



Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen

WASSERSTOFFSTUDIE NORDRHEIN-WESTFALEN

EINE EXPERTISE FÜR DAS MINISTERIUM
FÜR WIRTSCHAFT, INNOVATION, DIGITALISIERUNG
UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN

Jan Michalski
Matthias Altmann
Ulrich Bünger
Werner Weindorf

Mai 2019



ludwig bolkow
systemtechnik

www.lbst.de

INHALT

TABELLEN	7
ABBILDUNGEN	9
ABKÜRZUNGEN	15
1 HINTERGRUND UND AUFGABENSTELLUNG	17
1.1 Hintergrund zur Fragestellung.....	17
1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise	18
2 METHODIK	20
2.1 Grenzen des Energiesystems	21
2.2 Vorgelagerte Analysen.....	23
2.3 Marktmodell und Netzsimulation	26
2.4 Abschließende Auswertung	28
3 DEFINITION DER SZENARIEN UND ANNAHMEN	30
3.1 Definition der Szenarien.....	30
3.2 Allgemeine Rahmenbedingungen	32
3.3 Annahmen Energienachfrage	38
3.3.1 Industrie	38
3.3.2 Gebäudesektor.....	44
3.3.3 Verkehr.....	48
3.4 Annahmen Erzeugung, Umwandlung und Speicherung von Energie.....	51
3.5 Annahmen Energietransport	56
4 ERGEBNISSE AUS DER MODELLIERUNG DES ENERGIESYSTEMS	60
4.1 Erwartete Energienachfrage	60
4.1.1 Allgemeine Entwicklungen in Deutschland.....	60
4.1.2 Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland.....	64
4.1.3 Spezifische Entwicklungen in Nordrhein- Westfalen	66

4.2	Optimale Auslegung des Energiesystems.....	70
4.2.1	Bereitstellung von Energie	70
4.2.2	Bedarf an Systemflexibilität	78
4.2.3	Transport von Strom und Wasserstoff	93
4.3	Kosten-Nutzen-Analyse von Wasserstoff.....	100
4.3.1	Vergleich der Systemkosten.....	101
4.3.2	Bewertung von Wasserstoff.....	109
4.4	Weitere Einflussfaktoren auf das Energiesystem.....	114
4.4.1	Vor- und Nachteile inländischer Produktion von Wasserstoff	114
4.4.2	Nutzung von Wasserstoff in der Stahlindustrie.....	123
4.4.3	Rolle von Power-to-Methane	126
4.4.4	Rolle von Power-to-Liquid in Schiff- und Luftfahrt	130
4.4.5	Technologiemix der EE-Anlagen	134
5	ANALYSE DER WERTSCHÖPFUNGSEFFEKTE	140
5.1	Annahmen zur Wertschöpfung.....	140
5.1.1	Erneuerbaren Energien	140
5.1.2	H ₂ -Produktion und -Speicherung.....	143
5.1.3	H ₂ -Transport.....	145
5.2	Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff	147
6	INTERPRETATION DER ERGEBNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	156
6.1	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse	156
6.2	Handlungsempfehlungen	167
6.3	Fazit	172
	ANHANG: AUSGEWÄHLTE ERGEBNISSE	174
	LITERATUR	187

TABELLEN

Tabelle 1:	Übersicht über die Szenarien für weitere Analysen	31
Tabelle 2:	Branchenspezifisches Wachstum und Effizienzsteigerung in der deutschen Industrie	34
Tabelle 3:	Relative Entwicklung der Nachfrage im deutschen Personen- und Güterverkehr auf Straße und Schiene.....	35
Tabelle 4:	Technologiemix zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie	39
Tabelle 5:	Annahmen zu Produktionsverfahren in der deutschen Stahlindustrie	40
Tabelle 6:	Nachfrage nach Basisstrom und Wärme im deutschen Gebäudesektor in TWh/a	45
Tabelle 7:	Technologiemix zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor	46
Tabelle 8:	Technologiemix zur Bereitstellung von Fernwärme	47
Tabelle 9:	Technologiemix im Verkehr	48
Tabelle 10:	Spezifischer Kraftstoffverbrauch im Personenverkehr	50
Tabelle 11:	Spezifischer Kraftstoffverbrauch im Güterverkehr	50
Tabelle 12:	Techno-ökonomische Parameter für Kraftwerke und Elektrolyse	53
Tabelle 13:	Annahmen zur EE-Stromerzeugung	54
Tabelle 14:	Spezifische Kosten der EE-Stromerzeugung.....	54
Tabelle 15:	Datengrundlage für EE-Einspeisepprofile.....	55
Tabelle 16:	Techno-ökonomische Parameter für Energiespeicher.....	56
Tabelle 17:	Transportentfernungen zwischen den gewählten Regionen bzw. Knotenpunkten des vereinfachten Strom- und Gasnetzes in km	59
Tabelle 18:	Strombedarf, optimale Auslegung der EE-Anlagen sowie EE-Anteil am Strombedarf in Deutschland	75
Tabelle 19:	Jahreshöchstlast, maximale Residuallast und Beitrag der verschiedenen Maßnahmen zur Systemflexibilität in Deutschland in GW	90
Tabelle 20:	Erwartete Entwicklung der spezifischen Kosten für Verteilnetz sowie H ₂ -Tankstellen und Ladeinfrastruktur auf Basis von Literaturwerten in €/MWh bzw. €/(Fhgz. *a)	108

Tabelle 21:	Annahmen zum Technologiemix der EE-Anlagen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse.....	134
Tabelle 22:	Annahmen zu Wertschöpfungseffekten der EE- Stromerzeugung	142
Tabelle 23:	Annahmen zu Wertschöpfungseffekten der H ₂ - Produktion und -Speicherung	144
Tabelle 24:	Annahmen zu Wertschöpfungseffekten des H ₂ - Transportes	146
Tabelle 25:	Qualitative Bewertung der Wertschöpfungspotenziale von H ₂ - Anwendungstechnologien.....	155
Tabelle 26:	Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen	171

ABBILDUNGEN

Abbildung 1:	Struktur der eingesetzten Modellierungsumgebung	20
Abbildung 2:	Grenzen des Energiesystems in der Modellierung	21
Abbildung 3:	Beispiel für den ermittelten Stromaustausch zwischen Deutschland und einem benachbarten Land in einem prototypischen Jahr	25
Abbildung 4:	Systematik der untersuchten Szenarien	30
Abbildung 5:	Angenommene Energiepreise in €/MWh.	37
Abbildung 6:	Regionale Aufteilung von Deutschland und Nordrhein-Westfalen.....	38
Abbildung 7:	Angenommene Kapazität der flexiblen Kraftwerke in GW.....	52
Abbildung 8:	Existierende Kapazitäten der Stromübertragung sowie der für Deutschland relevanten Grenzkuppelstellen (2030/2050) in GW	57
Abbildung 9:	Existierende Kapazitäten der Stromübertragung sowie der für Nordrhein-Westfalen relevanten Grenzkuppelstellen (2030/2050) in GW	58
Abbildung 10:	Jährliche Endenergienachfrage nach Sektoren (oben) und Energieträgern (unten) in Deutschland in TWh/a	61
Abbildung 11:	Jährliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse in den einzelnen Sektoren in Deutschland in TWh _{H2} /a (bezogen auf den unteren Heizwert)	66
Abbildung 12:	Jährliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse in den einzelnen Sektoren in Nordrhein-Westfalen in TWh _{H2} /a	67
Abbildung 13:	Regionale Verteilung der jährlichen H ₂ -Nachfrage in NRW mit Fokus auf Elektrifizierung (links) und H ₂ (rechts)	69
Abbildung 14:	Einspeisung in TWh (oben) und installierte Leistung der fluktuierenden EE-Anlagen in Deutschland in GW (unten)	71
Abbildung 15:	Einspeisung in TWh/a (links) und installierte Leistung der fluktuierenden EE-Anlagen in den einzelnen Planungsregionen in Nordrhein- Westfalen in GW (rechts).....	72

Abbildung 16:	Strombereitstellung durch regelbare Kraftwerke in Deutschland in TWh/a (GuD = Gas- und Dampfturbine; GT = Gasturbine; BZ = Brennstoffzelle).....	74
Abbildung 17:	Strombereitstellung durch regelbare Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen in TWh/a	78
Abbildung 18:	Installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW.....	80
Abbildung 19:	Installierte Leistung der Stromspeicher in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW.....	82
Abbildung 20:	Kapazität der Energiespeicher in Deutschland (oben) und NRW (unten) in TWh	84
Abbildung 21:	Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW bzw. Volllaststunden.....	86
Abbildung 22:	Installierte Leistung der Elektrolyse in GW (oben) und der H ₂ -Speicher in TWh (unten) in NRW mit Fokus auf Elektrifizierung (links) und H ₂ (rechts) in 2050 bei einem THG-Reduktionsziel von 95%.	87
Abbildung 23:	Energiemenge und Leistung von Demand Side Management (Bedarfsmanagement) in Deutschland in TWh/a bzw. in GW	88
Abbildung 24:	Abregelung der EE-Anlagen in Deutschland in TWh/a bzw. in % der jährlichen Einspeisung	89
Abbildung 25:	Stündlicher Verlauf der Stromproduktion und – nachfrage beim Fokus auf Elektrifizierung im Szenario 5 (THG-Minderungsziel von 95% bis 2050) innerhalb einer Beispielwoche im Winter (Dunkelflaute im Januar - oben) und Sommer (EE-Überschuss im Juli – unten)	91
Abbildung 26:	Stündlicher Füllstand der Stromspeicher während einer Dunkelflaute im Januar (oben) bzw. der H ₂ -Speicher im Jahresverlauf (unten) beim Fokus auf Elektrifizierung im Szenario 5 (THG-Minderungsziel von 95% bis 2050).....	93
Abbildung 27:	Energieübertragung nach Energieträgern in Deutschland in TWh/a	95
Abbildung 28:	Saldo der Stromübertragung (oben) bzw. des H ₂ -Transports (unten) zwischen den Regionen in Deutschland in TWh/a bzw. TWh _{H₂} /a (positiver	

	Wert = Abfluss in andere Regionen / negativer Wert = Zufluss aus anderen Regionen)	97
Abbildung 29:	Kumulierte Kapazität der Strom- und Gasleitungen in Deutschland in GW	98
Abbildung 30:	Ausbaubedarf an HGÜ in Deutschland und NRW in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 95% und Fokus auf Elektrifizierung (oben) bzw. Wasserstoff (unten) in GW	100
Abbildung 31:	Bedarf an H ₂ -Leitungen in Deutschland und NRW in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 95% in GW.....	100
Abbildung 32:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Mrd. €/a sowie THG Emissionen in Mio. t _{CO2} /a.....	101
Abbildung 33:	Jährliche Kosten der Flexibilisierung im deutschen Energiesystems in Mrd. €/a	103
Abbildung 34:	Jährliche Kosten des Energietransports in Deutschland in Mrd. €/a	104
Abbildung 35:	Jährliche Kosten des Energiesystems in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 80% in Abhängigkeit vom H ₂ -Anteil in Mrd. €/a (links: Gesamtkosten des Systems; rechts: detaillierte Aufschlüsselung der entsprechenden Kosten der Flexibilisierung aus der linken Grafik)	105
Abbildung 36:	Literaturbasierte Bandbreiten der spezifischen jährlichen Kosten der Verteilnetze für Strom und Wasserstoff in €/MWh (links) sowie H ₂ -Tankstellen und Ladeinfrastruktur in €/Fahrzeug (rechts).....	106
Abbildung 37:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems inklusive der erwarteten Verteilkosten auf Basis der Literaturergebnisse in Mrd. €/a (erwartete Entwicklung entspricht den Werten aus Tabelle 20)	109
Abbildung 38:	Gesamte CO ₂ -Emissionen in Deutschland in Mio. t _{CO2} /a.....	110
Abbildung 39:	THG-Vermeidungskosten (€/t _{CO2}) und die dazugehörigen THG-Emissionen (Mio. t _{CO2} /a) im deutschen Energiesektor	111
Abbildung 40:	Durchschnittliche Gestehungskosten für Strom (€/MWh) und Wasserstoff (€/kg _{H2}) in Deutschland	113

Abbildung 41:	Jährliche Stromerzeugung in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland in TWh/a	116
Abbildung 42:	Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland	117
Abbildung 43:	Installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in Deutschland (oben) und NRW (unten) in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland in GW	118
Abbildung 44:	Kapazität der Energiespeicher in Deutschland (oben) und NRW (unten) in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland in TWh	119
Abbildung 45:	Energieübertragung nach Energieträgern in Deutschland in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland in TWh/a	120
Abbildung 46:	Kumulierte Kapazität der Strom- und Gasleitungen in Deutschland in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland in GW	121
Abbildung 47:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Abhängigkeit von H ₂ -Importen nach NRW und Deutschland in Mrd. €/a (gepunktet: Bandbreite als Ergebnis unterschiedlich hoher Wasserstoffimportpreise)	122
Abbildung 48:	Jährliche Stromerzeugung in TWh/a (links) sowie installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in GW (rechts) in Deutschland in Abhängigkeit von der H ₂ -Nutzung in der Stahlindustrie	124
Abbildung 49:	Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW bzw. Volllaststunden in Abhängigkeit von H ₂ -Nutzung in der Stahlindustrie	125
Abbildung 50:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Abhängigkeit von H ₂ -Nutzung in der Stahlindustrie in Mrd. €/a	126
Abbildung 51:	Jährliche Stromerzeugung als Folge des Einsatzes von PtCH ₄ in TWh/a	128
Abbildung 52:	Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw.	

	Volllaststunden als Folge des Einsatzes von PtCH ₄	129
Abbildung 53:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems als Folge des Einsatzes von PtCH ₄ in Mrd. €/a.....	130
Abbildung 54:	Jährliche Stromerzeugung in TWh/a (links) und installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in GW (rechts) in Deutschland als Folge des Einsatzes von PtL	131
Abbildung 55:	Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden als Folge des Einsatzes von PtL	132
Abbildung 56:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems (links) sowie der dazugehörigen Flexibilisierung (rechts) im deutschen Energiesystems in Mrd. €/a in Folge des Einsatzes von PtL.....	133
Abbildung 57:	Jährliche Stromerzeugung in Abhängigkeit vom Technologiemit der EE-Anlagen in TWh/a.....	135
Abbildung 58:	Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemit	136
Abbildung 59:	Kapazität der Energiespeicher in Deutschland in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemit in TWh.....	137
Abbildung 60:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemit in Mrd. €/a.....	138
Abbildung 61:	Jährliche Kosten der Flexibilisierung im deutschen Energiesystems in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemit in Mrd. €/a.....	138
Abbildung 62:	Inländische Wertschöpfung durch Wasserstoff in Deutschland (oben) und Nordrhein-Westfalen (unten) in Mrd. €/a	148
Abbildung 63:	Inländische Arbeitsplatzeffekte durch Wasserstoff in Deutschland (oben) und Nordrhein-Westfalen (unten) in Tsd. Arbeitsplätzen.....	150
Abbildung 64:	Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems unterteilt nach inländischer und	

ausländischer Wertschöpfung sowie im Vergleich
zu heutigen Energieimporten in Mrd. €/a..... 151

ABKÜRZUNGEN

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
BEV	Battery Electric Vehicle (batterie-elektrische Fahrzeuge)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Coefficient Of Performance
DC	Direct current (Gleichstrom)
DRI	Direct Reduced Iron
DRI-H ₂	Direktreduktion auf H ₂ -Basis
DSM	Demand Side Management (Bedarfsmanagement)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
EL	Elektrifizierung
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellen-Fahrzeuge)
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbinen
H ₂	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HRS	Hydrogen refueling station (H ₂ -Tankstelle)
IEA	Internationale Energieagentur
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
LKW	Lastkraftwagen
LNF	leichte Nutzfahrzeuge
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry (Landnutzung, -sänderung und Forstwirtschaft)
NEP	Netzentwicklungsplan
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
PKW	Personenkraftwagen
PtCH ₄	Power-to-Methane
PtH	Power-to-Heat
PtH ₂	Power-to-Hydrogen
PtL	Power-to-Liquid
PtM	Power-to-Methanol
PV	Photovoltaik

TCO	Total Cost of Ownership
THG	Treibhausgase
Vlh/a	Volllaststunden pro Jahr

1 HINTERGRUND UND AUFGABENSTELLUNG

1.1 Hintergrund zur Fragestellung

Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) unterliegt das Energiesystem in Deutschland einem grundlegenden Wandel. Einerseits leistet die Energiewende nicht nur den entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz, sondern bietet auch wirtschaftliche Chancen durch neue Arbeitsplätze, Wirtschaftswachstum und Reduktion der Importabhängigkeit von fossilen Rohstoffen. Andererseits führt aber die witterungsabhängige Einspeisung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen dazu, dass die Stromerzeugung zeitlich und räumlich unabhängig vom Bedarf erfolgt. Diese Schwankungen werden heute durch eine Reihe von Flexibilisierungsmaßnahmen wie zum Beispiel schnell regelbare Kraftwerke, Netzwerkmanagement (inklusive Redispatch und Einspeisemanagement) und zum Teil Bedarfsmanagement ausgeglichen. Langfristig werden aber mit zunehmendem Anteil an Photovoltaik- und Windstrom zusätzlich neben Kurzzeitspeichern wie Pumpspeichern oder stationären Batterien auch solche Energiespeicher benötigt, die in der Lage sind, große Energiemengen über längere Zeiträume von mehreren Tagen, Wochen und gegebenenfalls auch Monaten zu speichern.

Ein weiteres wesentliches Merkmal des zukünftigen Energiesystems wird außerdem die Notwendigkeit einer zunehmenden Kopplung der verschiedenen Endverbrauchssektoren sein. Diese wird dadurch erfolgen, dass der erneuerbare Strom entweder direkt genutzt oder nach Umwandlung in andere Energieträger allen Endverbrauchssektoren wie Wärme, Verkehr oder Industrie verfügbar gemacht wird.

In diesem Zusammenhang wird Wasserstoff, der vornehmlich mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom produziert werden wird, zu einem universellen Energieträger, der in allen Energiesektoren eingesetzt werden kann. Zentraler Aspekt seiner Universalität ist die Möglichkeit, Wasserstoff als chemischen Energieträger für die Langzeitspeicherung großer Energiemengen insbesondere im saisonalen Kontext zu nutzen. Darüber hinaus kann die Elektrolyse als flexible Last zum Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung eingesetzt werden. In Verbindung mit der bereits existierenden Gasinfrastruktur (Gastransport- und -verteilnetz und Gasspeicher ggf. nach entsprechender Modifizierung) kann Wasserstoff zudem dazu beitragen, den zukünftigen von der Öffentlichkeit nicht als konfliktfrei gesehenen Ausbaubedarf der Stromübertragungsnetze zu begrenzen.

1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Zielsetzung für die vorliegende Studie ist eine genauere Untersuchung der Faktoren, die eine Nutzung der ökonomischen und klimarelevanten Potenziale von Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen und in Deutschland bedingen. Dafür wird für die Zeithorizonte 2030 und 2050 auf Basis einer Energiesystemanalyse die Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie eines zukünftigen Energiesystems am Wirtschaftsstandort NRW bzw. dessen Übertragung auf die Bundesebene näher beleuchtet. Zusätzlich werden mit Hilfe eines integrierten Strommarktmodells die entsprechenden Anforderungen an die relevanten Energieinfrastrukturen in den jeweiligen Sektoren unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen herausgearbeitet. Dabei wird insbesondere auch verglichen, wie sich diese Anforderungen in zentralen und dezentralen Systemansätzen unterscheiden.

Auf diese Weise wird eine für das Land NRW differenzierte Bewertung des Energieträgers Wasserstoffs sowohl auf der Nachfrage- als auch Anbieterseite vorgenommen. Die Arbeiten werden durch eine Diskussion der wirtschaftlichen Chancen und Wertschöpfungspotenziale für den Standort NRW und eine Analyse der resultierenden Beiträge zum Klimaschutz ergänzt. Die Ergebnisse liefern eine fundierte Basis für Entscheidungen zur mittel- und langfristigen strategischen Ausrichtung des Landes mit Blick auf die zukünftige Rolle und Anwendungsszenarien von Wasserstoff.

Die Studie hat folgenden Aufbau. In **Kapitel 2** wird die eingesetzte Methodik im Detail vorgestellt und die Grenzen des betrachteten Energiesystems aufgezeigt. Anschließend beinhaltet **Kapitel 3** die Definition der Szenarien sowie die zugrunde liegenden Annahmen und Inputparameter für weitere Untersuchungen. Dabei wird insbesondere auch die potenzielle Nachfrage nach Wasserstoff in den einzelnen Verbrauchssektoren näher beleuchtet.

Die Analysen des Energiesystems hinsichtlich der ökonomischen Chancen von Wasserstoff und seiner möglichen Beiträge zum Klimaschutz werden in **Kapitel 4** durchgeführt. Dazu wird zunächst im Rahmen der Modellierung die optimale Auslegung des Energiesystems hinsichtlich der kostenminimalen Dimensionierung und Einsatzplanung der verschiedenen Erzeugungs-, Wandlungs-, Speicherungs- und Transporttechnologien für Strom und Wasserstoff bestimmt. Darauf aufbauend wird eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse des breiten Einsatzes von Wasserstoff im Vergleich zum breiten Einsatz von Strom im Endverbrauch durchgeführt. Zudem zeigt eine umfassende Sensitivitätsanalyse den Einfluss weiterer Faktoren wie zum

Beispiel Import von Wasserstoff oder dessen Nutzung in der Stahlindustrie auf das Energiesystem in Deutschland und Nordrhein-Westfalen auf.

Kapitel 5 widmet sich einer genaueren Analyse der Wertschöpfungseffekte von Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen, die nicht nur volkswirtschaftliche Potenziale im Sinne der Wertschöpfungstiefe sondern auch Arbeitsplatzeffekte umfassen. Die Studie schließt mit einem umfassenden Fazit in **Kapitel 6** ab. Dazu werden wesentliche Ergebnisse zusammengefasst und interpretiert, offene Fragestellungen diskutiert sowie entsprechende Handlungsempfehlungen für eine mittel- und langfristige Strategie des Landes Nordrhein-Westfalen ausgesprochen.

2 METHODIK

Die detaillierte Untersuchung des Energiesystems NRW und Deutschland in dieser Studie erfolgt in einer integrierten Modellierungsumgebung, die speziell für Analysen der Sektorenkopplung sowie der Infrastrukturen für die beiden Energieträger Strom und Gas (Wasserstoff und/oder Methan) entwickelt wurde. Sie besteht aus mehreren Modulen, die über geeignete Schnittstellen aufeinander aufbauen. Abbildung 1 stellt die grundsätzliche Struktur der eingesetzten Modellierungsumgebung dar. Ausgehend von einer Reihe an Inputparametern wird zunächst in jeweils separaten Modulen eine vorgelagerte Analyse der Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, der Energienachfrage in den verschiedenen Verbrauchssektoren sowie des Stromaustausches mit dem Ausland durchgeführt (Kapitel 2.2).

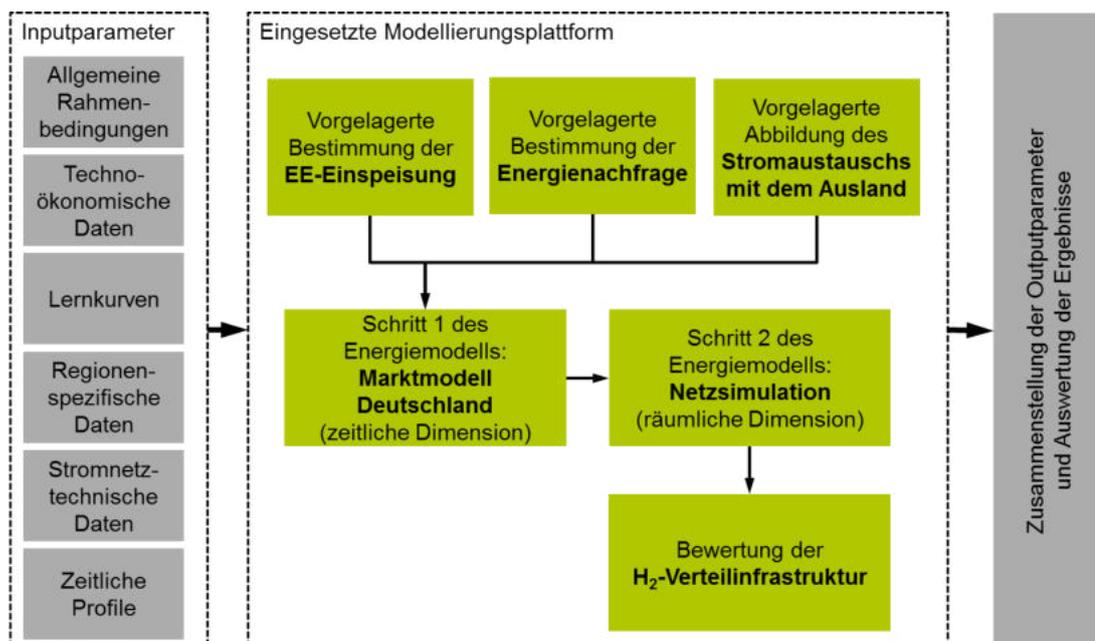


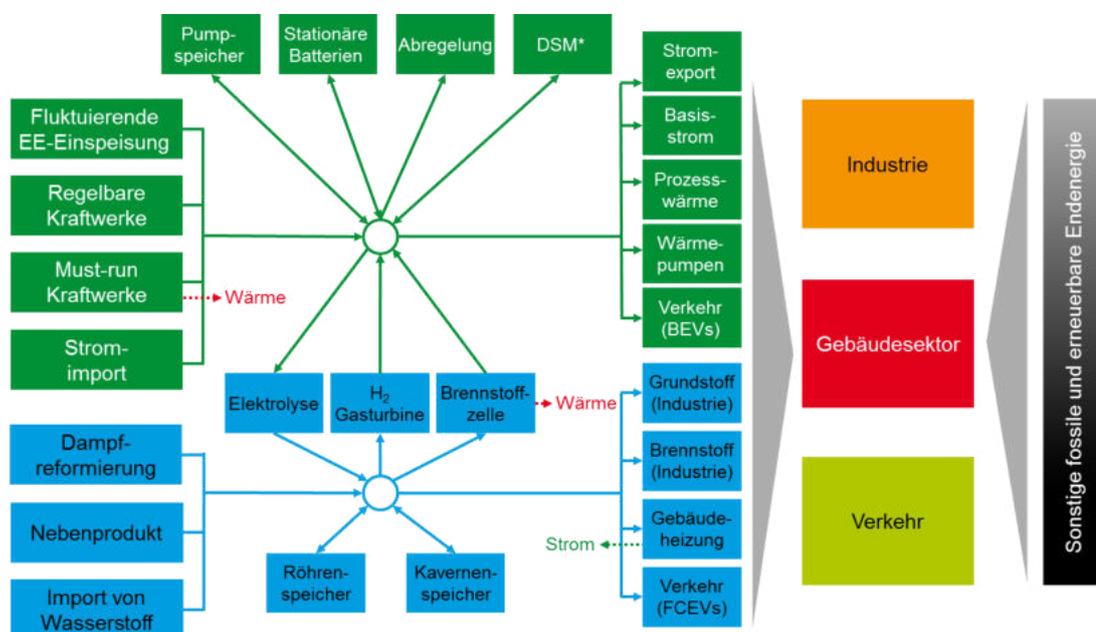
Abbildung 1: Struktur der eingesetzten Modellierungsumgebung

Die Ergebnisse dieser Analysen stellen einen wichtigen Input für die eigentliche Modellierung des Energiesystems dar, die entsprechend der zeitlichen und räumlichen Dimension des mathematischen Problems in zwei sequentiellen Schritten durchgeführt wird (Kapitel 2.3). Der erste Schritt minimiert die Gesamtkosten des Energiesystems für ein prototypisches Jahr in stundenscharfer Auflösung (zeitliche Dimension) unter Vernachlässigung der Netzrestriktionen (d.h. unter der Annahme einer ‚Kupferplatte‘ für Strom bzw. ‚Badewanne‘ für Gas). Im zweiten Schritt wird dann für jede Stunde des

vorab zeitlich modellierten prototypischen Jahres jeweils eine integrierte und kostenoptimierte Netzsimulation der beiden Infrastrukturen Strom und Gas (räumliche Dimension) berechnet. Abschließend kann in einem weiteren Modul die Verteilinfrastruktur innerhalb der Regionen, die zu einzelnen Netzknoten zusammengefasst wird, untersucht sowie eine abschließende Auswertung der Gesamtergebnisse durchgeführt werden (Kapitel 2.4).

2.1 Grenzen des Energiesystems

Die Energienachfrage im Rahmen dieser Studie wird grundsätzlich in die drei Verbrauchssektoren Industrie, Gebäude und Verkehr unterteilt (siehe Abbildung 2). Während für den Sektor Industrie der Energiebedarf (Basisstrom und Prozesswärme) aus industriellen Produktionsprozessen subsummiert wird, umfasst der Gebäudesektor den Basisstrom sowie Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte, von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie sonstiger industrieller Gebäude. Der Verkehr umfasst den Kraftstoffbedarf aus Güter-, öffentlichem Personennah- und Individualverkehr auf Straße und Schiene.



* DSM – Demand Side Management (Bedarfsmanagement)

Abbildung 2: Grenzen des Energiesystems in der Modellierung

Dabei berücksichtigt die Studie explizit die beiden Energieträger Strom und Wasserstoff. In Sensitivitätsanalysen werden außerdem auch gasförmige

und flüssige synthetische strombasierte Energieträger (z.B. Methangas bzw. Benzin/Diesel) vereinfacht behandelt. Der Basisstrom dient zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie, die sowohl im Gebäudesektor (z.B. für Haushalts- oder Bürogeräte) als auch in der Industrie (z.B. für den Betrieb von industriellen Maschinen) traditionell bereits heute zu bedienen ist. Zusätzlicher Strom wird außerdem für den Betrieb von Wärmepumpen im Gebäudesektor oder als Kraftstoff für batterie-elektrische Fahrzeuge (Battery Electric Vehicles – BEVs) im Verkehr oder zur Erzeugung von Prozesswärme benötigt, die im Rahmen der Dekarbonisierung des künftigen Energiesystems verstärkt eingesetzt werden.

Die gesamte Stromnachfrage wird zunehmend durch fluktuierende EE-Einspeisung aus Windkraftanlagen (onshore und offshore), Photovoltaik (PV) sowie Laufwasserkraftwerken bedient. Ergänzend dazu können regelbare Kraftwerke eingesetzt werden, die entweder auf dem Einsatz von Bioenergie (Biomasse und Biogas) oder von fossilen Energieträgern Braun- und Steinkohle, Erdgas (Gasturbinen sowie Gas- und Dampfturbinen) oder Öl basieren. Ein Teil der regelbaren Kraftwerke wird auch zur Bereitstellung von Wärme (z.B. Fernwärme) benötigt, sodass diese Anlagen teilweise in ihrer Flexibilität wieder eingeschränkt werden (sog. Must-run Kraftwerke). Zusätzliche Flexibilität im Stromsystem wird durch Speicher (Pumpspeicher und stationäre Batterien), Abregelung der EE-Anlagen sowie Bedarfsmanagement (Demand Side Management – DSM) zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus umfasst das Modell auch den Import und Export von Strom zwischen NRW und Deutschland sowie zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland. Der Energietransport zwischen den einzelnen Netzknoten innerhalb NRWs bzw. Deutschlands wird über ein geeignetes Stromnetz gewährleistet.

Der Wasserstoff wird als universeller Energieträger ebenfalls in allen drei Verbrauchssektoren eingesetzt. In der Industrie wird er sowohl als Brennstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme als auch als Grundstoff zur weiteren stofflichen Nutzung (z.B. in der chemischen Industrie oder Stahlindustrie) verwendet. Im Gebäudesektor wird mit Brennkesseln oder lokalen Brennstoffzellensystemen aus Wasserstoff entsprechende Wärmeenergie bereitgestellt, während er im Verkehr als Kraftstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicles – FCEVs) verwendet wird.

Die Wasser-Elektrolyse stellt ein wesentliches Bindeglied zwischen den beiden Infrastrukturen Strom und Wasserstoff dar (Power-to-Gas). Sie wandelt nicht nur Strom in Wasserstoff für die einzelnen Verbrauchssektoren um und ist damit die Schlüsseltechnologie zur Erzeugung grünen

Wasserstoffs, sondern kann auch als flexible Last zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. Analog dazu können geeignete Gasturbinen- und Brennstoffzellensysteme elektrische Energie aus Wasserstoff wieder zurückgewinnen und ähnlich wie regelbare Kraftwerke flexibel zur Deckung der direkten Stromnachfrage beitragen. Die dabei entstehende Abwärme kann außerdem als Nebenprodukt im Wärmesektor synergetisch genutzt werden. Die Brennstoffzellensysteme stehen nicht nur als große zentrale Einheiten sondern auch als kleine Blockheizkraftwerke im Gebäudesektor zur synergetischen Strom- und Wärmeerzeugung (sog. mikro-BZ-BHKWs) zur Verfügung. Neben der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff berücksichtigt die Analyse auch traditionelle Erzeugung mittels Dampfreformierung von Erdgas, Nebenprodukt Wasserstoff aus chemischen Prozessen (z.B. aus der Chlorherstellung) sowie Wasserstoffimporte aus dem Ausland. Die Infrastruktur für Wasserstoff wird dabei durch entsprechende Speicher (Salzkavernen sowie Röhrenspeicher) sowie dedizierte Rohrleitungen (z.B. aus Umwandlung von nicht mehr benötigten Erdgasleitungen) ergänzt.

Neben Strom und Wasserstoff wird die Energienachfrage in den einzelnen Verbrauchssektoren auch durch weitere Energieträger bedient, die entweder erneuerbar (z.B. Biomasse zur Wärmebereitstellung oder Biokraftstoffe im Verkehr) oder fossil (z.B. fossiles oder synthetisches Methan im Gebäude- und Industriesektor oder Diesel im Verkehr) bereitgestellt werden. Diese Energieträger werden zwar in den entsprechenden Energie- und CO₂-Bilanzen ausgewiesen, sie werden jedoch nicht explizit modelliert. In diesem Zusammenhang bleibt die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz unberücksichtigt, während die Erzeugung und Verteilung von synthetischem Methan (sog. Power-to-Methane - PtCH₄) in dieser Studie im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse vereinfacht behandelt wird.

2.2 Vorgelagerte Analysen

In den vorgelagerten Modulen der Modellierungsplattform wird eine Reihe wichtiger Parameter für die eigentliche Optimierung des Energiesystems im Vorfeld festgelegt. Dazu gehört die Bestimmung der Einspeisung aus EE-Kraftwerken, die in der weiteren Modellierung zur Bestimmung der Residuallast für Strom angenommen wird. Dazu wird auf Basis historischer Werte das stündliche Einspeiseprofil unterschiedlicher EE-Technologien für die einzelnen Regionen (Netzknoten) ermittelt, um auf diese Weise der Wetterabhängigkeit der fluktuierenden Stromerzeugung Rechnung zu tragen. Durch eine Rückkopplung mit der Energienachfrage wird sichergestellt, dass

sich die gesamte jährliche Strommenge aus erneuerbaren Energien am Bedarf nach elektrischer Energie in den jeweiligen Szenarien orientiert.

In Bezug auf die Energienachfrage wird in einem separaten Modul zunächst ausgehend von den allgemeinen Rahmenbedingungen wie zum Beispiel der erwarteten Entwicklung der Bevölkerungszahl oder der Verkehrsleistung der absolute Energiebedarf in den verschiedenen Verbrauchssektoren bestimmt. Dabei werden im Sinne eines Bottom-Up-Ansatzes die einzelnen Marktsegmente des jeweiligen Sektors näher betrachtet, z.B. Güterstraßenverkehr unterteilt in leichte Nutzfahrzeuge (LNF) sowie leichte (<12 t) und schwere (< 40 t) LKW. Auf Basis szenarioabhängiger Annahmen zum Technologiemix (z.B. im Verkehr repräsentiert durch die relativen Anteile der verschiedenen Antriebskonzepte) wird dann die Strom- und Wasserstoffnachfrage der einzelnen Marktsegmente ermittelt, die schließlich zur Nachfrage des jeweiligen Sektors aggregiert werden. Mithilfe geeigneter Schlüssel (z.B. Bevölkerungs- oder Beschäftigtenverteilung) wird zudem die regionale Verteilung des Energiebedarfs auf die Regionen bzw. Netzknoten durchgeführt. Darüber hinaus dienen synthetische Zeitprofile der stundenscharfen Verteilung der Energienachfrage innerhalb eines prototypischen Jahres.

Ein weiteres Modul der vorgelagerten Analysen beinhaltet die vereinfachte Abbildung des Stromaustausches mit dem benachbarten Ausland. Da aufgrund der geographischen Lage Deutschlands die Stromübertragung im europäischen Verbund ein wesentlicher Bestandteil des heutigen Energiesystems ist, spielen der Transport von ausländischem Strom zwischen den europäischen Partnern durch Deutschland hindurch (d.h. Stromtransit) sowie der explizite Stromimport und -export von und nach Deutschland eine wichtige Rolle bei der optimalen Ausgestaltung der entsprechenden Infrastrukturen. So kann einerseits die Kapazität der vorhandenen Netze durch den Stromtransit in andere Länder beansprucht werden. Andererseits bietet aber der Stromaustausch mit dem Ausland (d.h. expliziter Nettoimport oder -export) eine zusätzliche Chance, die fluktuierende EE-Stromerzeugung durch geeignete Maßnahmen auszugleichen und kann damit zur Stabilisierung des deutschen Energiesystems beitragen. Um diesem wichtigen Element des heutigen Energiesystems auch für die Zukunft Rechnung zu tragen, wird in einem separaten Modul der Stromaustausch mit dem Ausland explizit abgebildet. Um den zu untersuchenden Lösungsraum bei der Optimierung des Energiesystems in den darauf folgenden Modulen zu begrenzen, wird dafür ein vereinfachter Ansatz gewählt.

Dazu werden historische Zeitreihen für den Stromaustausch zwischen den betroffenen Netzknoten in Deutschland und dem benachbarten Ausland so lange iterativ angepasst, bis das vorgegebene Handelssaldo¹ sowie die erwartete Profilform erreicht werden. Diese Anpassung erfolgt dabei durch horizontale Verschiebung der Profile, die den Durchschnitt der Energieflüsse modifiziert, sowie deren Verzerrung, die die dazugehörigen Extremwerte beeinflusst. Gleichzeitig müssen als Nebenbedingung die prognostizierte Kapazität der Kuppelstellen sowie die Grenzwerte der Indikatoren eingehalten werden, die die erwartete EE-Einspeisung im benachbarten Ausland widerspiegeln (z.B. Volatilität bzw. Standardabweichung der Profile als Indikator für fluktuierende Wind und PV-Produktion). Abbildung 3 zeigt als Beispiel das Ergebnis eines künftigen Stromaustausches zwischen Deutschland und einem benachbarten Land für ein prototypisches Jahr.

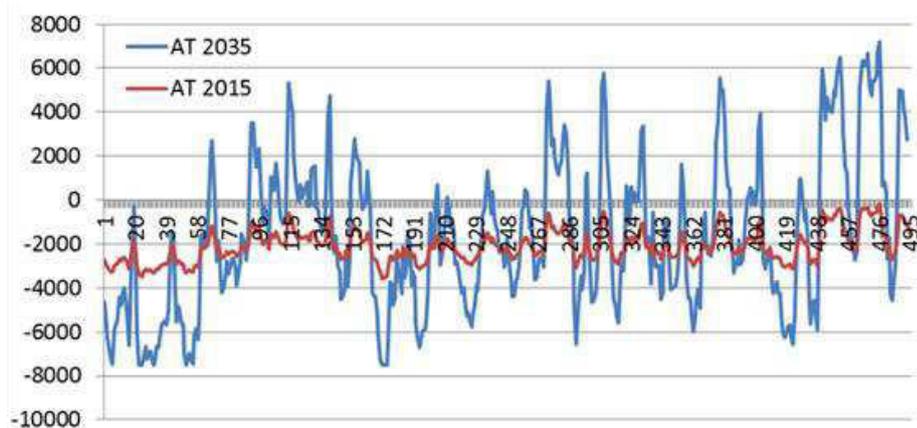


Abbildung 3: Beispiel für den ermittelten Stromaustausch zwischen Deutschland und einem benachbarten Land in einem prototypischen Jahr

Die vorgestellte Methodik bildet die Realität stark vereinfacht ab und kann eine vollumfängliche Simulation des europäischen Energiesystems nicht ersetzen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu überlegen, inwieweit die Anpassung der historischen Daten die tatsächliche Entwicklung der künftigen Infrastruktur wiedergeben kann, die sich im Vergleich zu heute durch voranschreitende Dekarbonisierung stark verändern wird. Prinzipiell

¹ Dabei wird in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan Strom (NEP-Strom) typischerweise unterstellt, dass Deutschland in der langfristigen Perspektive ein ausgeglichenes Handelssaldo mit dem benachbarten Ausland anstrebt.

wird die Ungenauigkeit dieser Methodik durch die hohe Sensitivität der optimalen Netzauslegung gegenüber den kritischen Netzzuständen verstärkt, die typischerweise in nur wenigen Stunden des Jahres auftreten und je nach Wetterjahr stark schwanken können. Daher könnte dieser Ansatz zu einer verzerrten Einschätzung sowohl im Hinblick auf die benötigten Netzkapazitäten als auch auf den Beitrag des Stromhandels zur Flexibilisierung des Energiesystems führen.

Jedoch hängt auf der anderen Seite eine vollumfängliche Simulation des europäischen Energiesystems von einer Vielzahl von Parametern ab, die zum Teil grundsätzlich nur schwer prognostizierbar sind (z.B. Ladeverhalten der BEVs) oder für manche Länder nur in unzureichender Qualität vorliegen (z.B. langfristige Ausbaupläne für erneuerbare Energien). Der hier vorgestellte Ansatz stellt daher einen Kompromiss zwischen der Modellkomplexität und Berücksichtigung relevanter Einflussfaktoren dar und kann durch entsprechende Sensitivitätsanalysen ergänzt werden. Er wurde in einer bereits abgeschlossenen Studie unter Mitwirkung der Übertragungsnetzbetreiber im Strom und Gasbereich entwickelt und erfolgreich validiert.

2.3 Marktmodell und Netzsimulation

Die detaillierte Modellierung des Energiesystems in Deutschland und Nordrhein-Westfalen erfolgt entsprechend dem heutigen Marktdesign und in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan Strom in zwei aufeinander folgenden Schritten.

Im ersten Schritt wird zuerst der optimale Betrieb der einzelnen Anlagen (Kraftwerke, Speicher, Elektrolyse, DSM, etc.) in einem gemeinsamen Markt ohne Netzrestriktionen innerhalb eines prototypischen Jahres ermittelt. Das Modell minimiert die Gesamtkosten des Energiesystems und berücksichtigt dabei in stundenscharfer Auflösung simultan sowohl die langfristigen Investitionsentscheidungen als auch die kurzfristige Einsatzplanung für die verfügbaren Technologien. Unter der Annahme einer ‚Kupferplatte‘ für Strom bzw. ‚Badewanne‘ für Gas werden dabei die unterschiedlichen Netzknoten zu einem einzigen Marktgebiet zusammengefasst. Darüber hinaus wird in diesem Zusammenhang ein perfekter Markt (d.h. keine Transaktionskosten, vollständiges und symmetrisches Wissen aller Marktteilnehmer) sowie die perfekte Vorausschau (sog. ‚perfect foresight‘) für alle Stunden des prototypischen Jahres unterstellt. Die dazugehörige Zielfunktion des zugrunde liegende mathematischen Problems wird im Rahmen einer linearen Programmierung minimiert.

Die Marktmodellierung wird in einem zweiten Schritt durch eine räumlich aufgelöste Simulation der beiden Transportnetze für Strom und Wasserstoff ergänzt. Dabei werden die Ergebnisse aus dem ersten Schritt fixiert, nach einem vorgegebenen Schlüssel auf die einzelnen Netzknoten bzw. Regionen verteilt und fließen dann als entsprechende Inputparameter in die Netzmodellierung ein. Innerhalb der Regionen wird dabei idealisierend eine „Kupferplatte“ für Strom bzw. „Badewanne“ für Gas unterstellt. Die Netzsimulation wird sequentiell und unabhängig voneinander für jede Stunde des prototypischen Jahres durchgeführt, sodass die Netzauslegung durch den kritischen Netzzustand in der ungünstigsten Stunde des Jahres bestimmt wird.

Für die Modellierung des Stromnetzes werden Gleichstromleitungen zugrunde gelegt, d.h. ein sog. DC-Netz (Direct Current), die eine gezielte Steuerung der Energieflüsse ermöglicht. Diese Annahme stellt zwar eine starke Vereinfachung dar, die aber eine künftig vermehrt eingesetzte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bereits berücksichtigt und zudem bei einer geringen Anzahl an Netzknotenpunkten bzw. Regionen wie in der vorliegenden Studie ausreichende Genauigkeit bietet. Die Stromimporte und -exporte zur Stabilisierung des Energiesystems in Deutschland werden auf einen maximalen Wert der Stromtransite begrenzt. Das bedeutet, dass zum Beispiel der Strom nach Deutschland nur dann importiert werden kann, wenn er entsprechend dem modifizierten Profil für Stromtransite an der betroffenen Grenzkuppelstelle tatsächlich zur Verfügung steht und ohnehin nach Deutschland fließt. Die maximale Importmenge in einer gegebenen Stunde kann damit nur einen Maximalwert (z.B. 10%) des vorgegebenen Stromtransits betragen. Zudem ist der gesamte Stromtransport (d.h. Stromtransit und Import zur Stabilisierung des Netzes) durch die Kapazität der jeweiligen Grenzkuppelstelle begrenzt. Damit werden dem Stromaustausch mit dem Ausland als aktive Flexibilitätsoption für das deutsche Energiesystem enge Grenzen gesetzt. Diese Randbedingungen spiegeln die Realität wider, da zu erwarten ist, dass das benachbarte Ausland in Zukunft weniger als heute bereit sein dürfte, die gewünschte Strommenge in den kritischen Stunden zu liefern bzw. abzunehmen.

Die Netzmodellierung berücksichtigt außerdem einerseits den Ausbau dedizierter Leitungen für Strom und Wasserstoff sowie ggf. das Netzwerkmanagement, d.h. Re-dispatch der flexiblen Kraftwerke, Abregelung der EE-Anlagen, Einsatz der Elektrolyse als flexible Last und Stromaustausch mit dem Ausland. Andererseits werden jedoch zeitabhängige Parameter wie zum Beispiel Investitionen in

Kraftwerkskapazitäten, Speichernutzung oder DSM in den einzelnen Netzknoten unverändert übernommen. Auf diese Weise wird eine Trennung der zeitlichen und räumlichen Dimensionen des mathematischen Problems erreicht, die realitätsnah ist und zudem die Modellkomplexität reduziert. Dadurch hängt allerdings das Ergebnis der Modellierung auch stärker von der regionalen Verteilung der optimalen Anlagenkapazitäten aus dem ersten Modellierungsschritt ab. Das mathematische Problem in diesem zweiten Schritt wird als ein lineares Programm mit dem Ziel der Minimierung der gesamten Infrastrukturkosten definiert.

2.4 Abschließende Auswertung

Auf der Grundlage der vorhergehenden Optimierung des Energiesystems wird anschließend die Verteilinfrastruktur für Wasserstoff in einer vereinfachten Form bewertet. Da die Netzsimulation nur den Energietransport zwischen den einzelnen Netzknoten beinhaltet, die die entsprechenden Regionen repräsentieren, wird für die Verteilung von Wasserstoff bis zum Endverbraucher innerhalb dieser Regionen weitere Infrastruktur benötigt. Hierfür werden in diesem Modul unterschiedliche Versorgungsfade anhand der verfügbaren Konditionierungs- und Transportoptionen definiert und die dazugehörigen spezifischen Kosten abgeleitet. Basierend auf den knotenscharfen Mengengerüsten und den durchschnittlichen Transportentfernungen kann damit eine pauschale Kostenabschätzung für die benötigte Transportinfrastruktur abgegeben werden, die der erforderlichen Genauigkeit im Rahmen dieser Studie genügt.

Abschließend werden die Outputparameter aus allen Modulen der eingesetzten Modellierungsplattform zusammengefasst und die Endergebnisse in geeigneter Weise ausgewertet. Dazu werden relevante Kenngrößen identifiziert und berechnet (z.B. Auslastung der Anlagen, H₂-Gestehungskosten oder THG-Vermeidungskosten), um so die Ergebnisse der Modellierung im Hinblick auf die zugrundeliegende Fragestellung zu interpretieren.

Insgesamt liegt die Stärke der eingesetzten Modellierung in der Flexibilität der Berechnungen, die vielfältige Analysen für eine Vielzahl an Szenarien und Sensitivitäten erlaubt. Durch geeignete Parameterauswahl, Modellvereinfachungen sowie leicht anpassbare Schnittstellen zwischen den verschiedenen Modulen konnte nicht nur die Rechenzeit stark reduziert werden, sondern es wurde auch das Analyseergebnis und die zugehörigen Kennzahlen auf die vorliegende Fragestellung zugeschnitten. Auf diese Weise konnten im Rahmen des integrierten Systemansatzes umfassende

quantitative Einsichten als Unterstützung der strategischen Entscheidungsfindung erarbeitet werden.

3 DEFINITION DER SZENARIEN UND ANNAHMEN

3.1 Definition der Szenarien

Als Grundlage für die nachfolgenden Arbeiten werden insgesamt sechs Szenarien für das Energiesystem und die erforderlichen Infrastrukturen definiert. Sie repräsentieren jeweils unterschiedliche energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen unter anderem im Hinblick auf Zeithorizont, THG-Minderungsziele sowie die erwartete räumliche Nachfrage nach Wasserstoff in den verschiedenen Verbrauchssektoren. Dabei werden die ökonomischen Chancen von Wasserstoff durch den Vergleich der Gesamtkosten eines Energiesystems mit und ohne dessen Einsatz ermittelt (siehe dazu Abbildung 4).

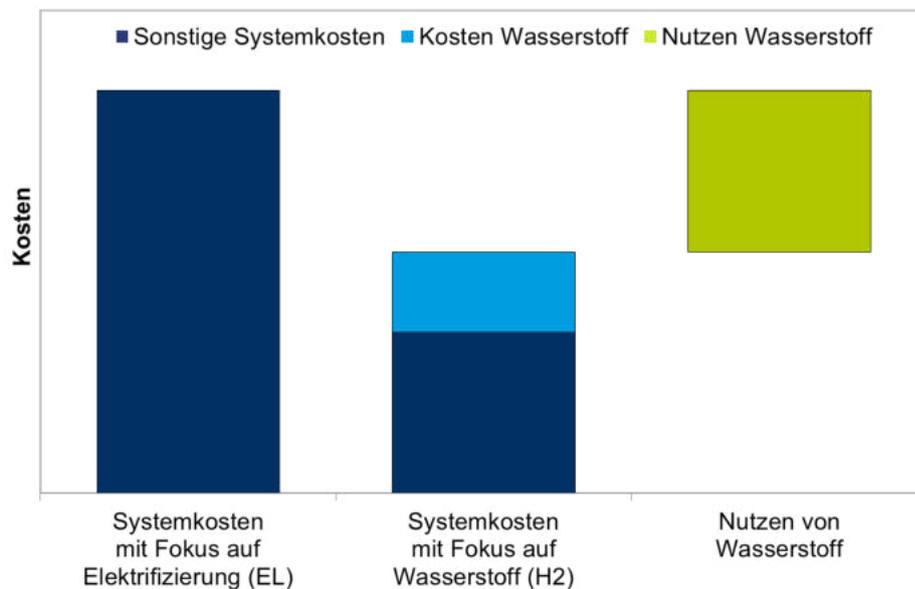


Abbildung 4: Systematik der untersuchten Szenarien

Das bedeutet, dass die Energieversorgung in einem Szenario überwiegend durch den Energieträger Strom dominiert wird, d.h. mit Fokus auf Elektrifizierung (EL) als jeweilige Referenz. In einem weiteren Vergleichsszenario wird zusätzlich Wasserstoff (H₂) als universeller Energieträger eingesetzt, z.B. als Kraftstoff im Verkehr oder als Grundstoff in der Industrie. Das bedeutet auch, dass in den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung die Elektrolyse verbrauchernah installiert wird und Speicherung von Wasserstoff in unterirdischen Salzkavernen nur für Rückverstromung aber nicht für alle andere Endanwendungen zugelassen wird, da die Salzkavernen nur in geologisch geeigneten Regionen, d.h.

überwiegend in Norddeutschland, zur Verfügung stehen. Analog dazu werden in solchen Szenarien keine dedizierten H₂-Gasleitungen in Anspruch genommen, sondern der Energietransport erfolgt über das Stromnetz. Umgekehrt orientiert sich die regionale Verteilung der Elektrolyseanlagen in Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff an den Orten der EE-Erzeugung und wird überwiegend netzdienlich installiert. Außerdem sind in diesen Szenarien sowohl H₂-Salzkavernen als auch dedizierte H₂-Rohrleitungen zugelassen.

Wie in Tabelle 1 zusammengefasst können die sechs Szenarien gemäß den THG-Minderungszielen in drei Gruppen unterteilt werden, die jeweils aus zwei Szenarien mit und ohne eine Infrastruktur für Wasserstoff bestehen.

Tabelle 1: Übersicht über die Szenarien für weitere Analysen

	Szenario 1 (EL)	Szenario 2 (H ₂)	Szenario 3 (EL)	Szenario 4 (H ₂)	Szenario 5 (EL)	Szenario 6 (H ₂)
Ziel für THG Minderung ggü. 1990	55%		80%		95%	
Zeithorizont	2030		2050			
Erwartete Nachfrage nach Wasserstoff	Gering	Hoch	Gering	Hoch	Gering	Hoch
Räumliche Verteilung Elektrolyse nach	H ₂ -Verbrauch	EE-Erzeugung	H ₂ -Verbrauch	EE-Erzeugung	H ₂ -Verbrauch	EE-Erzeugung
Nutzung von dedizierten Gasleitungen	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

Damit werden für die Analysen folgende Szenarien definiert:

- **Szenario 1 („EL 2030“):** Das erste Szenario orientiert sich an den THG-Minderungszielen von -55% für das Jahr 2030. Mit Fokus auf die Elektrifizierung des Energiesystems und einem geringen Bedarf an Wasserstoff in allen Verbrauchssektoren kann dieses Szenario als Referenz für das Jahr 2030 betrachtet werden.

- **Szenario 2 („H₂ 2030“):** Im zweiten Szenario für das Jahr 2030 wird ebenfalls ein THG-Minderungsziel von -55%, dafür aber eine explizite Nutzung von Wasserstoff in den Sektoren Strom, Gebäude, Verkehr und Industrie unterstellt. Für die bessere Vergleichbarkeit werden ansonsten alle anderen Annahmen aus Szenario 1 beibehalten.
- **Szenario 3 („EL 2050 -80%“):** Das dritte Szenario wird für das Jahr 2050 berechnet und beinhaltet ein THG-Minderungsziel von -80%. In diesem Szenario gibt es eine sehr begrenzte Nachfrage nach Wasserstoff in den betrachteten Verbrauchssektoren, da es mit Fokus auf die Elektrifizierung des Energiesystems als Referenz für das nachfolgende Szenario dient.
- **Szenario 4 („H₂ 2050 -80%“):** Dieses Szenario für das Jahr 2050 orientiert sich an den Annahmen des vorhergehenden Szenarios mit der zusätzlichen Ausnahme, dass hier Wasserstoff in den verschiedenen Verbrauchssektoren gezielt eingesetzt wird.
- **Szenario 5 („EL 2050 -95%“):** Das fünfte Szenario wird ebenfalls für das Jahr 2050 berechnet, es ist jedoch durch ein deutlich ambitionierteres THG-Minderungsziel von 95% charakterisiert. Außerdem kommt in diesem Referenzszenario mit Fokus auf Elektrifizierung der Wasserstoff nur in eingeschränktem Umfang vor.
- **Szenario 6 („H₂ 2050 -95%“):** In diesem Szenario für das Jahr 2050 werden die Annahmen aus Szenario 5 grundsätzlich übernommen. Analog zu Szenario 4 wird hier aber eine entsprechende Nachfrage nach Wasserstoff in allen relevanten Sektoren unterstellt.

Weitere wichtige Einflussfaktoren auf das Energiesystem, wie z.B. Importe von Wasserstoff, dessen Einsatz in der Stahlindustrie oder die Rolle der Methanisierung im Sinne von Power-to-Methane (PtCH₄) sowie Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Schiff- und Luftfahrt, werden darüber hinaus durch die Variation dieser Szenarien in separaten Sensitivitätsanalysen in Kapitel 4.4 näher untersucht.

3.2 Allgemeine Rahmenbedingungen

Die allgemeinen Rahmenbedingungen stellen eine Grundlage für alle Annahmen dar, die als entsprechende Inputparameter in die darauffolgenden Analysen einfließen. Dabei wird in Anlehnung an [EWI 2018] zunächst von einer nahezu unveränderten Bevölkerungszahl von 83 Mio. bis 2030 sowie danach von einem leichten Rückgang um jährlich ca. 0,2% auf knapp 80 Mio. Einwohner in 2050 ausgegangen.

Gleichzeitig wird aber ein Wirtschaftswachstum der relevanten Wirtschaftszweige nach der dena-Leitstudie 2018 in [Dena; EWI 2018]

unterstellt, sodass sich daraus insgesamt eine Steigerung der Wirtschaftskraft in Deutschland ergibt. In diesem Zusammenhang gibt [Dena; EWI 2018] ein Wachstum von durchschnittlich 1% pro Jahr für eine Bandbreite an branchenspezifischen Entwicklungen in Deutschland an. In der vorliegenden Studie werden die meisten branchenspezifischen Wachstumsraten direkt aus [Dena; EWI 2018] übernommen. Für die Industriezweige, die relevante Mengen an Wasserstoff verbrauchen oder produzieren, wie z.B. die chemische Industrie oder Stahlindustrie, werden jedoch abweichend davon im Sinne einer Wenn-Dann-Analyse konstante Produktionsmengen unterstellt. Auch die energetische Effizienzsteigerung in den ausgewählten Branchen orientiert sich an Werten aus [Dena; EWI 2018]. Eine Übersicht über die branchenspezifischen Annahmen findet sich in Tabelle 2.

Die Entwicklungen im Verkehr orientieren sich an den Annahmen aus [Dena; EWI 2018] und [EWI 2018]. Der individuelle Straßenverkehr (PKW) bleibt bis 2030 unverändert bzw. geht um 5% bis 2050 leicht zurück, während der öffentliche Personennahverkehr auf Straße und Schiene (Bus und Bahn) um 25% wächst. Der Güterverkehr auf Straße (LNF sowie leichte und schwere LKW) und Schiene (Güterzüge) nimmt gegenüber dem heutigen Stand ebenfalls teilweise deutlich zu. Insbesondere durch die Verlagerung des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene wächst die Verkehrsleistung der Güterzüge um 36% in 2030 an und verdoppelt sich bis 2050. Der Energiebedarf aus der Schiff- und Luftfahrt, für die in Zukunft die Umstellung auf synthetische Flüssigkraftstoffe (d.h. Power-to-Liquids – PtL) unterstellt wird, nimmt ebenfalls gemäß [Dena; EWI 2018] stark zu. Die benötigten Kraftstoffmengen können grundsätzlich auch in bestehenden Raffinerien in Deutschland erneuerbar hergestellt werden, sodass der Rückgang der Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen durch Elektromobilität (BEVs und FCEVs) damit zum Teil aufgefangen werden kann. Dieser Zusammenhang wird in einer separaten Betrachtung in Kapitel 4.4.4 näher untersucht. Tabelle 3 fasst die Annahmen für den Verkehrssektor zusammen. Die potenzielle Nachfrage nach Wasserstoff stützt sich dabei neben Literaturrecherchen und Nutzung eigener Expertise auch auf Gespräche, die im einberufenen Expertenkreis oder ergänzenden Interviews mit Akteuren aus Nordrhein-Westfalen geführt wurden.

Tabelle 2: Branchenspezifisches Wachstum und Effizienzsteigerung in der deutschen Industrie

Industriezweig	Wachstum		Effizienzsteigerung*			
	2030	2050	2030	2050		
				(-80%)	(-95%)	
Stahl	0%	0%	0%	13%	15%	
Ammoniak				9%	10%	
Methanol				0%	0%	
Petrochemie				9%	10%	
Weitere H ₂ Industrie				0%	0%	
Chlor				30%	33%	
Zement	-1%	-3%	0%	31%	34%	
Aluminium	32%	96%		16%	17%	
Kupfer	7%	18%		10%	11%	
Kalk	-16%	-34%		24%	26%	
Glas	4%	11%		24%	26%	
Papier	1%	3%		29%	31%	
Sonstige	18%	47%		48%	55%	
GHD**	16%	37%		10%	53%	53%
Raffinerien***	Analyseergebnis			0%	0%	0%

* Energetisch

** GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

*** Raffinerieaktivitäten werden durch nachlassende Kraftstoffnachfrage im Straßen- und Schienenverkehr reduziert und stellen das Ergebnis der weiteren Analysen dar.

Der Zinssatz für alle Wirtschaftlichkeitsrechnungen beträgt 3%. Darüber hinaus wird für die Bioenergie und Wasserkraft unterstellt, dass ihre Potenziale in Deutschland bereits heute weitestgehend ausgeschöpft sind. Daher wird zur Vereinfachung für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergie und Wasserkraft in allen Szenarien ein konstanter Wert auf dem heutigen Niveau unterstellt.

Die Obergrenzen für verbleibende THG Emissionen ergeben sich direkt aus der Definition der Szenarien. Ausgehend von deutschen Gesamtemissionen von ca. 1.250 Mio. tCO₂e in 1990² als Basisjahr nach [UBA 2017a] sind im Jahr 2030 bei einem Reduktionsziel von -55% nur ca. 560 Mio. tCO₂e an THG-Emissionen in den betroffenen Szenarien zulässig. Für 2050 gelten die Grenzwerte von ca. 250 Mio. tCO₂e bzw. 63 Mio. tCO₂e für die beiden THG-Reduktionsziele von 80% bzw. 95%.³ Diese CO₂-Obergrenzen gelten für alle Regionen bzw. Netzknoten innerhalb der Modellierung.

Tabelle 3: Relative Entwicklung der Nachfrage im deutschen Personen- und Güterverkehr auf Straße und Schiene

Veränderung gegenüber heute	2030	2050
PKW	0%	-5%
Bus	+25%	+25%
Leichte Nutzfahrzeuge (< 3,5 t)	+18%	+22%
Leichte LKW (< 12 t)	+8%	+12%
Schwere LKW (< 40 t)	+7%	+9%
Personenzug	+25%	+25%
Güterzug	+36%	+93%
Schifffahrt (Binnen und See)	+5%	+56%
Luftfahrt (national und international)	+21%	+25%

Ferner werden für die sektorale Aufteilung der THG-Emissionen für das Jahr 2030 die Vorgaben aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung in [BMUB 2016a] herangezogen und für das Jahr 2050 fortgeschrieben. Da in der Modellierung eine Obergrenze für die THG-Emissionen vorgegeben ist, werden die Preise für CO₂-Zertifikate für die weiteren Berechnungen nicht

² Ohne Berücksichtigung der Gutschrift aus Landnutzung, -sänderung und Forstwirtschaft (LULUCF - Land Use, Land Use Change and Forestry).

³ Weitere Details zu sektoralen THG-Emissionen befinden sich in Kapitel 4.3.2.

berücksichtigt. Dabei ergibt sich eine CO₂-Bepreisung indirekt aus der Modellierung, da für die genannten CO₂-Obergrenzen eine kostenoptimale Auslegung und Betriebsweise des Energiesystems berechnet wird. Auf diese Weise wird das Instrument der CO₂-Zertifikate nicht in Frage gestellt, sondern durch eine alternative Vorgehensweise in der Modellierung ersetzt.

Die fossilen Energiepreise für Steinkohle, Erdgas und Öl in Abbildung 5 orientieren sich an den Angaben aus dem New Policies Scenario des World Energy Outlook 2017 der Internationalen Energieagentur in [IEA 2017]. Der nahezu konstante Verlauf der Preise für Braunkohle ergibt sich aus der Extrapolation der Daten im Szenario B2030 des Netzentwicklungsplans Strom 2017 in [50Hertz, et al. 2017]. Die Preise für Bioenergie, die als Biomasse oder Biogas zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden kann, werden als Mittelwert aus der Bandbreite unterschiedlicher Biogasanlagen nach eigener Einschätzung sowie nach [LBST 2013] ermittelt.

Im Hinblick auf die räumliche Dimension der Modellierung wird Deutschland in insgesamt 10 Regionen unterteilt, die jeweils einen Netzknotenpunkt repräsentieren. Abbildung 6 stellt die regionale Aufteilung dar. Die Region Nord umfasst dabei die Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen, Bremen und Mecklenburg-Vorpommern und ist insbesondere durch die hohe Einspeisung aus Windenergie onshore und offshore charakterisiert, die insgesamt die künftige Nachfrage nach Basisstrom übersteigen wird. Die drei Bundesländer Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland werden der Region West zugeordnet und weisen insgesamt eine relativ hohe Stromnachfrage auf im Vergleich zu den EE-Potenzialen. Die Region Süd, die die beiden Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern beinhaltet, zeichnet sich insbesondere durch hohes PV-Potenzial aber auch hohe Stromnachfrage aus. Die Region Ost entspricht in etwa der Regelzone von 50Hertz und setzt sich aus Brandenburg, Berlin, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen zusammen. Ähnlich wie in der Region Nord ist das Windaufkommen im Vergleich zur heutigen Stromnachfrage relativ groß.

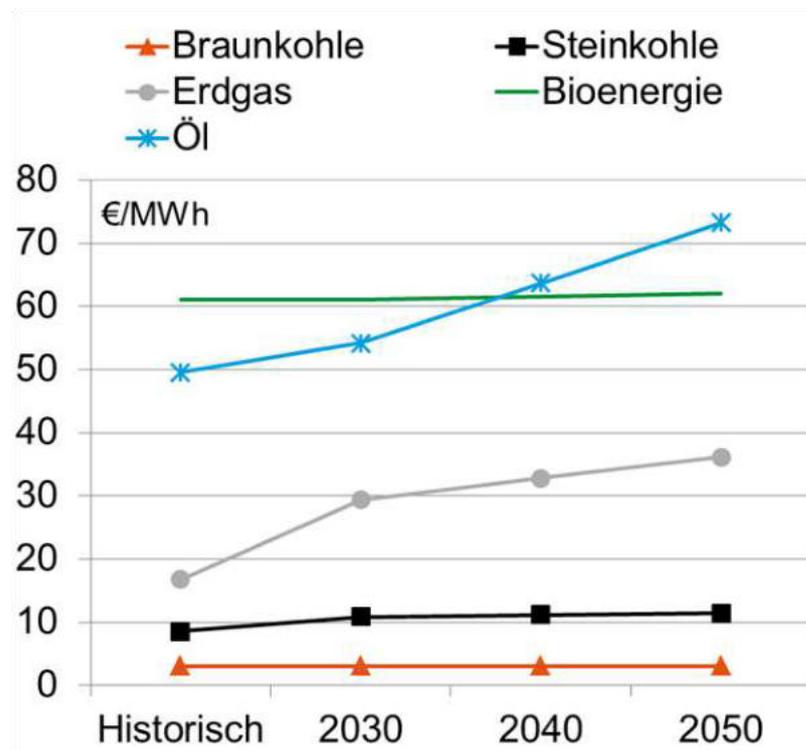


Abbildung 5: Angenommene Energiepreise in €/MWh.

