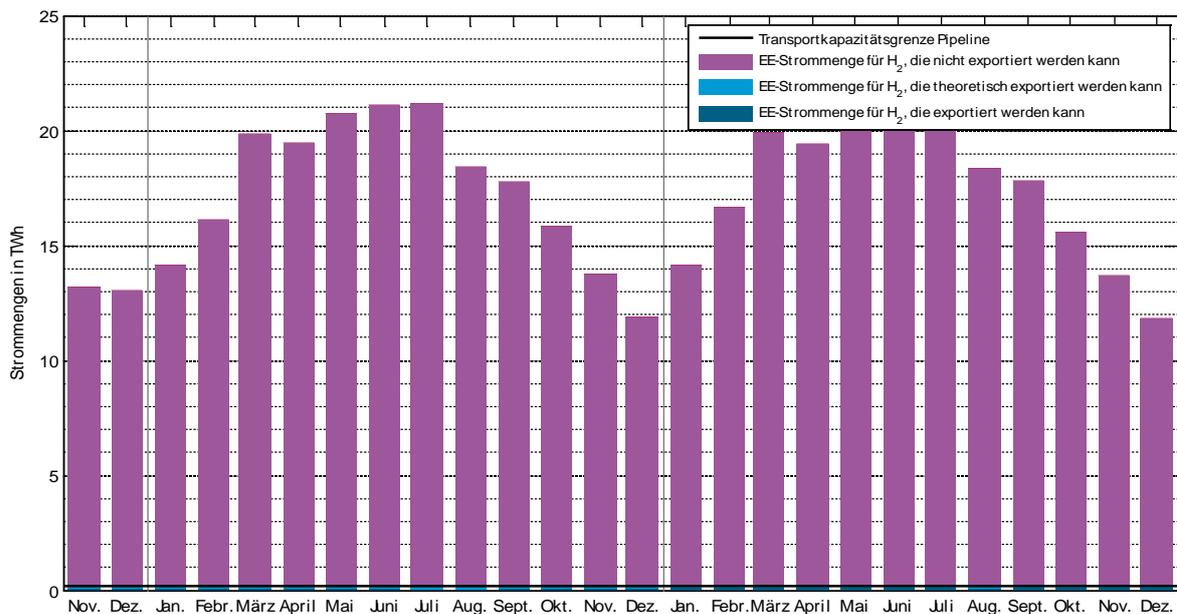
Abbildung 42: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den eCH₄-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

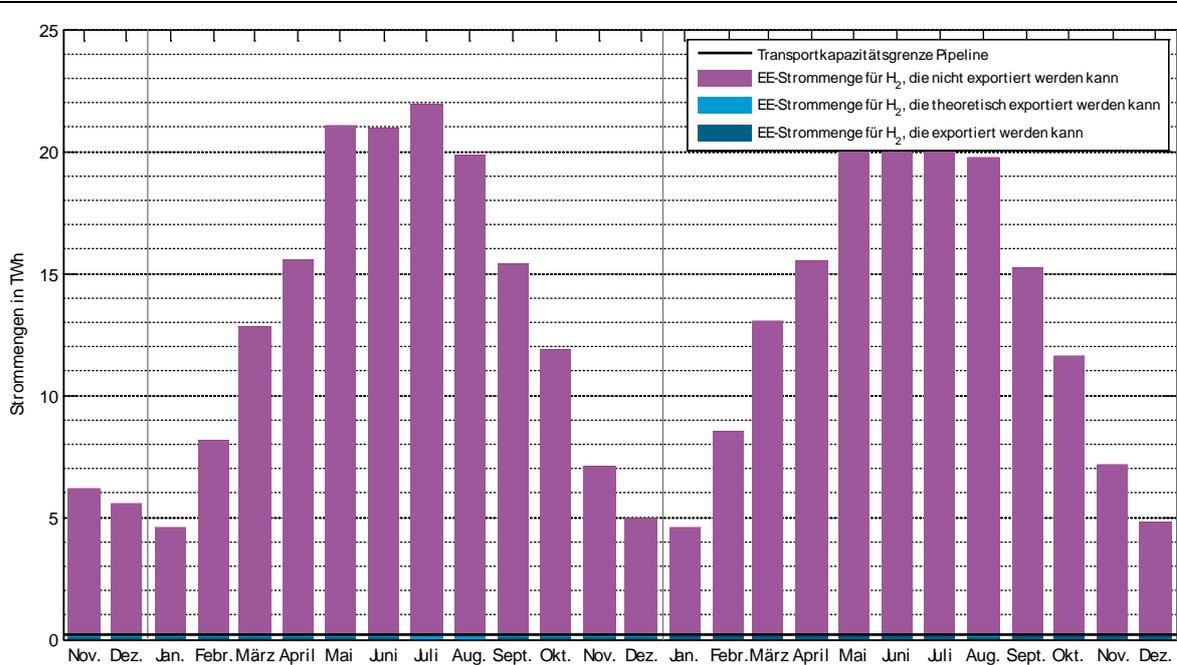
Analog zum CH₄-Export über die Almeria-Pipeline werden die Ergebnisse zum H₂-Export in Abbildung 43 für EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen bzw. Abbildung 44 in für EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen dargestellt. Hierbei wird wie oben erwähnt eine Zumischung in Höhe von 5 Vol.-% zum fossilen Trägerstrom unterstellt.

Abbildung 43: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 44: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

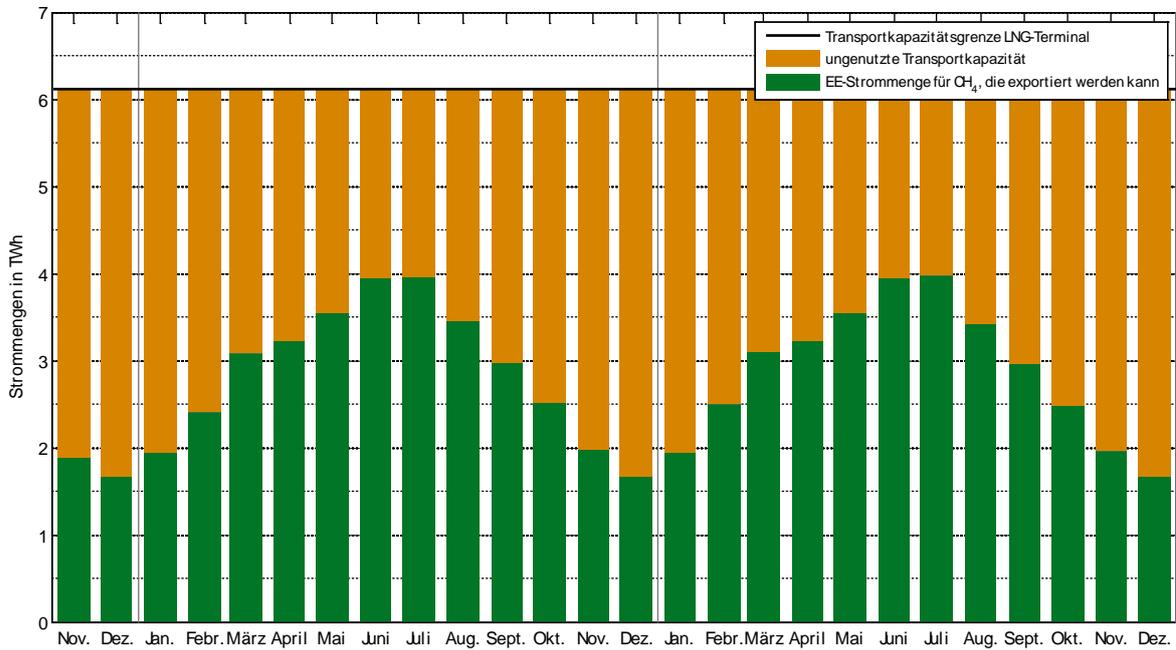
Bei Betrachtung der EE-Strommengen mit den H₂-Transportkapazitäten fällt auf, dass die theoretische Transportkapazität erwartungsgemäß sowohl durch PV Freifläche- als auch CSP-Erzeugungsanlagen in jedem Monat zur Verfügung gestellt werden kann.

In Abbildung 45 bzw. Abbildung 46 werden die Transportkapazitäten für CH₄ über das LNG-Exportterminal Skikda mit EE-Strommengen aus PV Freifläche- bzw. CSP-Erzeugungsanlagen in dessen Einzugsgebiet verglichen. Im Gegensatz zu den Pipelines werden beim LNG-Export keine, durch die fossilen Erdgasexporte bedingten Transportkapazitätsgrenzen unterstellt.

Dementsprechend zeigt die Ergebnisdarstellung nur die maximale Kapazitätsgrenze und deren Ausreizung.

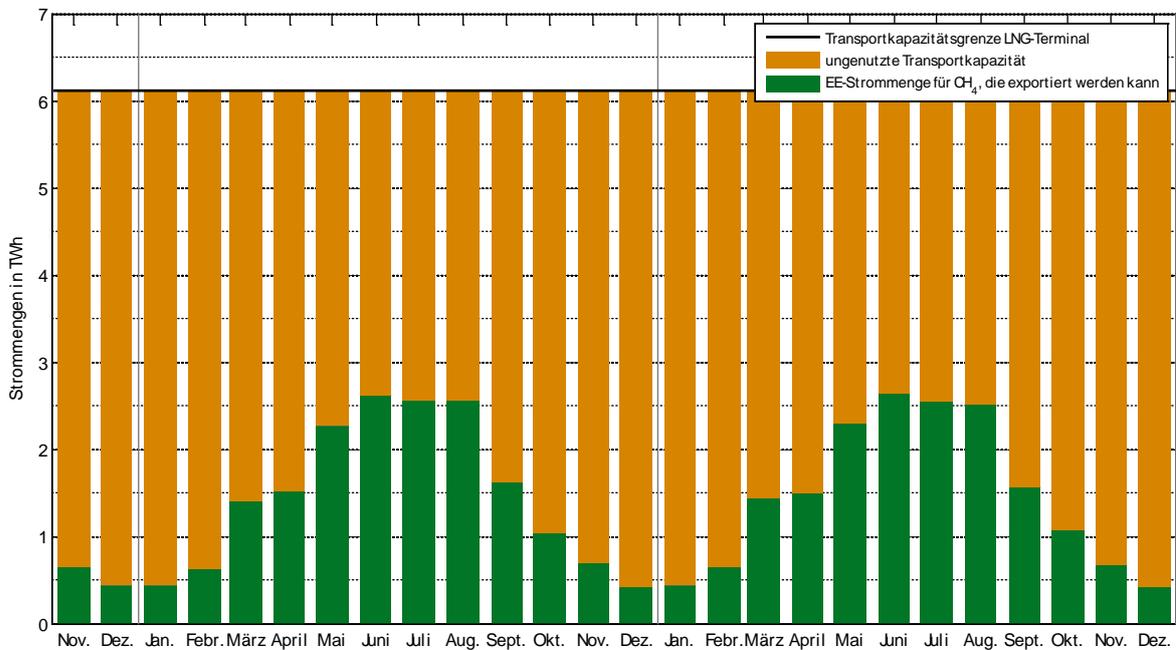
Die Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen, dass die Potenziale unter den getroffenen Randbedingungen nicht ausreichen, um an die Kapazitätsgrenze zu stoßen. Im besten Fall können durch die erzeugten regenerativen Gase aus PV-Freiflächenanlagen etwa zwei Drittel der maximalen Kapazitätsgrenze bereitgestellt werden. Mit CSP-Erzeugungsanlagen können die vorhandenen Transportkapazitäten aufgrund der geringeren Leistungspotenziale sogar nur weniger als zur Hälfte genutzt werden.

Abbildung 45: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 46: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

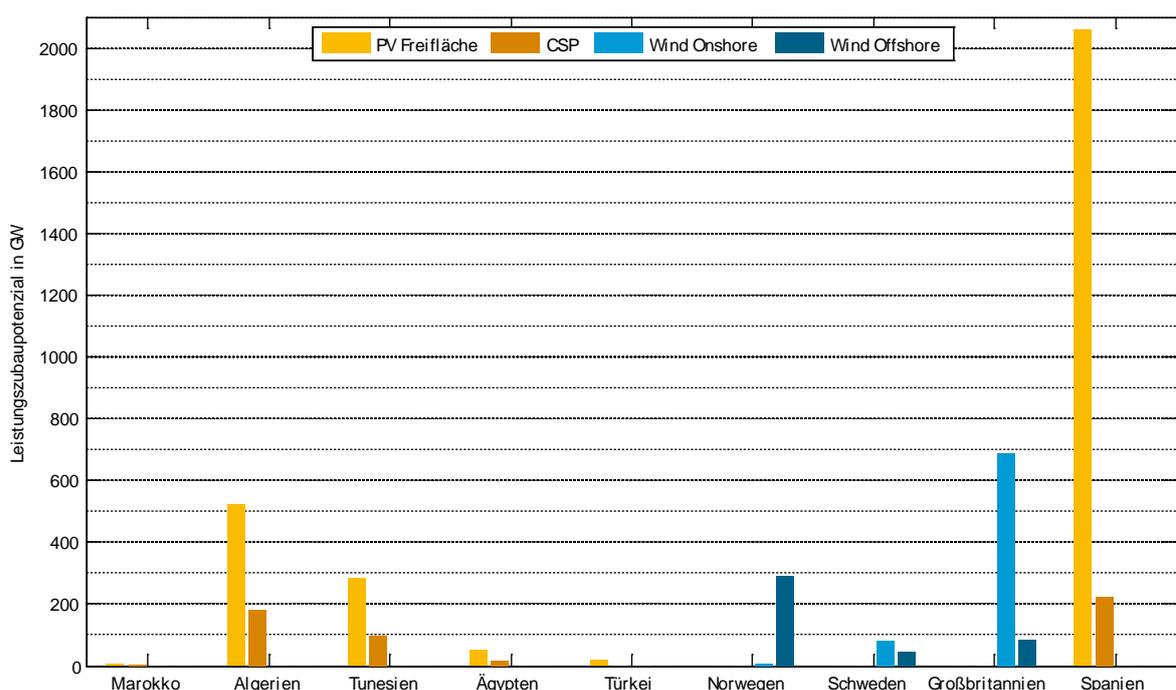
6.4 Ergebnisse der Potenzialuntersuchung von CH₄- und H₂-Importen

Die Ergebnisdarstellungen und -auswertungen für die Importwege des regenerativen CH₄ bzw. H₂ der einzelnen Länder finden sich im Anhang 2. Nachfolgend wird ein zusammenfassender Überblick über die Ergebnisse der Importpotenziale gegeben.

In Abbildung 47 ist das theoretische Leistungszubaupotenzial für die vier EE- Erzeugungstechnologien in den betrachteten Einzugsgebieten der jeweiligen Länder dargestellt. Es fällt auf, dass in allen sonnenreichen Ländern ein höheres PV Freifläche als CSP- Leistungszubaupotenzial vorhanden ist. In den durch die Gasinfrastruktur erschlossenen Einzugsgebieten fallen sowohl die PV Freifläche als auch CSP-Leistungszubaupotenziale in Spanien am höchsten aus, während die Einzugsgebiete in Marokko, Ägypten und der Türkei nur sehr geringe Leistungszubaupotenziale aufweisen. Letztere lassen sich durch die Beschränkung auf küstennahe Elektrolysestandorte begründen, die aus Gründen der Wasserverfügbarkeit gewählt wurden. Weiterhin ist zu bemerken, dass das Verhältnis von PV Freifläche- zu CSP- Leistungszubaupotenzial in Spanien sehr viel größer ausfällt, als in Algerien und Tunesien, wobei sich die absoluten CSP-Leistungszubaupotenziale der drei Länder auf einem ähnlich hohen Niveau befinden.

Während die großen Einzugsgebiete Großbritanniens die höchsten theoretischen Wind Onshore- Leistungszubaupotenziale entlang der Ferngasleitungen besitzen, können die Einzugsgebiete in Schweden und Norwegen, die durch die Gasinfrastruktur bedingt vorwiegend in zivilisationsgeprägten Küstengebieten liegen, nur geringere Wind Onshore- Leistungszubaupotenziale vorweisen. Das norwegische Wind Offshore-Leistungszubaupotenzial fällt im Vergleich zu Großbritannien und Schweden jedoch deutlich größer aus.

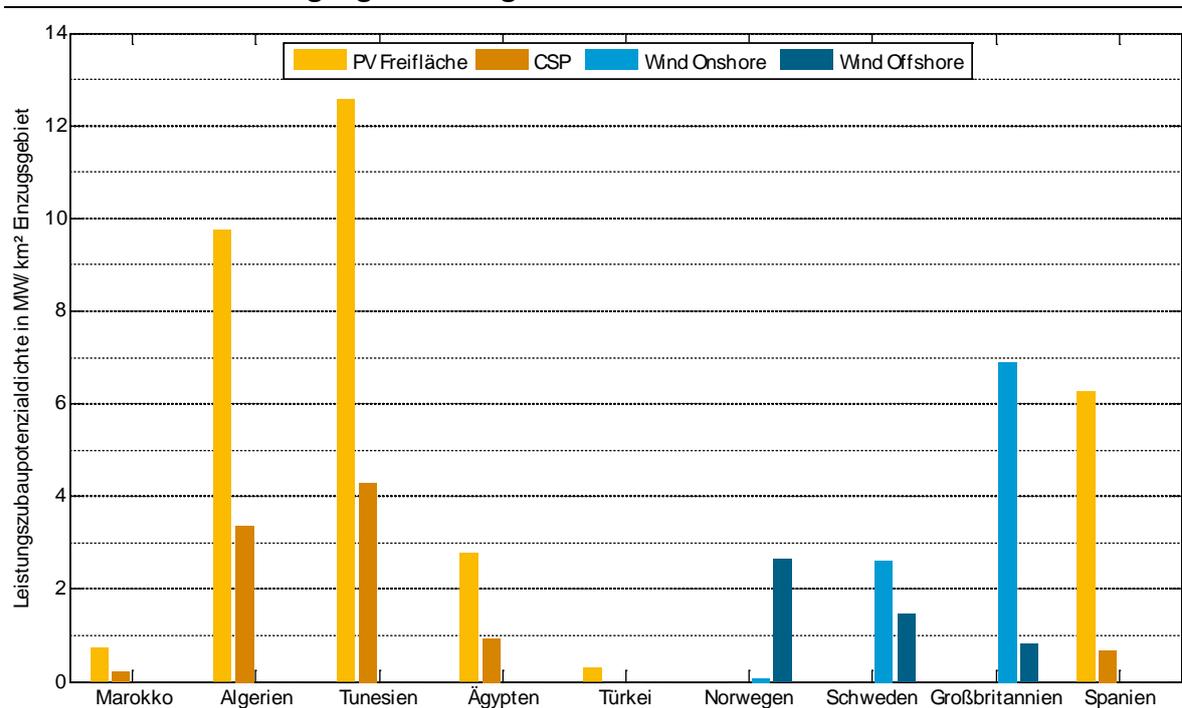
Abbildung 47: Theoretisches Leistungszubaupotenzial in den im Rahmen dieser Studie betrachteten Einzugsgebieten in den jeweiligen Ländern nach EE- Erzeugungstechnologie



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Die Annahmen für die Einzugsgebiete der Gasinfrastrukturelemente (Pipelines, Küstenstandorte, LNG-Terminals) und auch die Lage und Anzahl der Gasinfrastrukturelemente haben einen großen Einfluss auf das resultierende Leistungszubaupotenzial. Um deren Einfluss zu bereinigen, gibt die Leistungszubaupotenzialdichte das Leistungszubaupotenzial in GW pro km² Fläche des Gesamteinzugsgebiets in den jeweiligen Ländern an, die in der folgenden Abbildung 48 gezeigt wird.

Abbildung 48: Leistungszubaupotenzialdichte in den im Rahmen dieser Studie betrachteten Einzugsgebieten in den jeweiligen Ländern nach EE-Erzeugungstechnologie



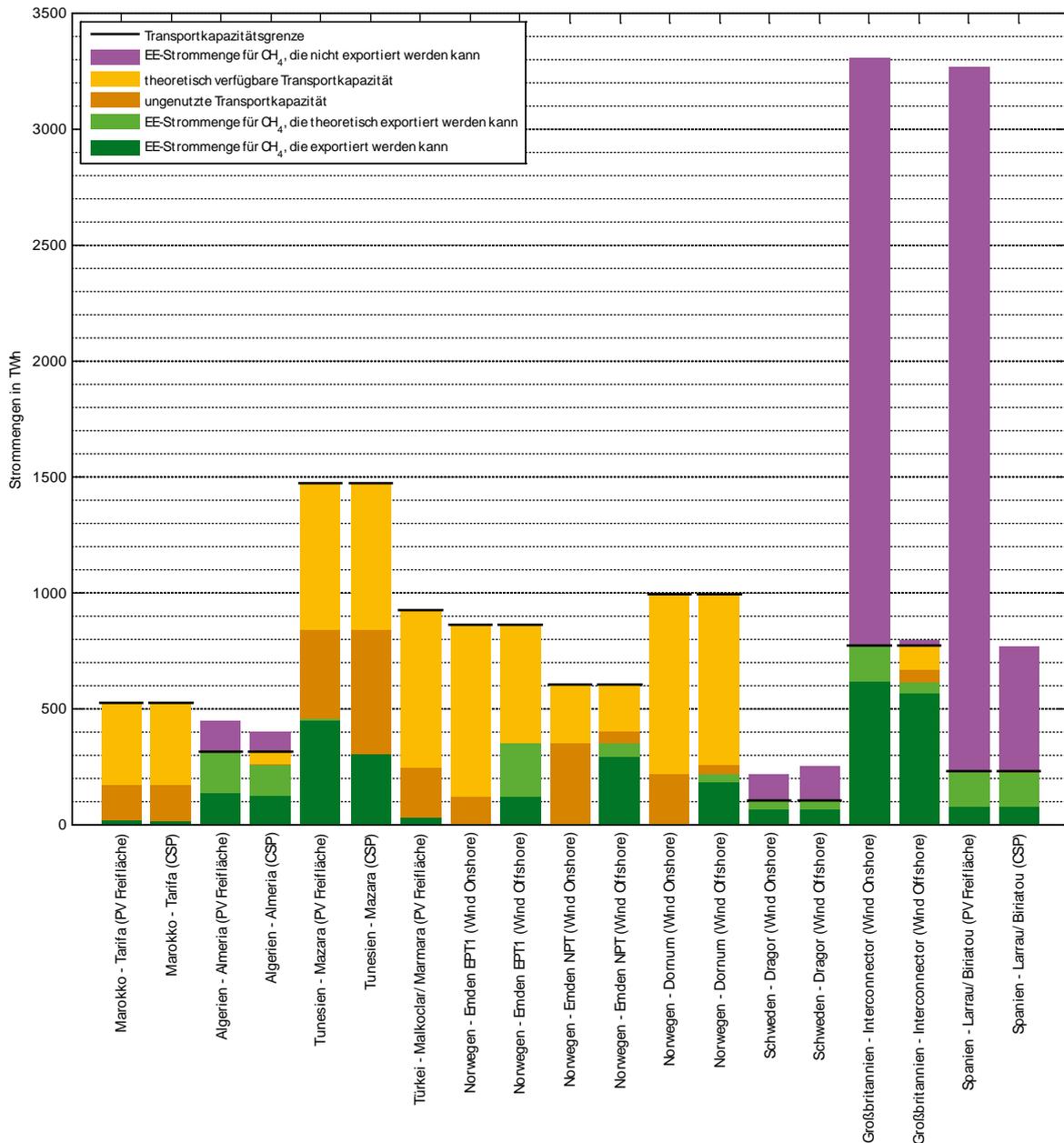
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Die Einzugsgebiete in Tunesien und Algerien weisen die höchste PV Freifläche- als auch CSP-Leistungszubaupotenzialdichte auf. Auffällig ist durch die vergleichsweise geringe Leistungszubaupotenzialdichte zudem, dass die hohen PV Freifläche-Leistungspotenziale in Spanien insbesondere auf die große Fläche des Einzugsgebiets zurückzuführen sind. Auch die bereits angesprochenen Verhältnisunterschiede zwischen PV Freifläche- und CSP-Leistungszubaupotenzial lassen sich mithilfe der Leistungszubaupotenzialdichte durch die berücksichtigte Fläche der jeweiligen Einzugsgebiete erklären.

Die Wind Onshore-Leistungszubaupotenzialdichte ist in Großbritannien am größten und in Norwegen am niedrigsten, womit die Einzugsgebietsfläche nicht der entscheidende Grund für das niedrige Wind Onshore-Leistungszubaupotenzial, sondern vielmehr die hohe Zivilisationsdichte an den Küstenstandorten sowie ein hoher Teil an Meeresfläche im Einzugsgebiet. Letzterer ist zugleich eine Erklärung für die hohe norwegische Wind Offshore-Leistungszubaupotenzialdichte.

In Abbildung 49 werden die theoretisch exportierbaren und nicht exportierbaren EE-Strommengen für CH₄ sowie die nutzbaren und ungenutzten Transportkapazitäten für alle Pipeline-Exportwege des Betrachtungszeitraums kumuliert dargestellt.

Abbildung 49: Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den CH₄-Import über den Pipeline-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – Dezember 2013



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

In Marokko kann beim CH₄-Export durch die Pipeline via Tarifa nur ein kleiner Anteil der ungenutzten bzw. ein noch kleinerer Anteil der theoretischen gesamten Transportkapazität durch EE-Strommengen aus PV Freifläche- und CSP-Anlagen genutzt werden.

Die Transportkapazität der Pipeline via Almeria in Algerien kann im Betrachtungszeitraum durch EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen vollständig ausgenutzt werden. Während die Summe der EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen bilanziell zwar ausreicht, um die Transportkapazitäten der Pipeline via Almeria zu nutzen, führen die zeitlich verschiedenen Charakteristiken der EE-Einspeisung und der Transportkapazitäten zu ungenutzten Transportkapazitäten auf der einen und überschüssigen, nicht zeitgleich exportierbaren EE-Strommengen auf der anderen Seite (siehe Beispielauswertung Algerien im Kapitel 6.3).

Mit Blick auf die Transportkapazitätsgrenze ist die Pipeline via Mazara in Tunesien die größte der hier betrachteten Pipelines für den CH₄-Export. Im gesamten Betrachtungszeitraum reichen PV Freifläche- und CSP-Strommengen aus den Einzugsgebieten der Pipeline via Mazara nicht aus, um deren tatsächliche sowie auch deren theoretische Transportkapazitäten zu decken. Ein wesentlicher Grund liegt in der Begrenzung der berücksichtigten Flächen insbesondere der Einschränkung auf küstennahe Erzeugungsgebiete.

Auch in der Türkei können die PV Freifläche-Erzeugungsanlagen insbesondere durch die Rahmenbedingungen zu den erschließbaren Gebieten nur einen kleinen Anteil an EE-Strommengen produzieren, der durch die Pipeline Malkoclar/Marmara transportiert werden könnte.

Die Transportkapazitäten der in Emden anlandenden Europipe I können durch norwegische Wind Onshore-Erzeugungsanlagen fast gar nicht gedeckt werden. Durch Wind Offshore-Erzeugungsanlagen im norwegischen Einzugsgebiet der Pipeline ist es jedoch möglich, die tatsächlichen freien Transportkapazitäten weitestgehend zu bedienen, wobei noch ein großer Teil der theoretischen Gesamttransportkapazität ungenutzt bleibt. Eine ähnliche Situation ergibt sich für die Pipeline Norpipe sowie auch Europipe II via Dornum, deren gesamte Transportkapazitäten jedoch auch durch Wind Offshore-Erzeugungsanlagen nur zu etwas mehr als der Hälfte genutzt werden kann.

Die schwedischen Wind On- sowie auch Offshore-Erzeugungsanlagen können die Transportkapazität der Pipeline Dragør in jedem Monat des Betrachtungszeitraums ohne Probleme vollständig nutzen und können bilanziell mehr als die doppelte der für den CH₄-Import benötigten EE-Strommenge zur Verfügung stellen.

In Großbritannien reichen die Wind Onshore-Erzeugungskapazitäten aus, um ein Vielfaches der gesamten Transportkapazität der Pipeline Interconnector zu nutzen. Die Wind Offshore-Erzeugungsanlagen reichen jedoch nicht aus, um die gesamte Transportkapazität der Pipeline zu bedienen, wodurch tatsächliche Transportkapazitäten ungenutzt bleiben.

Die Transportkapazitäten der spanischen Pipelines via Larrau bzw. Biriadou können durch das große EE-Strommengenangebot durch PV Freifläche- aber auch durch CSP-Erzeugungsanlagen ohne Schwierigkeiten vollständig ausgenutzt werden. Entsprechend des hohen PV Freifläche-Leistungszubaupotenzials ist das EE-Strommengenangebot bedeutend höher als die Transportkapazität.

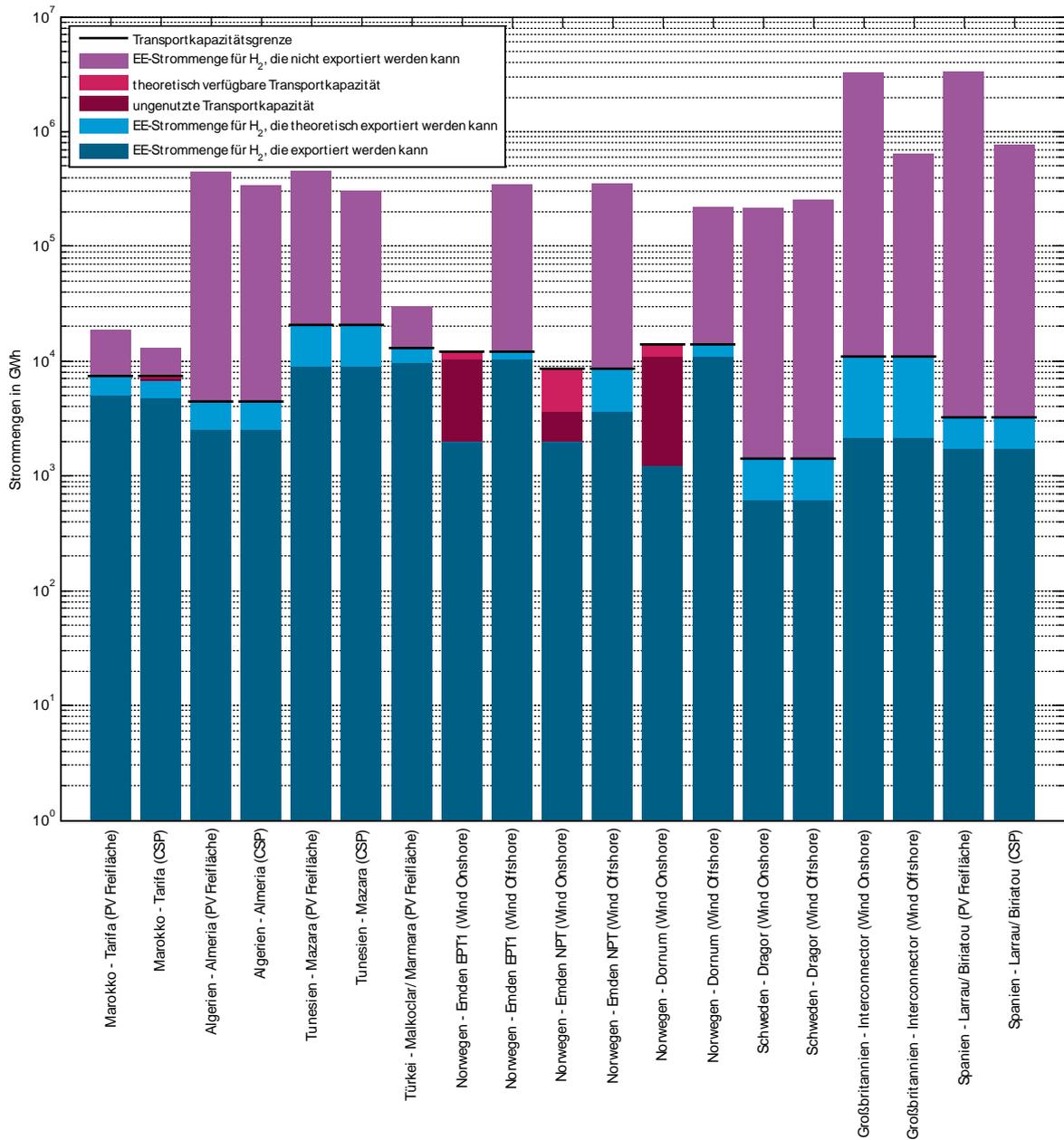
In der Abbildung 50 und der Abbildung 51 werden analog zur vorherigen Bilanz der EE-Strommengen und den dazugehörigen Pipeline-Transportkapazitäten des CH₄-Imports diejenigen

Strommengen und Transportkapazitäten des H₂-Imports dargestellt. Wie aus den in diesem Kapitel bereits dargestellten Transportkapazitäten bereits ersichtlich wurde, bedarf es für den H₂-Export, d.h. die Zumischung von 5 Vol.-% H₂, einer weitaus geringeren EE-Strommenge als beim CH₄-Export. Aus diesem Grund reichen bei Betrachtung der Abbildung die EE-Strommengen in den jeweiligen Ländern aus, um ein Vielfaches der theoretischen H₂-Transportkapazität der Pipelines bereitzustellen.

Lediglich die norwegischen Wind Onshore-Erzeugungsanlagen können nicht genügend EE-Strommengen produzieren, um die tatsächlichen Transportkapazitäten der Europipe I und Norpipe via Emden sowie der Europipe II via Dornum zu decken.

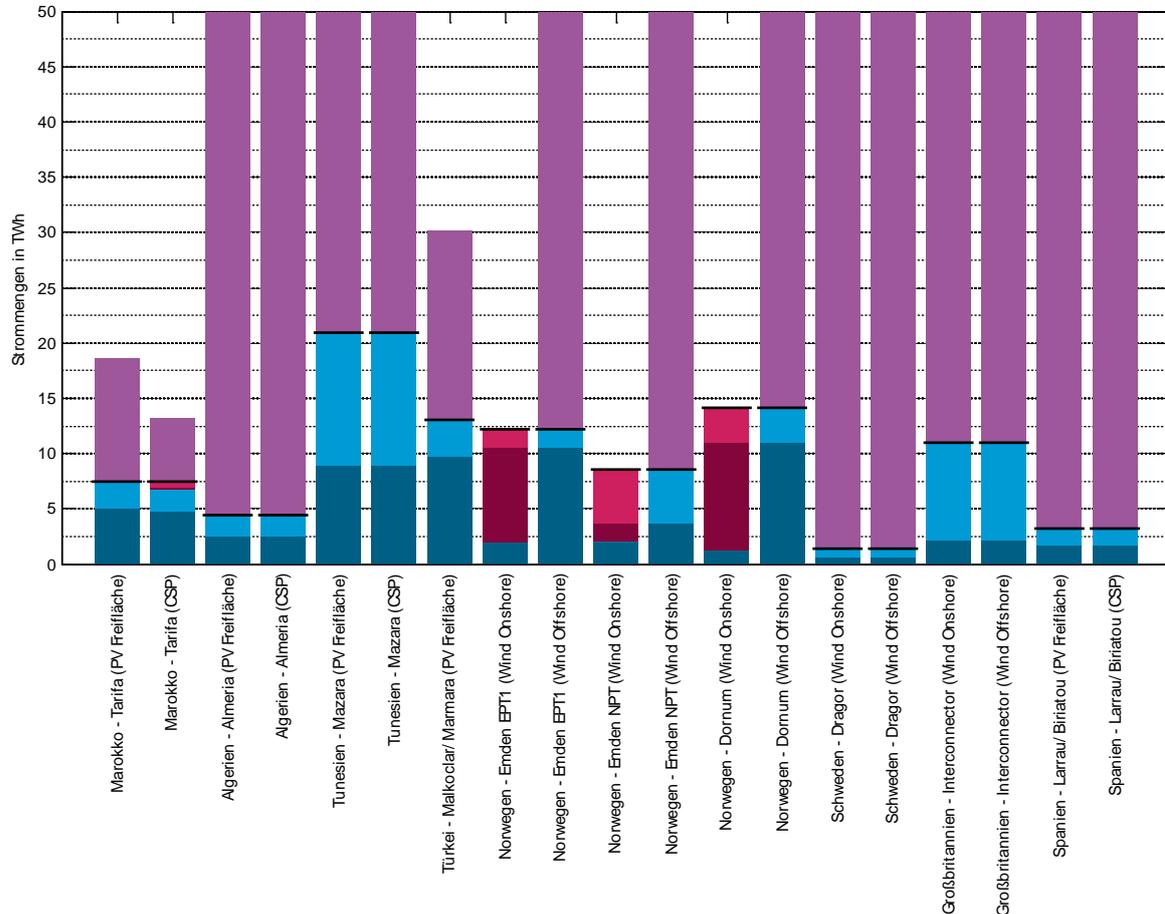
Wie auch schon beim Methan können auch beim Wasserstoff die EE-Strommengen die Transportkapazitäten der Pipeline via Tarifa in Marokko bilanziell ausnutzen. Aufgrund des bereits angesprochenen zeitlichen Versatzes zwischen dem CSP-Strommengenangebot und der Transportkapazität der Pipeline kommt es zu nicht direkt transportierbaren EE-Strommengen.

Abbildung 50: Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den H₂-Import über den Pipeline-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – Dezember 2013



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 51: Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den H₂-Import über den Pipeline-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – Dezember 2013



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Analog zu den vorherigen Bilanzen der EE-Strommengen und Transportkapazitäten werden diese in Abbildung 52 für den LNG-Export von CH₄ in den einzelnen Ländern für den Betrachtungszeitraum von November 2011 bis Dezember 2013 dargestellt. Auffällig sind hierbei zunächst die größeren Kapazitäten der nordafrikanischen LNG-Exportterminals, angeführt von dem LNG-Exportterminal Bethioua in Algerien. Im Gegensatz dazu besitzen die norwegischen LNG-Exportterminals nur sehr geringe Kapazitäten.

Die EE-Strommengen aus PV Freifläche- und CSP-Erzeugungsanlagen können die Kapazitätsgrenzen der nordafrikanischen LNG-Exportterminals, bis auf wenige Monate am Standort Bethioua (nicht exportierbare EE-Strommengen), nicht voll ausnutzen. In den norwegischen Einzugsgebieten reichen die Wind On- und Offshore-Strommengen aus, um die vergleichsweise geringen Transportkapazitäten der LNG-Exportterminals zu übersteigen. Hiervon ausgenommen sind die Wind Onshore-Strommengen für die norwegischen LNG-Exportterminals Kollsnes und Karmoy.

Das Verhältnis der PV Freifläche- und CSP-Leistungszubaupotenziale zueinander lässt sich auch in dieser Grafik an den exportierbaren EE-Strommengen für CH₄-Importe erkennen.

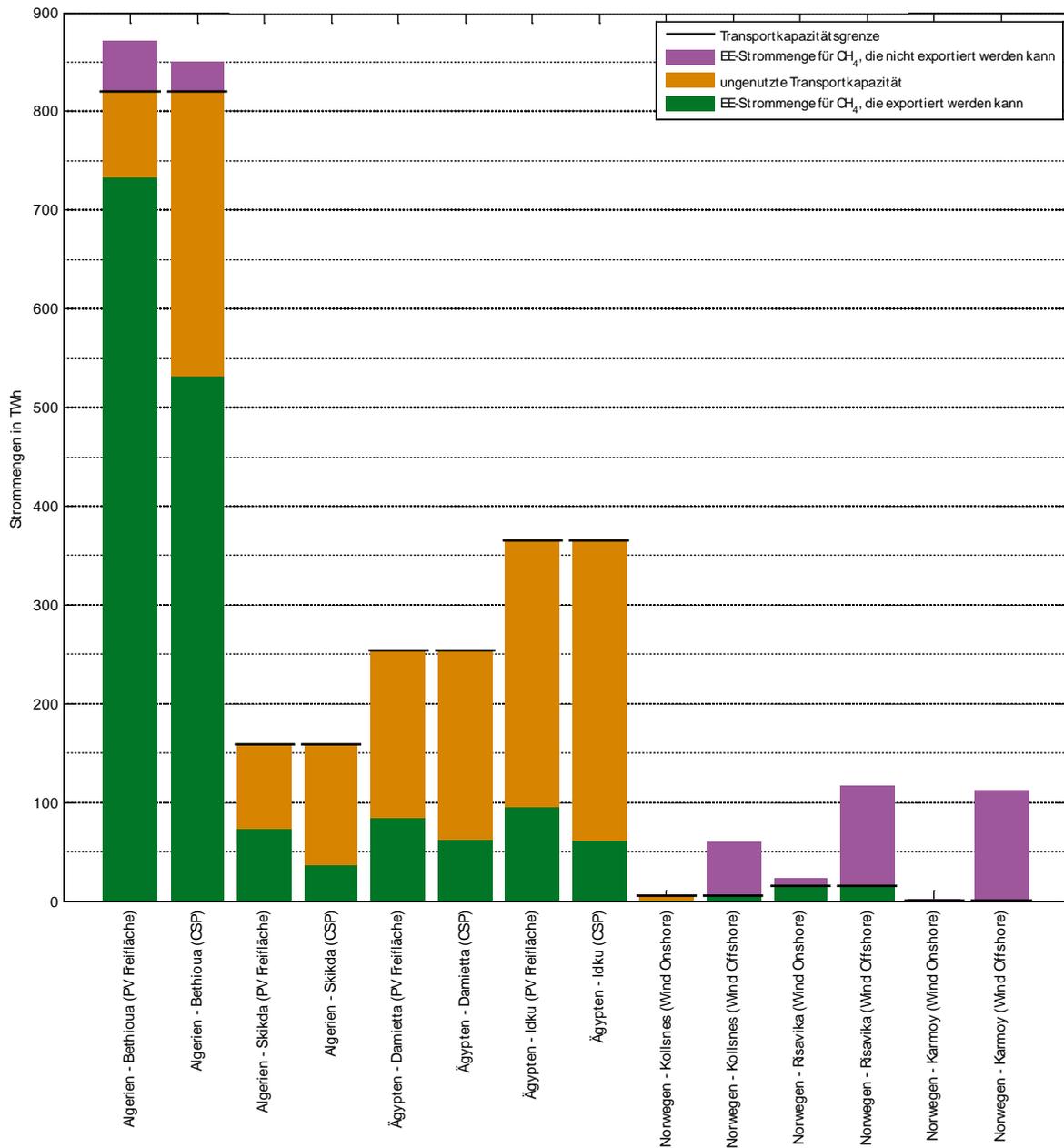


Abbildung 52: Vergleich der EE-Strommengen und der Transportkapazitäten für den CH₄-Import über den LNG-Terminal-Exportweg im Betrachtungszeitraum November 2011 – März 2013.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

6.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die Transportkapazitäten des Gasnetzes sowie die in den jeweiligen Ländern betrachteten EE-Potenziale für die Erzeugung und den Import regenerativer Gase dargestellt. Hierdurch konnte ein Eindruck über die Möglichkeiten und die Dimension solcher regenerativen Importwege vermittelt werden. Erste Quantifizierungen der Importpotenziale wurden im letzten Abschnitt detailliert diskutiert. Wie zu Beginn erwähnt, beschränken sich diese im Wesentlichen auf die technische Machbarkeit der regenerativen Gasimportwege und die quantifizierten Importpotenziale stellen eine Orientierung gebende Abschätzung eines theoretischen Imports regenerativer chemischer Energieträger für die Nutzung in Deutschland dar.

Grundlegend haben die zu Beginn der Betrachtung gewählten Flächenrestriktionen hinsichtlich der Einzugsgebiete (Radius und Abstände zur Gasinfrastruktur) sowie der Verfügbarkeit von Wasser zur jeweiligen Trinkwasserversorgung einen wesentlichen Einfluss auf die theoretisch denkbaren Importpotenziale. Dies kann vor allem an den Beispielen Spanien und Großbritannien beobachtet werden, da sich die Einzugsgebiete hier aufgrund der relevanten Gasinfrastruktur durch die gesamte Landesfläche erstrecken. Die Aspekte Wasserverfügbarkeit und die infrastrukturelle Erschließung der Fläche zur Nutzung regenerativer Energien stellen aber auch real die größten Herausforderungen und Restriktionen dar.

Vor diesem Hintergrund und im Hinblick auf eine hohe Anlagenauslastung möglicher Power-to-Gas-Anlagen am Erzeugungsstandort stellt die Nutzung von Synergieeffekten unterschiedlicher Erzeugungstechnologien eine wichtige Rolle dar.

Für die Auslastung der Transportkapazitäten des CH₄-Imports über den Pipeline-Exportweg ergibt sich ein sehr heterogenes Bild. Zu hohen Auslastungen kommt es vor allem in Tunesien, Schweden, Spanien und Großbritannien. Die potenziellen EE-Strommengen reichen an fast allen Standorten aus, um die Transportkapazitäten des H₂-Imports über den Pipeline-Exportweg auszulasten. Zu einer vollen Auslastung der Transportkapazitäten für den CH₄-Import über den LNG-Terminal-Exportweg kommt es mit den ermittelten EE-Strommengenpotenzialen nur an den norwegischen LNG-Terminals, die jedoch eine vergleichsweise geringe Transportkapazität besitzen.

Im Rahmen der Ergebnisse kann auch festgehalten werden, dass für die mittel- und langfristige Versorgung mit regenerativ erzeugten Gasen ein erheblicher infrastruktureller Ausbau (Pipeline, LNG-Terminals) notwendig ist. Dabei ist vor allem auch zu bedenken, dass die Importabhängigkeit von wenigen Ländern bei der Gasversorgung nur durch Diversifizierung und entsprechend breit angelegten Strukturen verringert werden kann. Um den Bedarf auch zum notwendigen Zeitpunkt decken zu können, sind vor dem Hintergrund der dargestellten Realisierungszeiten bereits heute entsprechende Weichenstellungen vorzunehmen und Handlungsbedarf gegeben.

7 Wasserstoffverträglichkeit der Gasnetzelemente und der Gasverwendungstechnologien

Ein wesentlicher Bestandteil dieses Vorhabens ist es, die Möglichkeiten und Herausforderungen einer verstärkten Wasserstoffnutzung auf zu zeigen. Dazu wird nachfolgend auf Basis einer Literaturrecherche die Wasserstoffverträglichkeit der bestehenden Infrastruktur (Kapitel 7.1, 7.2) sowie die zu beachtenden sicherheitstechnischen Aspekte (Kapitel 8) dargestellt. Weiterhin werden die Möglichkeiten zur Wasserstoffherzeugung mit Power-to-Gas aus regenerativem Strom in Deutschland (Kapitel 10) sowie abschließend mögliche erzielbare Substitutions- und Treibhausgasmindereffekte im Transformationsprozess (Kapitel 12) beleuchtet.

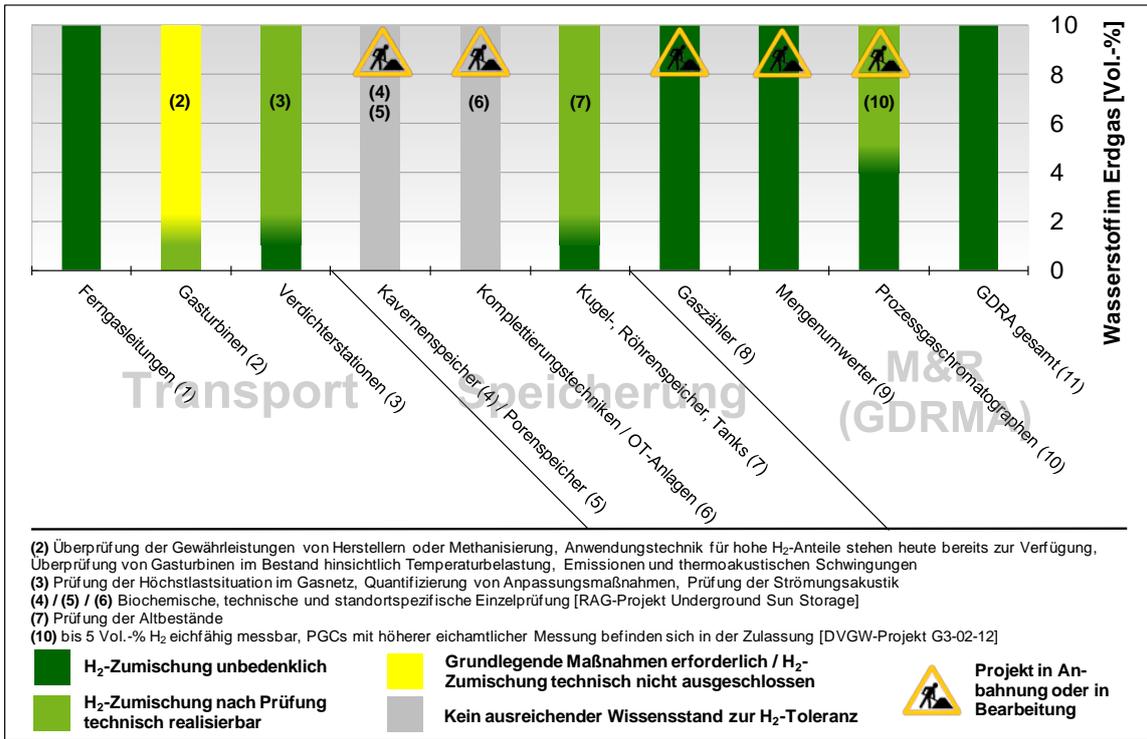
Eine Möglichkeit insbesondere im Transformationsprozess und bei steigenden Situationen von regenerativen Stromüberschüssen oder Abregelungen erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, ist die Erzeugung von Wasserstoff und Einspeisung in die vorhandene Infrastruktur. Der regenerative Strom wird also eingespeichert und substituiert zeitverlagert fossile Energieträger. So kann ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden. Bei zunehmender Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz ist es jedoch notwendig, alle Elemente der Infrastruktur und der Verwendungstechnologien auf die Wasserstoffverträglichkeit hin zu untersuchen. Nachfolgend werden alle wesentlichen Elemente des Gasnetzes hinsichtlich ihrer Wasserstoffverträglichkeit bzw. den notwendigen Forschungs- und Untersuchungsbedarf betrachtet.

In Abbildung 53 und Abbildung 54 wird ein Gesamtüberblick zur Wasserstoffverträglichkeit aller wichtigen Elemente des Transports, der Verteilung, der Speicherung, der Messung und Regelung sowie der direkten Verwendung von Erdgas aufgeführt.

Die Informationen des Kapitels 7 sind (soweit nicht anders gekennzeichnet) dem aktuellen⁵¹ Bericht der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz (Quelle (DBI, 2014)) entnommen.

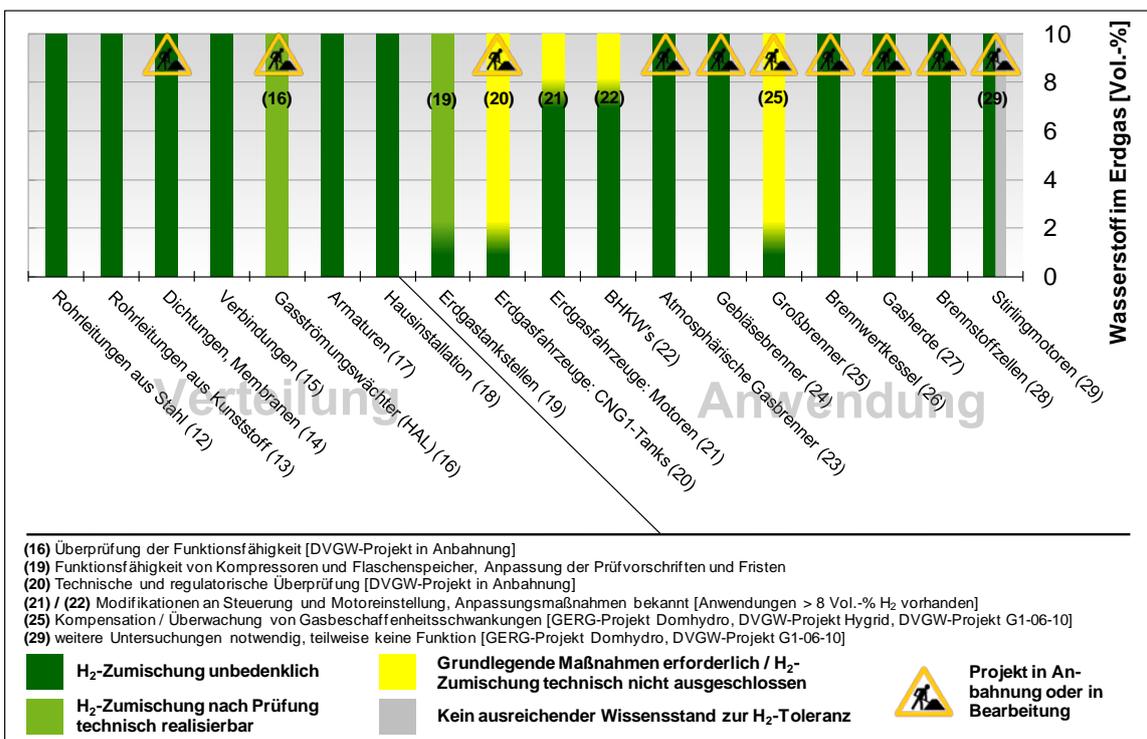
⁵¹ Februar 2014.

Abbildung 53: Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz der wichtigsten Elemente im Erdgasnetz und der Verwendungstechnologien



Quelle: eigene Darstellung, DBI

Abbildung 54: Überblicksmatrix Wasserstoff-Toleranz der wichtigsten Elemente im Erdgasnetz und der Verwendungstechnologien - Fortsetzung



Quelle: eigene Darstellung, DBI

7.1 Gasnetz

Nachfolgend wird ein Überblick zu den Elementen der Gasnetzinfrastruktur bezüglich der Wasserstofftoleranz bzw. Wasserstoffverträglichkeit und den eventuellen Anpassungsbedarf gegeben.

7.1.1 Transportleitung

Alle bisherigen Laboruntersuchungen und Praxistests zeigen, dass die bestehenden Gastransportleitungen für den Transport von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen eingesetzt werden können. In Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration, den eingesetzten Materialien (Härtegrad des Stahls) und den Betriebsbedingungen (Betriebsdruck, -temperatur und Gasfeuchte) sind aber ergänzende Maßnahmen im Rahmen des Pipeline Integrity Management⁵² (PIM) erforderlich. (DBI, 2014)

Der Schutz gegen Außenkorrosion durch isolierende Umhüllungen mitsamt der Technik des kathodischen Korrosionsschutzes wird durch die Anwesenheit von Wasserstoff (keine Permeation durch Stahl) im transportierten Medium nicht beeinflusst.

Einflüsse von Wasserstoff auf elektrochemische Korrosionsvorgänge (Innenbereich) von Rohrleitungen konnten im Rahmen von Literaturrecherchen nicht identifiziert werden.

Das Eindringen von Wasserstoff in Metalle ist an das Vorhandensein von sauberen (metallisch glänzenden) Metalloberflächen oder die Anwesenheit von Elektrolyten (Wasser / Kondensat) gebunden. Kommt es zur Aufnahme von Wasserstoff, wird bei vielen Metallen und Legierungen das Verformungsvermögen herabgesetzt (z.B. Bruchdehnung, Brucheinschnürung, Bruchlast, Verformungsarbeit bis zum Bruch). Vor allem die Brucheinschnürung und Bruchdehnung aber auch Dehngrenze (R_p) und Zugfestigkeit (R_m) werden mit zunehmenden Wasserstoffkonzentrationen und steigenden Drücken reduziert.

Stähle mit hohen Härtegraden, HV > 400 (Zugfestigkeit > 1000 MPa) neigen stärker zu unerwünschten Veränderungen der Materialeigenschaften, welche zur Entstehung von inneren Rissen (HIC = hydrogen induced cracking), H-induzierter Spannungsrisskorrosion oder Oberflächenblasenbildung (auch bei weichen Stählen) führen können. Übliche Werkstoffe für Erdgastransportleitungen besitzen hingegen Härtegrade von weniger als 400 HV (L245NB/MB ~ 250 HV). Dies trifft in den meisten Fällen auch auf Schweißnähte sowie die Wärmeeinflusszone zu.

Die Gefahr der Wasserstoffabsorption, eine Voraussetzung für unerwünschte Materialveränderungen, ist an Kerben und aktiven Rissen, z.B. im Bereich der Schweißnähte, höher als im Basisrohrmaterial. Untersuchungen haben gezeigt, dass das Wachstum vorhandener Risse in einer Wasserstoff-Atmosphäre beschleunigt wird. Dieser Effekt ist von der Wasserstoffkonzentration und damit dem Partialdruck abhängig.

An konservativen Modellbeispielen, auf Grundlage von ermittelten Materialeigenschaften in einer gasförmigen H₂-Atmosphäre, wurden für Konzentrationen von bis zu 50 Vol.-% lediglich geringe

⁵² Pipeline Integritätsmanagement ist ein Verfahren zur Auswertung und zur Verringerung von Pipeline Risiken.

Effekte auf die Schadenshäufigkeit prognostiziert. Dies lässt die Aussage zu, dass derartige Konzentrationen nur zu moderaten Mehrkosten (< 10 %) bei der Überwachung und Instandhaltung des Leitungsnetzes führen würden.

In den meisten Einspeisefällen liegt ein geringer Partialdruck wegen der niedrigen Wasserstoffkonzentration vor. Des Weiteren werden aufgrund der stationären Betriebsweise keine dynamisch plastischen Werkstoffbelastungen, durch schnelle Betriebsdruckänderungen erwartet. Die Anwesenheit von Elektrolyten und Feuchtigkeit kann in den meisten Fällen ebenfalls ausgeschlossen werden. Daher ist eine Migration von signifikanten Mengen atomaren Wasserstoffs in das Rohrleitungsmaterial und damit verbundene unerwünschte Werkstoffveränderungen nicht zu erwarten. Damit diese Bedingungen auch während des Einspeisebetriebs aufrechterhalten werden, ist darauf zu achten, dass der eingespeiste Wasserstoff die Vorgaben zur Gasfeuchte erfüllt.⁵³

Untersuchungen von typischen Rohrleitungsstählen (z.B. X42, X70) zeigten in Laboruntersuchungen lediglich marginale Veränderungen bezüglich der Risswachstumsgeschwindigkeiten bei Wasserstoffkonzentrationen bis 50 Vol. %. Untersuchungsbedarf wird weiterhin hinsichtlich einer breiteren Basis an Werkstoffen und ihrer Wasserstofftoleranz gesehen. (NATURALHY, 2009)

Weiterhin kann auf aktuelle Erfahrungen mit H₂-reichen Gasen in Kokereigasnetzen referenziert werden. In diesen Netzen werden Gase mit einem Anteil von bis zu 67 Vol. % H₂ transportiert. In einigen Industriebereichen werden seit Jahrzehnten die gleichen Werkstoffe für 100 % H₂ bis PN 10 installiert, die auch für Erdgas eingesetzt werden. Es konnten in diesen Anwendungsfällen keine Anzeichen identifiziert werden, die den Schluss nahe legen, dass Wasserstoff in diesem Bereich zu Materialeinschränkungen geführt hat.

Aus den zuvor beschriebenen Betrachtungen sollte der Transport von Wasserstoff durch die vorhandenen Rohrleitungen zumindest bis zu einem H₂-Gehalt von 30 Vol.-% grundsätzlich möglich sein. Aus jetziger Sicht, sowie aufgrund der untersuchten Stahlsorten und unter normalen Bedingungen (Ausschluss von dynamischen Druckbeanspruchungen, Spannungsrisskorrosionen und feuchtem Milieus) wird keine Notwendigkeit zur Anpassung bestehender PIM-Systeme bei einer Zumischung von H₂ bis zu Anteilen von 10 Vol.-% gesehen.

7.1.2 Kunststoffverteilungsleitung

Bei Verteilungsleitungen aus PVC oder PE und bei Inlinern⁵⁴ kann eine H₂-Konzentration bis 70 Vol.-% als unbedenklich eingestuft werden.

Sanierte Verteilungen, wie z.B. ein Rohr-in-Rohr-System, sollten auf Grundlage von praktischen Untersuchungen in Hinsicht auf Blasenbildungen noch bewertet werden. (DBI, 2014)

⁵³ „Unter Hoch- und Mitteldruck stehende Gase sollen trocken sein, d. h. möglichst eine relative Feuchte unter 60 % aufweisen, um Korrosion und Gashydratbildung zu vermeiden. Festlegungen erfolgen – wie bei Kohlenwasserstoffen – in der Regel durch Angabe des Taupunktes, d. h. einer Temperatur, oberhalb der bei einem festgelegten Druck keine Kondensation von Wasser auftreten soll.“ (DVGW-Arbeitsblatt G 260, 2012)

⁵⁴ Rohrsanierung – ein neues Rohr oder Gewebeschlauch wird in das Altrohr eingezogen.

7.1.3 Verdichterstation

Im Gasnetz dienen Verdichterstationen zur Aufrechterhaltung des notwendigen Transportdrucks, der durch Rohrreibung und Höhenunterschiede vermindert wird.

Mit steigendem Wasserstoffanteil im Erdgas nimmt der Heizwert ab. Wenn der Wasserstoffanteil bspw. 10 Vol.-% beträgt, reduziert sich der Heizwert z.B. bei den in Deutschland verteilten Erdgasen um ca. 6 %⁵⁵. Der geringere Energieinhalt muss, wenn die gleiche Energiemenge geliefert werden soll, durch einen höheren Volumenstrom kompensiert werden. Dies führt zu einer ansteigenden Leistungsaufnahme des Verdichters. Für einen Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% wären ca. 25 % mehr Leistung erforderlich, um die entsprechende Energiemenge zu transportieren. Anhand dieses Berechnungsbeispiels⁵⁶ ist ersichtlich, dass die notwendige Leistung mit zunehmendem Wasserstoffanteil überproportional ansteigt. Abhängig von der Zumischung und der daraus resultierenden höheren Antriebsleistung kann ein Austausch des Antriebs notwendig werden. Zur Absenkung der Leistung in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils besteht weiterhin Untersuchungsbedarf.

In Abhängigkeit der Wasserstoffzumischung ist auch die Gasdichtheit der Verdichterstationen zur Umgebung zu betrachten. Zur Abdichtung der Verdichtergehäuse gegenüber der Atmosphäre werden im Regelfall Dry Gas Seals (DGS)⁵⁷ verwendet. Je mehr Wasserstoff im Erdgas enthalten ist, desto größer wird auch der Leckagegasvolumenstrom. Laut Herstellerangaben liegt die Erhöhung aber in einem nicht messbaren Bereich von unter 1 % des insgesamt transportierten Gases. Diese Leckageveränderung liegt innerhalb der Toleranzgrenzen für angegebene Garantiemengen, kann also theoretisch in gleicher Größenordnung auch bei Erdgas auftreten.

Alle Dichtungen sollten einer abschließenden Überprüfung, hinsichtlich der verwendeten Dichtungsmaterialien, unterzogen werden. Darüber hinaus muss geklärt werden, welche Änderungen oder Anpassungen an den Verdichtern vorgenommen werden müssen, wenn Wasserstoff im Erdgas vorhanden ist. (Quelle für dieses Kapitel (Open Grid Europe GmbH, 2011))

7.1.4 Erdgasspeicher

Untergrundgasspeicher

Erdgasspeicher dienen als Puffer zwischen Angebot und Nachfrage. Vor allem in den Wintermonaten kann Erdgas zu einem knappen und teuren Gut werden. Durch die Erdgaseinspeisung in die Gasspeicher in den Sommermonaten und der Ausspeisung in den Wintermonaten können in der Regel Preisschwankungen kompensiert werden.

Die Speicherung von Wasserstoffhaltigen Gasen wurde bereits in der Vergangenheit praktiziert und ist technologisch möglich. In Deutschland und in Ostdeutschland sogar bis Anfang der 90er Jahre wurde Stadtgas unter ähnlichen Druckbedingungen wie heute bei der Speicherung von Erdgas und einem Wasserstoffgehalt bis zu 55 Vol.-% in den verschiedenen

⁵⁵ Bezogen auf russisches Erdgas-H.

⁵⁶ Berechnungsbeispiel aus dem DVGW-Projekt G1-10-12.

⁵⁷ mechanische Trockengasdichtungen.

Untergroundspeichertypen, Porenspeicher (Aquiferspeicher und ehemalige Lagerstätten) und Kavernenspeicher, eingespeist. Der Speicherprozess war technisch beherrschbar. Probleme traten vorwiegend bei der Speicherung bei Aquiferspeichern auf (Gasverluste und Korrosion). Dennoch war technisch ein Speicherbetrieb möglich.

Prinzipiell kann festgehalten werden, dass für eine Erdgas-Wasserstoff-Gemischspeicherung spezielle Werkstoffe, Bauteile, Zemente und Bohrkomplettierungsverfahren zu berücksichtigen bzw. zu entwickeln sind.

Porenspeicher

Zum Einfluss von Wasserstoff auf unterirdische Porenspeicher liegen bisher nur wenig generalisierbare Erfahrungen vor⁵⁸. Bekannt ist jedoch die Stimulation mikrobiologischer H₂S-Bildung und Korrosion in feuchter Umgebung (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2011). Darüber hinaus besteht Klärungs- bzw. Forschungsbedarf bezüglich der Änderung des Hydratbildungsverhaltens. Dies sollte, wie auch die Auswirkungen auf die Permeabilität und die Wechselwirkung mit Mikroorganismen im Speicher genauer untersucht werden⁵⁹.

Die Speicherung von Wasserstoffhaltigen Gasen in Porenspeichern wurde in der Vergangenheit praktiziert, ist technisch herausfordernd und muss mit dem Ziel, ggf. grundlegende Erkenntnisse zu sammeln, die detaillierte Einzelfallbetrachtungen weiter untersetzten können, weiter untersucht werden.

Das Projekt „Underground Sun Storage“ (RAG Rohöl-Aufsuchungs AG⁶⁰) zur Verträglichkeitsuntersuchung eines Porenspeichers ist im Oktober 2013 gestartet. Nach Abschluss dieses und ggf. weiterer Projekte ist der Wissensstand erneut zu bewerten.

Kavernenspeicher

Die bei Gasspeicherunternehmen existierenden Erfahrungen zeigen, dass für Kavernenspeicher aus jetziger Sicht bessere Voraussetzungen für die Wasserstoffspeicherung vorliegen als für Porenspeicher. Durch die Unterschiedlichkeit der Speicherlokationen (ortsabhängig geologische Verhältnisse) erscheinen dennoch vor einer Wasserstoffeinspeisung differenzierte Untersuchungen als sinnvoll:

- ▶ Es besteht Untersuchungsbedarf bei der Bewertung der Abschaltungseffekte in Kavernen durch Wasserstoffpermeation und der Dichtheit klassischer Cap-Rocks (Tone, Silitsteine). Darüber hinaus müssen kapillare Eindringdrücke und Wasserstoffpermeation in Steinsalz (Verunreinigungen und Salzgitterintrusion) bewertet werden.
- ▶ Untersuchung der mikrobiologischen Prozesse (deutlich geringer gegenüber Porenspeicher, da geringere Oberfläche, trotzdem jedoch notwendig)

⁵⁸ Siehe DGMK Forschungsberichte 752-756 (zitiert in Schulze, K. et al., Potentielle Auswirkungen von Brenngasen aus erneuerbaren Energien auf Untertagegasspeicher, DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2014, Celle, 24./25. April 2014, DGMK-Tagungsbericht 2014-1, ISBN 978-3-941721-42-5).

⁵⁹ Mögliche Auswirkungen können Permeabilitätsverringerungen und Veränderungen der Speicherbiologie (insbesondere Sulfatreduzierer und Homoacetatgärer) sein.

⁶⁰ Laufzeit 3,5 Jahre.

Konzepte zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen lassen sich derzeit aus mehreren Gründen eher realisieren als die Speicherung in Aquiferstrukturen (Porenspeicher). Zum einen ist die für ein Bakterienwachstum verfügbare spezifische Oberfläche in Kavernen geringer⁶¹ als in Porenspeichern und zum anderen sind keine „Sonden-Plugging-Probleme“ wie durch Permeabilitätsverringern im Speichergestein zu erwarten.

Oberirdische Gasspeicher

Oberirdische Gasspeicher sind in der Regel Stahltanks in unterschiedlichen Formen⁶². Anpassungs-/Forschungsbedarf ist aufgrund der bisher verwendeten Werkstoffe bei Tanks sowie den bei Transportleitungen notwendig (siehe 7.1.1 auf Seite 108). Es existieren bereits entsprechende Werkstoffe (Zugfestigkeiten unter 950 MPa), die für eine Wasserstoffkonzentration von 100 Vol.-% geeignet sind. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum), (VNG - Verbundnetz Gas AG, 2011)

7.1.5 Komplettierungstechnik / Obertage-Anlage

In Deutschland gelten sehr hohe und allgemein akzeptierte Sicherheitsstandards bei der Komplettierungstechnik und der Obertage-Anlagen zur Speicherung von Erdgas. Bei der Speicherung von Wasserstoff würde sich der prinzipielle Aufbau einer Komplettierung nicht verändern. (Dr. Stefan Lunderhausen, Dr. Tobias Rudolph (E.ON Gas Storage GmbH), 2013) Das Kapitel 7.1.5 umfasst die gesamte Peripherie, die zur Erschließung und dem Betrieb eines Erdgasspeichers gehören.

Es besteht vor allem Forschungsbedarf bei den Korrosionseffekten in feuchten Systemen z.B. Sulfide Stress Cracking, Herabsetzung der Zähigkeit von Stählen und Risswachstum. Darüber hinaus muss die Bildung von Ablagerungen (Scale-Bildung) und das Sonden-Plugging untersucht werden.

Dichtungsmaterialien und Dichtungsmöglichkeiten (z.B. Metal-to-Metal-Dichtungen) müssen auf ihre Wasserstofftauglichkeit hin untersucht werden. Wie auch bei neuen Bohrungen muss der Altbohrungsbestand auf den Einsatz von Tubing Hanger, Travel Joints, Schiebemuffen, Packer bei Wasserstoffexposition, usw. bewertet werden.

Dass die obere Grenze des Zündbereiches von H₂ / Luft-Gemischen sich erhöht, muss berücksichtigt werden.

Eine Bewertung geeigneter Zemente, Verrohrungskonzepte, Bohrungsintegritätsprüfungen und Evaluierung von Rohrschuhdichtheitstests hinsichtlich der Wasserstoffexposition muss vorgenommen und darüber hinaus Bohrungsdesignkriterien entwickelt werden.

⁶¹ Zudem würden Bakterien in den Kavernensumpf absinken, wo relativ geringe Beeinträchtigungen des Speicherbetriebs zu erwarten wären.

⁶² Zum Beispiel Kugeltanks.

7.1.6 Gaszähler

Zur Messung der transportierten Volumenströme im Gasnetz werden verschiedene Gaszähler wie Ultraschallgaszähler⁶³, Turbinengaszähler⁶⁴ und Balgengaszähler⁶⁵ verwendet.

Der Einsatz von Ultraschallgas-, Turbinengas- und Balgengaszählern wird auch für hohe Wasserstoffkonzentrationen als unkritisch eingeschätzt. Materialtechnisch sind ggf. bis zu einer Konzentration von 30 Vol.-% H₂ keine Probleme zu erwarten. Eine aktuelle Untersuchung von der E.ON New Build & Technology GmbH zeigt, dass eine Beeinflussung bzw. Ungenauigkeiten der Ultraschallgas- und Turbinengaszähler bis zu den getesteten 10 Vol.-% ausgeschlossen werden kann. (Steiner, et al., 2013)

Eine Anpassung von Ultraschallgaszählern auf die Dichte des Gasgemisches ist jedoch vorzunehmen. Als Forschungsbedarf werden die Messgenauigkeit bei schwankenden Gasbeschaffenheiten (unter anderem auch Wasserstoffharnen und -propfen) sowie Langzeitbeständigkeiten, Permeation und dynamisches Verhalten bei hohen Drücken betrachtet. Zähler der erdgasaffinen Branche werden auch heute bereits für Wasserstoffhaltige Gase verwendet (z.B. Kokereigas). (Steiner, et al., 2013)

Um eine genaue volumetrische Messung zur Abrechnung gegenüber den Kunden zu garantieren, ist Forschungsbedarf bei den Kundengaszählern in Bezug auf schwankende Wasserstoffanteile (Dichteänderungen der Gasgemische) notwendig. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

In der Handreichung der *Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)* „Wasserstoff im Erdgasnetz“ wird auf den Einsatz von zugelassenen Gaszählern beliebiger Technologie bis 5 Vol.-% Gaszähler hingewiesen. Diese Gaszähler müssen nach DIN EN 437 mit Wasserstoffhaltigen Prüfgasen geprüft worden sein und sind gemäß im Geltungsbereich des Eichgesetzes zugelassen, wenn in der Bauartenzulassung bzw. Konformitätsbewertung auf eine Spezifikation des Herstellers verwiesen wird, in der die Eignung für Wasserstoffhaltige Gase explizit erwähnt ist (Sarge, S.: PTB-Handreichung, 11.09.2013). Bisher existiert nur ein Gaszähler (thermischer Gaszähler, *Firma Diehl Gas Metering GmbH*) der bis zu einer H₂-Konzentration von 5 Vol.-% eichamtlich zugelassen ist. Als Folgemaßnahme ist insbesondere die eichamtliche Zulassung weiterer Gaszähler notwendig.

Gaszähler der erdgasaffinen Branche werden auch heute bereits für Wasserstoffhaltige Gase verwendet (z.B. Kokereigas). Die Industrie setzt unterschiedliche Gaszähler, z.B. Coriolisgaszähler bis 225 bar, Turbinenradgaszähler im Niederdruck 70 mbar, Drehkolbengaszähler bis PN 10 sowie Blenden bis PN 10 für 100 % H₂ ein. (Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, August 2013)

⁶³ Hauptsächlich für die eichpflichtige Messung eingesetzt z.B. Übernahmestationen.

⁶⁴ Ebenfalls für eichpflichtige Messung geeignet (kostengünstiger als Ultraschallgaszähler).

⁶⁵ Einsatz nur bis 0,5 bar.

7.1.7 Mengenumwerter

Der Mengenumwerter gibt den realen Gas-Volumenstrom im Normzustand an. Hierfür werden die realen Betriebsparameter Druck, Temperatur und der Volumenstrom des Gaszählers berücksichtigt.

Mengenumwerter können prinzipiell für Gasgemische von bis zu 10 Vol.-% H₂ eingesetzt werden. Auch bei Zumischungen bis 50 Vol.-% H₂ betragen die Abweichungen bei der Anwendung der AGA8-Gleichung⁶⁶ im gesamten Druckbereich weniger als 0,1 %. Mit der AGA8-Gleichung können so auch größere Zumischungen von Wasserstoff problemlos berechnet werden. Hier wäre eine Erweiterung des Anwendungsbereichs (von aktuell 10 Vol.-% z.B. auf 25 Vol.-%) im DVGW-Arbeitsblatt G 486 anzustreben. Für die Anwendung der SGERG-Gleichung⁶⁷ und Wasserstoffkonzentrationen größer 10 Vol.-% ist eine nachträgliche Korrektur der von den Mengenumwertern bestimmten Normvolumina durchzuführen. (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

7.1.8 Prozessgaschromatographen

Prozessgaschromatographen (PGC) dienen zur Erfassung der Zusammensetzung des Erdgases um daraus den exakten Brennwert zu ermitteln.

Die derzeit für Erdgas eingesetzten PGCs, die in der Regel Helium als Trägergas verwenden, können den Wasserstoff nicht eindeutig detektieren. Ein Lösungsansatz ist hier das Nachrüsten einer zusätzlichen Trennsäule mit Argon als Trägergas zur H₂-Detektion (ggf. neue Zulassung) oder der Einsatz von neuen, für die Messung von Wasserstoff zugelassenen, Geräten. Eine weitere Möglichkeit, die Ausrüstung der PGCs mit zwei separaten Trennsäulen und zwei Trägergasen, wird aktuell bei den Herstellern für PGCs diskutiert. Wasserstoff wird in der chemischen Industrie bereits seit Langem zur Detektion unter anderem von Kohlenwasserstoffen eingesetzt. Es bietet eine gute Sensitivität bei moderateren Kosten als für Helium⁶⁸. Als Alternative für die Gaswirtschaft bietet es sich demnach an, eine Trennsäule mit dem Trägergas Argon für die Wasserstoffdetektion und eine Trennsäule mit dem Trägergas Wasserstoff für die Kohlenwasserstoffe in die PGCs zu integrieren. Bisher wurden keine Beeinflussungen der verwendeten Materialien in den PGCs identifiziert.

Der Brennwert wird in der Regel mit PTB⁶⁹-zugelassenen PGCs, vereinzelt auch mittels Kalorimeter oder korrelativen Messverfahren, gemessen. In Transportnetzen haben sich in den letzten Jahren zunehmend Brennwertrekonstruktionssysteme etabliert. Diese Systeme erlauben eine rechnerische Bestimmung des Brennwertes zu jeder Zeit und an jedem Ort im gesamten Netz. Voraussetzung hierfür sind geeichte Messwerte des Brennwertes an den Einspeisestellen sowie des Volumens an den Ein- und Ausspeisestellen.

⁶⁶ Thermodynamische Zustandsgleichung für Erdgase (Gemische aus bis zu 18 Komponenten).

⁶⁷ Thermodynamische Zustandsgleichung für Erdgase (Gemische aus bis zu 18 Komponenten – keine Beschränkung für die Einzelkonzentrationen).

⁶⁸ In den nächsten Jahren wird für Helium ein vermindertes Angebot bei gleichzeitig steigenden Kosten erwartet.

⁶⁹ Physikalisch-Technische Bundesanstalt.

Die Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas wirkt sich in einer Absenkung des Brennwertes aus. 1 Vol.-% H₂ bewirkt eine Reduzierung des Brennwertes von ca. 0,7 %. Die Eichfehlergrenze für H₂ liegt bei 0,2 Vol.-%. Demzufolge muss der Brennwert ab dieser Konzentration mit für Wasserstoff zugelassenen Geräten gemessen werden. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

Weitere Fragestellungen zu PGC's sind im DVGW-Projekt G3-02-12 *"Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung"*, bereits Gegenstand (DVGW-Projekt G3-02-12, E.ON, DBI, 2013). Hinsichtlich einer avisierten Wasserstoffkonzentration von 10 Vol.-% besteht Handlungsbedarf bei der Entwicklung und Zulassung von Geräten, welche Wasserstoff messen können. Dieser Handlungsbedarf wurde von den Herstellern erkannt und die Entwicklungen und Zulassungen sind auf dem Weg. Die Umrüstung bzw. die Erneuerung durch geeignete PGC's liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber.

7.1.9 Gasdruckregelanlagen (GDRA)

Druckregler dienen der Druckreduzierung bei Übernahme des transportierten Gases in das Verteilnetz. Sie werden für Gase nach DVGW-AB G 260 konzipiert⁷⁰ und eingesetzt, müssen aber dennoch für wasserstoffhaltige Gase zugelassen werden. In Kokereigasnetzen werden bereits heute Druckregler mit handelsüblichen Bauelementen eingesetzt. Der Wasserstoffanteil dieser Gase kann bis zu 67 % betragen. Eine Verträglichkeit der Materialien für höhere Konzentrationen muss konkret untersucht werden. Gleichzeitig müssen die Druckstaffelungen überprüft werden. (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

In Ergänzung zur Gas-Druckregelanlage im Allgemeinen sind weitere Aspekte bzw. Elemente zu beachten. Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf Erdgas-H bei ca. 80 bar und 5 Vol.-% H₂ (Mischner, 2013):

- ▶ Die max. Kapazität einer Gas-Druckregelanlage nimmt um ca. 0,1 % ab.
- ▶ Die Flächenbelastung der Filter zur Reinigung des Gasstroms nimmt um ca. 5 % zu. Um den gleichen Energiegehalt zu transportieren, muss mehr Gasvolumen transportiert werden, was respektive einen höheren Flächendruck auf den Filter ausübt.
- ▶ Die Vorwärmleistung (Joule-Thomson-Effekt) verringert sich um ca. 7 %. Hintergrund ist der negative Joule-Thomson-Koeffizient.

7.1.10 Zusammenfassung Wasserstoffverträglichkeit Gasnetz

Nach dem aktuellen Wissensstand kann im Allgemeinen von einer guten bis sehr guten Wasserstoffverträglichkeit des Erdgasnetzes im einstelligen Prozentbereich ausgegangen werden. Der hierfür notwendige Anpassungsbedarf bspw. für die Verdichterstationen oder PGC wurde bereits definiert.

Lediglich der fehlende Wissensstand hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit von Erdgasspeichern (besonders Porengasspeicher) muss und wird in den nächsten Jahren durch zahlreiche Forschungsprojekte behoben. Diese Ergebnisse werden maßgeblich die max.

⁷⁰ Gruppe B: 45 bis 67 Vol.-% H₂.

Wasserstoffkonzentration im Transportnetz, bei einer ausschließlich singulären Betrachtung, beeinflussen.

7.2 Verwendungstechnologien

Nicht nur die Möglichkeiten, technischen Herausforderungen und der noch notwendige Forschungsbedarf beim Transport ist hinsichtlich einer veränderten Wasserstoffkonzentration von Interesse sondern auch der Anpassungsbedarf bei den verschiedenen Anwendungen.

7.2.1 Gasturbinen im Bestand

Zusammenfassend können für Gasturbinen im Bestand die nachfolgenden Punkte, in Reihenfolge ihrer Wichtigkeit, aufgeführt werden.

Gewährleistung/Garantie

Ist in der Gewährleistung/Garantie kein gesonderter Vermerk zu Wasserstoff aufgeführt, so gilt die Brenngasspezifikation. Durch das Vorhandensein von Wasserstoff kann diese ggf. nicht mehr eingehalten werden, sodass die Gewährleistung/Garantie eventuell ihre Gültigkeit verliert.

Druckwellenpulsationen

Druckwellenpulsationen in Brennkammern werden durch Flammeninstabilitäten hervorgerufen, dies ist durch Veränderung der Verbrennungsdynamik bei zunehmender Wasserstoffzumischung möglich. Diese sowohl nieder- als auch hochfrequenten Druckstöße können in Abhängigkeit des Lastzustands der Gasturbine zu einer zusätzlichen mechanischen und thermischen Beanspruchung der Bauteile führen. Ein negativer Einfluss auf die Lebensdauer kann nicht ausgeschlossen werden. Ebenfalls können erhöhte Schallemissionen auftreten.

Es wird jedoch davon ausgegangen, dass ggf. auftretende Herausforderungen erst ab einer Wasserstoffkonzentration von ca. 10 Vol.-% ohne Veränderung der Hardware (keine Umbau- oder Austauschmaßnahmen einzelner Anlagenteile der Gasturbine) überwunden werden müssen. Eine Fall-zu-Fall-Betrachtung wird empfohlen.

Flammenrückschlag „Flash Back“

Ansteigende Wasserstoffkonzentrationen im Brenngas bewirken eine Zunahme der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit. Wird ein kritischer Wert erreicht, besteht die Gefahr eines Flammenrückschlags („Flash Back“). Dies und die Reduktion der Zündverzögerungszeit können zu einem vorzeitigen Zünden des Gemisches führen. Dadurch kann es zu thermischen Überlastungen von Brennkammerkomponenten kommen und deren Ausfall bewirken. Dies gilt ab einer Wasserstoffkonzentration von ca. 10 Vol.-%. Ebenso ist ein möglicher Langzeiteffekt besonders bei hohem Lastzustand der Gasturbine zu berücksichtigen.

Sicherheit

Durch die Einspeisung von Wasserstoff werden die Explosionsgrenzen erweitert und die Zündenergie des Gasgemisches reduziert. Das Risiko von Explosionen im Falle von Leckagen

erhöht sich nicht signifikant, erfordert aber dennoch besondere Vorsicht z.B. bei den Vorbereitungen zum Start der Turbine (z.B. Spülen/Ausblasen der Brenngasleitung).

Durch Beimischung von Wasserstoff werden Instabilitäten in der Flamme begünstigt – Flammenverlust („Flame Out“) droht. Bei einem Flame Out wird die Anlage unplanmäßig abgeschaltet, sodass die Verfügbarkeit der Anlage eingeschränkt wird.

Emissionen

Wasserstoff beeinflusst die Flammgeometrie und bewirkt unstetige Flammenausbreitungsgeschwindigkeiten. Dies führt zu Temperaturspitzen innerhalb der Flamme und damit verbunden zu höheren Emissionen von thermischen Stickoxiden⁷¹. Geltende Abgasnormen können u.U. ab ca. 5-10 Vol.-% bei Gasturbinen nicht eingehalten werden.

Bei modernen Maschinen mit DLE⁷² und auch DLN⁷³ Technik findet die Verbrennung mit sehr hohem Luftüberschuss, also nahe der Löschgrenze und bei guter Durchmischung mit dem Brenngas statt. Das ermöglicht eine Reduzierung der thermischen NO_x-Bildung gegenüber konventionellen Diffusionsbrennern.

Im DVGW-Arbeitsblatt G 262 wird erwähnt, dass Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern empfindlich auf Wasserstoff reagieren können. Unter anderem wird aus diesem Grund die Wasserstoffkonzentration bei Gasturbinen auf 5 Vol.-%, teilweise auf 1 Vol.-% limitiert. (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2011, p. 17)

Generell sind Anlagen mit Diffusionsbrennern gegenüber Brenngasqualitätsänderungen unempfindlicher und weisen daher viel höhere maximal mögliche Wasserstoffkonzentrationen auf.

⁷¹ Thermisches NO_x – maßgebliche Faktoren der Bildung sind Temperatur und die Konzentration von N₂ und O.

⁷² Dry Low Emission.

⁷³ Dry Low NO_x.

Toleranz kurzfristiger Änderung der Gaszusammensetzung

Unabhängig der Wasserstofftoleranz der Gasturbinen gegenüber einer max. Wasserstoffkonzentration ist die mögliche Änderungsgeschwindigkeit der Brenngaszusammensetzung zu berücksichtigen. Auch wenn aktuelle Gasturbinen für eine größere Bandbreite von Brenngasen ausgelegt sind, bedeutet das im Umkehrschluss nicht, dass bei schnellen Änderungen der Gaszusammensetzung dem Betrieb neuer und älterer Anlagen Grenzen gesetzt sind. Das Kontrollsystem der Turbine benötigt Zeit, um die Turbineneinstellungen anpassen zu können. In Abhängigkeit der Turbinenart und dem Kontrollsystem ergeben sich unterschiedliche Reaktionszeiten. Ältere Systeme und strenge Emissionsgrenzen neigen zu langen Reaktionszeiten.

Des Weiteren bedarf es zur Unterstützung des Gasturbinenkontrollsystems geeigneter Verfahren, Geräte (Messsonden) und Methoden (Kontrolle mittels angepasstem PGC⁷⁴) um eine Kompensation der Gasbeschaffenheitsschwankungen erwirken zu können.

Wasserstoffversprödung

Einzelne Anlagenteile (Rohrleitungen und Armaturen), die in direktem Kontakt mit dem Wasserstoffgas stehen, können durch diesen beeinflusst werden. Effekte sind erst im zweistelligen Konzentrationsbereich zu erwarten (siehe auch 7.1.1).

Zusätzliche Informationen

▶ EUTurbines⁷⁵

In einem bereits älteren Positionspapier⁷⁶ wurde zusammenfassend für Gasturbinen im Bestand festgehalten, dass:

- ▶ unter 1 Vol.-% Wasserstoff keine Probleme erwartet werden
- ▶ zwischen 1-5 Vol.-% Wasserstoff ggf. Änderungen notwendig sind
- ▶ Siemens

Im Oktober 2011 hat die Firma Siemens im Nachgang zu einem GERG-Workshop über die Verbrennung von Erdgas-H₂-Gemischen mitgeteilt, dass deren Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern und Leistungen bis ca. 50 MW_{el} für einen Wasserstoffanteil bis 10 Vol.-% geeignet sind. Auf der gat⁷⁷ im September 2012 gab Siemens eine Wasserstofftoleranz von 15 Vol.-% bei ihren Gasturbinen bekannt. Die Begrenzung der H₂-Konzentration bei Gasturbinen durch die Hersteller ist insbesondere neben der Veränderung thermischer Verbrennungseigenschaften auch an Gewährleistungsvereinbarungen und Garantieansprüchen gebunden.

⁷⁴ Prozessgaschromatograph.

⁷⁵ Europäische Interessenvertretung der Gasturbinenhersteller.

⁷⁶ The Impact of Natural Gas Quality on Gas Turbine Performance Position Paper; European Turbine Network February 2009.

⁷⁷ Die gasfachliche Aussprachetagung des DVGW (wichtigste Tagung des Gasfachs – 1 mal pro Jahr).

Ein von Siemens und Infracore Höchst beauftragter Wasserstoff-Gasturbinentest bei SGC⁷⁸ für die Gasturbinen SGT-700 und SGT-800 hatte durch einen positiven Praxistest⁷⁹ zur Folge, dass Siemens bei beiden Anlagentypen die maximale Wasserstoffkonzentration auf 15 Vol.-% gesetzt hat. Für die SGT 600⁸⁰ wird für die Brenngaszusammensetzung ein Wert von max. 85 Vol.-% und für die V94.3 (SGT5-4000F) max. 1 Vol.-% Wasserstoff angegeben.

Für andere Anlagen beruft sich Siemens (in der Brenngasspezifikation) nach aktuellem Stand auf die EASEE-gas⁸¹, in der festgehalten ist, dass der Methananteil nicht weniger als 80 Vol.-% und der Wasserstoffanteil nicht mehr als 1 Vol.-% für Vormischbrennersystemen betragen darf.

▶ Solar Turbines

Ein Test im Labor von Gasturbinen mit 9 Vol.-% Wasserstoff im Brenngas wurde bei Solar Turbines in der Vergangenheit durchgeführt. Solar betont hierbei die besonderen Umstände unter Laborbedingungen, dass so keine instationären Betriebszustände im Realbetrieb widerspiegelt werden können. Solar Turbines begrenzt die Wasserstoff-Konzentration für die bestehende Maschinenflotte auf max. 4 Vol.-%.

Mit einem speziellen Start- und Spül-/Ausblasesystem können die Turbinen auch mit bis zu 10 Vol.-% betrieben werden⁸².

▶ Weitere Hersteller

Nachfolgend sind weitere wichtige Hersteller und die zugehörigen max. Wasserstoffkonzentrationen für DLN kurz dargestellt:

- ▶ GE: 5 Vol.-%
- ▶ Alstom: 1 – 5 Vol.-%
- ▶ MAN: 1 Vol.-%; konventionelle Anlagen ohne DLN bis zu 60 Vol.-%

▶ Anlagenbetreiber

Bedingt durch den immer stärkeren internationalen Gashandel, den nationalen Einflüssen der Biogaseinspeisung sowie der Erschließung neuer Erdgasquellen treten unterschiedlichste Erdgasqualitäten (starke Schwankungen des Wobbeindex) auf bzw. sind in naher Zukunft zu erwarten. Betreiber von Gasturbinen sind ggf. bereits aktuell dadurch gezwungen technische Änderungen an ihren Anlagen vorzunehmen, unabhängig vom Einfluss des Wasserstoffs.

Eine wissenschaftliche Veröffentlichung⁸³ zeigt auf, dass einige ältere Gasturbinen bereits schon ohne das Vorhandensein von Wasserstoff nur in einem sehr kleinen Bereich der Brenngasqualität

⁷⁸ Swedish Gas Technology Centre, SGC Rapport 2013:256; Co-firing with hydrogen in industrial gas turbines; Mats Andersson, Jenny Larfeldt, Anders Larsson.

⁷⁹ Veröffentlichung der Studie in 2013.

⁸⁰ Siemens fuel spec for SGT 600, revision T..

⁸¹ EASEE-gas Common Business Practice CBP 2003-001/01.

⁸² Solar fuel specification; NO. ES 9-98.

betrieben werden können. Sollten die Anlagen ohne notwendige Änderung/Anpassung der Hardware betrieben werden geben die Hersteller im Schadensfall keine Gewährleistung.

7.2.2 Erdgasreformierung

Ziel der Erdgasreformierung ist die Umsetzung von Methan in Synthesegas, dessen relative Anteile von Kohlenmonoxid und Wasserstoff durch den gezielten Einsatz unterschiedlicher verfügbarer Verfahren festgelegt werden können. Befindet sich Wasserstoff im Zustrom eines Erdgasreformers, so durchströmt dieses als Inertkomponente den Prozess und erhöht den Wasserstoffanteil im Produktstrom. Wasserstoffanteile in Erdgas beeinträchtigen somit nicht grundsätzlich jeden Reformierungsprozess.

