

INTELLIGENTE SEKTORENKOPPLUNG

ERMITTLUNG DES VOLKSWIRTSCHAFTLICHEN SOWIE DES KLIMARELEVANTEN NUTZENS MITTELS POWER-TO-GAS

EINE EXPERTISE FÜR OPEN GRID EUROPE GMBH UND AMPRION GMBH
ENDBERICHT

Ulrich Bünger, Jan Michalski, Jan Zerhusen

mit Unterstützung von

Uwe Albrecht, Hubert Landinger, Evi Pschorr-Schoberer

Tetyana Raksha, Werner Weindorf, Martin Zerta, Werner Zittel

Februar 2018



ludwig bolkow
systemtechnik

www.lbst.de

R E P O R T

Haftungsausschluss

Der Mitarbeiterstab der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH hat diesen Bericht erstellt.

Die Sichtweisen und Schlüsse, die in diesem Bericht ausgedrückt werden, sind jene der Mitarbeiter der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Alle Angaben und Daten sind sorgfältig recherchiert. Allerdings gibt weder die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH noch irgendeiner ihrer Mitarbeiter, Vertragspartner oder Unterauftragnehmer irgendeine ausdrückliche oder implizierte Garantie oder übernimmt irgendeine rechtliche oder sonstige Verantwortung für die Korrektheit, Vollständigkeit oder Nutzbarkeit irgendeiner Information, eines Produktes oder eines enthaltenen Prozesses, oder versichert, dass deren Nutzung private Rechte nicht verletzen würden.

INHALT

TABELLEN	8
ABBILDUNGEN	10
INFOBOXEN	16
ABKÜRZUNGEN	17
1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG	19
1.1 Aufgabenstellung.....	19
1.2 Vorgehen	20
2 ÜBERSICHT METHODIK	23
2.1 Allgemeiner Ansatz und Systemgrenzen	23
2.2 Eingesetzte Modellierungsplattform	28
3 DEFINITION DER SZENARIEN UND FESTLEGUNG DER INPUTPARAMETER	33
3.1 Definition der Szenarien.....	34
3.2 Regionalisierung der Simulationen	39
3.3 Inputparameter	40
3.3.1 Allgemeine volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen	40
3.3.2 Techno-ökonomische Daten.....	41
3.3.2.1 Energieerzeugung, Übertragung, Wandlung und Speicherung.....	41
3.3.2.2 Kosten für sekundäre Infrastruktur und beim Endverbraucher	44
3.3.3 Konventioneller Strombedarf	49
3.3.3.1 Regionalisierung.....	50
3.3.3.2 Bedarfsprofile	50
3.3.4 Kraftstoffbedarf.....	50
3.3.4.1 Regionalisierung.....	51
3.3.4.2 Bedarfsprofile	51
3.3.4.3 CO ₂ -Einsparung	52
3.3.5 Wärmebedarf	52
3.3.5.1 Regionalisierung.....	54

	3.3.5.2	Bedarfsprofile	54
	3.3.5.3	CO ₂ -Einsparung	55
3.3.6		Wasserstoffbedarf Industrie	55
	3.3.6.1	Regionalisierung.....	56
	3.3.6.2	Bedarfsprofil.....	56
	3.3.6.3	CO ₂ -Einsparung	57
3.3.7		Erneuerbare Stromerzeugung.....	57
	3.3.7.1	Regionalisierung und Technologieschlüssel.....	57
	3.3.7.2	Erzeugungsprofile.....	58
	3.3.7.3	Installierte EE-Leistung 2050 je Szenario.....	59
3.3.8		Konventionelle Stromerzeugung	59
	3.3.8.1	Regionalisierung.....	60
	3.3.8.2	Must-Run Kapazitäten.....	60
3.3.9		Stromaußenhandel (Import/Export).....	60
3.3.10		Strom- und Gasnetz	62
	3.3.10.1	Stromübertragungsnetz.....	62
	3.3.10.2	Gasnetz	63
	3.3.11.1	Allgemeine Annahmen	63
	3.3.11.2	Flächenschwerpunkte.....	64
	3.3.11.3	Gemittelte Transportdistanzen	65
	3.3.11.4	Spezifische Transportkosten	66
	3.3.11.5	Betriebskosten Gasnetze	69
4		KOSTEN-NUTZENANALYSE FÜR PtG-ANWENDUNGEN	70
4.1		Ergebnisse Basisszenario	70
	4.1.1	Vergleich der PtG-Anwendungsfälle im Basisszenario	70
	4.1.2	Detaillierte Ergebnisse am Beispiel des Verkehrs im Basisszenario	81
	4.1.3	Sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Basisszenario	96
4.2		Ergebnisse weiterer Szenarien	101
	4.2.1	Vergleich der PtG-Anwendungsfälle in den Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“	102

4.2.2	Detaillierte Ergebnisse am Beispiel des Verkehrs im Szenario „Fokus PtG“	115
4.2.3	Sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in den Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“	129
4.3	Sensitivitätsanalyse.....	136
4.3.1	„All-electric“ im Jahr 2050 mit und ohne Stromtransit.....	136
4.3.2	„PtH ₂ “ im Jahr 2025 mit Variation der Energiepreise um +/- 20%, des Must-run-Anteil der Braunkohlekraftwerke von 80% sowie der Kosten der EE-Anlagen um +/- 20%	138
4.3.3	„PtH ₂ “ im Jahr 2050 mit Reduktion des Pkw-Bestandes um 20% auf 35 Mio. Fahrzeuge.....	139
4.3.4	Äquivalenzbetrachtung CNG-Lkw mit synthetischem CH ₄	140
4.3.5	Abgleich mit regionalen EE-Potenzialen.....	141
5	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	144
6	LITERATUR	151
7	ANHANG	155
7.1	Flexibilisierungsoptionen im Stromsystem und deren Berücksichtigung im Modell.....	155
7.2	Details zur Analyse der Netzknoten für die Strom-, CH ₄ - und H ₂ -Netze	157
7.3	Nachfrage nach elektrischer Energie (ohne konventionelle Stromnachfrage) in TWh _{el} in den betrachteten Szenarien	165
7.4	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor und in der Industrie im Basisszenario	168
7.5	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor und in der Industrie im Szenario „Schnelle Energiewende“	169
7.6	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor und in der Industrie im Szenario „Fokus PtG“	170

TABELLEN

Tabelle 1:	Zulässige Technologien/Energieträger im „all-electric“- , „PtH ₂ “ - und „PtCH ₄ “ -Fall	34
Tabelle 2:	CO ₂ -Minderungsziele, PtG-Kosten und Flexibilisierungspotenziale in den drei Szenarien	36
Tabelle 3:	Entwicklung der Rohstoffpreise in allen Szenarien.....	41
Tabelle 4:	Angenommene Stromproduktion der EE-Bestandsanlagen	41
Tabelle 5:	Techno-ökonomische Daten Braunkohlekraftwerke.....	42
Tabelle 6:	Techno-ökonomische Daten Steinkohlekraftwerke	42
Tabelle 7:	Techno-ökonomische Daten GuD-Kraftwerke	42
Tabelle 8:	Techno-ökonomische Daten GT-Kraftwerke (CH ₄).....	43
Tabelle 9:	Techno-ökonomische Daten GT-Kraftwerke (H ₂).....	43
Tabelle 10:	Techno-ökonomische Daten Ölkraftwerk	43
Tabelle 11:	Techno-ökonomische Daten für EE-Erzeugungskapazitäten.....	43
Tabelle 12:	Techno-ökonomische Daten Energieübertragung	44
Tabelle 13:	Techno-ökonomische Daten für Gaserzeugung (PtG).....	44
Tabelle 14:	Techno-ökonomische Daten für Energiespeicher.....	44
Tabelle 15:	Annahmen zu Kosten der BEV-Ladeinfrastruktur	45
Tabelle 16:	Investitionskosten für H ₂ - und CH ₄ -Tankstellen 2025 bis 2050.....	46
Tabelle 17:	Spezifische Kosten der Wärmebereitstellung im Bereich des Endverbrauchers (ohne Energieträger)	48
Tabelle 18:	Annahmen zum Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge bis 2050.....	51
Tabelle 19:	Annahmen für den Sektor Verkehr	51
Tabelle 20:	Annahmen für den Sektor Wärme.....	53
Tabelle 21:	Anteil des mittels Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs je Szenario	56
Tabelle 22:	Annahmen für den Sektor Industrie	56
Tabelle 23:	Zuordnung der angewandten EE-Erzeugungsprofile	58
Tabelle 24:	Angesetzte Stromaußenhandlungsmengen	61
Tabelle 25:	Im Modell verwendete Grenzkuppelkapazitäten.....	62
Tabelle 26:	Existierende Übertragungskapazität der Stromleitungen zwischen den einzelnen Regionen im Startnetz (erster Zeitschritt).....	63
Tabelle 27:	Übersicht über die wichtigsten qualitativen Annahmen zur Ermittlung der Transportkosten für inkrementell zusätzliche Strom-, Methangas und Wasserstoffgaskapazitäten.....	64

Tabelle 28:	Nach vereinfachtem Vorgehen ermittelte Abstände zwischen den Schwerpunkten der vier in dieser Studie gewählten Regionen	65
Tabelle 29:	Zusammenführung der Abstände zwischen Flächenschwerpunkten und den Annahmen zu spezifischen Kosten für den inkrementellen Aufbau neuer Leitungen für DC-Strom	66
Tabelle 30:	Zusammenführung der von OGE vorgegebenen Abstände zwischen den Regionen für umzurüstende bzw. neu zu errichtende Wasserstoffleitungen (hier Basisszenario)	68
Tabelle 31:	Größen möglicher CNG-LKW-Flotten die mit synthetischem Methan versorgt werden können	141
Tabelle 32:	Vergleich spezifischer Investitions- und Betriebskosten für DC-Verkabelungen aus der Literatur	162
Tabelle 33:	Zusammenfassung der HGÜ-Erdleitungskosten	163
Tabelle 34:	Vergleich der spezifischen Investitionskosten für die Errichtung einer neuen Wasserstoff-Hochdruckrohrleitung	163

ABBILDUNGEN

Abbildung 1:	Bearbeitungsstruktur und Zusammenwirken der Arbeitspakete.....	22
Abbildung 2:	Allgemeine Methodik zur Berechnung des Nettonutzens von PtG	25
Abbildung 3:	Zusammenhänge zwischen den Komponenten des betrachteten Stromsystems.....	26
Abbildung 4:	Zusammenhänge zwischen den einzelnen Komponenten der analysierten Systeme unterteilt nach Sektoren und Energieträgern (grün = Strom; blau = Wasserstoff; orange = Erdgas bzw. synthetisches Methan)	28
Abbildung 5:	Struktur der eingesetzten Modellierungsplattform.....	29
Abbildung 6:	Szenarien und Betrachtungsfälle im Überblick	38
Abbildung 7:	Vergleich der einzelnen Betrachtungen am Beispiel der Stromnachfrage im Basisszenario („Langsame Energiewende“)	39
Abbildung 8:	Einteilung Deutschlands in vier Betrachtungsregionen	40
Abbildung 9:	Energieerzeugung, Transport, Wandlung und Speicher im Kontext der gesamten volkswirtschaftlichen Betrachtung	42
Abbildung 10:	Sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Kontext der gesamten volkswirtschaftlichen Betrachtung.....	45
Abbildung 11:	Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für alternative Kraftstoffe bis 2050	46
Abbildung 12:	Pkw Anschaffungs- und Wartungskosten bis 2050	47
Abbildung 13:	Annuität für sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Verkehrssektor (Basisszenario).....	47
Abbildung 14:	Annuität im Wärmesektor im Bereich der Endverbraucher (ohne Energieträger) für die einzelnen Stützjahre	49
Abbildung 15:	Entwicklung des konventionellen Strombedarfs in Deutschland nach Betrachtungsregionen.....	49
Abbildung 16:	Hochlaufkurven für Batterie-, Brennstoffzellen- und Erdgasfahrzeuge	50
Abbildung 17:	Spezifische Kraftstoffverbräuche und mit CO ₂ -freien Kraftstoffen eingesparte Emissionen pro 100 km.....	52
Abbildung 18:	Entwicklung des Strombedarfs zur Wärmeerzeugung nach verschiedenen Quellen sowie Annahmen für diese Studie	53
Abbildung 19:	Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Jahresverlauf	55

Abbildung 20:	EE-Stromerzeugung nach NEP (ohne Biomasse, ohne sonstige EE)	57
Abbildung 21:	Verteilungsschlüssel zusätzlicher EE-Strommengen	58
Abbildung 22:	Anpassung des Offshore-Windenergie-Erzeugungsprofils.....	59
Abbildung 23:	Deutschlandweit installierte EE-Leistung 2050 je Betrachtungsfall (ohne Biomasse, ohne sonstige erneuerbare)	59
Abbildung 24:	Konventioneller Kraftwerkspark nach Netzentwicklungsplänen.....	60
Abbildung 25:	Originales (2015) und angepasstes (2035) Import/Export-Profil für Österreich (negative Werte: DE → AT).....	61
Abbildung 26:	Gemittelte Transportvektoren für Strom und Gas (uni-direktional für DC-Strom und Methangas heute; bi-direktional für AC-Strom, Wasserstoffgas und Methangas künftig)	65
Abbildung 27:	Erdgas-Transportnetze Deutschland nach BNetzA 2027 (mit eingezeichneten Regionengrenzen) (Quelle: Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, 16.10.2017, https://www.fnb-gas.de/files/2017_10_16_nep-gas-2016-2026.pdf)	67
Abbildung 28:	Kumulierte Gesamtkosten in Mrd. € bis 2050 im Basisszenario	71
Abbildung 29:	Verlauf der jährlichen Gesamtkosten (oben) und der Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. € bis 2050 im Basisszenario	75
Abbildung 30:	Kumulierte CO ₂ -Einsparung in Mio. t _{CO2} bis 2050 im Basisszenario	76
Abbildung 31:	Kumulierte CO ₂ -Vermeidungskosten in €/ t _{CO2} bis 2050 im Basisszenario	77
Abbildung 32:	Optimaler Ausbau der installierten elektrischen Leistung der Elektrolyse in GW _{el} bis 2050 im Basisszenario	78
Abbildung 33:	Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW _{el} bis 2050 im Basisszenario	80
Abbildung 34:	Benötigte Kapazitäten für Gastransportleitungen in GW _{H2} bzw. GW _{CH4} bis 2050 im Basisszenario.....	81
Abbildung 35:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Verkehr im Basisszenario	82
Abbildung 36:	Jährliche Stromerzeugung (positive Werte) und Nutzung (negative Werte) in TWh _{el} im Verkehr im Basisszenario	84

Abbildung 37:	Installierte Leistung der flexiblen Kraftwerke im Verkehr in GW_{el} im Verkehr im Basisszenario	85
Abbildung 38:	Jährliche Kosten für Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem in Mrd. €/a im Verkehr im Basisszenario	86
Abbildung 39:	Speichergöße in GWh im Verkehr im Basisszenario	87
Abbildung 40:	Abregelung der EE-Anlagen in TWh_{el} im Verkehr im Basisszenario	88
Abbildung 41:	Installierte elektrische Leistung der Elektrolyse in GW_{el} im Verkehr im Basisszenario	89
Abbildung 42:	Installierte Leistung und Anzahl der Volllaststunden der Methanisierungsanlage in GW_{H_2} bzw. h im Verkehr im Basisszenario	89
Abbildung 43:	Energieübertragung zwischen den Regionen nach Energieträger in TWh im Verkehr im Basisszenario	90
Abbildung 44:	Handelssaldo Strom zwischen der Regionen (Zufluss = positiver Wert / Abfluss = negativer Wert) in TWh_{el} im Verkehr im Basisszenario	91
Abbildung 45:	Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{el} im Verkehr im Basisszenario (Werte für die Fortschreibung des NEP 2017B im Jahr 2050 sind Modellergebnisse).....	91
Abbildung 46:	Saldo der H_2 - und CH_4 -Übertragung (oben bzw. unten) zwischen den Regionen in TWh_{H_2} bzw. TWh_{CH_4} im Verkehr im Basisszenario	92
Abbildung 47:	Benötigte Kapazitäten für H_2 - und CH_4 -Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in GW_{H_2} bzw. GW_{CH_4} im Verkehr im Basisszenario.....	94
Abbildung 48:	Benötigte Energieübertragung für H_2 - und CH_4 -Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in TWh_{H_2} bzw. TWh_{CH_4} im Verkehr im Basisszenario	95
Abbildung 49:	Jährliche Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in Mrd. €/a im Verkehr (oben) und Wärmesektor (unten) im Basisszenario	97
Abbildung 50:	Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für H_2 (oben) und CH_4 (unten) als Alternativkraftstoffe bis 2050 im Basisszenario	99
Abbildung 51:	Auslastung der Tankstelleninfrastruktur für H_2 (oben) und CH_4 (unten) als Alternativkraftstoffe bis 2050 im Basisszenario	100

Abbildung 52:	Kumulierte Gesamtkosten in Mrd. € bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)	103
Abbildung 53:	Verlauf der jährlichen Gesamtkosten (oben) und der Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. € bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“	105
Abbildung 54:	Verlauf der jährlichen Gesamtkosten (oben) und der Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. € bis 2050 im Szenario „Fokus PtG“	106
Abbildung 55:	Kumulierte CO ₂ -Einsparung in Mio. t _{CO2} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)	107
Abbildung 56:	Kumulierte CO ₂ -Vermeidungskosten in €/ t _{CO2} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)	108
Abbildung 57:	Optimaler Ausbau der installierten elektrischen Leistung der Elektrolyse in GW _{el} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)	110
Abbildung 58:	Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW _{el} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten).....	111
Abbildung 59:	Benötigte Kapazitäten für Gastransportleitungen in GW _{H2} bzw. GW _{CH4} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)	114
Abbildung 60:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	116
Abbildung 61:	Jährliche Stromerzeugung (positive Werte) und Nutzung (negative Werte) in TWh _{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	117
Abbildung 62:	Installierte Leistung der flexiblen Kraftwerke im Verkehr in GW _{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	118
Abbildung 63:	Jährliche Kosten für Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem in Mrd. €/a im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	119
Abbildung 64:	Speichergröße in GWh im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	120
Abbildung 65:	Abregelung der EE-Anlagen in TWh _{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	121
Abbildung 66:	Installierte elektrische Leistung der Elektrolyse in GW _{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	122

Abbildung 67:	Installierte Leistung und Anzahl der Volllaststunden der Methanisierungsanlage in GW_{H_2} (als Inputgröße für die Methanisierungsanlage im Modell) bzw. Stunden im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	123
Abbildung 68:	Energieübertragung zwischen den Regionen nach Energieträger in TWh im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	124
Abbildung 69:	Handelssaldo Strom zwischen den Regionen (Zufluss = positiver Wert / Abfluss = negativer Wert) in TWh_{el} im Szenario „Fokus PtG“	124
Abbildung 70:	Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“ (Werte für Fortschreibung NEP 2017B im Jahr 2050 sind Modellergebnisse).....	125
Abbildung 71:	Saldo der H_2 - und CH_4 -Übertragung (oben bzw. unten) zwischen den Regionen in TWh_{H_2} bzw. TWh_{CH_4} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	126
Abbildung 72:	Benötigte Kapazitäten für H_2 - und CH_4 -Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in GW_{H_2} bzw. GW_{CH_4} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	127
Abbildung 73:	Benötigte Energieübertragung für H_2 - und CH_4 -Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in TWh_{H_2} bzw. TWh_{CH_4} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“	128
Abbildung 74:	Jährliche Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in Mrd. €/a im Verkehr (oben) und Wärmesektor (unten) im Szenario „Schnelle Energiewende“	130
Abbildung 75:	Jährliche Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in Mrd. €/a im Verkehr (oben) und Wärmesektor (unten) im Szenario „Fokus PtG“	131
Abbildung 76:	Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für H_2 (oben) und CH_4 (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“	132
Abbildung 77:	Auslastung der Tankstelleninfrastruktur für H_2 (oben) und CH_4 (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“	133
Abbildung 78:	Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für H_2 (oben) und CH_4 (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Fokus PtG“	134

Abbildung 79:	Auslastung der Tankstelleninfrastruktur für H ₂ (oben) und CH ₄ (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Fokus PtG“	135
Abbildung 80:	Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW _{el} (oben) und Energiekosten inkl. Transport in Mrd. €/a (unten) mit und ohne Stromtransit.....	137
Abbildung 81:	Energiekosten inkl. Transport in Mrd. €/a bei Variation der Energiepreise, des Must-run-Anteil der Braunkohlekraftwerke sowie der Kosten der EE-Anlagen	139
Abbildung 82:	Gesamtkosten (oben) und Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. €/a für 43 und 35 Mio. PKWs	140
Abbildung 83:	Abgleich erforderliche Stromproduktion PV (Szenario Fokus PtG, 2050) mit technischen Potenzialen	142
Abbildung 84:	Abgleich erforderliche Stromproduktion Onshore-Windenergie (Szenario Fokus PtG, 2050) mit technischen Potenzialen	143
Abbildung 85:	Abgleich erforderliche Stromproduktion Offshore-Windenergie (Szenario Fokus PtG, 2050) mit technischen Potenzialen	143
Abbildung 90:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor im Basisszenario	168
Abbildung 91:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a in der Industrie im Basisszenario	168
Abbildung 92:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor im Szenario „Schnelle Energiewende“	169
Abbildung 93:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a in der Industrie im Szenario „Schnelle Energiewende“	169
Abbildung 94:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“	170
Abbildung 95:	Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a in der Industrie im Szenario „Fokus PtG“	170



INFOBOXEN

Der NEP 2017 (Szenario B) im Hinblick auf die THG-Ziele 2050	35
--	----

ABKÜRZUNGEN

€	Euro
a	Jahr
AC	Alternate Current / Wechselstrom
BEV	Battery Electric Vehicle
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Coefficient Of Performance / Leistungszahl
DC	Direct Current / Gleichstrom
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energie(n)
el	elektrisch
EU	Europäische Union
FC	Fuel Cell
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse Gas
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampf(kraftwerk)
GW	Gigawatt
H ₂	Hydrogen / Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Haushalt
i.d.R.	in der Regel
KFZ	Kraftfahrzeug
km	Kilometer
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
LCA	Life-Cycle Assessment
Lkw	Lastkraftwagen
M€	Millionen EURO
Mio.	Millionen



Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N	Nitrogen
NEP	Netzentwicklungsplan
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NO	Region Nord
NRW	Nordrhein-Westfalen
O&M	Operation & Maintenance
OS	Region Ost
p.a.	per anno / pro Jahr
Pkw	Personenkraftwagen
PtCH ₄	Power-to-Methan
PtG	Power-to-Gas
PtH ₂	Power-to-Hydrogen
PV	Photovoltaik
SU	Region Süd
TWh	Terrawattstunden
UIP	Umweltinnovationsprogramm des BMUB
WE	Region West
WP	Wärmepumpe
ZEV	Zero Emission Vehicle

1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Der zunehmende Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) bestehend aus witterungsabhängig einspeisenden Solar- und Windenergieanlagen führt zu einem grundlegenden Wandel des deutschen Stromerzeugungssystems mit Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem. Die Stromerzeugung aus PV und Wind folgt nicht dem Verbrauch und erfolgt auch nicht notwendigerweise in geografischer Nähe der Verbraucher. Energietransportnetze adressieren die räumliche Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Zu den Flexibilisierungsmaßnahmen, die sicherstellen, dass Erzeugung und Verbrauch auch zeitlich zueinander passen, gehören heute insbesondere Netzwerkmanagement (inklusive Redispatch und Einspeisemanagement), Bedarfsmanagement (Demand Side Management, DSM), Abruf von Regelleistung sowie Energieaustausch mit dem benachbarten Ausland (Import und Export).

Ein wesentliches Merkmal des zukünftigen Energiesystems wird eine zunehmend enge Verzahnung der Energiesektoren sein. Diese entsteht einerseits dadurch, dass Strom vermehrt direkt in anderen Energiesektoren wie Verkehr, Wärmeerzeugung und Industrie eingesetzt wird. Andererseits kann Strom mittels Elektrolyse in andere Energieträger umgewandelt werden („Power-to-Gas“), die dann sektorenübergreifend in umfassender Weise für energetische und stoffliche Anwendungen zur Verfügung stehen. Eine solche intelligent gestaltete Sektorenkopplung ermöglicht die Bereitstellung signifikanter zeitlich flexibler Lasten, eröffnet Potenziale zur Speicherung großer Energiemengen auch über längere Zeiträume sowie umfangreiche Chancen für eine synergistische Nutzung der bestehenden Gasnetzinfrastruktur.

1.1 Aufgabenstellung

Zielsetzung der angefragten Arbeiten ist die quantitative Analyse volkswirtschaftlicher und klimarelevanter Vorteile, die sich aus einer intelligenten Sektorenkopplung durch Power-to-Gas (PtG) ergeben und in welchem Verhältnis dieser Nutzen zu den damit verbundenen Kosten steht. Dabei steht insbesondere auch die Frage im Vordergrund, in welcher Weise durch Sektorenkopplung mittels PtG der Ausbaubedarf der elektrischen Transportnetze zum Beispiel in Form einer hypothetischen Nord-Süd-Gleichstromtrasse wirtschaftlich vorteilhaft reduziert werden kann. Daneben wird dieser Nutzen auch mit dem Nutzen anderer Realisierungsoptionen der Energiewende bzw. Flexibilisierungsoptionen im Stromsektor verglichen.

Im Team der Auftraggeber der Studie und Studienbearbeiter wurde zu Beginn der Arbeiten deren genauer Umfang definiert. Danach geht es in diesem Projekt vor allen Dingen um die frühe Phase der Energiewende und Sektorenkopplung zwischen Elektrizität einerseits und Gas andererseits mit einem Fokus auf die Periode 2025 bis 2035. Als Ausblick sollte dabei, soweit durch vorhandene Annahmen gestützt auch das Jahr 2050 perspektivisch mit betrachtet werden.

Insbesondere bestand also die Aufgabe, die Wirkung einer Integration „zusätzlicher“, d.h. über die Vorgaben des Netzentwicklungsplans Strom 2017 hinaus gehenden erneuerbarer Strommengen im Hinblick auf eine Einführung von Power-to-Gas als innovativem Konzept in den bestehenden und perspektivisch zunächst stromdominierten Energiemarkt („all-electric world“) zu analysieren. Dazu wurde daher entschieden, im Modell zwar den gesamten Stromerzeugungs- und Gastransportsektor aber nicht alle deutschen Energieverbraucher gleichzeitig abzubilden, sondern nur die in jeweils unterschiedlichen Szenarien modellierten neuen PtG-Märkte in der Mobilität, der Wärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) und in der Industrie unabhängig voneinander.

Die Gründe für dieses Vorgehen sind einerseits die modelltechnische Umsetzung in der Simulation des Energiesystems, die durch die Berücksichtigung aller Prozesse des gesamten Energiesystems die Komplexität des Modells stark vergrößern würde, und andererseits der gezielte Wunsch nach einem Vergleich der ökonomischen und ökologischen Wirkungen der jeweiligen Einführungsszenarien unabhängig voneinander. Dazu gehört auch die Tatsache, dass in den Anwenderszenarien eine gewisse elektrische Grundversorgung im jeweils im PtG-Fokus befindlichen Sektor mit abgebildet wird. Dazu gehört auch die potenzielle Verschärfung der Notwendigkeit, das Stromnetz zur Aufnahme großer Mengen erneuerbarer Elektrizität weiter auszubauen. Insofern sind die in dieser Studie analysierten Szenarien als konservativ einzuschätzen. Die Summenbildung über einzelne Energiesektoren hinweg dürfte die Notwendigkeit einer frühen Einführung von PtG eher eskalieren.

Als Folge dieser spezifischen Aufgabenstellung ergab sich eine Fülle möglicher Parameterkombinationen (Szenarien, Jahre/Regionen, Märkte, Sensitivitäten), die in ihrer Gesamtheit die Darstellbarkeit der Ergebnisse unmöglich gemacht hätten. In diesem Bericht sind daher nur die aus Modellierungsperspektive wichtigsten Ergebnisse grafisch und im Text aufbereitet worden.

Als Basis für die hier zu untersuchenden Maßnahmen, die einen über den Netzentwicklungsplan (NEP) hinausgehenden EE-Stromausbau vorsehen, dient die heute im NEP festgelegte Netzausbauplanung. Für die zusätzlichen EE-Strommengen werden dann Optionen analysiert, die sich aus einer intelligenten Sektorenkopplung ergeben, die Nutzung von PtG im Verkehr, Wärmesektor und Industrie, zur Langzeitspeicherung von EE-Strom sowie die erweiterte Nutzung des Erdgasnetzes für den Energietransport in Unterstützung des Elektrizitätsnetzes. Wesentliche Parameter für die Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens sind insbesondere CO₂-Vermeidungskosten sowie die Verringerung von Systemkosten (z.B. Redispatch, Einspeisemanagement).

1.2 Vorgehen

Die Bearbeitung der Studie wurde organisatorisch und inhaltlich in vier Arbeitspakete (APs) unterteilt (siehe dazu auch Abbildung 1):

- AP 1: Projektkoordination und Kommunikation mit den Auftraggebern
- AP 2: Definition der Szenarien und Festlegung der Inputparameter (Kapitel 3)
 - AP 2.1 Definition der Szenarien (Kapitel 3.1)
 - AP 2.2: Festlegung der Inputparameter (Kapitel 3.3)
- AP 3: Kosten-Nutzenanalyse für PtG-Anwendungen (Kapitel 2 und 4)
 - AP 3.1: Anpassung der Modellierungsplattform (Kapitel 2)
 - AP 3.2: Berechnungen Basisszenario (Kapitel 4.1)
 - AP 3.3: Berechnungen weiterer Szenarien (Kapitel 4.2)
 - AP 3.4: Sensitivitätsanalyse (Kapitel 4.3)
- AP 4: Fazit und Handlungsempfehlungen (Kapitel 5)

Während im übergeordneten AP 1 die organisatorischen Aufgaben des Projektes (d.h. Projektkoordination, Kommunikation mit den Auftraggebern und externen Partnern, Ergebnisdokumentation und Qualitätssicherung) wahrgenommen wurden, wurden die inhaltlichen Aufgaben in AP 2 bis AP 4 durchgeführt. Zunächst wurde im AP 2 mit seinen beiden Unterarbeitspaketen in enger Abstimmung mit den Auftraggebern der inhaltliche Rahmen für die weiterführenden Analysen gesetzt, einerseits durch die Definition der Szenarien (AP 2.1) und andererseits durch die Festlegung der Inputparameter (AP 2.2). Die volkswirtschaftlichen und klimarelevanten Kosten-Nutzenanalysen für PtG-Anwendungen wurden im AP 3 in mehreren Teilschritten durchgeführt. Zunächst wurde im AP 3.1 die bestehende Modellierungsplattform im Hinblick auf die im AP 2.1 definierten Szenarien und ihre möglichen Ausprägungen bzw. erwartete Sensitivitätsanalysen angepasst, um so eine möglichst flexible Auswertung der Analysen zu gewährleisten.

Im AP 3.2 wurden anschließend die Berechnungen für das Basisszenario durchgeführt und die Ergebnisse detailliert analysiert. Basierend auf den Analyseergebnissen aus dem Basisszenario wurden dann im AP 3.3, ggf. mit entsprechenden Anpassungen, weitere Szenarien berechnet und analysiert. Die umfangreichen Sensitivitätsanalysen im AP 3.4 ermöglichten einen tiefen Einblick in die Wirkung der einzelnen Parameter auf den volkswirtschaftlichen Wert der unterschiedlichen PtG-Anwendungen und ermöglichen so ein gutes Verständnis für die Wichtigkeit und Zusammenwirkung der verschiedenen Stellschrauben. Im AP 3.5 wurde die Förderlandschaft bzgl. einer potenziellen Förderung für ein großtechnisches PtG-Projekt in Deutschland sondiert. Im AP 4 wurde schließlich basierend auf den Ergebnissen aus vorherigen Arbeitspaketen das Fazit gezogen und entsprechende Handlungsempfehlungen gegeben.

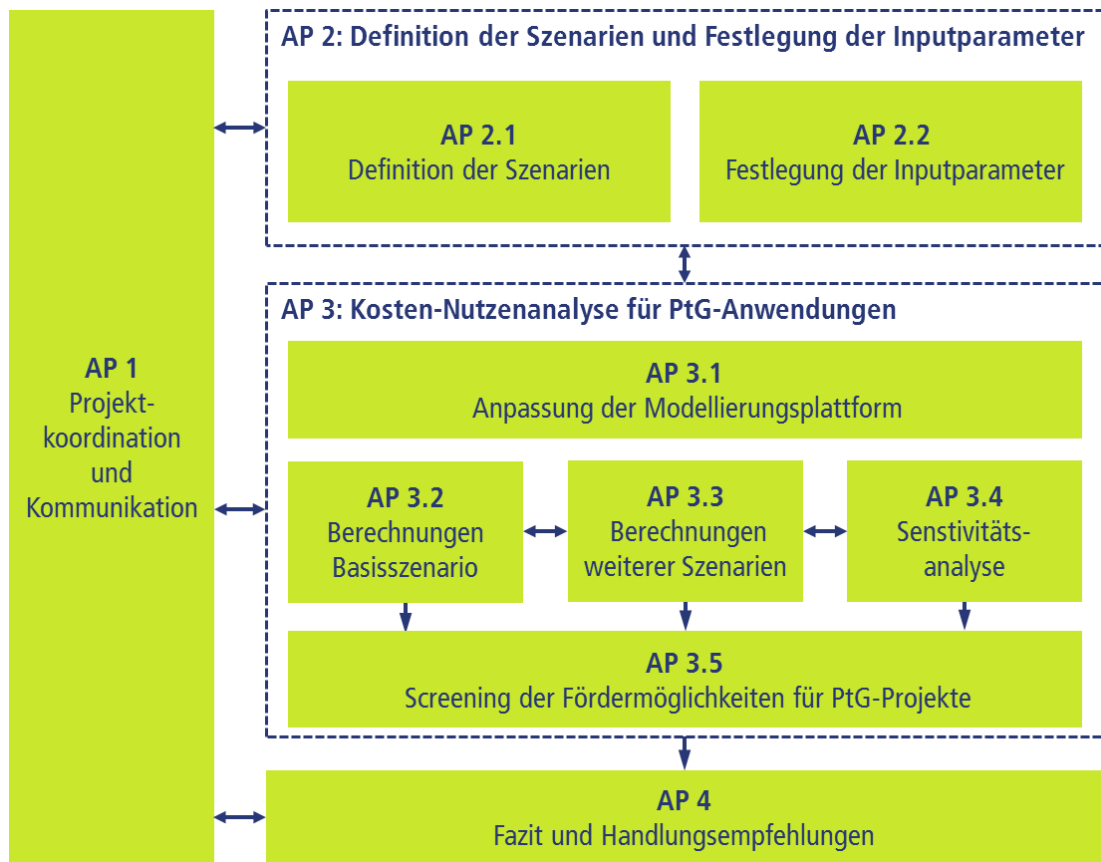


Abbildung 1: Bearbeitungsstruktur und Zusammenwirken der Arbeitspakete

2 ÜBERSICHT METHODIK

In diesem Kapitel wird die Methodik der vorliegenden Studie näher beschrieben. Zunächst wird der allgemeine Ansatz erläutert sowie die Systemgrenzen der Untersuchung aufgezeigt (Kapitel 2.1). Anschließend wird die eingesetzte Modellierungsplattform zur Beantwortung der im vorherigen Kapitel definierten Fragestellung vorgestellt (Kapitel 2.2).

2.1 Allgemeiner Ansatz und Systemgrenzen

Die Analyse der Vorteile aus einer intelligenten Sektorenkopplung durch Power-to-Gas erfolgt grundsätzlich durch einen Vergleich der Kosten für ein System mit und ohne die PtG-Technologie (siehe Abbildung 2). Dabei wird auf der einen Seite der Nutzen der PtG-Anwendungen als Differenz zwischen den Systemkosten mit und ohne PtG grundsätzlich anhand von zwei Aspekten abgeleitet:

- **Vermiedene Kosten des Netzausbaus:** für die verschiedenen Optionen der intelligenten Sektorenkopplung (Verkehr, Wärmesektor, Industrie) wird jeweils eine Variante mit einer virtuellen HGÜ-Leitung berechnet, die notwendig wäre, um die Stromnachfrage in einem System ohne die PtG-Technologie zu bedienen. Bei dieser Berechnung wird auch die bestehende Stromnetztopologie bzw. je nach Szenariodefinition der bereits im NEP-Strom festgelegte Ausbau des Stromnetzes berücksichtigt. Der Nutzen der PtG-Technologie ergibt sich dabei aus den vermiedenen Kosten des Stromnetzausbaus.
- **Sonstige vermiedene Systemkosten:** um der guten Speicherfähigkeit (auch ggf. Speicherpotenzial der Gasinfrastruktur) bzw. der hohen Lastflexibilität der PtG-Technologie Rechnung zu tragen, werden daneben noch weitere vermiedene Systemkosten wie z.B. vermiedene Kosten der EE-Abregelung, des Redispatch, der Stromimporte oder durch den vermiedenen Einsatz flexibler fossiler Kraftwerke oder konventioneller Energiespeicher sowie vermiedene Kosten einer sekundären Infrastruktur (z.B. Ladeinfrastruktur für Batteriefahrzeuge) und Endanwendungen (z.B. Wärmepumpen) berücksichtigt.

Auf der anderen Seite werden dem volkswirtschaftlichen Nutzen die entsprechenden Kosten der jeweiligen PtG-Technologie gegenübergestellt, um so den gesamten ökonomischen Effekt der verschiedenen Optionen einer intelligenten Sektorenkopplung zu ermitteln.

- **Investitionsausgaben:** Ein wesentlicher Kostentreiber für die PtG-Technologie stellen die sog. CAPEX (Capital Expenditures) dar. Diese werden für alle PtG-Komponenten (Elektrolyseur, Anlage zur Methanisierung, Kompressoren, Speicher, Gasinfrastruktur, etc.) basierend auf den techno-ökonomischen Annahmen sowie aus einer optimalen Dimensionierung der jeweiligen Anlage zur Deckung der vorgegebenen H₂- bzw. CH₄-

Nachfrage bestimmt, die sich wiederum aus der Systemoptimierung des Modells ergeben. Die einmaligen Investitionsausgaben werden mit der Annuitätenmethode in jährliche Kosten umgerechnet.

- **Laufende Kosten:** Neben den CAPEX werden als Teil der Kostenberechnung auch die laufenden Kosten des Anlagenbetriebs berücksichtigt: Dazu zählen variable Kosten (z.B. Kosten für den Wasserverbrauch der Elektrolyse) sowie fixe Wartungskosten.
- **Stromkosten:** Typischerweise spielen die Stromkosten beim Betrieb von PtG-Anlagen eine wichtige Rolle. Diese werden in dem Modell intrinsisch durch die Kosten für den Zubau zusätzlicher EE-Anlagen bzw. durch erhöhten Import oder durch den Einsatz flexibler (meist fossiler) Kraftwerke verursacht. Dabei werden die laufenden Betriebskosten (d.h. fixe Wartungskosten und ggf. variable Brennstoffkosten) für alle Kraftwerke explizit in der Modellierung berücksichtigt. Die Investitionskosten werden jedoch nur für den Zubau von neuen Kraftwerken (EE-Kraftwerke und bei Bedarf fossile Kraftwerke) eingerechnet.
- **Kosten des Gastransportes:** Zusätzlich zu den Kosten der einzelnen PtG-Anlagen werden auch die Kosten für die Nutzung der Gasinfrastruktur berücksichtigt, sofern sich die PtG-Anlage nicht am Standort des Verbrauchers (d.h. onsite) befindet. Falls zusätzliche Gasleitungen gebaut werden müssen, werden die dazugehörigen Investitionsausgaben analog zu Investitionen in die PtG-Anlagen eingepreist. Ansonsten werden auch die laufenden Kosten des Gasnetzes eingepreist.
- **Kosten der sekundären Infrastruktur und Endverbraucher:** zusätzlich zu den oben genannten Bestandteilen werden auch die jeweiligen Kosten für sekundäre Infrastrukturen, also z.B. H₂- bzw. CH₄-Tankstellen, und Endanwendungen, d.h. Brennstoffzellenfahrzeuge bzw. mit synthetischem Methangas betriebene CNG-Fahrzeuge, sowie H₂- bzw. CH₄-Heizungskessel in der Berechnung berücksichtigt.

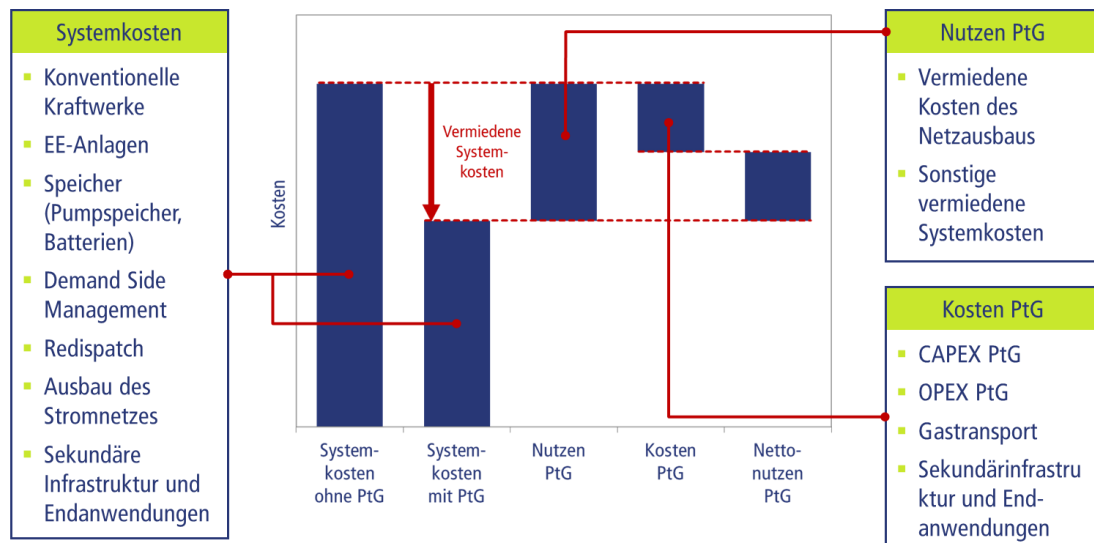


Abbildung 2: Allgemeine Methodik zur Berechnung des Nettonutzens von PtG

Aus der Differenz zwischen den vermiedenen Systemkosten (d.h. Bruttonutzen von PtG) und den eigentlichen Kosten der PtG-Technologie ergibt sich schließlich der Nettonutzen von PtG in den verschiedenen Optionen der intelligenten Sektorenkopplung (siehe Abbildung 2). Dabei wird in der Kostenrechnung von dem Grundsatz der Zusätzlichkeit ausgegangen. Das heißt, dass in die Berechnung der Systemkosten nur die Kosten einfließen, die für das jeweilige Betrachtungsjahr relevant sind. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass zwar die laufenden Kosten für alle Anlagen im Energiesystem (alle Kraftwerke, Speicher, PtG-Anlagen, etc.) aber die CAPEX nur für die Anlagen berücksichtigt werden, die bis zum Betrachtungsjahr über den heutigen Bestand hinaus zusätzlich errichtet werden. Damit werden im Rahmen dieser Studie die bereits getätigten Investitionsausgaben (sog. „sunk costs“) in bereits bestehende Anlagen (z.B. existierende Kraftwerke, EE-Anlagen, Pumpspeicher oder existierendes Strom- und Gasnetz) vernachlässigt. Demgegenüber werden aber auch nur die zusätzlichen CO₂-Einsparungen über das heutige Jahr hinaus gestellt, sodass auf diese Weise die echten CO₂-Vermiedungskosten ermittelt werden. Dennoch sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass mit dieser Einschränkung die vorliegende Studie nur einen Teil der Energiesystemkosten wiedergibt, der zur Erreichung der Ziele zur CO₂-Gesamtemissionsreduktion in Deutschland relevant ist.

Die Grenzen des untersuchten Systems ergeben sich grundsätzlich aus der Tatsache, dass die Analyse aus der Perspektive des Stromsystems durchgeführt wird. Wie in Abbildung 3 dargestellt, steht daher die Stromnachfrage, bestehend aus der „herkömmlichen oder konventionellen Stromnachfrage“ (wie z.B. für Beleuchtung in Haushalten etc.) und der

direkten oder indirekten Energienachfrage¹ in weitere Sektoren (z.B. Verkehr, Wärmesektor, Industrie) im Mittelpunkt. Die Stromnachfrage wird künftig zunehmend durch fluktuierende Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen bedient, wobei es dadurch zwangsläufig zu zeitlichen und räumlichen Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage kommt. Die zeitlichen Diskrepanzen können hauptsächlich durch Flexibilisierungsmaßnahmen (siehe Abbildung 3) wie

- Abregelung der EE-Anlagen
- optimierten Einsatz von regelbaren (konventionellen und erneuerbaren) Kraftwerken (sog. Supply Side Management),
- Einsatz von Energiespeichern (Pumpspeicher, H₂- und CH₄-Speicher, stationäre Batterien, etc.),
- sowie Nutzung von verschiebbaren und abschaltbaren Lasten auf der Nachfrageseite (sog. Demand Side Management)

ausgeglichen werden.

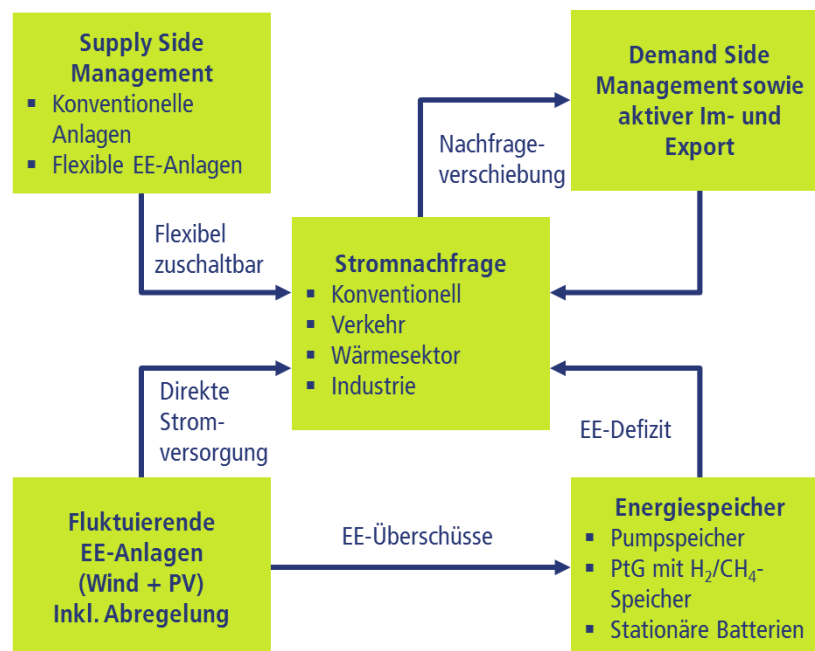


Abbildung 3: Zusammenhänge zwischen den Komponenten des betrachteten Stromsystems

¹ Direkte Stromnachfrage bedeutet in diesem Kontext direkte Nutzung von Strom im Verkehr (z.B. durch Batteriefahrzeuge) oder Wärmesektor (z.B. durch Wärmepumpen), während indirekte Stromnachfrage für den Strombedarf der PtG-Anlagen zur Herstellung von H₂ bzw. synthetischem CH₄ für den Verkehr (z.B. Brennstoffzellenfahrzeuge oder CNG-Fahrzeuge), Wärmesektor (z.B. H₂- bzw. CH₄ Heizung) oder chemische Industrie steht.

Die Flexibilisierungsoptionen bzgl. der räumlichen Diskrepanzen umfassen

- Stromtransport über bestehende und neu zu errichtende Stromleitungen,
- Umwandlung von Strom zu und Transport von H_2 und synthetischem CH_4 z.B. im geeigneten Rohrleitungssystem, zum Endverbraucher (ggf. inkl. der Rückverstromung),
- gezielte Abregelung von EE-Anlagen, Redispatch von regelbaren Kraftwerken und Speichern sowie aktiver Im- und Export von Strom entlang der betroffenen Stromleitungen (zur Vermeidung der Netzengpässe),
- geeignete regionale Verteilung der EE-Anlagen.

Eine Übersicht über die Flexibilisierungsoptionen, deren grundsätzliche Vor- und Nachteile sowie detaillierte Hinweise bzgl. der Umsetzung im Modell befinden sich im Anhang im Kapitel 7.1.

Da in der vorliegenden Untersuchung die Nutzung der PtG-Technologie zur intelligenten Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie im Vordergrund steht, zeigt Abbildung 4 die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Komponenten der analysierten Systeme, unterteilt nach Sektoren und Energieträgern (grün = Strom; blau = Wasserstoff; orange = Erdgas bzw. synthetisches Methan). Wie bereits oben erwähnt, besteht demnach der Strombedarf (grün) in jedem Netzknoten aus konventioneller Stromnachfrage, Stromexport in benachbarte Länder, direkter Stromnutzung durch Batteriefahrzeuge im Verkehrssektor und durch Wärmepumpen im Haushaltswärmesektor (bedingt wiederum durch den Wärmebedarf der Endverbraucher) sowie aus dem regelbaren Stromverbrauch von Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen.

Der Strombedarf wird einerseits durch fluktuierende EE-Einspeisung, regelbare Kraftwerke, Must-run Kraftwerke (d.h. Kraftwerke mit einer Mindestlast wie z.B. KWK-Anlagen), Stromimporte und flexible Stromproduktion der H_2 bzw. CH_4 -Gasturbine gedeckt. Andererseits wird die Stabilität der Stromversorgung durch Pumpspeicher, stationäre Batterien, gezielte Abregelung der EE-Anlagen sowie Demand Side Management unterstützt. Im Hinblick auf die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger kann die H_2 -Nachfrage (blau) durch Brennstoffzellenfahrzeuge im Verkehr, H_2 -Heizungskessel im Wärmesektor, die chemische Industrie sowie H_2 -Gasturbinen zur Rückverstromung je nach Szenario bzw. Anwendungsfall entweder durch die Elektrolyse aus Strom oder über eine Dampfreformierung aus Erdgas befriedigt werden. Darüber hinaus kann Wasserstoff in Röhrenspeichern oder Salzkavernen gespeichert oder bei Bedarf direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Schließlich wird synthetisches Methan (orange) sowohl für entsprechende verbrennungsmotorisch betriebene Gasfahrzeuge (CNG) im Verkehr als auch CH_4 -Heizungskessel im Wärmesektor von Methanisierungsanlagen unter Verwendung des im System produzierten Wasserstoffs zur Verfügung gestellt. Daneben wird das synthetische

Methan auch durch CH_4 -Turbinen für die Rückverstromung und damit zur Stabilisierung der Stromversorgung verwendet. Erdgasimporte bzw. inländische Erdgasproduktion wird lediglich für konventionelle Kraftwerke (ggf. bei Mindestlast der KWK-Anlagen) und Dampfreformierung von Wasserstoff (unter Berücksichtigung des entsprechenden CO_2 -Emissionswertes) relevant.

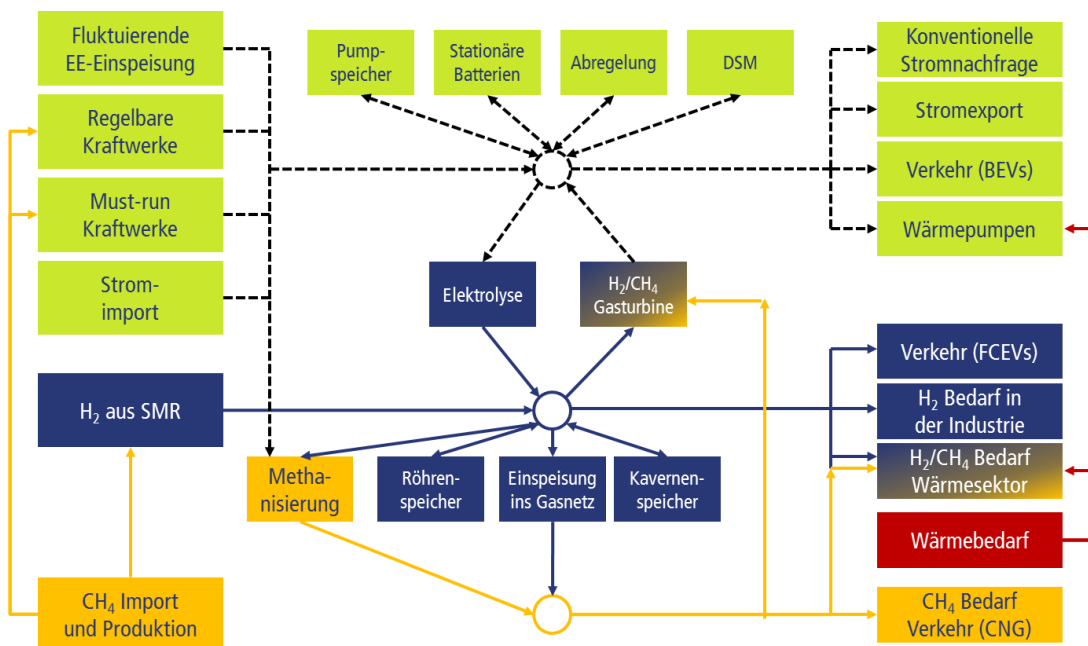


Abbildung 4: Zusammenhänge zwischen den einzelnen Komponenten der analysierten Systeme unterteilt nach Sektoren und Energieträgern (grün = Strom; blau = Wasserstoff; orange = Erdgas bzw. synthetisches Methan)

2.2 Eingesetzte Modellierungsplattform

Die Kosten-Nutzenanalysen für PtG-Anwendungen werden in einer auf die Aufgabenstellung zugeschnittenen Modellierungsumgebung durchgeführt, die von der LBST in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Cambridge University zur Untersuchung von Energiesystemen mit einem Fokus auf die Sektorenkopplung entwickelt und implementiert wurde. Eine wichtige Stärke der entwickelten Modellierungsumgebung liegt dabei in der Flexibilität der Berechnungen und damit in der möglichen Vielfalt der durchzuführenden Analysen. Zu diesem Zweck werden Nutzen und Kosten unterschiedlicher PtG-Anwendungen in ausreichender Detailtiefe

quantifiziert. Da mit Hilfe geeigneter Annahmen² gleichzeitig die Rechenzeit des Modells stark reduziert wird, kann die Rolle unterschiedlicher Annahmen bzw. Parameter in einer Reihe von Szenariovarianten und Sensitivitätsanalysen genau und zügig analysiert werden und ermöglicht dadurch umfangreiche und auf die Bedürfnisse und Fragestellungen des Auftraggebers zugeschnittene Einsichten. Automatisierte und leicht anpassbare Schnittstellen zwischen den verschiedenen Modulen der Modellierungsplattform erlauben darüber hinaus, die Analyseergebnisse und die zugehörigen Kennzahlen entsprechend zuzuschneiden. Durch diesen flexiblen Ansatz und die Integration der beiden Energieträger Strom und Gas in einer übergreifenden Modellierungsplattform im Sinne eines rigorosen Systemdenkens wird auf diese Weise die strategische Entscheidungsfindung bestmöglich mit quantitativen Analysen unterstützt.

Wie aus Abbildung 5 ersichtlich, setzt sich die verwendete Modellierungsplattform aus mehreren Modulen zusammen, die aufeinander aufbauen. Das Herzstück der quantitativen Analysen ist die stundenscharfe Modellierung des Energiesystems, in der entsprechend der im vorigen Kapitel beschriebenen Systemgrenzen der kostenoptimale stündliche Einsatz der unterschiedlichen Kraftwerke (konventionelle bzw. regelbare Kraftwerke bis zu einer vorgegebenen installierten Leistung bzw. EE-Kraftwerke entsprechend ihrer Verfügbarkeit), der Speicher (Pumpspeicherkraftwerke, stationäre Batteriespeicher, ggf. H₂- oder CH₄-Speicher bzw. Erdgasinfrastruktur) sowie weiterer Flexibilisierungsmaßnahmen (z.B. Demand Side Management, etc.) berücksichtigt werden.