Nordrhein-Westfalen wird in insgesamt 6 Netzknoten unterteilt, die Planungsregionen in NRW entsprechen. Das nördliche Münsterland ist ländlich geprägt mit überwiegend Mittelstand im Industriesektor und ist durch eine vergleichsweise geringe Energienachfrage im Verkehr und Gebäudesektor charakterisiert. Im Gegensatz dazu ist das Ruhrgebiet, das dem Regionalverbund Ruhr entspricht, durch hohe Bevölkerungsdichte und Schwerindustrie gekennzeichnet. Die beiden Planungsregionen Düsseldorf und Köln haben ebenfalls eine hohe Bevölkerungszahl mit entsprechender Energienachfrage im Verkehrs- und Gebäudesektor. Darüber hinaus ist hier der Einfluss der chemischen Industrie auch besonders groß. Die Planungsregionen Arnsberg und Detmold sind wiederum ländlich geprägt mit geringer Energienachfrage im Verkehr und Gebäudesektor. In Arnsberg hat insbesondere die Zementindustrie einen großen Einfluss auf den industriellen Energiebedarf. Auch die energieintensive Stahlindustrie verfügt über einzelne Standorte in dieser Region, wobei es sich hier insbesondere um Stahlproduktion über sog. Lichtbogenöfen handelt (siehe dazu Kapitel 3.3.1). In der Region Detmold ist hingegen vor allem Kleingewerbe angesiedelt.

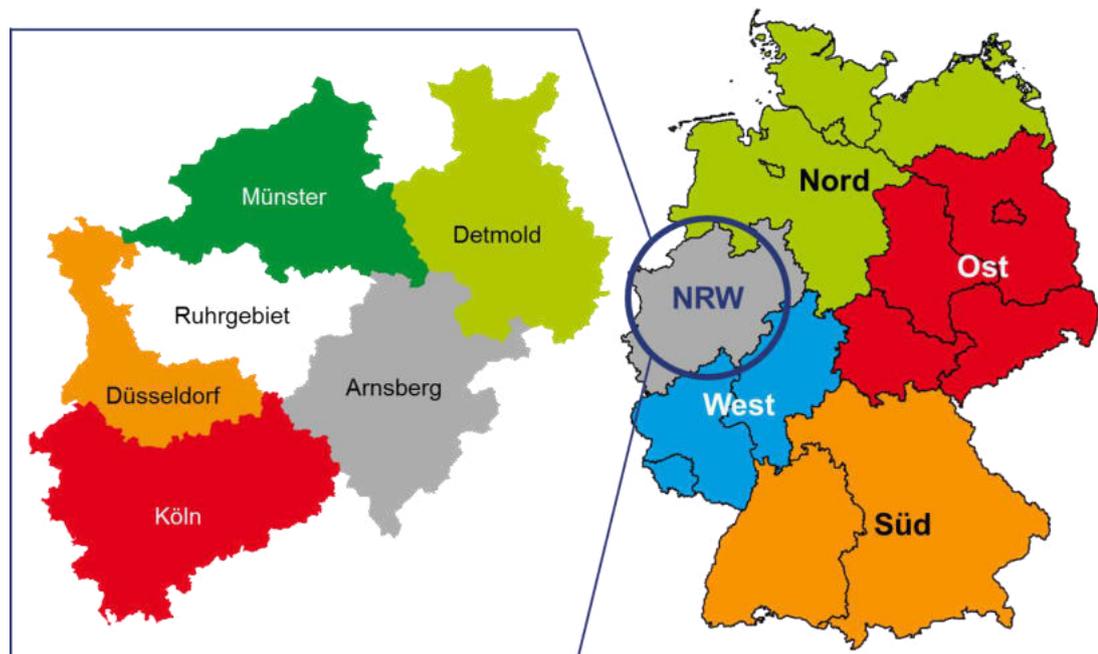


Abbildung 6: Regionale Aufteilung von Deutschland und Nordrhein-Westfalen

3.3 Annahmen Energienachfrage

3.3.1 Industrie

Im Folgenden werden die wesentlichen Annahmen für die Energienachfrage in der Industrie beschrieben. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf den Produkten und Industriezweigen, für die Wasserstoff entweder durch seine Nachfrage als Rohstoff oder seine Bereitstellung im Rahmen der entsprechenden Produktionsprozesse eine wichtige Rolle spielen kann. Daneben wird auch der branchenspezifische Verbrauch von Strom und Wärme für alle industriellen Produktionsprozesse erfasst. Der Bedarf nach Strom sowie Raumwärme und Warmwasser industrieller Gebäude wird hingegen dem Gebäudesektor zugeschrieben (siehe dazu Kapitel 3.3.2).

Der angenommene Technologiemix zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme je Szenario ist in Tabelle 4 zusammengefasst. Demnach beträgt die fossile Wärmeerzeugung 50% im Jahr 2030 und geht bis 2050 auf 20% bei einem THG-Minderungsziel von 80% zurück. In Szenarien mit einem ambitionierten THG-Ziel von -95% ist hingegen fossile Wärmeerzeugung nicht zulässig. Die restliche Prozesswärme wird entweder durch Wasserstoff oder Strom (Power-to Heat – PtH) in einem Verhältnis von 80% zu 20% gedeckt. Dabei wird diese restliche Prozesswärme in Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung (Szenarien 1, 3 und 5) zu 80% durch PtH und

nur 20% durch Wasserstoff bereitgestellt. In den Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff (Szenarien 2, 4 und 6) dreht sich dieses Verhältnis um.

Tabelle 4: Technologiemicx zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie

Anteil am Brennstoffbedarf	2030 (-55%)		2050 (-80%)		2050 (-95%)	
	(EL)	(H ₂)	(EL)	(H ₂)	(EL)	(H ₂)
Fossil	50%	50%	20%	20%		
Wasserstoff	10%	40%	16%	64%	20%	80%
Strom	40%	10%	64%	16%	80%	20%

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

In Bezug auf stündliche Profile wird zur Vereinfachung eine konstante Nachfrage nach Wasserstoff und Prozesswärme angenommen. Die Stromnachfrage orientiert sich an der historischen Last für das Jahr 2015, die durch die Übertragungsnetzbetreiber auf der Transparenzplattform ENTSO-E in [ENTSO-E 2018] zur Verfügung gestellt wird. Dazu wird für Nordrhein-Westfalen das Lastprofil der Regelzone von Amprion, für die Regionen Nord und Ost von 50Hertz und für die Region Süd von Transnet BW übernommen. Das erwartete Wirtschaftswachstum und Effizienzsteigerungen sind in Kapitel 3.2 beschrieben.

Stahl

Die Stahlerzeugung in Deutschland bietet ein sehr großes Potenzial für den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie. So kann die heutige CO₂-intensive Stahlproduktion über die Hochofenroute, in der überwiegend Koks unter sehr hohen Temperaturen zur Reduktion von Eisenerz eingesetzt wird, durch Verfahren der Direktreduktion auf H₂-Basis ersetzt werden (sog. Direct Reduced Iron – DRI-H₂). Daneben werden heute in zum Teil auch Lichtbogenöfen zur Einschmelzung von Schrott unter Stromeinsatz verwendet, um damit Stahl zu recyceln (sog. Sekundärstahl). Für das DRI-H₂-Verfahren wird ein spezifischer H₂-Bedarf von 80 kg_{H₂} pro Tonne Rohstahl sowie ein zusätzlicher Strombedarf von 80 kWh/t_{Stahl} (ohne

Aufschmelzen) angesetzt.⁴ Für das Lichtbogenverfahren beträgt der mittlere Strombedarf 500 kWh/t_{Stahl}, der nicht nur für Sekundärstahl sondern auch für das Aufschmelzen der Zwischenprodukte nach der Direktreduktion aufgewendet werden muss. Darüber hinaus wird für die Weiterverarbeitung von Stahl zu Endprodukten in Anlehnung an [ISI 2017] ein durchschnittlicher Strombedarf von ca. 270 kWh/t_{Stahl} unterstellt. Die spezifischen THG-Emissionen betragen bei der Hochofenroute ca. 1,3 tCO₂/t_{Stahl} (gemäß [Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017]) und bei dem Lichtbogenverfahren durch den Elektrodenbrand ca. 7 kgCO₂/t_{Stahl} (gemäß [UBA 2017b]).

In den weiteren Berechnungen wird im Sinne einer Wenn-Dann-Analyse von einer konstanten jährlichen Produktionsmenge von 43 Mio. Tonnen Stahl ausgegangen, die aus den Produktionsvolumina der vergangenen Jahre gemäß [Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017] fortgeschrieben wird. Auch der Anteil von Sekundärstahl in Höhe von 30% der gesamten Stahlherstellung bleibt unverändert. Die Hochofenroute wird jedoch nach 2030 systematisch auf das DRI-H₂-Verfahren umgestellt, zur Hälfte in den Szenarien mit dem THG-Minderungsziel von -80% (Szenarien 3 und 4) und vollständig in den Szenarien mit dem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% (Szenarien 5 und 6). Die Annahmen zur Stahlindustrie sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Annahmen zu Produktionsverfahren in der deutschen Stahlindustrie

Verfahren	Strombedarf (MWh/t)	Emissionen (t _{CO₂} /t _{Stahl})	Anteil heute	Anteil 2030 (-55%)	Anteil 2050 (-80%)	Anteil 2050 (-95%)
Hochofen	0,06	1,3	70%	70%	35%	0%
Lichtbogen	0,50	0,007	30%	30%	30%	30%
DRI-H ₂	0,58	0	0%	0%	35%	70%

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

Da bei einer vollständigen Umstellung der Stahlerzeugung auf das DRI-H₂ Verfahren insgesamt eine sehr große H₂-Nachfrage entstehen würde, wird

⁴ Diese Annahmen stützen sich auf Fachgespräche mit verschiedenen Vertretern der deutschen Stahlindustrie, die im Rahmen dieser Studie geführt wurden.

der Einfluss der Stahlindustrie auf das Energiesystem zusätzlich im Kapitel 4.4.2 im Detail betrachtet.

Ammoniak

In Bezug auf die Herstellung von Ammoniak zur Düngemittelproduktion wird nach [VCI 2017] eine konstante jährliche Produktionsmenge von 2,5 Mio. t/a angenommen. Dafür wird gemäß [DECHEMA 2017] ein spezifischer H₂-Verbrauch von ca. 178 kg_{H₂}/t Ammoniak angesetzt, der heute aus Erdgas-Dampfreformierung mit einem spezifischen Emissionsfaktor nach [JRC 2014] von fast 9 t_{CO₂}/kt_{H₂} gedeckt wird. Der dazugehörige Erdgaseinsatz beträgt laut [JRC 2014] ca. 44 MWh/kt_{H₂}. Diese Nachfrage nach Wasserstoff wird in der vorliegenden Studie im Jahr 2030 zu 50% und danach gänzlich durch Elektrolyse gedeckt. Der Strombedarf für die Produktionsprozesse (ohne Elektrolyse) beträgt nach [DECHEMA 2017] ca. 2 MWh/t Ammoniak im Falle der Dampfreformierung und 1,7 MWh/t Ammoniak im Falle der Elektrolyse. Die regionale Verteilung der Herstellung von Ammoniak innerhalb Deutschlands leitet sich aus einer internen Datenbank der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) ab, die die Produktion und Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland standortscharf erfasst.

Raffinerie

Der H₂-Bedarf einer typischen Raffinerie hängt sowohl mit der herkömmlichen Verarbeitung fossiler Kraftstoffe als auch mit der Produktion synthetischer Kraftstoffe mittels Power-to-Liquids zusammen. Der heutige Nettoverbrauch von Wasserstoff für die herkömmliche Verarbeitung fossiler Kraftstoffe in Deutschland wird laut [Hinicio; LBST 2016] auf 137 kt_{H₂}/a (4,6 TWh_{H₂}/a) beziffert und verändert sich je nach Szenario gemäß der Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Verkehr (siehe dazu Kapitel 3.3.3). Dieser Wasserstoff wird heute traditionell mittels Erdgas-Dampfreformierung hergestellt, jedoch bis 2030 zu 50% und bis 2050 zu 100% durch Elektrolyse substituiert. Die regionale Verteilung der H₂-Nachfrage in den Raffinerien richtet sich nach der Kapazität der einzelnen Standorte nach [MWV 2018]. Die Rolle von PtL in einem künftigen Energiesystem wird in einer separaten Betrachtung in Kapitel 4.4.4 näher beleuchtet.

Methanol

Die heutige Produktion von Methanol erfolgt durch CO₂-emissionsbehaftete Syntheseverfahren (ca. 0,3 t_{CO2}/t_{Methanol} nach [DECHEMA 2017]) und kann in Zukunft auf neue Verfahren umgestellt werden, die auf grünem Wasserstoff basieren (Power-to-Methanol – PtM). In diesem Zusammenhang wird für eine konstante Methanolproduktion auf heutigem Niveau von ca. 1 Mio. t/a nach [VCI 2017] ein spezifischer Wasserstoffbedarf von 189 kg_{H2} pro Tonne Methanol nach [DECHEMA 2017] unterstellt. Der dazugehörige Stromverbrauch ohne Elektrolyse beträgt 0,3 MWh pro Tonne Methanol gemäß [Van-Dal, É. S.; Bouallou, C. 2013]. Die Umstellung auf PtM wird in der vorliegenden Studie erst ab 2050 vorgenommen und unterscheidet sich je nach THG-Minderungsziel. In den Szenarien mit einem Ziel von -80% (Szenarien 3 und 5) wird die Hälfte der Methanolproduktion auf PtM umgestellt, während bei einem ambitionierten Ziel von -95% (Szenarien 5 und 6) die gesamte Methanolproduktion auf PtM basiert. Für die regionale Verteilung werden die Standorte nach der internen Datenbank der LBST herangezogen.

Petrochemie

In der Petrochemie stellen Olefine (Ethylen und Propylen) und Aromate (Benzol, Toluol, Xylol) weitere Produkte dar, die für Wasserstoff potenziell eine wichtige Rolle spielen können. So kann die heutige Herstellung dieser Chemikalien mittels Steamcrackern auf methanolbasierte Verfahren umgestellt werden, für die wiederum wie bereits oben beschrieben im Rahmen von PtM grüner Wasserstoff eingesetzt werden kann. Der spezifische Methanolbedarf in einem solchen Fall beträgt nach [DECHEMA 2017] ca. 2,3 bzw. 2,4 Tonnen Methanol pro Tonne Olefine bzw. Aromate. Für beide petrochemische Produktgruppen mit den heutigen Produktionsvolumina von 5 Mio. t/a bei Ethylen, 4 Mio. t/a bei Propylen und 3 Mio. t/a bei Aromaten nach [VCI 2017] wäre damit auch eine sehr große Produktionsmenge an Wasserstoff erforderlich, wenn die dazugehörigen Produktionsverfahren vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass das Methanol auf PtM-Basis für die Petrochemie nach Deutschland importiert wird. Analog zum Methanol wird eine Substitution der herkömmlichen Verfahren zu 50% bei dem THG-Ziel von -80% und zu 100% bei dem THG-Ziel von -95% unterstellt. Die entsprechenden H₂-Mengen werden jedoch außerhalb der Modellierung nur nachrichtlich angegeben. Der dazugehörige Strom- und Brennstoffbedarf für

die herkömmlichen Verfahren wird aus [DECHEMA 2017] und [ISI 2017] abgeleitet. Petrochemie findet grundsätzlich an Raffineriestandorten statt, sodass dafür die regionale Verteilung nach [MWV 2018] zugrunde gelegt wird.

Weitere H₂-Industrie

Weitere Nachfrage nach Wasserstoff kann sich aus sonstigen industriellen Prozessen zum Beispiel in der chemischen Industrie ergeben. Hierfür wird eine konstante Nachfrage von 222 kt_{H₂}/a (7,4 TWh_{H₂}/a) angenommen.⁵ Analog zu den Raffinerien wird auch in diesem Bereich die Erdgas-Dampfreformierung schrittweise durch Elektrolyse ersetzt, bis 2030 zu 50% und bis 2050 zu 100%. Die regionale Verteilung ergibt sich aus der internen Datenbank der LBST.

Chlor

Bei der Herstellung von Chlor fällt Wasserstoff als Nebenprodukt an, der heute größtenteils zur Wärmeerzeugung verbrannt wird. In Zukunft kann dieser Wasserstoff jedoch für verschiedene Zwecke im Energiesystem eingesetzt werden. Dabei werden grundsätzlich gemäß [DECHEMA 2017] ca. 28 kg Wasserstoff pro Tonne Chlor mittels Chloralkali-Elektrolyse im Membranverfahren erzeugt. In Anlehnung an [DECHEMA 2017] und [ISI 2013] beträgt der dazugehörige Stromverbrauch ca. 2,8 MWh/t Chlor. Für das künftige Produktionsvolumen wird konstant der heutige Wert von ca. 4 Mio. t/a angesetzt. Die regionale Verteilung der Herstellung von Chlor leitet sich aus der internen Datenbank der LBST ab.

Zement

Die Zementherstellung mit einem Produktionsvolumen von 23 t/a für Deutschland zeichnet sich grundsätzlich durch relativ hohe prozessbedingte THG-Emissionen aus, die nur begrenzt vermieden werden können. Gemäß [UBA 2017b] betragen diese ca. 0,5 t CO₂-Äquivalente pro Tonne Zement. Der dazugehörige Energiebedarf wird in [ISI 2013] mit ca. 0,1 MWh/t für Strom und 1,3 MWh/t für Brennstoff (überwiegend Wärme) angegeben. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird zur Reduktion der künftigen THG-

⁵ Basierend auf Daten aus einer internen LBST-Datenbank.

Emissionen unterstellt, dass die Zementherstellung schrittweise auf neue Verfahren umgestellt wird, die eine geringere CO₂-Intensität aufweisen. Dazu wird in Anlehnung an [Dena; EWI 2018] von dem Produkt Celitement des Spin-off aus dem Karlsruher Institut für Technologie ausgegangen, welches durch eine innovative Prozessführung deutliche THG-Minderungen verspricht. Laut [Stemmermann, P. et al. 2010] verursacht das neue Produkt nur ca. 0,2 t CO₂-Äquivalente pro Tonne Zement und benötigt nur 0,9 MWh/t an Brennstoff. Der Strombedarf vor allem für die nachgelagerten Prozesse bleibt jedoch mit 0,1 MWh/t unverändert. Das neue Produkt wird nur in den Szenarien mit dem Zeithorizont von 2050 eingesetzt: zu 50% bei einem THG-Ziel von -80% und zu 100% bei einem THG-Ziel von -95%. Die regionale Verteilung der Zementherstellung wird aus der branchenspezifischen Untersuchung des Bundeskartellamtes in [Bundeskartellamt 2017] abgeleitet.

Weitere Industriezweige

Darüber hinaus wird auch der Energiebedarf weiterer Branchen betrachtet, die jedoch in den entsprechenden Produktionsprozessen keinen Wasserstoff benötigen. Dazu gehören insbesondere die Herstellung von Aluminium, Kupfer, Kalk, Glas und Papier sowie sonstige Industrie. Der entsprechende Energiebedarf wird aus [ISI 2013] und [ISI 2017] abgeleitet, während sich die dazugehörigen Prozessemissionen an den Werten in [UBA 2017b] orientieren. Die regionale Verteilung ergibt sich aus den Beschäftigtenzahlen der jeweiligen Branchen nach [Destatis 2018] und [IT.NRW 2016].

3.3.2 Gebäudesektor

Die Energienachfrage im Gebäudesektor umfasst den Bedarf nach Basisstrom (z.B. für Haushalts- oder Bürogeräte) sowie nach Raumwärme und Warmwasser. Die entsprechenden Annahmen sind in Tabelle 6 dargestellt. Dabei wird für die Entwicklung des Basisstrombedarfs von historischen Werten nach [BMW i 2017] ausgegangen, die anhand des Bevölkerungswachstums (siehe Kapitel 3.2), Effizienzsteigerung im GHD-Sektor nach [Dena; EWI 2018] sowie nach Effizienzgewinnen in den Haushalten nach [50Hertz, et al. 2017] angepasst werden.

Tabelle 6: Nachfrage nach Basisstrom und Wärme im deutschen Gebäudesektor in TWh/a

Nutzenergie	Historisch	2030 (-55%)	2050 (-80%)	2050 (-95%)
Basisstrom (TWh/a)	253	238	178	178
Wärme (TWh/a)	875	633	525	365

Der Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser wird in Anlehnung an [BMWi 2015] abgeleitet. Dabei werden für das THG-Minderungsziel von 95% in 2050 (Szenarien 5 und 6) die Annahmen aus dem Zielszenario „Effizienz“ mit einer weitreichenden Gebäudedämmung und daher starkem Rückgang der Energienachfrage übernommen. Für das THG-Minderungsziel von 80% in 2050 (Szenarien 3 und 4) wird hingegen das Zielszenario „Erneuerbare Energien“ mit einer weniger ambitionierten Gebäudedämmung unterstellt und für das Jahr 2030 (Szenarien 1 und 2) wird eine Mischung der beiden Zielszenarien aus [BMWi 2015] angenommen.

Auch der Technologiemix für die Wärmebereitstellung in Tabelle 7 orientiert sich an den entsprechenden Zielszenarien aus [BMWi 2015]. Abweichend davon wird jedoch davon ausgegangen, dass sowohl die Nutzung von Biomasse mit ca. 114 TWh/a als auch die Wärmebereitstellung durch Fernwärme mit ca. 71 TWh/a bis 2050 in allen Szenarien konstant bleiben. Das bedeutet, dass aufgrund der voranschreitenden energetischen Sanierung der Gebäude immer mehr Anschlüsse mit diesen beiden Energieträgern versorgt werden. Der Anteil der fossilen Wärmeerzeugung aus Öl und Erdgas geht von 47% in 2030 (Szenarien 1 und 2) auf 21% in 2050 bei einem THG-Reduktionsziel von 80% (Szenarien 3 und 4) zurück bzw. verschwindet gänzlich bei einem ambitionierten THG-Reduktionsziel von 95% (Szenarien 5 und 6). Für die Solarthermienutzung werden die absoluten Werte aus [BMWi 2015] übernommen und in relative Anteile umgerechnet.

Die restliche Wärmeversorgung, d.h. Gesamtwärmebedarf nach Abzug der Erzeugung aus Öl, Erdgas, Biomasse, Fernwärme sowie Solarthermie, wird mittels elektrischer Wärmepumpen und Heizsysteme auf Basis von Wasserstoff gewährleistet. Dieser restliche Wärmebedarf teilt sich analog zur industriellen Prozesswärme im Verhältnis 80% zu 20% je nach Szenario zwischen Strom und Wasserstoff auf. Für elektrische Wärmepumpen wird ein durchschnittlicher Wirkungsgrad (Coefficient Of Performance - COP) in Höhe

von 3,7 angenommen. Bei H₂-Heizsystemen kommen zu 70% herkömmliche Heizkessel und zu 30% kleine Brennstoffzellen-Systeme (sog. mikro-BZ-BHKWs) zum Einsatz, die in Anlehnung an [Roland Berger 2015] sowohl Wärme mit einem thermischen Wirkungsgrad von 53% als auch Strom mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 42% erzeugen. Diese zusätzliche Stromerzeugung wird dem Bedarf nach elektrischer Energie gutgeschrieben und reduziert den Basisstrombedarf der Gebäude in Tabelle 6 um bis zu ca. 7 TWh/a bei Fokus auf Elektrifizierung bzw. 25-27 TWh/a bei Fokus auf Wasserstoff.

Tabelle 7: Technologiemix zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor

Technologie für Wärmeproduktion	2030 (-55%)		2050 (-80%)		2050 (-95%)	
	(EL)	(H ₂)	(EL)	(H ₂)	(EL)	(H ₂)
Mineralöl	12%	12%				
Erdgas	35%	35%	21%	21%		
Strom	17%	4%	22%	6%	31%	8%
Wasserstoff (Kessel)	3%	12%	4%	16%	5%	22%
Wasserstoff (BZ*)	1%	5%	2%	7%	2%	9%
Fernwärme	11%	11%	13%	13%	19%	19%
Biomasse	18%	18%	22%	22%	31%	31%
Solarthermie	4%	4%	16%	16%	11%	11%

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

* BZ = Brennstoffzelle

Der Technologiemix zur Bereitstellung von Fernwärme je Szenario in Tabelle 8 folgt grundsätzlich der gleichen Logik wie der gesamte Gebäudesektor. Die Bereitstellung aus Müllverbrennung bleibt konstant auf dem heutigen Niveau von 44 TWh/a. Die THG-Emissionen aus der Müllverbrennung gehen jedoch bis 2050 mit der Umstellung der Petrochemie bzw. Verpackungsindustrie auf CO₂-neutrale Verfahren, die bis dahin für den Großteil der CO₂-behafteten Abfälle verantwortlich ist, um 50% im -80%-Szenario und 100% im -95%-Szenario zurück. Die verbleibende fossile Produktion von Fernwärme basiert auf Erdgas und macht in den weniger ambitionierten Szenarien für 2030 und 2050 (Szenarien 1 bis 4) ca. 14 TWh/a aus. Lediglich in den beiden

ambitionierten Szenarien mit einem THG-Reduktionsziel von 95% (Szenarien 5 und 6) ist eine fossil basierte Wärmeherstellung aus Erdgas nicht zugelassen. Die restliche Bereitstellung von Fernwärme wird wieder in einem Verhältnis 80%:20% zwischen Strom (Power-to-Heat) und Wasserstoff analog zum jeweiligen Fokus der Szenarien aufgeteilt. Der Wärmebedarf wird außerdem zum Teil durch Abwärme aus zentralen H₂- oder Brennstoffzellen-BHKW bereitgestellt, die zur Rückverstromung von Wasserstoff im Modell endogen eingesetzt werden. Damit kann durch solche synergetische Nutzung von Rückverstromungsanlagen der Wasserstoffbedarf, der zur Wärmeerzeugung benötigt wird, reduziert werden.

Tabelle 8: Technologiemix zur Bereitstellung von Fernwärme

Fernwärme (TWh/a)	2030 (-55%)		2050 (-80%)		2050 (-95%)	
	(EL)	(H ₂)	(EL)	(H ₂)	(EL)	(H ₂)
Erdgas	13,5	13,5	13,5	13,5		
Wasserstoff		13,5		13,5		27
Strom	13,5		13,5		27	
Müllverbrennung	44	44	44	44	44	44
Gesamt	71	71	71	71	71	71

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

Die regionale Verteilung des Bedarfs und der Erzeugung von Basisstrom und Wärme orientieren sich an der heutigen Bevölkerungszahl der einzelnen Bundesländer bzw. Landkreise in Nordrhein-Westfalen. Die Zeitreihen für Basisstrom leiten sich wie im Falle der Industrie (siehe Kapitel 3.3.1) aus den Daten für das Jahr 2015 der Übertragungsnetzbetreiber von der Transparenzplattform in [ENTSO-E 2018] ab. Das stündliche Profil für Wärme wird anhand der Außentemperatur für verschiedene Messstationen des Deutschen Wetterdienstes für das Jahr 2015 mittels Gradtagszahlen der einzelnen Tage und unter Berücksichtigung der Wärmespeicherkapazität der Gebäude abgeleitet. Außerdem wird unterstellt, dass der Raumwärmebedarf nur auf die Heizperiode vom 1. Oktober bis zum 30. April beschränkt wird und Warmwasser täglich nur zwischen 6:00 Uhr und 23:00 Uhr nachgefragt wird.

3.3.3 Verkehr

Der Verkehr ist im Allgemeinen durch einen steigenden Anteil von Null-Emissionsfahrzeugen im Straßen- und Schienenverkehr für Personen- und Gütertransport charakterisiert. Dabei wird angenommen, dass Veränderungen des künftigen Modal-Splits keinen signifikanten Einfluss auf die zugrunde gelegte Energienachfrage haben, die sich aber dennoch gemäß der Entwicklung des Verkehrsaufkommens (siehe Kapitel 3.2) und der Effizienzsteigerung der unterschiedlichen Antriebstechnologien verändert. Als Grundlage für die Bestimmung der Energienachfrage im Verkehr dienen die historischen Werte aus [BMVI 2017]. Für Biokraftstoffe wird eine konstante Bereitstellung von 30 TWh/a unterstellt, die in 2030 im Straßenverkehr und danach überwiegend im Luft- und Schiffsverkehr verwendet werden. Der Technologiemitx im Verkehr ist in Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9: Technologiemitx im Verkehr

Segment	2030 (-55%)		2050 (-80%)	2050 (-95%)
	Fossil*	BEV/FCEV**		
PKW	76%	Restliche Verkehrsleistung: Elektrifizierung: BEV: 80% FCEV: 20% (800 HRS***) Wasserstoff: BEV: 20% FCEV: 80% (3.000 HRS)	Fossil: 20%	Fossil: 0%
Bus	89%			
LNF < 3,5 t	73%		Elektrifizierung: BEV: 64% FCEV: 16% (2.000 HRS)	Elektrifizierung: BEV: 80% FCEV: 20% (2.000 HRS)
LKW < 12 t	88%			
LKW < 40 t	92%		Wasserstoff: BEV: 16% FCEV: 64% (6.000 HRS)	Wasserstoff: BEV: 20% FCEV: 80% (6.000 HRS)
Personenzug	76%			
Güterzug	76%			

* Fossiler Anteil in 2030 in Anlehnung an Szenario „eDrive“ in [LBST; Dena 2017]

** BEV = Battery electric vehicle (Batterie-elektrische Fahrzeuge)

FCEV = Fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellen-Fahrzeuge)

*** HRS = Hydrogen refueling station (H₂-Tankstelle)

Im Jahr 2030 wird der Anteil der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor an der Verkehrsleistung der einzelnen Segmente in Anlehnung an das Szenario „eDrive“ aus der „E-Fuels Studie“ in [LBST; Dena 2017] bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass in diesem Jahr eine Beimischung synthetischer CO₂-

neutraler Kraftstoffe von 5% zur Zielerreichung des Klimaschutzplans der Bundesregierung nach [BMUB 2016b] erforderlich ist. Analog zum Gebäudesektor wird die restliche Verkehrsleistung im Verhältnis 80%:20% durch batterie-elektrische Fahrzeuge (BEV) und Brennstoffzellen-Fahrzeuge (FCEV) gedeckt. Im Szenario mit Fokus auf Wasserstoff und damit einem hohen Anteil von FCEVs wird eine Zahl von ca. 3.000 installierten Wasserstoff-Tankstellen prognostiziert. Im Szenario mit Fokus auf Elektrifizierung und damit einem geringen Anteil an FCEVs werden hingegen nur 800 Tankstellen benötigt.

Der Anteil von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor geht bis 2050 signifikant zurück, auf 20% bei einem THG-Minderungsziel von 80% bzw. auf 0% in den ambitionierten Szenarien mit 95%er THG-Minderung. Die jeweiligen Anteile an BEVs und FCEVs verhalten sich in allen Szenarien und Segmenten analog zum Jahr 2030 (d.h. im Verhältnis 80%:20% bezogen auf die restliche Kraftstoffnachfrage). Dabei steigt die Anzahl der Wasserstoff-Tankstellen auf 2.000 bzw. 6.000 im Szenario mit Fokus auf Elektrifizierung bzw. Wasserstoff. Der Unterschied in der H₂-Nachfrage zwischen den THG-Zielen von -80% und -95% wird jeweils durch eine unterschiedliche Dimensionierung der Tankstellen ausgeglichen.

Der spezifische Kraftstoffbedarf der unterschiedlichen Fahrzeugtypen wird aus [VDA 2017] übernommen und ist in Tabelle 10 sowie Tabelle 11 zusammengefasst. Die regionale Verteilung der Energienachfrage im Verkehr auf der Straße folgt den Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes in [KBA 2018]. Die Verteilung des Verkehrs auf der Schiene wird aus [LAK 2018] für Strom und aus [EY, et al. 2016] und [EEFA 2015] für nicht elektrifizierte Strecken abgeleitet. Das stündliche Nachfrageprofil orientiert sich an synthetischen Betankungsprofilen der konventionellen Tankstellen (für FCEVs bzw. Schnellladen von BEVs) nach [Linde Gas 2001] und [MWV 2018] sowie nach Ladeprofilen (insbesondere Langsamladen von BEVs) aus verfügbaren Studien wie zum Beispiel [Mallig, N. et al. 2015].

Tabelle 10: Spezifischer Kraftstoffverbrauch im Personenverkehr

kWh/km		Heute	2030	2050
PKW	BEV	0,17	0,16	0,15
	FCEV	0,29	0,24	0,21
	Fossil	0,57	0,54	0,5
Bus	BEV	2,7	2,6	2,2
	FCEV	3,89	3,75	3,17
	Fossil	5,76	5,55	4,69
Zug	BEV	6	6	6
	FCEV	10	10	10
	Fossil	20	20	20

Tabelle 11: Spezifischer Kraftstoffverbrauch im Güterverkehr

kWh/km		Heute	2030	2050
LKW < 3,5 t	BEV	0,39	0,39	0,39
	FCEV	0,58	0,56	0,53
	Fossil	1,00	0,86	0,86
LKW < 12 t	BEV	0,75	0,75	0,75
	FCEV	1,08	1,08	1,08
	Fossil	1,56	1,42	1,42
LKW < 40 t	BEV	1,38	1,35	1,13
	FCEV	2,00	1,94	1,64
	Fossil	2,78	2,44	2,19
Zug	BEV	6	6	6
	FCEV	10	10	10
	Fossil	20	20	20

3.4 Annahmen Erzeugung, Umwandlung und Speicherung von Energie

Für die Erzeugung von Strom, der entweder in den einzelnen Verbrauchssektoren direkt oder für die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse verwendet wird, stehen sowohl flexible Kraftwerke als auch EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung zur Verfügung. Die installierte Leistung der flexiblen Kraftwerke in 2030 orientiert sich an Angaben aus [50Hertz, et al. 2017] zum Szenario B2030 und ist in Abbildung 7 zusammengefasst. In 2050 wird von einem Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung sowie einer Abschaltung restlicher Ölkraftwerke ausgegangen, sodass nur noch Biomassekraftwerke mit einer konstanten Kapazität von 7,7 GW für die Modellierung vorfügbar sind. Die restlichen Kraftwerkskapazitäten setzen sich aus neuen Gaskraftwerken (Gasturbinen und GuD-Anlagen) sowie Rückverstromungsanlagen für Wasserstoff (H₂-Gasturbinen sowie Brennstoffzellen) zusammen und sind ein Ergebnis der Modellierung. Ferner wird zur Vereinfachung unterstellt, dass der Betrieb aller Kraftwerke stromgeführt erfolgt und damit keine Must-run Kapazitäten entstehen.⁶ Die zusätzliche Wärme, die bei Betrieb von H₂-Gasturbinen und Brennstoffzellen anfällt, wird entsprechend zwischengespeichert. Die regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten orientiert sich an [50Hertz, et al. 2017] und [BNetzA 2018]. Als einzige Ausnahme werden große Brennstoffzellen in der Nähe von Endverbrauchern platziert, da sie neben Strom auch Wärme produzieren, die direkt vor Ort verbraucht wird. Die techno-ökonomischen Parameter der unterschiedlichen Technologien inklusive der Wasser-Elektrolyse, die in Tabelle 12 zusammengefasst sind, leiten sich aus [Dena; EWI 2018] bzw. für den Einsatz von Brennstoffzellen aus [Roland Berger 2015] ab.

Als favorisierte Elektrolisetchnologie werden flexible PEM-Elektrolyseure (d.h. sog. Proton Exchange Membrane Elektrolyse) angenommen, deren spezifische Kosten pro installierter elektrischer Leistung im Zeitverlauf stark zurückgehen. Die regionale Verteilung der Elektrolyse unterscheidet sich deutlich zwischen den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung (Szenarien 1, 3 und 5) und mit Fokus auf Wasserstoff (Szenarien 2, 4, 6). In den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung wird die Elektrolyse in der Nähe der Abnehmer platziert, da hier Strom der wesentliche Energieträger wird. In den Szenarien

⁶ Must-run Kapazitäten können beim Einsatz wärmegeführter Kraftwerke entstehen. In diesem Fall werden die Kraftwerke primär zur Produktion von Wärme in Stunden mit entsprechender Wärmenachfrage eingesetzt. Der dabei zusätzlich anfallende Strom wird dann in das Stromnetz eingespeist.

mit Fokus auf Wasserstoff befindet sich die Elektrolyse hingegen an Standorten, die nach [GW; EWI 2018] ein hohes EE-Potenzial aufweisen und zudem aus Sicht der Strom- und Gasinfrastruktur netzdienlich betrieben werden können. Dadurch steht der Transport von Wasserstoff in dedizierten Rohrleitungen im Vordergrund.

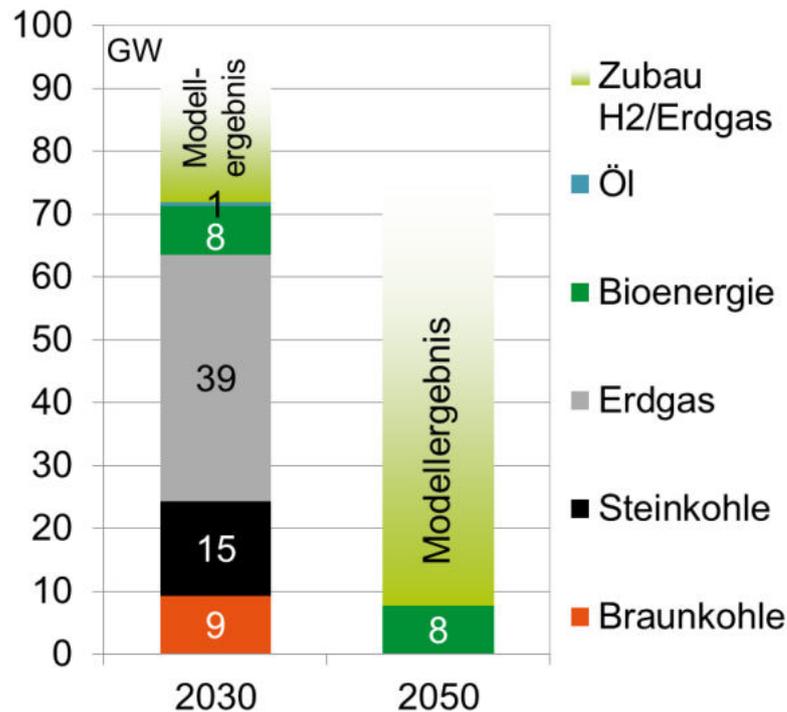


Abbildung 7: Angenommene Kapazität der flexiblen Kraftwerke in GW.

Die fluktuierende Stromerzeugung aus EE-Anlagen (Wind onshore und offshore, PV sowie Laufwasserkraftwerke) ergibt sich anteilig aus der Bruttostromnachfrage inklusive des Strombedarfs für die Elektrolyse sowie der Speicher- und Netzverluste. Dabei ist zu beachten, dass zum Teil auch Überkapazitäten benötigt werden, um ggf. mögliche Speicherverluste auszugleichen. Die optimale Auslegung der EE-Anlagen stellt jedoch ein Ergebnis der Modellierung in einem iterativen Verfahren dar. Für Laufwasserkraftwerke wird davon ausgegangen, dass deren Potenzial weitestgehend ausgeschöpft ist und die entsprechende Einspeisung mit ca. 17 TWh/a in allen Szenarien konstant bleibt (siehe dazu Tabelle 13). Die restlichen EE-Kapazitäten teilen sich für 2030 gemäß den Angaben in [50Hertz, et al. 2017] bzw. für 2050 gemäß den erwarteten EE-Potenzialen auf in 50% bzw. 40% Wind onshore, 25% Wind offshore und 25% bzw. 35%

PV. Die regionale Zuordnung der EE-Kapazität richtet sich nach Angaben von [50Hertz, et al. 2017] und [IWES 2011] sowie innerhalb von NRW nach der heutigen Verteilung der EE-Anlagen gemäß [LANUV 2018]. Tabelle 14 beinhaltet die spezifischen Kosten der dazugehörigen EE-Stromerzeugung.

Tabelle 12: Techno-ökonomische Parameter für Kraftwerke und Elektrolyse

Kraftwerke Elektrolyse	Investition (€/kW)		Wartungs- kosten*	Lebens- dauer	Wirkungs- grad	Spez. Emissionen (t _{CO2} /MWh _{in})
	2030	2050				
Braunkohle	1.600	1.600	3%	45 a	49%	0,4062
Steinkohle	1.500	1.500	3%	45 a	50%	0,3380
GuD	700	700	4%	30 a	60%	0,1980**
Gasturbine	400	400	4%	25 a	40%	0,1980**
Öl	450	450	4 %	25 a	34%	0,2847
Brennstoffzellen	2.000	1.700	4%	20 a	52%***	0
Elektrolyse	700	300	4%	25 a	67%****	0

* Jährliche fixe Kosten in % der Investition

** Nur für Erdgas, für Bioenergie und Wasserstoff keine Emissionen

*** Elektrischer Wirkungsgrad; thermischer Wirkungsgrad 31%

**** Bezogen auf unteren Heizwert

Die Abregelung der EE-Einspeisung wird nicht beschränkt und ist ein Modellergebnis. Die stündlichen Einspeisepprofile der EE-Anlagen sind aus historischen Daten für 2015 der Übertragungsnetzbetreiber von der Transparenzplattform ENTSO-E in [ENTSO-E 2018] abgeleitet. Die Zuordnung der Profile zwischen den Regionen sowie den entsprechenden Zonen in Deutschland erfolgt gemäß Tabelle 15.

Tabelle 13: Annahmen zur EE-Stromerzeugung

	2030 (-55%)	2050 (-80%)	2050 (-95%)
Anteil EE-Einspeisung am Strombedarf (inklusive Strom für Elektrolyse, Speicher- und Netzverluste)*	Modellergebnis		
Einspeisung der Laufwasserkraftwerke	16,8 TWh		
Wind onshore**	50%	40%	
Wind offshore**	25%	25%	
Photovoltaik**	25%	35%	

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

* Nach [Dena; EWI 2018]

** Anteil an der fluktuierenden EE-Einspeisung nach Abzug der Einspeisung der Laufwasserkraftwerke nach [Dena; EWI 2018]

Tabelle 14: Spezifische Kosten der EE-Stromerzeugung

EE-Stromerzeugung	Spez. Kosten (€/MWh)	
	2030	2050
Laufwasser	80	80
Wind onshore	54	47
Wind offshore	96	46
Photovoltaik	72	45

Tabelle 15: Datengrundlage für EE-Einspeiseprofile

Einspeiseprofil	Wind onshore	Wind offshore	PV	Laufwasser
Region NRW	Amprion		Amprion	Amprion
Region Nord	Tennet	Tennet*	50Hertz	Amprion
Region West	Amprion		Amprion	Amprion
Region Süd	Transnet BW		Transnet BW	Transnet BW
Region Ost	50Hertz		50Hertz	Amprion

„X“ = nicht vorhanden

* Angepasst um den starken Zubau im Jahresverlauf (Trendlinienkorrektur mittels Faktor)

Die techno-ökonomischen Parameter der Energiespeicher sind in Tabelle 16 zusammengestellt. Für Pumpspeicher wird eine unveränderte Kapazität von 6 GW bzw. 36 TWh sowie die heutige regionale Verteilung unterstellt. Darüber hinaus wird der weitere Ausbau der Pumpspeicher aufgrund der begrenzten geologischen Potenziale sowie sozialer Akzeptanz nicht zugelassen. Die Kapazität stationärer Batterien sowie der H₂-Speicher (Röhrenspeicher, Salzkaverne) ist hingegen ein Modellergebnis. Die regionale Verteilung von stationären Speicherbatterien orientiert sich am EE-Aufkommen, während die Standorte der Salzkavernen grundsätzlich durch entsprechende geologische Bedingungen und Potenziale bestimmt werden. Darüber hinaus orientieren sich die Salzkavernen auch an der Elektrolyse, d.h. sie werden wenn möglich entweder nach H₂-Bedarf (in Szenarien 1, 3 und 5 mit Fokus auf Elektrifizierung) oder nach EE-Potenzial und Netzdienlichkeit (Szenarien 2, 4 und 6 mit Fokus auf Wasserstoff) aufgestellt. H₂-Röhrenspeicher werden grundsätzlich verbrauchernah installiert.

Für Annahmen zum Bedarfsmanagement (Demand Side Management - DSM) wird in Anlehnung an [NEP-Strom 2017] eine maximale Leistung von 2,5 GW in 2030 und 5 GW in 2050 aus der Nachfrage nach Basisstrom (d.h. aus dem Gebäudesektor und Industrie) zuzüglich 25% der maximalen Ladeleistung der BEVs im jeweiligen Szenario und ein Energieausgleich innerhalb von 6 Stunden⁷ zu einem Preis von 50 €/MWh angenommen.

⁷ Das bedeutet, dass Energienachfrage innerhalb eines Zeitfensters von 8 Stunden und einer maximalen Leistung von 5 GW vom Modell beliebig verschoben werden kann.

Tabelle 16: Techno-ökonomische Parameter für Energiespeicher

Energiespeicher	Investition (€/kWh)*		Wartungskosten**	Lebensdauer	Wirkungsgrad Input/Output	
	2030	2050				
Pumpspeicher	110	110	3%	80 a	89%	90%
Batterie	400	350	1%	15 a	98%	95%
H ₂ Röhrenspeicher	11	11	1%	30 a	98%	95%
H ₂ Salzkaverne	1	1	2%	30 a	94%	100%

* Festes Verhältnis zwischen Leistung und Energiemenge in MWh/MW:
Pumpspeicher 6, Batterie 2, H₂-Röhrenspeicher 24, H₂-Salzkaverne 500

** Jährliche fixe Kosten in % der Investition

3.5 Annahmen Energietransport

Die angenommenen Kapazitäten der Stromübertragung sowie der Grenzkuppelstellen in Deutschland und Nordrhein-Westfalen sind in Abbildung 8 und Abbildung 9 zusammengefasst. Die aktuellen Stromnetzkapazitäten sind mit einem Sicherheitsabschlag von 20% zur Berücksichtigung des n-1-Kriteriums aus [DLR 2017] abgeleitet und stellen nur einen Startwert für die Modellierung der jeweiligen Szenarien dar.

Die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen entsprechen den Prognosen des Netzentwicklungsplans Strom [50Hertz, et al. 2017] für das Jahr 2030 und werden entsprechend der vorgelagerten Modellierung des Stromaustauschs mit dem Ausland fortentwickelt. Auch die angesetzten Außenhandelsmengen für Strom sind aus Szenario B im Netzentwicklungsplan in [50Hertz, et al. 2017] abgeleitet. Die Zeitreihen für den Stromaustausch mit dem Ausland basieren auf Daten für 2015 von der Transparenzplattform der ENTSO-E in [ENTSO-E 2018]. Der Import und Export von Strom zum Ausgleich fluktuierender EE-Einspeisung in Deutschland wird auf 10% der Stromtransite, d.h. der jährlichen Energiemenge in TWh/a, die an den jeweiligen Grenzkuppelstellen zur Durchleitung durch Deutschland übergeben wird, mit einem Durchschnittspreis von 50 €/MWh begrenzt.

Außerdem wird durch geeignete Parameterwahl der Ausbau der Stromnetze aufgrund der langen Genehmigungsverfahren und geringer Akzeptanz in der Bevölkerung in der Modellierung in dieser Studie möglichst vermieden. Das bedeutet, dass im Modell zuerst alle Maßnahmen des Netzwerkmanagements ergriffen werden, bevor neue Leitungen zugebaut werden und der unvermeidbare Ausbau der Netze ex-post monetarisiert wird. In Anlehnung an [50Hertz, et al. 2017] und [EWI 2018] werden für den Neubau von Wechselstromleitungen 1,0 Mio. €/km (380 kV Doppelleitung) bzw. HGÜ-Leitungen 4 Mio. €/km (2 GW DC-Erdkabel) angesetzt. Für Verluste im Stromnetz werden nach [50Hertz, et al. 2017] pauschal 6,5% angenommen. Bereits heute bestehende Netzkapazitäten werden außerdem um die Ausbaumaßnahmen im Startnetz sowie im Szenario B 2030 des Netzentwicklungsplans Strom in [50Hertz, et al. 2017] ergänzt. Als Betriebskosten für das Stromnetz werden in Anlehnung an [BNetzA 2017] pauschal 0,60 €/MWh angesetzt.

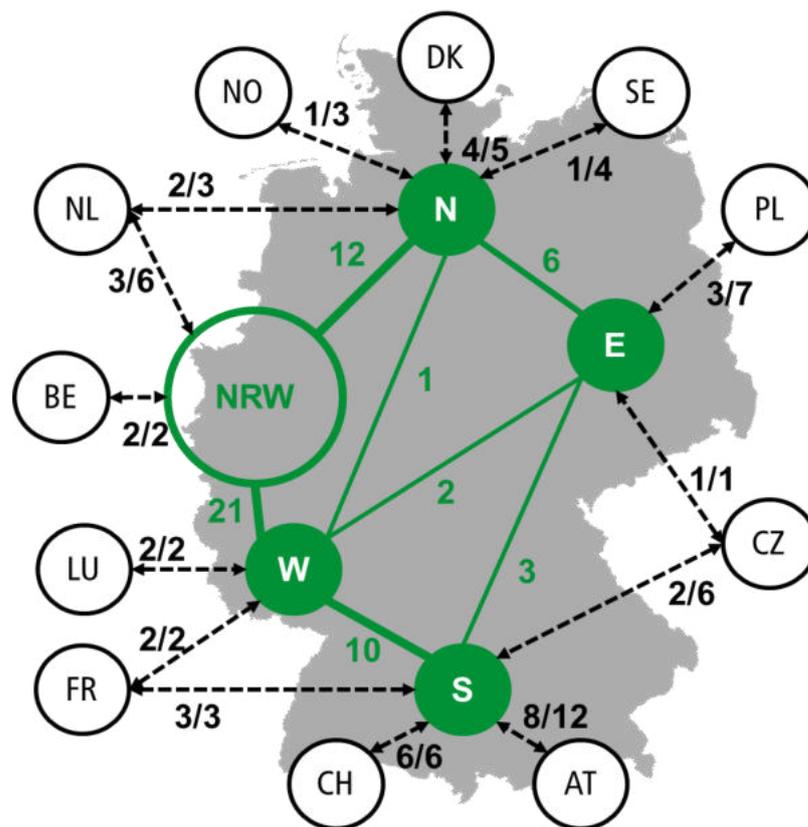


Abbildung 8: Existierende Kapazitäten der Stromübertragung sowie der für Deutschland relevanten Grenzkuppelstellen (2030/2050) in GW

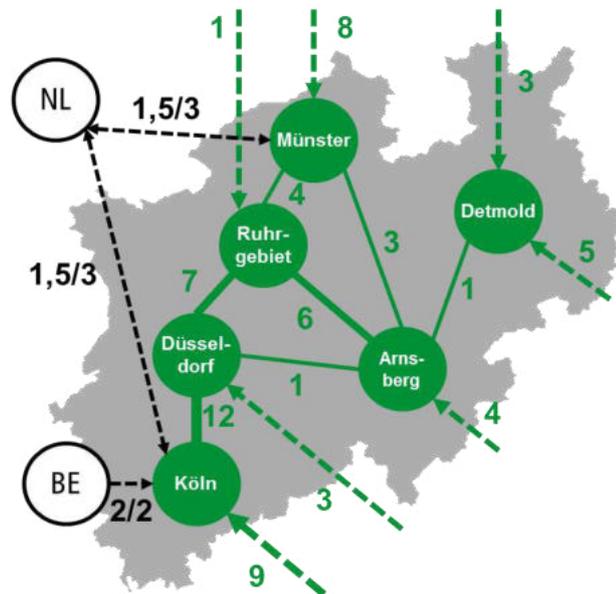


Abbildung 9: Existierende Kapazitäten der Stromübertragung sowie der für Nordrhein-Westfalen relevanten Grenzkuppelstellen (2030/2050) in GW

Für den Transport von Wasserstoff wird von dedizierten Gasrohrleitungen ausgegangen. Da in Zukunft eine durch entsprechende Klimaschutzmaßnahmen rückläufige Erdgasnachfrage zu erwarten ist, werden tendenziell immer mehr Leitungskapazitäten frei, die grundsätzlich für eine Umwidmung in reine Wasserstoffleitungen zur Verfügung stehen können. Daher wird auch hier durch eine geschickte Parameterwahl in der Modellierung zunächst uneingeschränkter H₂-Transport zugelassen. Die so optimierten Gasflüsse werden ex-post pauschal mit Investitionsausgaben von 125 € / (MW_{H₂} * km) bewertet. Die Verluste von Wasserstoff im Transportnetz betragen deutlich weniger als 1% und sind damit energetisch vernachlässigbar. Zudem werden in Anlehnung an [FZJ 2012] für die Einspeisestation von Wasserstoff in das Rohrleitungssystem 22 €/MW_{H₂} bei einer Lebensdauer von 15 Jahren angesetzt. Die Rolle der Importe von Wasserstoff aus dem Ausland wird in Kapitel 4.4.1 näher betrachtet. Darüber hinaus wird der Transport von Wasserstoff bzw. Erdgas pauschal nach [LBST 2018] mit Betriebskosten von 3 €/MWh_{H₂} bzw. 2,30 €/MWh_{CH₄} monetarisiert.

Als Basis für Netzberechnungen dienen außerdem die gemittelten Transportlängen für die beiden Energieträger, die als kürzeste Entfernungen zwischen den Flächenschwerpunkten der jeweiligen Regionen ermittelt werden. Die entsprechenden Transportentfernungen sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Transportentfernungen zwischen den gewählten Regionen bzw. Knotenpunkten des vereinfachten Strom- und Gasnetzes in km

km	Münster	Ruhrgebiet	Düsseldorf	Köln	Arnsberg	Detmold	Nord	West	Süd	Ost
Münster		55			75		300			
Ruhrgebiet	55		50		85		350			
Düsseldorf		50		105	120			230		
Köln			105					160		
Arnsberg	75	85	120			110		220		
Detmold					110		220	270		
Nord	300	350				220		500	620	280
West			230	160	220	270	500		270	400
Süd							620	270		370
Ost							280	400	370	

4 ERGEBNISSE AUS DER MODELLIERUNG DES ENERGIESYSTEMS

Dieses Kapitel beschreibt die wesentlichen Ergebnisse aus der Modellierung des Energiesystems auf Basis der Szenarien und Annahmen aus dem vorhergehenden Kapitel. Zunächst beinhaltet Kapitel 4.1 eine Darstellung der erwarteten Energienachfrage. Anschließend wird in Kapitel 4.2 die optimale Auslegung des Energiesystems hinsichtlich der Bereitstellung von Energie, Bedarf an Systemflexibilität sowie Transport von Strom und Wasserstoff näher beleuchtet. Die Kosten-Nutzen-Analyse von Wasserstoff erfolgt in Kapitel 4.3, während Kapitel 4.4 weitere Einflussfaktoren auf das Energiesystem im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Ausgewählte Detailergebnisse befindet sich außerdem im Anhang.

4.1 Erwartete Energienachfrage

4.1.1 Allgemeine Entwicklungen in Deutschland

Die erwartete Energienachfrage Deutschlands in den Stützjahren 2030 und 2050 leitet sich direkt aus den dazugehörigen Annahmen im Kapitel 3.3 ab und stellt die Basis für alle weitere Berechnungen dar. Abbildung 10 fasst die jährliche Energienachfrage in den einzelnen Szenarien nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland zusammen. Dabei wird ersichtlich, dass sich die Dekarbonisierung des Energiesystems grundsätzlich auf zwei Säulen stützt. Zum einen geht durch Effizienzsteigerungen in den einzelnen Verbrauchssektoren und Gebäudedämmung die gesamte Energienachfrage in Deutschland deutlich zurück: von heute 2.400 TWh/a um 15% auf ca. 2.000 TWh/a bis 2030 bzw. eine Halbierung auf 1.200 TWh/a bis 2050 für das THG-Minderungsziel von 95%. Zum anderen wird die Dekarbonisierung des Energiesystems durch den Rückgang des Verbrauchs an fossilen Energieträgern erreicht: im Jahr 2030 machen sie rund die Hälfte und im Jahr 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 80% nur noch ein Viertel der gesamten Energienachfrage in Deutschland aus bzw. verschwinden gänzlich beim ambitionierten THG-Ziel von -95%.

Gleichzeitig wird aus der Zusammensetzung der Energieträger auch der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung bzw. Wasserstoff sichtbar. Die Nachfrage nach dem jeweiligen Energieträger (d.h. Strom für den Fall der Elektrifizierung bzw. Wasserstoff in den H₂-Szenarien) steigt im Vergleich zu heute stark an und dominiert langfristig das Energiesystem. Auffallend ist jedoch, dass auch in den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung ein Basisbedarf nach Wasserstoff von ca. 90-330 TWh/a besteht. Dies ist darauf zurückzuführen,

dass gemäß der Szenariendefinition nicht alle Endanwendungen in den einzelnen Verbrauchssektoren elektrifiziert werden. So wird zum Beispiel im Verkehr angenommen, dass langfristig mindestens 20% der PKW Brennstoffzellen-Fahrzeuge sind, da eine 100%ige Durchdringung mit BEVs aus unterschiedlichen Gründen als unrealistisch einzustufen ist. Eine ähnliche Annahme trifft auch auf die H₂-Nutzung im Gebäudesektor zu. Zudem steht für ausgewählte Industrieprozesse, wie zum Beispiel die Produktion von Primärstahl oder in der chemischen Industrie, keine elektrische Alternative zur Verfügung, sodass in diesen Prozessen Wasserstoff eingesetzt werden muss.

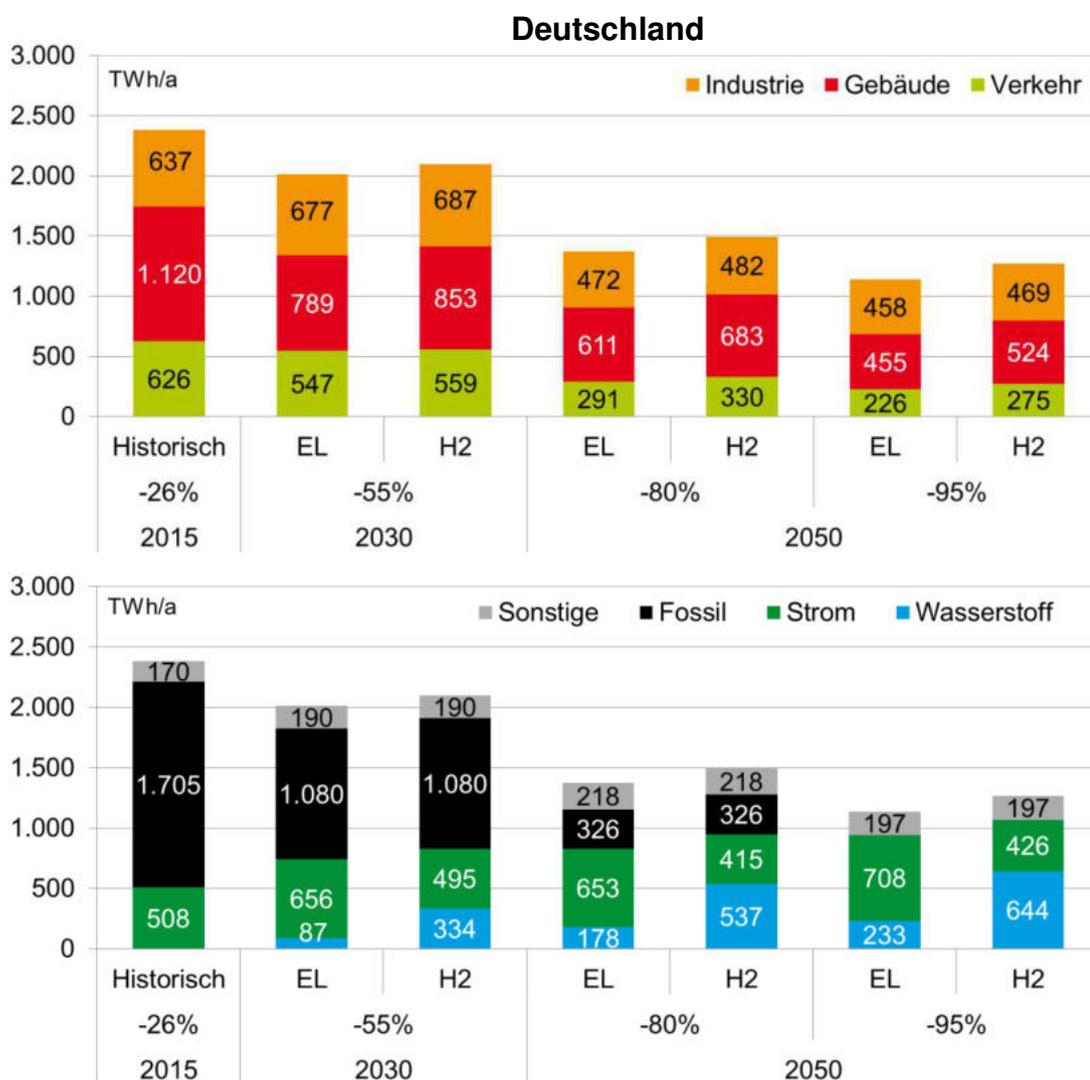


Abbildung 10: Jährliche Endenergienachfrage nach Sektoren (oben) und Energieträgern (unten) in Deutschland in TWh/a

Darüber hinaus weisen die Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff aufgrund geringerer Effizienz der H₂-basierten Endanwendungen (z.B. H₂-Heizsysteme gegenüber elektrischen Wärmepumpen oder FCEVs gegenüber BEVs) eine höhere Nachfrage nach Endenergie⁸ auf. Sonstige Energieträger in Abbildung 10 umfassen insbesondere die Verwendung von Bioenergie im Verkehr- und Gebäudesektor (d.h. Biomasse und Biokraftstoffe) sowie Solarthermie und Müllverbrennung zur Wärmeerzeugung.

Die genannten allgemeinen Entwicklungen der Energienachfrage sind auch für den Straßen- und Schienenverkehr zu beobachten. Einerseits führt die zunehmende Umstellung auf Elektromobilität aufgrund der Effizienzvorteile des Elektro- gegenüber dem Verbrennungsmotor langfristig bis 2050 zu einem deutlichen Rückgang des heutigen Energiebedarfs von derzeit über 600 TWh/a um mehr als die Hälfte auf deutlich unter 300 TWh/a. Fossile flüssige Kraftstoffe werden dabei zunehmend verdrängt. Während sie bei einer THG-Reduktion um 55% in 2030 noch 80% der gesamten Energienachfrage im Straßen- und Schienenverkehr ausmachen (d.h. 465 TWh/a), sinkt ihr Anteil bei 80% THG-Reduktion in 2050 auf maximal 35% (d.h. ca. 110 TWh/a). Bei einem ambitionierten THG-Reduktionsziel von 95% in 2050 muss der Verkehrssektor schließlich CO₂-emissionsfrei werden, da das verbleibende Restbudget für THG-Emissionen durch andere Sektoren wie zum Beispiel die Landwirtschaft aufgebraucht wird.

Insgesamt nimmt langfristig gemäß den Annahmen aus Kapitel 3.2 die Bedeutung des Schienenverkehrs insbesondere durch Verlagerung des Güterverkehrs zwar leicht zu, der Großteil der Energienachfrage wird jedoch weiterhin durch den Straßenverkehr verursacht. Im Straßenverkehr wiederum dominiert in allen Szenarien der PKW-Verkehr (50%-70% der gesamten Energienachfrage) gefolgt von schweren LKW (20%-25%). Im Zeitverlauf geht die Bedeutung des Personenverkehrs insgesamt durch eine fallende Bevölkerungszahl und ein sinkendes Verkehrsaufkommen der PKW zurück, während der Einfluss des Güterverkehrs in allen Segmenten deutlich wächst.

Auch im Gebäudesektor ist eine deutliche Reduktion der Energienachfrage zu verzeichnen, die grundsätzlich in Nachfrage nach Basisstrom und Wärme (Raumwärme und Warmwasser) unterteilt werden kann. Trotz eines durchschnittlichen Wirtschaftswachstums von 1% im GHD-Sektor sinkt der

⁸ Das ist gleichbedeutend mit einer entsprechend höheren Nachfrage nach Primärenergie und damit auch der knappen Ressource EE-Strom.

Verbrauch von Basisstrom im deutschen Gebäudesektor dank der Effizienzsteigerung und einem leichten Bevölkerungsrückgang von derzeit ca. 250 TWh/a um 6% auf 240 TWh/a bis 2030 und sogar um 30% auf 180 TWh/a bis 2050. Dabei wird gemäß der Annahmen aus Kapitel 3 eine geringfügige Effizienzsteigerung im Haushaltssektor (6%-9%), dafür aber eine starke Effizienzsteigerung im GHD-Sektor (10%-53%) unterstellt. Zudem wird der Bedarf an Basisstrom je nach Szenario durch den Einsatz von Mikro-BZ-BKHWs um ca. 6-7 TWh/a (Fokus auf Elektrifizierung) bzw. 25-27 TWh/a (Fokus auf Wasserstoff) weiter reduziert.⁹

Durch eine verbesserte Gebäudedämmung geht auch die Wärmenachfrage deutlich zurück, von derzeit knapp 900 TWh/a um 24%-27% bis 2030 sowie bis 2050 um 37%-39% (80% THG-Reduktionsziel) bzw. 55%-57% (95% THG-Reduktionsziel). Die Bandbreiten sind wieder auf die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Endanwendungen zurückzuführen. Die stärkere Reduktion (d.h. geringere absolute Endenergienachfrage) wird beim Fokus auf Elektrifizierung erreicht, da die elektrischen Wärmepumpen mit einem durchschnittlichen COP von 3,7 auch Umgebungswärme nutzen und damit deutlich effizienter sind als H₂-Direktheizungssysteme¹⁰. Auch der Einsatz fossiler Energieträger (Erdgas und Heizöl) geht im Wärmebereich zurück: Halbierung auf 350 TWh/a (bei -55% THG-Emissionen in 2030) bzw. Reduktion um 80% auf 150 TWh/a (-80% THG-Emissionen in 2050) bzw. vollständige Dekarbonisierung (-95% THG-Emissionen in 2050). Langfristig bis 2050 nimmt auch der Einfluss der direkten Nutzung der erneuerbaren Energien insbesondere in Form von Biomasse und Solarthermie zu. Sie tragen in 2030 zusammen fast ein Viertel und in 2050 nahezu die Hälfte der gesamten Endenergienachfrage im Wärmebereich bei.

In der Industrie fällt der Rückgang der Endenergienachfrage nur moderat aus, was auf zwei gegenläufige Effekte zurückzuführen ist. Zwar reduziert einerseits die Effizienzsteigerung der einzelnen Prozesse den Energiebedarf in den verschiedenen Wirtschaftszweigen, andererseits wird aber diese Entwicklung durch Wirtschaftswachstum zum Teil wieder aufgehoben. Außerdem führt die Umstellung einzelner Produktionsverfahren auf Wasserstoff, z.B. auf H₂-DRI in der Stahlherstellung, anders als im Verkehr und Gebäudesektor nicht zwangsläufig zu deutlichen Effizienzgewinnen. Aus

⁹ Vergleiche dazu Kapitel 3.3.2.

¹⁰ Dies gilt insbesondere im Vergleich mit den Mikro-BZ-BKHWs, die einen relativ geringen thermischen Wirkungsgrad aufweisen. Wie beschrieben wird dieser Nachteil jedoch durch die Ko-Produktion von Strom zum Teil wieder aufgehoben, die wiederum die Nachfrage nach Basisstrom verringert.

diesem Grund steigt sogar der Energieverbrauch in der Industrie mittelfristig bis 2030 leicht um bis zu 8% auf knapp 700 TWh/a an. Langfristig bis 2050 fällt er jedoch moderat um fast 30% auf deutlich unter 500 TWh/a.