Bezüglich Wasserstoffanteilen im Rahmen der DVGW G260⁸⁴/G262⁸⁵ können drei Fälle unterschieden werden:

- ▶ Der betreffende Reformierungsprozess wird nicht beeinträchtigt.
- ▶ Ökonomische Beeinträchtigung des Reformierungsprozesses:
Wasserstoffanteile im Zustrom haben keine technisch nachteiligen Effekte auf den Prozess. Ist Kohlenmonoxid als Leitkomponente vorgesehen, verringern zuströmende Wasserstoffanteile jedoch den relativen Anteil der Leitkomponente am Produktstrom, wodurch die ökonomische Effizienz des Prozesses verringert wird.
- ▶ Technische Beeinträchtigung des Reformierungsprozesses:
Der Reformierungsprozess und/oder vor- oder nachgelagerte Prozesse werden durch Wasserstoffanteile im Zustrom beeinträchtigt. Mögliche Folgen sind Effizienzverluste, Produktionsunterbrechung, Anlagenstillstand, Anlagenbeschädigung.

Die betrachtete Fallunterscheidung bezieht sich auf statische bzw. quasistatische Wasserstoffanteile. Einhergehend sind auch die Effekte schneller Konzentrationsänderungen, d.h. steilen Konzentrationsgradienten zu berücksichtigen, welche neben der reinen Konzentrationsbetrachtung ebenso zu berücksichtigen sind, da diese zu Beeinträchtigungen bei der Erdgasreformierung führen können. Der Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) erarbeitet gegenwärtig ein Faktenpapier zum Einfluss von Wasserstoff auf die Erdgasreformierung (Informationen wurden durch den VCI bereitgestellt).

⁸³ D J Abbott , J P Bowers, and S R James, THE IMPACT OF NATURAL GAS COMPOSITION. VARIATIONS ON THE OPERATION OF GAS TURBINES FOR POWER GENERATION, Paper. ID Number: 27, 6th International Gas Turbine Conference, 17-18 October 2012, Brussels, Belgium

⁸⁴ DVGW-G 260 „Richtlinien für die Beschaffenheit des Gases“.

⁸⁵ DVGW-G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“.

7.2.3 Elemente im Endkundenbereich

Hierzu zählen die zur Gasversorgung notwendigen Elemente - Dichtungen, Verbindungen, Gasströmungswächter, Armaturen und Hausinstallationen (Verrohrung).

Der Effekt von Wasserstoff auf Dichtungen und Verbindungen wird als unbedenklich eingestuft. Im konkreten Anwendungsfall sind jedoch Materialbeständigkeiten zu überprüfen und Einschätzungen hinsichtlich möglicher Leckagen und Permeationsverluste durchzuführen.

Armaturen, Gashausinstallationen und Gasströmungswächter werden prinzipiell für Gase nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 konzipiert und müssen für Wasserstoffhaltige Gase zugelassen werden. Nach Einschätzungen und Erfahrungen können diese für unterschiedliche Konzentrationen eingesetzt werden. Untersuchungsbedarf bei Gasströmungswächtern besteht jedoch in den Bereichen Schließvolumenstrom, absicherbare Länge der Hausanschlussleitung und Überströmmenge. Dazu sind Praxisuntersuchungen bei Gasströmungswächter und Hausinstallationen notwendig. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

Neben den bestehenden Rohrleitungen müssen die eingesetzten Rohrverbindungstechnologien ebenfalls für Erdgas-H₂-Gemische sicher anwendbar sein. PE-Rohrleitungen im Verteilungsleitungsbereich werden fast ausschließlich geschweißt. Dabei weisen einwandfrei ausgeführte Schweißverbindungen die gleichen Dichtheitseigenschaften wie das Rohrmaterial selbst auf und sind daher uneingeschränkt auch für Erdgas-H₂-Gemische geeignet.

Alternative Verbindungstechnologien, wie sie zurzeit im Reparaturbereich Anwendung finden, z.B. Schraub-, Press- und Steckfittinge, sollten vor dem Einsatz für Gase mit hohen Wasserstoffanteilen hinsichtlich ihrer Dichtheit untersucht werden. Besitzen Verbindungstechnologien eine Zertifizierung nach DVGW VP 600, so sind diese für den Betrieb mit Gas nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 bis 67 Vol.-% H₂ geeignet, müssen jedoch noch für den Einsatz von Wasserstoffreichen Gasen zugelassen werden. Bereits durchgeführte Prüfungen (DBI, 2014) zeigen, dass die auf Dichtheit untersuchten Verbindungstechnologien sehr geringe Leckagen in einem Jahr aufweisen.

7.2.4 Atmosphärischer Gasbrenner

Ein stabiler Verbrennungsprozess wurde bei einer kleinen Auswahl an Brennern im Labor unter Zugabe von bis zu 40 Vol.-% H₂ nachgewiesen. Bei dieser Wasserstoffkonzentration reduziert sich die Brennerleistung um ca. 10 %. Die Zumischung von Wasserstoff bis zu diesen Konzentrationen führte zu einer erheblichen Verbesserung der Verbrennungswerte. Untersuchungen von Danish Gas Technology Centre im Projekt NATURALHY haben gezeigt, dass die Anteile an CO, CO₂ und NO_x durch den Wasserstoffanteil im Brenngas sinken.

Werden jedoch Gasgemische mit sehr hohen Wasserstoffanteilen eingesetzt, kann eine stabile Verbrennung nicht mehr gewährleistet werden und die Emissionswerte steigen an.

Die vorhandenen, stichprobenartigen Ergebnisse lassen sich jedoch nicht universell auf alle Gasendgeräte übertragen. Hier sind weitere Untersuchungen mit größeren Stichproben und insbesondere Langzeittests notwendig.

Generell müssen Hersteller von Gasendgeräten sicherstellen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte einen sicheren Betrieb mit Gasen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 gewährleisten können. Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem Wasserstoffanteil von 23 Vol.-% vorschreibt. Dieser Test mit dem Prüfgas G 222 ist normativ als Kurzzeittest angesehen (zur Überprüfung der Rückschlagneigung von Gasbrennern) und lässt keine direkten Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für Wasserstoffreiche Gase zu. (NATURALHY, 2009), (E.ON Ruhrgas AG, 2009 - 2012)

7.2.5 Gebläsebrenner und Brennwertkessel

Auch bei Gebläsebrennern und Brennwertkesseln müssen Hersteller die oben genannten Normen für einen sicheren Betrieb nachweisen können (vergleiche 7.2.4). Aber auch hierbei lässt dies keine direkten Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für wasserstoffreiche Gase zu.

Im Haushaltsbereich sind die Zumischgrenzen in der Praxis noch zu bestätigen. Eine Zumischung von 10 Vol.-% H₂ kann voraussichtlich erreicht werden.

Im industriellen Bereich müssen Gasgeräte und die Anwendungsprozesse erfasst sowie deren Auswirkungen der Brennereinstellungspunkte (z.B. Emission, Wirkungsgrad) analysiert werden. Praxisuntersuchungen für konkrete Anwendungsmodelle sind in diesen Bereichen notwendig. Bei Zumischkonzentrationen ab 10 Vol.-% H₂ sollte ein Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation durchgeführt werden. (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

7.2.6 Brennstoffzelle

Im Allgemeinen sind bei Brennstoffzellen keine technischen Probleme zu erwarten. Weitere Untersuchungen sind jedoch erforderlich. Dabei sollte der Schwerpunkt auf neue noch wenig etablierte Gasendgeräte gesetzt werden. Hier kann als Beispiel das Betriebsverhalten der Brennstoffzelle mit Reformern genannt werden. Dazu müssen Untersuchungen auf zeitlich veränderliche Gaszusammensetzungen (insbesondere H₂-Anteil) vorgenommen werden. Brennstoffzellen könnten nach heutigen Erkenntnissen Probleme mit stark schwankenden Zusammensetzungen, weniger mit hohen - aber konstanten - Wasserstoffanteilen im Erdgas haben. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, 2009 - 2012)

7.2.7 Stirlingmotor

Derzeit sind vier Typen von Stirlingmotoren auf dem Markt verfügbar. Brenntechnische Untersuchungen mit Methan nach DVGW-Arbeitsblatt G 20 (100 % Methan) und G 222 (23 Vol.-% Wasserstoff) haben zu dem Ergebnis geführt, dass entweder teilweise keine Funktion des Motors vorhanden oder eine Gesamtwirkungsgradreduzierung von 5 % zu messen war. (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

7.2.8 BHKW

Die höhere Flammgeschwindigkeit bei steigendem Wasserstoffanteil wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad, jedoch negativ auf die NO_x-Emissionen bei stöchiometrisch betriebenen Motoren aus. Bei Anteilen bis 15 Vol.-% H₂ sind allerdings nur moderate Effekte zu erwarten. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

Die erweiterte Zündgrenze des Gemisches in Verbindung mit der höheren Flammgeschwindigkeit ermöglicht einen effizienten Betrieb bei sehr mageren Gas / Luftgemischen. Bei Magermotoren lässt sich daher ein Anstieg der NO_x-Emissionen vermeiden. Die magere Verbrennung kann allerdings das Arbeitsvermögen des Turboladers beeinträchtigen und Leistungseinbußen zur Folge haben. Bei Neuanlagen sind bei entsprechender Motorauslegung aufgrund der guten Brenneigenschaften des Wasserstoffs bei Zumischraten bis zu 20 Vol.-% keine wesentlichen Probleme zu erwarten.

Die Minderung der Methanzahl kann problematisch sein. Bei Grundgasen mit niedriger Ausgangsmethanzahl (z.B. Nordsee-Gas, LNG) wird je nach Motorauslegung u.U. die Klopfgrenze überschritten. Dies hat Leistungs- und Wirkungsgradeinbußen zur Folge. Die Einbußen lassen sich durch Anpassungsmaßnahmen begrenzen. Üblicherweise benötigen Gasmotoren Methanzahlen zwischen 60 und 90. Da innerhalb Deutschlands unterschiedliche Gase bezogen werden und die geringste Methanzahl bei etwa 68 (Nordseeerdgas H) liegt, kann dieser Wert ggf. als untere Grenze angenommen werden. (DBI, 2014), (E.ON Ruhrgas AG, kein Datum)

Welche Methanzahl sich bei welcher Wasserstoffkonzentration einstellt, ist abhängig von dem Grundgas und kann nicht pauschal angegeben werden.

7.2.9 Gasherd

Ein sicherer Betrieb bis zu einer Zumischung von 40 Vol.-% H₂ wurde in ausgewählten Tests nachgewiesen. Um die gleiche Leistung mit diesen Brennern zu erreichen, muss allerdings z.B. eine Anpassung der Düsen erfolgen.

Die bereits vorhandenen Ergebnisse lassen sich jedoch nicht auf alle Gasendgeräte anwenden. Bei höheren Zumischkonzentrationen (ab 10 Vol.-%) sollte ein vorbereitender Feldtest mit hoher Geräteanzahl und Variation durchgeführt werden. (NATURALHY, 2009)

Auch hier ist der bereits genannte sichere Betrieb seitens des Herstellers zu gewährleisten (siehe 7.2.4).

7.2.10 Gasmotoren (allgemein und Fahrzeuge)

Es existieren zahlreiche Forschungsergebnisse zur Gemischanwendung bei Erdgasfahrzeugen. Bei Wasserstoffanteilen von bis zu 20 Vol.-% werden hier keine wesentlichen Probleme gesehen.

Innerhalb der CIMAC⁸⁶Arbeitsgruppe Gasmotoren wurden bei einem aktuellen Treffen neueste Ergebnisse für Wasserstoffzumischungen bis 10 Vol.-% präsentiert. Generell kann festgehalten werden, dass nur ein geringer Einfluss mit einer marginal positiven Tendenz für einen besseren Wirkungsgrad bzw. NO_x zu erkennen ist. Die genauen Messergebnisse können aufgrund der Geheimhaltung vorläufig in diesem Bericht nicht aufgeführt werden.

Des Weiteren konnte nachgewiesen werden, dass sich ein erhöhter Wasserstoffgehalt im Erdgas positiv auf die Verbrennungseigenschaften durch die erweiterte Zündgrenze und höhere Flammgeschwindigkeit auswirkt. Die hohe Flammgeschwindigkeit des Wasserstoffs

⁸⁶ International Council on Combustion engines.

beeinflusst den Verbrennungsverlauf jedoch wesentlich, sodass eine Zündzeitpunktanpassung ggf. bei hohen Wasserstoffkonzentrationen notwendig ist. Die Verminderung der Methanzahl kann bei Gasen mit niedriger Basismethanzahl (z.B. Nordsee-Gas, schwere LNG-Sorten) zu Problemen führen, wodurch die Zumischrate begrenzt werden sollte. (DBI, 2014), (Eichseder, et al., 2008)

Des Weiteren konnte bereits bei Jenbacher nachgewiesen werden, dass bis 45 Vol.-% H₂ kein negativer Einfluss auf das Motorenöl festzustellen ist (bei extremen Magerbetrieb und dadurch sehr kleinen NO_x-Emissionen).

7.2.11 Fahrzeug: CNG-Tanks

In der DIN 51624 (basierend auf der ECE-R 110 Erdgas) – Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge ist ein Grenzwert für Wasserstoff von 2 Vol.-% angegeben (Tanks in Erdgasfahrzeugen).

Unabhängig laufender Forschungsvorhaben, wie z.B. die Untersuchung der Wasserstoffeffekte auf die für Stahl CNG-Tanks eingesetzten Werkstoffe (Erdgasmobil / ERG) sowie ein Vorhaben der E.ON Ruhrgas AG, wird eine regulatorische Umsetzung (international) der technischen Ergebnisse⁸⁷ noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen.

Für die Fahrzeuge die während dieser Phase weiterhin unter der Vorgabe der ECE-R 110 gebaut werden kann davon ausgegangen werden, dass einerseits die Hersteller ggf. trotz positiver technischer Nachweise keine erweiterten Garantien für die Erdgastanks übernehmen und andererseits der Lebenszyklus dieser Erdgastanks beim Endkunden mit max. 20 Jahren anzunehmen ist. Bis zu diesem Zeitpunkt, der nach konservativen Annahmen für das Jahr 2040 anzunehmen ist, werden Fahrzeuge mit den aktuellen Tanktypen keine Erdgaszapfsäule mit mehr als 2 Vol.-% H₂ anfahren können, sollte nicht aus politischen Gründen Anreizstrukturen zum Austausch oder Änderungen der Rahmenbedingungen initiiert werden.

7.2.12 Zusammenfassung Wasserstoffverträglichkeit der Verwendungstechnologien

Der aktuelle Wissensstand lässt vermuten, dass die technischen Restriktionen der Wasserstoffeinspeisung hauptsächlich durch die Verwendungstechnologien und nicht durch das Gasnetz vorgegeben werden.

Vornehmlich sind hier die Anwendungen der chemischen Industrie (z.B. Erdgasreformierung), die Gasturbinen und die Erdgastanks der Erdgasfahrzeuge zu nennen. Letztere stellen aktuell das größte zeitliche Hindernis für die Roadmap Power-to-Gas dar. Zusätzlich kann von einer hohen Anzahl und einer großflächigen Verteilung von Erdgastankstellen in Deutschland ausgegangen werden. Eine Wasserstoffeinspeisung von zukünftig >2 Vol.-% ist demnach womöglich nur in wenigen Erdgasnetzen ohne Erdgastankstellen und keinem nachgelagerten Netz möglich.

⁸⁷ Erste Ergebnisse können nicht aufgezeigt werden, da sich die Projekte in Bearbeitung befinden bzw. nicht öffentlich zugänglich sind.

8 Risikobetrachtung für die Einspeisung von Wasserstoff

Nachfolgend soll ein Überblick zu den veränderten sicherheitstechnischen relevanten Eigenschaften bei einer erhöhten Zumischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz gegeben werden, um die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt beurteilen zu können. Dazu werden u.a. Aussagen zu den veränderten Herausforderungen bei Leckagen, Bränden oder Explosionen getroffen.

8.1 Detektion von Austritten

Bei Wasserstoffkonzentrationen im Erdgas bis 5 Vol.-% können gängige Sicherheits- und Überprüfungsmethoden mit Gaswarngeräten und Detektoren, wie sie zurzeit zur Rohrnetzüberprüfung (Begehung, Befahrung, Überfliegung etc.) gängig sind, voraussichtlich auch weiterhin eingesetzt werden.

Bei Konzentrationen um 10 Vol.-% H₂ müssen wahrscheinlich die Messverfahren für eine Wasserstoffdetektion angepasst werden.

Für das Aufspüren von Erdgas-H₂-Gasgemischen ist der Einsatz von Halbleitertechnik gut geeignet, da sowohl CH₄ als auch H₂ mit diesem System aufgespürt werden können.⁸⁸ Die Anwendung dieser Spürtechnik kann auch bei sehr geringen Wasserstoffkonzentrationen erfolgen.

Die meisten Geräte zur Messung der unteren Explosionsgrenze eines Gasgemisches sind auf CH₄ kalibriert. In der Regel ertönt ein Signal beim Erreichen von 10 oder 20 % der unteren Explosionsgrenze, das sind 0,44 bzw. 0,88 Vol.-% CH₄ in Luft. Bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ sinkt die untere Explosionsgrenze geringfügig ab (4,36 Vol.-%), sodass hier keine Funktionseinschränkung zu erwarten ist. Eine Anpassung und Kalibrierung der Geräte auf Wasserstoff kann demnach erfolgen. (DBI, 2014), (DVGW, 2009)

8.2 Ausbreitungsverhalten

Das Ausbreitungsverhalten eines CH₄-H₂-Gemisches in Konzentrationen bis 10 Vol.-% H₂ lässt sich ähnlich wie dem von reinen CH₄ beschreiben.

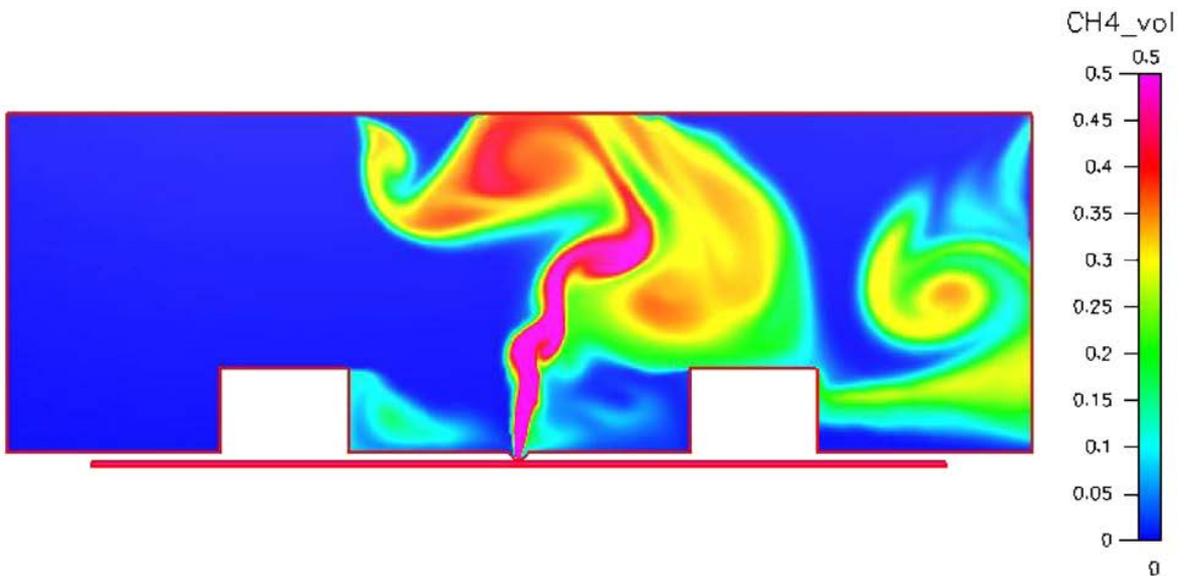
Konzentrationen, die darüber hinausgehen, erhöhen die Zündfähigkeit und damit die Wahrscheinlichkeit einer Entzündung⁸⁹. Prinzipiell erhöht sich das Volumen mit einer stationären Konzentration aus Brenngas und Luft in Abhängigkeit steigenden Wasserstoffanteils. (NATURALHY, 2009)

Beim Entweichen des Gemisches findet weder eine Entmischung des Wasserstoffs noch eine Ansammlung an der Raumdecke statt. Abbildung 55 und Abbildung 56 stellen das Ergebnis einer 2-dimensionalen Modellierung des Austrittsverhaltens von reinem CH₄ bzw. reinem H₂ im bebauten Gebiet dar. Aufgrund der geringeren Dichte weist Wasserstoff eine höhere Ausbreitungsgeschwindigkeit im Vergleich zu Methan auf. Daher ist von einem geringeren Risiko zwischen Bebauungen und im Bereich der Erdgasleitung auszugehen. (H.Wilkening, 2007)

⁸⁸ Die bisher genutzte FID-Technik (Flammen-Ionisationsdetektor) und Wärmeleittechnik kann nur Kohlenwasserstoffe detektieren.

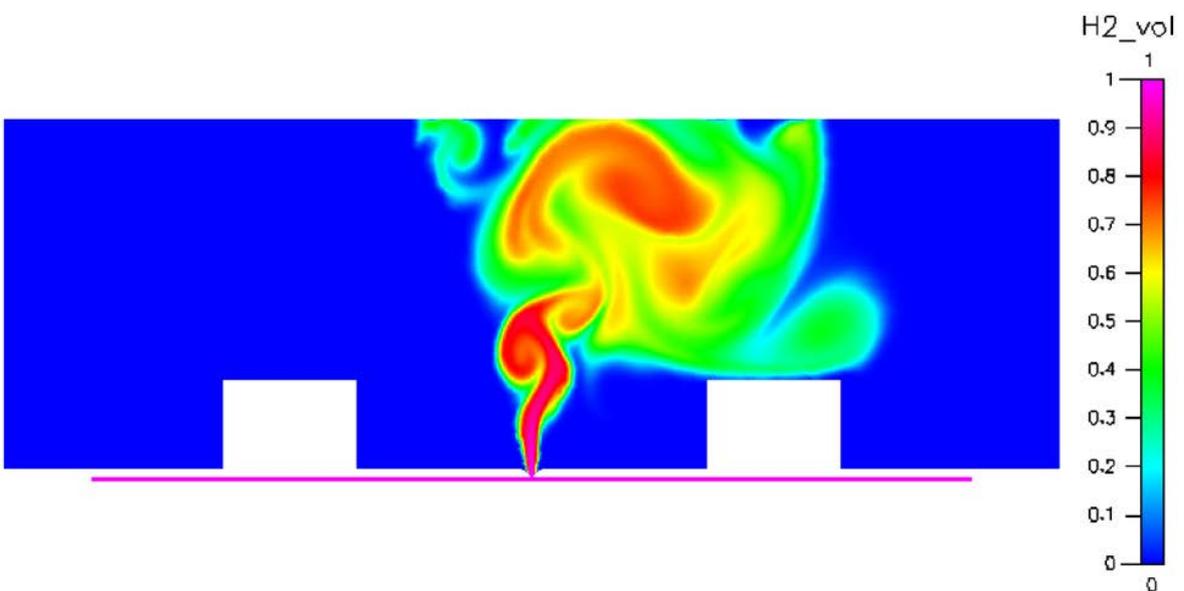
⁸⁹ An einer Zündquelle.

Abbildung 55: Darstellung der Methankonzentration nach 7,5 s (Wind mit einer Geschwindigkeit von 10 m/s, von links nach rechts) bei einer Havarie an einer Hochdruckerdgasleitung.



Quelle: (H.Wilkening, 2007)

Abbildung 56: Darstellung der Wasserstoffkonzentration nach 4 s (Wind mit einer Geschwindigkeit von 10 m/s, von links nach rechts) bei einer Havarie an einer Hochdruckerdgasleitung.



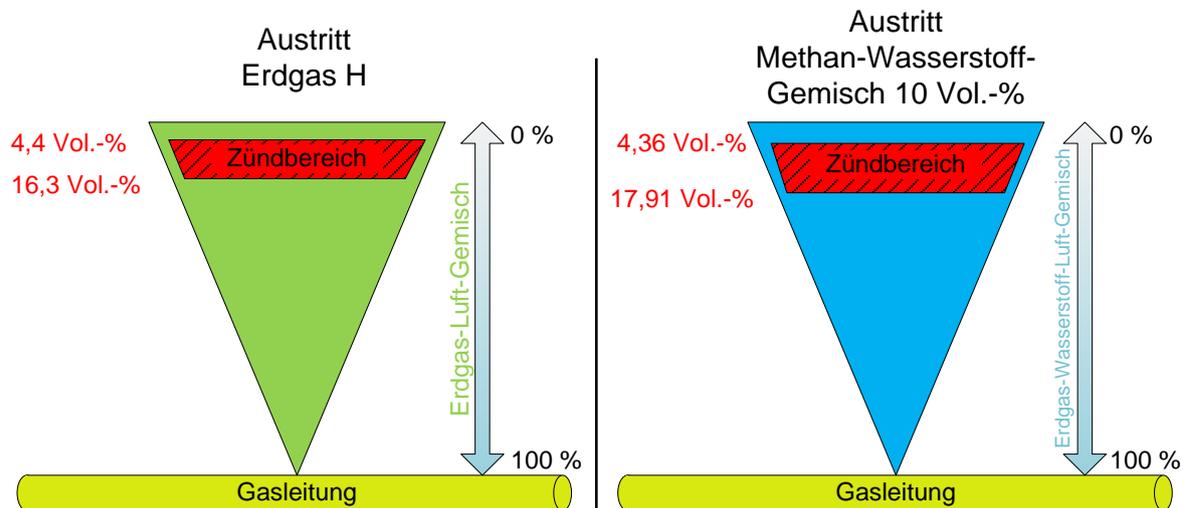
Quelle: (H.Wilkening, 2007)

8.3 Zündgrenzen

Die Zündgrenzen von CH_4 liegen zwischen 4,4 - 16,3 Vol.-% unter atmosphärischen Bedingungen. Bei einer Zumischung von bis zu 10 Vol.-% H_2 verändern sich die Zündgrenzen im Vergleich zu

Erdgas geringfügig und der Zündbereich vergrößert sich auf 4,36 bis 17,91 Vol.-%. Die Wahrscheinlichkeit der Entzündung erhöht sich bei dieser Konzentrationszumischung demnach nicht signifikant. (NATURALHY, 2009)

Abbildung 57: vereinfachte Darstellung der Zündgrenzen für unterschiedliche Gasgemische



Quelle: eigene Darstellung

8.4 Rohrleitungsbrände

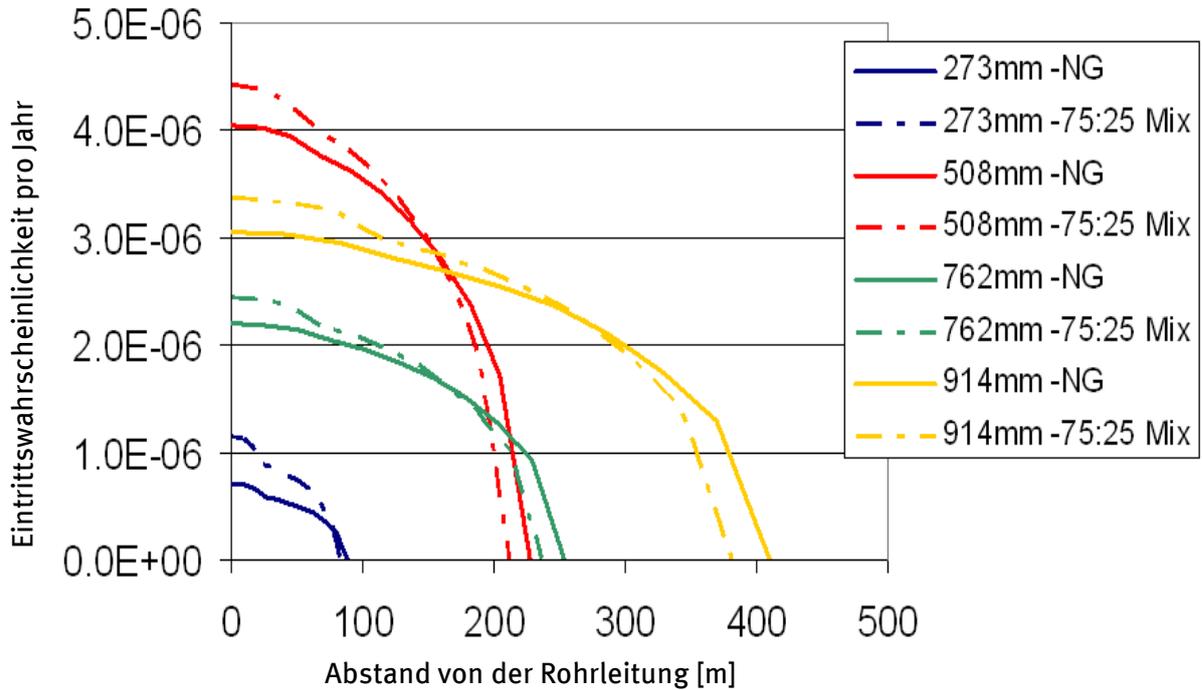
Es werden keine messbaren Unterschiede bezüglich des Flammenbildes und der thermischen Belastung (Wärmestrahlung und Hitzeentwicklung) zwischen Erdgas und einem Erdgas-Wasserstoff-Gasgemisch bis 10 Vol.-% H₂ erwartet.

Die Flammenlänge kann als eine Funktion der Energiemenge beschrieben werden. Da der Energieinhalt eines Erdgas-Wasserstoff-Gemisches niedriger ist als für Erdgas, nimmt die Länge der Flamme ab.

Das Schadensausmaß bei Rohrleitungsbränden bei einem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch bis 10 Vol.-% H₂ ist mit Bränden an Erdgas-Rohrleitungen gleichzusetzen. (NATURALHY, 2009)

Bei höheren Wasserstoffzumischungen darüber hinaus ist mit Änderungen zu rechnen. In Abbildung 58 ist das individuelle Risiko an Erdgasleitungen dargestellt. Es ist erkennbar, dass das Risiko eines Rohrleitungsbrandes im Falle einer Gasleckage bei 25 Vol.-% H₂ direkt an der Erdgasleitung steigt, aber mit zunehmender Entfernung sich der Gefahrenbereich reduziert.

Abbildung 58: Risikodarstellung in Abhängigkeit der Entfernung zur Erdgastransportleitung und dem Rohrlungsdurchmesser (in mm) für reines Erdgas (NG – natural gas) sowie Erdgas plus 25 Vol.-% Wasserstoff



Quelle: (NaturalHY, 2009)

8.5 Explosion und Explosionsschutz

Durch die Zugabe von Wasserstoff zu Erdgas erhöht sich die Explosionsstärke. Bei Konzentrationen bis 10 Vol.-% H₂ ist dieser Effekt noch nicht signifikant ausgeprägt.

Bei sehr hohen Konzentrationen (> 40 Vol.-% H₂) von Wasserstoff, ist ein deutlicher Anstieg des Überdrucks durch die Explosion und somit ein erhöhtes Schadensausmaß z.B. an Gebäuden und der Umgebung zu erwarten.

Auch die Explosionshäufigkeit⁹⁰ wird bei steigendem Wasserstoffanteil beeinflusst. Bei 5 Vol.-% H₂ steigt die Explosionshäufigkeit auf das 1,2 fache und bei einer Mischung mit 10 Vol.-% H₂ auf das 1,4-fache im Vergleich zu Erdgas an. Selbst bei einem 1,4-fachen Anstieg bleibt die resultierende Gesamteintrittswahrscheinlichkeit von Gasexplosionen in gesellschaftlich akzeptierten Bereichen (die Anzahl von technisch verursachten Erdgasexplosionen in der Erdgasverteilung geht in Deutschland pro Jahr gegen Null).

Die Auswirkungen der Explosion bzw. die Explosionsstärke wird bei einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ nicht wesentlich größer als bei Erdgas sein. (NATURALHY, 2009), (DBI, 2014)

⁹⁰ Eintrittswahrscheinlichkeit einer Explosion pro Jahr.

Die Auslegung der Ex-Zonen (Explosionsschutzzonen) kann bei geringen Konzentrationen von 2 bis 5 Vol.-% H₂ im Gasgemisch entsprechend der Auslegung für Erdgas vorgenommen werden. Dies ist möglich, da sich sowohl die Zündgrenzen als auch das Ausbreitungs- und Explosionsverhalten in diesem Bereich nur sehr geringfügig ändern⁹¹. (DBI, 2014)

8.6 Permeation

Als Permeation wird das Durchdringen eines gasförmigen Stoffes durch einen Festkörper bezeichnet. Die Permeation von Wasserstoff durch Stahl ist, im Gegensatz zur Permeation durch Kunststoffe, sehr gering. Durch ein Stahlrohr (DN 100 – d_a=114,3 mm) mit einer Wandstärke von 6 mm und einer Länge von 1.000 m permeieren bei 100 % H₂ im Rohr, bei einem Überdruck von 16 bar, etwa 0,0112 m³ (i.N.) H₂ pro Jahr. (Juilfs, 2000), (Wolf, 1975)

Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser Wert in der Praxis noch weit unterschritten wird, da die für die Permeation notwendige H₂-Sättigung an der Rohrwand sich nicht bzw. nicht kontinuierlich einstellt. Die Permeation von Wasserstoff durch Stahlrohrleitungen kann daher in der Praxis vernachlässigt werden.

Im deutschen Gasnetz werden teilweise Kunststoffrohrleitungen aus teilkristallinen Werkstoffen eingesetzt. Diese weisen unabhängig vom Medium deutlich höhere Permeationskoeffizienten auf als metallische Rohrleitungen. Für ein PE-Rohr mit einer Länge von 1.000 m, einem Außendurchmesser von 110 mm, einer Wanddicke von 10 mm und bei einem angenommenen Druck von 5 bar ergibt sich rechnerisch ein permeierendes Wasserstoffvolumen von etwa 13,87 m³ (i.N.) pro Jahr. Dieser Wert liegt wesentlich über dem von Stahl (auch bei gleichem Druck), ist aber, vor allem bei der Verlegung von Rohrleitungen außerhalb geschlossener Räume, aus sicherheitstechnischen Aspekten unbedenklich⁹². (DBI, 2014), (BASELL, kein Datum)

Bei den vom DBI durchgeführten „Permeationsuntersuchungen an Rohrleitungen“ wurden Permeationskoeffizienten für Wasserstoff durch PE100-Rohre ermittelt, die zu deutlich geringeren Permeationsraten als dem oben genannten Wert von 13,87 m³ (i.N.) H₂ pro Jahr führen. Der Grund für die Abweichungen der ermittelten Permeationskoeffizienten, im Vergleich zu den recherchierten Literaturwerten, liegt vermutlich u.a. in den unterschiedlichen Probekörpern und untersuchten PE-Werkstoffgenerationen. (BASELL, kein Datum)

Weder Beschleunigung der Alterung, noch ein erhöhter Abbau von Stabilisatoren, welche in Kunststoffen eine Verbesserung der chemischen Eigenschaften hervorrufen, konnte durch die Anwesenheit von Wasserstoff im transportierten Medium in praktischen Versuchen nachgewiesen werden. Ein Anstieg der Permeationsrate ist demnach für die Lebenszeit einer Kunststoffrohrleitung nicht zu erwarten. (Alliat, 2005)

⁹¹ DVGW-AB G 440 aktuell nur für Erdgas.

⁹² In Abhängigkeit von Druck und Rohrleitungsdimensionen müssen ggf. inhouse-Installationen in Stahl ausgeführt werden.

8.7 Leckagen

Neben den Verlusten durch Permeation müssen die Gasverluste durch Leckagen betrachtet werden. Diese sind im Allgemeinen deutlich größer und betragen in einem überwachten⁹³ Erdgasnetz (in sehr gutem Zustand) ca. 0,1 % der transportierten Energiemenge. Aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas nehmen die masse- und somit energiebezogenen Verluste trotz wachsendem Verlustvolumenstroms eines Gasnetzes mit steigender Zumischung von Wasserstoff ab.

8.8 Zusammenfassung Risikobetrachtung

Anhand der aufgeführten Ergebnisse der Risikobetrachtung für Wasserstoffkonzentrationen bis 10 Vol.-% ist von keinem erhöhten Sicherheitsrisiko gegenüber Erdgas auszugehen, wenn Instandhaltungs- und Wartungspläne, Ex-Zonen und Betriebspläne angepasst, Betreiber für Wasserstoff sensibilisiert und eigenes Personal sowie z.B. Feuerwehren speziell trainiert und vorbereitet werden.

Bei höheren Wasserstoffkonzentrationen > 10 Vol.-% bedarf es einer der Wasserstoffkonzentration angepassten schrittweisen Sicherheitsanpassung, die auch mit dem Austausch von Hardware einhergeht.

⁹³ Überprüfung des Erdgasnetzes und Durchführung notwendiger Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.

9 Kostenanalyse der Infrastrukturmstellung für den Transport wasserstoffhaltiger Gase

Die folgende Kostenanalyse soll in grober Näherung einen Überblick zu den kurz- und mittelfristigen Aufwendungen bei einem höheren Wasserstoffgehalt von bis zu max. 5 Vol.-% geben.

In den Darstellungen zur Wasserstoffverträglichkeit der Gasnetzelemente (siehe Kapitel 7, S.106) wurde deutlich, dass bis auf die Prozessgaschromatographen (PGC) und die Erdgastransportverdichter kein weiterer Anpassungsbedarf im Erdgastransportnetz bei einer Zumischung bis max. 5 Vol. % Wasserstoff notwendig ist. Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich demnach nur auf diese beiden relevanten Gasnetzelemente.

9.1 Prozessgaschromatographen

In Deutschland sind derzeit etwa 500 PGCs⁹⁴ von hauptsächlich 3 verschiedenen Herstellern im Einsatz. Mögliche weitere Anbieter werden in dieser Betrachtung vernachlässigt, da ein Marktanteil von unter 5 % zu erwarten ist.

Die Information über PGC's zur Messung von Wasserstoff in Erdgas mit den verwendeten Trägergasen sowie den Messbereichen der befragten Hersteller Elster, RMG und Marquis sind in der folgenden Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: PGC-Modelle zur Messung von H₂ im Erdgas

Typ	Trägergas	Messbereiche	Status der Zulassung
EnCal 3000 e-Gas	He	0 - 5,0 mol-% H ₂	beantragt
EnCal 3000 e-Gas	He + Ar	0 - 5,0 mol-% H ₂	beantragt
EnCal 3000 Quad	He	0 - 5,0 mol-% H ₂	geplant
EnCal 3000 Quad	He + Ar	0 - 5,0 mol-% H ₂	geplant
RMG PGC 9302 ⁹⁵	He	0 - 1,5 mol-% H ₂	zugelassen
RMG PGC 9303	He	0 - 5,0 mol-% H ₂	zugelassen
RMG PGC 9304	He + Ar	0 - 20,0 mol-% H ₂	geplant
SAM-COMplete 14K	He + Ar	0 - 25,0 mol-% H ₂	beantragt

Quelle: eigene Darstellung

Die Kosten für Umrüstungsmaßnahmen bzw. Erneuerung sind nach Angaben der Hersteller und Betreiber in Tabelle 15 dargestellt. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Peripherie weiter genutzt

⁹⁴ Eigene Befragung der Hersteller und Netzbetreiber.

⁹⁵ Zugelassen für Biogas.

werden kann. In den dargestellten Gesamtkosten sind Aufwendungen für Technik und Personal enthalten.

Tabelle 15: Kosten für Umrüstung und Erneuerung für PGC

Hersteller (anonymisiert)	Kosten Umrüstung PGC	Kosten Erneuerung ^{96*} PGC
A	25.000 EUR	80.000 EUR
B	55.000 EUR	80.000 EUR
C	46.000 EUR	69.000 EUR

Quelle: eigene Darstellung

Als Mengengerüst für eine erste quantitative Kostenabschätzung zur Realisierung einer eichamtlichen Messung (bis 5 Vol.-% H₂) wurde die Gesamtanzahl von 500 Stück PGC zu Grunde gelegt. Die Anzahl der umrüstungs-fähigen PGC liegt in Summe näherungsweise etwa unter 10 %. Aus diesem Grund werden nachfolgend lediglich die Kosten für die Erneuerung der PGC berücksichtigt. Die ermittelten Gesamtprojektierungskosten belaufen sich in Rücksprache mit den Herstellern und Betreibern auf ca. 110.000 EUR.

► 500 Stück PGC x 110.000 EUR = ca. 55 Mio. EUR

In diesem Zusammenhang ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Zuge von „natürlichen“ Erneuerungsmaßnahmen im Gasnetz zukünftig vermehrt PGC eingesetzt werden, die über eine Wasserstoffmessung verfügen. Die dadurch unvermeidbaren Kosten sind im Rahmen der hier vorgenommenen Kostenabschätzung nicht oder nur anteilig berücksichtigt. Dementsprechend handelt es sich hierbei um eine konservative Kostenbetrachtung.

⁹⁶ Gesamtprojektierung der Gasnetzbetreiber liegt über den angegebenen Kosten.

9.2 Erdgastransportverdichter

Die Kostenschätzung für die Erdgastransportverdichter muss differenziert in Bezug auf den Verdichter und die für die Antriebsleistung notwendige Gasturbine durchgeführt werden.

Verdichter

Gastransportunternehmen sind verpflichtet, ihre vertraglich festgelegten Lieferbedingungen, wie Energiemengen (kWh/h) und Enddruck, einzuhalten. Mit steigendem Wasserstoffanteil im Erdgas nimmt der Heizwert ab. Dieser „Verlust“ von Energie muss durch eine höhere Liefermenge kompensiert werden. Die Leistungsaufnahme des Verdichters nimmt bei einem H₂-Anteil von 5 Vol.-% (Erdgas H, Russland) um ca. 12 % zu. Die gestiegene Antriebsleistung erfordert ggf. einen Austausch des Antriebs. In der Regel sind Transportleitungen und die zugehörigen Verdichterstationen mit einer Sicherheit hinsichtlich der maximalen technischen Kapazität ausgelegt. Die, wenn überhaupt, nur wenige Tage im Jahr vollständig ausgenutzt wird. Ein Austausch bzw. Ersatz des Antriebes wäre unter diesen Bedingungen wirtschaftlich nicht darstellbar. Die Anpassung der Lieferverträge bzw. der buchbaren Kapazitäten stellt die kostengünstigere Alternative dar. Zusätzlich ist ggf. eine Modifikation der Erdgasverdichter erforderlich (Open Grid Europe GmbH, 2011).

Gasturbine

Grundsätzlich werden im deutschen Erdgastransportnetz Gasturbinen für den Antrieb der Verdichter eingesetzt. Im Gegensatz zu den Verdichtern am Erdgasspeicher, wo aufgrund der zunehmend vom Gasmarkt getrieben fluktuierenden Ein- und Ausspeisung elektrische Antriebe (vornehmlich bei Kavernenspeichern) eingesetzt werden. Diese stellen sich vor allem im Betrieb wirtschaftlicher dar als Gasturbinen. Die häufigen mitunter untertägigen Start- und Stoppvorgänge (Lastwechsel) rufen bei Gasturbinen höhere Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen hervor.

Aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2014 (NEP) (Pressl Jeremias, 2014) geht hervor, dass im dt. Erdgastransportnetz 70 Verdichterstationen mit insgesamt 236 Verdichtereinheiten und einer Gesamtleistung von 2.542 MW Leistung installiert sind. Auf den Netzbetreiber Open Grid Europe entfallen alleine 27 Verdichterstationen mit 97 Verdichtereinheiten und eine Gesamtleistung von 1.000 MW. Die über die einzelnen Netzbetreiber gemittelte Leistung beträgt 12,87 MW pro Verdichtereinheit.

Der NEP Gas führt in Abhängigkeit der unterschiedlichen Leistungen spezifische Kosten für den Zu- bzw. Neubau von Verdichtereinheiten (Maschineneinheiten) auf. Die ermittelte mittlere Leistung der Verdichtereinheiten in Deutschland sind der Leistungsklasse 12-15 MW in Tabelle 16 zuzuordnen. Generell sind die notwendigen Kostenaufwendungen für das Um- oder Neuausrüsten der Verdichterstationen deutlich höher als von Prozessgaschromatografen.

Tabelle 16: Plankostenansätze für Verdichterstationen

Leistungsklasse	Zubauten auf vorhandenen Stationen [Mio. €]			Neubau von Stationen [Mio. €]			
	+1 ME ⁹⁷	+2 ME	+3 ME	1+1 ME	2+1 ME	3+1 ME	4+1 ME
[MW]							
8-11	37	59	82	72	96	120	143
12-15	42	69	95	82	109	136	163
16-26	59	101	139	114	154	196	237
27-34	66	112	155	125	170	216	261

Quelle: Netzentwicklungsplan Gas 2014

Unabhängig der Verdichterart müssen in Abhängigkeit der unterschiedlichen Wasserstoffkonzentrationen in der betrachteten Transportleitung und den zugehörigen Wasserstoffverträglichkeiten bzw. Leistungsbereitstellungen der Verdichtereinheiten zukünftig Neu-/Ersatzbauten durchgeführt werden.

9.3 Zusammenfassung

Es ist kurzfristig nicht zu erwarten, dass selbst bei optimalen technischen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine flächendeckende Wasserstoffeinspeisung in Deutschland erfolgen wird. Die notwendigen Maßnahmen an den Verdichterstationen und PGC würden sich demnach zeitlich signifikant entzerren und die Kosten über einen Zeitraum von mehreren Jahren verteilen. Bei einer sorgfältigen Planung können zudem die Verdichtereinheiten, die bedingt durch die Laufzeit und dem Abschreibungszeitraum ab sofort erneuert werden, auf die zu erwartenden Gasqualitäten abgestimmt werden. Zusätzliche spezifische Kosten durch die Wasserstoffeinspeisung (bis ca. 10 Vol.-%) würden somit entfallen.

Zusammenfassend muss von einer Mischkalkulation ausgegangen werden, die nicht in absoluten Zahlen dargestellt werden kann. Der Einfluss der unterschiedlichen Wasserstoffkonzentrationen auf die Wasserstoffverträglichkeit der Gasturbinen, das Alter der installierten Verdichtereinheiten, die Leistungen der Verdichtereinheiten sowie –stationen, die Möglichkeit, Lieferverträge anzupassen und die angepassten Erneuerungsmaßnahmen der PGC lassen in Summe keine fundierte und belastbare Gesamtdarstellung der aufzuwendenden Kosten und realisierbaren Zeithorizontes zu.

⁹⁷ ME – Maschineneinheit = Verdichtereinheit.

10 Potenziale für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland

In diesem Kapitel sollen die möglichen Aufnahmepotenziale für erneuerbaren Wasserstoff in der deutschen Gasinfrastruktur untersucht werden. Die detaillierten Analysen der gaseitigen Potenziale werden hinsichtlich der stromseitigen Angebotsituation auf Basis der dena-Netzregionen regional differenziert eingeordnet.

Die dena-Netzregionen basieren auf dem durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Regionenmodell für den Stromtransport in Deutschland. Darin werden die vier Regelzonen in Deutschland in insgesamt 20 Regionen unterteilt (siehe spätere Abbildung 59), davon zwei Regionen für die Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee. Diese beinhaltet Regionen werden jeweils durch Erzeugungs- und Lastschwerpunkte charakterisiert. Die Unterteilung hat den Zweck, die weiträumigen Übertragungsaufgaben zwischen diesen jeweiligen Erzeugungs- und Lastschwerpunkten hervorzuheben (EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, 2009).

Vorab ist festzuhalten, dass die nachfolgende Analyse vom heutigen Gasverbrauch und der heutigen Gasnetzinfrastruktur ausgeht. Im Laufe des Transformationsprozesses hin zu einer regenerativen Energieversorgung können sich erhebliche Anpassungen, wie beispielsweise veränderter Gasabsatz aufgrund geringeren Raumwärmebedarfes o.ä., ergeben. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass derzeit nur im sehr geringen Maße und lokal begrenzt Stromüberschüsse bzw. Abregelungen erneuerbarer Energieanlagen erfolgen. Für die Ableitung von potenziellen Einspeisepunkten in das deutsche Gasnetz war es daher notwendig, ein Stromszenario mit einem größeren Anteil der regenerativen Erzeugungsleistung zu Grunde zu legen. Hierfür wurde im Wesentlichen der Szenariorahmen des Szenarios B der Leitstudie 2011 verwendet (Nitsch, et al., 2012). Es wurde sowohl die EE-Einspeisung des 85 % EE-Szenarios als auch der konventionelle Kraftwerkspark entsprechend übernommen.

Die vorgenommenen Betrachtungen haben somit einen orientierenden Charakter, da die genaue Bestimmung von Vorzugsstandorten eine komplexe Verschneidung dynamischer Strom- und Gasnetzmodelle erfordert.

10.1 Ermittlung des Gasabsatzes

Das Gasnetz verfügt über ein hohes Potenzial, große Gasmengen aufzunehmen, zu verteilen und in den angeschlossenen Untergrundspeichern (UGS) zu speichern. Der Gasfluss unterliegt dynamischen Schwankungen und ist darüber hinaus regional in Deutschland unterschiedlich, sodass mithilfe von Annahmen und definieren von Regionen eine Basis für die Bestimmung des Aufnahmepotenzials regenerativer Gase geschaffen wird.

10.1.1 Methodik

Um die spätere Verschneidung von Strom- und Gasdaten zu ermöglichen, erfolgt eine regionale Betrachtung mithilfe der dena-Netzregionen. Auf Basis des Gasabsatzes auf Kreis- und Gemeindeebene erfolgt die Abschätzung der regionenspezifischen Aufnahmekapazitäten der

jeweiligen Gasinfrastruktur. Dadurch wird eine Abschätzung der Kapazitäten des Gasnetzes zum regionalen und Regionen überschreitenden Energietransport ermöglicht, ohne die Topologie und Parameter des Gasnetzes im Detail zu kennen.

10.1.1.1 Methodik zur Bestimmung des Gasabsatzes

Grundlage der Analyse ist die Ermittlung des Gasabsatzes auf Gemeindeebene. Aufgrund der zur Verfügung stehenden Daten, erfolgte dies in mehreren Teilschritten:

- ▶ Rohdatenermittlung des Gasabsatzes auf Versorger- bzw. Verteilnetzebene [BDEW 2011] sowie Zuordnung der Gemeinden zu den Netzgebieten [LUTUM 2012],
- ▶ Ermittlung des Gasabsatzes pro Gemeinde,
- ▶ Zuordnung der Gemeinden zu den dena-Netzregionen,
- ▶ Ermittlung der Monatswerte pro dena-Netzregion.

Zur Ermittlung des Gasabsatzes auf Versorger- bzw. Verteilnetzebene wurde auf die Daten der Gasstatistik des BDEW [BDEW 2011] zurückgegriffen. Diese enthält Daten zur Gasabgabe von 487 Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen für das Jahr 2011. Die Informationen zur Gasabgabe der Netzbetreiber liegen jeweilig als Jahreswerte vor, deren Verteilung auf Monatswerte auf Basis entsprechender Daten des BDEW erfolgt. Da nicht von allen Gasversorgern Daten zum Gasabsatz verfügbar sind, wurden Ersatzwerte für die Gemeinden berechnet, welche zwar gasversorgt sind, für die jedoch keine entsprechenden Informationen in der BDEW-Statistik vorliegen. Dazu wurde ein mittlerer Gasabsatz pro Einwohner für jeden Netzbetreiber aus den vorhandenen Daten ermittelt, der daraufhin nach der Bevölkerungsdichte pro Netzbetreiber klassifiziert wurde. Für Gemeinden ohne zugeordneten Gasabsatz wurde dieser, basierend auf der Einwohnerzahl und Bevölkerungsdichte, berechnet und entsprechend zugewiesen. Gemeinden, die basierend auf den zugrunde liegenden Datenbanken nicht gasversorgt sind, wird kein Gasabsatz zugewiesen.

1. Schritt: Rohdatenermittlung Gasabsatz Deutschland

Nachfolgend sind die verwendeten Rohdaten aufgeführt:

- ▶ BDEW-Statistik [BDEW 2011]: Gesamt-Jahresgasabsatz pro Netzbetreiber an Letzverbraucher (umfasst Haushalte, Industrie, Kraftwerke und sonstige)
- ▶ Lutum+Tappert: Netzbetreiber pro Gemeinde (über amtlichen Gemeindeschlüssel)
 - Herausforderung: pro Gemeinde/Postleitzahlgebiet/Ort gibt es zum Teil mehrere Netzbetreiber.
 - Es wurde daher aus dieser alphabetisch sortierten Liste für diesen speziellen Fall der Netzbetreiber pro Gemeinde als einziger Netzbetreiber festgelegt, der für diese Gemeinde an erster Stelle in der Liste stand. Die dadurch womöglich auftretende Ungenauigkeit bei der Zuordnung der Jahresgasabsätze auf die definierten dena-Netzregionen wird als nicht signifikant beurteilt.
- ▶ Gemeindeverzeichnis des Statistisches Bundesamtes:
 - Zensus 2011: Einwohnerzahl pro Gemeinde
 - jährlicher Bericht 31.12.2011: Fläche pro Gemeinde
- ▶ GIS-Karte dena-Netzregionen
- ▶ GIS-Karte Gemeinden Deutschland Quelle: GeoBasis-DE / BKG 2012

- ▶ GIS-Karte Gemeinden Deutschland Quelle: OpenStreetMap 2014

2. Schritt: Ermittlung des Gasabsatzes pro Gemeinde

Der jährliche Gasverbrauch für jede gasversorgte Gemeinde wurde entsprechend der nachfolgend dargestellten Schritte ermittelt:

- ▶ Aufsummierung der versorgten Einwohner pro Netzbetreiber,
- ▶ Ermittlung des Gasabsatzes pro Einwohner für jeden Netzbetreiber,
- ▶ Zuordnung des Gasabsatzes pro Gemeinde: Produkt aus Gemeindeeinwohnerzahl und Gasabsatz pro Einwohner des zugeordneten Netzbetreibers,
- ▶ Gemeinden, bei denen eine Zuordnung zu einem Netzbetreiber nicht möglich war:
 - Gemeinden, bei denen bereits ein Gasabsatz zugeordnet ist
 - Ermittlung der Bevölkerungsdichte pro **Netzbetreiber**,
 - Bestimmung von Bevölkerungsdichte-Klassen,
 - Berechnung des Mittelwertes des Gasabsatzes pro Einwohner pro Bevölkerungsdichte-Klasse
 - Zuordnung bisher unberücksichtigter Gemeinden
 - Einteilung der Gemeinden zu jeweiliger Klasse „Bevölkerungsdichte“,
 - Multiplikation des Gasabsatz-Klassenmittelwertes pro Einwohner mit der Einwohnerzahl der Gemeinde.

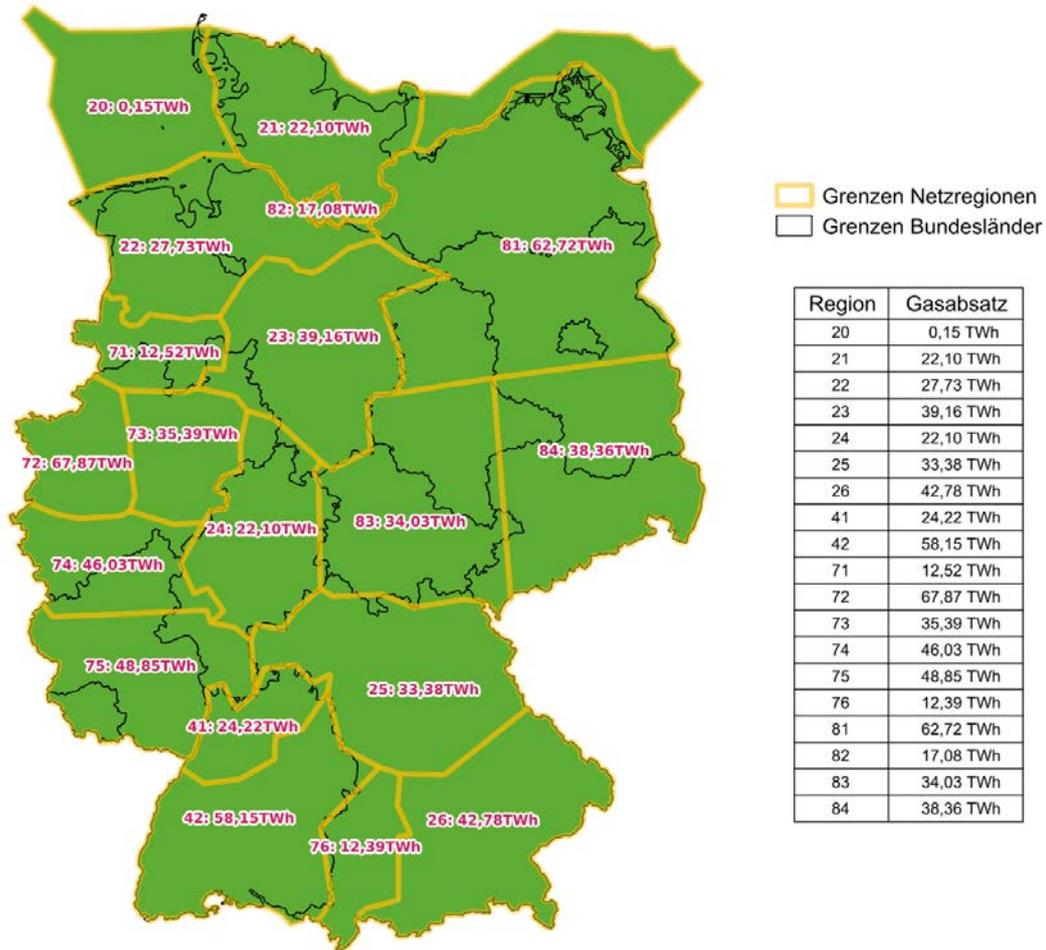
3. Schritt: Zuordnung der Gemeinden zu den dena-Netzregionen mithilfe GIS-Datenbank

Der Gasabsatz pro dena-Netzregion wurde wie folgt berechnet:

- ▶ Ermittlung der Flächenschwerpunkte pro Gemeinde,
- ▶ Verschneidung der Flächenschwerpunkte mit den Polygonen der Netzregionen, woraus eine Zuordnung der Gemeinden pro dena-Netzregion resultiert und
- ▶ Aufsummierung der Gasabsätze der Gemeinden pro Netzregion.

Im Resultat wurden für die dena-Netzregionen der Jahresgasabsatz bestimmt, wie in Abbildung 59 dargestellt ist.

Abbildung 59: Darstellung des spezifischen Jahresgasabsatzes pro dena-Netzregion.



Quelle: eigene Darstellung, DBI

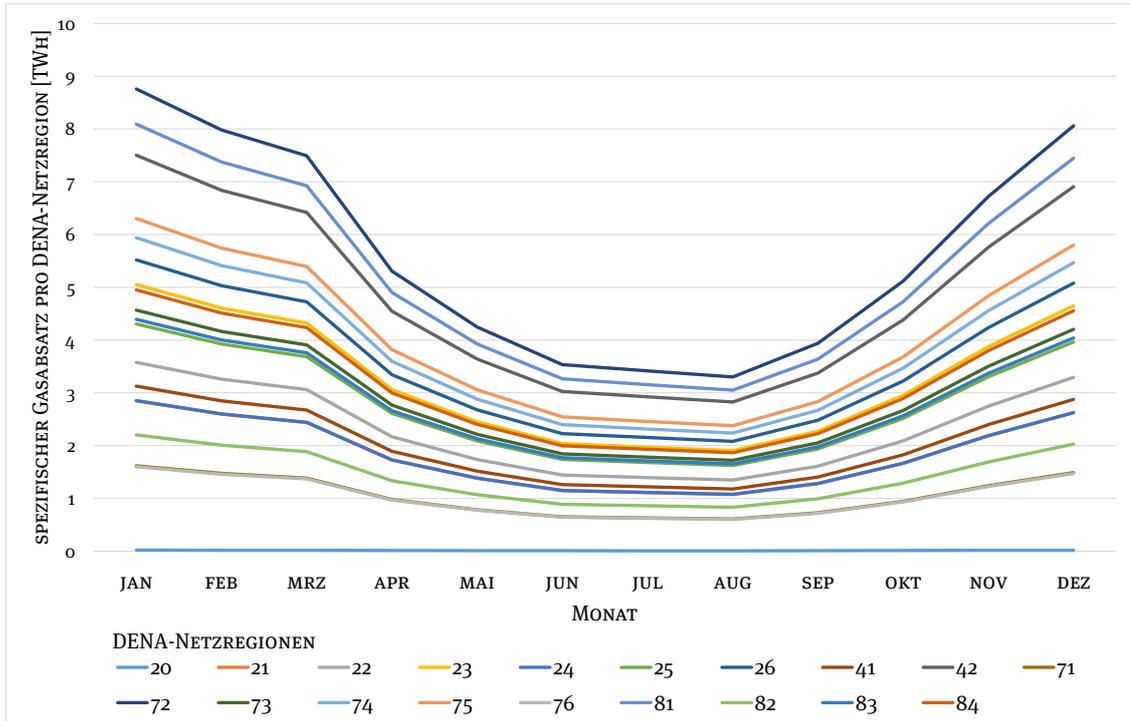
4. Schritt: Ermittlung der Monatswerte pro dena-Netzregion

Die Monatswerte des Gasabsatzes pro dena-Netzregion zur Verschneidung mit der Angebotsseite wurden wie folgt ermittelt:

- ▶ BDEW „Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland“: 10-jähriges Mittel für Monatswerte für Gesamtdeutschland,
- ▶ Neue Skalierung der Monatswerte auf das Jahr 2011 (Gesamtgasabsatz 2011 durch hergeleitete und berechnete Werte der Gemeinden) und
- ▶ Aufteilung des Gasabsatzes pro Monat pro Netzregion durch prozentualen Anteil pro Netzregion am Gesamtjahr.

Die monatlichen Gasabsätze pro dena-Netzregion werden in der folgenden Abbildung 60 veranschaulicht.

Abbildung 60: Darstellung des monatlichen Gasabsatzes in der jeweiligen dena-Netzregion.

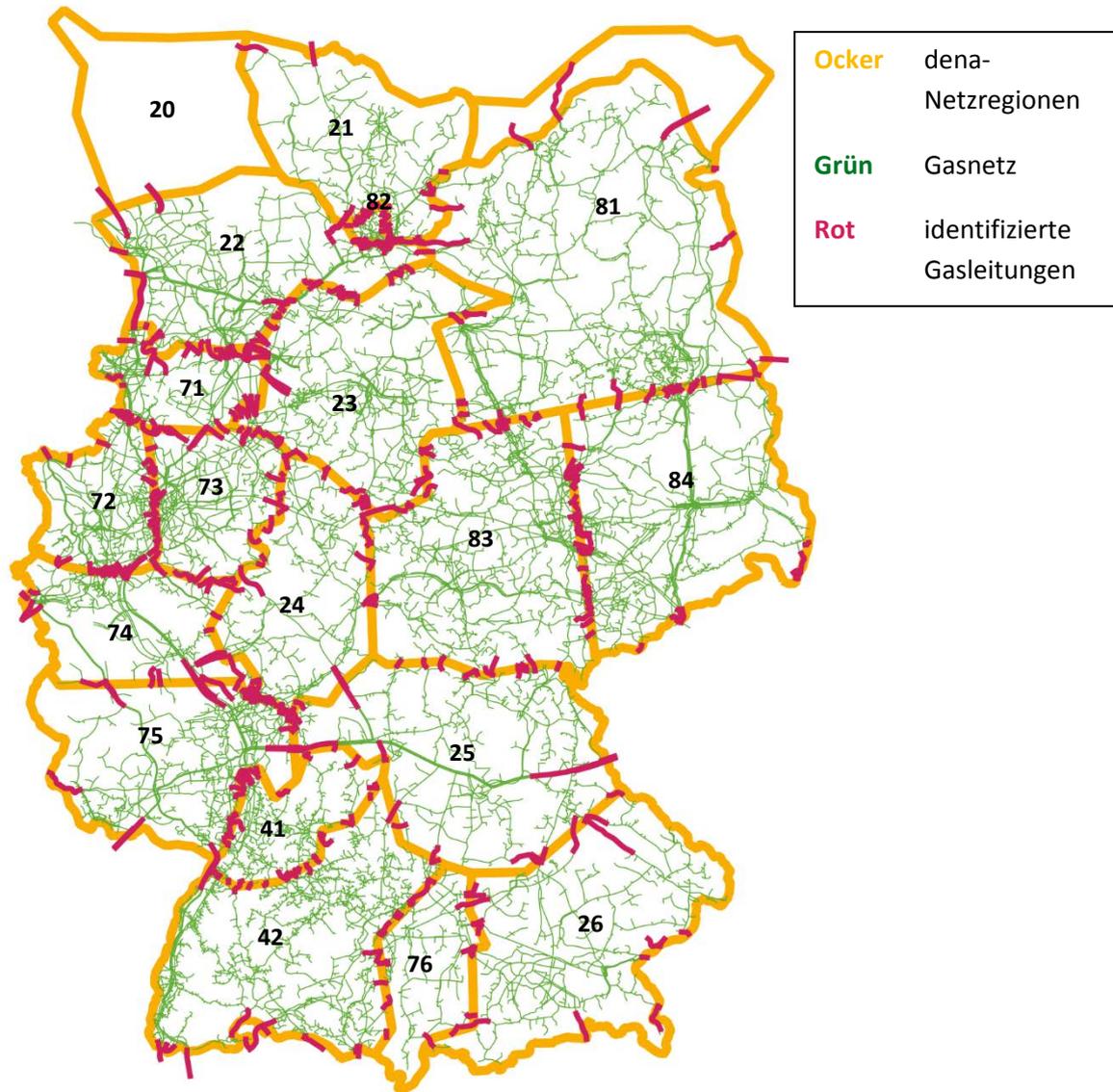


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen,

10.1.1.2 Methodik zur Bestimmung relevanter Gasleitungen

Mithilfe der GIS-Daten wurden potenziellen Gasleitungen zur Wasserstoffeinspeisung identifiziert. Diese Gasleitungen kreuzen dena-Netzregionengrenzen und sind somit für einen Gastransport zwischen den dena-Netzregionen geeignet. Insgesamt konnten somit 588 Gasleitungen identifiziert werden (national und international). In Abbildung 61 ist das Ergebnis dieser Vorgehensweise dargestellt.

Abbildung 61: Darstellung der potenziellen Gasleitungen, die ggf. für einen Gastransport zwischen den dena-Netzregionen geeignet sind.



Quelle: eigene Darstellung, DBI

10.1.2 Zusammenfassung

Erwartungsgemäß ist der Gasdurchsatz in den Sommermonaten geringer als in den Wintermonaten. Folglich wird die mögliche Zumischung von Wasserstoff über das Jahr schwanken. Bedingt durch die Einwohneranzahl und der damit verbundenen Struktur (z.B. Industrie, Kraftwerke und Gewerbe) weisen die unterschiedlichen dena-Netzregionen unterschiedliche große Gasabsätze sowie Gasleitungen auf. Netzregionen mit Ballungsgebieten besitzen einen hohen Gasabsatz einhergehend mit einem dichten Erdgasnetz (hohe Anzahl an kreuzenden Erdgasleitungen zwischen den einzelnen Netzregionen). Die dena-Netzregionen 81 und 72 weisen zwar den höchsten Jahresgasabsatz pro Jahr auf, allerdings umfassen sie unterschiedliche Gebietsgrößen und kreuzende Gasleitungen. Schätzungsweise ist die dena-

Netzregion 81 flächenmäßig um das 8-Fache größer als 72, besitzt aber dennoch einen geringeren Gasabsatz und kreuzende Gasleitungen (siehe Abbildung 61). Diese Berechnungen bilden die Basis der nachfolgenden Betrachtungen zur möglichen Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz und Transport zwischen den Regionen.

10.2 Möglichkeiten zur Stromeinspeisung von Überschüssen in den dena-Netzregionen

In diesem zweiten Abschnitt sollen die zuvor identifizierten Aufnahmekapazitäten der deutschen Gasinfrastruktur hinsichtlich der stromseitigen Angebotsituation bewertet werden. Hierzu sollen Aufnahmekapazitäten der nationalen Gasinfrastruktur mit Überschusszeitreihen aus einer Kraftwerkseinsatzsimulation des BMU-Projekts „Power-to-Gas - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kWel-Maßstab“ verschnitten werden (Fraunhofer IWES, 2014). Wohlwissend, dass unter diesen Annahmen der heutige Status quo im Gasmarkt mit einer langfristigen Situation im Strommarkt verknüpft wird. Diese Vorgehensweise wird dennoch als zweckmäßig erachtet, um erste Anhaltspunkte für sinnvolle Wasserstoffeinspeisestellen in der deutschen Gasnetzinfrastruktur zu identifizieren.

10.2.1 Methodik

Der zugrunde gelegte Szenariorahmen für das Jahr 2050 basiert im Wesentlichen auf dem Szenario B der Leitstudie 2011 (Nitsch, et al., 2012), das heißt sowohl die EE-Einspeisung des 85 % EE-Szenarios als auch der konventionelle Kraftwerkspark wurden entsprechend übernommen. Die im Szenariorahmen angenommenen Leistungskapazitäten der Erzeugungstechnologien sind in der folgenden Tabelle 17 dargelegt.

Tabelle 17: Erzeugungskapazitäten des betrachteten Szenariorahmens

Erzeugungstechnologie	Installierte Erzeugungsleistung in GW
Wind Onshore	54,27
Wind Offshore	34,50
Fotovoltaik	79,03
Bio-HKW	1,87
Wasserkraft	5,20
Geothermie	3,38
Summe unflexible Erzeugung	178,25
Biogas-BHKW	2,55
Erdgas-BHKW	6,57
KWK	16,05
Braunkohle	2,74
Steinkohle	3,08
Erdgas GuD	10,90
Gasturbine	10,06
Pumpspeicher (Turbine)	7,88
Summe flexible Erzeugung	59,84

Quelle: eigene Annahmen auf Basis des Szenario B der Leitstudie 2011 (Nitsch, et al., 2012)

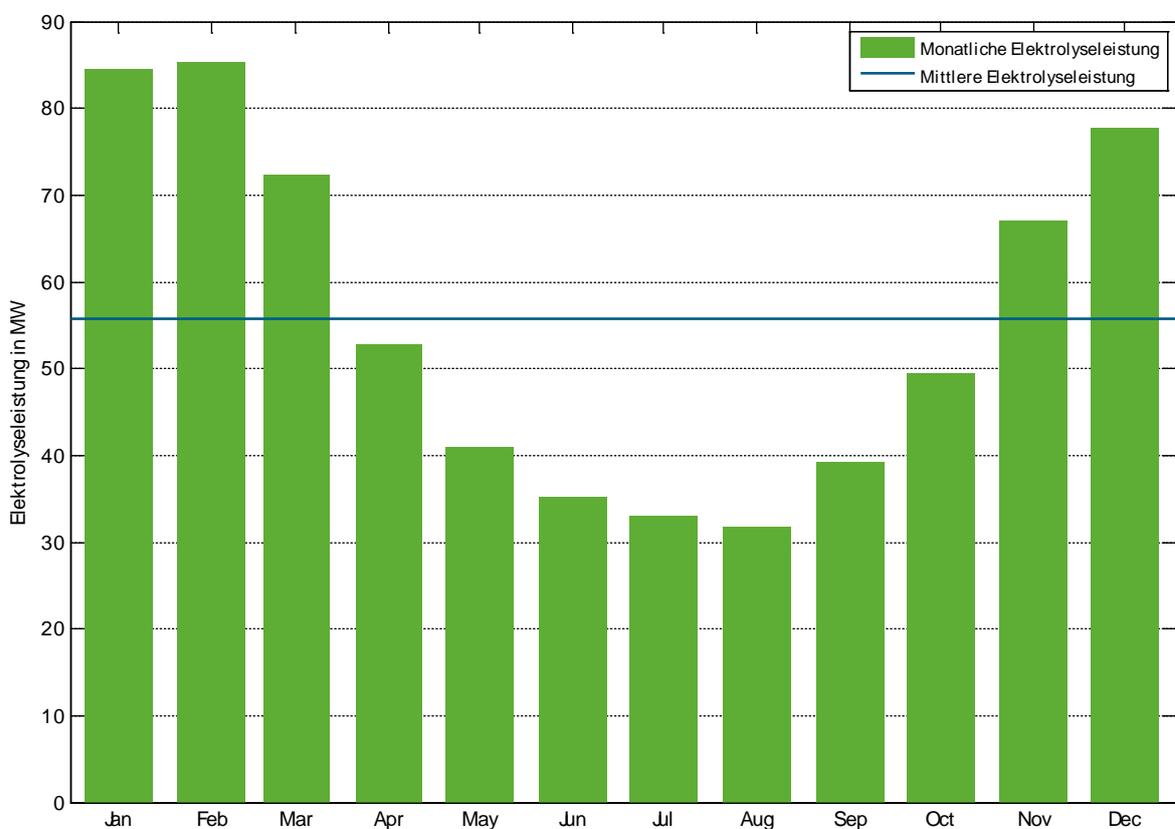
Im Betrachtungsszenario wurde weiterhin das Wetter- bzw. Klimareferenzjahr 2006 unterstellt. Die im Rahmen der hier angestellten Analysen betrachteten Überschusszeitreihen⁹⁸ sind Elektrolyseeinsatzzeitreihen und resultieren aus der für das Szenario durchgeführten gemischt-ganzzahligen Kraftwerks- und Speichereinsatzsimulation in Deutschland mit europäischen Import- bzw. Exportaustauschzeitreihen. Im simulierten Szenario beläuft sich die Gesamtenergiemenge für den Elektrolyseeinsatz im Rahmen des Lastmanagements auf ca. 44,2 TWh, wovon der Großteil marktbasierend und nur ein geringer Anteil mit einer Energiemenge von ca. 3,9 TWh netzbasierend erfolgt. Die räumliche Auflösung der verfügbaren Elektrolyseeinsatzzeitreihen entspricht den dena-Netzregionen.

Für die nationalen Überschussbetrachtungen werden für jede dena-Netzregion (nur Onshore-Netzregionen) die jeweiligen Elektrolyseeinsatzzeitreihen mit den zuvor quantifizierten Aufnahmekapazitäten Gasinfrastruktur verschnitten und dargestellt. Da die Elektrolyseeinsatzzeitreihen in stündlicher Auflösung, die Aufnahmekapazitäten im Erdgasnetz jedoch nur als Monatswerte vorliegen, kommt der Auslegung der Elektrolyseleistung eine wichtige Rolle zu. Im gesamten Jahresverlauf kommt es nur selten zu längeren zusammenhängenden Überschussituationen. Vornehmlich treten die Überschüsse kurzzeitig und mit großen Leistungsspitzen auf, die nur durch große Elektrolyseleistungen mit tendenziell

⁹⁸ In dem zu Grunde gelegten Szenario wurden Annahmen zum Stromverbrauch, zur Flexibilisierung des Stromverbrauches, zur regionalen Verteilung der Erzeugung etc. sowie zu anderen Rahmenbedingungen getroffen. Änderungen dieser Rahmenbedingung können entsprechende Änderungen der nachfolgenden Ergebnisse hervorrufen.

geringer Auslastung aufgenommen werden können. Daher würde eine Betrachtung allein auf bilanzieller Basis zu einer deutlichen Überschätzung der im Erdgasnetz aufnehmbaren Strommengen führen. Weil eine Leistungsauslegung der Elektrolyse auf die maximale Überschussleistung hinsichtlich der daraus resultierenden niedrigen Auslastung ökonomisch unvernünftig scheint (siehe hierzu auch die Überschusscharakteristik in Abbildung 66), wird für die nachfolgenden Betrachtungen eine mittlere Elektrolyseleistung bestimmt. Zu deren Bestimmung wird regionenspezifisch für jeden Betrachtungsmonat eine Elektrolyseleistung ermittelt, die sich aus der Umlegung der gasseitigen monatlichen Aufnahmekapazität auf die Stundenanzahl des Monats ergibt (siehe folgende Abbildung 62).

Abbildung 62: Beispieldarstellung der monatlichen und mittleren Elektrolyseleistung in Netzregion 81 bei 2 Vol.-% eH₂ im Erdgasnetz.



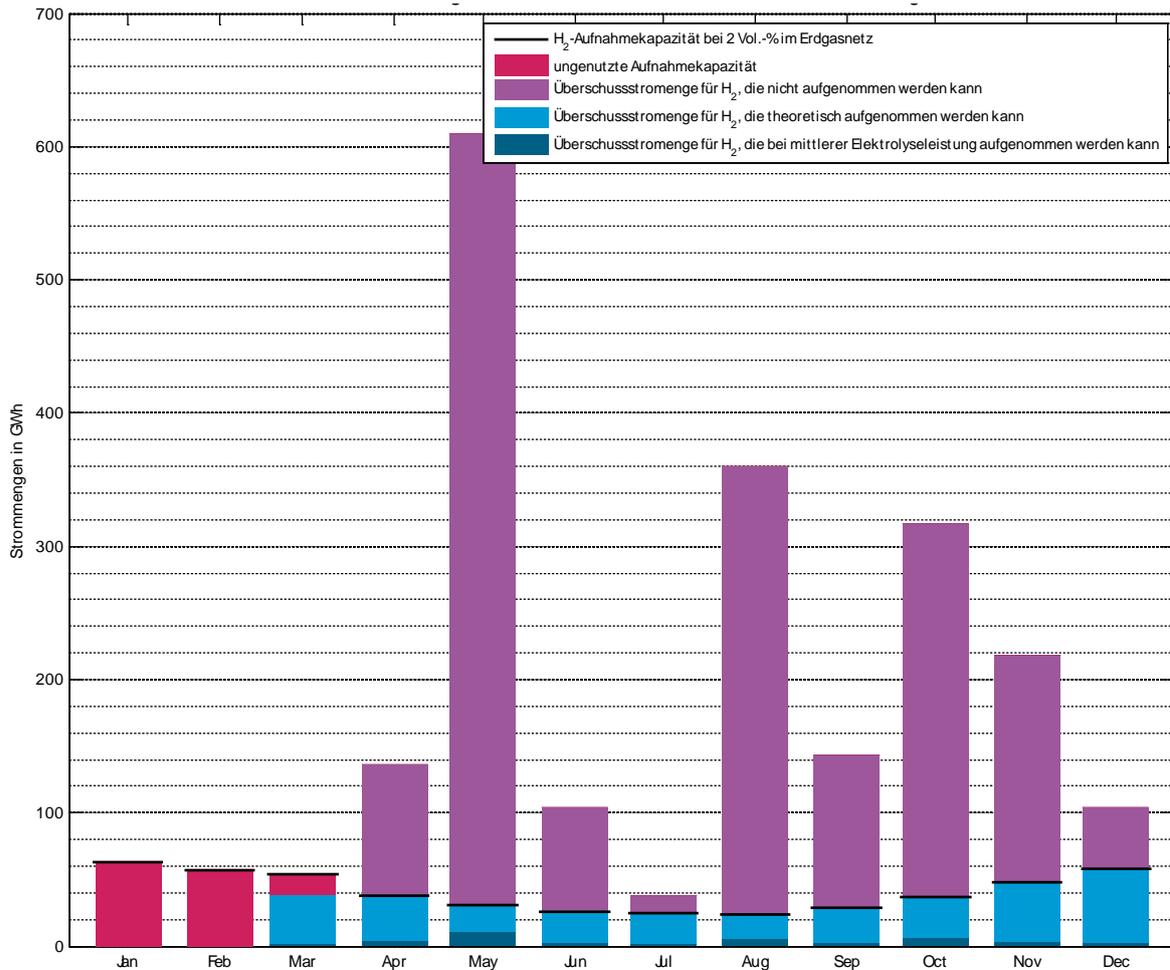
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Die mittlere Elektrolyseleistung jeder dena-Netzregion entspricht dem Mittelwert aller monatlichen Elektrolyseleistungen der Region und wird in den Ergebnisgrafiken (siehe Abbildung 64 und Abbildung 65) mitausgewiesen.

Abbildung 63 zeigt die monatliche Betrachtung der Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme im Erdgasnetz am Beispiel der Netzregion 81. Die berechnete mittlere Elektrolyseleistung beträgt 55,8 MW. Entsprechend der unterschiedlichen Überschüsse erfolgt eine unterschiedlich starke Auslastung dieser Anlage. Beispielsweise sind in den Wintermonaten Januar und Februar keine Stromüberschüsse vorhanden, die zur Wasserstoffeinspeisung genutzt werden könnten

(Abbildung 63, roter Balken). Im Monat Mai kann ein Teil der Überschüsse in Wasserstoff (dunkelblauer Balken) umgewandelt werden, entsprechend der angenommenen Auslegung der Elektrolyseanlage können jedoch nicht alle Überschüsse umgewandelt und eingespeist werden (hellblauer Balken). Die lilanen Balken zeigen die Stromüberschüsse, die selbst bei vorhandener Elektrolyseleistung nicht vom Gasnetz in Form von Wasserstoff aufgenommen werden könnten.⁹⁹

Abbildung 63: Beispieldarstellung der Überschussstrommengen für die eH₂-Aufnahme in der Gasinfrastruktur in Netzregion 81 bei 2 Vol.-% H₂ im Erdgasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

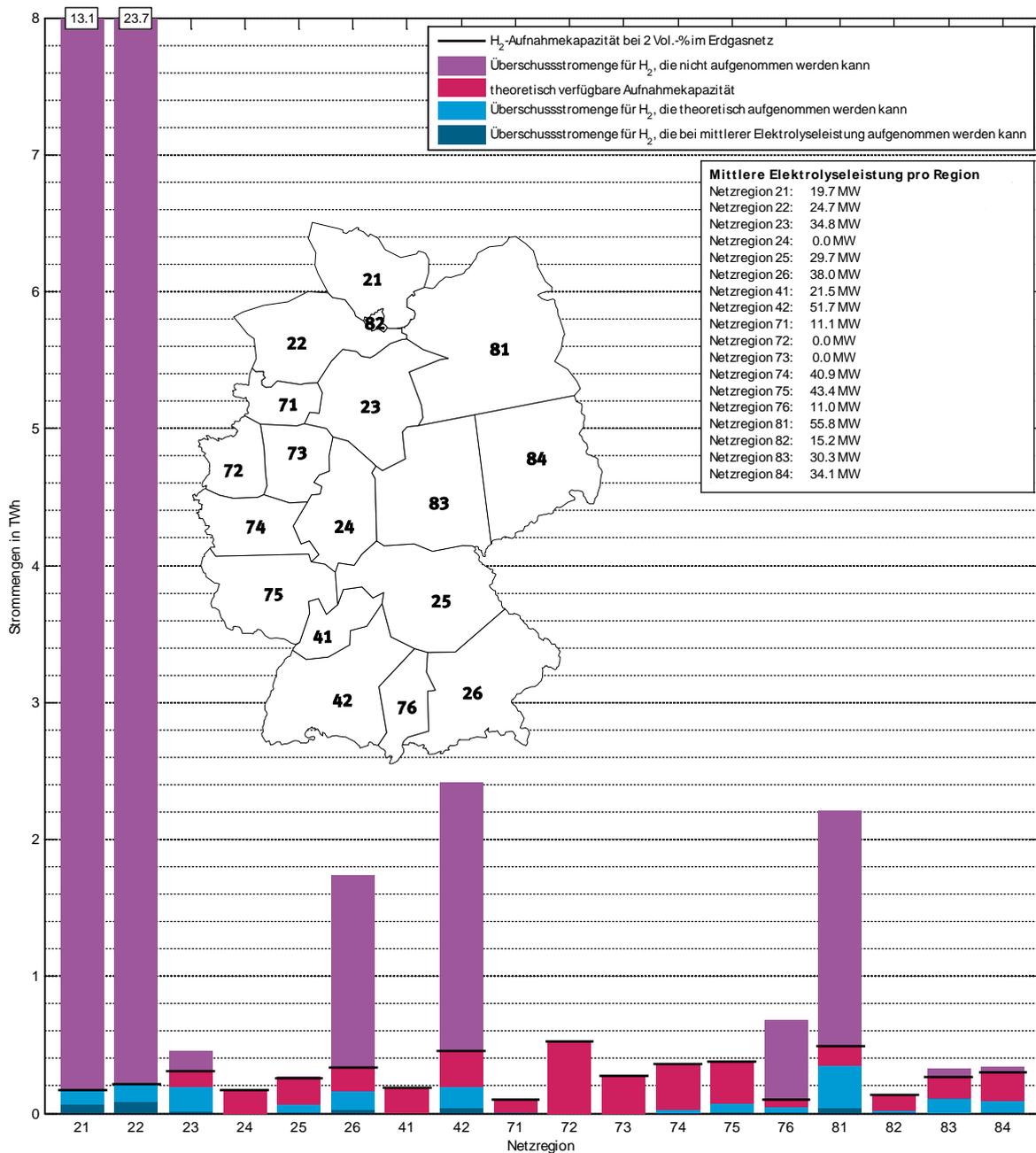
10.2.2 Ergebnisse

Entsprechend der beschriebenen Methodik wurden die Berechnungen für alle Netzregionen durchgeführt. Die regionale Verteilung ist in Abbildung 64 dargestellt. Weiterhin wurden zwei Varianten der Wasserstofftoleranzen in Gasnetz betrachtet. Die zusammengefassten Ergebnisse aller Regionen für die Wasserstofftoleranz in Höhe von 5 Vol.-% H₂ ist in Abbildung 65 dargestellt. Der Unterschied zwischen den beiden Wasserstofftoleranzvarianten zeigt sich im Wesentlichen in

⁹⁹ Unter der Voraussetzung einer maximal zulässigen Wasserstoffzumischung von 2 Vol.-%.

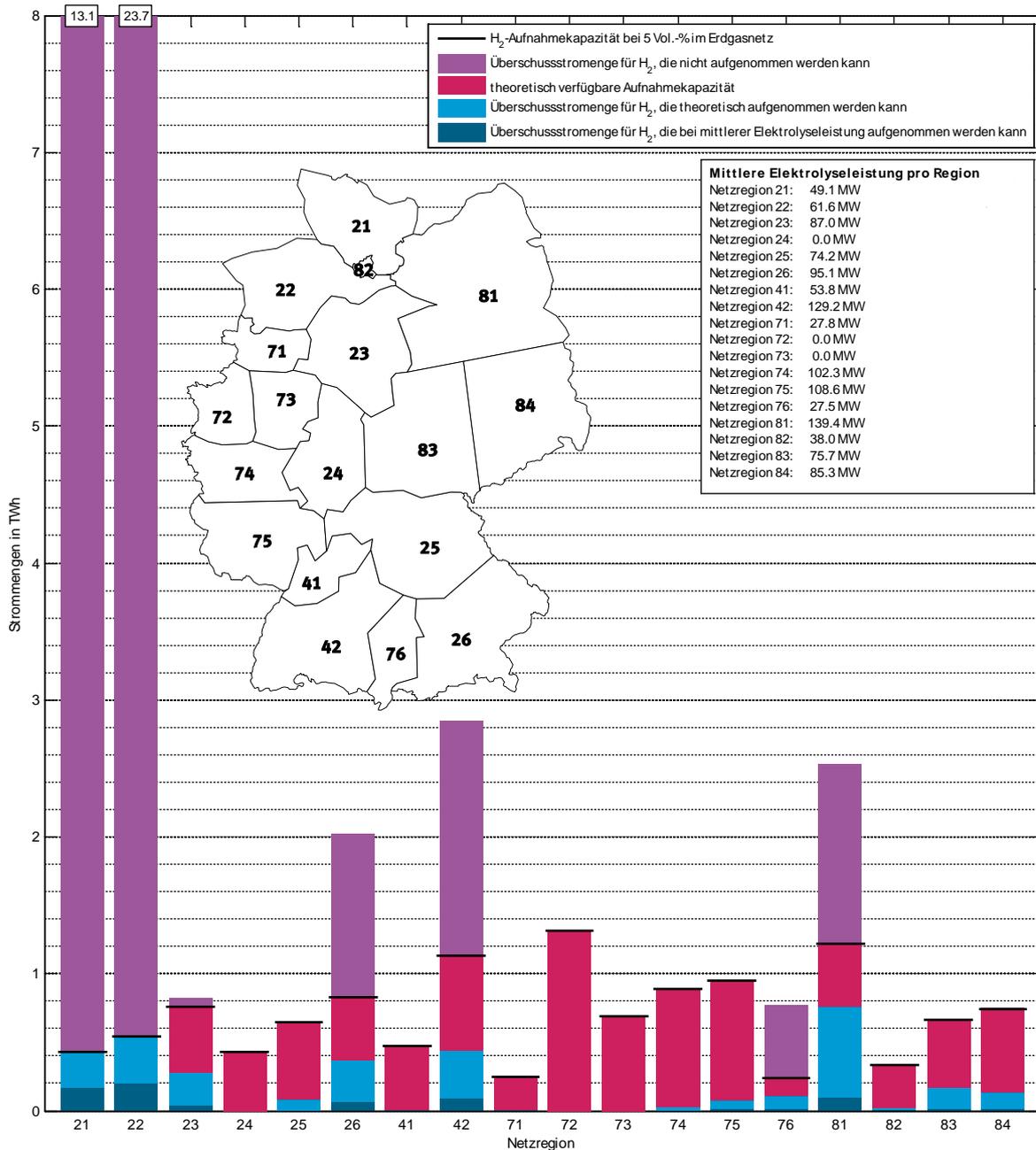
den unterschiedlichen H₂-Aufnahmekapazitäten, die zugleich höhere mittlere Elektrolyseleistungen mit sich bringen und somit auch eine größere Wasserstoffaufnahme in das Erdgasnetz bedingen.

Abbildung 64: Vergleich der regionenspezifischen Überschussströmen für die eH₂-Aufnahme bei 2 Vol.-% H₂ im Erdgasnetz.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 65: Vergleich der regionenspezifischen Überschussstrommengen für die eH₂-Aufnahme bei 5 Vol.-% H₂ im Erdgasnetz.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

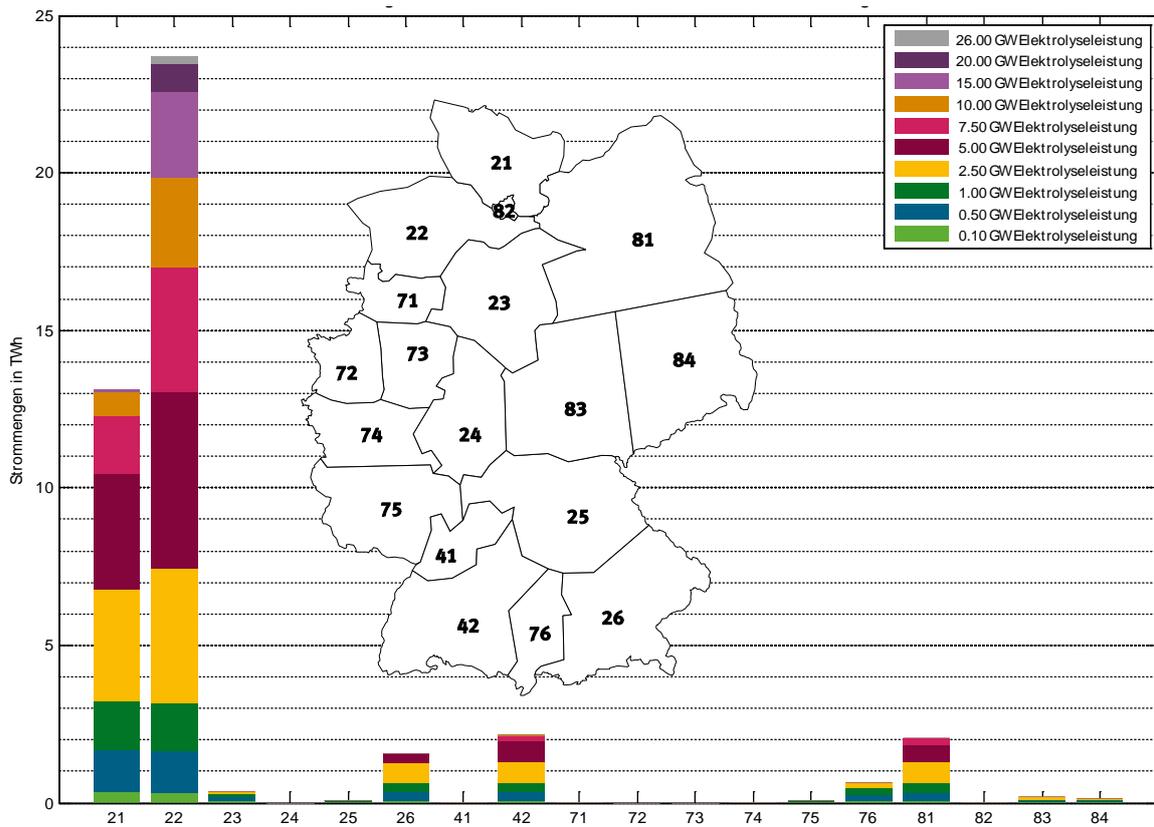
In den Ergebnisgrafiken (Abbildung 64 und Abbildung 65) ist unabhängig von der Wasserstofftoleranzgrenze zu erkennen, dass sich die Überschussenergiemengen im betrachteten Szenario räumlich sehr heterogen auf die dena-Netzregionen verteilen. Mit deutlichem Abstand besitzen die Regionen 21 und 22 also im Nordwesten Deutschlands die größten Überschüsse, was sich zum einen durch die Wind Onshore-Kapazitäten, zum anderen aber auch durch die Anlandung der Wind Offshore-Kapazitäten erklären lässt. Deutliche Überschussmengen sind darüber hinaus auch in der im Nordosten Deutschlands liegenden Netzregion 81 zu bemerken, die

sich ebenfalls auf große Wind Onshore-Kapazitäten zurückführen lassen. Ein ähnliches, wenn auch nicht so stark ausgeprägtes Bild ergibt sich für die südlich gelegenen Netzregionen 42, 76 und 26, was sich primär durch hohe PV-Kapazitäten begründen lässt. Im Gegenzug besitzen die Regionen 24, 72 und 73 keine Überschüsse, weshalb die zum Teil vergleichsweise hohen möglichen H₂-Aufnahmekapazitäten nicht genutzt werden können. In den übrigen Regionen gibt es lediglich geringe Überschussmengen.