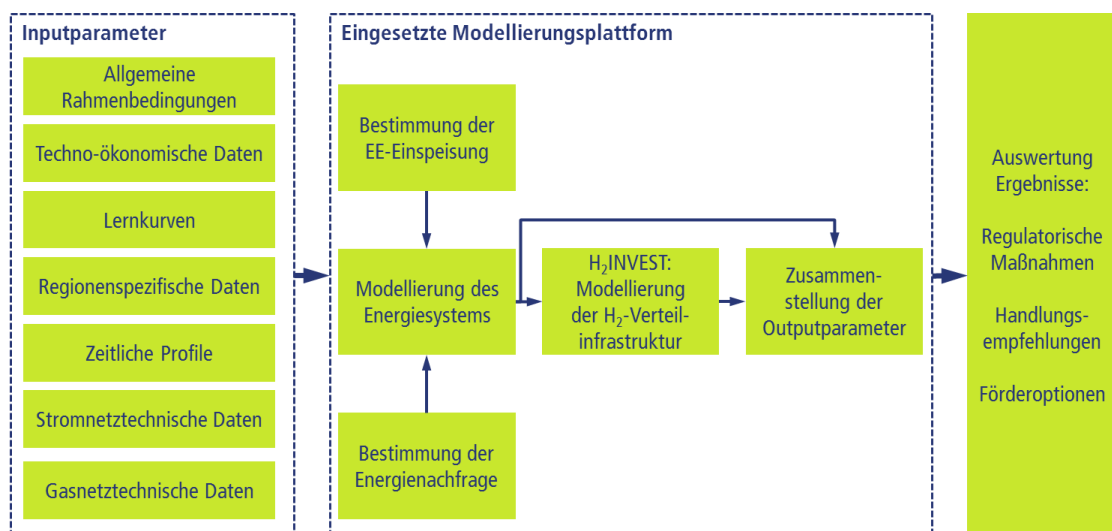


Abbildung 5: Struktur der eingesetzten Modellierungsplattform

² Z.B. Beschränkung der Netztopologie auf eine sinnvolle Anzahl von Regionen; Berücksichtigung des Zubaus einzelner Netzleitungen (z.B. HGÜ oder H₂-Rohrleitungen) als exogen vorgegebene Inputgrößen durch den Vergleich entsprechender Szenariovarianten.

Daneben wird in dem Modell auch eine Netzsimulation für die drei Energieträger Strom, Wasserstoff und Methan durchgeführt, mit welcher jeweils die optimalen Lastflüsse in stündlicher Auflösung ermittelt werden. Wichtig ist dabei zu beachten, dass die Modellierung auf der Annahme der zeitlichen und räumlichen Trennung des zugrunde gelegten Problems basiert. Das bedeutet, dass im ersten Schritt eine stundenscharfe Marktstimulation nach Merit-Order ohne Netzrestriktionen (d.h. unter Annahme einer Kupferplatte für Strom bzw. einer Badewanne für Gas) durchgeführt wird. Dazu werden regionale Energienachfrage, EE-Einspeisung und Kraftwerkskapazitäten zu einem Netzknoten aggregiert, um eine simultane Investitions- und Kraftwerkseinsatzoptimierung im Marktmodell Deutschland durchführen zu können.

Im zweiten Schritt werden dann im Rahmen einer zeitunabhängigen Netzsimulation die optimalen Kapazitäten und die optimale Kraftwerkseinsatzplanung aus dem jeweils letzten Schritt auf die einzelnen Regionen (anhand der Merit-Order bzw. regionaler Kriterien) verteilt. Auf dieser Basis können dann in der eigentlichen Netzsimulation in jeder Stunde des Jahres die Energieflüsse im vorhandenen Strom- und Gasnetz sowie Nutzung weiterer Flexibilisierungsoptionen (z.B. Redispatch, Abregelung, Import/Export) optimiert werden.

In beiden Teilschritten wird das zugrunde gelegte mathematische Problem zur Minimierung der Gesamtkosten des Systems als lineares Programm definiert. Dabei werden die verschiedenen anlagentechnischen und netzspezifischen Restriktionen als entsprechende Nebenbedingungen berücksichtigt. Die Entscheidungsvariablen im ersten Teilschritt umfassen sowohl Investitionsentscheidungen in Kraftwerkskapazitäten, Speicher, PtG-Anlagen als auch deren stündliche Nutzung in einem prototypischen Jahr. Im zweiten Teilschritt werden die einzelnen Regionen als Netzknotenpunkte für Strom, Wasserstoff und synthetisches Methan definiert. Dabei muss in jedem Netzknoten für den jeweiligen Energieträger das jahresstündliche Gleichgewicht einerseits zwischen

- dem gesamten Input im Netzknoten, d.h. Summe aus Produktion, Import aus anderen Netzknoten oder benachbartem Ausland, Umwandlung aus einem anderen Energieträger (z.B. Rückverstromung von Strom aus Wasserstoff) sowie ggf. Speichernutzung und Redispatch der flexiblen Kraftwerke und andererseits
- dem gesamten Output im Netzknoten, d.h. Summe aus Verbrauch, Export in andere Netzknoten oder ins benachbarte Ausland, Umwandlung in einen anderen Energieträger (z.B. Nutzung von Strom zur Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse) sowie ggf. Abregelung, Demand Side Management, Redispatch der flexiblen Kraftwerke und/oder Speichernutzung

eingehalten werden. Die dazugehörigen Entscheidungsvariablen umfassen eine Abregelung der EE-Anlagen, Redispatch der flexiblen Kraftwerke, aktiven Stromim- und -export, den Transport der drei Energieträger zwischen den Netzknoten sowie ggf. bei

Bedarf Ausbau der Übertragungskapazitäten. Wichtig ist dabei zu beachten, dass durch die strikte Trennung der zeitlichen und räumlichen Dimension alle zeitabhängigen Entscheidungsvariablen (wie z.B. Speichernutzung, Demand Side Management, Investitionsentscheidung in neue Erzeugungskapazitäten, etc.) nur im ersten Teilschritt (Marktsimulation) optimiert werden und als fixe Vorgabe in den zweiten Teilschritt (Netzsimulation) einfließen.

Der Modellierung des Energiesystems vorgelagert ist die Bestimmung der EE-Einspeisung sowie der Energienachfrage in geeigneter zeitlicher (pro Stunde) und räumlicher (pro Netzknoten bzw. Region) Auflösung. Nachgelagert ist die detaillierte Modellierung der sekundären Infrastruktur im Verkehr (d.h. Tankstellen, Ladesäulen) mit dem von LBST entwickelten Tool H₂INVEST bzw. auf Basis vereinfachter Annahmen sowie die Zusammenstellung der Outputparameter in geeigneter Form, die für die abschließende Auswertung der Ergebnisse benötigt werden.

Zu den wesentlichen Inputparameter und Annahmen zählen folgende Daten:

- **Allgemeine volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen** wie z.B. das Niveau der Energienachfrage in den einzelnen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr und Industrie), Importpreise für unterschiedliche Energieträger, kalkulatorischer Zinssatz, etc. Die Daten basieren auf anerkannten öffentlich verfügbaren Quellen.
- **Techno-ökonomische Daten** wie z.B. spezifische Investitionsausgaben, Wartungskosten, Lebensdauern und Wirkungsgrade der ausgewählten PtG-Technologien (Elektrolyseure, Anlagen zur Methanisierung, etc.) sowie der weiteren im Modell eingesetzten Technologien (z.B. konventionelle und EE-Kraftwerke, andere Speichertechnologien, etc.). Die Daten basieren auf LBST-internen Datenbanken sowie auf anerkannten öffentlich verfügbaren Quellen.
- **Lernkurven** zur Abbildung des zeitlichen Verlaufs der o.g. techno-ökonomischen Daten z.B. aufgrund von Skalen- oder Lerneffekten.
- **Regionenspezifische Daten** zur Strom, Wärme und H₂- bzw. CH₄-Nachfrage in den einzelnen Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie, etc.) sowie zum Kraftwerksmix und Verfügbarkeit der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Daten wurden vom Auftragnehmer auf Basis anerkannter Analysen z.B. Netzentwicklungsplan (NEP) Strom, O-NEP (Offshore-Wind Netzentwicklungsplan) und NEP-Gas bzw. statistischer Daten (z.B. Bevölkerungs- bzw. Fahrzeugdichte auf Landkreisebene) zusammengestellt.
- **Zeitliche Profile** in stündlicher Auflösung für die Energienachfrage (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) und regionenspezifische zeitliche Verfügbarkeit der erneuerbaren Stromerzeugung wurden auf Basis anerkannter öffentlich verfügbarer Daten (z.B. Stromnachfrage laut ENTSO-E, etc.) zusammengetragen.



- **Stromnetztechnische Daten** zur Festlegung der Stromnetztopologie und deren Kosten wurden auf Basis des NEP-Strom zusammengestellt und mit dem Auftraggeber abgestimmt.
- **Gasnetztechnische Daten** zur Festlegung der Gasnetztopologie und deren Kosten wurden von OGE zur Verfügung gestellt und mit dem Wissensstand des Auftragnehmers abgeglichen.

3 DEFINITION DER SZENARIEN UND FESTLEGUNG DER INPUTPARAMETER

Diese Studie ist auf die Betrachtung der Sektoren Strom, Wärme (Raumwärme und Warmwasser), Pkw-Verkehr und H₂-Industriebedarf begrenzt. Luftfahrt, Schifffahrt, Lkw- und Zugverkehr sind nicht Teil der Betrachtung. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Stoff- und sonstige Energiebedarfe der Industrie (z.B. Koks, fossiles Erdgas, Prozesswärme). Die Analysen werden in stündlicher Auflösung für die vier Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2050 durchgeführt und beschränken sich auf Deutschland. Die Auswirkungen der PtG-Technologie werden dabei für jeden der Sektoren unabhängig betrachtet, d.h. es wurde kein Fall mit gleichzeitiger Versorgung aller Sektoren mit PtG betrachtet.

Der Fokus liegt auf dem Stromversorgungssystem (Erzeugung, Speicherung, Übertragung) und den Einflüssen, die eine fortschreitende Energiewende in den betrachteten Sektoren auf das Stromsystem hat. Vor allem wird untersucht, welchen volkswirtschaftlichen Einfluss die Nutzung von PtG-Technologien (CH₄ und H₂) in den einzelnen Sektoren gegenüber einer „all-electric“-Welt hat. Als „all-electric“ wird die Umsetzung der Energiewende in den einzelnen Sektoren ohne PtG-Technologien bezeichnet. Eine „all-electric“-Welt beansprucht das Strom- bzw. das Energiesystem in Deutschland in einem anderen Maße als wenn PtG-Technologien eingesetzt werden, die zusätzlich das verfügbare, da immer weniger ausgelastete Gasnetz nutzen. Dieser Unterschied ist zentrales Element der Betrachtung.

Um die unterschiedliche Relevanz der PtG-Technologien in den einzelnen Sektoren bestimmen zu können, werden diese Technologieoptionen jeweils nur in einem, dem aktuell fokussierten Sektor zugelassen. Für die anderen, nicht fokussierten Sektoren wird die Energienachfrage weiterhin auf Basis einer rein elektrischen Versorgung berücksichtigt. Im fokussierten Sektor ersetzt jeweils eine PtG-Technologie (PtH₂ oder PtCH₄) die „all-electric“-Technologie, jedoch nicht zu 100%, sondern zu einem festgelegten Anteil von z.B. 50%. Die PtG-Betrachtung wird je einmal für PtH₂ und für PtCH₄ durchgeführt. Eine Mischung der beiden PtG-Technologien innerhalb einer Betrachtung erfolgt nicht, davon ausgehend, dass die Extremwertbetrachtung die Bandbreite der Ergebnisse aufzeigt.

Es wird in jedem der betrachteten Sektoren jeweils nur der für die Betrachtung „all-electric“ vs. „PtG“ relevante Anteil der Energienachfrage berücksichtigt³. Im Rahmen der durchgeführten Analysen sind als nicht relevante Energienachfragen die zu werten, die keinen Einfluss auf das Stromnetz haben. Mit fortschreitender Energiewende nimmt der für das Stromnetz relevante Anteil der Energienachfrage bis 2050 stetig zu. Der nicht relevante Anteil der Energienachfrage im Sektor Wärme ist z.B. der Teil der Wärme, der im Betrachtungsjahr noch durch fossiles Erdgas, Erdöl, Biomasse oder Solarthermie

³ „Nicht relevant“ sind demnach alle fossilen sowie anderen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Erdwärme).

bereitgestellt wird. Im Verkehrssektor umfasst der nicht relevante Anteil die Nachfrage nach Pkw-Kraftstoffen wie z.B. Benzin, Diesel, fossile Erdgas oder importierte PtL-Kraftstoffe. Im Industriesektor entspricht der nicht relevante Anteil der Wasserstoffnachfrage dem Anteil, der noch fossil gedeckt wird z.B. durch Wasserstoff aus Dampfreformierung. Wie hoch der jeweils relevante Anteil der sektoralen Energienachfrage ist und welcher Anteil davon wiederum durch die PtG-Technologien gedeckt wird, hängt auch vom Szenario ab. Der nicht relevante Anteil der sektoralen Energienachfrage wird nur zur Berechnung der CO₂-Einsparung berücksichtigt.

Tabelle 1: Zulässige Technologien/Energieträger im „all-electric“- , „PtH₂“- und „PtCH₄“-Fall

	Für das Stromnetz relevanter Anteil der sektoralen Energienachfrage			Für das Stromnetz nicht relevanter Anteil der sektoralen Energienachfrage
	Fall: „all-electric“	„PtH ₂ “	„PtCH ₄ “	
Wärme	Wärmepumpe	Wärmepumpe H ₂ -Gasheizung (H ₂ aus Strom)	Wärmepumpe CH ₄ -Gasheizung (CH ₄ aus Strom)	Erdgas, Erdöl, Biomasse, Solarthermie, ...
Verkehr	Batteriefahrzeug	Batteriefahrzeug Brennstoffzellenfahrzeug mit H ₂ aus Strom	Batteriefahrzeug CNG-Fahrzeug mit CH ₄ aus Strom	Diesel, Benzin, fossiles CNG, LPG, importierte PtL-Kraftstoffe, ...
Industrie	Dezentrale Elektrolyse*	Zentrale Elektrolyse**	n/a	Dampfreformierung, ...

* Der „all-electric“-Fall für die Industrie aus Sicht des Stromsystems ist die H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse am Standort des Industrieunternehmens (Strom wird zum Industrieunternehmen transportiert)

** Der „PtH₂“-Fall für die Industrie aus Sicht des Stromsystems ist die zentrale H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse (H₂ wird zum Industrieunternehmen transportiert)

3.1 Definition der Szenarien

In der vorliegenden Arbeit wurden die drei Szenarien „Langsame Energiewende“, „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ untersucht. Dabei stellt das Szenario „Langsame Energiewende“ das Basisszenario dar. In diesem Szenario sind die Ambitionen bezüglich CO₂-Emissionsminderung bis 2050 sowohl im Strom- als auch im Wärme- und Verkehrssektor vergleichsweise gering, liegen aber dennoch über den Ambitionen des Netzentwicklungsplans Strom 2017B (NEP-Strom 2017B).

DER NEP 2017 (SZENARIO B) IM HINBLICK AUF DIE THG-ZIELE 2050

Der Netzentwicklungsplan 2017 trifft im Szenario B Annahmen zu verschiedenen stromnetzrelevanten Entwicklungen in den Sektoren Verkehr (Anzahl Batteriefahrzeuge) und Wärme (Wärmepumpenstrom) jeweils für die Jahre 2030 und 2035. Eine Fortschreibung (Extrapolation) dieser Zahlen bis 2050 deutet auf eine Verfehlung der Klimaschutzziele 2050 in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie hin, insbesondere auf die Erreichung des -95% CO₂-Reduktionsziels. Dabei ist der zusätzliche Elektrizitätsbedarf zur Deckung der CO₂-Emissionsreduktionsziele bis 2050 durch alle anderen Energiesektoren im NEP noch nicht berücksichtigt.

Eine definitive bzw. quantitative Aussage zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050 in den Sektoren kann auf Basis der Daten im Netzentwicklungsplan jedoch nicht getroffen werden. Die Gründe dafür sind vor allem:

- Es werden keine Aussagen zu alternativen Klimaschutzoptionen in den Sektoren Verkehr und Wärme getroffen. So können die Klimaschutzziele beispielsweise auch mit Biomasse, importierten CO₂-freien Energieträgern (PtX) oder durch die Reduktion des Endenergiebedarfs erreicht werden. Welche Anteile diese Optionen einnehmen, ist für die Erreichung der Klimaschutzziele u.U. entscheidend.
- Des Weiteren werden der Industriesektor sowie die Sektoren Verkehr und Wärme nicht vollumfänglich erfasst. Im Verkehrssektor werden z.B. Flug-, Schiffs- und LKW-Fernverkehr nicht betrachtet, im Wärmesektor die Prozesswärme. Industrielle Prozesse, die zukünftig strombasiert ablaufen, werden nicht explizit berücksichtigt. Die 2035 installierte PtG-Leistung beträgt im NEP Szenario B nur 2 GW und kann damit nur einen sehr geringen Beitrag zur Vermeidung der CO₂-Emissionen beitragen.
- Die Extrapolation der Annahmen (2030, 2035) auf das Jahr 2050 erfolgt auf Basis weniger Daten und über einen langen Zeitraum. In diesem Zeitraum ist damit zu rechnen, dass sich wichtige Klimaschutztechnologien (Batteriefahrzeuge, Wärmepumpen, ...) entscheidend am Markt durchsetzen werden. Wann und mit welcher Dynamik dies geschieht, hat aber einen entscheidenden Einfluss auf die Erreichung der Klimaschutzziele.

Deutlich ambitioniertere Klimaschutzziele werden aber z.B. im NEP 2017 Szenario C verfolgt.

Im Szenario „Schnelle Energiewende“ werden deutlich höhere CO₂-Minderungsziele erreicht. Das Szenario „Fokus PtG“ entspricht hinsichtlich der CO₂-Minderungsziele dem Szenario „Schnelle Energiewende“, Hauptunterschied ist hier die deutlich stärkere Nutzung von PtG-Energieträgern (also H₂ oder CH₄) im Sektor Wärme und Verkehr und

dafür ein geringerer Einsatz von Wärmepumpen bzw. Batteriefahrzeugen. Weitere Unterschiede zwischen den Szenarien gibt es bei verfügbaren Flexibilisierungspotenzialen im Stromsystem und den PtG-Technologiekosten. Tabelle 2 stellt die CO₂-Reduktion im Stromsektor, die PtG-Kosten und die Flexibilisierungspotenziale für die jeweiligen Szenarien gegenüber. Annahmen und Daten je Szenario für die einzelnen Sektoren können den Unterkapiteln des Kapitels 3.3 entnommen werden. Bezüglich der Erreichung der Klimaschutzziele 2050 in den Sektoren Verkehr und Wärme sind alle Szenarien ambitionierter als der NEP 2017 im Szenario B.

Tabelle 2: CO₂-Minderungsziele, PtG-Kosten und Flexibilisierungspotenziale in den drei Szenarien

Kriterium	Basis-szenario	Szenario „Schnelle Energiewende“	Szenario „Fokus PtG“
CO ₂ -Reduktion im Stromsektor	2025: -45% 2030: -50% 2035: -55% 2050: -80%	2025: -50% 2030: -60% 2035: -70% 2050: -95%	2025: -50% 2030: -60% 2035: -70% 2050: -95%
Kosten PtG	Mittel Elektrolyse: 730-400 €/kW _{el} Methanisierung: ca. 500 €/kW _{CH4}	Niedrig (-20%) Elektrolyse: 580-320 €/kW _{el} Methanisierung: ca. 400 €/kW _{CH4}	Niedrig (-20%) Elektrolyse: 580-320 €/kW _{el} Methanisierung: ca. 400 €/kW _{CH4}
Potenzial der Flexibilisierungsoptionen	Mittel DSM (verschiebbar): 2,5 GW in 3 h zu 25 €/MWh DSM (abschaltbar): 2,5 GW zu 206 €/MWh Abregelung/Redispatch: +/- 5% Import/Export: +/- 10%	Hoch DSM (verschiebbar): 2,5 GW in 6 h zu 13 €/MWh DSM (abschaltbar): 2,5 GW zu 100 €/MWh Abregelung/Redispatch: +/- 10% Import/Export: +/- 15%	Gering DSM (verschiebbar): 1 GW in 1 h zu 50 €/MWh DSM (abschaltbar): 1 GW zu 206 €/MWh Abregelung/Redispatch: +/- 5% Import/Export: +/- 5%

Die Annahmen zum Demand Side Management basieren auf einer Auswertung von entsprechenden Daten aus dem NEP-Strom 2017B, die vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt wurden. Demnach wird im Basisszenario für die verschiebbaren Lasten angenommen, dass die maximale Leistung 2,5 GW beträgt und diese innerhalb von 3 Stunden vor oder nach dem Abruf des Demand Side Managements ausgeglichen werden muss. Der dazugehörige Preis beträgt 25 €/MWh. Für die abschaltbaren Lasten (d.h. DSM, für das kein Ausgleich stattfinden muss) wird ebenfalls eine maximale Leistung von 2,5 GW sowie ein Preis (als Entschädigung für den Verzicht von Stromkonsum) von 206 €/MWh angesetzt.

Im Szenario „Schnelle Energiewende“ mit hoher Flexibilität im Stromsystem bleibt zwar die maximale Leistung von 2,5 GW für beide Arten des DSM bestehen, der Ausgleich der verschiebbaren Lasten kann aber innerhalb von 6 Stunden erfolgen. Auch die

dazugehörigen Preise sind günstiger (nur 50% des ursprünglichen Wertes): 13 €/MWh für verschiebbare Lasten und 100 €/MWh für abschaltbare Lasten. Im Szenario „Fokus PtG“ steht DSM in einem verringerten Umfang zur Verfügung (im Vergleich zum Basisszenario): die maximale Leistung beträgt jeweils 1 GW, der Ausgleich bei verschiebbaren Lasten muss bereits in der darauffolgenden Stunde erfolgen. Die Preise für verschiebbare Lasten sind mit 50 €/MWh im Vergleich zum Basisszenario doppelt so hoch. Der Preis für abschaltbare Lasten bleibt in diesem Szenario hingegen unverändert.

Die Bereitstellung von Flexibilität durch Importe und Exporte bezieht sich auf die Option, Strom aus Nachbarländern, zusätzlich zu einem vordefinierten Transit durch Deutschland hindurch, zur Vermeidung von Netzengpässen in Deutschland zu importieren bzw. exportieren. Dabei wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass Importe bzw. Exporte nach bzw. aus Deutschland grundsätzlich in den europäischen Strommarkt eingebettet sind und damit maßgeblich von Lastflüssen in Europa abhängen. Das heißt, dass in jeder Stunde eines Jahres die vordefinierten Lastflüsse zwischen der betroffenen Region in Deutschland und dem benachbarten Ausland, die sich aus den vordefinierten Stromtransiten durch Deutschland hindurch ergeben (positiv bei Zufluss, d.h. Importen bzw. negativ bei Abfluss, d.h. Export), um einen bestimmten Prozentsatz erhöht bzw. reduziert werden können. Im Basisszenario beträgt dieser Prozentsatz 10%, im Szenario „Schnelle Energiewende“ 15% und im Szenario „Fokus PtG“ 5%.

Das bedeutet auch, dass die Lastflüsse zwischen Deutschland und dem Ausland grundsätzlich nicht umgekehrt werden können, sondern lediglich in ihrer Ausprägung innerhalb der vorgegebenen Grenzen verstärkt bzw. abgeschwächt werden können. Z.B. kann es so ggf. zu Situationen bei Starkwindphasen kommen, in denen der deutsche Windstrom nicht nach Dänemark abtransportiert werden kann, wenn in dieser Stunde gleichzeitig dänischer Windstrom über Deutschland in andere europäische Länder fließt. Darüber hinaus werden die maximalen Lastflüsse nach bzw. aus Deutschland auch durch die Kapazität der Grenzkuppelstellen zusätzlich beschränkt (d.h. maximaler Lastfluss nach bzw. aus Deutschland darf die maximale Kapazität der Grenzkuppelstelle nicht überschreiten).

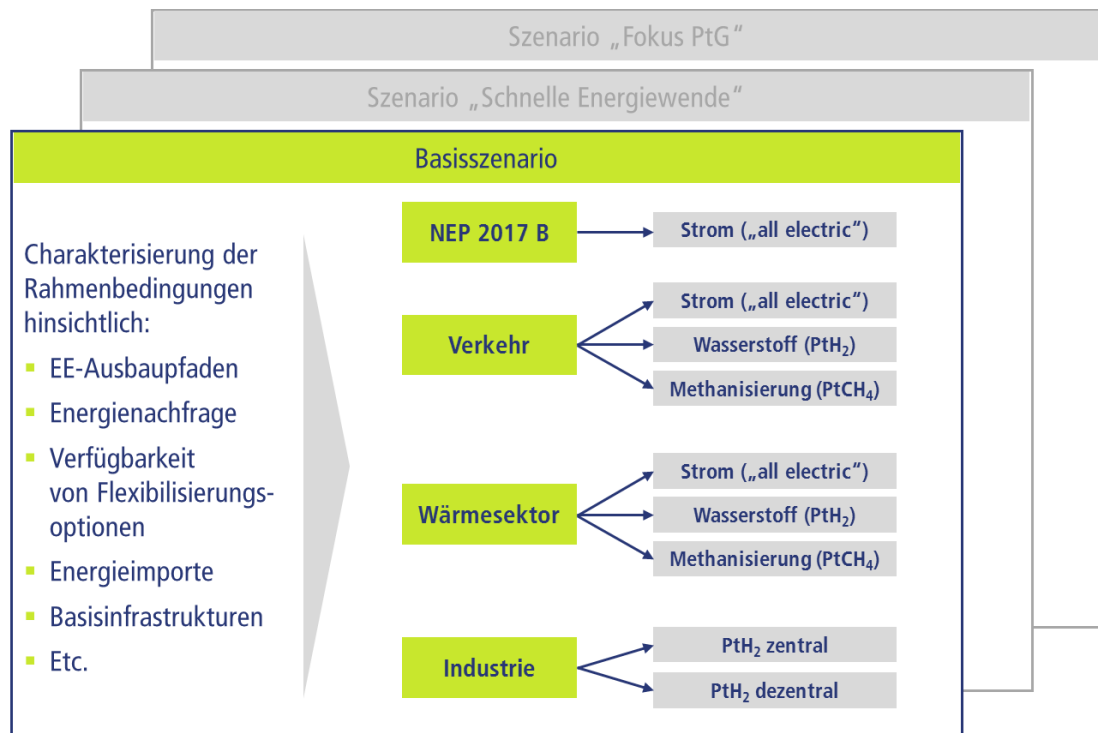
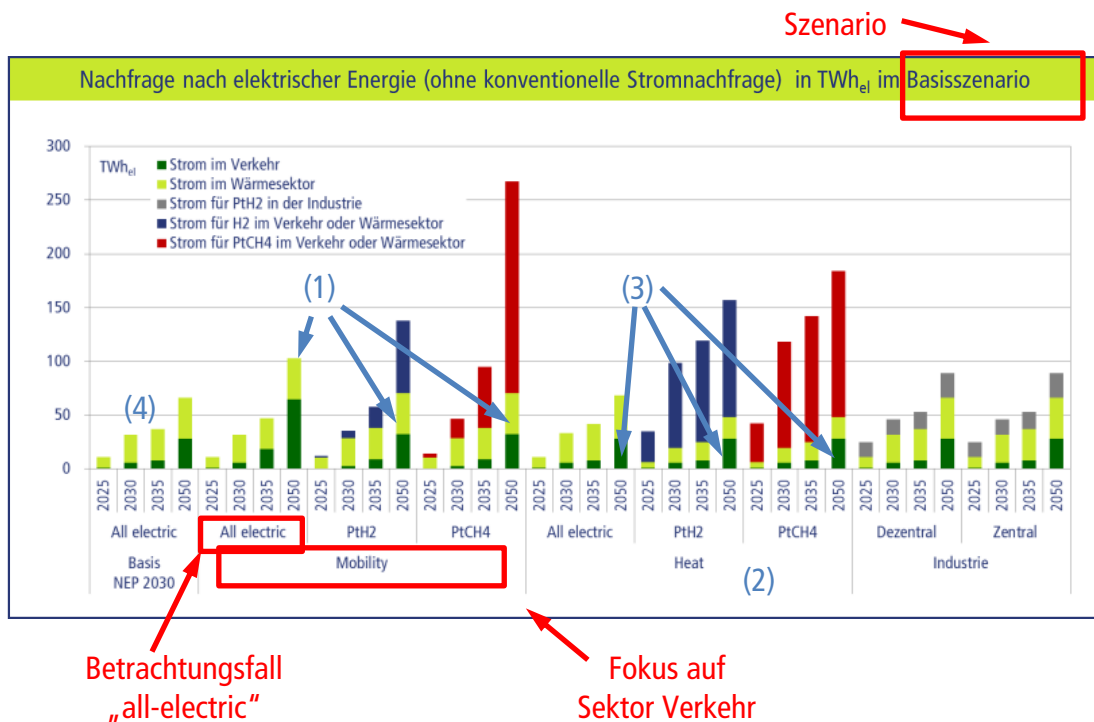


Abbildung 6: Szenarien und Betrachtungsfälle im Überblick

Zusätzlich zu den drei Szenarien mit ihren jeweils separaten Analysen von Verkehr, Wärme und Industrie wird als Vergleichsfall die „all-electric“-Welt auf Basis der Zahlen im Netzentwicklungsplan NEP-Strom 2017B gerechnet. Der Vergleichsfall wird zur Darstellung und Einordnung verschiedener Szenarien herangezogen (z.B. zur Darstellung von Kostenunterschieden bezogen auf den Vergleichsfall).

Abbildung 7 erläutert anschaulich die allgemeine Systematik bei der Allokation einzelner Energiebedarfe in den unterschiedlichen Fällen und Szenarien.



(1) Bei **Fokus auf den Sektor Verkehr** wird die Stromnachfrage im Wärmesektor immer entsprechend dem „all-electric“-Fall berücksichtigt. Eine Umstellung auf PtG-Technologie erfolgt hier für den Wärmesektor nicht.

Die Umstellung auf PtG-Technologie im Wärmesektor erfolgt ausschließlich bei **Fokus auf Wärmesektor** (2). Hier wird dann die Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor entsprechend dem „all-electric“-Fall (3) berücksichtigt.

Die Zahlen des NEP (4) dienen jeweils als Referenz für die elektrische Nachfrage aus den nicht fokussierten Sektoren. So wird beispielsweise beim **Fokus auf den Wärmesektor** (2) die elektrische Nachfrage aus dem Verkehrssektor entsprechend dem NEP angenommen.

Da bei den PtH₂/PtCH₄-Fällen der relevante Energiebedarf z.B. zu 50% durch synthetische Gase gedeckt wird, kann die direkte Nachfrage nach Strom (WP, BEVs) auch unterhalb der Referenzwerte des NEPs liegen. Insgesamt ist die Stromnachfrage bei Einsatz von PtG-Technologien aufgrund des Wirkungsgradverlusts deutlich erhöht.

Abbildung 7: Vergleich der einzelnen Betrachtungen am Beispiel der Stromnachfrage im Basisszenario („Langsame Energiewende“)

3.2 Regionalisierung der Simulationen

Für die Modellrechnung wurde Deutschland in die 4 Betrachtungsregionen Nord, West, Süd und Ost eingeteilt. Die Zuordnung der einzelnen Bundesländer zu den Betrachtungsregionen sowie eine kurze Charakterisierung der Regionen ist in Abbildung 8 dargestellt.

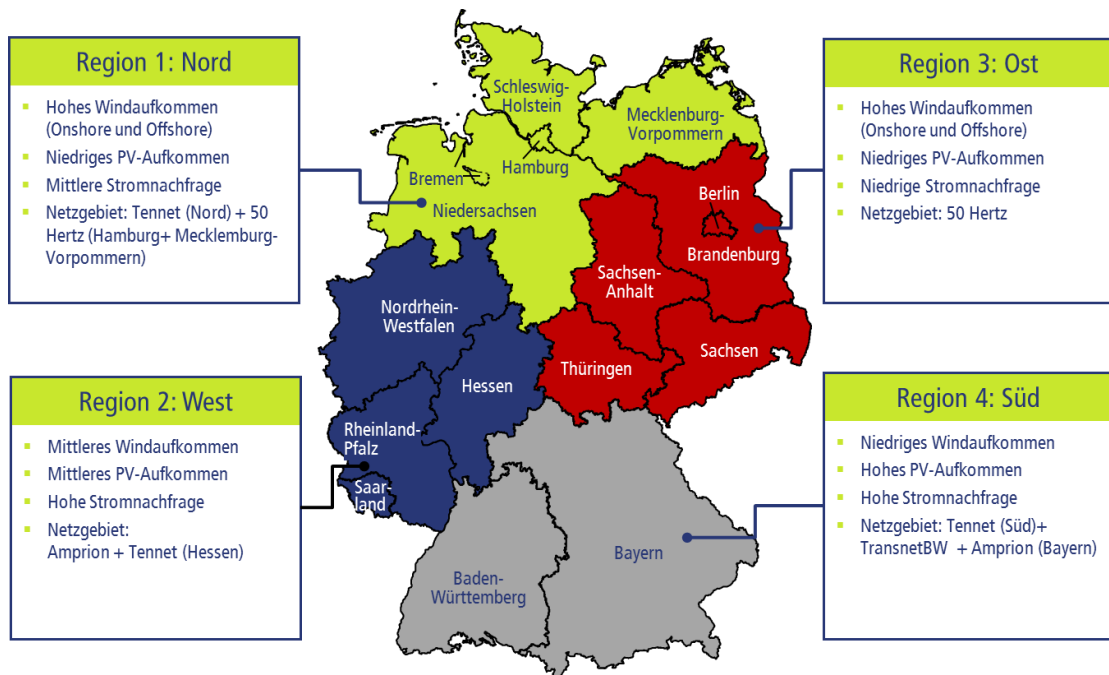


Abbildung 8: Einteilung Deutschlands in vier Betrachtungsregionen

Im Rahmen der Modellrechnung erhält jede Region eigene Profilkurven (z.B. Energieerzeugung, Energiebedarf, Außentemperatur), eigene Bedarfswerte (z.B. Strom, Wärme, Kraftstoff), Übertragungskapazitäten für Stromaußenhandel, konventionelle Erzeugungskapazitäten sowie interregionale Energieübertragungskapazitäten. Die Aufteilung und Zuordnung einzelner Parameter (Regionalisierung) erfolgt spezifisch z.B. auf Basis tatsächlicher Standorte (Kraftwerke, Leitungen) oder basierend auf bundesländerspezifischen Daten (Strombedarf, KFZ-Bestand). Details zur Regionalisierung einzelner Parameter sind in den jeweiligen Unterkapiteln des Kapitels 3.3 zu finden.

3.3 Inputparameter

In den folgenden Unterkapiteln werden die wichtigsten Inputparameter genannt und erläutert.

3.3.1 Allgemeine volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen

Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 3%. Die Preise für den Stromim- und -export aus dem benachbarten Ausland werden für alle Zeitschritte auf 50 €/MWh festgelegt. Tabelle 3 fasst die Preise für die Rohstoffe in den einzelnen Zeitschritten in den drei Szenarien zusammen. Darüber hinaus werden die Preise für die CO₂-Zertifikate in der vorliegenden Analyse vernachlässigt (d.h. der Preis beträgt 0 €/t_{CO2}), da für CO₂-Emissionen eine Obergrenze definiert wurde. Auf diese Weise soll verhindert werden, dass die Kosten zur Vermeidung des CO₂-Ausstosses doppelt in der Rechnung berücksichtigt werden.

Tabelle 3: Entwicklung der Rohstoffpreise in allen Szenarien

	Einheit	2025	2030	2035	2050
Rohöl	€/barrel	95	111	118	139
Benzin	€/l	1,54	1,64	1,68	1,81
Diesel	€/l	1,41	1,52	1,57	1,72
Erdgas	€/MWh	28	29	30	36
Biogas	€/MWh	60	61	62	62
Steinkohle	€/t	75	77	79	82
Braunkohle	€/MWh	3	3	3	3

3.3.2 Techno-ökonomische Daten

Bei der Berechnung der volkswirtschaftlichen Kosten bis 2050 werden jeweils nur die Investitionskosten (CAPEX) der neu hinzukommenden Anlagen berücksichtigt. Die Investitionskosten von bereits bestehenden Anlagen (Bestandsanlagen) werden nicht berücksichtigt. Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) werden jedoch für alle Anlagen in die Kostenrechnung mit einbezogen (Bestandsanlagen und Neuanlagen).

So werden z.B. im Bereich der EE-Stromerzeugung Bestandsanlagen entsprechend Tabelle 4 unterstellt.

Tabelle 4: Angenommene Stromproduktion der EE-Bestandsanlagen

Technologie	Einheit	Angenommene Stromerzeugung aus Bestandsanlagen
Onshore-Wind	MWh _{el} /Jahr	66.300.000
Offshore-Wind	MWh _{el} /Jahr	12.300.000
PV	MWh _{el} /Jahr	38.100.000
Sonstige	MWh _{el} /Jahr	15.100.000

Gleiches gilt die anderen Technologie wie z.B. fossile Kraftwerke, Energietransportnetze, etc.

3.3.2.1 Energieerzeugung, Übertragung, Wandlung und Speicherung

In diesem Kapitel werden die wichtigsten techno-ökonomischen Daten zur Energieerzeugung, Übertragung, Wandlung und Speicherung aufgelistet. Abbildung 9 zeigt, welchen Teil der Energiebereitstellungskette die Daten in diesem Unterkapitel umfassen. Daten zur sekundären Infrastruktur und Endverbraucher werden im nachfolgenden Kapitel behandelt.

– nicht relevant X – In den Betrachtungen nicht berücksichtigt - In den Betrachtungen berücksichtigt

	Verkehr			Wärmesektor			Industrie	
	BEV	FCEV	CNG	WP	H ₂	CH ₄	SMR	Elektrolyse
Energieerzeugung + Transport								
Stromverteilung	X	X	X	X	X	X		X
H ₂ -Verteilung		X			X			X
CH ₄ Verteilung			X			X		
Sekundäre Infrastruktur (z.B. HRS, Wallboxes)								
Endverbraucher (z.B. Fahrzeuge, Heizungen)								

Abbildung 9: Energieerzeugung, Transport, Wandlung und Speicher im Kontext der gesamten volkswirtschaftlichen Betrachtung

Tabelle 5: Techno-ökonomische Daten Braunkohlekraftwerke

Parameter	Einheit	2025	2030	2035	2050
Investitionskosten	€/kW _{el}		1600		
Lebensdauer	Jahre		45		
Wartungskosten	%Invest/Jahr		1,6		
Mittlerer Wirkungsgrad	%	35	35	35	37
Spezifisch Emissionen	t _{CO2} /MWh _{in}		0,364		

Tabelle 6: Techno-ökonomische Daten Steinkohlekraftwerke

Parameter	Einheit	2025	2030	2035	2050
Investitionskosten	€/kW _{el}		1.500		
Lebensdauer	Jahre		45		
Wartungskosten	%Invest/Jahr		1,6		
Mittlerer Wirkungsgrad	%		42		
Spezifisch Emissionen	t _{CO2} /MWh _{in}		0,341		

Tabelle 7: Techno-ökonomische Daten GuD-Kraftwerke

Parameter	Einheit	2025	2030	2035	2050
Investitionskosten	€/kW _{el}		700		
Lebensdauer	Jahre		40		
Wartungskosten	%Invest/Jahr		3		
Mittlerer Wirkungsgrad (Bestand)	%	51	52	53	54
Mittlerer Wirkungsgrad (Neubau)	%	57	59	60	63
Spezifisch Emissionen	t _{CO2} /MWh _{in}		0,202		

Tabelle 8: Techno-ökonomische Daten GT-Kraftwerke (CH₄)

Parameter	Einheit	2025	2030	2035	2050
Investitionskosten	€/kW _{el}		385		
Lebensdauer	Jahre		40		
Wartungskosten	%Invest/Jahr		2		
Mittlerer Wirkungsgrad	%		35		
Spezifisch Emissionen	t _{CO₂} /MWh _{in}		0,202		

Tabelle 9: Techno-ökonomische Daten GT-Kraftwerke (H₂)

Parameter	Einheit	2025	2030	2035	2050
Investitionskosten	€/kW _{el}	451	419	399	385
Lebensdauer	Jahre		40		
Wartungskosten	%Invest/Jahr		2		
Mittlerer Wirkungsgrad	%		40		
Spezifisch Emissionen	t _{CO₂} /MWh _{in}		0		

Tabelle 10: Techno-ökonomische Daten Ölkraftwerk

Parameter	Einheit	2025	2030	2035	2050
Investitionskosten	€/kW _{el}		450		
Lebensdauer	Jahre		40		
Wartungskosten	%Invest/Jahr		2		
Mittlerer Wirkungsgrad	%		34		
Spezifisch Emissionen	t _{CO₂} /MWh _{in}		0,264		

Tabelle 11: Techno-ökonomische Daten für EE-Erzeugungskapazitäten

Parameter	Einheit	Offshore-Wind	Onshore-Wind	Photovoltaik
		2025, 2030, 2035, 2050	2025, 2030, 2035, 2050	2025, 2030, 2035, 2050
Investition	€/kW _{el}	3.210, 2.937, 2.697, 2.251	1.111, 1.066, 1.045, 1.035	828, 718, 643, 571
Lebensdauer	Jahre	20	20	20
Wartungskosten	% Inv. p.a.	2	2	2
Volllaststunden	Stunden p.a.	4.307	2.136	918
Stromkosten	€/MWh	65, 60, 55, 46	45, 44, 43, 42	79, 68, 61, 54

Tabelle 12: Techno-ökonomische Daten Energieübertragung

Parameter	Einheit	DC-Stromübertragung	Rohrleitung CH ₄ zu H ₂ Umrüstung
Investitionskosten (Leitung, Rohr)	€/km * MW	4.000	1.050
Kopfstation DC-Strom	€ pro Leitung (2 Kopfstationen)	800.000 (2 x 400.000)	n/a
O&M		0	0
Lebensdauer	Jahre	30	30

Tabelle 13: Techno-ökonomische Daten für Gaserzeugung (PtG)


Parameter	Einheit	Elektrolyse	Methanisierung	Dampfreformierung
		P _{out} = 3 MPa 2025, 2030, 2035, 2050	inkl. CO ₂ aus Luft 2025, 2030, 2035, 2050	
Investition	€/kW _{input}	731, 636, 552, 396	517, 507, 507, 507	310
Lebensdauer	Jahre	25	25	25
Wartungskosten	% Inv. p.a.	4	4	
	€/MWh _{H₂} p.a.			560
Wirkungsgrad	%	64, 66, 67, 68	83	76
Variable Kosten	€/MWh _{H₂}	0,4		
Strombezug	kWh _{el} /kWh _{CH₄}		0,041	

Tabelle 14: Techno-ökonomische Daten für Energiespeicher

Parameter	Einheit	Stationäre Batterien	H ₂ Salz-kaverne	H ₂ Röhren-speicher	CH ₄ -Speicher	Pump-speicher
		2025, 2030, 2035, 2050	inkl. Kompressor			
Investition	€/kWh	600, 400, 350, 300	0,86	11	keine Neuinvestition zulässig	
Wartungskosten	% Inv. p.a.	1	1,5	0	0	0
Lebensdauer	Jahre	15	30	30	n/a	n/a
Kapazität/Leistung	MWh/MW	2	500	24	533	6
Wirkungsgrad Input	%	92	98	94	98	89
Wirkungsgrad Output	%	92	95	100	100	90

3.3.2.2 Kosten für sekundäre Infrastruktur und beim Endverbraucher

Die Kosten für sekundäre Infrastruktur (Tankstellen, Wallboxes) und im Bereich der Endverbraucher (Fahrzeuge, Heizungen) stellen für den volkswirtschaftlichen Vergleich von „all-electric“ zu „PtG“ eine relevante Größenordnung dar. Die Kosten in diesem Bereich sind von der durchgeführten Modellrechnung unabhängig und wurden daher separat ermittelt und anschließend den Ergebnissen der Modellrechnung hinzuaddiert. Abbildung 10 veranschaulicht welche Kosten in den folgenden Kapiteln erfasst werden.

– nicht relevant X – In den Betrachtungen nicht berücksichtigt  - In den Betrachtungen berücksichtigt


















	Verkehr			Wärmesektor			Industrie	
	BEV	FCEV	CNG	WP	H ₂	CH ₄	SMR	Elektrolyse
Energieerzeugung + Transport								
Stromverteilung	X	X	X	X	X	X		X
H ₂ -Verteilung		X			X			X
CH ₄ Verteilung			X			X		
Sekundäre Infrastruktur (z.B. HRS, Wallboxes)								
Endverbraucher (z.B. Fahrzeuge, Heizungen)								

Abbildung 10: Sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Kontext der gesamten volkswirtschaftlichen Betrachtung

Verkehrssektor

Die sekundäre Infrastruktur im Verkehrssektor umfasst für Batteriefahrzeuge die Ladestationen Zuhause als auch die öffentliche Ladeinfrastruktur. Um die Kosten je Fahrzeug und für das Gesamtsystem zu ermitteln, wurden Literaturwerte aus [DLR/KIT 2016], [ABB 2017], [NPE 2015] und [Renault 2016] verwendet. Die Kosten sowie die Anzahl der benötigten Systeme je Fahrzeug sind bis 2050 als konstant angenommen worden. Die Lebensdauer der Ladeinfrastruktur beträgt 15 Jahre.

Tabelle 15: Annahmen zu Kosten der BEV-Ladeinfrastruktur

	Ladeleistung [kW]	Investition je System	laufende Kosten je System	Anzahl benötigter Systeme je BEV	CAPEX je BEV	OPEX je BEV	Anzahl Systeme (Basisszenario All-electric 2050 / 36,6 Mio. BEV)
Laden Zuhause	11,1	2.139 €	150 €/a	0,850	1.818 €	127,50 €/a	31.140.000 Stk.
Laden öffentlich / halb öffentlich	11,1	7.500 €	750 €/a	0,026	191 €	19,13 €/a	934.300 Stk.
Schnellladen Alltagsverkehr	50	37.000 €	3.400 €/a	0,004	148 €	13,60 €/a	146.600 Stk.
Schnellladen BAB / Bundesstraßen	150	111.000 €	4.000 €/a	0,003	284 €	10,24 €/a	93.800 Stk.
Summe					2.441 €	170,47 €/a	

Während für BEVs der Bedarf an Ladeinfrastruktur auf Basis von Literaturwerten und über einen festen Faktor ermittelt wurde, wurde für die Berechnung der Kosten des Tankstellenausbaus für Brennstoffzellen- und CNG-Fahrzeuge das LBST-Tool H₂INVEST angewendet. Mit diesem lassen sich basierend auf georeferenzierten Grunddaten zur

Bevölkerung (z.B. Einkommen, Pkw-Bestand) und zur Entwicklung des Fahrzeugbestands Tankstellenzahlen, Betankungskapazitäten und Gesamtkosten ermitteln. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Tankstellenzahlen und -kapazitäten für Brennstoffzellen- und CNG-Fahrzeuge bis 2050.

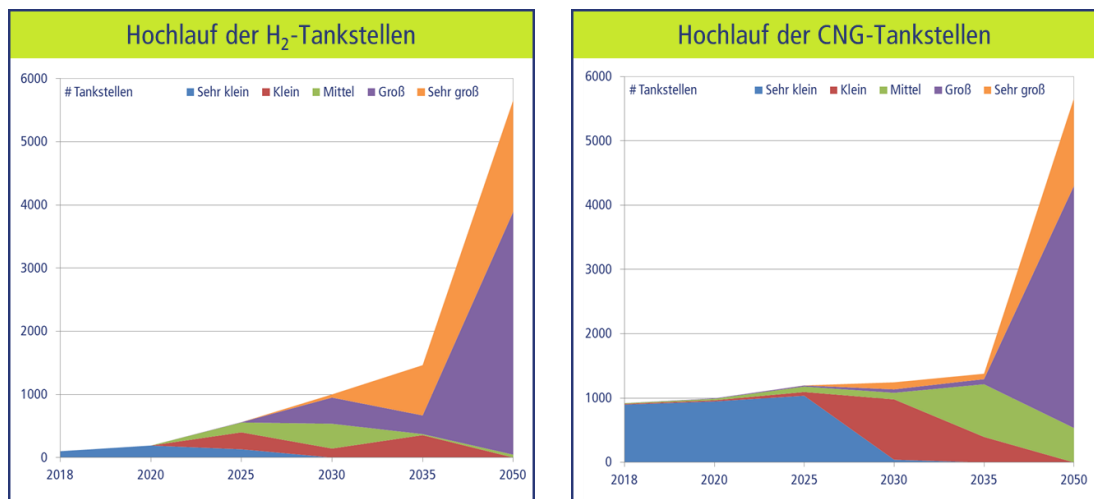


Abbildung 11: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für alternative Kraftstoffe bis 2050

Tabelle 16 listet die Kostendaten, die je Tankstelle und Jahr zum Ansatz gebracht wurden. O&M-Kosten wurden pauschal mit 2,5% p.a. der Investitionskosten angenommen. Die Lebensdauer je Tankstelle wurde mit 20 Jahren berücksichtigt.

Tabelle 16: Investitionskosten für H₂- und CH₄-Tankstellen 2025 bis 2050

H ₂ -Tankstelle	Kapazität (kg _{H2} /d)	Kosten 2025 (Mio. €)	Kosten 2030 (Mio. €)	Kosten 2035 (Mio. €)	Kosten 2050 (Mio. €)	CNG-Tankstelle	Kapazität (MWh _{CH4} /d)	Kosten 2025 (Mio. €)	Kosten 2030 (Mio. €)	Kosten 2035 (Mio. €)	Kosten 2050 (Mio. €)
Sehr klein	56	0.6	0.6	0.6	0.6	Sehr klein	3.7	0.1	0.1	0.1	0.1
Klein	168	1.0	0.9	0.9	0.9	Klein	11.2	0.3	0.3	0.3	0.3
Mittel	336	1.6	1.2	1.2	1.2	Mittel	33.3	0.4	0.4	0.4	0.4
Groß	700	2.8	2.0	2.0	2.0	Groß	60.0	0.5	0.5	0.5	0.5
Sehr groß	2200	6.9	5.1	5.1	5.1	Sehr groß	173.3	0.8	0.8	0.8	0.8

Die Anschaffungs- und Wartungskosten für die betrachteten Fahrzeugtechnologien wurden [McKinsey 2010] entnommen und sind in Abbildung 12 dargestellt.

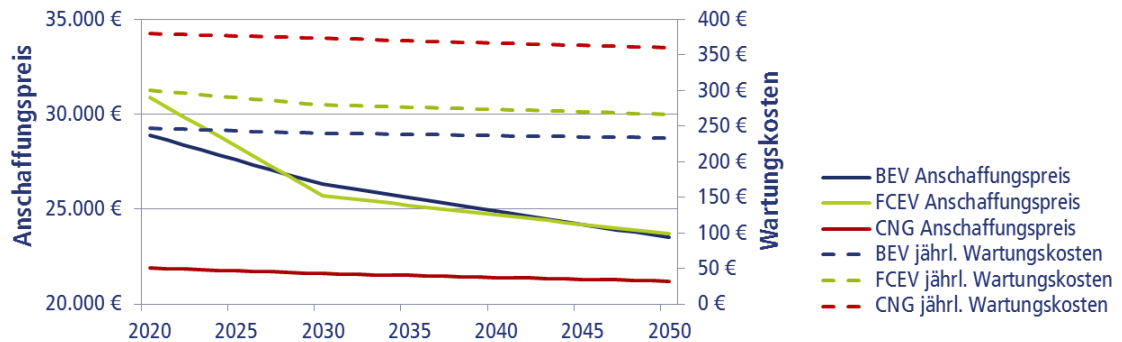


Abbildung 12: Pkw Anschaffungs- und Wartungskosten bis 2050

Abbildung 13 zeigt die berechneten Kosten für sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Verkehrssektor am Beispiel des Basisszenarios. Es ist deutlich sichtbar, dass die Kosten für die Fahrzeuge (Endverbraucher) deutlich höher als die Kosten für die Infrastruktur sind. Bezüglich der Infrastrukturkosten ist zu erkennen, dass diese für BEVs auch ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Ausbaumaßnahmen in den Stromverteilnetzen sichtbar über denen für Brennstoffzellen- und CNG-Fahrzeugen liegen.

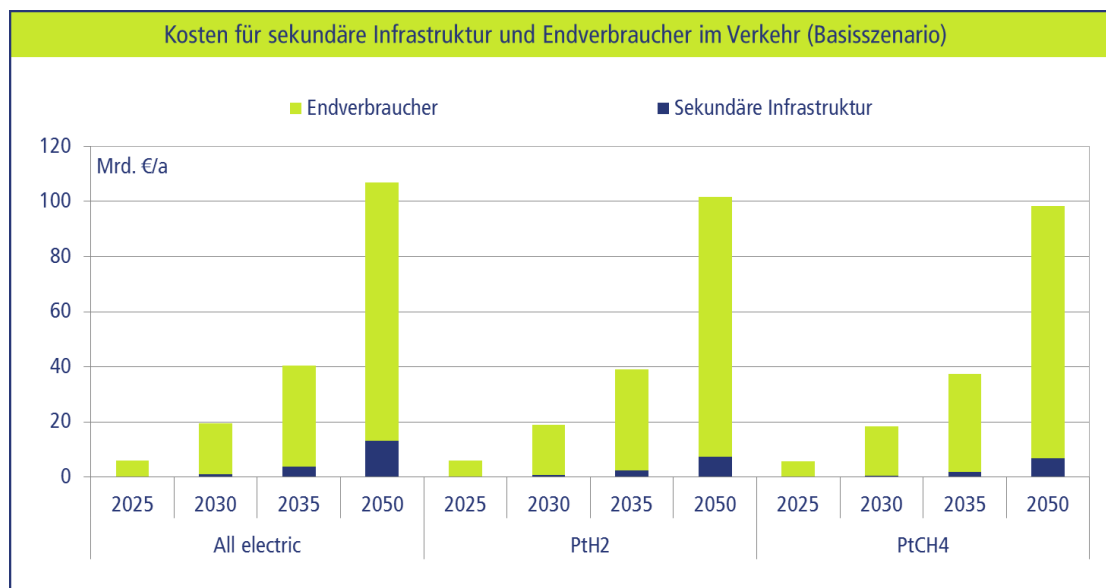


Abbildung 13: Annuität für sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Verkehrssektor (Basisszenario)

Wärmesektor

Die Kosten für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme beim Endkunden (private Haushalte, GHD und Industriegebäude) wurde auf Basis bestehender Studien vereinfacht ermittelt. Dabei wurden Investitions- und Betriebskosten (ohne Energieträger) auf den jährlichen Wärmebedarf bezogen ($\text{€/MWh}_{\text{th p.a.}}$). Für Erdgas (Methan)-Heizungen

sowie für Wärmepumpen wurde ein gleichbleibendes Kostenniveau angenommen, da es sich um bereits etablierte Techniken handelt. Die Kosten für die Wärmebereitstellung mittels Wasserstoff wurden mit einem über die Jahre rückläufigen Aufschlag auf die Kosten für Erdgasheizungen abgeschätzt. Bis inkl. 2020 beträgt der Aufschlag +300%, im Jahr 2025 +150%, im Jahr 2030 +50% und im Jahr 2050 +10%. Zwischen den Stützjahren wurde linear interpoliert. Des Weiteren wurde bei Bestandsgebäuden für die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff 4.000 € pro Heizsystem veranschlagt. Die Kosten und Aufschläge basieren auf [DECC 2016]. Für alle Heizungen wurde von einer Mischung aus 50% Neubau und 50% Generalsanierung (inkl. Einbau von Fußbodenheizung bei Wärmepumpen) ausgegangen.