In diesem Zusammenhang wird die Dekarbonisierung der Industrie überwiegend durch den kontinuierlichen Austausch der fossilen Energieträger (Öl, Erdgas und Kohle) durch die Energieträger Strom und Wasserstoff vorangetrieben. So geht der Anteil fossiler Energieträger am Energiebedarf der Industrie von derzeit 70%¹¹ auf 40% in 2030 sowie auf 15% bis 0% bis 2050 zurück (80% bzw. 95% THG-Reduktionsziel). Der Unterschied zwischen einem Fokus auf Elektrifizierung bzw. auf Wasserstoff ist in diesem Sektor vergleichsweise gering. Dies ist einerseits auf die Tatsache zurückzuführen, dass für manche Industrieprozesse (z.B. Stahlindustrie oder chemische Industrie) keine elektrische Alternative zur Verfügung steht und die gleichen Mengen an Wasserstoff eingesetzt werden müssen. Andererseits weist eine strom- und H₂-basierte Bereitstellung von Prozesswärme, die in allen Szenarien eine wichtige Rolle bezüglich der gesamten industriellen Energienachfrage spielt, keine großen Effizienzunterschiede auf.

4.1.2 Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland

Die Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland variiert je nach Szenario und Zeitschritt zwischen knapp 100 TWh_{H₂}/a und fast 650 TWh_{H₂}/a (siehe Abbildung 11).¹² Der signifikante Unterschied zwischen einem Fokus auf Elektrifizierung (EL) und einem Fokus auf Wasserstoff (H₂) ist wie beschrieben auf die definitionsgemäße Nutzung der jeweiligen Energieträger im künftigen Energiesystem zurückzuführen. Dabei wird unterstellt, dass der Großteil der H₂-Nachfrage durch die Wasser-Elektrolyse (bzw. Power-to-Hydrogen – PtH₂) bedient wird. Die Bereitstellung von Wasserstoff mittels Erdgas-Dampfreformierung spielt insgesamt nur eine untergeordnete Rolle und geht gemäß der Annahmen in Kapitel 3 von aktuell knapp 30 TWh/a auf 13 TWh/a bis 2030 zurück bzw. wird bis 2050 gänzlich durch PtH₂ ersetzt.

Die Zusammensetzung der H₂-Nachfrage weist teilweise große Unterschiede zwischen den Szenarien auf. Mittelfristig bis 2030 spielen sowohl der Verkehr aufgrund der geringen Penetration der Elektromobilität als auch die

¹¹ Die restlichen 30% der Energienachfrage werden bereits heute in Form von Strom bereitgestellt.

¹² Bezogen auf den unteren Heizwert zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Der Unterschied zum oberen Heizwert (Brennwert) wird bei Berechnung der Wirkungsgrade der betroffenen Technologien berücksichtigt.

industrielle Nutzung von Wasserstoff als Grundstoff durch verzögerte Umstellung der Produktionsprozesse in beiden Szenarien nur eine untergeordnete Rolle. So wird in diesem Zeitschritt insbesondere nur die Herstellung von Ammoniak und petrochemischer Erzeugnisse in Raffinerien bis zu 50% auf H₂ aus Elektrolyse umgestellt. Einen deutlich größeren Einfluss hat hingegen die Wärmebereitstellung im Gebäudesektor (Raumwärme und Warmwasser) und der Industrie (Prozesswärme). Auf diese Weise können bei einem Fokus auf Wasserstoff bereits kurzfristig große H₂-Mengen von bis zu 350 TWh_{H2/a} in Deutschland abgesetzt werden. Selbst bei einem Fokus auf Elektrifizierung werden bereits mittelfristig signifikante H₂-Mengen von knapp 100 TWh_{H2/a} verbraucht, obwohl dieses Szenario definitionsgemäß vordergründig auf eine starke Elektrifizierung der Endanwendungen setzt.

Langfristig bis 2050 gewinnen sowohl der Verkehr und die Nutzung von H₂ als Grundstoff in der Industrie an Bedeutung. So steigt der Anteil des Verkehrs am gesamten H₂-Bedarf in Deutschland durch die Einführung der FCEVs auf mindestens 25% und kann dann je nach Szenario zwischen 44 und 220 TWh_{H2/a} nachfragen. Auch der Anteil der industriellen Nutzung von H₂ als chemischer Grundstoff kann signifikant auf 63 bis 105 TWh_{H2/a} gesteigert werden. Insbesondere führt die Einführung der Direktreduktion mittels Wasserstoff bei der Herstellung von Primärstahl zu einem H₂-Bedarf von 40 bis 80 TWh_{H2/a} (unterer Wert bei 50% DRI-H₂ bei 80% THG-Reduktion bzw. oberer Wert bei vollständiger Umstellung der Stahlproduktion bei 95% THG-Reduktion).

Neben Ammoniak (bis zu 15 TWh_{H2/a}) wird elektrolytisch hergestellter Wasserstoff außerdem zunehmend auch in der Produktion von Methanol (Power-to-Methanol) eingesetzt (bis zu 7 TWh_{H2/a}). Demgegenüber steht ein deutlicher Rückgang des H₂-Bedarfs in Raffinerien, bedingt durch die Einführung der Elektromobilität und damit fallendem Absatz flüssiger fossil basierter Kraftstoffe. Die Bereitstellung von Wasserstoff als Nebenprodukt aus der Chlorindustrie bleibt dabei in allen Szenarien auf einem konstanten Niveau von ca. 4 TWh_{H2/a}.

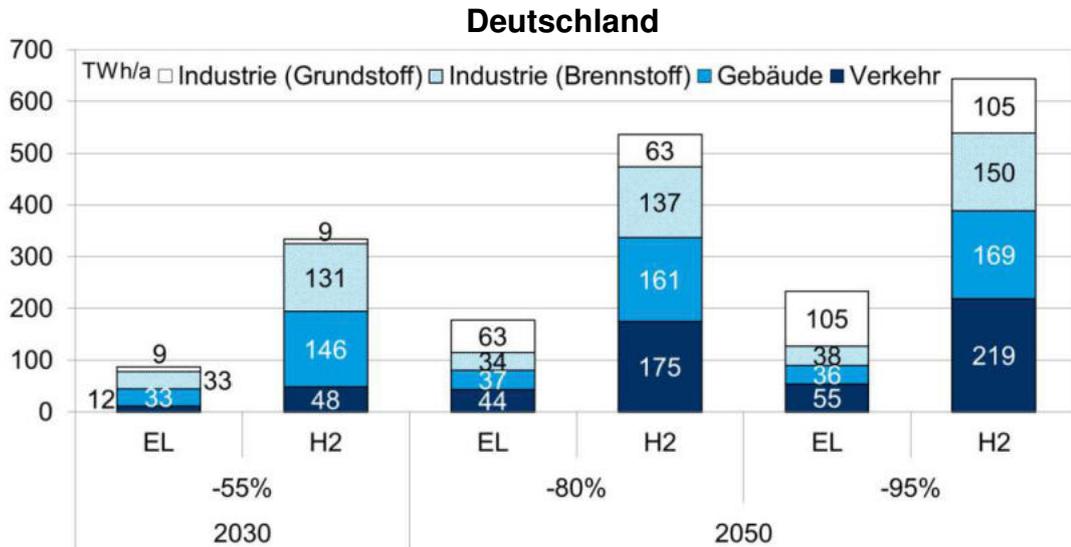


Abbildung 11: Jährliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse in den einzelnen Sektoren in Deutschland in TWh_{H2}/a (bezogen auf den unteren Heizwert)

Dabei ist der Verbrauch von Wasserstoff als Grundstoff sowohl in den Elektrifizierungs- als auch H₂-Szenarien unverändert, da es für diese Industrieprozesse keine vollelektrische Option gibt. Daher erzielt H₂ als industrieller Grundstoff bei einem Fokus auf Elektrifizierung langfristig einen dominanten Anteil an der gesamten H₂-Nachfrage von 35%-45%. Im Gegensatz dazu nimmt die absolute Nutzung von Wasserstoff zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor und der Industrie langfristig nur unterproportional zu. Dies kann durch folgenden Effekt begründet werden: der relative Anteil der H₂-Anwendungen an der Endenergienachfrage des jeweiligen Sektors steigt zwar weiter an, dieser wird aber durch Effizienzsteigerungen sowie Gebäudedämmung und damit einen insgesamt sinkenden Gesamtenergiebedarf kompensiert.

4.1.3 Spezifische Entwicklungen in Nordrhein-Westfalen

Die allgemeinen Entwicklungen in Deutschland gelten grundsätzlich auch für Nordrhein-Westfalen. Durch die große Bevölkerungsdichte sind zwar der Personenverkehr insbesondere auf der Straße (d.h. der PKW-Verkehr) sowie der Gebäudesektor in Nordrhein-Westfalen überproportional repräsentiert, was mittelfristig zu einem stärkeren Rückgang der Energienachfrage und der THG-Emissionen aus diesen beiden Verbrauchssektoren im bundesweiten Vergleich führen dürfte. Diese Entwicklung wird jedoch zum Teil durch einen überproportionalen Anteil der Industrie an der Energienachfrage und die

damit verbundenen THG-Emissionen ausgeglichen.¹³ Im Allgemeinen stellen sich damit die Unterschiede zwischen Nordrhein-Westfalen und ganz Deutschland als eher gering dar, sodass die Simulationsergebnisse auf Bundesebene grundsätzlich auch auf Nordrhein-Westfalen übertragbar sind.

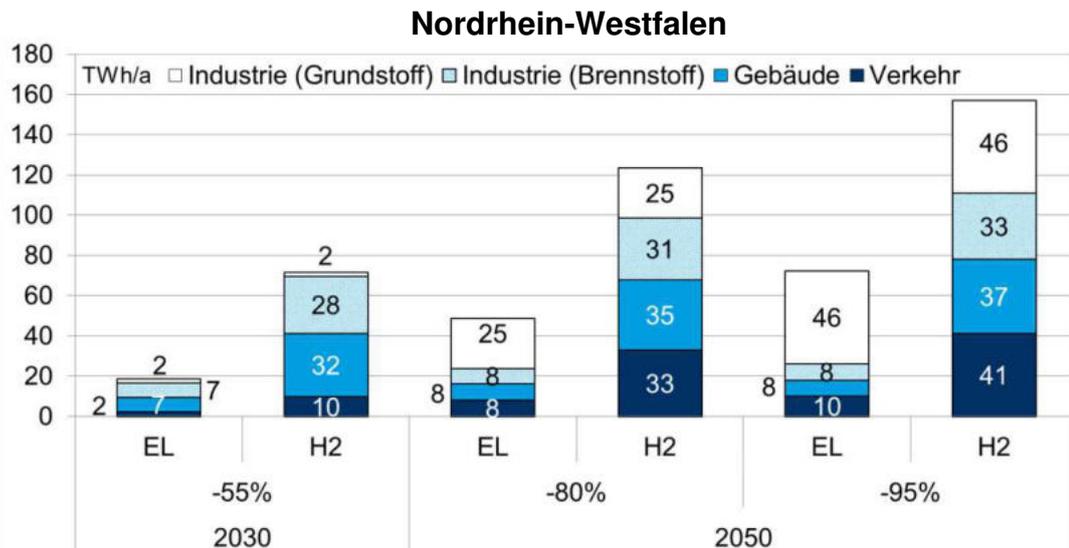


Abbildung 12: Jährliche Nachfrage nach Wasserstoff aus Elektrolyse in den einzelnen Sektoren in Nordrhein-Westfalen in TWh_{H2}/a

Der Wasserstoffbedarf in Nordrhein-Westfalen hat mit knapp 20 bis 160 TWh_{H2}/a je nach Szenario einen Anteil von 20% bis 30% an der bundesweiten Nachfrage (siehe Abbildung 12). Wie in ganz Deutschland dominiert mittelfristig bis 2030 der Wärmebereich (Gebäudewärme und industrielle Prozesswärme) die gesamte H₂-Nachfrage in NRW, und langfristig bis 2050 steigt analog der H₂-Bedarf auch zum Einsatz im Verkehr und der Industrie sprunghaft an. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in industriellen Prozessen macht sich in Nordrhein-Westfalen bei einem Fokus auf die Elektrifizierung besonders bemerkbar: bereits bei einem THG-Minderungsziel von 80% macht sie die Hälfte der gesamten H₂-Nachfrage (d.h. 25 von 50 TWh_{H2}/a) aus bzw. knapp zwei Drittel bei einem THG-Minderungsziel von 95% (d.h. 46 von 72 TWh_{H2}/a).

Abbildung 13 stellt die regionale Verteilung der H₂-Nachfrage auf die einzelnen Planungsregionen innerhalb von Nordrhein-Westfalen für die

¹³ Zum Beispiel erfolgt ca. 50% der Herstellung von Primärstahl in den entsprechenden Hüttenwerken in Nordrhein-Westfalen.

verschiedenen Szenarien dar. Mittelfristig entfällt deutlich mehr als die Hälfte der H₂-Nachfrage auf die drei bevölkerungsreichen Planungsregionen Köln, Düsseldorf und Ruhrgebiet. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff durch die chemische Industrie und Raffinerien kann vor allem in der Region Köln (1,9 TWh_{H2}/a) bzw. zum Teil auch im Ruhrgebiet (0,3 TWh_{H2}/a) verortet werden. Die übrigen Regionen weisen insgesamt eine vergleichsweise nur geringe H₂-Nachfrage auf.

Langfristig bis 2050 ändert sich jedoch die regionale Verteilung grundlegend mit der Umstellung ausgewählter industrieller Prozesse auf Wasserstoff. Besonders auffallend ist der starke Anstieg der industriellen Nutzung von Wasserstoff im Wesentlichen durch die Stahlindustrie (DRI-H₂) im Ruhrgebiet (21-41 TWh_{H2}/a), sodass für diese Region der größte Anteil am H₂-Bedarf in NRW prognostiziert wird (30%-65%). Das unterstreicht die besondere Rolle der Stahlindustrie im Hinblick auf die potenzielle Nutzung von Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen. Auch in den beiden Planungsregionen Köln und Düsseldorf steigt die H₂-Nachfrage vor allem im Verkehrssektor deutlich an, jedoch insgesamt nicht so signifikant wie im Ruhrgebiet. Dabei machen die beiden Regionen je nach Szenario zusammen 20%-40% des gesamten H₂-Bedarfs in NRW aus. In der Region Köln kommt außerdem auch ein weiter steigender Bedarf nach Wasserstoff aus der Elektrolyse durch weitere Prozessumstellungen in der chemischen Industrie dazu. Interessanterweise entsteht in der Region Arnsberg ein überproportionaler Bedarf an Wasserstoff zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme (1-7 TWh_{H2}/a bzw. 50%-65% der gesamten H₂-Nachfrage in dieser Region), vor allem zur Deckung des Energiebedarfes der dortigen Zementindustrie.

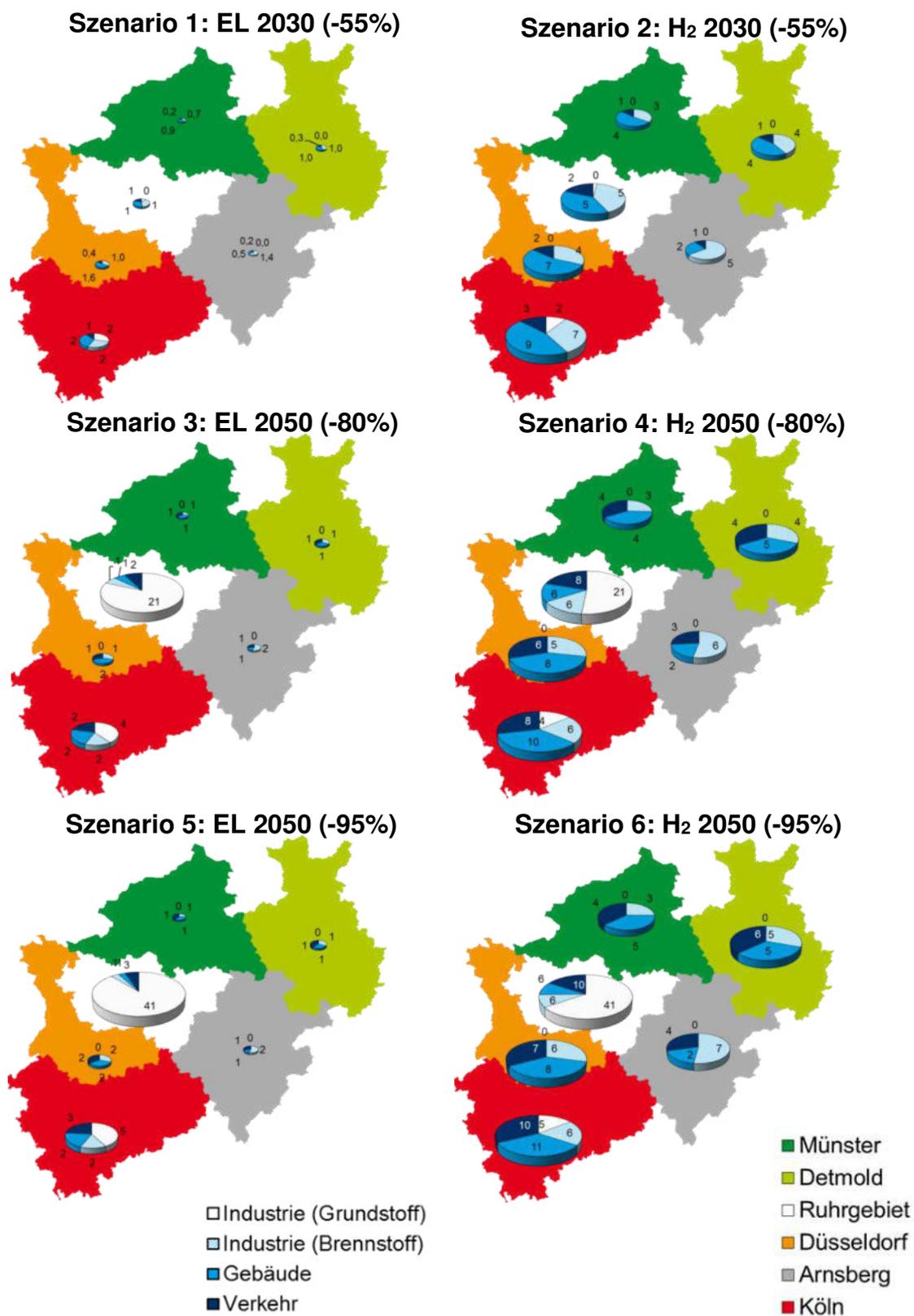


Abbildung 13: Regionale Verteilung der jährlichen H₂-Nachfrage in NRW mit Fokus auf Elektrifizierung (links) und H₂ (rechts)

4.2 Optimale Auslegung des Energiesystems

Die Nachfrage nach den beiden Energieträgern Strom und Wasserstoff aus dem vorhergehenden Kapitel geht in die eigentliche Modellierung des Energiesystems als Inputparameter ein. Dabei werden in einem iterativen Verfahren die optimale Auslegung der EE-Anlagen sowie in einer mathematisch geschlossenen Minimierung der Systemkosten die optimale Dimensionierung und Betrieb aller anderen Systemkomponenten (regelbare Kraftwerke, Speicher, Elektrolyse, etc.) ermittelt.

4.2.1 Bereitstellung von Energie

Die Bereitstellung von Strom aus fluktuierenden EE-Anlagen in Deutschland (siehe Abbildung 14 und Tabelle 18) variiert stark je nach Szenario von knapp 500 TWh/a in 2030 bei einem Fokus auf Elektrifizierung (Szenario 1) bis ca. 1.500 TWh/a in 2050 bei einem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% mit Fokus auf Wasserstoff (Szenario 6). Im ersten Fall (Szenario 1) bedeutet dies eine Verdreifachung der EE-Einspeisung im Vergleich zu heute (ca. 165 TWh/a), im letzteren Fall (Szenario 6) einen Anstieg sogar um den Faktor 10. Dieser Vergleich verdeutlicht die Rolle und die Dimension eines erforderlichen EE-Ausbaus für die voranschreitende Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland. Dabei kann mittelfristig bis 2030 die Obergrenze für neue EE-Anlagen gemäß dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) den entsprechenden Ausbaubedarf behindern, während langfristig bis 2050 je nach Szenario und Abschätzung die Potenzialgrenzen (ca. 1.000 bis 1.500 TWh/a) erreicht werden können. Der Unterschied der EE-Einspeisung zwischen dem Fokus auf Elektrifizierung (EL) und Wasserstoff (H₂) für die jeweiligen THG-Minderungsziele der entsprechenden Szenarien ist grundsätzlich auf die größeren Umwandlungsverluste der H₂-Produktion und Nutzung und damit abweichende Nachfrage nach Endenergie zurückzuführen (siehe Tabelle 18).

Gemäß den Angaben in [50 Hertz Transmission, et al. 2017] trägt die PV mit 120-170 TWh/a mittelfristig ca. 25% der EE-Einspeisung bei (siehe dazu auch Annahmen im Kapitel 3.4). Langfristig verschiebt sich dieses Verhältnis jedoch entsprechend den erschließbaren EE-Potenzialen in Deutschland zugunsten von noch mehr PV-Anlagen, die mit 260-540 TWh/a dann einen Anteil von ca. 35% erreichen. In allen Szenarien bleibt aber Windenergie mit 360-1.000 TWh/a, d.h. 65%-70% (darunter insbesondere Wind onshore) die dominierende EE-Quelle. Die Wasserkraft leistet insgesamt nur einen geringfügigen Beitrag zur EE-Stromproduktion (1%-3%) mit einer konstanten Einspeisung von 17 TWh/a.

Die installierte Leistung der EE-Anlagen in Deutschland variiert je nach Szenario ebenfalls stark zwischen ca. 250 GW (Szenario 1) und 850 GW (Szenario 6). Durch die geringere Anzahl an jährlichen Volllaststunden dominiert dabei die PV-Leistung mit 130-540 GW oder 50%-60% der gesamten EE-Leistung. Die größten Zubauraten im zeitlichen Verlauf entstehen bei PV und Wind offshore insbesondere durch die langfristige Verschiebung des EE-Strommixes. Der Ausbaubedarf und die dazugehörigen Kosten werden jedoch bei PV und Wind onshore durch eine zunehmende Auslastungen der Anlagen (d.h. steigende jährliche Volllaststunden) zum Teil gebremst.

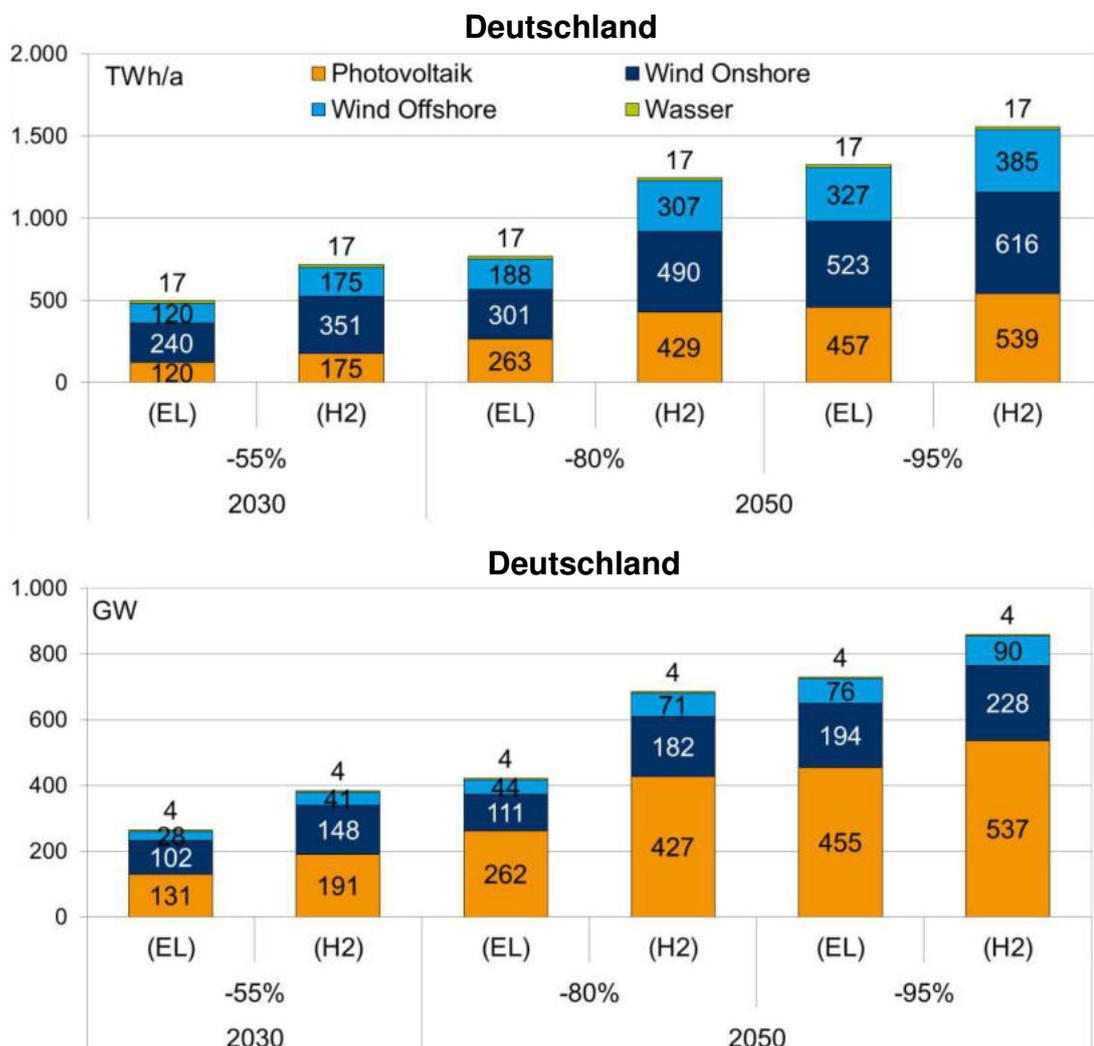


Abbildung 14: Einspeisung in TWh (oben) und installierte Leistung der fluktuierenden EE-Anlagen in Deutschland in GW (unten)

In Nordrhein-Westfalen kann teilweise eine abweichende Entwicklung der EE-Einspeisung beobachtet werden (siehe Abbildung 15). Mittelfristig bis 2030 spielt Windenergie in Bezug auf die EE-Einspeisung in NRW mit 20-30 TWh/a (bei 9-14 GW) eine deutlich wichtigere Rolle als PV mit 15-22 TWh/a (bei 17-24 GW). Der Großteil dieser Energie und der installierten Leistung wird dabei in den weniger dicht besiedelten Regionen Münster und Detmold sowie Teilen der Planungsregion Köln bereitgestellt.

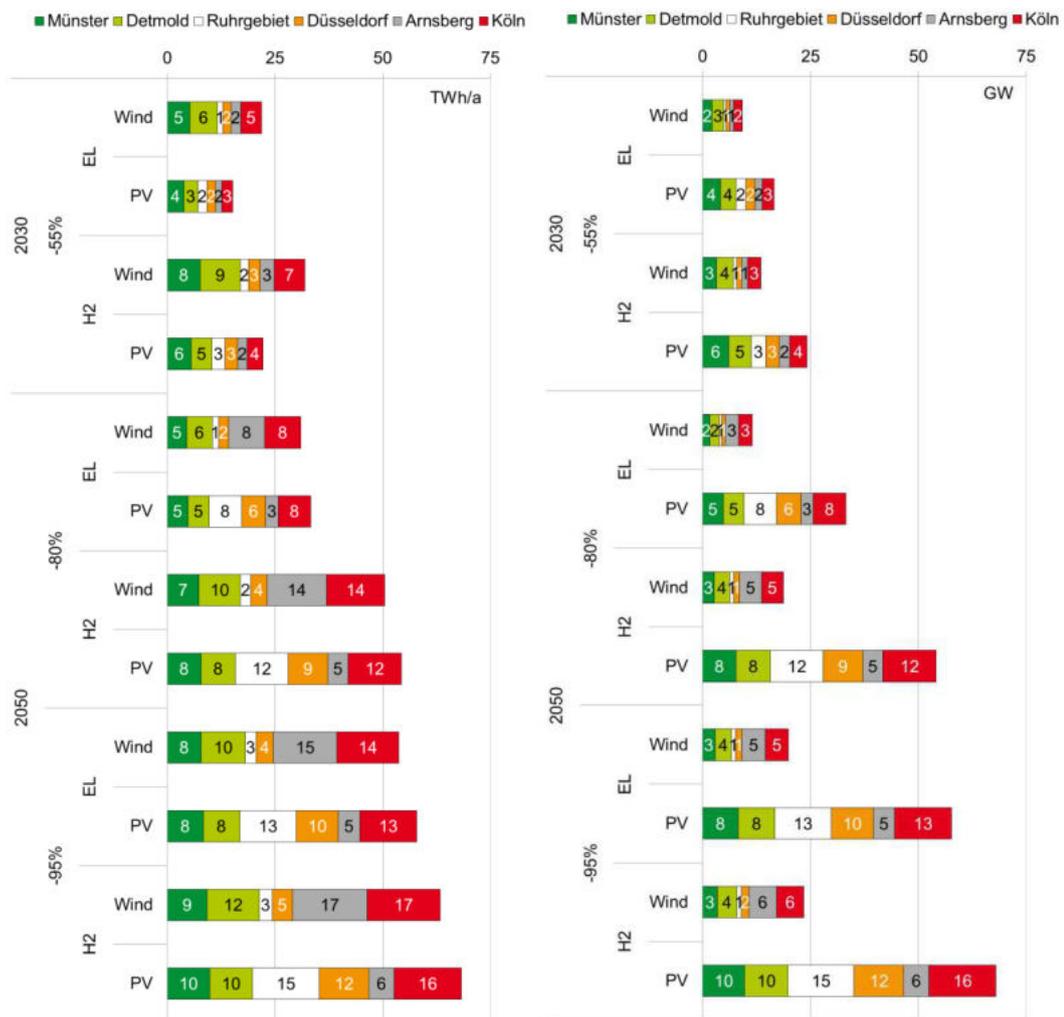


Abbildung 15: Einspeisung in TWh/a (links) und installierte Leistung der fluktuierenden EE-Anlagen in den einzelnen Planungsregionen in Nordrhein-Westfalen in GW (rechts)

Langfristig bis 2050 verschiebt sich der deutschen EE-Strommix zugunsten von PV, was durch den größeren Anteil von PV-Strom aus NRW an

bundesweiten Potenzialen¹⁴ weiter verstärkt wird. So speisen PV-Anlagen mit 33-68 TWh/a (bei 33-68 GW) dann mehr ein als die Windanlagen mit 31-63 TWh/a (bei 11-24 GW). Entsprechend den EE-Potenzialen nach [LANUV 2012] und [LANUV 2013] verändert sich auch die regionale Verteilung der EE-Produktion innerhalb von NRW. Der größte Zubau an Windanlagen erfolgt danach in Arnsberg und ländlichen Gebieten der Region Köln, sodass diese beiden Regionen langfristig mehr als die Hälfte der Windenergie in NRW zur Verfügung stellen. In den Regionen Münster und Detmold steigt die absolute Windeinspeisung zwar auch an, die Zubauraten bleiben aber vergleichsweise gering. Bei PV-Strom dominieren die dichter besiedelten Planungsregionen Ruhrgebiet, Düsseldorf und teilweise Köln, die alle zusammen mehr als 60% der PV-Einspeisung in NRW ausmachen. Der größte Zubau an PV-Anlagen erfolgt dabei im Ruhrgebiet und der Region Düsseldorf.

Insgesamt liegt der maximale Ausbau der erneuerbaren Energien der einzelnen Regionen in NRW selbst bei dem anspruchsvollsten Szenario (Szenario 6 mit Fokus auf Wasserstoff und bei THG-Minderungsziel von 95%) innerhalb der jeweiligen Potenzialgrenzen nach [LANUV 2012] und [LANUV 2013]. Wasserkraft aus Nordrhein-Westfalen macht weniger als 5% der bundesweiten Einspeisung aus mit nennenswerten Beiträgen aus den Regionen Münster und Arnsberg (zusammen ca. 0,6 TWh/a).

Die Stromproduktion der regelbaren Kraftwerke (fossil und erneuerbar) in Abbildung 16 weist auch deutliche Unterschiede auf sowohl zwischen den Szenarien als auch im zeitlichen Verlauf. Mittelfristig, d.h. bei einem THG-Minderungsziel bis 55%, leisten fossile Kraftwerke (Erdgas GuD sowie Stein- und Braunkohle) mit über 300 TWh/a einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland und sind damit für den Großteil der Emissionen im Energiesektor verantwortlich. Dabei haben die Erdgas-Kraftwerke (230-260 TWh/a) den weitaus größten Anteil an der regelbaren Stromeinspeisung, gefolgt von Kohlekraftwerken (77-95 TWh/a). Biomasse-Kraftwerke werden ähnlich wie Erdgas-Gasturbinen und Ölkraftwerke aufgrund der deutlich höheren variablen Kosten grundsätzlich als Spitzenlastkraftwerke betrieben, die zusammen nur 5-8 TWh/a produzieren.

Im Vergleich zum heutigen Strommix sinkt trotz der steigenden Stromnachfrage sowohl der Gesamtbeitrag der regelbaren Kraftwerke (heute ca. 400 TWh/a inklusive Kernkraft), darunter insbesondere der Kohlekraft

¹⁴ Gemäß den Annahmen aus Kapitel 3.4 macht PV-Strom aus NRW ca. 13% der bundesweiten PV-Einspeisung, während bei Wind onshore dieser Anteil bei rund 10% liegt.

(heute 240 TWh/a). Im Gegensatz dazu werden mittelfristig die Erdgas-Kraftwerke immer wichtiger, was zu mehr als einer Verdopplung des Erdgaseinsatzes für die Verstromung im Vergleich zur heutigen Produktion von knapp 90 TWh/a führt. Dieser Zusammenhang verdeutlicht die Bedeutung von Erdgas bei der mittelfristigen Reduktion der THG-Emissionen im deutschen Energiesystem.

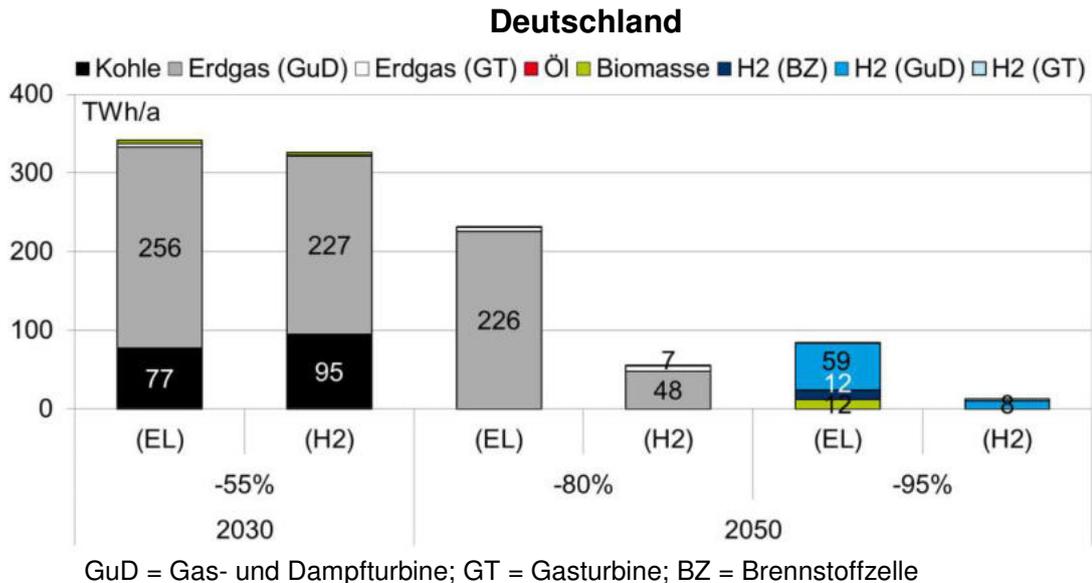


Abbildung 16: Strombereitstellung durch regelbare Kraftwerke in Deutschland in TWh/a (GuD = Gas- und Dampfturbine; GT = Gasturbine; BZ = Brennstoffzelle)

Bei Fokus auf Wasserstoff wird mittelfristig bis 2030 insgesamt ca. 5% weniger Strom aus regelbaren Kraftwerken benötigt als beim Fokus auf eine Elektrifizierung. Gleichzeitig steigt zwar der Anteil der Stromproduktion aus Kohle an (von 77 TWh/a in Szenario 1 auf 95 TWh/a in Szenario 2), dafür aber verschiebt sich die entsprechende Verteilung zwischen Stein- und Braunkohle (Braunkohleanteil von 66% bzw. 51 TWh/a in Szenario 1 zu 47% bzw. 45 TWh/a in Szenario 2). Der Beitrag der Erdgas-Kraftwerke (GuD und Gasturbine) reduziert sich beim Fokus auf Wasserstoff überproportional um mehr als 10% von 256 TWh/a auf 227 TWh/a.

Langfristig bis 2050 sinkt der Beitrag der regelbaren Kraftwerke immer weiter mit dem zunehmenden Ausbau von EE-Anlagen. Bei einem THG-Minderungsziel von 80% werden mit 55-230 TWh/a fast ausschließlich Erdgas-Kraftwerke (darunter vor allem GuD) eingesetzt. Biomasse spielt aufgrund der hohen variablen Kosten im Vergleich zum fossilen Erdgas weiterhin nur eine untergeordnete Rolle (ca. 0,3-1 TWh/a). Kohlekraftwerke

kommen gemäß den Annahmen aus Kapitel 3.4 in diesem Zeitschritt nicht mehr zum Einsatz. Außerdem werden in diesen beiden Szenarien auch keine Kapazitäten für Rückverstromung von Wasserstoff benötigt, da einerseits diese Form der Stromproduktion die größten Effizienzverluste entlang der gesamten Umwandlungskette aufweist. Andererseits reicht das verbleibende THG-Emissionsbudget im Energiesektor bei einem Reduktionsziel von 80% aus, um das Stromsystem durch vergleichsweise saubere und effiziente Erdgas-Kraftwerke trotz eines starken EE-Ausbaus zu stabilisieren (z.B. bei kalter Dunkelflaute).

Tabelle 18: Strombedarf, optimale Auslegung der EE-Anlagen sowie EE-Anteil am Strombedarf in Deutschland

	Szenario 1 (EL)	Szenario 2 (H ₂)	Szenario 3 (EL)	Szenario 4 (H ₂)	Szenario 5 (EL)	Szenario 6 (H ₂)
THG-Ziel	-55%		-80%		-95%	
Zeithorizont	2030		2050			
Direkter Strombedarf (TWh/a)	699	527	696	442	754	454
Strombedarf Elektrolyse (TWh/a)	130	499	266	801	348	961
Gesamter Strombedarf (TWh/a)	829	1.026	961	1.243	1.103	1.415
Optimale Auslegung der EE-Anlagen* (in % des Strombedarfs)	60%	70%	80%	100%	120%	110%
EE-Anteil am Strombedarf	59%	69%	76%	96%	100%	100%

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

* Die optimale Auslegung der EE-Anlagen und der tatsächliche EE-Anteil weichen aufgrund der Abreglung der EE-Anlagen im Sinne einer Flexibilisierung des Systems ab.

Der auffallend große Unterschied bei der Stromproduktion aus Erdgas zwischen einem Fokus auf Elektrifizierung (Szenario 3) und Wasserstoff (Szenario 4) ist auf folgenden Zusammenhang zurückzuführen. Bei Fokus auf Wasserstoff wird durch die stark gefallen EE-Kosten, direkte H₂-Nutzung ohne Rückverstromungsbedarf und kostengünstige H₂-Speicherung in Salzkavernen ein überproportionaler Ausbau der EE-Anlagen begünstigt. Da langfristig der EE-Strom günstiger als fossiler Strom aus Erdgas ist, lohnt es sich unter den sehr günstigen systemischen Rahmenbedingungen, die durch den direkten Einsatz von Wasserstoff ermöglicht werden, mehr EE-Strom zu nutzen. Insgesamt werden bei Fokus auf Wasserstoff die THG-Reduktionsziele übererfüllt, sodass der EE-Anteil am Strombedarf mit fast 90% deutlich höher ist (siehe Tabelle 18). Analog dazu wird der Bedarf an teurer fossiler Stromproduktion aus Erdgas entsprechend reduziert. Dies kann zwar nur durch deutlich höhere Auslegung der EE-Anlagen (und ggf. ihrer Abregelung) erreicht werden¹⁵, dieser Strommix stellt aber trotzdem das Optimum im Hinblick auf die Systemgesamtkosten dar. Dies erklärt auch die überproportionale EE-Einspeisung beim Fokus auf Wasserstoff im Vergleich zum Fokus auf Elektrifizierung (siehe dazu auch Abbildung 14).

Für ein ambitioniertes THG-Minderungsziel von 95% bis 2050 verändert sich das Energiesystem grundlegend (Szenarien 5 und 6). Da hier keine THG-Emissionen aus dem Energiesektor mehr zulässig sind, muss der EE-Anteil am Strombedarf bei 100% liegen. Aus diesem Grund dürfen dann fossile Kraftwerke nicht mehr eingesetzt werden. Um das Energiesystem kostenoptimal zu stabilisieren, werden dann ca. 11-72 TWh/a aus der Rückverstromung von Wasserstoff gewonnen. Auch die Produktion von Strom aus Biomasse gewinnt an Bedeutung und beträgt 2-12 TWh/a bzw. ca. 15% der Stromproduktion durch regelbare Kraftwerke. Der sehr hohe EE-Anteil bedingt außerdem eine starke Nutzung von unterschiedlichen Energiespeichern (siehe dazu Details in Kapitel 4.2.2).

Dabei ist der Unterschied zwischen dem Fokus auf Elektrifizierung und Wasserstoff wieder auf die direkte Nutzung von Wasserstoff zurückzuführen. Da bei Fokus auf eine Elektrifizierung vor allem Strom direkt von den verschiedenen Endanwendungen verbraucht wird, muss vergleichsweise viel Energie unter anderem in Form von Wasserstoff gespeichert und dann rückverstromt werden. Um diesen Prozess möglichst effizient zu gestalten, greift das System vor allem auf H₂-GuDs zu (60%-70% der regelbaren

¹⁵ Vergleiche die dazugehörige die EE-Einspeisung in Abbildung 14 sowie Angaben zur Abregelung in Kapitel 4.2.2.

Stromeinspeisung), die einen günstigen Kompromiss zwischen Wirkungsgrad und Installationskosten darstellen. Mit einem Fokus auf Elektrifizierung wird außerdem ein Teil der rückverstromten Energie (mehr als 12 TWh/a) durch größere Brennstoffzellen-Systeme bereitgestellt, die einen besonders hohen elektrischen Wirkungsgrad (60%) aufweisen und zudem durch Auskopplung von ko-produzierter Wärme zur Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs in Deutschland mit bis zu 8 TWh/a beitragen. Darüber hinaus kann prinzipiell auch die Abwärme aus der Elektrolyse genutzt werden, die je nach Szenario den Wärmebedarf theoretisch um 24-180 TWh/a reduzieren könnte. Allerdings hängt die tatsächliche Nutzung der Abwärme, die mit ca. 60°C nur als Niedertemperaturwärme für Gebäudeheizung bzw. Bereitstellung von Warmwasser geeignet wäre, vom Standort der Elektrolyse ab, die sich grundsätzlich in der Nähe der Endverbraucher befinden müsste.

Die Bereitstellung von Strom durch regelbare Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen folgt in ihrer Struktur grundsätzlich den Entwicklungen auf Bundesebene (siehe Abbildung 17) und orientiert sich an den relativen Anteilen der Kraftwerkskapazitäten in den jeweiligen Netzknoten. Die fossilen Kraftwerke aus NRW machen in etwa ein Drittel der entsprechenden Kapazitäten in Deutschland aus, sodass ihre Einspeisung in den einzelnen Szenarien entsprechend proportional ausfällt. Dabei sind Steinkohle-Kraftwerke vor allem dem Ruhrgebiet und Braunkohle-Kraftwerke der Region Düsseldorf und Köln zugewiesen. Erdgas-Kraftwerke sind gleichmäßiger über NRW verteilt, jedoch trotzdem mit einem Fokus auf die drei oben genannten Netzknoten (Ruhrgebiet, Düsseldorf und Köln).

Biomasseanlagen sind in NRW schwächer repräsentiert (ca. 15% der Kapazitäten auf Bundesebene) mit einer relativ gleichmäßigen Verteilung innerhalb von Nordrhein-Westfalen. Die Kraftwerke zur Rückverstromung von Wasserstoff orientieren sich an den Elektrolysekapazitäten und sind grundsätzlich verbrauchernah aufgestellt. Sie machen ca. 20% der bundesweiten Kapazität aus, mit einer stärkeren Konzentration in den dichter besiedelten Regionen Köln, Ruhrgebiet, und Düsseldorf.

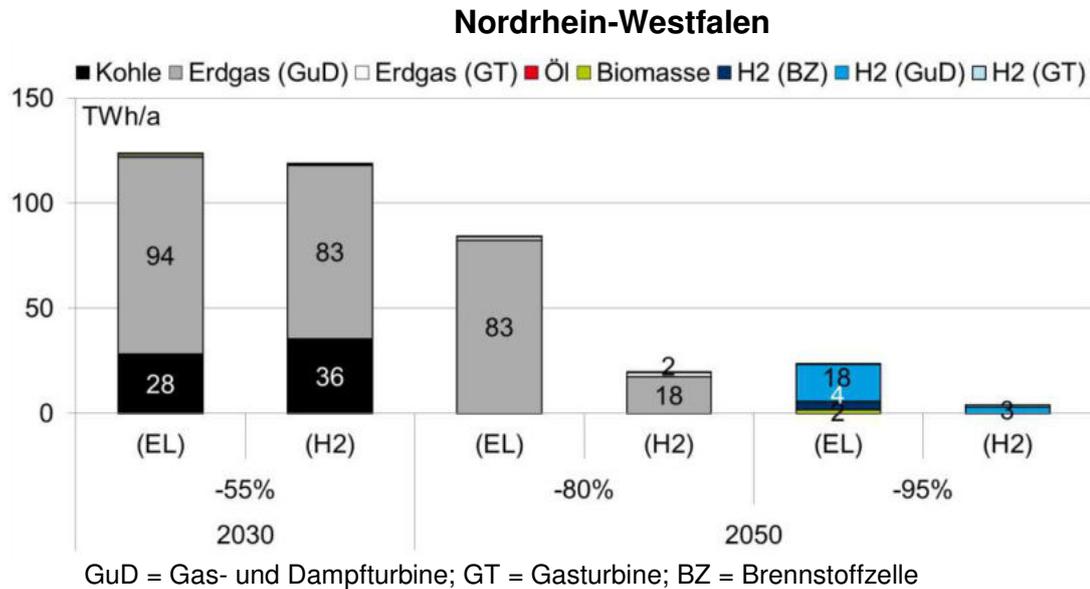


Abbildung 17: Strombereitstellung durch regelbare Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen in TWh/a

4.2.2 Bedarf an Systemflexibilität

Mit einer zunehmenden Stromeinspeisung durch EE-Anlagen entsteht auch verstärkt der Bedarf nach Flexibilität im Energiesystem, die durch entsprechende Maßnahmen sowohl auf der Anbieterseite als auch auf Nachfrageseite bereitgestellt werden kann. Auf Anbieterseite können flexible Kraftwerke, Stromspeicher aber auch eine Abregelung von EE-Anlagen die Systemflexibilität gewährleisten. Auf der Nachfrageseite sind es die Elektrolyse als flexible Last und das Demand Side Management bei den Endverbrauchern (z.B. zeitliche Verschiebung von Strombasislast oder gesteuertes Laden von BEVs).

Die installierte Leistung der regelbaren Kraftwerke korrespondiert in etwa mit der entsprechenden Einspeisung (Abbildung 18), wobei neben Mittellastkraftwerken (Kohle und Erdgas-GuD) auch Gasturbinen als Spitzenlastkraftwerke (10-21 GW) eingesetzt werden. Darüber hinaus wird bei einem Fokus auf Wasserstoff jeweils eine geringere Gesamtkapazität benötigt (um ca. 15% weniger in 2030 bzw. um ca. 50% in 2050 als bei Fokus auf Elektrifizierung), da in diesen Szenarien einerseits weniger Strom direkt verbraucht wird (vgl. Tabelle 19) und andererseits auch andere Flexibilisierungsmaßnahmen wie Stromspeicher und Elektrolyse zum Einsatz kommen. Die Kapazität von Biomasse-Kraftwerken bleibt gemäß den Annahmen mit 8 GW in allen Szenarien auf einem konstanten Niveau.

Bei einem THG-Minderungsziel von 55% in 2030 dominiert die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken. Erdgas-GuD werden im Vergleich zu heute um 14-27 GW weiter ausgebaut und erreichen mit 5.000-6.500 Volllaststunden auf Jahresbasis (Vlh/a) eine sehr gute Auslastung. Im Gegenzug reduziert sich die Auslastung der Kohlekraftwerke auf 4.900-5.500 Vlh/a bei Braunkohle sowie auf 1.700-3.300 Vlh/a bei Steinkohle. Zum Teil werden diese Kraftwerkstypen als Reservekraftwerke betrieben, da sie höhere spezifische THG-Emissionen verursachen und gemäß den THG-Minderungszielen durch EE-Einspeisung verdrängt werden. Die verbleibenden Kraftwerke (Erdgas-Gasturbinen, Öl- und Biomasse-Kraftwerke) werden dann mit deutlich weniger als 1.000 Vlh/a als Spitzenlastkraftwerke betrieben.

Bei einem THG-Minderungsziel von 80% in 2050 werden die Erdgas-Kraftwerke im Vergleich zu heute noch stärker ausgebaut (16-66 GW an GuD-Anlagen sowie 18-26 GW an Gasturbinen), während durch den Kohleausstieg die entsprechenden Kraftwerke vollständig verschwinden. Dabei fällt die Auslastung der Erdgas-GuD durch die verstärkte EE-Einspeisung deutlich auf 3.000-3.400 Vlh/a. Biomasse-Kraftwerke und Erdgas-Gasturbinen werden weiterhin nur zur Deckung von Spitzenlast benötigt.

Bei einem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% in 2050 spielen fossile Kraftwerke keine Rolle mehr und es wird auf eine Rückverstromung von Wasserstoff zurückgegriffen. Bei einem Fokus auf Elektrifizierung werden dazu vor allem H₂-GuD (72 GW) eingesetzt, gefolgt von H₂-Gasturbinen (10 GW) und Brennstoffzellen (5 GW). Dabei weisen die Brennstoffzellen mit über 2.000 Vlh/a eine deutlich bessere Auslastung auf als H₂-GuD und -Gasturbinen (beide deutlich unter 1.000 Vlh/a). Gleichzeitig steigt aber auch die Auslastung der Biomasse-Kraftwerke auf 1.600 Vlh/a, die in diesem Szenario zunehmend die EE-Einspeisung flankieren. Bei einem Fokus auf Wasserstoff dienen die moderaten Kapazitäten der H₂- und Biomasse-Kraftwerke (21 GW H₂-Gasturbinen und 13 GW H₂-GuD) ausschließlich zur Deckung der Spitzenlast, sodass ihre Auslastung dann deutlich weniger als 1.000 Vlh/a beträgt.

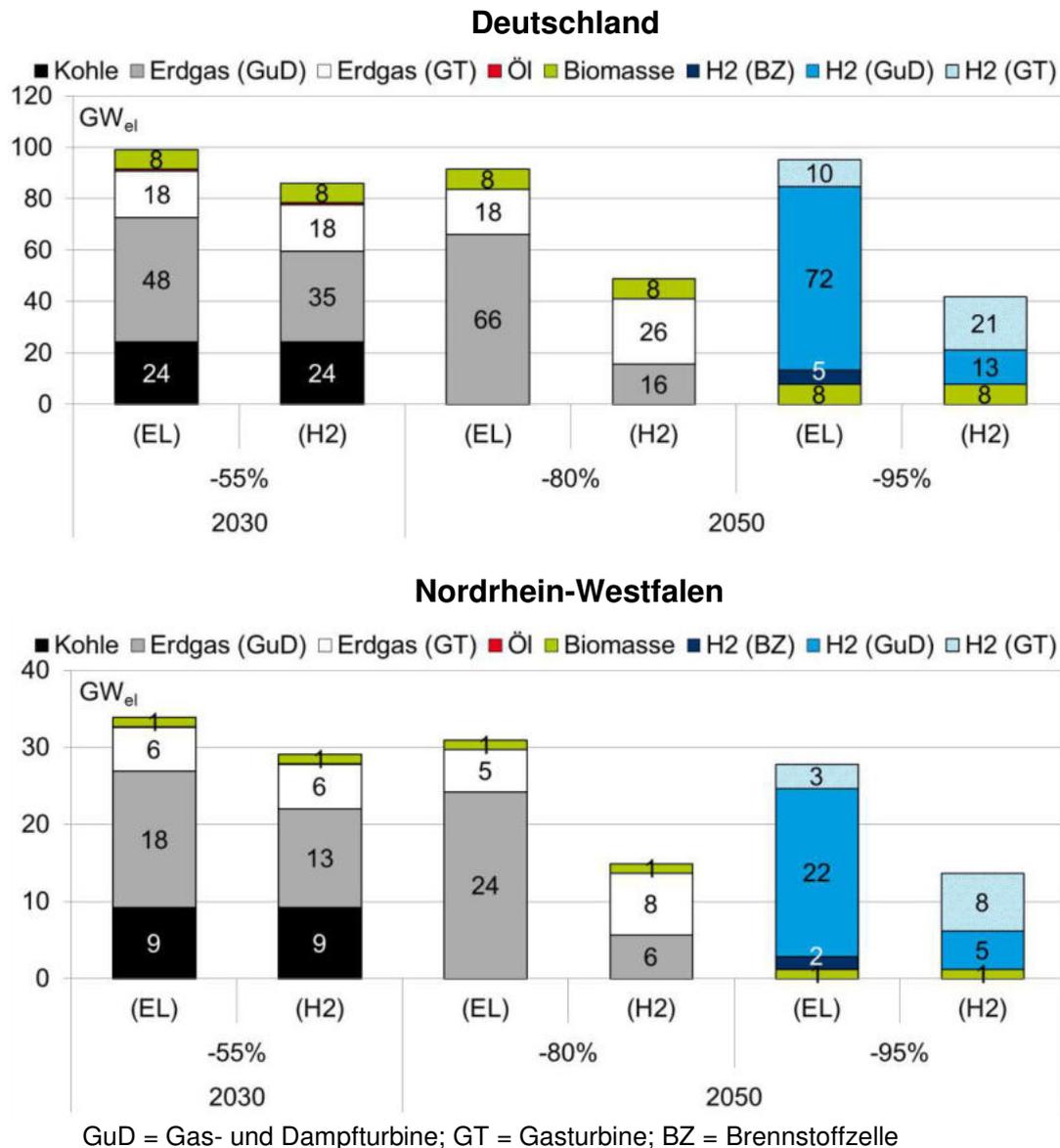


Abbildung 18: Installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW

Die Kapazitäten der regelbaren Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen folgen, wie auch die Einspeisung (siehe vorheriges Kapitel), den allgemeinen Trends auf Bundesebene.

Die Speicherung von Strom in Pumpspeicher-Kraftwerken und stationären Batterien stellt eine weitere Maßnahme zu Flexibilisierung des Energiesystems dar (siehe Abbildung 19). Dabei reichen bei THG-Minderungszielen von weniger als 95% die vorhandenen Kapazitäten der deutschen Pumpspeicher mit ca. 6 GW Turbinenleistung bzw. 37 GWh

Speichervolumen zunächst aus, um zusammen mit den anderen Flexibilitätsmaßnahmen die erforderliche Ausfallsicherheit zu gewährleisten. Erst langfristig und bei ambitionierten THG-Zielen werden stationäre Batterien benötigt. Beim Fokus auf Elektrifizierung sind es dann ca. 2,6 GW bzw. 5,2 GWh während beim Fokus auf Wasserstoff die Kapazität mit 9 GW und 18 GWh etwas höher ausfällt. Dieser Unterschied ist einerseits auf das geringere DSM-Potenzial aus dem gesteuerten Laden der BEVs zurückzuführen. Andererseits lohnt es sich bei einer verstärkten direkten Nutzung von Wasserstoff nicht, die Kapazitäten zur H₂-Rückverstromung für die wenigen Stunden im Jahr noch weiter auszubauen.

Insgesamt kommen sowohl Pumpspeicher als auch stationäre Batterien als Kurzzeitspeicher mit einer Speicherdauer von 0,6-4 Tagen (bzw. 91-570 Zyklen pro Jahr) zum Einsatz. Dabei betrifft die kürzere Speicherdauer (bzw. höhere Zyklenzahl) tendenziell eher die Batteriespeicher als die Pumpspeicherkraftwerke. Außerdem ist die Zyklenzahl tendenziell geringer bei Fokus auf Elektrifizierung und je ambitionierter das THG-Minderungsziel. Mit steigenden EE-Anteilen im Energiesystem werden die Stromspeicher damit immer stärker zum Ausgleich der kurzfristigen Leistungsschwankungen fluktuierender Einspeisung eingesetzt.

In Nordrhein-Westfalen sind die Pumpspeicherkraftwerke im Ruhrgebiet und Arnsberg mit nur 4% der deutschen Kapazität (d.h. ca. 200 MW Turbinenleistung) deutlich unterrepräsentiert. Stationäre Batterien in NRW machen hingegen ca. 20% der deutschen Kapazität aus (ca. 1 GW bzw. 2 GWh) und sind vergleichsweise gleichmäßig zwischen den Planungsregionen innerhalb von NRW aufgeteilt (mit leichten Vorteilen für Ruhrgebiet, Köln und Düsseldorf gemäß der Stromnachfrage).

Die Speicherung größerer Energiemengen insbesondere im saisonalen Kontext wird im Wesentlichen durch H₂-Röhrenspeicher und H₂-Salzkavernen ermöglicht (siehe Abbildung 20).

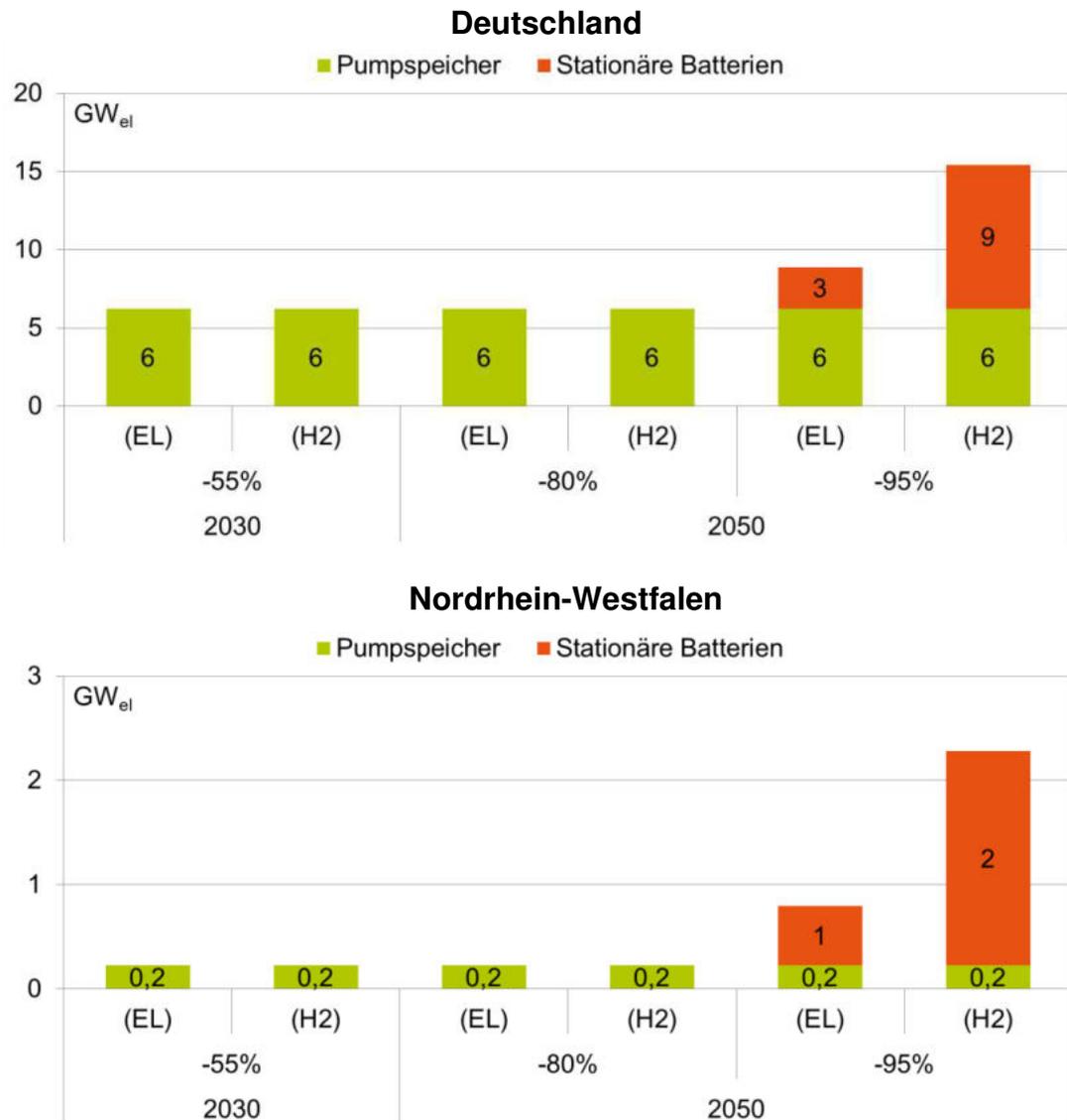


Abbildung 19: Installierte Leistung der Stromspeicher in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW

Eine H₂-Speicherung wird nicht nur benötigt, um die Produktion und direkte Nachfrage von Wasserstoff im Zeitverlauf auszugleichen, sondern sie hält auch entsprechende Energie für die H₂-Rückverstromung und damit indirekt für den Stromsektor vor. Dabei sind die H₂-Speicher auf Bundesebene beim Fokus auf Wasserstoff stets größer dimensioniert als beim Fokus auf Elektrifizierung, was auf die insgesamt höhere H₂-Nachfrage und die Nutzung der spezifisch günstigeren Kavernen in diesem Fall zurückzuführen ist.

So wird mittelfristig bis 2030 bei Fokus auf Elektrifizierung ein H₂-Röhrenspeicher von lediglich 0,7 TWh zugebaut, während bei Fokus auf Wasserstoff Salzkavernen insgesamt 21 TWh Speichervolumen anbieten. Mit zunehmender Dekarbonisierung des Energiesystems nimmt auch sein Speicherbedarf zu. Bei einem THG-Minderungsziel von 80% verdreifachen sich die H₂-Röhrenspeicher auf ca. 2 TWh (Szenario 3: EL -80%) und die H₂-Salzkavernen auf 52 TWh (Szenario 4: H₂ -80%). Bei einem THG-Minderungsziel von 95% beträgt das kombinierte H₂-Speichervolumen schließlich über 40 TWh beim Fokus auf Elektrifizierung (Szenario 5: EL -95%) und fast 70 TWh/a beim Fokus auf Wasserstoff (Szenario 6: H₂ -95%). Dieser rapide Anstieg der Speicherkapazitäten insbesondere im Elektrifizierungsszenario (Faktor 21 gegenüber dem THG-Ziel von -80%) deutet auf den großen Speicherbedarf erneuerbarer Energien im saisonalen Kontext und bei ambitionierten THG-Minderungszielen hin. In diesem Zusammenhang werden im Szenario 5 (EL -95%) für die Rückverstromung zudem Salzkavernen mit 6 TWh benötigt, für die jedoch modellbedingt die gleiche Betriebsweise wie für Röhrenspeicher unterstellt wird. Darüber hinaus werden in den Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff auch relativ kleine H₂-Röhrenspeicher (z.B. ca. 1 TWh bei dem THG-Minderungsziel von 95%) eingesetzt, die den Betrieb der Elektrolyse und die Rückverstromung unterstützen.

Die Röhrenspeicher werden tendenziell mit kürzerer Speicherdauer von 11-37 Tagen (bzw. 10-33 Jahreszyklen) betrieben, während Salzkavernen mit einer Speicherdauer von über 100 Tagen (ca. 4 Jahreszyklen) eine typische Technologie für die saisonale Energiespeicherung sind. Eine Ausnahme stellen nur Röhrenspeicher bei einem ambitionierten THG-Reduktionsziel von 95% dar, da sie für den Fall sehr großer EE-Anteile im Energiesystem ebenfalls lange Speicherdauer aufweisen.

Die regionale Verteilung der Röhrenspeicher orientiert sich an der H₂-Nachfrage, sodass auf Nordrhein-Westfalen je nach Szenario ca. 20%-30% bzw. 0,1-11 TWh der bundesdeutschen Energiespeicherkapazität entfällt. Die Salzkavernen entsprechen unter Berücksichtigung der geologischen Konditionen hingegen der Aufstellung von Elektrolyseuren und tragen daher in NRW bei einem Fokus auf Wasserstoff einen vergleichsweise kleinen Anteil von 4% zu den deutschen Speicherkapazitäten bei, d.h. nur 1-3 TWh, bzw. beim Fokus auf Elektrifizierung allerdings bis zu 40%, d.h. 2,3 TWh. Die beiden günstigsten Standorte für Salzkavernen in NRW befinden sich laut [DLR, et al. 2015] in Epe in der Region Münster und Xanten im Ruhrgebiet an Grenze zur Region Düsseldorf. Auffallend ist, dass bei einem THG-Ziel

von -95% die kumulierte Kapazität der H₂-Speicher in NRW beim Fokus auf Elektrifizierung aufgrund der relativ hohen H₂-Nachfrage und verändertem Verteilungsschlüssel (verbrauchernah) deutlich größer ist als beim Fokus auf Wasserstoff. Dies wird zum Teil durch hohe Energienachfrage und entsprechende H₂-Speicherung vor Ort in der Stahlindustrie in NRW weiter verstärkt.

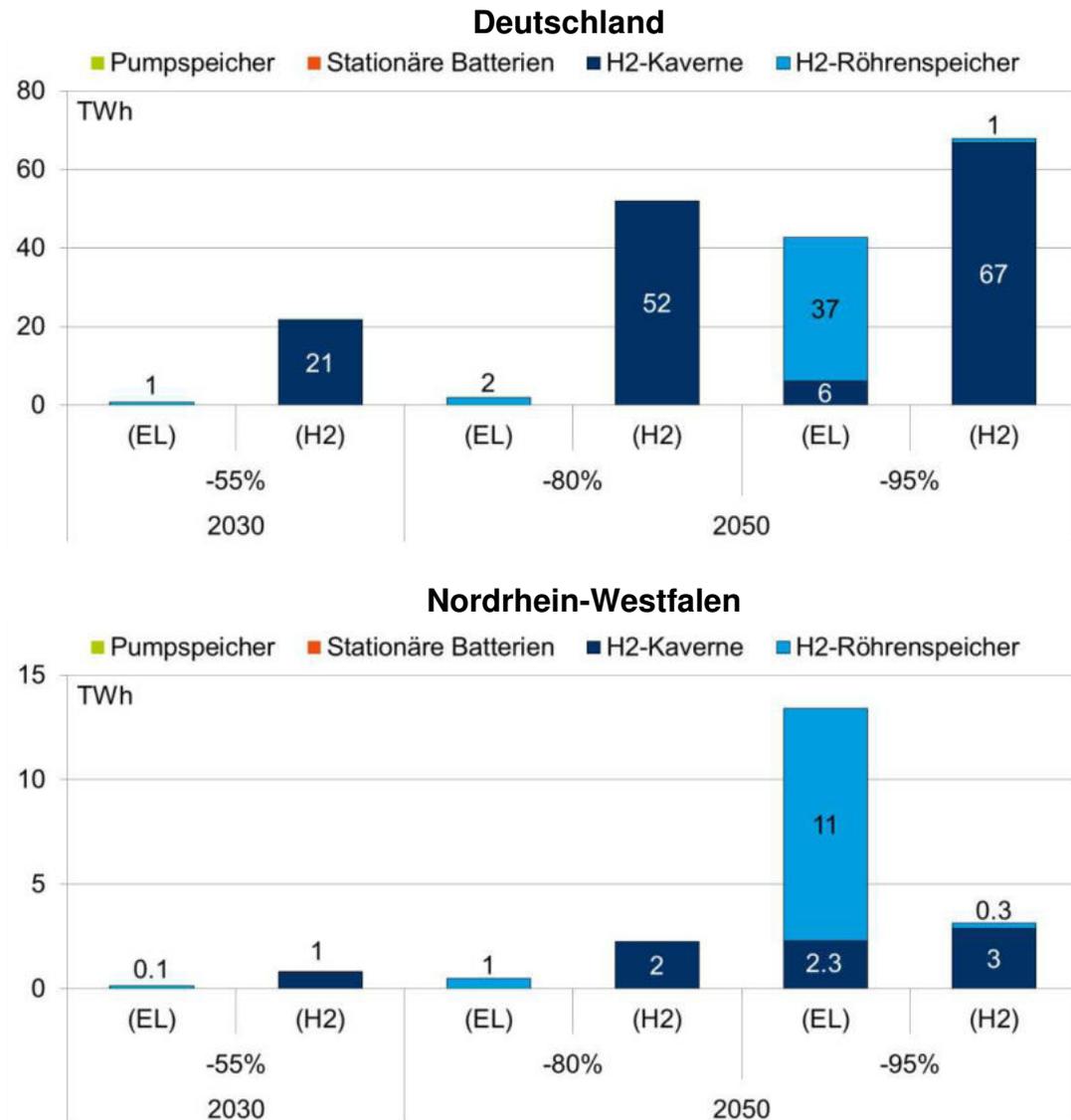


Abbildung 20: Kapazität der Energiespeicher in Deutschland (oben) und NRW (unten) in TWh

Die installierte Leistung der Elektrolyse wird grundsätzlich durch die Nachfrage nach Wasserstoff bedingt. Aus diesem Grund ist sie bei einem Fokus auf Wasserstoff und bei ambitionierteren THG-Minderungszielen

entsprechend höher (siehe Abbildung 21). Damit variiert die aus Systemsicht optimale Kapazität der Elektrolyse je nach Szenario mittelfristig in 2030 zwischen 27 GW und 96 GW und langfristig in 2050 zwischen 74 GW und 231 GW. Dabei wird die Elektrolyse bei sehr hohen EE-Anteilen auch verstärkt als flexible Last zur Stabilisierung des Energiesystems eingesetzt. Aus diesem Grund macht die Elektrolyseleistung bei einem THG-Minderungsziel von 95% und Fokus auf Elektrifizierung mehr als die Hälfte der Kapazität des entsprechenden Szenarios mit Fokus auf Wasserstoff aus (bei anderen THG-Zielen hingegen nur 30%-35%).