Aufgrund der über den gesamten Zeitraum sehr unterschiedlich und leistungsintensiv auftretenden Überschussstrommengen kann mit Ausnahme der Netzregionen 21 und 22 nur ein geringer Teil der errechneten Stromüberschüsse als H₂ in das Gasnetz aufgenommen werden. Summarisch können unter den angenommenen Rahmenbedingungen zur Auslastung und der mittleren Auslegungsleistung (in Summe über alle Netzregionen 1,15 GW) der Elektrolyseanlagen bei einer Zumischung von 5 Vol.-% Wasserstoff nur ca. 0,75 TWh der auftretenden 44 TWh Stromüberschüsse genutzt werden. In den Regionen 21 und 22 könnte bilanziell theoretisch die komplette Energiemenge für die H₂-Aufnahme durch Überschüsse bereitgestellt werden, wobei auch hier die oben eingeführte mittlere Elektrolyseleistung dazu führt, dass nur ein Teil der Energiemenge für die H₂-Aufnahme zur Verfügung gestellt werden kann.

Abbildung 66 verdeutlicht diesen Zusammenhang anhand der regionenspezifischen Überschusscharakteristik und zeigt, dass die komplette Bereitstellung für die H₂-Aufnahme eine signifikant höhere Elektrolyseleistung in Höhe mehrerer Gigawatt erfordern würde. Diese großen Elektrolyseleistungen mit geringen Vollastbetriebsstunden würden nur bei entsprechend niedrigen Stromkosten und/oder hohen erzielbaren Gewinnen bei der Vermarktung des regenerativen Wasserstoffs wirtschaftlich sinnvoll erschließbar sein.

Abbildung 66: Überschusscharakteristik nach Netzregionen.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Auf Basis dieser Ergebnisse lässt sich festhalten, dass die in dem zugrunde gelegten Szenario auftretenden regionalen Überschüsse vor allem in den nördlichen Regionen mit hohen Windleistungen sowie in den südlichen Netzregionen mit großen Photovoltaik-Leistungen auftreten. Aus energiebilanzieller Perspektive reichen in diesen Netzregionen die Überschussstrommengen problemlos aus, um die Energiemengen für die H₂-Aufnahme sowohl bei 2 als auch bei 5 Vol.-% H₂ im Erdgasnetz zur Verfügung zu stellen. Wie mithilfe der mittleren Elektrolyseleistung in Abbildung 64 und in Abbildung 65 deutlich wird, greift diese bilanzielle Betrachtung zu kurz, da aufgrund der Leistungscharakteristik der Überschüsse mit einer hinsichtlich der Anlagenauslastung sinnvollen Elektrolyseleistung nur ein kleiner Teil der Überschüsse in das Erdgasnetz aufgenommen werden kann. Die vorhandenen größeren Potenziale sind wirtschaftlich nur unter geänderten Rahmenbedingungen bzw. veränderten Anreizstrukturen denkbar.

Der Fokus dieser Betrachtungen lag in der Beurteilung der Wasserstoffzumischung. Unter der Voraussetzung, dass die Einspeisung in Form von regenerativ erzeugten Methan erfolgt ergeben sich andere Ergebnisse. In diesem Falle wäre die Abhängigkeit zum Gastransportstrom nicht in dieser zwingenden Art und Weise gegeben, sodass größere Mengen regenerativen Überschussstromes eingespeist werden könnten.

11 Derzeitige Wasserstoffwirtschaft

Wasserstoff spielt bereits seit langem eine wichtige Rolle in einzelnen Industriebereichen. Derzeit erfolgt die Bereitstellung größten Teils aus fossilen Energieträgern (Erdgas), so dass eine Substitution auch bereits frühzeitig im Transformationsprozess in Betracht gezogen werden kann. Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend ein kurzer Überblick zur derzeitigen Wasserstoffwirtschaft, beginnend bei der Bereitstellung bis hin zur Nutzung gegeben werden. Darauf aufbauend können Schlussfolgerungen für eine mögliche Substitution der fossilen Wasserstoffwirtschaft mit regenerativ gewonnenem Wasserstoff erfolgen.

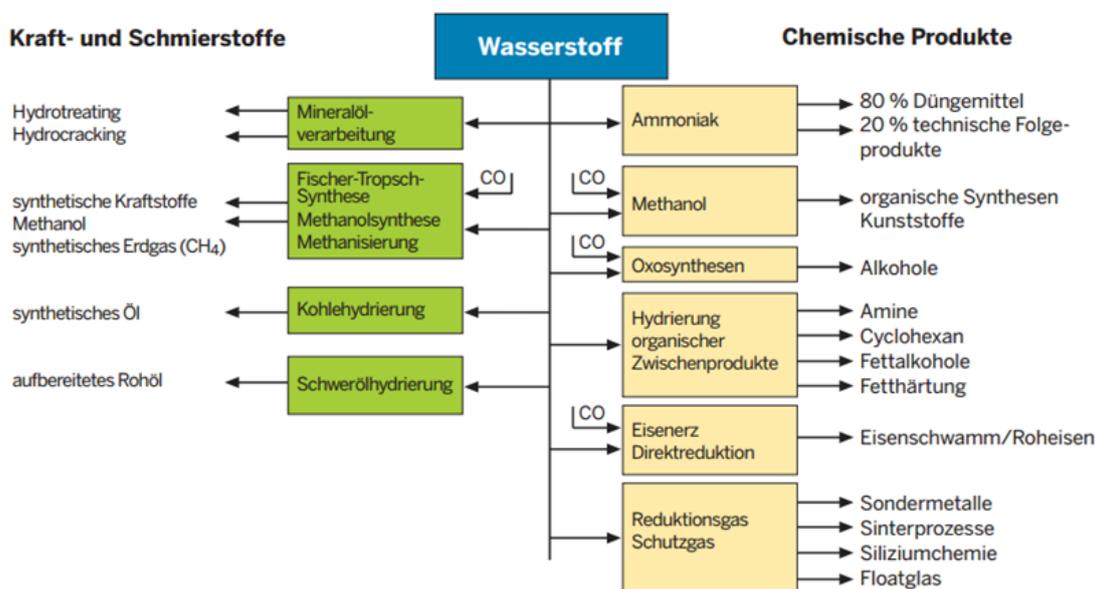
11.1 Wasserstoffherstellung in Deutschland

Der Hauptanteil des derzeitigen Wasserstoffs basiert auf fossilen Energieträgern. In Deutschland werden ca. 19 Mrd. m³ i.N. Wasserstoff pro Jahr zur Hälfte aus Erdgas (33 %) und Naptha (12%) hergestellt und zur anderen Hälfte fällt Wasserstoff als Nebenprodukt in Raffinerien (dieser wird hauptsächlich sofort zur Hydrierung eingesetzt) und bei der Chloralkalielektrolyse (2 %) an.

11.2 Wasserstoffverwendung

In Abbildung 67 wird ein Überblick über die vielseitige Nutzung von Wasserstoff in zahlreiche industrielle Anwendungen gegeben.

Abbildung 67: Anwendungen von Wasserstoff



Quelle: (EnergieRegion.NRW , 2009)

Von großer Bedeutung bei der Wasserstoffverwendung ist die Ammoniak- und die Methanolherstellung sowie Raffinerieprozesse. Für die Jahre 2015 bis 2050 wurde vom Öko-Institut e.V. in einer Studie zu Methanisierungsstrategien der Bedarf an Wasserstoff in Deutschland für diese drei Sektoren, wie in Tabelle 18 dargestellt, prognostiziert (Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., 2014):

Tabelle 18: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland 2015 bis 2050

Sektor	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Wasserstoffbedarf [TWh H ₂ ,Hu]							
Ammoniakherstellung	19,6	20,2	20,0	19,9	19,8	19,8	19,9	19,9
Methanolherstellung	12,7	12,6	12,5	12,4	12,4	12,3	12,2	12,1
Raffinerien	24,8	21,1	17,5	13,9	11,0	8,1	6,2	4,2
Summe	57,1	53,9	50	46,2	43,2	40,2	38,3	36,2

Quelle: (Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., 2014, p. 28)

Auffällig ist dabei der starke Rückgang des Wasserstoffbedarfs bei den Raffinerien, der auf einen sinkenden fossilen Mineralölverbrauch zurückzuführen ist. (Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., 2014, p. 28) Im Folgenden wird auf die einzelnen Sektoren näher eingegangen. Anschließend werden weitere Anwendungen aufgeführt.

11.2.1 Ammoniakherstellung

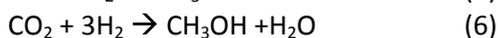
Wasserstoff ist ein wichtiger Ausgangsstoff für die Ammoniakherstellung. Hersteller sind unter anderem SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH, Pedro Carbo Chem GmbH, Linde AG und IG Chemicals UG. In der Regel wird der notwendige Wasserstoff von dem Ammoniakhersteller selbst mittels Dampfreforming aus Erdgas produziert. Ammoniak (die Erzeugung basiert auf dem Haber-Bosch-Verfahren) wird für die Herstellung von Dünger und bestimmten Sprengstoffen benötigt.

Für die Herstellung einer Tonne Ammoniak wird eine Menge von 1.974 m³ (i.N.) H₂ benötigt. (Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., 2014, p. 25)

In Deutschland wurden im Jahr 2010 ca. 2,68 Mio. t und 2011 2,7 Mio. t Ammoniak hergestellt (Apodaca, 2012). Für die Herstellung dieser Menge an Ammoniak (2011) wurden 5,23 Mrd. m³ (i.N.) Wasserstoff benötigt.

11.2.2 Methanolherstellung

Für die Methanolherstellung wird ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff (= Synthesegas) oder Kohlendioxid und Wasserstoff benötigt. Die Methanolsynthese läuft nach folgenden Reaktionsgleichungen ab:



Weltweit beläuft sich der Verbrauch auf ca. 55 Mio. t/a (Tendenz steigend (VCI, 2013)) und in Deutschland auf ca. 2 Mio. t/a.

11.2.3 Raffinerien

11.2.3.1 Hydrocracken

Beim Hydrocracken werden hochsiedende Komponenten in niedermolekulare Verbindungen zerlegt (= cracken) und mit Wasserstoff gesättigt. Kohlenwasserstoffe werden gecrackt und die

entstehenden Alkene zu Alkanen hydriert. Es entstehen niedrig siedende Fraktionen für Kraftstoffe wie Diesel oder Benzin. (Aral AG, 2014), (Baerns, et al., 2008, p. 502)

Die Kapazität heutiger Hydrocracker-Anlagen liegt bei bis zu 100.000 t/a, wobei pro Tonne Einsatzprodukt ca. 300 m³ H₂ benötigt werden. (Baerns, et al., 2008, p. 502), (Weitkamp, J., 1982, p. 101)

11.2.3.2 Hydrotreating

Der Begriff Hydrotreating bezeichnet verschiedene Verfahren, die als Vorstufe für verschiedene katalytische Raffinerieprozesse benötigt werden. Durch Hydrotreating kann auch die Lagerfähigkeit verschiedener Treibstoffe erhöht werden. (Baerns, et al., 2008, p. 505)

Der Wasserstoffbedarf liegt bei den Hydrotreating-Verfahren bei 20 bis 100 m³/t_{Einsatzprodukt} (Weitkamp & Gläser, 2004, p. 33) Weltweit waren Anfang 2003 Hydrotreating Anlagen mit einer Kapazität von 1,8 · 10⁹ t/a in Betrieb (Weitkamp & Gläser, 2004, p. 32).

- ▶ **Hydrodemetallierung HDM** → Entfernung von Schwermetallen (wie z.B. Ni oder Vanadium) aus Rohöl mit H₂, da sie den Katalysator schädigen würden.
- ▶ **Hydrodesulfurierung HDS** → Entfernung von Schwefel

Bei der HDS werden Schwefelverbindungen im Erdöl (z.B.: Thiole, Thioether) selektiv mit H₂ in H₂S und schwefelfreie Kohlenwasserstoffe konvertiert. Der Wasserstoffbedarf steigt dabei überproportional zum Entschwefelungsgrad und beträgt bei 99-prozentiger Desulfurierung ca. 100 m³ H₂ pro Tonne Rohöl. Zum Vergleich: der Gesamtrohöldurchsatz aller Raffinerien in Deutschland betrug 2010 95,4 Mio. t. (Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., 2014, p. 27)

- ▶ **Hydrodenitrifizierung HDN** → Entfernung Stickstoff mit H₂

Bei der HDN werden organische Stickstoffverbindungen hydriert und z.B. zu Ammoniak umgesetzt. Durch HDS und HDN wird eine erhebliche Reduzierung der SO_x- und NO_x- Emissionen, die durch Verbrennung der hergestellten Kraftstoffe entstehen würden, erreicht.

- ▶ **Hydrodesoxygenierung HDO** → Entfernung O₂ mit H₂

Bei der Hydrodesoxygenierung reagiert im Ausgangsprodukt enthaltener O₂ mit H₂ zu Wasser und gesättigten Produkten mit C-C-Einfachbindungen.

Ausgangsstoffe sind Leicht- und Schwerbenzin, Dieselkraftstoff, Heizöl und Vakuumgasöl. (Weitkamp & Gläser, 2004, p. 32), (Huber & Corma, 2007, p. 7333) In Bioraffinerien werden auf diese Weise Plattformchemikalien hergestellt.

11.2.3.3 Hydroformylierungen

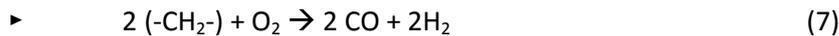
„Die Hydroformylierung (Oxosynthese, Roelen-Reaktion) ist die Addition von Wasserstoff und Kohlenmonoxid – den Bestandteilen des Synthesegases – an Doppelbindungen von Alkenen oder anderen geeigneten Substraten.“ (Hibbel, J., Wiebus, E., Cornils B., 2013, p. 1853). Die Aldehyde werden meist zu Alkoholen hydriert, die z.B. in Weichmachern für Kunststoffe, Tensiden und Lösungsmitteln vorkommen oder zu Polymeren weiterverarbeitet werden. Die erste Anlage

zur Hydroformylierung von Propen ging 1984 in Betrieb. Ihre Kapazität lag im Jahr 2001 bei ca. 500.000 t/a (Münnich, C., 2001, p. 13).

11.2.4 Weitere Anwendungen

Reduktionsverfahren (Metallgewinnung)

Auch bei der Reduktion von Eisenerz zu Eisen unter Verwendung von Kohlenmonoxid kommt Wasserstoff mittels eines Synthesegases zum Einsatz:



Margarineherstellung

In der Lebensmittelherstellung findet Wasserstoff Anwendung in der Margarineproduktion. Es wird für Fetthärtung benötigt. Dabei werden die ungesättigten Fettsäuren in gesättigte Fettsäuren mittels Hydrierung überführt.

Lebensmittelzusatzstoff E 949K (Treib- oder Packgas)

In der Lebensmittelindustrie werden bei einigen Lebensmitteln bestimmte Gase als Packgas, Festigungsmittel oder Füllstoff eingesetzt (efsa, 2014). Als Packgase zählen Gase, die jeweils eine eigene Kennzeichnung besitzen, wie Kohlenstoffdioxid, Helium, Sauerstoff und auch Wasserstoff (Industriegasverband e.V., kein Datum).

Wasserstoff im Kraftwerk

Für einige Generatoren wird Wasserstoff für die Kühlung der Läuferwicklung verwendet. In Kombination mit einem wassergekühlten Ständer weisen diese Generatoren einen hohen Leistungsbereich auf (Siemens AG, 2014).

Kryogen

Kryogen ist u.a. flüssiger Wasserstoff bei einer Temperatur von 20,4 K (-252,75°C), ebenso finden Stickstoff, Sauerstoff oder Trockeneis Verwendung. Kryogen kann vielseitig eingesetzt werden. Der wichtigste Verwendungszweck in Deutschland dürfte der Einsatz als Kühlmittel für Supraleiter sein. (CHEMIE.DE Information Service GmbH, 2013)

Dotiergas in der Halbleiterindustrie

In der Halbleiterindustrie kann Wasserstoff, häufig auch Arsenwasserstoff, als Dotiergas bei der Herstellung von Halbleitern eingesetzt werden.

Treibstoff im Straßenverkehr

Im Straßenverkehr wird Wasserstoff als Treibstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen verwendet. Die Verbreitung der Wasserstofftechnologie im Straßenverkehr ist allerdings noch gering. Derzeit

befinden sich ca. 38 Wasserstofftankstellen in Deutschland im Betrieb, im Bau oder in der Planung.

Häusliche Stromerzeugung

Bei der Umstellung auf eine dezentrale Energieversorgung in Deutschland könnten Brennstoffzellen für die private Stromversorgung an Bedeutung gewinnen. Es gibt schon heute die Möglichkeit private Mehrfamilienhäuser über eine Brennstoffzelle mit Strom zu versorgen. Bislang wird allerdings i. d. R. Erdgas (Reforming) verwendet. Zukünftig könnte bei entsprechenden infrastrukturellen Voraussetzungen auch Wasserstoff eingesetzt werden.

11.3 Zusammenfassung Wasserstoffwirtschaft

Anhand der aufgeführten Wasserstoffverwendungstechnologien ist auch für die Zukunft ein großer Absatzmarkt für Wasserstoff erkennbar. Die Herstellung des dafür notwendigen Wasserstoffs kann sich durch den Einsatz von Elektrolyseuren in den nächsten Jahrzehnten grundsätzlich ändern¹⁰⁰. Das bietet Chancen bei der Verminderung von Treibhausgasemissionen und bei der Einsparung des Energieträgers Erdgas¹⁰¹. Vorteilhaft sind vor allem die bestehende Infrastruktur und das Know-how im Umgang mit Wasserstoff im Industriebereich, so dass hier keine Hemmnisse bezüglich Anpassungsbedarf für die Nutzung regenerativen Wasserstoffs bestehen.

¹⁰⁰ Weiterhin wird Wasserstoff auch als Nebenprodukt anfallen und wird für nachgelagerte Prozesse genutzt werden.

¹⁰¹ Durch den verminderten Einsatz von Erdgasreformern.

12 Substitution fossiler Energieträger durch regenerativen Wasserstoff

Generell bietet die Power-to-Gas-Technik eine breite Palette regenerativer Energieträger (gasförmig und flüssig). Die Substitution von Erdgas durch regenerativ erzeugtes Methan oder gar von fossilen durch synthetische Kraftstoffe¹⁰² ist technisch in den Anwendungen unproblematisch. Die regenerativen Substitute können nahezu vollständig adäquat verwendet werden. Ein besonderes Augenmerk wurde aufgrund der energetischen Effizienz und möglichen Nutzung im Transformationsprozess in diesem Forschungsvorhaben auf die Nutzung von Wasserstoff gerichtet.

Die voran gestellten Darstellungen haben gezeigt, dass derzeit eine Vielzahl von Möglichkeiten der Wasserstoffnutzung bereits heute besteht, deren Bereitstellung auf fossilen Energieträgern basiert. Durch Substitution dieser mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff (mittels Power-to-Gas) kann ein Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele erreicht werden. Nachfolgend soll in erster Näherung eine Quantifizierung dazu erfolgen. Dabei werden in Abhängigkeit des Energieträgers die spezifischen und absoluten CO₂-Emissionen unterschiedlicher Nutzungspfade dargestellt. Die Betrachtung beschränkt sich auf die direkten Emissionsminderungen bei der eigentlichen Endanwendungen bzw. Nutzung entsprechend der Berichtspflichten im Nationalen Inventarbericht (NIR). Das bedeutet, dass die Vorketten der einzelnen Energieträger, wie z.B. Produktion und Transport nicht berücksichtigt werden.

Generell können die möglichen Substitutionspfade in folgende Gruppen (siehe Tabelle 20) unterteilt werden:

- ▶ „Stoffliche Nutzung“¹⁰³,
- ▶ „Mobilität“ sowie
- ▶ „Strom-/Wärmeerzeugung“.

Für den Nutzungspfad „Stoffliche Nutzung“ und „Strom-/Wärmeerzeugung“ wurde eine grobe Abschätzung hinsichtlich der absoluten CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Erdgasqualität und der notwendigen zu installierenden Elektrolyseleistung bei vollständiger Erdgassubstitution durchgeführt.

Für den Substitutionspfad „Mobilität“ wird ein Überblick über die möglichen postfossilen Energieversorgungsoptionen für die verschiedenen Verkehrsmittel gegeben und die Bedeutung des Wasserstoffs in diesem Kontext beleuchtet.

12.1 Spezifische Emissionsminderung

Für die benannten Anwendungen soll nachfolgend ein Überblick zu den derzeitigen also fossilen spezifischen CO₂-Belastungen sowie zu den resultierenden CO₂-Emissionen durch Substitution von regenerativ erzeugtem Wasserstoff gegeben werden. Für die jeweiligen Anwendungsfälle werden

¹⁰² Mit Hilfe von Power-to-Liquid. Dies wurde im Forschungsvorhaben nicht näher betrachtet. Der Fokus dieser Untersuchungen lag bei den gasförmigen regenerativen Energieträgern.

¹⁰³ In der chemischen Industrie – Wasserstoff wird für unterschiedliche Prozesse als Edukt eingesetzt.

teilweise unterschiedliche zu substituierende fossile Energieträger betrachtet. Für Erdgas erfolgte eine weitere Differenzierung in unterschiedliche typische Erdgasqualitäten (Tabelle 19) und bei der Substitution in unterschiedliche Wasserstoffkonzentrationen (2 und 5 Vol.-%¹⁰⁴).

Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass insbesondere im Transformationsprozess nicht ausschließlich regenerativer, sondern auch Graustrom für die Wasserstofferzeugung genutzt wird, erfolgt hierzu eine Sensitivitätsbetrachtung hinsichtlich der CO₂-Belastungen. Vereinfachend wurde der Strommix angenommen, wohlwissend dass der tatsächliche Kohlendioxidausstoß enorm vom Bezugsstrom abhängig ist und davon auszugehen ist, dass insbesondere kostengünstiger Braunkohlestrom zu höheren Emissionen führt.

Tabelle 19: Darstellung der typischen Zusammensetzungen in Dtl. verteilter Erdgase

Bezeichnung Gaskomponente	Erdgas H (Nordsee) [Vol.-%]	Erdgas H (Russland) [Vol.-%]	Erdgas L (Holland) [Vol.-%]	Erdgas H (Mischgas) [Vol.-%]
Methan	86,25	97,79	83,16	87,27
Stickstoff	0,93	0,82	10,08	1,42
Kohlenstoffdioxid	1,91	0,09	1,57	1,94
Ethan	8,56	0,88	4,04	8,26
Propan	1,89	0,29	0,81	0,92
n-Butan	0,39	0,1	0,23	0,16
2-Methylpropan	0	0	0	0
n-Pentan	0,05	0,02	0,06	0,02
2-Methylbutan	0	0	0	0
n-Hexan	0,02	0,01	0,05	0,01

¹⁰⁴ 2 Vol.-% H₂ aktuell gültiger Grenzwerte für Erdgasfahrzeuge (DIN 51624 respektive der ECE R 110), 5 Vol.-% in Anlehnung an die im vorliegenden Projekt definierte Wasserstoffkonzentration für den Erdgas-Wasserstofftransport.

Tabelle 20: Darstellung der spezifischen CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Anwendungsfälle und der Energiebereitstellung¹⁰⁵ (eigene Berechnungen, eigene Darstellung)

Anwendungsfall		CO ₂ -Emission	Benzin	Diesel	Erdgas H (Nordsee)	Erdgas H (Russland)	Erdgas L (Holland)	Erdgas H (Mischgas)	Erdgas H + 2 Vol.-% eH ₂ (Nordsee)	Erdgas H + 2 Vol.-% eH ₂ (Russland)	Erdgas L + 2 Vol.-% eH ₂ (Holland)	Erdgas H + 2 Vol.-% eH ₂ (Mischgas)	Erdgas H + 5 Vol.-% eH ₂ (Nordsee)	Erdgas H + 5 Vol.-% eH ₂ (Russland)	Erdgas L + 5 Vol.-% eH ₂ (Holland)	Erdgas H + 5 Vol.-% eH ₂ (Mischgas)	Strommix (0,559 kg/kWh ¹⁰⁶)	EE- Strom (Wasserstoff)	
		fossile Energieträger (Referenz)							fossile Energieträger plus regenerative (Teil)Substitution										
stoffliche Nutzung	Dampfreformer (chemische Industrie)	kg/kg H ₂	-	-	10,29 (10,48) ¹⁰⁷	9,83 (10,04)	10,17 (10,39)	10,23 (10,43)	10,22 (10,41)	9,75 (9,96)	10,08 (10,30)	10,16 (10,36)	10,11 (10,31)	9,64 (9,85)	9,95 (10,18)	10,04 (10,24)	27,98 ¹⁰⁸	0	
	Diesel (Verbrennungsmotor, VM)	kg/km ¹⁰⁹	-	0,150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mobilität (Fahrzeug)	Benzin (VM)	kg/km ¹¹⁰	0,171	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Erdgas (VM)	kg/km ¹¹¹	-	-	0,119	0,121	0,102	0,118	0,119	0,121	0,102	0,118	0,118	0,120	0,102	0,117	-	-	
	Wasserstoff (Brennstoffzelle)	kg/km	-	-	0,108	0,103	0,107	0,107	0,107	0,102	0,106	0,107	0,106	0,101	0,104	0,105	0,294 ^(112, 113)	0	

Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI, Fraunhofer IWES

¹⁰⁵ Der zugemischte Wasserstoff wird durch die Bereitstellung Erneuerbarer Energien produziert.

¹⁰⁶ Quelle UBA (Umweltbundesamt Strom und Wärmeversorgung, 2014).

¹⁰⁷ Eigene Berechnungen mittels thermodynamischer Gleichgewichtsberechnung, Klammerwerte unter Berücksichtigung des elektrischen Verdichteraufwands bis auf 10 bar (i. d. R. nicht notwendig)

¹⁰⁸ Dichte Wasserstoff 0,0899 kg/m³, Energiebedarf 4,5 kWh/m³ i.N. H₂.

¹⁰⁹ Für die Berechnung der spezifischen CO₂-Emissionen der Dieselfahrzeuge wurde eine durchschn. Verbrauchswert von 2,0 MJ/km und ein CO₂-Emissionsfaktor von 75,2 g CO₂/MJ unterstellt. Sowohl bei Diesel- und Benzinfahrzeugen handelt es sich bei den Verbrauchswerten um Realverbräuche.

¹¹⁰ Für die Berechnung der spezifischen CO₂-Emissionen der Benzinfahrzeuge wurde eine durchschn. Verbrauchswert von 2,2 MJ/km und ein CO₂-Emissionsfaktor von 77,9 g CO₂/MJ unterstellt.

¹¹¹ Durchschnittsverbrauch 4,5 kg/100 km (Basis 27 Fahrzeugmodelle, Quelle: ADAC Fahrzeugtechnik 4/2014).

¹¹² Diese Emissionen entstehen nicht bei der direkten Verbrennung im Fahrzeug sondern bei der Stromerzeugung. Diese Veränderung der Bilanzgrenzen wird jedoch im Hinblick auf einen sinnvollen Vergleich für zweckmäßig erachtet.

¹¹³ Energiebedarf PKW 0,35 kWh/km.

Tabelle 21: Darstellung der spezifischen CO₂-Emissionen in Abhängigkeit der Anwendungsfälle und der Energiebereitstellung (eigene Berechnungen, eigene Darstellung) - Fortsetzung

Anwendungsfall		CO ₂ -Emission	Benzin	Diesel	Erdgas H (Nordsee)	Erdgas H (Russland)	Erdgas L (Holland)	Erdgas H (Mischgas)	Erdgas H + 2 Vol.-% eH ₂ (Nordsee)	Erdgas H + 2 Vol.-% eH ₂ (Russland)	Erdgas L + 2 Vol.-% eH ₂ (Holland)	Erdgas H + 2 Vol.-% eH ₂ (Mischgas)	Erdgas H + 5 Vol.-% eH ₂ (Nordsee)	Erdgas H + 5 Vol.-% eH ₂ (Russland)	Erdgas L + 5 Vol.-% eH ₂ (Holland)	Erdgas H + 5 Vol.-% eH ₂ (Mischgas)	Strommix (0,559 kg/kWh)	EE- Strom (Wasserstoff)
Strom-/Wärme- erzeugung	Gasturbine (el.)	kg/kWh ¹¹⁴	-	-	0,356	0,342	0,352	0,354	0,354	0,340	0,350	0,353	0,350	0,337	0,346	0,349	-	-
	BHKW (el.)	kg/kWh	-	-	0,540	0,519	0,534	0,537	0,537	0,516	0,530	0,535	0,531	0,511	0,525	0,529	-	-
	Gastherme/- kessel (therm.)	kg/kWh	-	-	0,256	0,247	0,253	0,255	0,255	0,245	0,252	0,254	0,252	0,243	0,249	0,251	-	-
	Brennwert	kWh/m ³			11,905	11,121	10,344	11,589	11,736	10,968	10,207	11,427	11,483	10,739	10,001	11,184		
	Heizwert	kWh/m ³			10,766	10,027	9,340	10,473	10,609	9,885	9,212	10,322	10,374	9,673	9,021	10,096		

Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI, Fraunhofer IWES

¹¹⁴ Wirkungsgrade: Gasturbine 0,576 (el.); BHKW 0,38 (el.), Gastherme/-kessel 0,8 (therm.), Eine Wirkungsgradveränderung durch Wasserstoff wurde nicht berücksichtigt. Hierfür liegen zu wenige Praxisuntersuchungen vor. Im EU-Projekt NATURALHY wurde in einem separaten nicht öffentlich verfügbaren Bericht "Field test of residential natural gas boilers with addition of hydrogen" nachgewiesen, dass der Wirkungsgrad durch Wasserstoff sogar geringfügig steigt.

Anhand der spezifischen CO₂-Emissionen für die Verbrennungsprozesse in der Tabelle 20 ist erwartungsgemäß erkennbar, dass bei steigender Zumischung regenerativen Wasserstoffs geringere Kohlendioxidemissionen entstehen. Generell wird aber auch deutlich, dass die Erdgasqualität einen ähnlich oder (wie im betrachteten H₂-Zumischungsbereich) sogar größeren Einfluss auf die direkten CO₂-Emissionen hat. Ein höherer Anteil an Kohlenstoff im Energieträger führt bei einer idealen Verbrennung zu höheren CO₂-Emissionen. Beim Vergleich der Verbrennung von Erdgas H (Nordsee) und Erdgas H (Russland) kommt es zu einer CO₂-Emissionsdifferenz von ca. 4,5 %. Hierbei bleiben allerdings durch den Transport verursachte CO₂- und vor allem CH₄-Emissionen wie bspw. von gasbetriebenen Betriebsmitteln, durch Leckagen oder Permeationen unberücksichtigt.

Ausgehend von einer Zumischung in einer Höhe von 5 Vol.-% Wasserstoff zu Erdgas H (Nordsee) kann bei der Verbrennung hingegen nur eine Emissionsminderung von ca. 1,7 % erreicht werden. In diesem Zusammenhang ist prinzipiell festzuhalten, dass bei einer Umstellung von L-Erdgas auf H-Erdgas¹¹⁵ Russland stammend höhere Emissionsminderungen erreicht werden, als die hier betrachtete technisch einfach umsetzbare Wasserstoffzumischung von bis 5 Vol.-% aus regenerativen Quellen.

Zusammenfassend kann einerseits festgehalten werden, dass bei einer möglichen Zumischung von bis zu 5 Vol.-% regenerativ erzeugten Wasserstoffs in den nächsten Jahren die direkte CO₂-Emissionsminderung im Vergleich zu den veränderten Erdgasqualitäten relativ gering erscheint, andererseits sind dabei mögliche CO₂- und CH₄-Minderungspotenziale in der Vorkette Exploration, Transport und Speicherung unberücksichtigt. Erst durch eine vergleichende Berechnung der nationalen (direkte) und internationalen (indirekte) Emissionsminderungen bei einer Zumischung von 5 Vol.-% Wasserstoff kann eine Gesamtbilanz aufgestellt werden.

12.2 Absolute Emissionsminderungen

Neben diesen bilanziellen Aussagen zur Emissionsminderung ist eine Beurteilung der Emissionsminderungen in verschiedenen Bereichen zweckmäßig, um den Beitrag von regenerativem Wasserstoff bei der Umstrukturierung der Energieversorgung zu bewerten.

12.2.1 Abschätzung der absoluten CO₂-Emissionen bei Einspeisung im Gasnetz

Der Gesamterdgasabsatz in Deutschland ergab für 2013 ca. 945 TWh (BDEW, Juni 2014). Dieser teilt sich nach den einzelnen Sektoren wie folgt auf:

- ▶ private Haushalte: 312 TWh
- ▶ Industrie: 353 TWh
- ▶ Strom- und Fernwärmeerzeugung: 148 TWh
- ▶ Handel, Gewerbe und Dienstleistungen: 129 TWh

¹¹⁵ Diese Umstellung findet in den nächsten Jahren aufgrund der verminderten Förderquote durch das Erdgasfeld Groningen statt. Dieses wird ca. 2030 erschöpft sein.

Unter Berücksichtigung der spezifischen CO₂ Emissionen am Beispiel Gastherme bzw. -kessel der „private Haushalte“ ergeben sich für die unterschiedlichen beispielhaften Erdgasqualitäten folgende absolute CO₂-Emissionen:

- ▶ Erdgas H (Mischgas) = 79,56 Mio. t/a CO₂
- ▶ Erdgas H + 2 Vol.-% eH₂ (Mischgas) = 79,25 Mio. t/a CO₂ (Δ zu Erdgas ohne eH₂ = -0,4 %)
- ▶ Erdgas H + 5 Vol.-% eH₂ (Mischgas) = 78,31 Mio. t/a CO₂ (Δ zu Erdgas ohne eH₂ = -1,6 %)

Durch die geminderten spezifischen CO₂-Emissionen der Erdgasmischungen mit 2 und 5 Vol.-% Wasserstoff können die direkten Gesamtemissionen theoretisch um 0,4 bzw. 1,6 % gemindert werden. Für die Erdgasverbraucher der anderen Sektoren ergeben sich die gleichen Tendenzen, ohne hierbei ggf. innere Wirkungsgradveränderungen (positiv oder negativ) durch das Vorhandensein Wasserstoff zu berücksichtigen.

12.2.2 Abschätzung der absoluten CO₂-Emissionen für die stoffliche Nutzung

In Deutschland werden pro Jahr ca. 19 Mrd. m³ Wasserstoff hergestellt, 33 % davon aus Erdgas. Die daraus resultierende Wasserstoffmenge beträgt 563,7 Mio. kg/a. Unter Berücksichtigung der spezifischen CO₂-Emissionen ergeben sich für die unterschiedlichen beispielhaften Erdgasqualitäten folgende absoluten CO₂-Emissionen:

- ▶ Erdgas H (Mischgas) = 5,77 Mio. t/a CO₂
- ▶ Erdgas H + 2 Vol.-% H₂ (Mischgas) = 5,73 Mio. t/a CO₂ (Δ Erdgas = -0,7 %)
- ▶ Erdgas H + 5 Vol.-% H₂ (Mischgas) = 5,66 Mio. t/a CO₂ (Δ Erdgas = -1,9 %)

Unter der Voraussetzung, dass gleichmäßig über das Jahr eine Zumischung von 5 Vol.-% regenerativ erzeugtem Wasserstoff erfolgt, könnten 0,11 Mio. t CO₂ pro Jahr eingespart werden.

Eine vollständige Substitution der Erdgasreformierung durch die Elektrolyse würde unter Berücksichtigung einer gleichmäßigen unterjährigen Wasserstoffproduktion eine installierte Leistung von 3.220 MW erfordern. Das Einsparpotential beträgt 5,77 Mio. t CO₂ pro Jahr, welches jedoch nur gehoben werden kann, wenn ausschließlich regenerativer Strom verwendet wird. Sollten die Power-to-Gas-Anlagen Graustrom beziehen, würden bilanziell etwa 280% (absolut 16,25 Mio. t/a CO₂) mehr CO₂-Emissionen entstehen.¹¹⁶

Es kann also generell festgehalten werden, dass in diesem Bereich ein wichtiger Beitrag zur Treibhausgasreduzierung technisch leicht erschlossen werden kann, wenn die ausschließliche Verwendung regenerativen Stromes gewährleistet werden kann.

12.3 EXKURS: Die mögliche Rolle von Wasserstoff im Mobilitätsbereich

Die Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energieträger zur Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele beinhaltet sowohl die Strom- als auch die Wärme- und Kraftstoffversorgung. Dementsprechend bieten sich auch im Verkehr verschiedene Einsatzmöglichkeiten für regenerativ erzeugte Gase. In Abbildung 68 wird dazu ein Überblick der

¹¹⁶ Unter der Annahme eines Strommixes mit einer CO₂-Belastung von 0,559 kg/kWh.

technisch denkbaren Kombinationen verschiedener regenerativer Energieträger und der jeweiligen Verkehrsträger gegeben.

Abbildung 68: Überblick über die möglichen postfossilen Energieversorgungsoptionen pro Verkehrsmittel im Jahr 2050

	Verkehrsmittel					
	Pkw	Lkw-Nahverkehr	Lkw-Fernverkehr	Linienbus	Flugzeug	Schiff
ICE: Ethanol (Holz/Stroh)	●					
ICE: BtL (Holz/Stroh)	●	●	●	●	●	●
ICE: PtL	●	●	●	●	●	●
ICE: Bio-SNG (Holz/Stroh)	●	●	●	●		●
ICE: PtG-Methan	●	●	●	●		●
ICE: PtG-Wasserstoff					○	
FC: PtG-Wasserstoff	●	●	●	●	○	○
Batterie: Regenerativer Strom	●	●		●	○	○
Oberleitung: Regenerativer Strom			●	●		

● = mögliche Option; ○ = mögliche Option nur für Kurzstrecke oder Feederverkehr

ICE = Internal combustion engine; FC = Fuel cell.

Quelle: (Umweltbundesamt, 2015)

Generell kann für die meisten Verkehrsträger festgehalten werden, dass die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom die effizienteste, ökologischste und zukünftig meist auch ökonomischste Option darstellt (Umweltbundesamt, 2015).

Aufgrund der teilweise erforderlichen Reichweiten erscheinen Plug-In-Hybride bzw. Elektrofahrzeuge mit Range-Extender sowie mittel- und langfristig auch reine Elektrofahrzeuge als eine vielversprechende Wahl. Aus technischer Sicht sind gasförmige Kraftstoffe generell auch für Hybridantriebe denkbar, wobei deren Einsatz jedoch mit größeren Herausforderungen verbunden ist, als der Einsatz regenerativ erzeugter flüssiger Kraftstoffe. Die umfangreiche Marktintegration dieser, mithilfe von Power-to-Liquid erzeugten Kraftstoffe ist derzeit jedoch als ungewiss einzustufen (Umweltbundesamt, 2015).

Darüber hinaus kommt im Mobilitätssektor auch die Umstellung auf Brennstoffzellenfahrzeuge in Frage, die eine höhere Energieeffizienz als die der mit Verbrennungsmotoren angetriebenen Fahrzeugkonzepte aufweisen. Nachteilig ist bei diesen jedoch, dass ein Brennstoffzellenantrieb nur bei einem beschränkten Teil der Verkehrsträger anwendbar ist. Aufgrund der geringeren Energiedichte und des physikalisch bedingten Transportvolumens ist der Wasserstoff insbesondere für den Langstreckenluft- oder den Schiffsverkehr technisch schwierig einsetzbar. Hier ist die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger mit innovativen technischen Neuentwicklungen verbunden. Langfristig erscheint diese Einsatzoption daher auch unwahrscheinlich. (Umweltbundesamt, 2015).

Bei Betrachtung der ökologischen und energetischen Vorteile des regenerativ erzeugten Wasserstoffs bietet dieser ein sehr großes Potenzial zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Entgegen stehen diesen jedoch die technischen Herausforderungen bei der Nutzung des Wasserstoffs sowie insbesondere auch der notwendige infrastrukturelle Anpassungsbedarf, da die systemische Anschlussfähigkeit an das jetzige Kraftstoffversorgungssystem als schwierig gesehen werden muss. In Abbildung 69 weisen flüssige regenerative Kraftstoffe, die beispielsweise mithilfe von Power-to-Liquid bereitgestellt werden können, wesentliche Vorteile auf.

Abbildung 69: Überblick über die systemische Anschlussfähigkeit der postfossilen Energieversorgungsoptionen nach Art des Verkehrsmittels

	Systemische Anschlussfähigkeit					
	Pkw	Lkw-Nahverkehr	Lkw-Fernverkehr	Bus	Flugzeug	Schiff
ICE: Flüssigkraftstoffe	ja	ja	ja	ja	ja	ja
ICE: Gasförmige Kraftstoffe	ja	ja	nein	ja	nein	nein
FCEV: PtG-Wasserstoff	nein	nein	nein	nein	nein	nein
BEV: Strom	ja	ja	ja	ja	nein	nein
Oberleitung: Strom			nein	nein		

Legende:

 Uneingeschränkt anschlussfähig	 Weitgehend anschlussfähig	 keine Option
 Nicht direkt anschlussfähig	 Bedingt anschlussfähig	

Quelle: (Umweltbundesamt, 2015)

Abschließend lässt sich festhalten, dass der Wasserstoff im Verkehrssektor aufgrund des notwendigen infrastrukturellen, systemischen und anwendungsbezogenen Anpassungsbedarfs kurz- und mittelfristig aus heutiger Sicht keine große Rolle als alternativer Kraftstoff spielen wird. Daher wird dieser Substitutionspfad in diesem Forschungsvorhaben nicht näher betrachtet. Dennoch soll festgehalten werden, dass in Abhängigkeit der langfristig verfügbaren regenerativen Energieträger, der technologischen Neuentwicklung und der infrastrukturellen Synergieeffekte Wasserstoff ein Bestandteil der regenerativen Kraftstoffversorgung sein kann.

12.4 Handlungsempfehlungen zur Einführung von Wasserstoff in die vorhandenen Infrastrukturen

Ausgehend von den Verwendungsmöglichkeiten des Wasserstoffs und den einhergehenden techno-ökonomischen Restriktionen kann sich eine mögliche Einführung von Wasserstoff in die vorhandenen Infrastrukturen an der folgenden chronologischen Abfolge orientieren (kurz-/mittel-/langfristig):

- ▶ 1. „Chemische Industrie“: power-to-utilisation (stoffliche Nutzung)

- ▶ 2. „Mobilität“: power-to-mobility (energetische Nutzung)
- ▶ 3. „Kopplung Strom-/Gasnetz“: power-to-gas-to-x (energetische Nutzung)

Chemische Industrie

Wie in Kapitel 9.1 dargestellt, besteht in der chemischen Industrie ein großer Bedarf an Wasserstoff, der zwar auch als Nebenprodukt in einzelnen Prozessen gewonnen wird, aber dennoch müssen zu deren Deckung jährlich ca. 6,3 Mrd. m³ aus Erdgas mittels Reformierung gewonnen werden. Zumeist wird dieser Wasserstoff on-site erzeugt bzw. über die in Kapitel 2.2.3 aufgezeigten Wasserstoffpipelines transportiert. Durch diese direkte Bereitstellung des Wasserstoffs ohne z.B. die vorherige Einspeisung in das Erdgasnetz bestehen für diese Power-to-Utilisation Option einige Vorteile gegenüber den Optionen Mobilität und Gasnetz:

- ▶ Etablierte Industrieanlagen/-parks mit den notwendigen Infrastrukturen für Wasserstoff.
- ▶ Die Verwendung und der Umgang mit dem Medium Wasserstoff finden seit Jahrzehnten im Industriebereich statt und es existiert das hierfür notwendige technische Know-how.
- ▶ Fragestellungen zu Wasserstoffverträglichkeiten (Kapitel 6.1) und den spezifischen Regularien (z.B. Kapitel 7) für das Gasnetz entfallen.
- ▶ Es besteht ein hoher und grundlastfähiger Bedarf an Wasserstoff, der sich auf die Industrieparks in Deutschland konzentriert (hohe zentrale Anschlussleistungen). Elektrolyseanlage die bspw. theoretisch auch für Stromnetzüberschüsse eingesetzt werden würden (Verwendung von „grauen“ und „grünen“ Strom, optimiertes Demand—Side-Management), könnten stets die notwendige Bereitschaft signalisieren.
- ▶ Durch den Einsatz von Elektrolyseanlagen können direkte CO₂-Emissionsminderungen in den Industrieparks erzielt werden.

Es ist davon auszugehen, dass unter wirtschaftlich optimalen Rahmenbedingungen kurzfristig der Bedarf an Power-to-Utilisation und durch die hierfür notwendigen Gesamtelektrolyseleistungen ein großes systemisches Potenzial besteht.

Mobilität

In Abschnitt 12.3 wurde festgehalten, dass der Wasserstoff im Verkehrssektor aufgrund des notwendigen infrastrukturellen, systemischen und anwendungsbezogenen Anpassungsbedarfs aus heutiger Sicht kurz- und mittelfristig keine große Rolle als alternativer Kraftstoff spielen wird. Dennoch gibt es Bemühungen wie z.B. die der Clean Energy Partnership (CEP), der weltweit führende Industrieunternehmen aus dem Bereich Energie und Mobilität angehören. Diese hat sich zum Ziel gesetzt, durch Wasserstoff zukünftig die Mobilität vor allem emissionsarm zu gestalten. Im Rahmen der CEP hat sich im September 2013 die H₂ Mobilty Initiative auf einen konkreten Handlungsplan zum Ausbau der Wasserstofftankstellen geeinigt. Dieser sieht in einem Stufenplan bis 2025 vor, mindestens 500 Tankstellen zu installieren¹¹⁷. Vorrangig sollen diese entlang den Autobahnen und innerhalb der Ballungszentren sowie Großstadregionen gebaut werden. Gleichzeitig werden seitens der Fahrzeughersteller in den nächsten Jahren vermehrt Fahrzeuge mit Brennstoffzellentechnologie in die Serienfertigung übergehen¹¹⁸. Trotz der kurz- und mittelfristig untergeordneten Rolle des Wasserstoffs als alternativer Kraftstoff wird es aufgrund der erklärten Ausbauziele der Tankstellen und der Serienfertigung von Wasserstofffahrzeugen erwartungsgemäß einen begrenzten Bedarf an Wasserstoff für Power-to-Mobility geben, über den eine Integration des Wasserstoffs in bestehende Infrastrukturen erfolgen kann¹¹⁹.

Kopplung Strom-/Gasnetz

Das Gasnetz bietet mit seinen enormen Möglichkeiten des Energietransports, der -speicherung und -bereitstellung ein großes Potenzial (siehe Kapitel 2.2), zukünftig dem Stromnetz als alternative Infrastruktur zum räumlich und zeitlich versetzten Energietransport zur Verfügung zu stehen. Die Power-to-Gas-Technologie bietet hierbei unter anderem die notwendige Kopplungsmöglichkeit der Strom- und Gasnetze. Allerdings bestehen trotz der energetischen Vorteile der Wasserstoffnutzung auf Seiten der Gasnetze zukünftig einige Herausforderungen. Diese betreffen den Transport, die Speicherung und auch die Verteilung des eingespeisten Wasserstoffs. Detaillierte Ergebnisse hierzu können den Kapiteln 6 bis 8 entnommen werden. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass zwar nur einige wenige aber dafür wesentliche Fragestellungen hinsichtlich der technischen Restriktionen für die Wasserstoffintegration unbeantwortet bleiben. Diese müssen zwingend kurz- bis mittelfristig durch interdisziplinäre Arbeiten beantwortet werden, um die für die Energiewende wichtige alternative Integrationsmöglichkeit von Wasserstoff, vor allem bis 10 Vol.-% aber auch höheren Konzentrationen, in den Gasnetzen realisieren zu können:

- ▶ Wasserstoffverträglichkeiten der Erdgasturbinen und der Erdgasspeicher (Porengasspeicher)
- ▶ Internationale Regelung der ECE R110 für Erdgastanks in Erdgasfahrzeugen.
- ▶ Internationale Qualitätsvereinbarungen zum Transport von Wasserstoff im Erdgasnetz über die nationalen Grenzen hinaus (Marcogaz, GERG, CEN und EASEE-Gas).

¹¹⁷ 2015 = 50 Tankstellen, 2017 = 100, 2023 = 400 , 2025 > 500.

¹¹⁸ 2014 = 1000 Fahrzeuge Hyundai, 2015 = Beginn Serienfertigung Toyota, Honda und Hyundai mit mehreren tausend Fahrzeugen pro Jahr, 2017 = Daimler, Ford und Nissan ca. 30.000 Fahrzeuge pro Jahr, 2020 = BMW, Toyota, GM und Honda.

¹¹⁹ Weitere Informationen unter http://ec.europa.eu/transport/themes/urban/cpt/index_en.htm

13 Quellenverzeichnis

- Allelein, H.-J. et al., 2013. *Stationäre Kolbenmotoren für energetischen Einsatz*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Alliat, I., 2005. *Naturalhy Work Wockage 3 Durability*. [Online]
Available at: http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f10/06_alliat_durability.pdf
[Zugriff am 25. 07. 2014].
- Apodaca, L. E., 2012. *Nitrogen (Fixed) - Ammonia*. [Online]
Available at: <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/nitrogen/mcs-2012-nitro.pdf>
[Zugriff am 25. 07. 2014].
- Aral AG, 2014. *Das katalytische Cracken*. [Online]
Available at: <http://www.aral.de/aral/sectiongenericarticle.do?categoryId=4000017&contentId=56242>
[Zugriff am 05. 03. 2014].
- Ausfelder, F. & Bazzanella, A., 2008. *Verwertung und Speicherung von CO2*, Frankfurt a. M.: DECHEMA e.V..
- Baerns, M., Behr, A. & Brehm, A., 2008. *Technische Chemie*. Weinheim: Wiley-VCH.
- Bahrman, M. & Johnson, B., 2007. The ABCs of HVDC transmission technologies. *IEEE Power and Energy Mag.*
- Baltic Energy Forum, e.V., 2011. *CLEAN BALTIC SEA SHIPPING, LNG A NEW FUEL FOR SHIPPING, MOMENTUM FOR THE CLEAN SHIPPING STRATEGY*. Danzig, s.n.
- BASELL, kein Datum *Technisches Handbuch für Rohrwerkstoffe - Verarbeitung und Anwendung Hostalen, Lupolen*, s.l.: s.n.
- Battaglini, A., Komendantova, N., Brtnik, P. & Patt, A., 2012. Perception of barriers for expansion of electricity grids in the European Union. *Energy Policy*.
- BDEW, Juni 2014. *Entwicklung der Energiemärkte (Energierferenzprognose)*, s.l.: s.n.
- CHEMIE.DE Information Service GmbH, 2013. *Kryotechnik*. [Online]
Available at: <http://www.chemie.de/lexikon/Kryotechnik.html>
[Zugriff am 25. 07. 2014].
- DBI, 2014. Leipzig: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- DBI, 2014. *Informations- und Sachstandsbogen zur Wasserstofftoleranz im Gasnetz*, Leipzig: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012. *Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen-europäischen Strommarkt (Integration EE)*, Berlin: s.n.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2005. s.l.:s.n.
- DIN 51624, 2008. *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren*. Berlin: Deutsches Institut für Normung.
- Dr. Stefan Lunderhausen, Dr. Tobias Rudolph (E.ON Gas Storage GmbH), 2013. *Befragung im Rahmen des DVGW-Projektes G1-02-12 Sachstandbogen*, s.l.: s.n.
- Dr.-Ing. Thomas Jordan, 2007. *Skript zur Vorlesung über Wasserstofftechnologie*, Karlsruhe: Institut für Kern- und Energietechnik Forschungszentrum Karlsruhe GmbH.
- DVGW, 2009. *Gasspüren im Bereitschafts-/Entstörungsdienst, Verfahren-Geräte-Anwendungen, Teilnehmerunterlagen*, Bonn: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e.V..
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., 2011. *DVGW Arbeitsblatt G 262 (A)*, Bonn: s.n.

DVGW, 2014. [Online]

Available at: <http://www.dvgw-innovation.de/presse/pressegrafiken/>

[Zugriff am August 2014].

DVGW-Arbeitsblatt G 260, 2012. *Technische Regeln - Gasbeschaffenheit*, Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V..

DVGW-Projekt G3-02-12, E.ON, DBI, 2013. *Einfluss von Wasserstoff auf die Messung Gasbeschaffenheit, Energiemessung und Abrechnung*, s.l.: s.n.

E. Howe GmbH & Co. KG, 2013. *Methan*. [Online]

Available at: http://www.sauerstoffwerk.de/download_pdf/damethan.pdf

[Zugriff am 25. 07. 2014].

E.ON Ruhrgas AG, 2009 - 2012. *Labortests an unterschiedlichen Produkten*, s.l.: s.n.

E.ON Ruhrgas AG, 2010. *2010 Gas Industry Report*, s.l.: s.n.

E.ON Ruhrgas AG, kein Datum s.l.:s.n.

efsa, 2014. *Scientific Opinion on the safety assessment of the active substances, palladium metal and hydrogen gas for use in active food contact materials*. [Online]

Available at: <http://www.efsa.europa.eu/de/efsajournal/pub/3558.htm>

[Zugriff am 25. 07. 2014].

Eichseder, H. et al., 2008. „*Synergiepotenzial eines Fahrzeugs mit variablem Erdgas/Wasserstoff-Mischbetrieb*“ *Beitrag zur 3. Tagung Gasfahrzeuge*, Berlin: s.n.

EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, 2009. *TenneT*. [Online]

Available at:

http://www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2FKunden%2Fregionenmodell_stromtransport_2013.PDF

[Zugriff am 14 08 2014].

EnergieRegion.NRW , 2009. *Wasserstoff-Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft*, Düsseldorf: Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff (Hrsg.).

ENTSO-E, 2012. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*. [Online]

Available at: <https://www.entsoe.eu/system-operations/regional-groups/vrg-isolated-systems/>

[Zugriff am 26 10 2012].

ENTSO-E, 2012. *NTC Matrix*. [Online]

Available at: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/Pages/default.aspx>

[Zugriff am 5. 11. 2012].

ENTSO-E, 2014. *Turkey and Albania Electricity Transmission Systems in Permanent Synchronous Operation with Continental Europe*. [Online]

Available at: <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/Turkey-Albania-Continental-Europe.aspx>

[Zugriff am 20 01 2015].

ENTSO-E, 2015. *ENTSO-E Transparency Platform*. [Online]

Available at: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>

[Zugriff am 20 01 2015].

FENES; IAEW; ef.Ruhr GmbH; ISEA, 2014. *Stromspeicher in der Energiewende*, Berlin: AGORA Energiewende.

Fraunhofer IWES, 2014. *Power-to-Gas*. [Online]

Available at: <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/power-to->

[gas.html](#)

[Zugriff am 28.10.2014].

Gas Infrastructure Europe - GIE, 2014. <http://www.gie.eu.com>. [Online]

[Zugriff am August 2014].

getenergy GmbH, 2011. [Online]

Available at: [http://www.get-energy.de/news/28507/RWE stoppt LNG-Terminal in Wilhelmshaven.html](http://www.get-energy.de/news/28507/RWE_stoppt_LNG-Terminal_in_Wilhelmshaven.html)

[Zugriff am 18.10.2012].

H. Wilkening, D. B., 2007. CFD modelling of accidental hydrogen release from pipelines.

Hermann, H., Emele, L., Loreck, C., 2014. *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien*, Berlin: Öko-Institut e.V..

Hibbel, J., Wiebus, E., Cornils B., 2013. 75 Jahre Hydroformylierung – Oxoreaktoren und Oxolanlagen der Ruhrchemie AG und der Oxea GmbH von 1938 bis 2013. *Chemie Ingenieur Technik*, Issue 85 No. 12.

Huber, G. W. & Corma, A., 2007. *Synergien zwischen Bio- und Ölraffinerien bei der Herstellung von Biomassetreibstoffen*, Weinheim: Wiley-VCH GmbH Co. KGaA.

Industriegasverband e.V., kein Datum *Merkblatt zu Gasen als Lebensmittelzusatzstoffe - Herstellung, Lagerung, Abfüllung und Distribution*. [Online]

Available at: http://www.industriegasverband.de/igv/merkblaetter/LM_Gase.pdf

[Zugriff am 25.07.2014].

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, August 2013. *Befragung im Rahmen des Sachstandsberichts zur Wasserstofftoleranz*, s.l.: s.n.

Jentsch, M., Trost, T. & Sterner, M., 2011. *Evaluation of power-to-gas as long-term storage concept regarding electricity and CO2 sources. 6th International Renewable Energy Storage Conference - IRES. EUROSOLAR and the World Council for Renewable Energy (WCRE)*. Berlin, s.n.

Juilfs, G. G., 2000. *Diffusionsverhalten von Wasserstoff bei einem niedriglegierten Stahl unter Berücksichtigung des Verformungsgrades und der Deckschichtbildung in alkalischen Medien*. [Online]

Available at: <http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/dissertation-juilfs.pdf>

[Zugriff am 25.07.2014].

Karl, J., 2009. *Dezentrale Energiesysteme. Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt*. München: Oldenburg.

Kavalov, B., Petri, H. & Georgakaki, A., 2009. *Liquefied Natural Gas for Europe- Some important Issues for Consideration*, Luxemburg: JRC European Commission.

Khayet, M., 2013. Solar desalination by membrane distillation: Dispersion in energy consumption analysis and water production costs (a review). *Desalination*, pp. 89-101.

Kost, C. et al., 2012. [Online]

Available at: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

Kost, C. et al., 2012. *STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN*. [Online]

Available at: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

[Zugriff am 25.07.2014].

Kumar, A. S. et al., 2011. *Hydropower. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Band Cambridge University Press S. 437-496.

Lutum+Tappert, 2011. *European Gas Pipeline System*, s.l.: s.n.

- Marcogaz, 2012. *GAS INFRASTRUCTURE POSITION PAPER ON BAT*. [Online]
Available at: http://www.marcogaz.org/index.php/component/docman/doc_download/1178-gas-infrastructure-position-paper-on-bat-document-wg-ae-12-29d045?Itemid=135
[Zugriff am 25. 07. 2014].
- Mayaux, P. et al., 2003. *A LAND COVER MAP OF AFRICA*. [Online]
Available at: http://bioval.irc.ec.europa.eu/products/glc2000/products/GLC2000_africa3.pdf
[Zugriff am 25. 07. 2014].
- Mischner, P. D.-I. P. h. J., 2013. *DVGW-Jahrestagung 2013*. Radebeul, s.n.
- Münnich, C., 2001. *Untersuchungen zur Hydroformylierung von längerkettigen Olefinen an einem immobilisierten Rhodium(I)-Katalysator*, Darmstadt: s.n.
- NATURALHY, 2009. [Online]
Available at: www.naturalhy.net
[Zugriff am 12. 07. 2013].
- NaturalHY, 2009. *Abschlussmeeting NaturalHY*. Groningen, s.n.
- Netzentwicklungsplan Gas, 2014. <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2014/nep-2014.html>.
[Online].
- Nitsch, J., Gerhardt, N. & Wenzel, B., 2012. *Leitstudie 2011. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.*, s.l.: Bundesministerium für Umwelt.
- Nitsch, J., Pehnt, M. & Fishedick, M. e. a., 2004. *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, s.l.: DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal.
- Oeding, D. & Oswald, B. R., 2011. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin: Springer.
- Open Grid Europe GmbH, 2011. s.l.: s.n.
- Oswald, B. R., 2007. *380-kV-Salzburgleitung. Auswirkungen der möglichen (Teil) Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu*. [Online]
Available at: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PK%20SalzburgLeitung_Endfassung_4KS_20080118_0_0.pdf
[Zugriff am 30. 10. 2012].
- Pressl Jeremias, 2014. *Netzentwicklungsplan Gas 2014*, Berlin: FNB Gas.
- Purr, K. et al., Dezember 2013. *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, Dessau: Umweltbundesamt.
- Purr, K. et al., 2014. *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Rönsch, S. & Ortwein, A., 2011. Methanisierung von Synthesegasen - Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. *Chemie Ingenieur Technik*, Issue 83 (8), S.1200-1208.
- Sarge, S.: PTB-Handreichung, 11.09.2013. „Wasserstoff im Erdgasnetz“, 2. Entwurf. s.l.:s.n.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D. & Lutz, C., 2010. *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Basel, Köln, Osnabrück: s.n.
- Siemens AG, 2014. *Siemens Generatoren*. [Online]
Available at: <http://www.energy.siemens.com/hq/de/fossile-stromerzeugung/generatoren/>
[Zugriff am 25. 07. 2014].
- SoDa, 2005. *Time Series of Solar Radiation Data*. [Online]
Available at: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php
[Zugriff am 30. 10. 2012].

Specht, M. & Sterner, M., 2010. Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. *Solarzeitalter*, Issue 22 (1), S.51-58.

Staschus, K. & Mieszczański, M., 2011. *Factsheet 2011*, Brüssel: ENTSO-E.

Statistics Norway, 2010. *Table 02 Hydro-electric power stations, by size (maximum output) and county/ownership group*. [Online]

Available at: http://www.ssb.no/elektrisitetaar_en/tab-2012-03-29-02-en.html

[Zugriff am 30. 10. 2012].

Statistics Norway, 2012. *Electricity, annual figures, 2012*. [Online]

Available at: <http://www.ssb.no/en/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/>

[Zugriff am 30. 10. 2012].

Statnett & Tennet, 2004. *NorNed kabel HVDC Project. Continuous Transmission Capacity*. [Online]

Available at: http://www.tennet.org/english/images/17-UK-B5-Continuous_Transmission_Capacity_tcm43-12300.pdf

[Zugriff am 30. 10. 2012].

Stegemann, M., 2003. *Wasserstoff*. [Online]

Available at: <http://www.periodensystem.info/elemente/wasserstoff/>

[Zugriff am 18. 10. 2012].

Steiner, K., Wolf, D., Mozgovoy, A. & Vieth, D., 2013. Einfluss von Wasserstoff auf die Hochdruckfehlerkurve von Erdgaszählern. *gwf- Gas/Erdgas*, Issue 154, no. 05, pp. 344-347.

Sterner, M., 2009. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*. Kassel: s.n.

Sterner, M., 2009. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems, Dissertation*, Kassel: s.n.

Swedish Energy Agency, 2012. *Energy in Sweden- facts and figures 2011*. [Online]

Available at:

<http://energimyndigheten.se/Global/Engelska/Facts%20and%20figures/Energy%20in%20Sweden%20facts%20and%20figures%202011%20updated%2020120514>

[Zugriff am 30. 10. 2012].

Terpitz, J., 2009. *LNG – die Technologie der Transportlogistik*, Bonn: TGE Gas Engineering GmbH.

TOTAL, 2011. *liquefied natural gas*. [Online]

Available at: <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/lng>

[Zugriff am 25. 07. 2014].

TÜV SÜD Industrie Service GmbH, 2011. *Wasserstoff / Brennstoffzellen*. [Online]

Available at: http://www.netinform.de/H2/Wegweiser/Guide2.aspx?Ebene1_ID=48&Ebene2_ID=3975

[Zugriff am 25. 07. 2014].

Umweltbundesamt Strom und Wärmeversorgung, 2014. *Umweltbundesamt Strom und Wärmeversorgung*. [Online]

Available at: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen>

[Zugriff am Juli 2014].

Umweltbundesamt, 2013. *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Umweltbundesamt, 2015. *www.umweltbundesamt.de*. [Online]

Available at: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_abb_thg-emissionen_2015-06-04.pdf

Umweltbundesamt, F. i. A. d., 2015. *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung (UBA Projekt-Nr. 24180)*, Dessau: Umweltbundesamt.

VCI, 2013. [Online]

Available at: <https://www.vci.de/Downloads/PDF/Basischemie%202030.pdf>

[Zugriff am August 2014].

VerkehrsRundschau, 2011. *Hafen Hamburg: LNG-Terminal steht auf der Tagesordnung*. [Online]

Available at: <http://www.verkehrsrundschau.de/hafen-hamburg-lng-terminal-steht-auf-der-tagesordnung-1061256.html>

[Zugriff am 18. 10. 2012].

Verlag Glückauf Essen, 2011. *Gasversorgungsnetze in Deutschland - digitale Karte-*, s.l.: s.n.

VNG - Verbundnetz Gas AG, 2011. s.l.:s.n.

Weis-Taylor, P. & Latorre, S., 2012. *IEA Wind 2011 Annual Report*. [Online]

Available at: http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2012/2012%20IEA%20Wind%20AR_smallPDF.pdf

[Zugriff am 25. 07. 2014].

Weitkamp, J., 1982. Gewinnung leichter Kohlenwasserstoffe aus schweren Ölen - Verfahren und Entwicklungen. *Chemie Ingenieur Technik*, Issue 54 Nr. 2.

Weitkamp, J. & Gläser, R., 2004. *Katalyse*. [Online]

Available at: http://www.wiley-vch.de/books/info/winnacker-kuechler/img/Bd1_05.pdf

[Zugriff am 25. 07. 2014].

Wolf, W., 1975. *Abschätzung der Wasserstoff-Diffusion durch Gasleitungen aus Gusseisen*. [Online]

Available at: <http://www.eadips.org/cms/upload/publikationen/fgr10-s55.pdf>

[Zugriff am 25. 07. 2014].

**Klimaschutz und regenerativ erzeugte
chemische Energieträger –
Infrastruktur und Systemanpassung zur
Versorgung mit regenerativen chemischen
Energieträgern aus in- und ausländischen
regenerativen Energien**

Anhang

Inhaltsverzeichnis

1	Grundlagen	18
2	Mögliche Importpotenziale regenerativer Gase	21
2.1	Marokko	21
2.1.1	Transportkapazitäten	21
2.1.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	23
2.2	Algerien	26
2.2.1	Transportkapazitäten	26
2.2.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	28
2.3	Tunesien	33
2.3.1	Transportkapazitäten	33
2.3.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	35
2.4	Ägypten	38
2.4.1	Transportkapazitäten	38
2.4.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	39
2.5	Türkei	42
2.5.1	Transportkapazitäten	42
2.5.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	48
2.6	Spanien	51
2.6.1	Transportkapazitäten	51
2.6.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	54
2.7	Schweden	57
2.7.1	Transportkapazitäten	57
2.7.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	59
2.8	Norwegen	62
2.8.1	Transportkapazitäten	62
2.8.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	67
2.9	Großbritannien	84
2.9.1	Transportkapazitäten	84
2.9.2	EE-Erzeugungs- und Importpotenzial	86

3	Potenziale für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland	91
3.1	Region 21	92
3.2	Region 22	93
3.3	Region 23	94
3.4	Region 24	95
3.5	Region 25	96
3.6	Region 26	97
3.7	Region 41	98
3.8	Region 42	99
3.9	Region 71	100
3.10	Region 72	101
3.11	Region 73	102
3.12	Region 74	103
3.13	Region 75	104
3.14	Region 76	105
3.15	Region 81	106
3.16	Region 82	107
3.17	Region 83	108
3.18	Region 84	109
4	Sankey-Diagramme ausgewählter Erzeugungsstandorte	110
4.1	Aydin (Türkei).....	110
4.1.1	Aydin (Türkei) – CSP Parabol + Speicher (CSP).....	110
4.1.2	Aydin (Türkei) – PV (Freifläche).....	112
4.2	Bandsjön (Schweden)	115
4.2.1	Bandsjön (Schweden) – Windkraft Offshore (WK-Offshore).....	115
4.2.2	Bandsjön (Schweden) – Windkraft Onshore (WK-Onshore)	117
4.3	Girvan (UK).....	119
4.3.1	Girvan (UK) – Windkraft Offshore (WK-Offshore)	119
4.3.2	Girvan (UK) – Windkraft Onshore (WK-Onshore).....	121
4.4	Guadix (Spanien).....	123
4.4.1	Guadix (Spanien) – CSP Parabol + Speicher (CSP)	123

4.4.2	Guadix (Spanien) – PV Freifläche (PV)	125
4.5	Hjalta (Schweden)	127
4.5.1	Hjalta (Schweden) – Wasserkraft.....	127
4.6	Roskrepp (Norwegen).....	129
4.6.1	Roskrepp (Norwegen) – Wasserkraft.....	129
4.7	Samalut (Ägypten)	132
4.7.1	Samalut (Ägypten) – CSP Parabol + Speicher (CSP).....	132
4.7.2	Samalut (Ägypten) – PV Freifläche (PV)	133
4.8	Stavanger (Norwegen).....	135
4.8.1	Stavanger (Norwegen) – Windkraft Offshore (WK-Offshore)	135
4.8.2	Stavanger (Norwegen) – Windkraft Onshore (WK-Onshore)	137

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Tarifa.....	21
Abbildung 2:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Tarifa	22
Abbildung 3:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Marokko	23
Abbildung 4:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Marokko.....	23
Abbildung 5:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	24
Abbildung 6:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	24
Abbildung 7:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	25
Abbildung 8:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	25
Abbildung 9:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Almeria	26
Abbildung 10:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Almeria	27
Abbildung 11:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Algerien	28
Abbildung 12:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Algerien.....	28
Abbildung 13:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	29
Abbildung 14:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	29
Abbildung 15:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	30
Abbildung 16:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	30
Abbildung 17:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den eCH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Bethioua aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	31
Abbildung 18:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Bethioua aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	31

Abbildung 19:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	32
Abbildung 20:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	32
Abbildung 21:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Mazara	33
Abbildung 22:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Mazara.....	34
Abbildung 23:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Tunesien	35
Abbildung 24:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Tunesien	35
Abbildung 25:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	36
Abbildung 26:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	36
Abbildung 27:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	37
Abbildung 28:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	37
Abbildung 29:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Ägypten	39
Abbildung 30:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Ägypten.....	39
Abbildung 31:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Damietta aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	40
Abbildung 32:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Damietta aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	40
Abbildung 33:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Idku aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	41
Abbildung 34:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Idku aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	41
Abbildung 35:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Kipi	42
Abbildung 36:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Kipi.....	43
Abbildung 37:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Malkoclar.....	43

Abbildung 38:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Malkoclar.....	44
Abbildung 39:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Izmir.....	45
Abbildung 40:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Izmir	45
Abbildung 41:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Marmara Ereglisi	46
Abbildung 42:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Marmara Ereglisi	47
Abbildung 43:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in der Türkei.....	48
Abbildung 44:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Malkoclar/Marmara aus der Türkei (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	49
Abbildung 45:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Malkoclar/Marmara aus der Türkei (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	50
Abbildung 46:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Biriattou	51
Abbildung 47:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Biriattou.....	52
Abbildung 48:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Larrau.....	52
Abbildung 49:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Larrau	53
Abbildung 50:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Spanien	54
Abbildung 51:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Spanien.....	54
Abbildung 52:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Larrau/Biriattou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	55
Abbildung 53:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Larrau/Biriattou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	55
Abbildung 54:	EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Larrau/Biriattou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	56

Abbildung 55:	EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Larrau/Biriatou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	56
Abbildung 56:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Dragor	57
Abbildung 57:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Dragor	58
Abbildung 58:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Schweden	59
Abbildung 59:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Offshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Schweden	59
Abbildung 60:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	60
Abbildung 61:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	60
Abbildung 62:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	61
Abbildung 63:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	61
Abbildung 64:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Dornum.....	62
Abbildung 65:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Dornum.....	63
Abbildung 66:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Emden EPT1	63
Abbildung 67:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Emden EPT1	64
Abbildung 68:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Emden NPT.....	65
Abbildung 69:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Emden NPT.....	65
Abbildung 70:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Norwegen.....	67
Abbildung 71:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Offshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Norwegen.....	67
Abbildung 72:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	68

Abbildung 73:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	69
Abbildung 74:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	70
Abbildung 75:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	71
Abbildung 76:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	72
Abbildung 77:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013).....	73
Abbildung 78:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	74
Abbildung 79:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	75
Abbildung 80:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	76
Abbildung 81:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	76
Abbildung 82:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	77
Abbildung 83:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	77
Abbildung 84:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Kolsness aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	78
Abbildung 85:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Kolsness aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	79
Abbildung 86:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Risavika aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	80
Abbildung 87:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Risavika aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	81
Abbildung 88:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Karmoy aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	82

Abbildung 89:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via LNG-Exportterminal Karmoy aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	83
Abbildung 90:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH ₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort „Interconnector“	84
Abbildung 91:	Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH ₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort „Interconnector“	85
Abbildung 92:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Großbritannien	86
Abbildung 93:	Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Offshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Großbritannien	86
Abbildung 94:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	87
Abbildung 95:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H ₂ -Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	88
Abbildung 96:	EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	89
Abbildung 97:	EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH ₄ -Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)	90
Abbildung 98:	Darstellung und Zuordnung der dena-Netzregionen	91
Abbildung 99:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 21 (2 Vol.-%).....	92
Abbildung 100:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 21 (5 Vol.-%).....	92
Abbildung 101:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 22 (2 Vol.-%).....	93
Abbildung 102:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 22 (5 Vol.-%).....	93
Abbildung 103:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 23 (2 Vol.-%).....	94
Abbildung 104:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 23 (5 Vol.-%).....	94
Abbildung 105:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 24 (2 Vol.-%).....	95
Abbildung 106:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 24 (5 Vol.-%).....	95
Abbildung 107:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 25 (2 Vol.-%).....	96
Abbildung 108:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 25 (5 Vol.-%).....	96
Abbildung 109:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 26 (2 Vol.-%).....	97
Abbildung 110:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 26 (5 Vol.-%).....	97
Abbildung 111:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 41 (2 Vol.-%).....	98
Abbildung 112:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 41 (5 Vol.-%).....	98
Abbildung 113:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 42 (2 Vol.-%).....	99

Abbildung 114:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 42 (5 Vol.-%).....	99
Abbildung 115:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 71 (2 Vol.-%).....	100
Abbildung 116:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 71 (5 Vol.-%).....	100
Abbildung 117:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 72 (5 Vol.-%).....	101
Abbildung 118:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 72 (5 Vol.-%).....	101
Abbildung 119:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 73 (2 Vol.-%).....	102
Abbildung 120:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 73 (5 Vol.-%).....	102
Abbildung 121:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 74 (2 Vol.-%).....	103
Abbildung 122:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 74 (5 Vol.-%).....	103
Abbildung 123:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 75 (2 Vol.-%).....	104
Abbildung 124:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 75 (5 Vol.-%).....	104
Abbildung 125:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 76 (2 Vol.-%).....	105
Abbildung 126:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 76 (5 Vol.-%).....	105
Abbildung 127:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 81 (2 Vol.-%).....	106
Abbildung 128:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 81 (5 Vol.-%).....	106
Abbildung 129:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 82 (2 Vol.-%).....	107
Abbildung 130:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 82 (5 Vol.-%).....	107
Abbildung 131:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 83 (2 Vol.-%).....	108
Abbildung 132:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 83 (5 Vol.-%).....	108
Abbildung 133:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 84 (2 Vol.-%).....	109
Abbildung 134:	Überschussstrommengen für die H ₂ -Aufnahme in Netzregion 84 (5 Vol.-%).....	109
Abbildung 135:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in H ₂ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz	110
Abbildung 136:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in H ₂ am Verbrauchsstandort	110
Abbildung 137:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH ₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz	111
Abbildung 138:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in CH ₄ am Verbrauchsstandort.	111
Abbildung 139:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH ₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport per LNG	112
Abbildung 140:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in H ₂ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz	112

Abbildung 141:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in H ₂ am Verbrauchsstandort.	113
Abbildung 142:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH ₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz	113
Abbildung 143:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in CH ₄ am Verbrauchsstandort.	114
Abbildung 144:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH ₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport per LNG	114
Abbildung 145:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in H ₂ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz.....	115
Abbildung 146:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in H ₂ am Verbrauchsstand.	115
Abbildung 147:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz.....	116
Abbildung 148:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in CH ₄ am Verbrauchsstand.....	116
Abbildung 149:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in H ₂ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz.....	117
Abbildung 150:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in H ₂ am Verbrauchsstand.....	117
Abbildung 151:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz.....	118
Abbildung 152:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in CH ₄ am Verbrauchsstand.....	118
Abbildung 153:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in H ₂ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz	119
Abbildung 154:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in H ₂ am Verbrauchsstand.....	119

Abbildung 155:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz	120
Abbildung 156:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in CH ₄ am Verbrauchsstandort.....	120
Abbildung 157:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in H ₂ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz	121
Abbildung 158:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in H ₂ am Verbrauchsstandort.....	121
Abbildung 159:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz	122
Abbildung 160:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in CH ₄ am Verbrauchsstandort.....	122
Abbildung 161:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in H ₂ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz	123
Abbildung 162:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in H ₂ am Verbrauchsstandort	123
Abbildung 163:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH ₄ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz	124
Abbildung 164:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in CH ₄ am Verbrauchsstandort	124
Abbildung 165:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in H ₂ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz	125
Abbildung 166:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in H ₂ am Verbrauchsstandort.	125
Abbildung 167:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH ₄ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz	126
Abbildung 168:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in CH ₄ am Verbrauchsstandort	126

Abbildung 169:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in H ₂ am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) und Transport im Gasnetz.....	127
Abbildung 170:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) in H ₂ am Verbrauchsstandort.....	127
Abbildung 171:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in CH ₄ am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) und Transport im Gasnetz.....	128
Abbildung 172:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) in CH ₄ am Verbrauchsstandort.....	128
Abbildung 173:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in H ₂ am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) und Transport im Gasnetz.....	129
Abbildung 174:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) in H ₂ am Verbrauchsstandort	129
Abbildung 175:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in CH ₄ am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) und Transport im Gasnetz.....	130
Abbildung 176:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) in CH ₄ am Verbrauchsstandort	130
Abbildung 177:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in CH ₄ am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) und Transport per LNG.....	131
Abbildung 178:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in H ₂ am Verbrauchsstandort.....	132
Abbildung 179:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in CH ₄ am Verbrauchsstandort.....	132
Abbildung 180:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH ₄ am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) und Transport per LNG	133
Abbildung 181:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in H ₂ am Verbrauchsstandort	133
Abbildung 182:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in CH ₄ am Verbrauchsstandort	134

Abbildung 183:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH ₄ am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) und Transport per LNG	134
Abbildung 184:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in H ₂ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz.....	135
Abbildung 185:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) aus WK-Offshore in H ₂ am Verbrauchsstandort	135
Abbildung 186:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz.....	136
Abbildung 187:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) in CH ₄ am Verbrauchsstandort	136
Abbildung 188:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport per LNG.....	137
Abbildung 189:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in H ₂ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz.....	137
Abbildung 190:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) aus WK-Offshore in H ₂ am Verbrauchsstandort.....	138
Abbildung 191:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz.....	138
Abbildung 192:	Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) aus WK-Offshore in CH ₄ am Verbrauchsstandort.....	139
Abbildung 193:	Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH ₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport per LNG.....	139

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Liste der Verdichterausbaumaßnahmen bis 2024 (Netzentwicklungsplan Gas, 2014).....	18
Tabelle 2:	Liste der Transportleitungsausbaumaßnahmen bis 2024 (Netzentwicklungsplan Gas, 2014)	19

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

CSP	Concentrated Solar Power (Sonnenwärmekraftwerk)
eH₂	eWasserstoff (Erzeugung aus Erneuerbarer Energie)
eCH₄	eMethan (Erzeugung aus Erneuerbarer Energie)
ELY	Elektrolyseur
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EE	Erneuerbare Energien
GDRMA	Gas-Druckregelmessanlage
HDÜ	Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
NTC	Net Transfer Capacity
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 Grundlagen

Tabelle 1: Liste der Verdichterausbaumaßnahmen bis 2024 (Netzentwicklungsplan Gas, 2014)

Netzausbaumaßnahmen/Projekt	Maßnahmenbeschreibung	Verdichter [MW]	Kosten [Mio. €]	Aktueller Projektstatus/Entwicklungsstand	Planerische Inbetriebnahme	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung
VS Quarstedt (neu)	Neubau einer Verdichterstation zur Verdichtung in die DEUDAN in Süd-Nord Richtung	24	131	Beginn mit bauvorbereitenden Maßnahmen	2016	Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark
VDS Rothenstadt	Neubau VDS Rothenstadt	45	119	Planungsmemorandum erstellt, Machbarkeitsstudie in Bearbeitung	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach
VDS Amerdingen	Neubau VDS Amerdingen	33	107	Projektidee	Dez 19	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, terranets bw, Speicher 7Fields, Haidach, Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber
VDS Werne	Neubau VDS Werne	49	147	Basic Engineering	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, LH Umstellgebiete
VDS Herbstein	Neubau VDS Herbstein	33	120	Vorbereitung Start Basic Engineering	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG, Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, LH Umstellgebiete, Erhöhung der Überspeisekapazität Ellund
Reversierung TENP	Neubau VDS Stolberg inkl. Verbindung zu WEDAL (GDRM)	15	74	Projektidee	2018	Erwartetes Gasüberangebot in Italien, Erhöhung der Überspeisekapazität Fluxys TENP mit GASCADE, BZK Wallbach - Eynatten
VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	Erhöhung der Transportkapazität	24	83	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	06/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (IaFZK) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet
Netzkopplung Drohne inkl. GDRM-Anlagen, Erweiterung VDS Rehden	Neubau Leitung Rehden-Drohne, Erweiterung VDS Rehden	13	81	ROV abgeschlossen	12/2017	L-H-Gas-Umstellung (Umstellbereiche 3-5, 7-13, 1618, 20-27, siehe Anlage 5 zum NEP-Dokument) und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.
Erweiterung NEL	Neubau VDS Hamburg, Erweiterung GDRM Anlandestation	60	155	Projektidee	12/2024	Importbedarf aufgrund Quellenverteilung
VDS Scharenstetten	Ausbau VDS Scharenstetten	12	44	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	10/2016	Erhöhung der Transportkapazität in BadenWürttemberg
VDS Rheinland	Neubau VDS Rheinland	50	142	Projektidee	2020-2024	L-H-Umstellgebiete

Quelle: (Netzentwicklungsplan Gas, 2014)

Tabelle 2: Liste der Transportleitungsausbaumaßnahmen bis 2024 (Netzentwicklungsplan Gas, 2014)

Netzausbaumaßnahmen/Projekt	Maßnahmenbeschreibung	Länge [km]	DN [mm]	DP [bar]	Kosten [Mio. €]	Aktueller Projektstatus/Entwicklungsstand	Planerische Inbetriebnahme	Auswirkung auf Bedarfsabdeckung
Loop Fockbek-Ellund	Teilweiser Loop zur DEUDAN (von Fockbek bis Ellund)	63,5	900	84	177	Planfeststellungsbeschuß erhalten	2016	Anschluss der neuen Kraftwerke in Kiel und Flensburg - Steigerung der Exportleistung in Richtung Dänemark
Ltg. Schwandorf - Forchheim	Loop Schwandorf - Forchheim	62,0	1000	100	126	Vorbereitung ROV	12/2017	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach
Ltg. Forchheim Finsing	Loop Forchheim - Finsing	79,0	1000	100	180	Vorbereitung ROV	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets, Speicher 7Fields, Haidach
MONACO 1	Errichtung MONACO-Leitung Bauabschnitt 1 von Burghausen nach Finsing (inkl. GDRM-Anlagen)	86,5	1200	100	197	Planfeststellungsverfahren eingeleitet	Dez 17	Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen OGE und bayernets, Speicher 7Fields, Haidach, Kraftwerk Burghausen, Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber; PCI-Status zur Erhöhung des grenzüberschreitenden Gasaustausches zwischen Deutschland und Österreich (PCI-Projekt Nr. 5.18 im Anhang der EU-Verordnung Nr. 347/2013 vom 10.01.2014)
Ltg. Epe - Legden	Loop Epe - Legden	15,0	1100	100	41	Vorbereitung ROV	12/2018	Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets/ terranets bw/ TG Speicher Haidach/ 7Fields, Etzel, LH Umstellgebiete
Ltg. Voigtslach - Paffrath	Loop Ltg. Voigtslach - Paffrath (NETG)	23,2	900	70	48	Abschluss PFV	12/2023	L-H-Umstellgebiete
Nordschwarzwaldleitung	Leistungsneubauvorhaben	71	600	80	71	Beginn mit bauvorbereitenden Maßnahmen	12/2015	erhöhte Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg, zusätzliche frei zuordenbare Transportkapazitäten
VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	Erhöhung der Transportkapazität	3	600	84	83	Vorplanung, Projektstart eingeleitet	06/2017	Bereitstellung zusätzlicher Einspeisekapazität (TaK) für Speicher in Epe; Reduzierung von Restriktionen bestehender lastabhängig fest frei zuordenbarer Einspeisekapazitäten (laFKZ) der TG; Schaffung zusätzlicher Exit-Kapazitäten im östlichen Ruhrgebiet

Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger

Netzkopplung Drohne inkl. GDRM-Anlagen, Erweiterung VDS Rehden ²	Neubau Leitung Rehden-Drohne, Erweiterung VDS Rehden	26,0	600	90	81	ROV abgeschlossen	12/2017	L-H-Gas-Umstellung (Umstellbereiche 3-5, 7-13, 1618, 20-27, siehe Anlage 5 zum NEP-Dokument) und erhöhte Übergaben innerhalb NCG.
Anbindung Ahlten 3	Neubau einer Verbindungsleitung zwischen der Avacon HDN Station Ahlten 3 und dem Nowega Fernleitungsnetz.	0,4	500	64	1	Erstellung Planungsunterlagen	01.10.2015	Bereitstellung von FZK Kapazitäten am Punkt Ahlten 3 aus dem Marktgebiet Gaspool zur Versorgung der HDN.
Querspange Raum Pforzheim - Raum Bietigheim	Ringschluss Kraichgauleitung	26	400	80	33	Projektidee	12/2024	Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazität für die Versorgung von Gaskunden, insbesondere im Raum Stuttgart

Quelle: (Netzentwicklungsplan Gas, 2014)

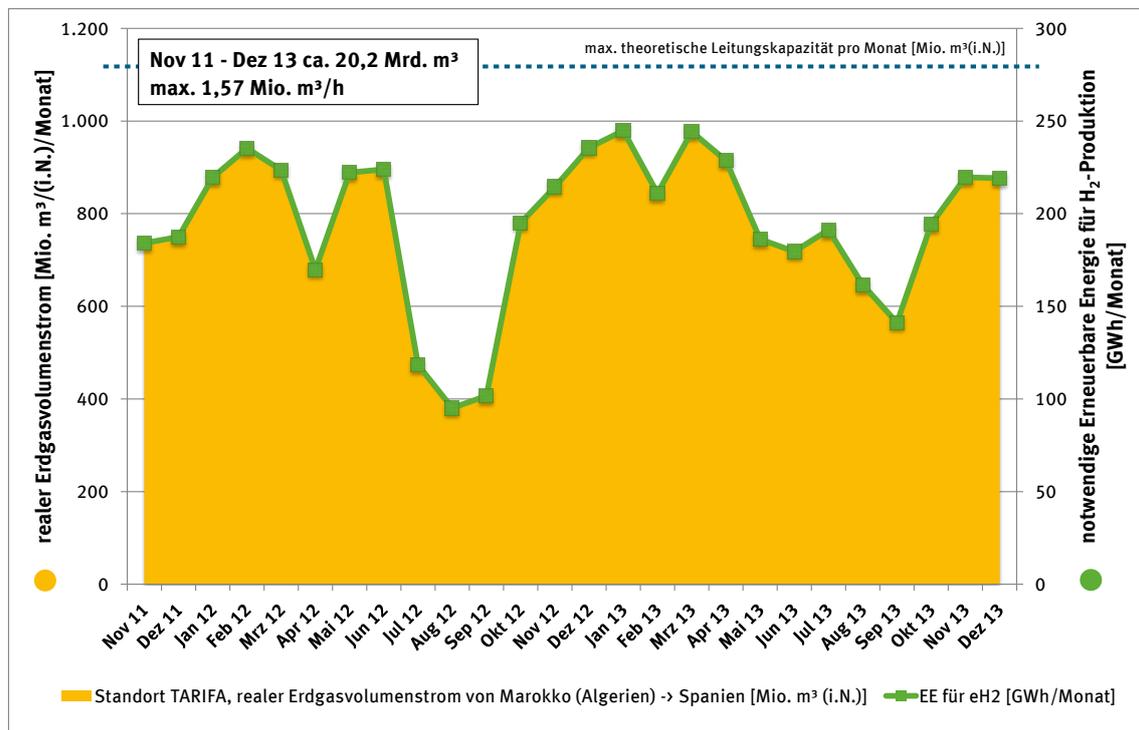
2 Mögliche Importpotenziale regenerativer Gase

Nachfolgend werden die Ergebnisgrafiken der aus den ermittelten Transportkapazitäten und EE-Erzeugungspotenzialen hervorgehenden Exportpotenziale von eH₂ bzw. eCH₄ in den jeweiligen Ländern dargestellt.