Tabelle 17: Spezifische Kosten der Wärmebereitstellung im Bereich des Endverbrauchers (ohne Energieträger)

Jeweils in €/MWh _{th}	Wärmepumpe	Methan	Wasserstoff
2020	114	58	122
2025	114	58	93
2030	114	58	73
2050	114	58	65

Verwendete Quellen: [BMVBS 2012], [BWP 2015], [Uni Linz 2009], [DECC 2016]

Abbildung 14 zeigt die jährlichen Kosten (Annuität) im Wärmesektor im Bereich des Endverbrauchers. Diese Kosten umfassen die Abschreibungen für das Heizsystem (ggf. mit Kosten für die Umrüstung) und die Betriebskosten wie z.B. Kaminkehrer. Durch Verwendung von PtG im Wärmesektor können 2050 im Bereich der Endverbraucher Kosten in der Größenordnung von

- etwa 5 Mrd. €/Jahr im Szenario „Langsame Energiewende“,
- etwa 10 Mrd. €/Jahr im Szenario „Schnelle Energiewende“ und
- etwa 15 Mrd. €/Jahr im Szenario „Fokus PtG“

im Vergleich zum Einsatz von elektrischen Wärmepumpen eingespart werden. In [FNB 2017] wird für 2050 ein Einsparpotenzial bei der Endanwendung im Wärmebereich von etwa 8,4 Mrd. €/Jahr, also in vergleichbarer Größenordnung identifiziert.

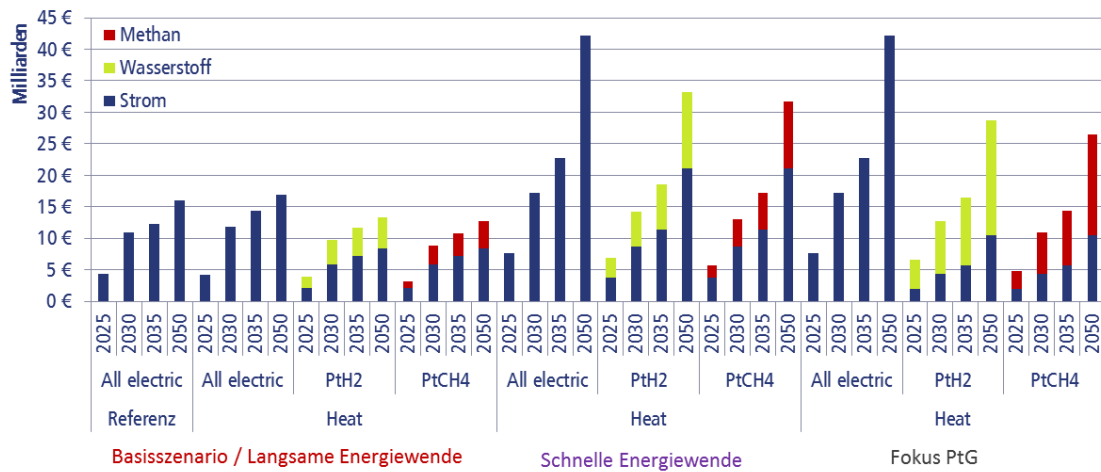


Abbildung 14: Annuität im Wärmesektor im Bereich der Endverbraucher (ohne Energieträger) für die einzelnen Stützjahre

3.3.3 Konventioneller Strombedarf

Die konventionelle Stromnachfrage, d.h. ohne Strom für Wärmepumpen und BEVs, basiert auf den Angaben des NEP-Strom 2015 B für 2025 und des NEP-Strom 2017 B für 2030 und 2035. Für das Jahr 2050 wurde die Entwicklung zwischen 2025 und 2035 extrapoliert.

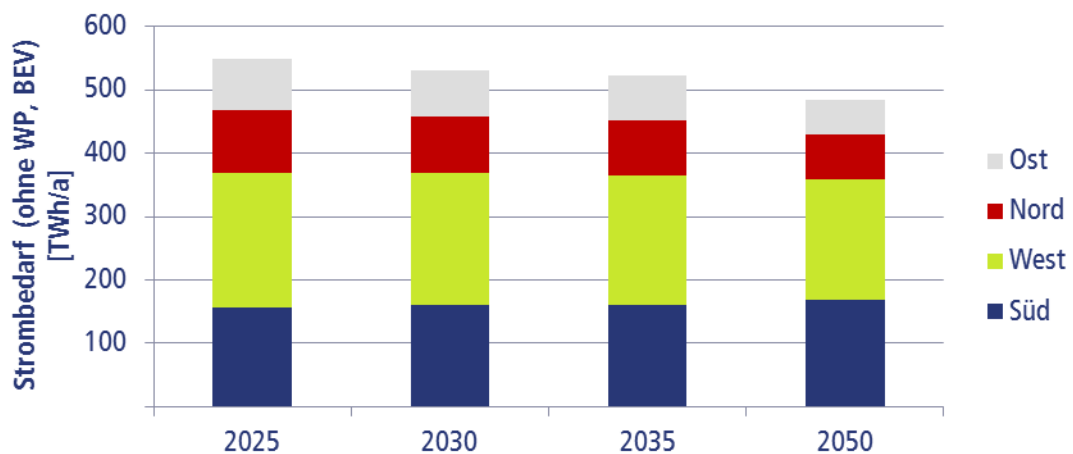


Abbildung 15: Entwicklung des konventionellen Strombedarfs in Deutschland nach Betrachtungsregionen

Demnach sinkt der konventionelle Stromverbrauch von etwa 550 TWh in 2025 auf etwa 485 TWh in 2050. Die ermittelte konventionelle Stromnachfrage findet in allen Betrachtungen Anwendung.

3.3.3.1 Regionalisierung

Die Regionalisierung erfolgte auf Basis der Aufschlüsselung nach Bundesländern in den Netzentwicklungsplänen. Während in der Region Süd der konventionelle Strombedarf bis 2050 leicht ansteigt, ist dieser in den anderen Regionen rückläufig.

3.3.3.2 Bedarfsprofile

Als zeitliches Profil für den konventionellen Strombedarf, d.h. Strombedarf ohne Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen bzw. PtG-Anlagen, wurden die Profilkurven des Jahres 2015 verwendet und entsprechend skaliert. Für die vier Betrachtungsregionen wurden dabei jeweils die Kurvenformen folgender Übertragungsnetzbetreiber verwendet:

- Region Nord: 50Hertz⁴
- Region West: Amprion
- Region Süd: TransnetBW
- Region Ost: 50Hertz

Die historischen Datensätze wurden der ENTSO-E Transparency Datenbank entnommen.

3.3.4 Kraftstoffbedarf

Der Kraftstoffbedarf wurde für jedes Szenario basierend auf einer Hochlaufkurve des relevanten Fahrzeugbestands (BEV, FCEV, CNG) sowie spezifischer Kraftstoffverbräuche und Jahresfahrleistungen ermittelt.

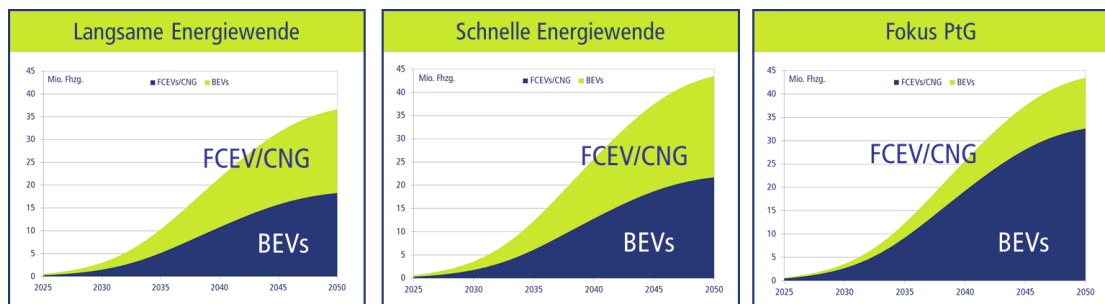


Abbildung 16: Hochlaufkurven für Batterie-, Brennstoffzellen- und Erdgasfahrzeuge

Im Rahmen der „Langsamen Energiewende“ steigt der relevante Fahrzeugbestand bis 2050 auf 36,6 Mio. Pkw (80% des Fahrzeugbestands) an. In den beiden anderen ambitionierteren Szenarien werden für das gleiche Jahr 43,5 Mio. Pkw durch BEV, FCEV

⁴ Die Daten von TenneT wurden für die Region Nord aufgrund der großen geografischen Ausdehnung nicht verwendet.

bzw. CNG-Fahrzeuge ersetzt (95% des Fahrzeugbestands). Der Kraftstoffbedarf sowie die jährlichen Fahrleistungen sind in Tabelle 18 angegeben.

Tabelle 18: Annahmen zum Kraftstoffverbrauch der Fahrzeuge bis 2050

	Brennstoffzelle (FCEV)				Batterie (BEV)				Erdgas (CNG)			
Fahrzeugtyp	C Segment (z.B. VW Golf)											
Jährliche Fahrleistung	12.000 km											
Tank- /Batteriegröße	4 kg _{H2}				24 kWh				33 kg _{CH4}			
Tank- /Batteriegröße [kWh]	133				24				450			
Jahr	2025	2030	2035	2050	2025	2030	2035	2050	2025	2030	2035	2050
Verbrauch [kWh/100km]	26,4	23,6	20,8	20,8	16,1	15,6	14,7	14,7	55,1	51,9	48,9	48,9
Reichweite [km]	504	563	638	638	149	154	163	163	816	866	920	920

Quelle: LBST auf Basis FVV

Die jeweiligen Fahrzeugzahlen für die Stützjahre sowie die Aufteilung BEV/FCEV bzw. BEV/CNG können Tabelle 19 entnommen werden.

Tabelle 19: Annahmen für den Sektor Verkehr

Mobilität (Mio. ZEV PKW)	NEP 2017 B (Referenz)	„Basisszenario“	„Schnelle Energiewende“	„Fokus PtG“
2025	(0,5)*	0,6	1	1
2030	3	3	3,6	3,6
2035	4,5	10,4	12,3	12,3
2050	(15,9)*	36,6	43,5	43,5
All-electric	100% BEV	100% BEV	100% BEV	100% BEV
PtH ₂ – Fall	n/a	50% H ₂ , 50% BEV	50% H ₂ , 50% BEV	75% H ₂ , 25% BEV
PtCH ₄ - Fall	n/a	50% CNG, 50% BEV	50% CNG, 50% BEV	75% CNG, 25% BEV

* Eigene Annahme basierend auf Verhältnis NEP zu „Basisszenario“

3.3.4.1 Regionalisierung

Die Regionalisierung der Pkw-Flotte bzw. deren Bedarf an Strom, Methan und Wasserstoff erfolgt auf Basis der Zulassungsstatistik des Kraftfahrtbundesamtes und teilt sich zu 18% auf die Region Nord, zu 36% auf die Region West, zu 31% auf die Region Süd und zu 15% auf die Region Ost auf.

3.3.4.2 Bedarfsprofile

Die zeitlichen Profile für Wasserstoff und synthetisches Methan stammen aus [DLR et al. 2015] und repräsentieren ein typisches Verhalten der Konsumenten an einer konventionellen Tankstelle. Die zeitlichen Profile für die Batteriefahrzeuge wurden aus [Mallig et al. 2015] übernommen und sind das Ergebnis einer Modellierung zum künftigen Ladeverhalten für Batteriefahrzeuge.

3.3.4.3 CO₂-Einsparung

Die CO₂-Einsparung durch Strom bzw. Methan und Wasserstoff im Sektor Verkehr wird auf Basis einer jährlichen Fahrleistung von 12.000 km bestimmt. Es wird von einem verdrängten Pkw-Mix von 50% Benzin- und 50% Dieselfahrzeugen ausgegangen.

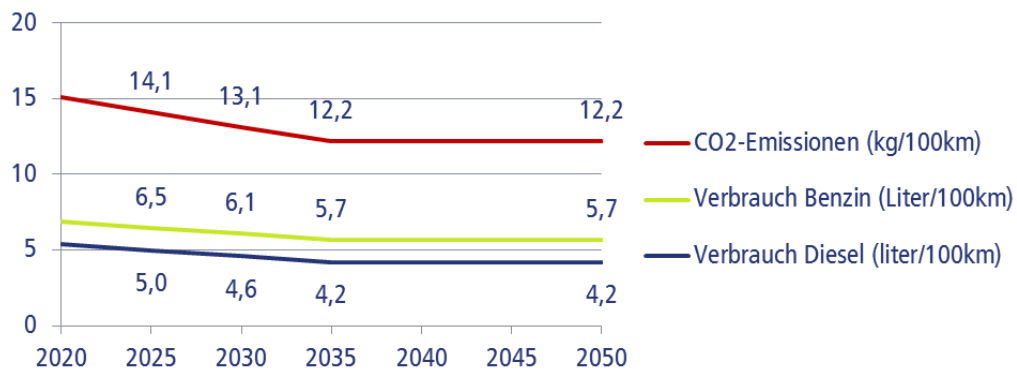


Abbildung 17: Spezifische Kraftstoffverbräuche und mit CO₂-freien Kraftstoffen eingesparte Emissionen pro 100 km

Abbildung 17 zeigt die spezifischen Kraftstoffverbräuche für Pkw mit konventionellem Kraftstoff sowie die mit CO₂-freien Kraftstoffen eingesparten Emissionen pro 100 km.

3.3.5 Wärmebedarf

Der Gesamtstrombedarf zum Betrieb von Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung basiert auf den Energiedaten des BMWi für 2015, einer Reduktion des Raumwärmebedarfs in Höhe von 2,0% p.a. (schnelle Energiewende) bzw. 0,2% p.a. (langsame Energiewende) sowie einem Technologiemix der Wärmeerzeugungsanlagen basierend auf den Ergebnissen der „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ des BMWi von 2015. Hierin werden zwei Grenzpfade „Effizienz“ und „Erneuerbare“ aufgezeigt, mit welchen sich jeweils die Klimaschutzziele erreichen lassen (Verbrauchsreduktion vs. Einsatz THG-freier/armer Energieträger). In beiden Betrachtungen ist für 2050 ein Wärmepumpenanteil in Höhe von ca. 25% bezogen auf den Endenergieverbrauch angegeben.

Basierend auf den Annahmen wurde für 2050 ein Strombedarf von etwa 50 bzw. 105 TWh_{el} abgeschätzt. Diese beiden Werte wurden als Orientierung verwendet, um den Strombedarf für die beiden Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Langsame Energiewende“ für 2050 festzulegen. Die Strombedarfe für die Jahre 2025, 2030 und 2035 wurden basierend auf den Erwartungen des Bundesverbandes Wärmepumpe sowie der Vorgabe, über den Ambitionen des NEP 2017 B zu liegen, festgelegt.

Annahmen z.B. zu Wärmepumpenstückzahlen, Sanierungsraten sowie weiterer Wärmeerzeugungstechnologien wurden im Rahmen dieser Studie nicht getroffen, sondern

stecken implizit in den Quellen, welche Eingang in die Festlegung der Annahmen dieser Studie finden. Die Annahmen zum Strombedarf wurden mit der UBA-Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ plausibilisiert. Dort wird, abhängig vom „Zielbild“, der Strombedarf für Wärmepumpen 2050 mit ca. 41 bis ca. 117 TWh_{el} angegeben.

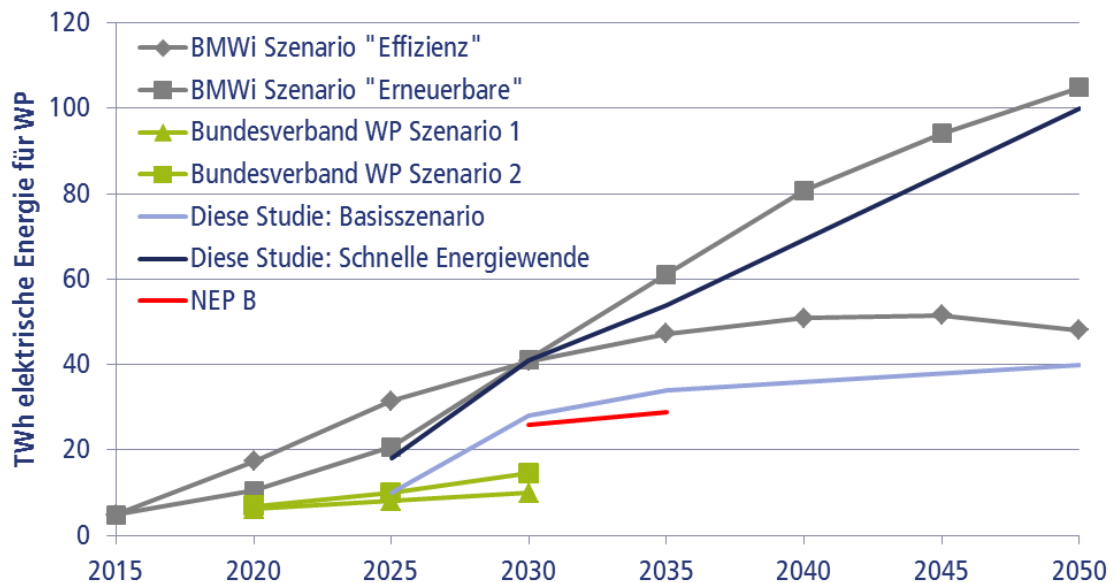


Abbildung 18: Entwicklung des Strombedarfs zur Wärmeerzeugung nach verschiedenen Quellen sowie Annahmen für diese Studie

Tabelle 20: Annahmen für den Sektor Wärme

Anwendungsfall		NEP 2017 B (Referenz)	„Basisszenario“	„Schnelle Energiewende“	„Fokus PtG“
Wärmesektor (TWh _{el})	2025	(10)*	10	18	18
	2030	26	28	41	41
	2035	29	34	54	54
	2050*	(38)**	40	100	100
Bei Umrechnung von Strom auf H ₂ /CH ₄ ist ein Faktor von 3,7 zu berücksichtigen (JAZ)		All-electric	100% WP	100% WP	100% WP
		PtH ₂ -Fall	50% H ₂	50% H ₂	75% H ₂
		PtCH ₄ -Fall	50% CH ₄	50% CH ₄	75% CH ₄

*Studie Bundesverband WP

** NEP extrapoliert

3.3.5.1 Regionalisierung

Die zukünftige Verteilung des Heizenergiebedarfs basiert auf den Zahlen des Länderarbeitskreis Energiebilanzen für 2012 und beträgt: Region Nord 18%, Region West 39%, Region Süd 26% und Region Ost 17% des Gesamtwärmebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) in Deutschland.

Für jede der vier Regionen wurden eigene Profile für den Verlauf der Außentemperatur erstellt. Dazu wurden pro Region Daten mehrerer Wetterstationen herangezogen.

3.3.5.2 Bedarfsprofile

Die Bedarfsprofile für Raumwärme basieren auf den Außentemperaturen des Jahres 2015. Der Jahresraumwärmebedarf wird mittels Gradtagszahlen auf die einzelnen Tage im Jahr verteilt. Dabei wird die Wärmespeicherkapazität der Gebäude berücksichtigt, indem die Gradtagszahl des Vortages mit 30% berücksichtigt wird. Es wird ebenfalls berücksichtigt, dass die Heizperiode i.d.R. vom 1. Oktober bis zum 30. April dauert. Außerhalb dieser Zeit wird kein Raumwärmebedarf angenommen. Die Verteilung des Tagesenergiebedarfs auf die einzelnen Stunden erfolgt basierend auf der Außentemperatur unter der Annahme einer Nachtabsenkung zwischen 23:00 Uhr und 6:00 Uhr. In dieser Zeit wird die Außentemperatur nur zu 50% berücksichtigt. Das Ergebnis ist ein generisches Raumwärmebedarfsprofil basierend auf der Außentemperatur. Ein Vergleich mit typischen Heizlastkurven zeigt, dass die Profilform realen Kurven entspricht. Dennoch ist zu beachten, dass es sich um ein stark vereinfachtes Verfahren zur Erzeugung von Profilkurven handelt. Im Rahmen dieser Studie ist die Genauigkeit als ausreichend anzusehen.

Für das Profil des Warmwasserbedarfs wurde angenommen, dass sich dieses auf die Zeit zwischen 6:00 Uhr und 23:00 Uhr beschränkt und innerhalb dieser Zeit konstant ist.

Die stündlichen Werte der Außentemperatur für verschiedene Messstationen in Deutschland stammen vom Deutschen Wetterdienst. Insgesamt wurden Messwerte von 16 Stationen verwendet.

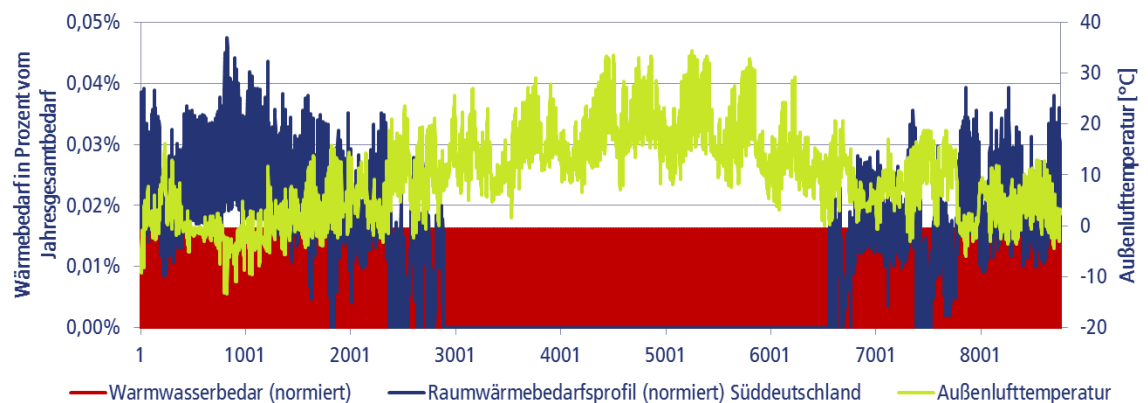


Abbildung 19: Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Jahresverlauf

Die Umrechnung von Wärme zu Strombedarf erfolgt temperaturabhängig. Der durchschnittliche Wirkungsgrad des WP-Anlagenparks wird für jedes Jahr gleichbleibend mit einem COP von 2 bei -16°C und einem COP von 5 bei $+20^{\circ}\text{C}$ angenommen. Für Temperaturen zwischen -16°C und $+20^{\circ}\text{C}$ wird der COP linear interpoliert.

Für die Energieträger Methan und Wasserstoff werden identische Raumwärme- und Warmwasserprofile verwendet.

3.3.5.3 CO₂-Einsparung

Um die CO₂-Einsparung im Sektor Wärme zu bestimmen, wurde angenommen, dass 33% Erdöl ($264 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$) und 67% Erdgas ($202 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$) als Energieträger verdrängt werden. Für die verdrängten Heizungen wurde ein Wirkungsgrad von 100% angenommen.

3.3.6 Wasserstoffbedarf Industrie

Es wurde angenommen, dass sich der heutige jährliche industrielle Wasserstoffbedarf aus Erdgas-Dampfreformieranlagen in Höhe von knapp $20 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$ ($\sim 18 \text{ Mio. Nm}^3$ Wasserstoff bzw. $\sim 580 \text{ kt}_{\text{H}_2}$) bis 2050 nicht verändert. Nicht enthalten in dieser Zahl ist der Bedarf der Erdölraffinerien sowie Wasserstoff aus anderen Quellen. Um einen Beitrag zur CO₂-Minderung bis 2050 zu leisten, wurde angenommen, dass ein steigender Anteil des Wasserstoffbedarfs der Industrie durch Elektrolyse bereitgestellt wird (Tabelle 21).

Tabelle 21: Anteil des mittels Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs je Szenario

Szenario/ Stützjahr	Basisszenario („Langsame E-Wende“)	„Schnelle Energiewende“	„Fokus PtG“
2025	45%	50%	50%
2030	50%	60%	60%
2035	55%	70%	70%
2050	80%	95%	95%

Tabelle 22 zeigt die jährlich mittels Elektrolyse erzeugte Wasserstoffmenge je Szenario.

Tabelle 22: Annahmen für den Sektor Industrie

Anwendungsfall		NEP 2017 (Referenz)	„Basisszenario“	Szenario „Schnelle Energiewende“	Szenario „Fokus PtG“
Industrie (Substitution fossil basiertem Wasserstoffs in kt _{H2} /a)	2025	---	260	289	289
	2030	---	289	347	347
	2035	---	318	405	405
	2050	---	463	550	550
	Referenz	---	100% SMR		
	PtG-Fall	---	100% Elektrolyse (regional)		
	„all-electric“	---	100% Elektrolyse (onsite)		

3.3.6.1 Regionalisierung

Die Regionalisierung erfolgt auf Basis der LBST-Datenbank zu H₂-Erzeugern in Deutschland. Demnach entfallen 24% der relevanten Erzeugung auf die Region Nord, 29% auf die Region West, 4% auf die Region Süd und 43% auf die Region Ost.

3.3.6.2 Bedarfsprofil

Der industrielle Wasserstoffbedarf wurde als konstant über das gesamte Jahr angenommen⁵.

⁵ Hierbei handelt es sich um eine vereinfachende Annahme. Da der in dieser Studie herangezogene Wasserstoffbedarf hauptsächlich in Großanlagen/Industrieparks zur Erzeugung chemischer Grundstoffe verwendet wird, ist davon auszugehen, dass diese Annahme in etwa der Realität entspricht.

3.3.6.3 CO₂-Einsparung

Zur Ermittlung der CO₂-Einsparung wurde für die Dampfreformierung ein Wirkungsgrad von 76% angenommen. Der durch die Elektrolyse substituierte Erdgasverbrauch wurde mit 202 g_{CO2}/kWh berücksichtigt.

3.3.7 Erneuerbare Stromerzeugung

Eine der Grundannahmen in den durchgeführten Simulationen war, dass jeder elektrische Bedarf, der über den im NEP angenommenen Bedarf hinausgeht, durch zusätzliche EE-Anlagen gedeckt wird. Die im NEP angenommenen EE-Stromerzeugungsmengen sind in Abbildung 20 dargestellt.

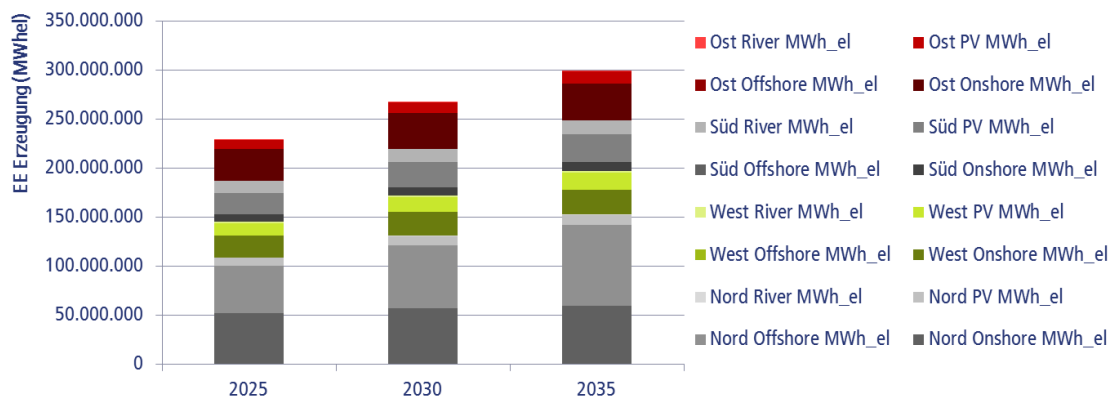


Abbildung 20: EE-Stromerzeugung nach NEP (ohne Biomasse, ohne sonstige EE)

3.3.7.1 Regionalisierung und Technologieschlüssel

Die Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung basiert auf den Annahmen des NEP (NEP 2015 B und NEP 2017 B). Für zusätzlich benötigte EE-Strommengen wurde daraus ein Verteilungsschlüssel auf Regionen und Technologien abgeleitet. Für den zusätzlichen EE-Ausbau wurden nur Windkraft (onshore und offshore) sowie PV zugelassen. Für weitere EE-Technologien wie z.B. Biomasse oder Wasserkraft wurde kein über NEP hinausgehender Ausbau angenommen.

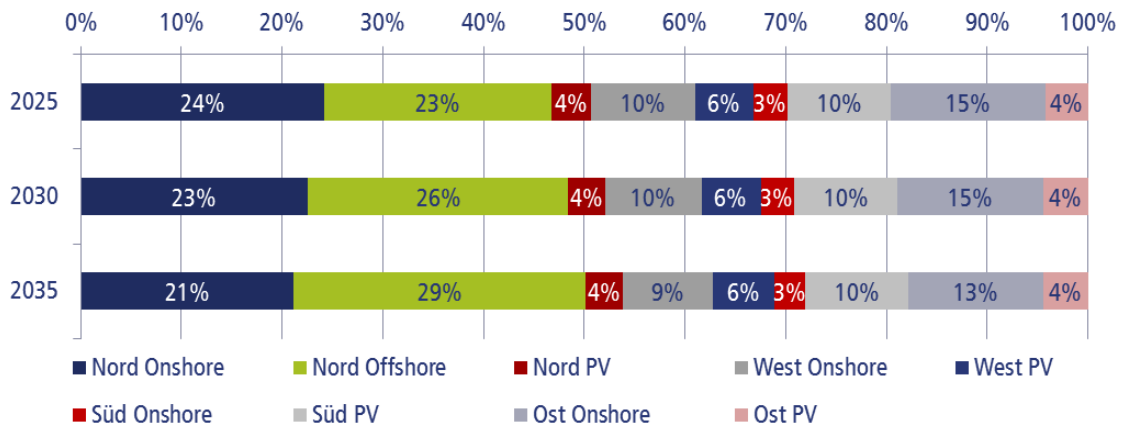


Abbildung 21: Verteilungsschlüssel zusätzlicher EE-Strommengen

Beispiel: 2030 kommen von 100 MWh zusätzlich benötigten Stroms 23% (23 MWh) aus Onshore Windkraft in der Region Nord und 4% (4 MWh) aus PV in der Region Ost.

Für die Betrachtung 2050 wurde der Verteilungsschlüssel von 2035 verwendet.

3.3.7.2 Erzeugungssprofile

Als zeitliches Profil für die EE-Stromproduktion wurden für jede der vier Betrachtungsregionen die Kurvenformen des jeweiligen Netzbetreibers entsprechend Tabelle 23 aus dem Jahr 2015 verwendet. Die historischen Datensätze wurden der ENTSO-E Transparency Datenbank entnommen.

Tabelle 23: Zuordnung der angewandten EE-Erzeugungssprofile⁶

Region	Onshore-Wind	Offshore-Wind	PV	Laufwasser
Nord	Tennet	Tennet	50Hertz	Amprion
West	Amprion	-	Amprion	Amprion
Süd	TransnetBW	-	TransnetBW	TransnetBW
Ost	50Hertz	-	50Hertz	Amprion

Durch den starken Zubau (absolut und relativ) an Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2015 zeigt das Originalprofil einen deutlichen Anstieg der Erzeugungleistung zwischen Jahresbeginn und -ende. Um diesen Zubau effekt auszugleichen, wurde das Originalprofil

⁶ Für PV-Erzeugungssprofile in Deutschland ist vor allem ein Unterschied zwischen Nord und Süd feststellbar. Deshalb wurde für die Region Nord das Profil des primär im Norden liegenden Netzbetreibers 50Hz gewählt. Bei der Zuordnung eines Netzbetreibers für Laufwasser war der Gedanke, das Profil eines alpennahen (d.h. auch Kleinwasserkraft) Netzbetreibers für die Alpenregion Süd zu verwenden, für die anderen Regionen ein nicht alpennahes Profil.

mittels Faktor so angepasst, dass die zum Profil gehörende Trendlinie waagrecht verläuft.

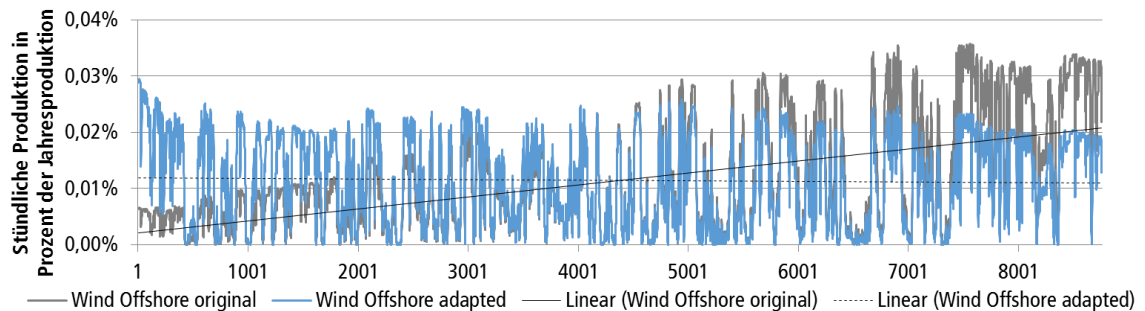


Abbildung 22: Anpassung des Offshore-Windenergie-Erzeugungsprofils

3.3.7.3 Installierte EE-Leistung 2050 je Szenario

Abbildung 23 zeigt die 2050 installierte EE-Erzeugungsleistung (PV, Wind, Laufwasser) je Betrachtungsfall. Je nach Betrachtung werden EE-Leistungen zwischen 250 und 500 GW (entspricht etwa 500 bis knapp 1.000 TWh_e) notwendig.

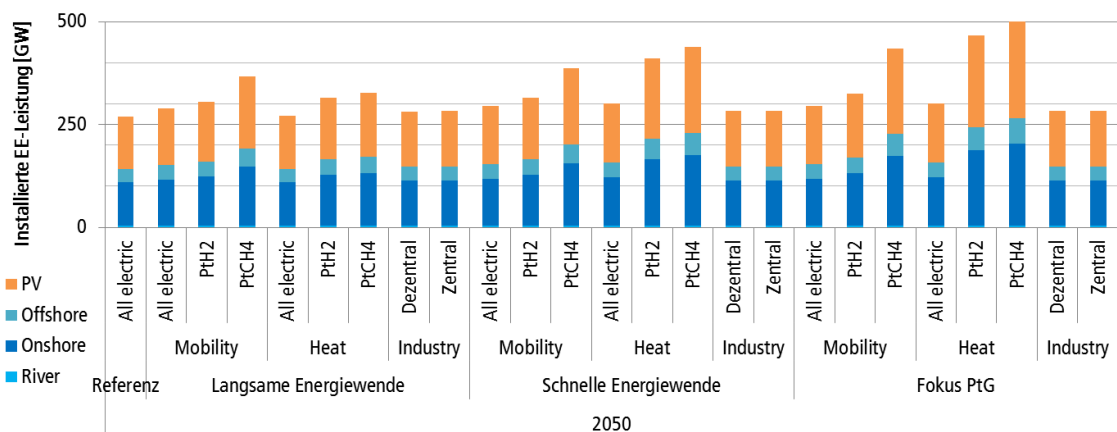


Abbildung 23: Deutschlandweit installierte EE-Leistung 2050 je Betrachtungsfall (ohne Biomasse, ohne sonstige erneuerbare)

Die gegenüber den „All electric“-Fällen benötigte EE-Mehrleistung in den PtG Fällen PtH₂ und PtCH₄ wird deutlich sichtbar. Diese resultieren aus den Wirkungsgradverlusten bei der Bereitstellung von PtG-Energieträgern für den Verkehrs- und Wärmesektor sowie durch die Speicherung von Strom mittels PtG.

3.3.8 Konventionelle Stromerzeugung

Die für die Simulation angenommenen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten wurden auf Basis der Netzentwicklungspläne mit dem Auftraggeber abgestimmt. Sämtliche Erzeugungstechnologien wurden den Kategorien „Lignite/Braunkohle“,

„Coal/Steinkohle“, „CCGT/Erdgas GuD“, „GT_CH₄/Erdgas Gasturbine“, „Biomass/Biomasse“ oder „Oil/Erdöl“ zugeteilt. So wurden beispielsweise Kuppelgas und kleine KWK der Kategorie „GT_CH₄/Erdgas Gasturbine“ zugeordnet, Abfall fällt in die Kategorie „Biomass/Biomasse“.

Die Kraftwerkseinsatzplanung ist Ergebnis der Modellrechnungen.

3.3.8.1 Regionalisierung

Der auf Basis des NEPs regionalisierte Kraftwerkspark ist in Abbildung 24 dargestellt. Für das Jahr 2050 wurden lediglich die Erzeugungskapazitäten aus Biomasse (inkl. Abfallverbrennung) vorgegeben. Der restliche Kraftwerkspark ist in diesem Zeitschritt das Ergebnis der Modellrechnung.

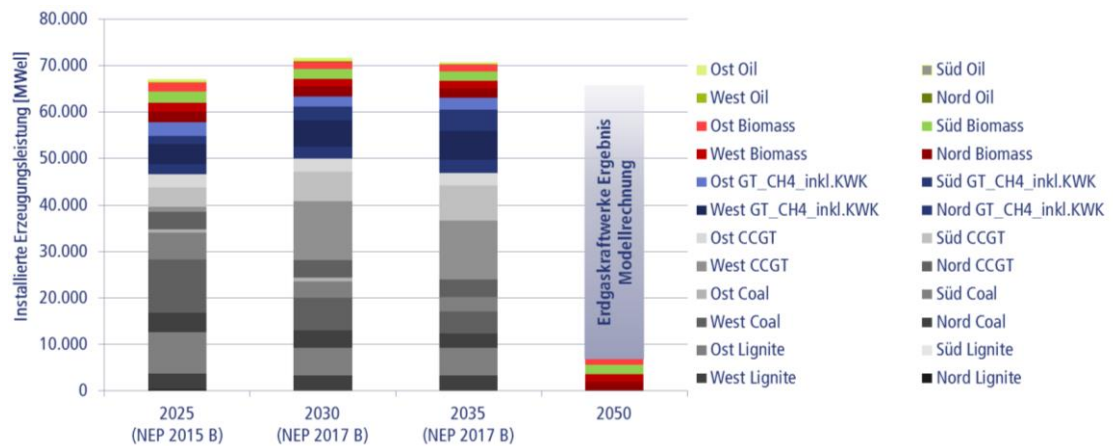


Abbildung 24: Konventioneller Kraftwerkspark nach Netzentwicklungsplänen

3.3.8.2 Must-Run Kapazitäten

Den konventionellen Kraftwerken wurden vereinfachte Must-Run Profile zugeordnet, um technische Kraftwerksrestriktionen (z.B. minimale Teillast, Wärmeauskopplung) abzubilden. Für Braunkohlekraftwerke wurde eine minimale Teillast von 25% über alle Kraftwerksblöcke, für Müllverbrennungsanlagen ein gleichmäßiger Betrieb über 8.760 Stunden im Jahr angenommen. Die Erzeugungsleistungen von Steinkohle-, Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken wurden anteilig an den Wärmebedarf (Außentemperatur) gekoppelt, um die im Netzentwicklungsplan angegebenen Werte zur Kraftwärmekopplung zu berücksichtigen.

3.3.9 Stromaußenhandel (Import/Export)

Um Stromtransite durch Deutschland in der Betrachtung zu berücksichtigen, wurden je Betrachtungsregion und Nachbarland Import/Export-Zeitreihen fest vorgegeben. Diese wurden auf Basis der historischen Import/Export-Profile (2015) sowie der im NEP für die

jeweiligen Betrachtungsjahre genannten Import-, Export- und Saldoströmmen durch Profilverschiebung und Profilverzerrung angepasst.

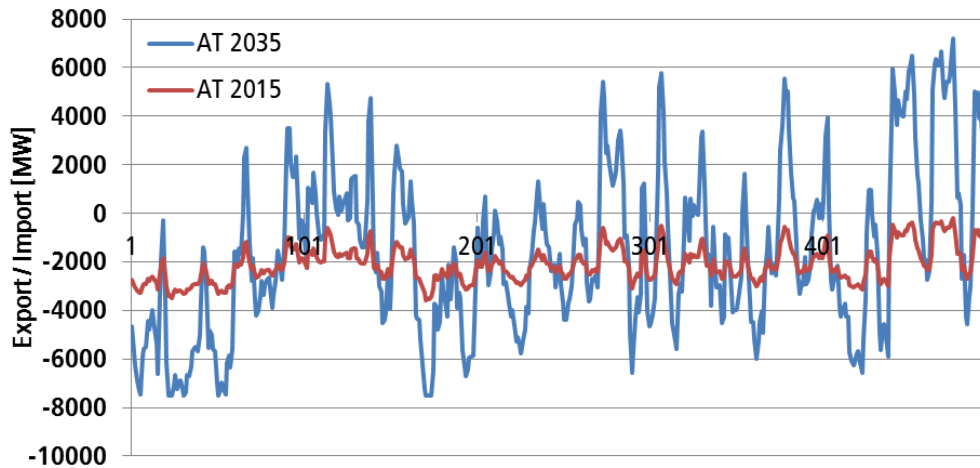


Abbildung 25: Originales (2015) und angepasstes (2035) Import/Export-Profil für Österreich (negative Werte: DE → AT)

Die jeweils angesetzten Strommengen für den Außenhandel mit den Nachbarländern sind in Tabelle 24 aufgelistet.

Tabelle 24: Angesetzte Stromaußenhandelsmengen

Stromaußenhandel [TWh]	2025 (Import/Export)	2030 (Import/Export)	2035 (Import/Export)	2050 (=2035) (Import/Export)
Österreich	9,2 / 14,7	15,9 / 14,4	18,5 / 14,4	18,5 / 14,4
Schweiz	4,0 / 19,9	7,1 / 18,5	8,8 / 22,7	8,8 / 22,7
Tschechien	8,1 / 1,0	8,9 / 1,4	5,9 / 2,3	5,9 / 2,3
Dänemark	16,6 / 0,8	14,7 / 2,0	16,5 / 1,6	16,5 / 1,6
Frankreich	7,9 / 9,3	6,2 / 15,4	3,1 / 23,3	3,1 / 23,3
Luxemburg	0,4 / 5,8	0,1 / 3,8	0 / 3,6	0 / 3,6
Niederlande	9,1 / 6,7	1,3 / 16,9	6,6 / 11,9	6,6 / 11,9
Polen	20,1 / 0,9	17,9 / 1,6	16,3 / 1,9	16,3 / 1,9
Schweden	9,0 / 0,8	8,9 / 1,3	13,0 / 2,0	13,0 / 2,0
Norwegen	10,1 / 1,7	8,8 / 2,0	8,3 / 2,3	8,3 / 2,3
Belgien	1,8 / 2,7	0,4 / 10,4	0,9 / 9,4	0,9 / 9,4
GESAMT	96,4 / 64,4	90,2 / 87,8	98,0 / 95,5	98,0 / 95,5
(Saldo)	Import: 32	Import: 2,4	Import: 2,5	Import: 2,5

Differenzen durch Rundung möglich.

Die jeweils vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten (Tabelle 25) wurden entsprechend berücksichtigt.

Tabelle 25: Im Modell verwendete Grenzkuppelkapazitäten

Grenzkuppelkapazitäten nach	2025 (Import/Export)	2030 (Import/Export)	2035 (Import/Export)	2050 (Import/Export)
Österreich	+7.500 / -7.500	+7.500 / -7.500	+7.500 / -7.500	+11.800 / -11.800
Schweiz	+5.700 / -4.300	+5.700 / -4.300	+6.400 / -6.000	+6.400 / -6.000
Tschechien	+2.100 / -1.500	+2.600 / -2.000	+2.600 / -2.000	+4.200 / -4.200
Dänemark	+4.000 / -4.000	+4.000 / -4.000	+4.600 / -4.600	+12.100 / -12.100
Frankreich	+3.300 / -3.300	+4.800 / -4.800	+4.800 / -4.800	+4.800 / -4.800
Luxemburg	+2.300 / -2.300	+2.300 / -2.300	+2.300 / -2.300	+2.900 / -2.900
Niederlande	+4.700 / -4.700	+5.000 / -5.000	+6.000 / -6.000	+9.000 / -9.000
Polen	+3.000 / -2.000	+3.000 / -2.000	+3.000 / -2.000	+6.600 / -6.600
Schweden	+1.315 / -1.315	+1.315 / -1.315	+2.000 / -2.015	+8.200 / -8.200
Norwegen	+1.400 / -1.400	+1.400 / -1.400	+1.400 / -1.400	+9.900 / -9.900
Belgien	+1.000 / -1.000	+2.000 / -2.000	+2.000 / -2.000	+2.000 / -2.000

3.3.10 Strom- und Gasnetz

In diesem Kapitel werden strom- und CH₄- bzw. H₂-gasnetzspezifische Daten zusammengestellt, die in die Modellrechnungen eingehen.

3.3.10.1 Stromübertragungsnetz

Die im Startnetz vorhandenen Übertragungskapazitäten der Stromleitung zwischen den einzelnen Regionen sind in Tabelle 26 zusammengefasst. Dabei wurden die Daten für das heutige Stromübertragungsnetz aus [Egerer 2016] ausgewertet und übernommen und in Abstimmung mit dem Auftraggeber um die Ausbau- bzw. Verstärkungsmaßnahmen ergänzt, die bis 2030 im NEP-Strom 2017B vorgesehen sind (inklusive der HGÜ-Leitungen). Die Übertragungskapazität wird außerdem als symmetrisch, d.h. als identisch in beide Richtungen, angenommen. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden als Kosten für das Stromübertragungsnetz basierend auf dem NEP-Strom 2017B die Daten für HGÜ-Erdkabel von 4 Mio. €/ (MW * km) bei einem Inkrement von 2 GW und einer Lebensdauer von 30 Jahren angesetzt. Hinzu kommen pro Leitung jeweils zwei Kopfstationen mit 0,2 Mio. € pro MW und einer Lebensdauer von 30 Jahren. Für alle Leitungen wurde außerdem zur Berücksichtigung des n-1 Sicherheitskriteriums ein Abschlag auf vorhandene Kapazität von 20% angesetzt. Ferner wurden Leitungsverluste vernachlässigt.

Tabelle 26: Existierende Übertragungskapazität der Stromleitungen zwischen den einzelnen Regionen im Startnetz (erster Zeitschritt)

Von/nach (MW)	Nord	West	Süd	Ost
Nord	0	31.552	4.000	12.448
West	31.552	0	26.320	5.440
Süd	4.000	26.320	0	18.320
Ost	12.448	5.440	18.320	0

3.3.10.2 Gasnetz

Für das Gasnetz wird im Rahmen der Modellierung angenommen, dass zunächst für den Transport von Wasserstoff und synthetischem Methan keine Engpässe bestehen. Damit wird auch unterstellt, dass ein zusätzlicher Ausbau der Erdgasleitungen nicht notwendig wird. Allerdings werden die benötigten Übertragungskapazitäten aus dem Modell in einer ex-post Analyse einer groben Abschätzung den heutigen Erdgaskapazitäten gegenübergestellt, die durch den Auftraggeber durchgeführt und zur Verfügung gestellt wurde: Nord → West: 37 GW; West → Nord: 14 GW; West → Süd: 76 GW; Süd → West: 57 GW. Für die Umwidmung der Erdgasleitungen in H₂-Leitungen werden 1,05 Mio. €/(GW_{H₂}*km) bei 30 Jahren Lebensdauer und einem Inkrement von 4 GW_{H₂} angesetzt. Außerdem werden laufende Betriebskosten für das Gasnetz für beide Energieträger ermittelt. Ferner wurden Leitungsverluste vernachlässigt.

3.3.11 Stromnetz- und gasnetztechnische Daten

Zielsetzung hier war eine möglichst einfache und daher robuste Beistellung von spezifischen Kosten für die Transportdienstleistung der drei Energieträger „Strom“, „Methangas“ und „Wasserstoff“ für relevante Szenarien und Einsatzfälle sowie Zeitpunkte für die Modellierung der „PtG“- versus „all-electric“-Konzepte in enger Abstimmung mit Amprion und OGE. Von besonderem Interesse dabei sind die differenziellen Kosten für den erforderlichen Infrastrukturaufbau in den relevanten Szenarien und Fällen. Detailliertere Informationen befinden sich im Anhang.

3.3.11.1 Allgemeine Annahmen

Die Tabelle 27 enthält eine Übersicht der allgemeinen Annahmen für die drei Energieträger für die zu berücksichtigenden Fälle:

Tabelle 27: Übersicht über die wichtigsten qualitativen Annahmen zur Ermittlung der Transportkosten für inkrementell zusätzliche Strom-, Methangas und Wasserstoffgaskapazitäten

Netz	Strom	Methangas	Wasserstoff
Zeit	2025, 2030, 2035, 2050		
Szenarien	„Langsame Energiewende“, „Schnelle Energiewende“, „Fokus PtG“		
Anwendungen	Mobil, HH-Wärme, H ₂ -Industrie	Mobil, HH-Wärme	Mobil, HH-Wärme, H ₂ -Industrie
Transportrichtung	AC: bi-direktional, DC: uni-direktional	Heute: uni-direktional, Künftig: bi-direktional	bi-direktional
Speicherung	Pumpspeicher (kein Zubaupotenzial)	Kavernenspeicher (Region Nord)	Kavernenspeicher (Region Nord), Röhrenspeicher
Transportdistanzen	Zwischen Flächenschwerpunkten		

3.3.11.2 Flächenschwerpunkte

Zur Ermittlung der Transportlänge zwischen den vier in dieser Studie angenommenen Netzregionen werden gemittelte Transportlängen für Strom (AC, DC), Methangas und Wasserstoffgas zu Grunde gelegt. Zur Ermittlung der gemittelten Transportdistanzen wurde festgelegt, die jeweiligen regionalen Flächenschwerpunkte als Bezugskordinaten zu Grunde zu legen und zwischen denen den kürzesten Abstand zu verwenden. Das Ergebnis der optischen Auswertung zeigt Abbildung 26.

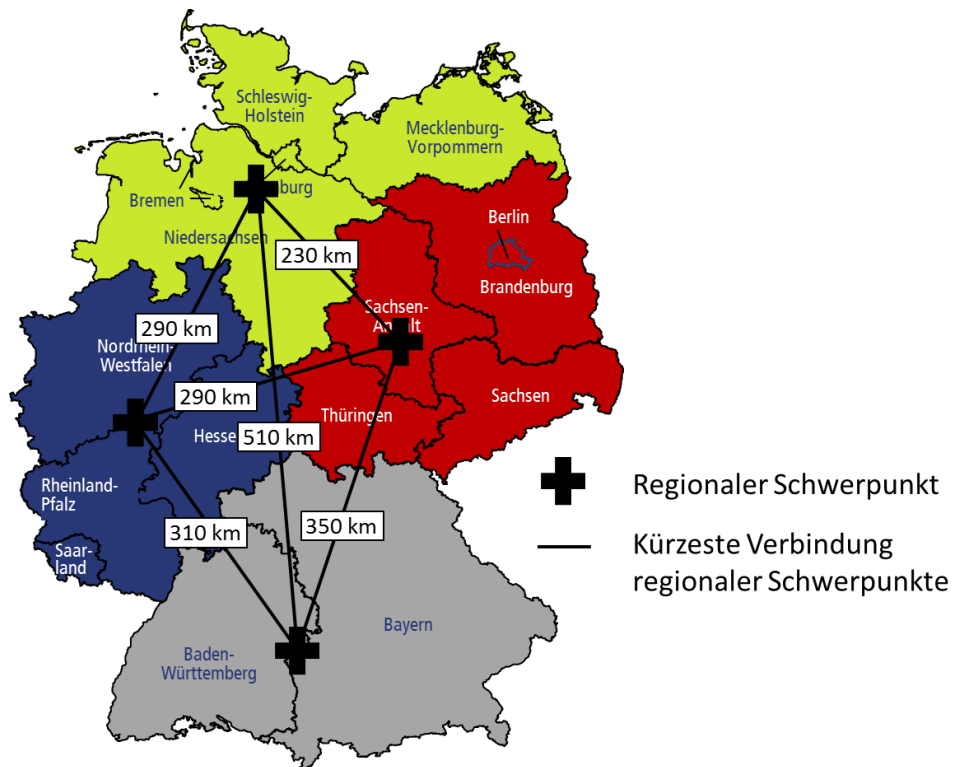


Abbildung 26: Gemittelte Transportvektoren für Strom und Gas (uni-direktional für DC-Strom und Methangas heute; bi-direktional für AC-Strom, Wasserstoffgas und Methangas künftig)

3.3.11.3 Gemittelte Transportdistanzen

Für das hier angewendete vereinfachte Vorgehen einer mittleren Transportdistanzabschätzung mit Hilfe von Google gewählt. Das Ergebnis zeigt Tabelle 28.

Tabelle 28: Nach vereinfachtem Vorgehen ermittelte Abstände zwischen den Schwerpunkten der vier in dieser Studie gewählten Regionen

Regionen	NO ↔ WE	WE ↔ SU	SU ↔ OS	OS ↔ NO	WE ↔ OS	NO ↔ SU
Gemittelter Abstand [km]	290	310	350	230	290	510

Die hier gewählte Transportdistanz zwischen zwei Regionenschwerpunkten repräsentiert die mittlere Transportentfernung für alle drei Energieträger.

3.3.11.4 Spezifische Transportkosten

Die Transportnetzkosten gehen auf unterschiedliche Weise und abhängig vom Energieträger in das Simulationsmodell ein. Eine Kombination der mittleren Leitungslängen zwischen den vier Regionen für Strom- und Wasserstoffgastransport und den Annahmen zu den spezifischen Kosten führt zu folgenden vom Modell zu den verwendenden Parametern für DC-Strom in Tabelle 29 und für Wasserstoff in Tabelle 30.

Transportkosten Strom

Tabelle 29: Zusammenführung der Abstände zwischen Flächenschwerpunkten und den Annahmen zu spezifischen Kosten für den inkrementellen Aufbau neuer Leitungen für DC-Strom

Regionen	NO ↔ WE	WE ↔ SU	SU ↔ OS	OS ↔ NO	WE ↔ OS	NO ↔ SU	
Leitungslänge	290 km	310 km	350 km	230 km	290 km	510 km	
DC-Strom (= HGÜ) Kabel	Spez. Investitionen [M€/km]		4				
Inverterstationen	[Mrd. €]		0,8				
	Inkrement [GW]		2				
	Investitionen [M€]	1,96	2,04	2,2	1,7	1,96	2,84

Transportkosten Gas (CH₄ und H₂)

Die Längen und damit die Kosten umzurüstender bzw. neu zu errichtender Wasserstoffrohrleitungen orientieren sich an den spezifischen Vorgaben der OGE. Dazu wurde folgendes in Tabelle 30 dokumentierte Vorgehen gewählt:

- Festlegung der realen Leitungslängen zwischen den Regionen auf Basis der Angaben von OGE (NO → WE, WE → SU, NO → SU) bzw. zwischen den Flächenschwerpunkten (andere Regionen).
- Festlegung des zuzubauenden Energieinkrements (= Transportkapazität einer H₂-Leitung mit Durchmesser DN 1200, max. Betriebsdruck 6,75 MPa und max. Gasgeschwindigkeit 10 m/sec), wobei bei geringfügigen Inkrementen über 8 GW die Strömungsgeschwindigkeit zeitlich begrenzt bis auf 20 m/sec hochgesetzt werden kann, was die Transportkapazität etwa verdoppelt.
- Festlegung der heute bestehenden doppelten (= parallelen) Erdgasleitungen, sodass eine von zwei Leitungen auf Wasserstoff umrüstbar ist (siehe Abbildung 27).

- Festlegung der spezifischen Investitionskosten für die Anpassung (= Umrüstung) einer bestehenden Erdgasleitung auf H₂-Betrieb oder einen Leitungsneubau (1,0 bzw. 3,6 M€/km). Auswahl der Anzahl umzurüstenden bzw. neu zu errichtenden Leitungen in Abhängigkeit des gewählten Szenarios für jede Regionenbeziehung (bi-direktionaler Betrieb ist durch geeignete Auslegung der Verdichterstationen prinzipiell möglich).
- Festlegung ob Umrüstung (A) oder Neubau (N) für Regionenbeziehungen und Zeitschritte.
- Berechnung der erforderlichen Gesamtinvestition pro Regionenbeziehung und Zeitschritt.