In allen Szenarien weist die Elektrolyse zudem eine gute Auslastung von 3.700-5.300 Vh/a auf. In diesem Zusammenhang können zwei Entwicklungen beobachtet werden. Zum einen sinkt die Auslastung mit voranschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems und zunehmender EE-Einspeisung, da die Elektrolyse immer stärker als flexible Last eingesetzt wird. Zum anderen ist die Auslastung in Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff höher, da in diesen Szenarien die absolute EE-Verfügbarkeit definitionsgemäß größer und gleichzeitig der direkte Stromverbrauch geringer ist. Damit hat die Elektrolyse einen größeren Spielraum für eine optimierte Betriebsweise. Insgesamt führt die kombinierte H₂-Nachfrage der verschiedenen Verbrauchertypen im Sinne der Sektorenkopplung zu Ausgleichseffekten zwischen Nachfrageprofilen und damit zu einer synergetischen Nutzung der Elektrolyse, was die Auslastung der Anlagen insgesamt verbessert.

Da die Elektrolyse mittelfristig auch mit fossilem Strom betrieben wird, ist der Wasserstoff bis 2030 zwar mit relativ hohem CO₂-Fussabdruck von 6-7 kg_{CO2}/kg_{H2} behaftet. Dieser Wert liegt jedoch unter den spezifischen Emissionen der Erdgas-Dampfreformierung von ca. 9 kg_{CO2}/kg_{H2}. Langfristig, d.h. bei einem THG-Minderungsziel von 80%, sinkt der CO₂-Fussabdruck von Wasserstoff deutlich auf 0,5-3 kg_{CO2}/kg_{H2} bzw. wird bei einem THG-Ziel von -95% vollständig CO₂-frei aus Strom erzeugt.

Die regionale Verteilung der Aufstellungsorte von Elektrolyseuren unterscheidet sich zum Teil signifikant zwischen den Szenariantypen und Zeitschritten. Beim Fokus auf Elektrifizierung folgt die Elektrolyse der Nachfrageverteilung, während beim Fokus Wasserstoff die EE-Einspeisung ausschlaggebend für die Standortwahl ist. Mittelfristig bis 2030 ist die Elektrolyse bei Fokus auf Elektrifizierung in etwa gleichmäßig auf die einzelnen Netzknoten verteilt. Mit steigender H₂-Nachfrage und Dekarbonisierung jedoch verschiebt sich das Gleichgewicht aber langfristig immer stärker zugunsten von Nordrhein-Westfalen, da hier insbesondere

durch die Industrie (darunter insbesondere die Stahlindustrie im Ruhrgebiet) dort überproportional viel Wasserstoff verbraucht wird. Beim Fokus auf Wasserstoff befindet sich die Elektrolyse mittelfristig überwiegend in der Region Nord, wo auch die großen Windkapazitäten verortet sind. Langfristig werden mit einem starken Ausbau der PV im Süden und Westen Deutschlands auch in diesen beiden Regionen überproportional viele Elektrolyseanlagen aufgestellt.

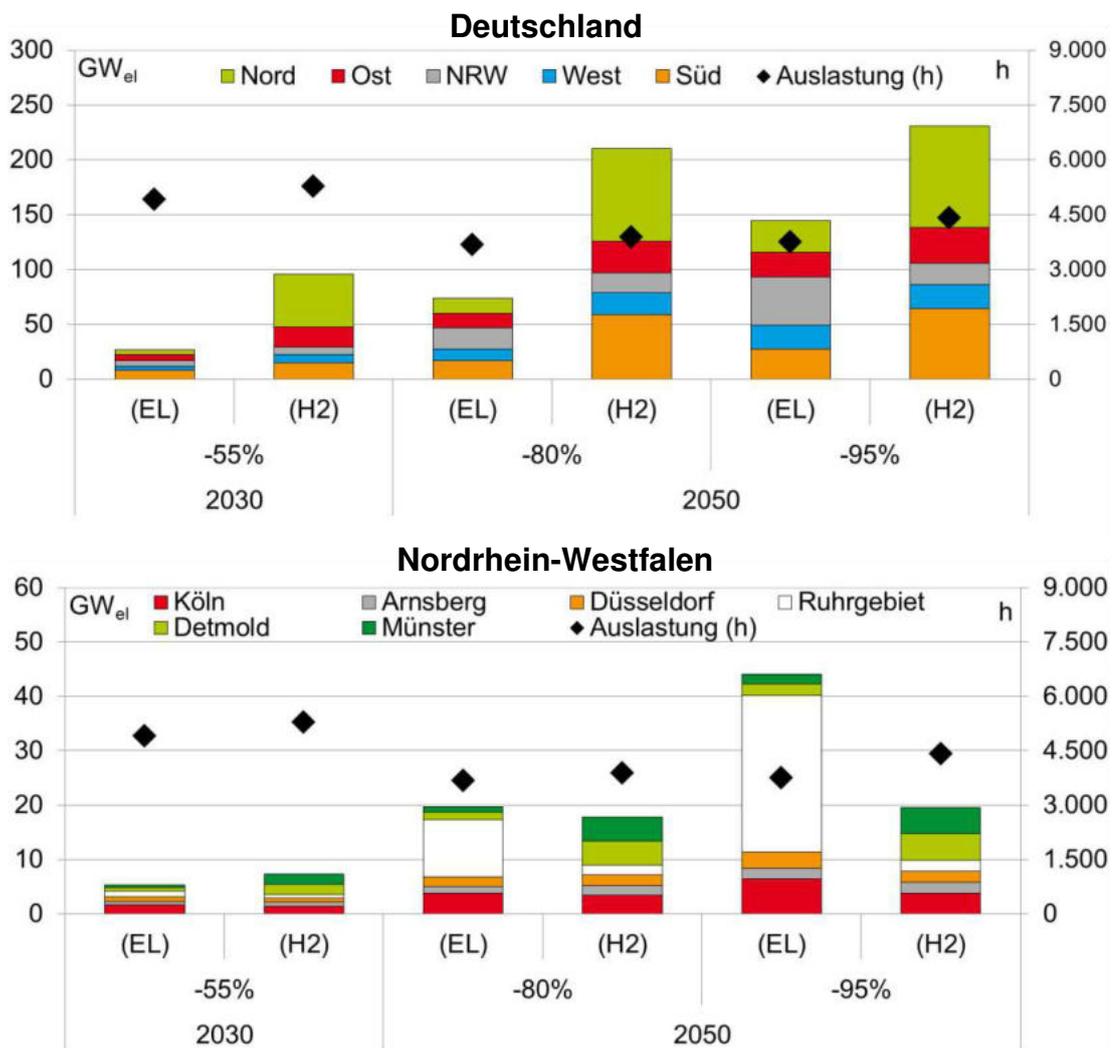


Abbildung 21: Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW bzw. Volllaststunden

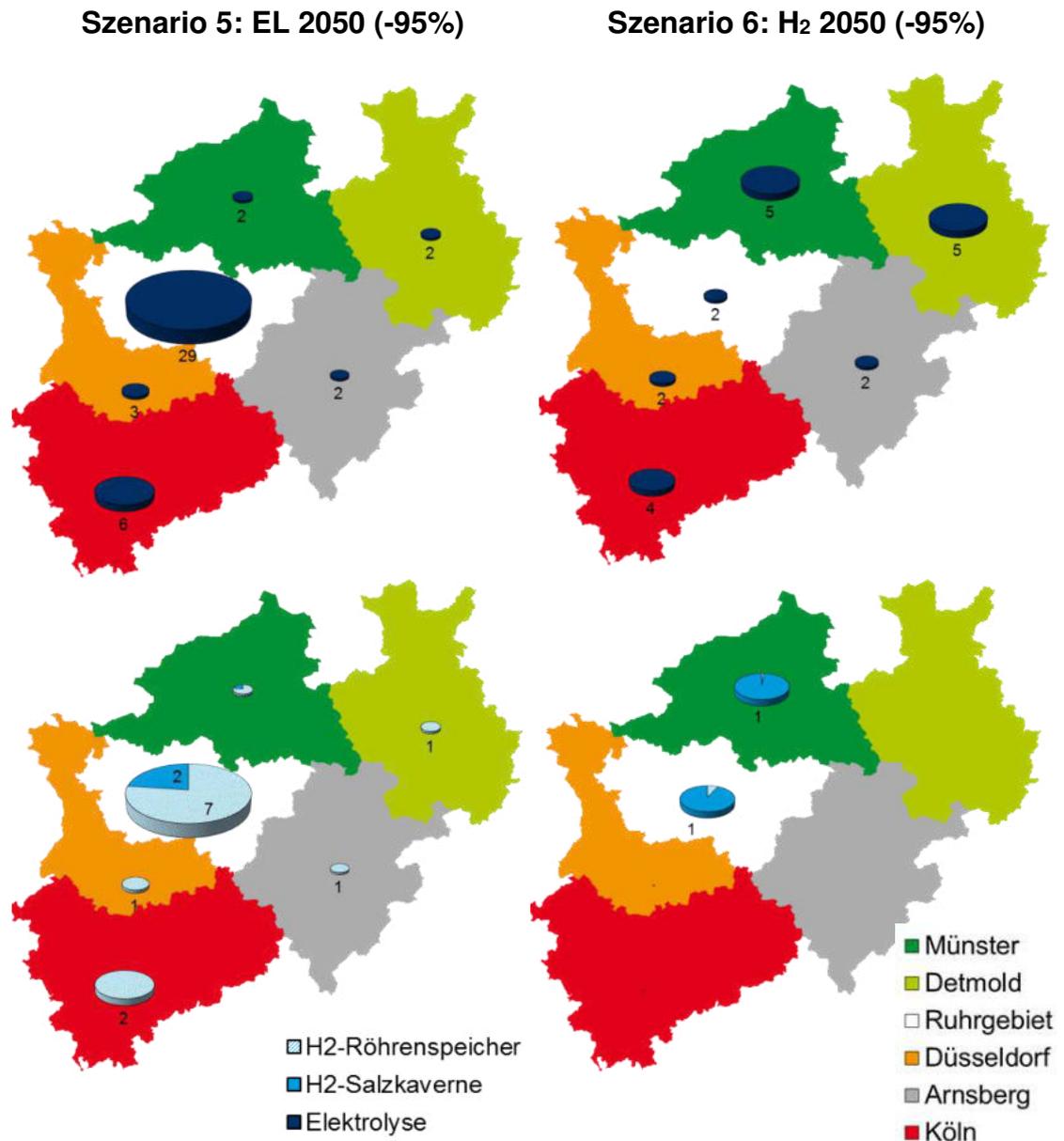


Abbildung 22: Installierte Leistung der Elektrolyse in GW (oben) und der H₂-Speicher in TWh (unten) in NRW mit Fokus auf Elektrifizierung (links) und H₂ (rechts) in 2050 bei einem THG-Reduktionsziel von 95%.

In Nordrhein-Westfalen führt dies mittelfristig zu relativ geringen Elektrolysekapazitäten von 5 GW (Fokus auf Elektrifizierung, überwiegend in Köln, Düsseldorf und im Ruhrgebiet) bzw. von 7 GW (Fokus auf Wasserstoff, überwiegend in Detmold, Münster und Köln). Diese steigen aber langfristig bis 2050 deutlich an auf 18-20 GW (Fokus auf Wasserstoff, überwiegend in

Detmold, Münster und Köln) bzw. auf mit 20-44 GW (Fokus auf Wasserstoff, insbesondere im Ruhrgebiet mit mehr als der Hälfte der gesamten Elektrolyseleistung in NRW). Die regionale Verteilung der Elektrolyse sowie der H₂-Speicher innerhalb von NRW wird in Abbildung 22 anhand der beiden Szenarien 5 und 6 (THG-Minderungsziel von 95% bis 2050 mit Fokus auf Elektrifizierung bzw. Wasserstoff) verdeutlicht.

Abbildung 23 stellt die Energiemenge und Leistung von Demand Side Management in Deutschland dar. Grundsätzlich ermöglicht eine steigende Stromnachfrage, insbesondere durch gesteuertes Laden der BEVs, auch stärkeren Einsatz von DSM-Maßnahmen, deren Potenzial in allen Szenarien vollständig ausgereizt wird. Dabei weisen die Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung auch ein höheres DSM-Potenzial aufgrund einer höheren Anzahl von BEVs in diesen Szenarien. Mittelfristig werden ca. 4-5 GW bzw. knapp 1 TWh/a an Stromnachfrage zeitlich verschoben. Langfristig sind es beim Fokus auf Elektrifizierung bis zu 13-15 GW bzw. über 4 TWh/a, während beim Fokus auf Wasserstoff die entsprechenden Werte mit ca. 8 GW und 0,6-1,4 TWh/a deutlich geringer ausfallen. In diesem Zusammenhang führt in Szenario 6 (Fokus H₂, THG-Reduktionsziel 95% in 2050) eine deutlich höhere H₂-Nachfrage und installierte Leistung der Elektrolyse in Verbindung mit größerer Verfügbarkeit der EE-Einspeisung zum insgesamt geringeren Bedarf an DSM-Maßnahmen im Vergleich zu in Szenario 4 (H₂ -80%).

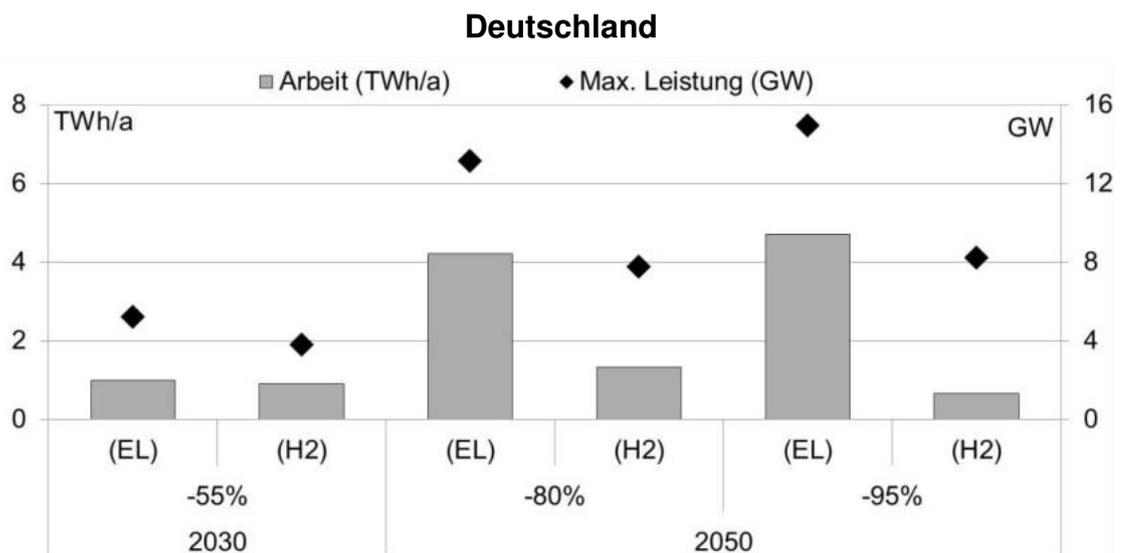


Abbildung 23: Energiemenge und Leistung von Demand Side Management (Bedarfsmanagement) in Deutschland in TWh/a bzw. in GW

Insgesamt trägt gesteuertes Laden einen großen Anteil zum DSM mit 1,5-2 GW in 2030 bzw. 3-10 GW in 2050 bei, während die Verschiebung der Strombasislast definitionsgemäß insbesondere in Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung vergleichsweise moderat ausfällt (2,5 GW in 2030 bzw. 5 GW in 2050). Die Regionalisierung der DSM-Maßnahmen erfolgt auf Basis der Stromnachfrage, sodass aufgrund der spezifisch hohen Stromnachfrage in Nordrhein-Westfalen ca. 20% der Leistung und Energiemenge auf NRW entfallen.

Auch die Abregelung der EE-Anlagen nimmt mit dem Grad der Elektrifizierung zu (siehe Abbildung 24). Mittelfristig bleibt sie mit weniger als 20 TWh/a (< 4% der EE-Einspeisung in Deutschland) vergleichsweise gering. Langfristig bis 2050 steigt sie aber bei einem THG-Minderungsziel von 80% deutlich an auf über 42 TWh/a (3%-6% der EE-Einspeisung) bzw. auf 104-111 TWh/a (7%-8%) bei einem THG-Minderungsziel von 95%. Insgesamt ist die Abregelung beim Fokus auf Wasserstoff trotz der höheren EE-Einspeisung geringer, da durch größere Elektrolyse und günstige H₂-Speicherung in Salzkavernen die erneuerbaren Energien besser ausgenutzt und in das künftige Energiesystem integriert werden können.

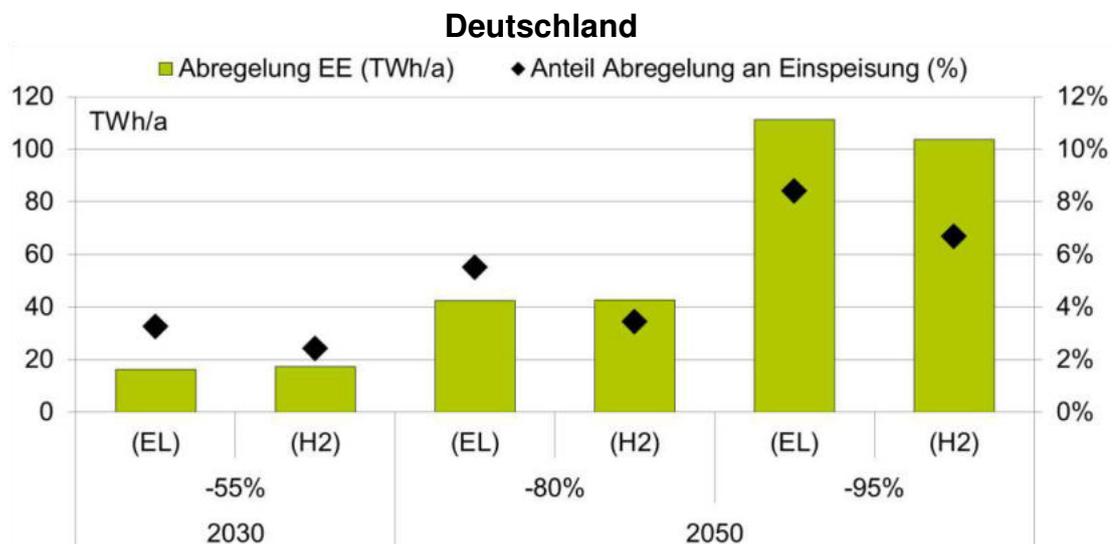


Abbildung 24: Abregelung der EE-Anlagen in Deutschland in TWh/a bzw. in % der jährlichen Einspeisung

Insgesamt ist der Unterschied zwischen einem Fokus auf Elektrifizierung und Wasserstoff relativ gering, da die installierte Leistung der EE-Anlagen proportional zu der kumulierten Energienachfrage ist (siehe dazu auch Kapitel 4.2.1). Darüber hinaus ist es unter den getroffenen Annahmen im

Optimum als Ergebnis der Systemmodellierung besser, die relativ günstige EE-Einspeisung abzuregulieren statt die Elektrolyse weiter auszubauen, um die letzte Kilowattstunde an EE-Strom auszunutzen.

Tabelle 19 fasst den Beitrag der verschiedenen Maßnahmen zur Deckung der Jahreshöchstlast in Deutschland zusammen, die in Abhängigkeit von der direkten Stromnachfrage je nach Szenario zwischen 72 GW und 136 GW schwankt. Dabei wird deutlich, dass auch die erneuerbaren Energien, darunter vor allem Wasserkraft sowie Wind onshore und offshore, trotz der fluktuierenden Einspeisung mit bis zu 18 GW die maximale Stromnachfrage bedienen. Auf diese Weise beträgt die maximale Residuallast, die durch regelbare Kraftwerke, Stromspeicher und DSM gedeckt werden muss, zwischen 62-118 GW. Die Überdimensionierung der regelbaren Kraftwerke über die Residuallast hinaus ist in 2030 auf die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyse zurückzuführen, die zum Teil durch fossile Kraftwerke gedeckt wird. Dabei ist es aus Systemsicht kostenoptimal die Kraftwerkskapazitäten größer als die Residuallast auszulegen und dafür die Elektrolyse besser auszulasten.

Tabelle 19: Jahreshöchstlast, maximale Residuallast und Beitrag der verschiedenen Maßnahmen zur Systemflexibilität in Deutschland in GW

in GW	Szenario 1 (EL)	Szenario 2 (H ₂)	Szenario 3 (EL)	Szenario 4 (H ₂)	Szenario 5 (EL)	Szenario 6 (H ₂)
THG-Ziel	-55%		-80%		-95%	
Zeithorizont	2030		2050			
Jahreshöchstlast	119	85	123	72	136	74
Beitrag EE-Anlagen*	-14	-12	-14	-10	-18	-11
Maximale Residuallast	104	74	109	62	118	64
Regelbare Kraftwerke	99	86	91	49	95	42
Stromspeicher**	6	6	6	6	9	15
Gesteuertes BEV-Laden	2,5	1,5	8	3	10	3
DSM Strombasislast	2,5	2,5	5	5	5	5
Summe	111	96	111	63	119	65

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

* Inkl. Wasserkraftwerke; ** Pumpspeicher sowie stationäre Batterien

Diese Zusammenhänge können am Beispiel von Szenario 5, d.h. Fokus auf Elektrifizierung bei einem THG-Minderungsziel von 95% bis 2050, verdeutlicht werden. Abbildung 25 stellt die stündliche Stromproduktion und Stromnachfrage innerhalb einer Beispielwoche im Winter (Dunkelflaute im Januar) und Sommer (EE-Überschuss im Juli) dar. Die Darstellung der normierten Jahresdauerlinie der EE-Einspeisung sowie die Jahresdauerlinie der Residuallast für alle Szenarien befinden im Anhang.

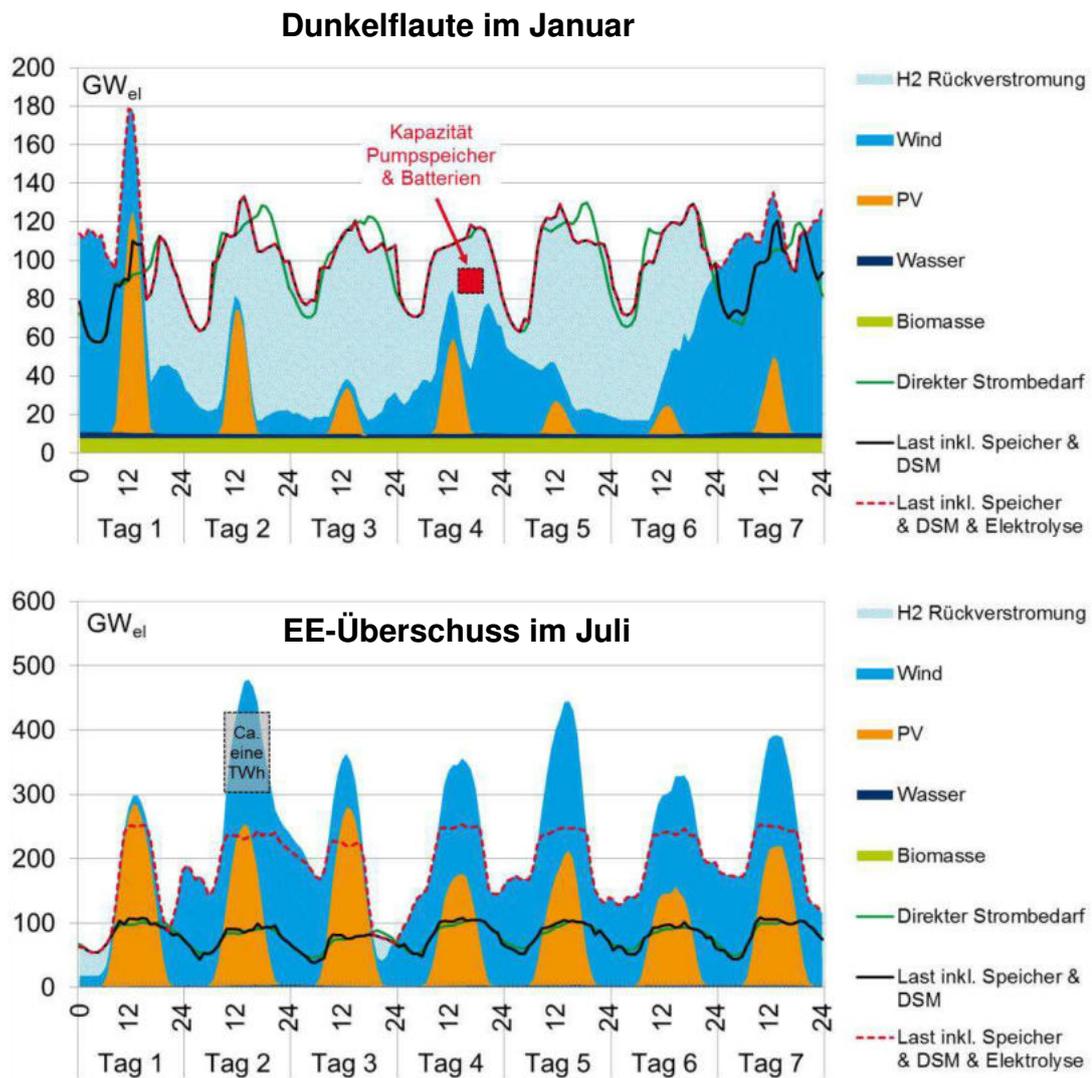


Abbildung 25: Stündlicher Verlauf der Stromproduktion und –nachfrage beim Fokus auf Elektrifizierung im Szenario 5 (THG-Minderungsziel von 95% bis 2050) innerhalb einer Beispielwoche im Winter (Dunkelflaute im Januar - oben) und Sommer (EE-Überschuss im Juli – unten)

Bei einer anhaltenden Dunkelflaute wird die Versorgungslücke, die sich aus der Differenz zwischen dem direkten Strombedarf der elektrischen Endanwendungen (grüne Linie) bzw. Last unter Berücksichtigung der Stromspeicher und des DSM (schwarze Linie) und der EE-Einspeisung ergibt, vor allem durch Rückverstromung von Wasserstoff in entsprechenden Kraftwerken geschlossen. Ein Vergleich mit der optimalen Kapazität der Pumpspeicher und der stationären Batterien zeigt dabei, dass diese Stromspeicher bezogen auf die benötigten Energiemengen nur einen sehr begrenzten Beitrag zu Bewältigung der Dunkelflaute leisten können. Die Stromspeicher sowie DSM werden vielmehr überwiegend zur Verschiebung der Lastspitzen benötigt, um den direkten Strombedarf mit der EE-Einspeisung (insbesondere mit den PV-Mittagspitzen) kurzfristig in Einklang zu bringen. In solchen Stunden wird auch die Elektrolyse nicht betrieben (rote gestichelte Linie) und der H₂-Bedarf (aus H₂-Rückverstromung sowie direkt durch Endanwendungen wie FCEVs) wird aus dem H₂-Speicher gedeckt. Dieses Verhalten macht sich durch eine rapide Reduktion des Speicherinhalts der H₂-Speicher bemerkbar (siehe Abbildung 26 unten).

Interessanterweise werden die Stromspeicher (Pumpspeicher und stationäre Batterien) während der Dunkelflaute regelmäßig entladen und immer wieder auch mit dem Strom aus der H₂-Rückverstromung aufgeladen (siehe dazu zum Beispiel den Übergang von Tag 2 auf Tag 3 in Abbildung 26 oben). Das führt zwar zu einem kurzfristigen Lastanstieg in den Nachtstunden (Differenz zwischen der grünen und schwarzen Linie in Abbildung 25 oben), wird aber benötigt, um am nächsten Tag die Lastspitzen wieder reduzieren zu können.

Bei EE-Überschuss wie zum Beispiel aus starker PV-Einspeisung im Sommer wird nicht nur der direkte Strombedarf gedeckt, sondern auch die Elektrolyse zur verstärkten H₂-Produktion eingesetzt (siehe Abbildung 25 unten). Dabei wird der Stromüberschuss nur bis zur Kapazitätsgrenze der Elektrolyse genutzt und die restliche überschüssige Energie abgeregelt. Dies verdeutlicht, dass es im Optimum sinnvoller ist, die Abregelung der günstigen EE-Einspeisung in Kauf zu nehmen (d.h. relativ geringe Opportunitätskosten) als die vergleichsweise teuren Elektrolyse- und H₂-Speicherkapazitäten weiter auszubauen. Nichtsdestotrotz wird in Zeiten von EE-Überschuss der H₂-Speicher aufgefüllt, um genügend Energie für eine spätere Dunkelflaute zur Verfügung zu haben. Zur Veranschaulichung dieses Zusammenhangs ist der Füllstand der H₂-Speicher in Abbildung 26 unten für einen typischen saisonalen Jahresverlauf mit vergleichsweise wenigen Jahreszyklen gezeigt.

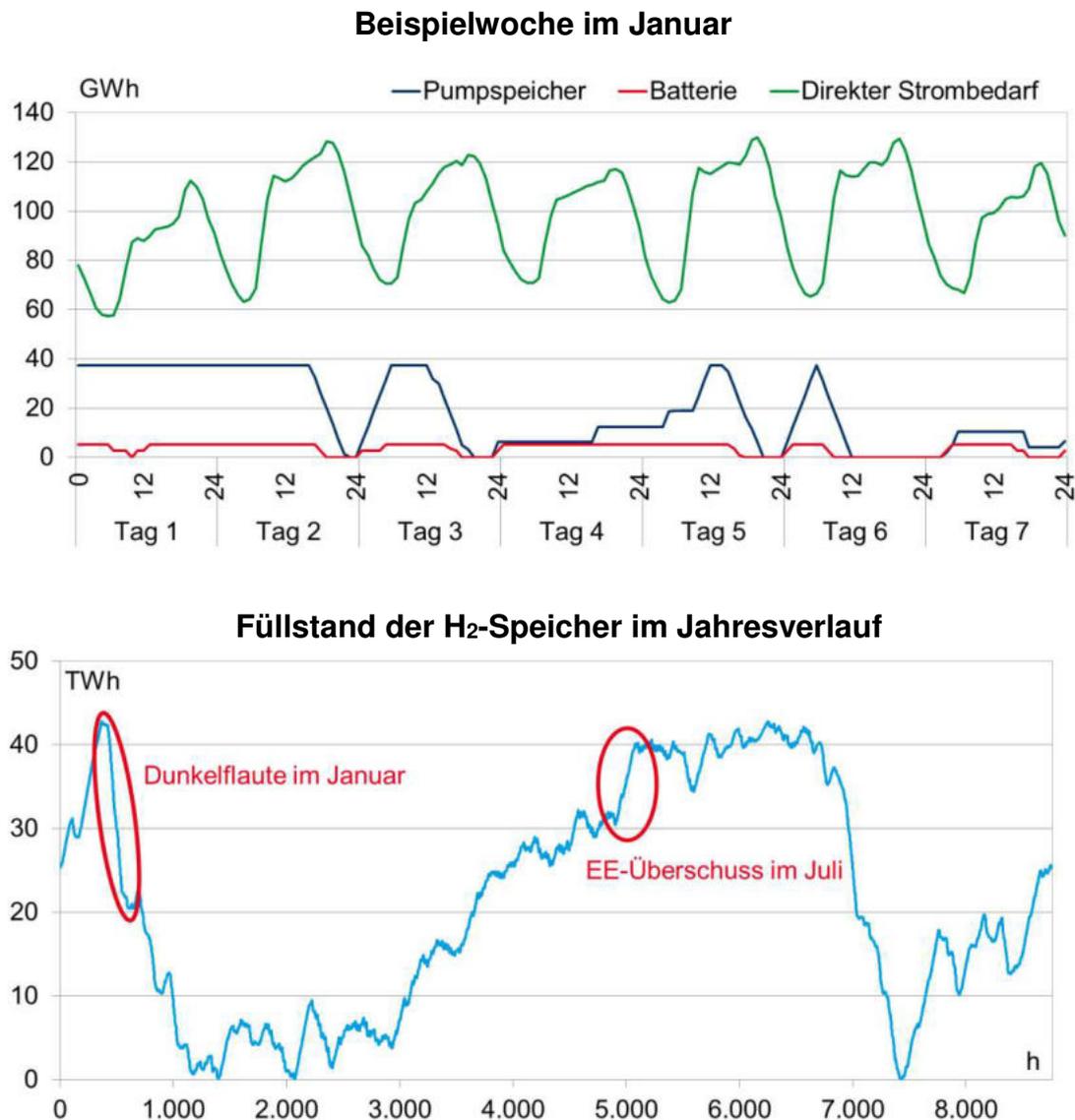


Abbildung 26: Stündlicher Füllstand der Stromspeicher während einer Dunkelflaute im Januar (oben) bzw. der H₂-Speicher im Jahresverlauf (unten) beim Fokus auf Elektrifizierung im Szenario 5 (THG-Minderungsziel von 95% bis 2050)

4.2.3 Transport von Strom und Wasserstoff

Die Simulation des Transports von Strom und Wasserstoff zwischen den einzelnen Netzknoten erfolgt in einem zweiten Schritt auf Basis der Ergebnisse aus dem Marktmodell aus den vorhergehenden Kapiteln. Abbildung 27 stellt den Bedarf an Energieübertragung in Deutschland je

Szenario dar, der sich aus der unterschiedlichen räumlichen Verteilung zwischen Energieproduktion und –nachfrage ergibt. Gemäß der Szenariendefinition wird bei Fokus auf Elektrifizierung nur der Energieträger Strom zwischen den Regionen übertragen, während bei Fokus auf Wasserstoff beide Energieträger Strom und H₂ zur Verfügung stehen. Daher ist in den Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff der Bedarf an Stromübertragung grundsätzlich geringer.

Mittelfristig in 2030 beträgt der Stromtransport 200-400 TWh/a und macht in Deutschland 40%-60% der direkten Stromnachfrage (ohne Strombedarf der Elektrolyse) aus. Dabei gilt der untere Wert für Fokus auf Wasserstoff, da hier bereits signifikante Energiemengen von ca. 230 TWh/a in Form vom Wasserstoff zusätzlich transportiert werden.¹⁶ Da sich in diesem Szenario die Elektrolyse grundsätzlich in der Nähe der EE-Anlagen befindet, werden hier sogar fast 70% der gesamten H₂-Nachfrage transportiert. Insgesamt ist der absolute Bedarf an Energietransport bei Fokus auf Wasserstoff zwar etwas höher als bei Fokus auf Elektrifizierung, beide Szenarien weisen aber mit rund 50% in etwa den gleichen Anteil des Transportes an der gesamten Stromnachfrage inklusive des Bedarfs aus der Elektrolyse auf. Sowohl Strom als auch Wasserstoff werden grundsätzlich aus dem windreichen Norddeutschland (insbesondere Region Nord aber auch zum Teil Region Ost) nach Süddeutschland (Regionen West, Süd und NRW) transportiert (siehe Abbildung 28).

Langfristig kann bei einem THG-Minderungsziel von 80% der Transportbedarf für Strom mit einem veränderten Verteilungsschlüssel für EE-Einspeisung sogar leicht sinken. So werden in diesen beiden Szenarien nur 160-360 TWh/a an Strom (40%-50% der direkten Stromnachfrage ohne Elektrolyse) vor allem aus der Region Nord mit den entsprechenden Kapazitäten an Wind offshore in alle übrigen Regionen übertragen. Der H₂-Transport steigt hingegen mit zunehmendem H₂-Bedarf deutlich auf 400 TWh/a an (ca. 75% der H₂-Nachfrage). Insgesamt geht damit bei Fokus auf Elektrifizierung der gesamte Energietransport auf 40% der gesamten Energienachfrage (inkl. Elektrolysestrom) durch bessere regionale Verteilung der EE-Anlagen zurück. Bei Fokus auf Wasserstoff steigt dieser Wert hingegen auf fast 60%, was vor allem auf die Ungleichverteilung zwischen H₂-Produktion und Nachfrage zurückzuführen ist.

¹⁶ Dieser H₂-Transportbedarf würde ca. 19.000 CGH₂-Trailern (mit einer spezifischen Kapazität von 1.000 kgH₂ pro Trailer) bzw. 4.400 LH₂-Trailern (mit einer spezifischen Kapazität von 4.300 kgH₂ pro Trailer) unter der Annahme von 365 Fahrten pro Jahr entsprechen.

Bei beiden Energieträgern ist zudem eine Verschiebung der Energieaufnahme (d.h. negatives Saldo in Abbildung 28) zwischen Nordrhein-Westfalen (mehr Energieaufnahme bzw. negativeres Saldo) und der Region Süd (weniger Energieaufnahmen bzw. weniger negatives Saldo) auffallend. Dies ist auf zwei Effekte zurückzuführen. Erstens werden langfristig definitionsgemäß in der Region Süd überproportional große Kapazitäten an PV und auch Elektrolyse (bei Fokus auf Wasserstoff) installiert, die die Energienachfrage in diesem Netzknoten stärker decken können. Zweitens entsteht in NRW mit der Umstellung der Stahlproduktion auf H₂-Direktreduktion insbesondere im Ruhrgebiet eine zusätzliche H₂-Senke. Dieser weitere Energiebedarf wird entweder als Strom für die Elektrolyse in Verbrauchernähe (Fokus auf Elektrifizierung) oder direkt als Wasserstoff (Fokus auf Wasserstoff) zum Endverbraucher transportiert. Darüber hinaus wird auch zusätzlicher Strom für das Aufschmelzen der Zwischenprodukte aus der Direktreduktion in NRW benötigt, was diesen Effekt auf der Stromseite in beiden Szenarien weiter verstärkt.

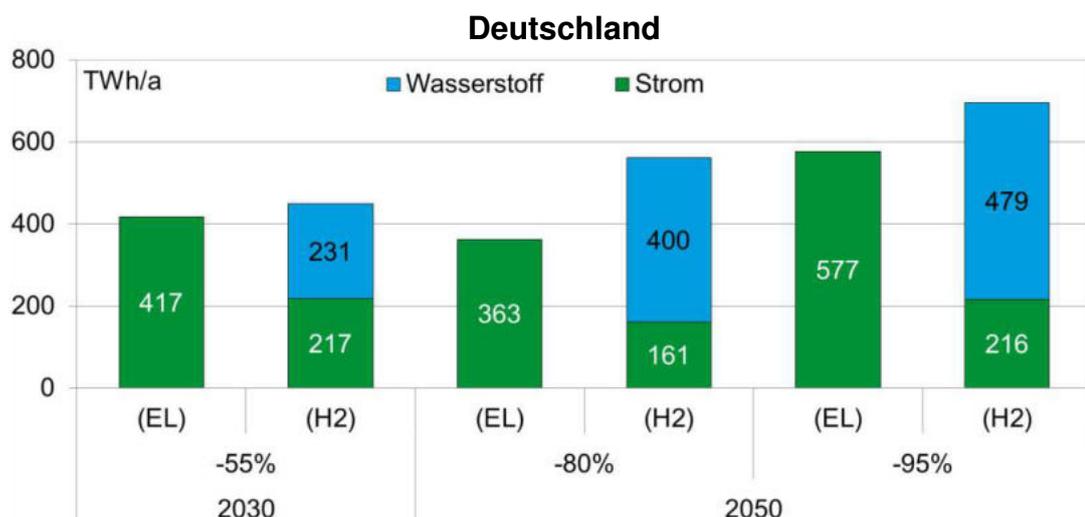


Abbildung 27: Energieübertragung nach Energieträgern in Deutschland in TWh/a

Bei einem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 setzen sich die beschriebenen Entwicklungen zwar grundsätzlich fort. Eine Ausnahme stellt in diesem Zusammenhang jedoch die erforderliche interregionale Stromübertragung auch über große Distanzen dar, die im Vergleich zum THG-Minderungsziel von 80% auf 200-570 TWh/a zum Teil deutlich ansteigt

und ca. 50%-80% der direkten Stromnachfrage (ohne Elektrolyse) ausmacht.¹⁷

Dies liegt an der vollständigen Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien und damit Wegfall der fossilen Kraftwerke, was eine stärkere Ungleichverteilung zwischen Stromangebot und -nachfrage nach sich zieht. Dieser Effekt wird beim Fokus auf Elektrifizierung durch die vollständige Umstellung der Stahlindustrie auf die H₂-Direktreduktion und zusätzlicher Stromnachfrage durch verbrauchernahe Elektrolyse weiter beschleunigt. Auf diese Weise macht der interregionale Stromtransport in beiden Szenarien ca. 60% der gesamten Stromnachfrage inklusive der H₂-Produktion aus.

Ansonsten wächst beim Fokus auf Wasserstoff der Bedarf an interregionalen H₂-Transporten weiter auf knapp 480 TWh/a (mehr als 70% der gesamten H₂-Nachfrage). Auch der stärkere Zufluss von Strom und Wasserstoff aus dem Norden nach NRW, zum Teil bedingt durch die Stahlindustrie, sowie der gute Ausgleich zwischen Stromproduktion und -verbrauch in der Region Süd setzen sich langfristig fort.

Die beschriebenen Effekte spiegeln sich auch beim Ausbau- bzw. Anpassungsbedarf im Strom- bzw. Gasnetz wider. Abbildung 29 fasst die kumulierte Kapazität der Strom- und Gasleitungen zwischen allen Netzknoten in Deutschland zusammen. Der Bedarf an HGÜ-Leitungen in Deutschland ist beim Fokus auf Elektrifizierung signifikant und kann langfristig bei ambitionierten THG-Minderungszielen von 95% sogar die Kapazität des AC-Netzes¹⁸ (Alternating Current - Wechselstrom) übersteigen. Beim Fokus auf Wasserstoff ist der Bedarf nach HGÜ-Übertragungskapazität insgesamt zwar deutlich geringer, dafür werden aber zusätzliche Kapazitäten für dedizierte H₂-Gasleitungen benötigt, die mit steigender H₂-Nachfrage wachsen.

¹⁷ Interessanterweise entspricht beim Fokus auf Wasserstoff der gesamte Bedarf an Stromtransport (216 TWh/a) in etwa dem Wert aus 2030 (THG-Minderungsziel von 55%), obwohl sich der Anteil der EE-Einspeisung an Energiebereitstellung deutlich unterscheidet. In diesem Zusammenhang gilt zu beachten, dass in 2030 ein anderer EE-Strommix (geringerer PV-Anteil) und damit auch eine andere regionale Verteilung der EE-Einspeisung unterstellt werden. Aus diesem Grund ist beim Fokus auf Wasserstoff der Bedarf an Stromtransport bei einem langfristigeren THG-Minderungsziel von 95% nicht größer als bei einem mittelfristigen THG-Minderungsziel von 55%.

¹⁸ Heutiges AC-Netz ergänzt um die AC-Ausbaumaßnahmen nach Netzentwicklungsplan Strom (NEP-Strom) in [50Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW 2017]. Es wurde davon ausgegangen, dass jeglicher Leitungszubau darüber hinaus über HGÜ-Erdkabel erfolgt. Aus diesem Grund sind die Kapazitäten des AC-Netzes in allen Szenarien konstant.

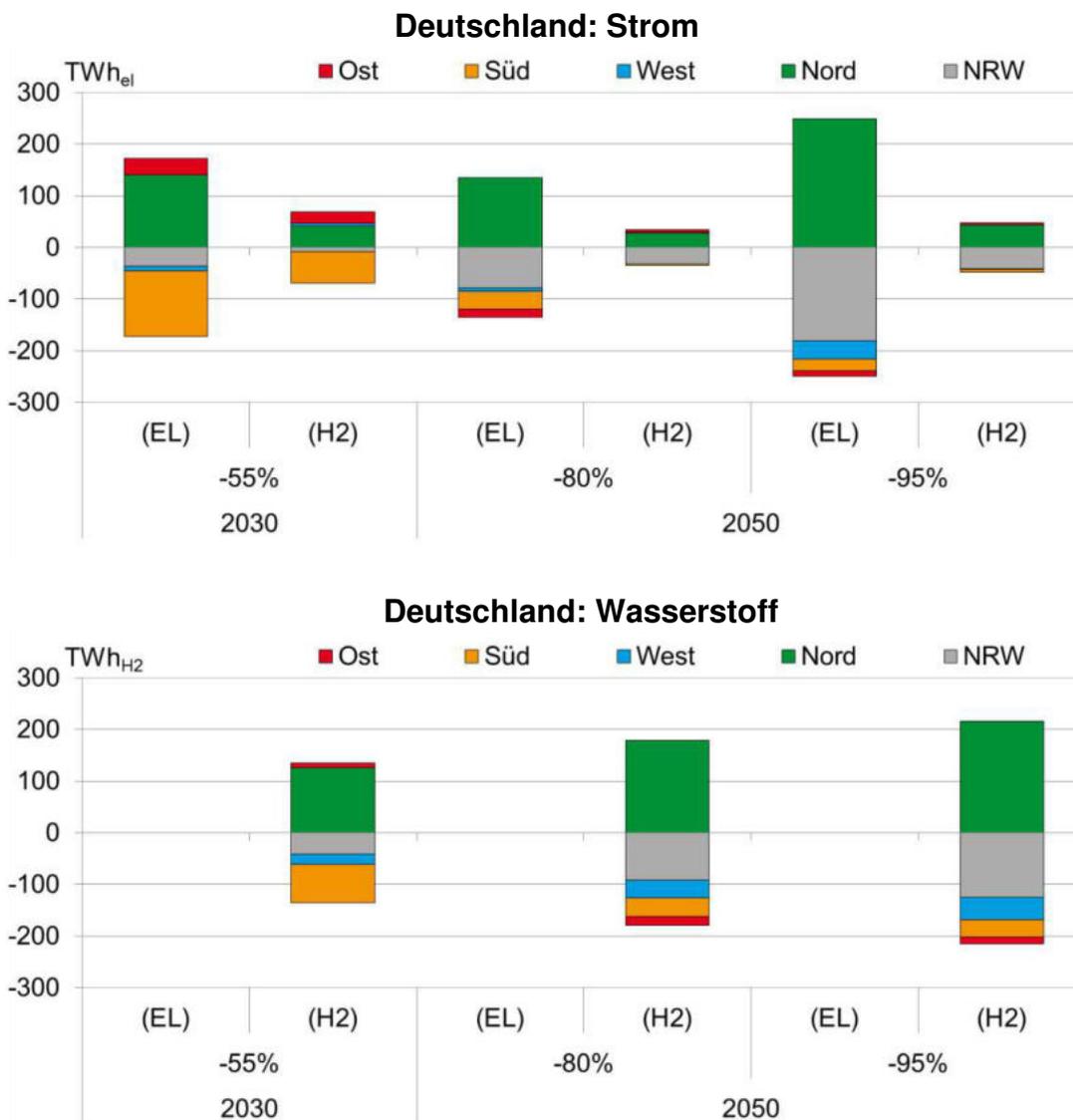


Abbildung 28: Saldo der Stromübertragung (oben) bzw. des H₂-Transports (unten) zwischen den Regionen in Deutschland in TWh/a bzw. TWh_{H2}/a (positiver Wert = Abfluss in andere Regionen / negativer Wert = Zufluss aus anderen Regionen)

Analog zum Energietransport in TWh/a kann auch der HGÜ-Ausbaubedarf durch eine veränderte regionale Verteilung der EE-Kapazitäten trotz gesteigerter Stromnachfrage sogar sinken (siehe z.B. Szenarien mit THG-Minderungsziel von 80% in 2050). Dies unterstreicht die Bedeutung des künftigen EE-Mixes und seines geografischen Verteilungsschlüssels für die

Netzplanung. In einer separaten Sensitivitätsanalyse (Kapitel 4.4.5) wird daher der Einfluss des Technologiemixes von EE-Anlagen auf das Analyseergebnis genauer untersucht.

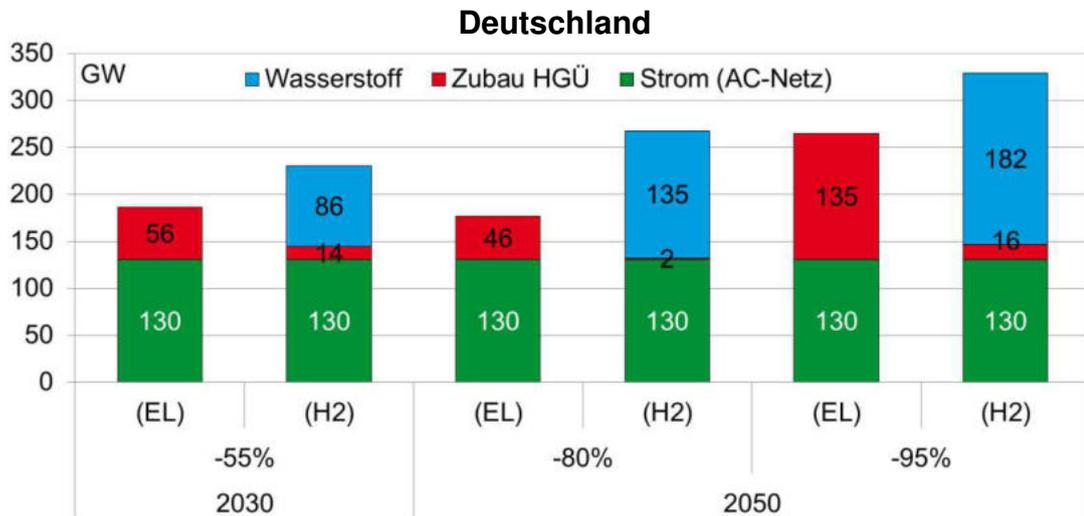


Abbildung 29: Kumulierte Kapazität der Strom- und Gasleitungen in Deutschland in GW

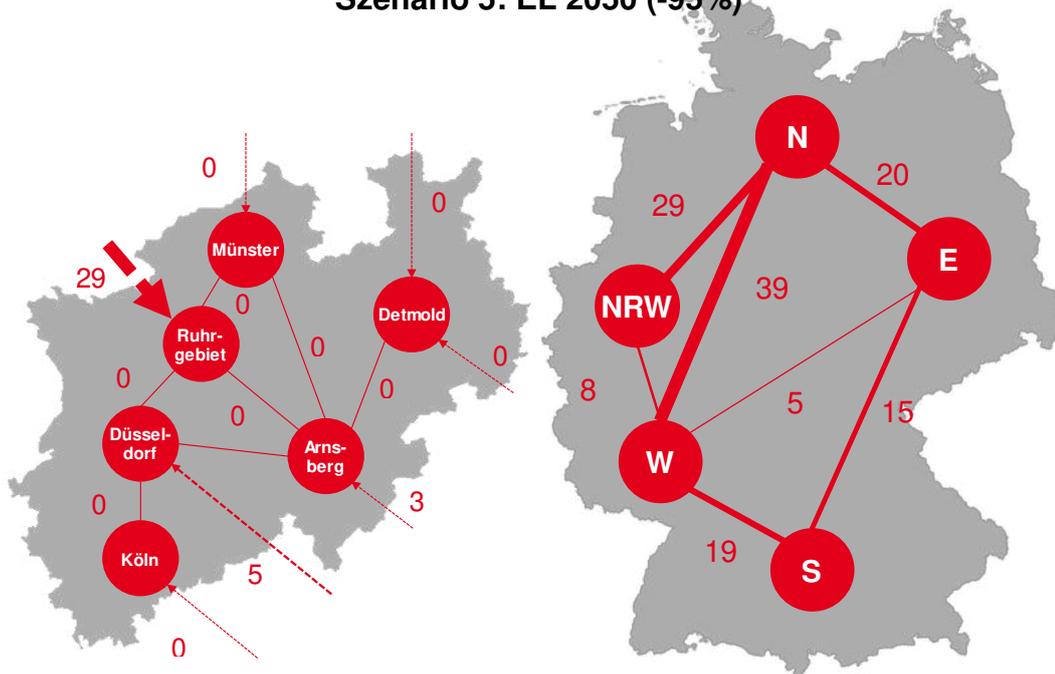
In allen Szenarien wird die wichtige Rolle der Stromverbindung zwischen der windreichen Region Nord und der Region West sichtbar, die in kritischen Stunden auf Energieimporte zur Deckung der Lastspitzen angewiesen ist. Beim Fokus auf Elektrifizierung wird außerdem aus der Sicht von NRW auch die Trasse zwischen der Region Nord und dem Ruhrgebiet besonders relevant (bis zu 29 GW), wo langfristig große Strommengen in der Industrie insbesondere an Elektrolysestandorten nahe der Stahlwerken nachgefragt werden. Für die Stromleitungen zwischen NRW und der Region West (bis zu 8 GW) sowie zwischen den Regionen Ost und West besteht hingegen ein grundsätzlich vergleichsweise geringer Ausbaubedarf. Bei allen anderen Relationen kann ein mittlerer HGÜ-Bedarf festgestellt werden. Innerhalb von NRW sind unter den Annahmen dieser Studie keine weiteren Netzverstärkungen notwendig.

In Bezug auf H₂-Gasleitungen werden große Transportkapazitäten von der Region Nord über Nordrhein-Westfalen (30-52 GW) bis zur Region West (37-83 GW) benötigt.¹⁹ Damit stellt NRW aus Sicht der Gasnetze eine wichtige

¹⁹ Die Kapazität einer typischen Gastransportleitung beträgt für Wasserstoff bei einem Eingangsdruck von 80 bar und einem Durchmesser von 600-1200 mm ca. 2-12 GW.

Verbindung zwischen Nord- und Süddeutschland dar. Der Kapazitätsbedarf für den Gastransport von den beiden Regionen West und Ost in die Region Süd ist mit 12-33 GW ebenfalls signifikant. Abbildung 30 und Abbildung 31 stellen den Bedarf an neuen HGÜ-Leitungen bzw. H₂-Gasleitungen bei einem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 dar.

Szenario 5: EL 2050 (-95%)



Szenario 6: H₂ 2050 (-95%)

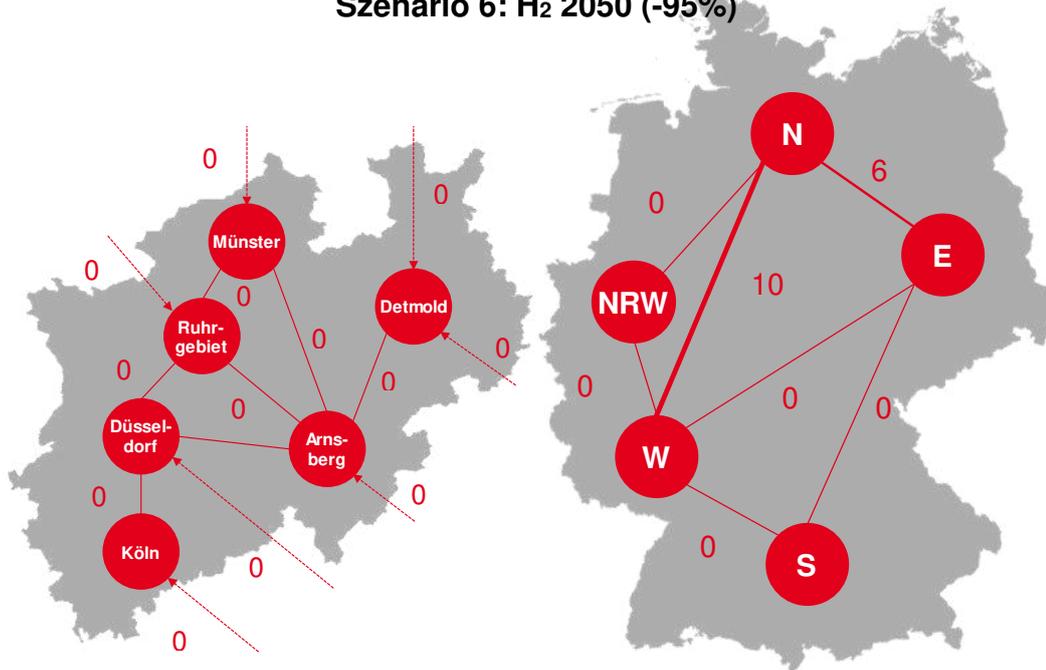


Abbildung 30: Ausbaubedarf an HGÜ in Deutschland und NRW in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 95% und Fokus auf Elektrifizierung (oben) bzw. Wasserstoff (unten) in GW

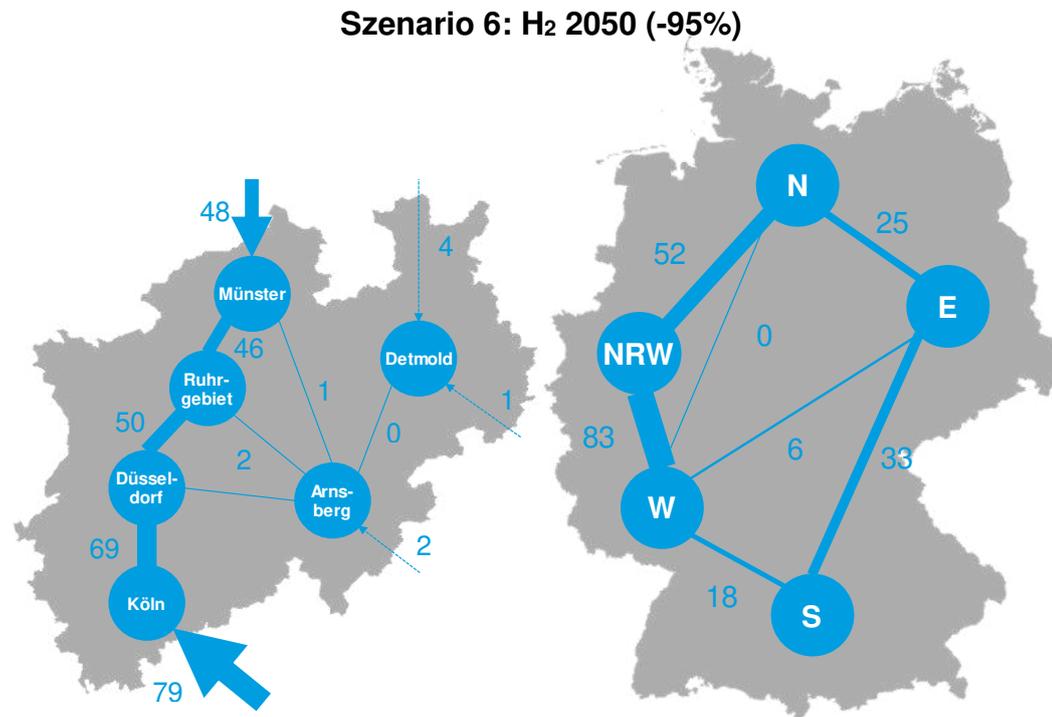


Abbildung 31: Bedarf an H₂-Leitungen in Deutschland und NRW in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 95% in GW

4.3 Kosten-Nutzen-Analyse von Wasserstoff

Die resultierenden Gesamtsystemkosten, die sich aus der optimalen Auslegung des Energiesystems ergeben, dienen als Grundlage für die Kosten-Nutzen-Analyse von Wasserstoff. Dabei wird zunächst in Kapitel 4.3.1 aus dem Vergleich der Systemkosten zwischen den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung und Fokus auf Wasserstoff der mögliche Nutzen von Wasserstoff ermittelt. Dabei ist zu beachten, dass ein Teil der Kosten unabhängig von THG-Minderungszielen und Technologieauswahl ohnehin anfallen würde, um auch in Zukunft die Energieversorgung in Deutschland sicherzustellen. In Kapitel 4.3.2 erfolgt dann eine abschließende Bewertung von Wasserstoff je Szenario anhand der absoluten THG-Emissionen und der daraus resultierenden THG-Vermeidungskosten sowie anhand der Strom- und H₂-Gestehungskosten.

4.3.1 Vergleich der Systemkosten

Die ermittelten jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems in Abbildung 32 umfassen die Investitionsausgaben auf Annuitätenbasis sowie die jährlichen variablen und fixen Kosten für die regelbaren und fluktuierenden Kraftwerke, weitere Maßnahmen zur Systemflexibilisierung wie Elektrolyse oder Energiespeicher, Transportkosten von Energie sowie verbleibende fossile Energieimporte.²⁰

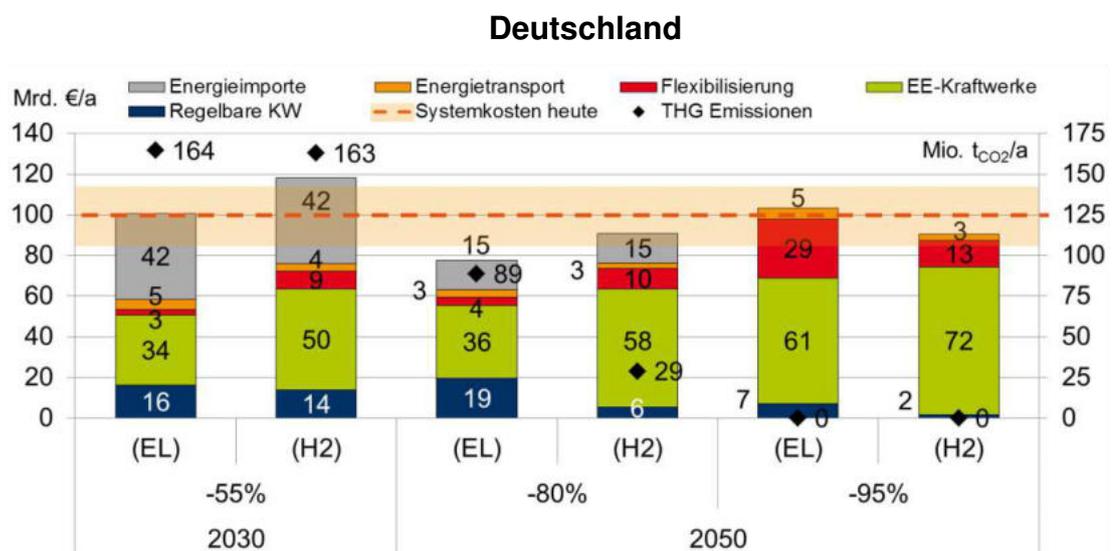


Abbildung 32: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Mrd. €/a sowie THG Emissionen in Mio. tCO2/a

Mittelfristig bis 2030 variieren die jährlichen Systemkosten zwischen 100-120 Mrd. €/a, wobei der obere Wert bei einem Fokus auf Wasserstoff erreicht wird. Insgesamt dominieren in diesem Zeitschritt die Kosten für EE-Kraftwerke (34-50 Mrd. €/a) sowie für Energieimporte (42 Mrd. €/a). Die Kosten der regelbaren Kraftwerke (14-16 Mrd. €/a) sind zwar signifikant, sie spielen aber wie die übrigen Kostenkategorien nur eine untergeordnete Rolle. Bei den jährlichen Kosten der Systemflexibilisierung (siehe Abbildung 33) macht die Elektrolyse (2-7 Mrd. €/a) gefolgt von der H₂-Speicherung (0,5-1,5 Mrd. €/a) den größten Anteil aus. Der gesamte Energietransport ist aufgrund des teuren HGÜ-Ausbaus (0,7-3,1 Mrd. €/a) bei Fokus auf Elektrifizierung

²⁰ Für den Energieverbrauch außerhalb des Energiesektors, z.B. als Erdgas für direkte Heizsysteme im Gebäudesektor. Die Kosten für die fossilen Energieträger, die in fossilen regelbaren Kraftwerken verbraucht werden, sind als variable Kosten der entsprechenden Kraftwerke unter Berücksichtigung der jeweiligen Wirkungsgrade berücksichtigt.

deutlich höher. Der Wasserstofftransport hat bei der vergleichsweise geringen H₂-Nachfrage einen kleinen Einfluss von nur 1 Mrd. €/a auf Systemkosten, während der signifikante Erdgasverbrauch zu knapp 2 Mrd. €/a an Transportkosten führt.

Beim Fokus auf Wasserstoff sind zwar die Produktion und Kapazitäten der regelbaren Kraftwerke geringer, dafür müssen aber aufgrund der höheren Umwandlungsverluste umfangreichere EE-Kapazitäten und aufgrund der zusätzlichen H₂-Nachfrage auch größere Elektrolysekapazitäten geschaffen werden. Damit ist dieses Szenario um bis zu 18 Mrd. €/a teurer als beim Fokus auf Elektrifizierung und um bis zu 23 Mrd. €/a als die geschätzten Kosten aus der Fortschreibung des heutigen Energiesystems von 95-105 Mrd. €/a.²¹

Langfristig sinken die Gesamtsystemkosten bei einem THG-Minderungsziel von 80% in 2050 durch die fallenden spezifischen Kosten der EE-Einspeisung deutlich (78-91 Mrd. €/a) und liegen sogar unter der Schätzung für die Fortschreibung des heutigen Energiesystems.

Beim Fokus auf Elektrifizierung steigen zwar die Kosten der regelbaren Kraftwerke durch Neubau von zusätzlichen Erdgas-GuD und steigende Erdgaspreise, dies wird jedoch durch den Rückgang der Importkosten fossiler Energieträger außerhalb des Energiesektors überkompensiert (15 Mrd. €/a). Darüber hinaus sind die jährlichen EE-Kosten (36 Mrd. €/a) trotz des Ausbaus der EE-Anlagen aber dank der fallenden spezifischen EE-Kosten nur geringfügig höher als in 2030. Eine ähnliche Entwicklung ist auch bei den Elektrolyseuren zu beobachten. Trotz zusätzlicher Kapazität bleiben die absoluten Elektrolysekosten (ca. 2,3 Mrd. €/a) auf nahezu gleichem Niveau, da gleichzeitig die spezifischen Kosten gemäß den Annahmen von 700 €/kW_{el} auf 300 €/kW_{el} fallen.