2.1 Marokko

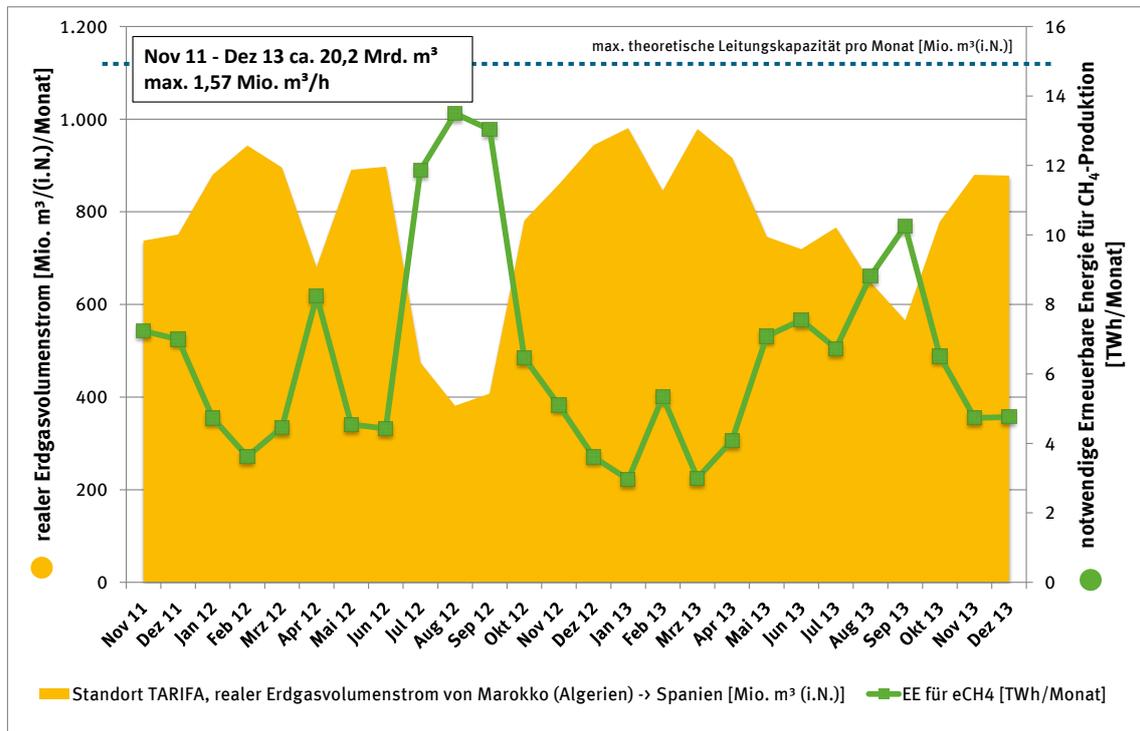
2.1.1 Transportkapazitäten

Abbildung 1: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Tarifa



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

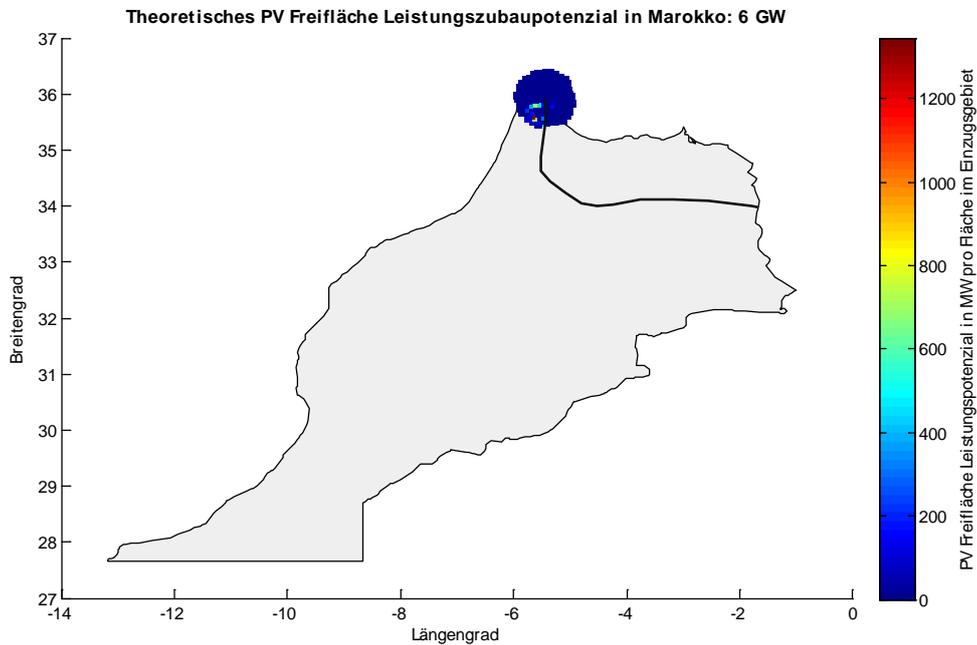
Abbildung 2: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Tarifa



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

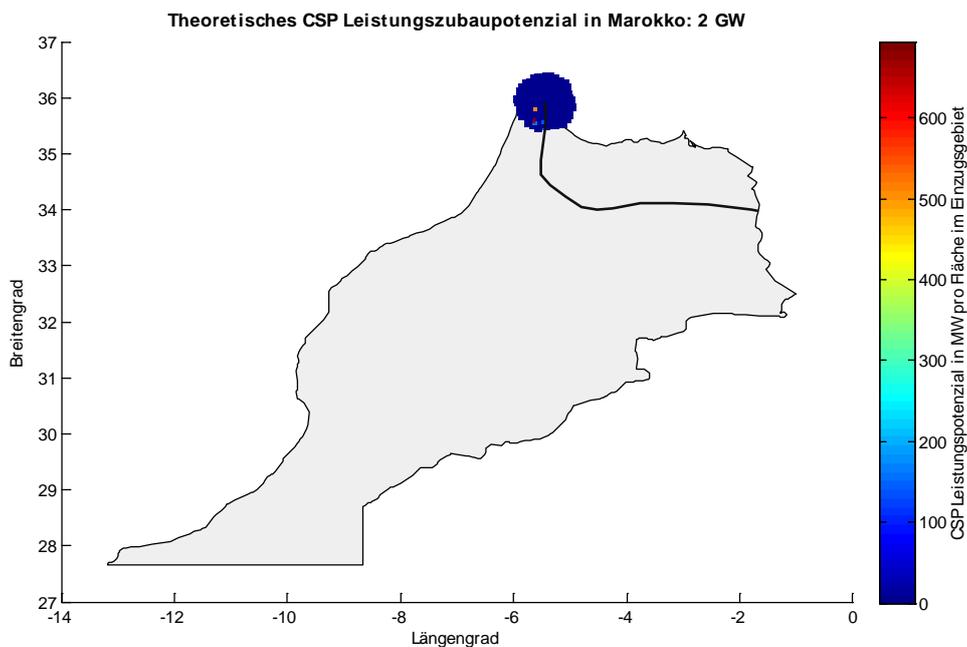
2.1.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 3: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Marokko



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

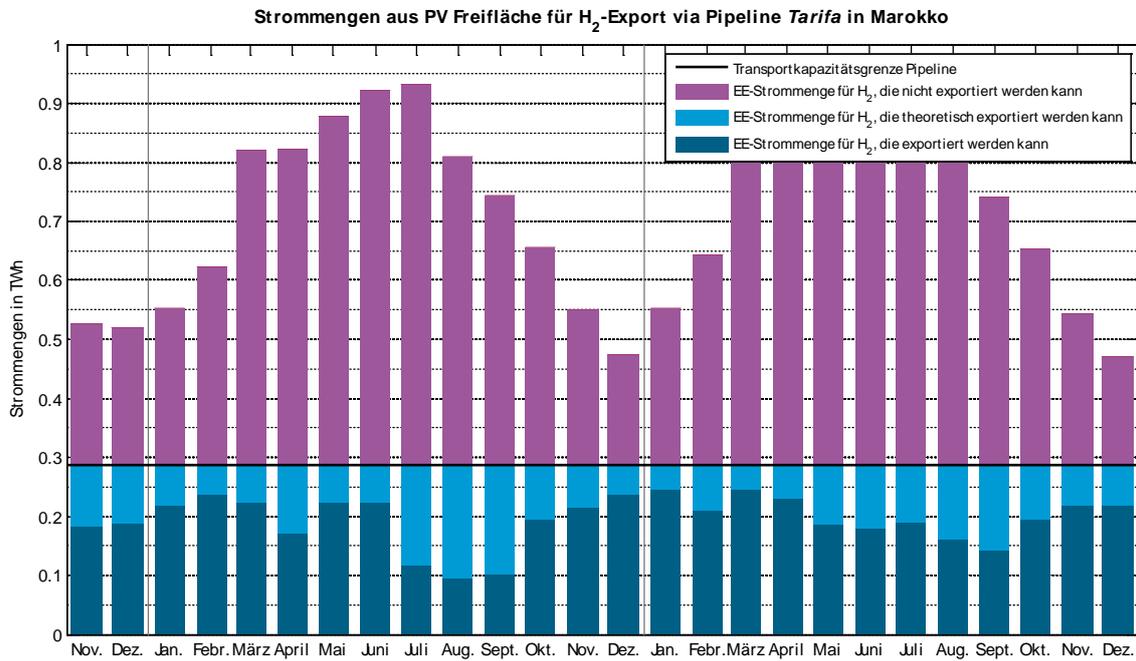
Abbildung 4: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Marokko



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

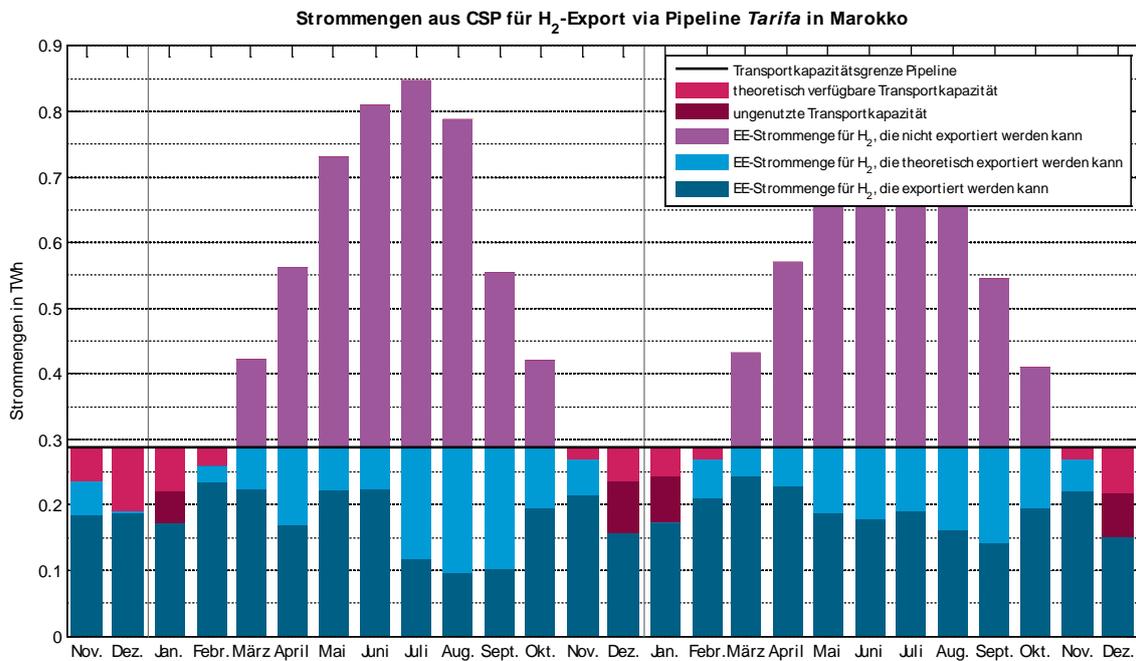
H₂-Import via Pipeline Tarifa:

Abbildung 5: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

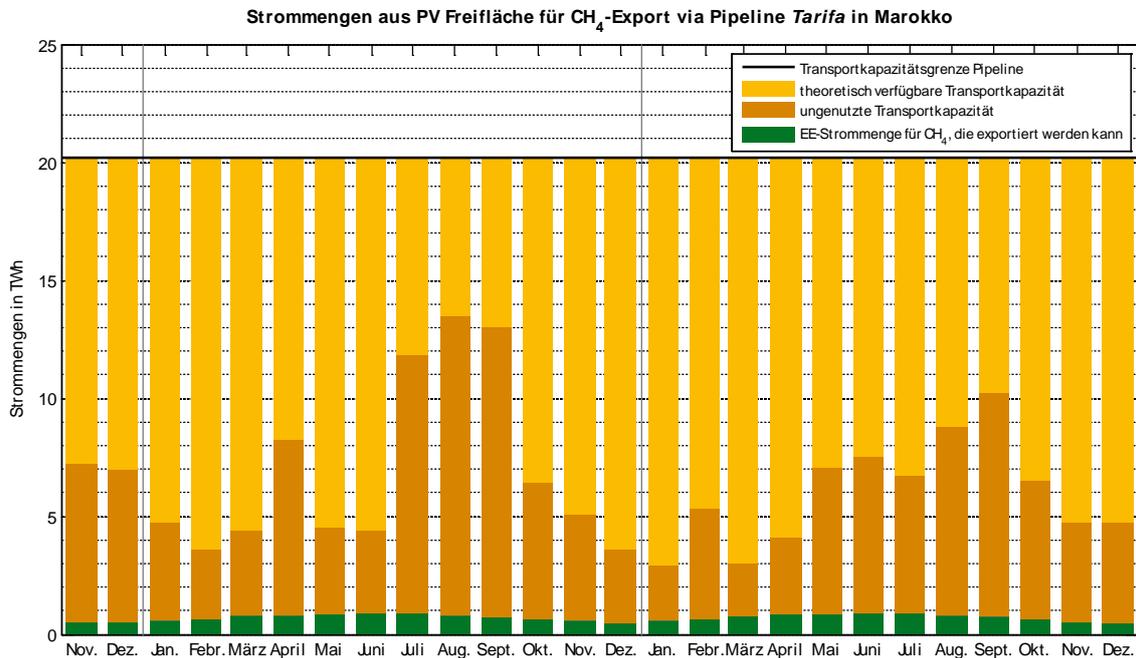
Abbildung 6: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

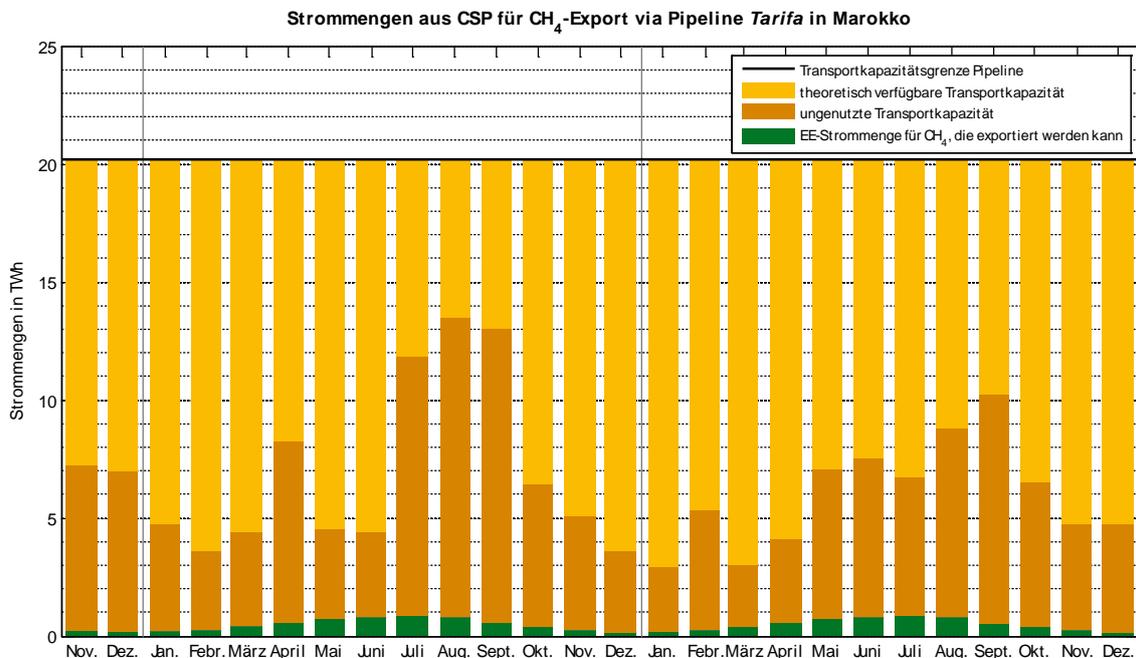
CH₄-Import via Pipeline Tarifa:

Abbildung 7: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 8: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Tarifa aus Marokko (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

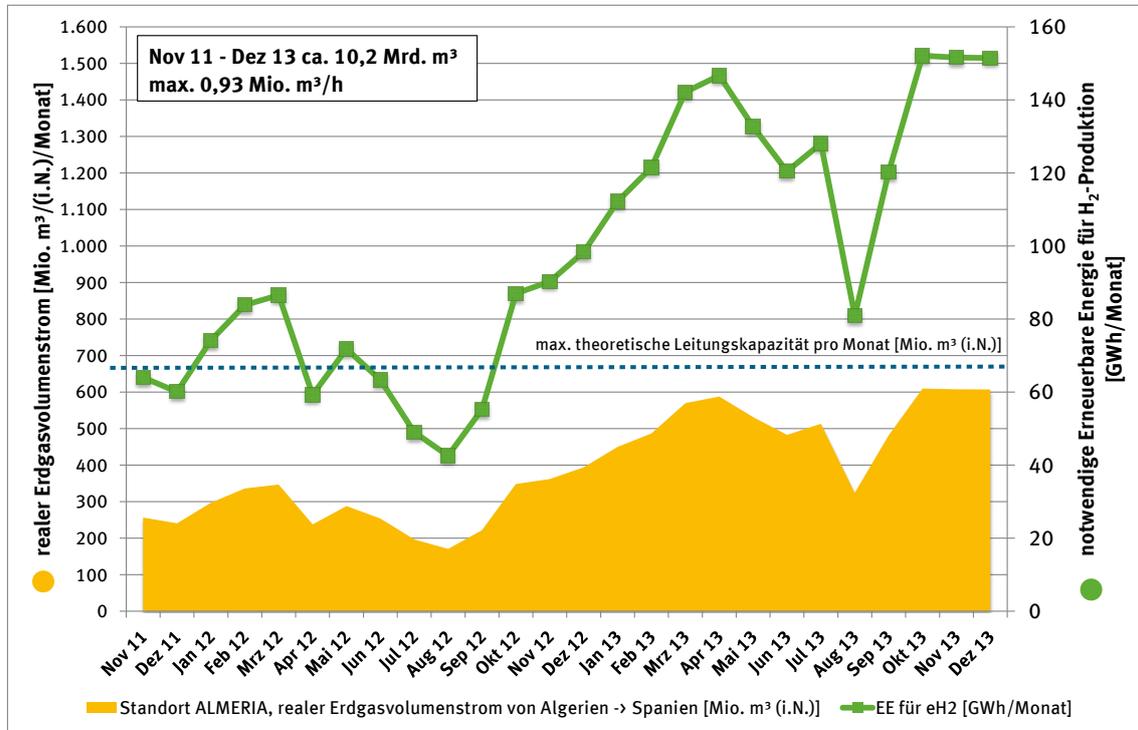


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.2 Algerien

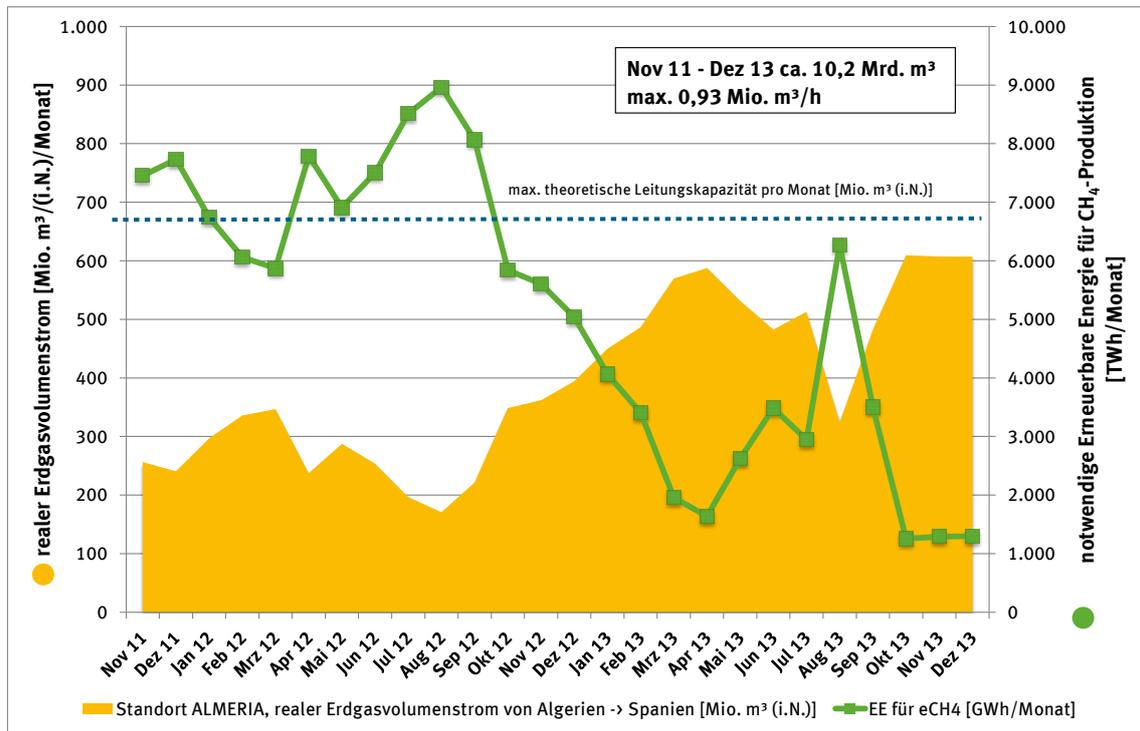
2.2.1 Transportkapazitäten

Abbildung 9: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Almeria



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

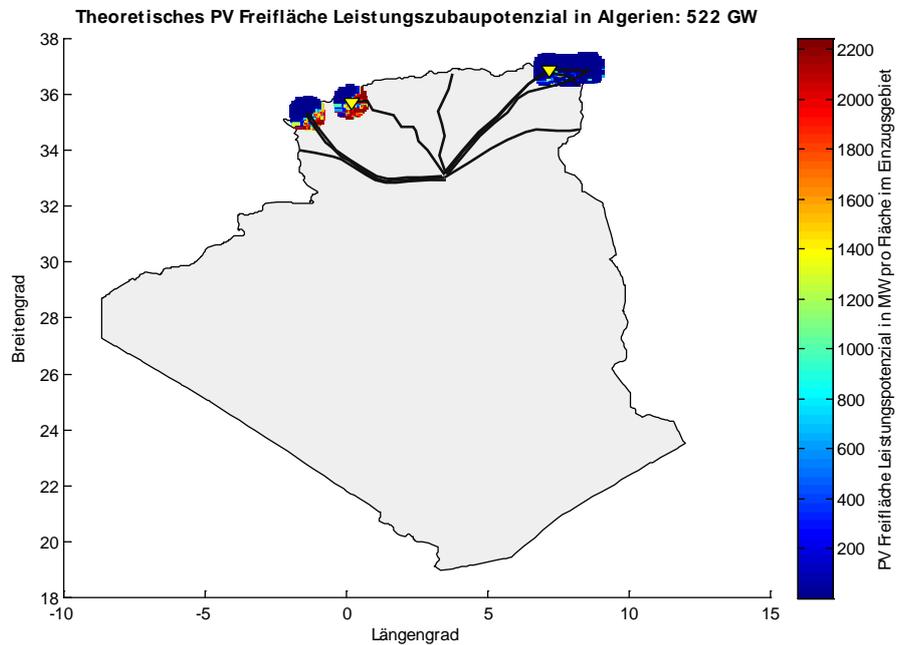
Abbildung 10: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Almeria



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

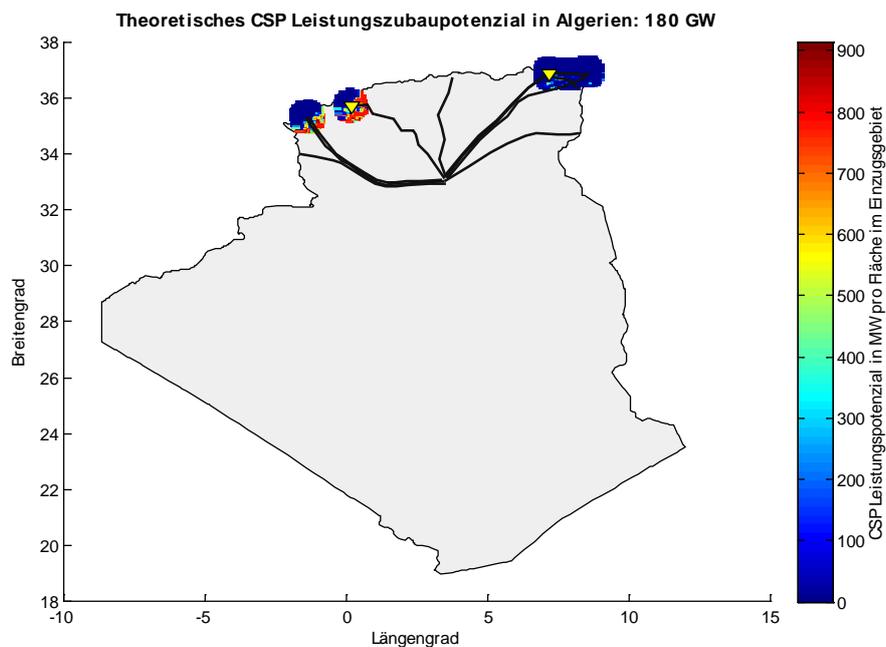
2.2.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 11: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Algerien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

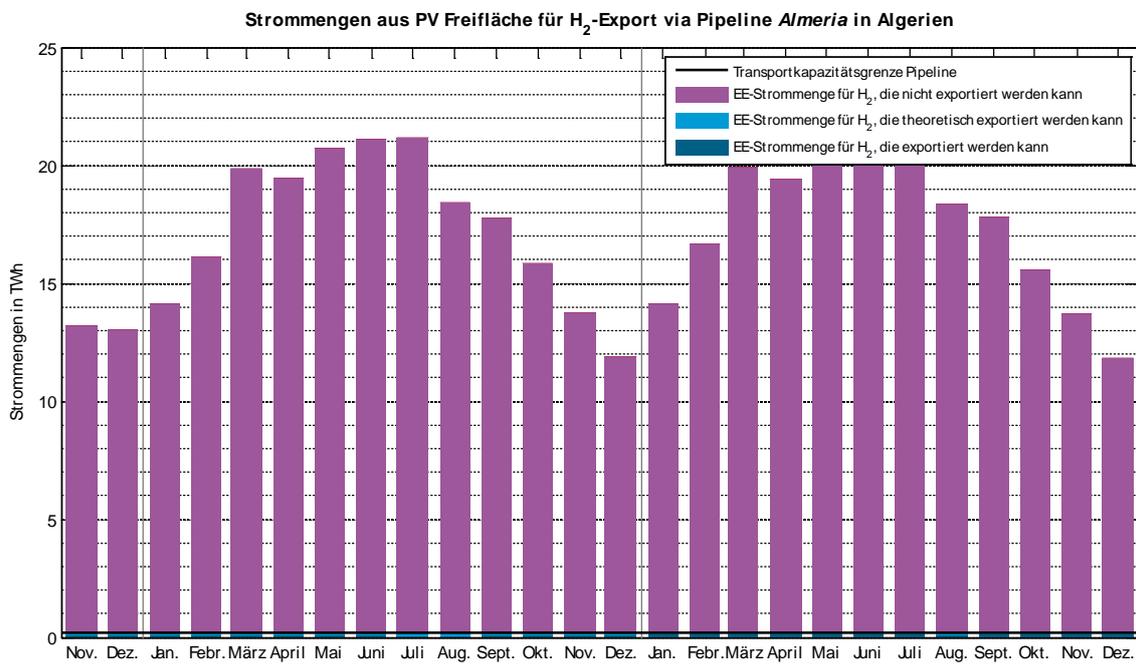
Abbildung 12: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Algerien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

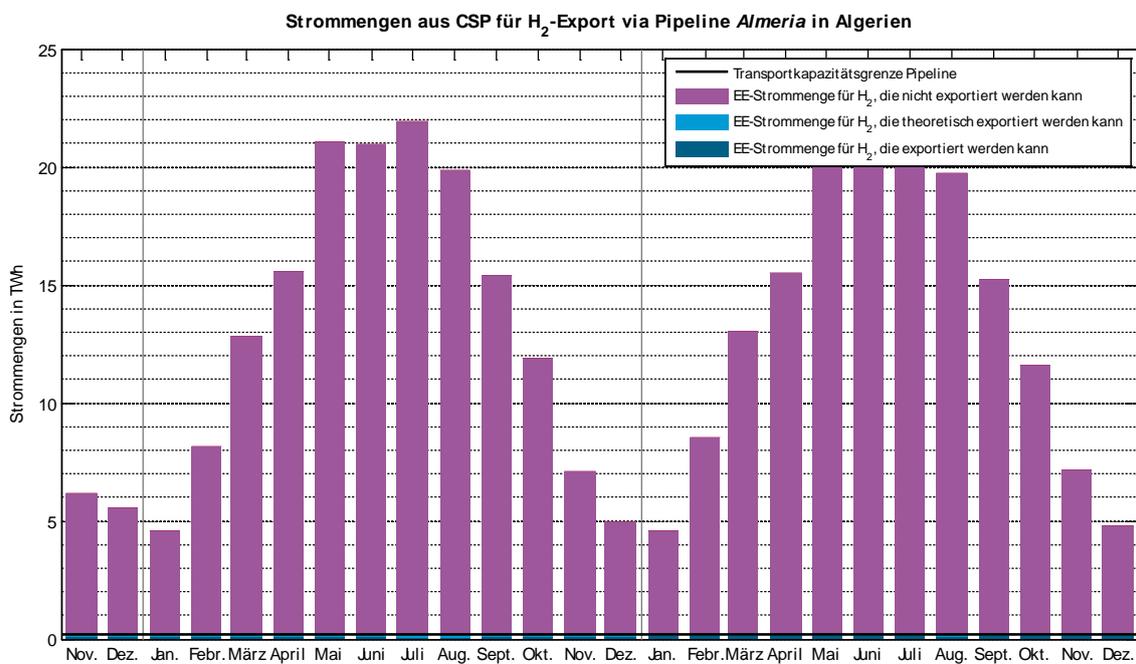
H₂-Import via Pipeline Almeria:

Abbildung 13: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

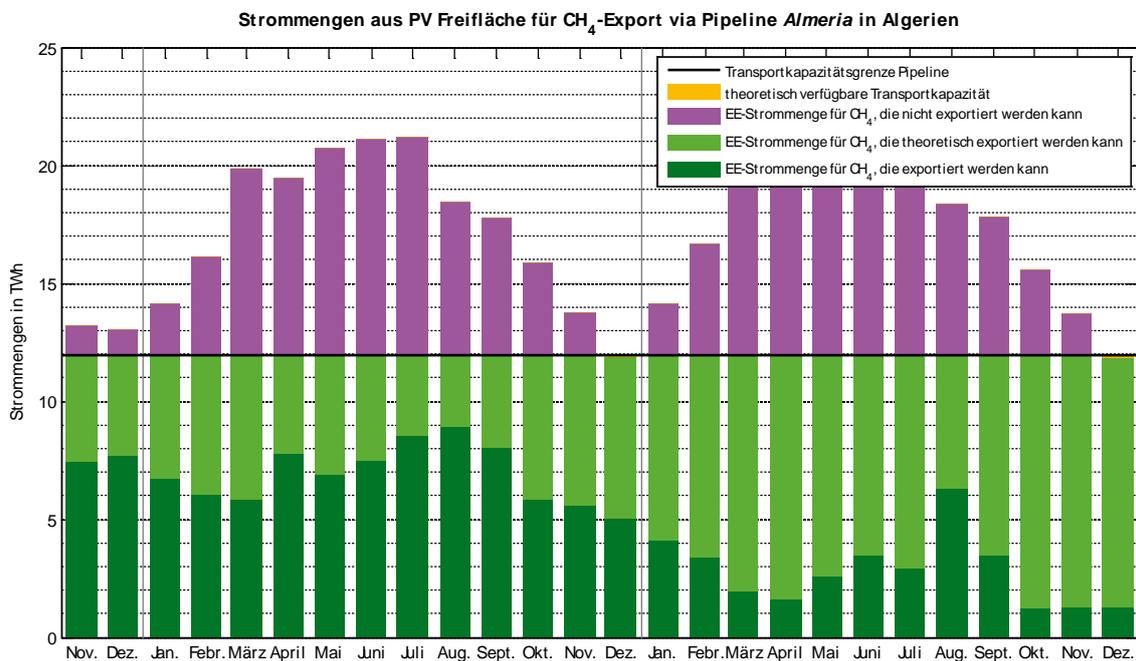
Abbildung 14: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

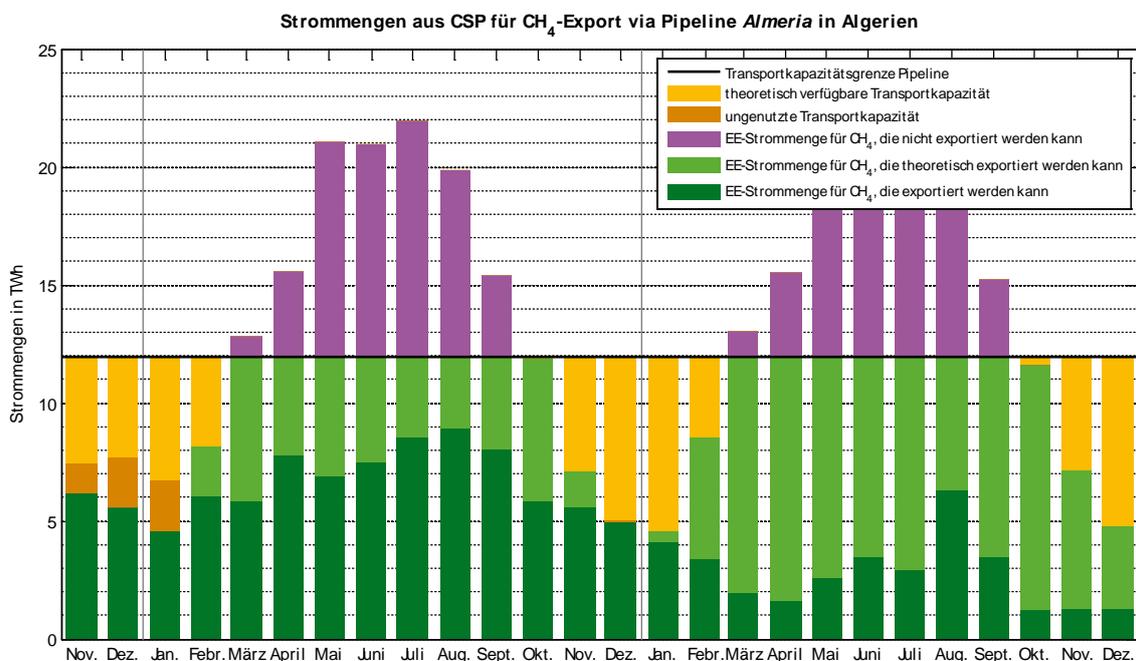
CH₄-Import via Pipeline Almeria:

Abbildung 15: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

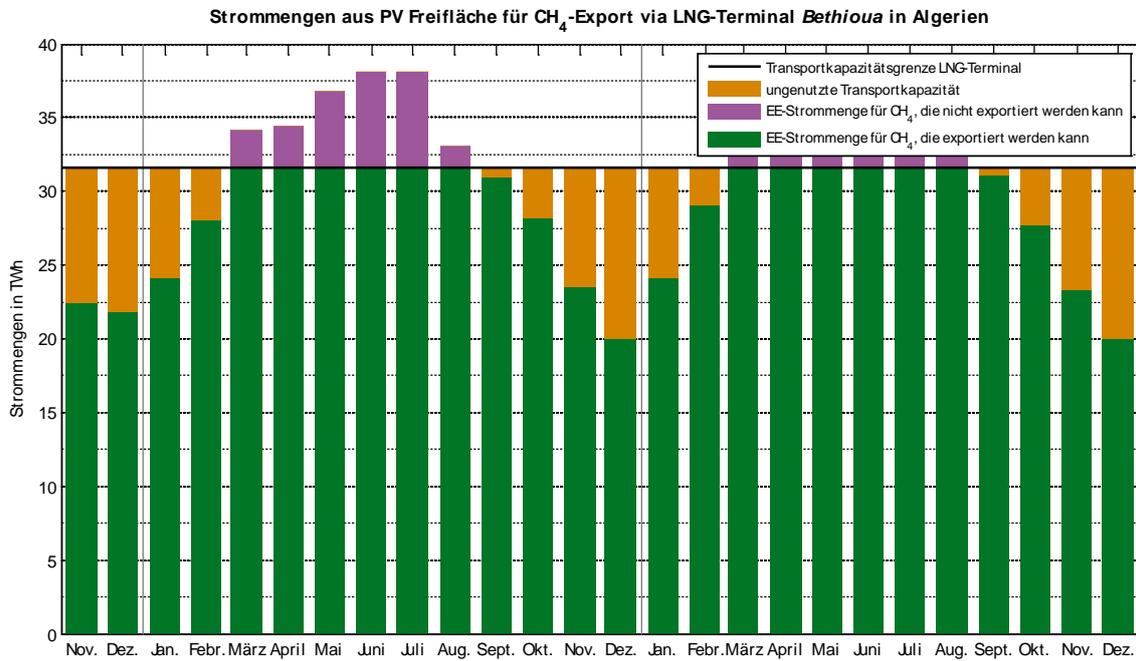
Abbildung 16: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Almeria aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

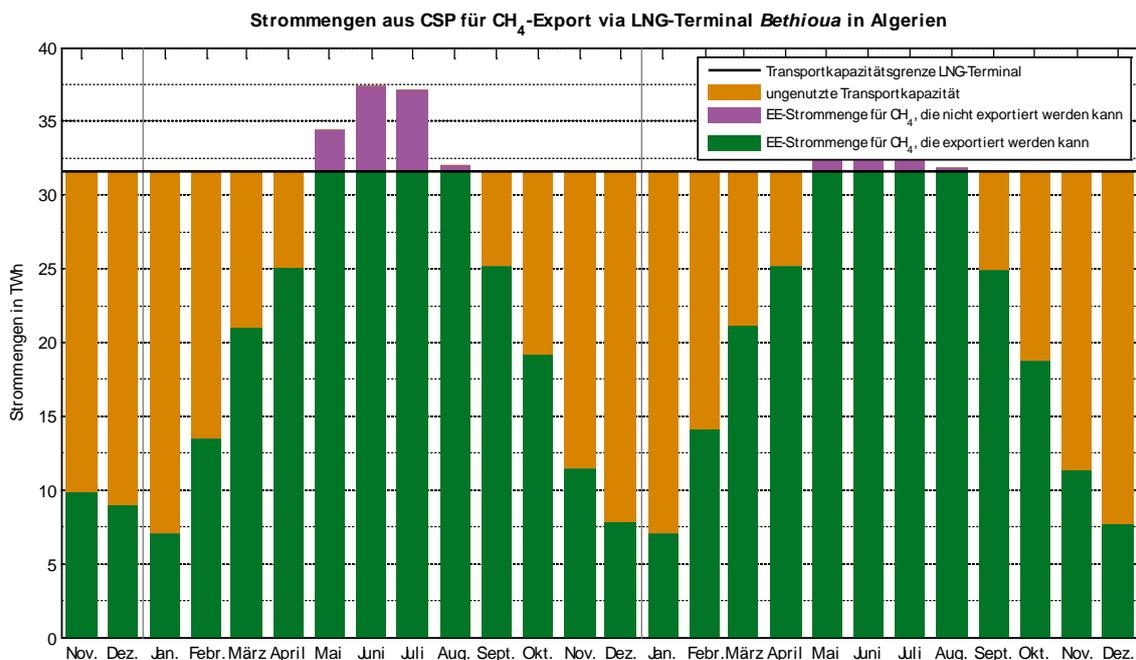
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Bethioua:

Abbildung 17: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den eCH₄-Export via LNG-Exportterminal Bethioua aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

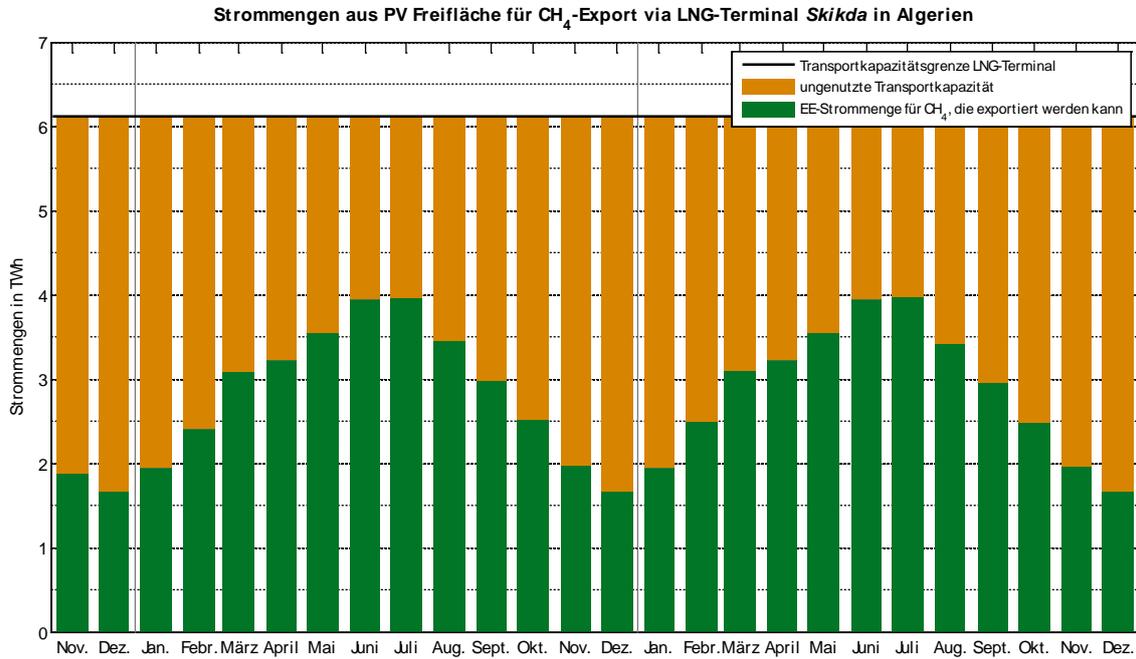
Abbildung 18: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Bethioua aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

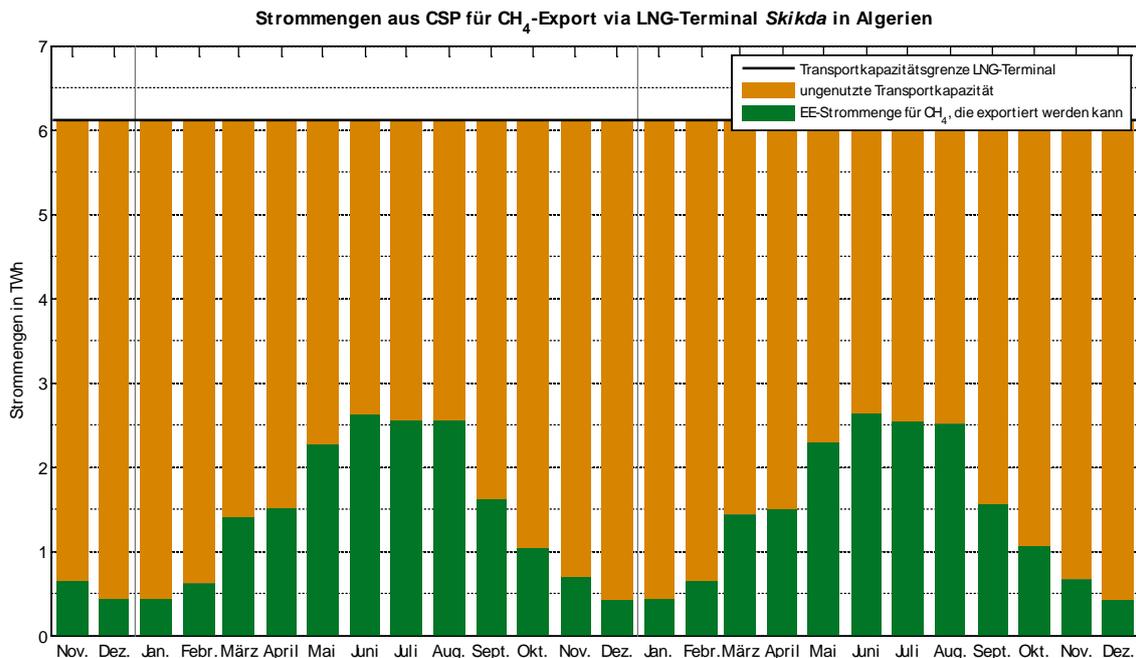
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Skikda:

Abbildung 19: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 20: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Skikda aus Algerien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

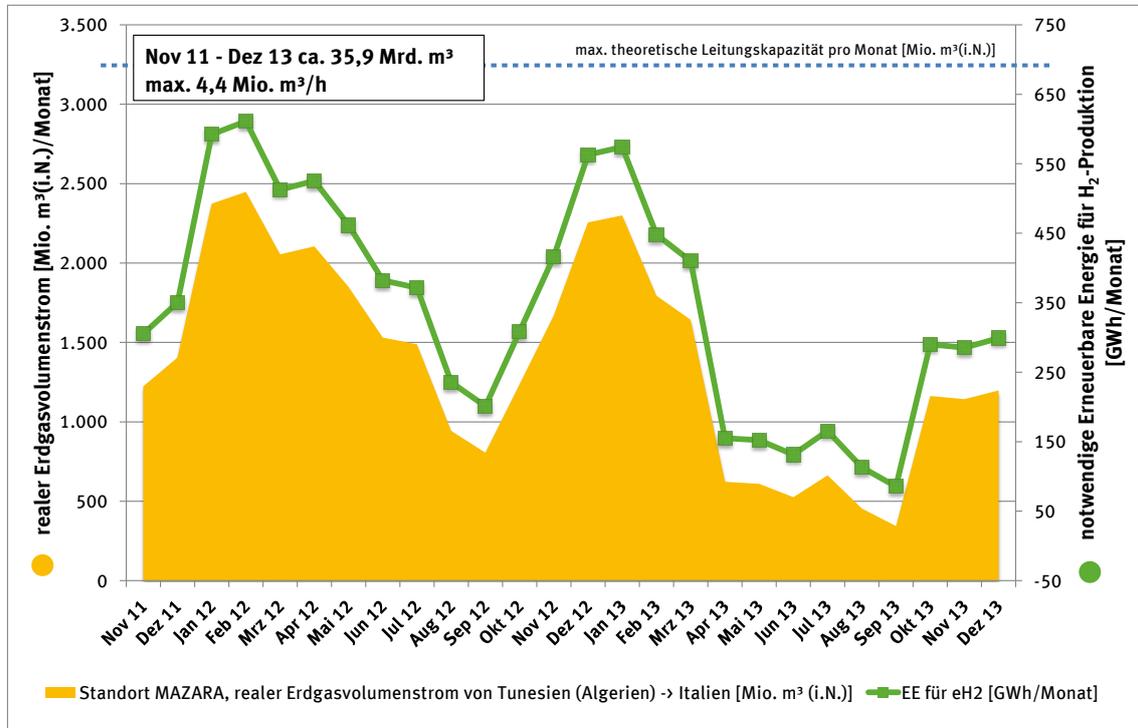


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.3 Tunesien

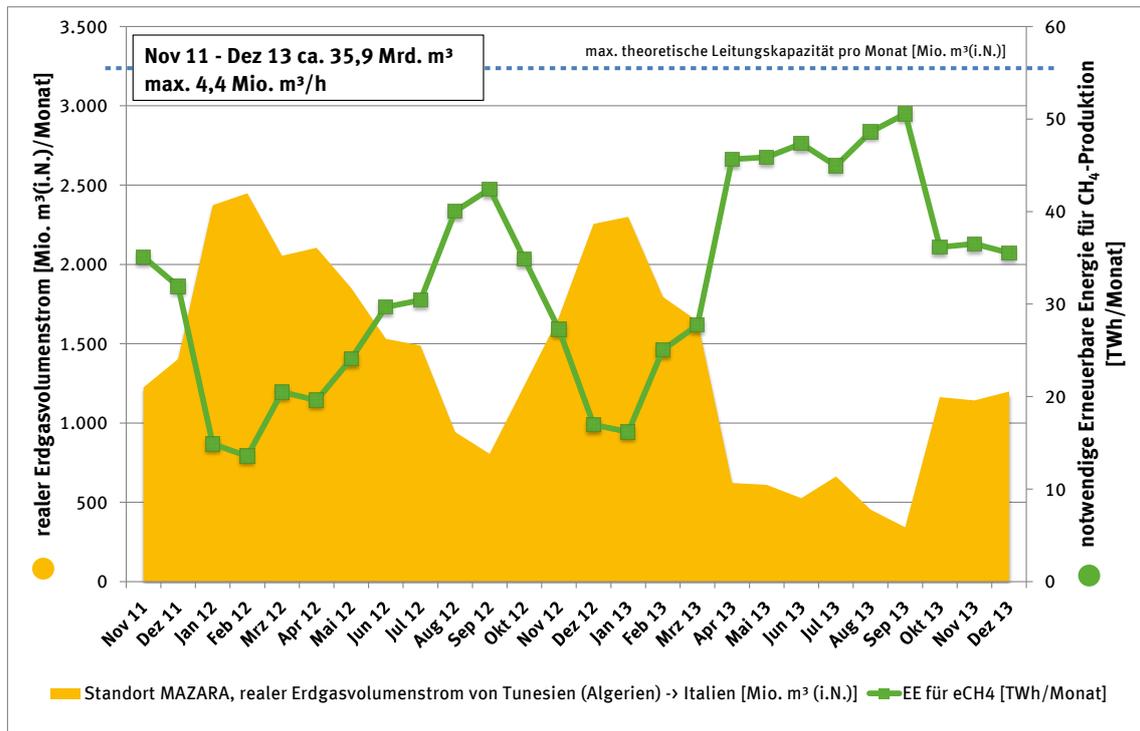
2.3.1 Transportkapazitäten

Abbildung 21: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Mazara



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

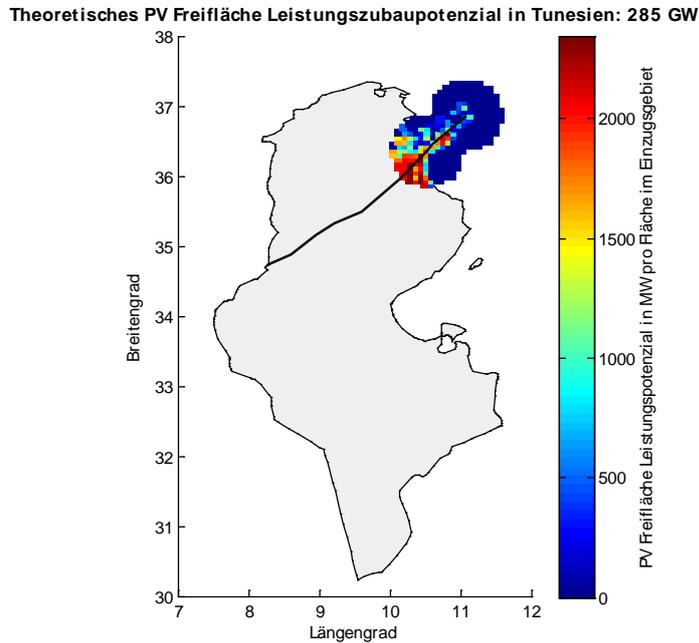
Abbildung 22: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Mazara



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

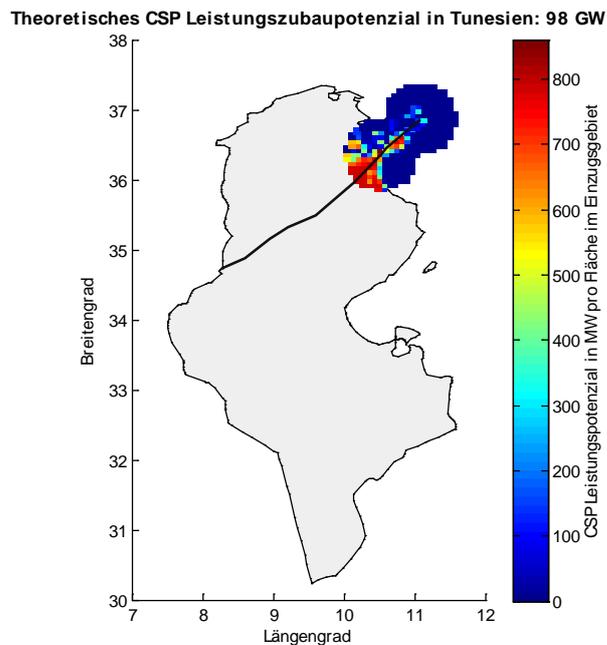
2.3.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 23: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Tunesien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

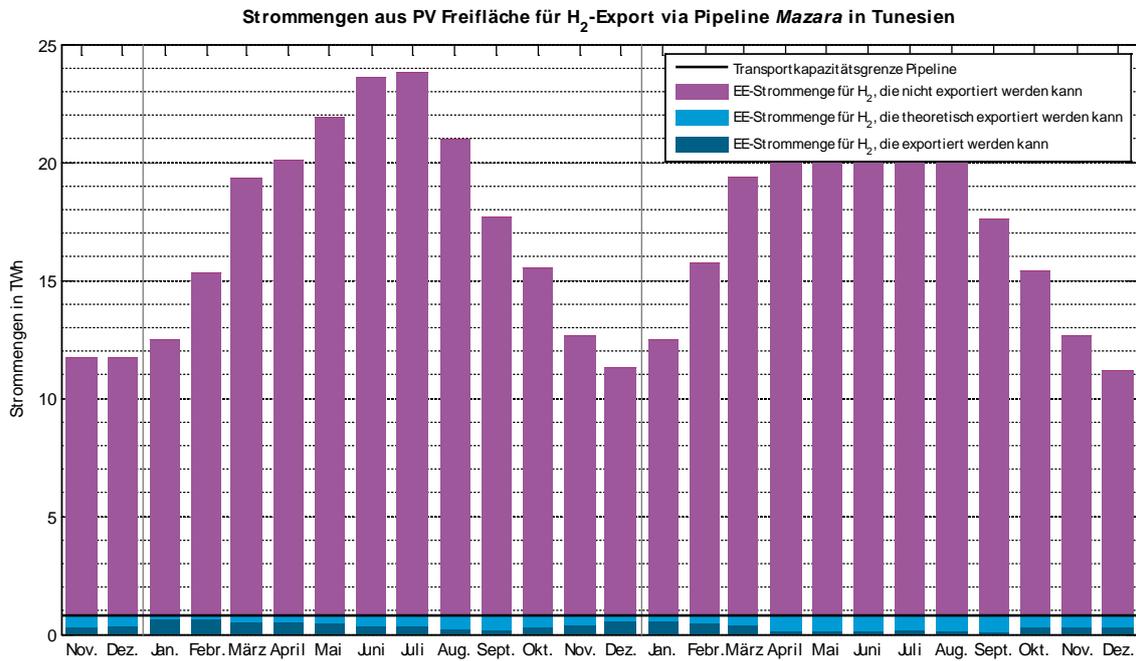
Abbildung 24: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Tunesien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

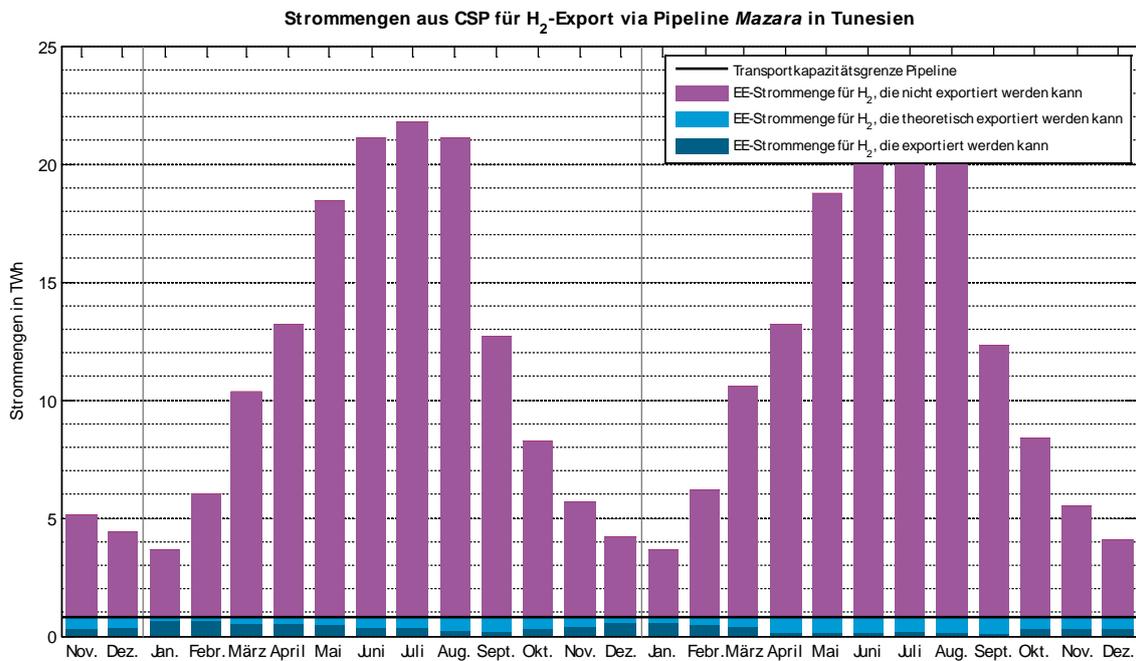
H₂-Import via Pipeline Mazara:

Abbildung 25: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

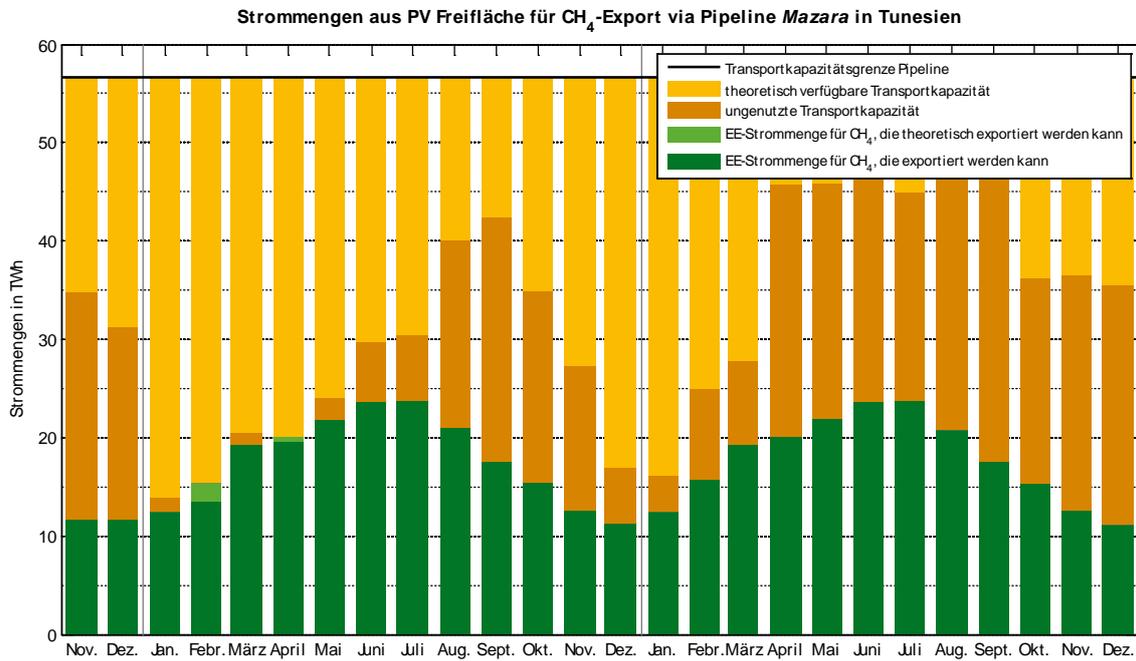
Abbildung 26: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

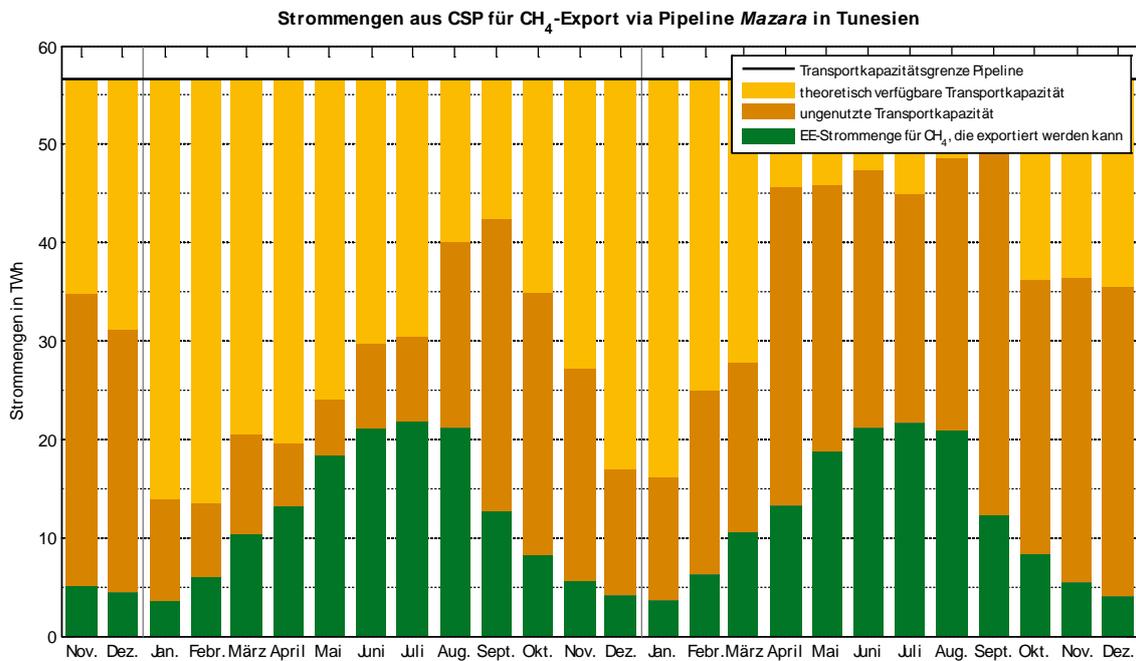
CH₄-Import via Pipeline Mazara:

Abbildung 27: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 28: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Mazara aus Tunesien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

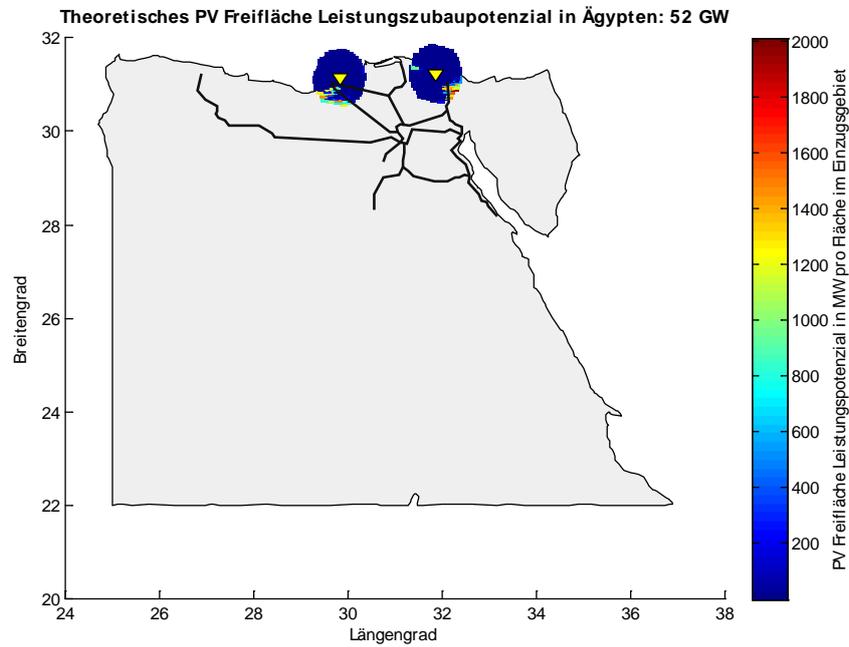
2.4 Ägypten

2.4.1 Transportkapazitäten

Es konnte keine Anbindung an das osteuropäische Fernleitungsnetz identifiziert werden. Der Transport erfolgt ausschließlich über LNG-Tankschiffe.

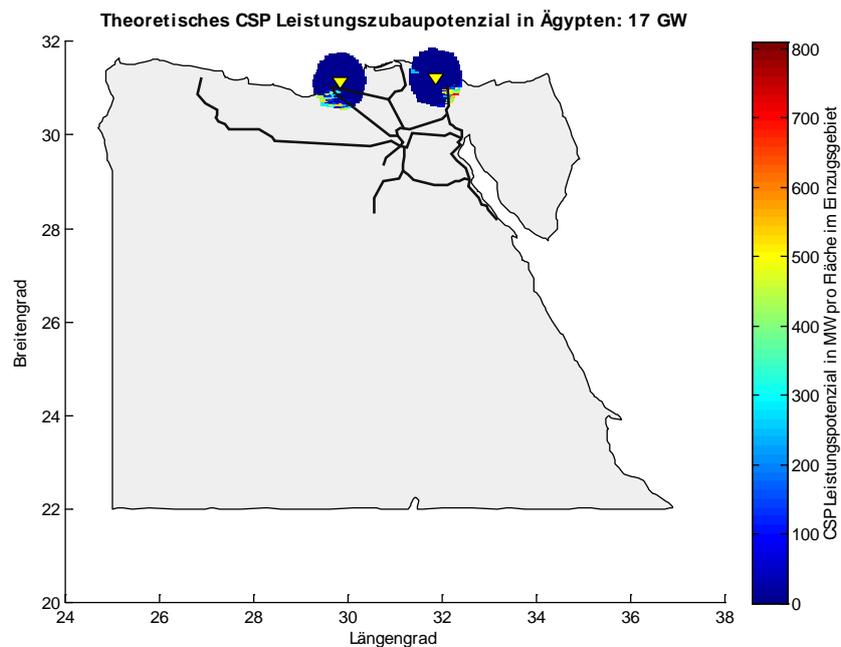
2.4.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 29: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Ägypten



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

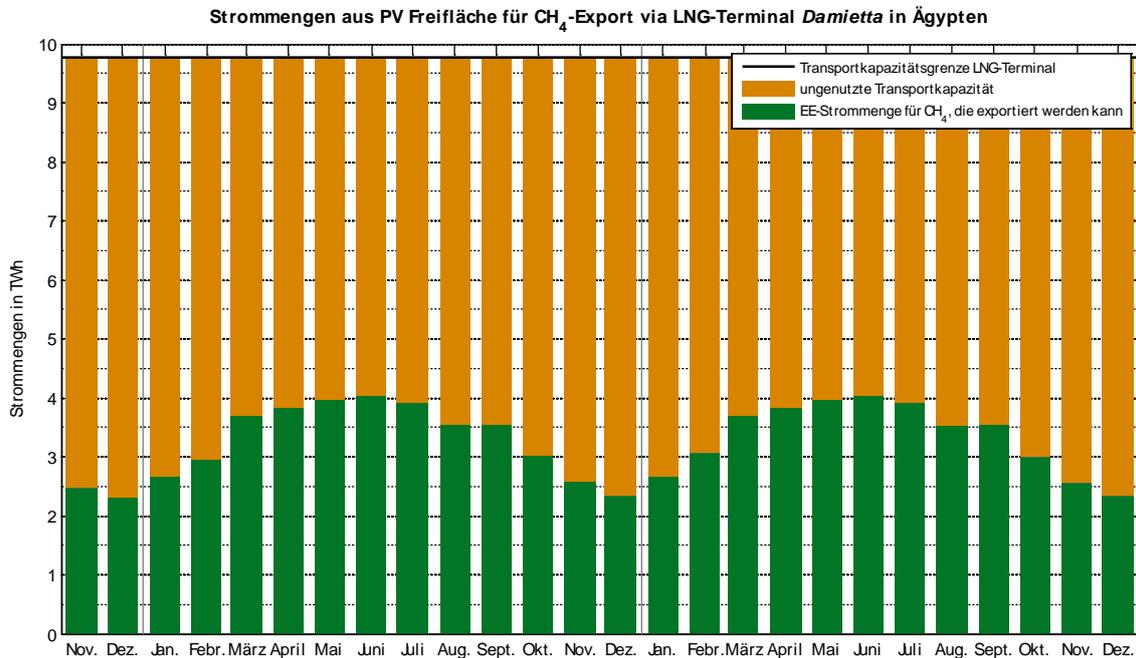
Abbildung 30: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Ägypten



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

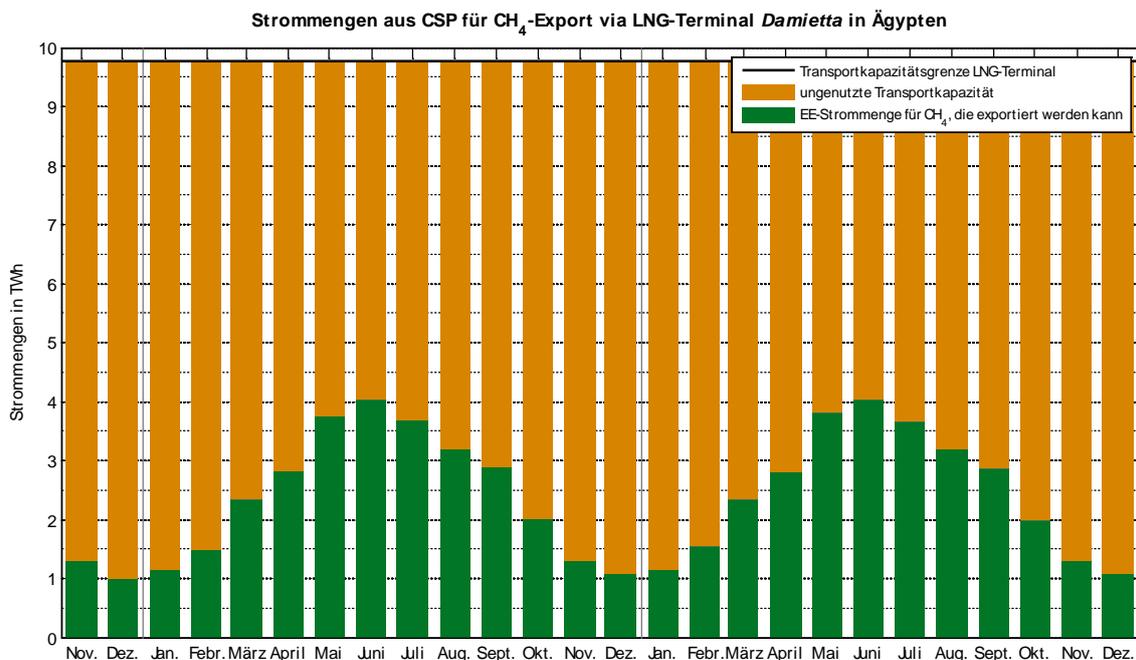
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Damietta:

Abbildung 31: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Damietta aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

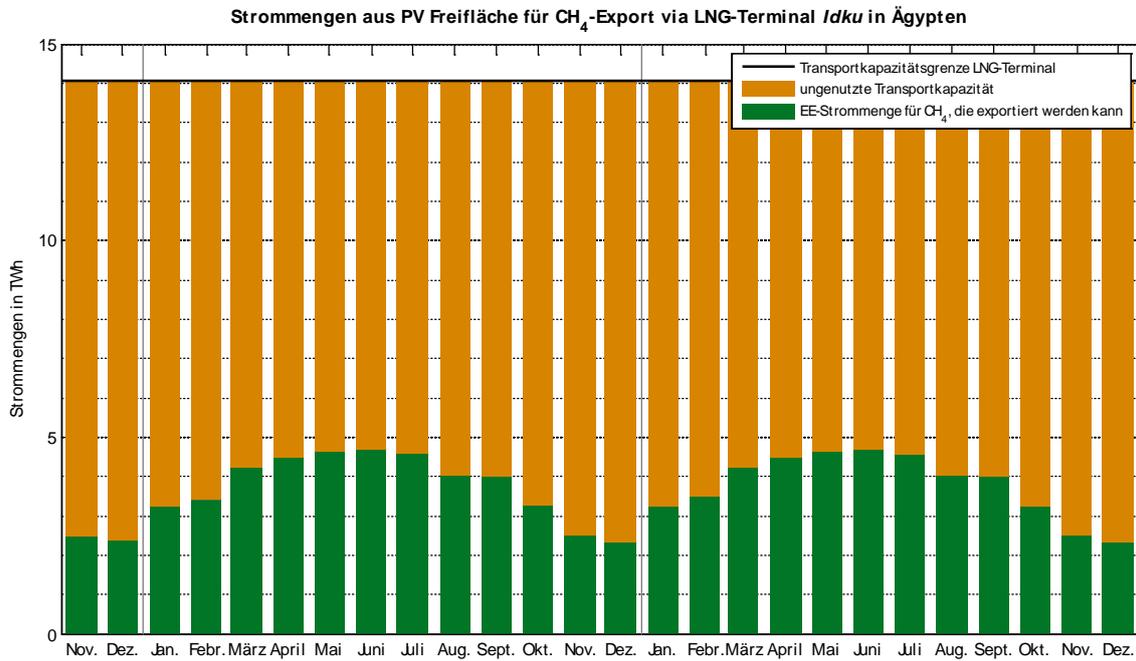
Abbildung 32: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Damietta aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

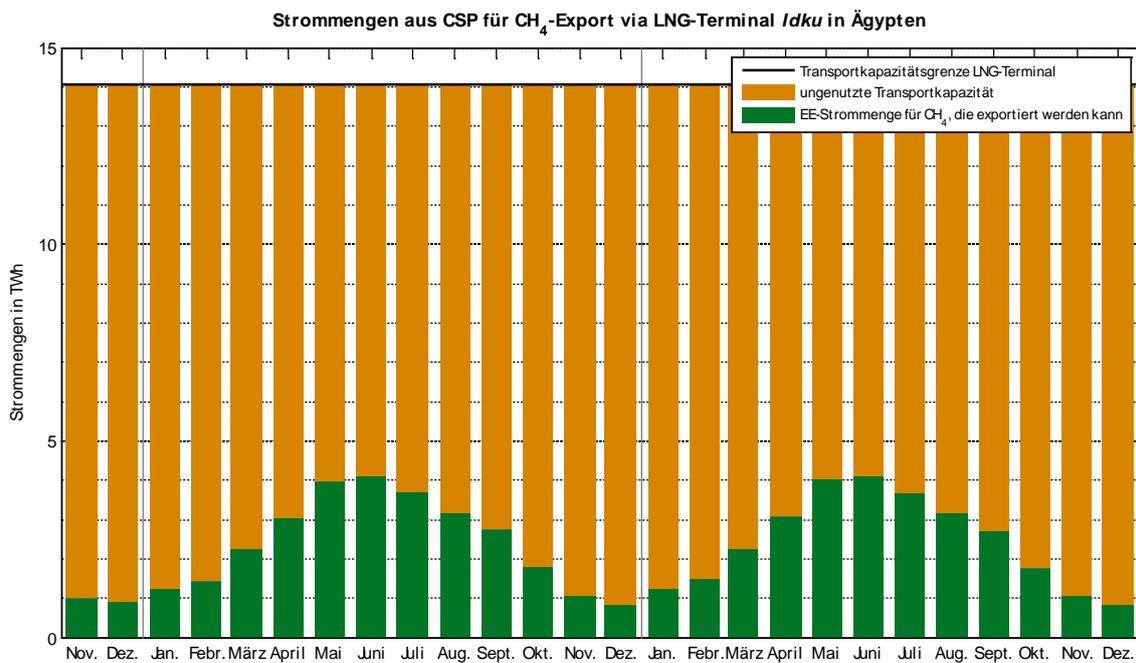
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Idku:

Abbildung 33: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Idku aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 34: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Idku aus Ägypten (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

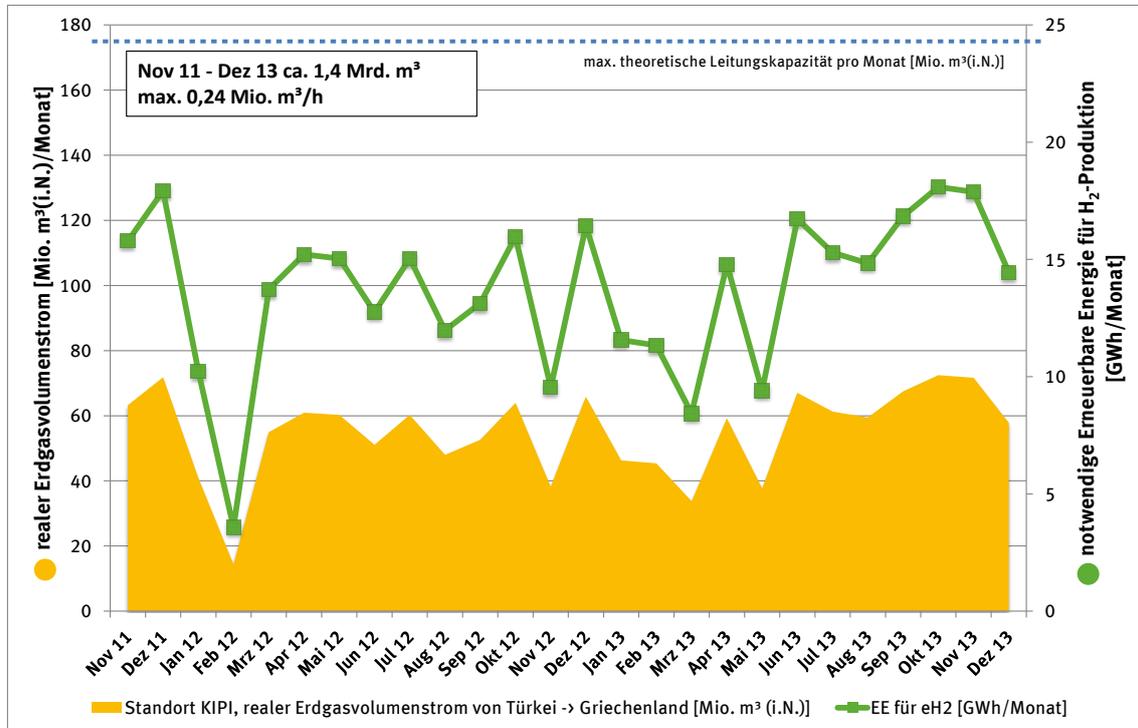


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.5 Türkei

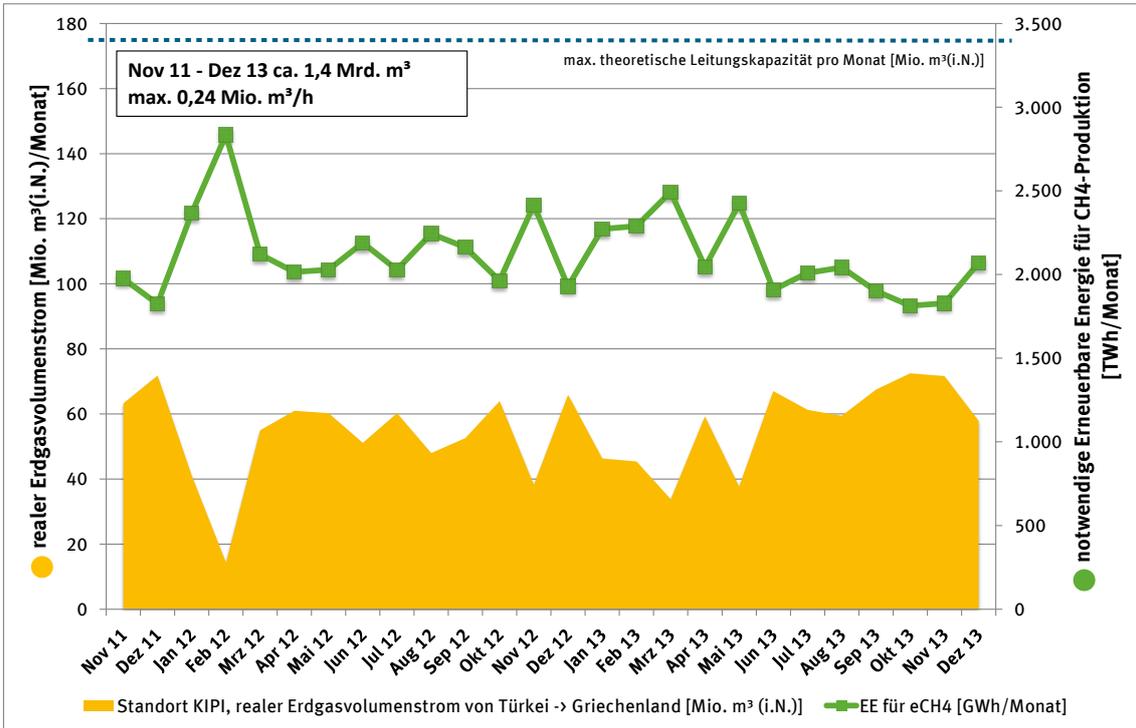
2.5.1 Transportkapazitäten

Abbildung 35: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Kipi



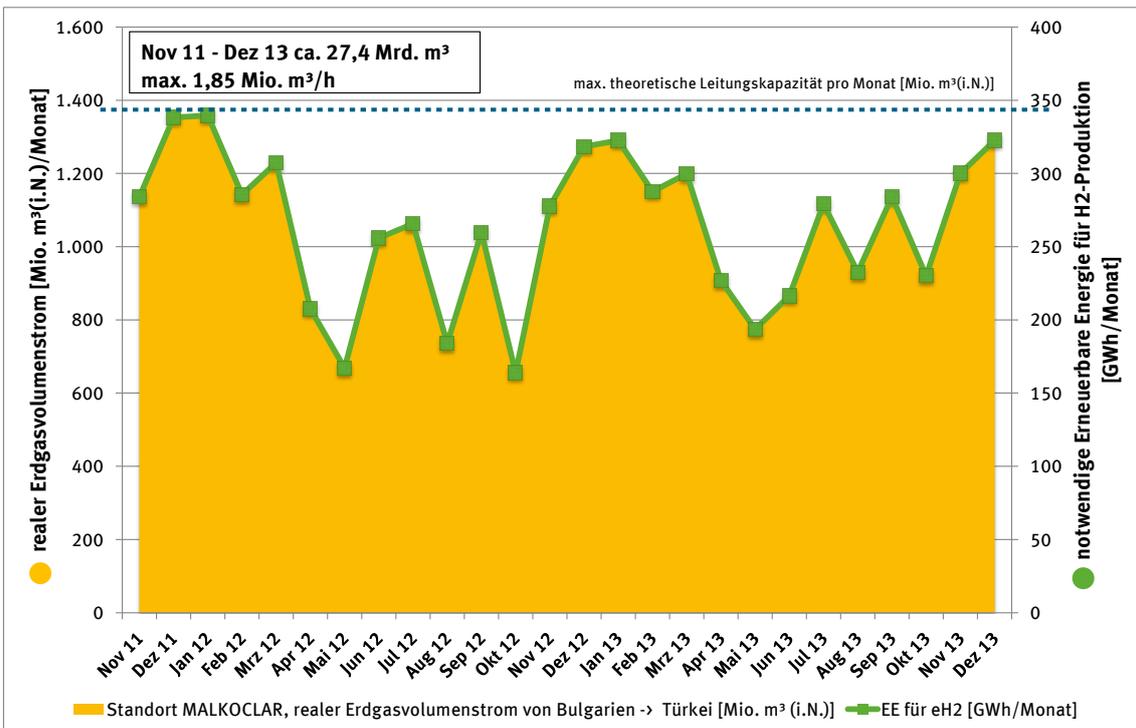
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 36: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Kipi



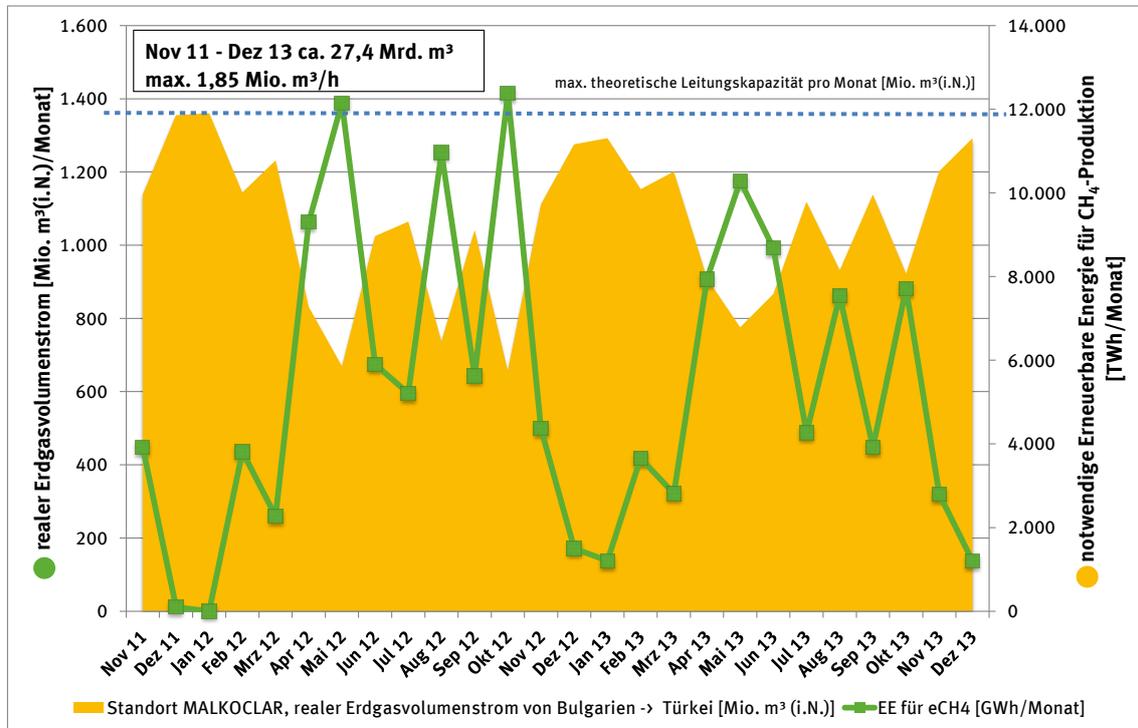
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 37: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Malkoclar



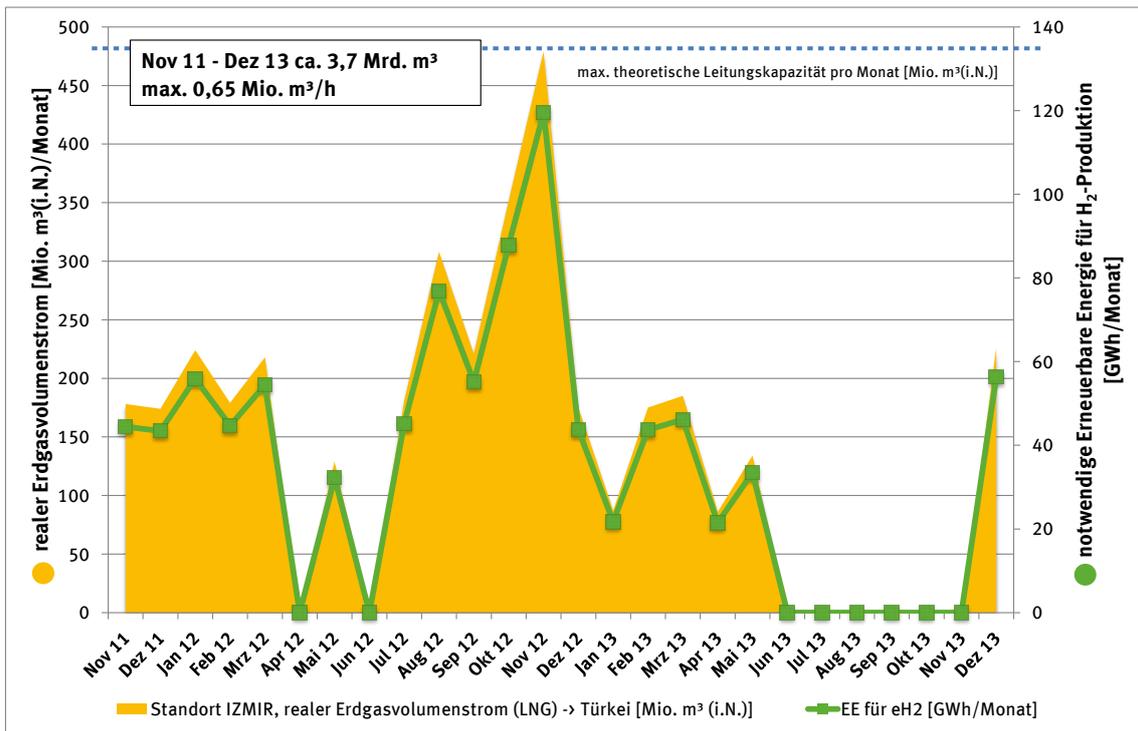
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 38: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Malkoclar



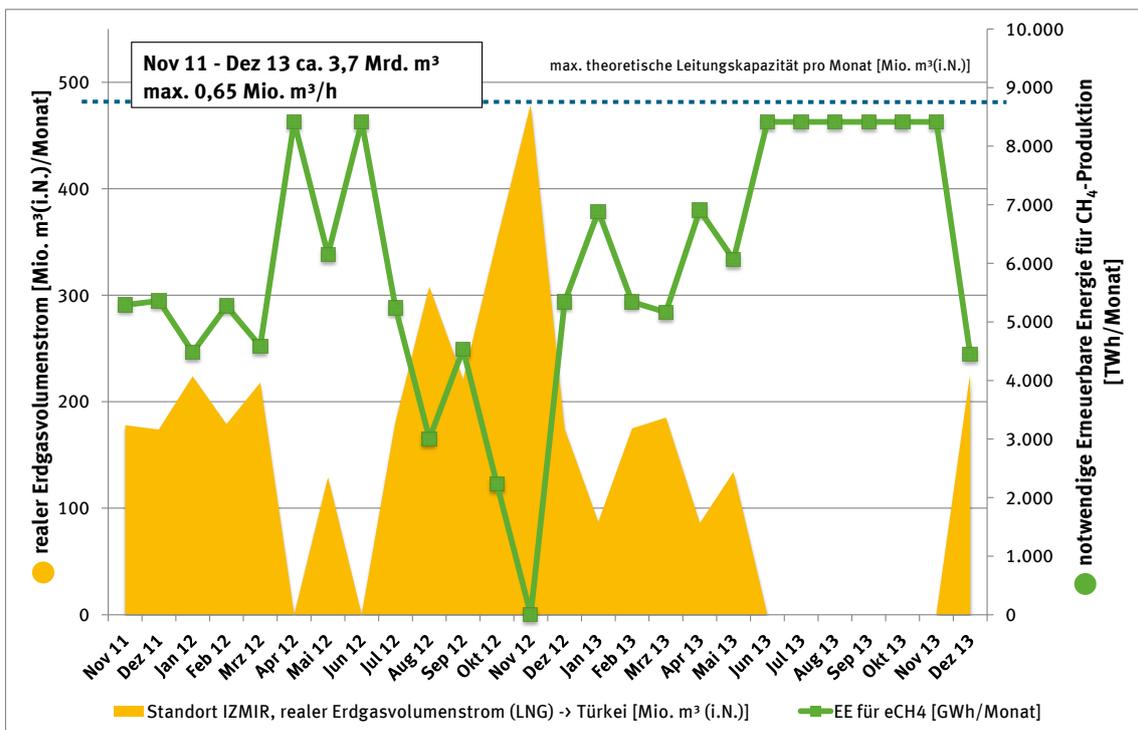
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 39: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Izmir



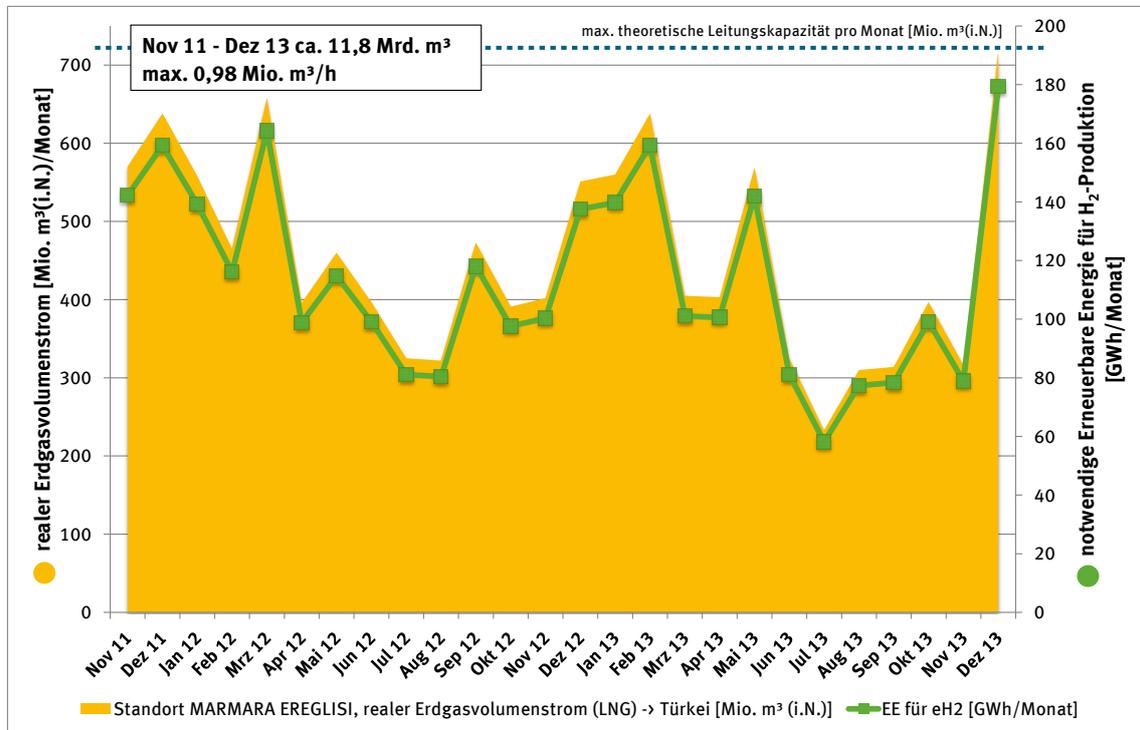
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 40: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Izmir



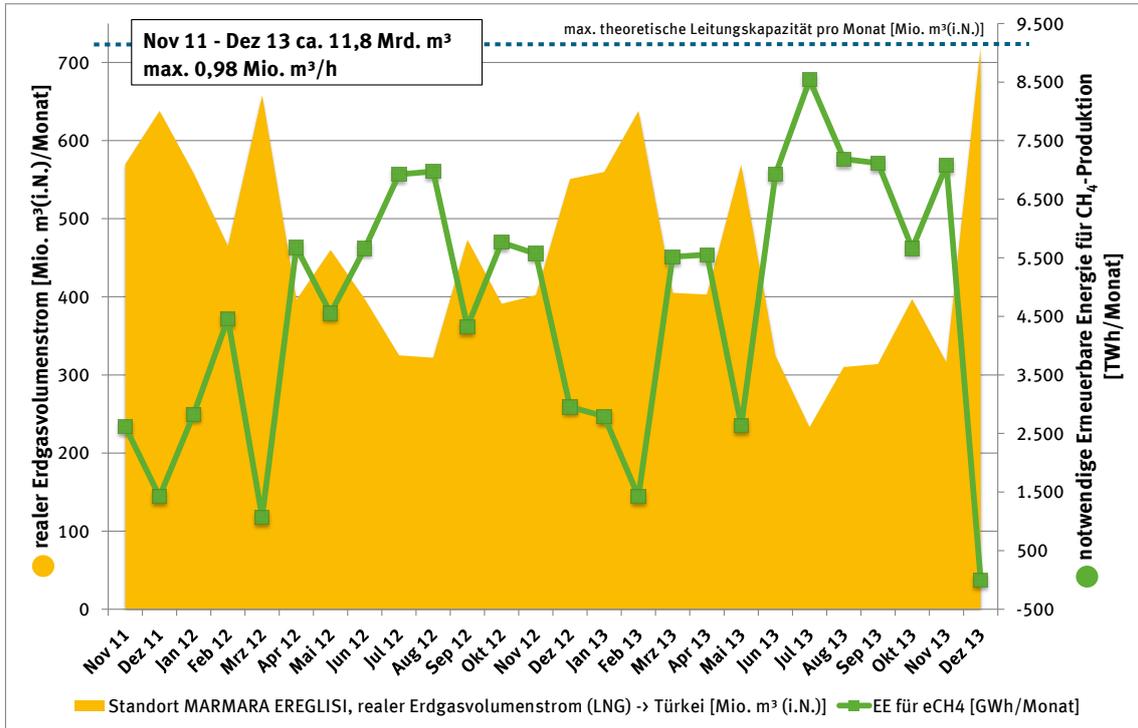
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 41: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Marmara Ereğlisi



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

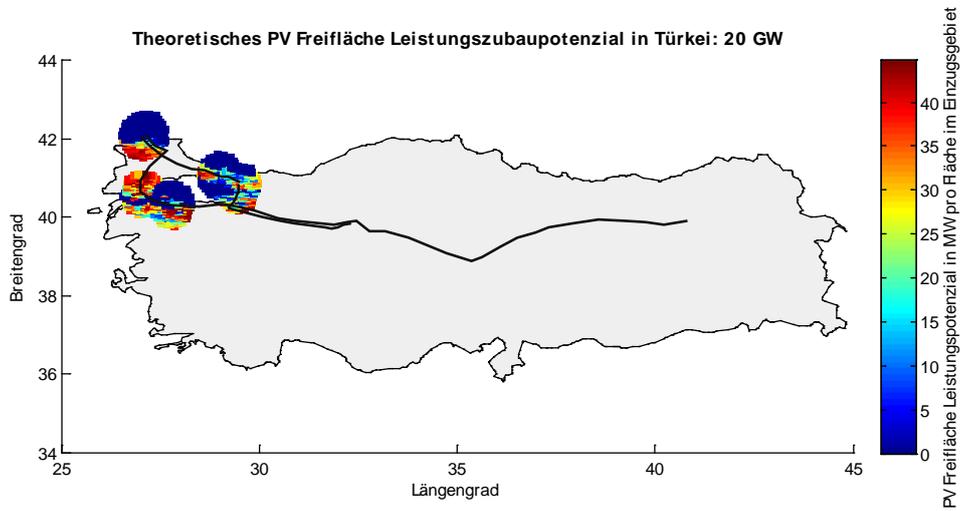
Abbildung 42: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Marmara Ereglisi



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

2.5.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 43: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in der Türkei

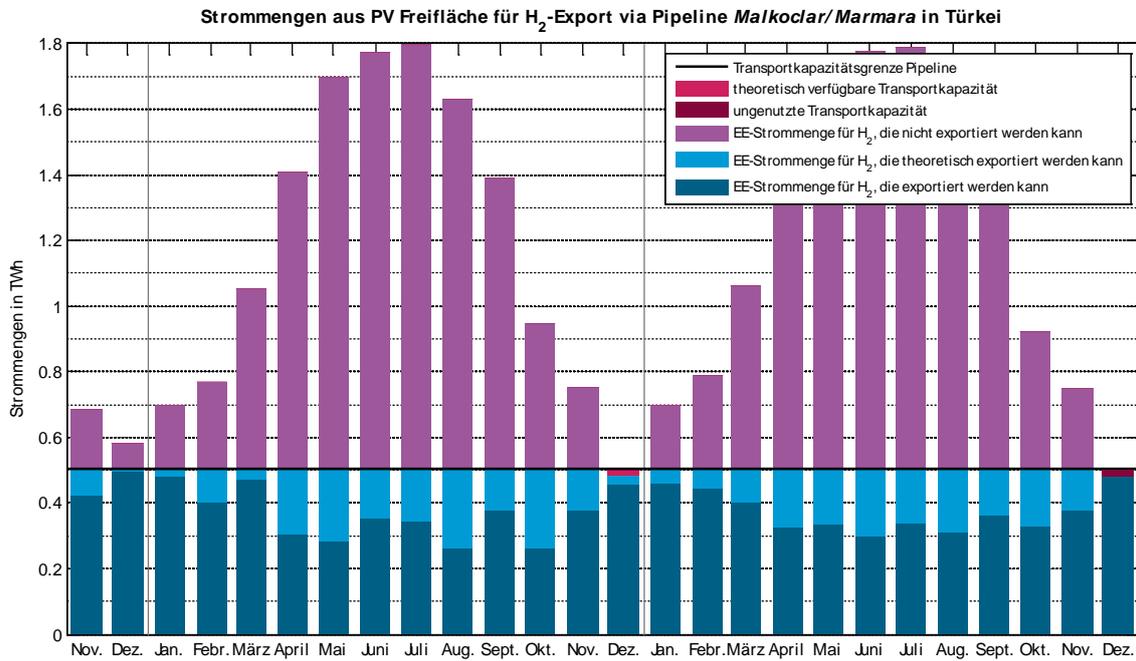


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Aufgrund zu niedriger Direktnormalstrahlung ($<2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$) in den betrachteten Einzugsgebieten können hier CSP-Erzeugungsanlagen nicht ökonomisch sinnvoll betrieben werden, weshalb diese hier nicht mit betrachtet werden.