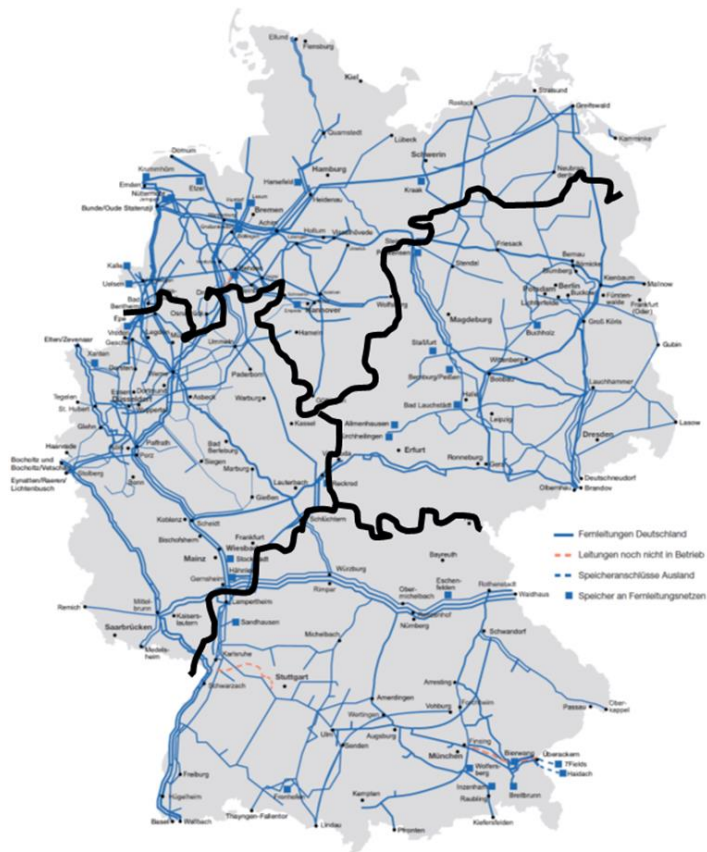


Abbildung 27: Erdgas-Transportnetze Deutschland nach BNetzA 2027 (mit eingezeichneten Regionengrenzen) (Quelle: Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, 16.10.2017, https://www.fnb-gas.de/files/2017_10_16_nep-gas-2016-2026.pdf)

Tabelle 30: Zusammenführung der von OGE vorgegebenen Abstände zwischen den Regionen für umzurüstende bzw. neu zu errichtende Wasserstoffleitungen (hier Basisszenario)

Energieträger	Regionen	NO ↔ WE	WE ↔ SU	SU ↔ OS	OS ↔ NO	WE ↔ OS	NO ↔ SU
	Leitungslänge ¹	300 km	300 km	350 km	230 km	290 km	600 km
Inkrement ²	[GW]				8		
Anpassung	[M€/km]				1,0		
Neubau	[M€/km]				3,6		
Anpassungspotenzial ³	[Leitungen]	2	1	0	0	0	0
	[GW]	8	8	0	0	0	0
Bedarf „Basis-szenario“	2025 [GW]	2,8	0	0	1	0	2,3
	2030 [GW]	3,2	0	0	1,4	0	2,8
	2035 [GW]	4,1	0	0	1,9	0	3,8
	2050 [GW]	17	0	0	8,1	0	16,2
A/N ⁴	2025	A			N		N
	2030						
	2035						
	2050	A					
Gesamtinvestition	2025 [M€]	300			828		2.160
	2030 [M€]						
	2035 [M€]						
	2050 [M€]	300					

¹ weicht für NO → WE (300 km), WE → SU und NO → SU (600 km) nach konkreten Angaben von OGE von Regionenschwerpunkten ab (Leitungslänge Oldenburg → Werne → Norden von Bayern ca. 600 km).

² Auslegung auf Leitung Durchmesser DN 1200, Druck 67,5 MPa und max. Fließgeschwindigkeit 10 m/sec. Geringfügig höhere Leistungsbedarfe können durch Geschwindigkeitsanpassung erzielt werden, sodass bei z.B. 8,5 GW bei einem Inkrement von 8 GW keine neue Leitung zu bauen ist (d.h. prinzipiell bis zu max. doppelter Leistung von 16 MPa bei 20 m/sec).

³ Es ist das Anpassungspotenzial in 2050 gemeint, d.h. es ist dann auch eine 100%-Umstellung auf H₂ in parallelen Leitungen denkbar.

⁴ Anpassung (A) oder Neubau (N)

3.3.11.5 Betriebskosten Gasnetze

Für eine Ermittlung der Betriebskosten für CH₄- und Wasserstoffnetze erfolgte in Abstimmung mit der OGE folgende überschlägliche Berechnung:

- Gesamtkosten (Kapital- und Betriebskosten) deutsches CH₄-Transportnetz RP3 (aus NEP-Gas 2016.2): 1.781.654.674€/Jahr
- CH₄-Verbrauch Gesamtdeutschland (Mittelwert aus Brenn- und Heizwert) nach NEP-Gas 2016.2: 771 TWh/Jahr
- Spez. Jahresbetriebsgesamtkosten CH₄ (NEP-Gas 2016.2): 2,31 €/MWh
- Spez. Jahresbetriebsgesamtkosten H₂ (Annahme 4/3 * CH₄) (NEP-Gas 2016.2): 3,08 €/MWh

Setzt man diese Zahlen mit einem Erdgaspreis von ca. 30 €/MWh ins Verhältnis, so ergibt sich ein Anteil von ca. 10% der betrieblich bedingten Kosten am Erdgaspreis, was gemessen an den Gesamtkosten in den Ergebnisgrafiken nicht ins Gewicht fällt.

4 KOSTEN-NUTZENANALYSE FÜR PTG-ANWENDUNGEN

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der eigentlichen Kosten-Nutzenanalysen für die PtG-Anwendungen vorgestellt. Zunächst werden im Kapitel 4.1 die Ergebnisse aus dem Basisszenario („langsame Energiewende“) und anschließend im Kapitel 4.2 die Ergebnisse aus den beiden weiteren Szenarien („Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“) genauer erläutert. In beiden Kapiteln wird in Anbetracht der Vielzahl der vorliegenden Ergebnisdaten der Vergleich zwischen den verschiedenen Anwendungsfällen je Szenario jeweils in aggregierter Form durchgeführt. Detaillierte Ergebnisse werden jeweils nur am Beispiel Verkehr (nur für das Basisszenario und das Szenario „Fokus PtG“) vorgestellt, da die grundsätzlichen Effekte auf die jeweiligen Anwendungen übertragbar sind. In beiden Kapiteln wird schließlich jeweils auch auf sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher eingegangen. Anschließend werden im Kapitel 4.3 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse beschrieben.

4.1 Ergebnisse Basisszenario

4.1.1 Vergleich der PtG-Anwendungsfälle im Basisszenario

Wie im Kapitel 2.2 beschrieben besteht die Aufgabe der Modellierung der einzelnen Szenarien und Anwendungsfälle darin, die Gesamtkosten des Energiesystems unter den vordefinierten Rahmenbedingungen zu minimieren. Daher werden die Ergebnisse des Basisszenarios in Abbildung 28 zunächst anhand der kumulierten Gesamtkosten erläutert, die alle Kostenbestandteile bis zum Jahr 2050 beinhalten. Dabei werden nicht nur die Investitionsausgaben auf Annuitätenbasis für neuen Anlagen sondern auch die jährlichen Betriebskosten (z.B. Wartungskosten oder Kosten für fossile Primärenergieträger) erfasst.

Die Annuitäten für die bereits heute existierenden Bestandsanlagen (z.B. heutiger Kraftwerkspark mit fossilen und erneuerbaren Anlagen, Stromtransportnetz oder Endanwendungen wie herkömmliche Benzin- und Diesel-PKWs) werden jedoch in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Das heißt, es werden nur die Ausgaben für den künftigen Um- und Ausbau des Energiesystems (inkl. des Energietransportes, der sekundären Infrastruktur wie z.B. Ladestationen oder H₂-Tankstellen und der Endverbraucher wie BEVs oder FCEVs im Verkehr) betrachtet.

Darüber hinaus handelt es sich bei diesen Kosten um Bruttokosten, die zum großen Teil auch anfallen würden, wenn das Energiesystem nicht auf erneuerbare Energien umgestellt würde. Das heißt, dass ein Teil der Investitionsausgaben z.B. in neue Fahrzeuge, Kraftwerke, Netze etc. unabhängig von der gewählten Technologie auf jeden Fall anfallen würde. Daher können anhand dieser Ergebnisse nicht die Mehrkosten der Dekarbonisierung des Energiesystems abgeleitet werden, die sich erst durch einen Vergleich mit einem fossilem Szenario ergeben würden, welches jedoch im Rahmen dieser Studie nicht berechnet wurde. Dennoch können anhand dieser Ergebnisse die

verschiedenen Einsatzgebiete von PtG verglichen werden, insbesondere auch vor dem Hintergrund einer strikten „all electric“ Welt.

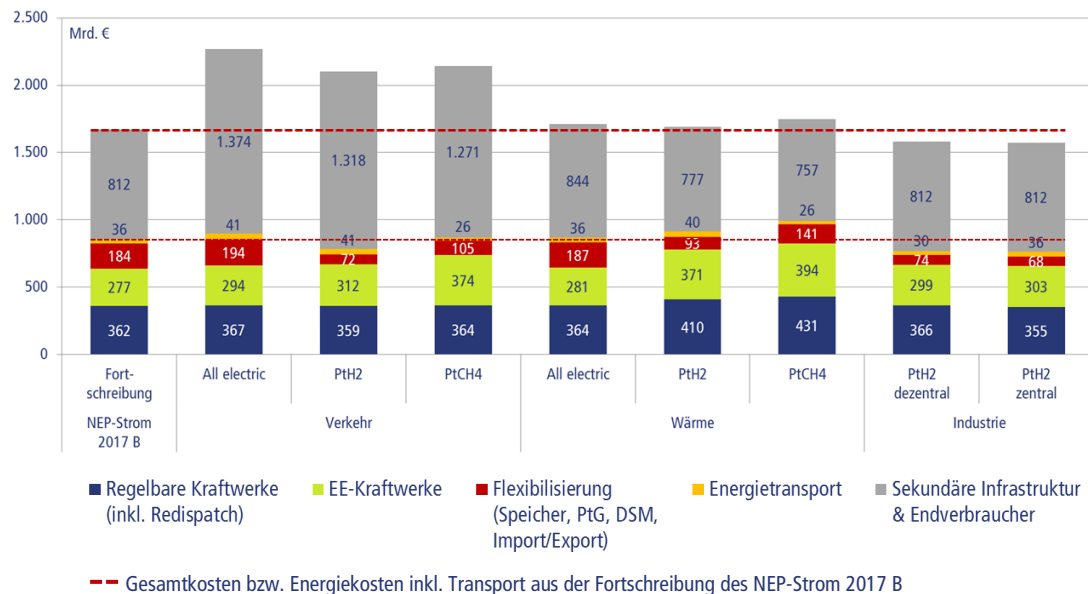


Abbildung 28: Kumulierte Gesamtkosten in Mrd. € bis 2050 im Basisszenario

Dabei wird ersichtlich, dass die höchsten kumulierten Gesamtkosten bis 2050 mit 2.100 bis 2.300 Mrd. € im Verkehr anfallen, während in der Industrie mit ca. 1.600 Mrd. € die geringsten Kosten zu verzeichnen sind. Der Wärmesektor liegt mit ca. 1.700 bis fast 1.800 Mrd. € dazwischen. Ein Blick auf die Zusammensetzung der Kosten in Abbildung 28 verdeutlicht die Gründe für diese Kostenverteilung. Während die Energiekosten (d.h. Produktion mit fossilen und erneuerbaren Kraftwerken, Flexibilisierung des Energiesystems mittels Speichern, PtG, DSM und Im-/Export sowie der Energieferntransport) für alle Anwendungen mit ca. 760 bis 1.000 Mrd. € in der gleichen Größenordnung liegen, haben die Kosten der sekundären Infrastruktur und der Endanwendungen (d.h. sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher) einen dominanten Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Dabei sind, wie im Kapitel 3.3 definiert, die Kosten für die Endanwendungen im Verkehr (d.h. Tankstellen und Fahrzeuge) deutlich höher im Wärmesektor (d.h. Wärmepumpen bzw. H₂- oder CH₄ Kessel), was auch an den unterschiedlichen Durchdringungsraten der Technologien in den unterschiedlichen Sektoren liegt. Im Bereich der Industrie fallen die geringsten Kosten für Endanwendungen an, die auf dem Niveau aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B bleiben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Wasserstoff in der Industrie per Definition in dieser Studie als Endprodukt betrachtet wird und hierfür keine gesonderten Endanwendungen benötigt werden, da die Elektrolyse die Anlagen zur

Dampfreformierung ersetzt und ihre Kosten bereits in der Flexibilisierung berücksichtigt wurden.⁷ Ein Vergleich der PtG-Einführungskosten von Sektor zu Sektor ist also nur bedingt zielführend, hingegen jedoch der Vergleich der unterschiedlichen Einführungsszenarien („all-electric“ versus „PtH₂“ versus „PtCH₄“) innerhalb der Sektoren schon.

Die restlichen Endanwendungskosten von 812 Mrd. € sind auf die Mindestanzahl an BEVs und Wärmepumpen zurückzuführen, wie sie sich aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B ergeben (siehe dazu Definition der Szenarien und Anwendungsfälle im Kapitel 3). Dagegen liegen die Kosten für die Endanwendungen im Verkehr und Wärmesektor über den entsprechenden Kosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B, da in den jeweiligen Anwendungsfällen auch deutlich mehr Nullemissions-Fahrzeuge bzw. Heizungssysteme betrachtet werden. Die Kosten der Endanwendungen insbesondere im Vergleich zwischen den verschiedenen Anwendungsfällen werden außerdem im Kapitel 4.1.3 näher beleuchtet. Interessanterweise gelten diese Zusammenhänge nicht für die Energiekosten inkl. Transport (d.h. Gesamtkosten abzüglich der Kosten für Endanwendungen), da hier zwei gegensätzliche Effekte auftreten.

Auf der einen Seite nehmen die Kosten für die Energieproduktion (als Summe aus Kosten für regelbare und erneuerbare Kraftwerke) mit steigender Stromnachfrage aus allen Verbrauchssektoren zu. Dies wird deutlich zum Beispiel an den geringsten Energieproduktionskosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B (640 Mrd. €) im Vergleich zu allen anderen Fällen (645-825 Mrd. €) aufgrund der am wenigsten ambitionierten CO₂-Minderungsziele oder an den deutlichen höheren Kosten für PtG (PtCH₄ höher als PtH₂) im Vergleich zum jeweiligen „all electric“ Fall (aufgrund der höheren Umwandlungsverluste im PtG-Fall). Im Wärmesektor ist dieser Anstieg besonders stark ausgeprägt, da hier der Unterschied in der Stromnachfrage zwischen Wärmepumpen und H₂- bzw. CH₄-Produktion zur Nutzung in H₂- und CH₄-Heizsystemen besonders groß ist. Die Stromnachfrage und die dazugehörigen Stromkosten sind für PtG in diesem Sektor sogar deutlich höher als in allen anderen Fällen. Grundsätzlich steigt in allen Anwendungsfällen der Anteil der EE-Kraftwerke an der Stromproduktion bis 2050 zwar deutlich an, aber kumuliert über die Zeit tragen die EE-Kraftwerke nur ca. 40%-50% der Energieproduktionskosten bei. Dies wird zudem durch die sinkenden spezifischen Kosten der EE-Kraftwerke verstärkt.

Auf der anderen Seite hat die Technologieauswahl wichtigen Einfluss auf die Kosten der Flexibilisierung des Energiesystems. Während die Kosten für stationäre Batterien im „all electric“ Fall als wesentlicher Einflussparameter die Kosten der Flexibilisierung in die Höhe treiben (knapp 200 Mrd. €), kann die PtG-Technologie den Vorteil der günstigen

⁷ Die Endverbraucher im Industriesektor, die in Abbildung 28 ausgewiesen sind, sind auf die vordefinierte Mindestanzahl an BEVs und Wärmepumpen zurückzuführen.

Energiespeicherung in diesem Zusammenhang trotz der anfangs noch teuren Elektrolyse ausspielen. Damit liegen die Kosten der Flexibilisierung in allen PtG-Fällen mit 70-140 Mrd. € deutlich darunter. Je nachdem welcher Effekt stärker ist, kann der Vorteil der guten Speicherbarkeit den Nachteil der höheren Umwandlungsverluste von PtG überkompensieren, sodass die Energiekosten inkl. Transport insgesamt geringer sind (PtH₂ in allen Sektoren und PtCH₄ im Verkehrssektor) als im „all electric“ Fall oder sie steigen nur unterproportional an (PtCH₄ im Wärmesektor).

Für PtH₂ im Verkehr und in der Industrie sind die Energiekosten trotz der ambitionierteren CO₂-Minderungsziele sogar geringer als aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B. Nichtsdestotrotz haben die Energieproduktionskosten den größten Anteil an den gesamten Energiekosten. Die Transportkosten hingegen liegen mit ca. 25 bis 40 Mrd. € für alle Energieträger in den betrachteten Fällen auf einem vergleichbaren Niveau und leisten damit nur einen untergeordneten Beitrag zu den Gesamtkosten. Dabei ist zu beachten, dass in der Berechnung und in der Abbildung 28 für Wasserstoff und synthetisches Methan keine Kosten für das bereits existierende Gasnetz berücksichtigt wurden, da für das Stromnetz und andere Systemkomponenten analog die gleiche Annahme getroffen wurde.

Die Aufrechterhaltung und Betrieb des Gasnetzes, welches zum Transport von H₂ und CH₄ im Rahmen dieser Untersuchung notwendig wäre, wurde dennoch im Rahmen einer ex-post Berechnung bewertet, um den möglichen Fehler in der bisherigen Betrachtung zu ermitteln. Dazu wurde auf Basis von Annahmen aus dem NEP-Gas 2016.2 angenommen, dass pro Jahr für den Transport der beiden Energieträger 3,08 €/MWh_{H₂} im PtH₂-Fall und 2,31 €/MWh_{CH₄} im PtCH₄ an Kosten anfallen würde (siehe auch Kapitel 3.3.11.5). Das würde im Basisszenario je nach Sektor 5-50 Mio. €/a in 2025 (unterer Wert im Verkehr, oberer Wert im Wärmesektor) und 120-250 €/Mio./a in 2050 (unterer Wert in der Industrie, oberer Wert im Wärmesektor) verursachen. Mit Bezug auf die kumulierten Kosten würde das ca. 2 Mrd. € im Verkehr (PtH₂ geringfügig günstiger als PtCH₄), ca. 3-5 Mrd. € im Wärmesektor (unterer Wert PtCH₄, oberer Wert PtH₂) und 1,4 Mrd. € im zentralen Industriefall an Zusatzkosten verursachen. Diese ex-post Analyse zeigt, dass die Zusatzkosten des Rohrleitungen keinen Einfluss auf den Charakter der ermittelten Ergebnisse hätten.

Insgesamt reichen die Energiekosten inkl. Transport von 760 Mrd. € (PtH₂ zentral in der Industrie) bis 992 Mrd. € (PtCH₄ im Wärmesektor), wobei für die Fortschreibung des NEP-Strom 2017B diese Kosten mit 860 Mrd. € dazwischen liegen.

Aus dem Verlauf der jährlichen Energiekosten (inkl. Transport) in Abbildung 29 (oben) wird deutlich, dass sich die Energiekosten im „all electric“ Fall in allen Sektoren und aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B grundsätzlich auf einem vergleichsweise hohen Niveau bewegen. Mittelfristig bis 2035 liegen diese Kosten zwar nah beieinander, sie divergieren aber zunehmenden mit fortschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems

bis 2050. Dabei liegen die Energiekosten aus dem Wärmesektor leicht über den Kosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B aufgrund der ambitionierteren Klimaschutzziele aber unter den Kosten im Verkehr. Dies ist vor allem auf die unterschiedliche Entwicklung der vordefinierten Strom- und Flexibilisierungsbedarfe (d.h. insbesondere nach stationären Batterien) aus den verschiedenen Sektoren zurückzuführen (d.h. in 2050 wird mehr EE-Strom im Verkehr als im Wärmesektor verbraucht). Diese Entwicklung wird in Bezug auf die Gesamtkosten (Abbildung 29 unten) durch die Kosten der Endanwendungen verstärkt, da BEVs teurer sind als Wärmepumpen.

Die Kosten im PtH₂ Fall sind in allen Sektoren grundsätzlich geringer als im jeweiligen „all electric“ Fall, da der Vorteil von PtH₂ im Sinne der guten Energiespeicherbarkeit den Nachteil der Umwandlungsverluste klar überwiegt. Im Verkehrssektor und in der Industrie sind die jährlichen Energiekosten (inkl. Transport) von PtH₂ sogar unter den Kosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B. Im Wärmesektor gelten beide Zusammenhänge nur kurz- (d.h. in 2025) und langfristig (d.h. in 2050), da es in dem Zeitraum bis 2050 unterschiedlich schnelle Verläufe im Ausbau der EE-Stromerzeugung sowie der Reduktion der spezifischen Kosten für Elektrolyse, H₂-Speicher und stationäre Batterien gibt. Je nachdem welcher Verlauf stärker ausgeprägt ist, kann er den Ausschlag zu Gunsten von PtH₂ oder „all electric“ geben. Das Besondere am Wärmemarkt ist dabei, dass in diesem Sektor deutlich mehr Strom durch PtH₂ für die gleiche Endenergiemenge aufgewendet werden muss (Wärmepumpe ist deutlich effizienter als H₂- Kessel) und ein größerer Bedarf an Energiespeicherung besteht (durch starke Saisonalität des Wärmebedarfs). Zudem zeigt sich auch, dass in der Industrie langfristig die fallenden Speicherkosten der Salzkavernen im zentralen PtH₂-Fall (im Vergleich zu H₂-Röhrenspeichern im dezentralen PtH₂-Fall) günstiger sind als die Kosten für den H₂-Transport im Gasnetz (aus der Region Nord mit Elektrolyse zu den Industriestandorten), sodass der zentrale PtH₂-Fall insgesamt in 2050 günstiger ist als der dezentrale PtH₂ Fall (Elektrolyse direkt am Industriestandort).

Im PtCH₄ Fall sind die Kostenverläufe ähnlich wie im PtH₂ Fall. Der PtCH₄ Fall in Bezug auf Gesamt- und Energiekosten zwischen dem PtH₂ und „all electric“ Fall. Auf der einen Seite sind die Speicherbarkeit und der Transport von CH₄ zwar einfacher als mit Wasserstoff und auch die CNG-Fahrzeuge und Tankstellen sind kostengünstiger als entsprechende H₂-Fahrzeuge und Tankstellen, dafür wird aber im PCH₄ Fall deutlich mehr Strom für die gleiche Fahrleistung bzw. Wärmebedarf benötigt, da die Methanisierungsanlagen zusätzliche Umwandlungsverluste verursachen und zudem (im Verkehr) ein Verbrennungsmotor ineffizienter als ein Elektromotor mit Brennstoffzelle ist. Auf der anderen Seite machen die CH₄-Produktion und CH₄-Speicher trotz der Umwandlungsverluste die Flexibilisierung des Energiesystems deutlich günstiger als die stationären Batterien im „all-electric“ Fall.

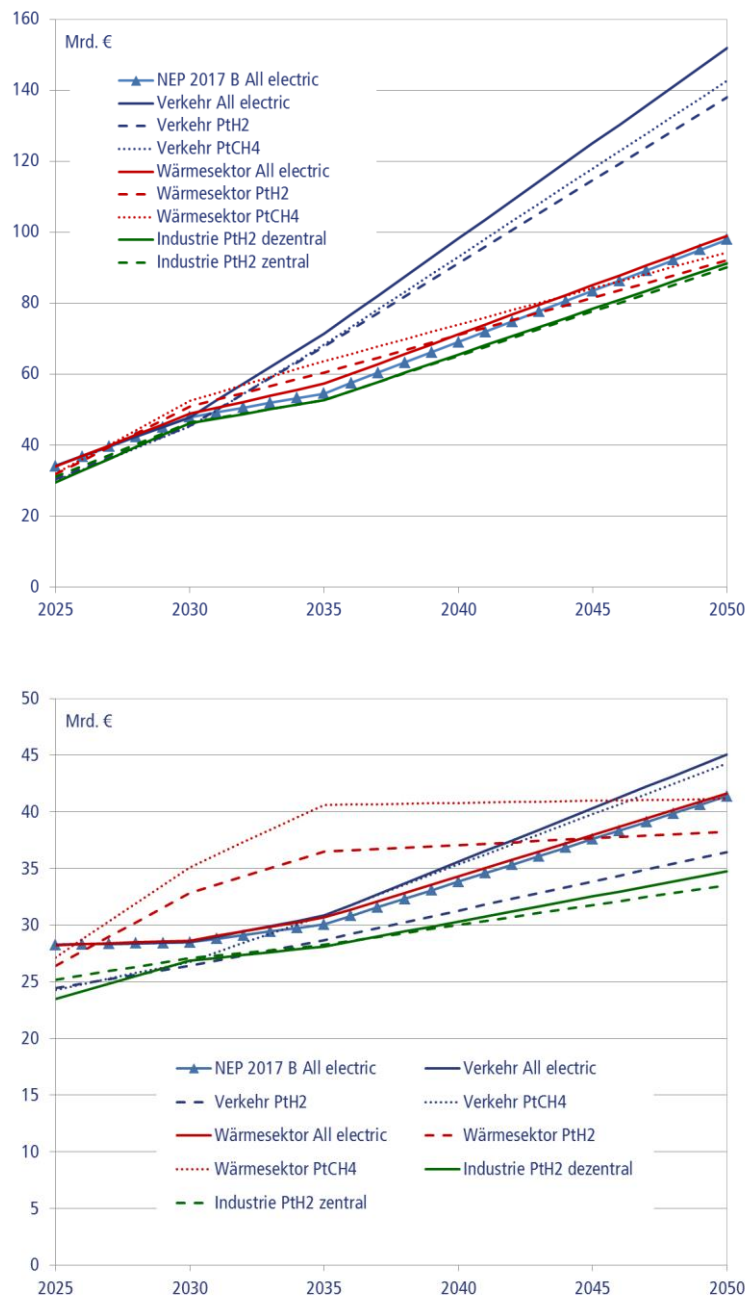


Abbildung 29: Verlauf der jährlichen Gesamtkosten (oben) und der Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. € bis 2050 im Basisszenario

Insgesamt liegen die Gesamtkosten aller Technologien („all electric“, PtH₂ und PtCH₄) im Verkehr perspektivisch bis 2050 deutlich über den entsprechenden Kosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B, da mit zunehmender Anzahl der Fahrzeuge auch die Kosten für Endanwendungen (d.h. Fahrzeuge und Tankstellen) stark ansteigen. Im

Wärmesektor ist dieser Effekt nicht so stark ausgeprägt, da die spezifischen Kosten für die Endanwendungen (d.h. für Heizsysteme) im Vergleich zu den Energiekosten nicht so hoch sind wie im Verkehr.

Wie in Abbildung 30 dargestellt sind die kumulierten CO₂-Einsparungen für alle Sektoren und Technologien in ihrem Verlauf vergleichbar. Insgesamt werden in den 25 Jahren zwischen 2025 und 2050 mehr als 7 Mrd. t_{CO2} im Strom-, Verkehrs-, Wärme- und Industriesektor mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung eingespart. Das entspricht im Mittel einer jährlichen Einsparung von ca. 270-280 t_{CO2}. Für 2030 beträgt die jährliche Einsparung zwischen 215 Mt_{CO2} (Fokus Verkehr) und 230 Mt_{CO2} (Fokus Wärme), für 2050 zwischen 390 Mt_{CO2} (Fokus Wärme) und 420 Mt_{CO2} (Fokus Verkehr) jeweils ggü. 1990. Die Untergrenze bildet dabei die Fortschreibung des NEP-Strom 2017B mit den am wenigsten ambitionierten Klimaschutzzielen. Die geringfügigen Schwankungen zwischen den einzelnen Verläufen ergeben sich zum einen aus der Fokussierung auf die verschiedenen Sektoren, die unterschiedliche CO₂-Intensität der heutigen Anwendungen aufweisen. Zum anderen beruhen sie auf unterschiedlichen Modellierungsergebnisse für den Stromsektor, für den nur eine Obergrenze für CO₂-Emissionen vorgegeben wurde und das eigentliche Ergebnis sich aus der ökonomischen Optimierung des Systems unter den gegebenen Rahmenbedingungen direkt abgeleitet wird.

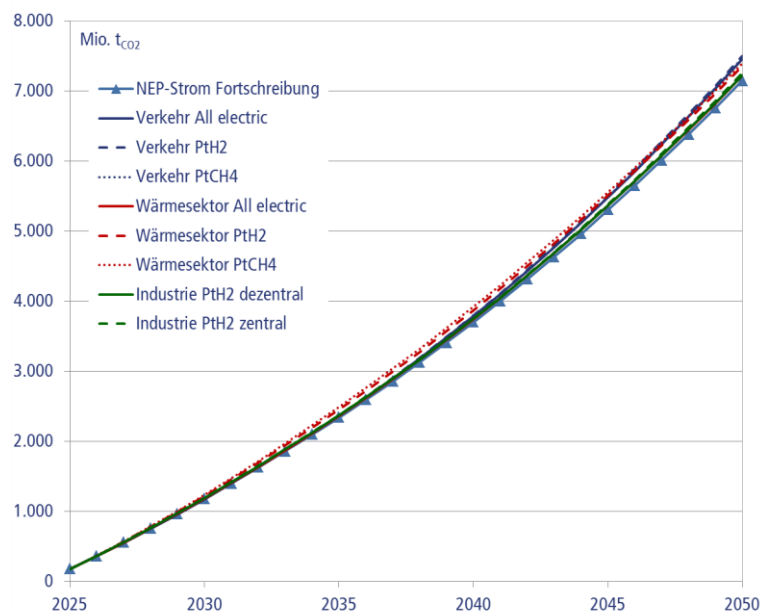


Abbildung 30: Kumulierte CO₂-Einsparung in Mio. t_{CO2} bis 2050 im Basisszenario

Auf dieser Basis können durch die Division der kumulierten Gesamt- und Energiekosten (inkl. Transport) durch die absolute kumulierte Menge an vermiedenen CO₂-Emissionen die spezifischen CO₂-Vermiedungskosten als eine relative Größe ermittelt werden. Auf

diese Weise können die unterschiedlichen Sektoren und Technologien auf einer einheitlichen Basis miteinander verglichen werden (siehe Abbildung 31). Während die spezifischen Gesamtkosten zwischen 200 und 300 €/t_{CO2} je nach Anwendungsfall schwanken, liegen spezifischen Energiekosten zwischen 100 und 120 €/t_{CO2}. Dabei sind die Struktur der CO₂-Vermeidungskosten sowie das Verhältnis zwischen den verschiedenen Anwendungsfällen grundsätzlich analog zu den absoluten Gesamt- und Energiekosten in Abbildung 28. Die höchsten CO₂-Vermeidungskosten (Gesamtkosten) werden im Verkehr und die niedrigsten in der Industrie erreicht. Durch die Nutzung von PtG können die Vermeidungskosten im Vergleich zum „all electric“ Fall deutlich reduziert werden und sie fallen zum Teil unter die Vermeidungskosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B.

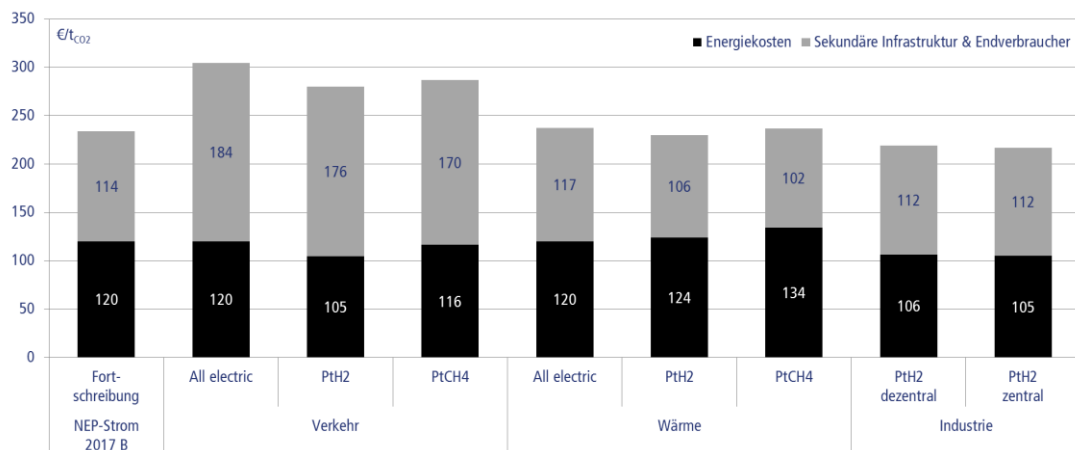


Abbildung 31: Kumulierte CO₂-Vermeidungskosten in €/ t_{CO2} bis 2050 im Basisszenario

Um die Vorteile der PtG Technologie nutzen können ist in den entsprechenden Anwendungsfällen ein massiver Ausbau der Elektrolysekapazitäten erforderlich. Wie Abbildung 32 zeigt, werden im PtH₂ Fall die Elektrolyse mit einer installierten elektrischen Leistung von 67-90 GW zugebaut und im PtCH₄-Fall von 94-117 GW. Der Unterschied zwischen PtH₂ und PtCH₄ ergibt sich aus den Umwandlungsverlusten der Methanisierung und damit dem erhöhten H₂-Bedarf im PtCH₄ Fall. Die Unterschiede zwischen den Sektoren werden durch die vordefinierte H₂- bzw. CH₄-Nachfrage in dem jeweiligen Sektor verursacht. Außerdem wird bereits kurzfristig bis 2025 ein Zubau an Elektrolyseleistung von 12-19 GW benötigt, der analog zur steigenden Energienachfrage aus den unterschiedlichen Sektoren wächst. Zum Teil reichen die Kapazitäten aus dem vorherigen Zeitschritt (z.B. Verkehr und Industrie zwischen 2025 und 2030) zur Deckung der Nachfrage zwar aus, langfristig muss jedoch ein massiver Ausbau der Kapazitäten (siehe

Entwicklung zwischen 2035 und 2050) zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele erfolgen.

Die Elektrolyse ist zusammen mit der H₂-Speicherung eine der wichtigsten Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems, da die übrigen Optionen (DSM, Abregelung der EE-Produktion, Import/Export) in ihrem Potenzial durch entsprechende Modellvorgaben (siehe Kapitel 3) begrenzt sind oder in gewissen Situationen nicht geeignet sind (z.B. Einsatz von flexiblen Kraftwerken bei Stromüberschuss). Damit wird die Elektrolyse im Energiesystem als eine wichtige flexible Last betrieben und ihre Leistung auf die kritischen Stunden mit Überschussstrom ausgerichtet, wodurch die Auslastung der Elektrolyse mittelfristig bis 2030 weniger als 1.000 Volllaststunden und langfristig nach 2030 nur ca. 2.000 Volllaststunden beträgt. Dabei ist jedoch zu beachten, dass es sich bei diesem Wert um eine durchschnittliche Auslastung handelt, sodass sich für einzelne Anlagen durchaus höhere Werte ergeben können. Inwieweit sich PtG-Anlagen zur Stabilisierung des Energiesystems auch betriebswirtschaftlich sinnvoll betreiben lassen, hängt von einer Vielzahl von weiteren Faktoren und sollte näher untersucht werden. Die niedrige Auslastung deutet aber zumindest auf die Diskrepanzen zwischen der volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Sicht hin, die jedoch sehr stark von der tatsächlichen Ausgestaltung der künftigen Energiemarktregeln abhängt.

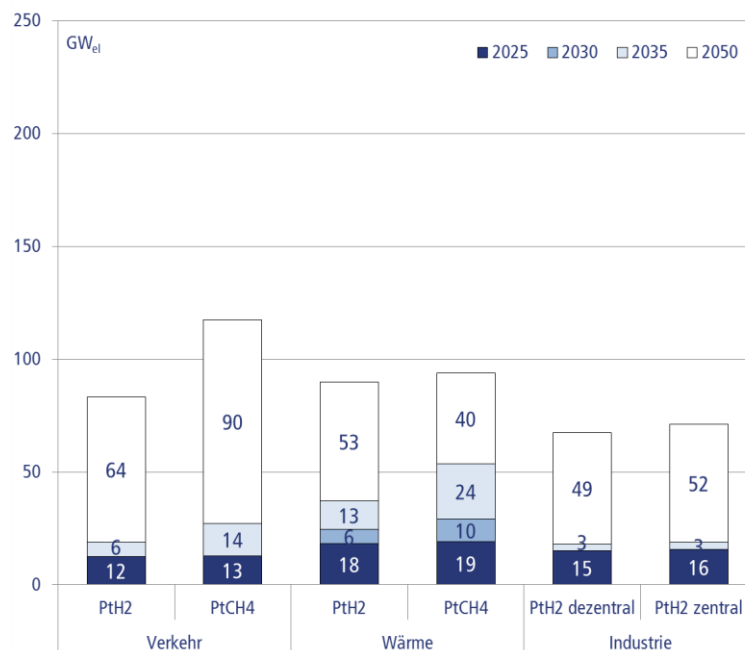


Abbildung 32: Optimaler Ausbau der installierten elektrischen Leistung der Elektrolyse in GW_{el} bis 2050 im Basisszenario

Abbildung 33 stellt den notwendigen Ausbau der HGÜ-Stromtransportleitungen zwischen den vier Regionen dar. Demnach werden bis 2050 über den im NEP-Strom 2017B vorgesehenen HGÜ-Ausbau von 10 GW⁸ bis 2035 keine weiteren Stromtransportkapazitäten benötigt. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass das heute existierende Höchstspannungsnetz (inkl. der im NEP-Strom 2017B vorgesehenen Verstärkungsmaßnahmen) sowie die geplanten HGÜs mittelfristig bis 2035 die Sektorenkopplung und den dazugehörigen Ausbau an erneuerbaren Energien stemmen können. Erst mit einer massiven Stromerzeugung aus fluktuierenden Stromquellen zum Teil bedingt durch Sektorenkopplung nimmt der interregionale Ausgleich zu, der einen weiteren Ausbau der Netze erfordert. Unter den Annahmen dieser Studie für die vier Netzknoten sind im Jahr 2050 über die im NEP-Strom 2017B vorgesehenen 10 GW zusätzlich noch weitere 12 GW (d.h. 6 zusätzliche Leitungen, die über den NEP-Strom 2017B hinausgehen; insgesamt sind es 22 GW oder 11 Leitungen bis 2050) zur Fortschreibung des NEP-Strom 2017B erforderlich. Dieser Ausbau ergibt sich ebenfalls für die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor. Das heißt, dass die zusätzlichen Wärmepumpen im „all electric“ Fall keinen Netzzubau verursachen.

Im Verkehr wird eine größere Strommenge aus erneuerbaren Energien als im Wärmesektor verbraucht, sodass in diesem Fall zusätzlich sogar 18 GW (d.h. 9 zusätzliche Leitungen; insgesamt 28 GW oder 14 Leitungen bis 2050) zur Versorgung eines Stromsystems mit hoher Anzahl an BEVs erforderlich ist. Interessanterweise kann im Industriefall durch die flexible Nutzung der Elektrolyse direkt am Industriestandort der Netzausbau um 8 GW (d.h. 4 Leitungen) gegenüber der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B reduziert werden und beträgt in 2050 nur 4 GW (2 zusätzliche Leitungen; insgesamt 14 GW oder 7 Leitungen).

Dabei wird ersichtlich, dass der Ausbau der Stromnetze erst ab einer sehr hohen Menge an fluktuierender Stromeinspeisung (ca. 450 TWh) relevant wird. Bis zu dieser Menge sind das Hoch- und Höchstspannungsnetz sowie der geplante HGÜ-Zubau von 10 GW für den Energietransport zwischen den vier Netzknoten ausreichend, selbst unter der Zugrundelegung der umfangreichen Stromtransite zwischen dem benachbarten Ausland durch Deutschland hindurch. Da aber die erforderliche Übertragungskapazität auf die Stunde mit dem höchsten Bedarf ausgelegt ist, ist das Ergebnis in dieser Studie sehr sensitiv gegenüber den Annahmen bezüglich der regionalen Verteilung der Stromnachfrage, EE-Anlagen, flexibler Kraftwerke, Elektrolyse sowie der Energiespeicher. Durch netzdienliche Allokation und Betrieb der Anlagen (insbesondere der Stromspeicher

⁸ Die aktuelle Fassung des NEP-Strom 2017 sieht im Szenario B für das Jahr 2030 insgesamt 4 HGÜ-Trassen von Nord nach Süd mit einer Kapazität von jeweils 2 GW vor. Da aber die Leitungen DC1 und DC2 zwar eine Trasse darstellen, aber in Wirklichkeit die Region Nord und West (DC1) und dann West und Süd (DC2) mit zwei getrennten Leitungssegmenten verbinden, werden sie in der Modellierung als zwei separate Stromleitungen mit den entsprechenden Längen betrachtet.

wie z.B. stationäre Batterien im „all electric“ Fall) kann der Ausbaubedarf deutlich reduziert werden.

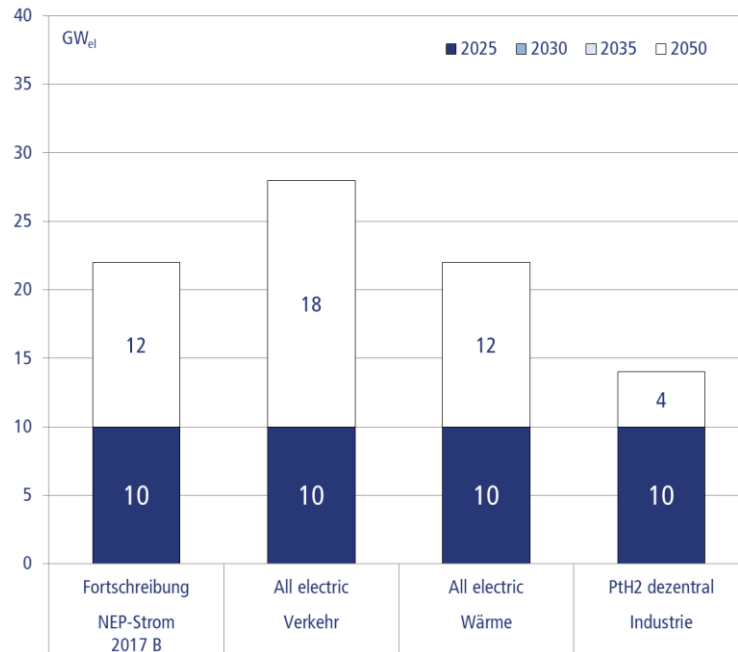


Abbildung 33: Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{ei} bis 2050 im Basisszenario

Im PtH_2 - und $PtCH_4$ -Fall wird durch eine geschickte Parameterauswahl der Stromnetzausbau über die Pläne des NEP-Strom 2017B im Modell unterbunden. Dafür wird der gesamte Wasserstoff bzw. synthetisches Methan durch entsprechende Rohrleitungen von Norden, wo sich Elektrolyse und Methanisierungsanlagen befinden, in die anderen Regionen verteilt. Mittels PtG können auf diese Weise daher zusätzliche (d.h. über den NEP-Strom 2017B hinausgehende) HGÜ-Leitungen mit Leistungen zwischen 4 GW (Fokus Industrie) und 18 GW (Fokus Verkehr) in 2050 durch sinnvolle Nutzung der Gasinfrastruktur vermieden werden. Auch hier steigt der Bedarf an Leitungskapazitäten mit der Zunahme an Energienachfrage in den verschiedenen Sektoren stufenweise an, wobei der größte Sprung im Verkehr und in der Industrie (zentral) entsprechend den Annahmen zur Energienachfrage im Jahr 2050 erfolgt. Im Wärmesektor ist der zeitliche Verlauf des H_2 - und CH_4 -Bedarfs stärker linearisiert als in den beiden anderen Sektoren.

Insgesamt werden im Verkehr 42 GW an H_2 -Leitungskapazitäten benötigt, die durch entsprechende Umwidmung der bestehenden Erdgasleitungen erreicht werden können. Im Vergleich dazu sinkt der Leitungsbedarf im Wärmesektor auf 35 GW trotz des größeren absoluten H_2 -Bedarfs und der stärkeren Saisonalität der Wärmenachfrage. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Verkehr auch insgesamt signifikante Speicherkapazitäten für

Wasserstoff an den Tankstellen definiert werden, die im ersten Modellierungsschritt unter der Vernachlässigung der regionalen Restriktionen genutzt werden und so einen zusätzlichen H₂-Transport bedingen. Zur zentralisierten Versorgung der Industrie mit Wasserstoff werden nur 26 GW an Leitungskapazitäten benötigt, da hier die verbrauchte H₂-Menge insgesamt als deutlich geringer festgelegt wurde als in den beiden anderen Sektoren.

Im PtCH₄ Fall werden im Verkehr insgesamt nur 21 GW an Leitungskapazitäten und im Wärmesektor 26 GW benötigt, wobei der Unterschied zwischen den beiden Sektoren durch die stärkere Saisonalität der Wärmenachfrage bedingt ist. Es ist auffällig, dass im PtCH₄-Fall grundsätzlich geringere Übertragungskapazitäten erforderlich sind als im PtH₂-Fall. Diese Differenz stammt aus der unterschiedlichen Verteilung der H₂- bzw. CH₄-Speicher (H₂-Salzkavernen nur im Norden, CH₄-Speicher gleichmäßiger auf ganz Deutschland verteilt), die auch für den H₂- und CH₄-Transport eine sensitive Eingangsgröße ist.

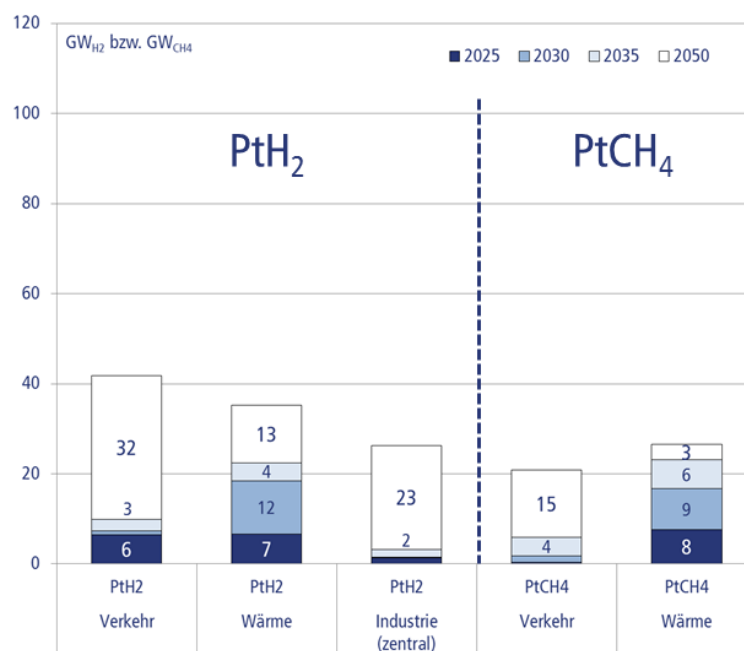


Abbildung 34: Benötigte Kapazitäten für Gastransportleitungen in GW_{H2} bzw. GW_{CH4} bis 2050 im Basisszenario

4.1.2 Detaillierte Ergebnisse am Beispiel des Verkehrs im Basisszenario

Die im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Ergebnisse und Zusammenhänge werden am Beispiel des Verkehrs im Basisszenario weiter vertieft. Dabei wird zunächst eine Übersicht über das Gesamtenergiesystem gegeben, gefolgt von einer Ergebnisdarstellung für die Flexibilisierungsoptionen und den Energietransport.

Übersicht Gesamtsystem

Abbildung 35 stellt die Entwicklung der jährlichen Gesamtkosten im Verkehr im Basisszenario dar. Die Kosten sind im ersten Zeitschritt mit ca. 30-35 Mrd. €/a vergleichsweise gering und sowohl für den „all electric“ als auch für die beiden PtG-Fälle vergleichbar. In dieser frühen Phase dominieren die Kosten für die fossilen regelbaren Kraftwerke, die für den Großteil der Stromproduktion verantwortlich sind. Die EE-Stromerzeugung und Endanwendungen (Tankstellen sowie Fahrzeuge) liegen in etwa auf gleichem Niveau (ca. 6 Mrd. €/a) und haben jeweils nur einen begrenzten Einfluss auf die Gesamtkosten, da in diesem Zeitschritt per Szenariodefinition nur ein moderater Ausbau der EE-Anlagen erfolgt und nur wenige Nullemissions-Fahrzeuge auf dem Markt sind. Dennoch überkompensieren bereits in diesem Zeitschritt die Vorteile der guten Speicherbarkeit von Energie mittels PtG die Nachteile der höheren Energienachfrage im PtH₂- und PCH₄-Fall, sodass sowohl die Gesamtkosten als auch die Energiekosten (25-28 Mrd. €/a) geringer ausfallen als im „all electric“ Fall.

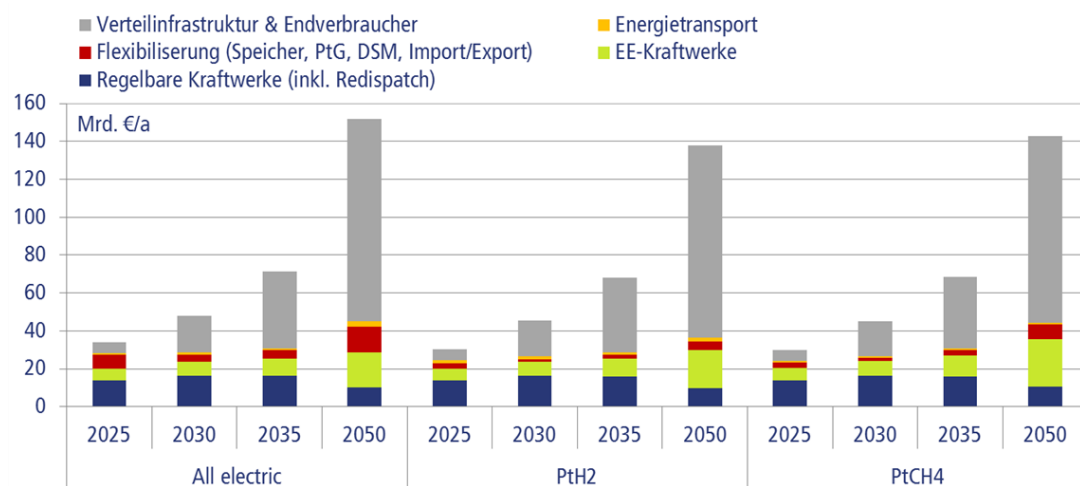


Abbildung 35: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Verkehr im Basisszenario

Mit zunehmender Dekarbonisierung des Energiesystems steigt auch die Stromnachfrage aus den anderen Verbrauchssektoren, in diesem Fall insbesondere durch zusätzliche Nullemissions-Fahrzeuge. Mittelfristig wird diese Nachfrage durch fossile und regelbare Kraftwerke sowie neue EE-Kraftwerke gedeckt, sodass beide Kostenbestandteile bis 2035 leicht ansteigen. In dieser Phase werden regelbare Kraftwerke gleichzeitig auch zur zusätzlichen Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen. Danach gehen jedoch die Kosten der regelbaren Kraftwerke zurück, während die Kosten der EE-Kraftwerke mit massivem Zubau in die Höhe schnellen und mit 18-25 Mrd. €/a ca. 41%-57% der Energiekosten inkl. Transport in 2050 (bzw. 12%-18% der Gesamtkosten) ausmachen.

Im gleichen Zeitraum gehen die Kosten für Flexibilisierungsmaßnahmen zwar kurzfristig zurück (bedingt durch den vordefinierten Rückgang der Stromimporte zwischen 2025 und

2030), steigen dann aber mit zunehmendem Ausbau der EE-Anlagen bis 2050 auf ca. 5-13 Mrd. €/a wieder an. Dabei lassen sich die geringsten Kosten der Flexibilisierung im PtH₂-Fall feststellen, da Wasserstoff kostengünstig gespeichert werden kann und insgesamt weniger Energie für seine Produktion benötigt als eine CH₄ Herstellung⁹ und die höchsten Kosten im „all electric“ Fall, da stationäre Batterien für Stromspeicherung vergleichsweise teuer sind. Damit steigen die Energiekosten inkl. Produktion, Flexibilisierung und Transport bis 2050 auf ca. 37-45 Mrd. €/a an.

Mit zunehmender Anzahl an Nullemissions-Fahrzeugen nehmen auch die Kosten der Endanwendungen deutlich zu und machen langfristig ein Vielfaches der Energiekosten aus (Faktor 2-3). Auch wenn die Kostenunterschiede zwischen den BEVs, FCEVs und CNG-Fahrzeugen und den dazugehörigen Infrastrukturen langfristig nicht groß sind, schneiden die CNG-Fahrzeuge in allen Zeitschritten in Bezug auf die Kosten der Endanwendungen trotzdem am besten ab, da CNG-Fahrzeuge und der Ausbau der CNG-Tankstellen sehr kosteffizient sind. Die Transportkosten liegen mit 1-2 Mrd. €/a auf einem vergleichbaren und stabilen Niveau und spielen damit nur eine untergeordnete Rolle. Die Gesamtkosten in 2050 bewegen sich schließlich je nach Technologie zwischen 138- und 152 Mrd. €/a, wobei PtH₂ vor PtCH₄ und „all electric“ am besten abschneidet.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die Energiekosten durch den Trade-off zwischen Speicherbedarf, EE-Zubau und Nutzung der flexiblen Kraftwerke sowie weiterer Flexibilitätsoptionen bedingt werden. Außerdem kann die Stromnachfrage aus den verschiedenen Sektoren (absolute Höhe und Bedarfsprofil) als ein wesentlicher Einflussparameter auf die Systemkosten gesehen werden. Im Wärmesektor sind zwar die Gesamtkosten daher geringer als im Verkehr, da hier die Endanwendungen günstiger sind (Heizungssysteme kosten weniger als Fahrzeuge). Für PtH₂ und PtCH₄ sind aber dennoch die Energiekosten inkl. Transport höher im Wärmebereich als im Verkehr, da Heizungssysteme auf H₂ bzw. CH₄ Basis deutlich ineffizienter sind als BEVs bzw. FCEVs (und als elektrische Wärmepumpen im Vergleich zum „all electric“ Fall). Diese Umwandlungsverluste bedingen umfangreichere Stromproduktion und damit perspektivisch einen stärkeren Ausbau und Kosten der EE-Anlagen und der zusätzlichen Flexibilisierungsoptionen.

Da in der Industrie keine zusätzlichen Endanwendungen herangezogen werden, da die Elektrolyse direkt die Dampfreformierung ersetzt, sind die Gesamtkosten in diesem Sektor im Vergleich zum Verkehr und Wärmesektor am geringsten. Durch die Nutzung von Wasserstoff zur Energiespeicherung und die damit verbundenen geringen spezifischen Speicherkosten, sind die Energiekosten und die Gesamtkosten in diesem Sektor sogar

⁹ Da PtCH₄ mehr Energie für die Produktion von synthetischem Methan benötigt, müssen in diesem Fall mehr EE-Kraftwerke als im PtH₂-Fall zugebaut werden, wodurch auch ein höherer Bedarf an Flexibilisierung (insbesondere Energiespeicherung) im Stromsystem entsteht.

geringer als aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B, obwohl insgesamt mehr CO₂ eingespart wird.

Abbildung 36 zeigt die jährliche Stromerzeugung (positive Werte) und deren Nutzung (negative Werte) für den Verkehr im Zeitverlauf. Insgesamt steigt für alle Anwendungen die gesamte Bruttostromnachfrage von ca. 570 TWh auf 660 TWh („all electric“) bis 790 TWh (PtCH₄ Fall) an, da die Einsparungen in der klassischen Stromnachfrage (d.h. z.B. Strombedarf für Beleuchtung oder Haushaltsgeräte etc.) vom zusätzlichen Strombedarf aus den anderen Sektoren (Verkehr, Wärme) überkompensiert werden. Die Unterschiede zwischen „all electric“, PtH₂ und PtCH₄ sind zu den Umwandlungsverlusten der Endanwendungen (Fahrzeuge/Heizsystem) und der H₂- bzw. CH₄ Produktion (Wirkungsgrad Elektrolyse bzw. Methanisierungsanlage) in den jeweiligen Jahren proportional.