Der reduzierte Ausbaubedarf für HGÜ-Leitungen (aufgrund einer anderen Regionalisierung der EE-Einspeisung) sowie die geringere Nutzung von Erdgas außerhalb des Energiesektors (z.B. im Gebäudesektor) spiegeln sich auch in geringeren Transportkosten (Reduktion um fast 1,5 Mrd. €/a) wider. Die Kosten der Energiespeicherung sowie weiterer Maßnahmen zur

²¹ Schätzung auf Basis folgender Annahmen: Stromkosten inkl. Übertragung (ohne Verteilnetz) zum durchschnittlichen Preis von 35-50 €/MWh, EEG-Umlage auf konstantem Niveau von 2017 von ca. 11 Mrd. €/a nach [50Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW 2018], sonstige Importe fossiler Energieträger (Kohle, Erdgas und Öl) außerhalb des Energiesektors zu Preisen innerhalb der Bandbreite aus Kapitel 3.2, Erdgastransport zu 2,30 €/MWh wie in Kapitel 3.5, alle Mengenangaben zum Energieverbrauch nach [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2017].

Systemflexibilisierung (z.B. DSM) nehmen hingegen durch den EE-Ausbau zu.

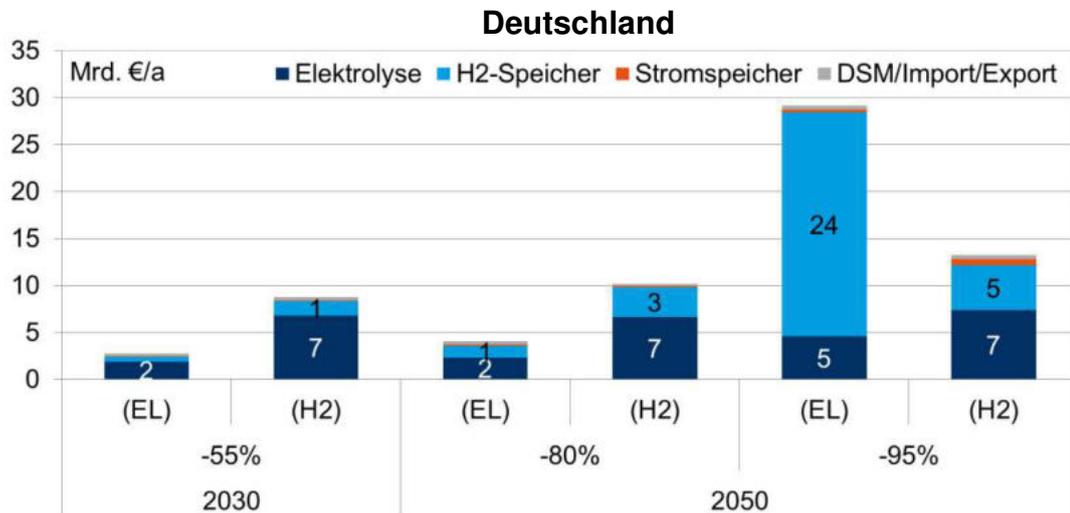


Abbildung 33: Jährliche Kosten der Flexibilisierung im deutschen Energiesystems in Mrd. €/a

Beim Fokus auf Wasserstoff verursacht der überproportionale Ausbau der EE-Anlagen auch einen starken Anstieg der jährlichen EE-Kosten auf ca. 58 Mrd. €/a. Gleichzeitig kann aber auch eine deutliche Verringerung der Kosten für regelbare Kraftwerke auf 6 Mrd. €/a festgestellt werden. Dies ist auf den geringeren Beitrag der Erdgas-Kraftwerke zur Elektrizitätsversorgung in einem System mit großer H₂-Nachfrage zurückzuführen. Wie beim Fokus auf Elektrifizierung bleiben die Elektrolysekosten nahezu unverändert und die Kosten für den Energietransport verringern sich sogar trotz signifikanter Kapazitäten an dedizierten H₂-Gasleitungen. Ein größerer Speicherbedarf führt schließlich zu einem entsprechenden Anstieg der jährlichen Speicherkosten auf über 3 Mrd. €/a. Insgesamt sind die Gesamtsystemkosten beim Fokus auf Wasserstoff höher, auch wenn sich die Differenz zum Fokus auf Elektrifizierung auf ca. 13 Mrd. €/a leicht verringert.

Eine weitere Dekarbonisierung des Energiesystems führt bei einem langfristigen THG-Minderungsziel von 95% in 2050 schließlich zu einer deutlich veränderten Auslegung des Systems und der damit verbundenen Kosten. Grundsätzlich gehen in diesem Zusammenhang die Systemkosten beim Fokus auf Elektrifizierung um 30% auf fast 105 Mrd. €/a nach oben, während das System beim Fokus auf Wasserstoff in etwa gleich teuer bleibt (ca. 91 Mrd. €/a). Damit ist bei einem ambitionierten THG-Minderungsziel

eine breitere Nutzung von Wasserstoff aus der Sicht des Gesamtsystems günstiger als eine breite Elektrifizierung der Verbrauchssektoren. Außerdem verursacht ein H₂-basiertes System geringere Gesamtkosten als die geschätzte Fortschreibung des heutigen Systems, während bei Elektrifizierung sogar eine Verschlechterung eintreten kann.

Diese Beobachtung basiert auf mehreren Effekten. Bei beiden Szenarien steigen durch weiteren EE-Ausbau auch die entsprechenden Kosten auf 61-72 Mrd. €/a. Gleichzeitig sinken aber die Kosten der regelbaren Kraftwerke auf 2-7 Mrd. €/a, da keine fossilen Energieträger mehr zugekauft werden müssen. Dieser Effekt tritt trotz des signifikanten Zubaus neuer Anlagen zur H₂-Rückverstromung ein.

Beim Fokus auf Elektrifizierung führt der Bedarf an saisonaler Energiespeicherung zum Teil in spezifisch teuren H₂-Röhrenspeichern in Verbrauchernähe zu besonders hohen Speicherkosten von über 24 Mrd. €/a. Auch der weitere Ausbau der Elektrolyse als flexible Last verdoppelt die entsprechenden Kosten auf ca. 5 Mrd. €/a. Damit werden die Effizienzvorteile elektrischer Endverbraucher durch Nachteile schlechterer Speicherbarkeit von Energie überkompensiert. Außerdem entstehen durch den ausschließlichen Stromtransport besonders hohe Kosten für Stromnetze von mehr als 5 Mrd. €/a. Beim Fokus auf Wasserstoff sind einerseits die Kosten für Energiespeicherung (über 5 Mrd. €/a) und Energietransport (3 Mrd. €/a) deutlich geringer als bei Fokus auf Elektrifizierung. Andererseits verursacht die deutlich größere Elektrolyse aber auch höhere Kosten von über 7 Mrd.

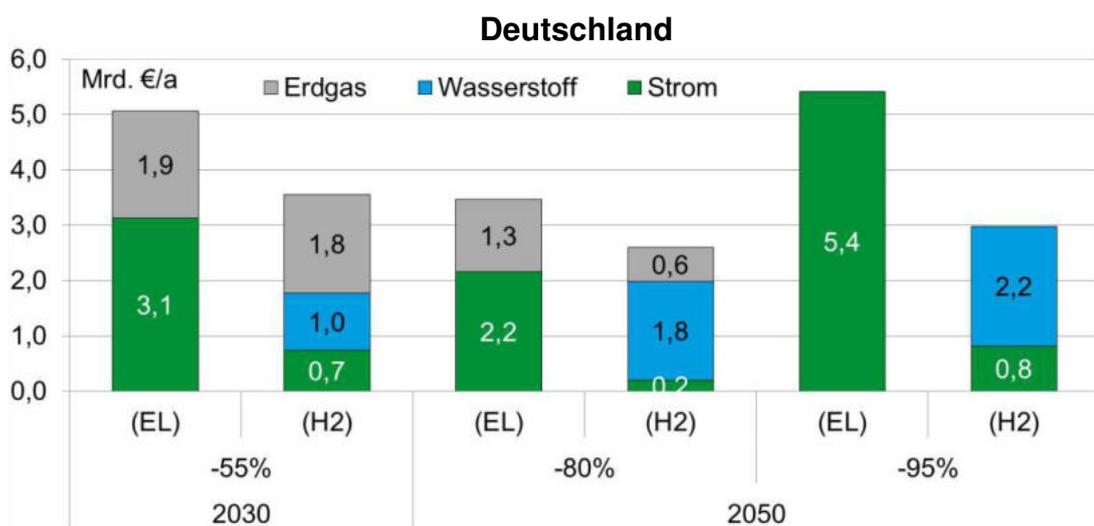


Abbildung 34: Jährliche Kosten des Energietransports in Deutschland in Mrd. €/a

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden die beschriebenen Effekte im Folgenden durch zusätzliche Einsichten in Bezug auf den optimalen H₂-Anteil im System sowie die Kosten für die Verteilung von Strom und Wasserstoff ergänzt.

Abbildung 35 zeigt die jährlichen Gesamtkosten des Systems ohne H₂-Technologien bei einem THG-Minderungsziel von 80% in 2050 im Vergleich mit den bisherigen Szenarien. Dabei wird unterstellt, dass in einem solchen „all electric“ Fall alle Endanwendungen elektrifiziert sind und kein Wasserstoff mehr benötigt wird (d.h. zum Beispiel alle Elektrofahrzeuge sind BEV oder alle H₂-basierten Heizsysteme sind durch elektrische Wärmepumpen bzw. PtH ersetzt). Das bedeutet aber auch, dass in der Industrie mangels elektrischer Alternativen die Produktionsverfahren vor allem in der Stahl- und Chemieindustrie nicht auf erneuerbaren Wasserstoff umgestellt werden und damit das zulässige THG-Budget für den Energiesektor um fast 30 Mio. tCO₂/a geringer ausfällt. Darüber hinaus fällt in einem solchen Szenario die Option der Rückverstromung von Wasserstoff aus.

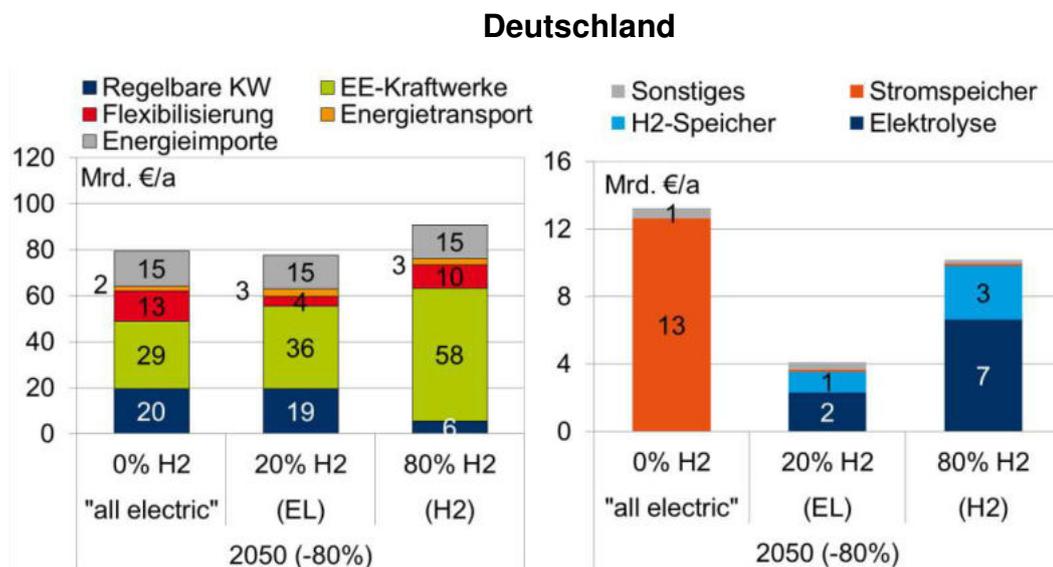


Abbildung 35: Jährliche Kosten des Energiesystems in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 80% in Abhängigkeit vom H₂-Anteil in Mrd. €/a (links: Gesamtkosten des Systems; rechts: detaillierte Aufschlüsselung der entsprechenden Kosten der Flexibilisierung aus der linken Grafik)

In diesem Zusammenhang erhöht sich zwar der direkte Stromverbrauch um ca. 80 TWh/a, der Energiesektor wird aber insgesamt durch den Wegfall der

H₂-Nachfrage um netto 180 TWh/a entlastet. Dadurch sinken zwar die Kosten der Stromerzeugung insbesondere aus EE-Anlagen (29 Mrd. €/a) und die Kosten für den Energietransport aufgrund eines geringeren Ausbaus der Stromnetze (2 Mrd. €/a).²² Dafür steigt aber der Bedarf an Flexibilität an, da die Elektrolyse nicht mehr als flexible Last zur Verfügung steht. Dies äußert sich in höherer Leistung und Kosten der regelbaren Kraftwerke (20 Mrd. €) sowie höherer Kosten der Energiespeicherung (13 Mrd. €/a), die nun durch teure stationäre Batterien mit einer Kapazität von 380 GWh bereitgestellt wird. Insgesamt ist ein solches System dann sogar um fast 2 Mrd. €/a teurer als ein System mit geringen H₂-Anteilen in den verschiedenen Verbrauchssektoren. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass Wasserstoff selbst bei einem THG-Minderungsziel von 80% aus ökonomischer Sicht vorteilhaft ist, auch wenn sein optimaler Anteil an der gesamten Energienachfrage nicht hoch ist. Bei einem ambitionierteren THG-Minderungsziel und damit größerem Ausbau der EE-Anlagen kann erwartet werden, dass sich die beschriebenen Effekte noch weiter verstärken.

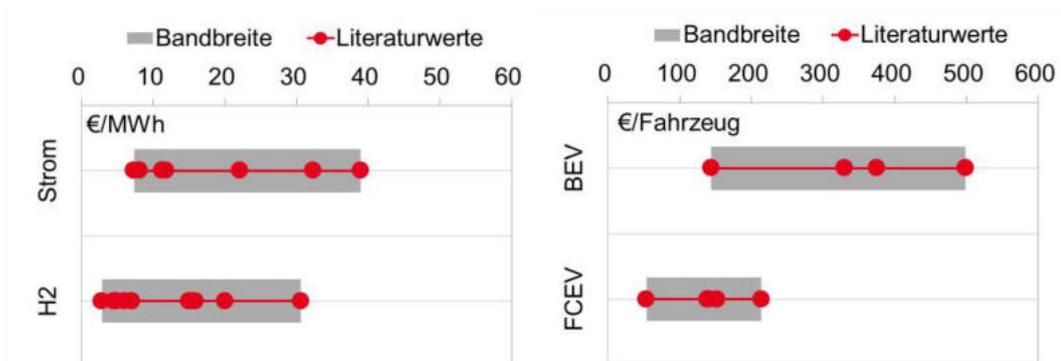


Abbildung 36: Literaturbasierte Bandbreiten der spezifischen jährlichen Kosten der Verteilnetze für Strom und Wasserstoff in €/MWh (links) sowie H₂-Tankstellen und Ladeinfrastruktur in €/Fahrzeug (rechts)

Schließlich spielen die Verteilkosten von Energie auf dem letzten Kilometer bis zum Endverbraucher eine wichtige Rolle. Abbildung 36 fasst die

²² Trotz des höheren direkten Stromverbrauchs kann der Ausbaubedarf an HGÜ-Leitungen reduziert werden, da es gleichzeitig auch keine Stromnachfrage durch die Elektrolyse in Verbrauchernähe mehr gibt, die tendenziell in Stunden mit hoher EE-Einspeisung betrieben wird und dadurch große Kapazitäten der Stromleitungen erfordert.

Ergebnisse einer Literaturrecherche zusammen und zeigt eine Bandbreite der spezifischen jährlichen Kosten für die Verteilnetze für Strom und Wasserstoff sowie H₂-Tankstellen für FCEV und Ladeinfrastruktur für BEV.

Auch wenn die ermittelten Bandbreiten in der Literatur relativ groß sind, so wird der Trend sichtbar, dass Stromverteilnetze im Allgemeinen und Ladeinfrastruktur für BEV spezifisch teurer sind als die entsprechende H₂-Verteilung bzw. H₂-Tankstellen.

Dabei kann erwartet werden, dass die Stromverteilung in der Anfangsphase relativ geringe spezifische Kosten aufweisen wird, da für eine geringe Durchdringung der strombasierten Endanwendungen die bereits existierenden Stromnetze ausreichend sind bzw. nur wenige Ladepunkte für BEVs aufgestellt werden müssen. Dies kann sich ab einem gewissen Schwellenwert für sehr viele strombasierte Endanwendungen überproportional schnell ändern, da die Verteilnetze flächendeckend aufwändig verstärkt werden müssen. Bei Wasserstoff ist eine umgekehrte Entwicklung zu erwarten: in der Anfangsphase ist die neu und flächendeckend zu schaffende H₂-Infrastruktur schlecht ausgelastet und daher spezifisch teuer, während bei einer zunehmenden Durchdringung der H₂-basierten Endanwendungen die spezifischen Kosten mit verbesserter Auslastung schnell sinken können. Aus diesem Grund werden folgende Annahmen für eine erwartete Entwicklung der spezifischen Kosten für weitere Analysen getroffen (siehe Tabelle 20):

- **Fokus auf Elektrifizierung:** für strombasierte Endanwendungen mittelfristig bis 2030 geringe spezifische Verteilkosten, danach hohe Verteilkosten; für H₂-basierte Endanwendungen mittelfristig bis 2030 hohe und danach mittlere Verteilkosten.
- **Fokus auf Wasserstoff:** für strombasierte Endanwendungen mittelfristig bis 2030 geringe spezifische Verteilkosten, danach mittlere Verteilkosten; für H₂-basierte Endanwendungen mittelfristig bis 2030 hohe und danach geringe Verteilkosten.

Tabelle 20: Erwartete Entwicklung der spezifischen Kosten für Verteilnetz sowie H₂-Tankstellen und Ladeinfrastruktur auf Basis von Literaturwerten in €/MWh bzw. €/(Fhzg. *a)

€/MWh bzw. €/(Fhzg. *a)	Szenario 1 (EL)	Szenario 2 (H ₂)	Szenario 3 (EL)	Szenario 4 (H ₂)	Szenario 5 (EL)	Szenario 6 (H ₂)
THG-Ziel	-55%		-80%		-95%	
Zeithorizont	2030		2050			
Verteilnetz Strom*	7	7	39	18	39	18
Ladeinfrastruktur**	144	144	330	283	330	283
Verteilung Wasserstoff*	31	13	13	3	13	3
H ₂ -Tankstellen**	214	140	140	54	140	54

„EL“: Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung; „H₂“: Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff

* In €/MWh; ** In € pro Fahrzeug und Jahr

Abbildung 37 stellt den Einfluss der ermittelten Literaturwerte für Strom- und H₂-Verteilung auf die Gesamtkosten des Systems dar. Grundsätzlich kann sich das betrachtete Energiesystem durch Berücksichtigung der Verteilkosten um 5-50 Mrd. €/a verteuern, was im ungünstigsten Fall einen erheblichen Anteil an den bisher ermittelten Gesamtkosten ohne Verteilung ausmachen kann (bis zu 50%). Ferner führt die relativ große Bandbreite der Verteilkosten dazu, dass keine endgültige Aussage über die ökonomische Vorteilhaftigkeit der Elektrifizierung bzw. von Wasserstoff gemacht werden kann.

Falls die oben erwähnte erwartete Entwicklung eintreffen sollte (siehe Tabelle 20), dann ergeben sich folgende Zusammenhänge. Mittelfristig bis 2030 ist das Energiesystem bei Fokus auf Elektrifizierung auch unter Berücksichtigung der Verteilkosten günstiger. Langfristig steigen aber die Verteilkosten bei Fokus auf Elektrifizierung stark an, während bei Fokus auf Wasserstoff sich diese Kosten nur moderat verändern. Auf diese Weise ist dann ein System mit Fokus auf Elektrifizierung langfristig insgesamt deutlich teurer als ein System mit Fokus auf Wasserstoff.

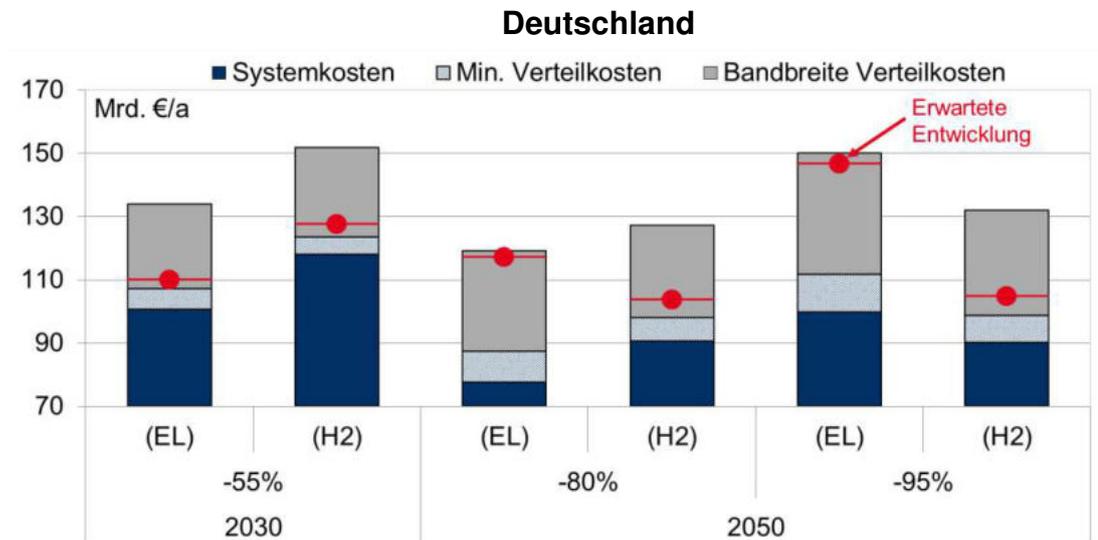


Abbildung 37: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems inklusive der erwarteten Verteilkosten auf Basis der Literaturergebnisse in Mrd. €/a (erwartete Entwicklung entspricht den Werten aus Tabelle 20)

4.3.2 Bewertung von Wasserstoff

Die gesamten THG Emissionen aus allen Sektoren orientieren sich an den vordefinierten Minderungszielen von 55% bis 2030 und 80% bzw. 95% bis 2050. Im Vergleich zu 1990 fallen sie mittelfristig bis 2030 gemäß der Szenariendefinition von über 1.200 Mio. t_{CO_2}/a um 55% auf unter 600 Mio. t_{CO_2}/a (siehe Abbildung 38). Den größten Beitrag leistet dabei der Gebäudesektor (70% THG-Reduktion gegenüber 1990) aufgrund der voranschreitenden Wärmedämmung und Umstellung der Heizungssysteme auf THG-freie Technologien. Der geringste Beitrag zum Klimaschutz kommt unter den Annahmen dieser Studie aus dem Verkehrssektor und dem sonstigen Bereich (beide ca. 30% THG-Reduktion gegenüber 1990), der unter anderem die Landwirtschaft beinhaltet. Die THG-Emissionen im Energiesektor stellen ein Ergebnis der Modellierung dar, wobei der Unterschied zwischen Fokus auf Elektrifizierung und Fokus auf Wasserstoff auf abweichende Dimensionierung und Betriebsweise der fossilen Kraftwerke zurückzuführen ist. Insgesamt fallen im Energiesektor die Emissionen bereits bis 2030 um 65% auf ca. 160 Mio. t_{CO_2}/a .

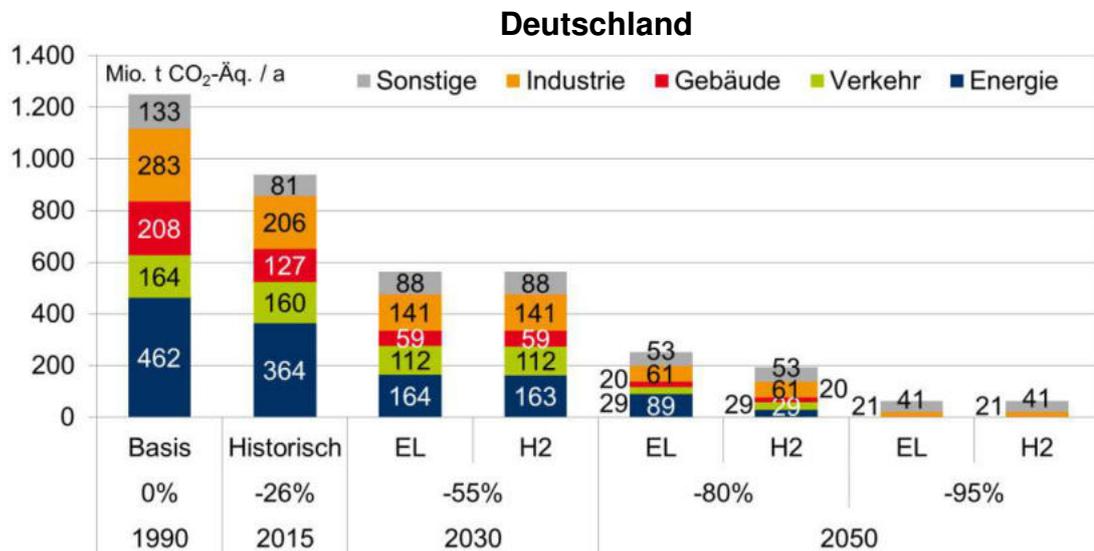


Abbildung 38: Gesamte CO₂-Emissionen in Deutschland in Mio. t_{CO2}/a

Langfristig bis 2050 müssen selbst bei einem weniger ambitionierten THG-Minderungsziel von 80% die Emissionen in allen Sektoren weiter stark reduziert werden (d.h. auf ca. 250 Mio. t_{CO2}/a). Gemäß den Annahmen gehen die Emissionen in den drei Verbrauchssektoren Verkehr, Gebäude und Industrie um 80%-90% auf 20-60 Mio. t_{CO2}/a deutlich zurück. In der Landwirtschaft wird gemäß [Dena 2018] ein Rückgang um 60% auf 53 Mio. t_{CO2}/a unterstellt.

Der große Unterschied von 60 Mio. t_{CO2}/a im Energiesektor zwischen Fokus auf Elektrifizierung (89 Mio. t_{CO2}/a bzw. Reduktion um 83%) und Fokus auf Wasserstoff (29 Mio. t_{CO2}/a bzw. Reduktion um 96%) hängt mit der optimalen Dimensionierung der EE-Anlagen in dem jeweiligen Szenario zusammen. Wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben werden beim Fokus auf Wasserstoff im Optimum deutlich größere EE-Kapazitäten zugebaut, was zu einer stärkeren Nutzung des EE-Stroms und entsprechend geringeren THG-Emissionen im Energiesystem führt. Das wird grundsätzlich verursacht durch die Kombination mehrerer Effekte: stark fallende Kosten der EE-Erzeugung, relativ günstige Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen, direkte H₂-Nutzung in den einzelnen Verbrauchssektoren sowie synergetischer Betrieb und damit gute Auslastung der Elektrolyse. Auf diese Weise kann beim Fokus auf Wasserstoff das THG-Minderungsziel sogar übererfüllt werden. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass bei einer breiteren

Nutzung von Wasserstoff die langfristigen Klimaschutzziele schneller erreicht werden können.

Bei einem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 beträgt das verbleibende THG-Budget ca. 60 Mio. t_{CO_2}/a . Dabei müssen der Verkehr, Gebäudesektor und Energiesektor THG-neutral werden, da in der Industrie (z.B. in der Zementherstellung) und in der Landwirtschaft Emissionen anfallen, die nur schwer vermieden werden können und gesellschaftlich auch langfristig akzeptiert sind. Dabei wird für die Landwirtschaft in Anlehnung an [Dena 2018] ein THG-Reduktionsziel von 70% auf ca. 40 Mio. t_{CO_2}/a unterstellt.

Die daraus resultierenden THG-Vermeidungskosten, die als Division der Gesamtkosten des Energiesystems und der THG-Einsparungen im deutschen Energiesektor berechnet werden, sind in Abbildung 39 zusammengefasst. Mittelfristig in 2030 betragen die relativen THG-Vermeidungskosten dann 280-370 €/t $_{CO_2}$ und spiegeln den Unterschied zwischen den Systemkosten beim Fokus auf Elektrifizierung und Fokus auf Wasserstoff aus dem vorhergehenden Kapitel wider.

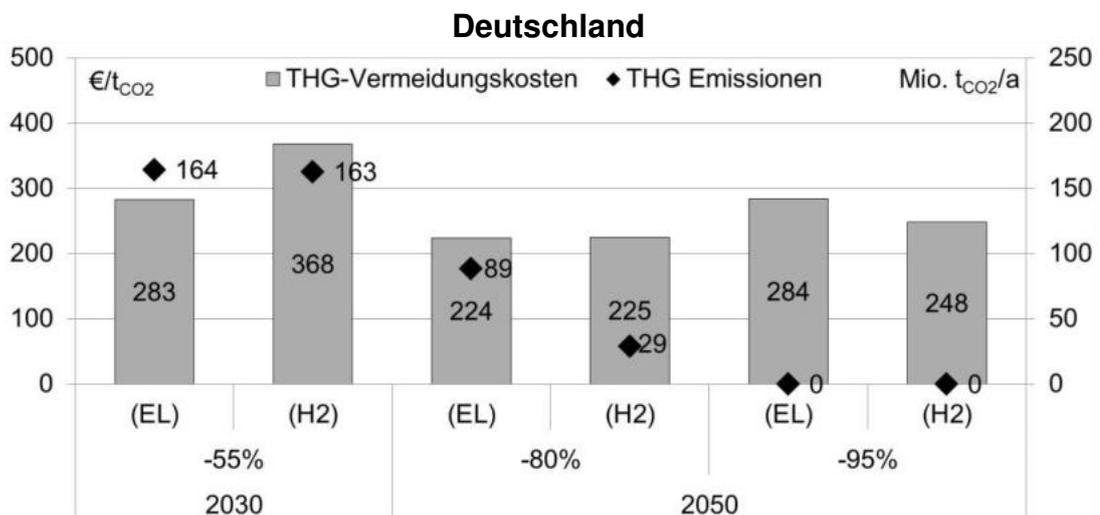


Abbildung 39: THG-Vermeidungskosten (€/t $_{CO_2}$) und die dazugehörigen THG-Emissionen (Mio. t $_{CO_2}/a$) im deutschen Energiesektor

Bei einem THG-Minderungsziel von 80% wird jedoch eine Parität der THG-Vermeidungskosten erreicht, was durch die größere THG-Einsparung (bzw. geringere Restemissionen) im Energiesektor beim Fokus auf Wasserstoff bedingt wird. Da bei diesem THG-Minderungsziel die absoluten Systemkosten geringer ausfallen als in 2030, gehen auch die THG-

Minderungskosten auf ca. 225 €/tCO₂ zurück. Bei einer stärkeren Dekarbonisierung des Energiesystems (d.h. THG-Minderungsziel von 95%) steigen die THG-Vermeidungskosten leicht an. Beim Fokus auf Elektrifizierung erreichen sie mit über 280 €/tCO₂ sogar das Niveau von 2030. Beim Fokus auf Wasserstoff sind sie mit ca. 250 €/tCO₂ geringer als beim Fokus auf Elektrifizierung und damit deutlich unter den Werten für 2030.

Auch die durchschnittlichen Strom- und H₂-Gestehungskosten spielen insbesondere aus der Sicht der Endverbraucher eine wichtige Rolle (siehe Abbildung 40). Die durchschnittlichen Stromkosten resultieren aus den absoluten jährlichen Kosten aller Erzeugungsoptionen (alle regelbare Kraftwerke und EE-Anlagen), Speicherung (Pumpspeicher und stationäre Batterie), DSM sowie der Übertragung von Strom dividiert durch die gesamte Nachfrage nach Strom inklusive der Elektrolyse. Die durchschnittlichen H₂-Kosten umfassen alle jährlichen Kosten der H₂-Infrastruktur (Elektrolyse, alle H₂-Speicher und H₂-Transport) dividiert durch den gesamten H₂-Verbrauch (direkte Nutzung und Rückverstromung).²³

Die Stromkosten betragen je nach Szenario 50 bis 70 €/MWh. Grundsätzlich sind die spezifischen Stromkosten beim Fokus auf Wasserstoff um 2-14 €/MWh geringer als beim Fokus auf Wasserstoff. Das liegt daran, dass beim Fokus auf Wasserstoff insgesamt deutlich mehr Strom durch alle Endverbraucher und Elektrolyse nachgefragt wird. Dieser Zusammenhang gilt auch in 2030 und bei einem THG-Minderungsziel von 80% in 2050 trotz der höheren absoluten Systemkosten. Daraus kann gefolgert werden, dass die zusätzliche Nutzung von Wasserstoff die Stromkosten für alle Anwender reduziert. Langfristig werden die sinkenden EE-Kosten tendenziell an die Endverbraucher weitergegeben und die durchschnittlichen Stromkosten reduzieren sich entsprechend. Eine Ausnahme stellt jedoch der Fokus auf Elektrifizierung bei einem THG-Minderungsziel von 95% (Szenario 5) dar, da in diesem Szenario durch die besonders hohen Kosten der Flexibilisierung die Stromkosten sogar leicht über das Niveau von 2030 ansteigen.

²³ Diese Rechnung stellt einen konservativen Ansatz aus der Sicht von Wasserstoff dar, da die Elektrolyse und H₂-Speicherung auch zur Stabilität der Stromversorgung beitragen (als Flexible Last bzw. durch Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff für die Rückverstromung). Zur Vereinfachung der Analysen wird jedoch auf eine entsprechende Gutschrift bei den H₂-Kosten verzichtet.

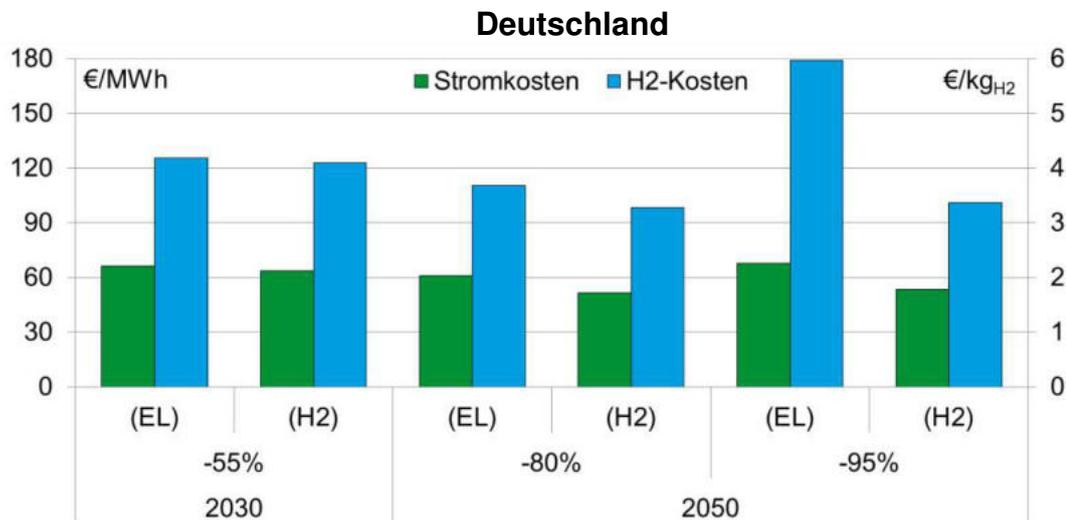


Abbildung 40: Durchschnittliche Gestehungskosten für Strom (€/MWh) und Wasserstoff (€/kg_{H2}) in Deutschland

Die spezifischen H₂-Gestehungskosten variieren für die verschiedenen Szenarien zwischen 3 und 6 €/kg_{H2} (bzw. 90 und 180 €/MWh_{H2}). Auch hier zeigt sich ein Unterschied zwischen dem Fokus auf Elektrifizierung und Fokus auf Wasserstoff: eine breitere Nutzung von Wasserstoff in den verschiedenen Verbrauchssektoren reduziert die spezifischen Gestehungskosten um 0,1-2,6 €/kg_{H2}. Dabei profitiert die Elektrolyse stark von den niedrigeren Stromkosten, die mit 60%-80% einen wichtigen Bestandteil der H₂-Gestehungskosten ausmachen. Die Kosten für die Elektrolyse (5%-20%), die H₂-Speicherung (5%-35%) und den H₂-Transport (< 5%) sind im Vergleich zu den Stromkosten weniger dominant. Langfristig sind die H₂-Kosten in 2050 dank der fallenden Stromkosten bis auf eine Ausnahme um 0,5-1 €/kg_{H2} geringer als in 2030. Dieser Effekt wird durch die sinkenden spezifischen Investitionsausgaben für großserienproduzierte Elektrolyseure verstärkt. Der Ausreißer in 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 95% wird durch die sehr großen Kapazitäten der saisonalen H₂-Röhrenspeicher verursacht, die jedoch zum Teil auch für die Rückverstromung benötigt werden und damit zum Teil auch dem Gesamtsystem zugutekommen.

4.4 Weitere Einflussfaktoren auf das Energiesystem

In diesem Kapitel wird im Rahmen einer umfangreichen Sensitivitätsanalyse der Einfluss wichtiger Systemelemente auf die Modellierungsergebnisse näher betrachtet. Dazu gehört eine Untersuchung der Vor- und Nachteile, die sich aus inländischer Produktion von Wasserstoff im Vergleich zu H₂-Importen aus dem Ausland ergeben können (Kapitel 4.4.1). Darüber hinaus wird sowohl der Beitrag aus der Nutzung von Wasserstoff in der Stahlindustrie (Kapitel 4.4.2) als auch die Rolle von synthetischem Methan, d.h. PtCH₄, (Kapitel 4.4.3) und synthetischen flüssigen Kraftstoffen für die Luft- und Schifffahrt, d.h. PtL, (Kapitel 4.4.4) analysiert. Schließlich geht Kapitel 4.4.5 auf den künftigen Technologiemix der EE-Einspeisung ein.

4.4.1 Vor- und Nachteile inländischer Produktion von Wasserstoff

Grundsätzlich kann Wasserstoff aufgrund seiner einfachen Speicherbarkeit und Transportfähigkeit sowohl inländisch in Deutschland bzw. Nordrhein-Westfalen hergestellt werden als auch aus anderen Regionen der Welt nach Deutschland bzw. anderen Regionen Deutschlands nach Nordrhein-Westfalen als gasförmiger oder flüssiger Energieträger importiert werden. Durch einen Vergleich zwischen inländischer H₂-Produktion und H₂-Importen aus dem Ausland kann auch eine Aussage abgeleitet werden, ob zentrale oder dezentrale Ansätze bei der Infrastruktur zu favorisieren sind. Dazu werden drei Szenarien mit signifikanter H₂-Nachfrage (Szenarien 2, 4 und 6) jedoch ohne Elektrolyseure als flexible Last in Deutschland bzw. NRW gerechnet und den ursprünglichen Ergebnissen der Szenarien mit Elektrolyse in Deutschland bzw. NRW gegenübergestellt, um so die technischen, ökonomischen und klimarelevanten Unterschiede im Energiesystem zu ermitteln. Das heißt, dass pro Szenario mit signifikanter H₂-Nachfrage folgende Fälle miteinander verglichen werden:

- **Basis (bisherige Szenarienergebnisse als Referenz):** Elektrolyse verteilt auf ganz Deutschland nach einem vordefinierten Schlüssel mit entsprechenden Kapazitäten in NRW.
- **Fall 1 (ohne NRW):** Elektrolyse in Deutschland aber außerhalb von NRW, wobei die H₂-Nachfrage in NRW durch Importe aus anderen Bundesländern gedeckt wird.
- **Fall 2 (Import):** Elektrolyse außerhalb von Deutschland, d.h. die gesamte H₂-Nachfrage in Deutschland und NRW wird durch Importe aus dem Ausland gedeckt.

Für eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse verbleiben mit Ausnahme der Annahmen zur Elektrolyse und H₂-Produktion alle anderen Inputparameter unverändert. Dabei wird im Fall 1 die Elektrolysekapazität aus NRW auf die übrigen Regionen gemäß ihrer bisherigen relativen Anteile verteilt. Damit orientiert sich die Elektrolyse weiterhin an den EE-Potenzialen und der Netzdienlichkeit. Im Fall 2 wird unterstellt, dass der gesamte Wasserstoff in die Region Nord entweder gasförmig in entsprechenden Gasfernleitungen oder flüssig per Schiff importiert und dann innerhalb Deutschlands über dedizierte H₂-Rohrleitungen transportiert wird.

Als pauschaler H₂-Importpreis werden mittelfristig bis 2030 96-120 €/MWh_{H₂} (3,20-4,00 €/kg_{H₂}) und langfristig 80-100 €/MWh_{H₂} (2,70-3,30 €/kg_{H₂}) angenommen.²⁴ Einerseits können H₂-Produzenten außerhalb Deutschlands über bessere Rahmenbedingungen für die EE-Stromerzeugung (zum Beispiel an Standorten mit besseren Windverhältnissen oder stärkerer Sonneneinstrahlung) und damit günstigere Stromkosten für die Elektrolyse verfügen. Andererseits weisen sowohl die Elektrolyse als auch EE-Kraftwerke (Windräder oder PV-Module) weltweit vergleichbare Anlagenkosten auf. Außerdem kommen bei den H₂-Importen zusätzliche Transportkosten hinzu, die je nach Entfernung und Aggregatzustand (gasförmig oder flüssig) stark variieren und die potenziellen Kostenvorteile gegenüber Deutschland kompensieren. Zur Vereinfachung wird die Saisonalität der H₂-Importe vernachlässigt und damit von einer konstanten H₂-Einspeisung in der Region Nord ausgegangen, da Wasserstoff typischerweise auch direkt am Produktionsstandort im Ausland relativ kostengünstig gespeichert werden kann. Ferner werden für die H₂-Importe nach dem Verursacherprinzip keine THG-Emissionen angesetzt, sodass der importierte Wasserstoff damit implizit für das deutsche Energiesystem als THG-emissionsfrei gilt.

Wie in Abbildung 41 dargestellt bleiben bei inländischer H₂-Produktion außerhalb von NRW (Fall 1) Strombedarf und -erzeugung in allen Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff unverändert, da bis auf die geographische Verteilung der Elektrolyse alle anderen Rahmenbedingungen gleich bleiben.²⁵ Bei H₂-Importen nach Deutschland (Fall 2) reduziert sich hingegen die inländische Stromerzeugung deutlich, da mit dem Wasserstoff auch entsprechende Primärenergie für das deutsche Energiesystem importiert

²⁴ Die Obergrenze entspricht damit den ermittelten spezifischen H₂-Kosten in Deutschland (siehe dazu auch Kapitel 4.3). Die Bandbreite beträgt jeweils 20% bezogen auf den oberen Wert.

²⁵ Dies gilt insbesondere für den ersten Modellierungsschritt, in dem das Energiesystem Deutschland ohne Netzrestriktion modelliert wird.

wird. Mittelfristig bis 2030 verringert sich so die Stromerzeugung um die Hälfte, während bei einem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% in 2050 die Reduktion rund zwei Drittel beträgt. Dies ist vor allem auf den Rückgang der EE-Einspeisung zurückzuführen. Damit ist die inländische Stromproduktion bei H₂-Importen in allen Szenarien (jeweils Fall 2) mit ca. 530-560 TWh/a in fast allen Szenarien vergleichbar.

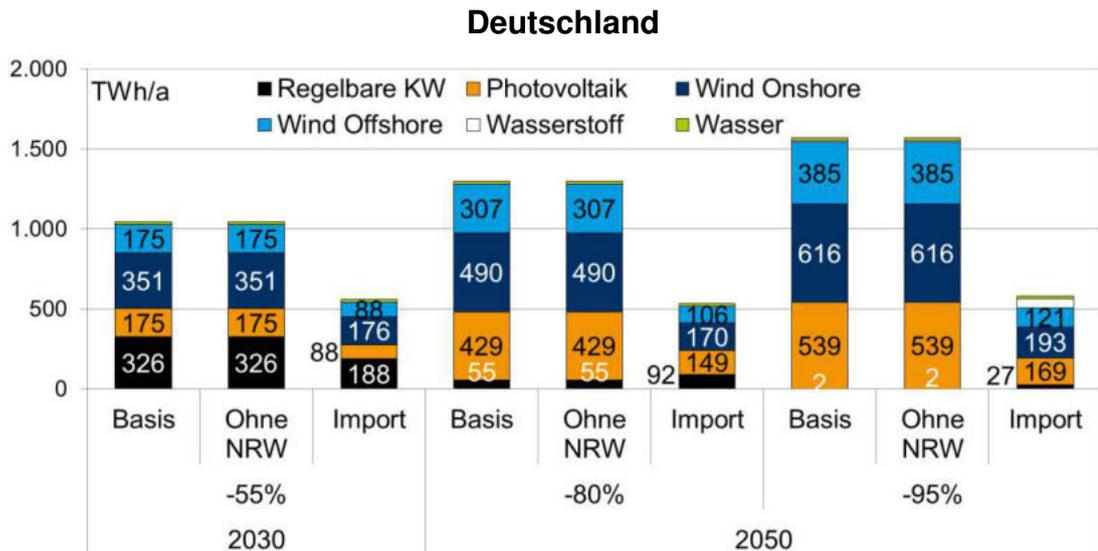


Abbildung 41: Jährliche Stromerzeugung in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland in TWh/a

Analog dazu ist im Fall 1 die kumulierte Kapazität und Auslastung der Elektrolyse in Deutschland unabhängig vom tatsächlichen Standort der Anlagen, während bei H₂-Importen im Fall 2 definitionsgemäß keine Elektrolyseleistung in Deutschland installiert wird (siehe Abbildung 42). Auch für die Auslegung und Betriebsweise der übrigen Flexibilisierungsoptionen im deutschen Energiesystem ist die geographische Positionierung der Elektrolyse unerheblich, solange die H₂-Produktion in Deutschland stattfindet.

Bei H₂-Importen (Fall 2) treten hingegen folgende Effekte auf. Zunächst wird mittelfristig bis 2030 das Energiesystem entlastet, da kein zusätzlicher Strom aus fossilen Kraftwerken mehr für den Betrieb der Elektrolyse benötigt wird. Damit bleibt durch die definitionsgemäße THG-Neutralität der H₂-Importe das THG-Budget bei geringerer Stromnachfrage gleich. Aus diesem Grund verschiebt sich der Betrieb der regelbaren Kraftwerke vom relativ sauberen Erdgas hin zur THG-intensiveren Kohle. Daher werden keine zusätzlichen Erdgas-Kraftwerke gebaut, die zudem durch einen überproportionalen Rückgang der relativ teuren Stromproduktion aus Erdgas sogar schlechter

ausgelastet sind als ohne H₂-Importe. Auch die Abregelung der verbleibenden EE-Anlagen nimmt auf fast 35 TWh/a bzw. 9% der jährlichen EE-Einspeisung zu. Im Gegenzug steigt aber die Auslastung der Kohlekraftwerke, die bei gleichen Kapazitäten deutlich mehr Strom produzieren. Insgesamt geht die benötigte gesicherte Leistung der regelbaren Kraftwerke auf ca. 72 GW in Deutschland und ca. 24 GW in NRW zurück (siehe Abbildung 43). Die Stromversorgung durch fossile Kraftwerke wird kostengünstiger, dafür aber spezifisch THG-intensiver, auch wenn die THG-Gesamtemissionen gleich bleiben.

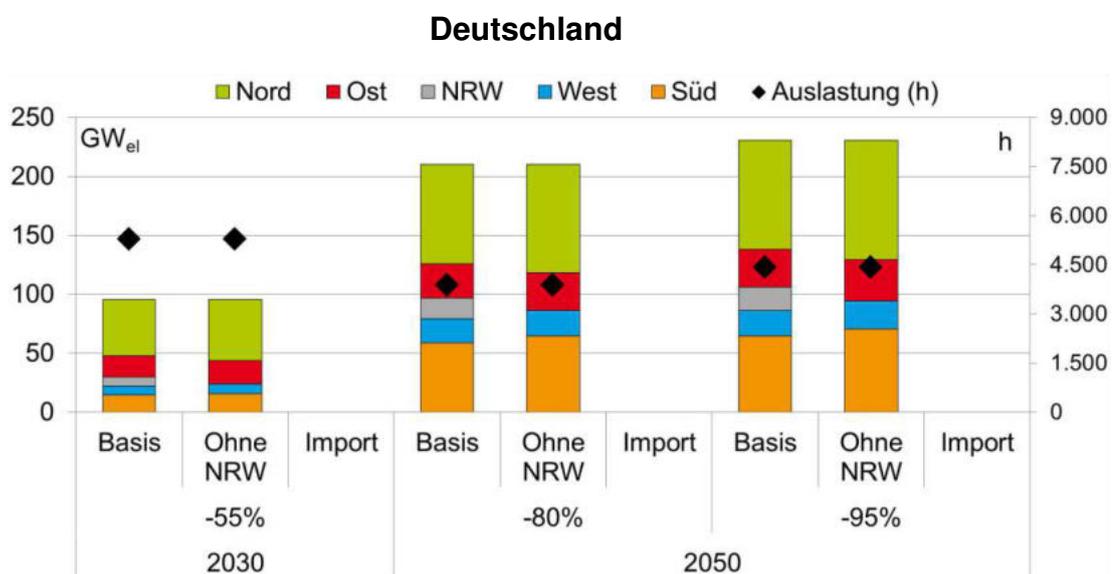


Abbildung 42: Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland

Langfristig wird jedoch bei einem hohen Anteil der EE-Einspeisung das Energiesystem durch H₂-Importe belastet, da mit der Elektrolyse auch eine flexible Last als wichtige Flexibilisierungsoption entfällt. Aus diesem Grund steigt die gesicherte Leistung der regelbaren Kraftwerke auf über 52 GW in Deutschland bzw. ca. 17 GW in NRW. Auch die Stromproduktion der regelbaren Kraftwerke nimmt deutlich zu: bei einem THG-Minderungsziel von 80% bei den Erdgas-Kraftwerken (insbesondere GuD-Anlagen) und bei einem THG-Minderungsziel von 95% bei den Biomassekraftwerken und den Anlagen zu H₂-Rückverstromung (hier insbesondere GuD und Brennstoffzelle). Zudem ist die Abregelung der EE-Anlagen mit 100-200

TWh/a bzw. 20%-40% der EE-Einspeisung besonders hoch, was auf eine relativ schlechte Nutzung der erneuerbaren Energien hindeutet.

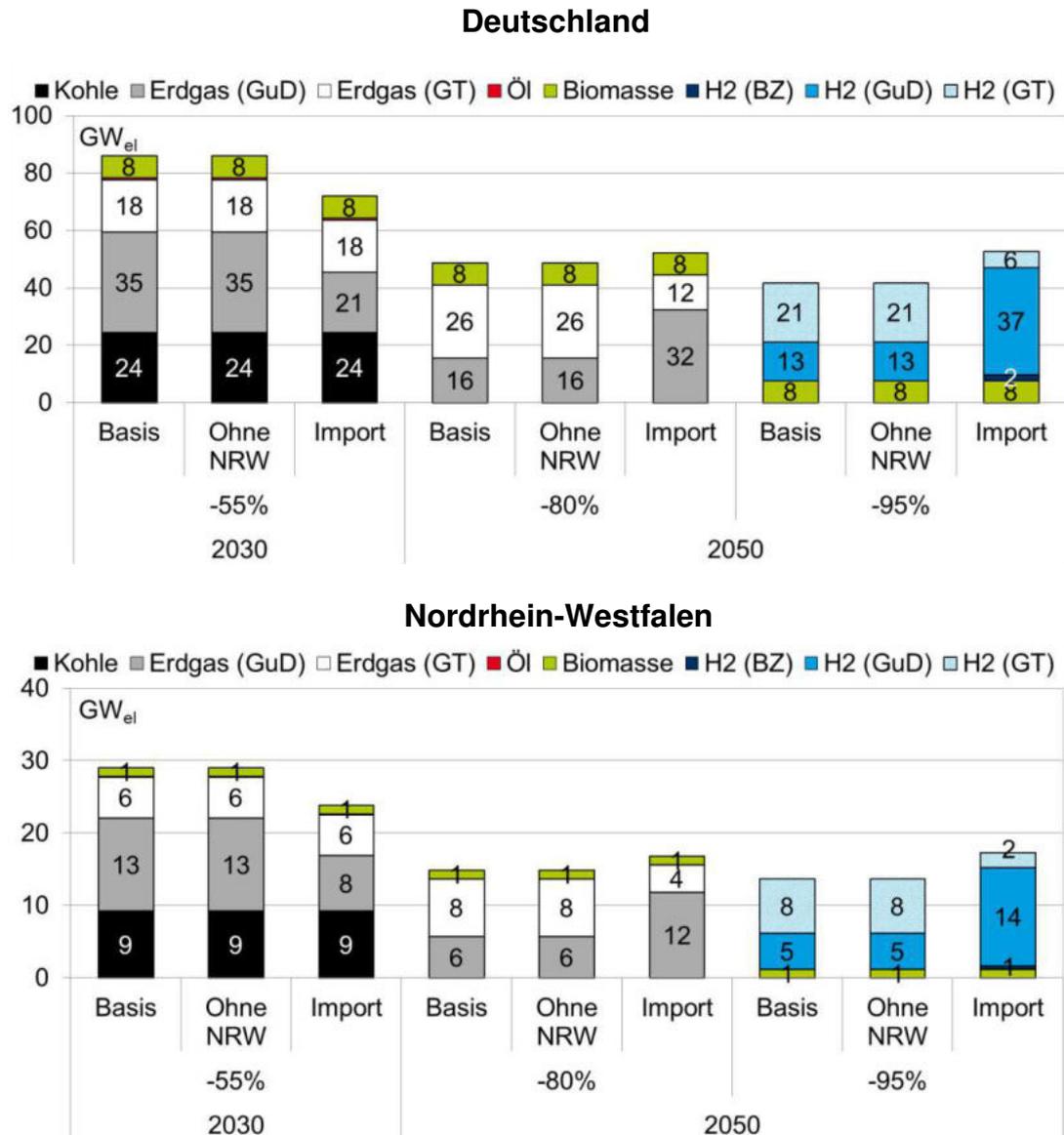


Abbildung 43: Installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in Deutschland (oben) und NRW (unten) in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland in GW

Analog zu den regelbaren Kraftwerken nimmt das Bedarfsmanagement (DSM) mittelfristig bis 2030 ab (ca. 60 GWh/a im Vergleich zum Basisfall mit 900 GWh/a), da mit H₂-Importen der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem zurückgeht. Langfristig kommt DSM jedoch verstärkt zum Einsatz (ca. 4,5

TWh/a im Vergleich zum Basisfall mit 0,7-1,3 TWh/a), da dadurch die fehlende Flexibilität ersetzt wird, die ansonsten durch die Elektrolyse erbracht worden wäre.

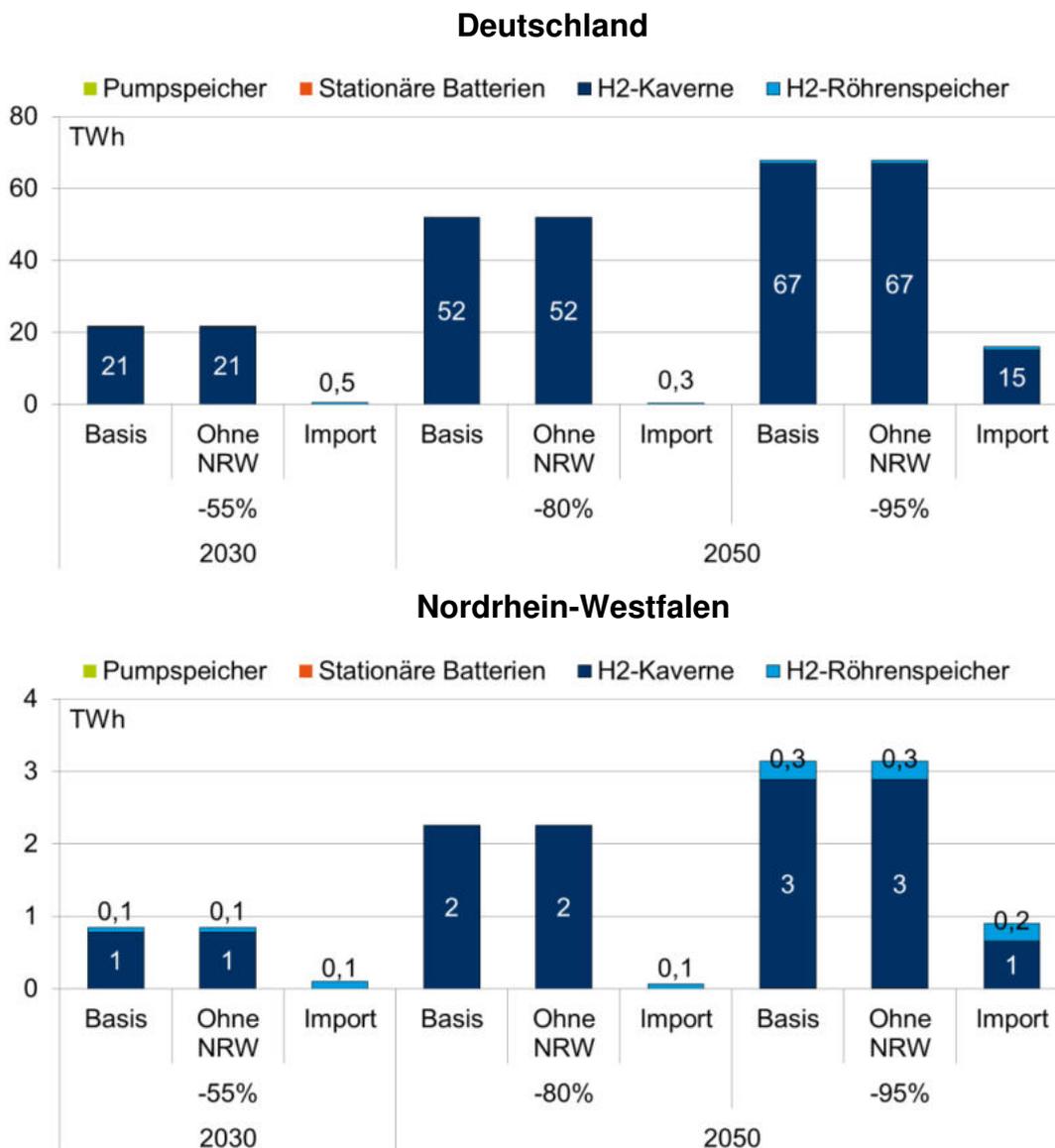


Abbildung 44: Kapazität der Energiespeicher in Deutschland (oben) und NRW (unten) in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland in TWh

Abbildung 44 stellt die optimale Auslegung der Energiespeicher in Deutschland und NRW dar. Daraus wird ersichtlich, dass durch die konstante Verfügbarkeit von Wasserstoff aus Importen der Speicherbedarf deutlich

zurückgeht. Mittelfristig bis 2030 und bei einem THG-Minderungsziel von 80% bis 2050 reichen nur sehr geringfügige Kapazitäten an H₂-Röhrenspeichern von weniger als 500 GWh (bzw. weniger als 100 GWh in NRW) aus. H₂-Kavernen und stationäre Batterien werden nicht zugebaut. Bei dem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% und höherer EE-Einspeisung werden aufgrund der saisonalen Energienachfrage zwar alle Speichertypen mit einem Fokus auf H₂-Kavernen benötigt, die kumulierte Kapazität der Speicher ist aber mit ca. 16 TWh deutlich geringer als im Basisfall.

Wie in Abbildung 45 dargestellt führt die größere Ungleichverteilung des H₂-Aufkommens typischerweise zu einem Anstieg der H₂-Übertragung. Die transportierten H₂-Mengen erhöhen sich von 230-480 TWh/a im Basisfall leicht auf 250-520 TWh/a im Fall 1 (inländische Produktion außerhalb von NRW) bzw. sehr deutlich auf 430-1100 TWh/a im Fall 2 (H₂-Importe in die Region Nord). Dabei bleibt die kumulierte Kapazität der H₂-Leitungen in den jeweiligen Szenarien auf einem vergleichbaren Niveau, was auf eine bessere Auslastung der Leitungen hindeutet (siehe Abbildung 46).



Abbildung 45: Energieübertragung nach Energieträgern in Deutschland in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland in TWh/a

In Bezug auf die Stromübertragung treten unterschiedliche Effekte auf. Im Fall 1 führt die abweichende Verteilung der Elektrolyse zwar in allen Szenarien zu einem erhöhten Bedarf an Stromübertragung, jedoch nicht unbedingt zu einem stärkeren Ausbau der Stromnetze. Lediglich bei einem

THG-Minderungsziel von 80% in 2050 muss ein zusätzlicher HGÜ-Ausbau erfolgen. Dieser wird im Wesentlichen durch die größere Elektrolyse in der Region West verursacht, für die zusätzlicher Windstrom aus der Region Nord benötigt wird.

Im Fall 2 zeigen sich durch die H₂-Importe nach Deutschland mehrere Effekte, die sich zum Teil gegenseitig bedingen. Sie ergeben sich sowohl aus abweichender Stromnachfrage durch die Elektrolyse als auch aus veränderter Stromproduktion der regelbaren Kraftwerke in den einzelnen Regionen. Mittelfristig bis 2030 nimmt die Stromübertragung aufgrund der verstärkten Nutzung der Kohlekraftwerke um 130 TWh/a deutlich zu, die Stromnetze sind aber mit dem Basisfall vergleichbar. Im Gegensatz dazu führt die erhöhte Stromproduktion der GuD-Kraftwerke bei einem THG-Minderungsziel von 80% in 2050 zu nur einem leichten Anstieg des Bedarfs an Stromübertragung von 34 TWh/a. Dafür verdoppelt sich aber der kumulierte HGÜ-Ausbau von ca. 2 GW im Basisfall auf ca. 4 GW. Schließlich entsteht bei einem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 ein deutlich abweichendes Anforderungsprofil für die Stromübertragung. Durch eine bessere geographische Zuordnung von EE-Kapazität und H₂-Rückverstromung zur Stromnachfrage sinkt der Bedarf an Stromübertragung signifikant um 70% auf 65 TWh/a. Da das H₂-Rohrleistungssystem die wesentlichen Energiemengen transportiert, muss in diesem Fall auch das Stromnetz nicht weiter ausgebaut werden.

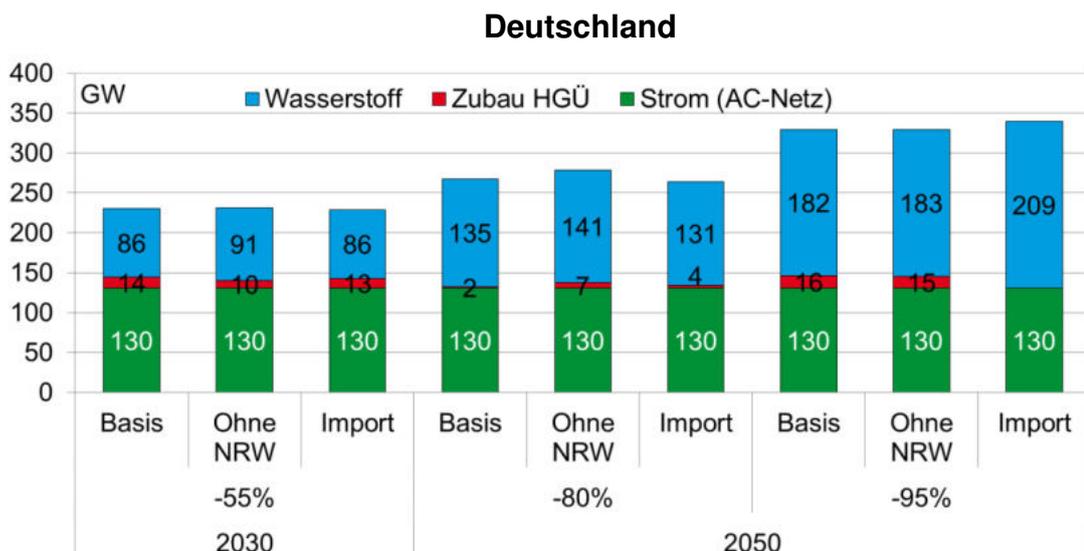


Abbildung 46: Kumulierte Kapazität der Strom- und Gasleitungen in Deutschland in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland in GW

Die Auswirkungen auf die jährlichen Gesamtkosten des deutschen Energiesystems sind in Abbildung 47 zusammengefasst. Dabei zeigt sich, dass im Fall 1 (Elektrolyse außerhalb von NRW) die Systemkosten in ihrer Höhe und Zusammensetzung nahezu unverändert bleiben. Dieses ist darauf zurückzuführen, dass einerseits die Dimensionierung und Betriebsweise der Kraftwerke, Speicher und Elektrolyse gleich bleiben und andererseits die Transportkosten insgesamt nur einen sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen.

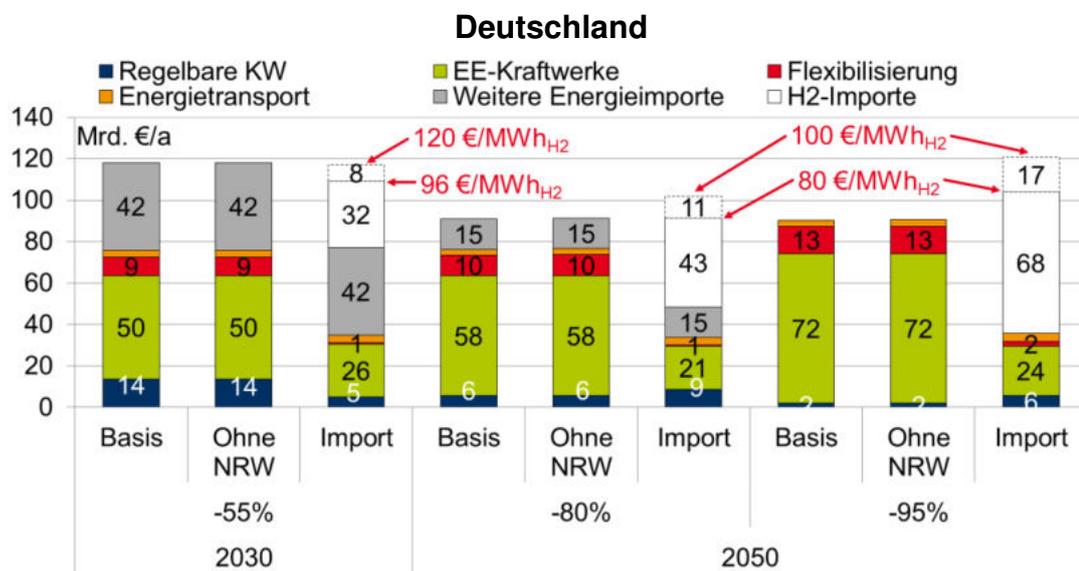


Abbildung 47: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Abhängigkeit von H₂-Importen nach NRW und Deutschland in Mrd. €/a (gepunktet: Bandbreite als Ergebnis unterschiedlich hoher Wasserstoffimportpreise)

Bei H₂-Importen nach Deutschland im Fall 2 zeigt sich hingegen ein anderes Bild. Mittelfristig bis 2030 können Kostenvorteile erreicht werden, wenn der H₂-Importspreis unter den spezifischen Kosten der inländischen Produktion liegt. Unabhängig davon reduzieren sich aber gleichzeitig die Kosten der inländischen Stromversorgung in allen Kategorien. Langfristig können die Kostenvorteile der H₂-Importe jedoch nicht ausgespielt werden. Auch wenn sich die absoluten Stromkosten in Deutschland deutlich verringern, sind die jährlichen Gesamtkosten des Systems selbst bei günstigen H₂-Importpreisen nicht niedriger als im Basisfall. Auf der einen Seite sinken zwar durch eine fehlende nationale H₂-Herstellung die Kosten für die EE-Stromerzeugung, die

Elektrolyseure und die Stromspeicher. Auf der anderen Seite nehmen aber sowohl die Kosten der regelbaren Kraftwerke durch erhöhten Bedarf an gesicherter Leistung als auch die Kosten der Energieübertragung insbesondere durch den verstärkten H₂-Transport zu. Damit überwiegt bei ausländischen H₂-Importen der Nachteil fehlender Systemflexibilität durch die inländische Elektrolyse im Vergleich zum Vorteil der geringeren Ausgaben für EE-, Elektrolyse- und Speicherkapazitäten.