H₂-Import via Pipeline Malcoclar/Marmara:

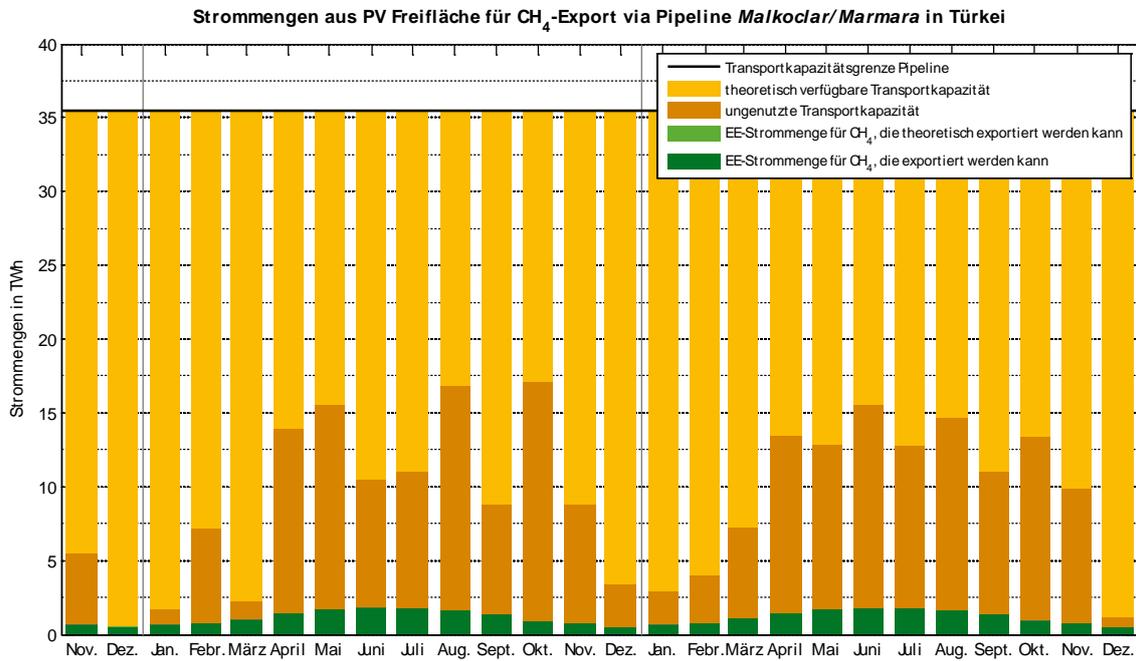
Abbildung 44: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Malkoclar/Marmara aus der Türkei (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

CH₄-Import via Pipeline Malcoclar/Marmara:

Abbildung 45: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Malkoclar/Marmara aus der Türkei (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

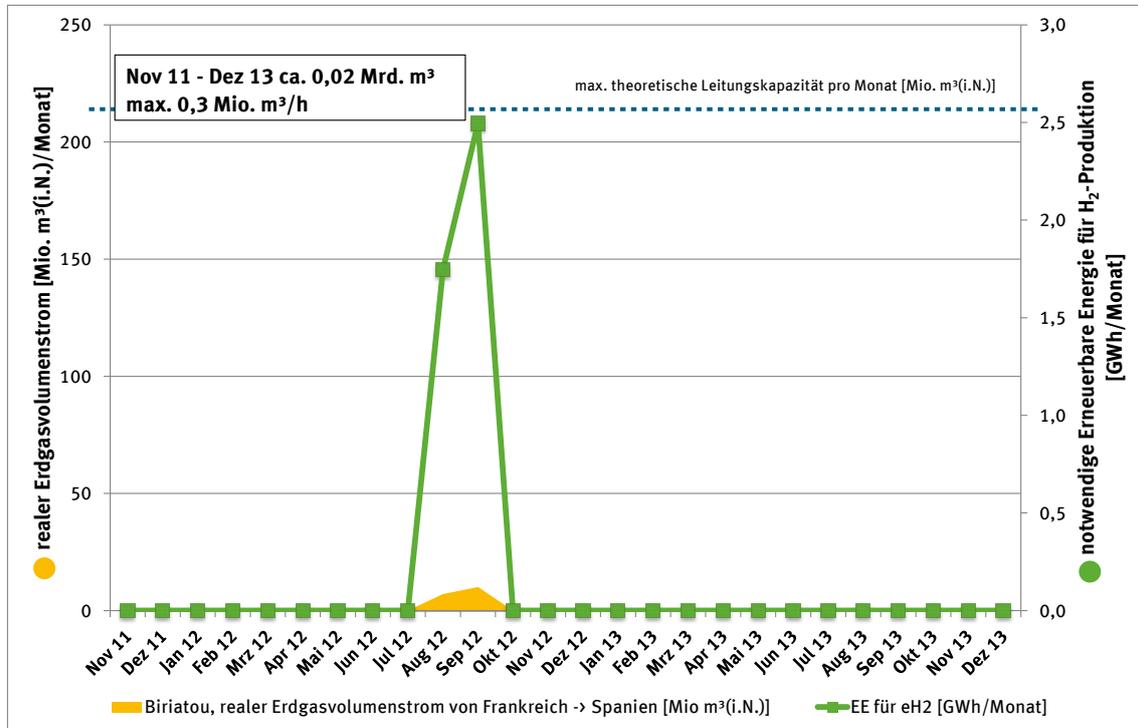


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.6 Spanien

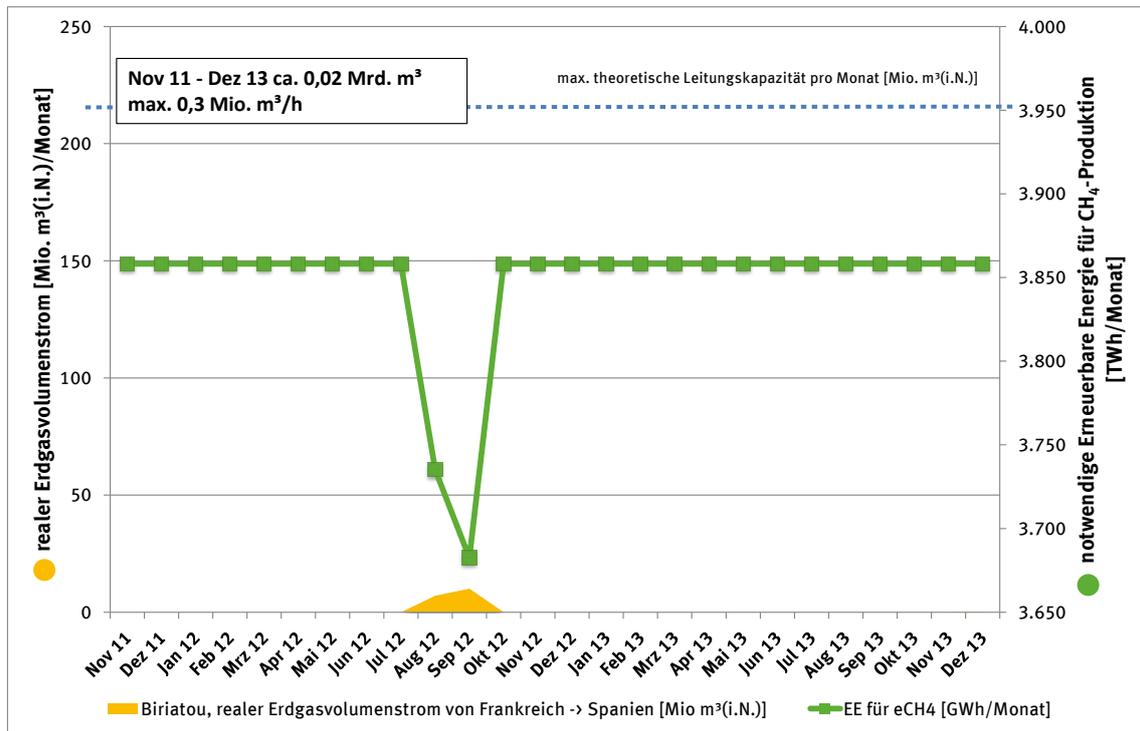
2.6.1 Transportkapazitäten

Abbildung 46: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Biriatou



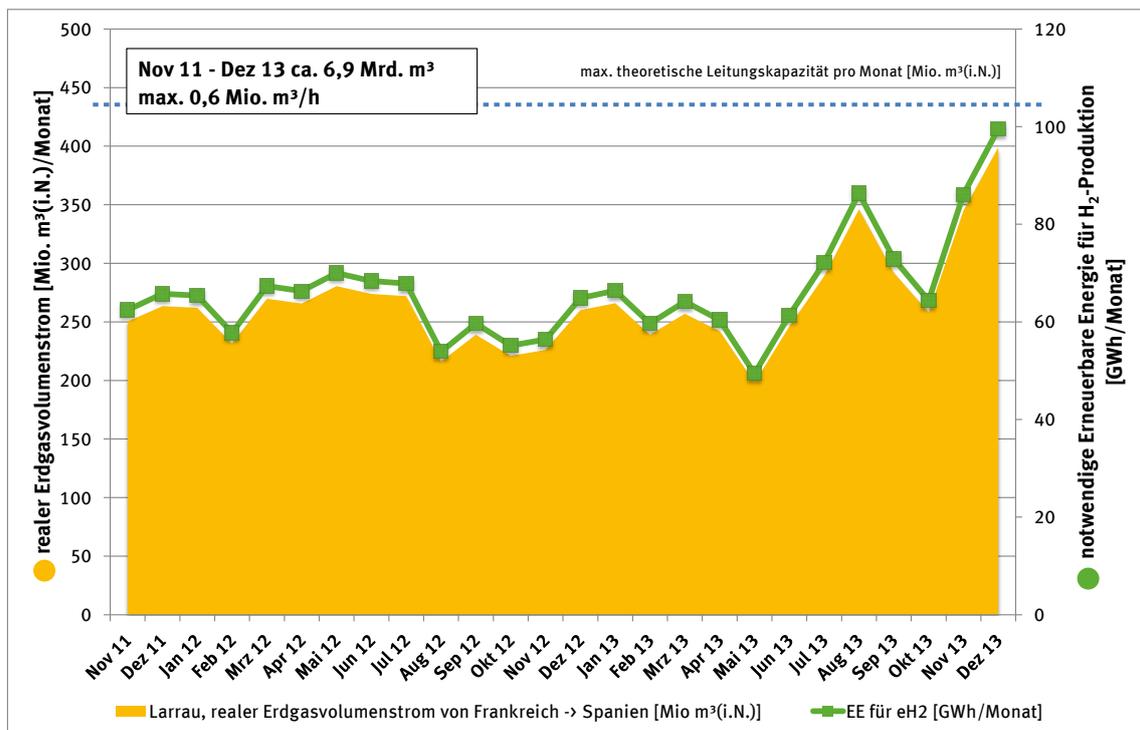
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 47: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Biriatou



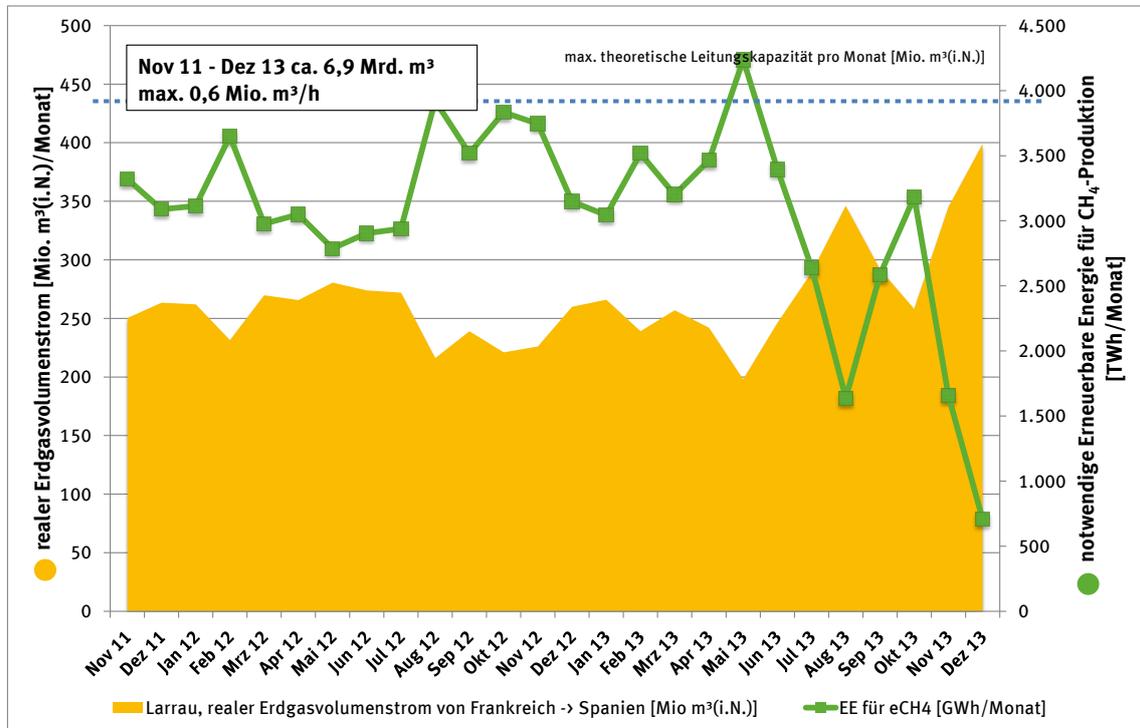
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 48: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Larrau



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

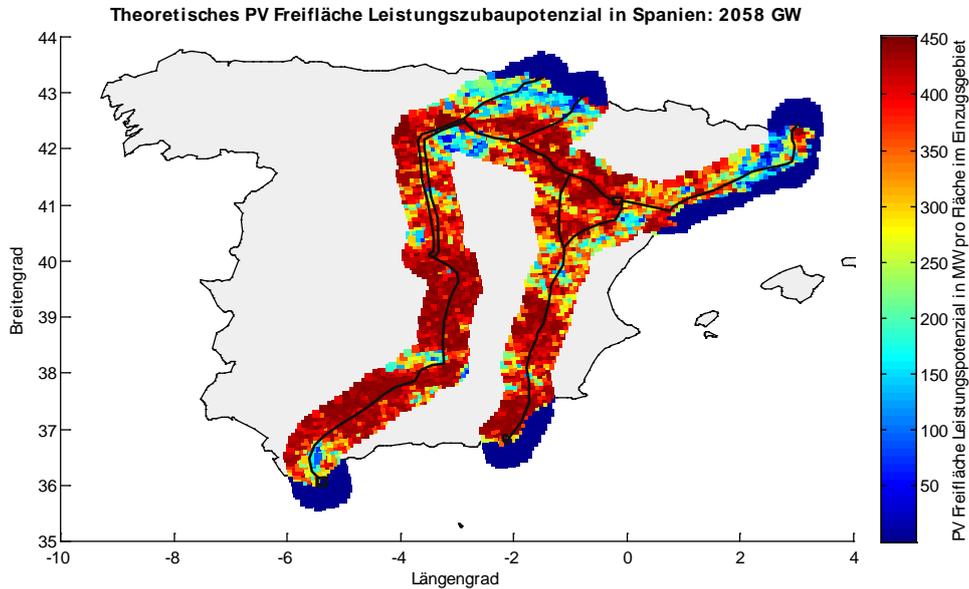
Abbildung 49: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Larrau



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

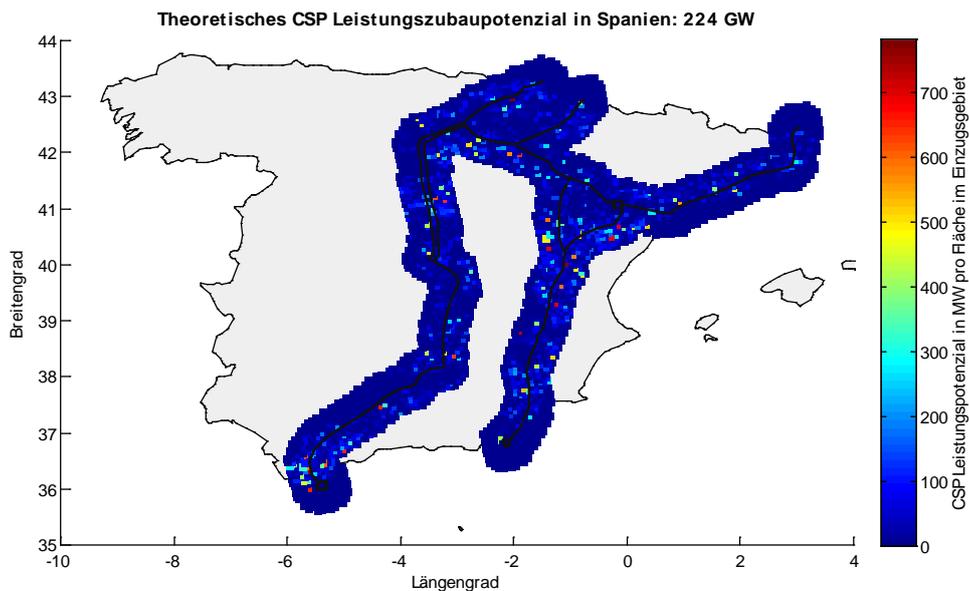
2.6.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 50: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von PV Freifläche-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Spanien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

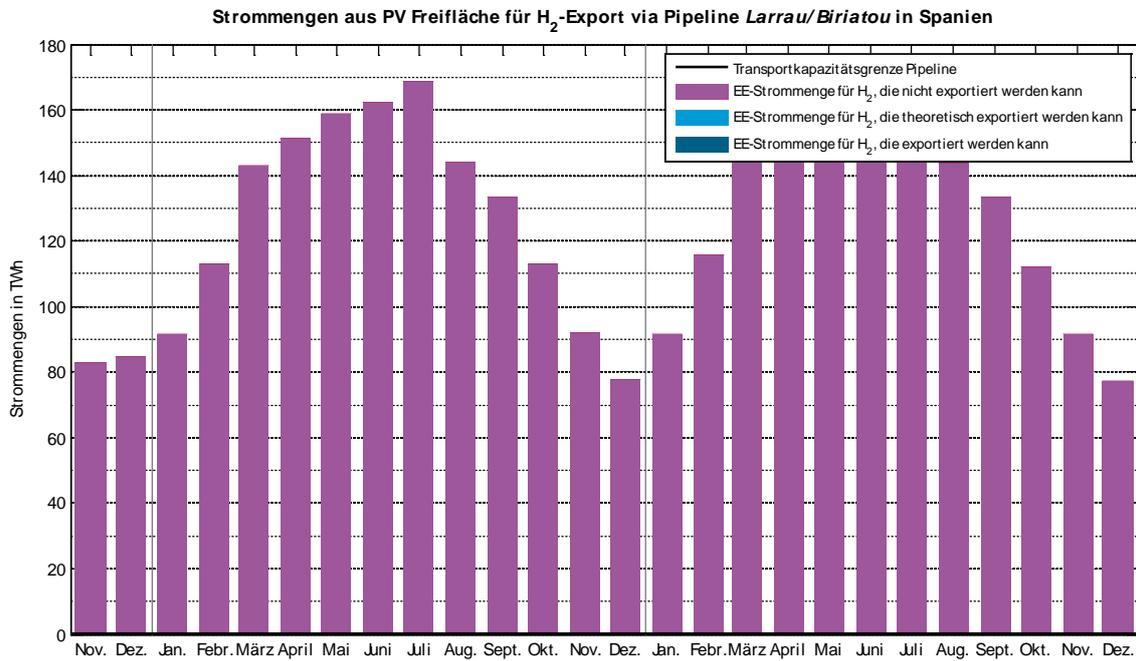
Abbildung 51: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von CSP-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Spanien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

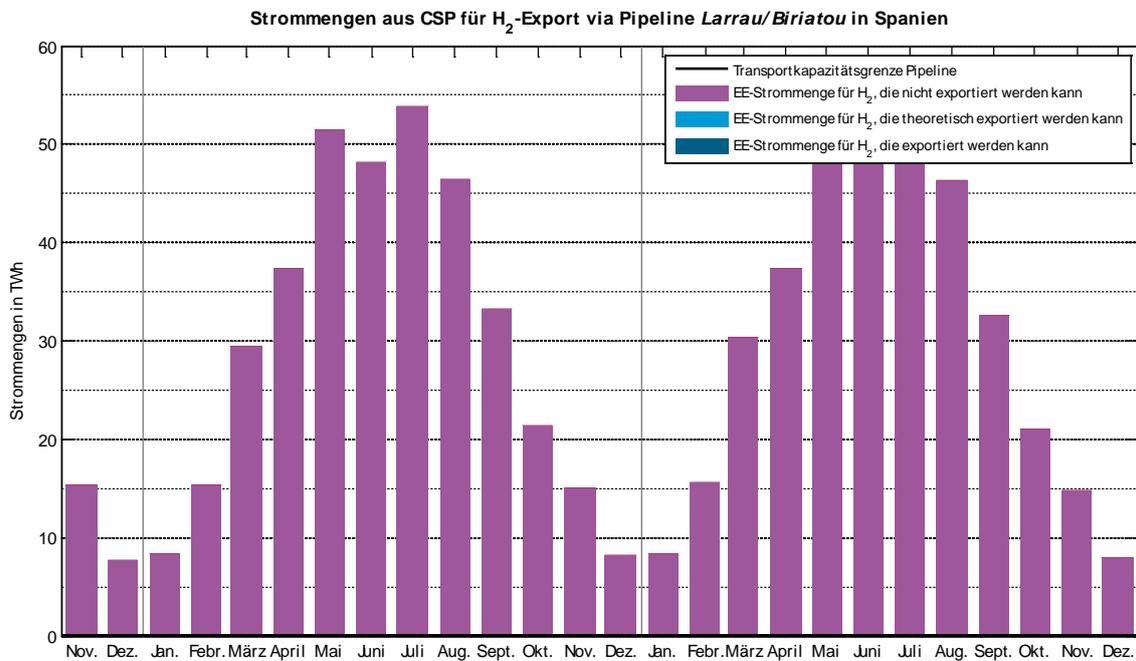
H₂-Import via Pipeline Larrau/Biriatou:

Abbildung 52: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Larrau/Biriatou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

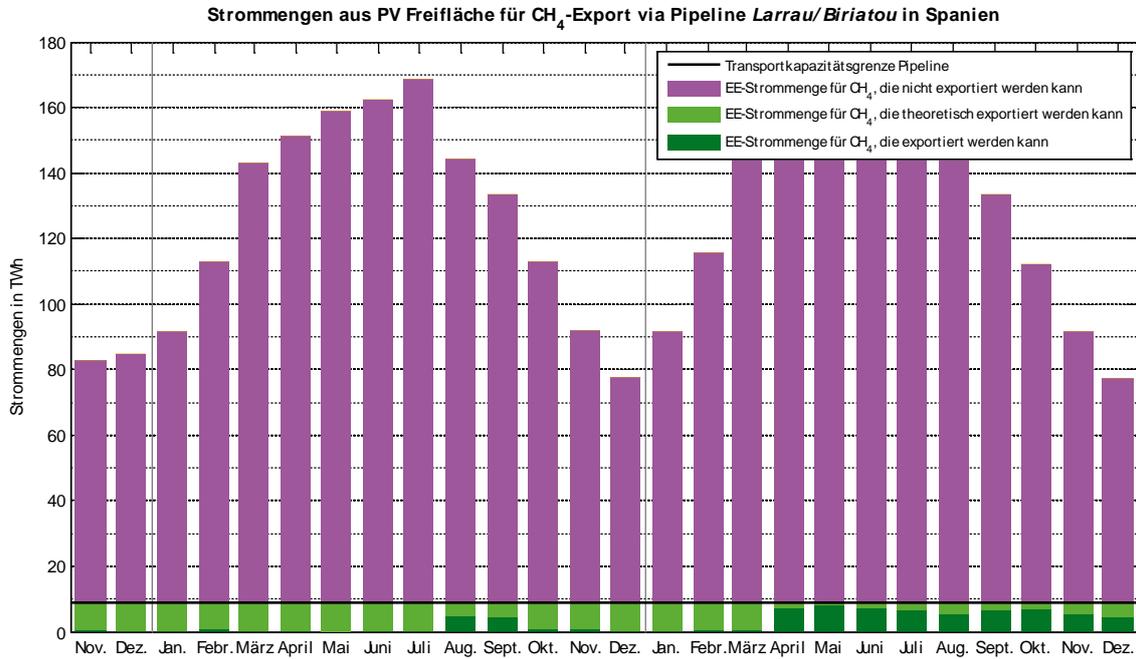
Abbildung 53: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Larrau/Biriatou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

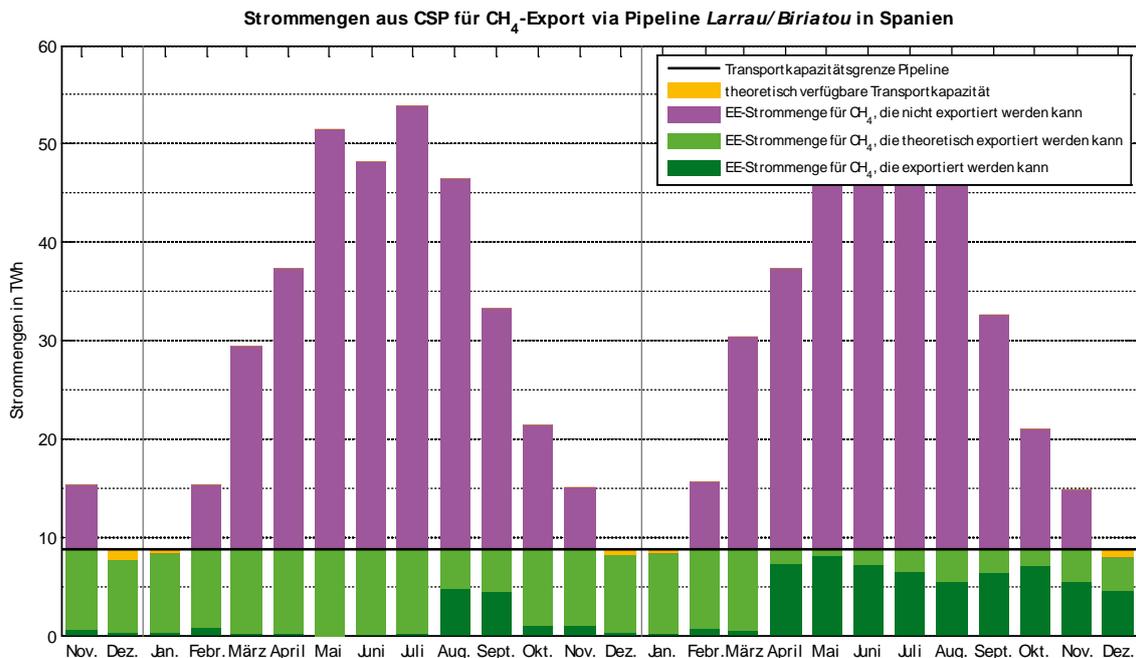
CH₄-Import via Pipeline Larrau/Biriatou:

Abbildung 54: EE-Strommengen aus PV Freifläche-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Larrau/Biriatou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 55: EE-Strommengen aus CSP-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Larrau/Biriatou aus Spanien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

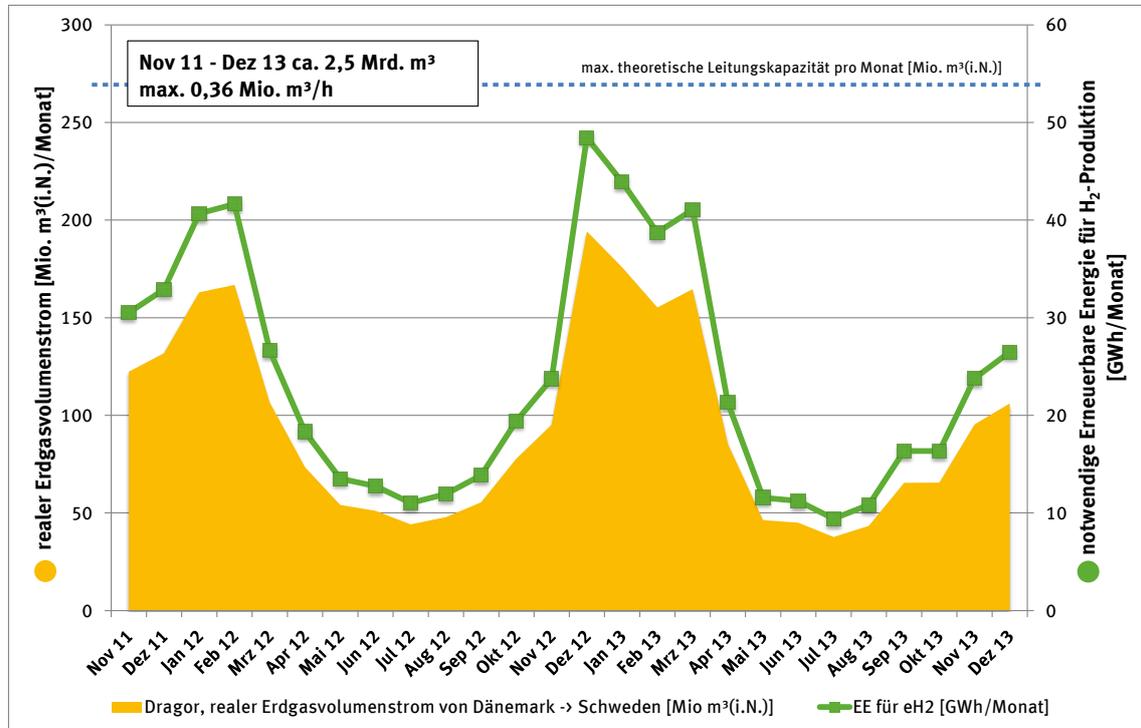


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.7 Schweden

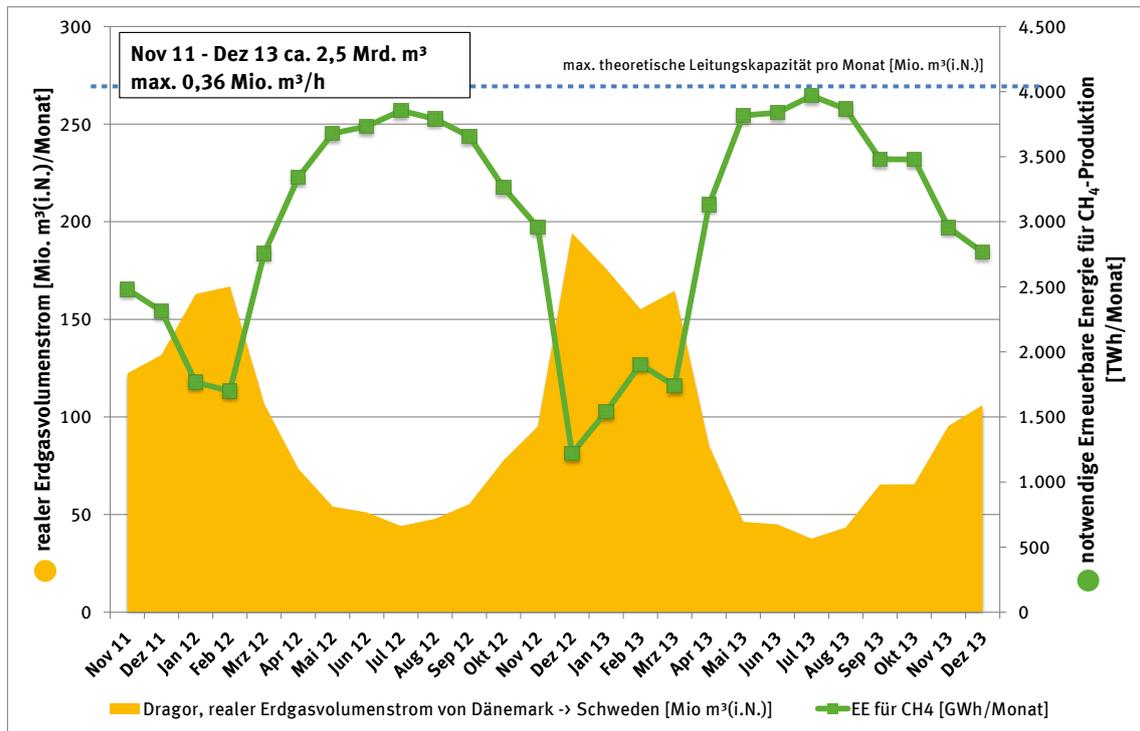
2.7.1 Transportkapazitäten

Abbildung 56: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Dragor



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

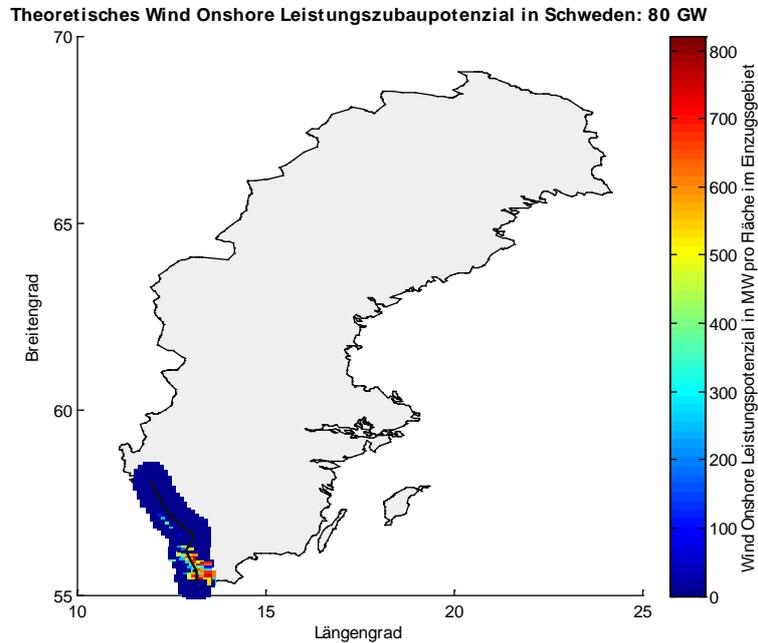
Abbildung 57: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Dragor



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

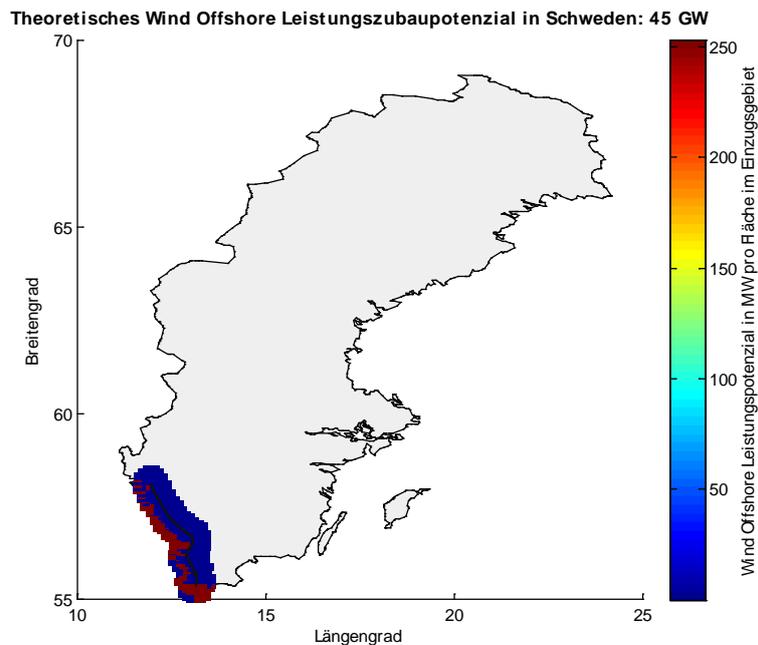
2.7.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 58: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Schweden



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

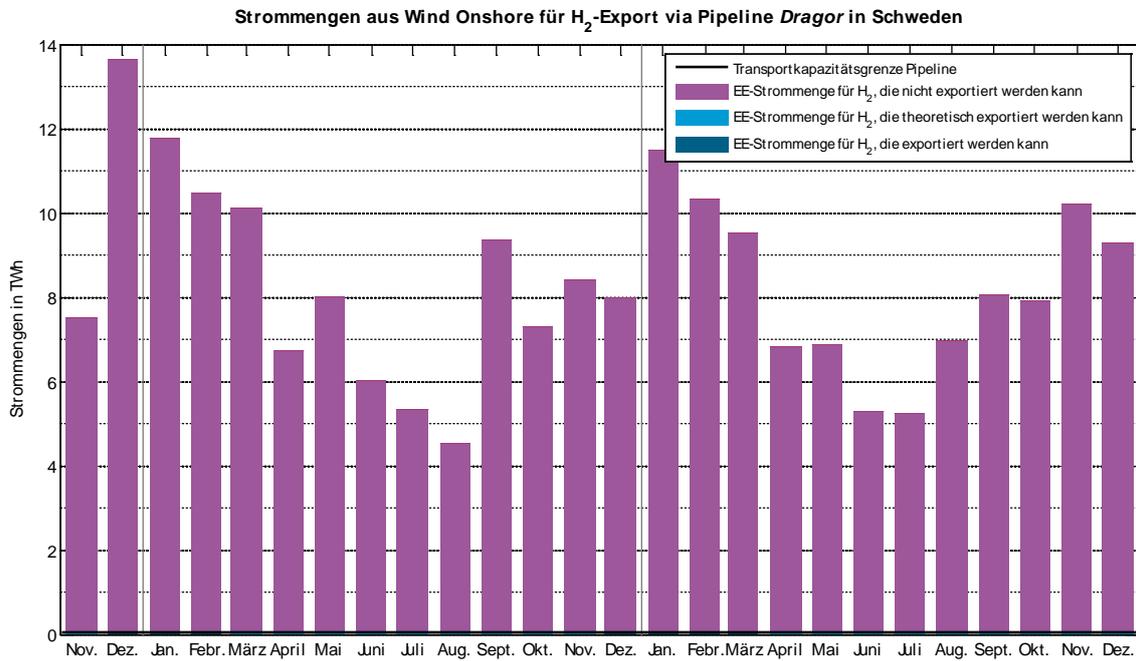
Abbildung 59: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Offshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Schweden



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

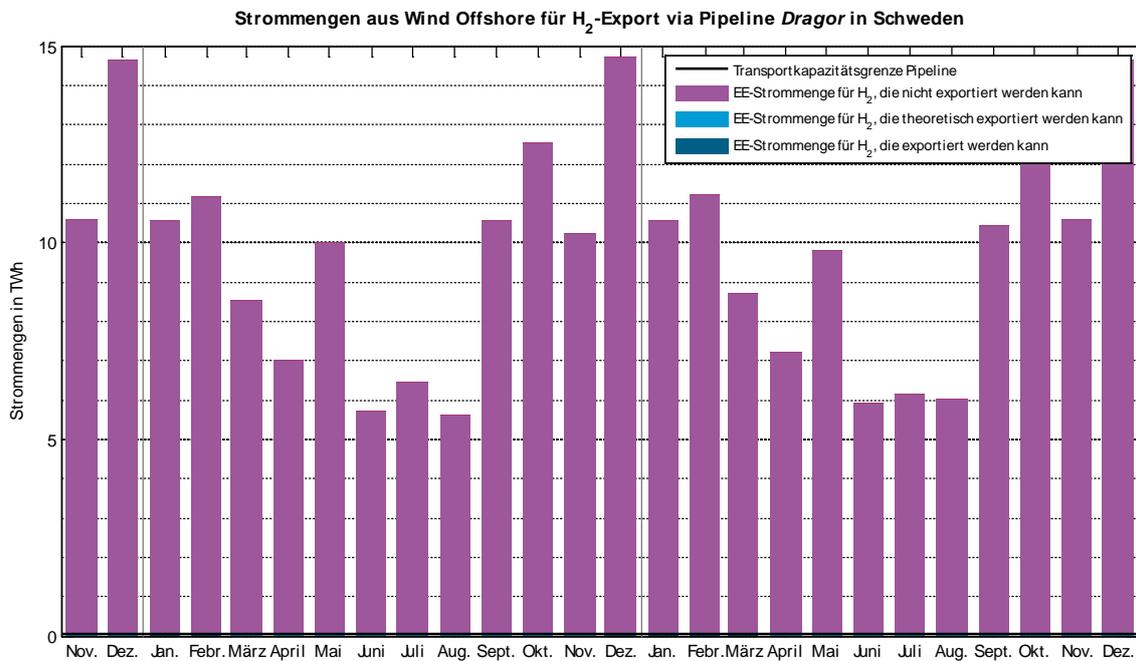
H₂-Import via Pipeline Dragor:

Abbildung 60: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

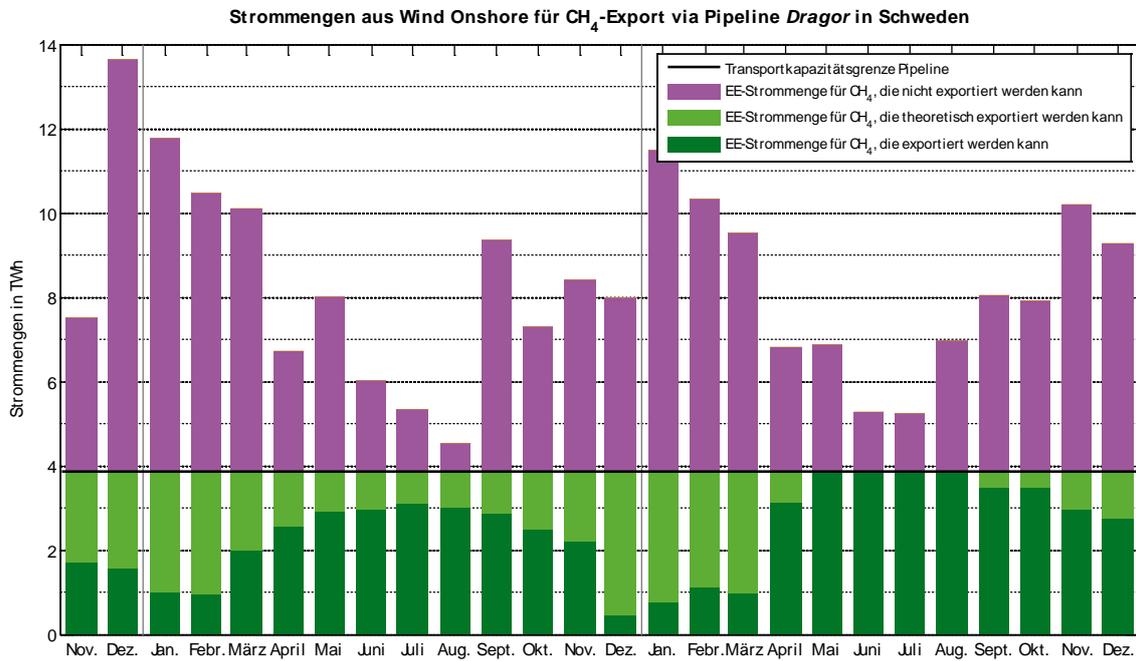
Abbildung 61: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

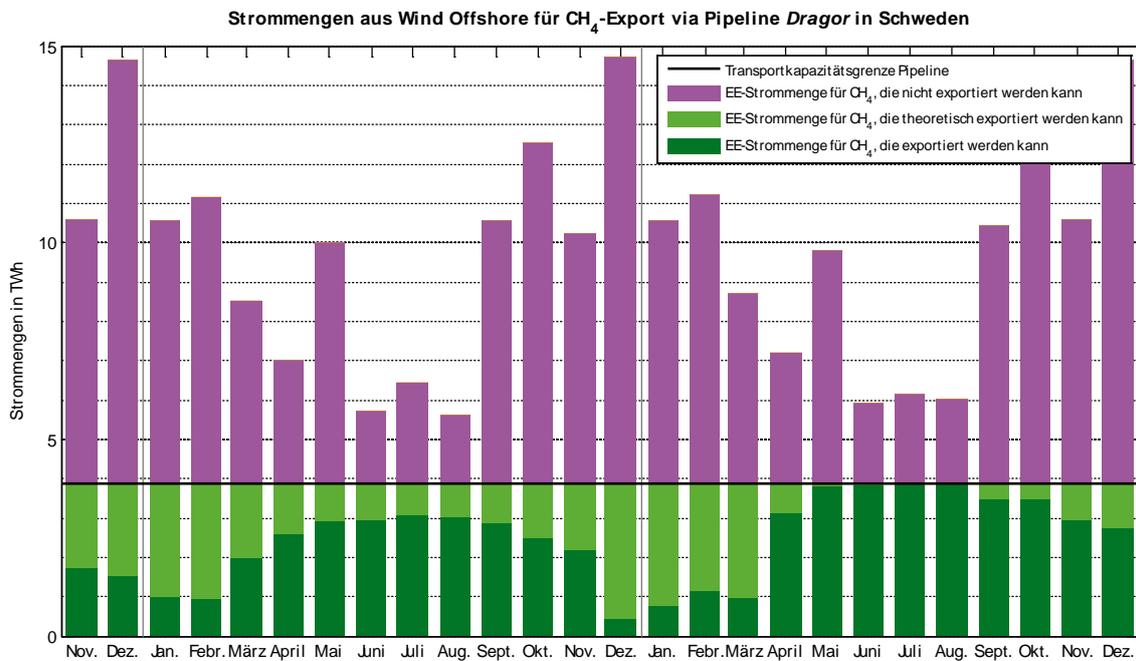
CH4-Import via Pipeline Dragor:

Abbildung 62: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 63: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Dragor aus Schweden (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

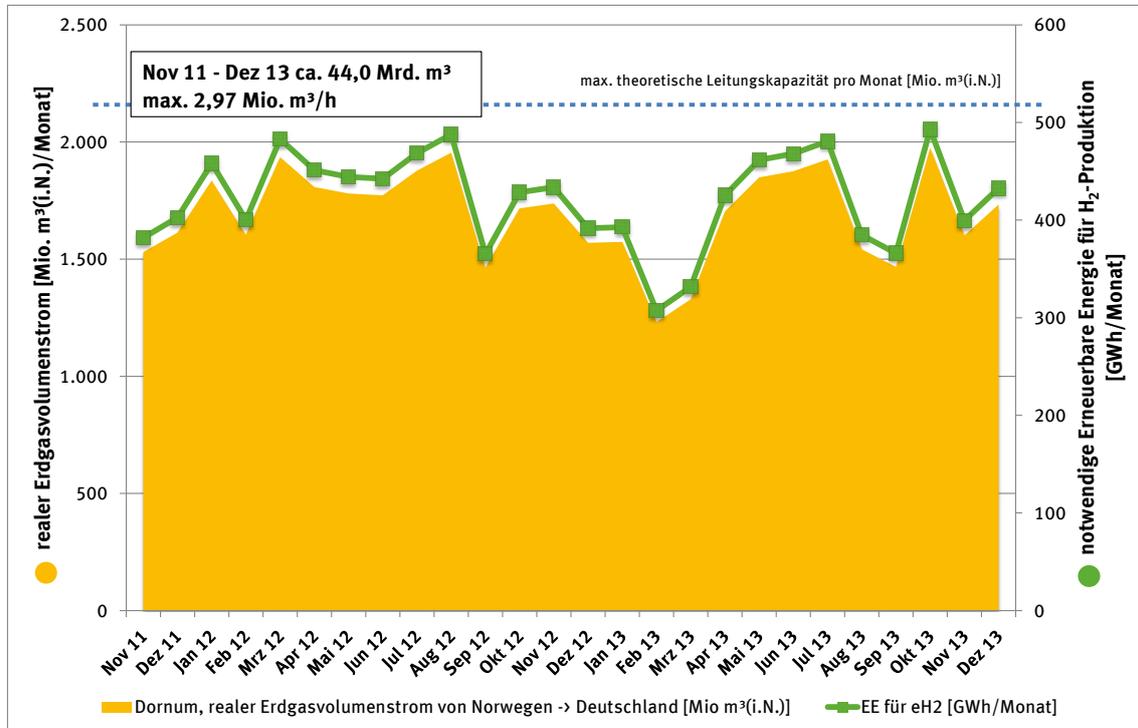


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.8 Norwegen

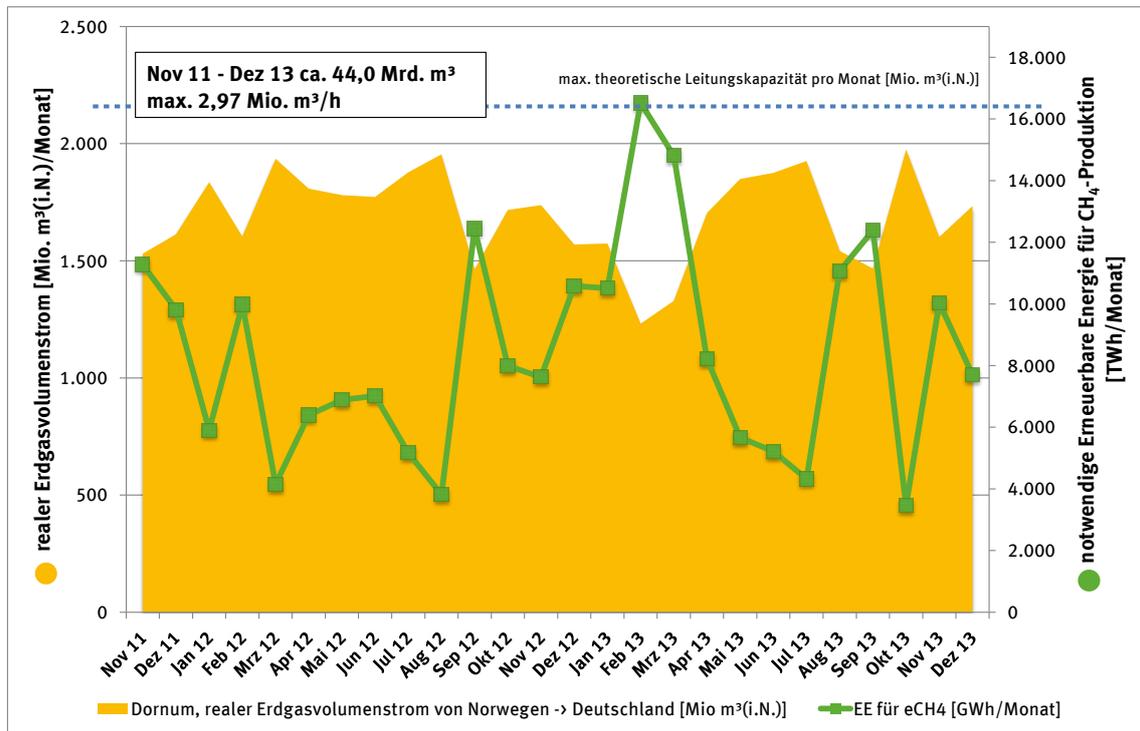
2.8.1 Transportkapazitäten

Abbildung 64: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Dornum



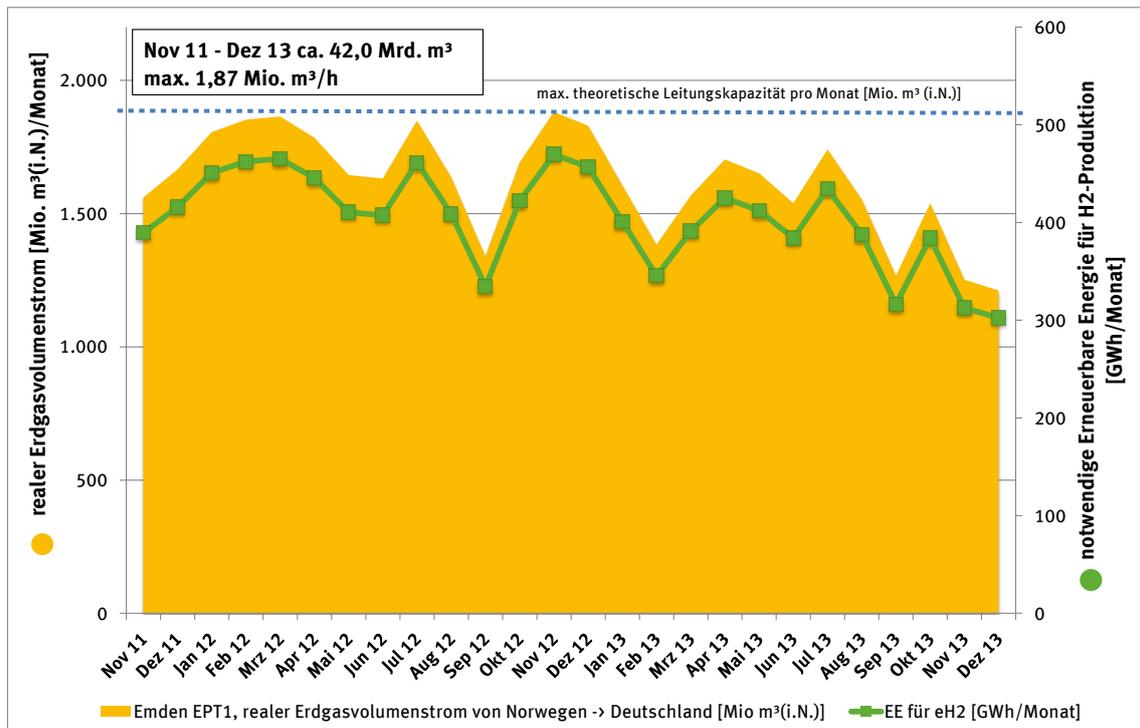
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 65: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Dornum



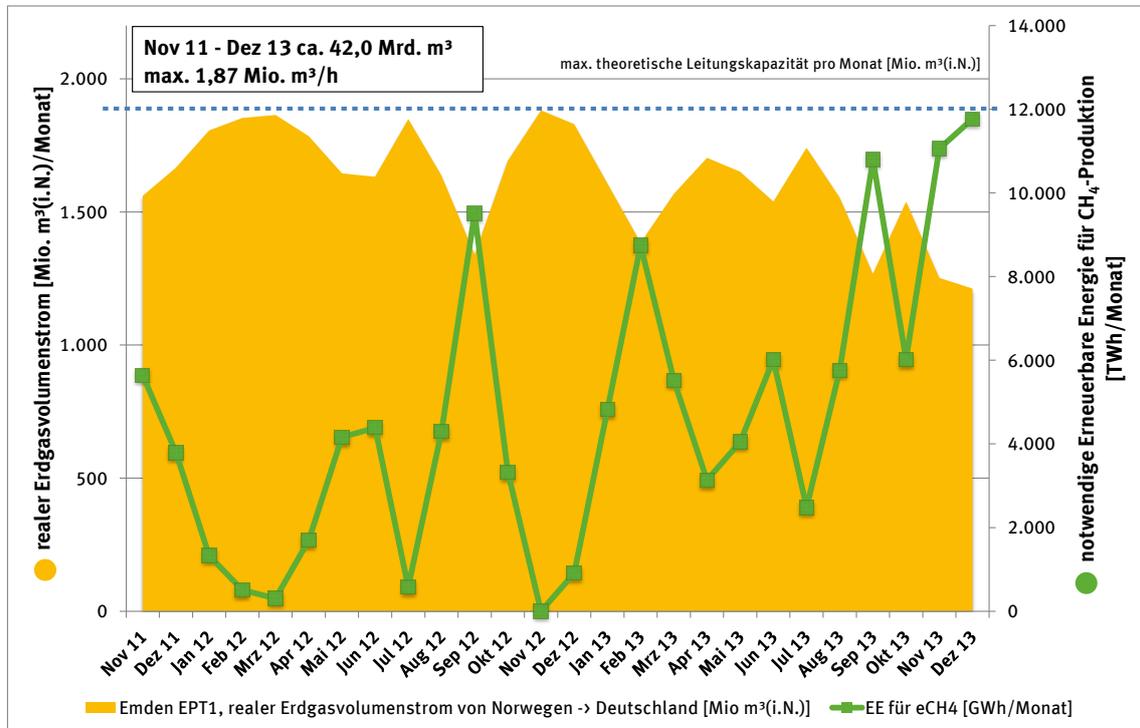
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 66: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Emden EPT1



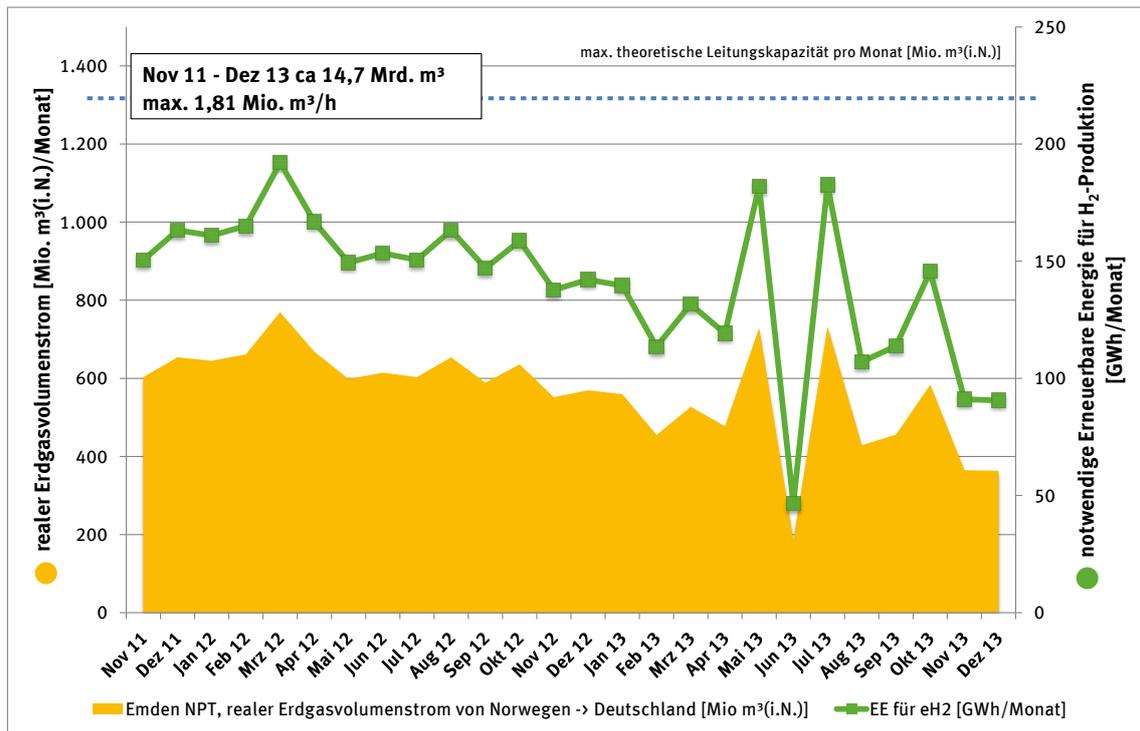
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 67: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Emden EPT1



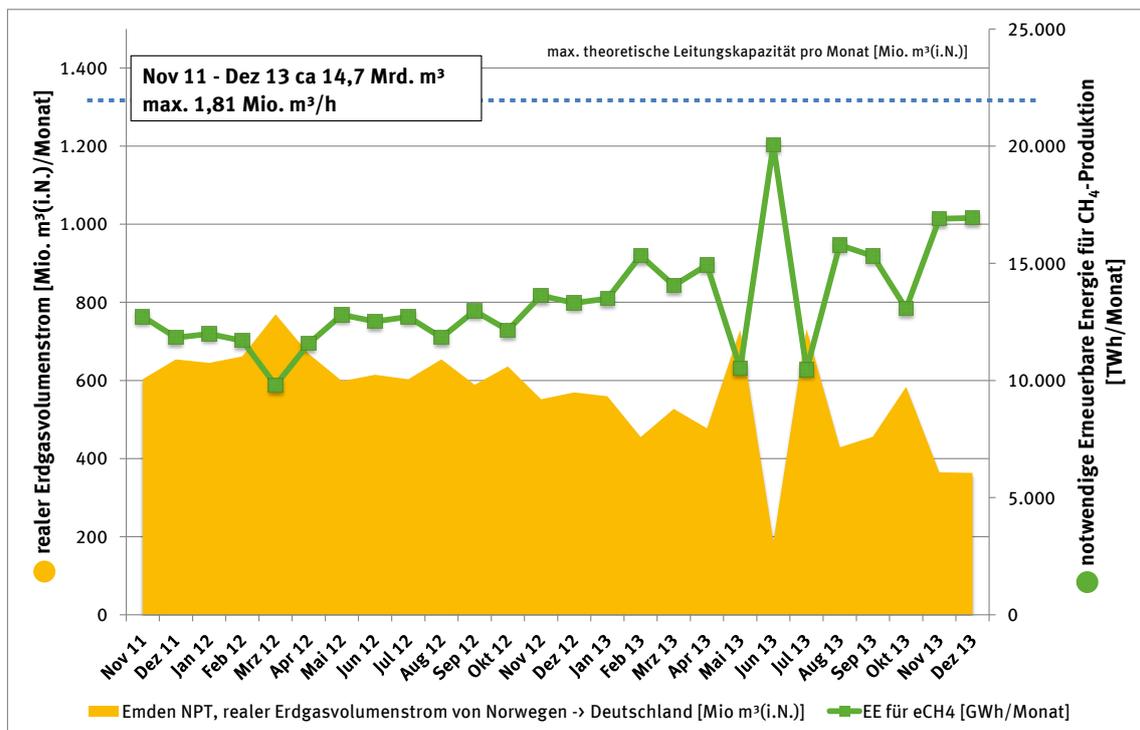
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 68: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort Emden NPT



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

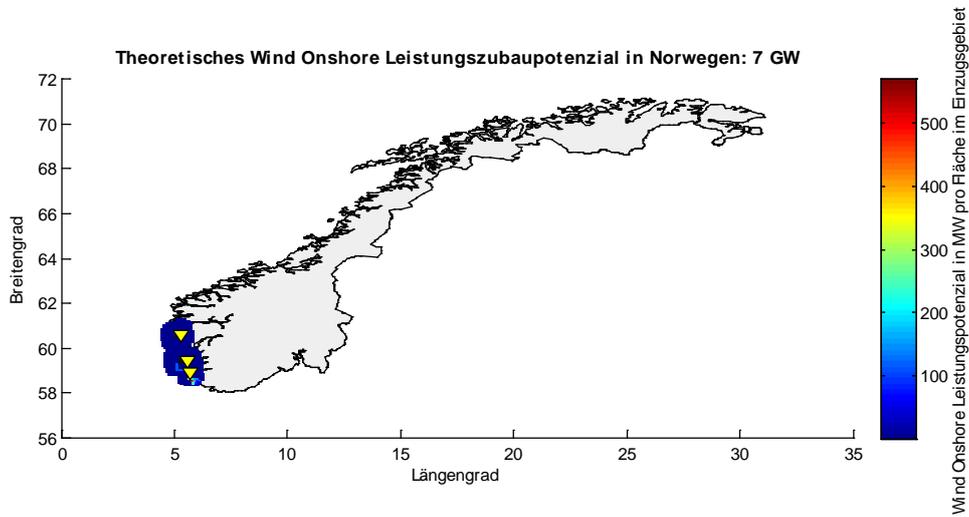
Abbildung 69: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort Emden NPT



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

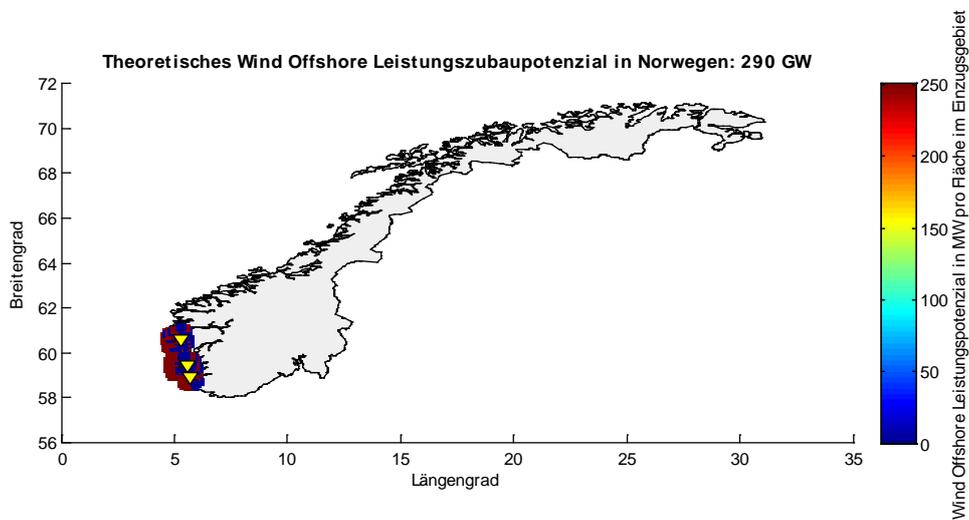
2.8.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 70: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Norwegen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

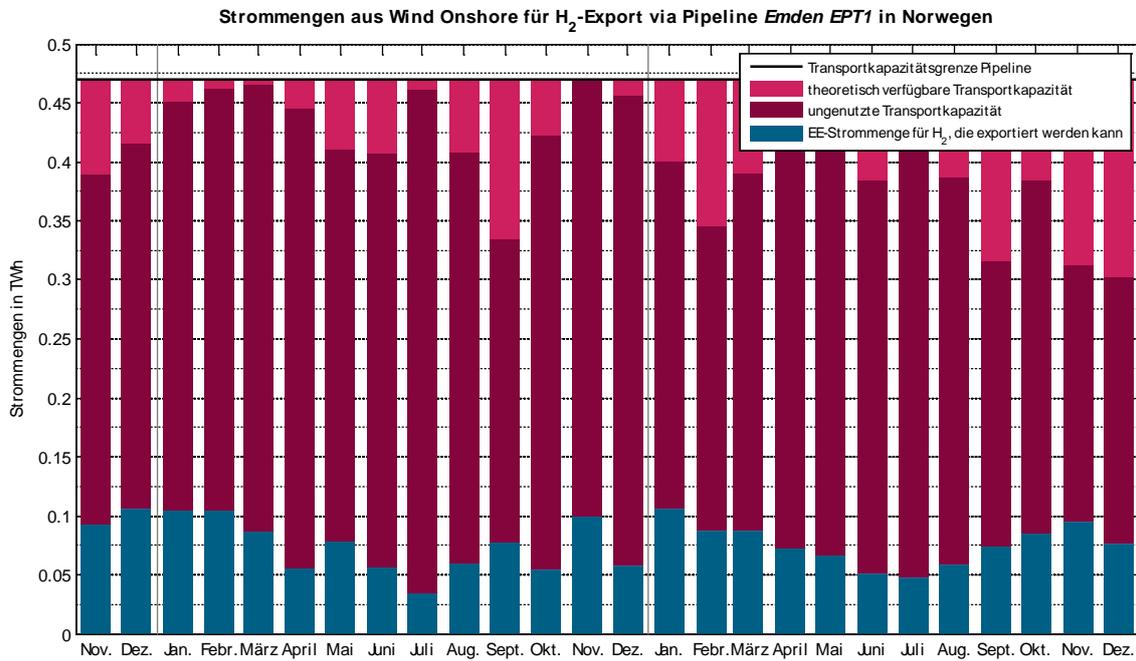
Abbildung 71: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Offshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Norwegen



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

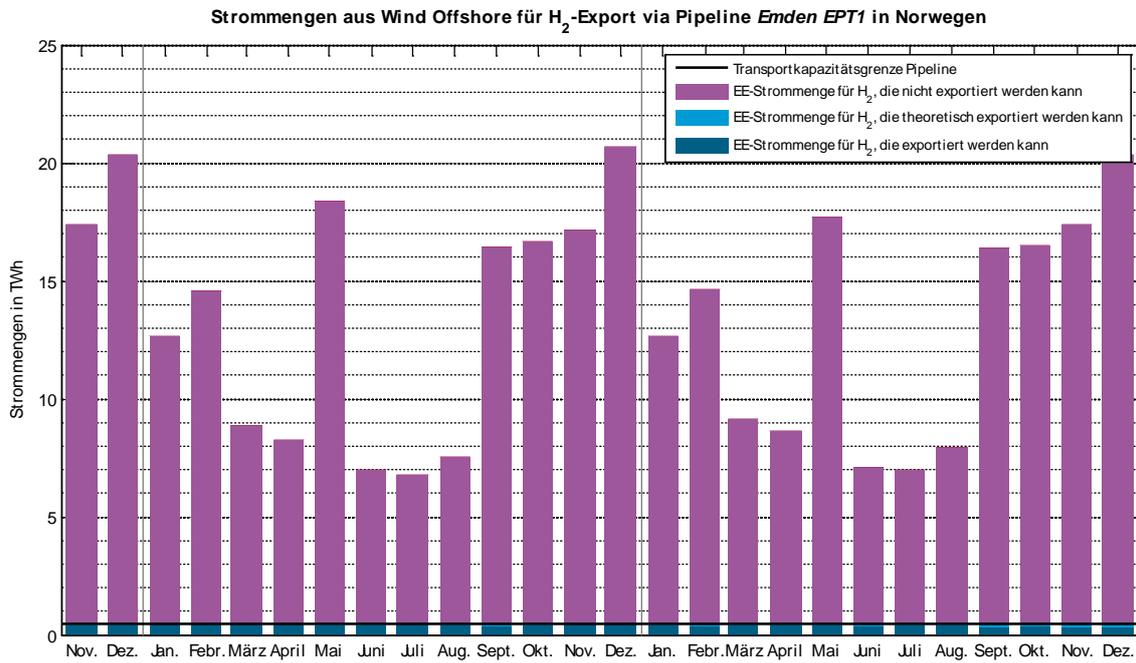
H₂-Import via Pipeline Emden EPT1:

Abbildung 72: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

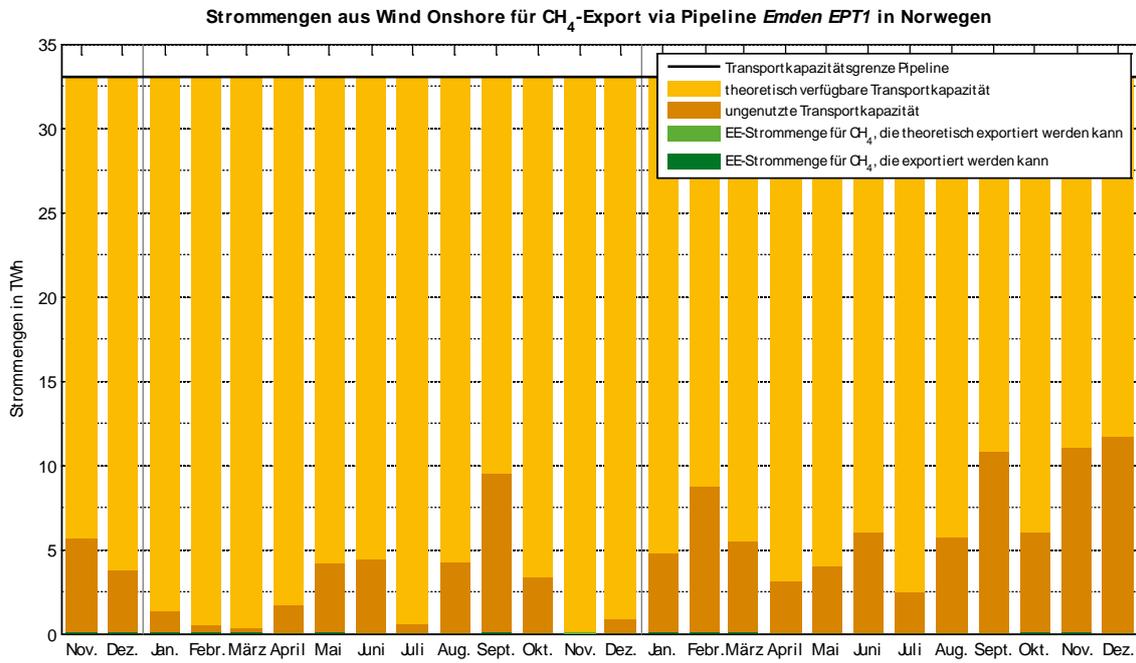
Abbildung 73: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

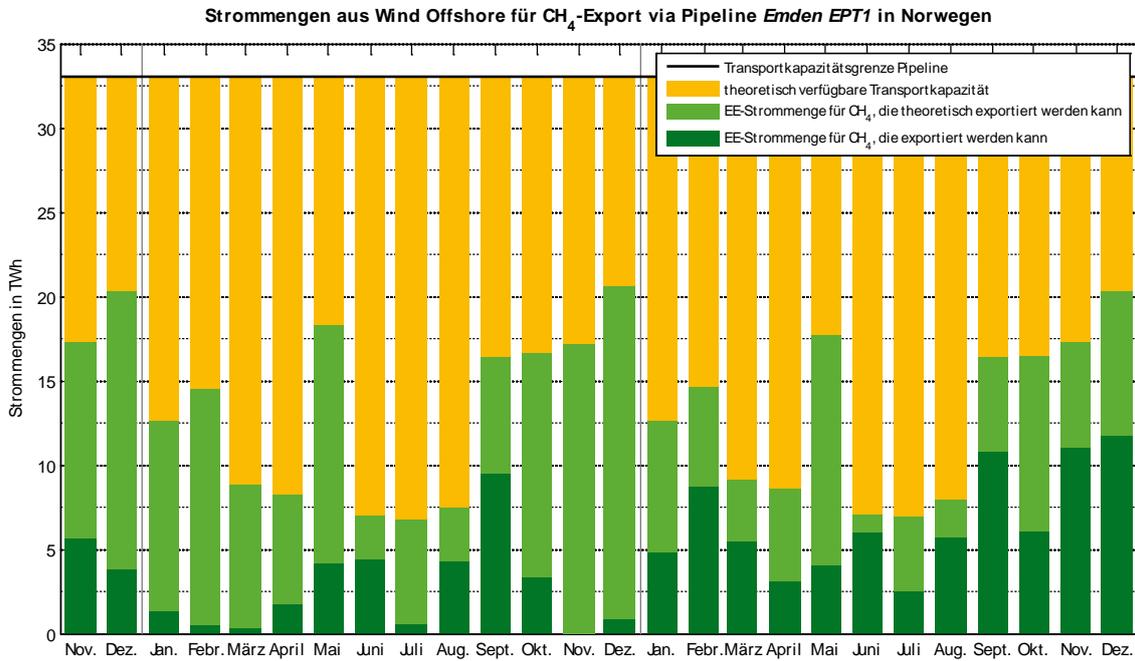
CH₄-Import via Pipeline Emden EPT1:

Abbildung 74: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

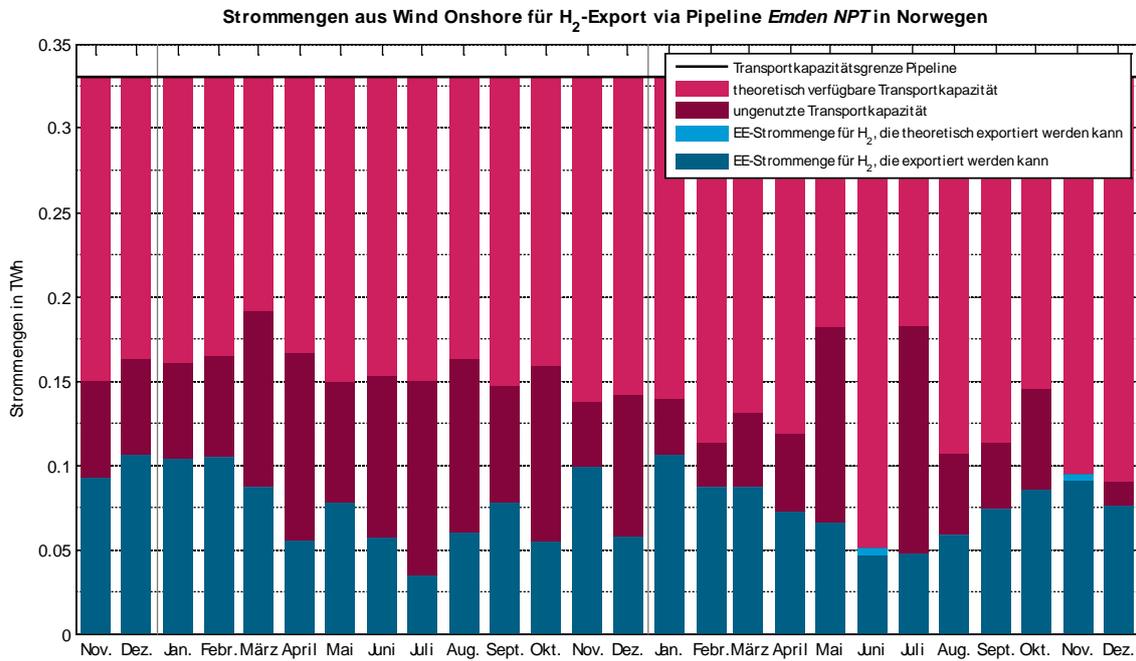
Abbildung 75: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Emden EPT1 aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

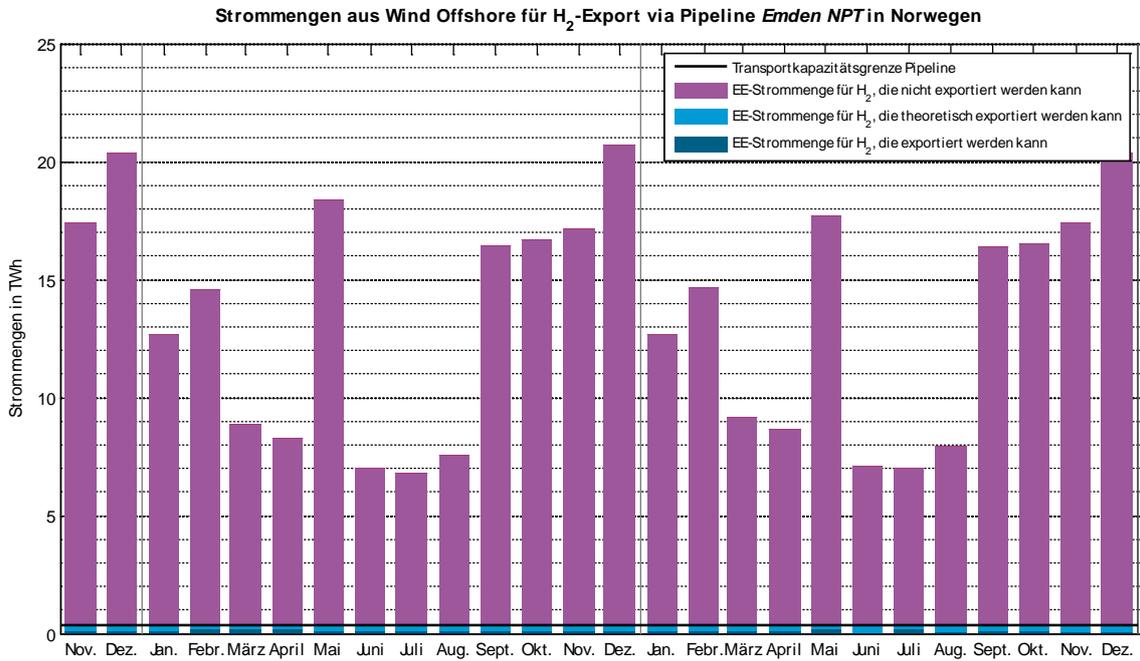
H₂-Import via Pipeline Emden NPT:

Abbildung 76: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

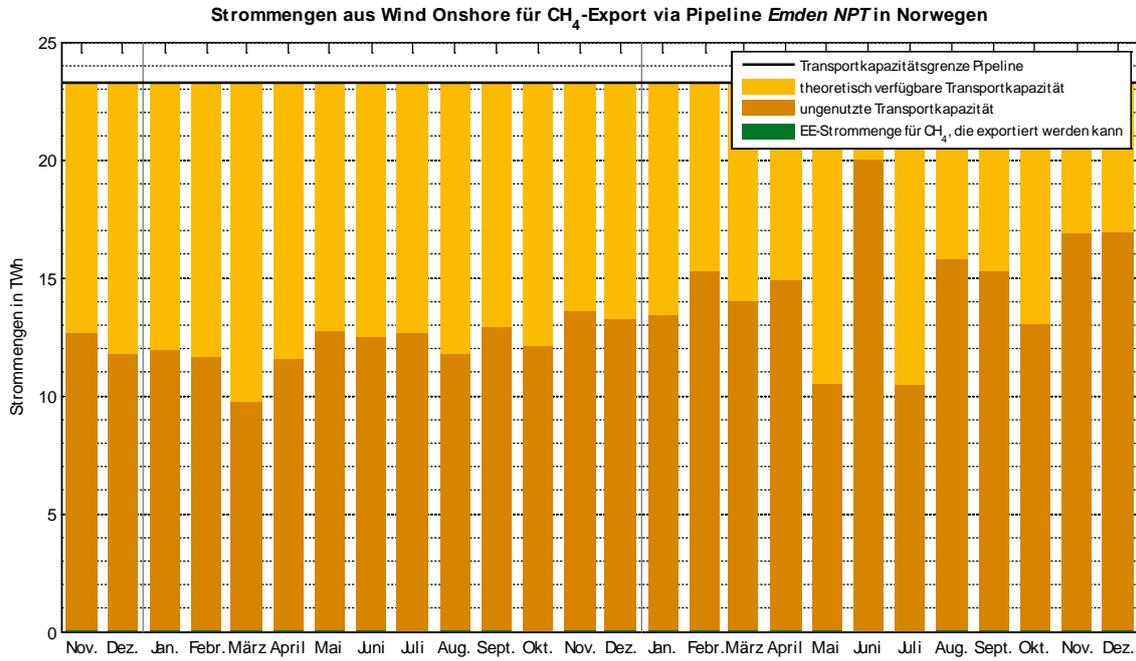
Abbildung 77: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

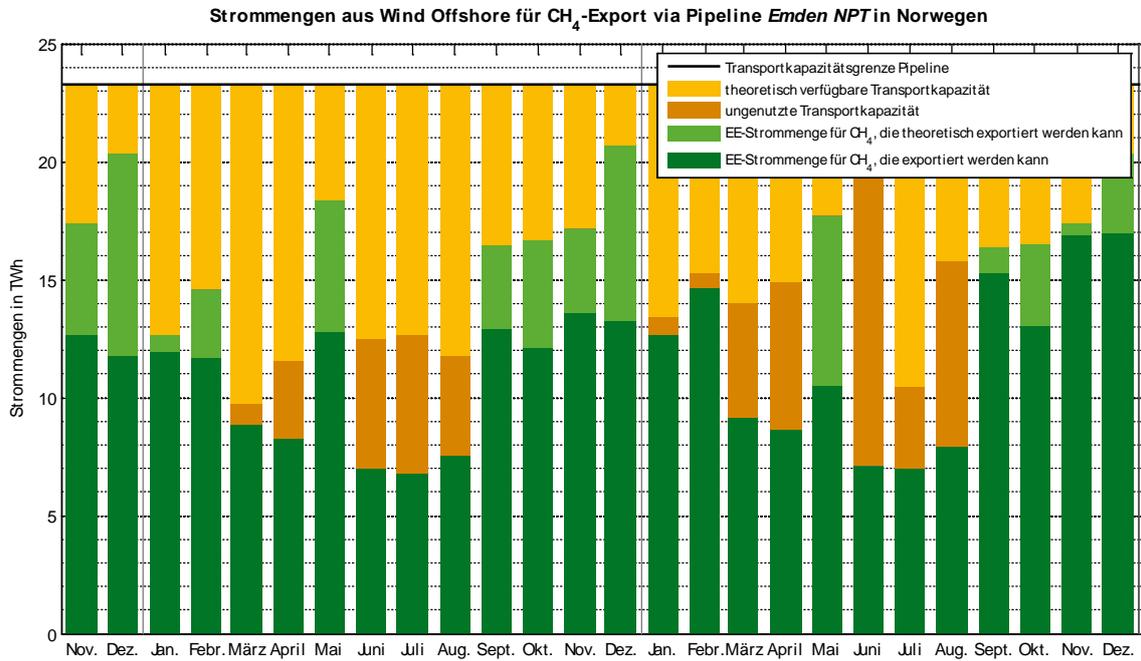
CH₄-Import via Pipeline Emden NPT:

Abbildung 78: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

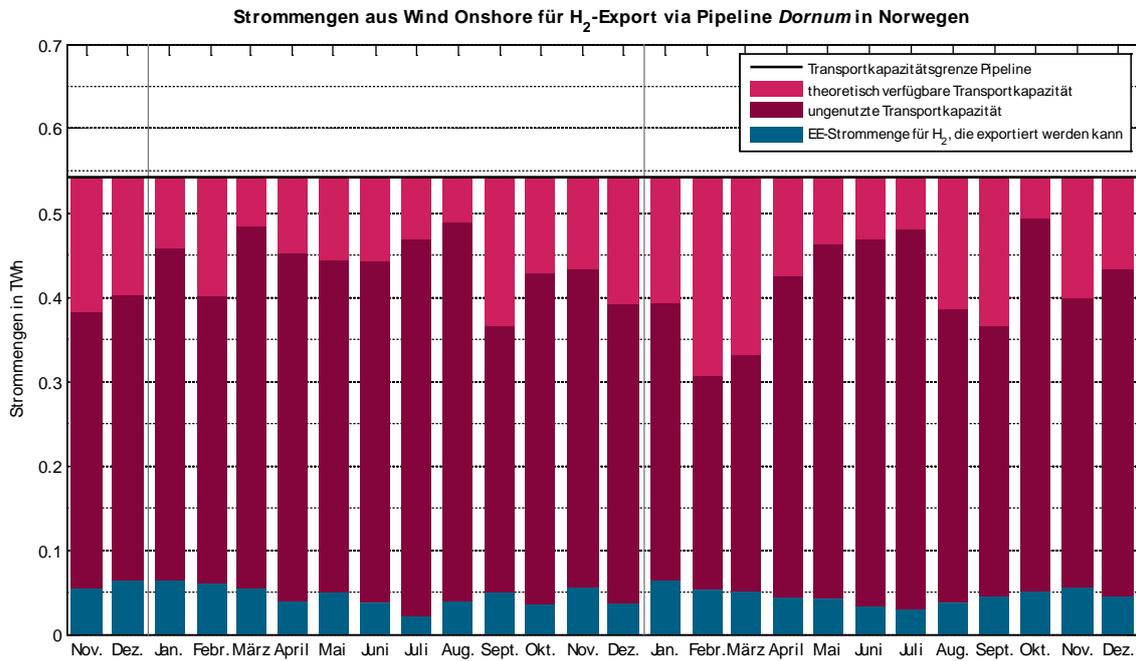
Abbildung 79: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Emden NPT aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

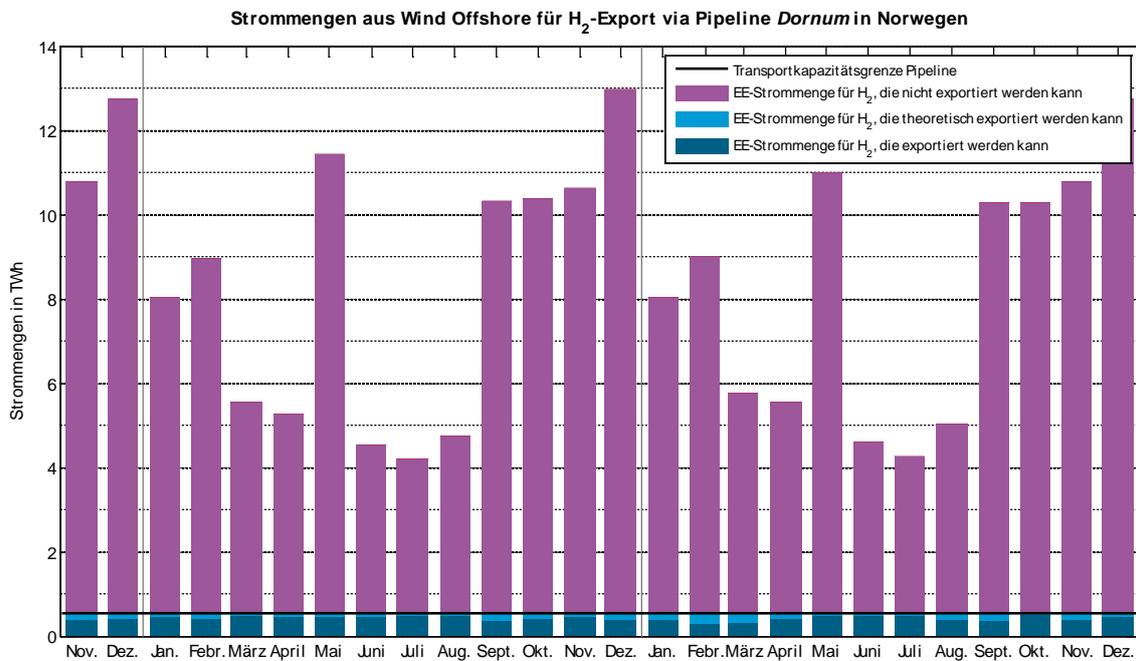
H₂-Import via Pipeline Dornum:

Abbildung 80: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

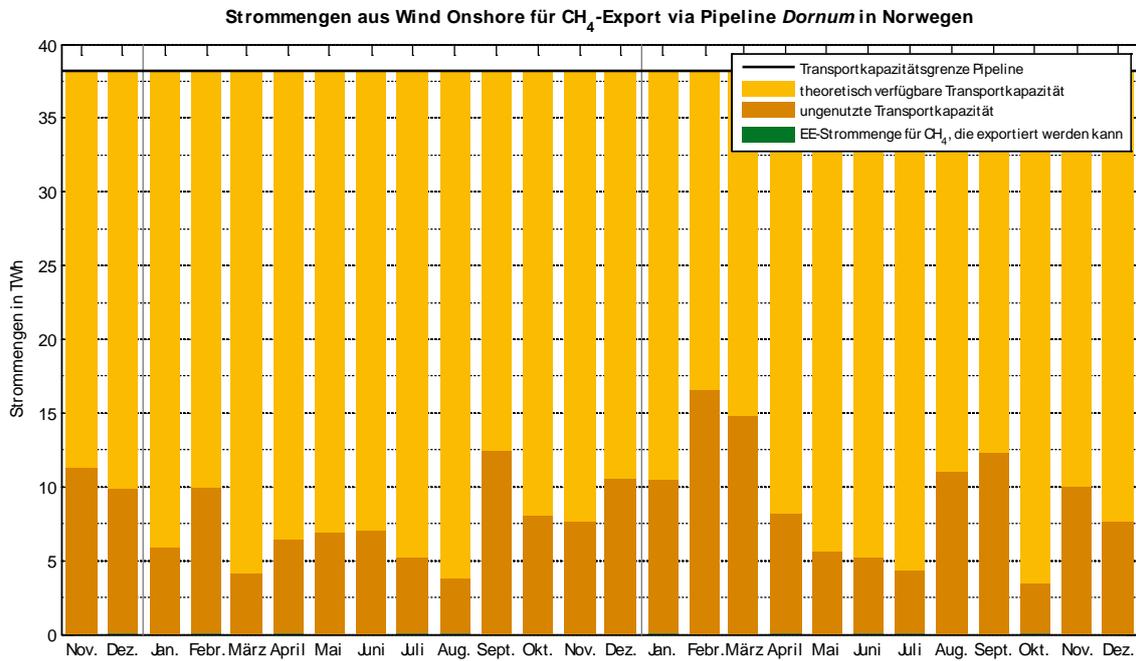
Abbildung 81: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

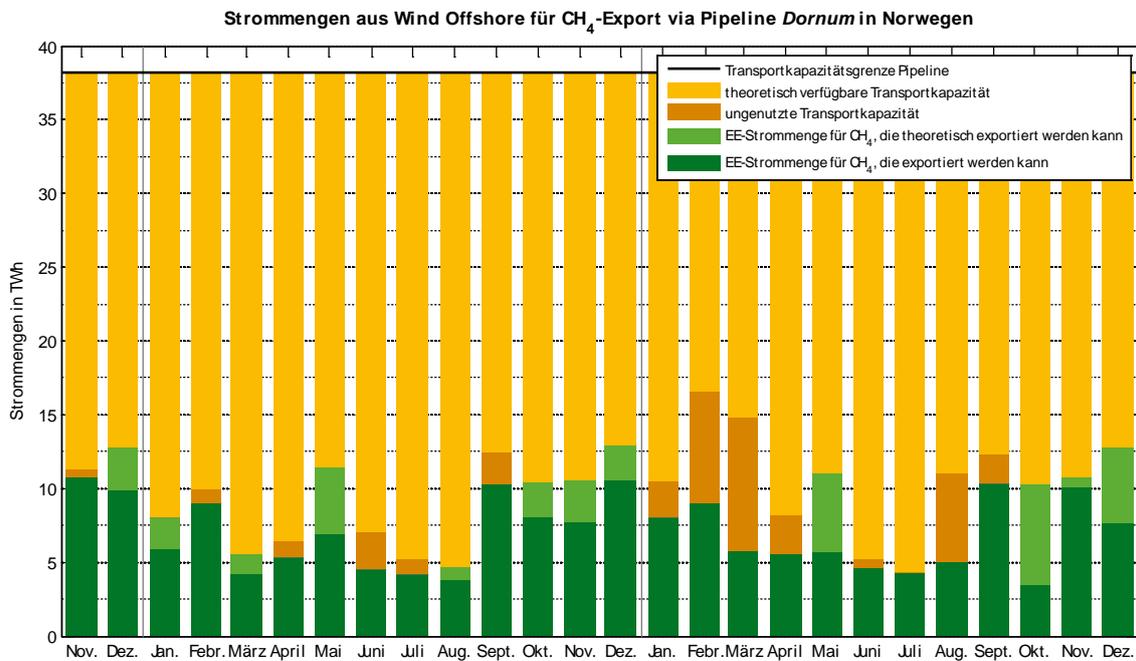
CH₄-Import via Pipeline Dornum:

Abbildung 82: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

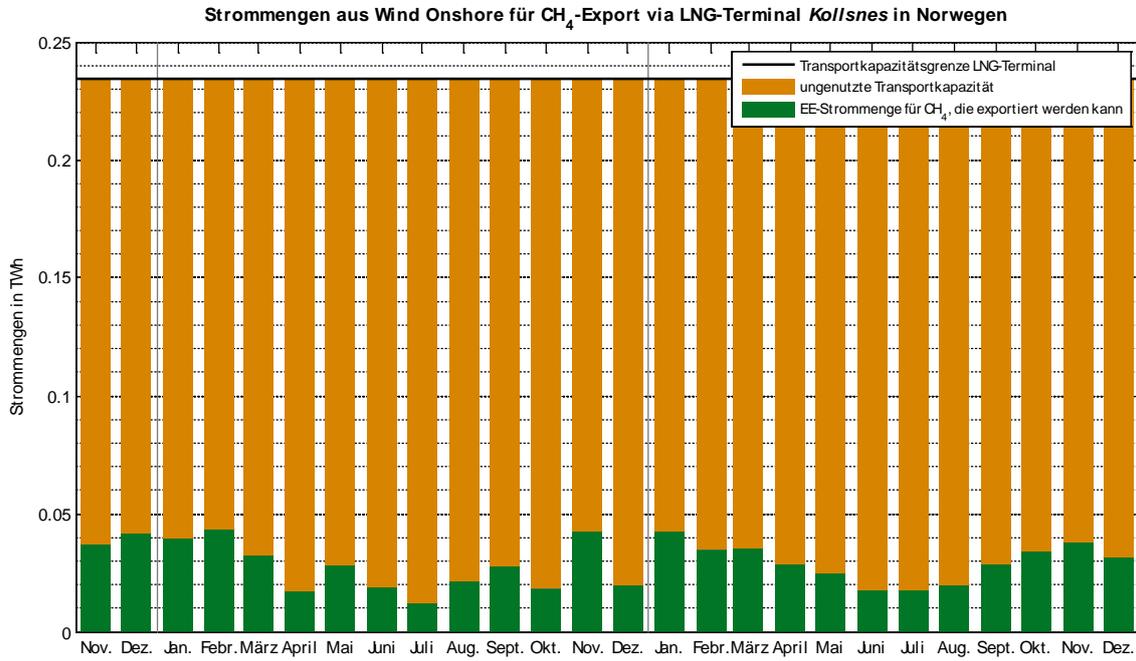
Abbildung 83: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline über Dornum aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

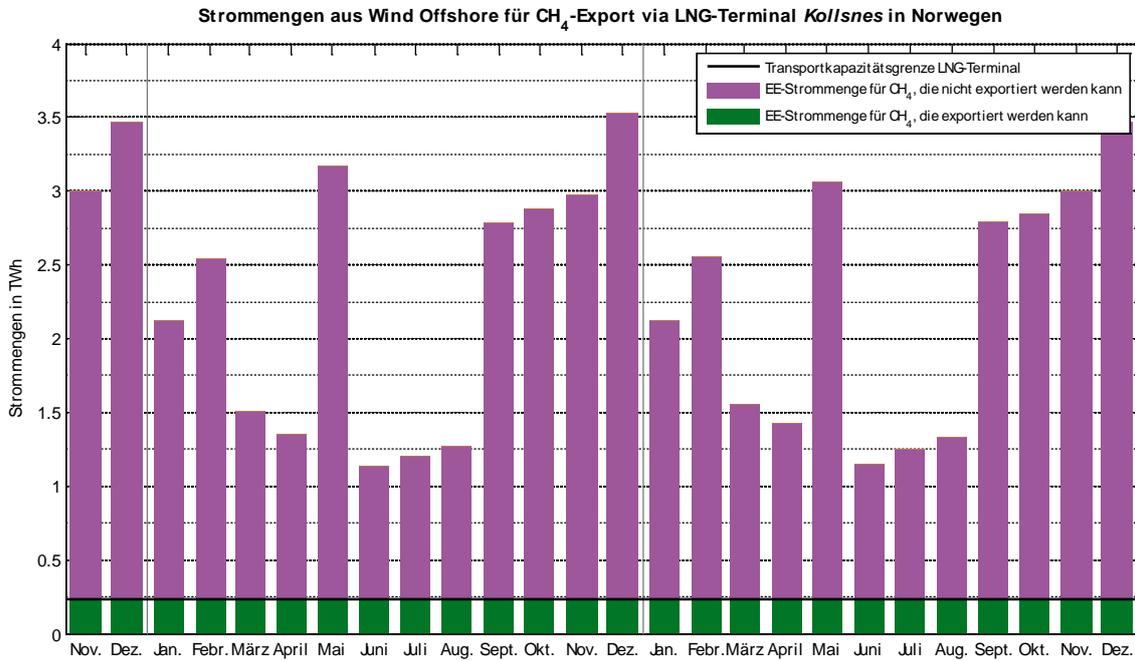
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Kolsness:

Abbildung 84: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Kolsness aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

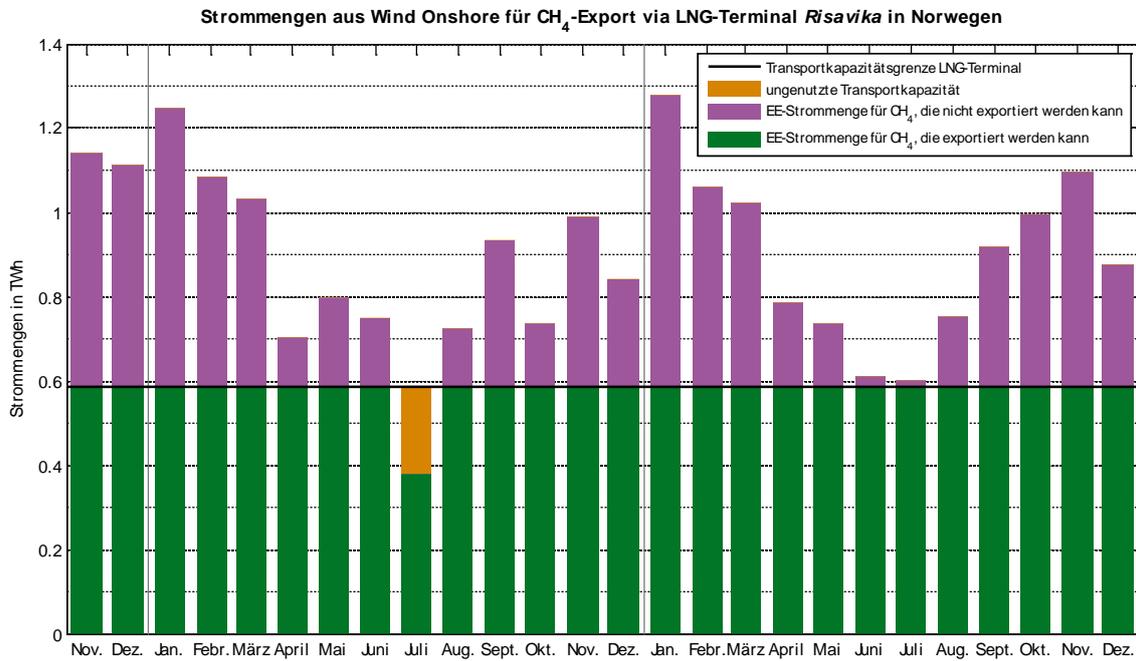
Abbildung 85: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Kollsnes aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

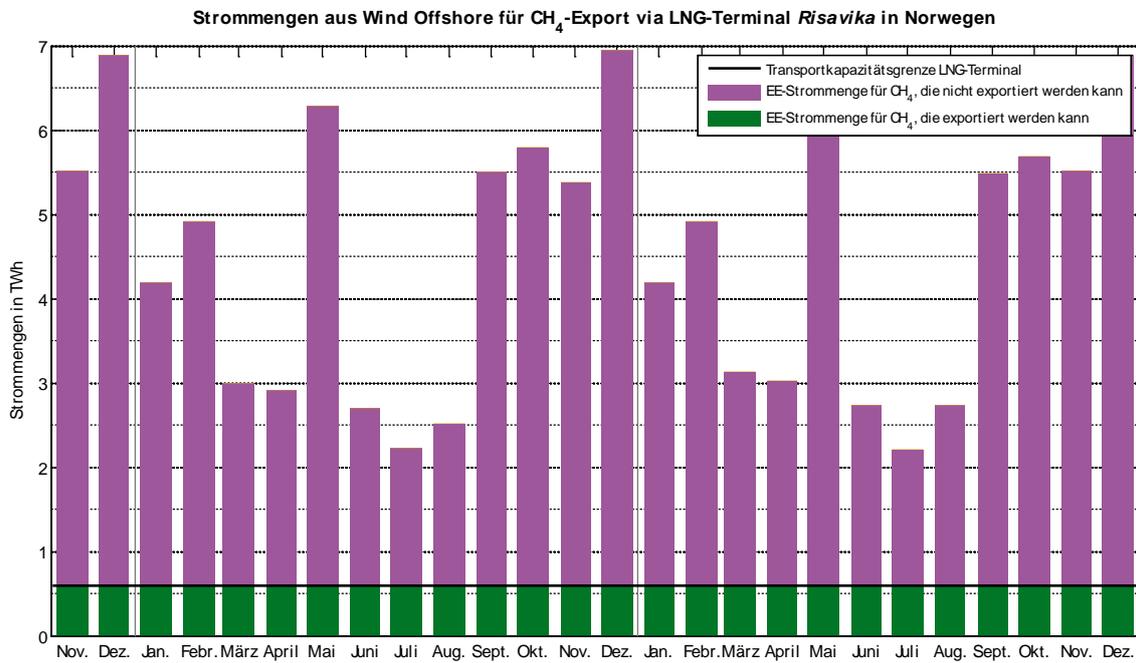
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Risavika:

Abbildung 86: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Risavika aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

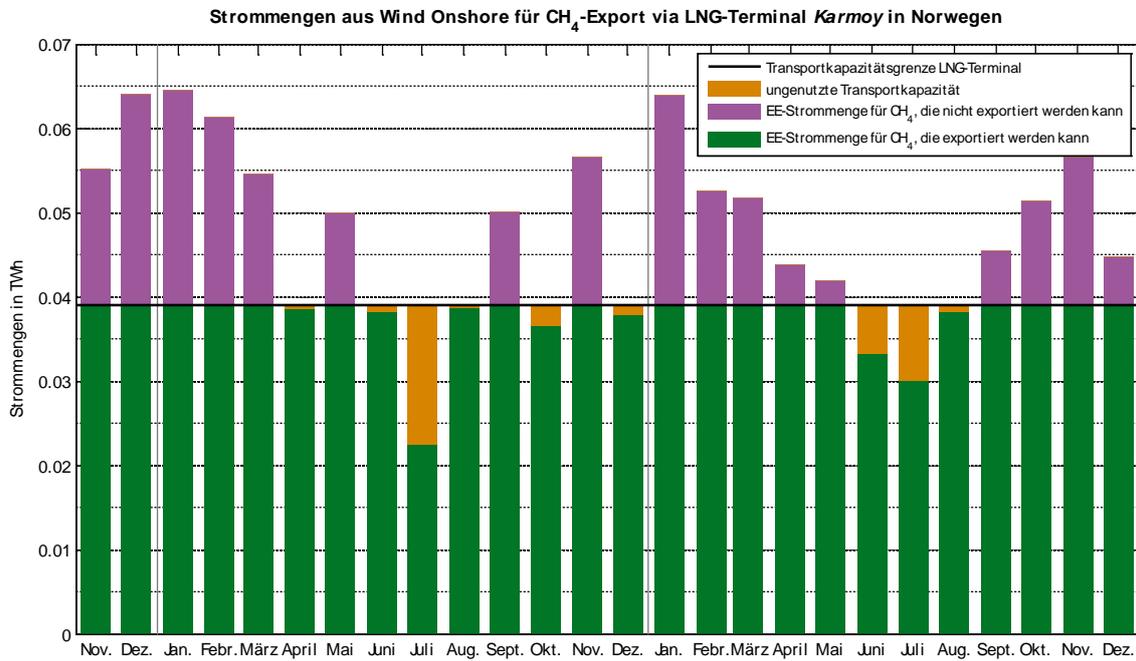
Abbildung 87: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Risavika aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

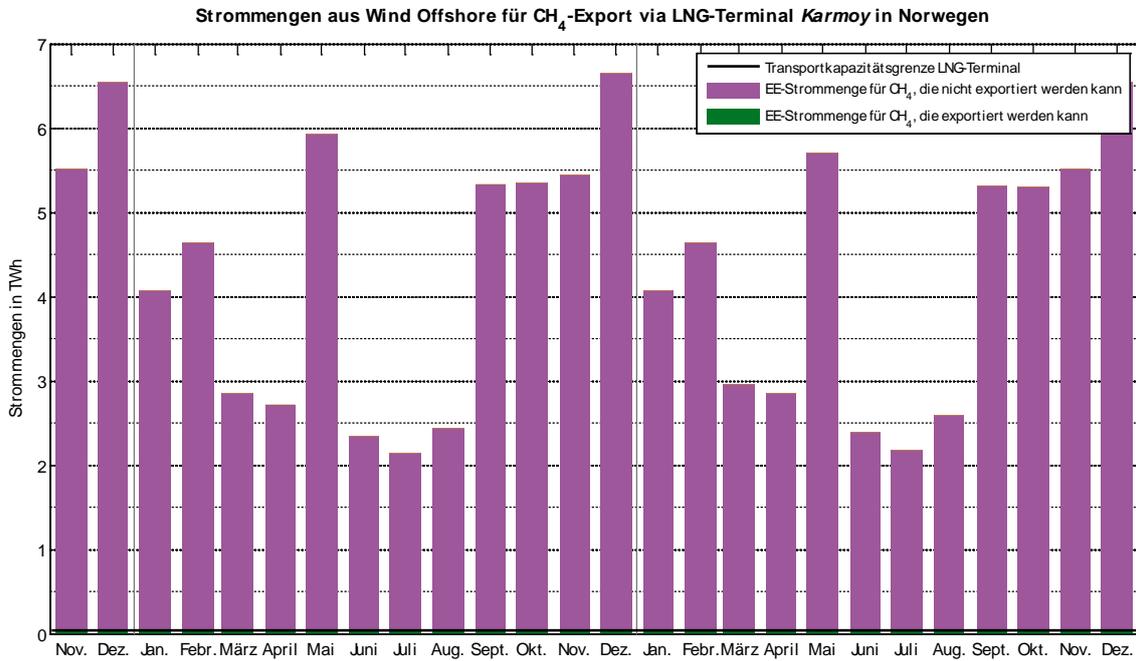
CH₄-Import via LNG-Exportterminal Karmoy:

Abbildung 88: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Karmoy aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 89: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via LNG-Exportterminal Karmoy aus Norwegen (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

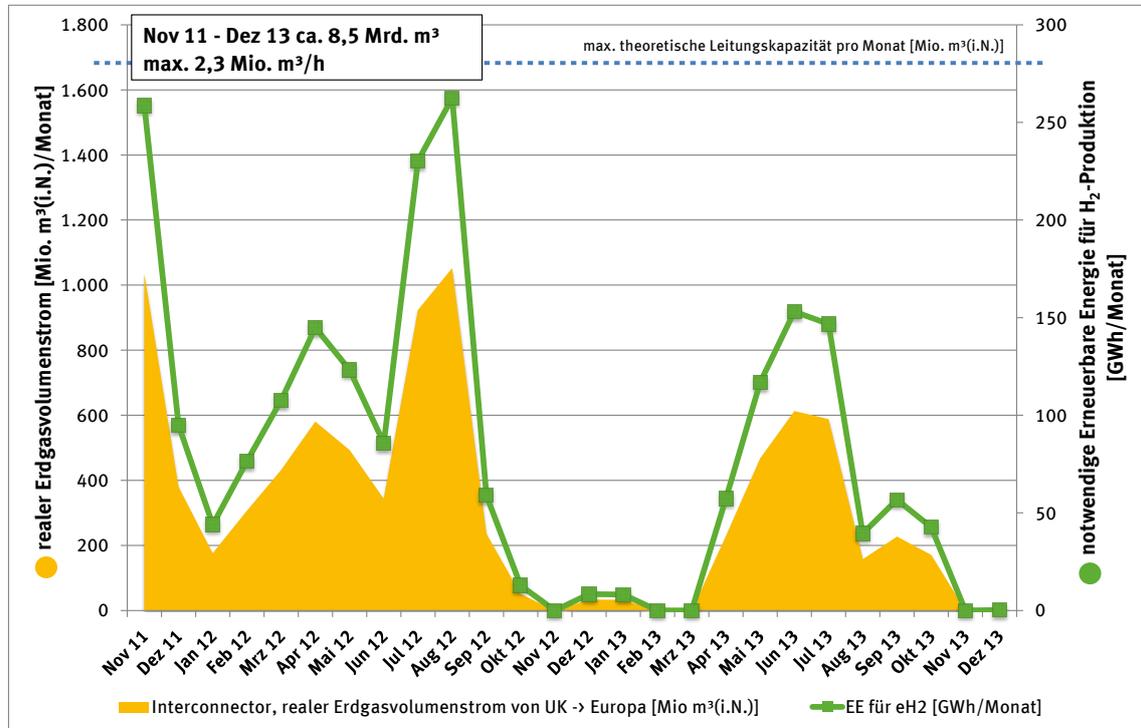


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

2.9 Großbritannien

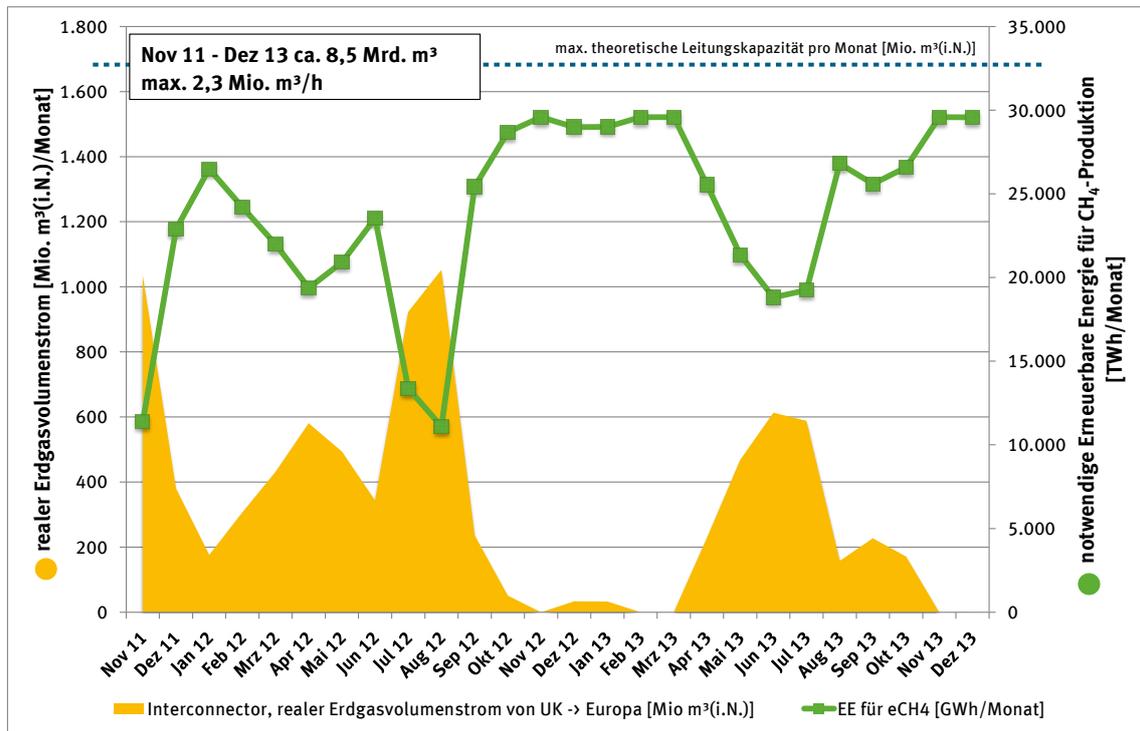
2.9.1 Transportkapazitäten

Abbildung 90: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung von eH₂ zur Einspeisung bis 5 Vol. % am Standort „Interconnector“



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

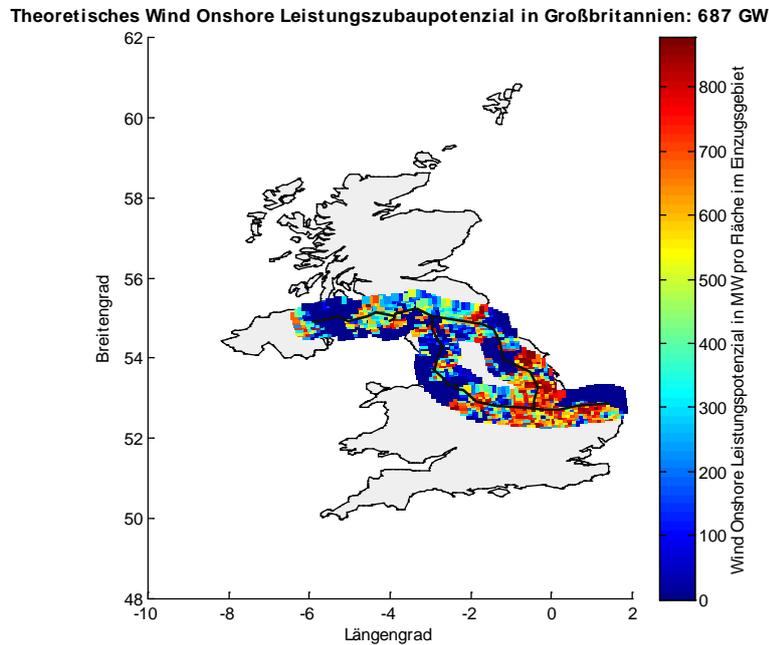
Abbildung 91: Darstellung der EE-Strombedarfsmengen für die Erzeugung und Zumischung von eCH₄ zur Einspeisung bis zur max. Leitungskapazität am Standort „Interconnector“



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

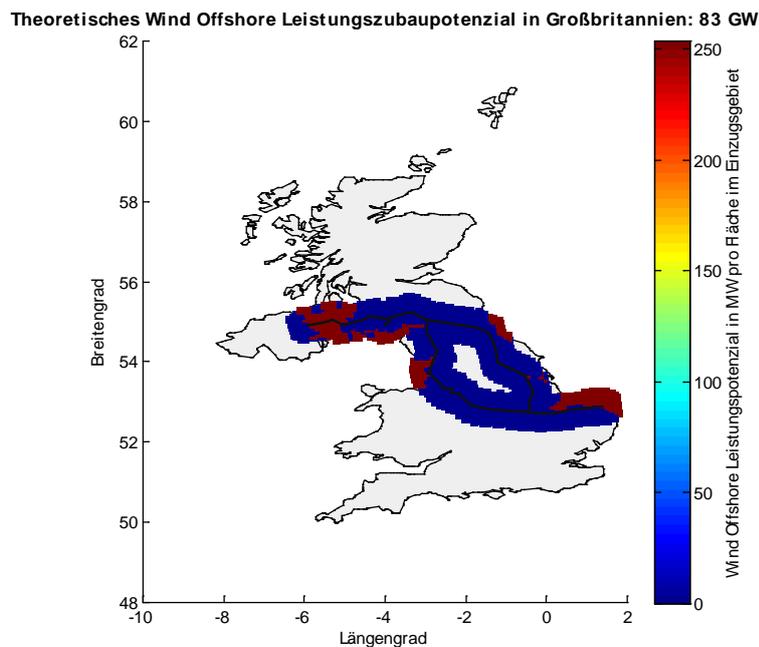
2.9.2 EE-Erzeugungs- und Importpotenzial

Abbildung 92: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Onshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Großbritannien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

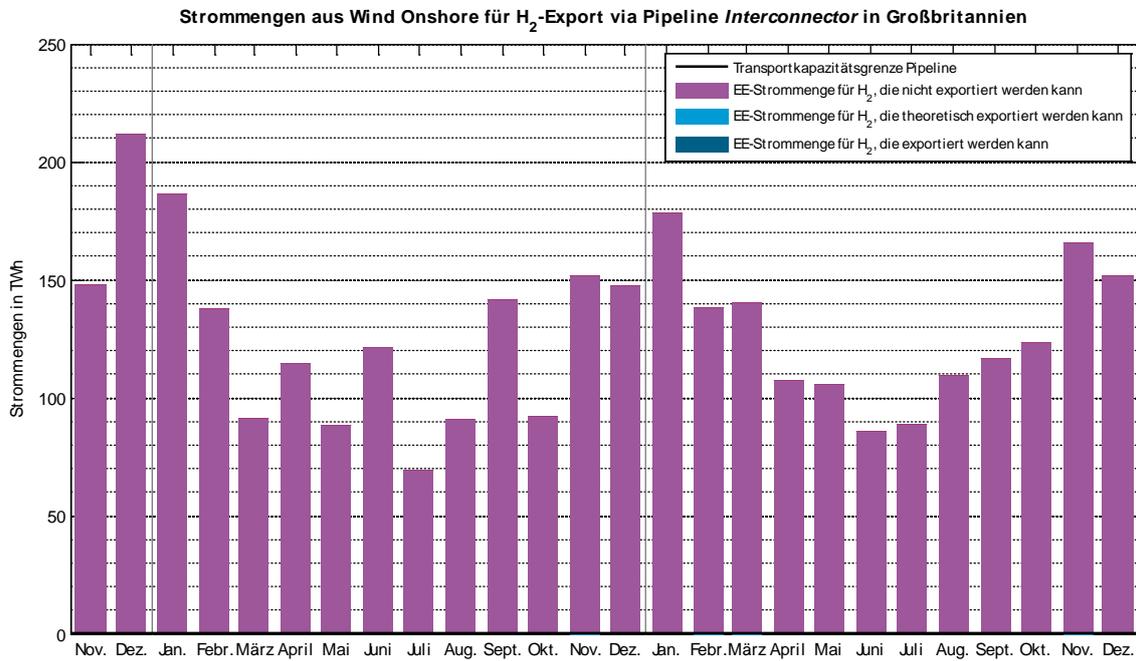
Abbildung 93: Theoretisches Leistungszubaupotenzial von Wind Offshore-Erzeugungsanlagen in GW der Einzugsgebiete in Großbritannien



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

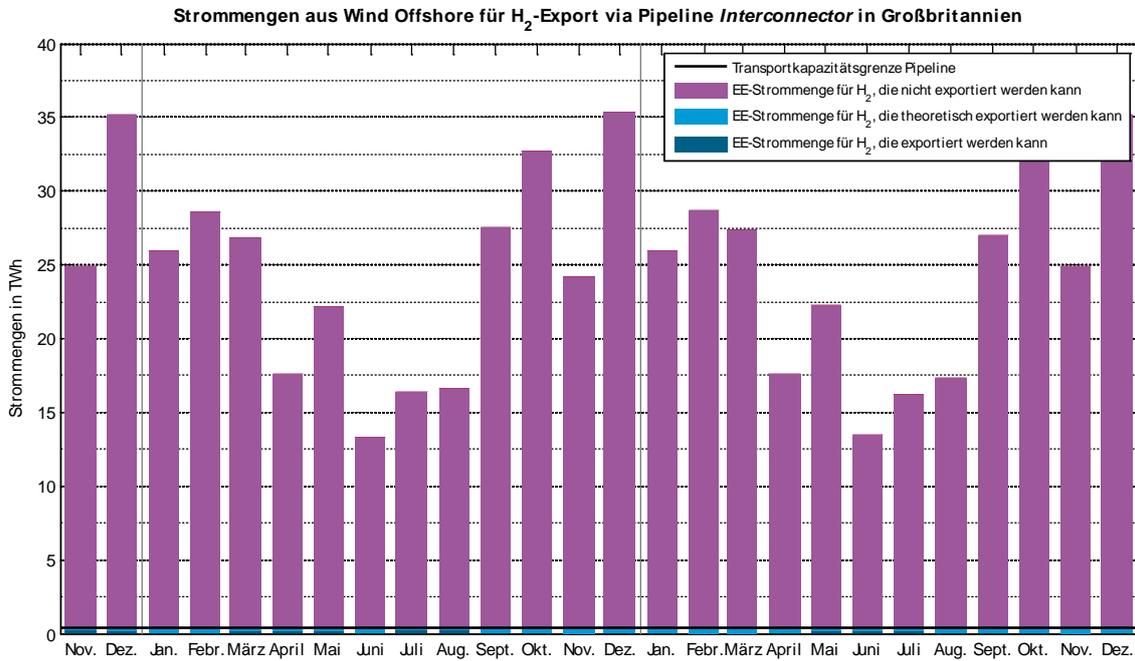
H₂-Import via Pipeline Interconnector:

Abbildung 94: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

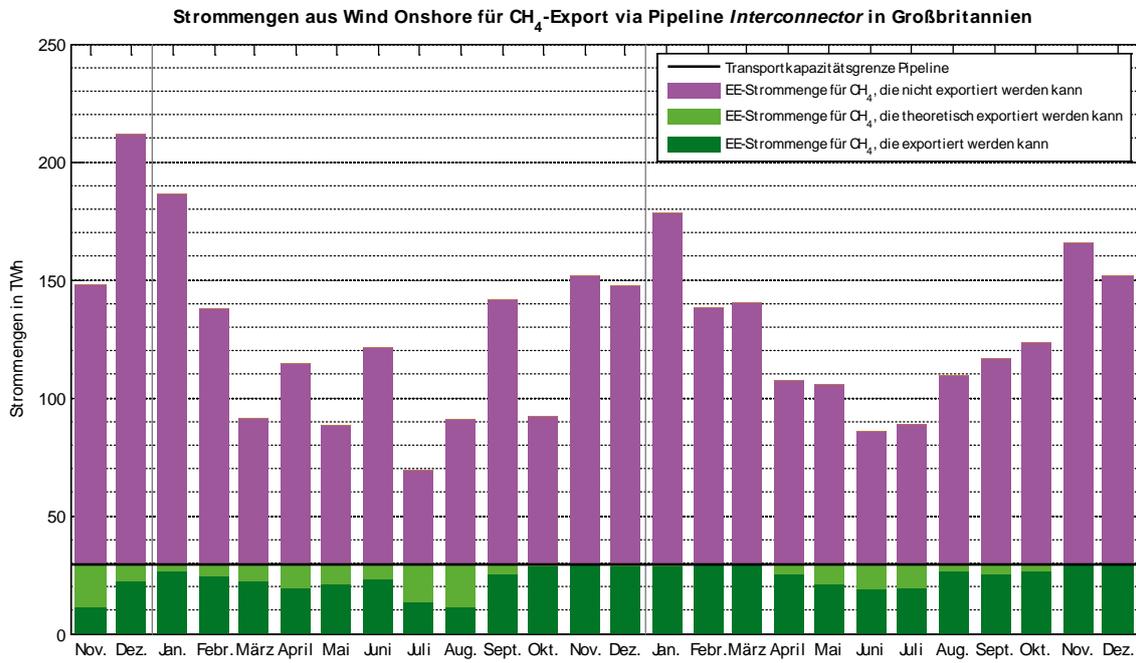
Abbildung 95: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den H₂-Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

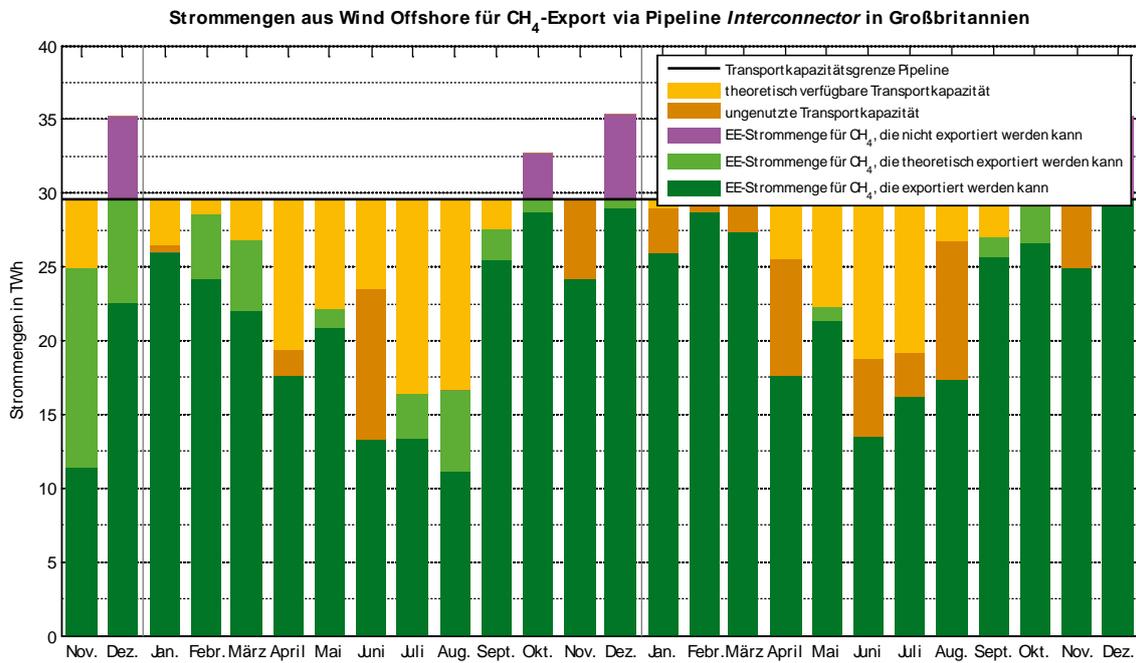
CH₄-Import via Pipeline Interconnector:

Abbildung 96: EE-Strommengen aus Wind Onshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 97: EE-Strommengen aus Wind Offshore-Erzeugungsanlagen für den CH₄-Export via Pipeline Interconnector aus Großbritannien (Nov. 2011 bis Dez. 2013)

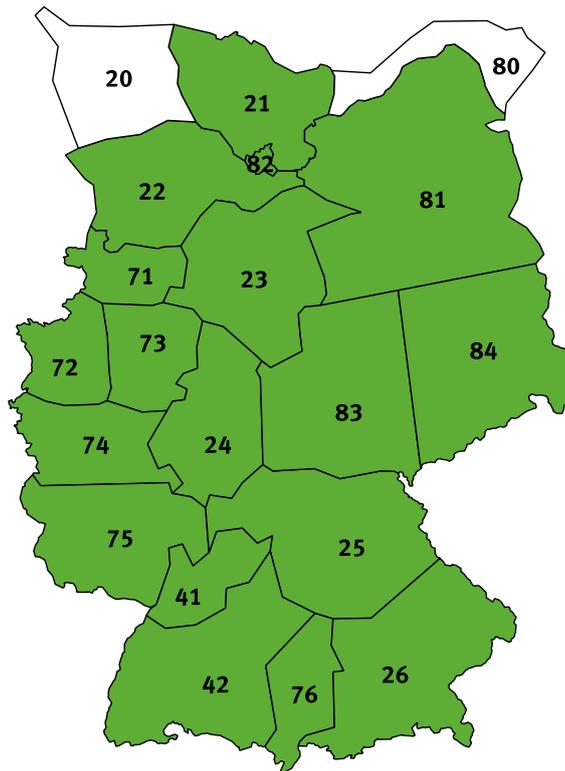


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

3 Potenziale für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland

Nachfolgend werden die Ergebnisgrafiken der aus den ermittelten Wasserstoffaufnahme Kapazitäten und den Überschusszeitreihen hervorgehenden Einspeisepotenziale von Wasserstoff in den jeweiligen dena-Netzregionen dargestellt. Da die Analyse für 2 bzw. 5 Vol.-% Wasserstoff durchgeführt wurde, werden im Folgenden beide Varianten der Ergebnisgrafiken für jede dena-Netzregion gezeigt.

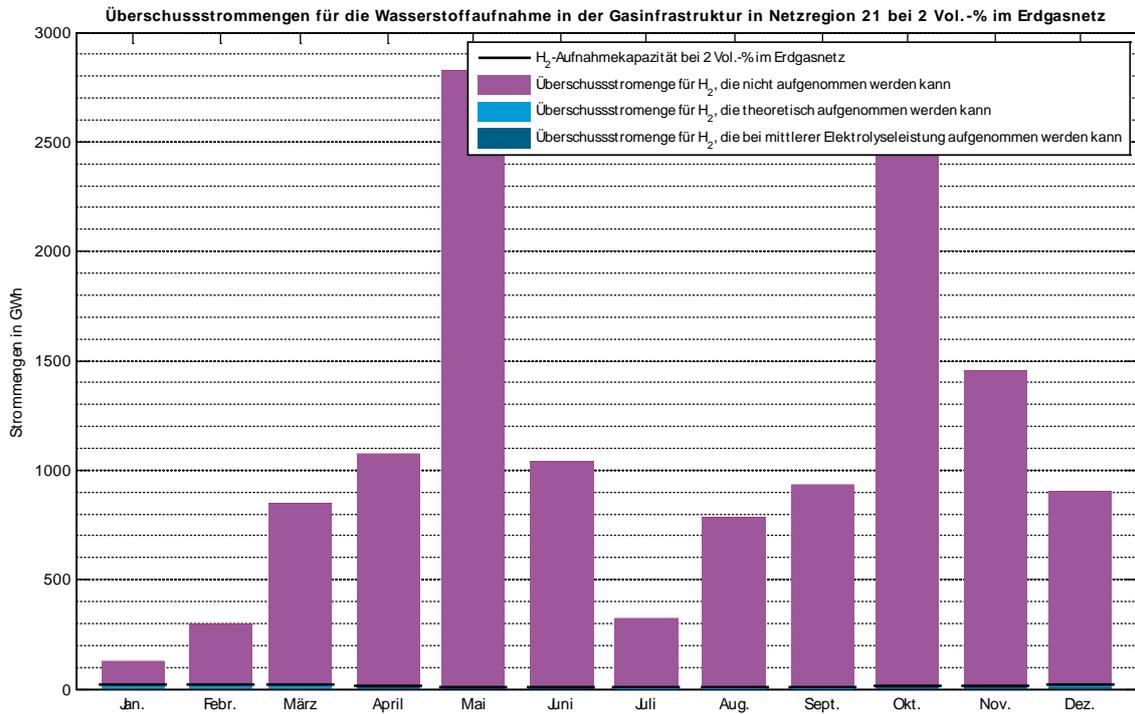
Abbildung 98: Darstellung und Zuordnung der dena-Netzregionen



Quelle: eigene Darstellung, DBI

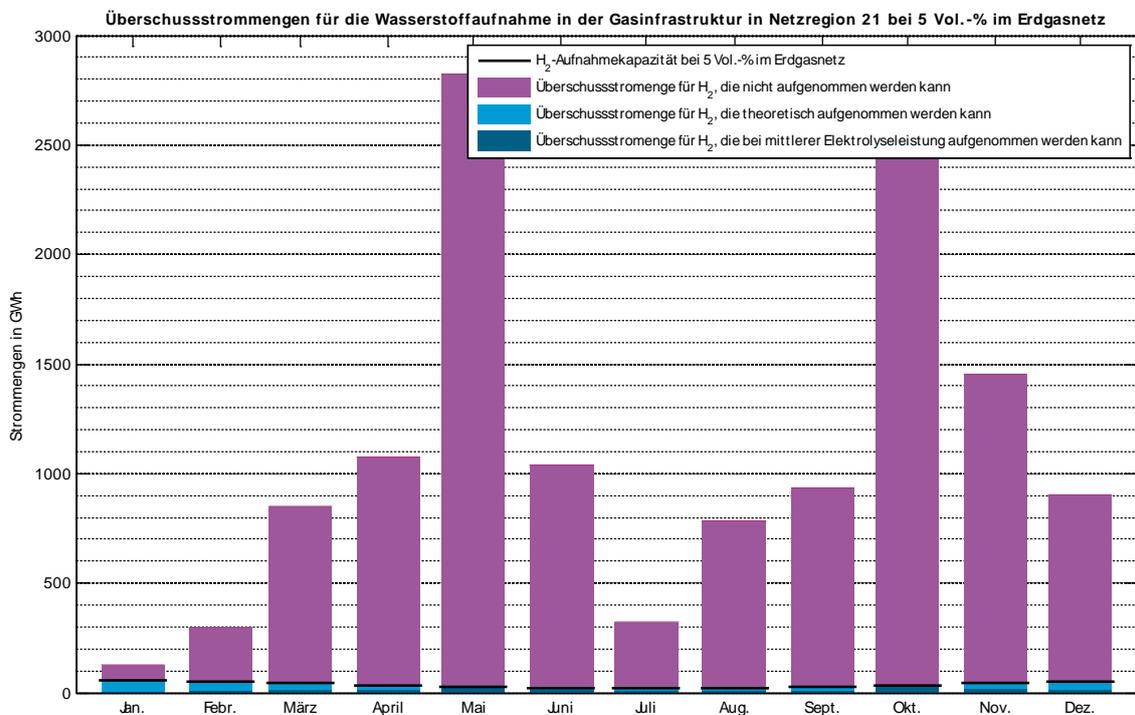
3.1 Region 21

Abbildung 99: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 21 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

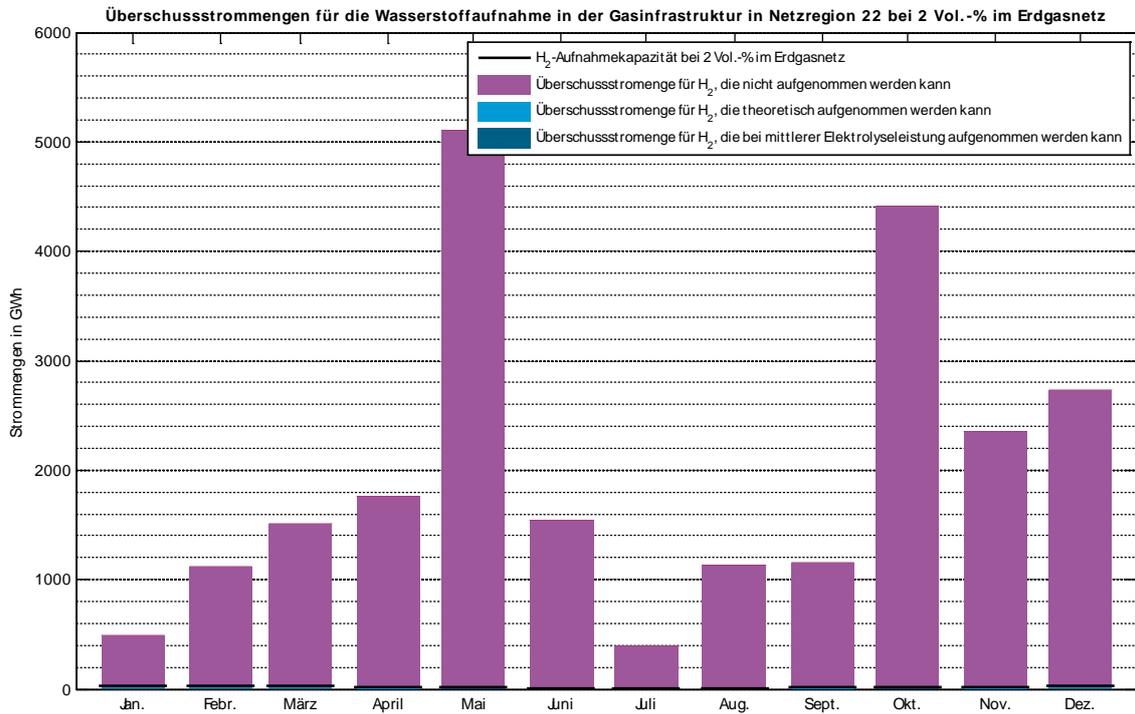
Abbildung 100: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 21 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

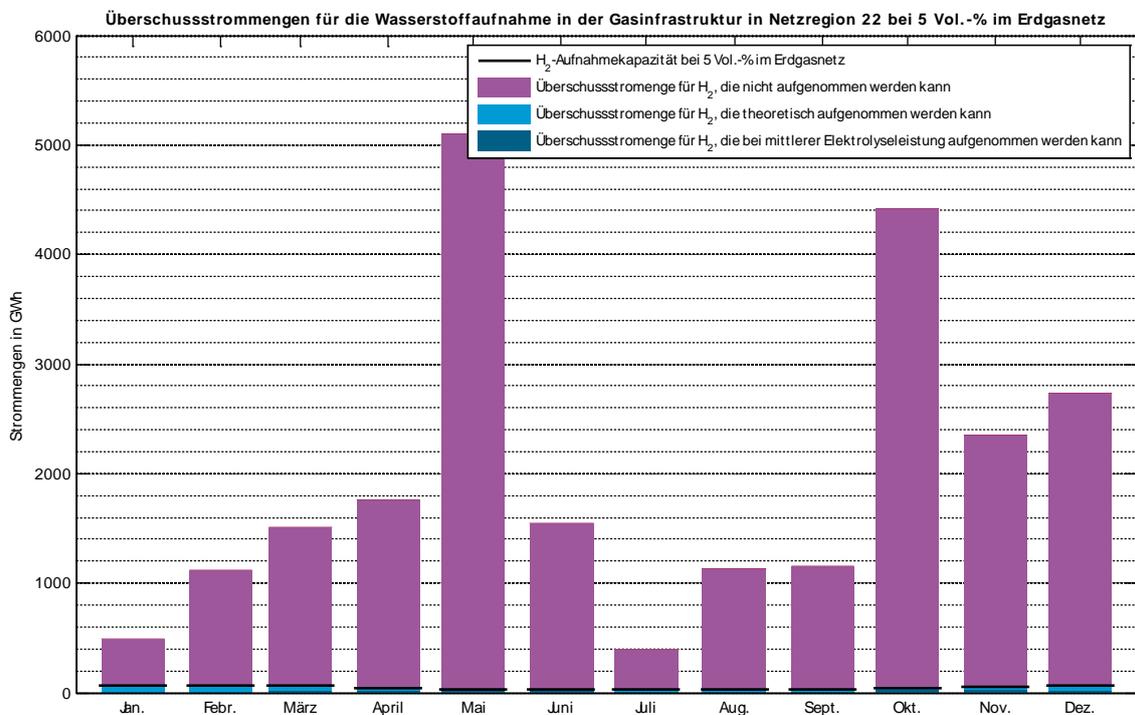
3.2 Region 22

Abbildung 101: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 22 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

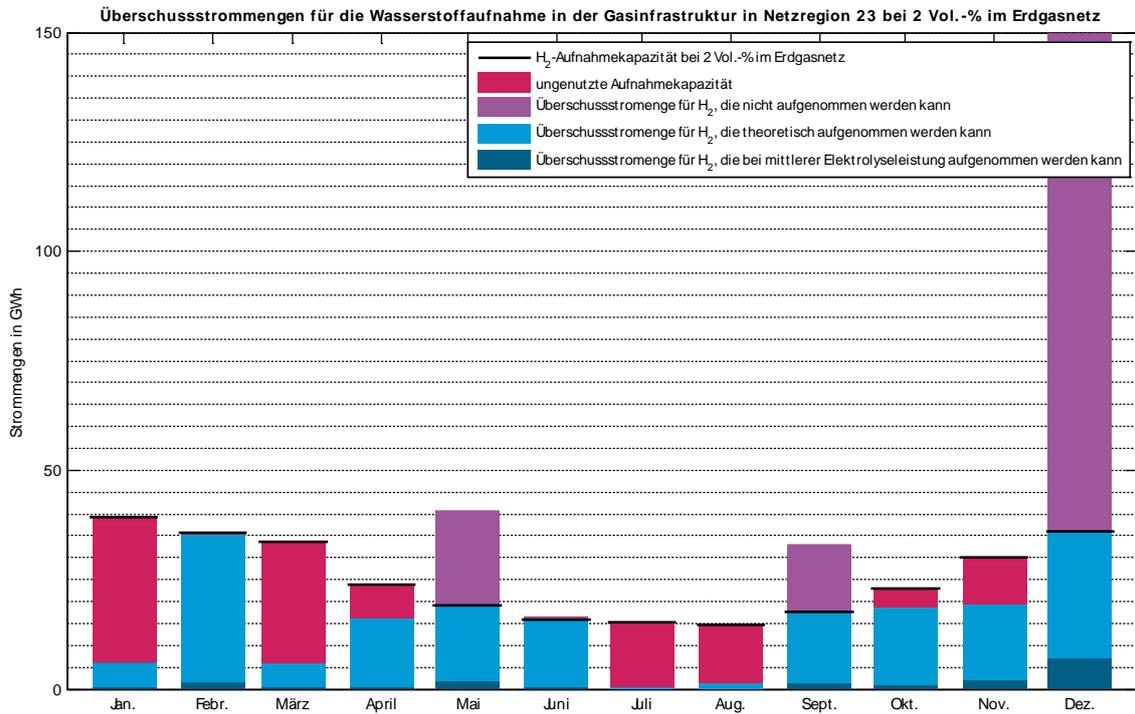
Abbildung 102: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 22 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

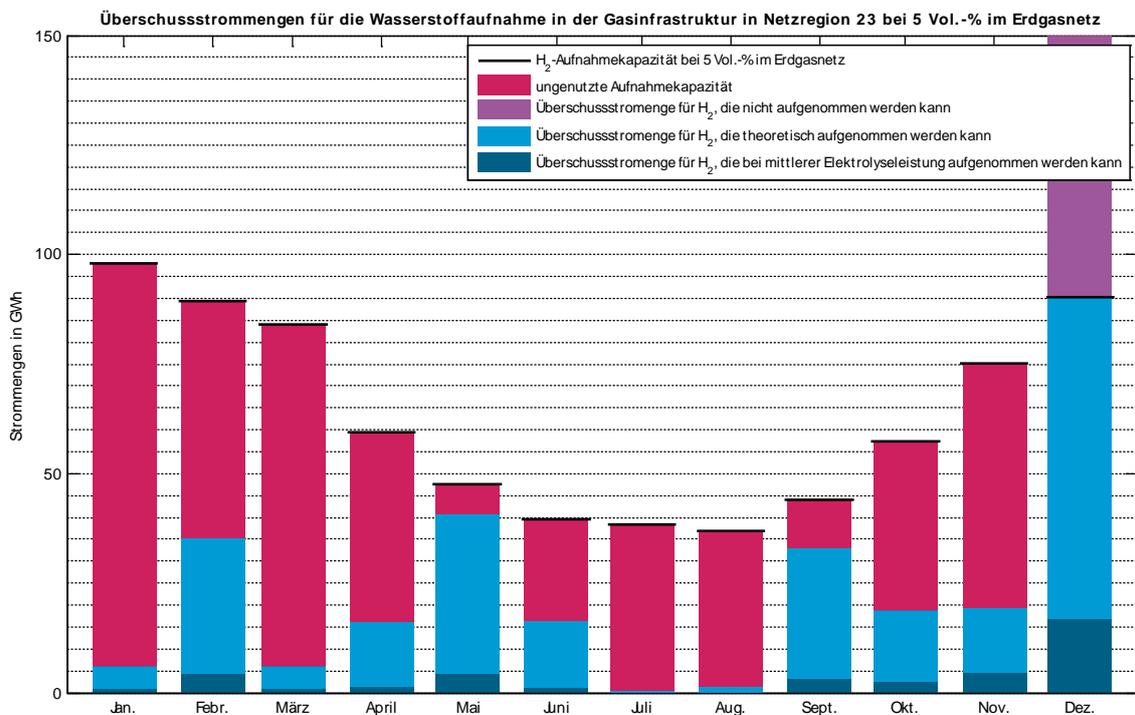
3.3 Region 23

Abbildung 103: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 23 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

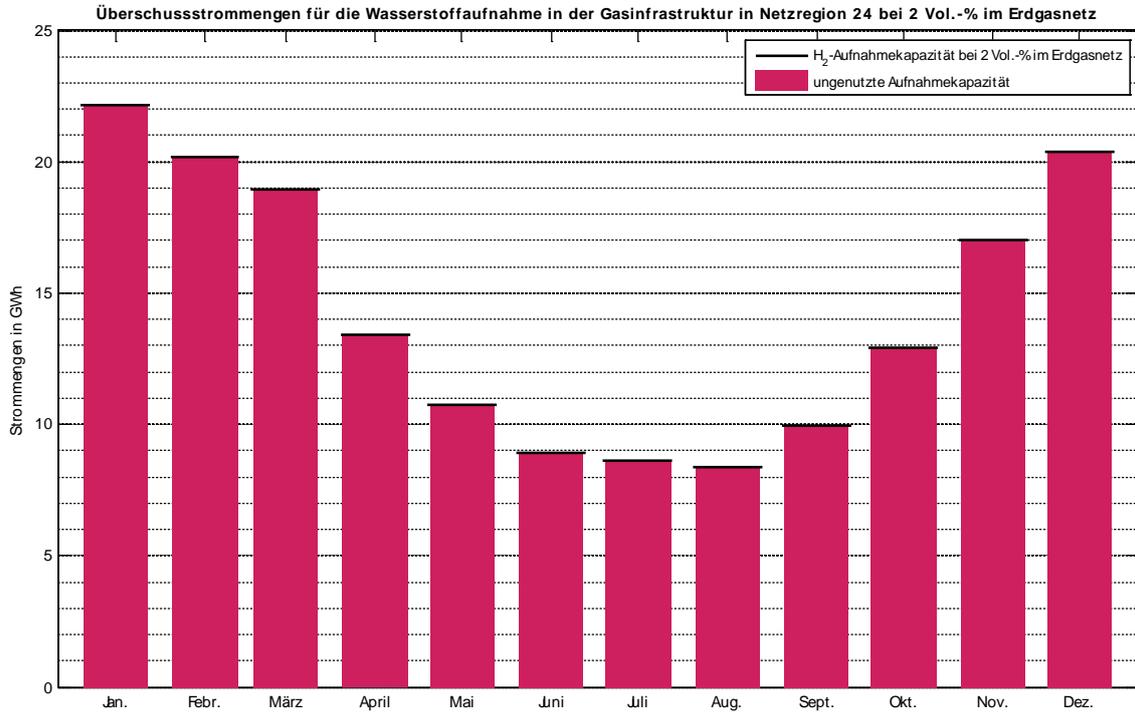
Abbildung 104: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 23 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

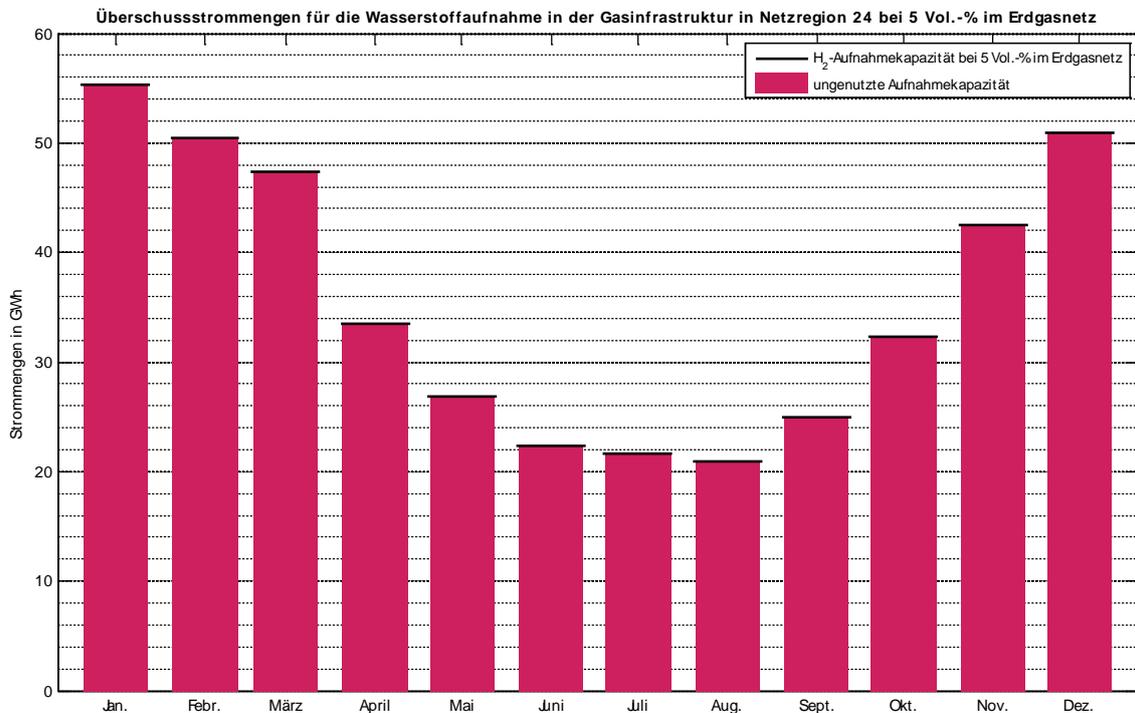
3.4 Region 24

Abbildung 105: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 24 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

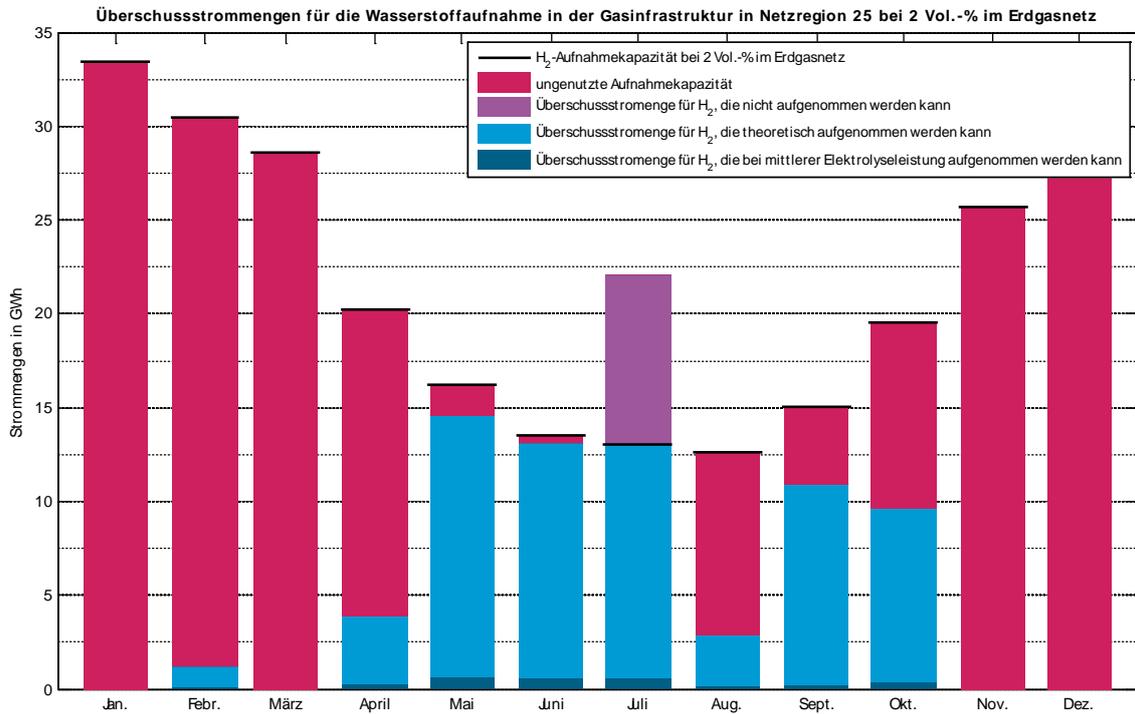
Abbildung 106: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 24 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

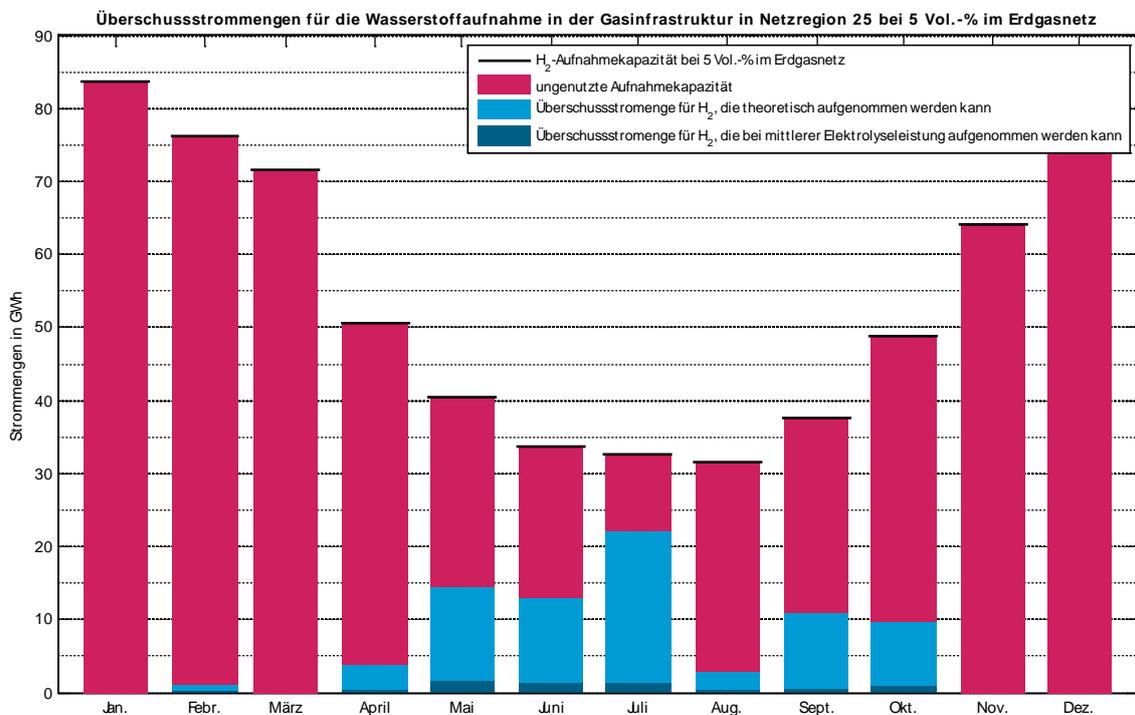
3.5 Region 25

Abbildung 107: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 25 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

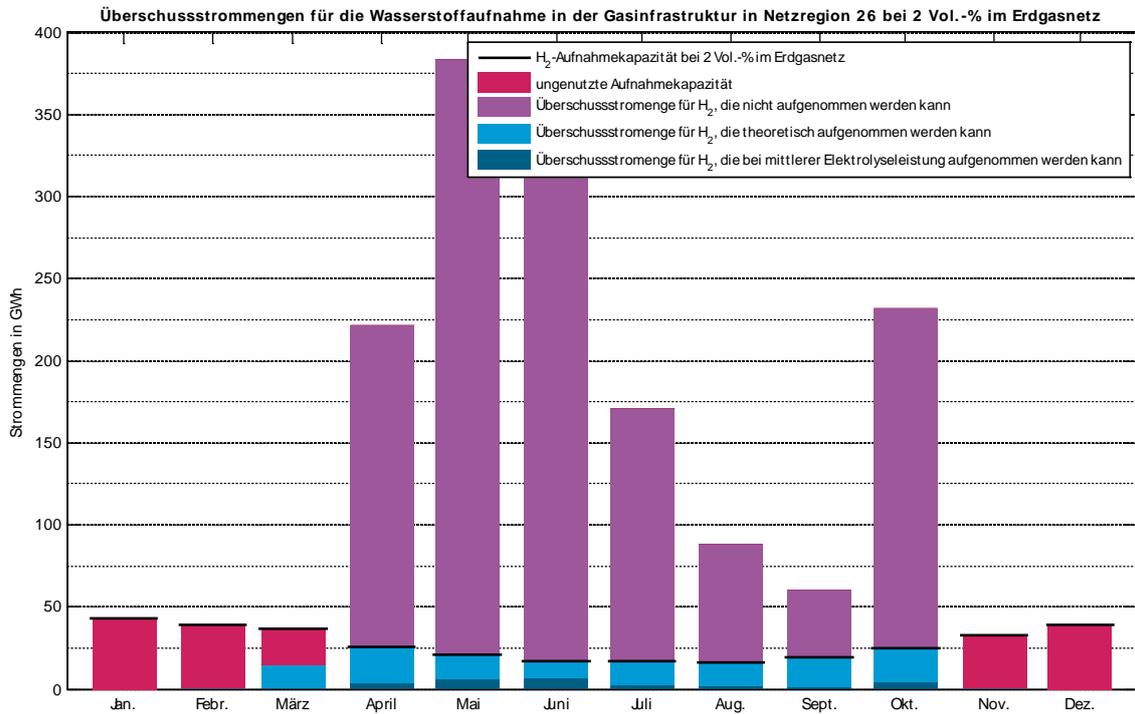
Abbildung 108: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 25 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

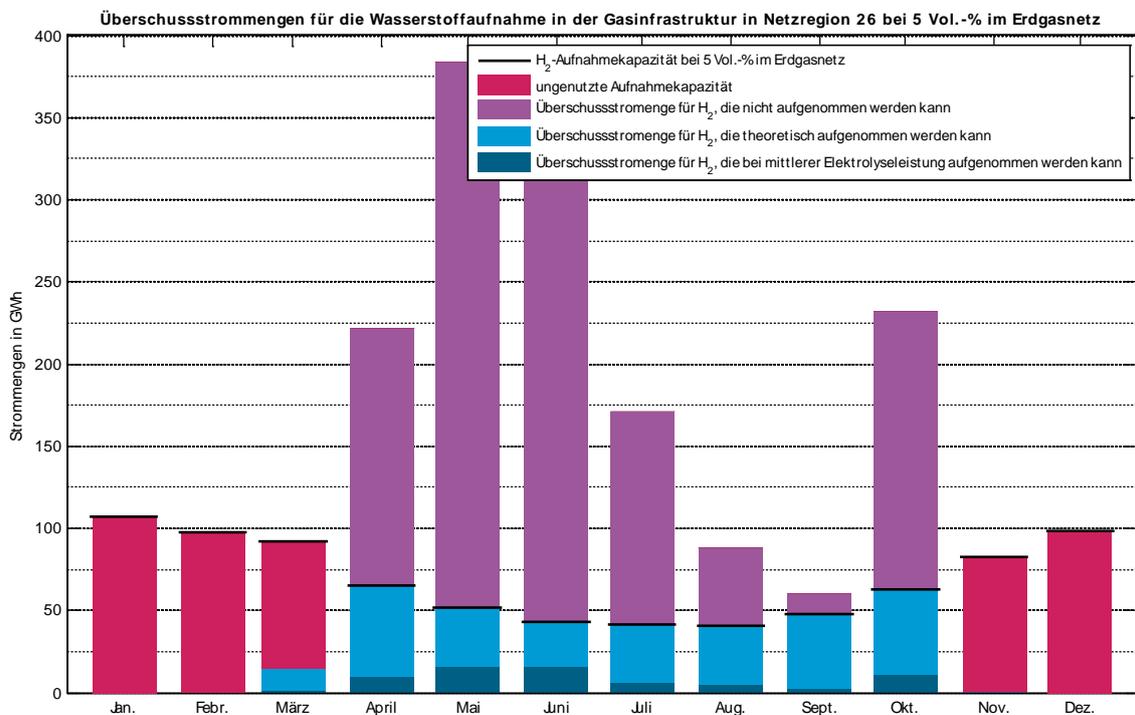
3.6 Region 26

Abbildung 109: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 26 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

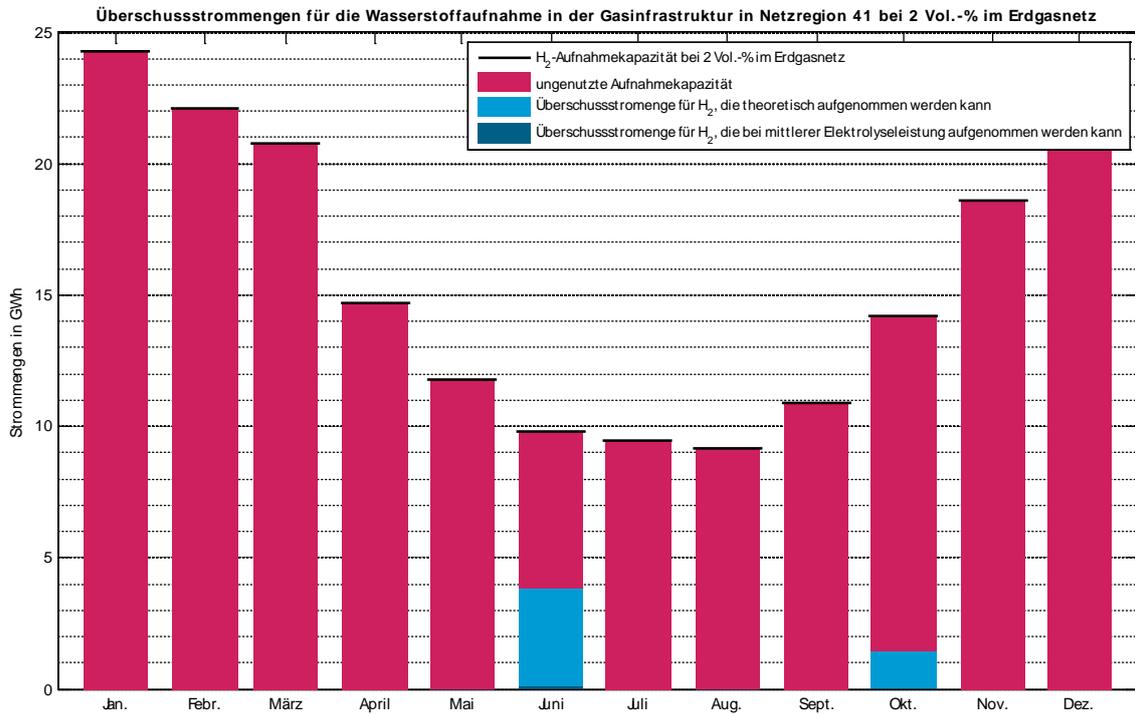
Abbildung 110: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 26 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

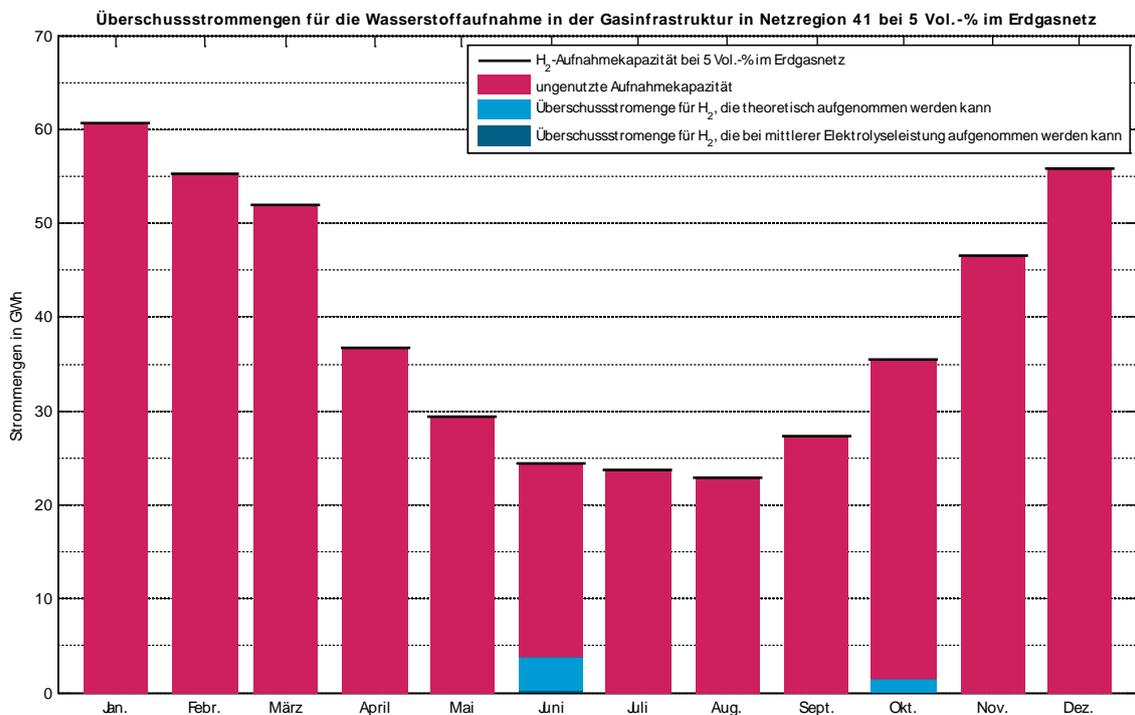
3.7 Region 41

Abbildung 111: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 41 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

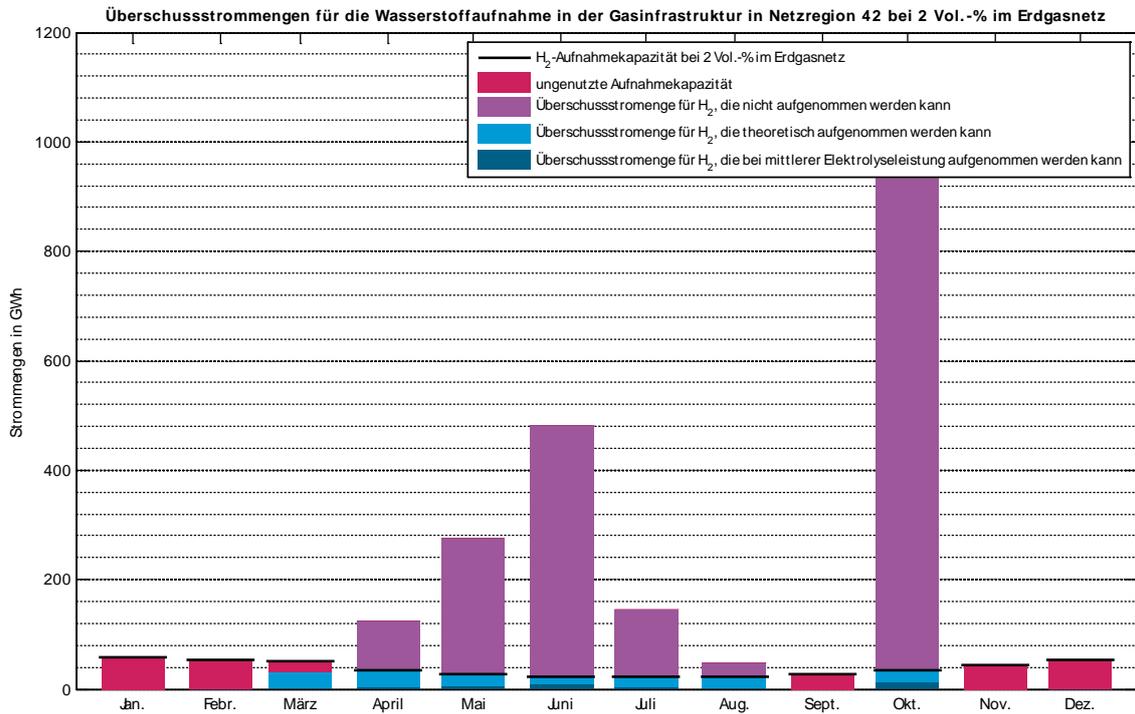
Abbildung 112: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 41 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

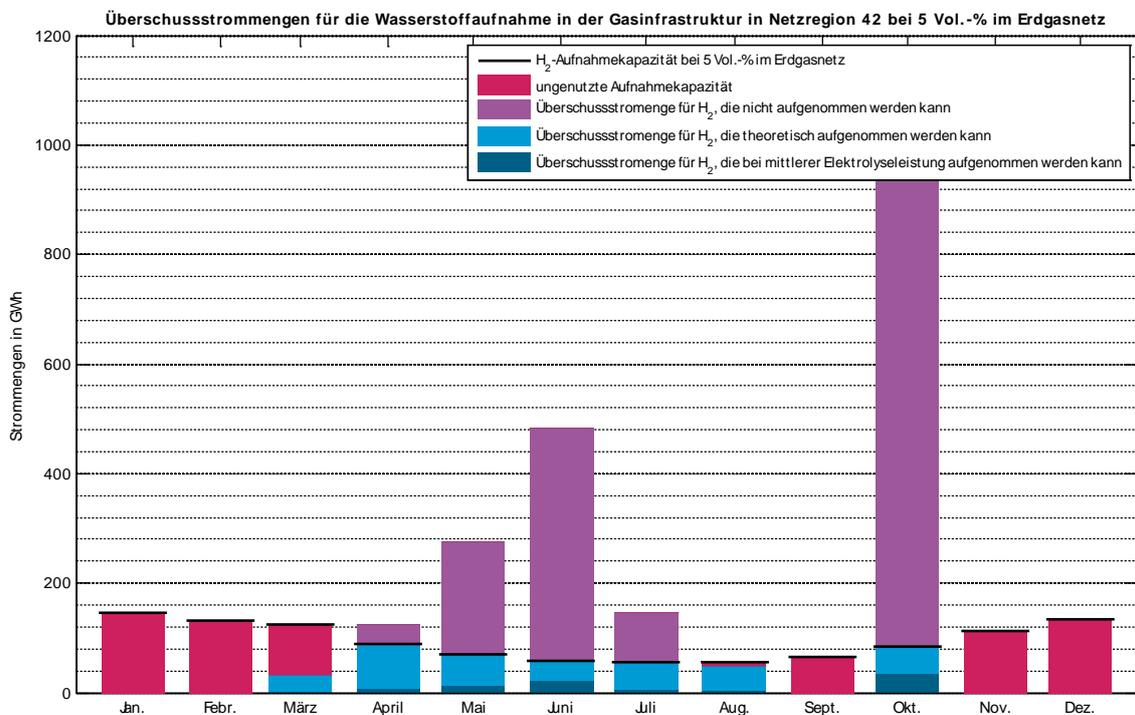
3.8 Region 42

Abbildung 113: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 42 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

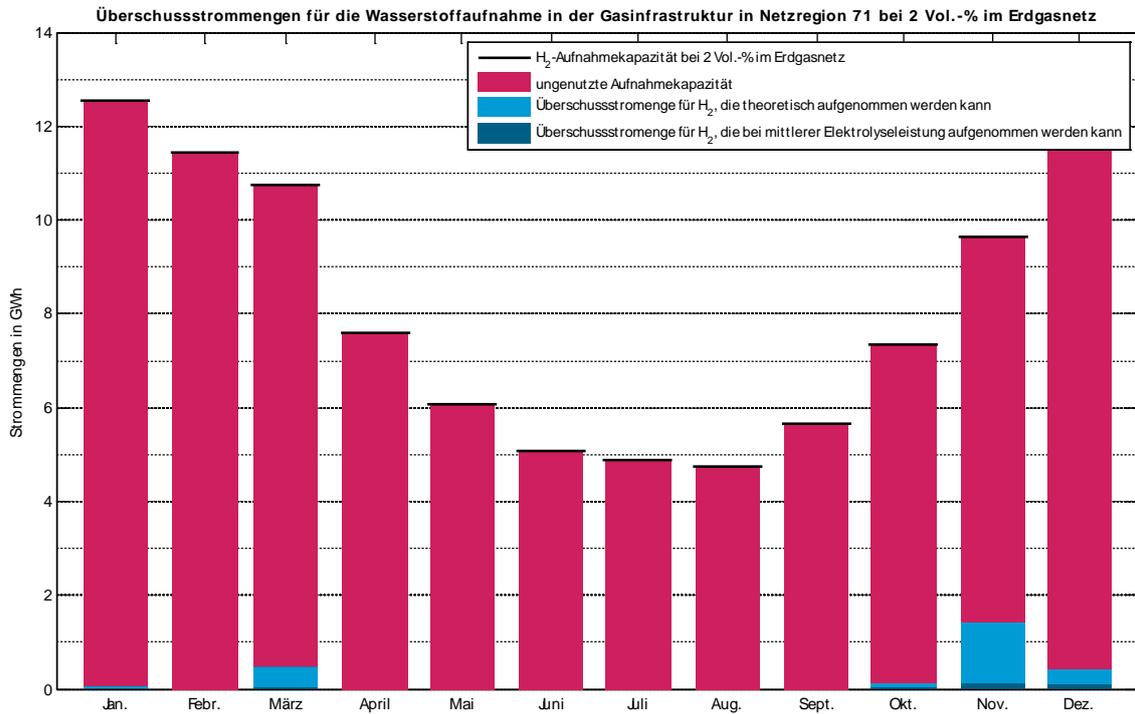
Abbildung 114: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 42 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

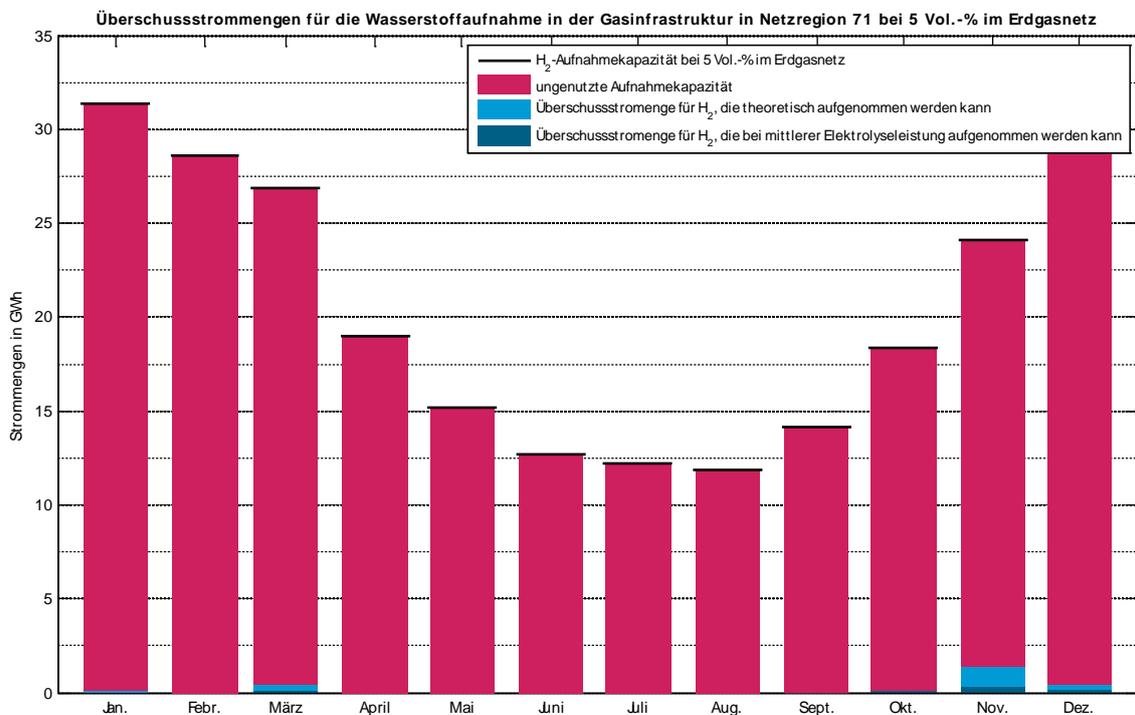
3.9 Region 71

Abbildung 115: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 71 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