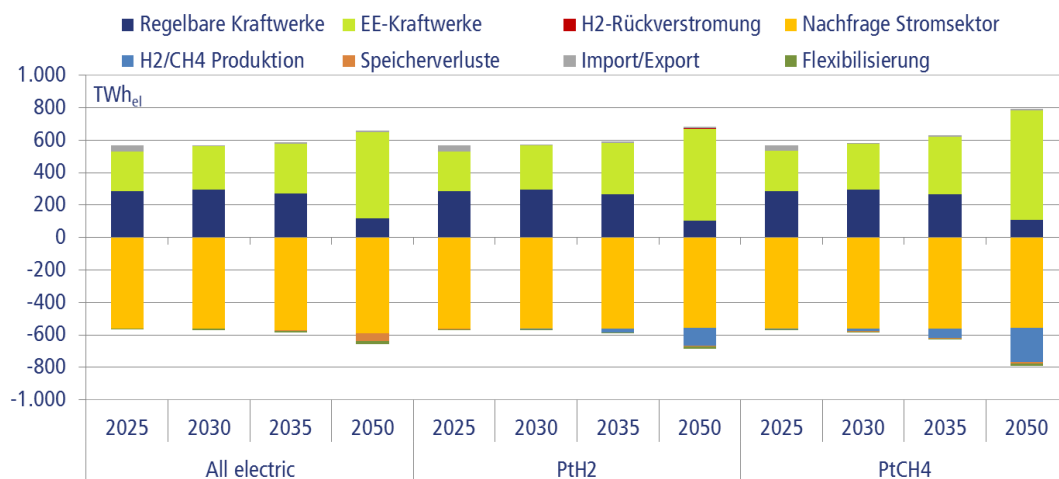


Abbildung 36: Jährliche Stromerzeugung (positive Werte) und Nutzung (negative Werte) in TWh_{el} im Verkehr im Basisszenario

Die Stromnachfrage wird mittelfristig (2025 bis 2030) überwiegend durch fossile Kraftwerke (knapp über 50%) gedeckt, die jedoch im Zeitverlauf durch EE-Anlagen immer weiter verdrängt werden (mehr als 80% in 2050). Der zwischenzeitliche Anstieg der absoluten Stromproduktion aus regelbaren Kraftwerken zwischen 2025 und 2030 ist auf den vordefinierten Wegfall der Stromimporte zurückzuführen, der zunächst über konventionelle Kraftwerke abgefangen wird. Im PtH₂-Fall wird zudem ein sehr geringer Anteil der Stromnachfrage (max. 1% in 2050) durch die direkte Rückverstromung von Wasserstoff gedeckt. Im PtCH₄-Fall kann synthetisches Methan gespeichert und ebenfalls zur Flexibilisierung des Energiesystems eingesetzt werden. Dies geschieht aber aufgrund des geringen Gesamtwirkungsgrades nur in sehr seltenen Fällen.

Diese Entwicklungen spiegeln sich auch in der Zusammensetzung des regelbaren Kraftwerksparks wieder (siehe Abbildung 37). Dabei ist zunächst auffällig, dass die Braun- und Steinkohlekraftwerke über die Zeit bis 2050 aus dem Markt gedrängt werden. Den wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems auf der Erzeugerseite leisten die Erdgaskraftwerke (Gasturbine und GuD), die die größte installierte Leistung mit ca. 40 GW in 2025 und 48-60 GW in 2050 bereitstellen. Zwischenzeitlich liegt die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke sogar darüber, da sie in dieser Phase entsprechend dem vordefinierten Ausbau der EE-Kraftwerke und der Abschaltung der Kohlekraftwerke zusätzliche Strommengen zur Deckung der steigenden Stromnachfrage produzieren. Im PtH₂-Fall werden zusätzlich weitere Kapazitäten von bis zu 10 GW für die H₂-Rückverstromung (mit einer H₂-Gasturbine) aufgebaut, um so die Flexibilisierung im Stromsystem zu gewährleisten. Im PtCH₄-Fall wird diese Funktion direkt von den Erdgaskraftwerken übernommen, die nicht nur mit fossilem sondern auch synthetischem Methan betrieben werden können.

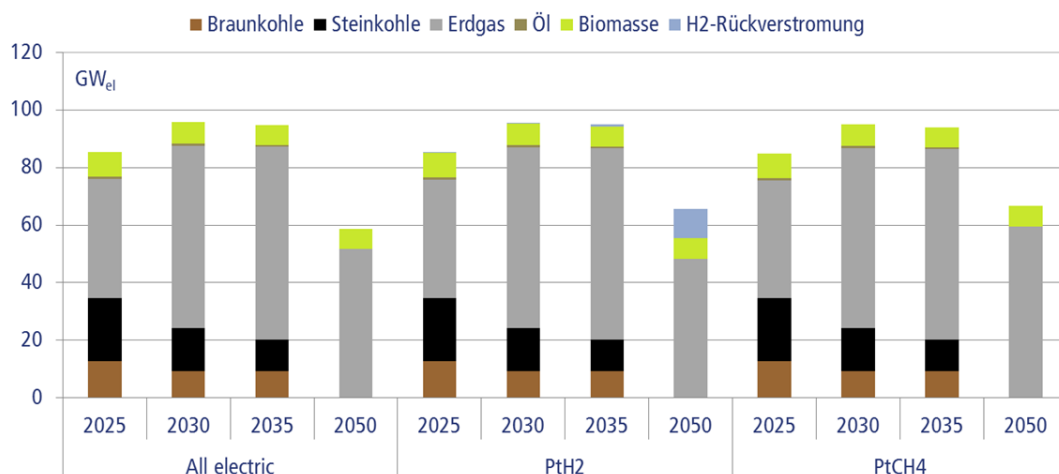


Abbildung 37: Installierte Leistung der flexiblen Kraftwerke im Verkehr in GW_{el} im Verkehr im Basisszenario

Die Potenziale der Biomasse (enthält auch Abfallverstromung) werden in dieser Studie als ausgeschöpft betrachtet und die Kapazität der entsprechenden Kraftwerke geht, in Anlehnung an die Netzentwicklungspläne NEP 2015B und NEP 2017B, in allen Anwendungsfällen leicht von 9 auf 7 GW zurück. Insgesamt steigt die gesicherte Leistung der regelbaren Kraftwerke zwischenzeitlich von ca. 85 GW in 2025 auf 95 GW in 2030 und 2035 und geht schließlich mit dem Ausbau der EE-Kraftwerke auf 59-67 GW in 2050 zurück. Der obere Wert bezieht sich dabei auf die PtG-Fälle, die insgesamt mit dem stärkeren EE-Ausbau (bedingt durch höhere Stromnachfrage verursacht durch Umwandlungsverluste) auch einen größeren Bedarf an Flexibilisierung haben.

Flexibilisierungsoptionen

Der Bedarf an Flexibilisierung im Energiesystem wird auch anhand der jährlichen Kosten für die Flexibilisierung in Abbildung 38 sichtbar. Im „all electric“ Fall sind die jährlichen Kosten in diesem Bereich vor allem auf die Speicher (überwiegend Annuitäten) zurückzuführen. Obwohl die Speichergröße kontinuierlich wächst (siehe Abbildung 39), gehen die jährlichen Speicherkosten mittelfristig zurück, da es in diesem Zeitraum auch eine starke Reduktion der spezifischen Batteriekosten gibt. Langfristig werden diese Kosten mehr als verdoppelt (von ca. 5 Mrd. €/a auf fast 13 Mrd. €/a). Im PtG Fall dominieren hingegen die Kosten für Elektrolyse- und der Methanisierungsanlagen. Mit steigender Nachfrage nach H₂ bzw. CH₄ als Kraftstoff müssen zusätzliche Kapazitäten aufgebaut werden, sodass die Anlagenkosten im PtH₂-Fall von knapp 0,9 Mrd. €/a in 2025 auf über 3 Mrd. €/a in 2050 und im PtCH₄-Fall von ca. 0,9 in 2025 auf über 6 Mrd. €/a in 2050 zunehmen. Die Differenz zwischen den beiden PtG-Fällen ist auf die höheren Umwandlungsverluste der Methanisierung bzw. weniger effiziente Nutzung von CH₄ in Verbrennungsmotoren zurückzuführen. In beiden Fällen spielen die Speicherkosten nur eine untergeordnete Rolle. Der wesentliche Grund für den Kostenanstieg zwischen 2025 und 2050 ist der steigende Speicherbedarf bei Zunahme der EE-Stromproduktion zur Erreichung der gesetzten Klimaziele in 2050.

Auch die Kosten für die sonstigen Flexibilisierungsoptionen (DSM, Import/Export) fallen nicht weiter ins Gewicht und sind in allen Anwendung vergleichbar. Der Rückgang dieser Kosten zwischen 2025 und 2030 ist überwiegend durch die vordefinierte Reduktion der Stromimporte und, im „all electric“ Fall zum Teil durch fallende Batterieprie verursacht.

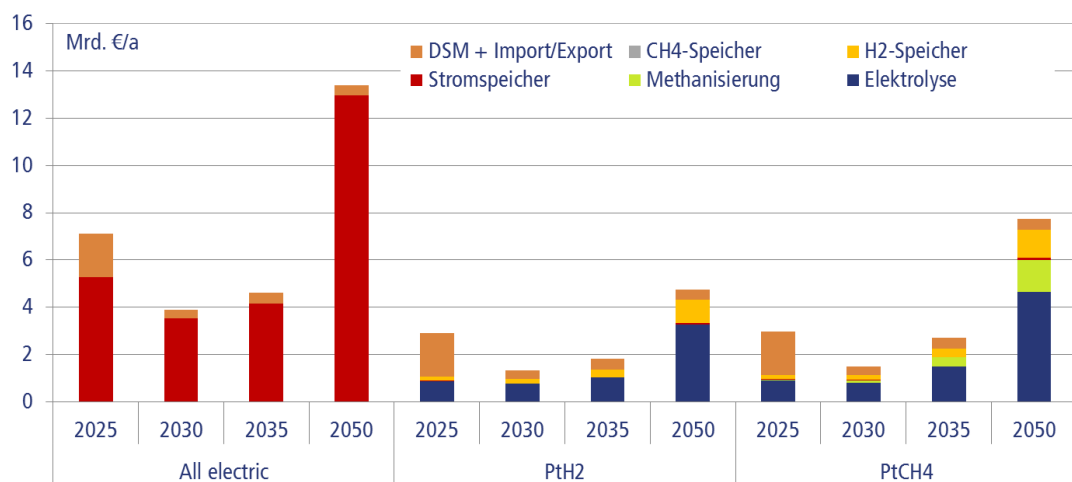


Abbildung 38: Jährliche Kosten für Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem in Mrd. €/a im Verkehr im Basisszenario

Aufgrund der relativ teuren Batterietechnologie werden im „all electric“ Fall vergleichsweise nur sehr kleine Speicher mit einer Kapazität von 93 GWh_{el} in 2025 bis 460

GWh_{el} in 2050 zugebaut. Im PtG werden hingegen aufgrund der spezifischen sehr günstigen Speicherkosten vergleichsweise große H₂-Speicher (überwiegend Salzkavernen) mit einer Kapazität von 0,8-1,9 TWh_{H₂} in 2025 und 12-16 TWh_{H₂} in 2050 zugebaut. Für alle Anwendungen stehen auch Pumpspeicherkraftwerke mit 50 GWh_{el} zur Verfügung.

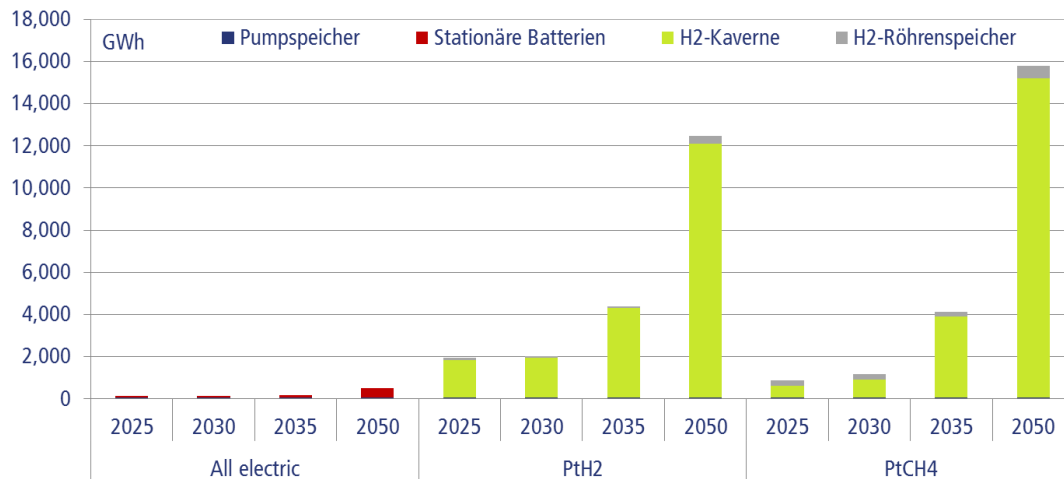


Abbildung 39: Speichergöße in GWh im Verkehr im Basisszenario

In allen Anwendungsfällen werden unterschiedliche zulässige Speichertechnologien in ihrer Kapazität und Betriebsweise miteinander so kombiniert, dass die Gesamtkosten des Systems minimiert werden. Im PtH₂ wird zum Beispiel die Energie nicht nur in Salzkavernen sondern auch in H₂-Röhrenspeichern und in 2050 sogar in zusätzlichen stationären Batterien gespeichert. Während die Salzkavernen für den Ausgleich der längerfristigen Fluktuationen eingesetzt werden (mit entsprechend wenigen Zyklen), dienen die H₂-Röhrenspeicher, Batterien und Pumpspeicher überwiegend zum Ausgleich der kurzfristigen Fluktuation im Stromsystem (mit entsprechend vielen Zyklen). Im PtCH₄-Fall werden zudem die im System bereits vorhandenen CH₄-Speicher genutzt.

Ähnlich zu den Speicherkapazitäten steigt mit dem Ausbau der EE-Anlagen auch ihre Abregelung. Da im „all electric“ Fall die geringsten Speicherkapazitäten zu Verfügung stehen, ist umgekehrt in diesem Fall die Abregelung am stärksten ausgeprägt. Die Abregelung steigt hier von knapp 5 TWh in 2025 auf fast 20 TWh bis 2050 an. Im PtH₂-Fall ist diese Menge deutlich geringer und bewegt sich zwischen ca. 4 TWh in 2025 und 12 TWh in 2050. Im PtCH₄-Fall liegt die Abregelung zwar mit ca. 5 TWh in 2025 und ca. 20 TWh in 2050 auf zwar dem gleichen Niveau wie im „all electric“ Fall, in den Jahren dazwischen ist sie aber deutlich geringer (aber knapp höher als im PtH₂-Fall), als Folge des unterschiedlichen Zubaus an EE-Kraftwerken in den verschiedenen Sektoren. Die Abregelung betrifft überwiegend Windkraftanlagen in der Region Nord und Ost und macht maximal 4% der gesamten Strommenge aus EE-Anlagen aus. In den beiden PtG Fällen kommt es auch in wenigen Fällen zur Abregelung der EE-Anlagen in den Regionen

Süd und West, wenn in einzelnen Stunden der zusätzliche EE-Strom aus den beiden Regionen (z.B. Solarstrom im Süden) für die H₂- bzw. CH₄-Produktion in der Region Nord die Übertragungskapazitäten West/Nord und Süd/Nord übersteigt. In solchen Situationen kann der Strombezug der Elektrolyse reduziert oder zusätzliche Kraftwerke im Norden im Sinn eines Redispatch zugeschaltet werden.

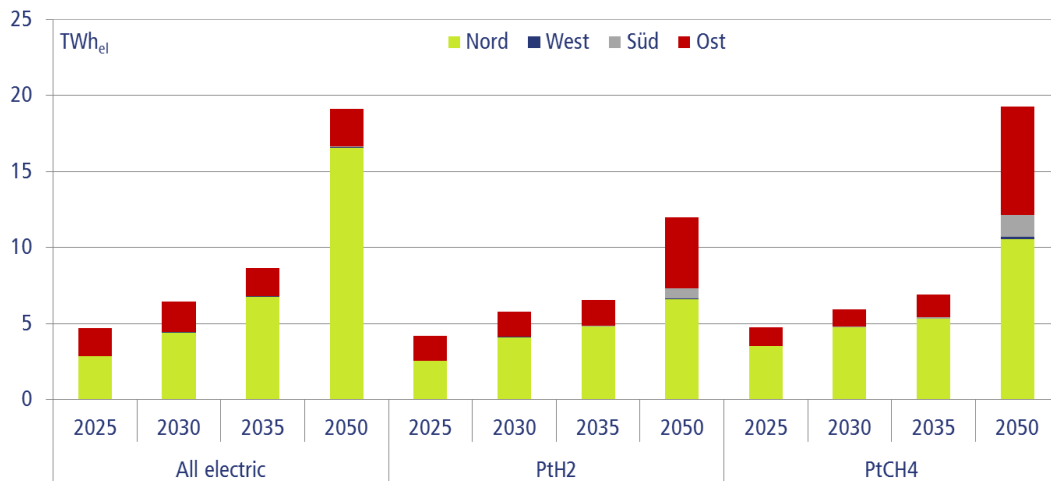


Abbildung 40: Abregelung der EE-Anlagen in TWh_{el} im Verkehr im Basisszenario

Wie im vorhergehenden Kapitel beschrieben wird die Elektrolyse nicht nur zur Produktion von Wasserstoff als Kraftstoff sondern auch zur Flexibilisierung des Stromsystems eingesetzt, da die übrigen Flexibilisierungsoptionen in dieser Studie nur begrenzt zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund ist die installierte Leistung der Elektrolyse sehr groß und ihre Auslastung mit weniger als 2.500 Volllaststunden sehr niedrig (siehe Abbildung 41). Dabei handelt es sich um einen Durchschnittswert, wobei einzelne Anlagen auch eine höhere Auslastung aufweisen können. Die Differenz zwischen dem PtH₂- und PtCH₄-Fall sind auf Umwandlungsverluste der Methanisierung sowie eine geringere Effizienz der Verbrennungsmotore und damit einen höheren H₂-Bedarf zurückzuführen.

Im Gegensatz dazu können Methanisierungsanlagen im PtCH₄-Fall aufgrund des H₂-Zwischenspeichers mit ca. 5.000 Volllaststunden in allen Zeitschriften deutlich besser ausgelastet werden (siehe Abbildung 42). Auch handelt es sich um einen Durchschnittswert, sodass einzelne Anlage eine höhere Auslastung aufweisen können. Dementsprechend ist die installierte Leistung einer Anlage mit 0,5 GW_{H₂} in 2025 und fast 28 GW_{H₂} in 2050 deutlich geringer. Die zeitliche Entwicklung der benötigten Kapazitäten folgt wieder der CH₄-Nachfrage aus dem Verkehrssektor. Die Abnahme der Elektrolyseauslastung im PtCH₄-Fall zwischen 2035 und 2050 ist außerdem auf den überproportionalen Anstieg der EE-Stromproduktion in diesem Anwendungsfall zurückzuführen (zum Teil bedingt durch die höheren Umwandlungsverluste im PtCH₄-Fall). Da im Jahr 2050 die sonstigen Flexibilitätsoptionen nur eingeschränkt zur Verfügung

stehen, wird die Elektrolyse hier zunehmend als flexible Last eingesetzt, was sich wiederum in der schlechteren Auslastung niederschlägt.

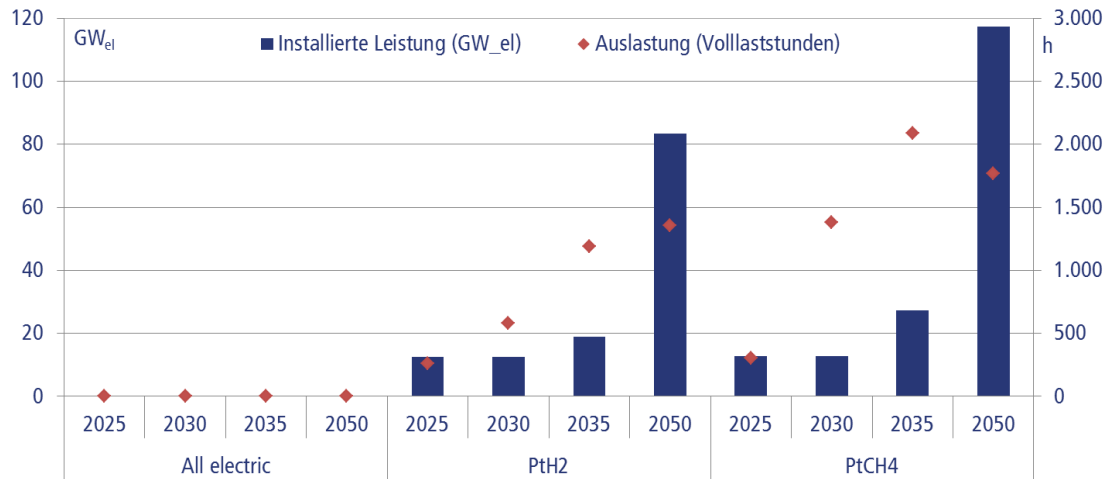


Abbildung 41: Installierte elektrische Leistung der Elektrolyse in GW_{el} im Verkehr im Basisszenario

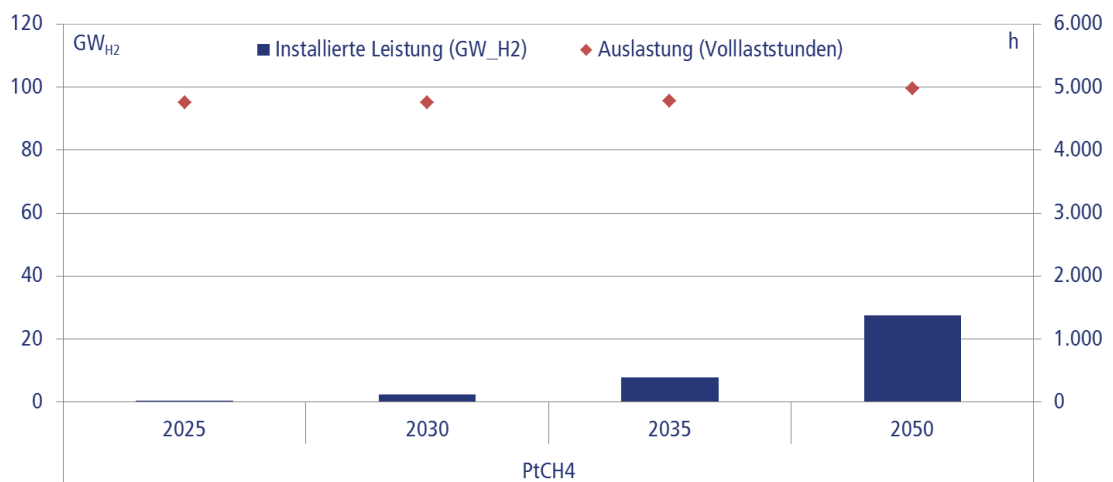


Abbildung 42: Installierte Leistung und Anzahl der Volllaststunden der Methanisierungsanlage in GW_{H2} bzw. h im Verkehr im Basisszenario

Energietransport

Die Modellierungsergebnisse zum Energietransport im Verkehr entsprechen den Ausführungen im vorhergehenden Kapitel. Wie aus Abbildung 43 ersichtlich ist Strom der wesentliche Energieträger im untersuchten System (ca. 160 TWh in 2025 und 140-150

TWh in 2050). Die Schwankungen der zwischen den vier Regionen transportierten Strommenge hängen mit der sich verändernden Kapazität der fossilen und erneuerbaren Kraftwerke sowie deren unterschiedlicher regionaler Verteilung zusammen. Daher nimmt die transportierte Strommenge in 2030 kurzfristig zu und geht dann mit dem fortschreitenden EE-Ausbau zurück, was auf eine zunehmend regionale Deckungsgleichheit der Stromerzeugung und -nachfrage schließen lässt. Der Wasserstoff und synthetisches Methan spielen mittelfristig bis 2035 nur eine untergeordnete Rolle (bis zu 12 TWh_{H₂} bzw. 25 TWh_{CH₄}). Mit wachsender Zahl von Nullemissions-Fahrzeugen nimmt allerdings die Rolle von H₂ und CH₄ als Energieträger deutlich zu (59 TWh_{H₂} bzw. 91 TWh_{CH₄} in 2050).

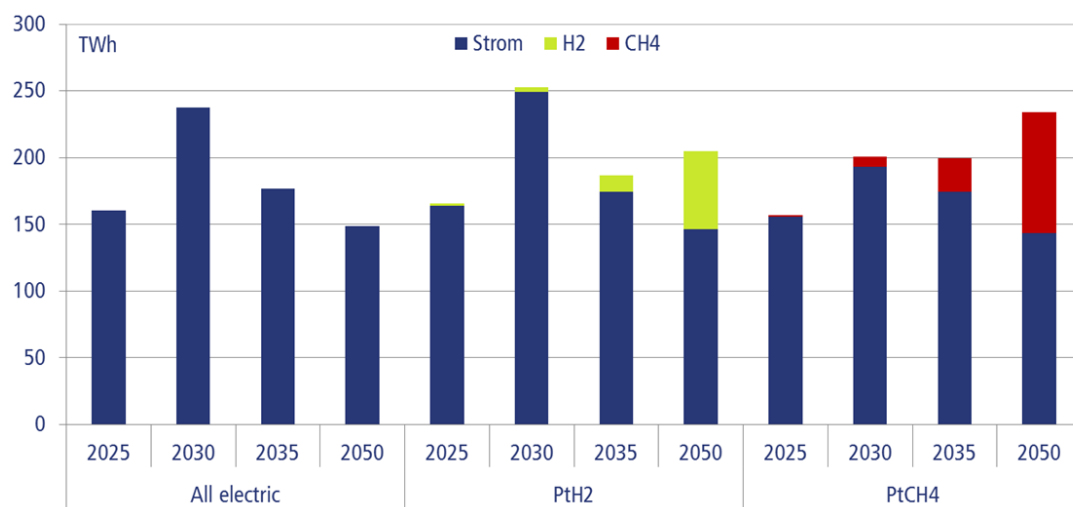


Abbildung 43: Energieübertragung zwischen den Regionen nach Energieträger in TWh im Verkehr im Basisszenario

Abbildung 44 stellt die Handelssalden für Strom zwischen den betrachteten Regionen für die unterschiedlichen Fälle dar. Demnach wird der Strom überwiegend aus den beiden windreichen Regionen Nord und Ost in den Westen und Süden übertragen. Die Verteilung der Handelssalden auf die einzelnen Regionen ist für alle Zeitschritte und Fälle identisch. Wie aus Abbildung 45 ersichtlich reichen dafür in den meisten Fällen die bestehenden und die im NEP-Strom 2017B vorgesehenen Leitungskapazitäten aus. Nur im „all electric“ Fall wird im Jahr 2050 eine HGÜ Trasse von Nord nach Süd mit einer Gesamtleistung von 14 GW (d.h. 10 GW über den NEP-Strom 2017B hinaus) sowie eine Trasse von Nord nach West mit einer Gesamtleistung von 10 GW (d.h. 8 GW über den NEP-Strom 2017B hinaus) benötigt. Wichtig ist dabei zu beachten, dass sich die transportierte Strommenge auf alle Stromtransportleitungen also auch auf das Höchst- und Hochspannungsnetz und nicht nur die in Abbildung 45 dargestellten HGÜ-Leitungen bezieht.

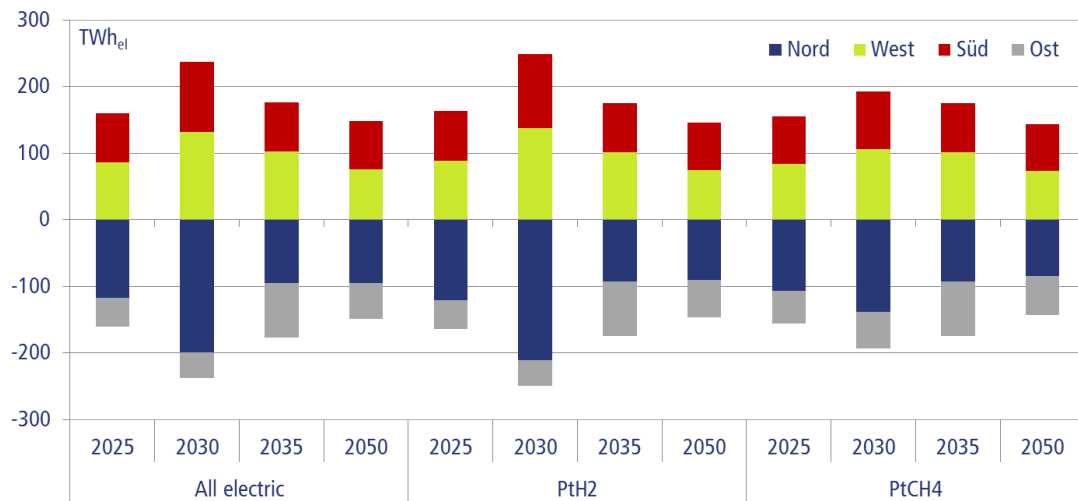


Abbildung 44: Handelssaldo Strom zwischen der Regionen (Zufluss = positiver Wert / Abfluss = negativer Wert) in TWh_{el} im Verkehr im Basisszenario

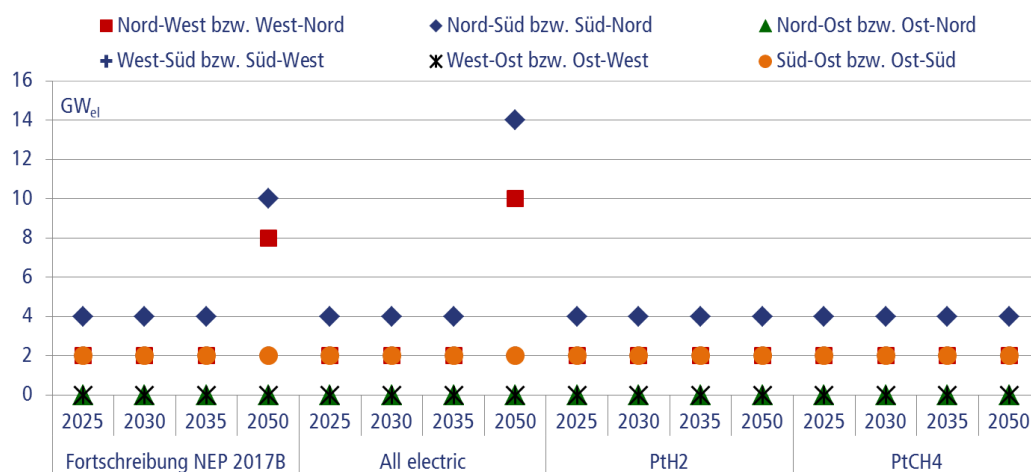


Abbildung 45: Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{el} im Verkehr im Basisszenario (Werte für die Fortschreibung des NEP 2017B im Jahr 2050 sind Modellergebnisse)

Abbildung 46 zeigt die interregionalen Handelssalden für H₂ und CH₄. Da sich die gesamten Elektrolyse- und Methanisierungskapazitäten im Norden befinden, wird der Wasserstoff und synthetisches Methan aus der Region Nord in die drei anderen Regionen entsprechend der jeweiligen Nachfrage transportiert. Auch hier bleibt die Verteilung der Energiezuflüsse auf die Regionen West, Süd und Ost im zeitlichen Verlauf unverändert.

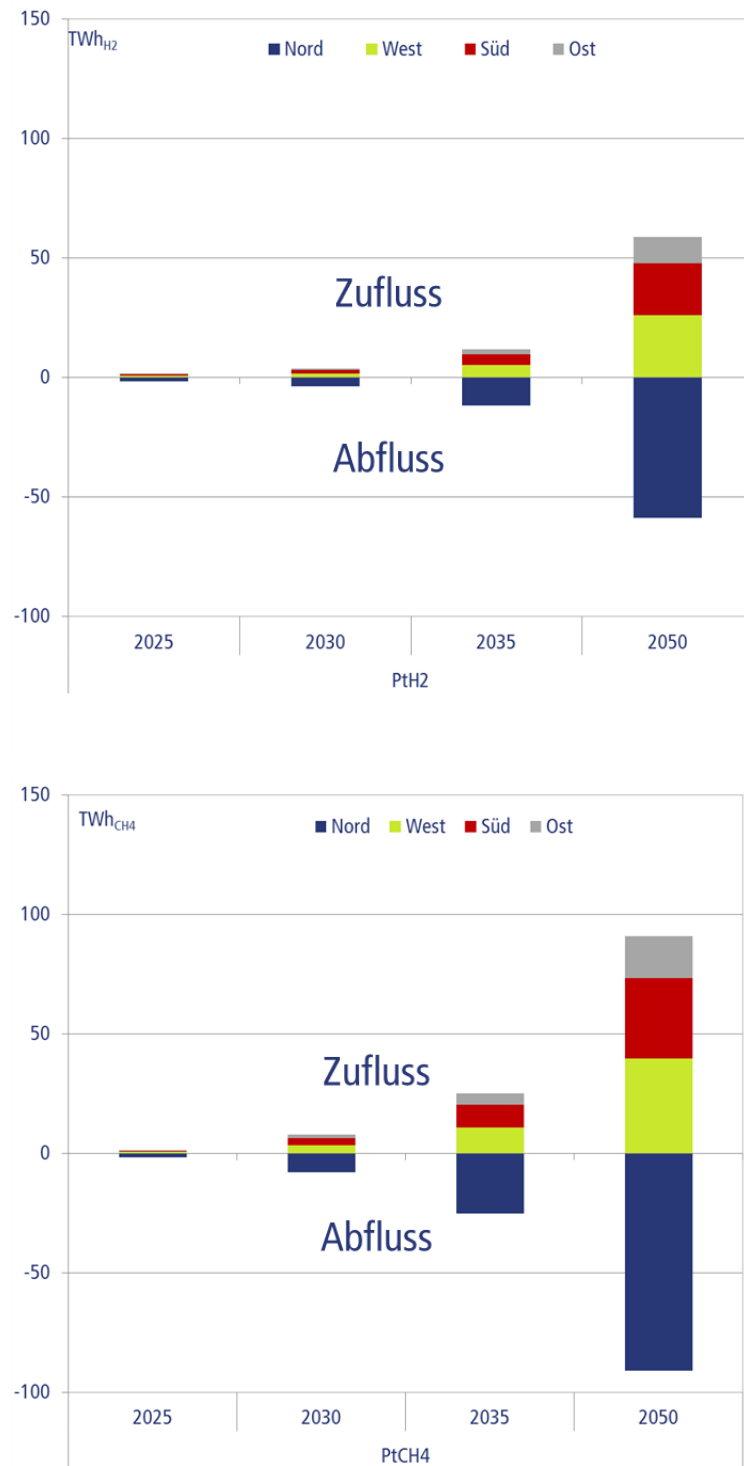


Abbildung 46: Saldo der H₂- und CH₄-Übertragung (oben bzw. unten) zwischen den Regionen in TWh_{H₂} bzw. TWh_{CH₄} im Verkehr im Basisszenario

Grundsätzlich wird durch die Konzentrierung der Elektrolyseanlage auf die Region Nord der Wert der PtG-Technologie als Flexibilisierungsoption überschätzt und damit die Kosten der PtG Technologie unterschätzt. Da die Salzkavernen als günstige Speicheroption nur im Norden zur Verfügung stehen, würde die Verteilung der Elektrolyse auf alle Regionen die Nutzung der Kavernen erschweren. Entweder würde die Elektrolyseanlage in den Regionen West, Süd und Ost keinen Zugang zu Kavernen haben und müsste auf die teureren H₂-Röhrenspeicher ausweichen oder es wäre ein zusätzlicher H₂-Transport zu den Salzkavernen erforderlich. In beiden Fällen würden zusätzliche Kosten anfallen (teurerer Speicher oder zusätzliche H₂-Leitungen), die aber zum Teil aus modelltechnischen Gründen nicht berücksichtigt wurden. Die Fokussierung auf die Region Nord für die Platzierung der PtG-Anlagen wurde vor allem durchgeführt, da die Salzkavernen eine sehr wichtige, da spezifisch besonders preisgünstige Energiespeicheroption darstellen und aus geologischen Gründen nur in Norddeutschland (d.h. Region Nord) zur Verfügung stehen.

Diese Einschränkung ist außerdem auf die eingesetzte Modellierungsmethodik zurückzuführen, bei der die Entscheidungen über Speicherausbau und deren Nutzung im ersten Modellierungsschritt unter der Annahme der Kupferplatte getroffen werden. Erst im zweiten Modellierungsschritt erfolgt dann die tatsächliche Regionalisierung der Elektrolyse-, Speicher- und Kraftwerkskapazitäten etc. sowie die Optimierung des Energietransports.

Der Bedarf an Übertragungskapazitäten und deren zugehörige Auslastungen für H₂ und CH₄ orientiert sich an den entsprechenden Handelssalden (siehe Abbildung 47 und Abbildung 48). Die wesentlichen Leitungen sowohl in Hinblick auf die Übertragungskapazität als auch die transportierten Energiemengen stellen die beiden Verbindungen Nord-West und Nord-Süd dar: ca. 17 GW_{H₂} bzw. 23-27 TWh_{H₂}/a in 2050 sowie 8-9 GW_{CH₄} bzw. 34-40 TWh_{CH₄}/a in 2050. Die Verbindung Nord-Ost ist hingegen nur halb so groß und transportiert rund die Hälfte der Energiemenge. Grundsätzlich sind die CH₄-Leitungen im Vergleich zu den H₂-Leitungen deutlich besser ausgelastet. Zu den Ausführungen zum H₂- und CH₄-Transport siehe auch vorhergehendes Kapitel.

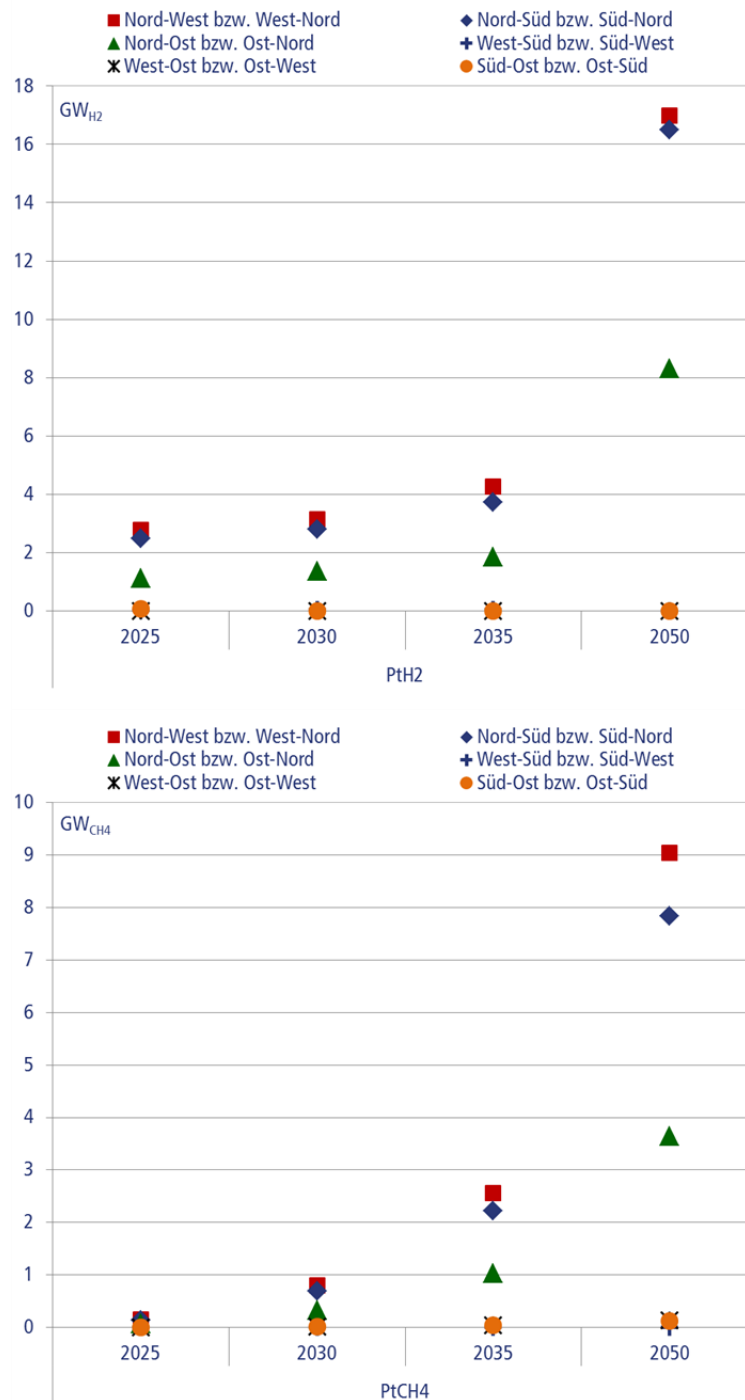


Abbildung 47: Benötigte Kapazitäten für H₂- und CH₄-Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in GW_{H₂} bzw. GW_{CH₄} im Verkehr im Basisszenario

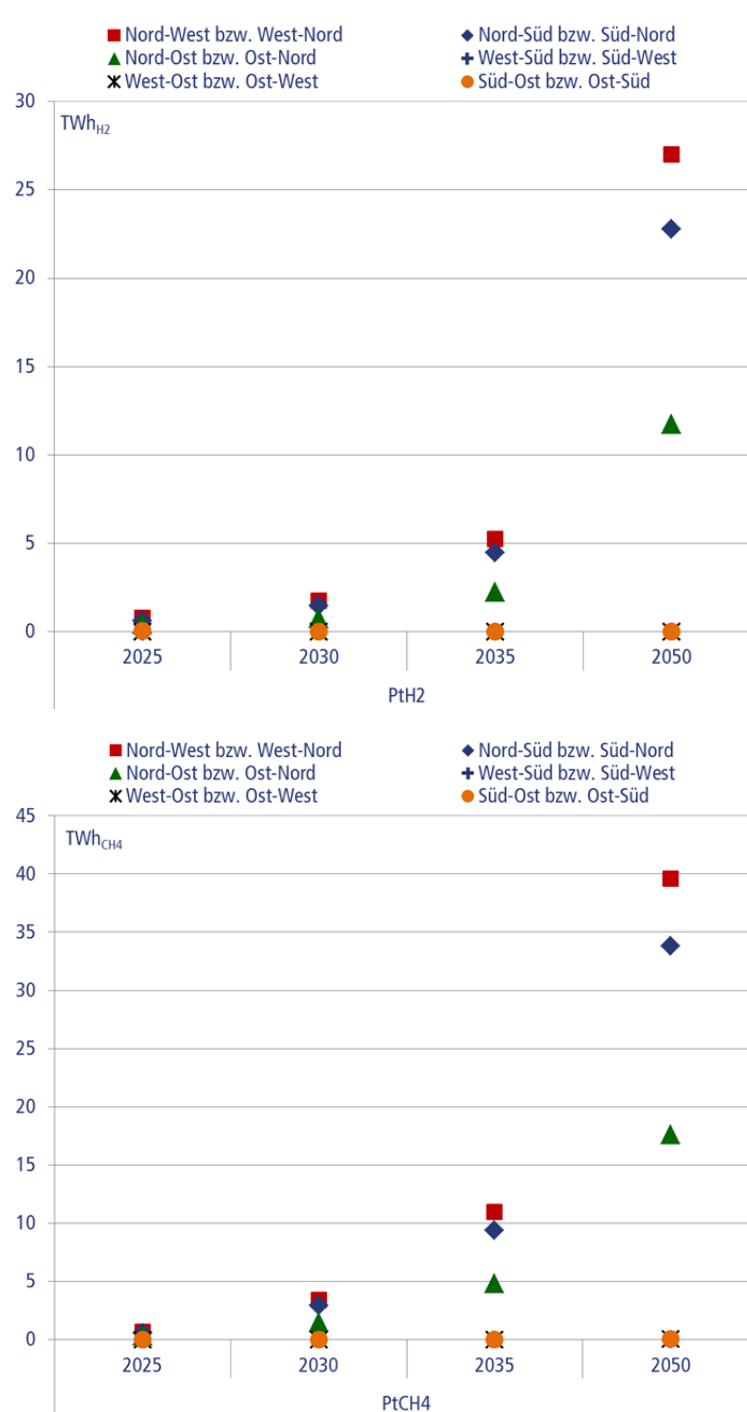


Abbildung 48: Benötigte Energieübertragung für H₂- und CH₄-Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in TWh_{H₂} bzw. TWh_{CH₄} im Verkehr im Basisszenario

4.1.3 Sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher im Basisszenario

Wie im vorhergehenden Kapitel erläutert, spielen die Kosten der Endanwendungen als Teil der Gesamtkosten der unterschiedlichen Anwendungsfälle eine wichtige Rolle. Abbildung 49 zeigt die jährlichen Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher aus dem Sektor, die in dem gegebenen Fall fokussiert wird. So werden im Verkehr nur die Nullemissions-Fahrzeuge sowie die dazugehörigen Tankstellen und im Wärmesektor nur die Heizsysteme betrachtet.

Demnach fallen die höchsten Kosten im Verkehr an. Sie steigen von 1,4-1,6 Mrd. €/a in 2020 auf 82-91 Mrd. €/a in 2050 an. Dabei machen die Fahrzeuge selber in allen Zeitschritten und für alle Technologien den größten Anteil an den Gesamtkosten von mindestens 85% aus. Die Tankstellen- bzw. Ladeinfrastruktur spielt hingegen aus der ökonomischen Perspektive nur eine untergeordnete Rolle bei den Gesamtkosten zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele. Dabei schneidet PtCH₄ im Verkehr im Vergleich zu den anderen Antriebskonzepten am besten ab, da die CNG-Fahrzeuge und die dazugehörigen Tankstellen im Schnitt etwa 9% günstiger sind als die anderen Technologien. Der Nachteil der CNG-Fahrzeuge spiegelt sich aber in höheren Umwandlungsverlusten und damit höherem Bedarf und Kosten für die EE-Anlagen wider.

Die höchsten Kosten für Endanwendungen werden hingegen von BEVs im „all electric“ Fall verursacht. Während die Fahrzeugkosten der BEVs perspektivisch vergleichbar sind mit den FCEVs und CNG-Fahrzeugen, ist die Ladeinfrastruktur für BEVs deutlich teurer als die Betankungsinfrastruktur für H₂ und CH₄. Dies ist vor allem auf die Ausgaben für die sog. Wallboxen zum Langsamladen zu Hause, die zwar pro Stück gering sind, jedoch in hohen Stückzahlen benötigt werden (0,85 Wallboxen pro Fahrzeuge; siehe dazu Kapitel 3.3) und damit insgesamt bei vielen Fahrzeugen zu sehr hohen Gesamtkosten führen. Im Gegensatz dazu ist eine H₂- bzw. CH₄-Tankstelle spezifisch relativ teuer, sie kann aber durch die kurze Betankungsdauer deutlich mehr Fahrzeuge in der gleichen Zeit bedienen. Wir weisen außerdem ausdrücklich darauf hin, dass die Kostenanalyse noch nicht die zusätzlich erforderlichen Verstärkungsmaßnahmen im Verteilnetz (Kabel, Transformatoren, stationäre Energiespeicher) berücksichtigt, die für einen Aufbau der BEV-Ladeinfrastruktur mittel- und langfristig deutlich höher ausfallen dürften als für die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur für FCEV.

Die Kosten für die Wärmeanwendungen sind mit 3-4 Mrd. €/a in 2020 und 13-17 Mrd. €/a in 2050 deutlich geringer als im Verkehr. Dabei verursacht die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe höhere Kosten als die H₂- bzw. CH₄-Varianten. Heizsysteme mit Wasserstoff sind zunächst deutlich, mittel- bis langfristig aber nur noch moderat teurer als mit CH₄-Heizsysteme. Im Industriefall werden, wie in Kapitel 3 angenommen, keine expliziten Kosten für die industriespezifischen Endanwendungen angesetzt, da der Wasserstoff aus der Elektrolyse bereits als das Endprodukt betrachtet wird.

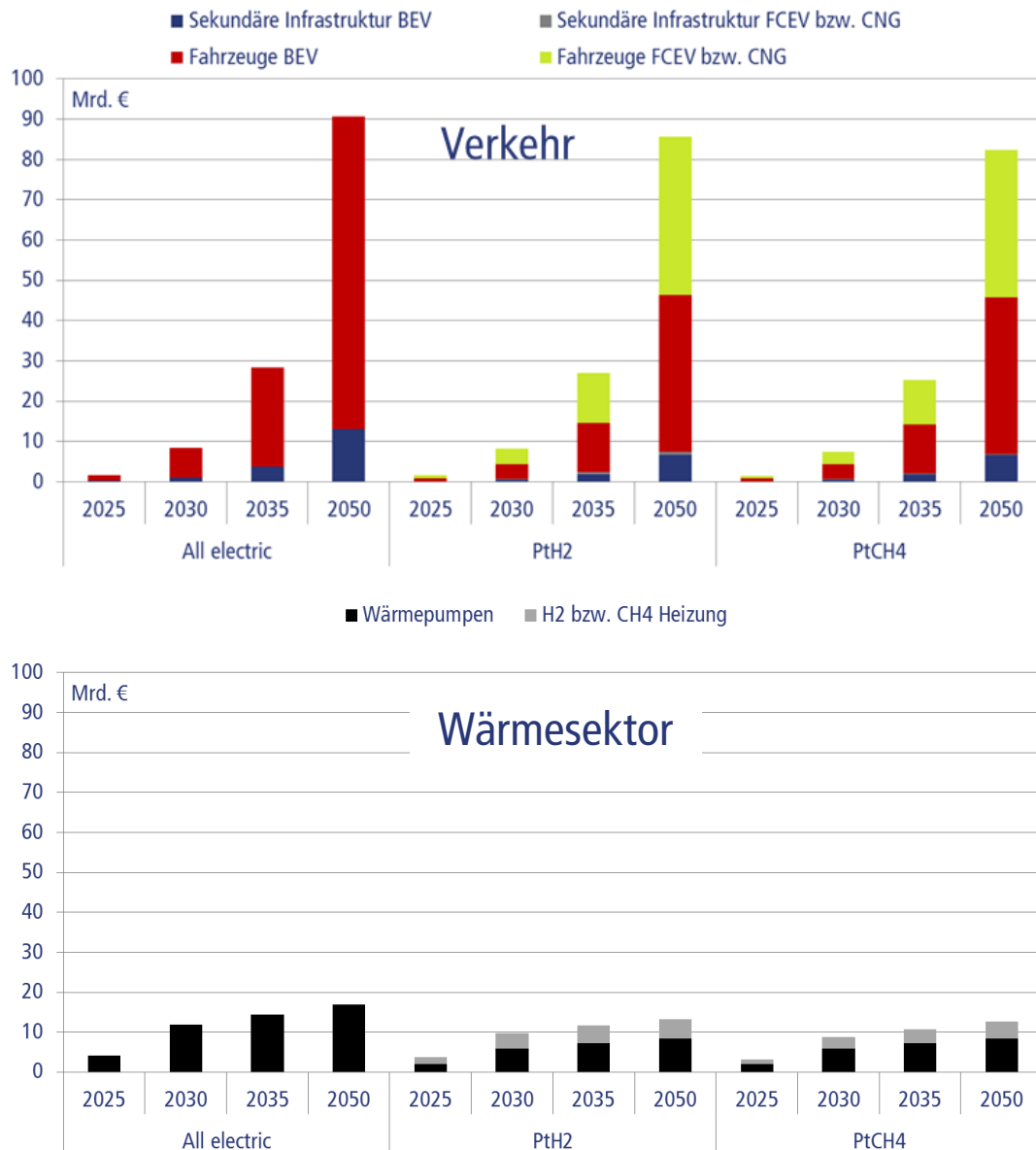


Abbildung 49: Jährliche Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in Mrd. €/a im Verkehr (oben) und Wärmesektor (unten) im Basisszenario

Der Ausbau der H₂- und CH₄-Tankstelleninfrastruktur wurde mit dem von LBST entwickelten Tool H₂INVEST durchgeführt. Mit dem Tool wird zunächst im ersten Schritt ausgehend von einer vorgegeben Gesamtzahl an Nullemissions-Fahrzeugen die regionale Verteilung der FCEVs bzw. CH₄-Fahrzeuge auf Landkreisebene in Deutschland ermittelt. Die zeitliche und räumliche Entwicklung der Fahrzeugzahl wird auf Basis der statistischen Daten der jeweiligen Landkreise (im Wesentlichen die Fahrzeugdichte nach dem Kraftfahrtbundesamt, aber auch Bevölkerungsdichte, Kaufkraft etc.) simuliert. Das Tool

berücksichtigt nicht nur den bisherigen Hochlauf in einem gegebenen Landkreis, sondern auch die Entwicklung in den Nachbarlandkreisen, die unter Umständen den Hochlauf im gegebenen Landkreis beschleunigen können, da die Betankungsinfrastruktur im Nachbarlandkreis (d.h. in unmittelbarer Nähe) die Nutzung der neuen Technologie erleichtert. Daneben werden auch die Tankstellen im Fernverkehr auf der Grundlage der Verkehrsdichte an den deutschen Autobahnen einbezogen. Im zweiten Schritt wird die optimale Verteilung einer vordefinierten Anzahl an Tankstellen durchgeführt. Dabei wird die Entfernung zwischen der Tankstelle und den Verbrauchern in jedem Landkreis minimiert, um so für alle Fahrer den Weg zur nächsten Tankstelle zu optimieren. Dieser Simulationsschritt erfolgt unter der Annahme, dass alle Fahrzeuge in einem Landkreis, dessen Fläche zu einem Quadrat vereinfacht wird, gleichmäßig verteilt sind.

Abbildung 50 und Abbildung 51 zeigen den ermittelten Hochlauf bzw. die Auslastung der H₂-Tankstellen (oben) und der CH₄-Tankstellen. Daraus wird ersichtlich, dass im Basisszenario mittelfristig bis 2025 nur sehr kleine bis mittlere Tankstellen zugebaut werden. Erst mit deutlich steigender Anzahl der FCEVs nach 2025 werden deutlich mehr Tankstellen mit einer deutlich größeren Kapazität errichtet. Die Anzahl der Tankstellen verzehnfacht sich dann von ca. 600 in 2025 auf fast 6.000 in 2050. Davon befinden sich je nach Zeitschritt 95 bis 355 Tankstellen an den Autobahnen, um so den Fernverkehr zwischen den Ballungsräumen zu bedienen. Die Tankstellen werden anfangs vor allem in den Ballungsräumen ausgebaut und breiten sich mit der Zeit zunehmend in die ländlichen Regionen aus. Grundsätzlich orientiert sich der Ausbau der Tankstellen am Fahrzeugmarkt, geht jedoch dem Hochlauf der Fahrzeugzahlen voraus. Aus diesem Grund ist die mittelfristige Auslastung der Tankstellen mit weniger als 50% gering, verbessert sich aber in der langfristigen Perspektive auf über 70%. Der zusätzliche Bedarf an Tankstellenzubau kann durch eine bessere Auslastung der einzelnen Tankstellen abgefangen werden, sodass zusätzliche Standorte vermieden werden können.

Der Hochlauf der CH₄-Tankstellen verläuft sehr ähnlich wie bei den H₂-Tankstellen. In der Anfangsphase bis 2030 bleibt die Tankstellenzahl mit 1.000-1.250 stabil. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass bereits heute mit 900 CNG-Tankstellen relativ viele Standorte existieren. Nach 2030 nimmt die Tankstellenzahl aber deutlich zu und verläuft analog zum PtH₂-Fall. Dies gilt auch für die CH₄-Tankstellen an den Autobahnen. Die Auslastung der Tankstellen steigt mit der Zeit auf über 70% leicht an, sie ist aber von Anfang an auf einem höheren Niveau als im PtH₂-Fall (>50% von Anfang an).