4.4.2 Nutzung von Wasserstoff in der Stahlindustrie

Wie in den bisherigen Kapiteln beschrieben kann die Stahlindustrie durch eine Umstellung bei der Rohstahlerstellung auf die Direktreduktion auf H₂-Basis (DRI-H₂) einen wichtigen Hebel für die Nachfrage nach Wasserstoff und damit die Entwicklung entsprechender Infrastrukturen darstellen. Daher wird in diesem Kapitel der Einfluss der Stahlindustrie auf das Energiesystem dediziert betrachtet. Dazu wird für die beiden Szenarien mit dem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 (Szenarien 5 und 6) ein zusätzlicher Fall ohne eine entsprechende H₂- und der damit verbundenen Stromnachfrage durch die Stahlindustrie gerechnet. Alle anderen Inputparameter, darunter auch das THG-Budget und die Stromgrundlastnachfrage der Stahlindustrie, bleiben unverändert. Eine solche Szenarienvariation kann entweder als Abwanderung der Stahlindustrie aus Deutschland und NRW ins Ausland oder alternativ als Beschaffung von Strom und Wasserstoff für die Direktreduktion außerhalb des betrachteten Energiesystems interpretiert werden.

Abbildung 48 (links) verdeutlicht in diesem Zusammenhang die reduzierte Nachfrage nach Wasserstoff (80 TWh_{H₂}) und Strom (14 TWh_{el}). Dabei verringert sich definitionsgemäß die EE-Stromerzeugung, während die H₂-Rückverstromung zur Überbrückung der Dunkelflauten zunimmt. Die gesicherte Leistung der regelbaren Kraftwerke verharrt jedoch bei 40-95 GW, auch wenn sich deren Zusammensetzung verändert (siehe Abbildung 48 rechts). Bedingt durch die verringerte EE-Verfügbarkeit werden in beiden Szenarien effizientere H₂-Kraftwerke eingesetzt, um während der auftretenden Dunkelflauten die Versorgungslücke mit niedrigerem Energieeinsatz schließen zu können. Bei Fokus auf Elektrifizierung erfolgt dies durch die Verschiebung von Gasturbinen- und GuD-Anlagen hin zu stationären Brennstoffzellen. Beim Fokus auf Wasserstoff geht die Leistung der H₂-Gasturbinen zugunsten der GuD-Kraftwerke zurück.

Die besondere Rolle der Stahlindustrie wird in Bezug auf die installierte Leistung der Elektrolyse sichtbar, die sich bei einem Ausfall der

Stahlindustrie als wichtiger H₂-Anwendung um 14-24 GW_{el} (ca. 10% der Leistung im Referenzfall) reduziert (siehe Abbildung 49 oben). Einerseits wird weniger Wasserstoff nachgefragt, sodass dafür auch kleinere Elektrolyseure ausreichen. Andererseits wird aber die Elektrolyse stärker für die Flexibilisierung des Energiesystems benötigt, was zu einer geringfügig schlechteren Auslastung der Elektrolyse führt.

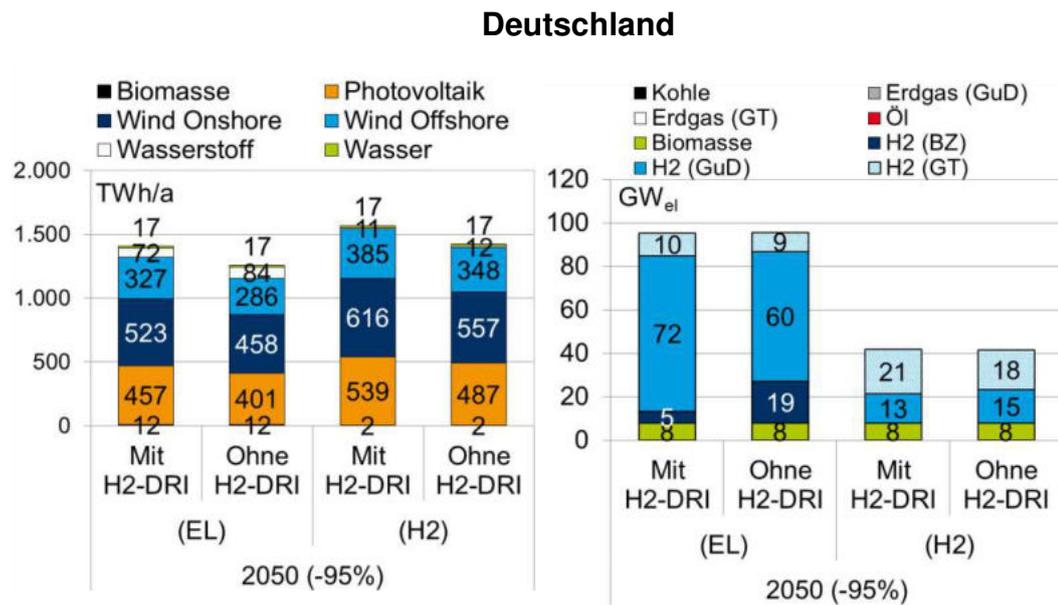


Abbildung 48: Jährliche Stromerzeugung in TWh/a (links) sowie installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in GW (rechts) in Deutschland in Abhängigkeit von der H₂-Nutzung in der Stahlindustrie

Außerdem führt der Verzicht auf die Stahlindustrie bei Fokus auf Elektrifizierung auch zu einer deutlichen regionalen Verschiebung der Elektrolyseleistung, da diese der Verteilung der H₂-Nachfrage folgt. Besonders stark ist davon das Ruhrgebiet betroffen (-80% im Vergleich zum Referenzfall), wo große Stahlwerke angesiedelt sind. Im Gegenzug können die übrigen Planungsregionen innerhalb von NRW davon profitieren (+40% im Vergleich zum Referenzfall), auch wenn insgesamt in NRW eine überproportionale Reduktion der Elektrolysekapazitäten um 18 GW_{el} bzw. 40% im Vergleich zu Referenzfall erfolgt. Insgesamt gehen auch der Speicherbedarf, Energieübertragung und Ausbau der Strom- und H₂-Leitungen zurück.

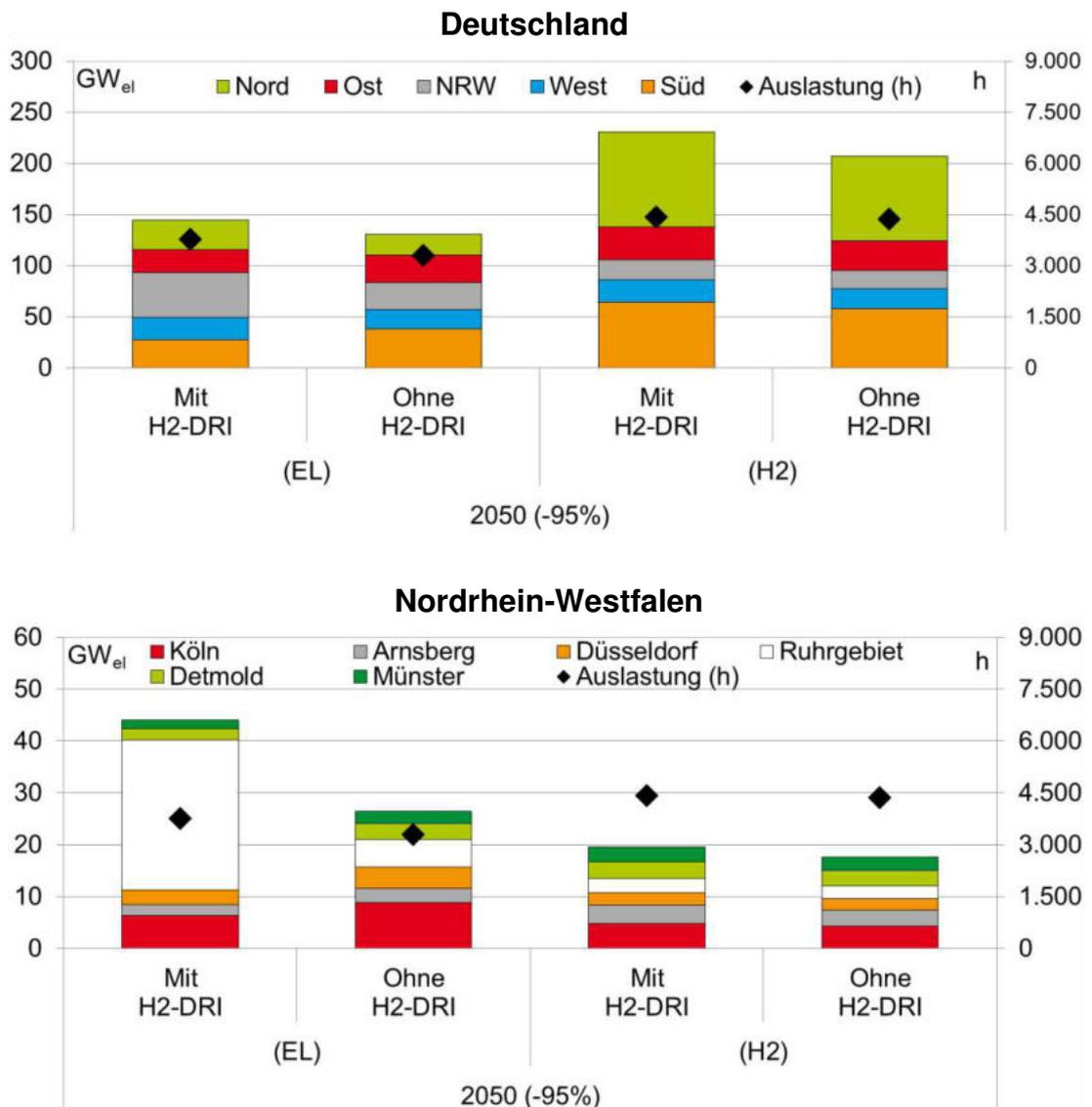


Abbildung 49: Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland (oben) und NRW (unten) in GW bzw. Volllaststunden in Abhängigkeit von H₂-Nutzung in der Stahlindustrie

Die entsprechenden Auswirkungen auf die jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems sind in Abbildung 50 zusammengefasst. Grundsätzlich

sinken die Gesamtkosten um 8-10 Mrd. €/a (ca. 10% der Kosten im Referenzfall). Dies ist vor allem auf die Reduktion der Kosten für EE-Stromerzeugung sowie Flexibilisierung und hierbei vor allem für die H₂-Speicher und Elektrolyse. Auch der Energietransport verursacht geringere Kosten. Diese Effekte werden jedoch teilweise durch höhere Kosten der H₂-Rückverstromung kompensiert.

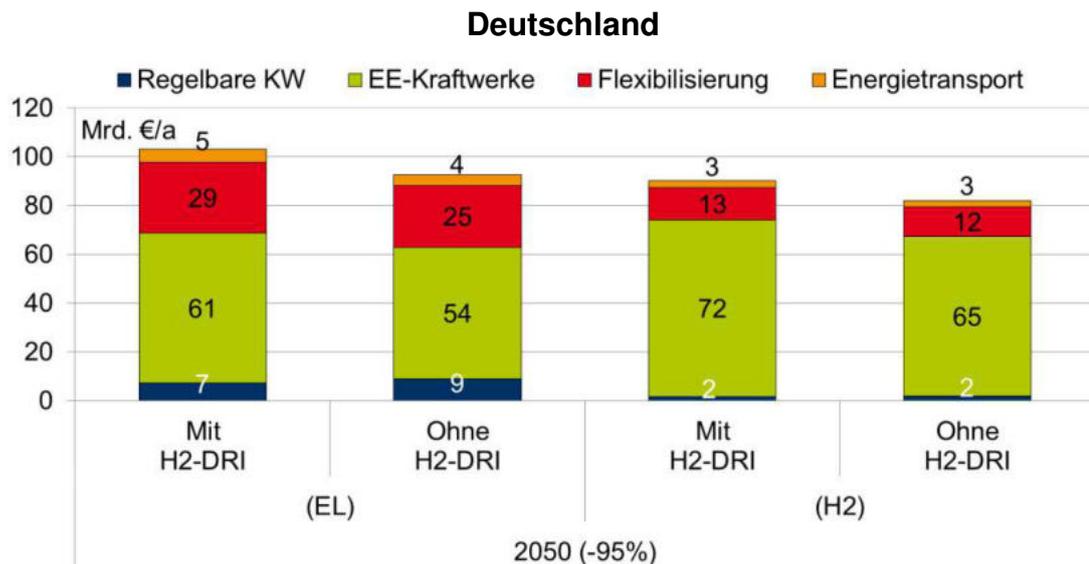


Abbildung 50: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Abhängigkeit von H₂-Nutzung in der Stahlindustrie in Mrd. €/a

4.4.3 Rolle von Power-to-Methane

Die Nutzung von synthetischem Methan im Sinne von Power-to-Methane (PtCH₄) sowie dessen Transport im bestehenden Gasnetz könnte eine wichtige denkbare Option für die künftige Ausgestaltung des Energiesystems in Deutschland darstellen. Neben den Vorteilen des einfacheren Transports würde diese Option jedoch auch den Nachteil des schlechteren Wirkungsgrades beispielweise bei den Gasfahrzeugen im Vergleich zu Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV) oder bei der CH₄-Herstellung durch den zusätzlichen Umwandschritt der Methanisierung mit sich bringen. Außerdem würde diese Option eine potenziell aufwändige Bereitstellung von CO₂ aus vorrangig dezentralen Biogasanlagen oder ausgewaschen aus Luft nach sich ziehen.

In diesem Zusammenhang nimmt die Sensitivitätsanalyse in diesem Kapitel die unterschiedlichen, zum Teil gegenläufigen Effekte von PtCH₄ auf das Energiesystem genauer unter die Lupe. Dafür wird in einer Szenarienvariation auf eine reine H₂-Nachfrage weitestgehend verzichtet, die stattdessen durch entsprechende Nachfrage nach synthetischem Methan ersetzt wird. So wird beispielweise im Verkehr kein Wasserstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge mehr zur Verfügung gestellt, sondern nur noch CH₄ für die gleiche Anzahl an Erdgasfahrzeugen. Die Elektrolyse wird um Methanisierungsanlagen, behaftet durch entsprechende Kosten und Wirkungsgradverluste, erweitert, da hier von einer inländischen Produktion mittels PtCH₄ ausgegangen wird. Lediglich für Industrieprozesse, die auf eine Wasserstoffversorgung angewiesen sind wie zum Beispiel die Stahlerzeugung, wird eine reine H₂-Restnachfrage zugelassen. Diese Analyse wird für die beiden mittelfristigen Szenarien bis 2030 bei einem THG-Minderungsziel von 55% (Szenarien 1 und 2) durchgeführt, da in diesem Zeitschritt die CH₄-Infrastruktur in einem größeren Ausmaß ohnehin noch benötigt wird.

Dabei werden für die Methanisierung mit CO₂-Gewinnung aus Luft ein Wirkungsgrad von 83% sowie spezifische Investitionsausgaben von 275 €/kW nach [Dena 2018] angesetzt. Während für die Wärmeerzeugung im Gebäudesektor und in der Industrie keine Modifikationen der Endanwendungen erforderlich werden, weisen Fahrzeuge mit CH₄-Verbrennungsmotoren im Schnitt einen 2-fach höheren spezifischen Kraftstoffverbrauch aus. Beides führt dazu, dass der Bedarf nach Wasserstoff, der sowohl für die Methanisierung als auch für die verbleibenden Industrieanwendungen eingesetzt wird, um ca. 20% im Vergleich zum Referenzfall steigt. Bezogen auf das gesamte Energiesystem, d.h. inklusive der direkten Stromnachfrage, steigt der Energiebedarf aufgrund der noch relativ geringen Rolle von Wasserstoff bis 2030 jedoch lediglich um ca. 3% bei Fokus auf Elektrifizierung und 10% bei Fokus auf Wasserstoff (siehe Abbildung 51).

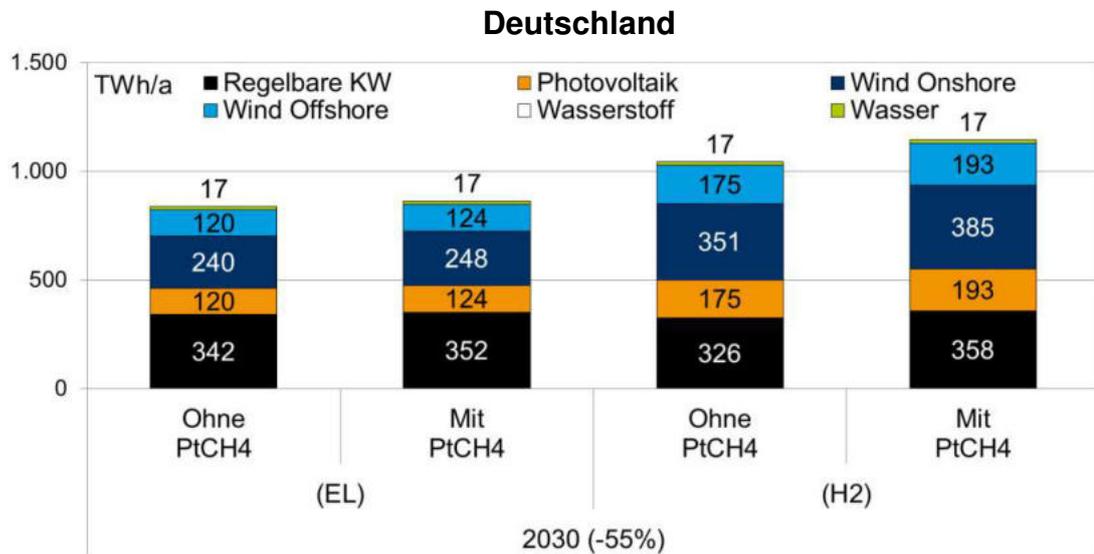


Abbildung 51: Jährliche Stromerzeugung als Folge des Einsatzes von PtCH₄ in TWh/a

Analog dazu nimmt auch die Stromerzeugung sowohl durch EE-Anlagen als auch regelbare Kraftwerke proportional zu. Da jedoch das THG-Budget für die Energieversorgung unverändert bleibt, resultiert daraus eine Verschiebung der Stromproduktion durch fossile Kraftwerke von der CO₂-intensiveren Kohle hin zum Erdgas. Gleichzeitig wird auch eine größere und besser ausgelastete Kapazität der erdgasbasierten GuD-Kraftwerke zugebaut, während die Auslastung der Kohlekraftwerke bei gleichbleibenden Kapazitäten zurückgeht. Diese Beobachtung gilt sowohl für Deutschland als auch NRW in gleicher Weise.

Wie in Abbildung 52 dargestellt steigt durch Nutzung von PtCH₄ zwar einerseits auch die installierte Leistung der Elektrolyse um 3-16 GW_{el} (12%-17%), gleichzeitig kann aber auch geringfügig bessere Auslastung erreicht werden. Die regionale Verteilung und damit die Rolle von NRW bleiben für die jeweiligen Szenarien unverändert. Durch die erhöhte Energienachfrage und EE-Einspeisung kommen auch die übrigen Flexibilisierungsoptionen wie DSM, EE-Abregelung, Speicherausbau und deren Nutzung ebenfalls stärker zum Einsatz. Analog dazu wird auch mehr Energie in Form von Strom und CH₄ übertragen, sodass die entsprechenden Leitungen größer dimensioniert werden. Allerdings entfallen in diesem Zusammenhang der Ausbau dedizierter H₂-Transportleitungen und damit der entsprechende Aufwand bei der Umwidmung existierender CH₄-Rohrleitungen, da in diesem Fall per Definition Wasserstoff nicht mehr transportiert wird.

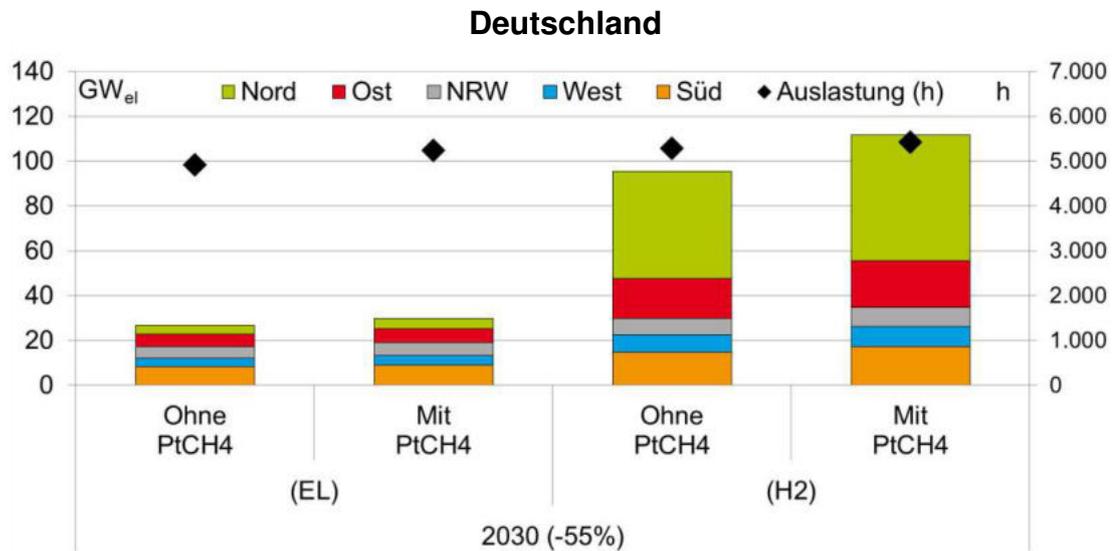


Abbildung 52: Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden als Folge des Einsatzes von PtCH₄

Die resultierenden Gesamtkosten des Energiesystems sind in Abbildung 53 zusammengefasst. Durch die Einführung von PtCH₄ nehmen die Systemkosten analog zur Veränderung im Energieverbrauch insgesamt um 3% (Fokus auf Elektrifizierung) bis 10% (Fokus auf Wasserstoff) zu. Von dem Kostenanstieg sind fast alle Kostenkategorien betroffen. Eine Ausnahme stellen die Transportkosten dar, die bei Fokus auf Elektrifizierung unverändert bleiben und bei Fokus auf Wasserstoff nur leicht fallen. Diese Beobachtung ist auf zwei grundsätzlich gegenläufige Effekte zurückzuführen. Auf der einen Seite entfallen die Kosten für den H₂-Transport, die sich vor allem aus der Umwidmung der CH₄-Leitungen in dedizierte H₂-Pipelines ergeben würden. Auf der anderen Seite stiegen jedoch die Betriebskosten für die CH₄-Leitungen, da insgesamt mehr Gas transportiert werden muss. Zusätzlich muss auch das Stromnetz stärker ausgebaut werden. Dies gilt insbesondere beim Fokus auf Elektrifizierung, da in diesem Szenario definitionsgemäß die Elektrolyse und Methanisierung direkt vor Ort beim Verbraucher aufgestellt werden.

Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass die Einführung von PtCH₄ mittelfristig zwar die grundsätzliche Auslegung und optimale Funktionsweise des Energiesystems nur geringfügig verändert. Die höheren Umwandlungsverluste aus der Methanisierung und teilweise der Endanwendungen belasten jedoch das Energiesystem entsprechend und führen insgesamt zu höheren Gesamtkosten. Allerdings kann in einem

solchen Szenario auf den technisch aufwändigen Ausbau einer dedizierten Infrastruktur für den H₂-Transport verzichtet werden, auch wenn er nur einen geringfügigen Einfluss auf die Gesamtkosten des Systems hat.

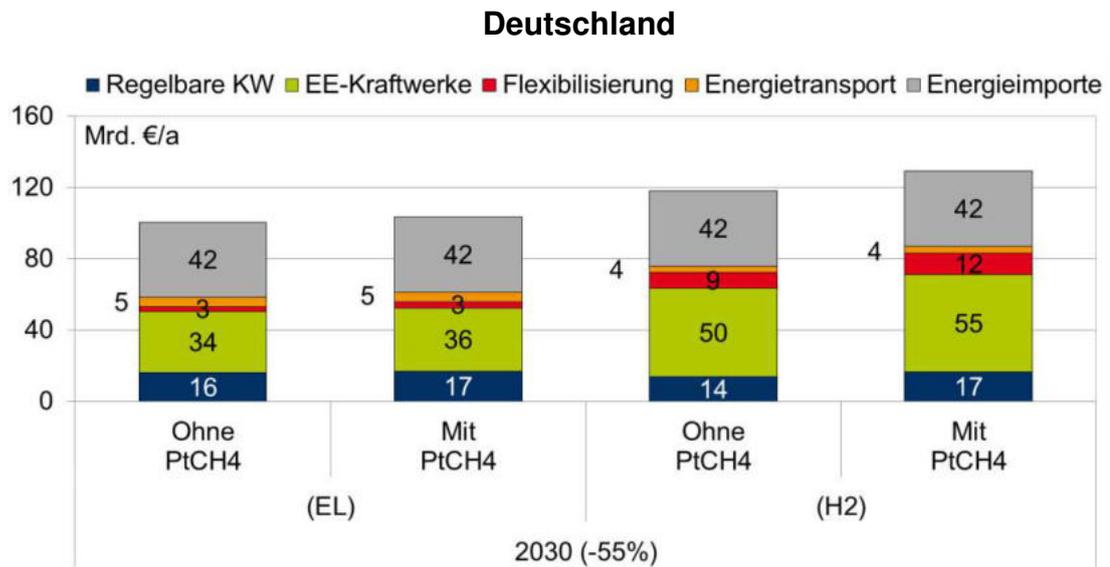


Abbildung 53: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems als Folge des Einsatzes von PtCH₄ in Mrd. €/a

4.4.4 Rolle von Power-to-Liquid in Schiff- und Luftfahrt

Die zunehmende Umstellung des Verkehrssektors auf Elektromobilität reduziert die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen und damit die Auslastung der deutschen Raffinerien, die einen wichtigen Wirtschaftszweig in Deutschland darstellen. Da es derzeit jedoch in der Schiff- und Luftfahrt keine Alternativen zu den konventionellen Antriebssystemen gibt, kann die rückläufige Kraftstoffproduktion aus dem Straßen- und Schienenverkehr durch die inländische Herstellung von synthetischem Schiffsdiesel und Flugkerosin aus EE-Strom auf H₂-Basis erfolgen. Die beiden dazugehörigen Produktionsverfahren des sog. Power-to-Liquids (PtL) umfassen die Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse in diesem Kapitel wird der gesamte Kraftstoffverbrauch der Schiff- und Luftfahrt in Deutschland inklusive der inländischen Anteile des internationalen Schiffs- und Luftverkehrs (ca. 130 TWh/a) auf PtL umgestellt. Dabei wird jedoch der Fahrzeugbestand der Batterie- und Brennstoffzellen-Fahrzeuge beibehalten, sodass im individuellen Straßenverkehr und auch im Schienenverkehr weiterhin keine synthetischen flüssigen Kraftstoffe vorkommen. Die PtL-Produktion, für die

ein spezifischer H₂-Verbrauch von 50 kg_{H2}/MWh_{Kraftstoff} (bzw. 1,7 MWh_{H2}/MWh_{Kraftstoff}) nach [König et al. 2015] angesetzt wird, findet an den heutigen Standorten der deutschen/NRW-Raffinerien statt. Ferner wird gemäß Kapitel 3.2 ausgehend vom heutigen Kraftstoffverbrauch eine Steigerung des Verkehrsaufkommens um 5% in der Schiff- und 21% in der Luftfahrt bis 2030 angenommen. Die Szenariovariation wird für das THG-Minderungsziel von 55% in 2030 (Szenarien 1 und 2) gerechnet.

Ähnlich wie bei der Herstellung von synthetischem Methan führt die PtL-Produktion zu einem Anstieg der Energienachfrage. Die absolute H₂-Nachfrage in Deutschland nimmt um das 2- bis 3-fache auf 350 TWh/a (Fokus auf Elektrifizierung) bzw. auf 600 TWh/a (Fokus auf Wasserstoff) deutlich zu. In Nordrhein-Westfalen fällt diese Veränderung aufgrund der überproportional großen Raffineriekapazitäten sogar noch stärker aus: ein fast 6-facher Anstieg von 16 TWh/a auf 93 TWh/a bei Fokus auf Elektrifizierung bzw. eine mehr als Verdopplung von 66 TWh/a auf 146 TWh/a bei Fokus auf Wasserstoff. Insgesamt erhöht sich der gesamte Energiebedarf inklusive der Stromnachfrage in Deutschland je nach Szenario um ca. 40%-50%. Die zusätzliche Kraftstoffherstellung für die Schiff- und Luftfahrt entspricht dabei etwa dem Produktionsrückgang der deutschen Raffinerien, der sich aus einer Umstellung der Straßen- und Schienenverkehrs auf Elektromobilität ergibt.

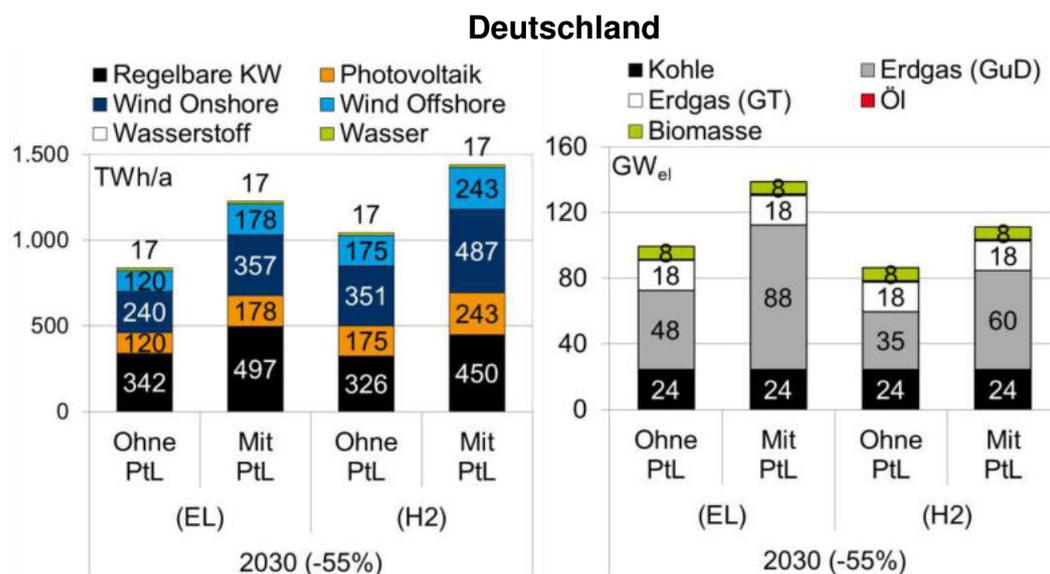


Abbildung 54: Jährliche Stromerzeugung in TWh/a (links) und installierte Leistung regelbarer Kraftwerke in GW (rechts) in Deutschland als Folge des Einsatzes von PtL

In Folge wird auch mehr Strom durch regelbare und erneuerbare Kraftwerke eingespeist (siehe Abbildung 54 links) und das Energiesystem wird belastet. Bei einem gleichbleibenden THG-Budget führt dieses zu einer deutlichen Reduktion der Stromproduktion und Auslastung der Kohlekraftwerke, die durch vergleichsweise hohe spezifische Emissionen charakterisiert sind. Gleichzeitig steigt aber die Kapazität und Erzeugung der relativ sauberen Erdgaskraftwerke (insbesondere der GuD-Anlagen) deutlich an. Auch die THG-emissionsfreien Biomassekraftwerke kommen mit über 8.000 Volllaststunden (im Referenzfall weniger als 1.000 Volllaststunden) besonders stark zum Einsatz. Die gut ausgelasteten Laufwasserkraftwerke speisen konstant ca. 17 TWh/a ein, was der angenommenen Potenzialobergrenze entspricht. Insgesamt beträgt die gesicherte Leistung der regelbaren Kraftwerke mit 110-140 GW deutlich mehr als im jeweiligen Referenzfall (siehe Abbildung 54 rechts).

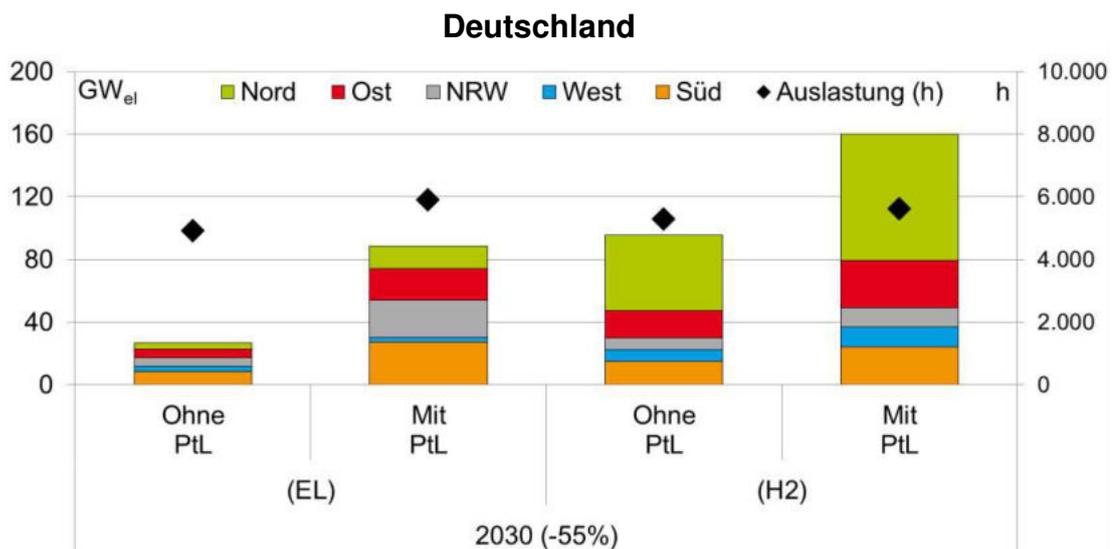


Abbildung 55: Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden als Folge des Einsatzes von PtL

Die erhöhte H₂-Nachfrage verursacht darüber hinaus einen stärkeren Ausbau der Elektrolysekapazität (siehe Abbildung 55). Diese beträgt bei einem Fokus auf Elektrifizierung fast 90 GW_{el} (das 3-fache der Kapazität im Referenzfall) und beim Fokus auf Wasserstoff ca. 160 GW_{el} (Anstieg um 70%). Auch die Auslastung der Anlagen kann dadurch geringfügig verbessert werden. Für Nordrhein-Westfalen bedeutet das insbesondere einen überproportionalen

Zubau der Elektrolyse im Szenario mit Fokus auf Elektrifizierung, da in diesem Fall die Elektrolyse direkt Vorort, d.h. am Raffineriestandort, errichtet wird. Auch der Einsatz der übrigen Maßnahmen zur Flexibilisierung des Energiesystems, wie zum Beispiel DSM, Energiespeicherung und Abregelung der EE-Einspeisung, nimmt durch die Einführung von PtL tendenziell zu. Darüber hinaus wird auch mehr Energie zwischen den Regionen übertragen: bei Fokus auf Elektrifizierung insbesondere Strom zur Elektrolyse und bei Fokus auf Wasserstoff insbesondere Wasserstoff zu den Raffinerien.

Wie aus Abbildung 56 ersichtlich verursacht inländisch produziertes PtL im Schiffs- und Luftverkehr höhere Gesamtkosten des Energiesystems von 140-155 Mrd. €/a. Insbesondere nehmen die Kosten der Energiebereitstellung aus regelbaren und erneuerbaren Kraftwerken durch die zusätzliche H₂-Nachfrage entsprechend deutlich zu. Auch bei den Kosten der Elektrolyse und der H₂-Speicherung kann eine Erhöhung um 70%-200% verzeichnet werden. Demgegenüber muss jedoch festgehalten werden, dass die inländische PtL-Produktion nicht nur die absoluten THG-Emissionen senkt sondern auch die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten reduziert, wodurch unter den Annahmen dieser Studie zusätzliche Ausgaben in Höhe von ca. 8 Mrd. €/a anfallen wurden.

Deutschland

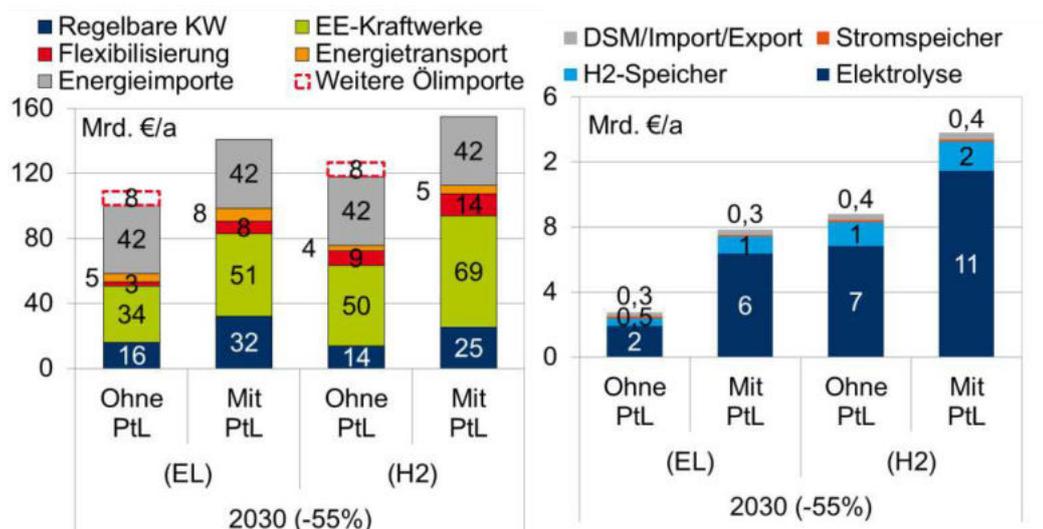


Abbildung 56: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems (link) sowie der dazugehörigen Flexibilisierung (rechts) im deutschen Energiesystem in Mrd. €/a in Folge des Einsatzes von PtL

4.4.5 TechnologiemiX der EE-Anlagen

Die künftige Zusammensetzung der fluktuierenden EE-Einspeisung ist ein weiterer wichtiger aber unsicherer Faktor. Dazu wird für die beiden Szenarien 5 und 6 mit einem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 folgende Variationen des TechnologiemiXes der EE-Anlagen gerechnet (Details siehe Tabelle 21):

- **Basisfall (Referenz):** Relativ gleichmäßige Verteilung der EE-Einspeisung auf alle EE-Anlagen mit einem leichten Vorteil von Wind onshore wie in den bisherigen Berechnungen.
- **Fokus Offshore:** Stärker Ausbau von Wind offshore in der Nord- und Ostsee.
- **Fokus PV:** Überproportional starker Ausbau von PV-Anlagen nach dem bisherigen Verteilungsschlüssel auf Kosten von Wind onshore und offshore.

Tabelle 21: Annahmen zum TechnologiemiX der EE-Anlagen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse

THG-Minderungsziel von 95% in 2050	Basis	Fokus Offshore	Fokus PV
Anteil EE-Einspeisung am Strombedarf (inklusive Strom für Elektrolyse, Speicher- und Netzverluste)	120% bei Fokus auf Elektrifizierung 110% bei Fokus auf Wasserstoff		
Einspeisung Laufwasserkraftwerke	16,8 TWh		
Wind onshore*	40%	25%	25%
Wind offshore*	25%	50%	25%
Photovoltaik*	35%	25%	50%

* Anteil an der fluktuierenden EE-Einspeisung nach Abzug der Einspeisung der Laufwasserkraftwerke.

Eine entsprechende Verteilung der Stromerzeugung ist in Abbildung 57 zusammengefasst. Dabei ist auffällig, dass die gesamte Stromproduktion in dem jeweiligen Szenario konstant bleibt und sich nur ihre Zusammensetzung für die einzelnen Fälle unterscheidet.

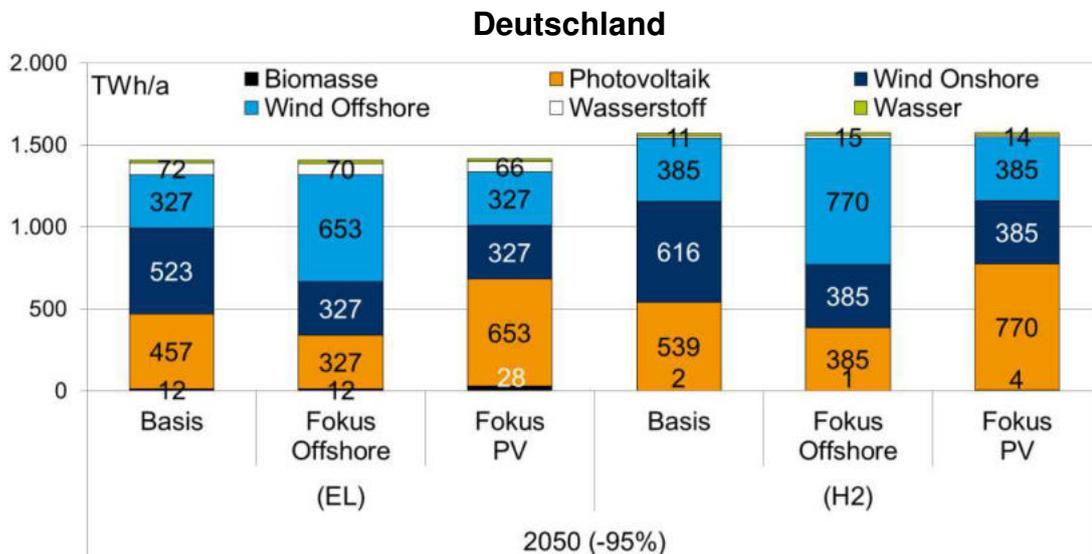


Abbildung 57: Jährliche Stromerzeugung in Abhängigkeit vom Technologiemitz der EE-Anlagen in TWh/a

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse deuten darauf hin, dass der verstärkte Fokus auf offshore Windenergie das Energiesystem entlastet. Dies ist vor allem auf die höhere Konstanz der Einspeisung dieser EE-Technologie zurückzuführen als Folge der beständigeren Windverhältnisse auf See. Insgesamt nimmt die benötigte Kapazität der Elektrolyse (um 5%-10% im Vergleich zum Referenzfall) ab und ihre Auslastung bei gleicher H₂-Nachfrage entsprechend zu, was insbesondere im Szenario mit Fokus auf Wasserstoff sichtbar wird (siehe Abbildung 58). Auch die regionale Verschiebung der Elektrolyseleistung tritt insbesondere bei Fokus auf Wasserstoff auf, da in diesem Szenario die Elektrolyse nach EE-Verfügbarkeit und Netzdienlichkeit errichtet wird. Aus diesem Grund reduziert sich die Elektrolysekapazität in NRW um fast 40% von ca. 20 GW_{el} im Referenzfall auf fast 12 GW_{el}. Auch andere Regionen sind auf eine ähnliche Art und Weise betroffen. Analog dazu verringert sich auch der H₂-Speicherbedarf um mehr als 10% auf 38-59 TWh, da weniger Energie im saisonalen Kontext gespeichert werden muss (siehe Abbildung 59). Darüber hinaus werden die anderen Maßnahmen zur Systemflexibilisierung wie zum Beispiel DSM oder EE-Abregelung seltener benötigt.

Auf der anderen Seite führt der Fokus auf Wind offshore jedoch zu einem Kapazitätsanstieg der regelbaren Kraftwerke mit einer gleichzeitigen Verschiebung zugunsten der H₂-GuD-Anlagen, die einen Kompromiss

zwischen dem elektrischen Wirkungsgrad und Investitionsausgaben darstellen. Bei Fokus auf Wasserstoff nimmt auch die Stromproduktion aus H₂-Rückverstromung deutlich zu, um auf diese Weise Dunkelflauten zu überbrücken. Bei Fokus auf Elektrifizierung reduziert sich die Stromproduktion aber leicht um 3%. Auffallend dabei ist, dass das System auf stationäre Brennstoffzellen verzichtet, die sich durch einen geringen elektrischen Wirkungsgrad, dafür aber einen guten thermischen Wirkungsgrad auszeichnen.

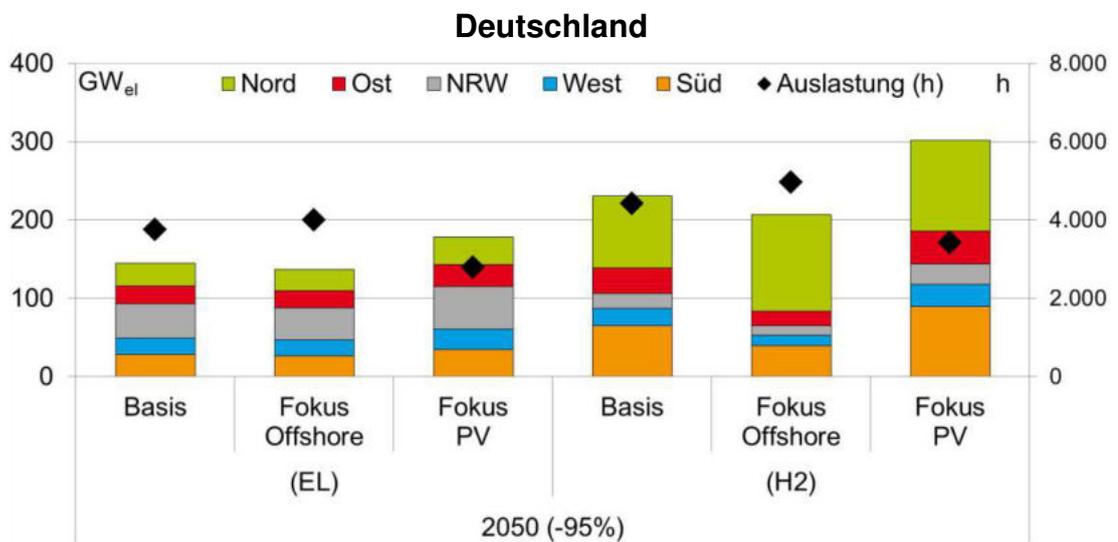


Abbildung 58: Installierte Leistung sowie Auslastung der Elektrolyse in Deutschland in GW bzw. Volllaststunden in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemixe

In beiden Szenarien erhöht sich zudem der Energietransport. Bei Fokus auf Elektrifizierung wird insbesondere mehr Strom von der windreichen Region Nord zu den Verbraucherzentren inklusive Elektrolyse in den Süden übertragen, während beim Fokus auf Wasserstoff mehr H₂ von der Elektrolyse, die in Anlehnung an die EE-Verfügbarkeit überwiegend im Norden aufgestellt ist, zu den Nutzern transportiert wird. Dadurch erfolgt auch in beiden Szenarien ein stärkerer Zubau der HGÜ-Leitungen auf der Nord-Süd-Trasse. Überraschenderweise müssen beim Fokus auf Wasserstoff nicht mehr Rohrleitungen als im Referenzfall auf Wasserstoff umgewidmet werden.

Abbildung 60 und Abbildung 61 zeigen die resultierenden Gesamtkosten bzw. die dazugehörigen Kosten der Flexibilisierung im deutschen Energiesystem. Daraus wird ersichtlich, dass die Kosten der Stromversorgung trotz der

Verschiebungen im Technologiemix konstant bleiben. Durch die geringere Elektrolyseleistung sowie durch einen reduzierten Bedarf an Flexibilisierung wie Speicher oder DSM sinken auch die damit verbundenen Kosten. Dieser Vorteil wird jedoch durch die höheren Transportkosten, bedingt durch einen verstärkten HGÜ-Ausbau auf der Nord-Süd-Trasse, kompensiert. Aus diesem Grund bleiben die Gesamtkosten des Energiesystems bei einem Fokus auf offshore Windenergie auf einem vergleichbaren Niveau wie im Referenzfall.

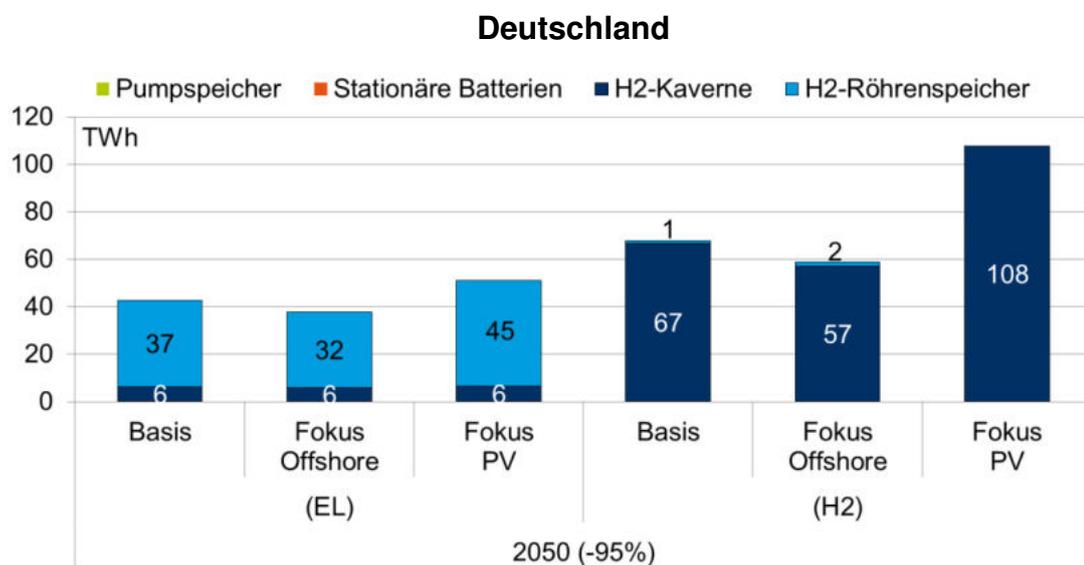


Abbildung 59: Kapazität der Energiespeicher in Deutschland in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemixe in TWh

Durch den Fokus auf einen höheren PV-Anteil bei der EE-Stromerzeugung treten größtenteils gegensätzliche Effekte im Vergleich zu einem Fokus auf offshore Windstrom auf. Die starke jahres- und tageszeitliche Fluktuation der Sonneneinstrahlung und der PV-Stromerzeugung (verstärkte Einstrahlung bzw. Produktion im Sommer bzw. zur Mittagszeit) überträgt sich auf das gesamte Energiesystem und erfordert dessen stärkere saisonale Ausrichtung. Dies führt zu einem Anstieg der gesamten Elektrolyseleistung in Deutschland um durchschnittlich 20%-30% auf 180-300 GW_{el} siehe (Abbildung 58). Bei Fokus auf Wasserstoff profitieren davon die Region Süd sowie NRW überproportional stark (Anstieg um ca. 40%), da sich der Verteilungsschlüssel nach der EE-Verfügbarkeit richtet und hier überproportional viel PV-Strom erzeugt wird. Bei gleichbleibender H₂-Nachfrage verschlechtert sich dadurch gleichzeitig die Auslastung der

Elektrolyse auf nur 2.800-3.400 Volllaststunden. Gleichzeitig erhöht sich auch der Speicherbedarf im Kontext der Saisonalität, sodass entsprechend größere Kapazitäten benötigt werden (siehe Abbildung 59). Zudem nimmt der Einsatz von DSM als weiterer Flexibilisierungsoption zu.

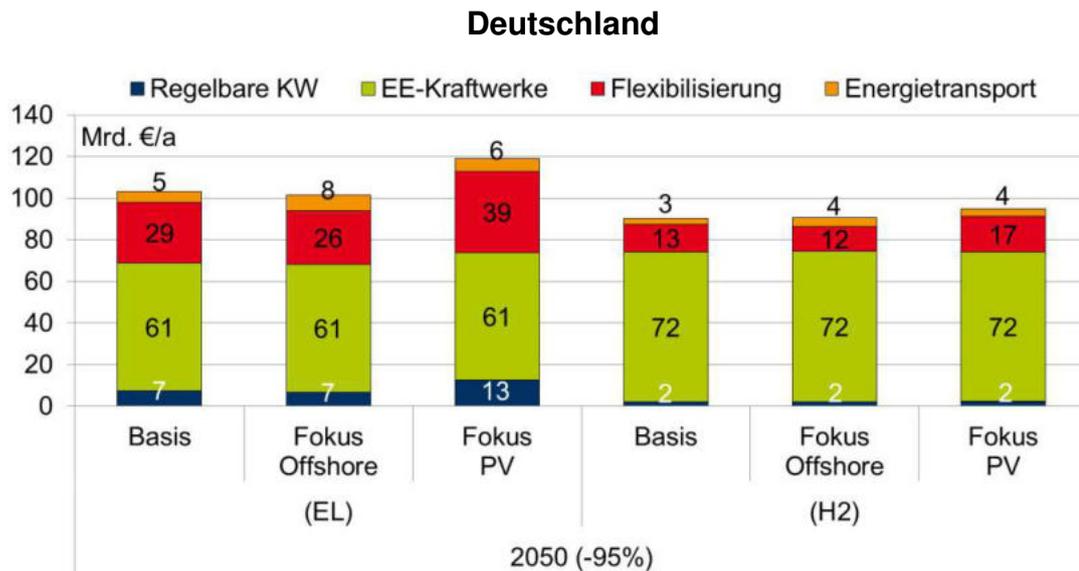


Abbildung 60: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemixe in Mrd. €/a

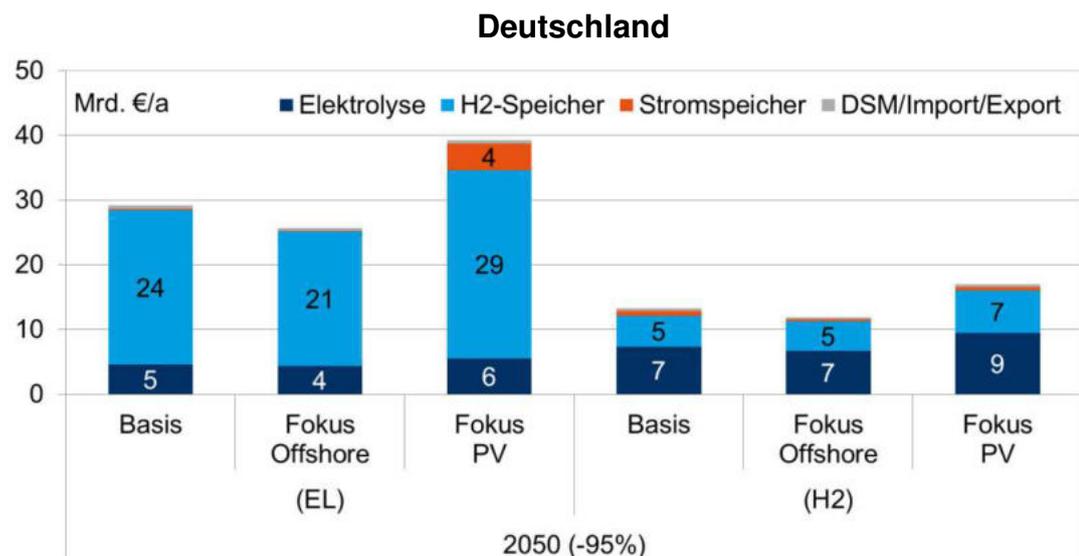


Abbildung 61: Jährliche Kosten der Flexibilisierung im deutschen Energiesystems in Folge unterschiedlicher EE-Technologiemixe in Mrd. €/a

In beiden Szenarien nimmt die Stromerzeugung durch regelbare Kraftwerke im Vergleich zum Referenzfall und Fokus auf Wind offshore zu. Bei den dazugehörigen Kapazitäten, Technologiemix sowie bei der Abregelung von EE-Einspeisung können jedoch unterschiedliche Entwicklungen beobachtet werden. Bei Fokus auf Elektrifizierung ist die gesicherte Leistung mit 88 GW_{el} zwar weiterhin hoch aber insgesamt geringer als im Referenzfall. Es kommen auch verstärkt stationäre Brennstoffzellen und Biomasse-Kraftwerke zum Einsatz, während H₂-GuD- sowie H₂-Gasturbinen weniger Strom liefern. Dafür ist die EE-Abregelung mit 12% der gesamten Einspeisung (ca. 160 TWh/a) besonders hoch. Bei Fokus auf Wasserstoff hingegen steigt der Bedarf an gesicherter Leistung auf fast 45 GW_{el} mit einem besonderen Schwerpunkt auf einer Rückverstromung von H₂ in GuD-Anlagen und Gasturbinen. Die EE-Abregelung beträgt nur 6% der EE-Einspeisung bzw. knapp 100 TWh/a. Dies kann als eine bessere Fähigkeit eines Energiesystems mit Fokus auf Wasserstoff zur Integration erneuerbarer Energien verstanden werden.

Aufgrund der besseren Verteilung der EE-Einspeisung geht durch den Fokus auf die PV der Bedarf an Stromübertragung in beiden Szenarien zwar leicht zurück, dafür werden aber dennoch mehr HGÜ-Leitungen gebaut, um die höheren Einspeisespitzen insbesondere aus dem Süden übertragen zu können. In Bezug auf Wasserstoff sind ebenfalls mehr H₂-Leitungen für einen erhöhten H₂-Transport erforderlich.

Grundsätzlich nehmen bei einem Fokus auf PV die Gesamtkosten des Systems sowie die dazugehörigen Kosten der Flexibilisierung im Vergleich zum Referenzfall und Fokus auf Wind offshore zu (siehe Abbildung 60 und Abbildung 61). Dies gilt insbesondere für die Kosten der regelbaren Kraftwerke und Kosten der Flexibilisierung, was bei Fokus auf Elektrifizierung besonders deutlich wird. Die Kosten für die EE-Stromerzeugung bleiben hingegen nahezu unverändert. Die Transportkosten sind in beiden Szenarien zwar höher als im Referenzfall aber niedriger als bei einem Fokus auf Wind offshore.

5 ANALYSE DER WERTSCHÖPFUNGSEFFEKTE

Die in Kapitel 4 ermittelten Ergebnisse zur Elektrolyse, Speicherung und Transport von Wasserstoff stellen nicht nur einen Bestandteil der Systemkosten dar, sondern können auch einen Beitrag zur Wertschöpfung und damit zum Wirtschaftswachstum in Deutschland und Nordrhein-Westfalen leisten. Daher wird in diesem Kapitel die potenzielle Wertschöpfung durch die Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff bestimmt und mit den Kosten des Energiesystems ins Verhältnis gesetzt. Dabei wird Wertschöpfung als ein Anteil der Systemkosten definiert, der von Unternehmen in Deutschland bzw. NRW erbracht wird. Darunter sind alle Kosten der Anlagen inkl. der Lohnkosten der betroffenen Unternehmen pauschal berücksichtigt. Es handelt sich dabei um einen rein kostenbasierten Ansatz, sodass unternehmerische Gewinne bzw. Margen keine Rolle spielen. Die entsprechenden Anteile der inländischen Wertschöpfung sind als Annahmen aus der Literatur abgeleitet. Daneben können außerdem auf Basis von Beschäftigungsintensitäten der verschiedenen einschlägigen Branchen auch entsprechende Arbeitsplatzeffekte abgeschätzt werden. Schließlich werden auf der Grundlage der Modellierungsergebnisse bzw. Modellannahmen vermiedene Kosten für den Import fossiler Rohstoffe und damit die Reduktion der Energieimportabhängigkeit näher betrachtet. Kapitel 5.1 fasst die wesentlichen Annahmen zu den Wertschöpfungseffekten zusammen, während Kapitel 5.2 die dazugehörigen Ergebnisse beschreibt.

5.1 Annahmen zur Wertschöpfung

5.1.1 Erneuerbaren Energien

Am Anfang der Wertschöpfungskette steht die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Diese sind in Deutschland und international etabliert und damit auch die Datenlage zur entsprechenden Wertschöpfung. Einen guten Überblick dazu gibt [DIW; DLR; GWS 2018]. Die Annahmen zu Wertschöpfungseffekten der EE-Stromerzeugung, die grundsätzlich für 2030 und 2050 fortgeschrieben werden, sind in Tabelle 22 zusammengefasst.

Die Investitionsanteile für Planung und Engineering variieren zwischen Wind onshore mit 7% der Gesamtinvestition [Fachagentur Windenergie an Land 2015], Wind offshore mit 4% [IEA 2016] und Solarkraftwerken mit 15% [IRENA 2018]. Der Anteil der deutschen Wertschöpfung an Planung und Engineering sowie Betrieb von Wind onshore und PV wird mit 100% angenommen. Für Wind offshore wird hingegen nur ein Anteil von 88% unterstellt basierend auf der Annahme, dass ein Teil der Anlagen in Nord-

und Ostsee zwar von nicht-deutschen Unternehmen entwickelt wird, diese aber ca. zwei Drittel ihrer Planungs- und Engineeringleistung (z.B. Gutachten oder Genehmigungsverfahren) trotzdem Vorort in Deutschland erbringen müssen [Deutsche Windguard 2018].

Der Anteil der Wertschöpfung in Deutschland an der Anlagenerrichtung (inklusive der Anlage selbst) für Wind onshore liegt bei 84%. Dies beruht auf der Annahme, dass der Anlagenbau 90% der Anlagenerrichtung ausmacht, wovon wiederum nur ein Teil entsprechend den Marktanteilen nach [Deutsche Windguard; ZSW 2018] tatsächlich in Deutschland stattfindet. Die übrigen 10% der Anlagenerrichtung entfallen auf die Aufstellung der Kraftwerke und sonstige Arbeiten und werden vollständig in Deutschland erbracht. Für Anlagenerrichtung von Wind offshore wird auf der Basis von Angaben zu Export und Außenhandelsaldo in [DIW; DLR; GWS 2018] ein deutscher Wertschöpfungsanteil von 97% angesetzt. Für PV wird die Annahme getroffen, dass PV-Module 50% der Investition ausmachen und aus nicht-deutscher Produktion stammen, während die restlichen Komponenten (Wechselrichter, Kabel, Aufständerung, Installation) zu 80% in Deutschland produziert werden. Damit ergibt sich ein Wertschöpfungsanteil der Anlagenerrichtung von 40%.

Für die Wertschöpfung in NRW im Bereich der Planung, Engineering sowie Betrieb von Wind offshore wird angenommen, dass die in NRW ansässigen Projektentwickler nur etwa ein Drittel ihrer Dienstleistung in NRW erbringen können [Deutsche Windguard 2018]. Für die Anlagenerrichtung wird der NRW-Wertschöpfungsanteil indirekt über die entsprechende Bruttobeschäftigung in der Windbranche (onshore und offshore) nach [GWS 2018] abgeschätzt. Die Unterschiede zwischen onshore und offshore in Tabelle 22 ergeben sich aus dem abweichenden Wertschöpfungsanteil Deutschlands. Für Planung, Engineering und Betrieb von Wind onshore sowie für alle drei Wertschöpfungselemente von PV werden keine Annahmen getroffen, sondern die tatsächlichen Anteile der jeweiligen EE-Anlagen in NRW aus der Modellierung verwendet. In Bezug auf die Beschäftigungsintensitäten in der EE-Stromerzeugung wird auf aktuelle Daten aus [DIW; DLR; GWS 2018] zurückgegriffen, die für 2030 und 2050 angesetzt werden.

Tabelle 22: Annahmen zu Wertschöpfungseffekten der EE-Stromerzeugung

2030 und 2050	Wind onshore	Wind offshore	PV
Investitionsanteile			
Planung/Engineering	7%	4%	15%
Anlagenerrichtung	93%	96%	85%
Wertschöpfung in Deutschland			
Planung/Engineering	100%	88%	100%
Anlagenerrichtung	84%	97%	40%
Betrieb	100%	88%	100%
Anteil der Wertschöpfung in NRW an deutscher Wertschöpfung			
Planung/Engineering	9%-10% ^{a)}	4%	4% ^{a)}
Anlagenerrichtung	13%	13%	4% ^{a)}
Betrieb	9%-10% ^{a)}	4%	4% ^{a)}
Beschäftigungsintensitäten			
Anlage ^{b)} (Arbeitsplätze/Mio. €)	16	6	15
Betrieb (Arbeitsplätze/GW _{el})	559	1.839	270

a) Tatsächlicher Anteil der jeweiligen EE-Anlagen in NRW in Abhängigkeit von Szenariendaten aus der Modellierung.

b) Planung/Engineering sowie Anlagenerrichtung

Zur Vereinfachung wird außerdem angenommen, dass die Wertschöpfung im Bereich der Stromerzeugung für die Elektrolyse auf Windkraft- und PV-Anlagen zurückzuführen ist. Damit wird jedoch die Wertschöpfung aus diesem Bereich tendenziell überschätzt, da insbesondere mittelfristig bis 2030 die Elektrolyse nicht nur mit EE-Strom betrieben wird, sondern zum Teil auch auf konventionelle Kraftwerke mit einer durchschnittlich geringeren Wertschöpfung in Deutschland zurückgreift. Ferner wird unterstellt, dass die Wertschöpfung aus dem Anlagenbau und Betrieb der übrigen Kraftwerke, Speicher und des Stromtransportes vollständig in Deutschland stattfindet. Einzige Ausnahme sind stationäre Batterien, für die pauschal nur eine Wertschöpfungstiefe von 50% in Deutschland angesetzt wird.

5.1.2 H₂-Produktion und -Speicherung

An zweiter Stelle in der Wertschöpfungskette stehen die Produktion und Speicherung von Wasserstoff. Die Elektrolyse ist eine seit Jahrzehnten kommerziell verfügbare Technologie, allerdings nicht in Großserienfertigung. Daher können hier die Wertschöpfungseffekte nur grob abgeschätzt werden. Für die Speicherung wird teilweise auf analoge Daten aus der Erdgaswirtschaft zurückgegriffen. Die Annahmen zu Wertschöpfungseffekten in der H₂-Produktion und -Speicherung sind in Tabelle 23 zusammengefasst. Wenn nicht anders angegeben, sind alle Annahmen für 2030 und 2050 identisch.

Für die Planung und Engineering einer Elektrolyseanlage werden auf der Basis aktueller Erfahrungen in realen Projekten 15% der Gesamtinvestition angesetzt. In Bezug auf Salzkavernenspeicher werden nach [HyUnder 2014] 27%²⁶, während für die Röhrenspeicher nach der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI) 10%²⁷ angenommen werden. Ferner wird unterstellt, dass die Wertschöpfung aus der Planung und Engineering sowie aus dem Betrieb von H₂-Produktion und Speicherung vollständig in Deutschland stattfindet. Für die Errichtung einer Elektrolyseanlage (inkl. der Anlage selbst) sind jedoch grundsätzlich große Variationen denkbar. Hier wird angenommen, dass sich Deutschland industriepolitisch und marktlich ebenso positionieren kann wie im onshore Windbereich, sodass entsprechend 84% Wertschöpfung in Deutschland angesetzt werden. Für Salzkavernenspeicher werden in Analogie zum Erdgassektor nach [DIW; DLR; GWS 2018] 100% Wertschöpfung in Deutschland unterstellt. Für Röhrenspeicher wird der deutsche Wertschöpfungsanteil aus dem Importanteil der Investitionen in Netze in Deutschland (Strom-, Wärme, Gasnetze) zu 73% abgeschätzt.

Die Wertschöpfung in NRW wird für Elektrolyseanlagen inkl. Errichtung aus dem durchschnittlichen Anteil von NRW am deutschen Umsatz in den Branchen 27 (Herstellung von elektrischen Ausrüstungen) und 28 (Maschinenbau) nach [Destatis 2018] abgeschätzt. Es wird hier also angenommen, dass NRW seinen relativen Anteil in Deutschland in diesen beiden Sektoren durch die industrielle Entwicklung im Bereich Elektrolyse hält. Für Planung und Engineering sowie Errichtung von Röhrenspeichern

²⁶ Diese Annahme entspricht den Werten, die in [HyUnder 2014] unter "project preparation" ausgewiesen sind.