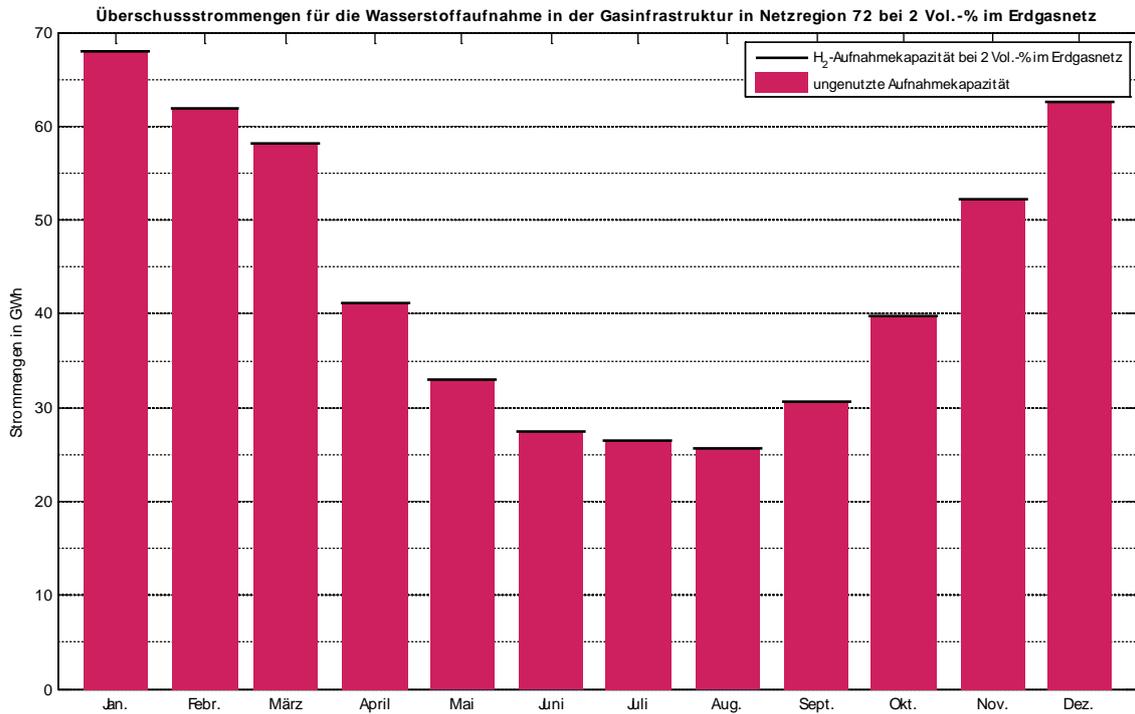
Abbildung 116: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 71 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

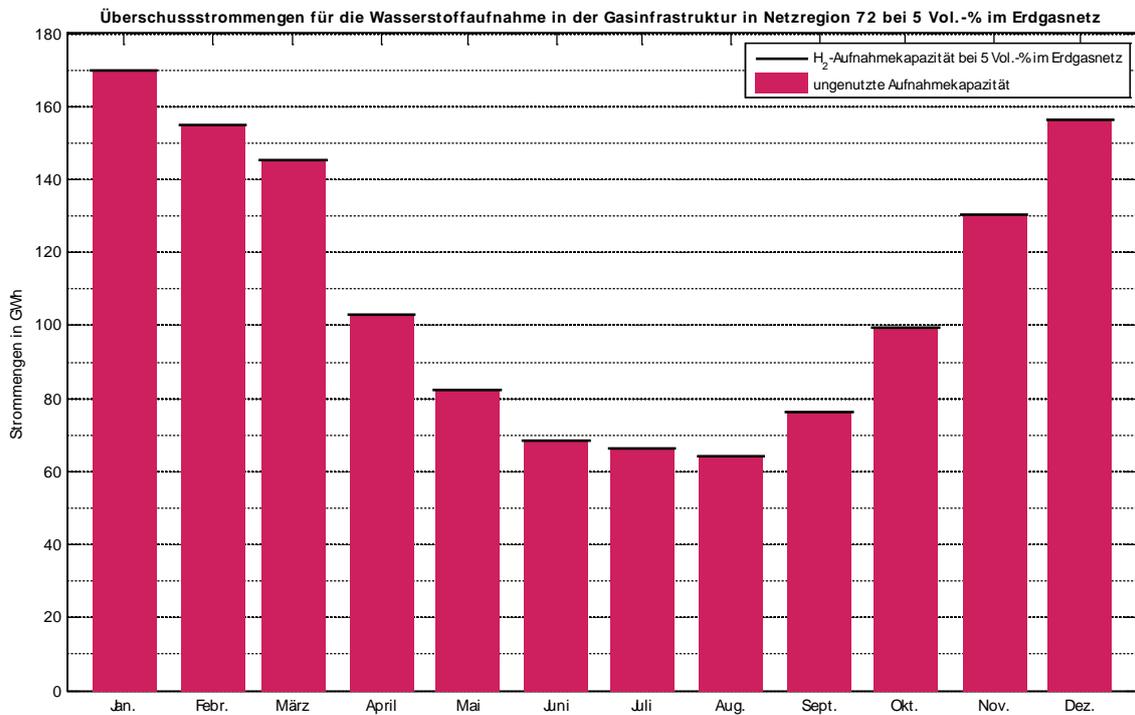
3.10 Region 72

Abbildung 117: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 72 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

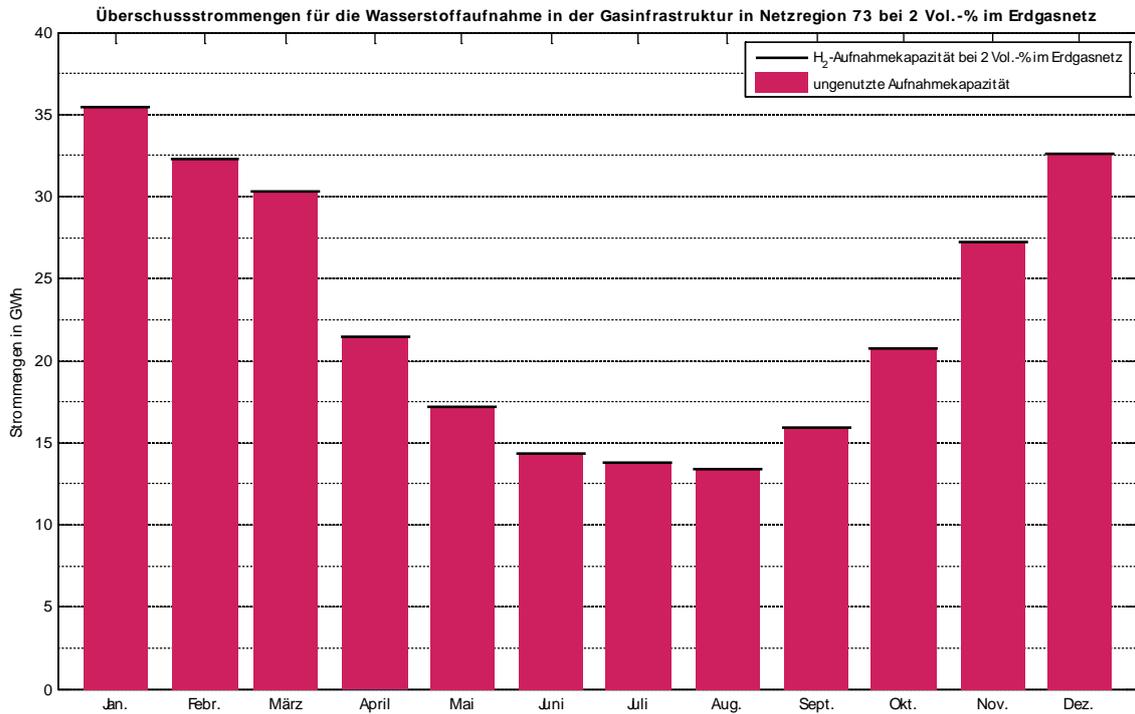
Abbildung 118: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 72 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

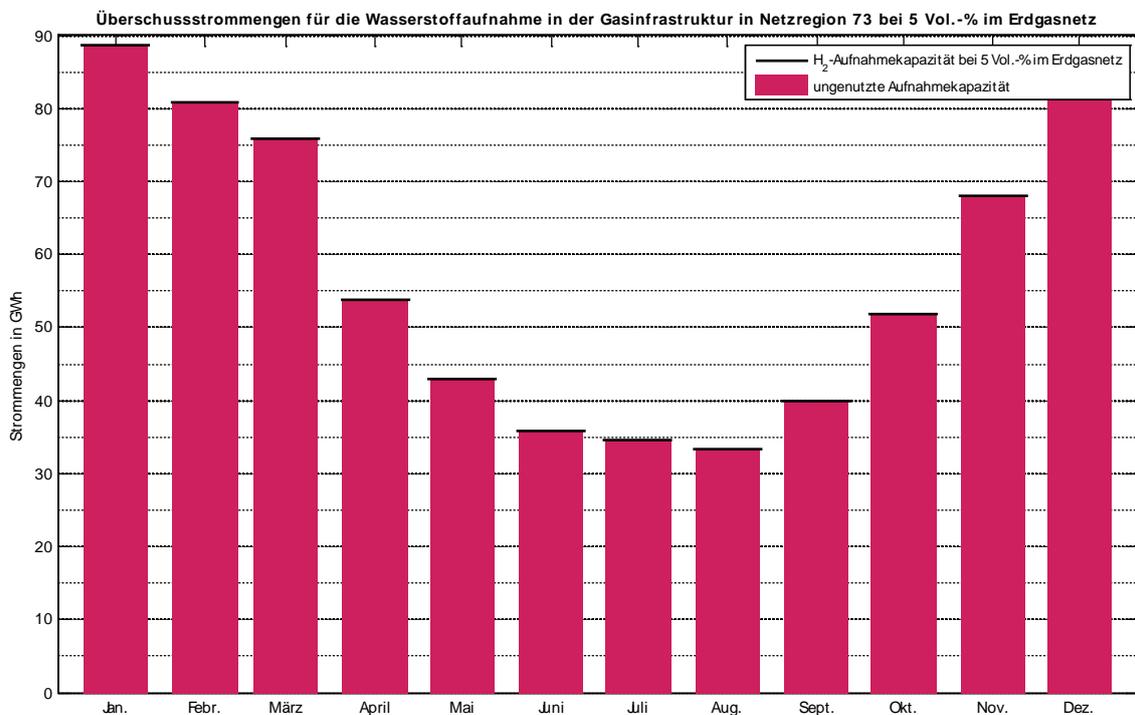
3.11 Region 73

Abbildung 119: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 73 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

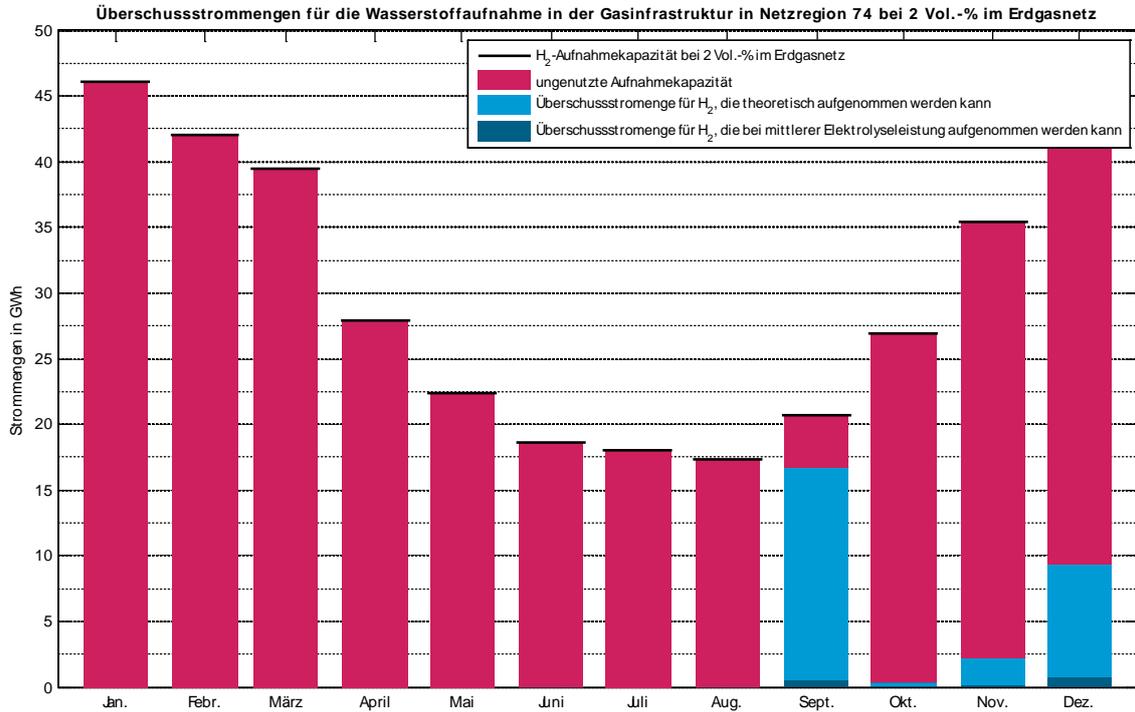
Abbildung 120: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 73 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

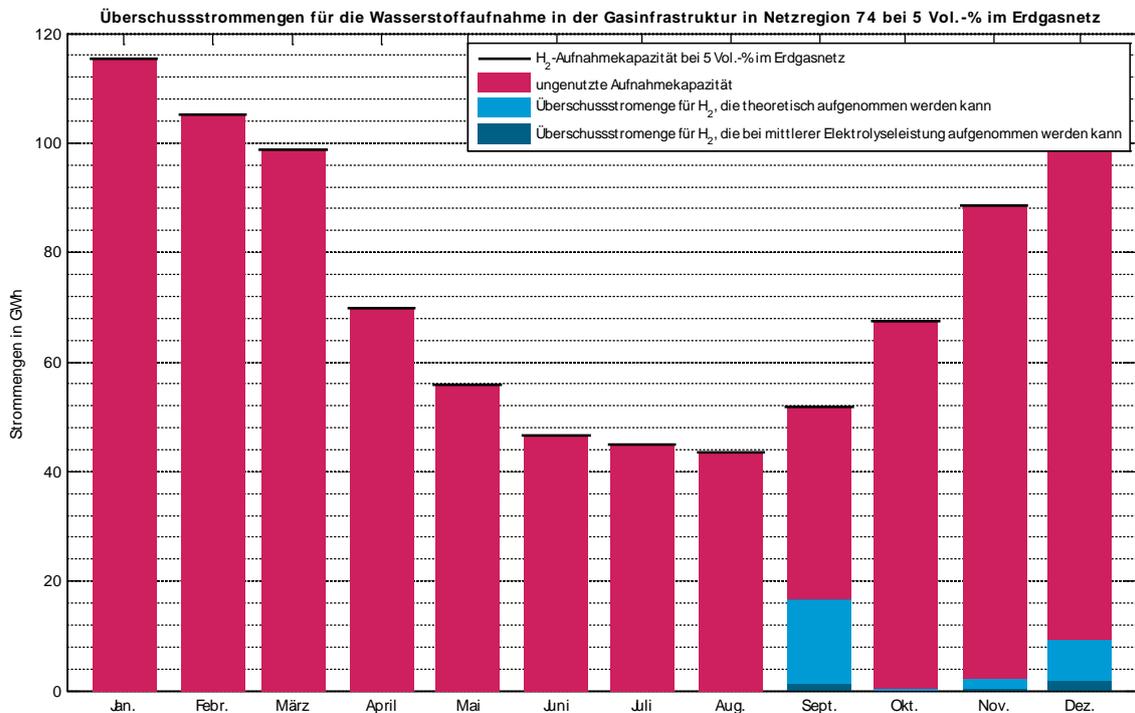
3.12 Region 74

Abbildung 121: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 74 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

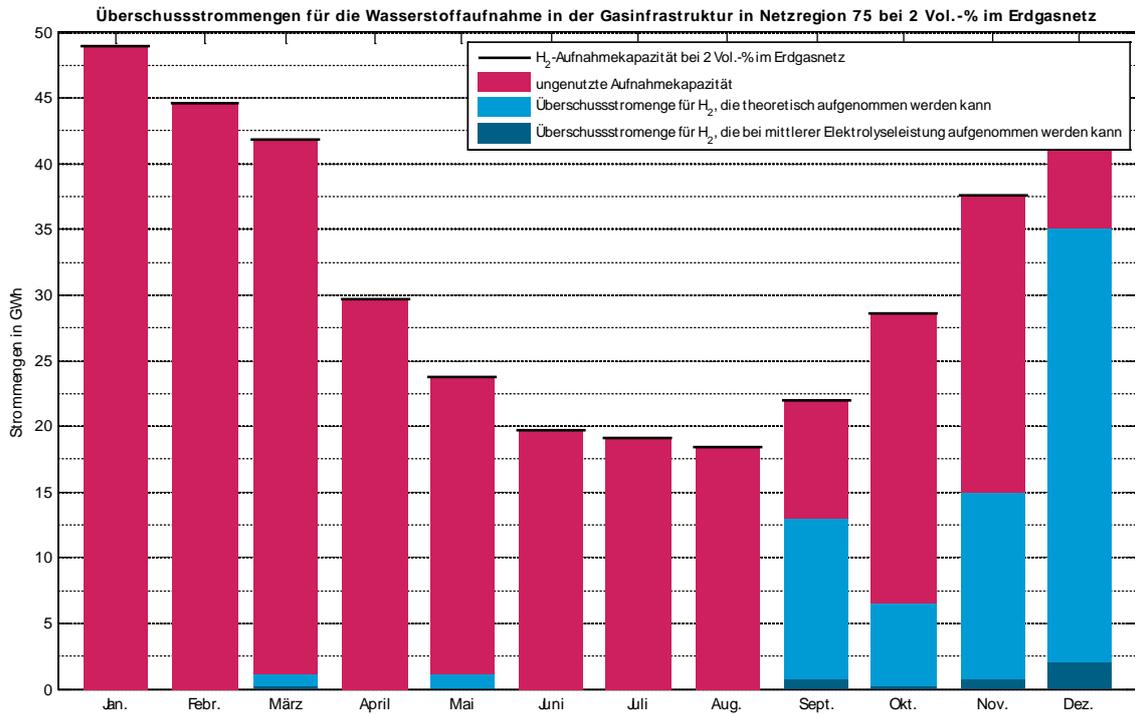
Abbildung 122: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 74 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

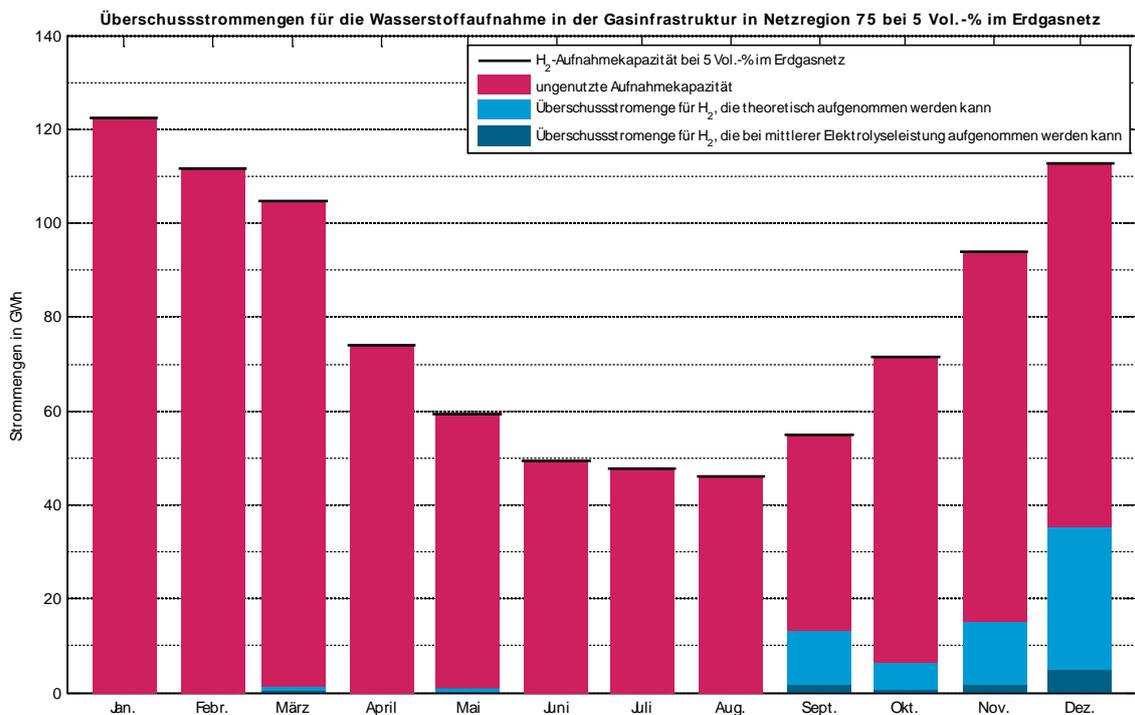
3.13 Region 75

Abbildung 123: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 75 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

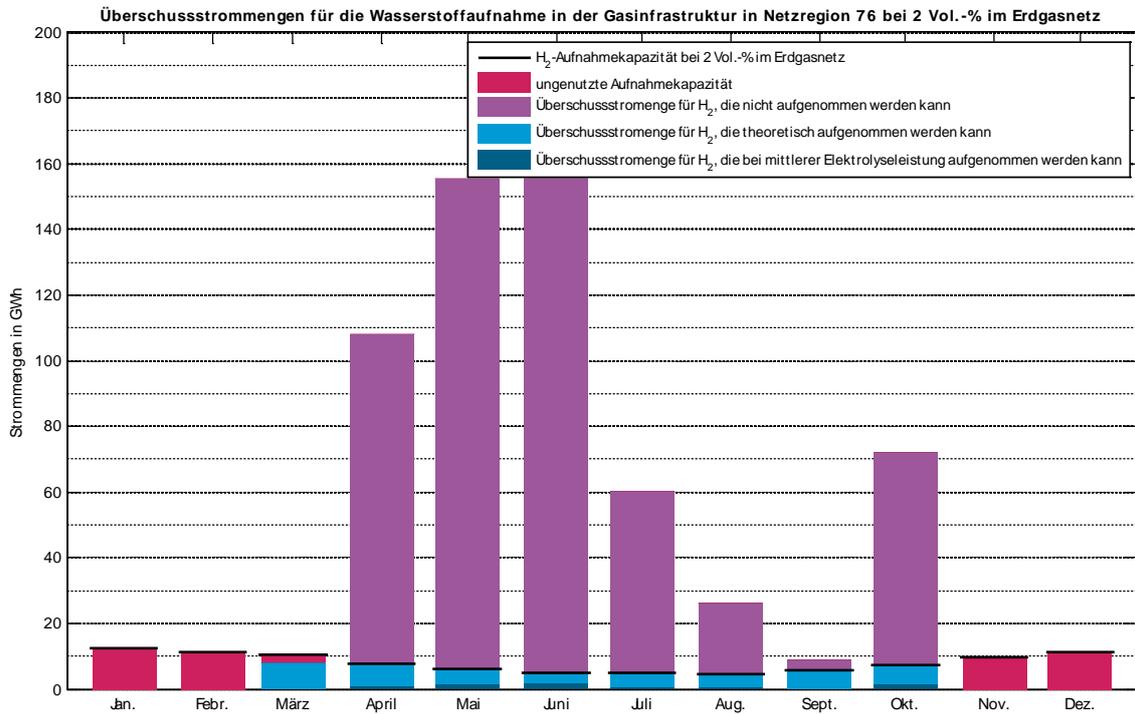
Abbildung 124: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 75 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

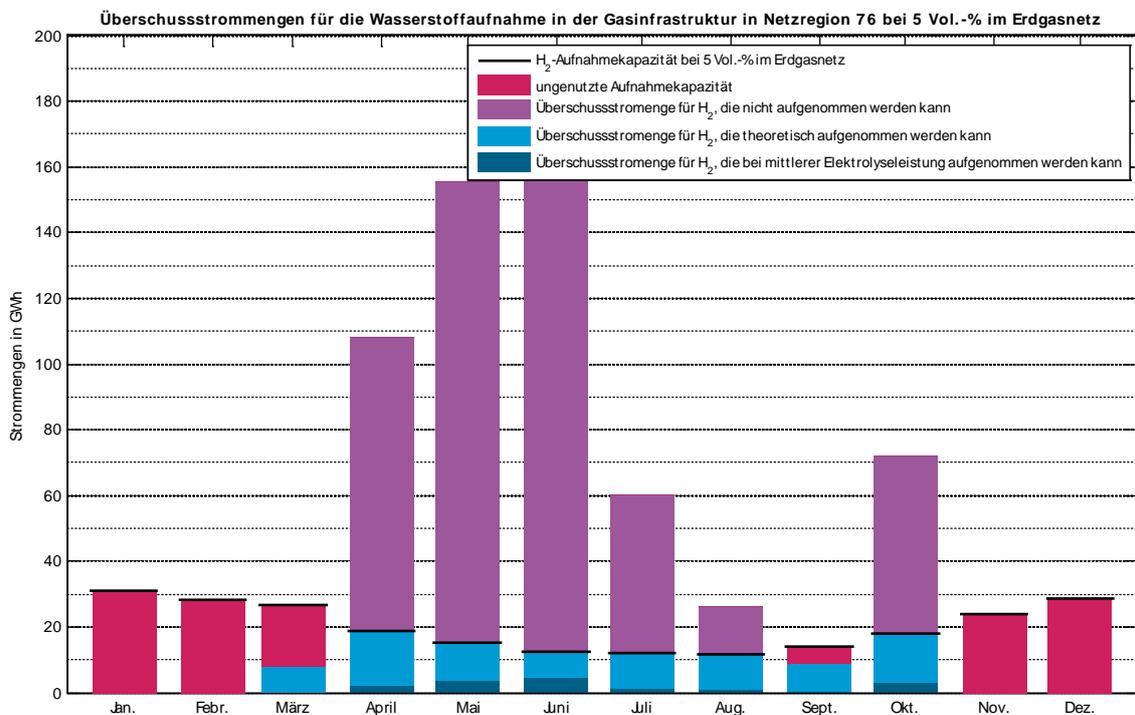
3.14 Region 76

Abbildung 125: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 76 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

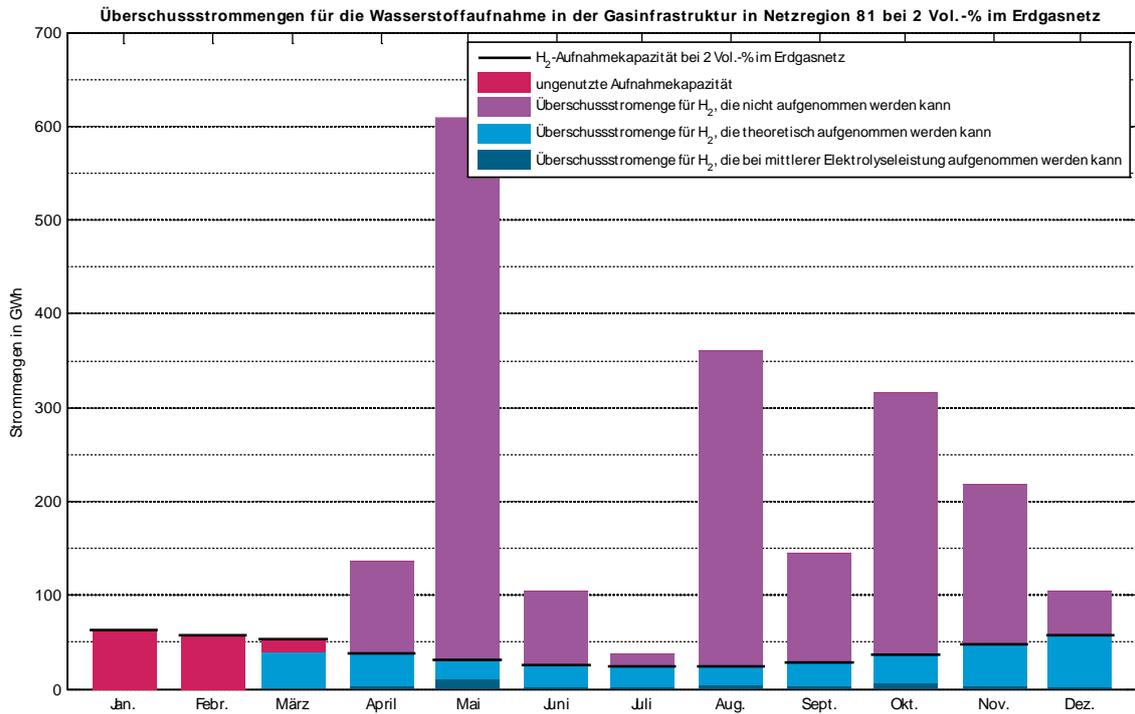
Abbildung 126: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 76 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

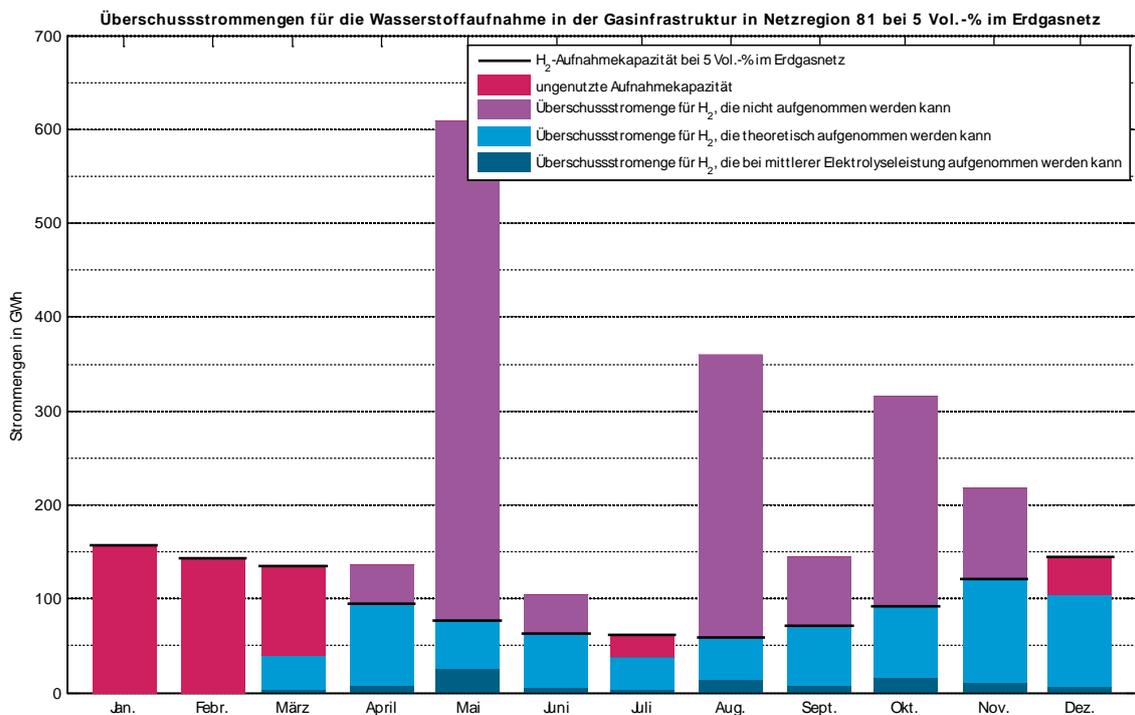
3.15 Region 81

Abbildung 127: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 81 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

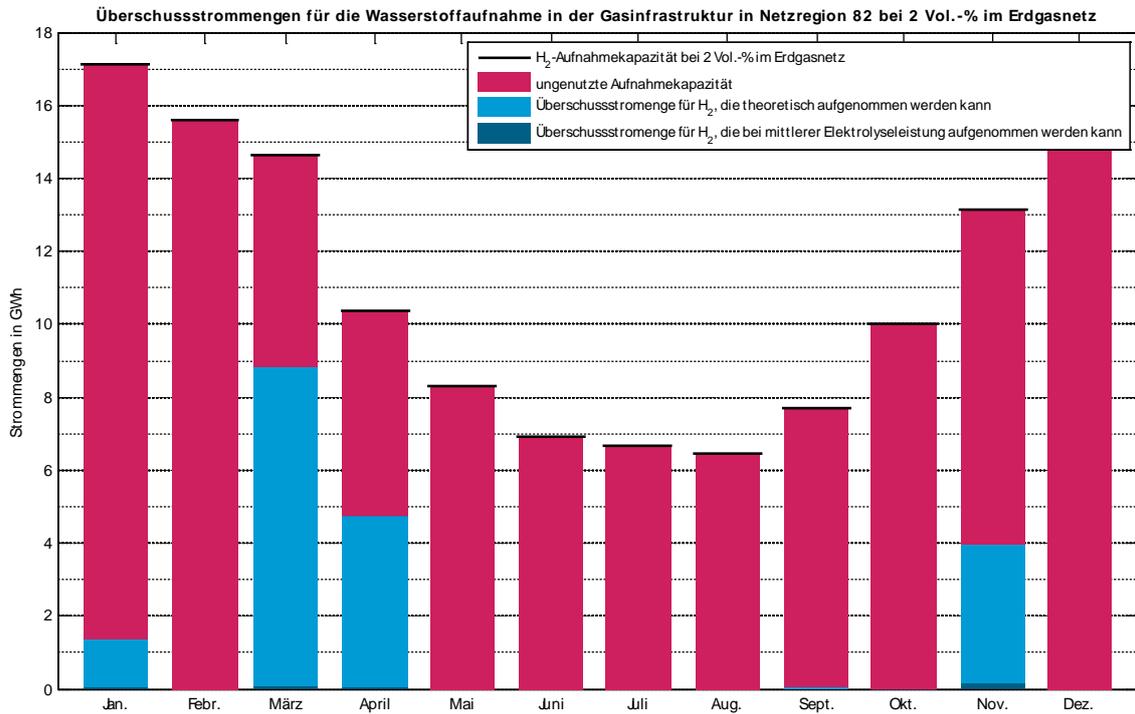
Abbildung 128: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 81 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

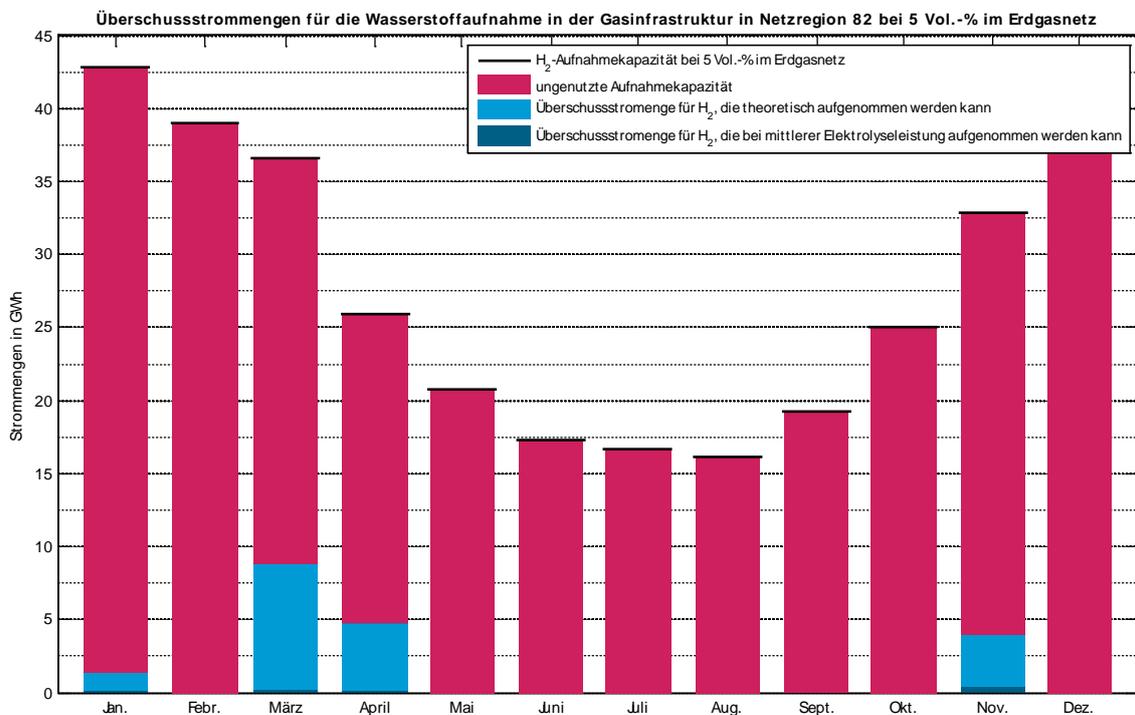
3.16 Region 82

Abbildung 129: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 82 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

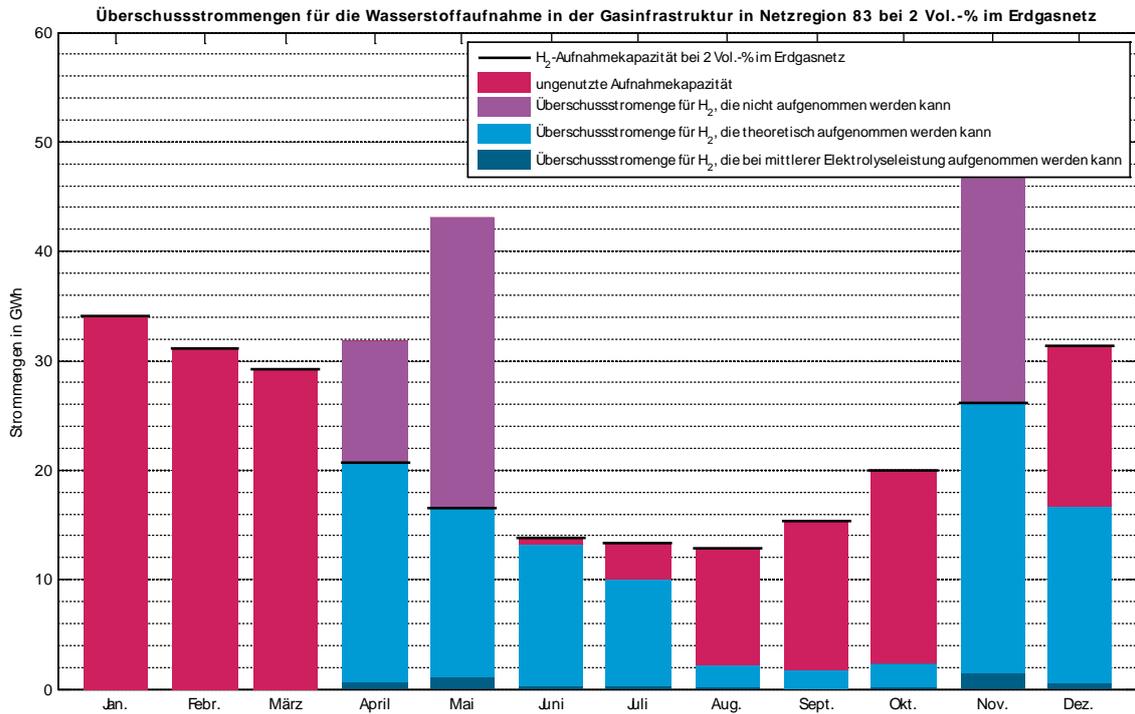
Abbildung 130: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 82 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

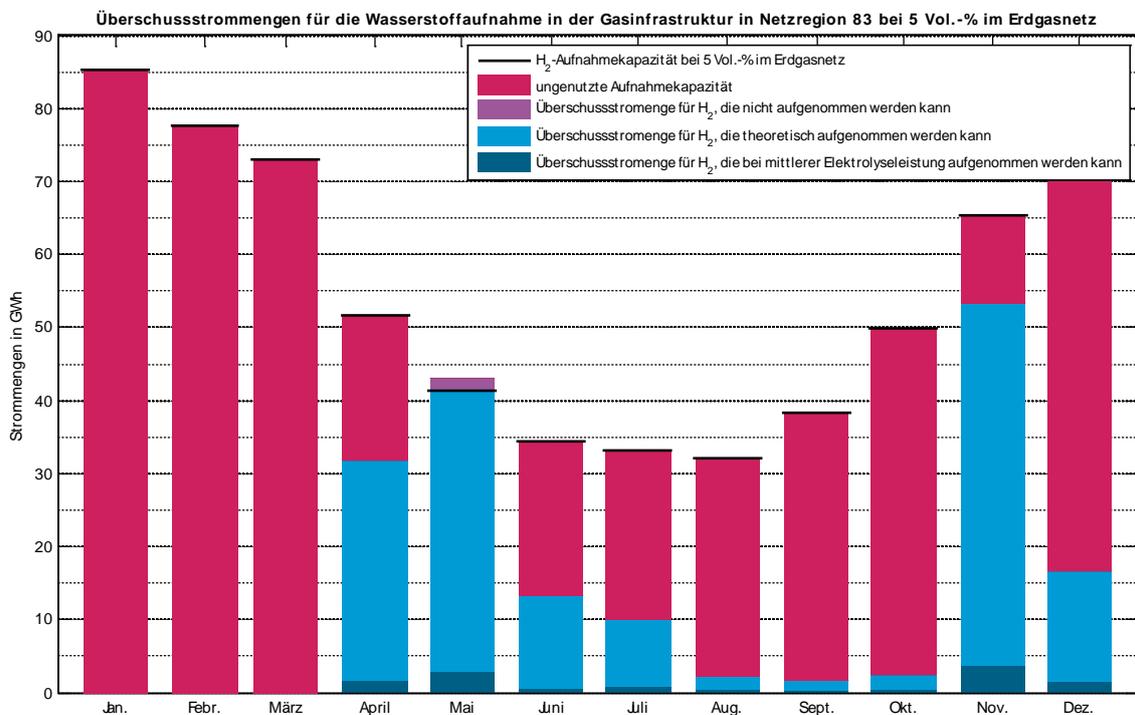
3.17 Region 83

Abbildung 131: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 83 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

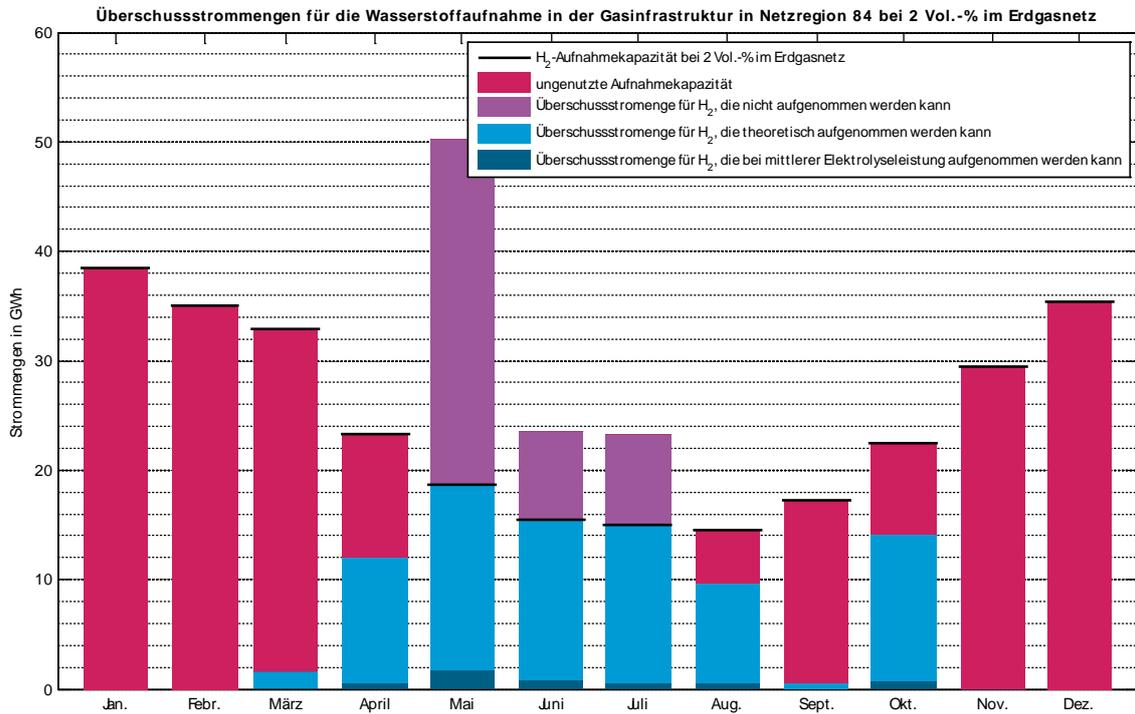
Abbildung 132: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 83 (5 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

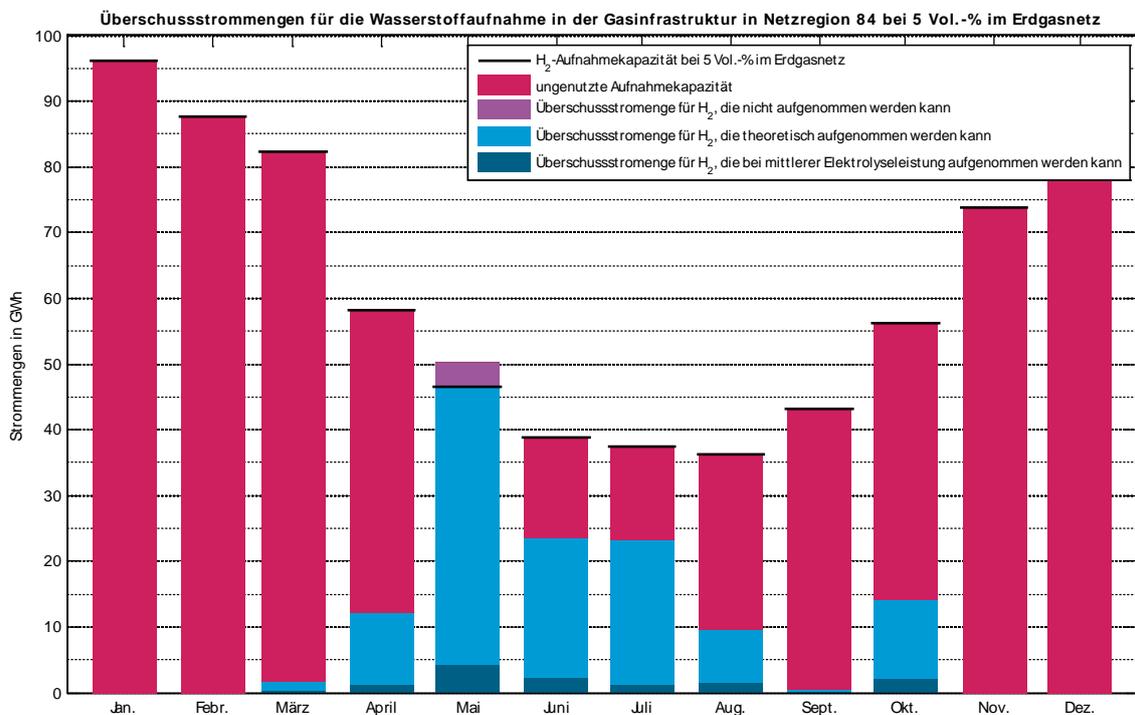
3.18 Region 84

Abbildung 133: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 84 (2 Vol.-%)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

Abbildung 134: Überschussstrommengen für die H₂-Aufnahme in Netzregion 84 (5 Vol.-%)



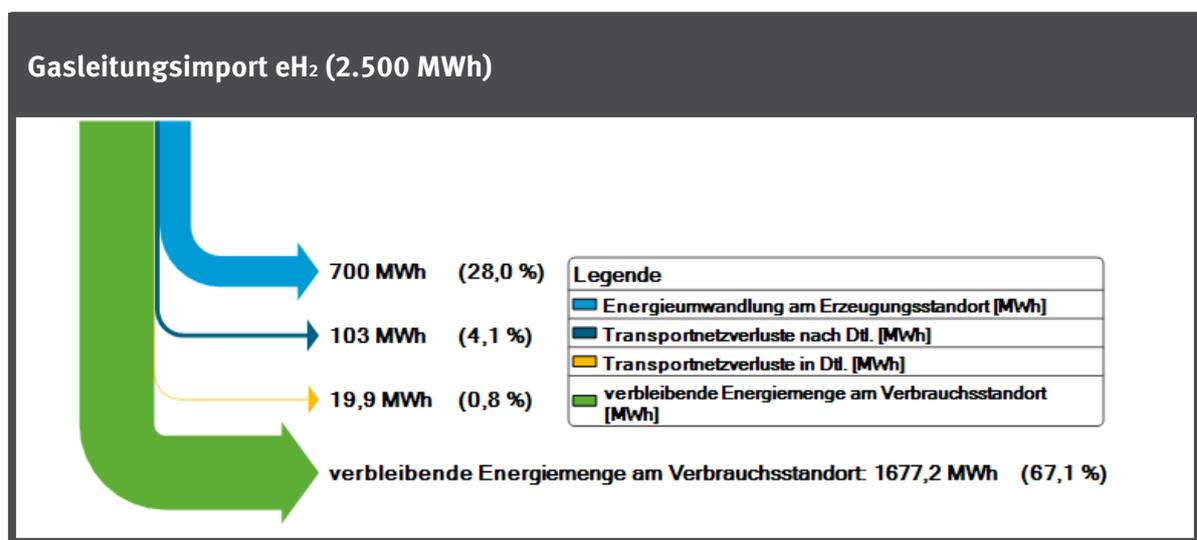
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, Fraunhofer IWES

4 Sankey-Diagramme ausgewählter Erzeugungsstandorte

4.1 Aydin (Türkei)

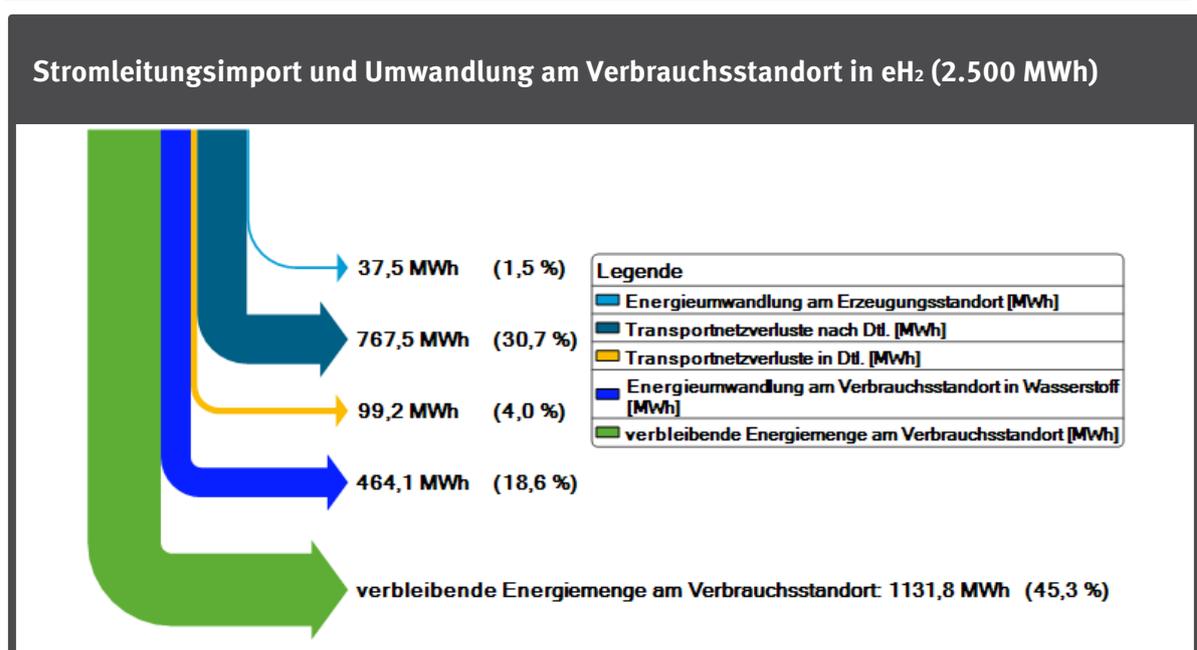
4.1.1 Aydin (Türkei) – CSP Parabol + Speicher (CSP)

Abbildung 135: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in H₂ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz



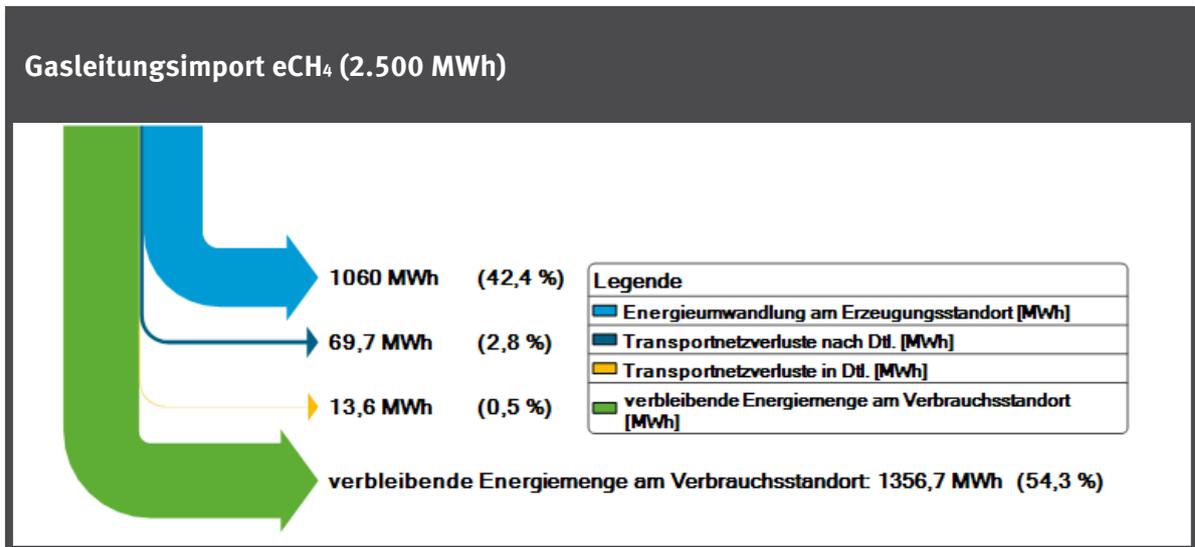
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 136: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in H₂ am Verbrauchsstandort



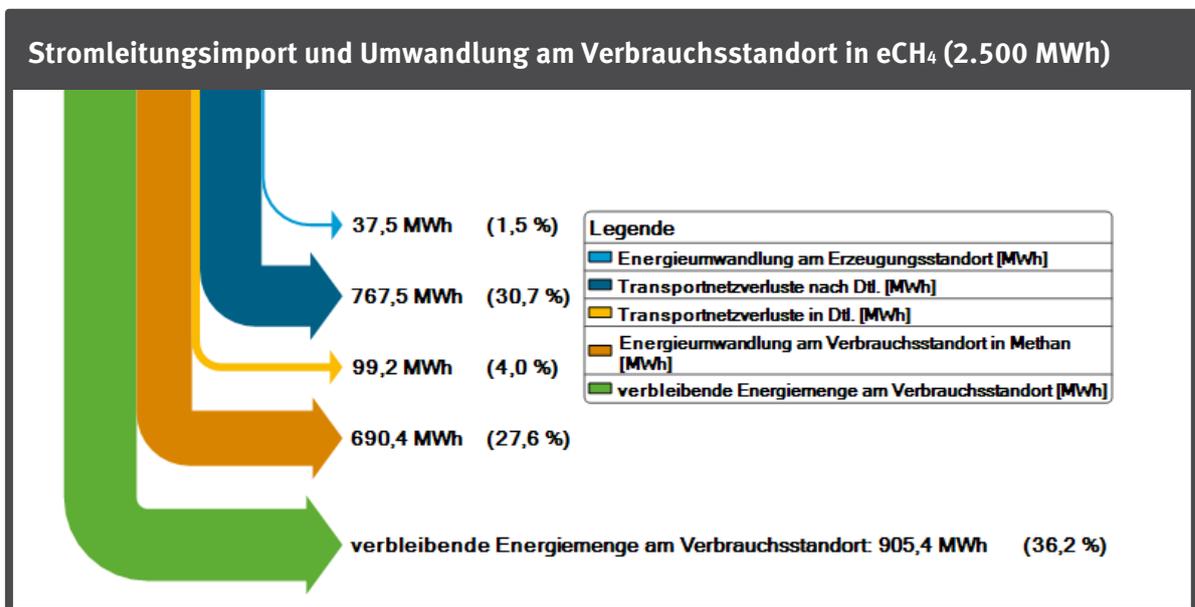
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 137: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz



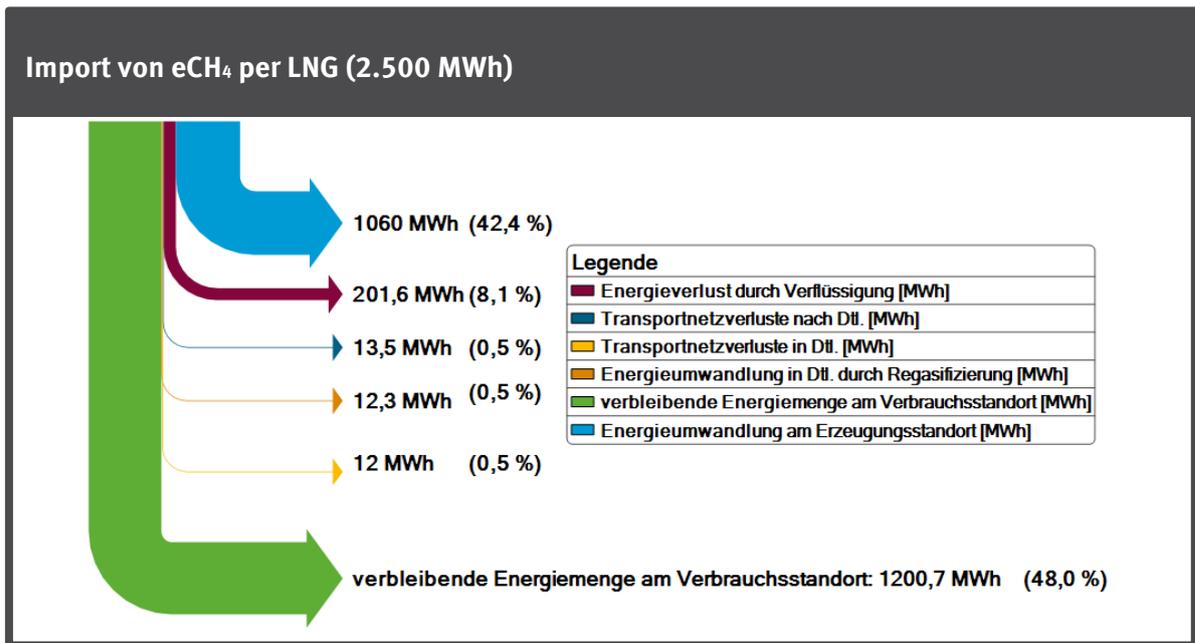
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 138: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in CH₄ am Verbrauchsstandort.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

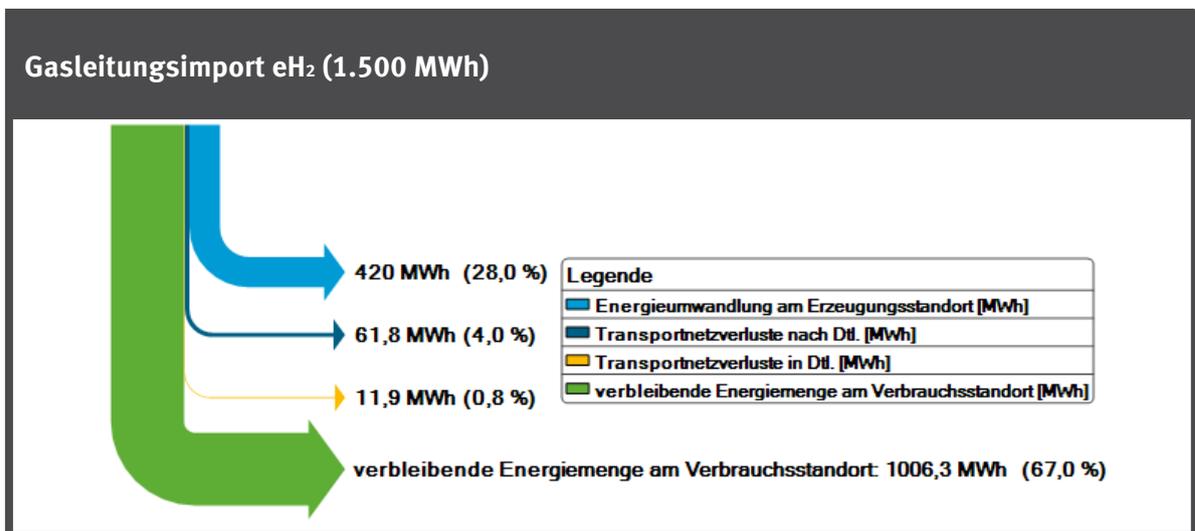
Abbildung 139: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport per LNG



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

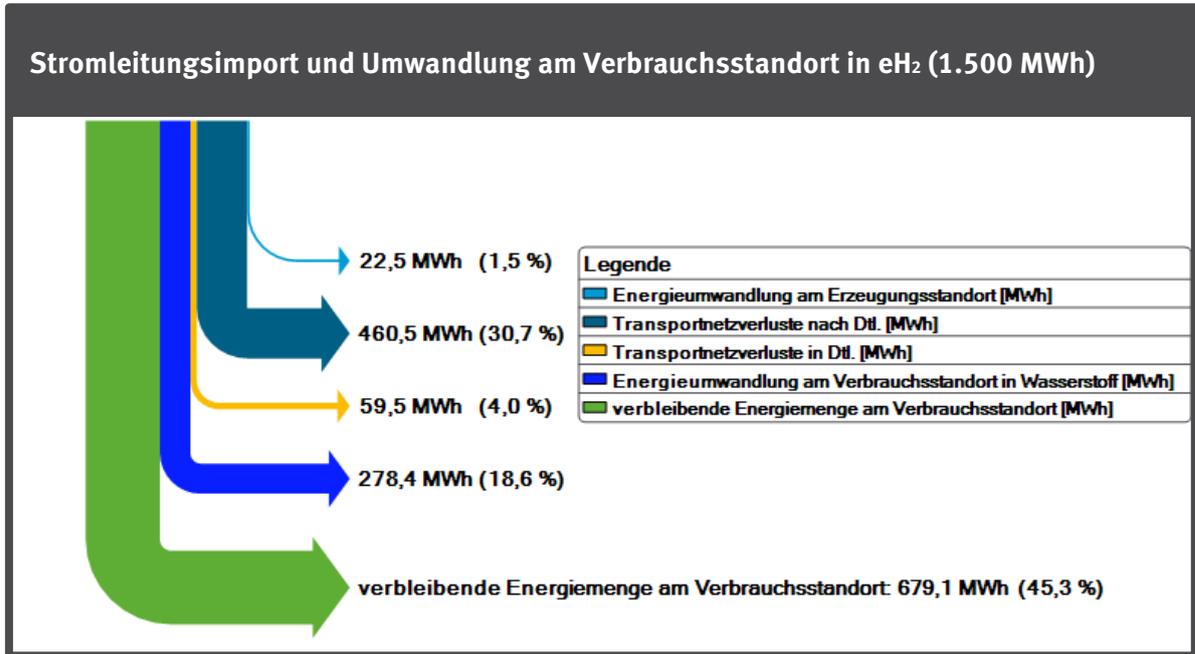
4.1.2 Aydin (Türkei) – PV (Freifläche)

Abbildung 140: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in H₂ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz



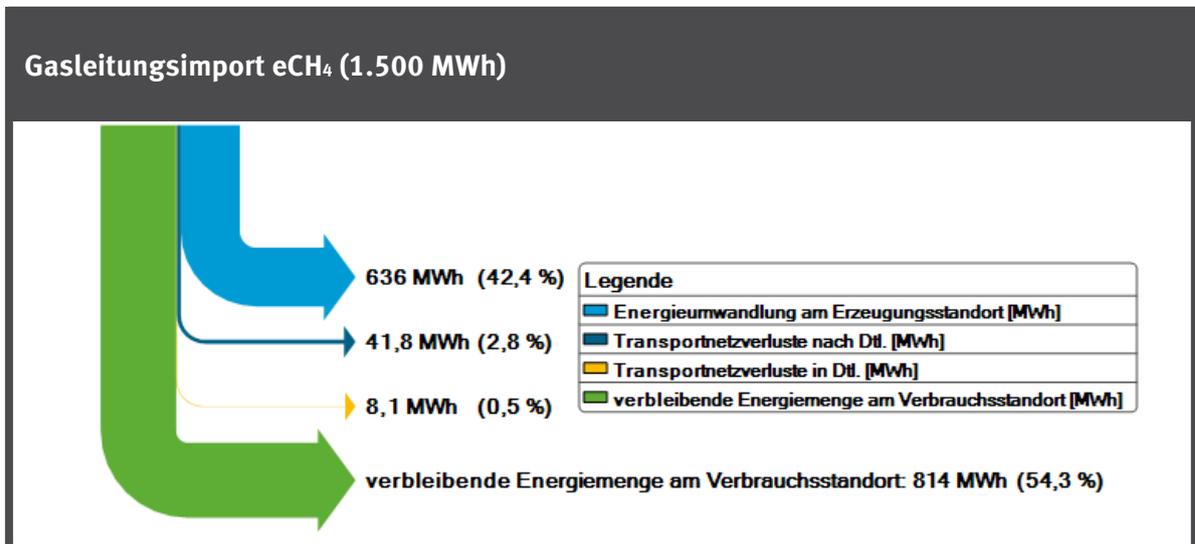
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 141: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in H₂ am Verbrauchsstandort.



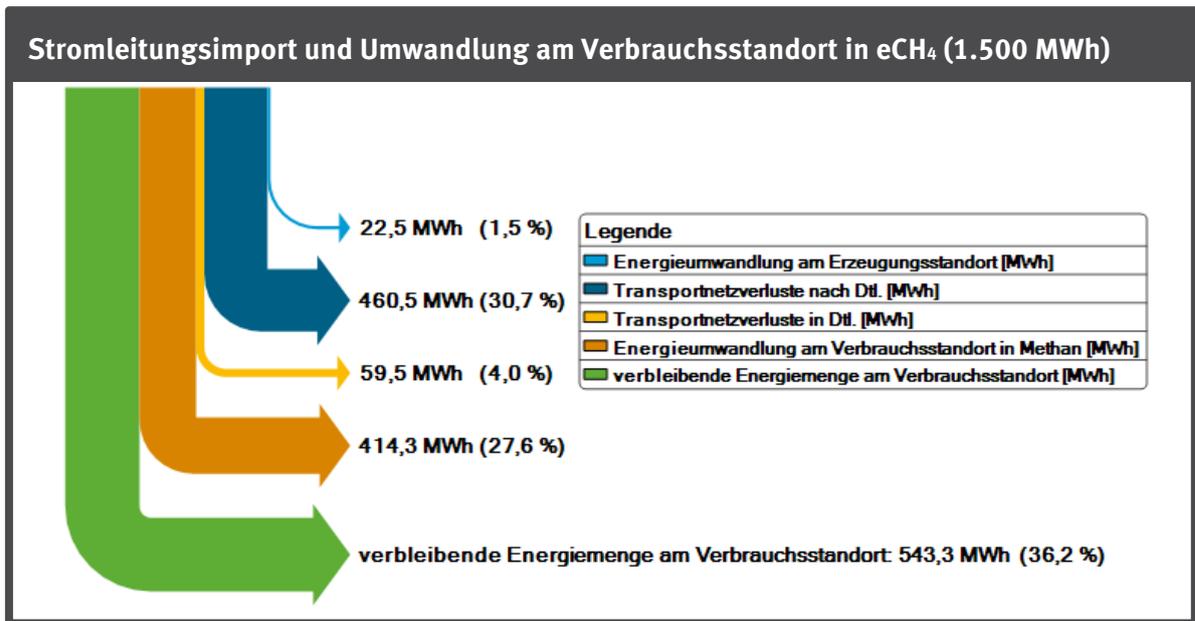
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 142: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport im Gasnetz



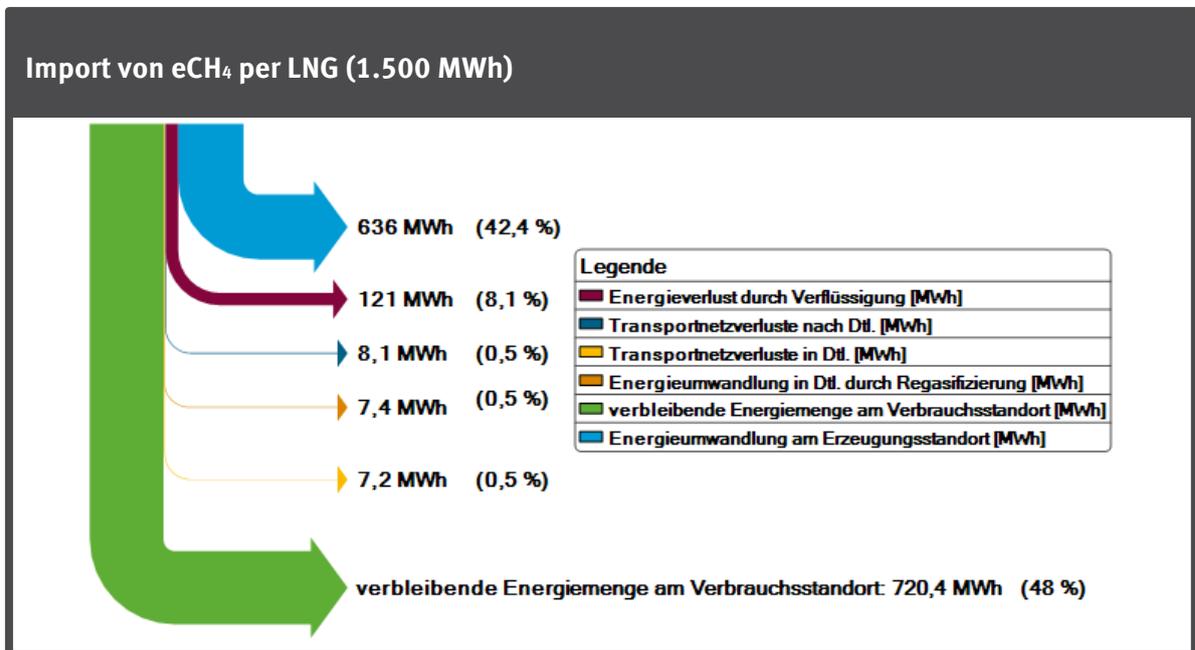
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 143: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) in CH₄ am Verbrauchsstandort.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 144: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH₄ am Erzeugungsstandort Aydin (Türkei) und Transport per LNG

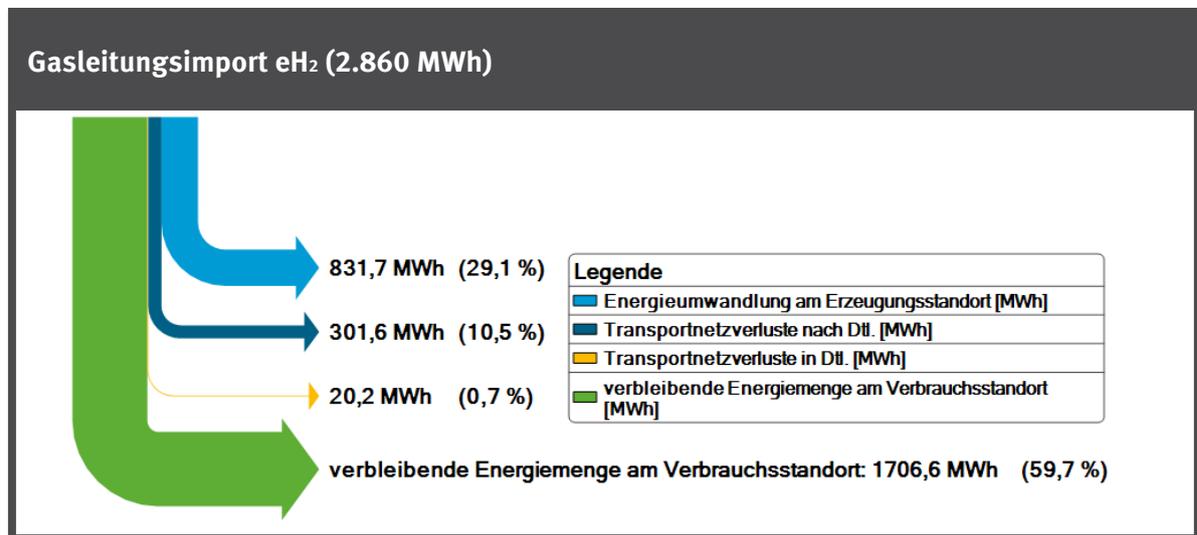


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.2 Bandsjön (Schweden)

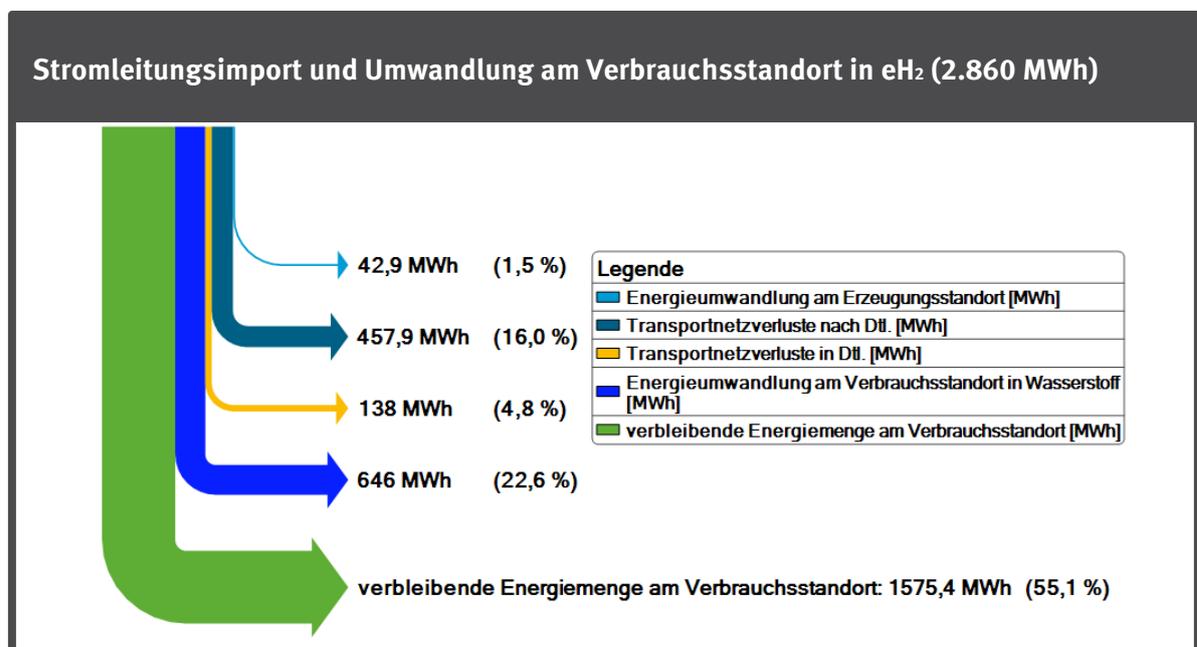
4.2.1 Bandsjön (Schweden) – Windkraft Offshore (WK-Offshore)

Abbildung 145: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in H₂ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz



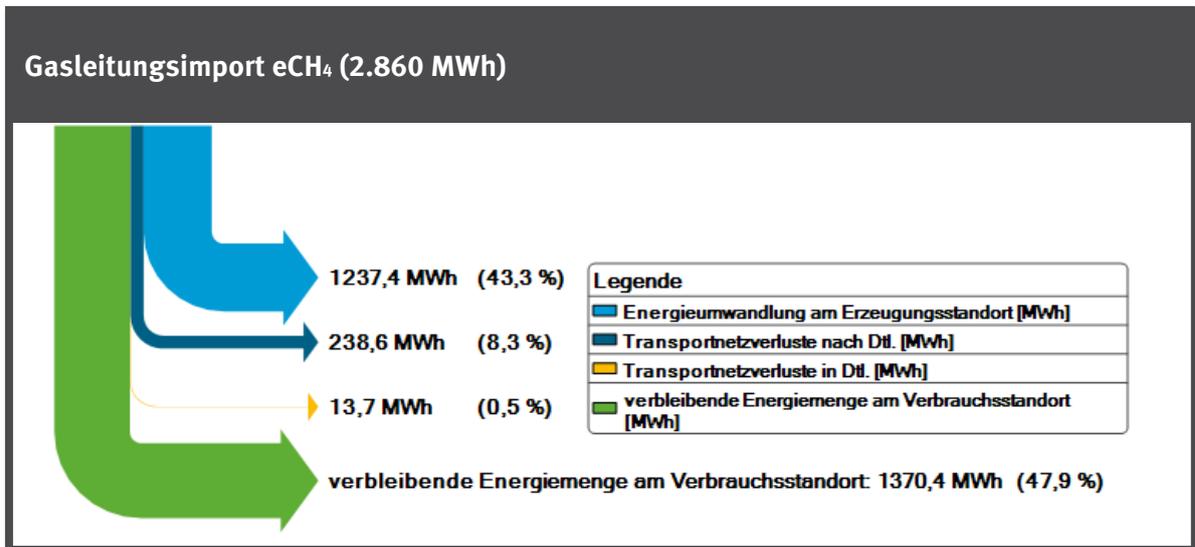
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 146: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in H₂ am Verbrauchsstand.



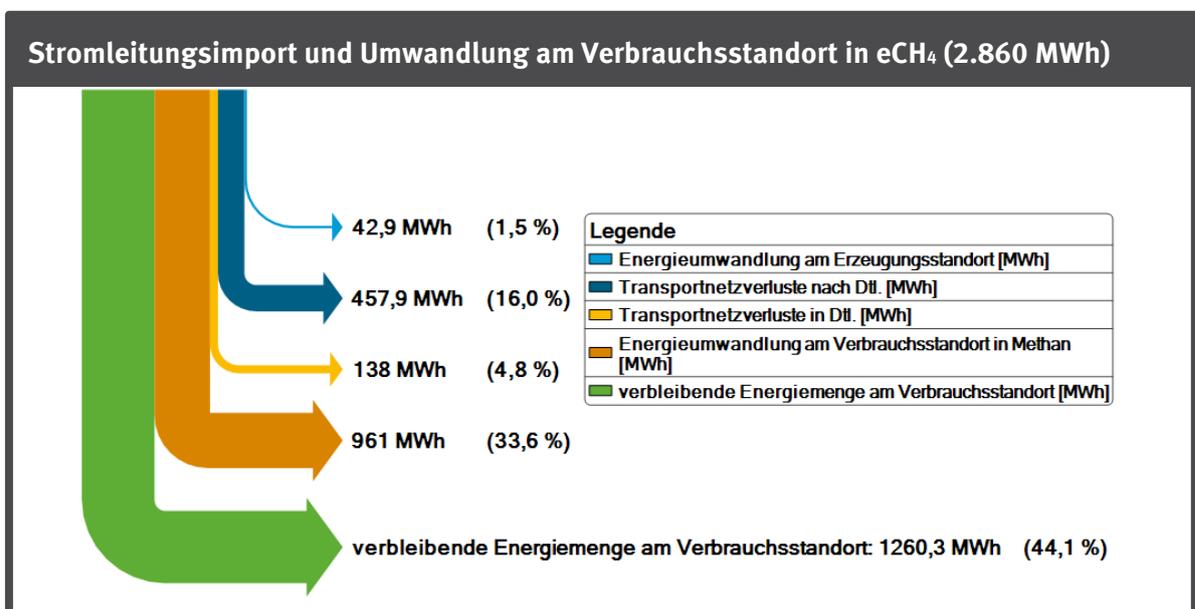
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 147: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

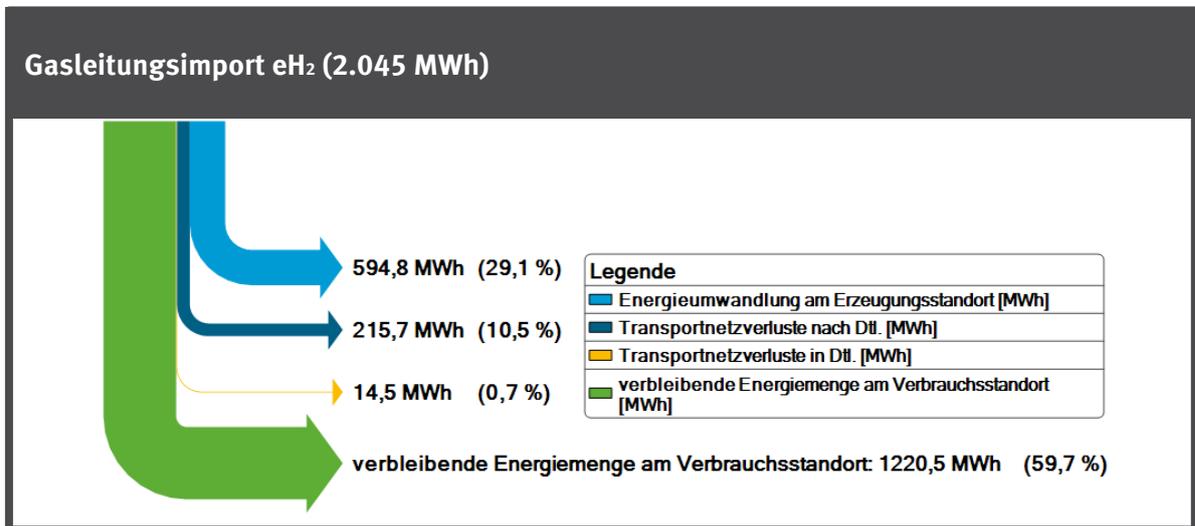
Abbildung 148: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in CH₄ am Verbrauchsstandort.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

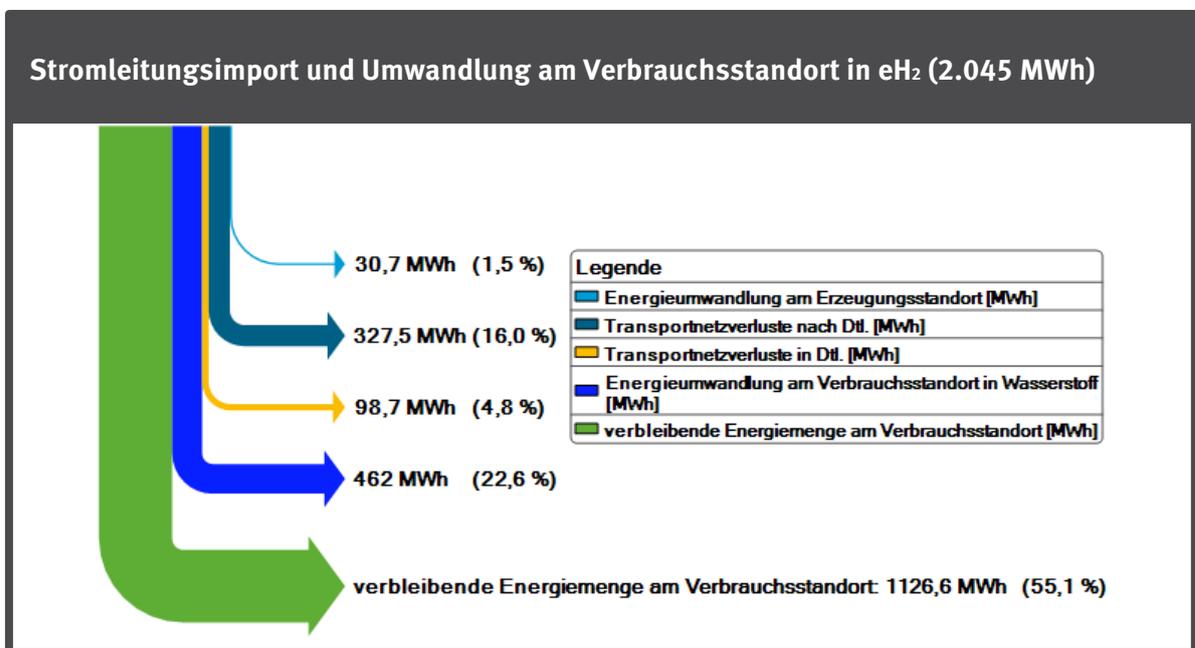
4.2.2 Bandsjön (Schweden) – Windkraft Onshore (WK-Onshore)

Abbildung 149: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in H₂ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz



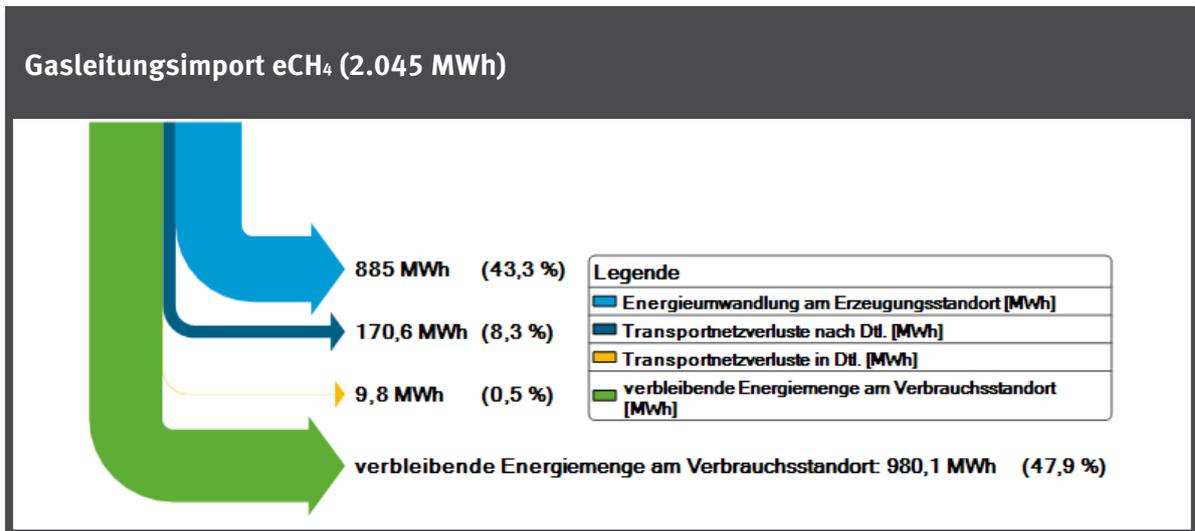
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 150: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in H₂ am Verbrauchsstandort



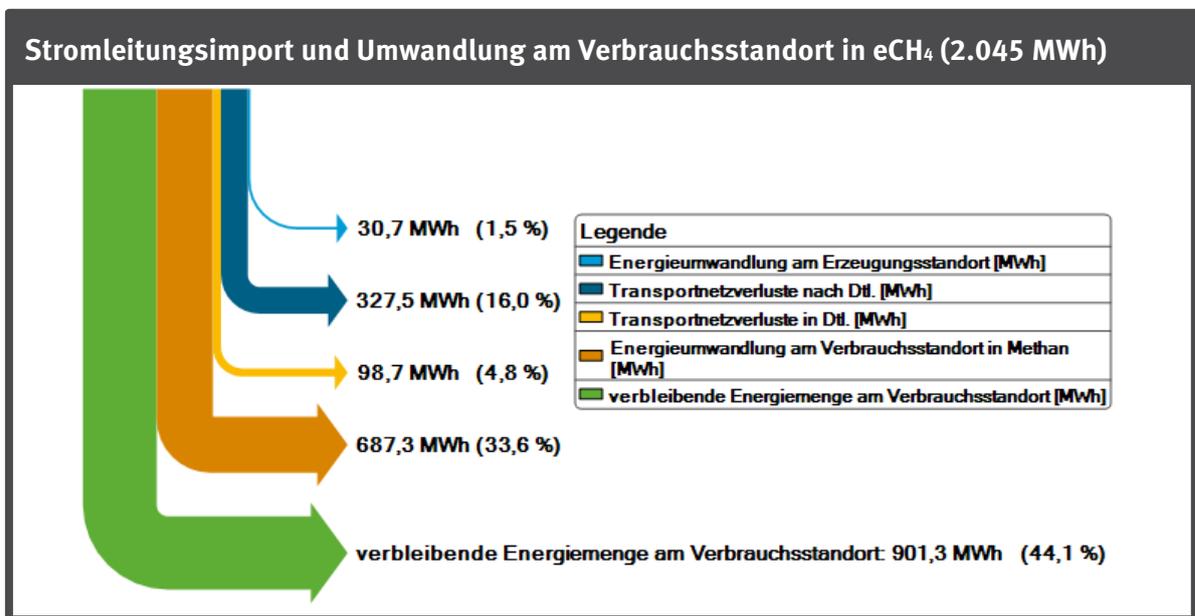
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 151: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 152: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Bandsjön (Schweden) in CH₄ am Verbrauchsstandort

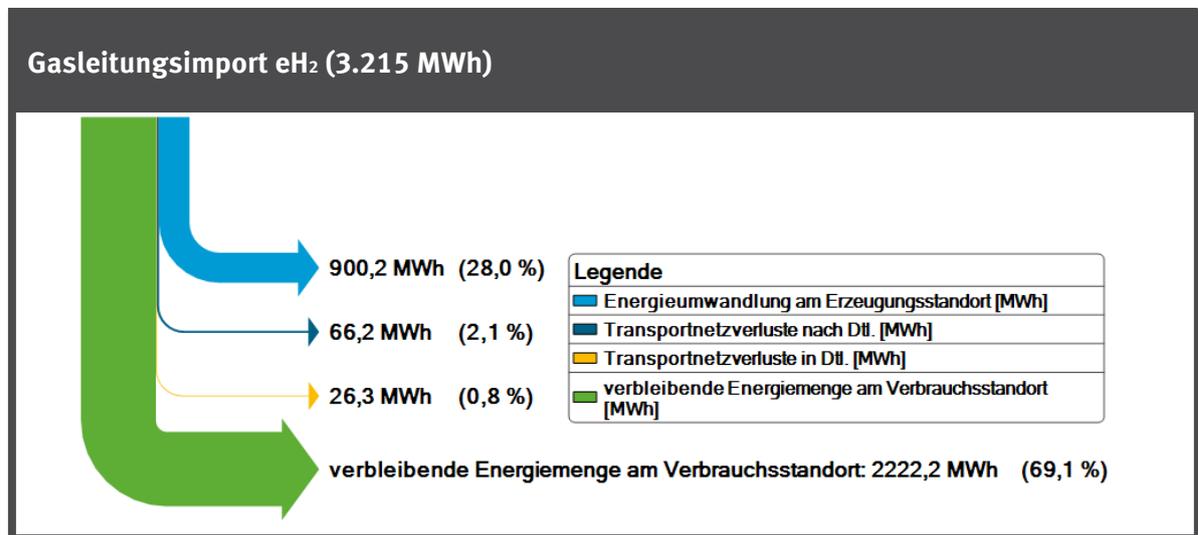


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.3 Girvan (UK)