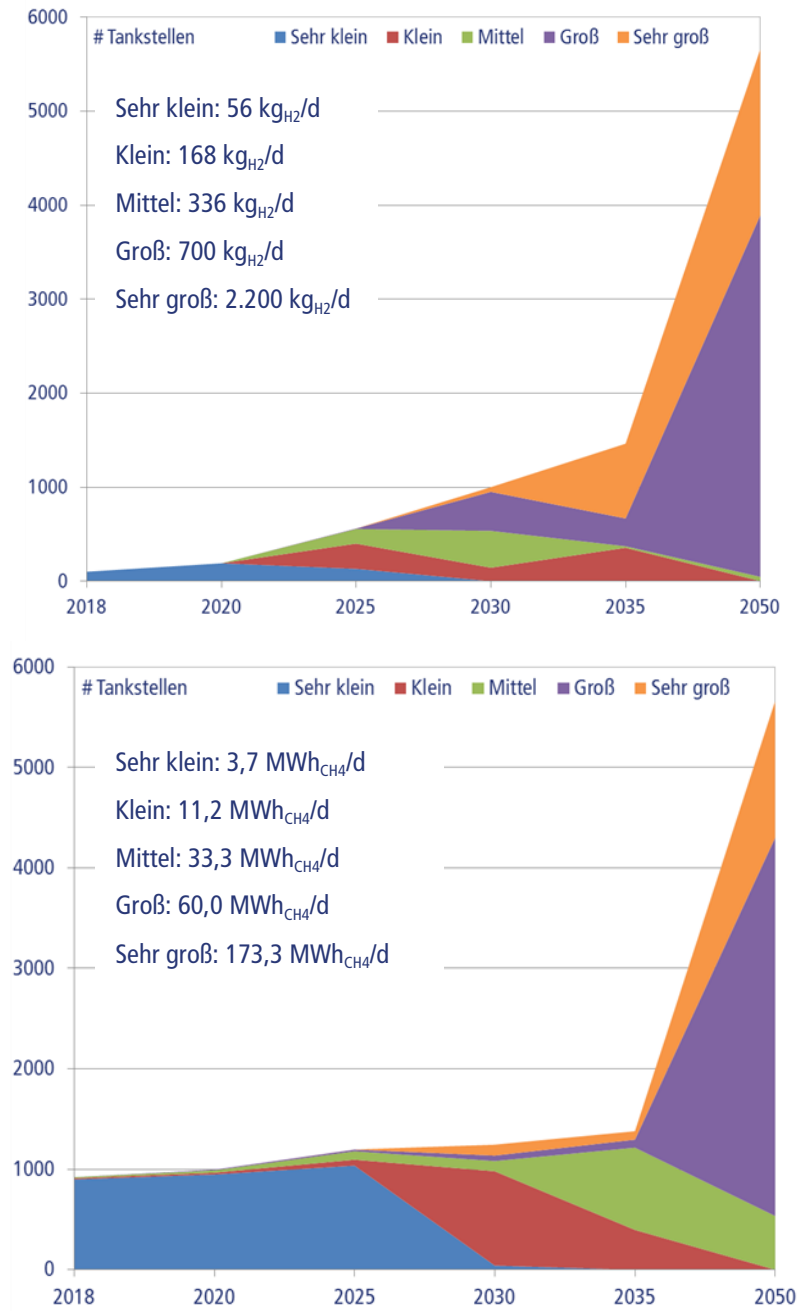


Abbildung 50: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für H₂ (oben) und CH₄ (unten) als Alternativkraftstoffe bis 2050 im Basisszenario

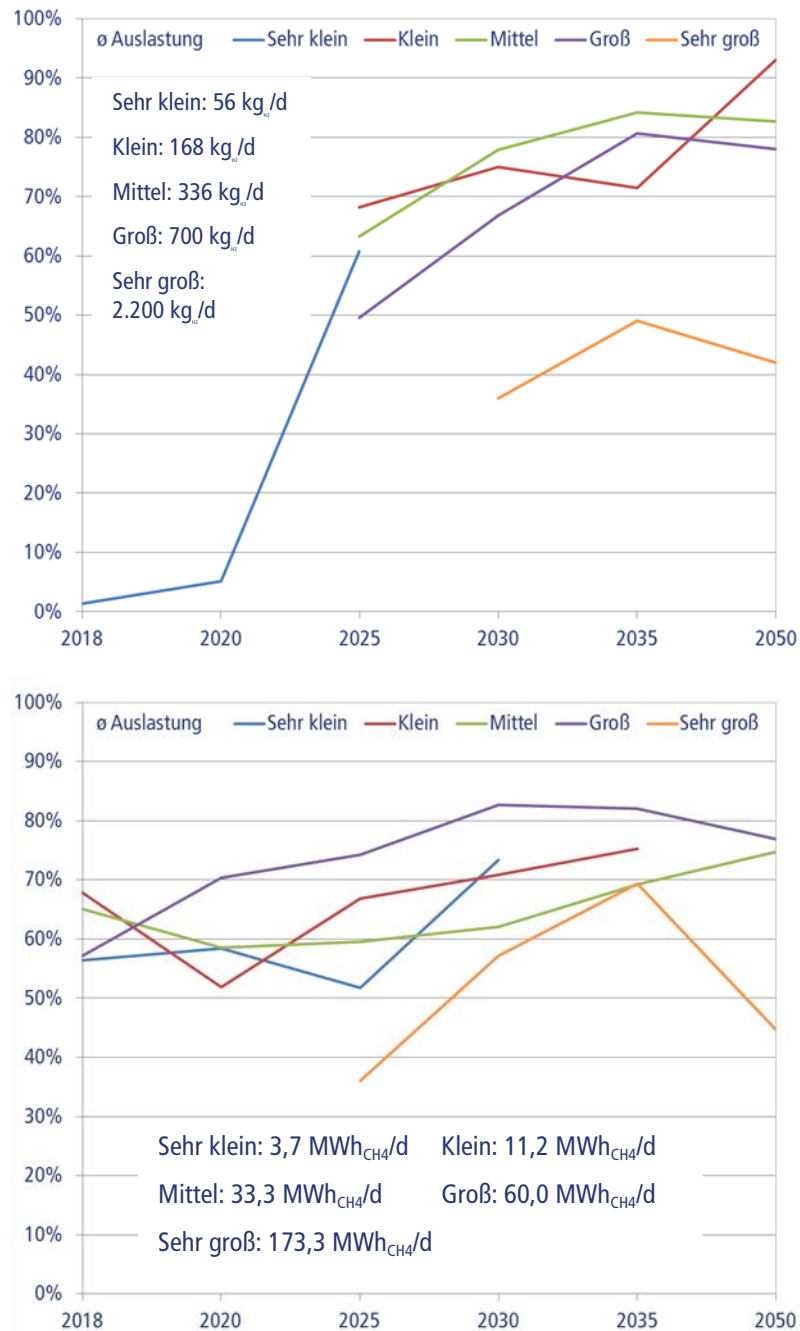


Abbildung 51: Auslastung der Tankstelleninfrastruktur für H₂ (oben) und CH₄ (unten) als Alternativkraftstoffe bis 2050 im Basisszenario

Es ist davon auszugehen, dass die Ladeinfrastruktur für Batteriefahrzeuge einen bedeutenden kostentreibenden Effekt auf das Stromverteilnetz haben wird. Bisher wurde jedoch keine Analyse zu diesen Auswirkungen mit konsequenter Langfristperspektive

erstellt. Daher wurde im Rahmen dieser Studie eine entsprechende Literaturrecherche durchgeführt, deren Ergebnisse semi-quantitativ in die Analysen eingehen.

Die Recherche ergab folgende Ergebnisse:

- Praktisch alle bestehenden Arbeiten mit Perspektive auf die Wirkungen im Verteilnetz betrachten nur BEV-Anteile an der Gesamtmenge der Fahrzeuge von maximal 20% (in dieser Studie 50% bis 100%). Die entsprechend zu Grunde liegenden Analysen zeigen, dass das bestehende Verteilnetz für eine solche Durchdringung mit batterieelektrischen Fahrzeugen in der Regel noch ausreichend ist, allerdings nur unter der Voraussetzung, dass eine netzdienliche Steuerung der Ladevorgänge zugelassen wird. Sobald der Ladevorgang aus Nutzersicht kostenoptimal gestaltet würde (d.h. der Nutzer lädt dann, wenn der Strom am billigsten ist), gibt es bereits bei 10-20% BEV-Anteil Netzengpässe, da sich dadurch der Gleichzeitigkeitsfaktor der Stromnachfrage im Verteilnetz erhöht.
- Der resultierende Investitionsbedarf ins Verteilnetz ist stark abhängig vom analysierten Szenario und den gewählten Annahmen. Die wenigen Ergebnisse zeigen eine große Bandbreite (z.B. 21 bis 42 EUR Netzzusatzkosten pro BEV für 2,5% Anteil in [LBD 2012], ca. 200 EUR pro BEV in [Probst 2014] bei max. 12,5% Anteil, 530 bis 3.200 EUR Investitionen ins Verteilnetz pro BEV abhängig von der Ladeleistung in [Eckhardt 2011] bei max. 12,5% Anteil oder 200 (mit smart charging) bis 1.000 EUR pro BEV in [EC 2013] basierend auf Analysen von Électricité Réseau Distribution France).
- Für BEV-Anteile >20% konnten in der Literaturrecherche keine Analysen identifiziert werden, die sich im Detail mit den Konsequenzen einer nutzergerechten Integration der Ladeinfrastruktur in die Verteilnetze befasst haben. Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Stiftung ¹⁰ gefördert durch die ADAC-Stiftung ist im November 2017 angelaufen, in der u.a. auch insbesondere die Wirkungen mit der gleichzeitigen breiten Einführung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen auf das Verteilnetz korreliert werden müssen.

4.2 Ergebnisse weiterer Szenarien

Im Folgenden werden die Ergebnisse der beiden weiteren Szenarien „Schnelle Energiewende“ sowie „Fokus PtG“ dargestellt, für die im Vergleich zum Basisszenario ambitioniertere Klimaschutzziele (-95% CO₂-Reduktion im Stromsektor bis 2050 im Vergleich zu -80% im Basisszenario) sowie geringere Kosten für die PtG-Technologie (-

¹⁰ Gemeinsam mit der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und dem Institutsteil Angewandte Systemtechnik (AST) des Fraunhofer IOSB, Abteilung Energie.

20% im Vergleich zum Basisszenario) definiert wurden (siehe auch Kapitel 3.1). Die ambitionierten Klimaschutzziele zeigen sich dabei einerseits im stärkeren Ausbau der EE-Anlagen zur Deckung der steigenden Stromnachfrage und andererseits durch eine höhere Anzahl an Endanwendungen in den verschiedenen Sektoren (d.h. mehr Nullemissions-Fahrzeuge, Wärmepumpen etc. als im Basisszenario). Der Unterschied zwischen allen Szenarien besteht außerdem in den abweichenden Potenzialen der übrigen Flexibilisierungsoptionen, d.h. Demand Side Management, Abregelung, Redispatch und Import/Export (großes Potenzial im Szenario „Schnelle Energiewende“ und geringes Potenzial im Szenario „Fokus PtG“). Dabei wurden die wichtigsten Effekte und Wirkmechanismen im vorliegenden Kapitel erläutert. Aus diesem Grund wird in den nachfolgenden Darstellungen vor allem auf die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien und zum Basisszenario eingegangen. Die Detailergebnisse werden außerdem anhand des Beispiels Verkehr im Szenario „Fokus PtG“ näher beleuchtet.

4.2.1 Vergleich der PtG-Anwendungsfälle in den Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“

Der Vergleich der bis 2050 kumulierten Gesamtkosten in Abbildung 52 zeigt, dass die ambitionierteren Klimaschutzziele in den beiden Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ zu höheren Gesamtkosten für alle Anwendungsfälle und in allen Sektoren als im Basisszenario führen. Wie bereits beschrieben steigen in diesen Szenarien einerseits mit dem zusätzlichen Zubau der EE-Anlagen die Energiekosten und der damit verbundene Bedarf an Flexibilisierung an, sodass die entsprechenden Energiekosten inkl. Transport in die Höhe gehen. Andererseits kommen in den beiden Szenarien auch mehr Nullemissions-Fahrzeuge und Wärmesysteme (Wärmepumpen, sowie H₂- bzw. CH₄-Brenner) in den Markt, sodass auch die Kosten für die Endanwendungen höher als im Basisszenario ausfallen.

Besonders auffällig ist dabei der Anstieg der Kosten im „all electric“ Fall. Im Vergleich zum Basisszenario verdoppeln bzw. vervierfachen sich die Gesamtkosten im Verkehr bzw. im Wärmesektor, was überwiegend auf den sehr starken Anstieg der Kosten der Flexibilisierung zurückzuführen ist. Durch die sehr starke Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% gegenüber 1990 muss im Energiesystem ein sehr hoher Anteil der Stromproduktion aus EE-Anlagen stammen. Aus diesem Grund werden zur Flexibilisierung des Energiesystems auch große saisonale Speicher benötigt, die deutlich größer ausfallen als im Basisszenario. Da aber die stationären Batterien in Bezug auf die gespeicherte Energiemenge spezifisch sehr teuer sind, steigen im Szenario „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ im „all electric“ Fall die Kosten der Stromspeicherung, die die wichtigste Flexibilisierungsoption im System ist, auf ein sehr hohes Niveau. Die PtH₂ und PtCH₄ Technologie ist im Sinne der saisonalen Energiespeicherung hingegen spezifisch deutlich günstiger als die Batterien (und im Szenario „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“

per Definition sogar noch günstiger als im Basisszenario). Deswegen verursacht die Flexibilisierung in den PtG Fällen deutlich weniger Kosten als im „all electric“ Fall.

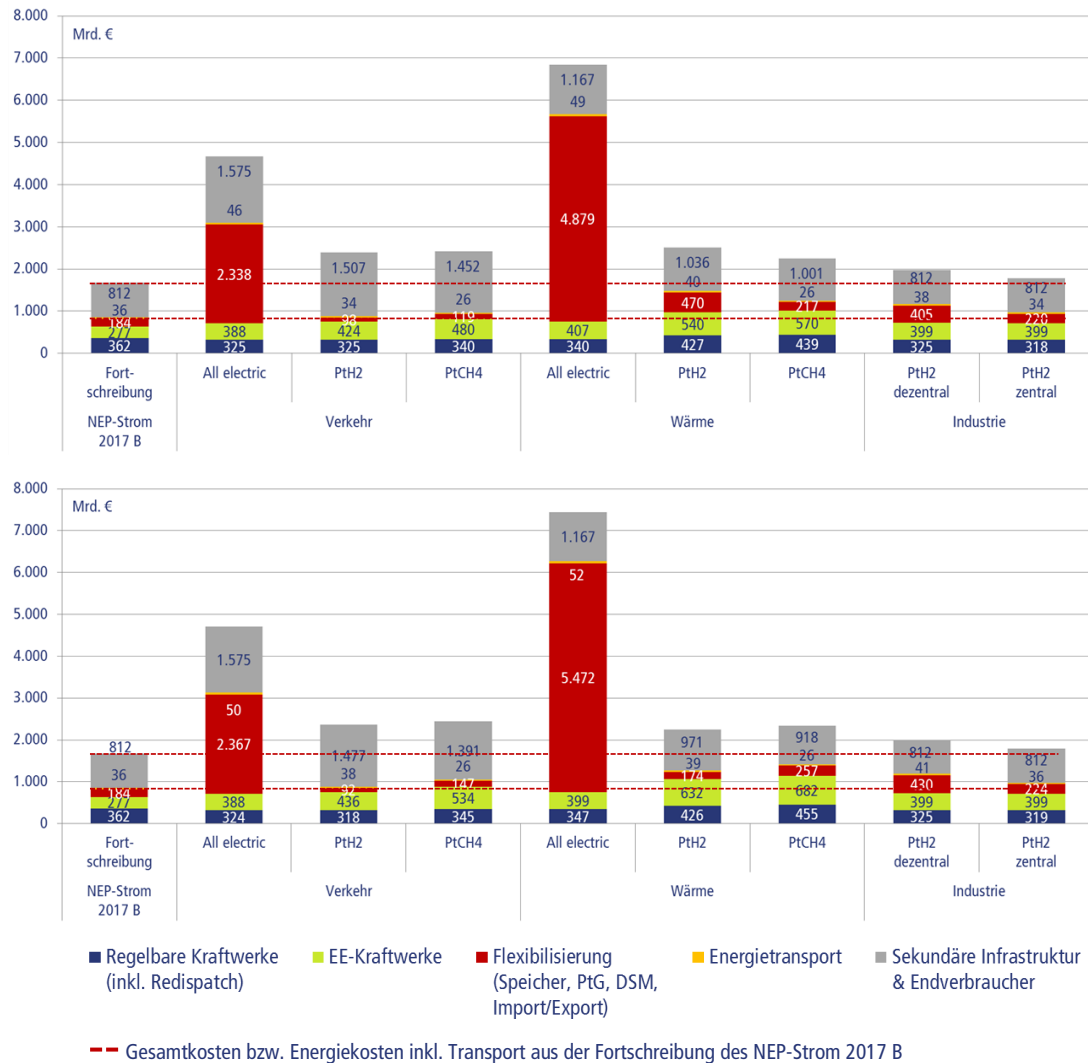


Abbildung 52: Kumulierte Gesamtkosten in Mrd. € bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)

Insgesamt liegen die kumulierten Gesamtkosten beider PtG-Anwendungen in beiden Szenarien mit 1.800 Mrd. € bis 2.500 Mrd. € auf einem vergleichbaren Niveau. In Bezug auf den „all electric“ Fall betragen die Gesamtkosten durch den unterschiedlichen saisonalen Speicherbedarf zwischen den Sektoren zwischen ca. 4.700 Mrd. € im Verkehr und 6.800 bis 7.400 Mrd. € im Wärmesektor (höher Wert im Szenario „Fokus PtG“ durch die Reduktion des Potenzials der sonstigen Flexibilisierungsoptionen wie z.B. Demand Side Management, Abregelung, etc.). Damit bietet die PtG-Technologie eine Kostenreduktion von 50% im Verkehrssektor und 70% im Wärmesektor gegenüber der strikten „all electric“ Welt. Daraus wird ersichtlich, dass die saisonale Speicherung der

erneuerbaren Energien mit stationären Batterien in der „all electric“ Welt prohibitiv teuer ist und die PtG Technologie ein unabdingbares Element der ambitionierten Energiewende ist.

In den betrachteten PtG Fällen ist die Zusammensetzung der Gesamtkosten vergleichbar mit dem Basisszenario, da auch hier die Kosten der Endanwendungen kumuliert bis 2050 einen dominanten Beitrag leisten werden. Eine Ausnahme stellen die beiden „all electric“ Fälle im Verkehr und Wärmesektor in den beiden Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ dar. Hier dominieren die Kosten der Flexibilisierung bedingt durch die teuren stationären Batterien. Die Kosten für den Energietransport spielen wie im Basisszenario nur eine untergeordnete Rolle. Die ex-post Analyse der Kosten zur Aufrechterhaltung der Gasnetze für den H₂- bzw. CH₄-Transport zeigt erneut, dass diese Kosten wie im Basisszenario die wesentlichen Ergebnisse der beiden Szenarien nicht verändern. Die Kosten für die Gasleitungen sind mit 6-134 Mio. €/a in 2025 (unterer Wert für PtCH₄ im Verkehr im Szenario „schnelle Energiewende“, oberer Wert für PtH₂ im Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“) und 118-773 Mio. €/a (unterer Wert für PtH₂ in der Industrie im Szenario „schnelle Energiewende“, oberer Wert für PtH₂ im Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“) jedoch höher als im Basisszenario. Kumuliert belaufen sich die Kosten auf 3-10 Mrd. € im Szenario „Schnelle Energiewende“ und 4-12 Mrd. € im Szenario „Fokus PtG“.

Interessanterweise schneidet der PtH₂ Fall im Szenario „Fokus PtG“ besser ab als im Szenario „Schnelle Energiewende“. Auf der einen Seite sind die Energiekosten im Szenario „Fokus PtG“ aufgrund der größeren Endenergienachfrage (da 75% statt 50% der Endanwendungen durch PtG mit höheren Umwandlungsverlusten abgedeckt werden) und der zusätzlich begrenzten Potenziale anderer Flexibilisierungsoptionen höher. Auf der anderen Seite sind aber die PtG Endanwendungen auch günstiger als die rein elektrischen Anwendungen (d.h. H₂-Tankstellen sind billiger als Ladeinfrastruktur, H₂-/CH₄-Brenner sind billiger als Wärmepumpen). Im PtH₂ überwiegen die Vorteile des letzteren Effekts die Nachteile des ersteren Effekts.

Auf der Basis der Gesamtkosten schneidet dabei der Einsatz von PtH₂ in der Industrie (in beiden Szenarien) und im Wärmesektor (im Szenario „Fokus PtG“) am besten ab, wobei die Differenz zwischen dem Wärmesektor und dem Verkehr nicht groß ist, da der Nachteil aus der ungünstigen Saisonalität der Wärmenachfrage den Vorteil der günstigen H₂-Heizsysteme (im Vergleich zu FCEVs) zum Teil kompensiert. Auf Basis der Energiekosten inkl. Transport kann die PtG Technologie wie im Basisszenario in der Industrie und im Verkehr besonders vorteilhaft eingesetzt werden. Insgesamt sind aber durch die ambitionierten Klimaschutzziele sowohl die Energiekosten inkl. Transport als auch die Gesamtkosten über den entsprechenden Werten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B.

Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen den jährlichen Kostenverlauf für die verschiedenen Anwendungen und Sektoren in beiden Szenarien. Daraus wird ersichtlich, dass ab 2035 in beiden Szenarien die Kosten für den „all electric“ Fall im Verkehr- und Wärmesektor deutlich über den Gesamtkosten- als auch den Energiekosten inkl. Transport der anderen Betrachtungsfällen liegen. Im Vergleich dazu haben die entsprechenden Kosten der anderen Fälle einen ähnlichen Verlauf.

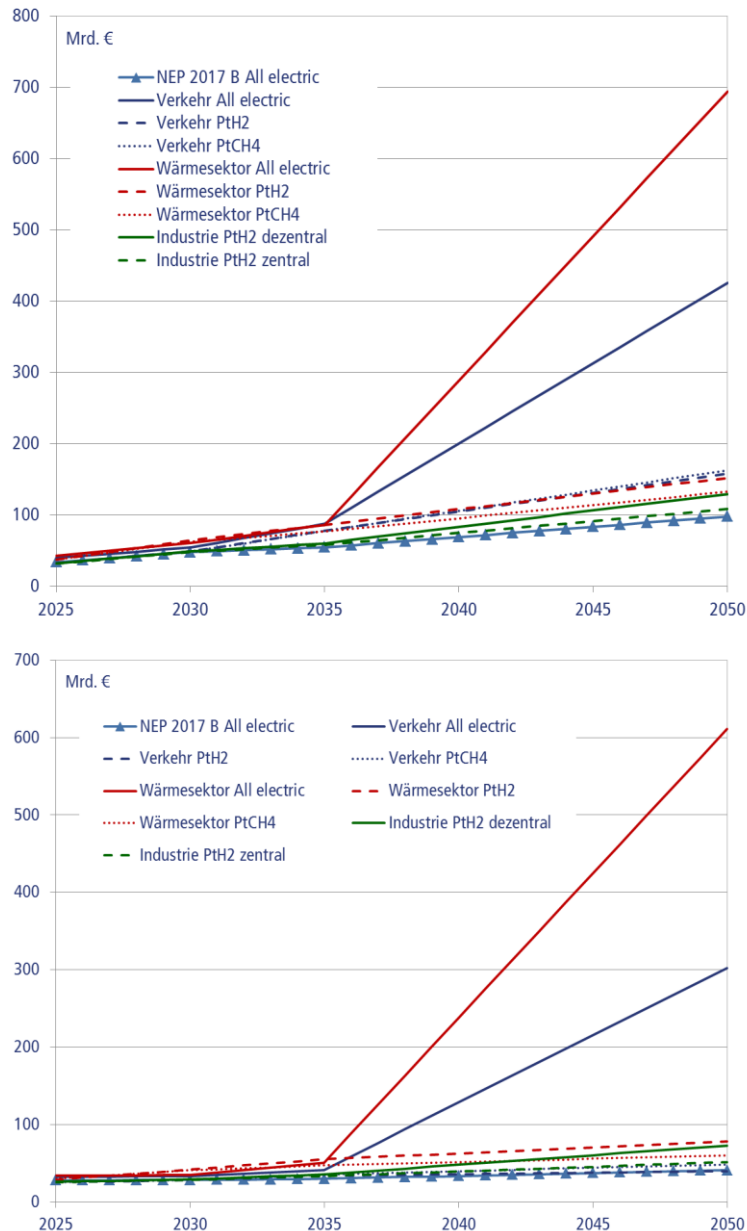


Abbildung 53: Verlauf der jährlichen Gesamtkosten (oben) und der Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. € bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“

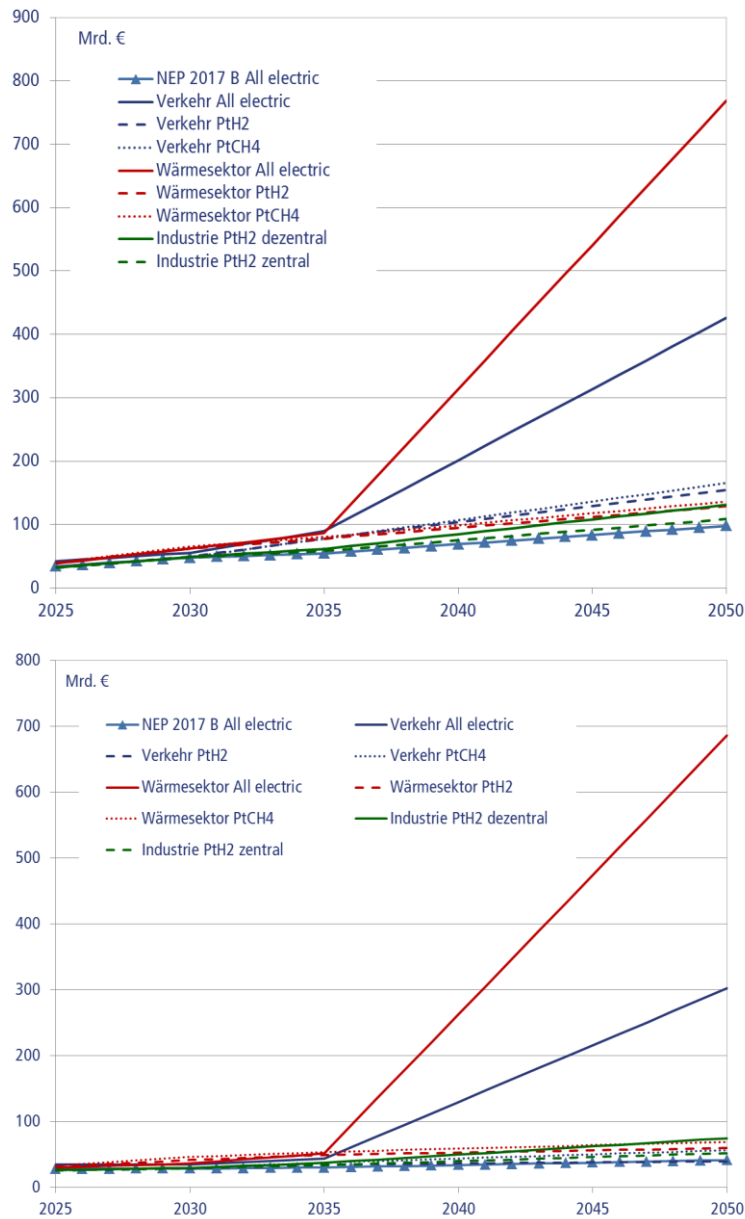


Abbildung 54: Verlauf der jährlichen Gesamtkosten (oben) und der Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. € bis 2050 im Szenario „Fokus PtG“

Wie in der Abbildung 55 zu sehen, ist der Verlauf der kumulierten CO₂-Einsparungen in den beiden Szenarien identisch. Definitionsgemäß werden in allen Anwendungsfällen und Sektoren mit 8-9 Mrd. t_{CO2} insgesamt bis 2050 deutlich mehr CO₂-Emissionen als aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B und im Basisszenario (ca. 7 Mrd. t_{CO2}) eingespart. Damit werden im Mittel jährlich ca. 300 Mio. t_{CO2} eingespart, wobei der Effekt am

stärksten langfristig mit dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und der verstärkten Sektorenkopplung zum Vorschein tritt.

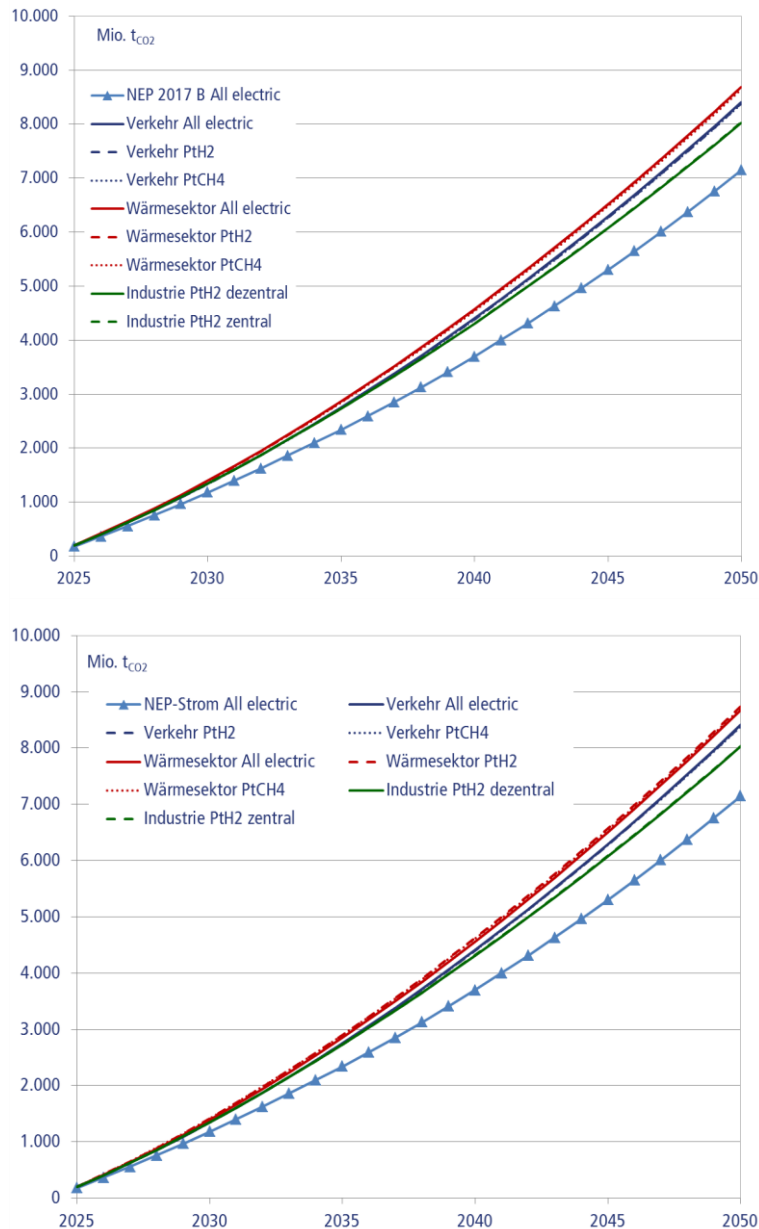


Abbildung 55: Kumulierte CO₂-Einsparung in Mio. t_{CO2} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)

Insgesamt schneidet der Wärmesektor geringfügig besser ab als der Verkehrssektor und dieser schneidet wiederum etwas besser als die Industrie ab. Wie im Basisszenario ist dies zu einem Teil auf die unterschiedliche CO₂-Intensität der heutigen Anwendungen in den verschiedenen Sektoren zurückzuführen. Zum anderen Teil durch die unterschiedliche

Größe (Energienmenge) der Sektoren sowie die unterschiedlichen Durchdringungsraten der betrachteten Klimaschutztechnologien (BEVs, FCEVs, Wärmepumpe, etc.).

Die grundsätzliche Struktur der kumulierten CO₂-Vermeidungskosten als Division der absoluten kumulierten Kosten mit der absoluten Menge an vermiedenen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 ist vergleichbar zu der Struktur der Gesamt- und Energiekosten (siehe Abbildung 56). Im Szenario „Schnelle Energiewende“ schwanken sie zwischen 220 und 800 €/t_{CO2} bezogen auf die Gesamtkosten bzw. zwischen 100 und 650 €/t_{CO2} bezogen auf die Energiekosten inkl. Transport. Im Szenario „Fokus PtG“ liegen die spezifischen Kosten bei 220 und 870 €/t_{CO2} bezogen auf die Gesamtkosten bzw. bei 100 und 720 €/t_{CO2} bezogen auf die Energiekosten inkl. Transport. In beiden Szenarien stellt der „all electric“ Fall in den Sektoren Verkehr und Wärme den Ausreißer nach oben dar. Die günstigsten Kosten ergeben sich wie im Basisszenario in der Industrie.

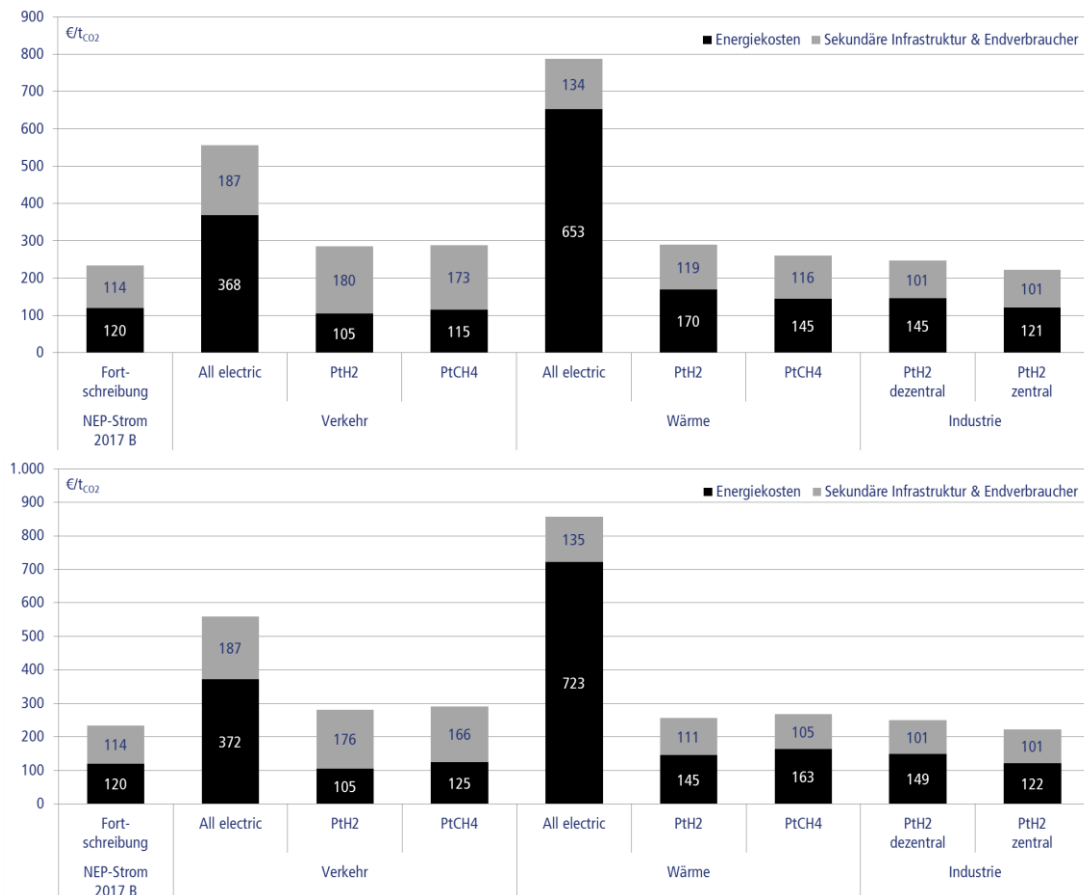


Abbildung 56: Kumulierte CO₂-Vermeidungskosten in €/ t_{CO2} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)

Insgesamt liegen die CO₂-Vermeidungskosten der beiden Szenarien durch die ambitionierteren Klimaschutzziele über den Kosten aus dem Basisszenario und der

Fortschreibung des NEP-Strom 2017B. Dieser Effekt wird jedoch durch die höheren erreichten CO₂-Einsparungen im Szenario „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ gedämpft. Dadurch sind im zentralen PtH₂-Fall in der Industrie die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten als einzige Ausnahme sogar geringer als aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B.

Abbildung 57 stellt den Ausbau der installierten Leistung der Elektrolyse in den beiden Szenarien dar. Grundsätzlich führt erhöhte Nachfrage nach Wasserstoff bzw. synthetischem Methan zu einem stärkeren Ausbau der Elektrolyse. Dies wird insbesondere im Wärmesektor sichtbar, da einerseits die ambitionierteren Klimaschutzziele als im Basisszenario und andererseits die Verschiebung zu PtG bei der Verteilung der Heizungstechnologien zwischen den Szenarien „Schnelle Energiewende“ (50% der vordefinierten Wärmenergie durch H₂- bzw. CH₄-Brenner) und „Fokus PtG“ (75% durch H₂- bzw. CH₄-Brenner) den Bedarf nach H₂ bzw. CH₄ in den jeweiligen Szenarien erhöhen. Aus diesem Grund steigt die installierte Leistung der Elektrolyse im Wärmesektor bis 2050 auf 149 GW_{el} bzw. 160 GW_{el} im PtH₂ bzw. PtCH₄-Fall im Szenario „Schnelle Energiewende“. Im Szenario „Fokus PtG“ ist dieser Wert um 8% bzw. 31% höher und beträgt 160 GW_{el} bzw. 209 GW_{el}. Auch die zusätzlichen Umwandlungsverluste des Verbrennungsmotors in Gasfahrzeugen sowie der Methanisierungsanlage spiegelt sich in der erhöhten installierten Leistung der Elektrolyse im PtH₂-Fall im Vergleich zum PtCH₄-Fall in allen Sektoren und Szenarien.

Auffällig ist jedoch die Entwicklung der Elektrolyseleistung im Verkehr und in der Industrie. Trotz der steigenden H₂- bzw. CH₄-Nachfrage wird die Elektrolyse in beiden Szenarien nicht stärker ausgebaut als im Basisszenario. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die ambitionierteren Klimaschutzziele im Vergleich zum Basisszenario mit einem überproportional starken Ausbau der EE-Anlagen verknüpft sind. Das führt wiederum dazu, dass die stündliche Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien in der langfristigen Perspektive größer ist als im Basisszenario. Aus diesem Grund ist die Elektrolyse bei der H₂- bzw. CH₄-Herstellung nicht mehr so oft auf die Spitzeneinspeisung aus EE-Anlagen angewiesen und kann mit einer höheren Zahl an Volllaststunden kostengünstiger betrieben werden. Zum Teil wird dieses Verhalten durch die stärkere Abregelung der EE-Anlagen in Situationen mit Überschussstrom abgefangen, die sich im Modell jedoch weiterhin innerhalb der vordefinierten Grenzen bewegt (10% im Szenario „schnelle Energiewende“ und 5% im Szenario „Fokus PtG“).

In beiden Szenarien ist die Elektrolyse aber trotzdem eine wichtige Stütze des Energiesystems und trägt maßgeblich zur Flexibilisierung des Stromsystems bei. Dies zeigt sich zum Beispiel darin, dass mittelfristig bis 2035 der Ausbau der Elektrolysekapazitäten früher und schneller als im Basisszenario stattfindet. Da die Elektrolyse synergetisch einerseits zur Deckung der vorgegebenen H₂- bzw. CH₄-Nachfrage und andererseits als Flexibilisierungsoption zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung eingesetzt wird,

kann sich je nach Zusammensetzung der vordefinierten Rahmenbedingungen in den einzelnen Szenarien das Einsatzfeld der Elektrolyse mehr in die eine oder andere Richtung bewegen.

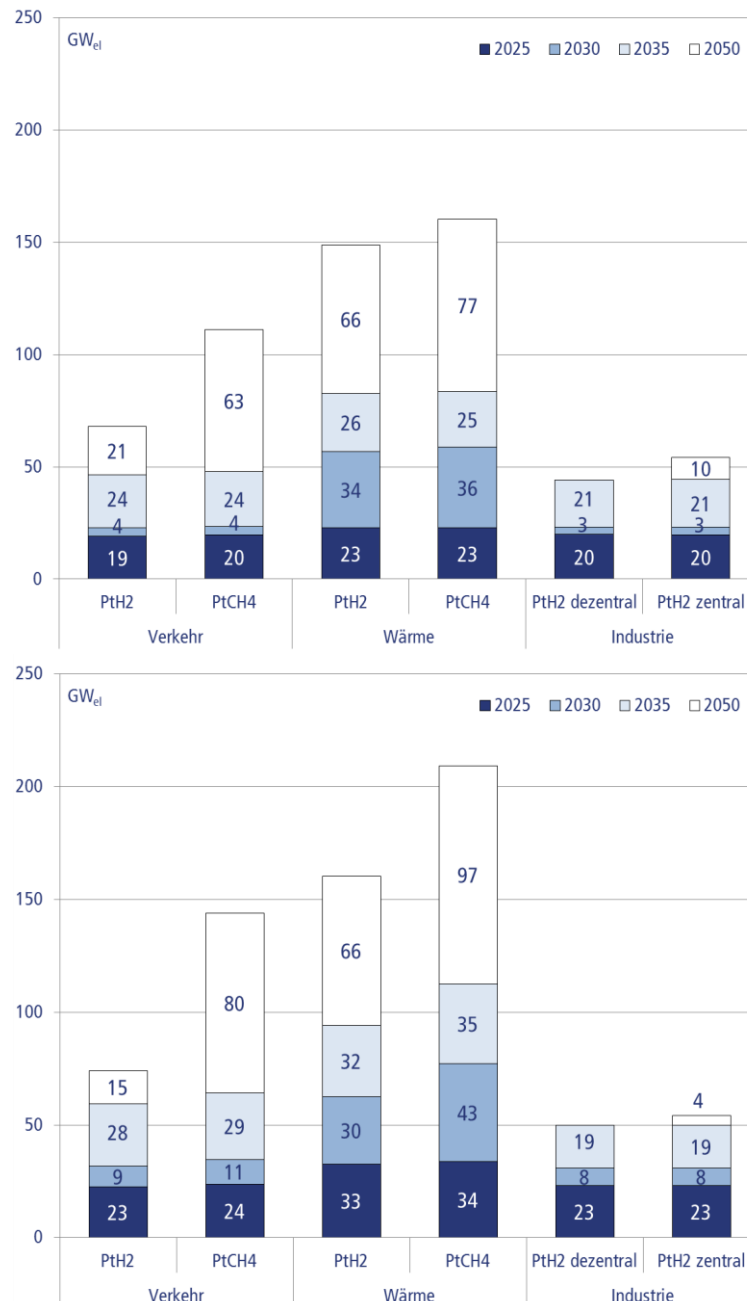


Abbildung 57: Optimaler Ausbau der installierten elektrischen Leistung der Elektrolyse in GW_{el} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)

Der deutliche Ausbau der EE-Anlagen in den Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ führt auch zu einem größeren Bedarf an zusätzlichen HGÜ-Leitungen als im Basisszenario, wobei grundsätzlich wie im Basisszenario der geplante Zubau an Leitung aus dem NEP-Strom 2017B (10 GW bzw. 5 HGÜ-Trassen¹¹) zunächst für den Stromtransport zumindest bis 2030 ausreicht (siehe Abbildung 58).



Abbildung 58: Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{ei} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)

¹¹ Dabei werden wie im Basisszenario die Leitungen DC1 und DC2 aus dem NEP-Strom 2017B als zwei separate Leitungen betrachtet, obwohl es eine Nord-Süd Trasse mit einer Unterbrechung in der Region West ist.

Im Szenario „Schnelle Energiewende“ werden weitere HGÜ-Leitungen erst für 2050 benötigt. In 2050 im Wärmesektor mit 26 GW (bzw. 13 Leitungen) mehr als im Verkehrssektor (22 GW bzw. 11 Leitungen) und aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B (12 GW bzw. 6 Leitungen), da im Wärmesektor der größte Ausbau der EE-Anlagen erfolgt. Im dezentralen Industriefall werden mit 12 GW (6 Leitungen) im Vergleich zum NEP-Strom 2017B zwar keine zusätzlichen HGÜ-Trassen benötigt, was jedoch deutlich über dem entsprechenden Wert im Basisszenario liegt. Damit wird der Vorteil der flexiblen Nutzung der Elektrolyse direkt am Industriestandort vom Nachteil der zusätzlichen Energienachfrage überkompensiert.

Im Szenario „Fokus PtG“ entsteht der Ausbaubedarf an HGÜ-Leitung im Verkehr und Wärmesektor früher als in den anderen Szenarien, da hier 2 GW (Verkehr) bzw. 4 GW (Wärme) bereits in 2035 benötigt werden. Insgesamt werden aber in beiden Sektoren Verkehr und Wärme im Szenario „Fokus PtG“ gleich viele Leitungen bis 2050 errichtet. Die zusätzliche Begrenzung der weiteren Flexibilisierungsoptionen im Szenario „Fokus PtG“ führt außerdem zu mehr Leitungen im Verkehr (2 GW d.h. eine Leitung mehr) als im Szenario „Schnelle Energiewende“. Dagegen wird im Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“ eine Leitung (2 GW) weniger als im Szenario „Schnelle Energiewende“ benötigt, da im Szenario „Fokus PtG“ auch größere Batteriekapazitäten zugebaut werden, die entsprechende Flexibilität im Stromnetz bereitstellen. In diesem Fall scheinen etwas größere Batterien zur zusätzlichen Aufnahme von Einspeisespitzen (da sonstige Flexibilisierungsmaßnahmen per Definition eingeschränkt wurden) die bessere Alternative als andere Speicher zu sein.

Diese Zusammenhänge zeigen auch, dass das Ergebnis stark von den Annahmen zur Kapazität und Verteilung der verschiedenen Erzeugung-, Speicher und Verbrauchsanlagen abhängt. Im dezentralen Industriefall werden im Szenario „Fokus PtG“ mit zusätzlichen 16 GW (8 Leitungen) in 2050 insgesamt mehr Übertragungskapazitäten beansprucht als im Basisszenario und Szenario „Schnelle Energiewende“. Darüber hinaus werden in beide Szenarien in allen Anwendungsfällen im Jahr 2050 ausnahmsweise auch im PtH₂-Fall zusätzliche Stromleitungen zugebaut (über den NEP-Strom 2017B hinausgehend). Im Szenario „Schnelle Energiewende“ jeweils 4 GW an zusätzlichen Leitungen im Verkehrssektor und im zentralen Industriefall und im Szenario „Fokus PtG“ 4 GW an zusätzlichen Leitungen im Verkehrssektor und 6 GW im zentralen Industriefall. Dieser Zubau ist erforderlich, um den überschüssigen PV-Strom aus dem Süden zu den Elektrolyseanlagen im Norden transportieren zu können. Im PtCH₄-Fall werden die zusätzlichen Leitungen jedoch nicht benötigt. Dieser Unterschied ist auf die abweichende Zusammensetzung (und damit absolute Höhe und geographische Verteilung) von flexiblen Kraftwerken und Speichern (insbesondere Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke sowie Batteriespeicher) zwischen den Anwendungsfällen zurückzuführen. Da die Investitionsentscheidung im ersten Modellierungsschritt unabhängig von der Netzsimulation getroffen wird, kann das wie im PtH₂-Fall zur ungünstigeren regionalen

Verteilung der Kraftwerke/Speicher und somit insgesamt ungünstigeren Energieflüssen (und damit zum zusätzlichen und sehr sensitiven Netzausbaubedarf) führen.

Der steigende Bedarf an H_2 und CH_4 in den verschiedenen Sektoren führt in den beiden Szenarien zu entsprechend höheren Bedarfen und im Zeitverlauf schnellerem Ausbau von H_2 - bzw. CH_4 -Leitungen (siehe Abbildung 59). Eine Ausnahme dazu stellt einerseits der PtH_2 -Fall im Verkehr im Szenario „Schnelle Energiewende“ mit gleichen Leitungskapazitäten wie im Basisszenario und der zentrale Industriefall in beiden Szenarien mit sogar geringerer Leitungskapazität als im Basisszenario. Dies ist insbesondere auf den unterproportionalen Ausbau der Elektrolysekapazitäten und die unterschiedliche Nutzung der H_2 -Rückverstromung als eine Flexibilisierungsoption zurückzuführen. Durch den verstärkten Fokus auf die PtG Endanwendungen im Szenario „Fokus PtG“ ist der Bedarf an Gasleitungen in diesem Szenario am größten. Insgesamt bewegen sich die benötigten Leitungskapazitäten je nach Sektor und Szenario für den Wasserstoff zwischen 22 GW_{H_2} (im zentralen Industriefall in beiden Szenarien) und 100 GW_{H_2} (Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“) und für synthetisches Methan zwischen 34 GW_{CH_4} (Verkehr im Szenario „Schnelle Energiewende“) und 86 GW_{CH_4} (Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“). Insgesamt reichen dafür voraussichtlich die vom Auftraggeber grob abgeschätzten Gastransportkapazitäten zwischen den einzelnen Regionen aus, die bereits heute zur Verfügung stehen (d.h. insgesamt 51 GW zwischen den Regionen Nord und West sowie 133 GW zwischen den Regionen Süd und West; siehe dazu auch Kapitel 3.3.10.2). Damit wäre ein Ausbau von neuen Gasleitungen nicht erforderlich. Dies gilt jedoch nur für eine separate Betrachtung der einzelnen Sektoren und für den Fall, dass kein weiterer Gastransport zum Beispiel in andere europäische Länder durch Deutschland hindurch erfolgt. Ansonsten kann insbesondere zwischen der Region Nord und West ein Engpass bzw. Ausbaubedarf entstehen.

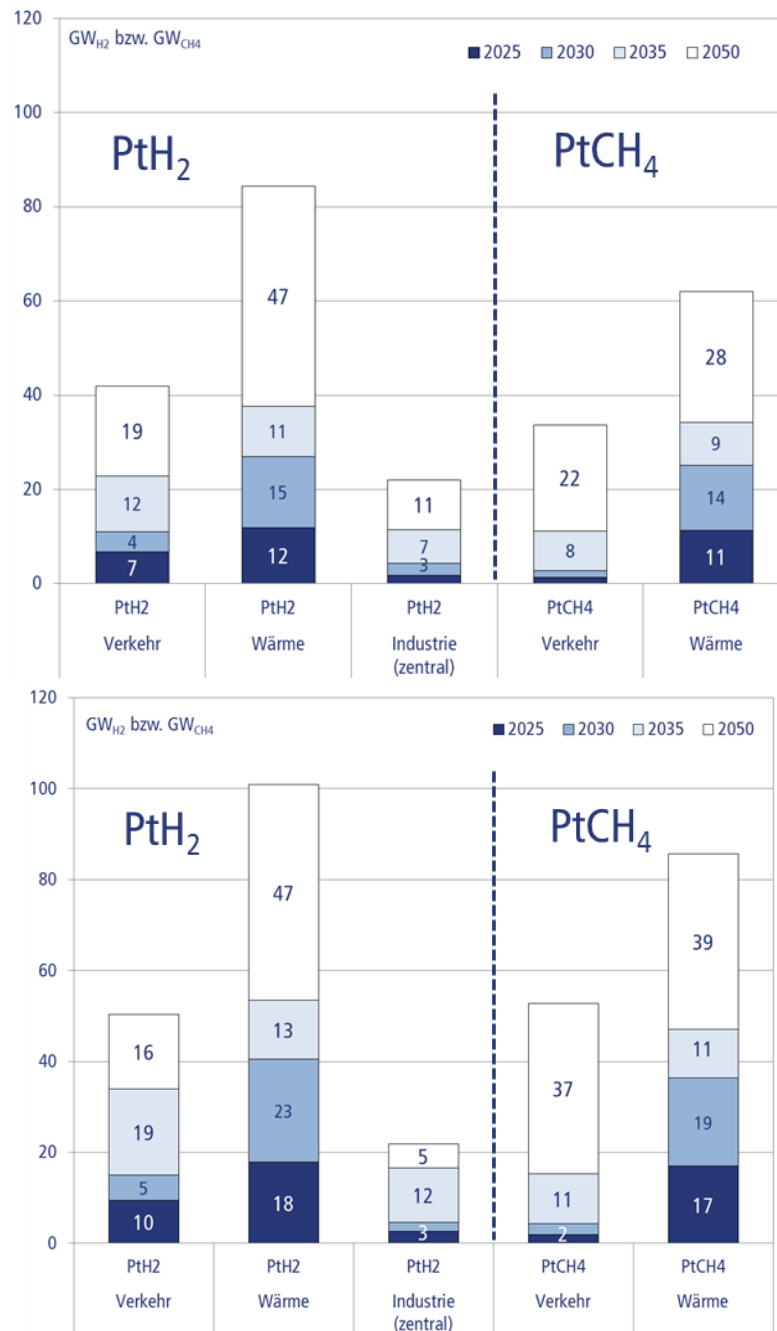


Abbildung 59: Benötigte Kapazitäten für Gastransportleitungen in GW_{H2} bzw. GW_{CH4} bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“ (oben) und „Fokus PtG“ (unten)

4.2.2 Detaillierte Ergebnisse am Beispiel des Verkehrs im Szenario „Fokus PtG“

Die detaillierten Ergebnisse werden analog zum Basisszenario am Beispiel Verkehr aus dem Szenario „Fokus PtG“ näher beleuchtet. Auch hier wird nach der Übersicht über das Gesamtsystem auf die Flexibilisierungsoptionen sowie den Energietransport eingegangen.

Übersicht Gesamtsystem

Da im Szenario „Fokus PtG“ ambitioniertere Klimaschutzziele als im Basisszenario vorgegeben wurden, sind die Gesamtkosten bereits im ersten Zeitschritt mit ca. 32-42 Mrd. €/a auch geringfügig höher (siehe Abbildung 60). Dies gilt auch für die einzelnen Bestandteile der Gesamtkosten mit Ausnahme der Kosten für Flexibilisierung im PtH₂-Fall, da durch die vordefinierte Senkung der spezifischen PtG-Kosten um 20% die Elektrolyse und deren Flexibilisierungswirkung kostengünstiger zur Verfügung gestellt werden können als im Basisszenario. Im PtCH₄-Fall gilt dieser Zusammenhang jedoch nicht, da hier der höhere Bedarf an Systemflexibilisierung (durch erhöhte Stromnachfrage zur CH₄-Herstellung aufgrund der höheren Fahrzeugzahlen) die Kostenreduktion der PtG-Technologie überkompensiert. Insgesamt ist jedoch die relative Verteilung der einzelnen Bestandteile der Gesamtkosten ähnlich wie im Basisszenario: den größten Beitrag leisten regelbare Kraftwerke gefolgt von Flexibilisierung und Endanwendungen auf etwa gleichem Niveau (ca. 7-10 Mrd. €/a) während der Energietransport nur eine untergeordnete Rolle spielt (ca. 1 Mrd. €/a). Zudem sind ebenfalls sowohl die Gesamtkosten als auch die Energiekosten inkl. Transport im PtH₂- und PtCH₄-Fall (26-35 Mrd. €/a) geringer als im „all electric“ Fall.

Wie im Basisszenario kommt es mit einem zunehmenden Umbau des Energiesystems im Zeitverlauf auch im Szenario „Fokus PtG“ zu deutlich steigenden Gesamtkosten. Dies wird zum einen durch zunehmende Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten, die die Bestandskraftwerke altersbedingt ersetzen, und zum anderen durch eine fortschreitende Dekarbonisierung des Energiesystems und den damit verbundenen Anstieg der Stromnachfrage (aus dem Verkehrssektor), des Bedarfs an Flexibilisierung (durch mehr Stromerzeugung aus EE-Anlagen) sowie der Anzahl der Endanwendungen (Nullemissions-Fahrzeuge und Tankstellen) verursacht.

Mittelfristig ist auch die zeitliche Entwicklung der Kosten vergleichbar mit dem Basisszenario. Die Kosten der regelbaren Kraftwerke nehmen zwar zunächst durch erhöhten Zubau zu, gehen aber perspektivisch mit Abbau der fossilen Kraftwerke wieder zurück. Dies erfolgt Hand in Hand mit dem starken Ausbau der EE-Kraftwerke und der damit steigenden Energiekosten in diesem Bereich. Die Kosten der Endanwendungen nehmen mit der Zahl der Nullemissions-Fahrzeuge deutlich zu und übersteigen in 2035 sogar die Energiekosten in allen Anwendungsfällen. Die Transportkosten bleiben weiterhin auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau, obwohl mit zunehmender

Übertragung von H₂ und CH₄ die Kosten für die entsprechenden Leitungen leicht ansteigen.