²⁷ § 44 Abs. 1 Ingenieurbaugerichte, Honorarzone III ("schwierige Tankstellen- und Rastanlagen"); Leistungsphasen 1-8, Mindestsatz.

wird der Anteil NRWs am Umsatz in der Branche 24 (Metallerzeugung und –bearbeitung) angesetzt. Für die übrigen Wertschöpfungsanteile werden keine Annahmen getroffen, sondern die tatsächlichen Anteile der Elektrolyse bzw. der H₂-Speicher in NRW in Abhängigkeit von Szenariendaten aus der Modellierung verwendet.

Tabelle 23: Annahmen zu Wertschöpfungseffekten der H₂-Produktion und -Speicherung

2030 und 2050	Elektrolyse	Salz- kaverne	Röhren- speicher
Investitionsanteile			
Planung/Engineering	15%	27%	10%
Anlagenerrichtung	85%	73%	90%
Wertschöpfung in Deutschland			
Planung/Engineering	100%	100%	100%
Anlagenerrichtung	84%	100%	73%
Betrieb	100%	100%	100%
Anteil der Wertschöpfung in NRW an deutscher Wertschöpfung			
Planung/Engineering	8%-30% ^{a)}	4%-37% ^{a)}	40%
Anlagenerrichtung	20%	4%-37% ^{a)}	40%
Betrieb	8%-30% ^{a)}	4%-37% ^{a)}	20%-30% ^{a)}
Beschäftigungsintensitäten			
Anlage ^{b)} (Arbeitsplätze/ Mio. €)	4	20	12
Betrieb (Arbeitsplätze/GW _{el} oder TWh) ^{c)}	280/120 (2030/2050)	0,2	1

a) Tatsächlicher Anteil der Elektrolyse bzw. der H₂-Speicher in NRW in Abhängigkeit von Szenariendaten aus der Modellierung.

b) Planung/Engineering sowie Anlagenerrichtung

c) Arbeitsplätze/GW_{el} bei Elektrolyse bzw. Arbeitsplätze/TWh bei H₂-Speichern

Die Beschäftigungsintensität für Planung, Engineering und Errichtung von Elektrolyseanlagen basiert auf aktuellen statistischen Daten für Beschäftigung und Umsatz in den Branchen 27 und 28 (Durchschnitt) nach

[Destatis 2018]. Für Salzkavernen und Röhrenspeicher wird auf entsprechende Daten aus der Erdgaswirtschaft zurückgegriffen [DIW; DLR; GWS 2018].²⁸ Die Beschäftigungsintensität im Betrieb von Elektrolyseanlagen wird aus den Wartungskosten abgeschätzt unter der Annahme, dass sich pro 100 T€ jährlicher Betriebskosten ein Arbeitsplatz ergibt. Durch die stark fallenden Kosten lässt die Beschäftigungsintensität im Betrieb von 2030 bis 2050 deutlich nach. Die Beschäftigungsintensität im Betrieb von Speichern ergibt sich analog aus den entsprechenden Wartungskosten.

5.1.3 H₂-Transport

Letztes Element der Wertschöpfungskette ist der Wasserstofftransport. Hier gibt es für die betrachteten Konzepte wenig Erfahrungswerte, so dass grobenteils auf Daten aus der Erdgaswirtschaft zurückgegriffen wird. Tabelle 24 fasst die entsprechenden Annahmen zusammen, die für 2030 und 2050 identisch sind.

Der Anteil von Planung und Engineering an den Gesamtinvestitionen wird für den H₂-Transport auf Basis von HOAI²⁹ mit 10% angesetzt, wobei die dazugehörige Wertschöpfung vollständig in Deutschland stattfindet. Die gleiche Annahme wird auch für den Betrieb von H₂-Einspeisestationen und H₂-Pipelines getroffen. Für die Anlagenerrichtung von H₂-Einspeisestationen wird analog zur onshore Windenergie mit einem deutschen Wertschöpfungsanteil von 84% gerechnet, während für den Umbau zu H₂-Pipelines die deutsche Wertschöpfung aus dem Importanteil der Investitionen in deutsche Netze (Strom-, Wärme, Gasnetze) zu 73% abgeschätzt wird.

Für die Wertschöpfung in NRW aus Planung, Engineering und Betrieb von H₂-Einspeisestationen wird der tatsächliche NRW-Anteil an den Installationen in Deutschland in Abhängigkeit von Modellergebnissen aus dem vorherigen Kapitel verwendet. Für die Anlagenerrichtung von H₂-Einspeisestationen in NRW wird dieser Wert hingegen anhand des deutschen Umsatzes in der Branche 28 (Maschinenbau) zu 19% abgeschätzt [Destatis 2018]. Der Anteil der Wertschöpfung in NRW an H₂-Pipelines in allen Bereich wird zu 31% angenommen, was dem Anteil von Open Grid Europe am Transport-Gasnetz

²⁸ Salzkavernen: Beschäftigung im Bereich der Gasspeicher geteilt durch die dazugehörigen Investitionen. Röhrenspeicher: Beschäftigung im Bereich der Gasnetze geteilt durch entsprechende Investitionen der deutschen Gaswirtschaft in Rohrnetze.

²⁹ § 44 Abs. 1 Ingenieurbauwerke, Honorarzone III ("Transportleitungen für wassergefährdende Flüssigkeiten und Gase mit geringen Verknüpfungen und wenigen Zwangspunkten"); Leistungsphasen 1-8, Mindestsatz.

in Deutschland entspricht [FNB Gas 2018]. Open Grid Europe ist einerseits nicht der einzige Transport-Gasnetzbetreiber mit Sitz in NRW³⁰, betreibt aber andererseits auch Gasnetze außerhalb von NRW.

Tabelle 24: Annahmen zu Wertschöpfungseffekten des H₂-Transportes

2030 und 2050	H ₂ -Einspeisestation	Umbau H ₂ -Pipeline	Betrieb H ₂ -Pipeline
Investitionsanteile			
Planung/Engineering	10%	10%	--- ^{e)}
Anlagenerrichtung	90%	90%	--- ^{e)}
Wertschöpfung in Deutschland			
Planung/Engineering	100%	100%	--- ^{e)}
Anlagenerrichtung	84%	73%	--- ^{e)}
Betrieb	100%	--- ^{d)}	100%
Anteil der Wertschöpfung in NRW an deutscher Wertschöpfung			
Planung/Engineering	8%-30% ^{a)}	31%	--- ^{e)}
Anlagenerrichtung	19%	31%	--- ^{e)}
Betrieb	8%-30% ^{a)}	--- ^{d)}	31%
Beschäftigungsintensitäten			
Anlage ^{b)} (Arbeitsplätze/ Mio. €)	4	12	--- ^{e)}
Betrieb (Arbeitsplätze/ 100.000 €/a)	--- ^{c)}	--- ^{d)}	1

a) Tatsächlicher Anteil der H₂-Einspeisung in NRW in Abhängigkeit von Szenariendaten aus der Modellierung.

b) Planung/Engineering sowie Anlagenerrichtung

c) Keine Wartungskosten angesetzt

d) Nur potenzieller Umbau der CH₄-Pipelines in H₂-Pipelines

e) Nur Betrieb der H₂-Pipelines

³⁰ Weitere Betreiber mit Sitz in NRW machen weitere 19% am Transport-Gasnetz in Deutschland aus.

Für die Beschäftigungsintensität für Planung, Engineering und Errichtung von H₂-Einspeisestationen wird auf aktuelle statistische Beschäftigungs- und Umsatzdaten in den Branchen 27 und 28 (Durchschnitt) aus [Destatis 2018], während für den Umbau zu H₂-Pipelines auf entsprechende Daten aus der Erdgaswirtschaft³¹ in [DIW; DLR; GWS 2018] zurückgegriffen wird. Die Beschäftigungsintensität des H₂-Pipelinebetriebs wird aus den jährlichen Betriebskosten unter der Annahme von einem Arbeitsplatz pro 100.000 €/a berechnet.

5.2 Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff

Die resultierenden Wertschöpfungspotenziale in Deutschland und NRW sind in Abbildung 62 dargestellt. Die inländische Wertschöpfung durch Wasserstoff in Deutschland variiert zwischen 9-50 Mrd. €/a und ist bei Fokus auf Wasserstoff in allen Szenarien größer bei einem Fokus auf Elektrifizierung. In fast allen Fällen hat die Wertschöpfung, die der EE-Stromerzeugung für die H₂-Produktion zugeordnet wird, einen dominanten Anteil von mehr als 70%. Diese Wertschöpfung kann aber als indirekt betrachtet werden, da sie nicht unmittelbar mit H₂-Anlagen zusammenhängt. Die Elektrolyse hat mit 2-7 Mrd. €/a einen bedeutenden Anteil an der direkten Wertschöpfung durch H₂-Technologien, wobei die Anlagenerrichtung und ihr Betrieb jeweils knapp die Hälfte davon beitragen. Bei einem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% in 2050 nimmt zudem die Rolle der H₂-Speicher zu. In diesem Zusammenhang steigt die Wertschöpfung, die auf H₂-Speicher – und hier insbesondere H₂-Röhrenspeicher – zurückzuführen ist, auf 19 Mrd. €/a deutlich an und ist in etwa gleichwertig mit der EE-Stromerzeugung.

Die Wertschöpfung durch Wasserstoff, die Nordrhein-Westfalen zugeordnet werden kann, folgt im Wesentlichen den gesamtdeutschen Trends. In fast allen Fällen dominiert die EE-Stromerzeugung, gefolgt von der Elektrolyse. Allerdings dreht sich das Verhältnis bei einem THG-Minderungsziel von 95% in 2050 um. Durch die hohe H₂-Nachfrage in NRW sowie verbrauchernahe Errichtung von Elektrolyseuren und H₂-Speichern ist die entsprechende direkte Wertschöpfung aus in NRW installierten H₂-Anlagen innerhalb NRWs überproportional hoch. Auf diese Weise ist die H₂-Wertschöpfung in NRW bei einem Fokus auf Elektrifizierung mit ca. 10 Mrd. €/a doppelt so hoch wie bei einem Fokus auf Wasserstoff.

³¹ Beschäftigung durch Investitionen in Gasnetze in Deutschland geteilt durch Investitionen der deutschen Gaswirtschaft in Rohrnetze

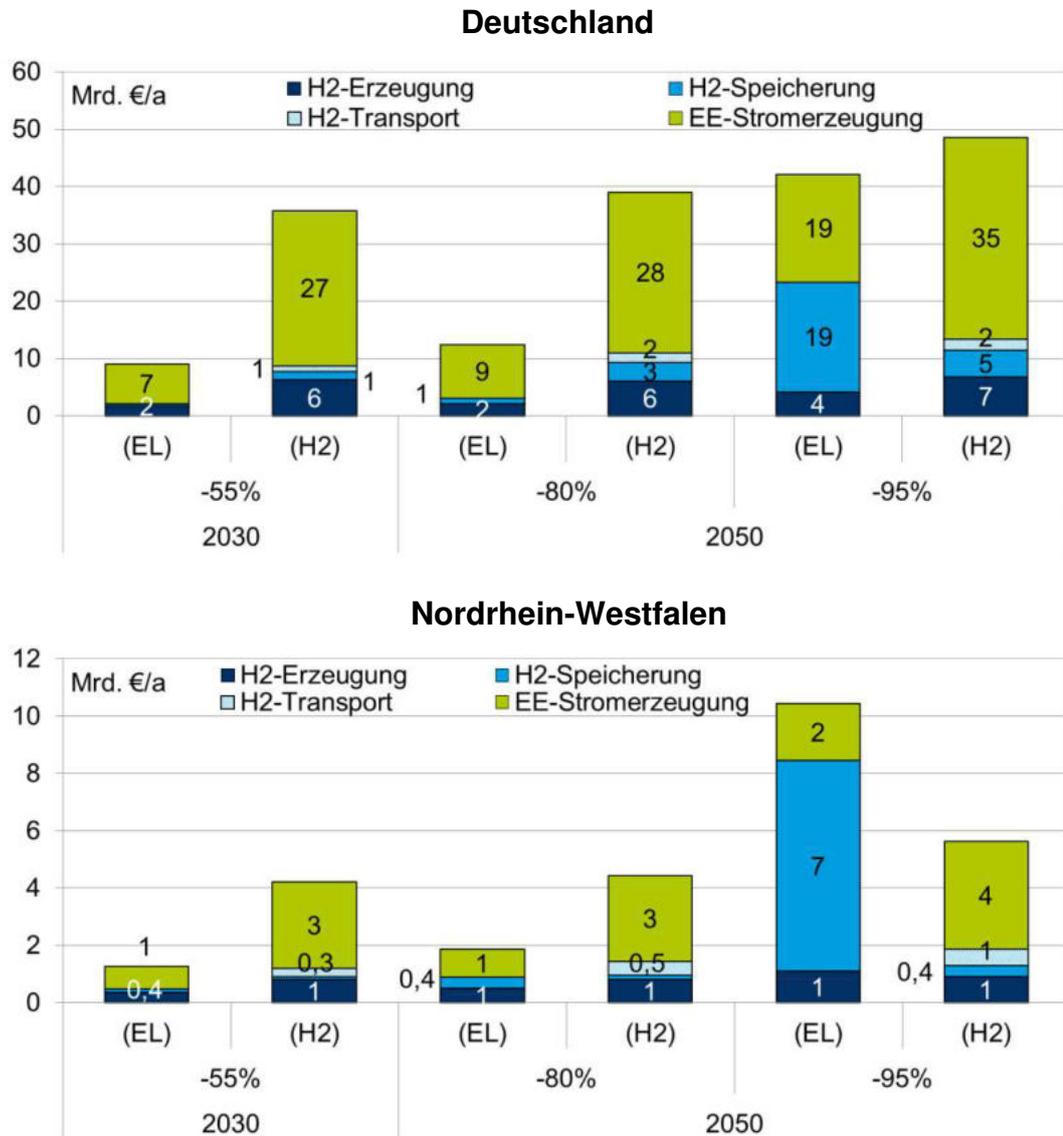


Abbildung 62: Inländische Wertschöpfung durch Wasserstoff in Deutschland (oben) und Nordrhein-Westfalen (unten) in Mrd. €/a

Grundsätzlich gelten die oben genannten Zusammenhänge auch für die inländischen Arbeitplatzeffekte. Sie bewegen sich inklusive der durch Wasserstoff verursachten EE-Stromerzeugung zwischen 240.000 und einer Million an zusätzlichen Arbeitsplätzen (siehe Abbildung 63). Dabei spielt die EE-Stromerzeugung eine noch dominantere Rolle als bei der Wertschöpfung. Die meisten Arbeitsplätze sind der Anlagenerrichtung (30%-50% der

Arbeitsplätze) und dem Betrieb³² (40%-60% der Arbeitsplätze) zugeordnet, während Planung und Engineering weniger als 10% ausmachen. Die hohen Anteile aus dem Anlagenbetrieb ergeben sich aus der Tatsache, dass die EE-Anlagen und Elektrolyse, die die beiden wichtigen Elemente in Bezug auf Wertschöpfung und Arbeitsplatzeffekte darstellen, vergleichsweise wartungs- und damit personalintensiv sind. Die zusätzlichen Arbeitsplätze, die sich direkt aus H₂-Anlagen ergeben, bewegen sich je nach Szenario zwischen 15.000 und 220.000. Darunter spielt die Elektrolyse in fast allen Fällen eine bedeutende Rolle. Eine Ausnahme besteht wieder beim Fokus auf Elektrifizierung mit einem THG-Minderungsziel von 95% (Szenario 5). Hier entstehen die meisten Arbeitsplätze im Zusammenhang mit der H₂-Speicherung, besonders im Anlagenbau.

Die Arbeitsplatzeffekte durch Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen machen mit 20.000 bis 130.000 Arbeitsplätzen ca. 8%-16% der bundesweiten Beschäftigung in diesem Bereich aus. Überproportional viele Arbeitsplätze entstehen dabei langfristig bis 2050 im Szenario 5 (THG-Minderung von 95% und Fokus auf Elektrifizierung) bei Errichtung von H₂-Speichern in NRW. Bereits mittelfristig bis 2030 können die Arbeitsplätze der Braunkohlewirtschaft im rheinischen Revier, die nach dem Bericht der Kohlekommission in [Kohlekommission 2019] auf 27.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze bezifferte werden, durch Fokus auf Wasserstoff kompensiert werden.

³² Bei den Arbeitsplätzen aus dem Betrieb handelt es sich insbesondere um Wartung der Anlagen. Dabei ist zu beachten, dass die Aufteilung der Arbeitsplätze nicht zwischen den einzelnen Unternehmen sondern zwischen den Tätigkeiten erfolgt. Das heißt, dass die Wartung auf jeden Fall dem Betrieb zugeordnet wird, auch wenn sie in Wirklichkeit vom Hersteller der Anlage durchgeführt werden kann. Dabei wird davon aus, dass die Arbeitsplätze im Bereich Wartung durchaus in der Nähe der Anlagen entstehen.

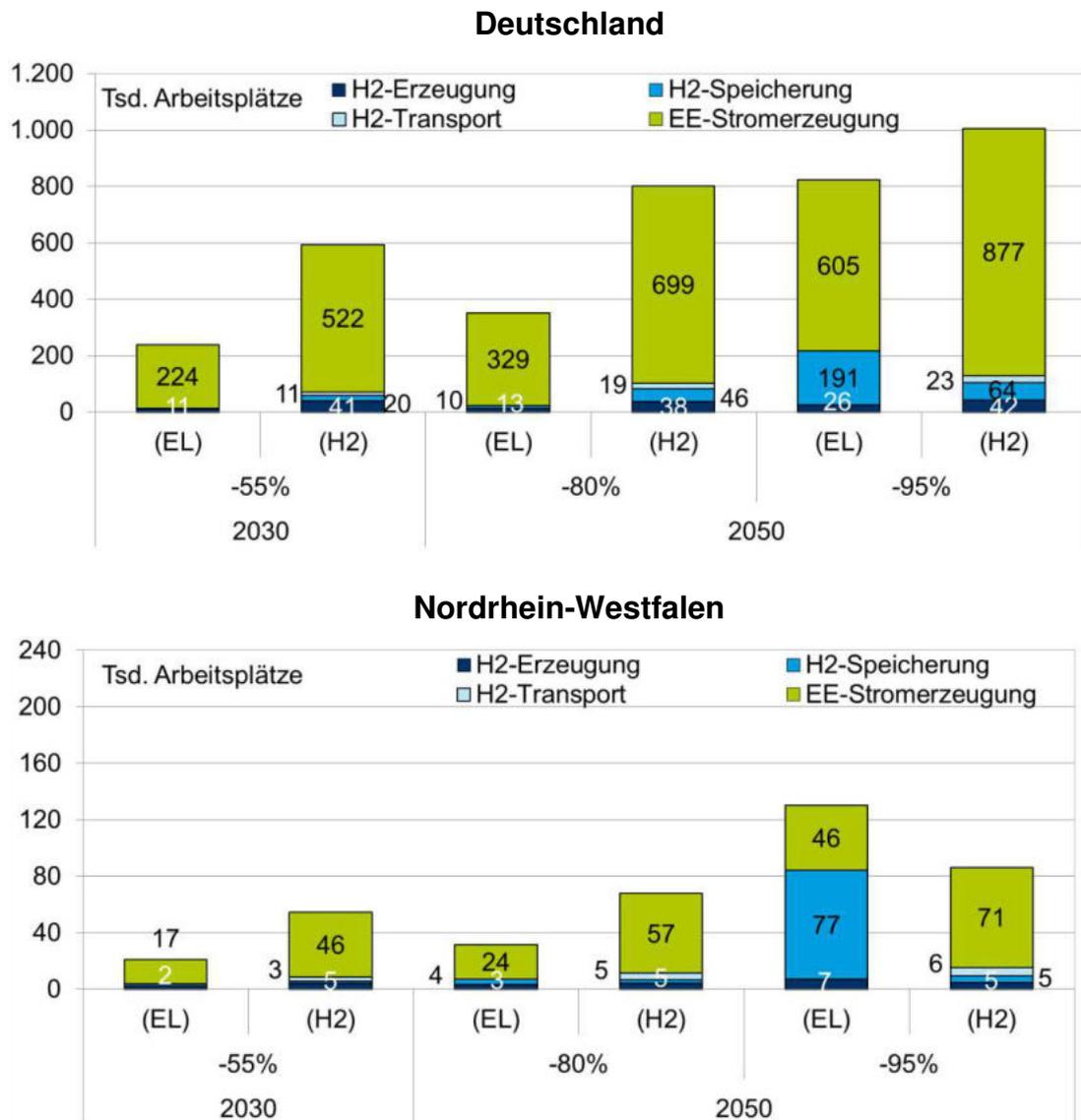


Abbildung 63: Inländische Arbeitsplatzeffekte durch Wasserstoff in Deutschland (oben) und Nordrhein-Westfalen (unten) in Tsd. Arbeitsplätzen

Die ermittelten Wertschöpfungspotenziale der H₂-Technologie werden in Abbildung 64 ins Verhältnis gesetzt zu den Gesamtkosten des Energiesystems sowie den fossilen Energieimporten und sonstigen Wertschöpfungseffekten im Inland. Auf diese Weise kann der Anteil der Kosten abgeschätzt werden, die nicht in Deutschland anfallen sondern ins Ausland transferiert werden.

Die historischen fossilen Energieimporte bewegen sich in einer relativ großen Bandbreite zwischen ca. 45 und 85 Mrd. €/a, da sowohl die Mengen als auch Preise für die Importe einzelner fossiler Energieträger schwanken können. Bei einem mittleren Wert der fossilen Energieimporte von 65 Mrd. €/a betragen die vermiedenen Kosten für den Import fossiler Rohstoffe mittelfristig bis 2030 ca. 10 Mrd. €/a (Szenarien 1 und 2) und 36-47 Mrd. €/a bei einem THG-Minderungsziel von 80% in 2050 (Szenarien 3 und 4).³³ Bei einem ambitionierten THG-Minderungsziel von 95% in 2050 wird vollständig auf fossile Rohstoffe verzichtet, sodass die gesamten Ausgaben für die fossilen Energieimporte von im Mittel 65 Mrd. €/a vermieden werden.

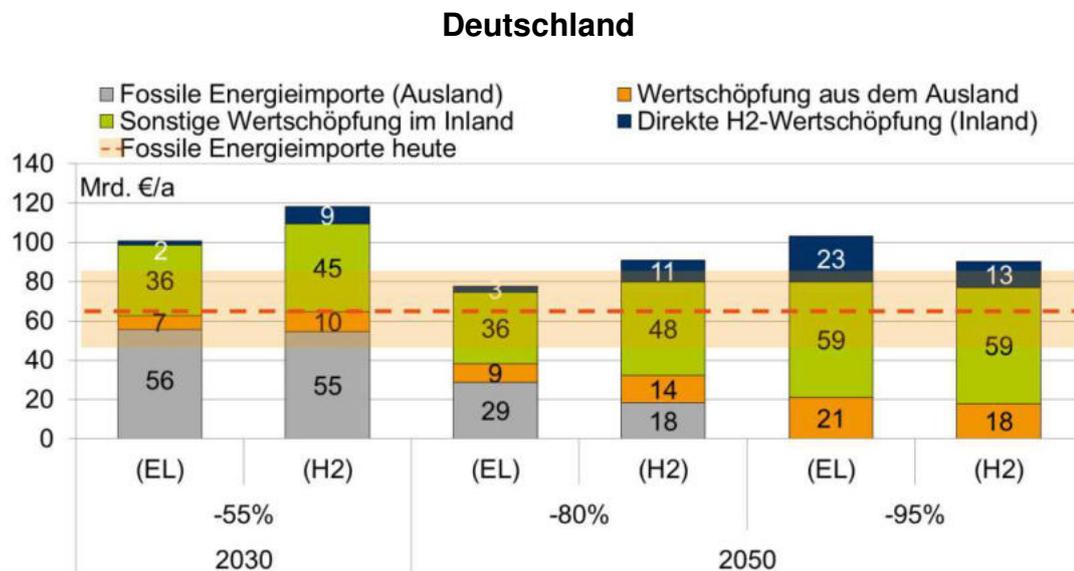


Abbildung 64: Jährliche Gesamtkosten des deutschen Energiesystems unterteilt nach inländischer und ausländischer Wertschöpfung sowie im Vergleich zu heutigen Energieimporten in Mrd. €/a

Die jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems, die nach Abzug der inländischen Wertschöpfung aus fossilen Energieimporten und ausländischer Wertschöpfung bestehen, liegen je nach Szenario zwischen 18-65 Mrd. €/a. Sie sinken mit zunehmender THG-Einsparung vor allem durch die Vermeidung der fossilen Energieimporte. Gleichzeitig steigt mit dem Ausbau

³³ Fossilen Energieimporte aus dem Ausland unterscheiden sich in diesem Kapitel von den Werten in Abbildung 32 in Kapitel 4.3.1, da hier auch die Energieimporte aus der Stromerzeugung eingerechnet werden, während diese Kosten in Kapitel 4.3.1 in der Kategorie „regelbare Kraftwerke“ ausgewiesen sind.

der EE-Stromerzeugung die inländische Wertschöpfung an. Mittelfristig bis 2030 (THG-Minderungsziel von 55%) sind die Gesamtkosten, die nicht in Deutschland verbleiben, bei einem Fokus auf Elektrifizierung und einem Fokus auf Wasserstoff damit nahezu ausgeglichen. Langfristig erweisen sich jedoch die Szenarien mit einem Fokus auf Wasserstoff als günstigere Alternative und die entsprechenden Gesamtkosten mit Auslandsbezug sind um 3-6 Mrd. €/a geringer als bei Fokus auf Elektrifizierung.

Diese quantitative Betrachtung auf der Basis der Modellergebnisse beschränkt sich bisher auf die H₂-Bereitstellung. Die Produktion von H₂-Anwendungs- oder Infrastrukturtechnologien wie Brennstoffzellen-Fahrzeuge, H₂-Tankstellen oder Heizungstechnologien sowie von dazugehörigen Komponenten bietet weitere Chancen für neue Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland und NRW. Dies gilt ebenso für wichtige Sektoren des verarbeitenden Gewerbes wie insbesondere die Roheisen- und Stahlerzeugung, wo der Ersatz von Koks in konventionellen Hochöfen durch Wasserstoff in Direktreduktionsanlagen ein wichtiges Innovations- und Klimaschutzpotenzial bietet. Im sonstigen industriellen Einsatz von Wasserstoff, beispielsweise in der chemischen und der petrochemischen Industrie, sind die Wertschöpfungspotenziale in erster Ordnung durch die quantitative Analyse der H₂-Bereitstellung abgedeckt, da die sonstigen Elemente der Wertschöpfungsketten bereits etabliert sind und nicht verändert werden.

Dabei gilt grundsätzlich, dass diese Anwendungen oder Infrastrukturen die bereits existierenden Technologien und ihre Wertschöpfung substituieren werden und damit zumindest teilweise Wertschöpfungspotenziale vernichten. In diesem Zusammenhang sollte jedoch beachtet werden, dass es sich bei den H₂-Anwendungen zum Teil um disruptive Technologien handelt. Das heißt, dass im Falle des Nichtmitspielens globaler Innovationen diese zusammen mit der bestehenden Wertschöpfung dann verloren geht, wenn Innovation vornehmlich woanders stattfindet.

Wertschöpfungspotenziale der H₂-Anwendungstechnologien werden auf Basis öffentlich verfügbarer Quellen anhand der Merkmale relative Marktgröße³⁴, Innovationspotenzial³⁵ und herstellerseitige Marktstrukturen³⁶ qualitativ analysiert und abgeschätzt:

- **Fahrzeuge im Straßenverkehr:** Der Fahrzeugmarkt für Brennstoffzellen-PKW, -LKW und -Busse weist aufgrund seiner Stückzahlen sowie der vergleichsweise hohen Verkaufspreise das größte Marktpotenzial im Vergleich zu anderen H₂-Anwendungen auf. Auch wenn bereits erste Fahrzeuge meist asiatischer Hersteller und damit entsprechende Erfahrungen existieren, besteht immer noch ein mittleres Innovationspotenzial für den Brennstoffzellenantrieb insbesondere in großen Fahrzeugen (LKW und Busse) sowie in der Serienproduktion. Durch die etablierten Strukturen der deutschen Automobilindustrie besteht somit für Deutschland und Nordrhein-Westfalen insgesamt ein großes Wertschöpfungspotenzial, sofern deutsche Unternehmen mit dem schnellen Technologiefortschritt und weltweiter Marktentwicklung Schritt halten.
- **Fahrzeuge im Schienenverkehr:** Trotz der relativ geringen Marktgröße für nicht-elektrifizierte Züge kann der dazugehörige Markt aufgrund der sehr hohen Stückpreise eine mittlere bis hohe relative Größe erreichen. Dies hängt jedoch maßgeblich von den tatsächlichen Entwicklungen im Bahnbereich im Hinblick auf das künftige Mobilitätsverhalten sowie die Elektrifizierung der relevanten und im Allgemeinen eher weniger intensiv genutzten Strecken ab. Ähnlich wie im Straßenverkehr ist das Innovationspotenzial durchschnittlich und die herstellerseitigen Marktstrukturen gut etabliert. Damit besteht in Deutschland ein mittleres Potenzial für die Wertschöpfung für H₂-Endanwendungen im Schienenverkehr.
- **Sekundäre Infrastruktur im Straßen- und Schienenverkehr:** Der Markt für Tankstellen im Straßen- und Schienenverkehr ist ähnlich wie der Fahrzeugmarkt durch hohen Stückzahlen und damit entsprechend eine relative Marktgröße charakterisiert. Je nach Komponente und Systemintegration ist das Innovationspotenzial durchschnittlich, auch weil

³⁴ Definiert als relativer Kostenvergleich der einzelnen Endanwendungen zueinander.

³⁵ Je größer das Innovationspotenzial, desto größer die Chance, relevante Wertschöpfung durch Technologieführerschaft in diesem Bereich zukünftig in Deutschland anzusiedeln.

³⁶ Je etablierter bzw. besser die Marktstrukturen auf der Herstellerseite, desto größer die Chance, zukünftig die entsprechenden Wertschöpfungspotenziale in Deutschland abzuschöpfen.

bereits weltweit zahlreiche Erfahrungen mit der Betankung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen gesammelt werden konnten. Derzeit sind in Deutschland die Hersteller von H₂-Tankstellen im Vergleich zum Ausland nur mittelmäßig etabliert, sodass hier nur ein durchschnittliches Wertschöpfungspotenzial zu erwarten ist.

- **Heizungstechnologien:** Die Marktgröße im Wärmesektor hängt sehr stark von individuellen Kaufentscheidungen der Endverbraucher sowie der technischen Entwicklungen und Strukturen im Wärmemarkt ab und kann somit stark schwanken. So ist es z.B. auch denkbar, dass künftig die Erschließung des Neubaubereiches zunehmend durch insgesamt „robustere“ lokale Wärmeverteilnetze statt der heute üblichen direkten Gasnetzerschließung bis zum Kunden („letzter Meter“) erfolgt. Für stationäre Brennstoffzellen wird trotz geringerer Stückzahlen aber dank höherer Stückpreise eine mittlere Marktgröße prognostiziert, während für H₂-Kessel trotz höherer Stückzahlen aber aufgrund der geringen Preise der Markt im Vergleich zu anderen H₂-Endanwendungen eher klein ist. Ähnlich ist das Innovationspotenzial für beide Technologien einzuschätzen: durchschnittlich bis hoch für stationäre Brennstoffzellen und gering für H₂-Kessel. Mit der herstellereitigen Marktstruktur verhält es sich jedoch umgekehrt: H₂-Kessel weisen eine etablierte und Brennstoffzellen nur eine durchschnittliche Marktstruktur auf. Insgesamt ist das Wertschöpfungspotenzial für beide Technologien durchschnittlich.
- **Direktreduktionsanlagen in der Stahlindustrie:** Die H₂-Direktreduktion in der Stahlindustrie als Anwendungstechnologie ist durch mittlere relative Marktgröße, jedoch großes Innovationspotenzial charakterisiert, da solche Anlagen spezifisch sehr teuer sind und es weltweit bisher nur wenige Erfahrungen mit dieser Technologie gibt. Durch die besondere Rolle der etablierten deutschen Stahlindustrie nicht nur im Inland, sondern auch in Europa und weltweit besteht in Deutschland und insbesondere in NRW auf Grund der hohen Stahlkompetenz jedoch ein großes Wertschöpfungspotenzial, wenn diese Technologie rechtzeitig entwickelt und gleichzeitig entsprechende Rahmenbedingungen im Hinblick auf den weltweiten Wettbewerb geschaffen werden.
- **H₂-Rückverstromung:** Die relative Marktgröße für die H₂-Rückverstromung (H₂-Gasturbinen, H₂-Gas- und -Dampfturbinen sowie große stationäre Brennstoffzellen) ergibt sich direkt aus der Modellierung des Energiesystems und kann je nach Szenario stark variieren. Dabei zeigt sich, dass H₂-Turbinen insbesondere in Szenarien mit ambitionierten THG-Minderungszielen zum Einsatz kommen. Trotz des geringen

Innovationspotenzials der Turbinen ist das Wertschöpfungspotenzial groß, da in Deutschland bereits etablierte Anbieter angesiedelt sind, die den Markt entsprechend abschöpfen können. Im Hinblick auf stationäre Brennstoffzellen sind sowohl das Innovationspotenzial als auch die herstellerseitige Marktstruktur in Deutschland und damit auch das Wertschöpfungspotenzial durchschnittlich groß.

Tabelle 25 fasst diese qualitative Bewertung der Wertschöpfungspotenziale von H₂-Anwendungstechnologien zusammen.

Tabelle 25: Qualitative Bewertung der Wertschöpfungspotenziale von H₂-Anwendungstechnologien

Sektor	Anwendung	Relative Marktgröße	Innovationspotenzial	Marktstruktur	Potenzial für Wertschöpfung
Verkehr	Fahrzeuge im Straßenverkehr	Sehr groß	Mittel	Gut	Groß
	Fahrzeuge im Schienenverkehr	Mittel	Mittel	Gut	Mittel
	Sekundäre Infrastruktur	Groß	Mittel	Mittel	Mittel
Wärme-sektor	Stationäre Brennstoffzellen	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
	H ₂ -Kessel	Klein	Klein	Gut	Mittel
Industrie	DRI-H ₂ in der Stahlindustrie	Mittel	Groß	Gut	Groß
Strom-sektor	H ₂ -Turbinen	Groß	Klein	Gut	Groß
	Brennstoffzellen	Klein	Mittel	Mittel	Mittel

DRI-H₂ = Anlagen zur Direktreduktion auf H₂-Basis in der Stahlerzeugung.

6 INTERPRETATION DER ERGEBNISSE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

6.1 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Die wesentliche Zielsetzung der vorliegenden Studie besteht in einer Untersuchung der ökonomischen und klimarelevanten Potenziale von Wasserstoff in einem künftigen Energiesystem in Nordrhein-Westfalen und Deutschland. Als eine differenzierte Bewertung von Wasserstoff kann sie als Basis für eine mittel- und langfristige strategische Ausrichtung des Landes Nordrhein-Westfalen im Klimaschutz- und Energiebereich genutzt werden. Dazu wird der Einsatz von Wasserstoff aus Wasserelektrolyse im Rahmen einer umfassenden Sektorenkopplung (Strom, Wärme, Verkehr und Industrie) im künftigen Energiesystem mit einem zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien systematisch modelliert und analysiert. Neben den wirtschaftlichen Chancen und Anforderungen an die relevanten Energieinfrastrukturen durch Wasserstoff stehen dabei auch mögliche Wertschöpfungspotenziale sowie die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Bundesebene im Vordergrund.

Vorgehen, Szenarien und Annahmen

Die detaillierte Untersuchung des Energiesystems NRW und Deutschland erfolgt mithilfe einer integrierten Modellierung, die speziell für umfassende Analysen der Sektorenkopplung sowie der Infrastrukturen für Strom und Wasserstoff entwickelt wurde. Das zugrunde liegende mathematische Problem ist als ein lineares Programm definiert, bei dem die Gesamtkosten des Systems für eine vorgegebene Energienachfrage und unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen minimiert werden. In einem ersten Schritt werden zunächst die optimale Auslegung und Betrieb von Kraftwerken, Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen am Energiemarkt Deutschland unter Vernachlässigung von räumlichen Restriktionen innerhalb eines prototypischen Jahres stundenscharf bestimmt. Anschließend werden im zweiten Schritt diese Ergebnisse mithilfe eines vordefinierten Schlüssels auf einzelne Regionen verteilt und der optimale Transport von Strom und Wasserstoff zwischen den Netzknoten berechnet.

Insgesamt werden sechs Szenarien näher betrachtet, die grundsätzlich anhand der THG-Minderungsziele von 55% in 2030 sowie 80% bis 95% in 2050 charakterisiert sind. Für jedes dieser Klimaschutzziele wird zudem jeweils zwischen einem Szenario mit Fokus auf Elektrifizierung (Strom als

Hauptenergieträger für überwiegend elektrische Endanwendungen) und Fokus auf Wasserstoff (mit dedizierten H₂-Rohrleitungen für überwiegend H₂-Endanwendungen) unterschieden, um so aus dem Vergleich der beiden Szenarien die Kosten und den Nutzen von Wasserstoff abzuleiten. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal stellt die Kapazität und der Aufstellungsort der Elektrolyse dar: Vor Ort beim Verbraucher (z.B. an der Tankstelle) bei Fokus auf Elektrifizierung bzw. stromnetzdienlich in der Nähe der EE-Stromerzeugung bei Fokus auf Wasserstoff. Die Untersuchung umfasst den gesamten Energieverbrauch Deutschlands in der Industrie sowie im Gebäude- und Verkehrssektor, jedoch nicht den von inländischer und internationaler Schiff- und Luftfahrt.

Auf Basis von Literaturwerten wird außerdem ein leichter Bevölkerungsrückgang auf 80 Mio. Einwohner bis 2050 sowie ein moderates Wirtschaftswachstum von 1% pro Jahr in den nicht H₂-relevanten Branchen unterstellt. Ferner wird Deutschland in insgesamt zehn Regionen bzw. Netzknoten unterteilt, wovon sechs den Planungsregionen in Nordrhein-Westfalen entsprechen.

Erwartete Energienachfrage

Die Entwicklung der Energienachfrage in Deutschland und Nordrhein-Westfalen folgt zwei grundsätzlichen Trends: (1) deutlicher Rückgang der Endenergienachfrage durch Einsparungen (z.B. Gebäudedämmung) und Effizienzsteigerung (z.B. durch Umstellung von Verbrennungs- auf Elektroantriebe im Verkehr) sowie (2) Reduktion der fossilen Energieträger bei voranschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems. Gleichzeitig wird ein kontinuierlicher Anstieg der H₂-Nachfrage in Deutschland auf bis zu 600 TWh_{H₂}/a in 2050 unterstellt mit einem dominanten Einfluss der Industrie, die Wasserstoff sowohl zur Erzeugung von Prozesswärme als auch als Grundstoff (z.B. in der Stahlindustrie oder chemischen Industrie) einsetzt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass sich die Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung bzw. Wasserstoff definitionsgemäß deutlich im grundsätzlichen Niveau der H₂-Nachfrage unterscheiden.

Ein überproportional großer Teil des deutschen H₂-Bedarfs entfällt auf das bevölkerungsreiche Nordrhein-Westfalen mit bis zu 160 TWh_{H₂}/a in 2050. Dies ist nicht nur auf den überproportional Anteil von Verkehrs- und Gebäudesektor sondern vor allem auch auf die Industrie und darunter insbesondere auf die Stahlindustrie im Ruhrgebiet zurückzuführen, die durch Umstellung der Stahlproduktion von der traditionellen Hochofenroute auf H₂-

Direktreduktion zum H₂-Großabnehmer wird. Auf diese Weise kann die Stahlindustrie für den Aufbau der H₂-Infrastruktur in NRW eine bedeutende Rolle spielen und kann als potenzieller „Game Changer“ für die Wasserstoffwirtschaft betrachtet werden.

Optimale Auslegung des Energiesystems

Die optimale Auslegung und Funktionsweise des Energiesystems hängen maßgeblich von den jeweiligen Klimaschutzzielen und dem EE-Anteil ab. Bei einem THG-Minderungsziel von maximal 80% spielen die Erdgas-Kraftwerke sowohl bei der Energieerzeugung als auch zur Deckung der Spitzenlast bis 2050 eine wesentliche Rolle. Der Bedarf an zusätzlicher saisonaler Energiespeicherung ist damit begrenzt. Bei einem ambitionierten Klimaschutzziel von -95% verändert sich das Energiesystem grundlegend. Aufgrund der unvermeidbaren Restemissionen aus Industrie und Landwirtschaft müssen nicht nur Verkehrs und Gebäudesektoren sondern auch die Energieversorgung vollständig dekarbonisiert werden. Daher müssen in den entsprechenden Szenarien zum Ausgleich der fluktuierenden und saisonalen Stromproduktion große Kapazitäten an H₂-Rückverstromung von bis zu 90 GW und an H₂-Speicherung von 40-60 TWh zugebaut werden.

Insgesamt werden in fast allen Szenarien die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gesetzten EE-Ziele erreicht.³⁷ Dabei ist jedoch zu beachten, dass in allen Szenarien ein ambitionierter Ausbau der EE-Stromerzeugung notwendig wird, der durch die zusätzliche Stromnachfrage aus der H₂-Produktion weiter verstärkt wird. Insbesondere bei Fokus auf Wasserstoff können so langfristig die Potenzialgrenzen für den EE-Ausbau erreicht werden. Die Energieautarkie bzw. Energieimporte sollten daher nicht nur aus der technischen Perspektive sondern auch vor dem Hintergrund der sozialen Akzeptanz in einem politischen Diskurs erörtert werden.

Die optimale Leistung der Elektrolyse in Deutschland bewegt sich zwischen 25 GW (Fokus auf Elektrifizierung in 2030) und 250 GW (Fokus auf Wasserstoff bei einem THG-Ziel von -95%). In Nordrhein-Westfalen werden langfristig besonders große verbrauchernahe Elektrolyse (bis zu 40 GW) und H₂-Röhrenspeicher bei Fokus auf Elektrifizierung installiert, da sich im Ruhrgebiet durch die Stahlindustrie eine hohe H₂-Nachfrage entwickeln kann. Der Elektrolyseanlagenpark weist in allen Szenarien eine relativ gute

³⁷ Siehe §1 Abs. 1 EEG: 55%-60% bis 2035 und mindestens 80% bis 2050. Eine Ausnahme stellt das Szenario 3 (Fokus auf Elektrifizierung bei -80% in 2050) mit 76% dar (siehe dazu auch Kapitel 4.2.1).

Auslastung von 4.000-5.000 Vh/a auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es im modellbasierten Optimum günstiger ist, die überschüssige EE-Einspeisung abzuregeln, statt die Elektrolyse weiter auszubauen. Im Umkehrschluss bedeutet das auch, dass Wasserstoff bei weniger ambitionierten THG-Zielen von weniger als 95% nicht nur aus erneuerbaren Strom hergestellt wird. Selbst im ungünstigsten Fall liegt der CO₂-Fußabdruck in 2030 von bis zu 7 kg_{CO2}/kg_{H2} aber immer noch unter den spezifischen Emissionen der H₂-Dampfreformierung von ca. 9 kg_{CO2}/kg_{H2}.

Auch wenn in dieser Studie die elektrolytische H₂-Erzeugung im Vordergrund steht, gibt es grundsätzlich auch die Möglichkeit, Wasserstoff mittels anderer Verfahren zu produzieren. Dazu gehören zum Beispiel die Dampfreformierung unter Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS)³⁸ und Carbon Capture and Utilization (CCU)³⁹, Methanpyrolyse, H₂ aus biogenen Quellen oder aus Kunststoffresten. Auch die Nutzung von Strom, der unvermeidbar anfällt wie zum Beispiel aus Müllheizkraftwerken, kann einen volkswirtschaftlich sinnvollen Anwendungsfall zur Produktion von klimafreundlichem Wasserstoff zumindest in einer Übergangsphase bis zur vollständigen Dekarbonisierung darstellen. Bei diesen Verfahren sollten jedoch die tatsächliche Wirtschaftlichkeit und Klimawirkung im Vergleich mit der voll erneuerbaren Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse sorgfältig geprüft werden.

Grundsätzlich ist in den Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff definitionsgemäß die Kapazität der H₂-Anlagen (Elektrolyse, H₂-Speicher, H₂-Transport) in Deutschland größer als in den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung. Dafür ist der Bedarf an gesicherter Leistung geringer, da bei Fokus auf Wasserstoff der direkte Stromverbrauch durch Endanwendungen niedriger ist. In diesem Zusammenhang würde eine verbindliche Definition der langfristigen Klimaschutzziele helfen, die Investitionsentscheidungen in

³⁸ Im Hinblick auf die H₂-Dampfreformierung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung bestehen grundsätzlich zwei Optionen: (1) H₂-Produktion und CCS im Ausland verbunden mit H₂-Importen nach Deutschland oder (2) H₂-Dampfreformierung in Deutschland verbunden mit Abtransport von CO₂ via Rohrleitungen oder tiefkalt und flüssig in Tankschiffen ins Ausland. Der Erfolg einer dieser Optionen hängt ganz entscheidend von den dazugehörigen Kosten des gesamten Produktionsprozesses sowie von der Vermeidung ungewollter Restemissionen ab. Außerdem hat sich die Politik der Bundesregierung bisher zumindest von einer Nutzung der CCS-Technologie in Deutschland distanziert.

³⁹ CO₂-Abscheidung und Verwendung trägt grundsätzlich nur dann sinnvoll zum Klimaschutz bei, wenn das CO₂ nicht effizienter vermeidbar ist (etwa durch Vermeidung der Erzeugung) und wenn der benötigte Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Da das CO₂ grundsätzlich wieder frei werden kann, ist das Potenzial von CCU als wirksames Klimaschutzinstrument zudem durch den „unvermeidlichen“ Mengenbedarf an kohlenstoffhaltigen Produkten und Kraftstoffen begrenzt.

die richtigen Technologien zu lenken und so potenzielle Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Biomasse, Laufwasser-Kraftwerke, stationäre Batterien sowie DSM leisten in allen Szenarien nur einen begrenzten Beitrag zur Systemflexibilität. Während Laufwasser-Kraftwerke und DSM in ihren technischen Potenzialen begrenzt sind, sprechen bei Biomasse und stationäre Batterien unter den Annahmen dieser Studie die derzeit absehbaren relativ hohen Kosten der jeweiligen Technologie gegen ihren breiteren Einsatz.

Durch den EE-Zubau fällt der Bedarf an Stromnetzausbau insbesondere in ambitionierten Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung deutlich höher aus als im aktuellen Netzentwicklungsplan prognostiziert. Bei Fokus auf Wasserstoff reduziert sich der Ausbaubedarf der Stromnetze deutlich, da das H₂-Rohrleitungssystem die entsprechende Funktion des übergeordneten Energietransports übernimmt. Dabei ist traditionell der Energietransport von Nord nach Süd durch Nordrhein-Westfalen aufgrund der hier bereits vorhandenen Gasleitungskapazitäten auffallend. Aufgrund der vielschichtigen Wechselwirkungen zwischen den beiden Infrastrukturen Gas und Strom ist ein koordinierter Ausbau der EE-, Strom und Gaskapazitäten von zentraler Bedeutung.

In diesem Zusammenhang können bei der Umwidmung existierender Gasleitungen auf dedizierte H₂-Leitungen verschiedene Hürden auftreten. Dazu zählen einerseits technische Hürden, wie zum Beispiel eine H₂-Unverträglichkeit einzelner Endanwendungen (insbesondere in der Industrie), Gasspeicher oder Rohrleitungsabschnitte, und andererseits regulatorische Hürden, die den Transport von Wasserstoff national oder europaweit reglementieren. Diese Hürden können in der mittelfristigen Perspektive, in der neben H₂-Transport auch weiterhin traditionelle Erdgasleitungen genutzt werden, eine besondere Herausforderung darstellen. Auch hier sind frühzeitige Entscheidungen notwendig, um langfristig unnötige Lock-in-Effekte beim Aufbau der unterschiedlichen Infrastrukturen zu vermeiden. Folgende Optionen zur Umwidmung der Gasleitungen in H₂-Leitungen sind denkbar:

- eine sukzessive H₂-Umstellung einzelner und langfristig zusammenwachsender Verteilnetzabschnitte,
- die Entwicklung bestehender paralleler Transportnetzabschnitte, um in der Übergangsphase eine parallele Methan- und Wasserstoffgasinfrastruktur auf- und auszubauen und

- die Entwicklung einer umstellungsspezifischen Merit Order, nach der z.B. aus Gasinfrastrukturperspektive zunächst große industrielle H₂-Verbraucher über dedizierte Transportgasleitungen direkt versorgt werden (z.B. aus dem windreichen deutschen Norden).

Zu diesem Themenkomplex sind weitere detaillierte Untersuchungen erforderlich.

Kosten-Nutzen-Analyse von Wasserstoff

Insgesamt können die minimalen Kosten in einem Energiesystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien als ein Kompromiss zwischen den Kosten der EE-Einspeisung und der Systemflexibilität verstanden werden. Dank der fallenden spezifischen Kosten für die EE-Erzeugung wird zwar die Bereitstellung von Primärenergie mit zunehmender Dekarbonisierung des Systems günstiger, dafür steigen jedoch der Bedarf an Flexibilisierung und die damit verbundenen Kosten. Mittelfristig bis 2030 und langfristig bis 2050 bei einem THG-Minderungsziel von 80% überwiegen die ökonomischen Vorteile eines Energiesystems mit geringerem H₂-Anteil in den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung. Bei einem ambitionierten THG-Ziel von -95% dreht sich das Verhältnis jedoch um und das System mit Fokus auf Wasserstoff weist deutlich geringere Gesamtkosten von weniger als 100 Mrd. €/a auf. Dies ist auf die besonders günstige Flexibilität im System zurückzuführen, die durch die Elektrolyse als flexibler Last sowie durch große saisonale Energiespeicherung in H₂-Salzkavernen gewährleistet wird. Der Energietransport hingegen hat im Vergleich zu den anderen Kostenkategorien nur einen untergeordneten Einfluss auf das Gesamtergebnis. Langfristig ergeben sich durch Fokus auf Wasserstoff niedrigere Systemkosten als heute.

Bei den hier angesetzten Kosten handelt es sich um absolute Kosten bzw. sog. Bruttokosten. Das bedeutet, dass ein Teil dieser Kosten auf jeden Fall unabhängig von den THG-Minderungszielen im Energiesystem anfallen würde (z.B. für Reinvestitionen in neue Kraftwerke am Ende der technischen Lebensdauer der bereits heute existierenden Kraftwerke). Dank der fallenden Kosten für die EE-Produktion und H₂-Technologien können die langfristigen Gesamtkosten des optimal ausgelegten Systems im Vergleich zu heute spürbar reduziert werden.

Darüber hinaus erleichtert Wasserstoff die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem. So wird im Optimum bei einem THG-Ziel von

-80% als Modellierungsergebnis eine deutlich größere EE-Menge eingespeist und das als Obergrenze gesetzte Klimaschutzziel übererfüllt. Dadurch sind die spezifischen THG-Vermeidungskosten von ca. 225 €/t_{CO2} in den beiden Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung bzw. Wasserstoff ausgeglichen. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass verstärkte H₂-Nutzung die Dekarbonisierung des Energiesystems begünstigt. Zudem werden durch eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff in den entsprechenden Szenarien die durchschnittlichen Gestehungskosten für Strom (auf 50-65 €/MWh) und Wasserstoff (auf 3-4 €/kg_{H2}) reduziert.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass dadurch für die einzelnen Verbraucher für ausgewählte H₂-Anwendungen (z.B. Fahrleistung in €/100km im individuellen Straßenverkehr) höhere Nutzerkosten entstehen können. In einzelnen Fällen kann dies trotzdem durch andere technische Eigenschaften des Endprodukts gerechtfertigt sein (z.B. FCEVs haben höhere Reichweite und kürzere Betankungsdauer als BEVs). Eine weiterführende Diskussion sollte daher den individuellen Nutzen und die Lebenszykluskosten (sog. Total Cost of Ownership – TCO) der einzelnen Verbraucher berücksichtigen. In diesem Zusammenhang sollten auch die marktlichen Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass die Abwanderung der Industrie und Carbon-Leakage-Situationen durch Importe von fossilem Wasserstoff oder anderer mit fossiler Energie hergestellten Güter aus dem Ausland vermieden wird.

Eine grobe Abschätzung der Kosten für das Verteilnetz und Ladeinfrastruktur bzw. H₂-Tankstellen auf Basis von Literaturwerten zeigt, dass diese in einer großen Bandbreite schwanken. Damit kann auf dieser Grundlage keine eindeutige Aussage bzgl. der Vorteilhaftigkeit der jeweiligen Infrastrukturen aus der Sicht des gesamten Energiesystems getroffen werden. Eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems kann in diesem Zusammenhang helfen, mögliche Lock-in-Effekte bei der Weiterentwicklung der Verteilnetz- und der Ladeinfrastruktur zu verhindern. Weitere Analysen in diesem Bereich sind für ein vollständiges Bild erforderlich.

Vor- und Nachteile inländischer H₂-Produktion

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen deuten darauf hin, dass die Produktion von Wasserstoff außerhalb von NRW in Deutschland nur einen geringen Einfluss auf das deutsche Energiesystem hat, sofern die Elektrolyse netzdienlich und mit Zugang zu H₂-Salzkavernenaufgestellt wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nach dem derzeitigen Marktdesign die Akteure unabhängig von ihrer geographischen Lage agieren können und die optimale

Auslegung des Energiesystems nahezu unverändert bleibt. Der leicht erhöhte Bedarf an Strom- und H₂-Transport fällt dabei kaum ins Gewicht.

Dieses Ergebnis ist jedoch klar von einer dezentralen bzw. verbrauchernahen Elektrolyse im Sinne der Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung zu unterscheiden. Einerseits kann dezentrale Elektrolyse entsprechende Vorteile z.B. als flexible Last für lokale Verteilnetze mit sich bringen, die einen Großteil der EE-Einspeisung aufnehmen. Zudem kann das Gasverteilnetz im Gegensatz zum Stromnetz grundsätzlich eine günstige Speicherfunktion übernehmen und dem System zusätzliche Flexibilität im relevanten Maßstab zur Verfügung stellen.

Hinzu kommt die größere lokale Wertschöpfung und dadurch ggf. soziale Akzeptanz. Andererseits kann auch zentrale Elektrolyse mit Zugang zu günstigen H₂-Kavernenspeichern und H₂-Rohrleitungen die Gesamtkosten des Energiesystems mit hohem EE-Anteil senken. Auch kann dadurch unter bestimmten Voraussetzungen der überregionale Ausbau der Stromtransportnetze vermieden und so die Akzeptanz für die Energiewende erhöht werden. Da die Rolle der Gasverteilnetze in dieser Hinsicht noch nicht hinreichend untersucht ist, sollten weitere Analysen die optimale Mischung aus zentralen und dezentralen Ansätzen für Wasserstoff näher beleuchten.

Durch Importe von Wasserstoff nach Deutschland wird der Bedarf an EE-Ausbau deutlich reduziert, was insbesondere bei ambitionierten THG-Minderungszielen im Hinblick auf das Erreichen von EE-Potenzialgrenzen eine wichtige Rolle spielen kann. Mittelfristig bis 2030 wird das Energiesystem trotz des erhöhten H₂-Transportes innerhalb Deutschlands entlastet, da bei gleichbleibendem THG-Budget die Energieversorgung stärker durch fossile flexible Kraftwerke bedient werden kann. Dies gilt jedoch nur, sofern der importierte Wasserstoff aus dem Ausland nach dem Verursacherprinzip als THG-neutral betrachtet wird. In diesem Zusammenhang sollten potenzielle Carbon-Leakage-Situationen aus Importen von fossilem Wasserstoff vermieden werden. Langfristig bis 2050 bei hoher EE-Einspeisung wird das System durch den völligen Verzicht auf Elektrolyse eher belastet, da die Elektrolyse als flexible Last einen wichtigen Beitrag zur Integration der EE-Anlagen in das Energiesystem leistet.

Der endgültige Effekt der H₂-Importe auf die Systemkosten hängt jedoch maßgeblich vom Importpreis für Wasserstoff ab. Einerseits können andere Regionen über günstigere Standorte für EE-Produktion und damit tendenziell geringere EE-Kosten verfügen, andererseits hat die Elektrolyse aber weltweit einen vergleichbaren Preis. Zudem müssen die entsprechenden Kosten für

den H₂-Transport berücksichtigt werden, der nach Deutschland erst noch etabliert werden muss. Auch sollte die Rolle von H₂-Importen vor dem Hintergrund der Energieautarkie bzw. der Versorgungssicherheit aus politischer Sicht diskutiert werden. Insgesamt kann sich eine Mischung aus heimischer H₂-Produktion mittels Elektrolyse als flexible Last und H₂-Importen zur Reduktion der EE-Stromproduktion unter bestimmten Rahmenbedingungen langfristig als die günstigste Alternative erweisen. Da die optimale H₂-Importquote von einer Vielzahl an sensitiven Parametern abhängt, ist eine weitergehende Analyse im Rahmen einer energiepolitischen Diskussion unabdingbar.

Nutzung von Wasserstoff in der Stahlindustrie

Obwohl die Stahlindustrie durch die Umstellung auf die Direktreduktion große H₂-Mengen verbrauchen würde, ist ihr Einfluss auf das Energiesystem und die Systemkosten insgesamt moderat. Auch die grundsätzliche Struktur des Systems und Einsatzplanung der Anlagen bleiben weitgehend unverändert. Dennoch führt dies regional in NRW zu einer deutlichen Veränderung der H₂-Nachfrage sowie der Kapazitäten an Elektrolyse und H₂-Speichern im Ruhrgebiet insbesondere in Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung (verbrauchsnahe H₂-Erzeugung). Hier zeigt sich die begrenzte Übertragbarkeit der Ergebnisse für NRW auf die Bundesebene.

Insgesamt ist auch zu beachten, dass sich durch die H₂-Nutzung in der Stahlindustrie unter den Annahmen dieser Studie die gesamten Systemkosten um ca. 10% erhöhen, während die THG-Emissionen nur um etwa 6% gegenüber heute verringern werden. Auf der einen Seite sollte dieser Zusammengang bei der Reihenfolge der gewählten Maßnahmen zum Klimaschutz beachtet werden, auch wenn die Stahlindustrie langfristig bei ambitionierten THG-Minderungszielen trotzdem einen entsprechenden Beitrag leisten muss. Auf der anderen Seite kann gerade die große H₂-Nachfrage in dieser Branche einen Ausbau der zukünftig benötigten H₂-Infrastruktur schon frühzeitig begünstigen. Darüber hinaus entstehen bei zentraler H₂-Produktion, wie es zum Beispiel bei Fokus auf Elektrifizierung an Standorten der Stahlindustrie der Fall wäre, große konzertierte Mengen an Sauerstoff als Nebenprodukt, der prinzipiell wirtschaftlich genutzt werden kann.

Weitere Sensitivitäten

Ein breiter Einsatz von PtCH₄ in 2030 führt im Vergleich zum Einsatz von PtH₂ zu einem um 3%-10% höheren Energiebedarf. Zum einen verursacht die zusätzliche Methanisierung von Wasserstoff entsprechende Umwandlungsverluste und zum anderen ist ein Teil der Endanwendungen weniger effizient (z.B. Erdgas-Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor im Vergleich zu Brennstoffzellen-Fahrzeugen mit Elektromotor). Auch wenn durch den Fokus auf CH₄ als wesentlicher Energieträger die Umrüstkosten für die Gasinfrastruktur auf einen H₂-Betrieb entfallen, ist insgesamt der Anstieg der Systemkosten analog zur Veränderung im Verbrauch. Die Struktur und Funktionsweise des Energiesystems bleibt dabei nahezu unverändert.

Die inländische Herstellung flüssiger synthetischer Kraftstoffe (PtL) für den Schiffs- und Luftverkehr in 2030 geht mit einem starken Anstieg der Nachfrage nach Strom von fast 400 TWh/a einher, der für die Produktion entsprechend großer H₂-Mengen als Ausgangsstoff für PtL benötigt wird. In Nordrhein-Westfalen ist diese Veränderung aufgrund der lokalen Raffineriekapazitäten sogar überproportional groß. Auf diese Weise kann der Produktionsrückgang deutscher Raffinerien durch Einführung der Elektromobilität insgesamt ausgeglichen und so die inländische Wertschöpfung beibehalten bzw. gestärkt werden. Allerdings erfordert dies einen signifikanten Zubau an EE-Anlagen, Elektrolyse, Speichern und sonstigen Flexibilität und führt zu um ca. 40 Mrd. €/a höheren Systemkosten. Demgegenüber stehen Einsparungen aus vermiedenen Ölimporten von ca. 8 Mrd. €/a. In diesem Zusammenhang ist daher eine weitere Diskussion hinsichtlich der PtL-Importe im Schiffs- und Luftverkehr auch vor dem Hintergrund prinzipiell begrenzter EE-Potenziale in Deutschland erforderlich.

Die Verschiebung im langfristigen EE-Mix kann zu sichtbaren Änderungen des Energiesystems und der zugehörigen Kosten führen. Auch wenn alle EE-Technologien langfristig ähnliche spezifische Kosten erreichen werden, sind sie durch unterschiedliche Einspeiseprofile und Saisonalität charakterisiert. Die stabilere Einspeisung von Wind offshore entlastet das künftige Energiesystem und senkt die entsprechenden Kosten, während bei Fokus auf PV das Gegenteil eintritt, da PV-Produktion stärkeren saisonalen Schwankungen unterliegt. Diese Effekte sind in den Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung durch die „harte Kopplung“ der Endverbraucher ausgeprägter. Der Einfluss des zusätzlichen Energietransports auf das Energiesystem ist hingegen insbesondere bei Fokus auf Wasserstoff relativ gering, da Energie in H₂-Rohrleitungen vergleichsweise günstig verteilt werden kann. Neben den

technischen und ökonomischen Aspekten sollte bei Entscheidungen bezüglich eines künftigen Ausbaus von EE-Anlagen und Energieinfrastrukturen in Deutschland oder NRW auch die Akzeptanz in der Bevölkerung berücksichtigt werden.

Wertschöpfungseffekte

Schließlich zeigen die durchgeführten Analysen die positiven Effekte in der Wertschöpfung durch Wasserstoff auf. Insgesamt kann mit H₂-Nutzung zusätzliche Wertschöpfung je nach Szenario von 10-50 Mrd. €/a in Deutschland generiert werden, wobei der Effekt definitionsgemäß stärker bei Fokus auf Wasserstoff als auf Elektrifizierung ist. Auf Nordrhein-Westfalen entfallen trotz der überproportional hohen H₂-Nachfrage nur ca. 1-10 Mrd. €/a, wenn für die regionale Verteilung die heutige Unternehmensstruktur der relevanten Branchen zugrunde gelegt wird. Einen dominanten Anteil hat die indirekte Wertschöpfung durch EE-Stromproduktion für H₂-Erzeugung gefolgt von Elektrolyse. In NRW spielen außerdem die Herstellung der H₂-Röhrenspeicher und der H₂-Transport insbesondere bei Fokus auf Elektrifizierung eine wichtige Rolle. Nicht enthalten in dieser Betrachtung ist die potenzielle Wertschöpfung aus H₂-Endanwendungen, die in Deutschland traditionell in der Automobilbranche bei Herstellung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in allen Segmenten besonders groß sein kann. Durch die Förderung und Ansiedlung entsprechender Industriezweige können H₂-Anwendungstechnologien auch in NRW wichtige Impulse für die heimische Wirtschaft geben unabhängig von ihrem Einsatzort, d.h. sowohl bei der Nutzung in NRW als auch im Export dieser Produkte.

Durch die Dekarbonisierung des Energiesystems können fossile Energieimporte in Deutschland von bis zu 10 Mrd. €/a in 2030 und bis zu 65 Mrd. €/a in 2050 vermieden werden. Bei Betrachtung der Systemkosten, die um die inländische Wertschöpfung bereinigt sind, zeigt sich auch, dass diese bereits mittelfristig bis 2030 zwischen dem Fokus auf Elektrifizierung und Wasserstoff ausgeglichen sind. Langfristig bis 2050 sind in einer solchen Betrachtung die Szenarien mit Fokus auf Wasserstoff klar im Vorteil.

Die Arbeitplatzeffekte sind grundsätzlich vergleichbar mit der inländischen Wertschöpfung. Dabei können durch den Einsatz von Wasserstoff 200.000 bis 1 Mio. neue Arbeitsplätze in Deutschland und 20.000 bis 130.000 in NRW entstehen. Bereits mittelfristig bis 2030 können die Arbeitsplätze der Braunkohlewirtschaft im rheinischen Revier durch den Fokus Wasserstoff kompensiert werden. Insgesamt entsteht aus der Sicht von NRW ein

gewisser Interessenskonflikt bezüglich der Wertschöpfungseffekte im Vergleich zur Bundesebene: während die höchste Wertschöpfung und die meisten Arbeitsplätze in NRW bei Fokus auf Elektrifizierung aufgrund der verbrauchernaher Elektrolyse und H₂-Speicher erreicht werden, können auf der Bundesebene langfristig bessere Ergebnisse (höhere Wertschöpfung, mehr Arbeitsplätze und geringere Systemkosten) bei Fokus auf Wasserstoff erzielt werden.

6.2 Handlungsempfehlungen

Basierend auf den Ergebnissen der durchgeführten Analysen werden im Folgenden Handlungsempfehlungen in Bezug auf Wasserstoff für Politik, Industrie und Forschung zusammengestellt, die sich aus den Einsichten dieser Studie ableiten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Zusammenstellung nur einen indikativen Charakter hat und eine detaillierte „Wasserstoff-Roadmap“ für die weitere Vorgehensweise, vor allen im Hinblick auf kurzfristige, d.h. bis 2030 relevante Maßnahmen, nicht ersetzen kann. Dennoch sind manche der hier vorgeschlagenen Handlungsstränge auch für den Zeitraum bis 2030 relevant.

Allgemeine Maßnahmen:

- Erstellung einer detaillierten und umfassenden H₂-Roadmap für NRW, um den Aufbau der H₂-Infrastruktur mit einem starken Fokus auf 2030 möglichst effizient zu gestalten und mögliche Lock-in-Effekte zu vermeiden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere eine zeitliche Reihenfolge für die Umstellung der potenziellen Anwendungen (z.B. im Sinn einer sog. Merit Order für H₂-Anwendungen) aus Wirtschaftlichkeits-, THG-Reduktions-, Akzeptanz- bzw. infrastruktureller Überlegungen für die verschiedenen Handlungsfelder zu erarbeiten. Aus einer ganzheitlichen Betrachtung des Energiesystems kann hier auch der optimale Technologiemix abgeleitet werden, um so potenzielle Synergien und die jeweiligen Stärken der verschiedenen Technologien auszunutzen.
- Politischen Diskurs bzgl. des anzustrebenden Niveaus an Energieautarkie bzw. Energieimporte anstoßen und konsequent durchführen. Wo sinnvoll sollen rechtzeitig wichtige strategische und geopolitische Felder besetzt werden.
- Identifikation und vertiefte Analyse früher Business Cases für den Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsbereichen, dabei auch

Identifikation verschiedener Synergieeffekte zwischen den verschiedenen Märkten und deren nachhaltige Nutzung.

- Aufklärungs- und Informationskampagnen zur Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz von Klimaschutz im Allgemeinen und Wasserstoff im Speziellen.
- Festlegung eines verbindliches Klimaschutzziels für 2050 in Deutschland, um verbindliche und faire Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen zu gewährleisten und potenzielle Lock-in-Effekte zu vermeiden. Hierzu sollte sich NRW im Bundesrat auf Bundesebene entsprechend einsetzen.
- Verwendung von Strukturmitteln für den Kohleausstieg zur Etablierung der H₂-Technologie in NRW.
- Förderung von konkreten Projekten zur Umsetzung von H₂-Systemen mit dem Potenzial zur späteren kommerziellen Nutzung: verschiedene H₂-Endanwendungen beim Verbraucher, PtX Projekte zur elektrolytischen H₂-Produktion sowie insbesondere Projekte zur Erprobung und Vorbereitung von H₂-Transport in dedizierten (Teil-)Netzen und unterirdischer Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen.
- Technische Weiterentwicklung und Innovationen verfolgen und ggf. rechtzeitig fördern. Neuentwicklungen sollten durch fortlaufende Anpassung der Regulatorik flankiert werden.
- Kooperation mit dem Ausland (z.B. Niederlande) etablieren für grenzüberschreitenden Erfahrungsaustausch und synergetischen Ausbau der H₂-Gasinfrastrukturen. Dabei sollte die Energiewende auch im europäischen Kontext gedacht werden.