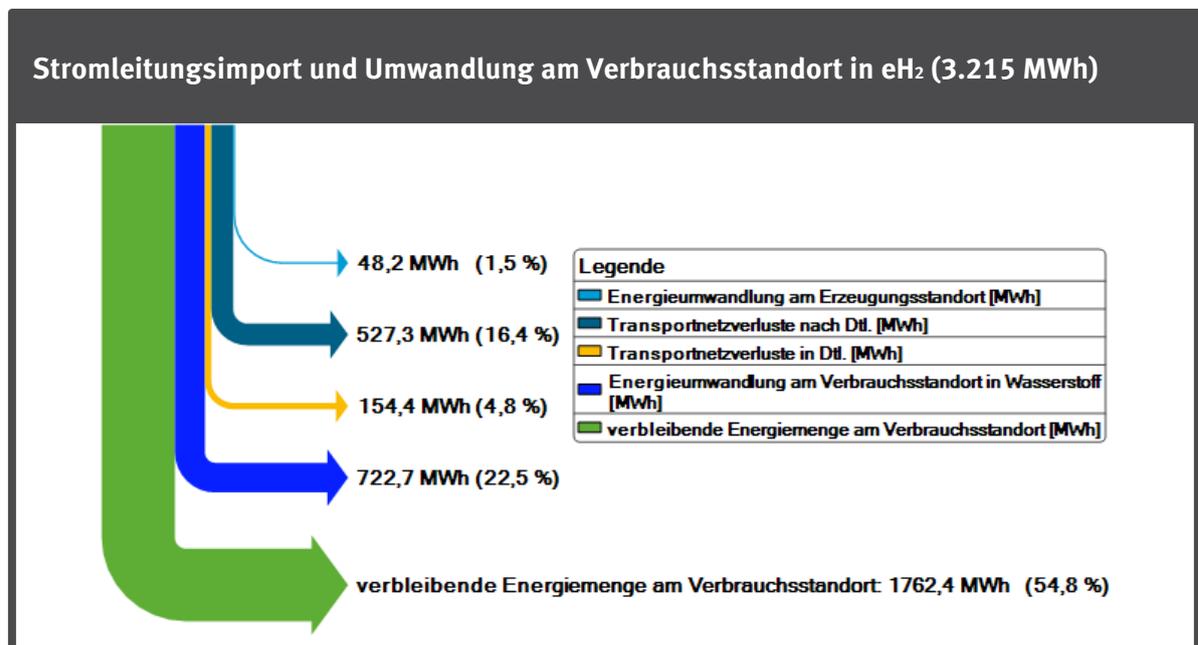
4.3.1 Girvan (UK) – Windkraft Offshore (WK-Offshore)

Abbildung 153: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in H₂ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz



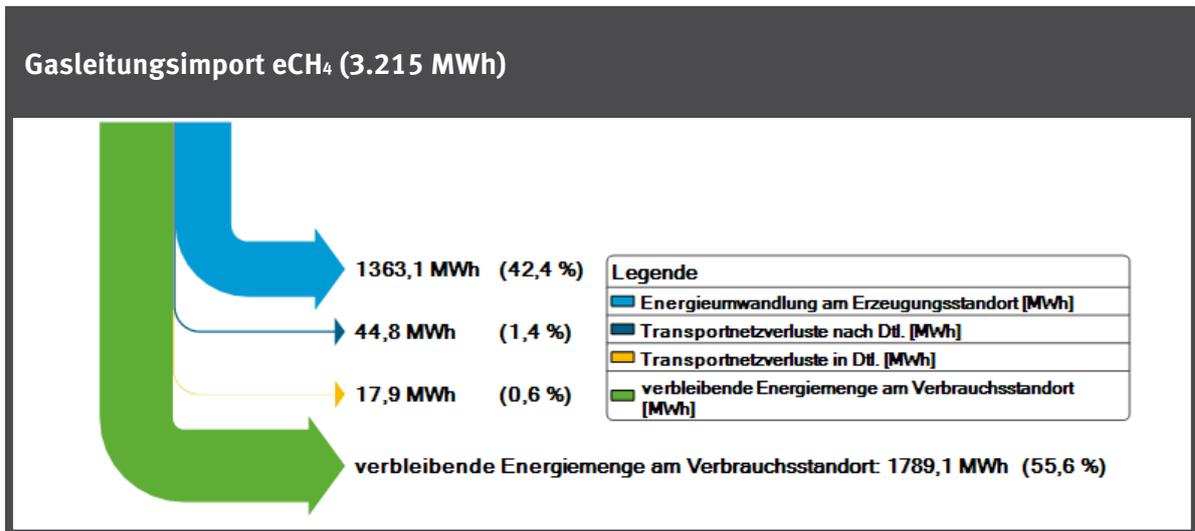
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 154: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in H₂ am Verbrauchsstandort



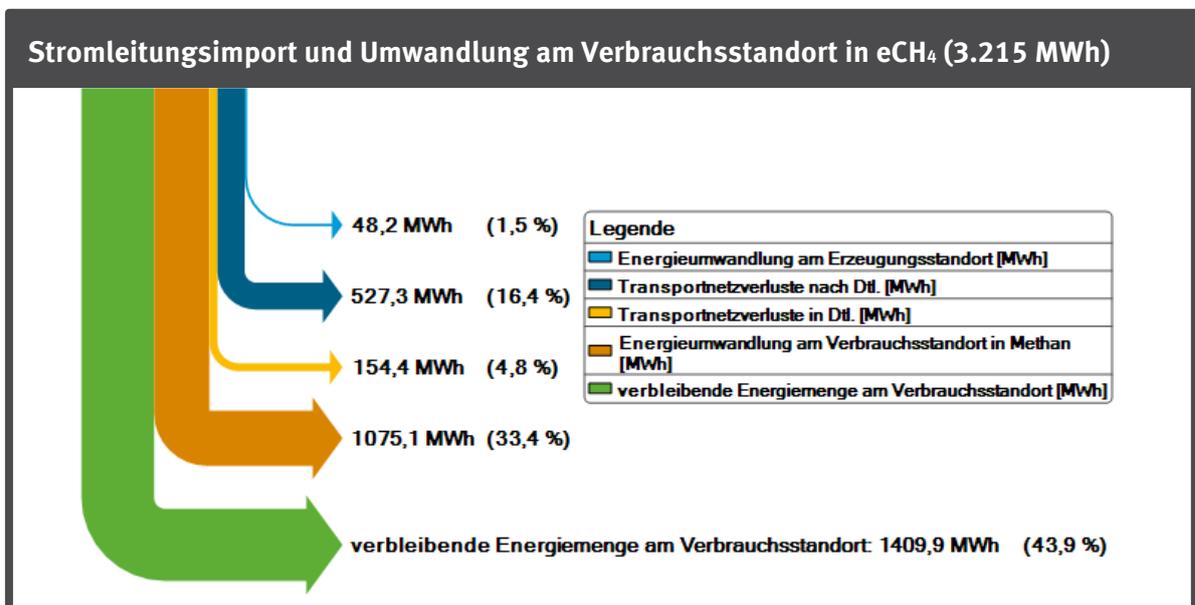
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 155: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

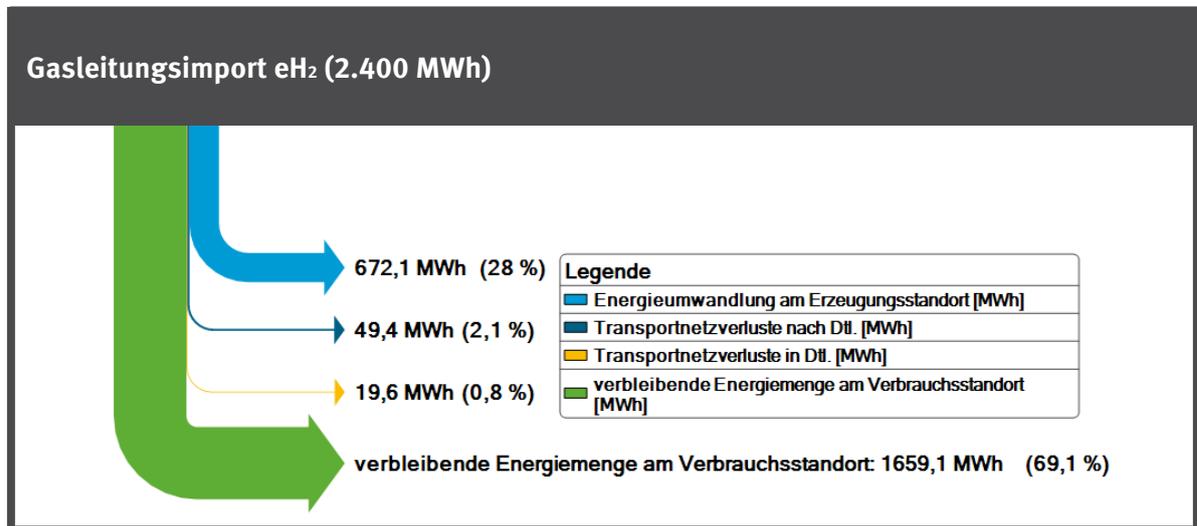
Abbildung 156: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

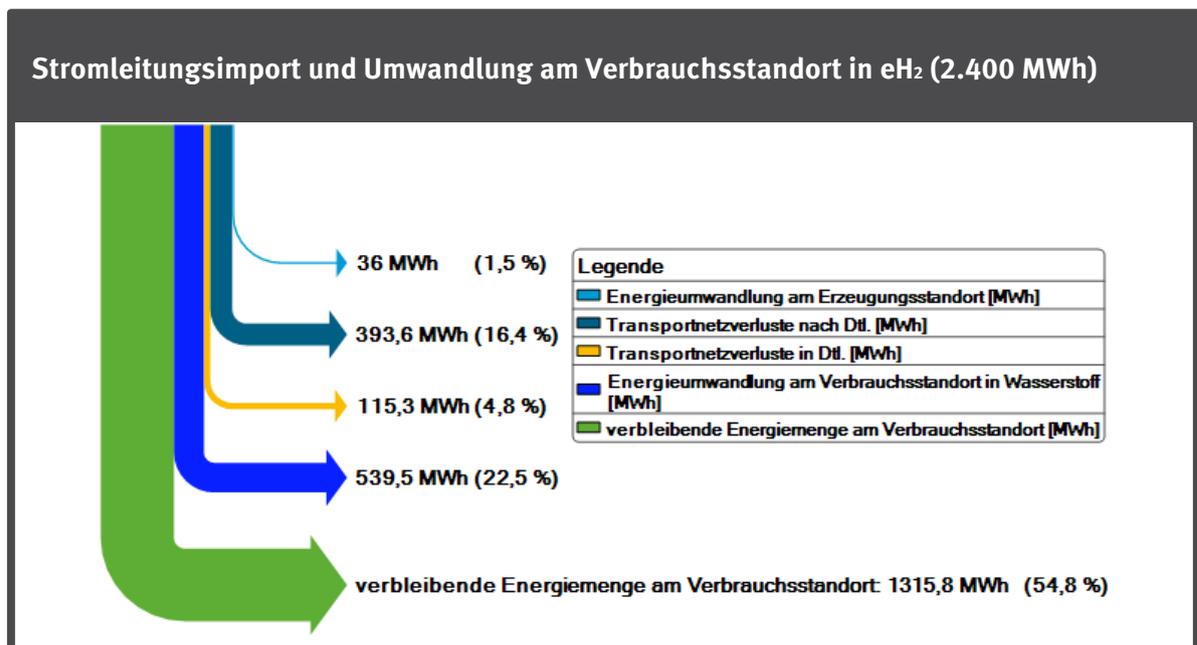
4.3.2 Girvan (UK) – Windkraft Onshore (WK-Onshore)

Abbildung 157: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in H₂ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz



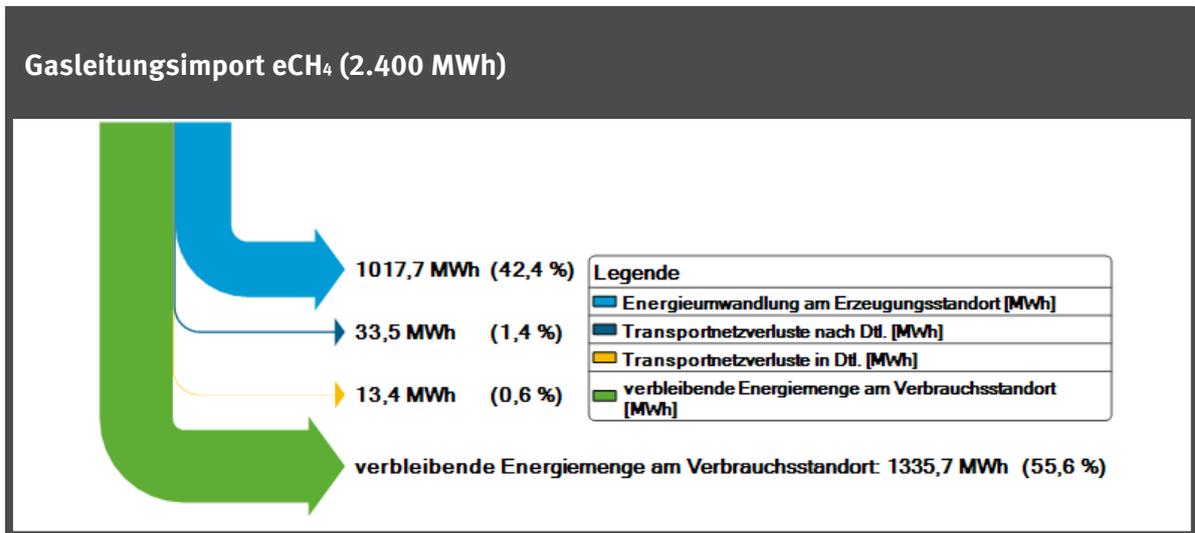
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 158: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in H₂ am Verbrauchsstandort



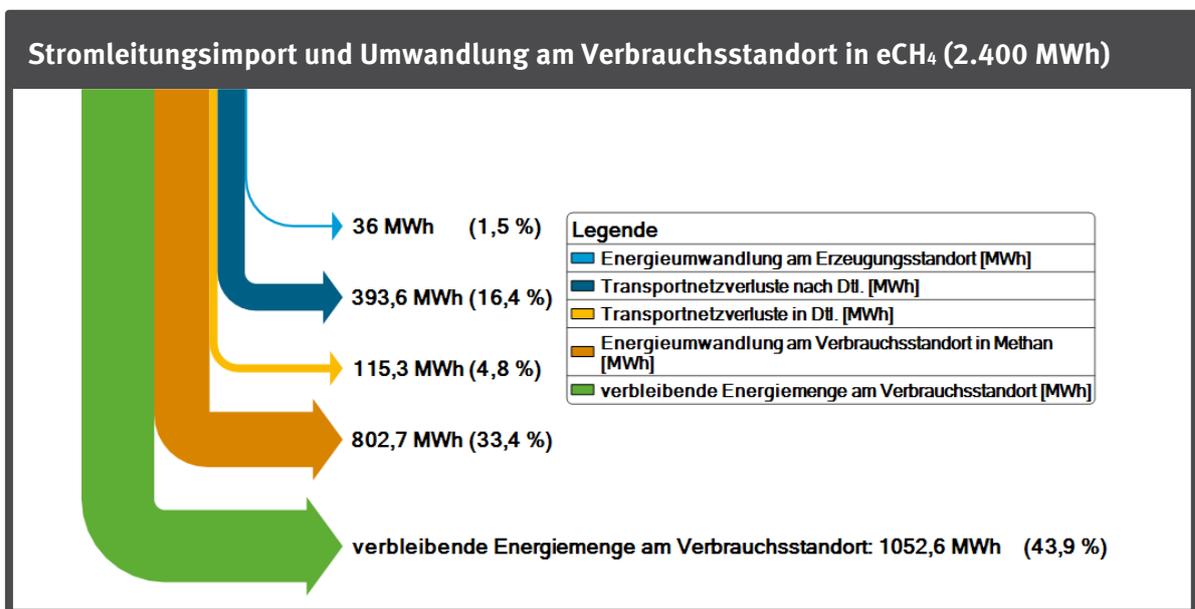
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 159: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Girvan (UK) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 160: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Girvan (UK) in CH₄ am Verbrauchsstandort

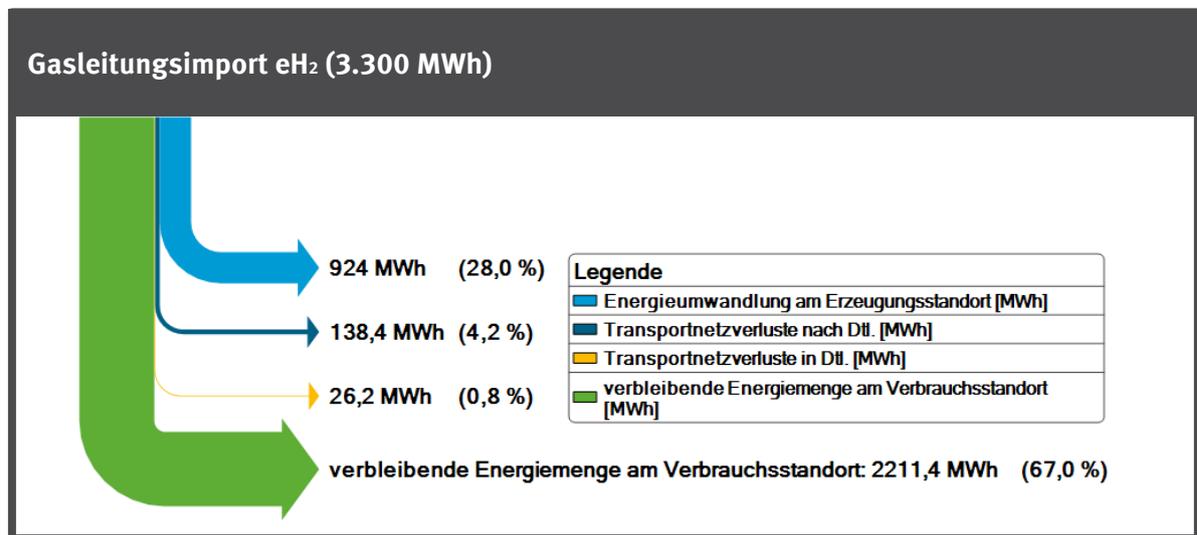


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.4 Guadix (Spanien)

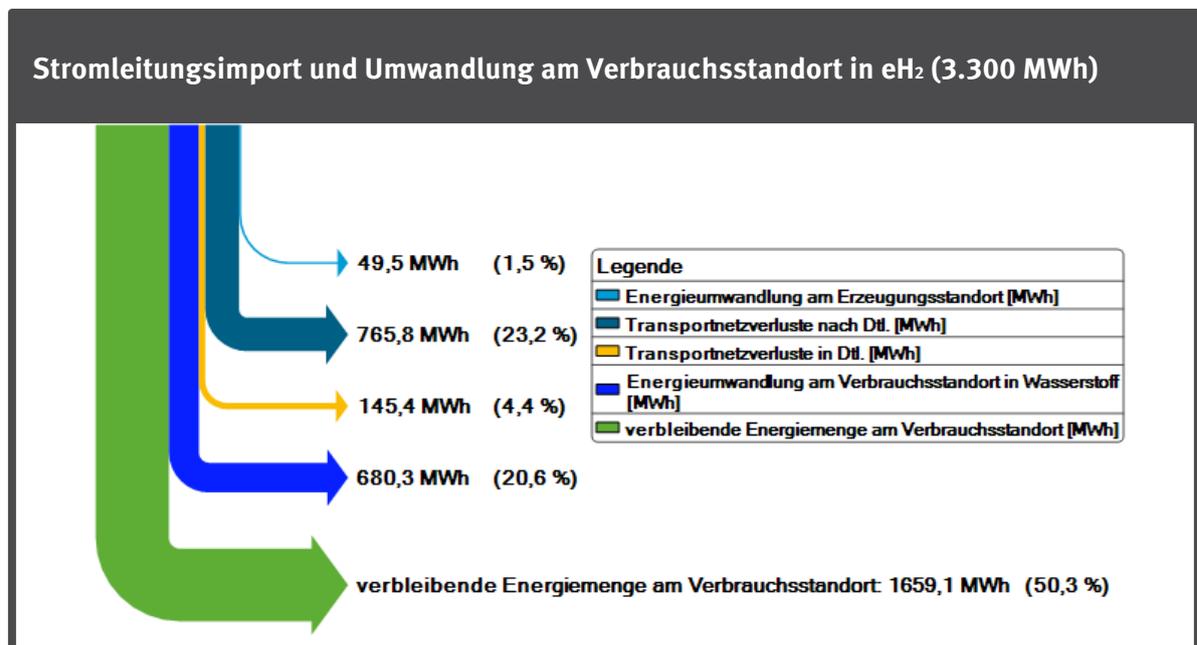
4.4.1 Guadix (Spanien) – CSP Parabol + Speicher (CSP)

Abbildung 161: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in H₂ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz



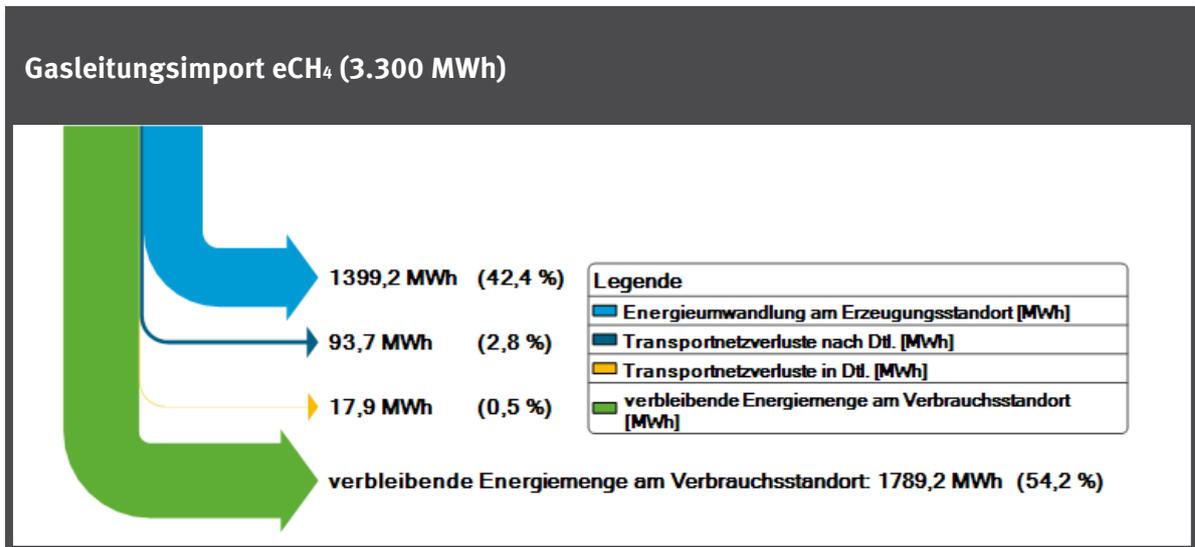
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 162: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in H₂ am Verbrauchsstandort



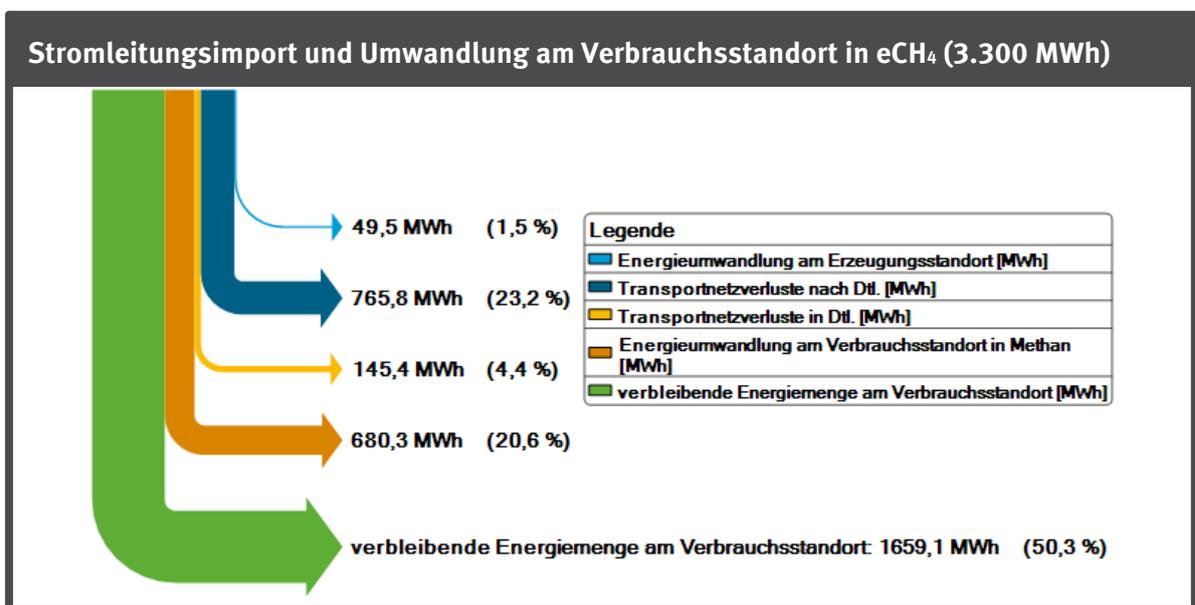
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 163: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH₄ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

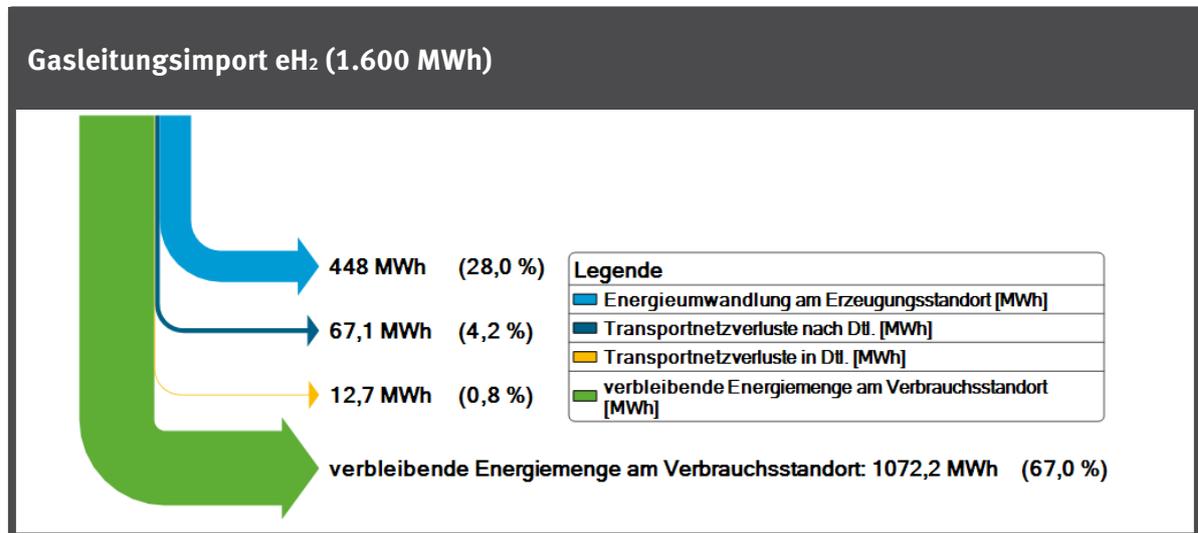
Abbildung 164: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

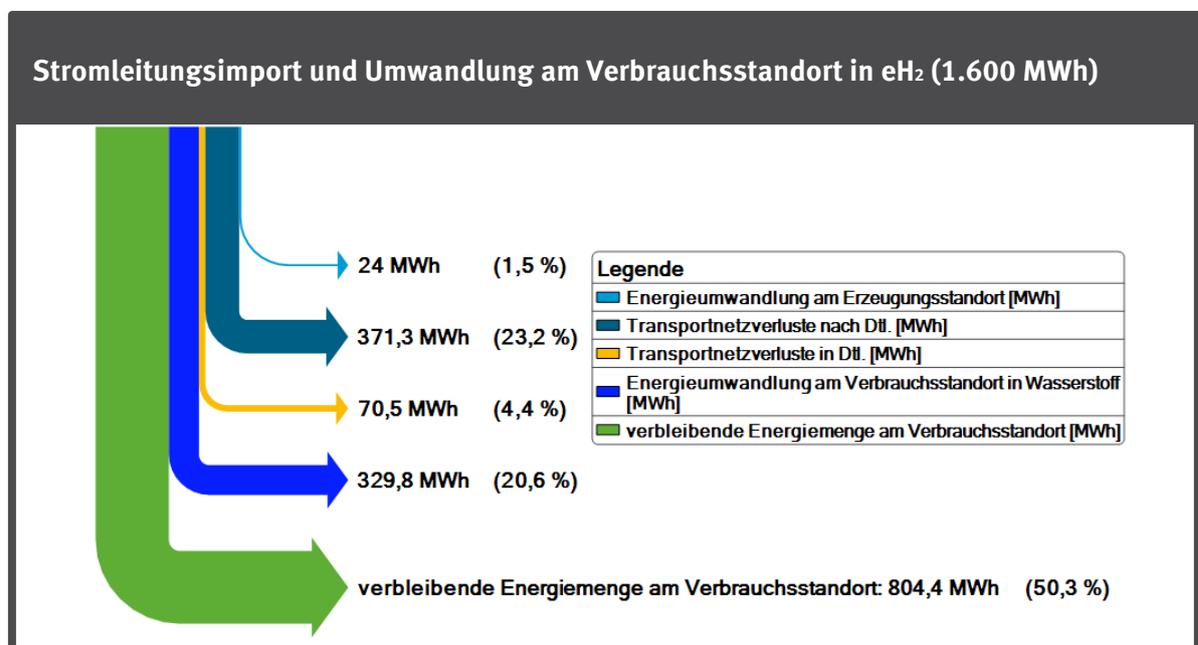
4.4.2 Guadix (Spanien) – PV Freifläche (PV)

Abbildung 165: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in H₂ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz



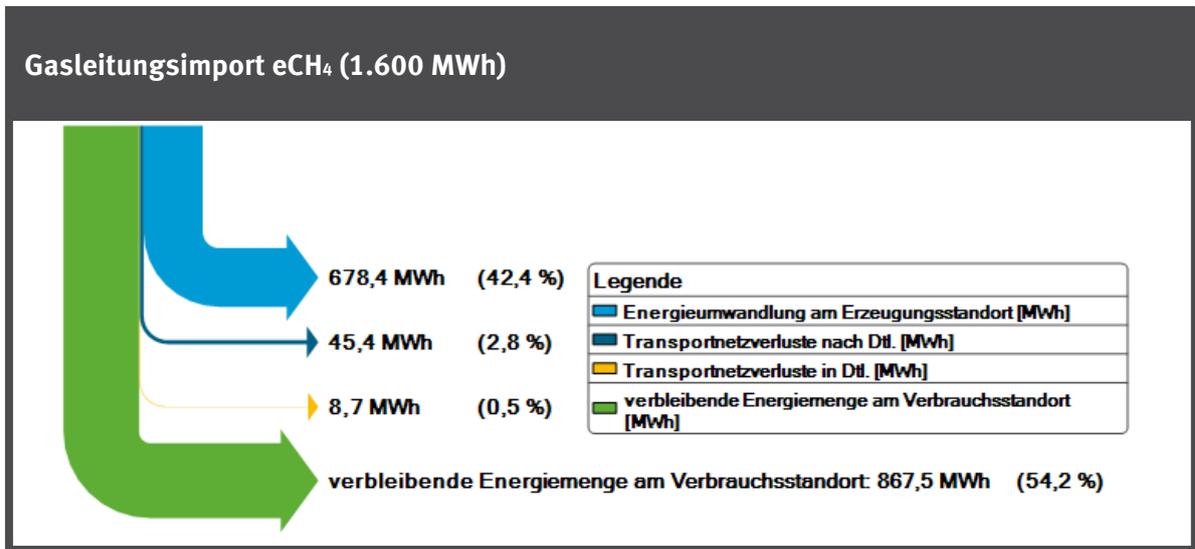
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 166: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in H₂ am Verbrauchsstandort.



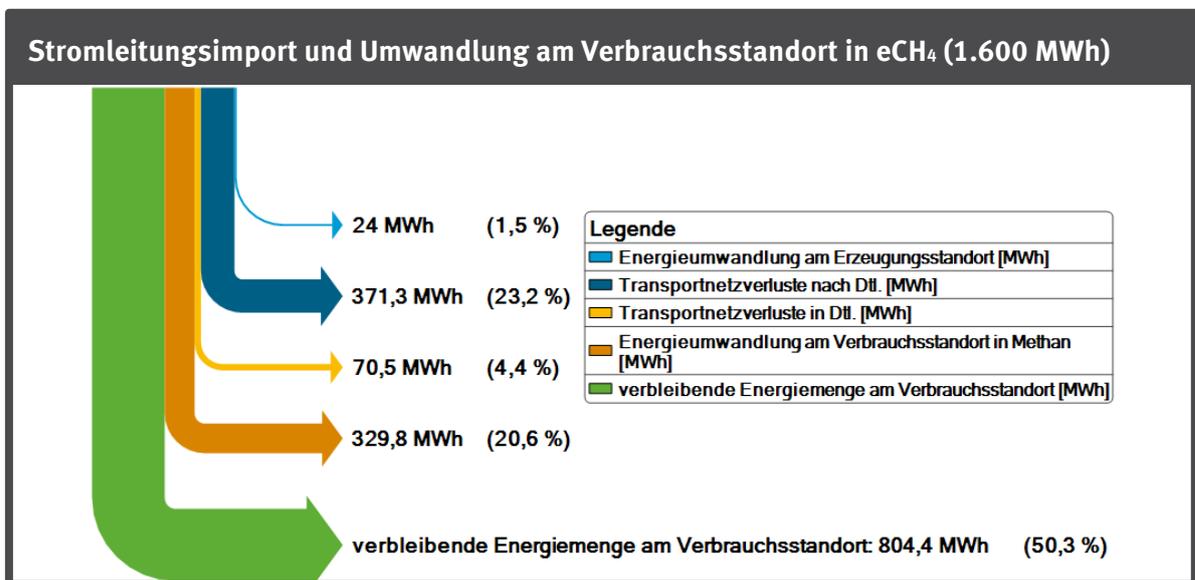
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 167: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH₄ am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 168: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Guadix (Spanien) in CH₄ am Verbrauchsstandort

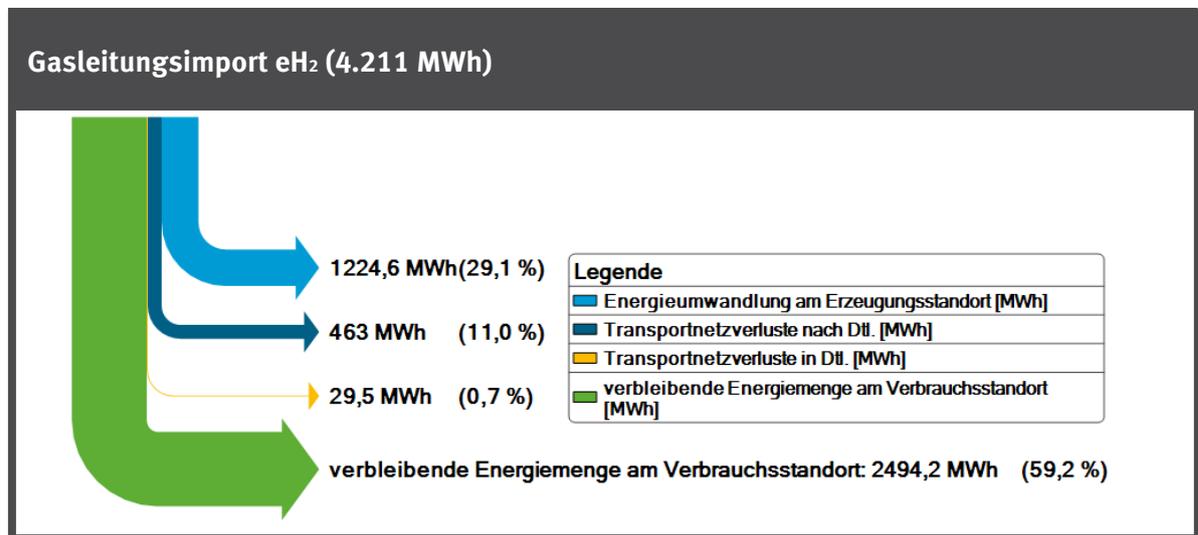


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.5 Hjalta (Schweden)

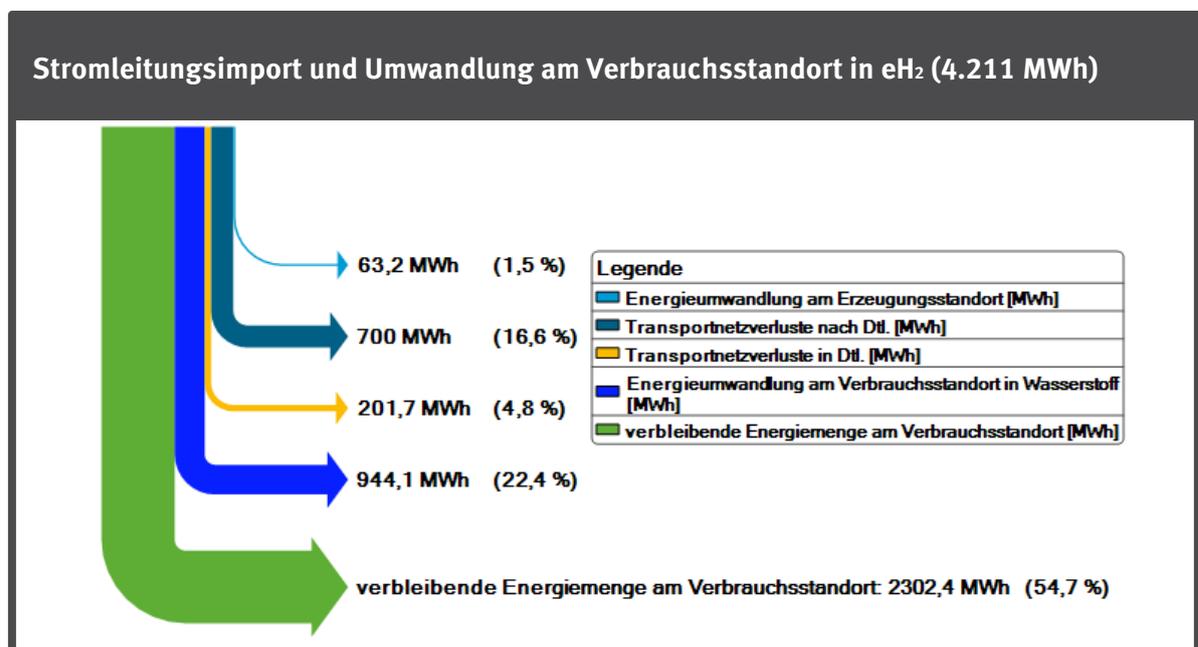
4.5.1 Hjalta (Schweden) – Wasserkraft

Abbildung 169: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in H₂ am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) und Transport im Gasnetz



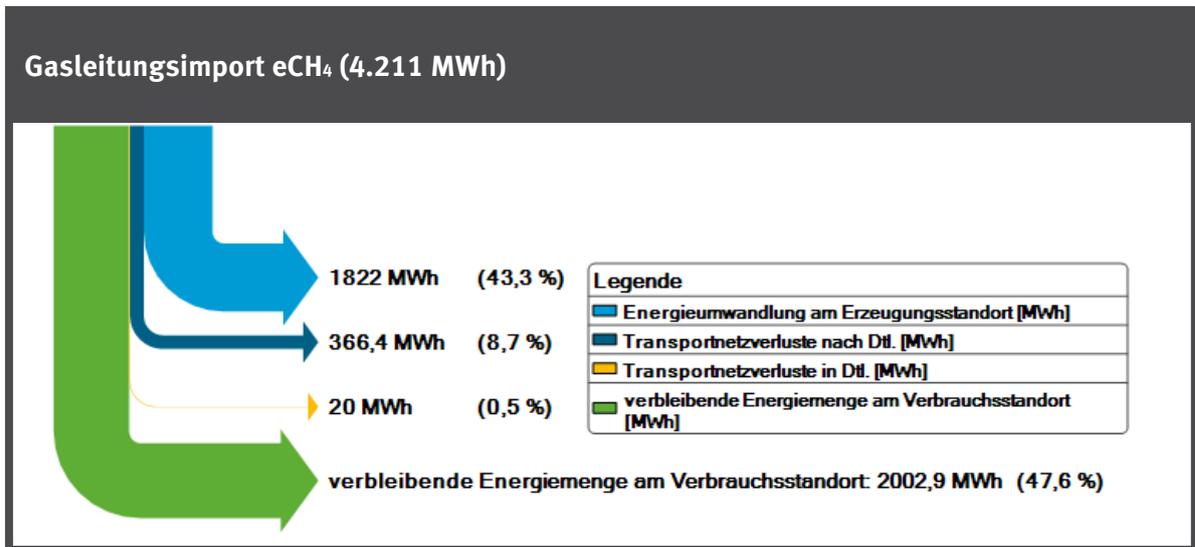
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 170: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) in H₂ am Verbrauchsstandort



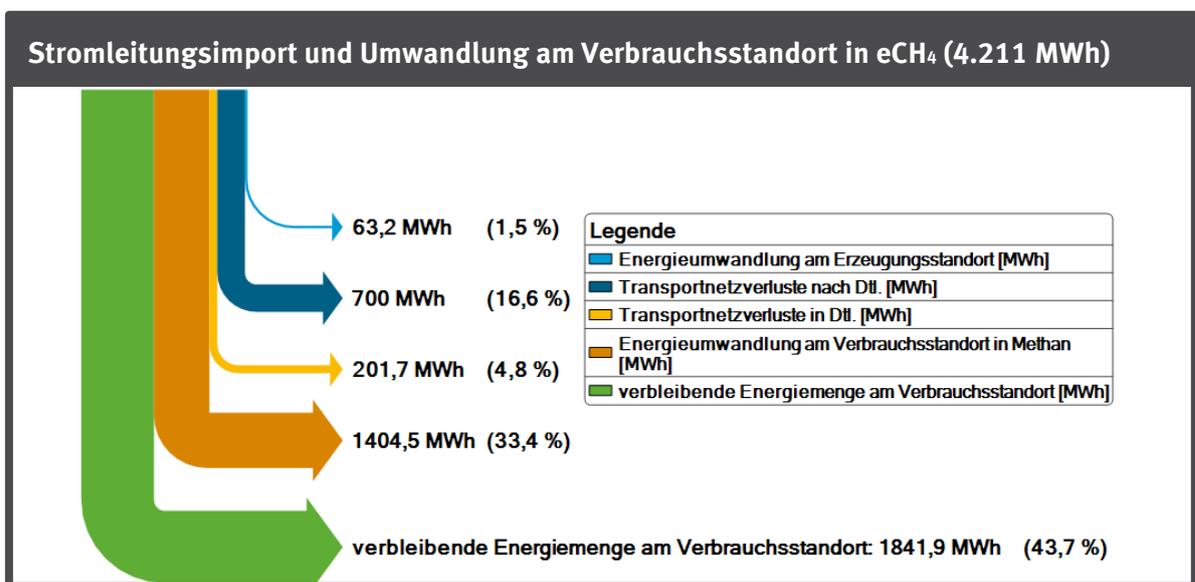
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 171: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in CH₄ am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) und Transport im Gasnetz



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 172: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Hjalta (Schweden) in CH₄ am Verbrauchsstandort

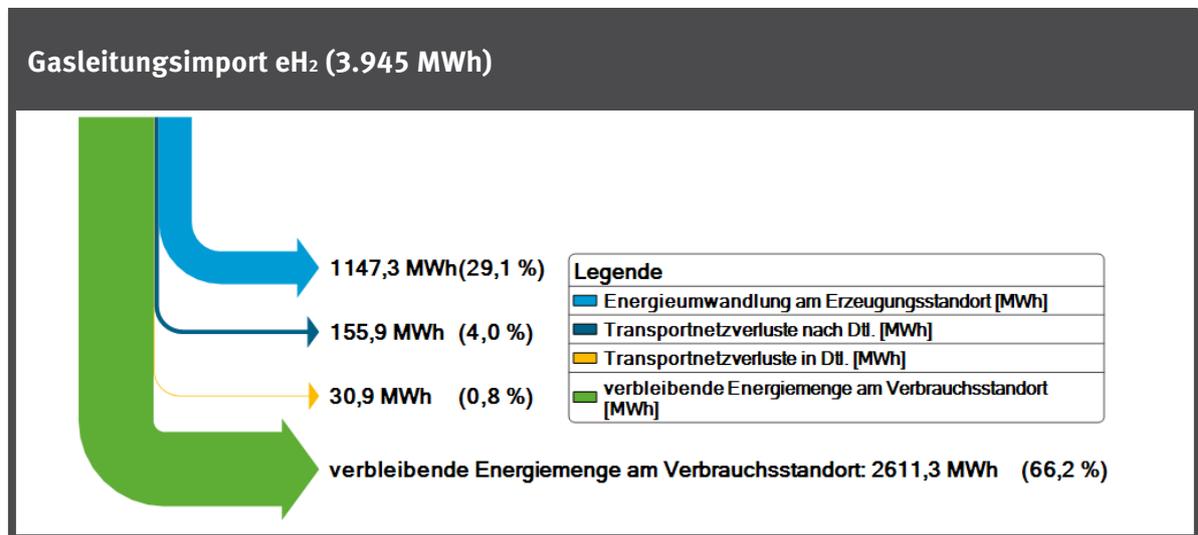


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.6 Roskrepp (Norwegen)

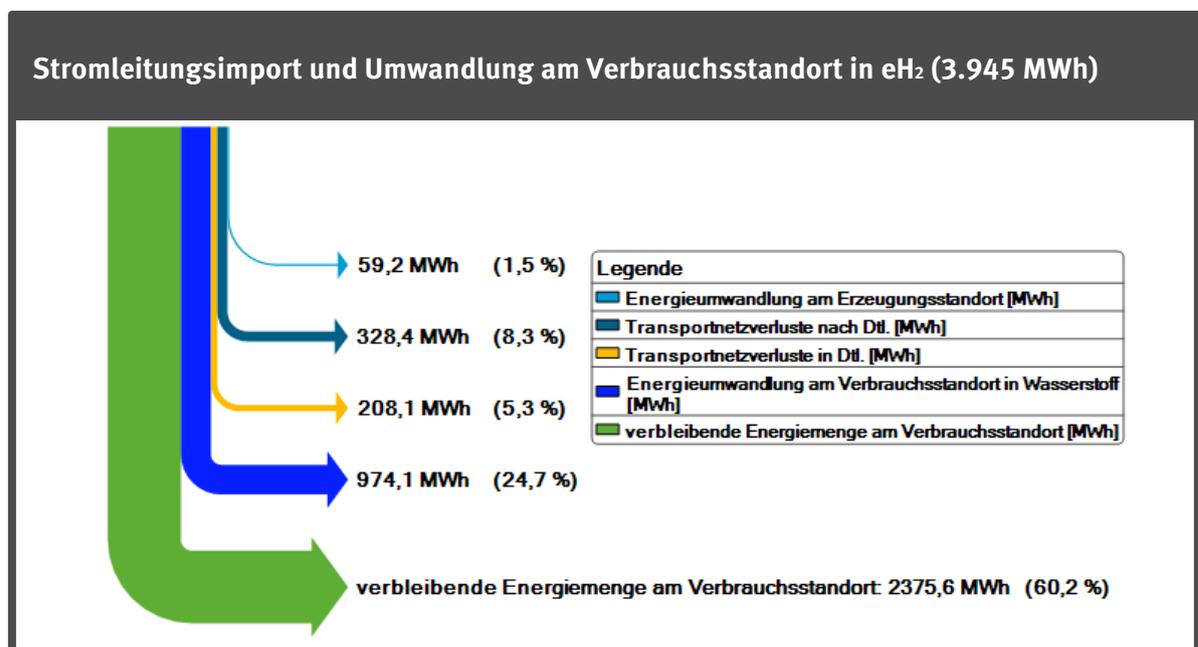
4.6.1 Roskrepp (Norwegen) – Wasserkraft

Abbildung 173: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in H₂ am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) und Transport im Gasnetz



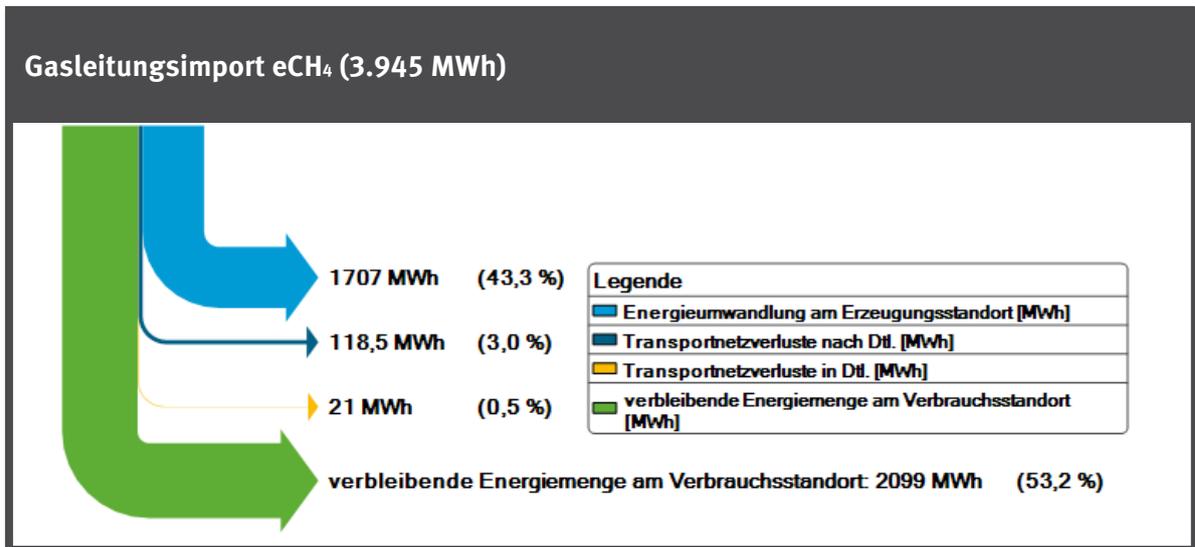
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 174: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) in H₂ am Verbrauchsstandort



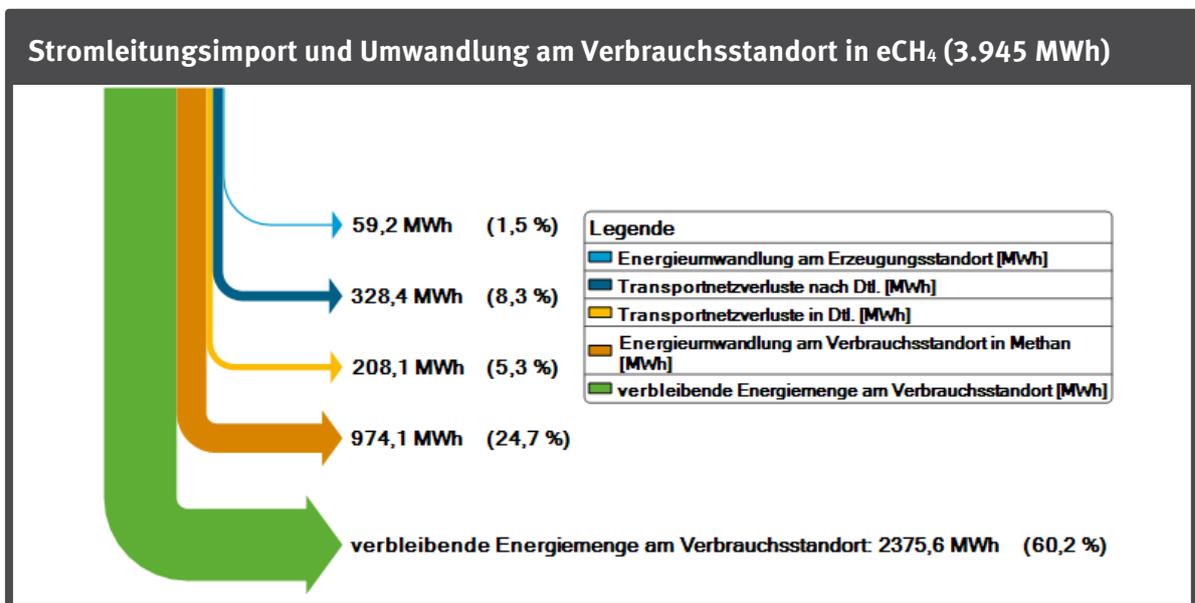
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 175: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in CH₄ am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) und Transport im Gasnetz



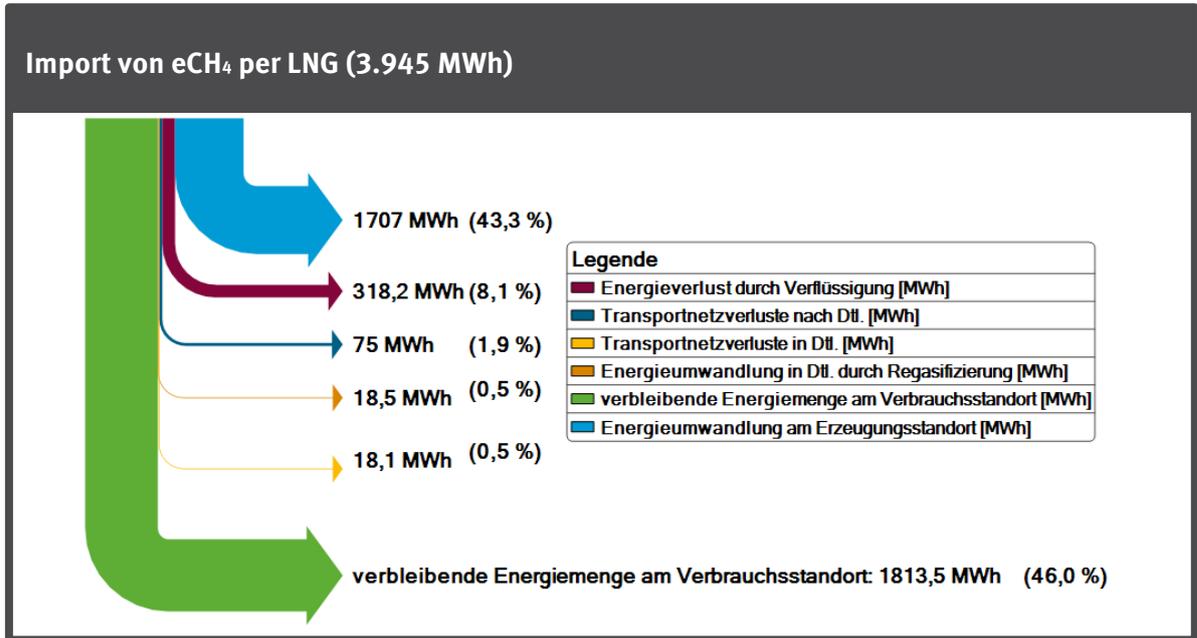
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 176: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 177: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus Wasserkraft in CH₄ am Erzeugungsstandort Roskrepp (Norwegen) und Transport per LNG

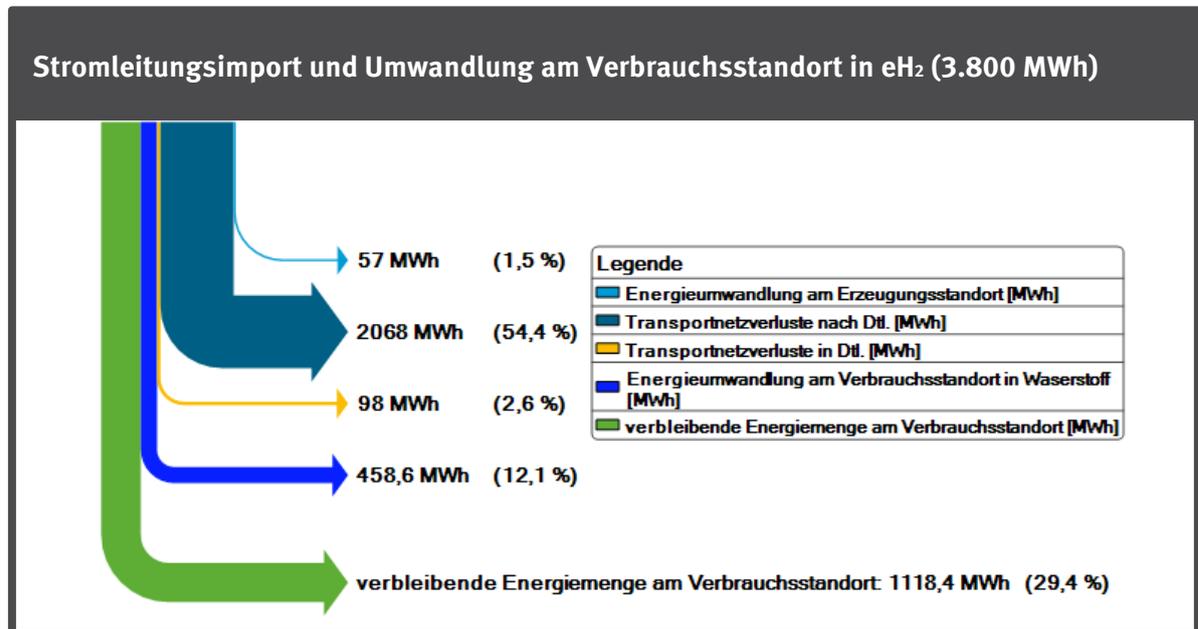


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.7 Samalut (Ägypten)

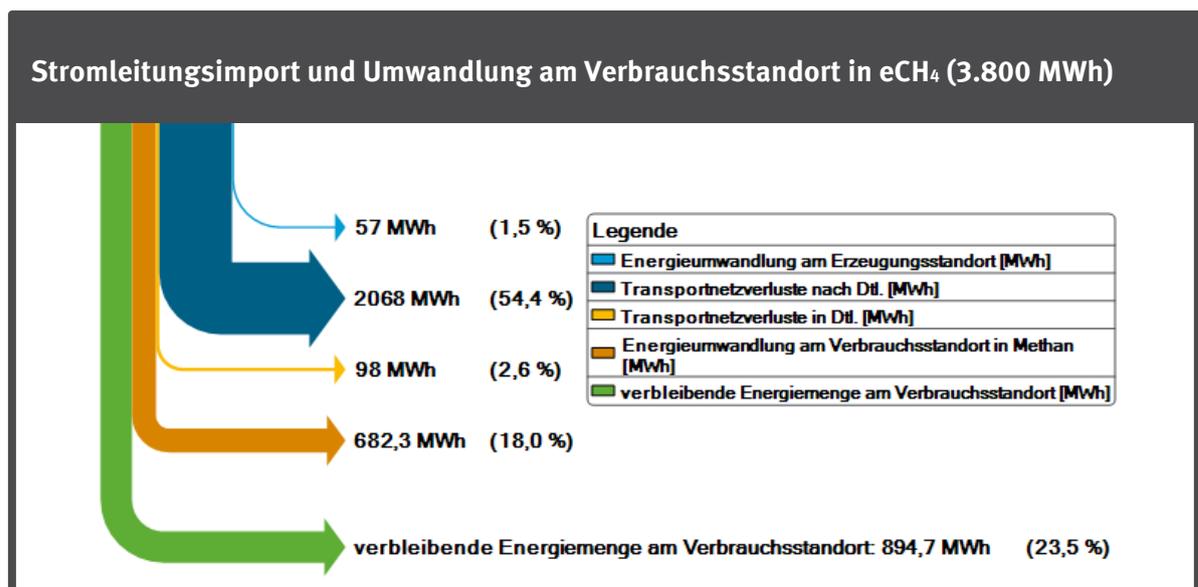
4.7.1 Samalut (Ägypten) – CSP Parabol + Speicher (CSP)

Abbildung 178: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in H₂ am Verbrauchsstandort



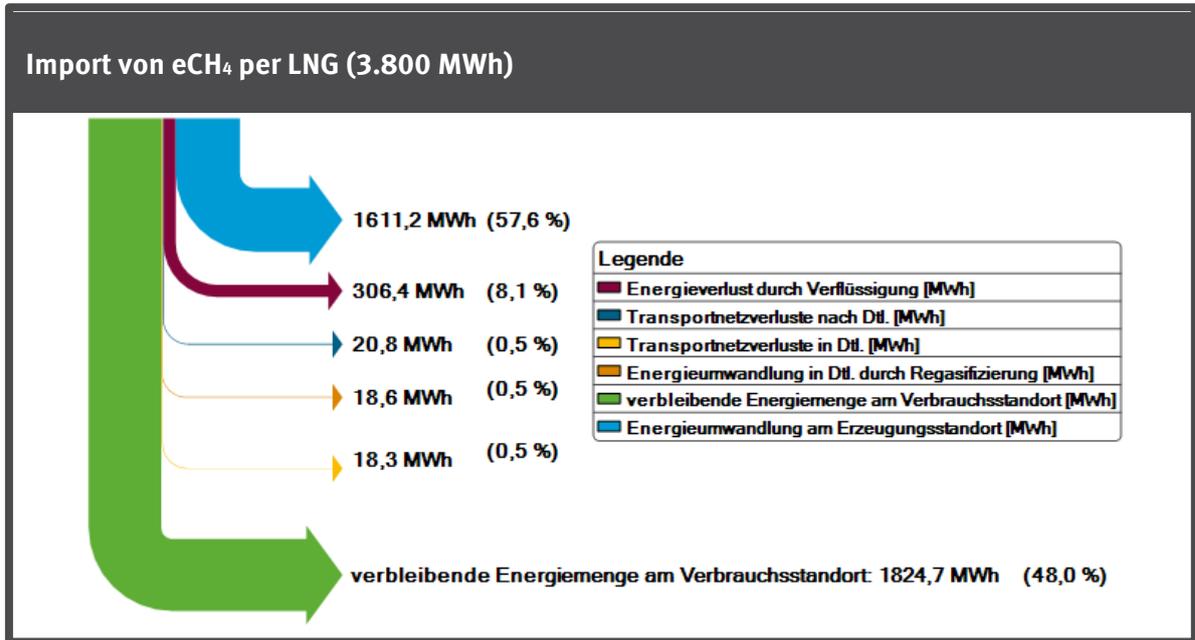
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 179: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

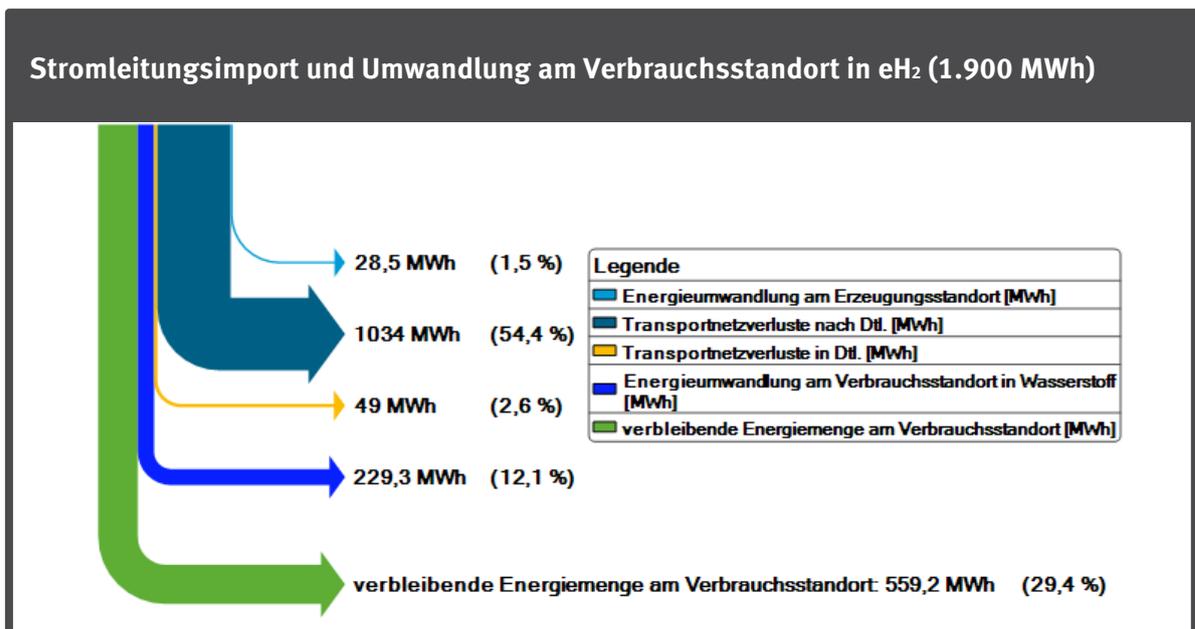
Abbildung 180: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus CSP in CH₄ am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) und Transport per LNG



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

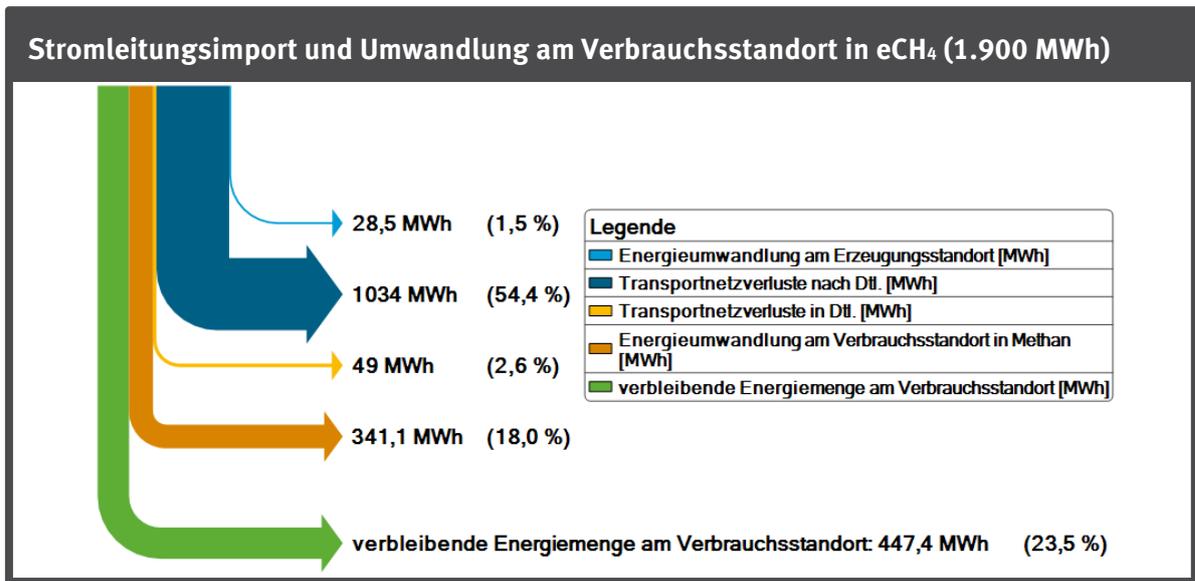
4.7.2 Samalut (Ägypten) – PV Freifläche (PV)

Abbildung 181: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in H₂ am Verbrauchsstandort



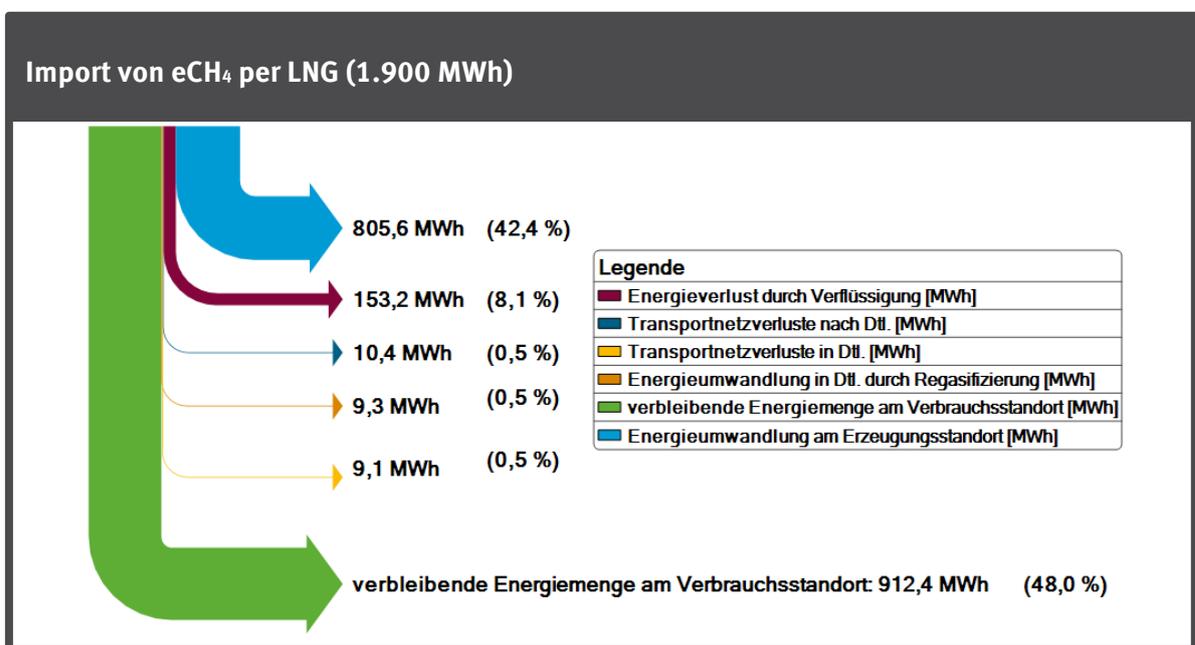
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 182: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus PV am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 183: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus PV in CH₄ am Erzeugungsstandort Samalut (Ägypten) und Transport per LNG

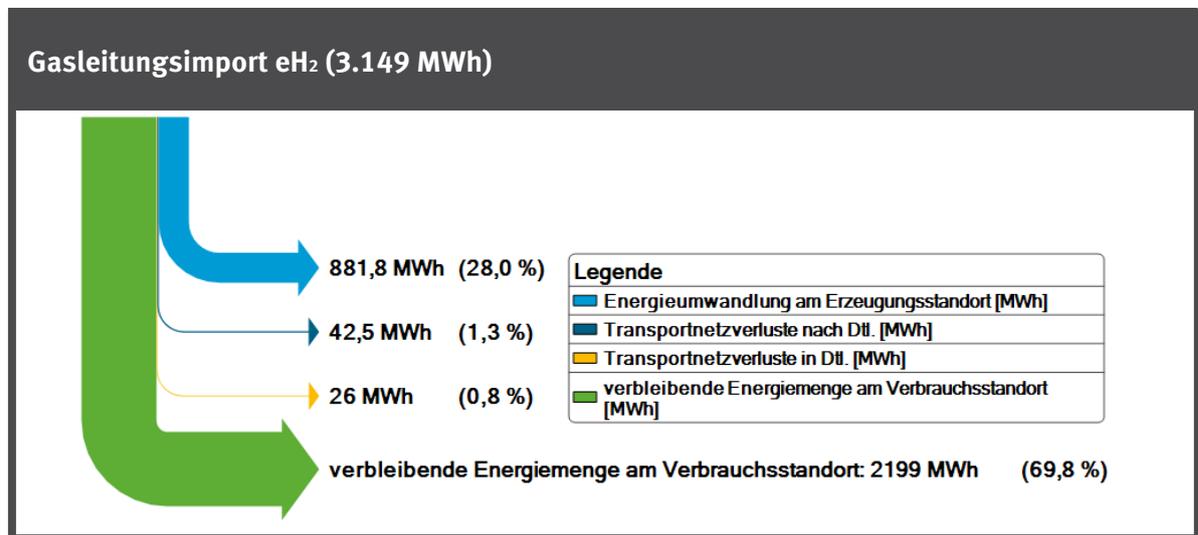


Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

4.8 Stavanger (Norwegen)

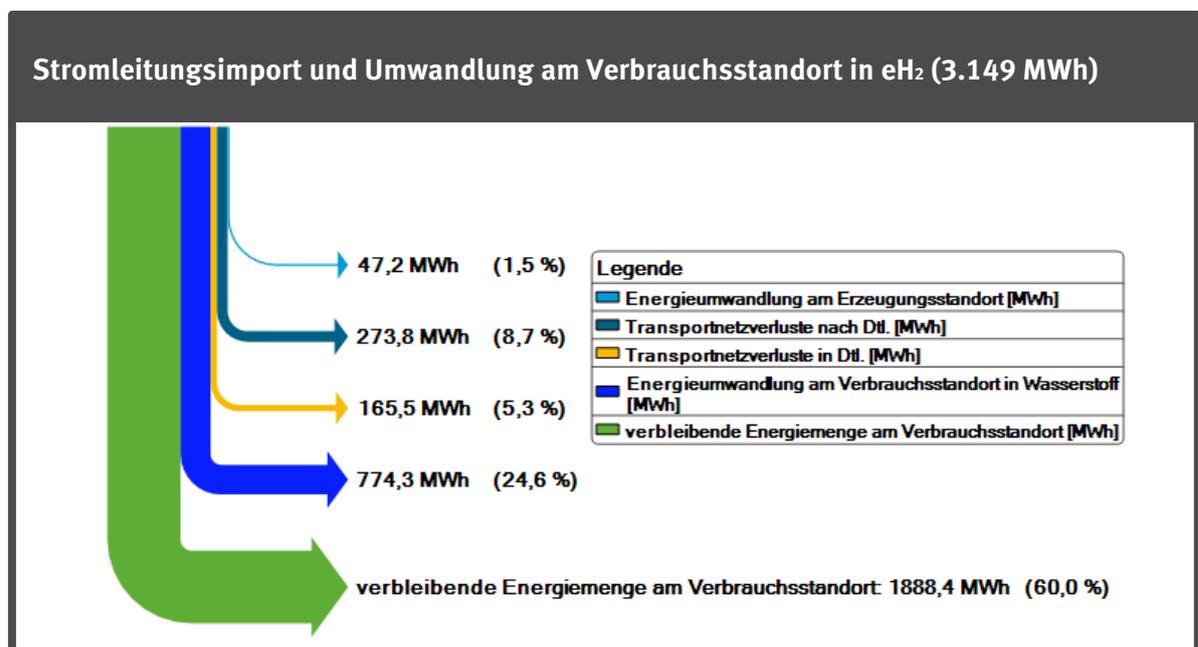
4.8.1 Stavanger (Norwegen) – Windkraft Offshore (WK-Offshore)

Abbildung 184: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in H₂ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz



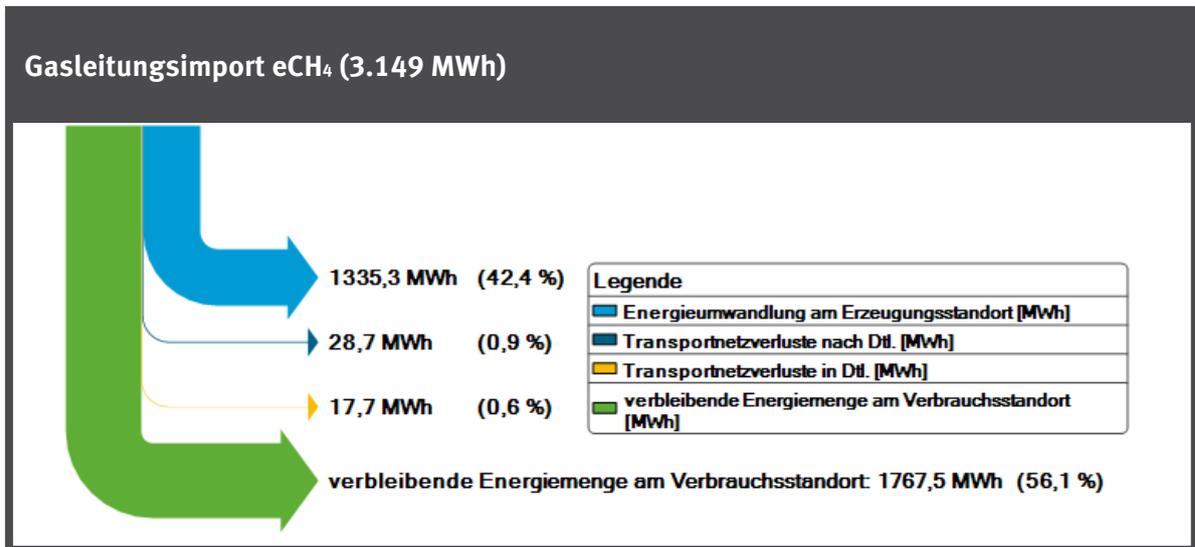
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 185: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) aus WK-Offshore in H₂ am Verbrauchsstandort



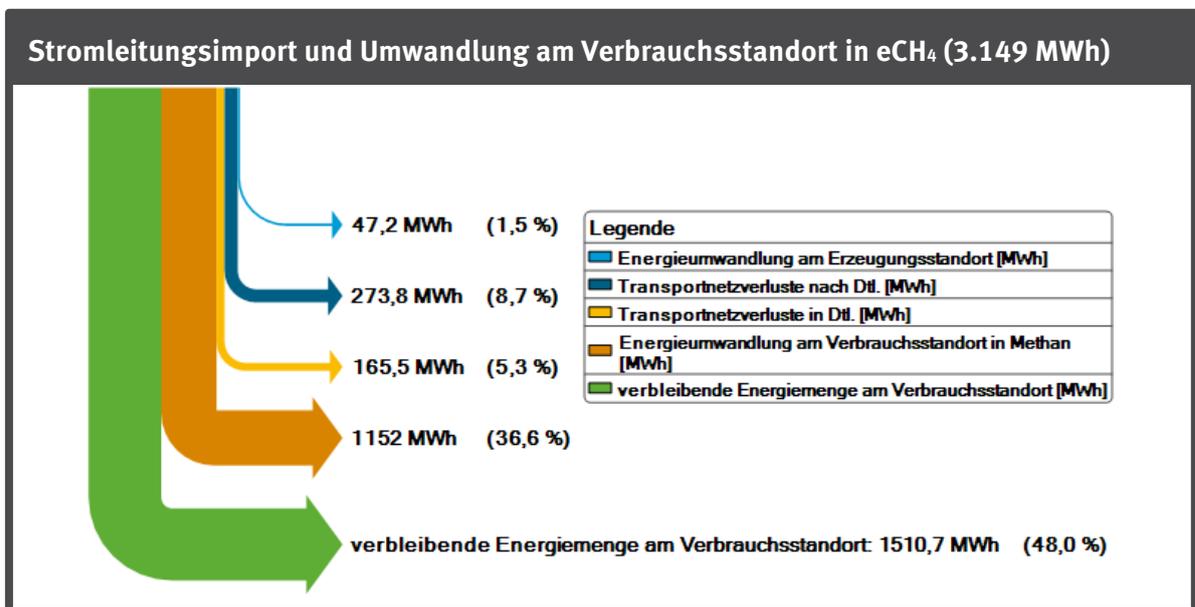
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 186: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz



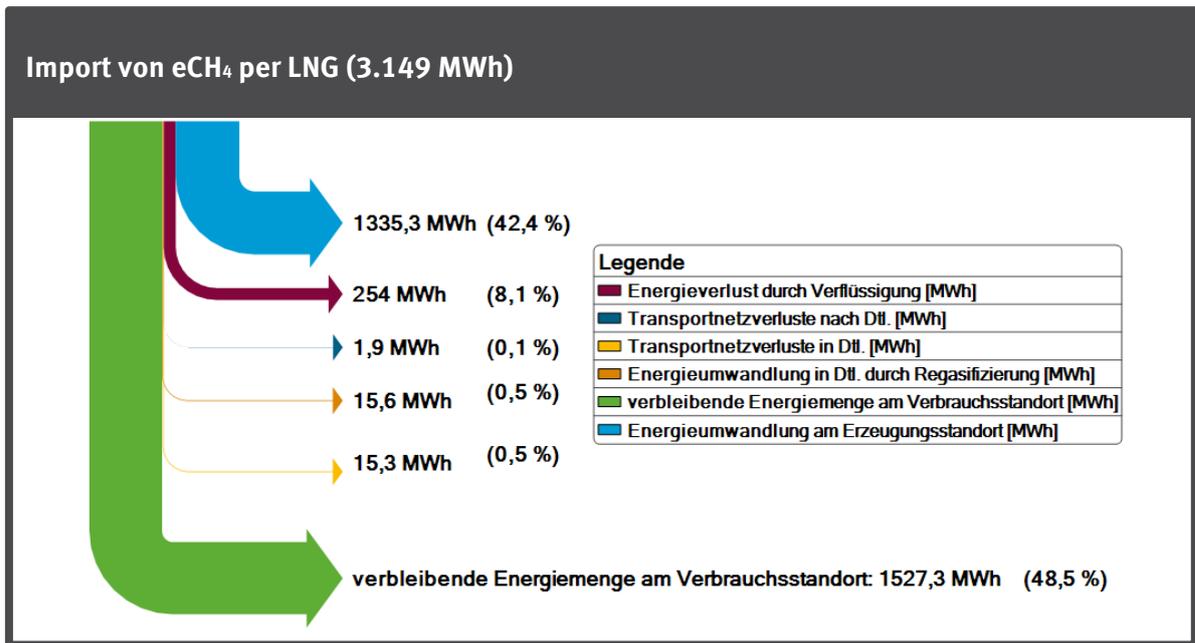
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 187: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

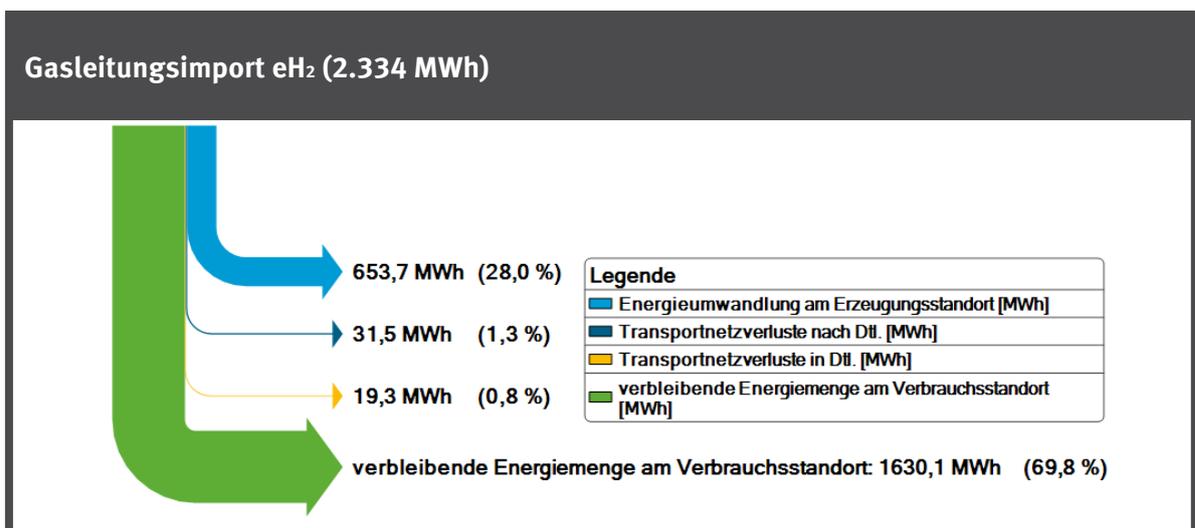
Abbildung 188: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Offshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport per LNG



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

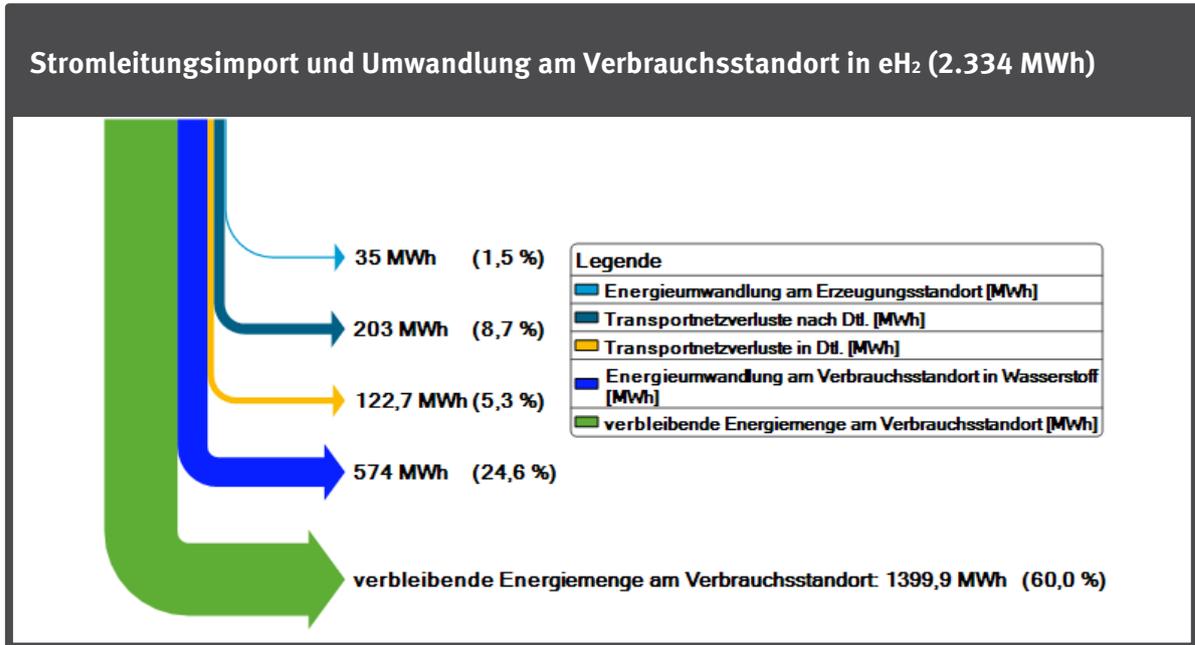
4.8.2 Stavanger (Norwegen) – Windkraft Onshore (WK-Onshore)

Abbildung 189: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in H₂ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz



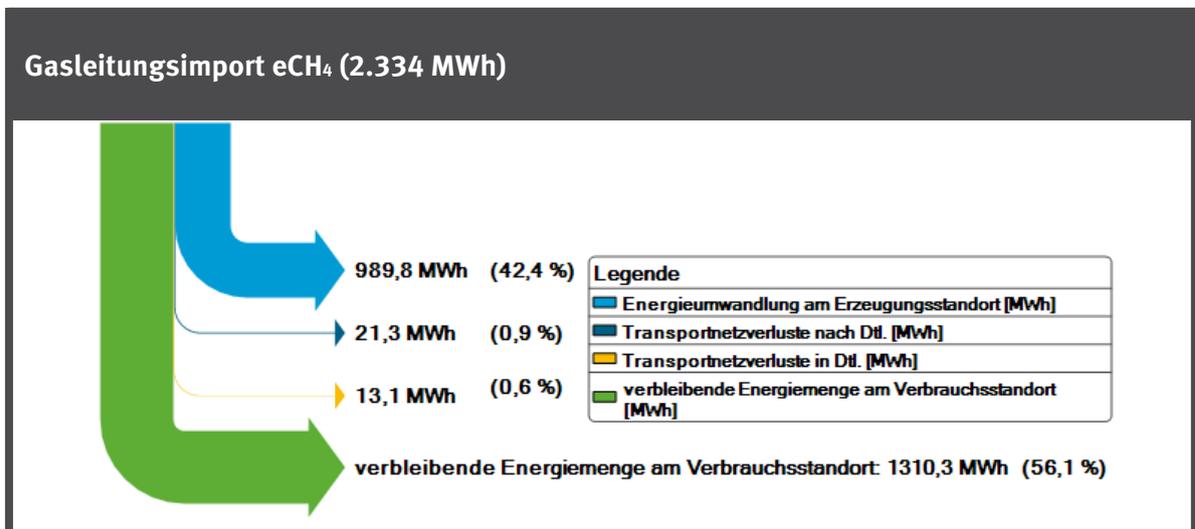
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 190: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) in H₂ am Verbrauchsstandort



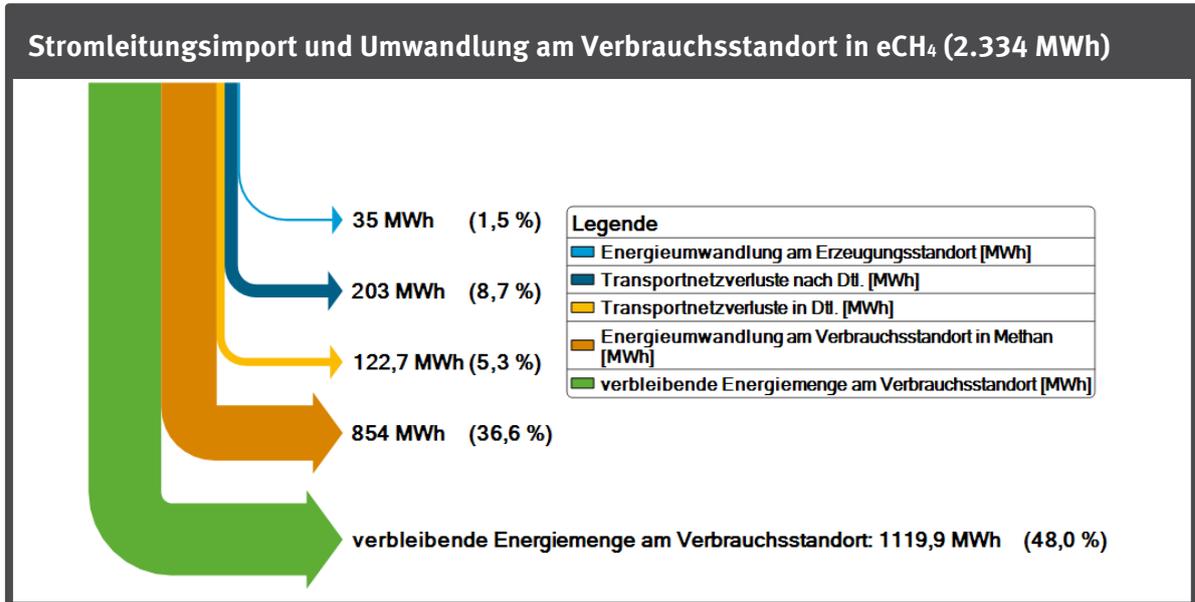
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 191: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport im Gasnetz



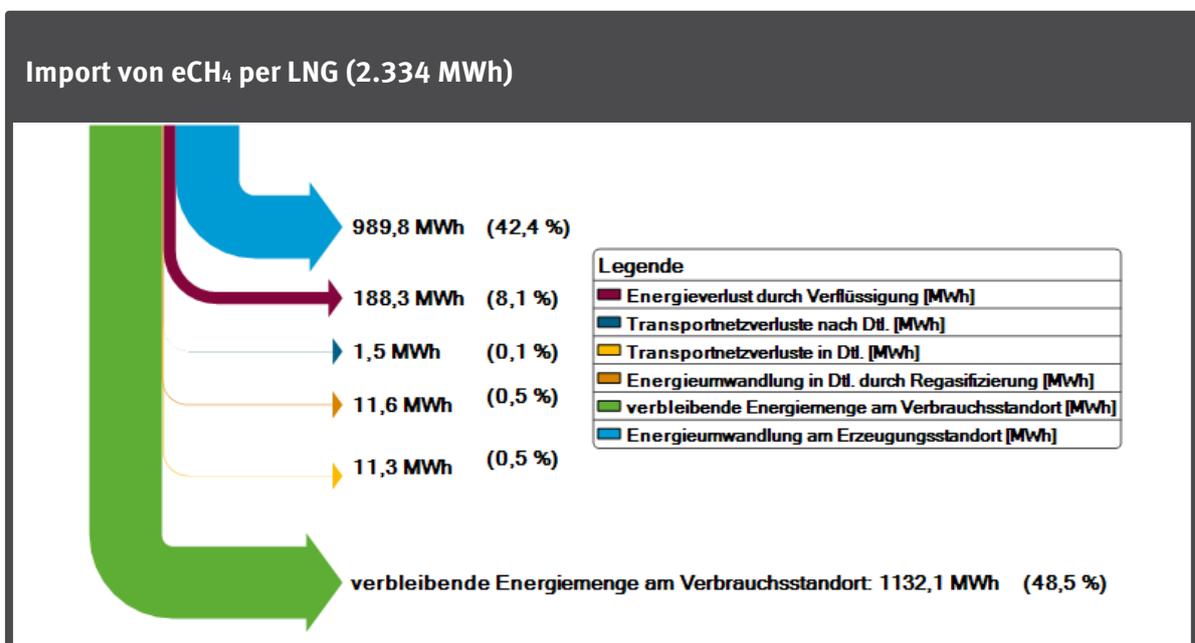
Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 192: Energieverluste Importpfad: Transport im Stromnetz und Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) aus WK-Offshore in CH₄ am Verbrauchsstandort



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

Abbildung 193: Energieverluste Importpfad: Umwandlung von regenerativem Strom aus WK-Onshore in CH₄ am Erzeugungsstandort Stavanger (Norwegen) und Transport per LNG



Quelle: eigene Darstellung auf Basis eigener Berechnungen, DBI