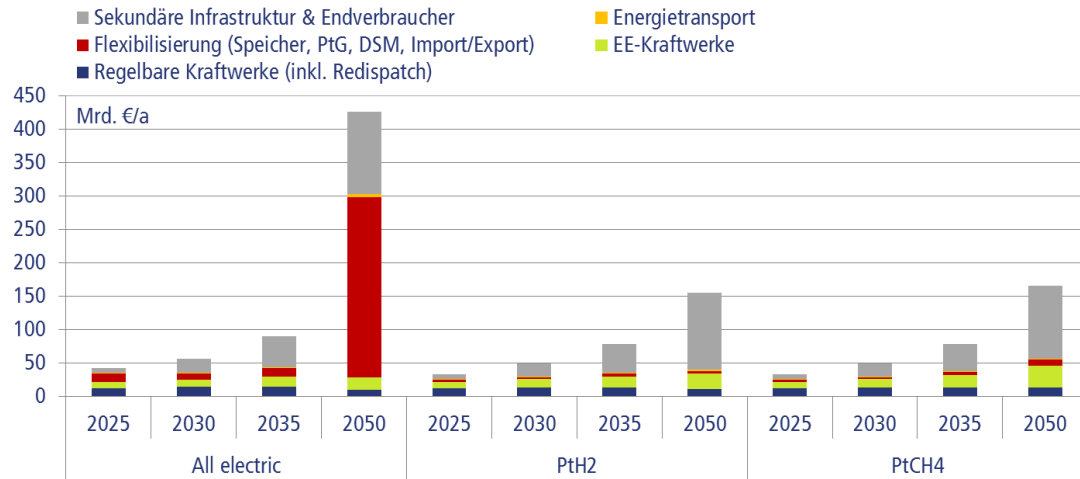


Abbildung 60: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Besonders auffallend ist jedoch die Kostenentwicklung im letzten Zeitschritt. Im Jahr 2050 dominieren im „all electric“ Fall die Kosten der Flexibilisierung, die mit ca. 270 Mrd. €/a fast doppelt so hoch sind wie alle anderen Kostenbestandteile zusammen (insbesondere aufgrund der saisonalen Stromspeicherung in stationären Batterien), während im PtH₂- und PtCH₄-Fall die Flexibilisierung im gleichen Zeitschritt nur 15%-20% (ca. 4-9 Mrd. €/a) an den Gesamtkosten ausmacht. Dies ist auch der auffälligste Unterschied zum Basisszenario, der, wie im vorherigen Kapitel erläutert, auf die sehr ambitionierten Klimaschutzziele im Szenario „Fokus PtG“ zurückzuführen ist. Langfristig liegen im „all electric“ Fall die Energiekosten inkl. Transport bei über 302 Mrd. €/a (davon nur 10 bzw. 19 Mrd. €/a für regelbare bzw. EE-Kraftwerke) und die Gesamtkosten bei 426 Mrd. €/a, wobei die Endanwendungen nur ca. 120 Mrd. €/a betragen. Im PtG-Fall betragen die Energiekosten inkl. Transport hingegen nur 40-56 Mrd. €/a (im PtCH₄-Fall höher als im PtH₂-Fall höher aufgrund der höheren Umwandlungsverluste) mit 10-13 Mrd. €/a bzw. 23-33 Mrd. €/a für regelbare bzw. EE-Kraftwerke. Dafür machen die Kosten für Endanwendungen (d.h. Fahrzeuge und Tankstellen) ein Vielfaches der Energiekosten aus (ca. 109 Mrd. €/a im PtCH₄-Fall und 115 Mrd. €/a im PtH₂-Fall), sodass die Gesamtkosten bei 155-165 Mrd. €/a liegen (im PtCH₄-Fall höher als im PtH₂-Fall). Da die Kosten für Endanwendungen in allen Anwendungsfällen auf ähnlichem Niveau liegen, sind die Unterschiede in den Gesamtkosten vor allem auf den abweichenden Strombedarf (Kostennachteil von PtG durch Umwandlungsverluste) und den damit verbundenen Bedarf an Flexibilisierungsoptionen (großer Kostenvorteil von PtG durch günstige saisonale Energiespeicherung) zurückzuführen.

Die ambitionierteren Klimaschutzziele im Szenario „Fokus PtG“ führen auch durch größere Anzahl an Nullemissions-Fahrzeugen zu einer höheren jährlichen Stromnachfrage als im Basisszenario (siehe Abbildung 61). Dies spiegelt sich sowohl in der höheren direkten Stromnachfrage durch BEVs im Stromsektor als auch in der höheren Energienachfrage zur Produktion von H₂ und CH₄ als Kraftstoff wider. Dieser Unterschied zwischen den beiden Szenarien nimmt im Zeitverlauf bis 2050 zu. Die gesamte Bruttostromnachfrage steigt von 573 TWh/a („all electric“) bis 583 TWh/a (PtCH₄) in 2025 auf 635 TWh/a („all electric“) bis 942 TWh/a (PtCH₄) in 2050 an. Gleichzeitig nimmt zwar die Abregelung der EE-Anlagen zu (im Zeitverlauf und im Vergleich zum Basisszenario), aber die Speicherverluste im Szenario „Fokus PtG“ sind insgesamt geringer als im Basisszenario. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass im Szenario „Fokus PtG“ größere Speicher gebaut werden, die im Sinne der saisonalen Energiespeicherung schlechter ausgelastet, d.h. mit weniger Zyklen betreiben werden. Grundsätzlich werden die regelbaren fossilen Kraftwerke durch EE-Anlagen in ihrer Produktion verdrängt, wobei dieser Prozess im Szenario „Fokus PtG“ stärker ausgeprägt ist als im Basisszenario.

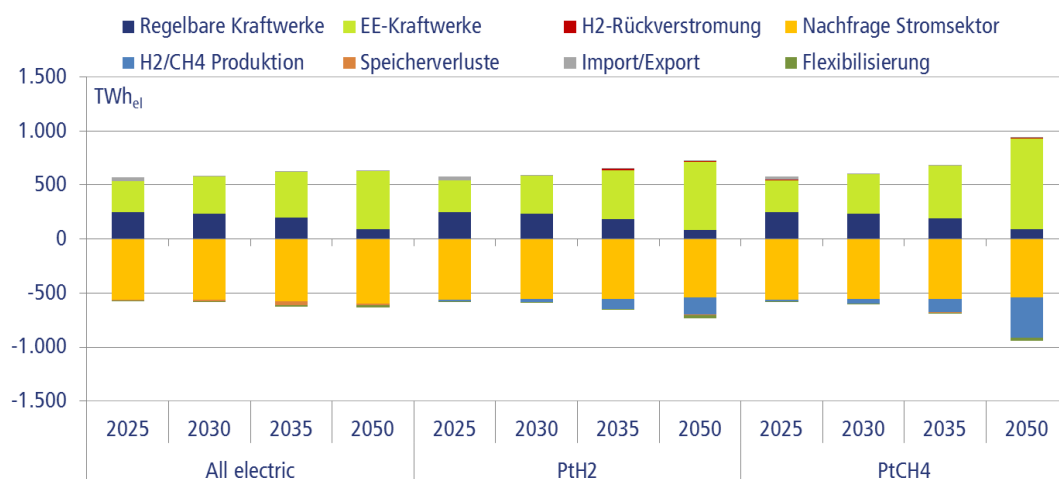


Abbildung 61: Jährliche Stromerzeugung (positive Werte) und Nutzung (negative Werte) in TWh_{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Abbildung 62 zeigt die installierte Leistung der flexiblen Kraftwerke im Zeitverlauf. Wie im Basisszenario geht die installierte Leistung der regelbaren Kraftwerke im „all electric“ Fall und im PtH₂-Fall grundsätzlich zurück, da sie bis 2050 zunehmend durch EE-Kraftwerke verdrängt werden: von 78 GW auf 60 GW im „all electric“ Fall und auf 71 GW im PtH₂-Fall. Dabei liegt die installierte Leistung in 2025 leicht unter den vergleichbaren Werten des Basisszenarios, geht bis 2050 aber nicht so stark zurück. Im PtCH₄-Fall hingegen steigt die installierte Leistung sogar von 77 GW in 2025 auf 126 GW in 2050 an (während im Basisszenario die installierte Leistung sinkt).

Diese Entwicklungen sind auf zwei gegenläufige Effekte zurückzuführen. Einerseits konkurrieren die regelbaren und EE-Kraftwerke grundsätzlich um die Stromproduktion, sodass ein wachsender Anteil an EE-Stromerzeugung die regelbaren Kraftwerke verdrängt. Andererseits aber benötigt das Energiesystem ab einem kritischen Anteil der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien auch deutlich mehr an Flexibilisierungsmaßnahmen, um die Fluktuation der Stromproduktion auszugleichen, was neben Speichern vor allem auch durch regelbare Kraftwerke erbracht werden kann. Der erste Effekt tritt mehr zum Vorschein beim kurzfristigen Vergleich der installierten Leistungen (d.h. in 2025) zwischen dem Szenario „Fokus PtG“ und Basisszenario. Der zweite Effekt wird hingegen bei der zeitlichen Entwicklung der installierten Leistung im PtCH₄-Fall im Szenario „Fokus PtG“ deutlich, da in diesem Fall besonders aufgrund der höheren Umwandlungsverluste viel Energie aus fluktuierenden Quellen stammt (insbesondere in 2050).

Darüber hinaus wird im Szenario „Fokus PtG“ auch eine größere Anlagenkapazität für die H₂-Rückverstromung installiert, die auch zur verstärkten Stromerzeugung aus Wasserstoff und damit stärkeren saisonalen Nutzung der H₂-Speicher führt. Dies betrifft insbesondere den PtCH₄-Fall mit der höchsten absoluten Kapazität an Anlagen zur H₂-Rückverstromung mit Gasturbinen von fast 46 GW, während im Vergleich dazu im Basisszenario keine Rückverstromungskapazitäten vorgesehen werden. Dennoch sind beide Szenarien durch rückläufige Kapazitäten der Kohlekraftwerke, begrenzte Leistung der Biomassekraftwerke und den dominierenden Anteil der Gaskraftwerke an der gesicherten Leistung (32-74 GW je nach Jahr und Anwendungsfall) gekennzeichnet. Außerdem entwickelt sich auch im Szenario „Fokus PtG“ ein höherer Bedarf an gesicherter Leistung im PtH₂- und PtCH₄-Fall.

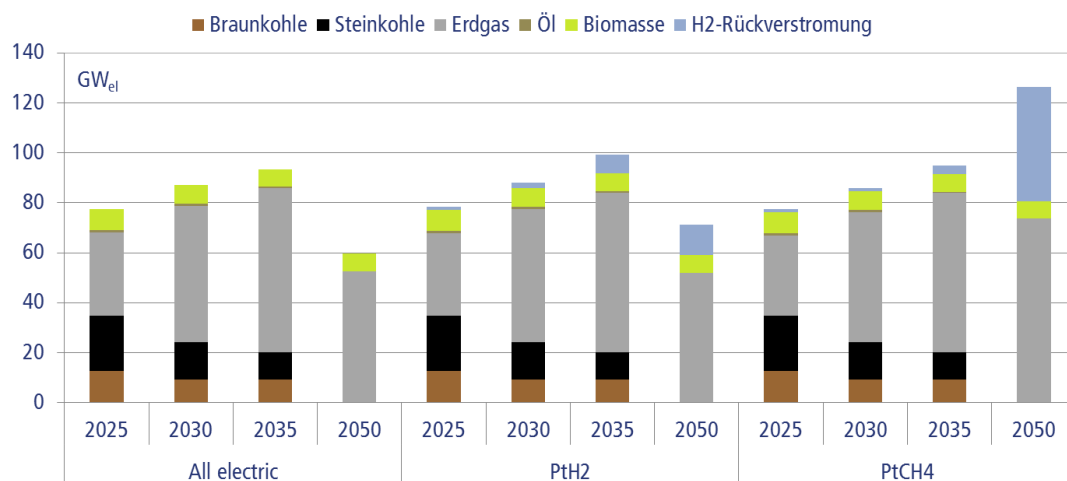


Abbildung 62: Installierte Leistung der flexiblen Kraftwerke im Verkehr in GW_{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Flexibilisierungsoptionen

Die Kosten der Flexibilisierung im Szenario „Fokus PtG“ haben grundsätzlich einen vergleichbaren zeitlichen Verlauf wie im Basisszenario. In allen Zeitschritten sind sie im „all electric“ Fall höher als in den beiden PtG Fällen, was vor allem auf die spezifisch teuren Batterien zurückzuführen ist. Zwischenzeitlich (zwischen 2025 und 2030) gehen die Flexibilisierungskosten in allen Anwendungsfällen durch rückläufigen Stromimport und Batteriepreise zwar zurück, nehmen aber mit dem Ausbau der EE-Stromerzeugung bis 2050 wieder deutlich zu. Wie im Basisszenario werden die Kosten im „all electric“ Fall außerdem durch Batteriekosten und im PtH₂-Fall bzw. PtCH₄-Fall durch die Kosten der Elektrolyse und Methanisierung dominiert, während Demand Side Management und der Import von Strom eine untergeordnete Rolle spielen (mit der Ausnahme von PtH₂ und PtCH₄ in 2025).

Wie vorab beschrieben steigen jedoch im Gegensatz zum Basisszenario die Batteriekosten mit dem Bedarf nach saisonaler Speicherung trotz der fallenden spezifischen Batteriepreise in 2050 besonders stark an. Sie betragen in 2050 sogar mit 270 Mrd. €/a das 24-fache der entsprechenden Kosten in 2025. Darüber hinaus sind die Flexibilisierungskosten für beide PtG-Fälle bis 2035 im Szenario „Fokus PtG“ zwar höher als im Basisszenario, dieses kehrt sich aber im letzten Zeitschritt um. Dies wird einerseits offensichtlich durch die geringeren Kosten der PtG-Technologie im Szenario „Fokus PtG“ (-20% im Vergleich zum Basisszenario), zum anderen ist dies auch darauf zurückzuführen, dass ein Teil der Flexibilisierung durch die etwas höhere installierte Leistung an regelbaren Kraftwerke beigetragen wird.

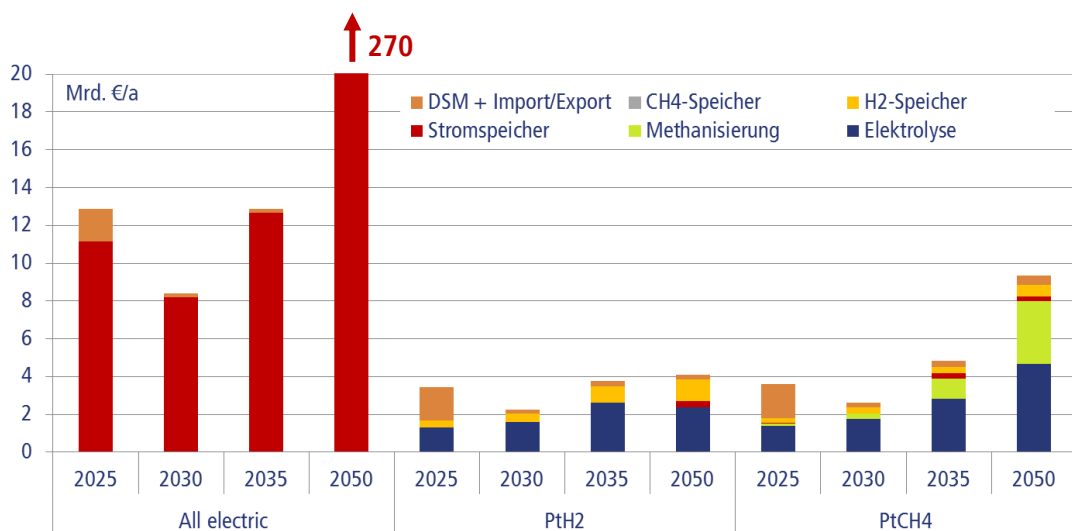


Abbildung 63: Jährliche Kosten für Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem in Mrd. €/a im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Insgesamt ist auch die Speichergröße in allen Jahren und Anwendungsfällen im Szenario „Fokus PtG“ größer als im Basisszenario (siehe Abbildung 64). Dieses wird insbesondere sichtbar für den „all electric“ Fall in 2050 mit stationärem Batteriespeicher von fast 10 TWh_{el}. Im PtH₂-Fall steigt die Kapazität der H₂-Speicher von 5 TWh_{H₂} in 2025 auf über 16 TWh_{H₂} in 2050 und im PtCH₄-Fall von 4 TWh_{H₂} in 2025 auf über 10 TWh_{H₂} in 2050. Dabei ist im PtCH₄-Fall in 2050 die H₂-Speichergröße im Szenario „Fokus PtG“ insgesamt geringer als im Basisszenario, dafür werden aber größerer Kapazitäten in Form von H₂-Röhrenspeichern vorgesehen und der saisonale Ausgleich erfolgt mehr über die Speicherung von CH₄. Der größere H₂-Röhrenspeicher wird in diesem Zusammenhang in Kombination mit der größeren installierten Leistung der H₂-Rückverstromungsanlagen verstärkt als Leistungsspeicher eingesetzt. Dies verdeutlicht, dass in allen Anwendungsfällen die jeweils zulässigen Technologien optimal miteinander kombiniert werden.

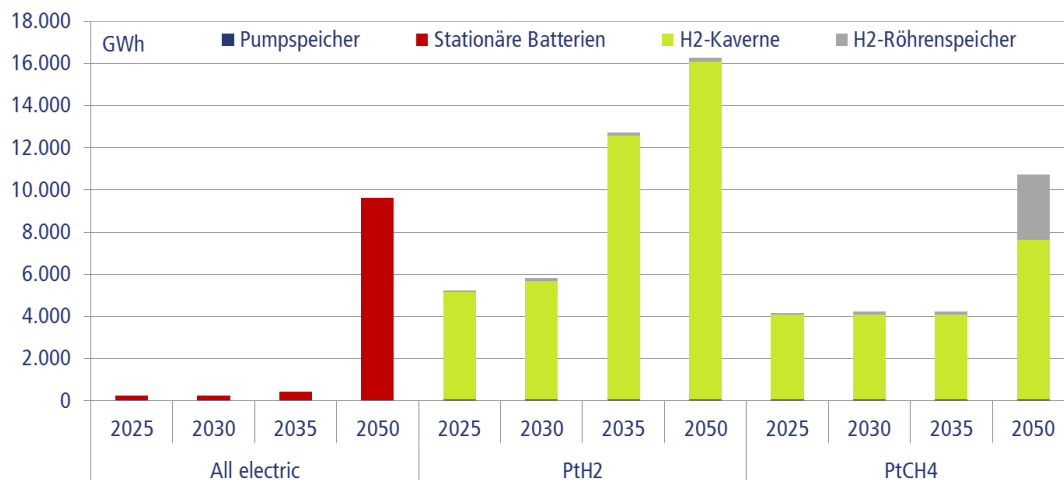


Abbildung 64: Speichergröße in GWh im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Im Vergleich zum Basisszenario nimmt im Szenario „Fokus PtG“ insgesamt auch die Abregelung der EE-Anlagen leicht zu (siehe Abbildung 65), da trotz der ambitionierteren Klimaschutzziele der EE-Ausbau überproportional hoch ausfällt. Mittelfristig bis 2035 ist zwar die Abregelung im „all electric“ Fall wie im Basisszenario umfassender als in den beiden PtG-Fällen; dieses Verhältnis dreht sich aber langfristig bis 2050 um. Mittelfristig führen nämlich die relativ teuren stationären Batterien im „all electric“ Fall dazu, dass vergleichsweise kleine Speicher zugebaut werden und damit zwangsläufig der überschüssige EE-Strom schlechter ausgenutzt wird als in beiden PtG-Fällen (wie im Basisszenario).

Langfristig muss aber durch die im Vergleich zum Basisszenario deutlich strikteren Obergrenzen für CO₂-Emissionen im Stromsektor die Energie im „all electric“ Fall sehr effizient genutzt werden (was auch zu den großen Speicherkapazitäten führt). In beiden

PtG Fällen wird jedoch ein im Vergleich zur Stromnachfrage überproportionaler Ausbau von EE-Anlagen unterstellt, sodass die Energie weniger effizient genutzt werden kann (auch im Vergleich zum Basisszenario). Daraus kann geschlossen werden, dass durch einen stärkeren Ausbau der EE-Anlagen im „all electric“ Fall zwar die Energiekosten steigen würden, aber unter Umständen der Speicherbedarf und damit die Speicherkosten deutlich reduziert werden könnten, wenn eine weniger effiziente Nutzung der Energie (d.h. mehr Abregelung) zugelassen wird.

Auch in diesem Szenario überwiegt wieder eine Abregelung von Windstrom im Norden und Osten, wobei im Szenario „Fokus PtG“ auch zunehmend die PV-Stromeinspeisung im Süden abgeregelt wird. Außerdem wird im Vergleich zum Basisszenario auch mehr Strom in der Region West (insbesondere im „all electric“ Fall) abgeregelt.

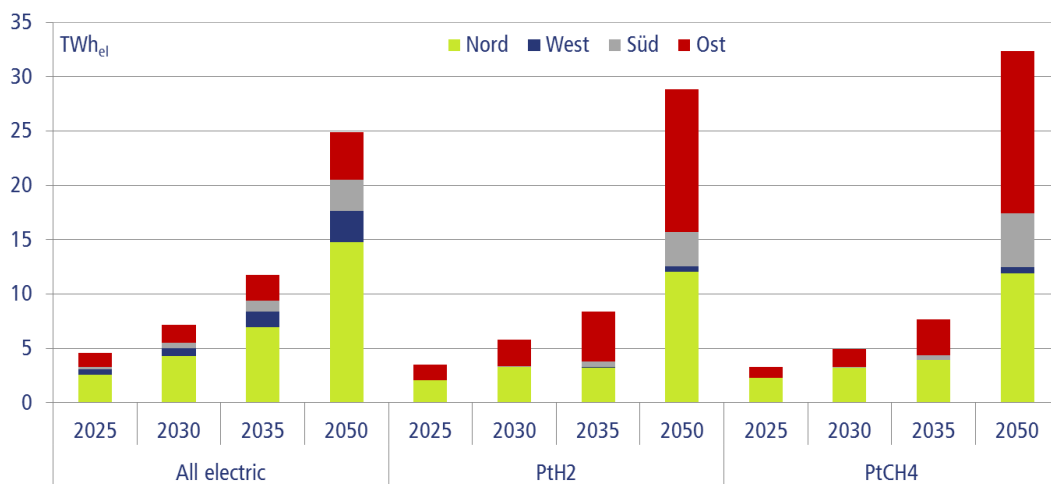


Abbildung 65: Abregelung der EE-Anlagen in TWh_{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Wie im Basisszenario steigt der Ausbau und die Auslastung der Elektrolyse auch im Szenario „Fokus PtG“ mit der zunehmenden Dekarbonisierung des Strom- und Verkehrssektors auf 74 GW (bei über 2.000 Volllaststunden) im PtH₂-Fall und 144 GW (bei 2.500 Volllaststunden) im PtCH₄-Fall (siehe Abbildung 66). Bei den Angaben zur Auslastung der Anlagen handelt es sich um einen Durchschnittswert, wobei einzelne Anlagen auch eine höhere Auslastung aufweisen können. Der Unterschied zwischen den beiden Fällen wird durch die Umwandlungsverluste der Methanisierung und der Gasfahrzeuge bedingt. Wie im vorherigen Kapitel beschrieben liegt die Elektrolyseleistung perspektivisch in 2050 zwar unter den entsprechenden Werten aus dem Basisszenario, was auf die stündliche Verfügbarkeit der EE-Anlagen und synergetische Nutzung der Elektrolyse zur H₂- bzw. CH₄-Produktion und als Flexibilisierungsoption zurückzuführen ist. Auf der anderen Seite entsteht jedoch kurzfristig bis 2025 (23-24 GW_{el}) und mittelfristig bis 2035 (59-64 GW_{el}) ein schneller Ausbaubedarf für die Elektrolyse als im Basisszenario.

Insgesamt kann die Elektrolyse im Szenario „Fokus PtG“ besser ausgelastet werden als im Basisszenario und damit den Wasserstoff als Kraftstoff für FCEVs oder als Zwischenprodukt für die CH₄-Produktion kostengünstiger herstellen.

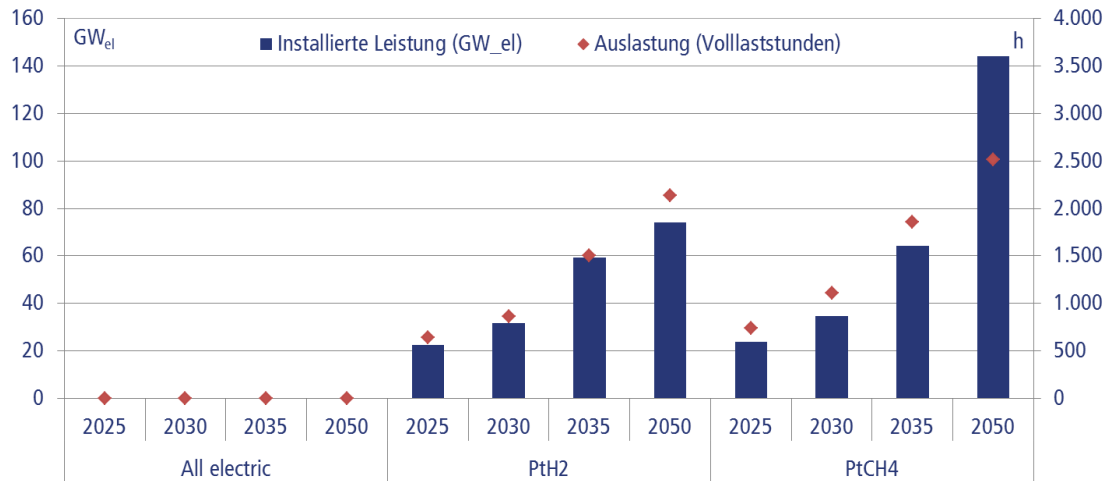


Abbildung 66: Installierte elektrische Leistung der Elektrolyse in GW_{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Auf der anderen Seite entsteht jedoch im Szenario „Fokus PtG“ im CH₄-Fall in allen Zeitschritten ein erhöhter Ausbaubedarf für die Methanisierung als im Basisszenario. Die installierte Leistung steigt von ca. 4 GW_{H₂} in 2025 auf über 94 GW_{H₂} in 2050. Dadurch sinkt jedoch die Auslastung der Anlage und sie liegt mit 1.600 bis 2.500 Volllaststunden um 2.500-3.300 Stunden deutlich unter der Auslastung im Basisszenario. Dies ist einerseits auf die höhere CH₄-Nachfrage und andererseits auf eine stärkere Einschränkung der weiteren Flexibilisierungsoptionen in diesem Szenario zurückzuführen. Auf diese Weise können die Methanisierungsanlagen seltener auf den H₂-Speicher als Pufferspeicher zurückgreifen und müssen zudem einen gewissen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems beitragen. Aus diesem Grund profitieren die FCEVs stärker von der besseren Auslastung der Elektrolyse als die Gasfahrzeuge, da die günstigere H₂-Produktion zum Teil von der schlechteren Auslastung der Methanisierung wieder ausgeglichen wird. Trotzdem steigen die Kosten für die Elektrolyse und Methanisierung im Vergleich zum Ausbau der Kapazitäten im Zeitverlauf nur unterproportional an, da die spezifischen Kosten für die beiden Technologien bis 2050 definitionsgemäß deutlich reduziert werden.

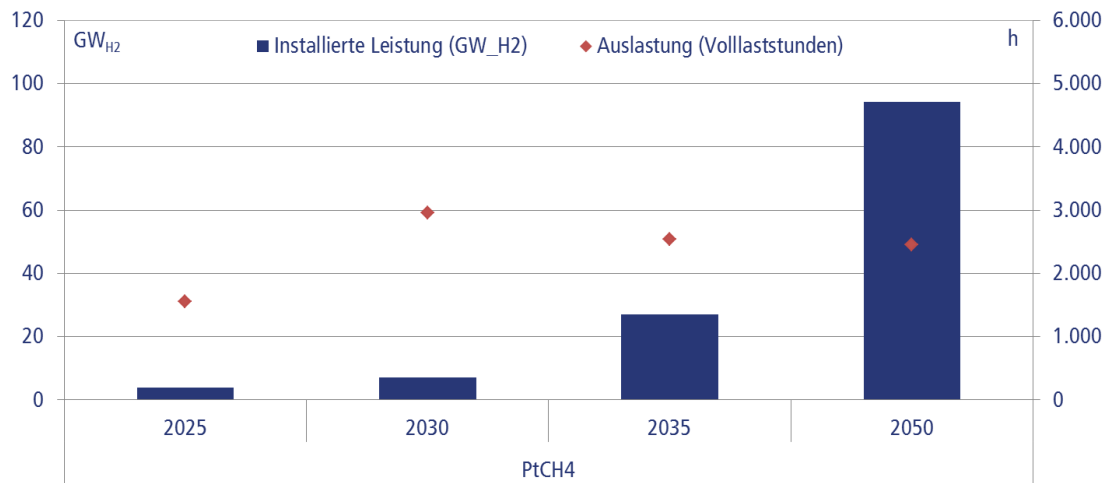


Abbildung 67: Installierte Leistung und Anzahl der Volllaststunden der Methanisierungsanlage in GW_{H2} (als Inputgröße für die Methanisierungsanlage im Modell) bzw. Stunden im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Energietransport

Wie im Basisszenario ist Strom auch im Szenario „Fokus PtG“ der wesentliche Energieträger (siehe Abbildung 68). Mit ambitionierteren Klimaschutzziele und damit größerer Energienachfrage und -produktion wird grundsätzlich auch deutlich mehr Energie transportiert. Das wird in den beiden PtG Anwendungsfällen für alle Energieträger besonders deutlich. Eine Ausnahme stellt der „all electric“ Fall, in dem der Stromtransport im Vergleich zum Basisszenario nur unterproportional ansteigt und mittelfristig in 2030 sogar reduziert wird. Dies ist vor allem auf den verstärkten Ausbau der Batteriekapazitäten in dem Szenario „Fokus PtG“ und deren Verteilung im Verhältnis zur absoluten Energienachfrage. Dies verdeutlicht die wichtige Rolle der Batteriespeicher bei der Ermittlung der nötigen Leitungskapazitäten.

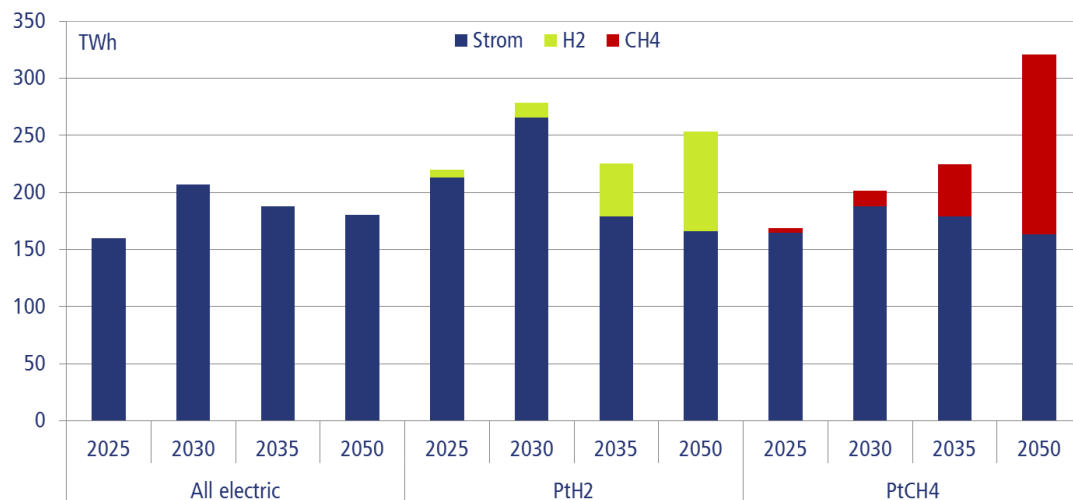


Abbildung 68: Energieübertragung zwischen den Regionen nach Energieträger in TWh im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

Trotzdem wird wie im Basisszenario der Strom bei Jahresbetrachtung vom Norden und Osten in die beiden Regionen Süd und West transportiert. Wie in Abbildung 69 dargestellt kann außerdem bis auf die absoluten Mengen keine weitere Veränderung in der Struktur des Stromtransportes gegenüber dem Basisszenario festgestellt werden. Der verstärkte Ausbau der Stromleitungen in 2035 und 2050 gegenüber dem Basisszenario von 6 GW (bzw. 3 Leitungen) geht ausschließlich auf die Trasse Nord-Süd zurück, um so den zusätzlichen Windstrom aus dem Norden in den Süden transportieren zu können (siehe Abbildung 70).

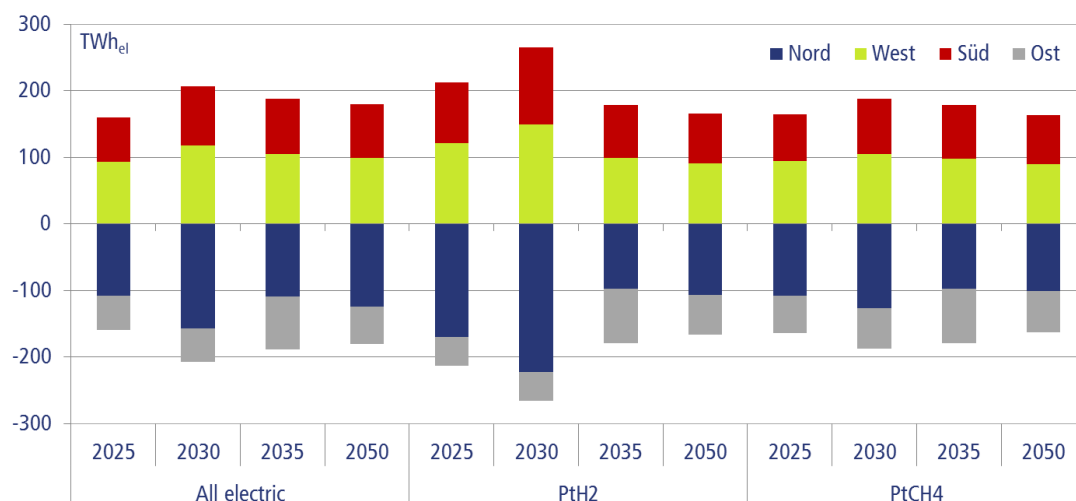


Abbildung 69: Handelssaldo Strom zwischen den Regionen (Zufluss = positiver Wert / Abfluss = negativer Wert) in TWh_{el} im Szenario „Fokus PtG“

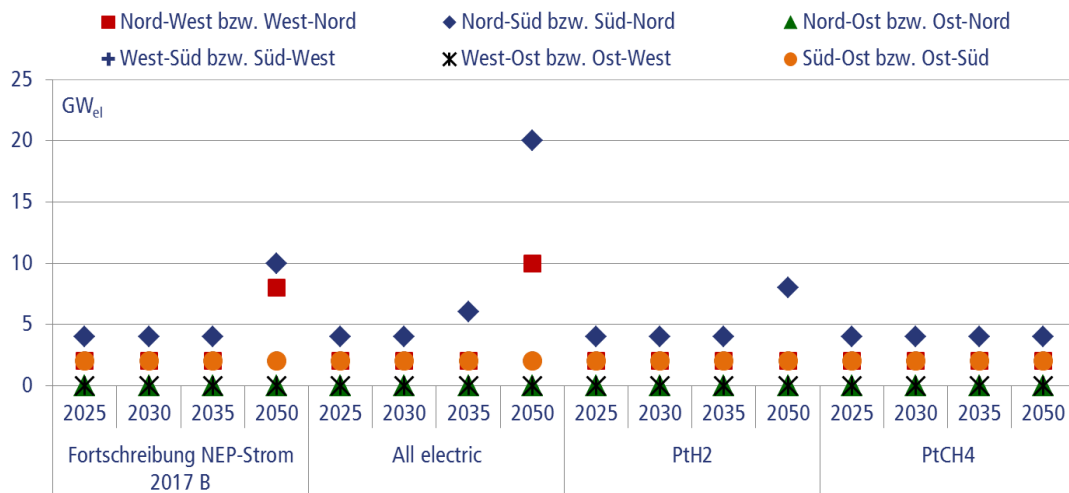


Abbildung 70: Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{el} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“ (Werte für Fortschreibung NEP 2017B im Jahr 2050 sind Modellergebnisse)

Überraschenderweise werden auch im PtH₂-Fall in 2050 zwei zusätzliche HGÜ-Leitungen von Nord nach Süd mit einer Kapazität von insgesamt 4 GW gebaut, die über die im NEP-Strom 2017B vorgesehene Kapazität von 4 GW auf dieser Trasse hinausgehen. Dieser Zubau ist erforderlich, um den überschüssigen PV-Strom aus dem Süden zu den Elektrolyseanlagen im Norden transportieren zu können. Im PtCH₄-Fall werden die zusätzlichen Leitungen jedoch nicht benötigt. Dieser Unterschied ist auf die abweichende Zusammensetzung (und damit absolute Höhe und geographische Verteilung) von flexiblen Kraftwerken und Speichern (insbesondere Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke sowie Batteriespeicher) zwischen den Anwendungsfällen zurückzuführen. Da die Investitionsentscheidung im ersten Modellierungsschritt unabhängig von der Netzsimulation getroffen wird, kann das wie im PtH₂ Fall zur ungünstigeren regionalen Verteilung der Kraftwerke/Speicher und somit ungünstigeren Energieflüssen (und damit zum zusätzlichen und sehr sensitiven Netzausbaubedarf) führen.

Durch die erhöhte Nachfrage nach dem H₂- und CH₄-Kraftstoff sowie dem stärkeren Fokus auf die FCVEs und CNG-Fahrzeuge im Szenario „Fokus PtG“ nimmt auch die transportierte H₂- bzw. CH₄- Menge (siehe Abbildung 71 und Abbildung 73) sowie die benötigte Leitungskapazität (siehe Abbildung 72) von der Region Nord in die drei anderen Regionen deutlich zu. Dabei kann es auf einzelnen Leitungen (zum Beispiel insbesondere auf der Verbindung Nord-West) mit Vergleich zu heutigen Leitungskapazitäten langfristig zu Engpässen kommen, die jedoch im Detail noch geprüft werden müssen. Die Struktur der Ergebnisse bleibt jedoch im Vergleich zum Basisszenario weitestgehend unverändert.

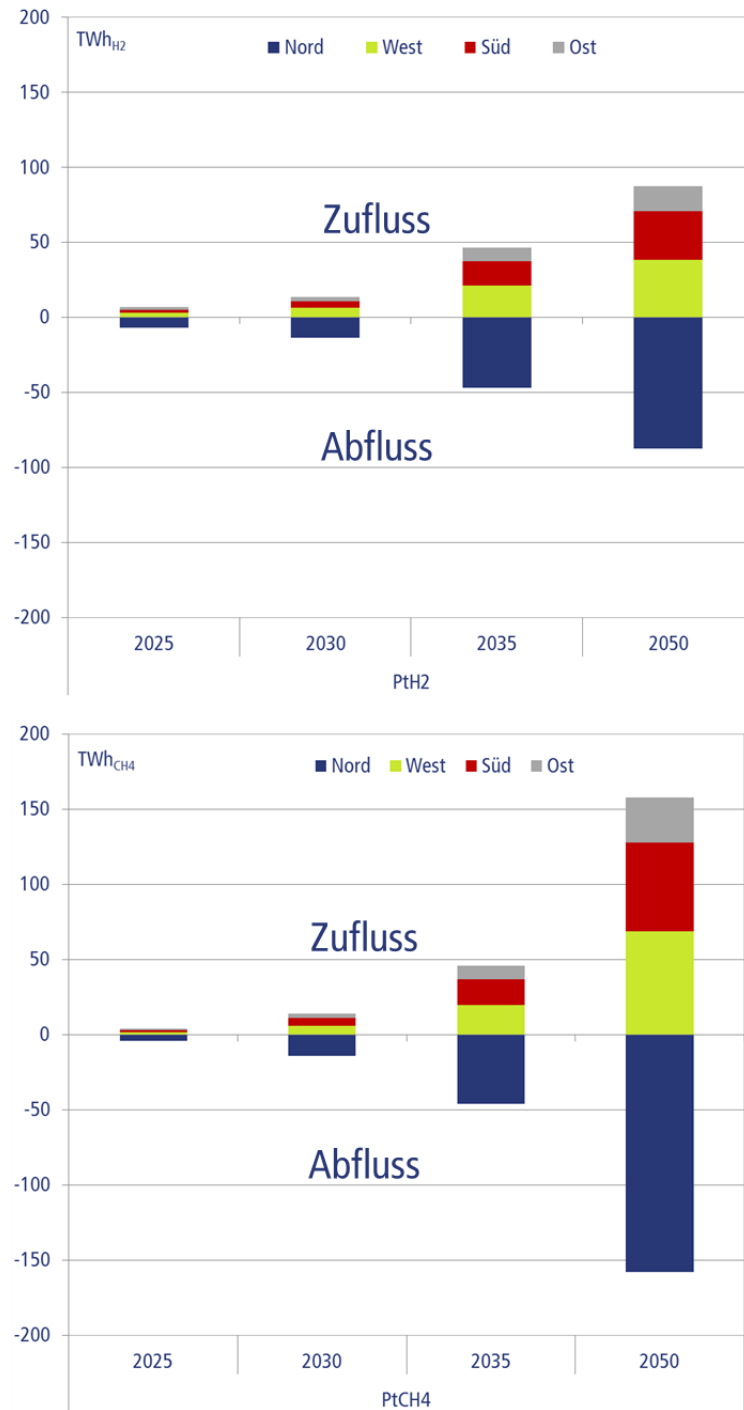


Abbildung 71: Saldo der H₂- und CH₄-Übertragung (oben bzw. unten) zwischen den Regionen in TWh_{H2} bzw. TWh_{CH4} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

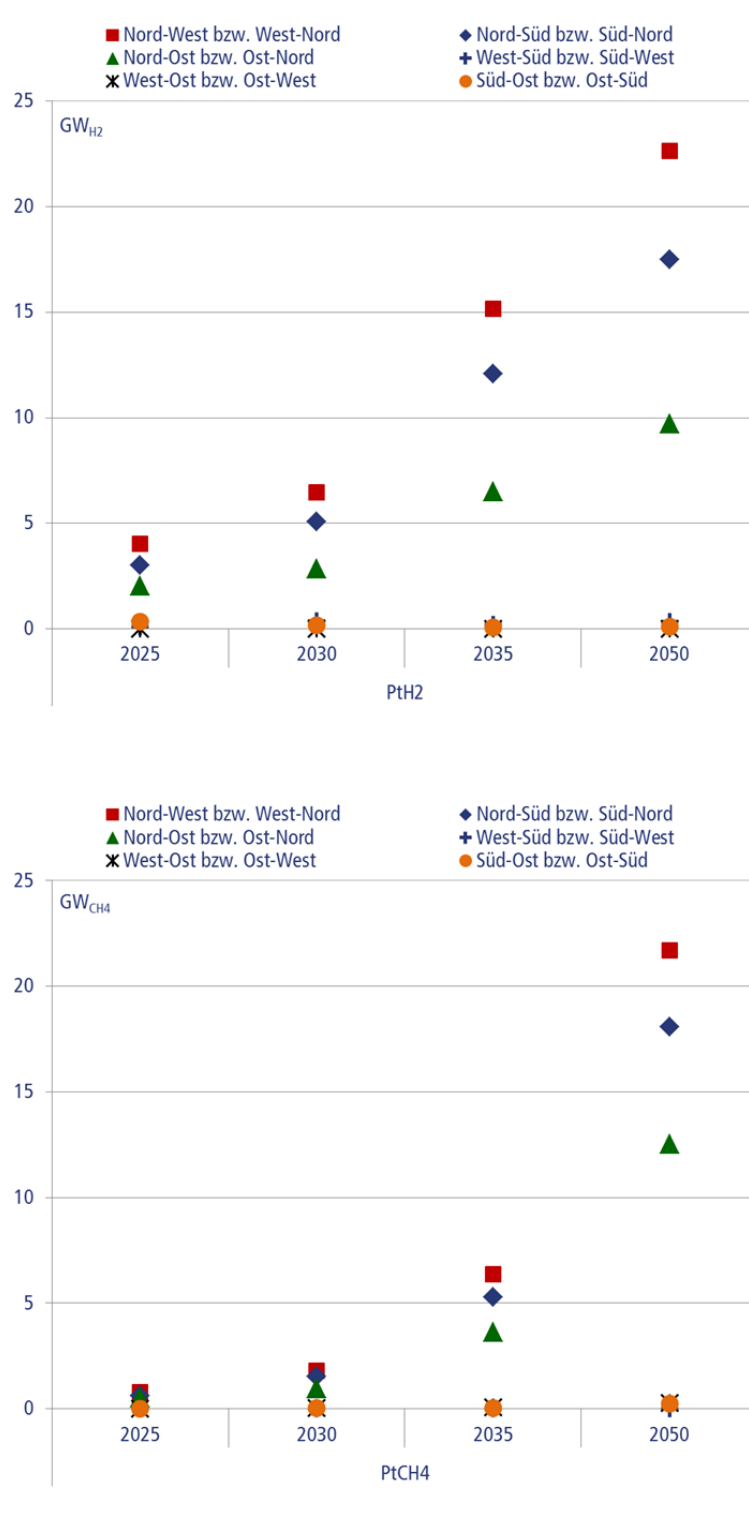


Abbildung 72: Benötigte Kapazitäten für H₂- und CH₄-Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in GW_{H₂} bzw. GW_{CH₄} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

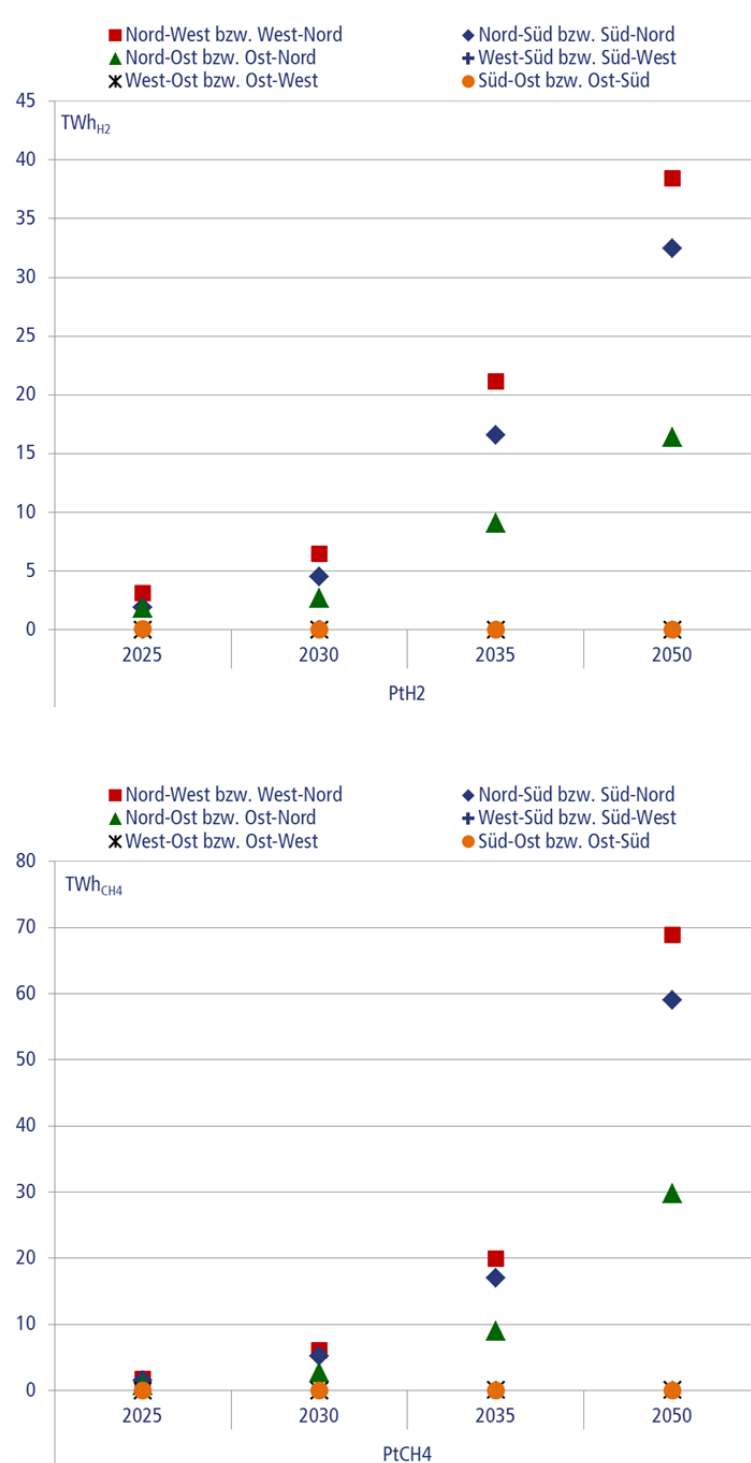


Abbildung 73: Benötigte Energieübertragung für H₂- und CH₄-Gastransportleitungen (oben bzw. unten) in TWh_{H2} bzw. TWh_{CH4} im Verkehr im Szenario „Fokus PtG“

4.2.3 Sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in den Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“

Abbildung 74 und Abbildung 75 zeigen die Kosten der Endanwendungen in den Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ für den jeweils fokussierten Bereich (d.h. im Verkehr nur Fahrzeuge und Tankstellen, etc.). Grundsätzlich steigen mit ambitionierten Klimaschutzzielen in den beiden Szenarien auch die Kosten der Endanwendungen im Vergleich zum Basisszenario. Im Verkehr liegen sie in 2025 bei ca. 2,7 Mrd. €/a und in 2050 bei 93-110 Mrd. €/a. Dabei fallen die niedrigeren Kosten im Szenario „Fokus PtG“ an, da H₂- bzw. CH₄-Tankstellen spezifisch deutlich billiger sind als Ladepunkte für BEVs und im Szenario „Fokus PtG“ deutlich mehr Tankstellen dafür aber weniger Ladepunkte angenommen wurden. Ansonsten ist die Struktur der Kosten vergleichbar mit dem Basisszenario. Im Wärmesektor belaufen sich die Kosten auf 5-8 Mrd. €/a in 2025 und auf 27-42 Mrd. €/a in 2050 je nach Szenario und Technologie. Dabei sind auch hier die Kosten der Wärmepumpe höher als der H₂- und CH₄-Brenner, was sich in dem Unterschied zwischen den beiden Szenarien widerspiegelt. Im Industriefall fallen ebenfalls in beiden Szenarien keine Kosten für Endanwendungen an.

Abbildung 76 und Abbildung 78 zeigen die dazugehörige Entwicklung der H₂- und CH₄-Tankstellen in den beiden Szenarien. In Abbildung 77 und Abbildung 79 sind die Auslastung der jeweiligen Tankstellenkategorien zu sehen. Aufgrund der höheren Anzahl an Fahrzeugen werden im Szenario „Schnelle Energiewende“ perspektivisch bis 2050 ca. 6.700 Tankstellen und im Szenario „Fokus PtG“ ca. 10.000 Tankstellen zugebaut werden. Damit wird bei einer höheren Fahrzeugdurchdringung eine bessere Versorgung gewährleistet. Auch der Hochlauf der Tankstellen erfolgt schneller und es werden früher größerer Tankstellen gebaut, um so der erhöhten Kraftstoffnachfrage gerecht zu werden. In allen betrachteten Fällen nimmt die Tankstellenauslastung im Zeitverlauf deutlich zu.

Dabei fällt auf, dass im PtCH₄-Fall zunächst kleinere Tankstellen zugebaut werden, welche im Zeitverlauf graduell durch mittlere und schließlich große und sehr große Tankstellen ersetzt werden, während im PtH₂-Fall nach 2025 sofort größere Tankstellen errichtet werden. Dieser Unterschied ist auf die Definition der Tankstellenklassen zurückzuführen. Im PtH₂-Fall wurde die offizielle Klassifizierung der H₂-Mobility GmbH übernommen, die als Gemeinschaftsunternehmen mehrerer Industriepartner den Auftrag hat, in Deutschland ein flächendeckendes H₂-Tankstellennetz kommerziell aufzubauen. Demnach reicht die mittlere Tankstellengröße der offiziellen H₂-Mobility-Klassifizierung für den in dieser Studie unterstellten Fahrzeug- und H₂-Nachfragehochlauf nicht aus, sodass ab 2025 vor allem große oder sehr große Tankstellen in Frage kommen. Im PtCH₄-Fall wurde hingegen eine gleichmäßigere Verteilung der Tankstellenklassen in Abhängigkeit vom Fahrzeug- und CH₄-Nachfragehochlauf angenommen. Insgesamt sollte aber die Klassifizierung der Tankstellen nur einen geringfügigen Einfluss auf das Gesamtergebnis haben.