Maßnahmen H₂-Produktion:

- Förderung der H₂-Produktion durch Befreiung von Abgaben (z.B. EEG-Umlage) bei der Strombeschaffung für die Elektrolyse.
- Aufbau eines Zertifizierungssystems für H₂-Herkunftsnachweise, um die Klimaneutralität der inländischen H₂-Produktion bzw. der potenziellen H₂-Importe zu gewährleisten. Zur Etablierung der H₂-Technologie (d.h. beschleunigte Kostendegression, Infrastrukturentwicklung) kann aber auch grauer Wasserstoff zugelassen werden, sofern dies nicht zu Lock-in-Effekten führen kann.
- Erarbeitung und Umsetzung entsprechender Marktmechanismen (z.B. in Form von Kapazitätsmärkten), die die Systemflexibilität durch Wasserstoff

entsprechend honorieren und die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem gezielt vorantreiben.

Maßnahmen H₂-Infrastruktur:

- Anpassungen der Regulatorik im Bereich der Netzinfrastrukturen, um Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, die H₂-Technologie schon heute netzdienlich einzusetzen. Auf diese Weise können entsprechende Erfahrungen gesammelt werden und die Kommerzialisierung der Anlagen im großen Stil vorbereitet werden.
- Unterstützung verbindlicher und einheitlicher Regelungen zur H₂-Zumischung in das Gasnetz auf Verteil- und Transportnetzebene in Deutschland als auch in ganz Europa zur Schaffung von Rechtsicherheit.
- Ausbau der erneuerbaren Energien auf der einen Seite und der Strom-, Gas- und Wärmenetze auf der anderen Seite miteinander abstimmen, um so Synergien herstellen zu können.
- Genauere Untersuchung und Umsetzung der Speicherfunktion von Gasverteilnetzen sowie detaillierte Gegenüberstellung von Gas- und Wärmeverteilnetzen für die Hausenergieversorgung auf dem „letzten Meter“ unter Berücksichtigung von Robustheit/Anwendernutzen, Wirtschaftlichkeit, volkswirtschaftlichen Aspekten und ökologischem Fußabdruck.
- Kurzzeitspeicher mit Langzeitspeichern in einem integrierten Energiesystem in Einklang bringen.

Maßnahmen H₂-Nachfrage:

- Weiteren Ausbau der H₂-Tankstellen in NRW und Deutschland vorantreiben, um die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr in den verschiedenen Segmenten ggf. unter Nutzung von Synergieeffekten (z.B. Betankung von Stadtbussen und Schienenfahrzeugen mit der identischen Infrastruktur, Tankstellen in Logistikzentren zur Bedienung von schweren Nutzfahrzeugen und ggfs. Binnenschiffen) anzureizen.
- Beschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen durch die öffentliche Hand (z.B. als Flottenfahrzeuge) zur Schaffung zusätzlicher H₂-Nachfrage, dadurch Reduktion der Kosten durch entstehende Skaleneffekte und Etablierung der H₂-Technologie am Markt.

Darüber hinaus verbleiben für die Forschung im Allgemeinen und aus dieser Studie im Speziellen folgende offene Fragestellungen:

- Vertiefte Analyse zur Rolle der Verteilnetze (Strom und Gas) für das zukünftige Energiesystem.
- Bestimmung des optimalen Technologiemies für EE-Erzeugungstechnologien, H₂-Importe versus heimische Produktion sowie elektrische bzw. H₂-basierte Endanwendungen.
- Weitere Untersuchungen hinsichtlich der wahren EE-Kosten nahe der Potenzialgrenze (unter anderem unter Berücksichtigung der Akzeptanz in der Bevölkerung) im Vergleich zu Kosten der Elektrolyse, die verstärkt zur besseren Ausnutzung von EE-Einspeisespitzen und damit zur Reduktion des EE-Ausbaus beitragen kann.
- Detaillierte Betrachtungen des Mobilitätsverhaltens (z.B. Lade- bzw. Betankungsverhaltens, überregionale Verkehrsströme), um den Nutzen von Wasserstoff im Verkehr besser zu erfassen und einen volkswirtschaftlichen (also z.B. auch aus Nutzersicht) optimalen Mix aus Batterie- und Brennstoffzellen-Elektromobilität zu erzielen.
- Ergänzung der Systemanalysen um die Perspektive der Endverbraucher (individueller Nutzen und Kosten im Sinne der Total Cost of Ownership).
- Optimierung des Energiesystems in Abhängigkeit von variierenden sektoralen THG-Zielen.
- Weitergehende Analyse der Auswirkung unterschiedlicher H₂-Zumischraten auf Endanwendungen, Rohrleitungen und Speicher der Gasinfrastruktur.
- Prüfung der Robustheit von Modellierungsergebnissen im Hinblick auf unterschiedliche Wetterjahre und diverse EE-Jahresprofile.

Tabelle 26 enthält eine Übersicht über die oben genannten Handlungsempfehlungen.

Tabelle 26: Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen

Nr.	Maßnahme	Akteure	Fristigkeit
Allgemeine Maßnahmen (A)			
A1	Erstellung einer H ₂ -Roadmap für NRW (für 2030 mit „Verankerung“ in 2050)	Politik Industrie	Kurz
A2	Politischer Diskurs bzgl. der Energieautarkie bzw. Energieimporte	Politik Industrie	Kurz
A3	Identifikation und Analyse der früher Business Cases	Industrie	Kurz
A4	Aufklärungs- und Informationskampagnen für Wasserstoff	Politik Industrie	Kurz
A5	Verbindliches THG-Ziel für 2050 in Deutschland	Politik	Kurz
A6	Verwendung von Strukturmitteln des Kohleausstiegs zur Etablierung der H ₂ -Technologie in NRW	Politik Industrie	Kurz bis Mittel
A7	Förderung von Projekten zur Umsetzung von H ₂ -Systemen	Politik	Kurz bis Mittel
A8	Technische Weiterentwicklung und Innovationen verfolgen und fördern	Politik Industrie	Kurz bis Mittel
A9	Kooperation mit dem Ausland etablieren	Politik Industrie	Mittel
Maßnahmen H₂-Produktion (P)			
P1	Befreiung von Abgaben bei Strombeschaffung durch Elektrolyse	Politik	Kurz
P2	Zertifizierungssystem für H ₂ -Herkunftsnachweise	Politik Industrie	Kurz bis Mittel
P3	Marktmechanismen zur Entlohnung der Systemflexibilität durch Wasserstoff	Politik Forschung	Lang
Maßnahmen H₂-Infrastruktur (I)			
I1	Regulatorik im Bereich der Netzinfrastrukturen zur Nutzung von PtG-Anlagen	Politik	Kurz
I3	Regelung der H ₂ -Zumischung in das Gasnetz (2030, 2050)	Politik Forschung	Kurz bis lang
I3	Koordinierter Ausbau der Infrastrukturen	Politik Industrie	Mittel bis Lang
I4	Umsetzung der Speicherfunktion von Gasverteilnetzen sowie Vergleich Gas- und Wärmenetze	Industrie	Mittel bis Lang
I5	Koordination der Kurz- und Langzeitspeicher	Industrie Forschung	Lang
Maßnahmen H₂-Nachfrage (N)			
N1	Ausbau der H ₂ -Tankstellen in NRW und Deutschland	Industrie	Kurz bis Mittel
N2	Beschaffung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen durch die öffentliche Hand	Politik	Kurz bis Mittel

Schließlich konnten folgende mögliche Lock-in-Effekte identifiziert werden:

- Zu starke Fokussierung auf Batterieelektrifizierung kann zur Vernachlässigung im Ausbau der H₂-Infrastruktur führen.
- LNG-Importe aus den USA: Investitionen in kurzfristig kostengünstige Erdgasimporte können langfristig stärkeren EE-Ausbau verhindern.
- Blauer statt grüner Wasserstoff: kurzfristig kostengünstige fossil basierte CO₂-Effizienztechnologie (z.B. Pyrolyse, Methan cracking) blockiert Investitionen in EE-H₂.
- CNG- statt Brennstoffzellen-Mobilität: Kurzfristige Kommerzialisierung verbrennungsmotorischer CNG-Fahrzeuge (Pkw, Lkw) verschiebt/verhindert schnelle Effizienzsteigerung im Straßenverkehr und den Ausbau der entsprechenden Infrastrukturen.

6.3 Fazit

Durch seine positiven Effekte auf das Energiesystem kann Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des energiepolitischen Zieldreiecks aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaverträglichkeit leisten. Dabei ist zu beachten, dass ein optimales Ergebnis von einer Reihe an Einflussfaktoren abhängt und nur durch eine ausgewogene Balance der verschiedenen Systemelemente erreicht werden kann. Dazu gehört neben der Effizienz des Systems auch seine Flexibilität im Hinblick auf fluktuierende EE-Erzeugung sowie die breite Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung.

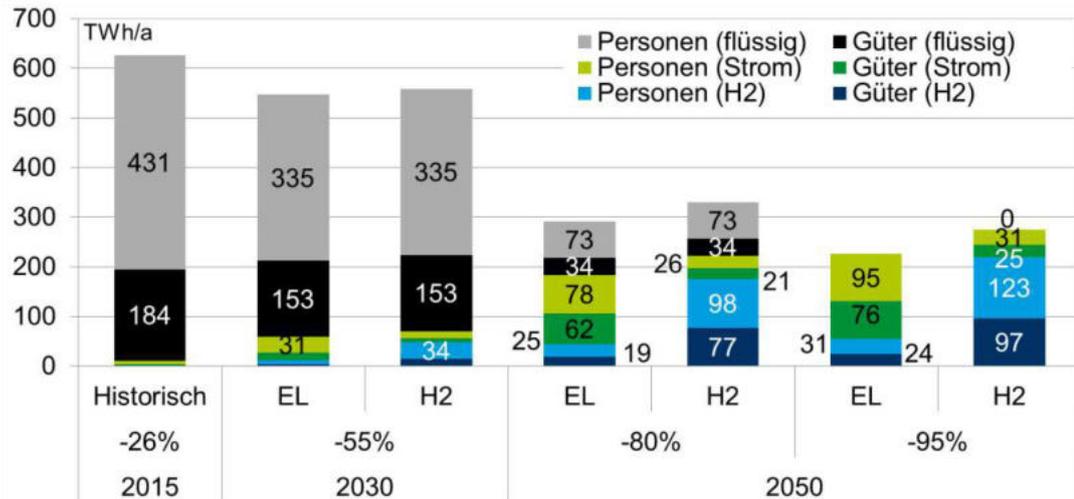
Die durchgeführten Analysen zeigen, dass Wasserstoff als universeller Energieträger nicht nur die verschiedenen Verbraucher im Rahmen einer umfassenden Sektorenkopplung effektiv miteinander verknüpft, sondern auch maßgeblich die erforderliche Systemflexibilität durch Elektrolyse als flexible Last und günstige großtechnische Energiespeicherung zur Verfügung stellt. Als ein Kompromiss zwischen Effizienz und Flexibilität werden durch den Einsatz von Wasserstoff die Kosten eines Systems mit hohem Anteil an EE-Einspeisung minimiert. Gleichzeitig wird auch die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem begünstigt. Darüber hinaus bietet ein dediziertes H₂-Rohrleitungssystem auf Basis des bereits heute existierenden Gasnetzes die Möglichkeit, große Energiemengen über lange Distanzen kostengünstig zu transportieren und damit die Herausforderungen im Stromnetz entscheidend zu entschärfen.

Auf diese Weise und in Verbindung mit zusätzlichen Wertschöpfungspotenzialen und Arbeitsplatzeffekten wird die notwendige soziale Akzeptanz für die Energiewende gesteigert, die Robustheit des Systems verbessert und der Wirtschaftsstandort Deutschland und NRW gestärkt. Auch wenn Wasserstoff seine Stärken insbesondere bei hohem EE-Anteil ausspielen kann, erfordert eine intelligente Energiewende schon heute übergreifende Ansätze und Infrastrukturen, die die Einbindung von Wasserstoff in das Energiesystem vorbereiten und etablieren. Nur so können unerwünschte Fehlinvestitionen und unnötige Lock-in-Effekte vermieden werden. In diesem Zusammenhang sind die beiden Energieträger Wasserstoff und Strom bereits heute ideale Partner auf dem Weg zum emissionsfreien Energiesystem der Zukunft.

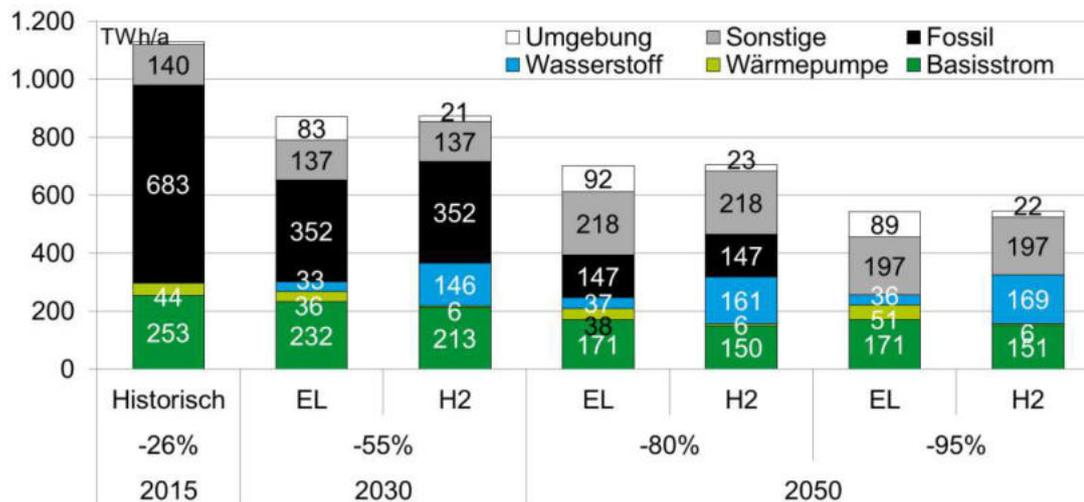
ANHANG: AUSGEWÄHLTE ERGEBNISSE

Energienachfrage:

Energienachfrage nach Energieträgern im Verkehr in Deutschland:

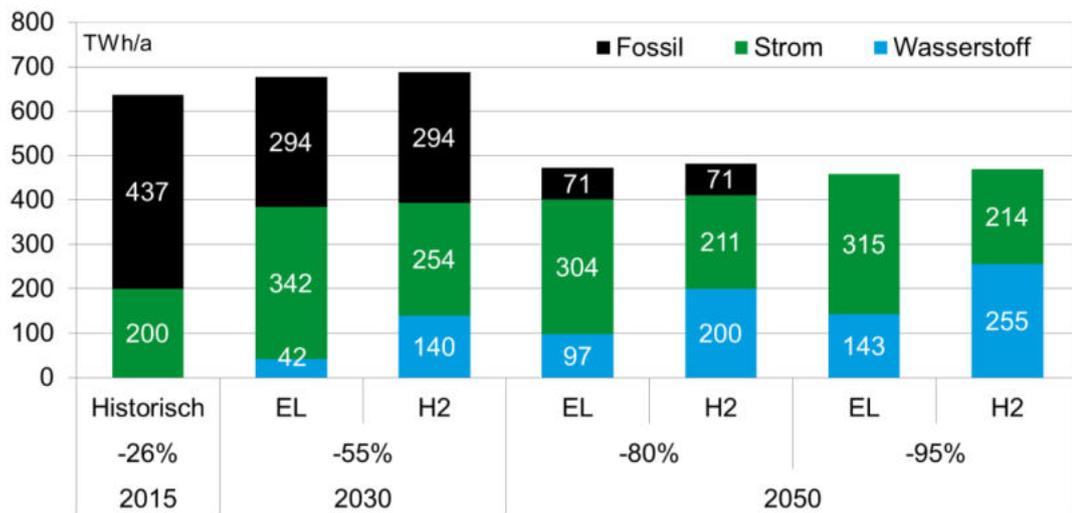


Energienachfrage nach Energieträgern im Gebäudesektor in Deutschland:

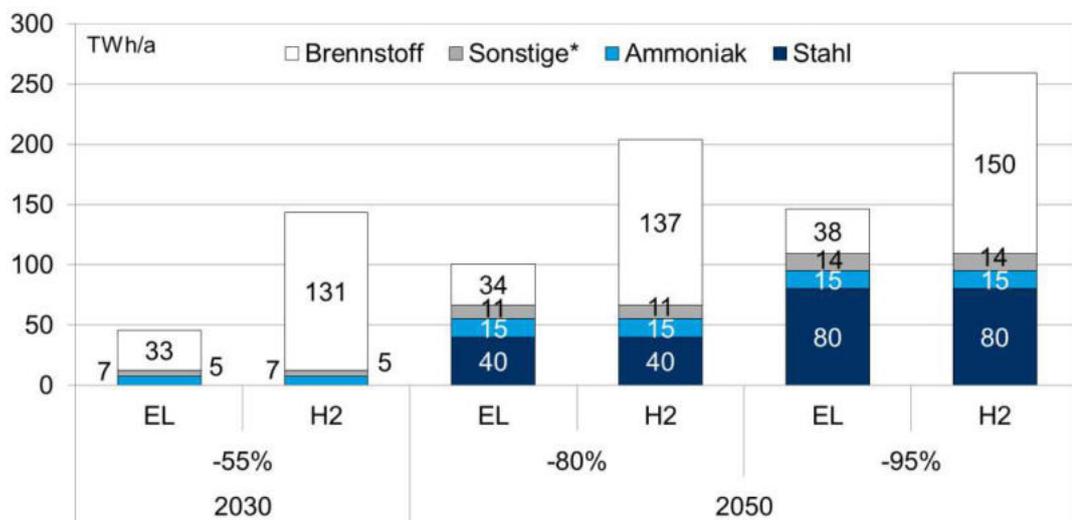


Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen
Anhang: Ausgewählte Ergebnisse

Energienachfrage nach Energieträgern im Industriesektor in Deutschland:

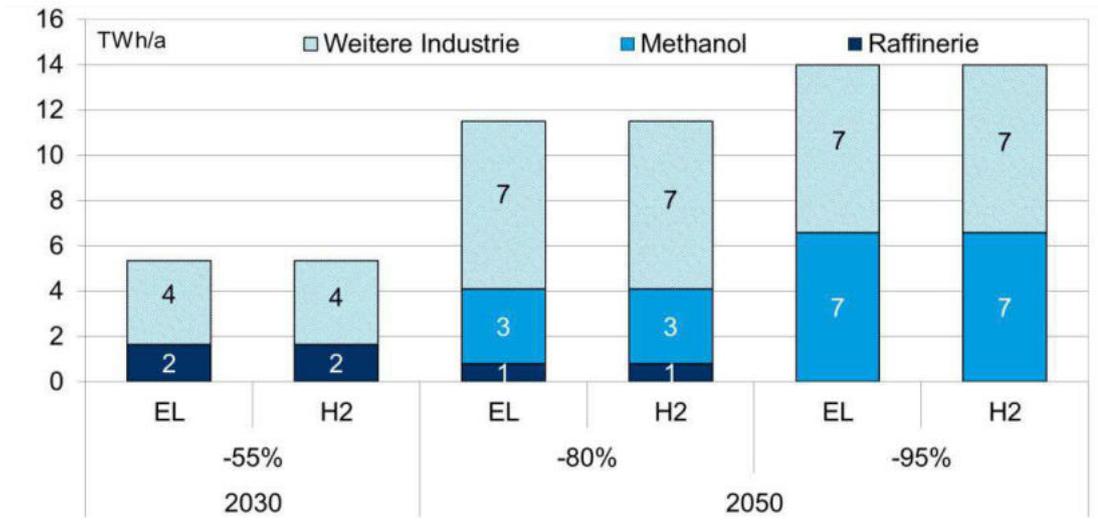


H₂-Bedarf im Industriesektor in Deutschland:



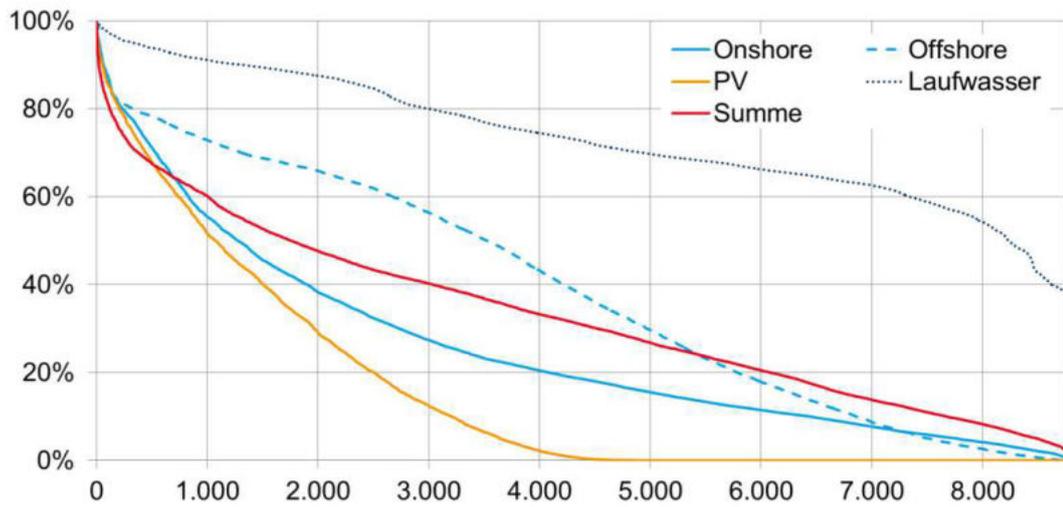
* Sonstige: Methanolproduktion, Raffinerie und andere Industrie

H₂-Bedarf in der sonstigen Industrie in Deutschland:

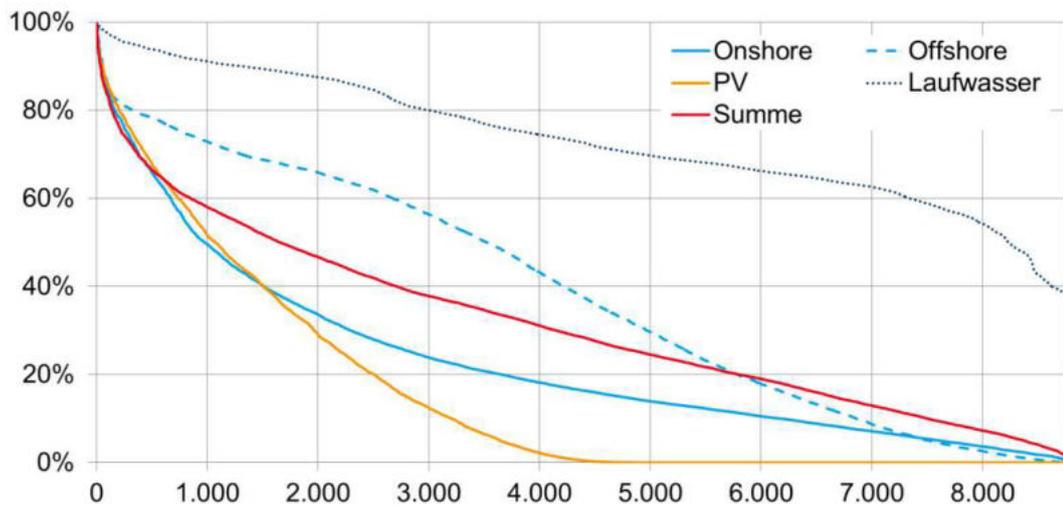


Normierte Jahresdauerlinie der EE-Einspeisung:

Deutschland 2030:



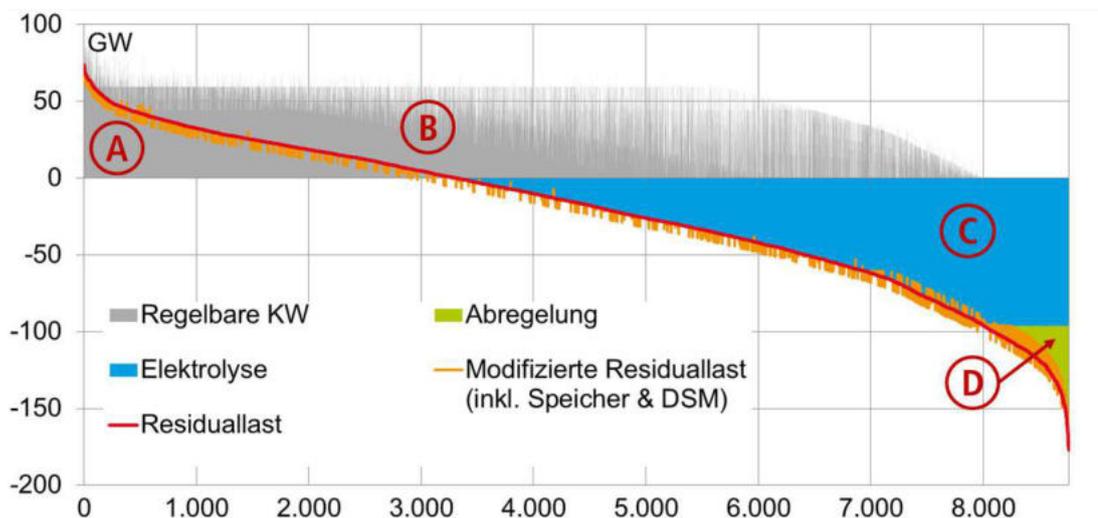
Deutschland 2050:



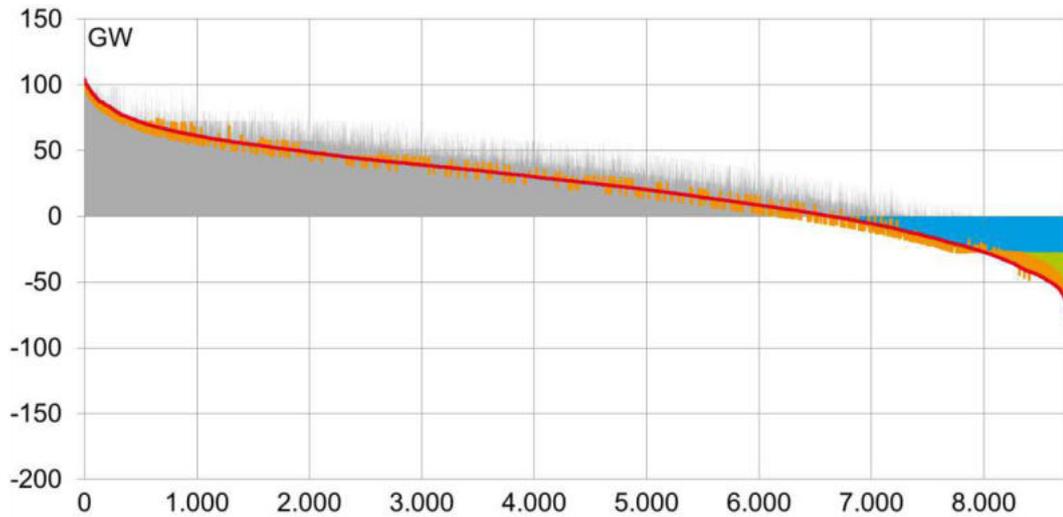
Jahresdauerlinie der Residuallast :

Die nachfolgende Darstellung der geordneten Residuallast ist definiert als:

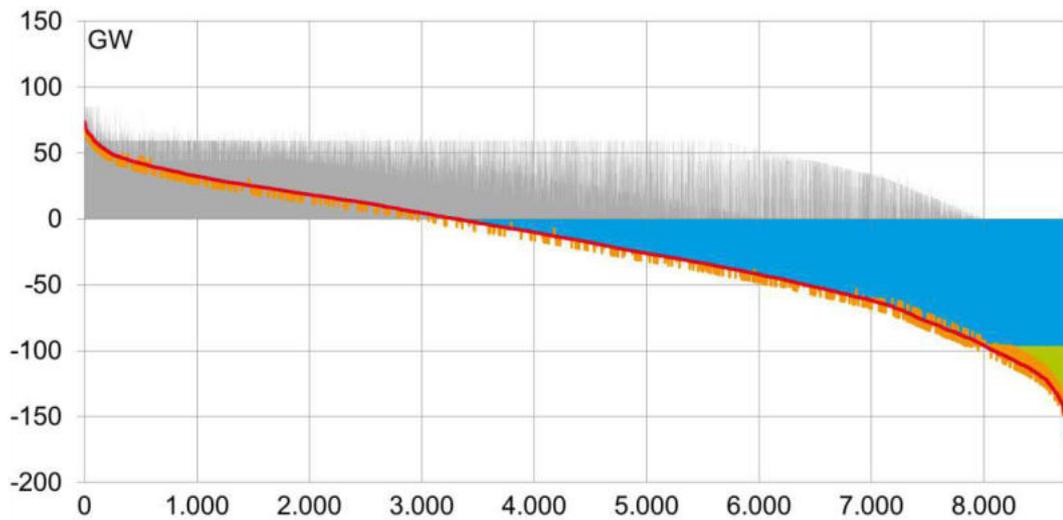
- **Residuallast:** direkte Stromnachfrage (ohne Elektrolyse) abzüglich summierte EE-Einspeisung
- **Modifizierte Residuallast:** Residual nach obiger Definition angepasst um Nettowirkung der Stromspeicher (d.h. zuzüglich Einspeicherung und abzüglich der Ausspeicherung der Pumpspeicher und der stationären Batterien) sowie des DSM (d.h. zuzüglich Erhöhung der Last und abzüglich Reduktion der Last durch DSM)
- **Bereich A** (graue Fläche unterhalb der Residuallast): Stromproduktion der regelbaren Kraftwerke zur Deckung der Residuallast
- **Bereich B** (graue Fläche oberhalb der Residuallast): Stromproduktion der regelbaren Kraftwerke zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage durch die Elektrolyse
- **Bereich C** (blaue Fläche unterhalb der X-Achse und oberhalb der Residuallast): Bezug von EE-Strom durch Elektrolyse
- **Bereich D** (grüne Fläche unterhalb der blauen Fläche und oberhalb der Residuallast): Abregelung der überschüssigen EE-Stromproduktion



Deutschland Szenario 1 (-55% in 2030 mit Fokus auf Elektrifizierung):



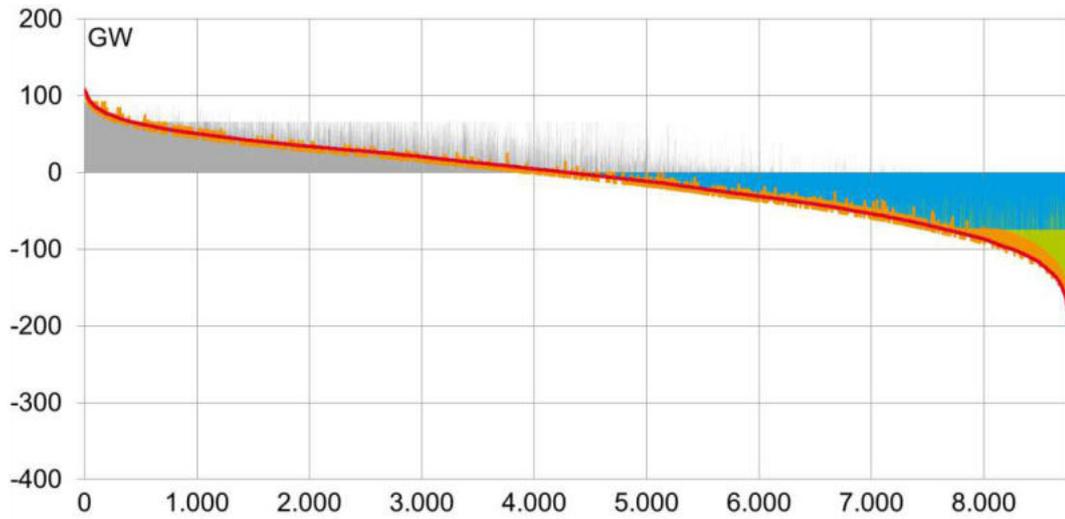
Deutschland Szenario 2 (-55% in 2030 mit Fokus auf Wasserstoff):



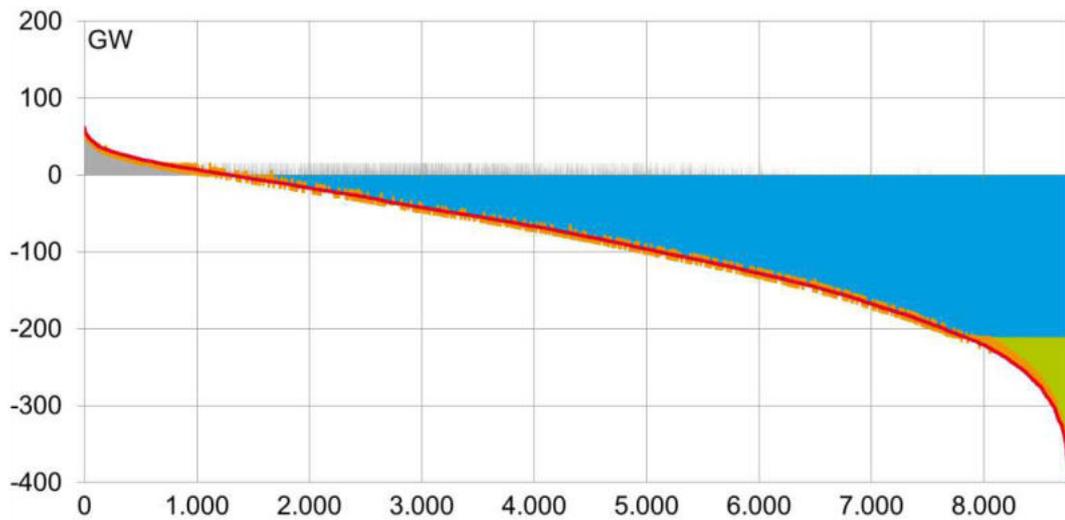
Legende:

- Regelbare KW
- Elektrolyse
- Residuallast
- Abregelung
- Modifizierte Residuallast (inkl. Speicher & DSM)

Deutschland Szenario 3 (-80% in 2050 mit Fokus auf Elektrifizierung):



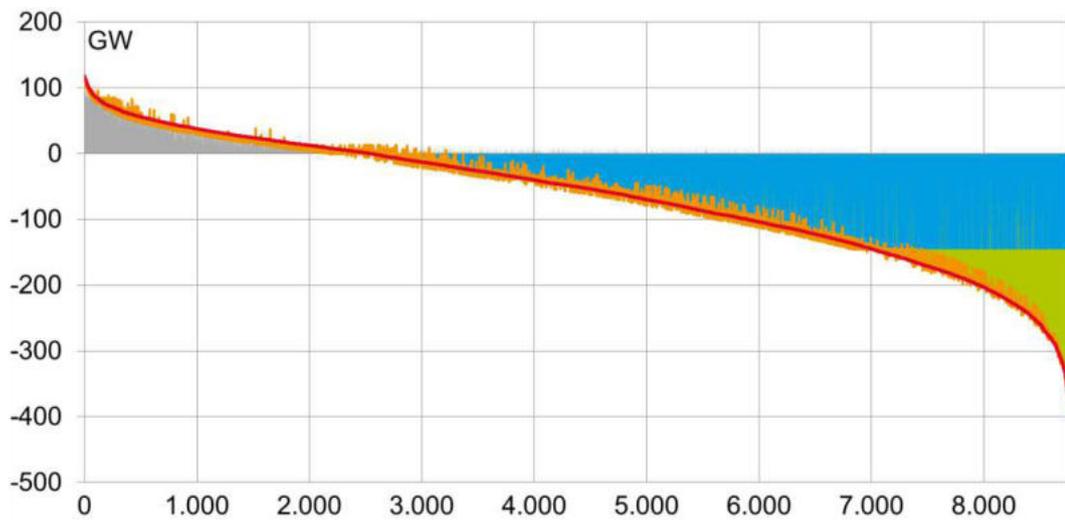
Deutschland Szenario 4 (-80% in 2050 mit Fokus auf Wasserstoff):



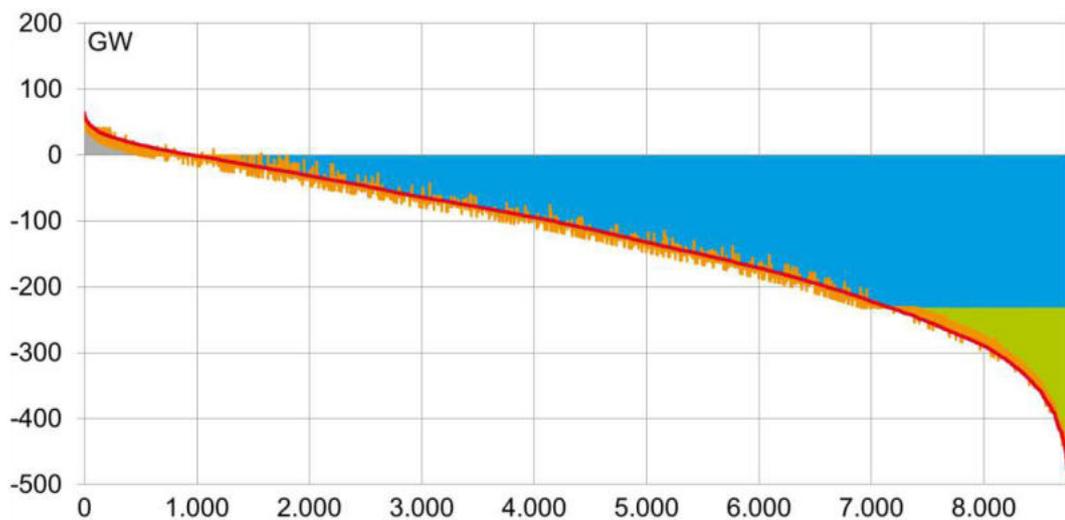
Legende:

- Regelbare KW
- Elektrolyse
- Residuallast
- Abregelung
- Modifizierte Residuallast (inkl. Speicher & DSM)

Deutschland Szenario 5 (-95% in 2050 mit Fokus auf Elektrifizierung):



Deutschland Szenario 6 (-95% in 2050 mit Fokus auf Wasserstoff):

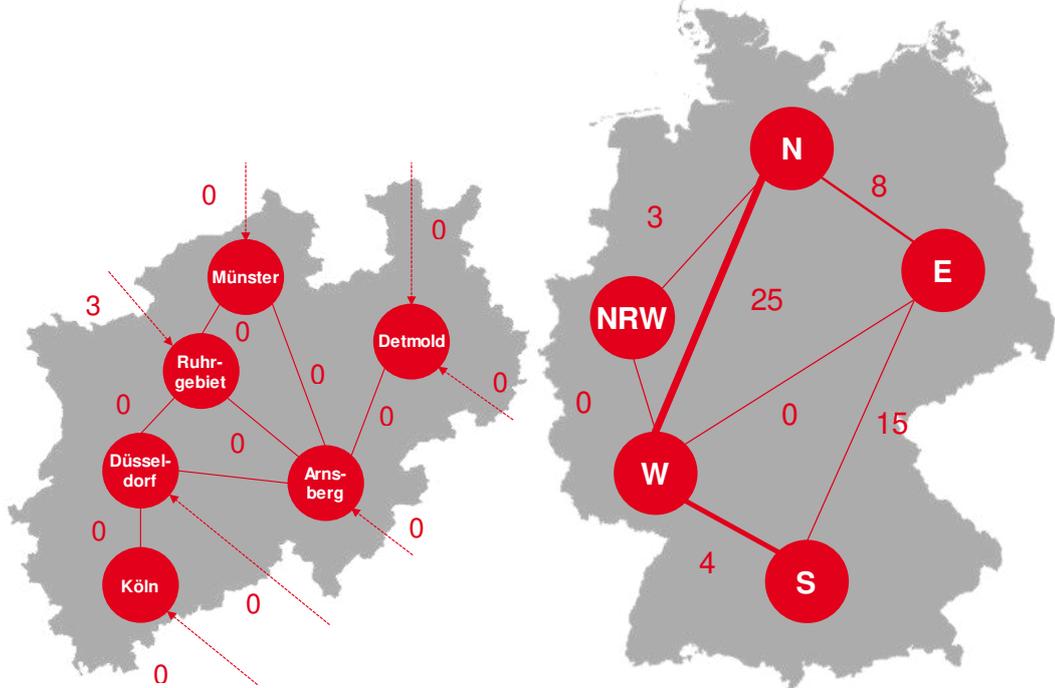


Legende:

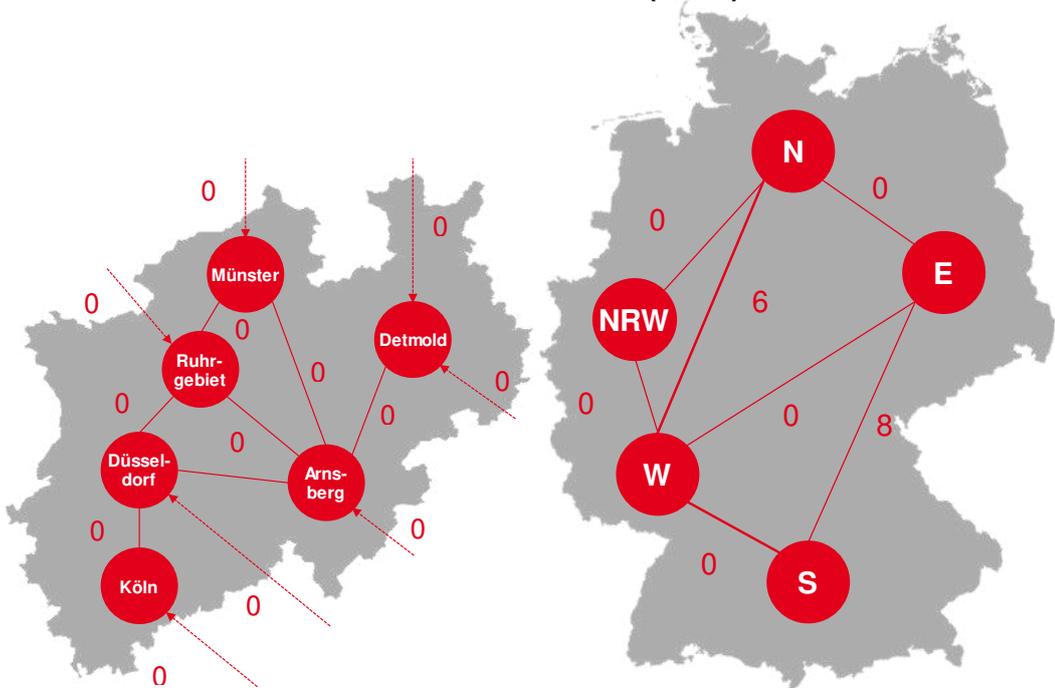
- Regelbare KW
- Elektrolyse
- Residuallast
- Abregelung
- Modifizierte Residuallast (inkl. Speicher & DSM)

Energietransport (Strom):

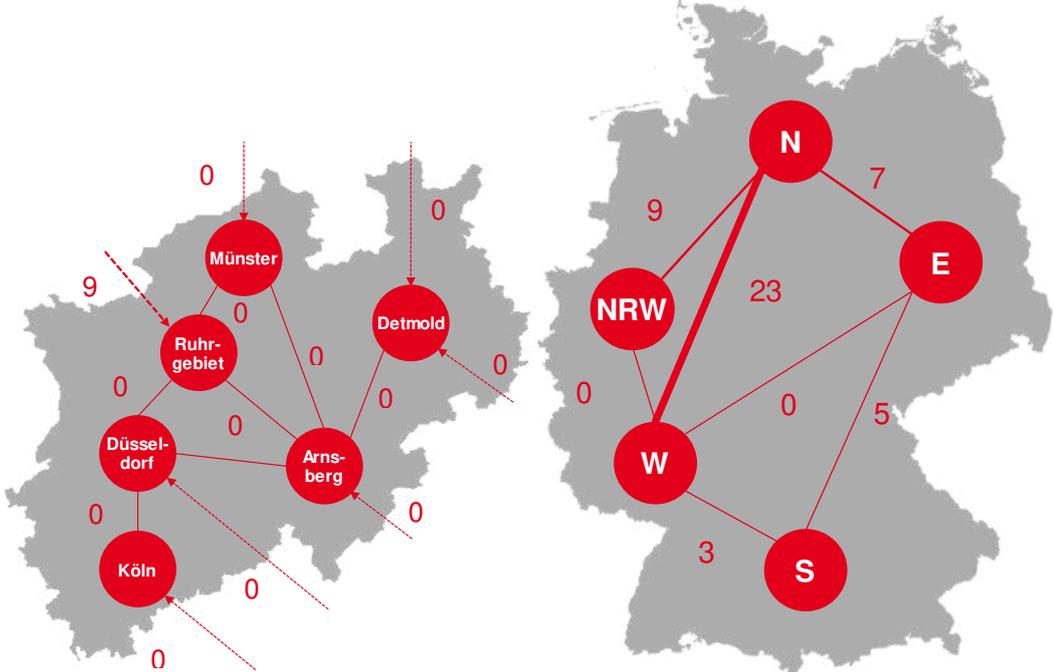
Szenario 1: EL 2030 (-55%)



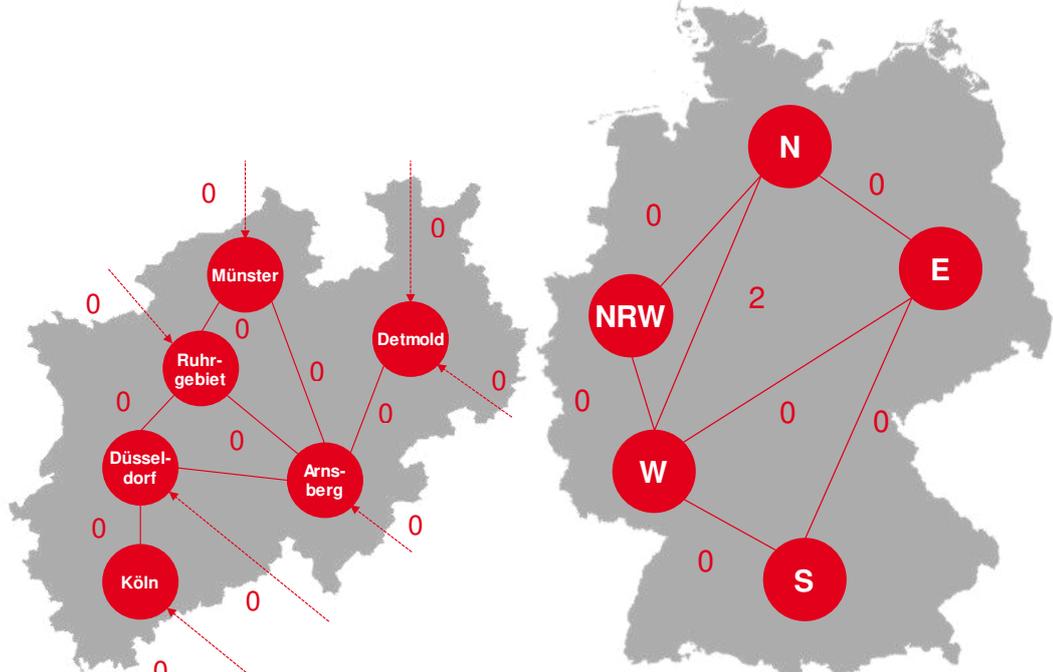
Szenario 2: H₂ 2030 (-55%)



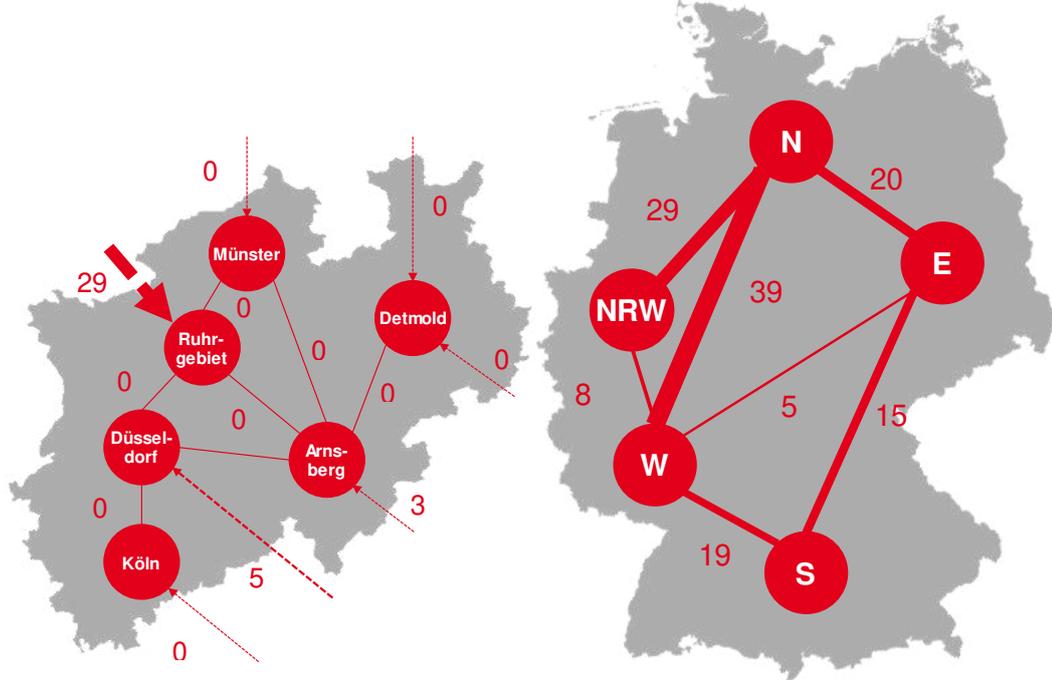
Szenario 3: EL 2050 (-80%)



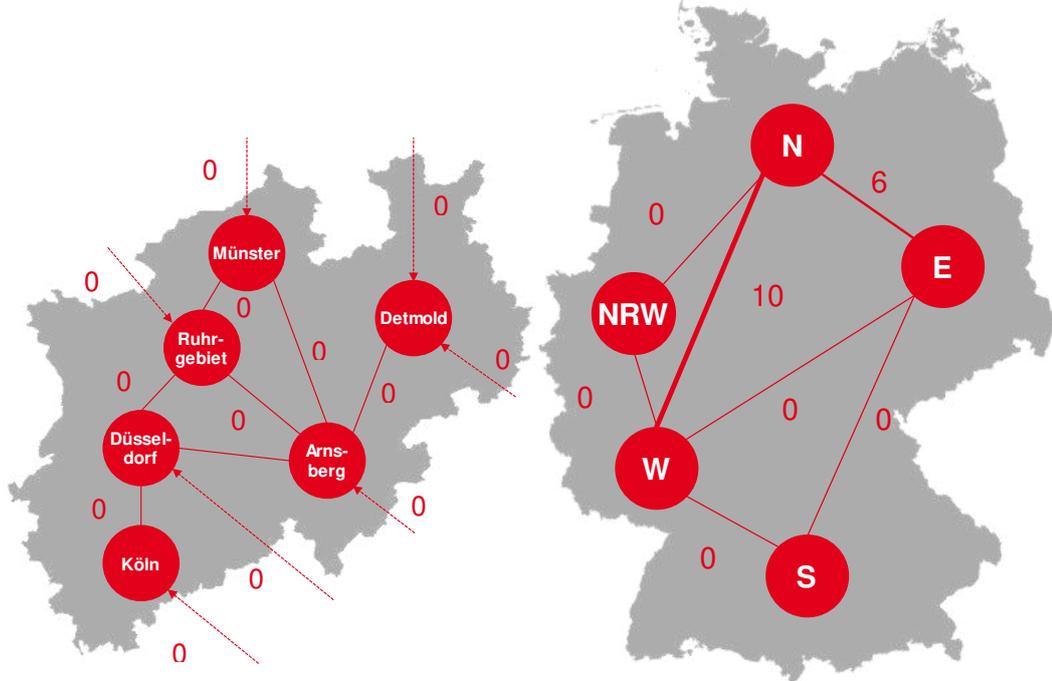
Szenario 4: H₂ 2050 (-80%)



Szenario 5: EL 2050 (-95%)

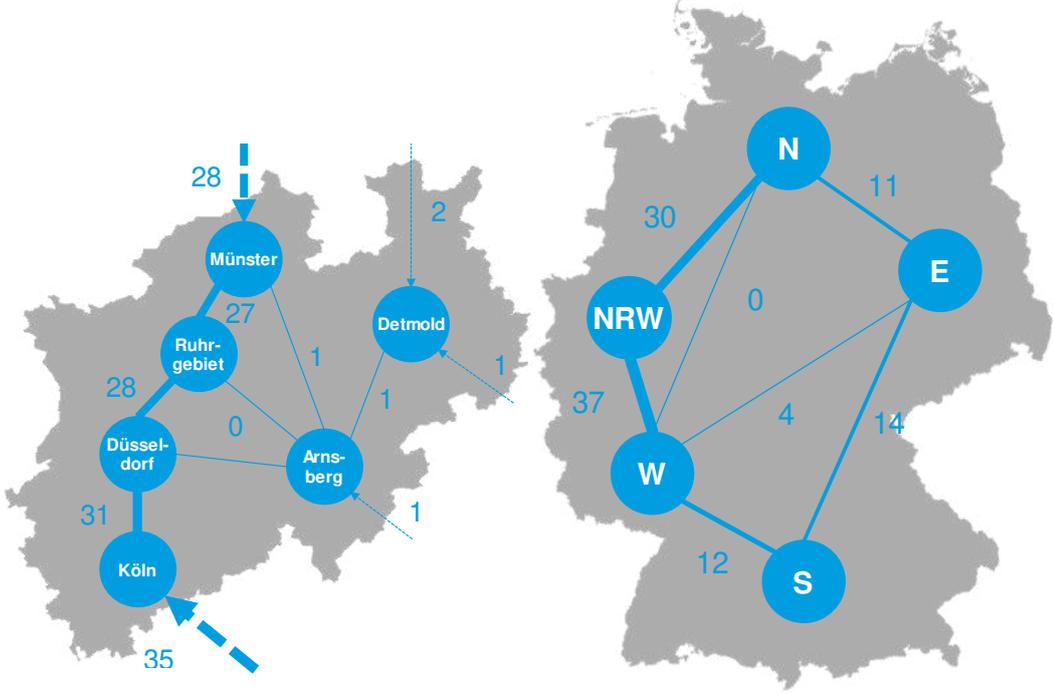


Szenario 6: H₂ 2050 (-95%)

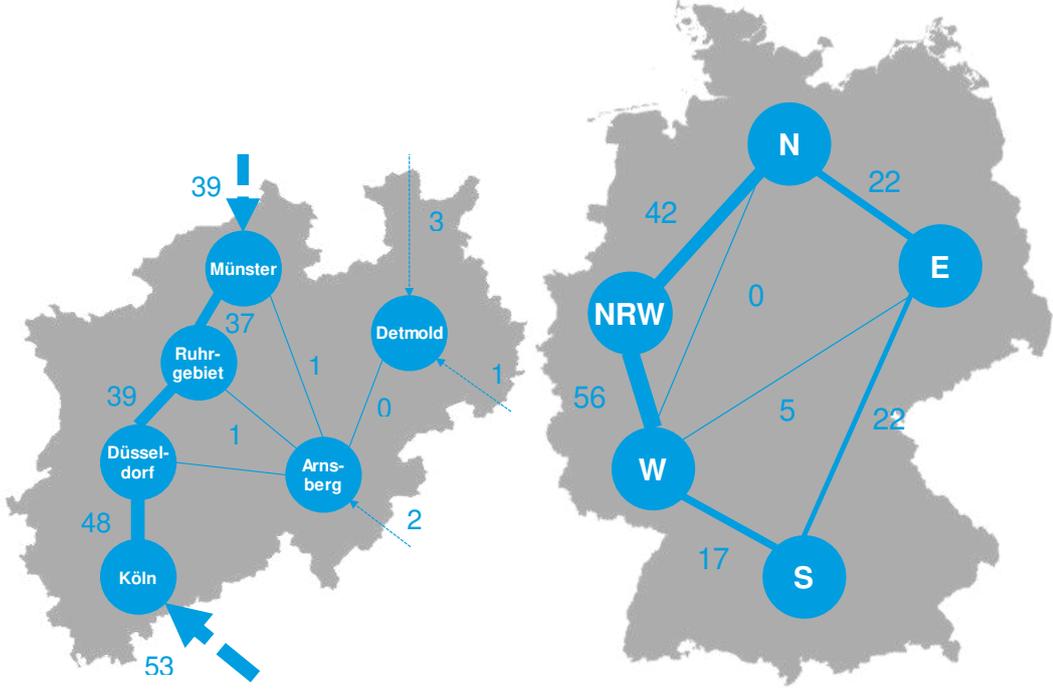


Energietransport (Wasserstoff):

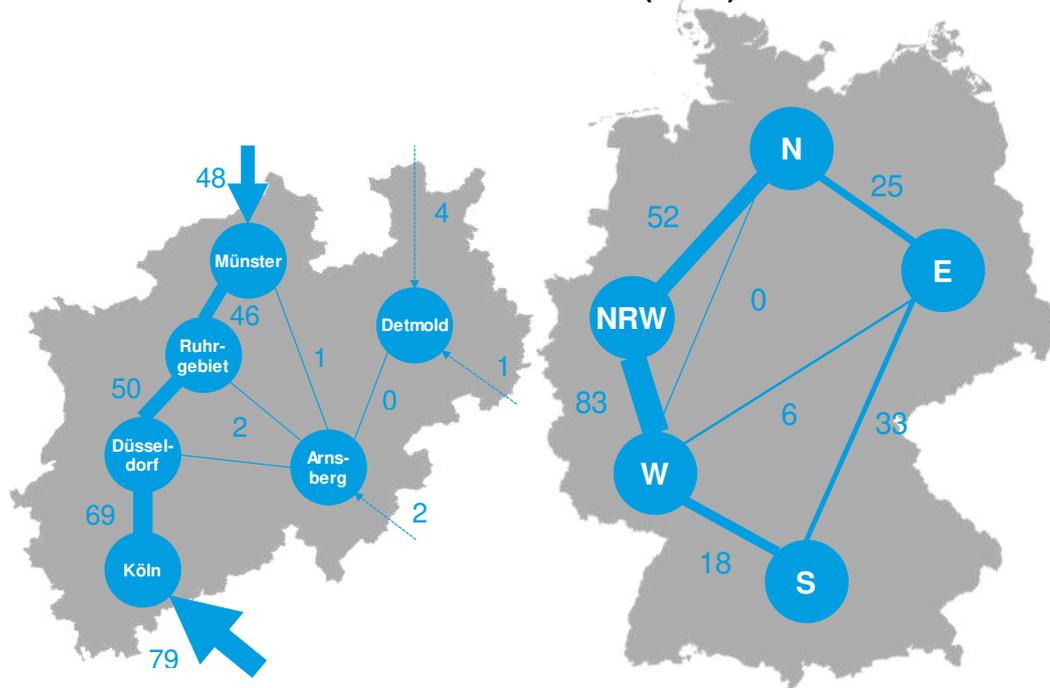
Szenario 2: H₂ 2030 (-55%)



Szenario 4: H₂ 2050 (-80%)



Szenario 6: H₂ 2050 (-95%)



LITERATUR

[50Hertz, et al. 2017] 50Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Mai 2017.

[50Hertz, et al. 2018] 50Hertz; Amprion; Tennet; Transnet BW: EEG-Mengentestat 2017 auf Basis von Prüfungsvermerken: Angaben zu kaufmännisch abgenommenen Strommengen und Einspeisevergütungen nach EEG, 2018.

[BMUB 2016a] BMUB: Klimaschutzplan 2050. Berlin, November 2016.

[BMUB 2016b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, November 2016.

[BMVI 2017] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Verkehr in Zahlen, 2017.

[BMW i 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin, November 2015.

[BMW i 2017] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zahlen und Fakten - Energiedaten. Berlin, 2017.

[BNetzA 2017] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2017. Bonn, 2017.

[BNetzA 2018] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Februar 2018.

[Bundeskartellamt 2017] Bundeskartellamt: Sektoruntersuchung Zement und Transportbeton. Bonn, Juli 2017.

[DECHEMA 2017] Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Frankfurt am Main, June 2017.

[Dena 2018] Deutsche Energie-Agentur: Integrierte Energiewende. Berlin, Juni 2018.

[Dena; EWI 2018] Deutsche Energie-Agentur; Energy Research & Scenarios: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin, 2018.

[Destatis 2018] Statistisches Bundesamt: Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe. Wiesbaden, Juni 2018.

[Deutsche Windguard 2018] Deutsche Windguard: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland 1. Halbjahr 2018. Varel, 2018.

- [Deutsche Windguard; ZSW 2018] Deutsche Windguard; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Varel, März 2018.
- [DIW; DLR; GWS 2018] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung: Ökonomische Indikatoren des Energiesystems. Berlin, Februar 2018.
- [DLR, et al. 2015] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE; KBB Underground Technologies: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart, 2015.
- [DLR 2017] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: SciGrid - Power grid data Germany. Online: <https://www.power.scigrid.de/>.
- [EEFA 2015] Energy Environment Forecast Analysis: Entwicklung einer Methodik zur Ermittlung von Mineralölkosten für die Bundesländer. Münster, September 2015.
- [ENTSO-E 2018] European Network of Transmission System Operators for Electricity: ENTSO-E 2018 - Transparency Platform. Online: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [EWI 2018] Energy Research & Scenarios: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Köln, April 2018.
- [EY, et al. 2016] Ernst & Young Wirtschaftsprüfungsgesellschaft; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; SIGNON Deutschland; TÜV SÜD Rail; Becker Büttner Held; IFOK: Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Berlin, 2016.
- [Fachagentur Windenergie an Land 2015] Fachagentur Windenergie an Land: Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Berlin, Jan./Feb. 2015.
- [FNB Gas 2018] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas: Entwurf: Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Berlin, 29.03.2018.
- [FZJ 2012] Forschungszentrum Jülich: Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Aachen, 2012.

[GWI; EWI 2018] Gas- und Wärmeinstitut Essen; Energy Research & Scenarios: Virtuelles Institut NRW - Strom zu Gas und Wärme, Juli 2018.

[GWS 2018] Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung: Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern 2016, März 2018.

[Hinicio; LBST 2016] Hinicio; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: Power -to-gas - Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transports sectors through power-to-hydrogen. Brussels/Munich, February 2016.

[HyUnder 2014] HyUnder: Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. Brussels, June 2014.

[IEA 2016] International Energy Agency: IEA Wind Task 26: Offshore Wind Farm Baseline Documentation, June 2016.

[IEA 2017] IEA: World Energy Outlook 2017. Paris, November 2017.

[IRENA 2018] International Renewable Energy Agency: Renewable power generation costs in 2017. Abu Dhabi, 2018.

[ISI 2013] Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Stuttgart, 2013.

[ISI 2017] Fraunhofer-ISI: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013-2016. Karlsruhe, Oktober 2017.

[IT.NRW 2016] Information und Technik Nordrhein-Westfalen: Statistische Berichte - Verarbeitendes Gewerbe sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Nordrhein-Westfalen 2015. Düsseldorf, 2016.

[IWES 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung. Kassel, Mai 2011.

[JRC 2014] European Commission Joint Research Center - Institute for Energy and Transport: Well-To-Tank Report Versin 4.a. Luxemburg, 2014.

[KBA 2018] Kraftfahrt-Bundesamt: Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden. Flensburg, Januar 2018.

[Kohlekommission 2019] Kohlekommission: Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" Abschlussbericht, Januar 2019.

- [König et al. 2015]: Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO₂ and H₂. In: *Energy* 91. DOI: 10.1016/j.energy.2015.08.099.
- [LAK 2018] Länderarbeitskreis Energiebilanzen: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen aktuell. Online: <http://www.lak-energiebilanzen.de/endenergieverbrauch-nach-verbrauchergruppen-aktuell/>.
- [LANUV 2012] Landesamt für Natur, Umwelt- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 1 - Windenergie. Recklinghausen, 2012.
- [LANUV 2013] Landesamt für Natur, Umwelt- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 - Solarenergie. Recklinghausen, 2013.
- [LANUV 2018] Landesamt für Natur, Umwelt- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: Energieatlas 2018. Online: <http://www.energieatlas.nrw.de/site>.
- [LBST 2013] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Bochum, 2013.
- [LBST 2018] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: Intelligente Sektorenkopplung - Ermittlung des volkswirtschaftlichen sowie des klimarelevanten Nutzens mittels Power-to-Gas. Ottobrunn, Februar 2018.
- [LBST; Dena 2017] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Deutsche Energie-Agentur: E-Fuels Studie. Ottobrunn & Berlin, 2017.
- [Linde Gas 2001] Linde Gas: Hydrogen Filling Stations Commercialisation Vol I. Unterschleissheim, September 2001.
- [Mallig, N. et al. 2015]: Modelling the Weekly Electricity Demand Caused by Electric Cars. In: *Procedia Computer Science* (52). DOI: 10.1016/j.procs.2015.05.012.
- [MWV 2018] Mineralölwirtschaftsverband: MWV Jahresbericht 2018. Berlin, Juli 2018.
- [Roland Berger 2015] Roland Berger: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation. Luxemburg, 2015.
- [Stemmermann, P. et al. 2010]: Celitement – a sustainable prospect for the cement industry industry. In: *Cement International* 5 (Vol. 8).

[UBA 2017a] Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2015. Dessau, Januar 2017.

[UBA 2017b] Umweltbundesamt: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017. Dessau-Roßlau, April 2017.

[Van-Dal, É. S.; Bouallou, C. 2013]: Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation. In: *Journal of Cleaner Production* (57). DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.06.008.

[VCI 2017] Verband der Chemischen Industrie: Chemiewirtschaft in Zahlen 2017. Frankfurt am Main, August 2017.

[Wirtschaftsvereinigung Stahl 2017] Wirtschaftsvereinigung Stahl: Fakten Stahlindustrie in Deutschland 2017. Düsseldorf, 2017.

Impressum

Herausgeber:

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

Berger Allee 25
40213 Düsseldorf
Tel.: +49 (0) 211/61772-0
Fax: +49 (0) 211/61772-777
E-Mail: poststelle@mwide.nrw.de
Internet: www.wirtschaft.nrw

Referat VII.5 „Sektorübergreifende
Energiesysteme der Zukunft; Klimaschutz in
der Industrie“

Diese Studie wurde durch die Ludwig-Bölkow-
Systemtechnik GmbH im Auftrag des
Ministeriums für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie des Landes
Nordrhein-Westfalen erstellt.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Daimlerstrasse 15
85521 Ottobrunn
Tel.: +49 (0) 89 608110-0
E-Mail: info@lbst.de

Bildnachweise:

© shutterstock.com/de/g/kodda (Deckblatt),
Csaba Mester (Rückseite)

Die Publikation ist auf der Homepage des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen unter www.wirtschaft.nrw/broschuerenservice als PDF-Dokument abrufbar.

Hinweis:

Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Landesregierung Nordrhein-Westfalen herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlbewerberinnen und -bewerbern oder Wahlhelferinnen und -helfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden.

Dies gilt auch für Landtags-, Bundestags-, und Kommunalwahlen sowie für die Wahl der Mitglieder des Europäischen Parlaments.

Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung.

Eine Verwendung dieser Druckschrift durch Parteien oder sie unterstützende Organisationen ausschließlich zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder bleibt hiervon unberührt. Unabhängig davon, wann, auf welchem Weg und in welcher Anzahl diese Schrift der Empfängerin oder dem Empfänger zugegangen ist, darf sie auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinarbeit der Landesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte.

**Ministerium für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen**
Berger Allee 25, 40213 Düsseldorf
www.wirtschaft.nrw