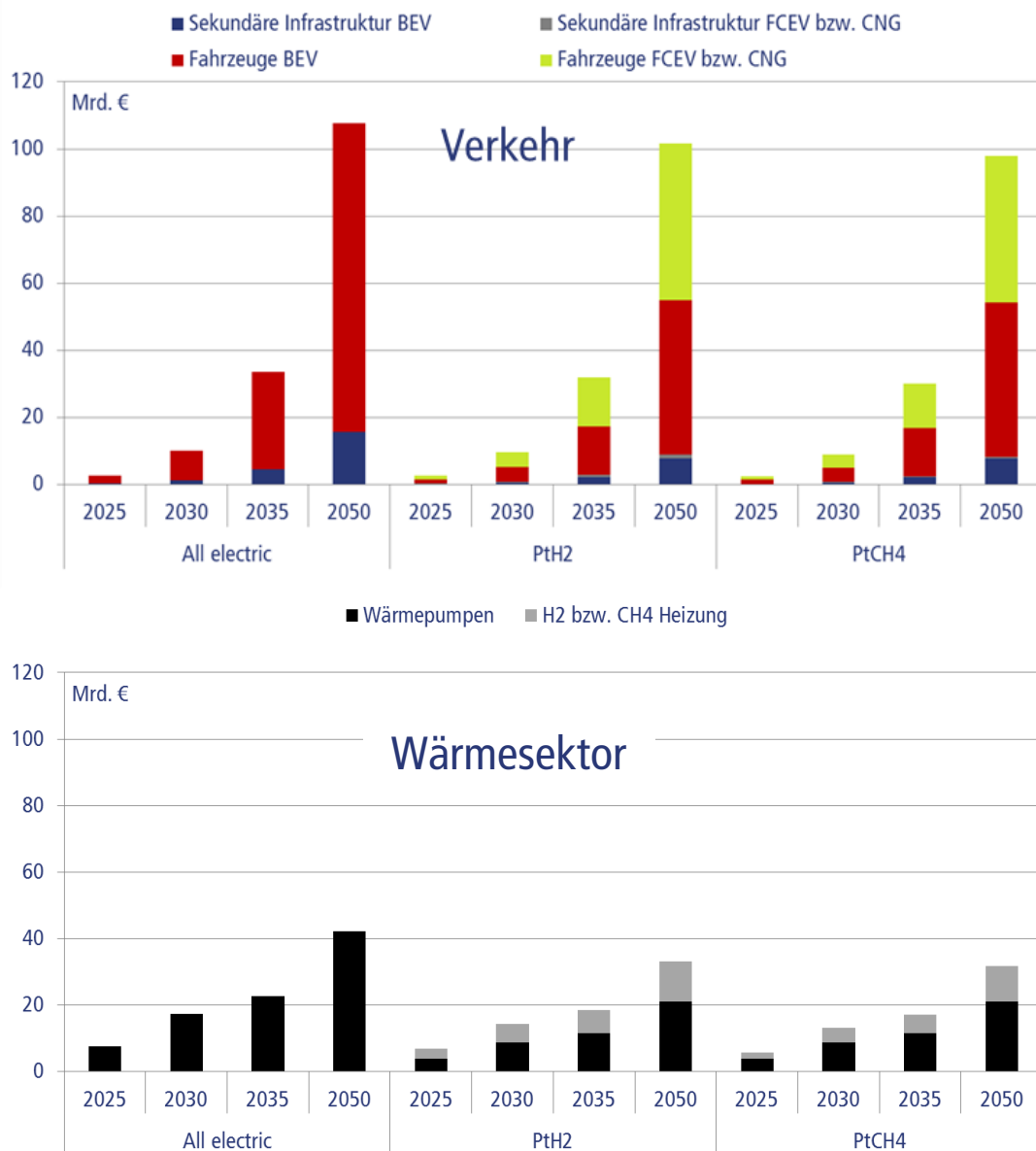


Abbildung 74: Jährliche Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in Mrd. €/a im Verkehr (oben) und Wärmesektor (unten) im Szenario „Schnelle Energiewende“

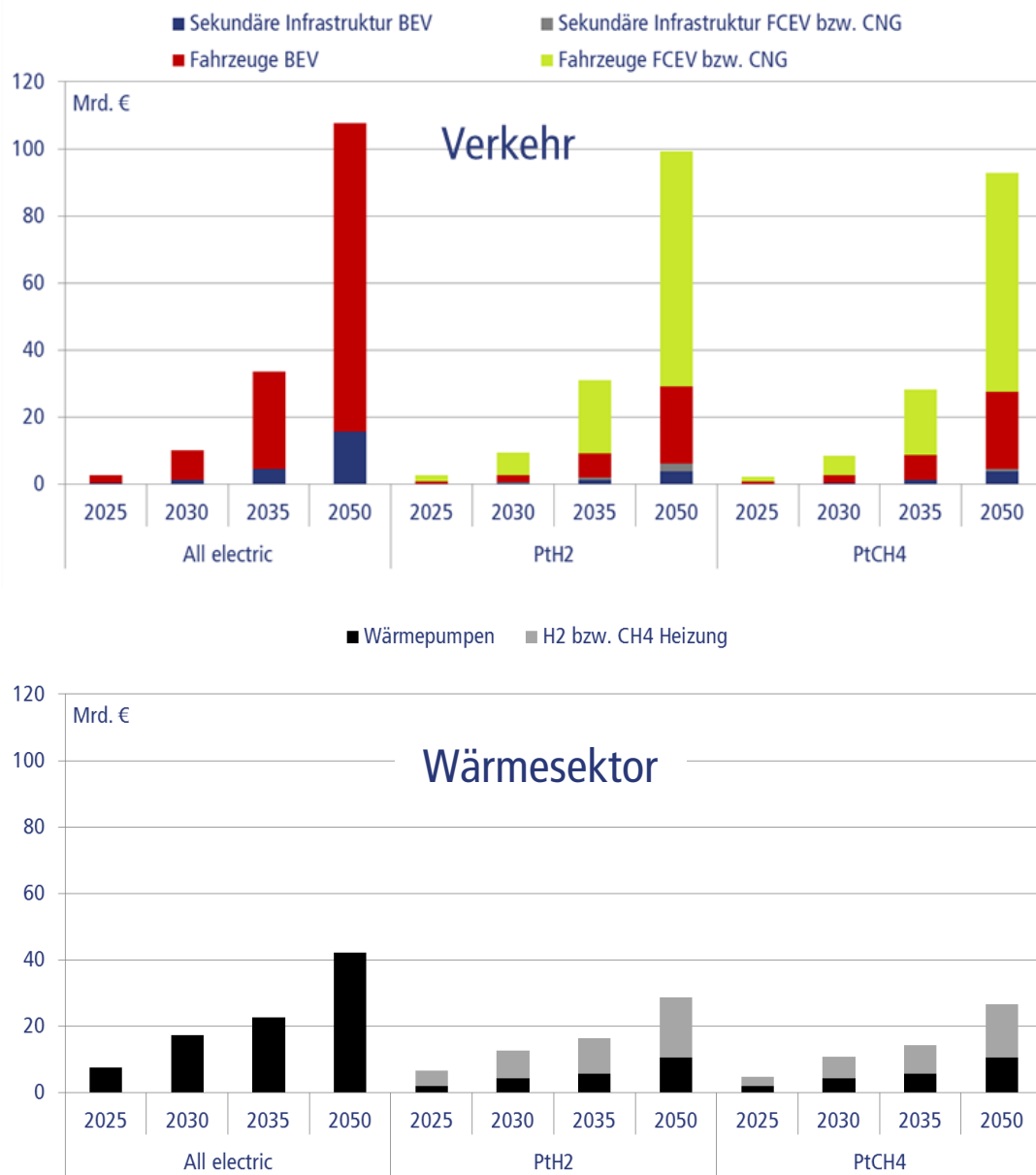


Abbildung 75: Jährliche Kosten für die sekundäre Infrastruktur und Endverbraucher in Mrd. €/a im Verkehr (oben) und Wärmesektor (unten) im Szenario „Fokus PtG“

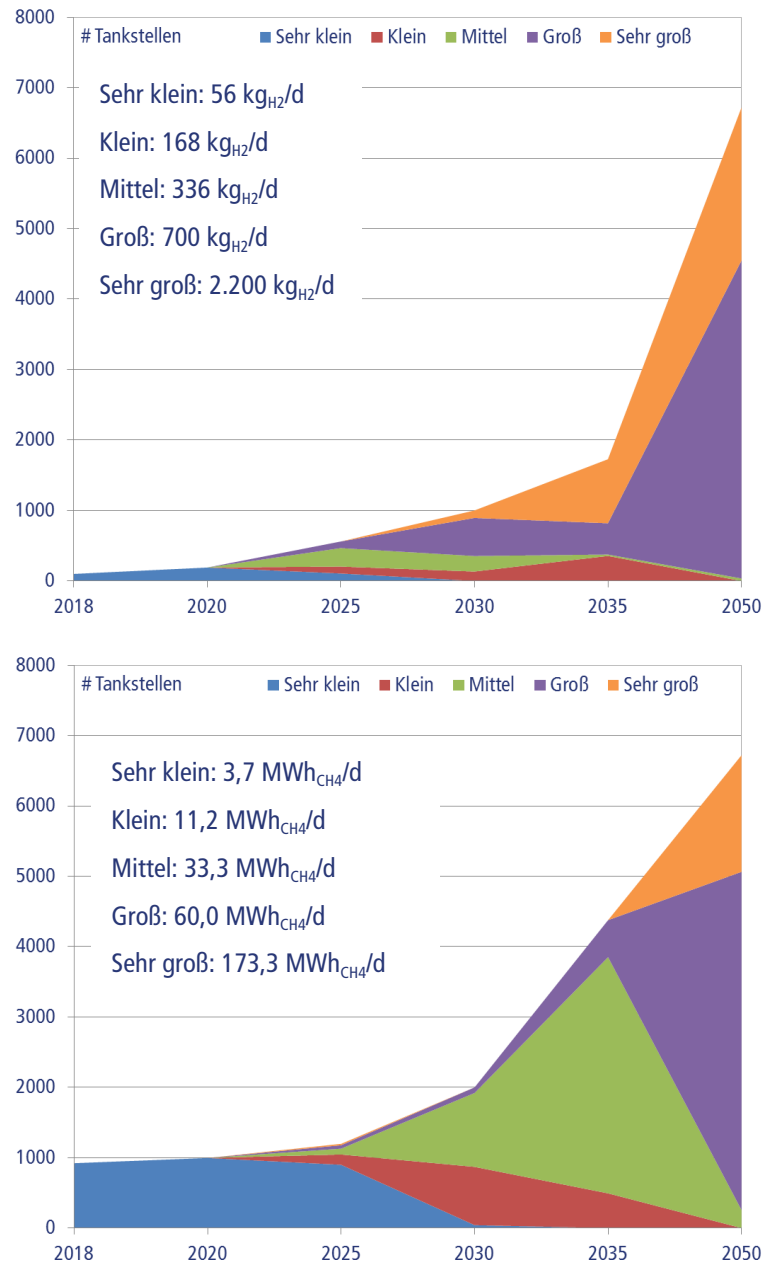


Abbildung 76: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für H₂ (oben) und CH₄ (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“

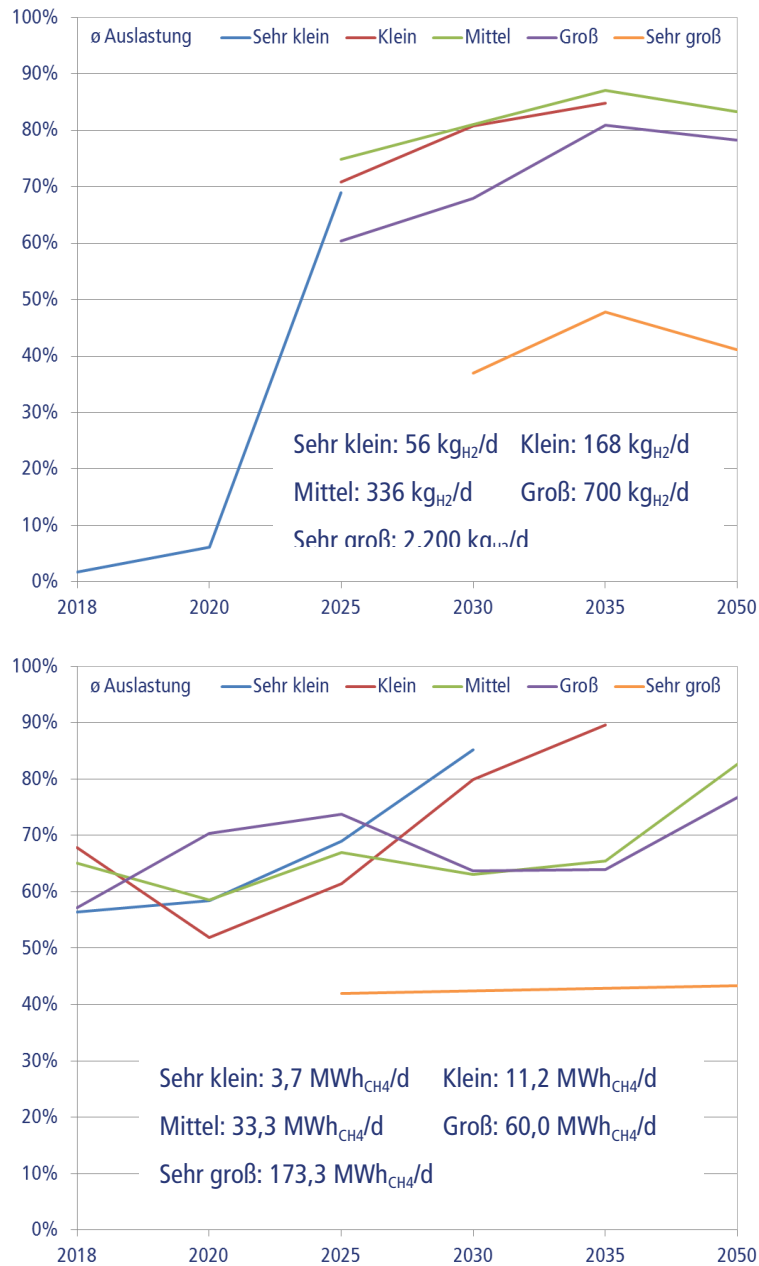


Abbildung 77: Auslastung der Tankstelleninfrastruktur für H₂ (oben) und CH₄ (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Schnelle Energiewende“

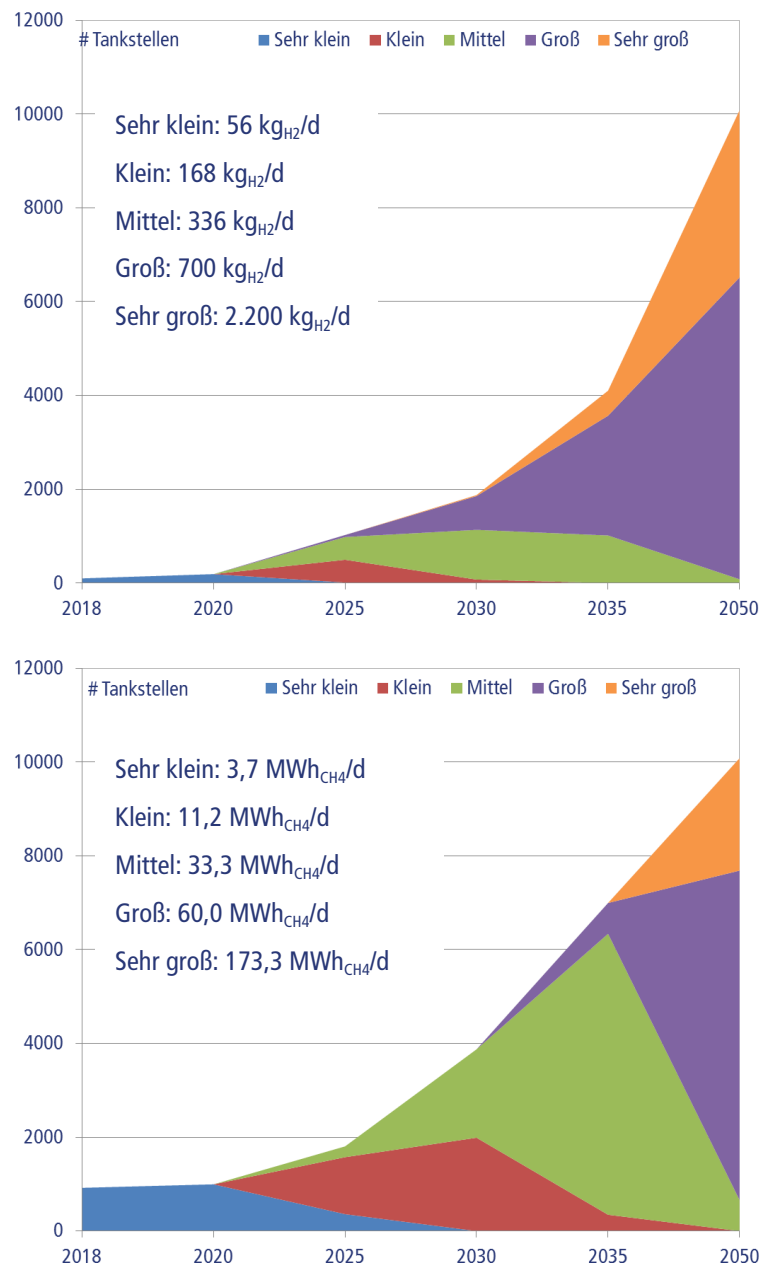


Abbildung 78: Entwicklung der Tankstelleninfrastruktur für H₂ (oben) und CH₄ (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Fokus PtG“

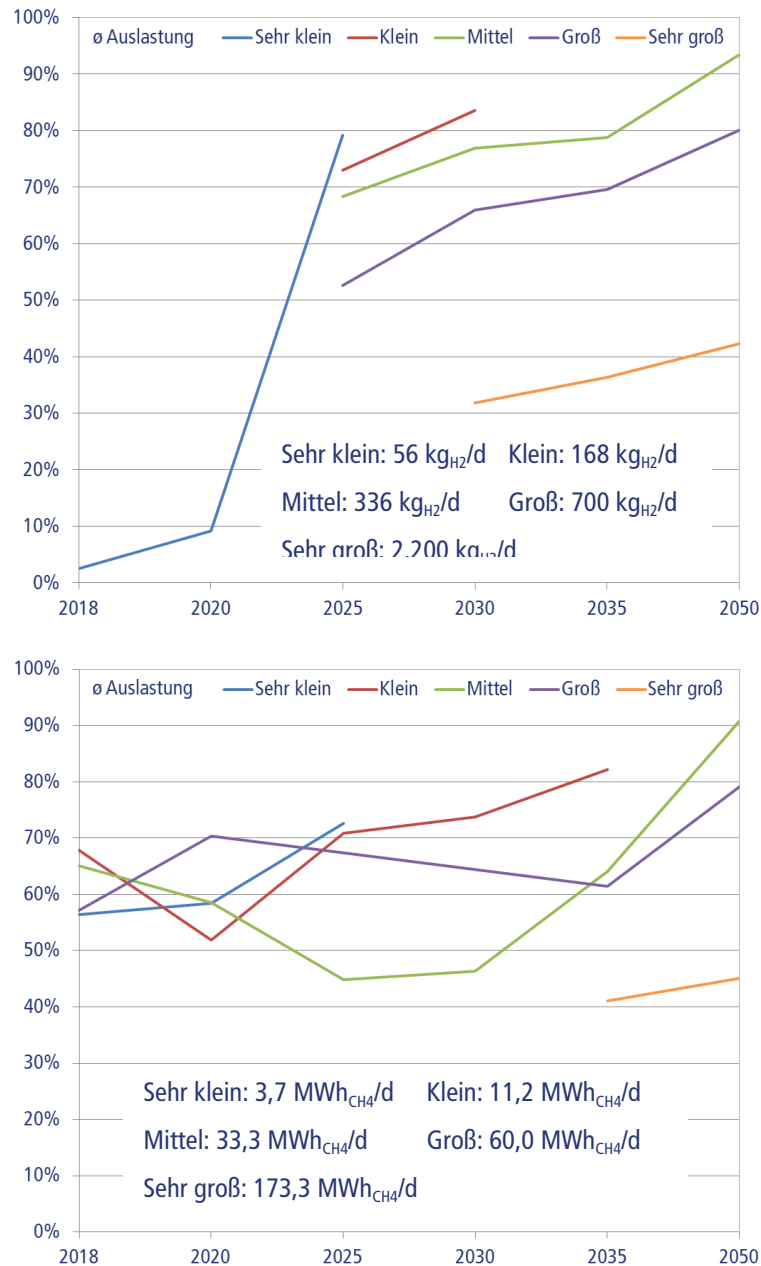


Abbildung 79: Auslastung der Tankstelleninfrastruktur für H₂ (oben) und CH₄ (unten) als alternative Kraftstoffe bis 2050 im Szenario „Fokus PtG“

4.3 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurden die Rolle und das Zusammenwirken der verschiedenen Inputparameter und Annahmen untersucht. Folgende Sensitivitäten wurden für das Szenario „Fokus PtG“ im Verkehr gerechnet:

- „All-electric“ im Jahr 2050 mit und ohne Stromtransit
- „PtH₂“ im Jahr 2025 mit Variation der Energiepreise um +/- 20%, des Must-run-Anteil der Braunkohlekraftwerke von 80% (statt 25%) sowie der Kosten der EE-Anlagen um +/- 20%
- „PtH₂“ im Jahr 2050 mit Reduktion des Pkw-Bestandes um 20% auf 35 Mio. Fahrzeuge
- Äquivalenzbetrachtung CNG-Lkw
- Abgleich EE-Potenziale

4.3.1 „All-electric“ im Jahr 2050 mit und ohne Stromtransit

Der Stromtransit zwischen dem benachbarten Ausland durch Deutschland hindurch hat grundsätzlich einen Einfluss auf die Stromleitungen in Deutschland. Je intensiver der Stromtransit desto stärker wird das Netz in Deutschland beansprucht. Ohne den Stromtransit geht der Ausbaubedarf für HGÜ-Leitungen von 34 GW um insgesamt 8 GW auf 26 GW zurück (siehe Abbildung 80 oben). Davon sind die beiden Leitungen Nord-Süd und Nord-West betroffen (Reduktion um jeweils 4 GW). Die Transportkosten gehen zwar auch proportional zurück, sie haben aber gemessen an den Gesamtkosten und Energiekosten nur einen geringfügigen Einfluss. Durch den Wegfall des Stromtransits werden jedoch insbesondere der Speicherbedarf und damit die zugehörigen Kosten erheblich reduziert: -35% bezogen auf die Energiekosten und -25% auf Gesamtkosten (siehe Abbildung 80 unten). Im „All-electric“ Fall wird der unterschiedliche Speicherbedarf zudem durch teure Batterietechnologie besonders sichtbar.

Der Einfluss der Stromtransite auf den Speicherbedarf ist auf die Berechnungsmethodik der stündlichen Stromtransite zurückzuführen, die auf den historischen Stromaustauschprofilen basieren und für die künftigen Strommengen skaliert wurden. Auf diese Weise ist das Handelssaldo zwischen Deutschland und den Nachbarländern zwar über das gesamte Jahr ausgeglichen, aber nicht für jede einzelne Stunde des Jahres. Das bedeutet, dass in einzelnen Stunden der angenommene Stromtransit einen positiven bzw. negativen Wert annehmen kann (je nachdem, ob der Lastfluss nach oder aus Deutschland größer ist), und dieser wie Import bzw. Export im deutschen Energiesystem berücksichtigt werden muss. Daraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass der so ermittelte Stromtransit einen Einfluss auf die Betriebsweise der Kraftwerke und Speicheranlagen in Deutschland hat.

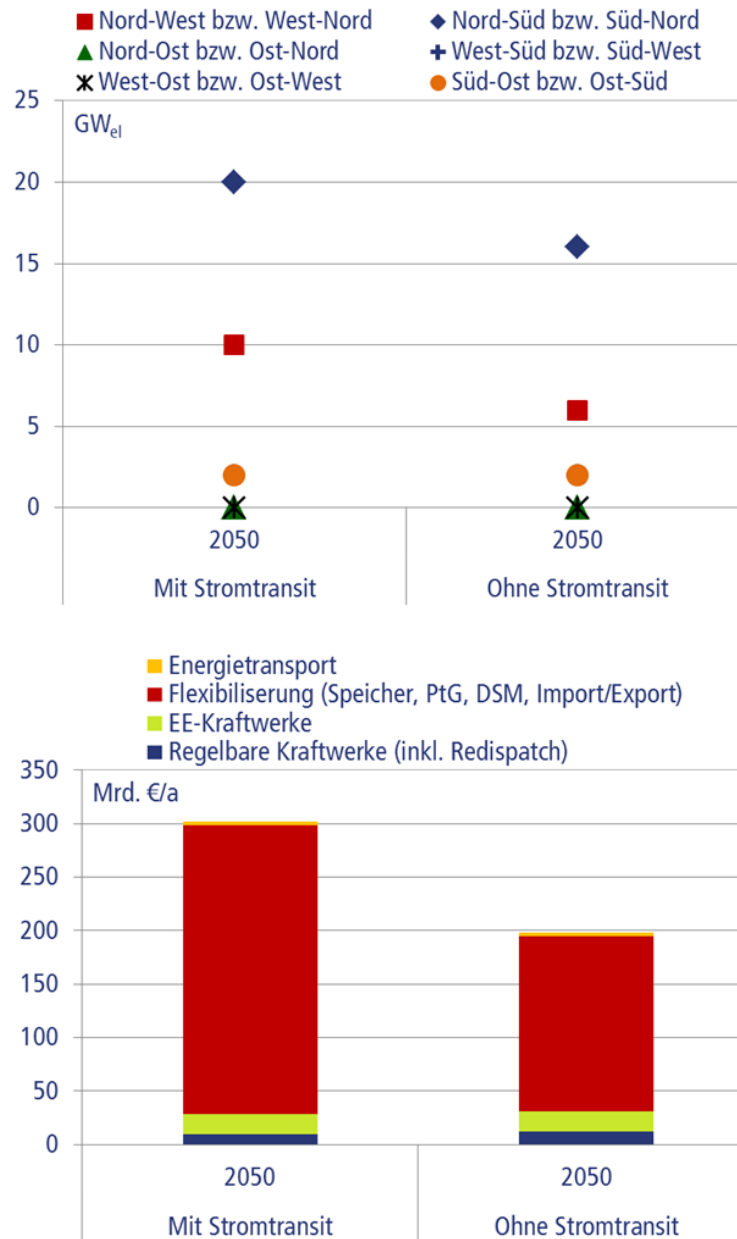


Abbildung 80: Benötigter Ausbau für Stromtransportleitungen (HGÜs) in GW_{el} (oben) und Energiekosten inkl. Transport in Mrd. €/a (unten) mit und ohne Stromtransit

4.3.2 „PtH₂“ im Jahr 2025 mit Variation der Energiepreise um +/- 20%, des Must-run-Anteil der Braunkohlekraftwerke von 80% sowie der Kosten der EE-Anlagen um +/- 20%

Die Energiepreise haben einen starken Einfluss auf die Energiekosten inkl. Transport (+/- 9% im Vergleich zur Referenz) und die Gesamtkosten (+/- 6%). Höhere (niedrigere) Preise führen nämlich direkt zu deutlich höheren (niedrigeren) Kosten der regelbaren Kraftwerke (ca. +/-18% im Vergleich zur Referenz). Da die regelbaren Kraftwerke gleichzeitig auch eine Option zur Flexibilisierung des Stromsystems darstellen, führt der Anstieg (Rückgang) der Energiepreise zum geringfügig ansteigenden (zurückgehenden) Ausbau der Stromspeicher als die nächst günstigere Flexibilisierungsvariante. Diese Veränderung ist jedoch so geringfügig, dass deren Kostenveränderung in Abbildung 81 aufgrund von Rundungsungenauigkeiten nicht sichtbar ist.

Der Must-run-Anteil bei Braunkohlekraftwerken hat nur einen moderaten Einfluss auf die Energiekosten inkl. Transport (+/- 7% im Vergleich zur Referenz) und die Gesamtkosten (+/- 5%). Durch die Erhöhung des Must-run Anteils von auf 80% (Referenzwert: 25%) entsteht ein geringfügig höherer Bedarf an Energiespeicherung, H₂-Transport) sowie Flexibilisierung mit anderen regelbaren Kraftwerken.

Zwischen den EE-Kosten und den Energiekosten besteht hingegen ein direkter linearer Zusammenhang, da die Stromeinspeisung aus EE-Anlagen ein Modellinput ist und die Bewertung der EE-Anlagen anhand der vordefinierten spezifischen Kostensätze ex-post erfolgt. Bei einem Anstieg (Reduktion) der EE-Kosten um 20% steigen (sinken) die Energiekosten inkl. Transport um 7% und die Gesamtkosten um 6%.

Der genannte Einfluss auf die Energiepreise inkl. Transport ist in Abbildung 85 dargestellt.

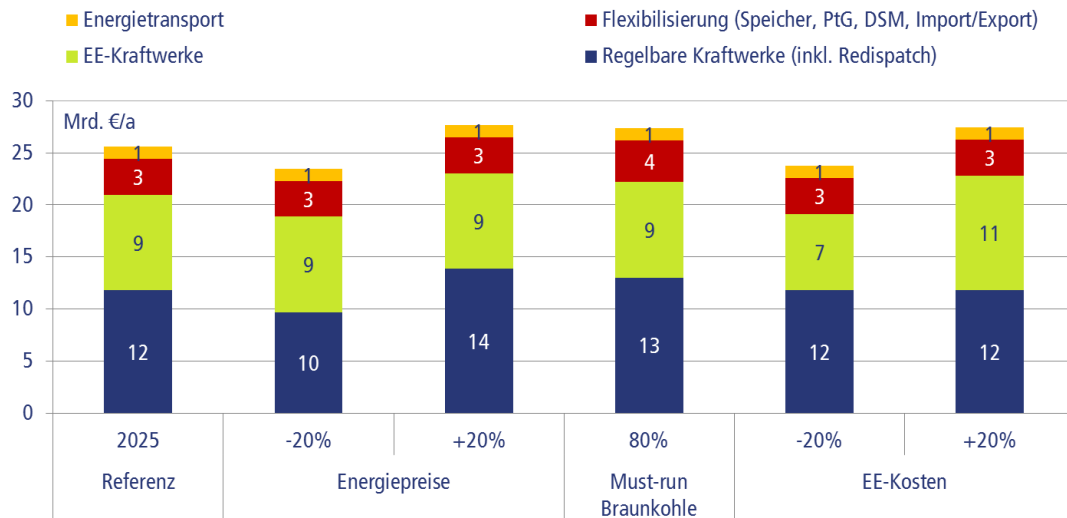


Abbildung 81: Energiekosten inkl. Transport in Mrd. €/a bei Variation der Energiepreise, des Must-run-Anteil der Braunkohlekraftwerke sowie der Kosten der EE-Anlagen

4.3.3 „PtH₂“ im Jahr 2050 mit Reduktion des Pkw-Bestandes um 20% auf 35 Mio. Fahrzeuge

Zwischen dem PKW-Bestand in 2050 und den Energiekosten bzw. Gesamtkosten besteht grundsätzlich ein linearer Zusammenhang (siehe Abbildung 82). Je weniger Nullemissions-Fahrzeuge auf dem Markt sind, desto geringer sind auch die Kosten der sekundären Infrastruktur und der Fahrzeugflotte selbst. Zudem sinken mit abnehmender Anzahl Fahrzeuge auch der Bedarf an EE-Kraftwerken und der dazugehörige Bedarf an Flexibilisierung (insbesondere für Speicher). Der Effekt tritt bei den Gesamtkosten stärker zum Vorschein, da hier insbesondere die Endverbraucher berücksichtigt sind (-15%), als bei den Energiekosten inkl. Transport, da die Reduktion des entsprechenden Stromverbrauchs geringfügig ist (-2%).

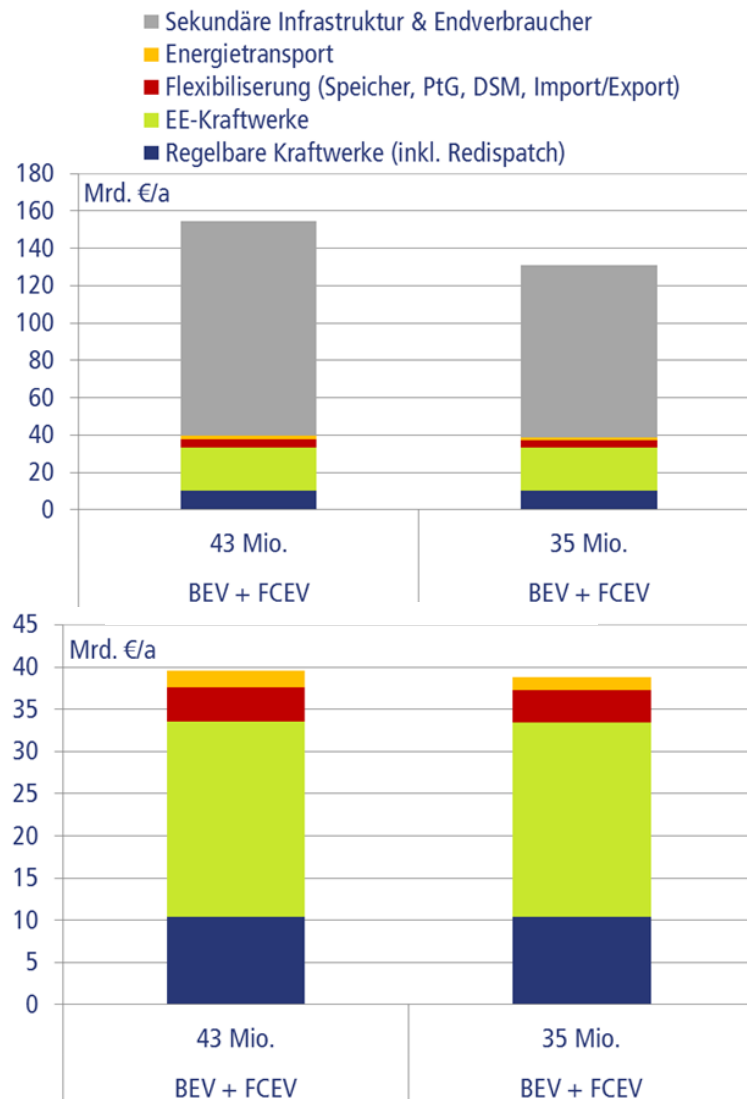


Abbildung 82: Gesamtkosten (oben) und Energiekosten inkl. Transport (unten) in Mrd. €/a für 43 und 35 Mio. PKWs

4.3.4 Äquivalenzbetrachtung CNG-Lkw mit synthetischem CH₄

Die Betrachtungen für den Verkehrssektor wurden nur für die Pkw-Flotte durchgeführt. Es ist durchaus denkbar, dass bereits bis 2035 ein gewisser Anteil der Lkw-Flotte die alternativen Kraftstoffe H₂ und/oder CH₄ einsetzt. Letztendlich ist für das Energiesystem primär relevant, wieviel eines Kraftstoffs (je Region) nachgefragt wird. Ob diese Nachfrage durch Lkw oder eine größere Anzahl an Pkw entsteht, ist weniger relevant, außer, dass durch die Aufsummierung beider Bedarfe der Druck auf die EE-Stromerzeugung und den erforderlichen Strom- bzw. Gasinfrastrukturaufbau weiter steigt.

Die in dieser Studie unterstellte Kraftstoffnachfrage könnte demnach auch durch einen Mix aus Pkw und Lkw entstehen. Auf Basis spezifischer Verbrauchswerte und typischen Jahresfahrleistungen kann ein Umrechnungsfaktor von etwa 60 Pkw pro 1 Lkw (Sattelzugmaschine im Fernverkehr) ermittelt werden.

- 1 CNG Pkw bei 12.000 km/Jahr und 50 kWh/100km → 6.000 kWh/Jahr
- 1 CNG Lkw bei 90.000 km/Jahr und 400 kWh/100km → 360.000 kWh/Jahr

Ein Lkw generiert in etwa den 60-fachen Energiebedarf eines Pkw. Tabelle 31 zeigt wie viele CNG-LKW in den einzelnen Jahren und Szenarien theoretisch mit synthetischem Methan versorgt werden könnten.

Tabelle 31: Größen möglicher CNG-LKW-Flotten die mit synthetischem Methan versorgt werden können

Mobilität (CNG-Lkw)	„Langsame Energiewende“	„Schnelle Energiewende“	„Fokus PtG“
2025	5.000	8.000	13.000
2030	25.000	30.000	45.000
2035	87.000	103.000	154.000
2050	305.000	363.000	544.000

Zum Vergleich, Anfang 2017 waren in Deutschland ca. 200.000 Sattelzugmaschinen zugelassen. Um diese Flotte vollständig mit synthetischem CNG versorgen zu können, wären rechnerisch ca. 72 TWh_{CH4} an synthetischen Methan pro Jahr herzustellen.

4.3.5 Abgleich mit regionalen EE-Potenzialen

In einer ex-post-Analyse wurden die im Modell verwendeten EE-Strommengen jeweils den regionalen technischen EE-Potenzialen gegenübergestellt. Den höchsten Strombedarf und damit auch den höchsten EE-Strombedarf zeigen die Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ jeweils im Jahr 2050. Die EE-Stromnachfrage ist in beiden Szenarien identisch. Der Potenzialabgleich ist auf diese Szenarien und das Jahr 2050 beschränkt.

Die technischen EE-Potenziale unterscheiden sich in einzelnen Studien teilweise deutlich. Die Auswahl an Studien war auf solche begrenzt, die eine Aufschlüsselung der Potenziale auf einzelne Bundesländer beinhalten, da nur so eine Aggregation auf Betrachtungsregionen möglich war.

Die höchste EE-Stromnachfrage entsteht für die Betrachtung mit Fokus auf den Wärmemarkt für die Versorgungsoptionen mittels PtH₂ und PtCH₄ (jeweils der dritte und vierte Balken in den folgenden Abbildungen).

Abbildung 83 zeigt, dass vor allem in der Region Süd der angenommene PV-Zubau teilweise im Bereich der Potenzialgrenzen liegt. In den Regionen Ost und West erreicht der

PV-Zubau teilweise ebenfalls die Potenzialgrenzen. Die Onshore-Windkraft (Abbildung 84) benötigt in einigen Betrachtungen etwa 3% der Nutzfläche der Regionen Nord und Ost. Der Zubau für Offshore-Windkraft liegt ebenfalls teilweise im Bereich der Potenzialgrenzen.

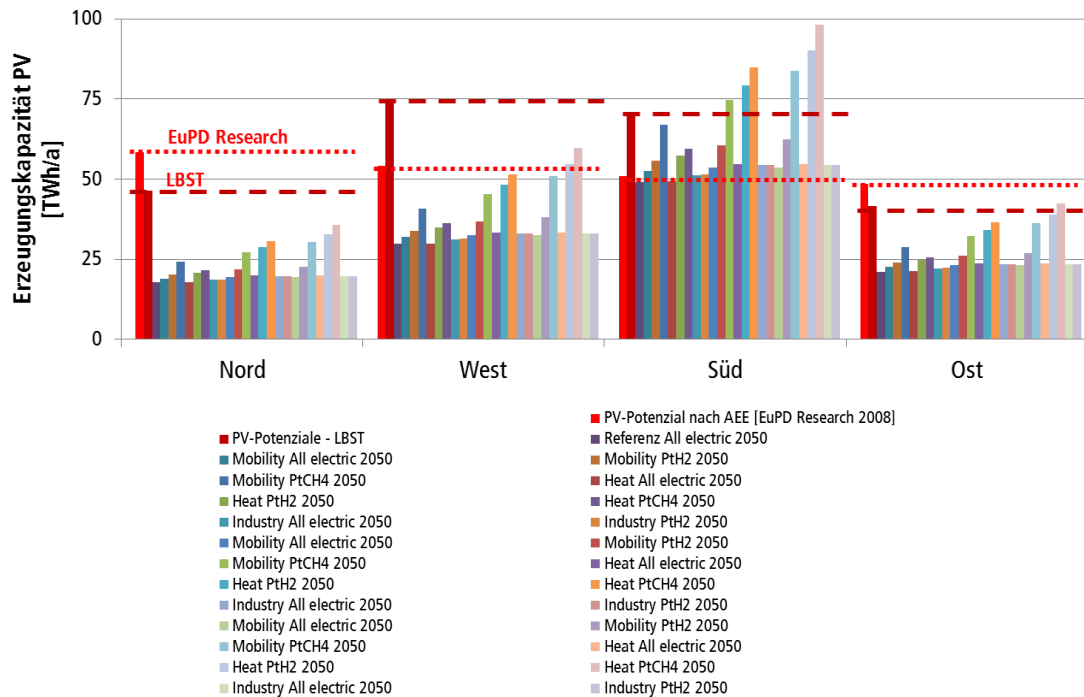


Abbildung 83: Abgleich erforderliche Stromproduktion PV (Szenario Fokus PtG, 2050) mit technischen Potenzialen

Der Abgleich mit den regionalen EE-Potenzialen zeigt, dass der erforderliche EE-Zubau in einigen Betrachtungen durchaus im Bereich der Potenzialgrenzen liegt. Durch die Verlagerung des EE-Zubaus in andere Regionen (z.B. Verlagerung PV vom Süden in den Norden, Verlagerung von Windkraft vom Norden in den Süden) kann der Zubau in kritischen Regionen reduziert werden. Die Potenzialgrenzen sind eher als Orientierungswerte, nicht als absolute technische Obergrenzen zu verstehen. Durch technischen Fortschritt, geänderte Rahmenbedingungen und die getroffenen Annahmen können sich die Potenzialgrenzen ändern, was auch die großen Unterschiede in den verschiedenen zitierten Studien erklärt. Es ist wahrscheinlicher, dass vor dem Erreichen der tatsächlichen technischen Potenzialgrenzen, die Grenzen der Akzeptanz in der Bevölkerung erreicht werden und zusätzliche erneuerbare Strommengen aus dem Ausland zu beschaffen sind.

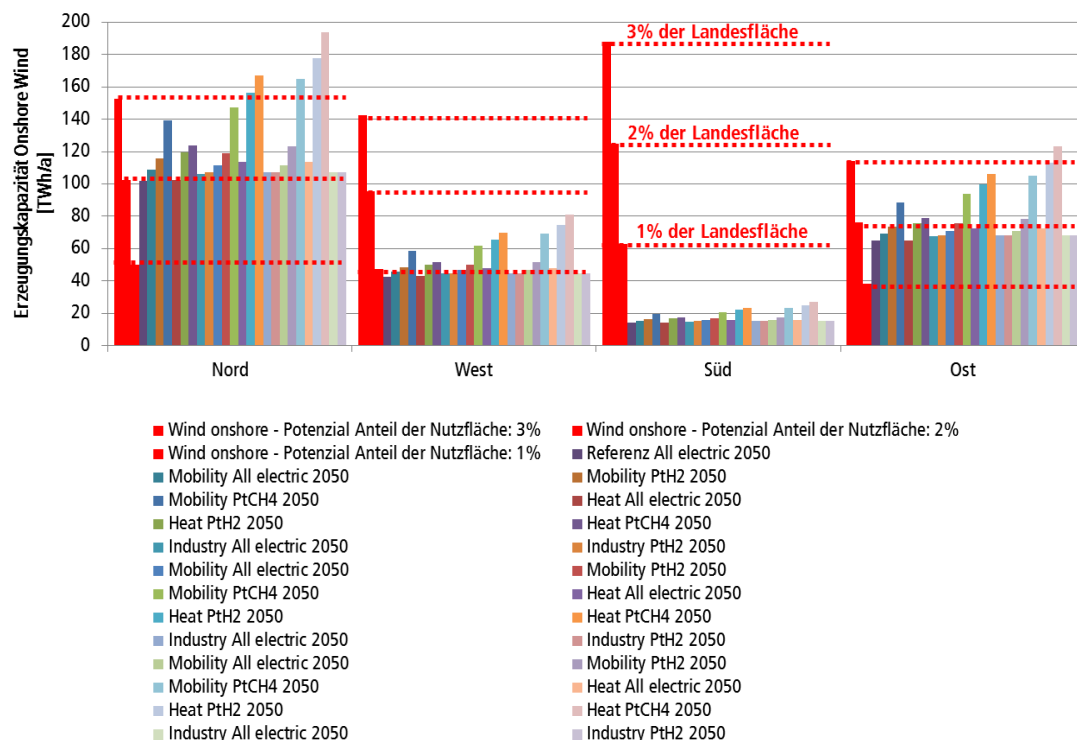


Abbildung 84: Abgleich erforderliche Stromproduktion Onshore-Windenergie (Szenario Fokus PtG, 2050) mit technischen Potenzialen

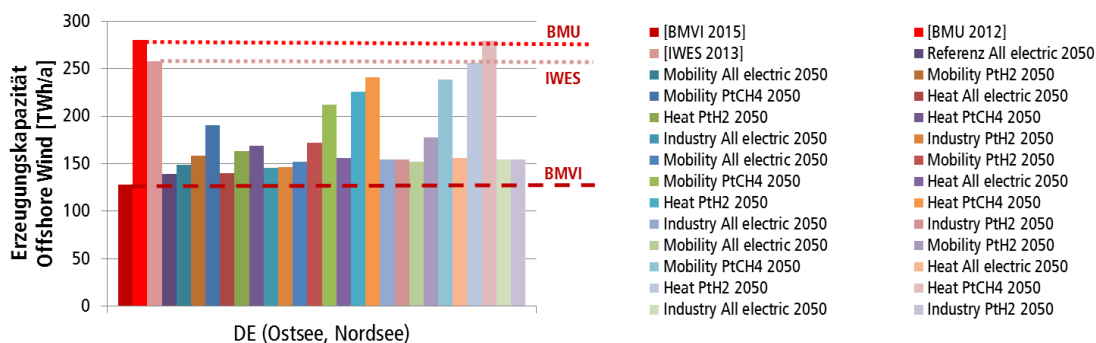


Abbildung 85: Abgleich erforderliche Stromproduktion Offshore-Windenergie (Szenario Fokus PtG, 2050) mit technischen Potenzialen

5 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Die vorliegende Studie untersucht die Rolle der PtG-Technologie für die intelligente Sektorenkopplung aus volkswirtschaftlicher Perspektive. Dazu sollten die Auswirkungen einer Integration zusätzlicher über den NEP-Strom 2017B hinausgehenden EE-Strommengen in das deutsche Energiesystem anhand einzelner früh relevanter PtG-Anwendungen untersucht werden, um deren Wirkung voneinander getrennt beurteilen zu können. Im Fokus und aus Energietransportperspektive standen dabei die elektrisch dominierte Versorgung „all-electric“ im Vergleich zu den Power-to-Gas-Varianten PtH₂ und PtCH₄.

Zu diesem Zweck wurde ein für die Fragestellung speziell entwickeltes Studiendesign mit entsprechend angepassten Modellen eingesetzt, mit dem die Kosten des deutschen Energiesystems bestehend aus den Verbrauchssektoren Strom, Verkehr, Wärme und Industrie für die einzelnen Anwendungsfälle getrennt minimiert werden. Dabei wurde zum einen die zeitliche Dimension, die die Investitionsentscheidungen, Kraftwerkseinsatzplanung sowie Nutzung von PtG-Anlagen (Elektrolyse und Methanisierung), Speichern (Pumpspeicher, stationären Batterien sowie H₂- und CH₄-Speicher) und weiteren Flexibilisierungsoptionen (Demand Side Management, Import/Export) umfasste, auf Stundenbasis berücksichtigt. Zum anderen wurde mit der räumlichen Dimension anhand eines vereinfachten Kontenmodells für vier Regionen (Nord, West, Süd und Ost) der Transport der Energieträger Strom, Wasserstoff und synthetisches Methan abgebildet. Durch Separation der beiden Dimensionen und sequentielle Lösung der beiden Teilprobleme, konnte so in einer kurzen Zeit eine hohe Dichte an möglichen Anwendungskombinationen und Szenarienausprägungen analysiert werden.

Für die durchgeführten Analysen wurde die Nutzung der PtH₂ und PtCH₄-Technologie im Verkehr (PKW), Wärmesektor und Industrie (Substitution der H₂-Produktion mittels Dampfreformierung) jeweils in Verbindung mit dem Stromsektor (perspektivisch dominiert durch EE-Stromerzeugung) näher beleuchtet und mit der strikten „all electric“ Welt (d.h. nur Stromspeicherung und -übertragung) verglichen. Dabei wurden für alle Berechnungen zwei wesentliche Rahmenbedingungen gesetzt. Auf der einen Seite wurden ausgehend vom Netzentwicklungsplan Strom 2017 deutlich ambitioniertere Klimaschutzziele definiert, indem insbesondere die genannten Verbrauchssektoren weitestgehend mit dem Stromsektor gekoppelt wurden. Auf der anderen Seite wurden die verschiedenen Sektoren jeweils nur für sich und nicht alle zusammen berücksichtigt, um so die Rolle von PtG in den jeweiligen Sektoren in den Jahren 2025, 2030, 2035 und 2050 unverfälscht betrachten zu können. Dazu wurden drei Szenarien definiert:

- „Basisszenario“ mit einem Klimaschutzziel von -80% CO₂-Emissionsreduktion bis 2050 im Stromsektor gegenüber 1990,

- Szenario „Schnelle Energiewende“ mit dem CO₂-Emissionsreduktionsziel von -95% bis 2050, reduzierten Kosten der PtG Technologie aber umfangreichem Portfolio an sonstigen Flexibilisierungsoptionen wie z.B. Import/Export, DSM etc. und schließlich
- Szenario „Fokus PtG“ ebenfalls mit dem Klimaschutzziel von -95% CO₂-Emissionsreduktion bis 2050 und reduzierten Kosten der PtG Technologie, aber gleichzeitig auch mit begrenztem Potenzial der sonstigen Flexibilisierungsoptionen und einem verstärktem Einsatz von PtG in den verschiedenen Sektoren.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die durchgeführten Analysen machen deutlich, dass die PtG-Technologie in der überwiegenden Zahl der untersuchten Fälle ein unverzichtbares Element in einem künftigen Energiesystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Stromerzeugung ist, selbst dann, wenn nur einzelne Anwendungen separat voneinander berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für die Fälle, in denen durch die Sektorenkopplung zusätzlich hohe Stromnachfrage induziert wird. Grundsätzlich entwickeln sich die Energiekosten in einem solchen System als Trade-off zwischen den Kosten aus fluktuierender und regelbarer Stromerzeugung, Speicherbedarf und Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen. In diesem Zusammenhang hat die PtG-Technologie zwar den Nachteil, dass durch Umwandlungsverluste der Energiebedarf steigt (bei PtCH₄ stärker als bei PtH₂), dafür aber hat sie auch den Vorteil der einfachen Speicherung und Transports von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan als universelle Energieträger.

Unter den gesetzten Rahmenbedingungen dieser Studie hat sich gezeigt, dass die Nachteile der PtG Technologie durch deren Vorteile in den meisten Fällen überkompensiert werden. Geht man davon aus, dass künftig alle Energiesektoren mit EE-Elektrizität versorgt werden müssen, ist davon auszugehen, dass die Vorteile der PtG-Technologie noch weit positiver ausfallen werden.

Aus der volkswirtschaftlichen Perspektive muss grundsätzlich unterschieden werden zwischen den Energiekosten inkl. Transport, die für Bereitstellung der benötigten Energie anfallen, und den Gesamtkosten, die zusätzlich auch die Endanwendungen (d.h. Endverbraucher wie Nullemissions-Fahrzeuge und sekundäre, d.h. Teile der endanwendungsnahen Infrastruktur wie z.B. H₂-Tankstellen bzw. Ladestationen) beinhalten. Dabei tragen in allen Anwendungsfällen, Sektoren und Szenarien die Kosten der Endanwendungen einen dominanten Anteil zu den Gesamtkosten bei und können langfristig die Energiekosten sogar übersteigen. Dies gilt insbesondere für den Verkehr, wo der gesamte Fahrzeugmarkt im Vergleich zum Energiemarkt einen sehr hohen monetären Wert hat. Außerdem stellt PtCH₄ die günstigste Alternative in Bezug auf Kosten der Endanwendungen für alle Anwendungsfälle und in allen Zeitschritten gefolgt von PtH₂ dar. Aus volkswirtschaftlicher Sicht tragen damit die zusätzlichen direkten

Nutzerkosten einen höheren Anteil als die Kosten für Transport- bzw. Bereitstellungsinfrastruktur.

Auf Grund mangelnder Einsichten über die konsequent untersuchten Auswirkungen der elektrischen und PtG-Anwendungen insbesondere auf das Strom- aber auch das Gasverteilnetz, wurde dieses nur qualitativ bzw. nachrichtlich berücksichtigt. Eine vorsichtige erste Abschätzung zeigt jedoch, dass dieser zusätzliche Kostenanteil den Vorteil der PtG- gegenüber dem „all-electric“-Konzept eher ausbaut.

In Bezug auf die Energiekosten stellt die Stromnachfrage aus verschiedenen Sektoren (absolute Höhe und Bedarfsprofil), die zunehmend durch die EE-Stromproduktion gedeckt werden muss, einen wesentlicher Einflussparameter dar. Daneben spielt die Flexibilisierung des Stromsystems eine wichtige Rolle, die insbesondere der Energiespeicherung geschuldet ist, da sonstige Flexibilisierungsoptionen in dieser Studie in ihren Potenzialen begrenzt wurden. In den PtG-Fällen werden die Kosten der Flexibilisierung durch die Kosten der Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen und in den „all electric“ Fällen durch die Investkosten der stationären Batterien bedingt. Die Elektrolyse wird dabei bereits kurzfristig synergetisch sowohl zur Produktion von Wasserstoff als Energieträger als auch zur Stabilisierung des Energiesystems (als flexible Last oder durch H₂-Rückverstromung) eingesetzt. Aus diesem Grund erreicht die benötigte Leistung schon früh den GW-Bereich und steigt je nach Anwendungsfall, Sektor und Szenario bis 2050 auf 50 bis 200 GW_{el}. Der Nachteil eines ambitionierten Ausbaus der Elektrolysekapazität ist jedoch deren insgesamt nur schlechte Auslastung von weniger als 4.000 Jahresvolllaststunden. Dabei handelt es sich jedoch um einen Durchschnittswert und einzelne Anlagen können auch eine höhere Auslastung aufweisen. Daher muss in diesem Zusammenhang geprüft werden, inwieweit sich das optimale volkswirtschaftliche Ergebnis auch betriebswirtschaftlich realisieren lässt.

Die durchgeführten Analysen deuten außerdem darauf hin, dass durch sehr ambitionierte Klimaschutzziele ein „Kipppunkt“ des Energiesystems im Hinblick auf den Bedarf an Flexibilisierungsoptionen und insbesondere Speicherung der erneuerbaren Energien erreicht wird. Dieser Punkt liegt nach unseren Analyseergebnissen bei einem Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung an der Bruttostromnachfrage zwischen -90% und -95%, was auch insgesamt mit den EU-politisch gesetzten CO₂-Reduktionszielen korrespondiert. Unter solchen Rahmenbedingungen werden die Energiespeicher nicht mehr ausschließlich als Leistungsspeicher zur Überbrückung kurzfristiger Engpässe sondern vor allem als langfristige saisonale Speicher benötigt. In den „all electric“ Fällen ohne chemische Speicher in den beiden ambitionierten Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ führt das zu prohibitiv hohen Kosten der Energiespeicherung, da die stationären Batterien vergleichsweise sehr hohe spezifische Kosten nach sich ziehen. Dieser Effekt wird mit zunehmender Stromnachfrage auch aus den anderen Verbrauchssektoren weiter verstärkt; je höher diese Stromnachfrage, desto kritischer die Systemsituation durch eine

fixe CO₂-Obergrenze und damit fixe Produktionskontingente in TWh/a für flexible fossile Gaskraftwerke.

Der Energietransport mit Strom, Wasserstoff oder synthetischen Methan spielt hingegen nur eine untergeordnete Rolle in Bezug auf die Energie- und Gesamtkosten. Auf Basis des hier verwendeten vereinfachten Vier-Knoten-Modells reicht der im NEP-Strom 2017B vorgesehene Netzausbau mittelfristig bis 2035 für die Integration der fluktuierenden Stromeinspeisung aus. Erst ab einem hohen EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage (> 400 TWh/a) wird ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich, der bis zu 26 GW (bzw. 13 Leitungen à 2 GW) über die im NEP-Strom 2017B bereits vorgesehenen 10 GW (oder 5 Leitungen) erreichen kann. Dieses gilt, wie vorab erwähnt, bereits für die Versorgung einzelner Sektoren. Eine gleichzeitige Einführung zusätzlicher EE-Strommengen würde diesen Ausbaubedarf noch weit darüber hinaus verschärfen. Dabei wird überwiegend der Windstrom von Nord/Ost nach Süd/West sowie langfristig auch PV-Strom von Süd nach Nord/West transportiert. Dennoch hat die Positionierung der fluktuierenden und regelbaren Kraftwerke sowie der Speicher (insbesondere der Batteriespeicher) großen Einfluss auf den Ausbaubedarf des Stromnetzes, wenn diese netzdienlich betrieben werden können. Für den Transport von Wasserstoff und synthetischem Methan werden zwar signifikante Rohrleitungskapazitäten von bis zu 100 GW_{H₂} im PtH₂-Fall und bis zu 90 GW_{CH₄} im PtCH₄-Fall benötigt. Die Kosten für die Nutzung und ggf. Umwidmung der bestehenden Rohrleitungen bleiben wie bei den Stromnetzen im Vergleich zu den Gesamtkosten aber vernachlässigbar.

Im Basisszenario werden höchste Energiekosten inkl. Transport im Wärmesektor erreicht, was auf die relativ hohe Endenergienachfrage und damit entsprechende Stromerzeugungskosten, bedingt durch die Umwandlungsverluste der PtG-Technologie im Wärmesektor, zurückzuführen ist. Insgesamt stellt aus der Sicht des Energiesystems PtH₂ im Verkehr und in der Industrie die günstigste Alternative dar. Die dazugehörigen spezifischen CO₂-Vermeidungskosten in €/t_{CO₂} liegen sogar unter den Kosten aus der Fortschreibung des NEP-Strom 2017B (in der Industrie sogar bezogen auf die Gesamtkosten), da in diesen Fällen die PtH₂-Technologie ihre Vorteile besonders stark ausspielen kann (d.h. günstige Flexibilisierungsoption bei geringer Nachfrage und damit geringen Umwandlungsverlusten). Die höchsten Gesamtkosten werden hingegen im Verkehr durch die Kosten der Fahrzeuge und Lade- bzw. Betankungsinfrastruktur verursacht. In den beiden Szenarien „Schnelle Energiewende“ und „Fokus PtG“ wird der Vorteil der PtG-Technologie gegenüber dem „all electric“ Fall besonders deutlich.

Durch die hohen Kosten der stationären Batterien als saisonaler Speicher machen die Gesamtkosten in dem „all electric“ Fall das 2 bis 4-fache der Gesamtkosten des entsprechenden PtG-Falls aus. Auch hier kann die PtG-Technologie aus der Sicht des Energiesystems besonders günstig in der Industrie und im Verkehr eingesetzt werden. Das Szenario „Fokus PtG“ weist zudem grundsätzlich höhere Kosten im Vergleich zum

Szenario „Schnelle Energiewende“ aufgrund des erhöhten Energiebedarfs auf. Insgesamt sind die verschiedenen Sektoren und Szenarien jedoch relativ schwer untereinander vergleichbar, da hier die von uns angenommene Endenergienachfrage per definitionem stark divergieren kann, die jedoch einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse hat.

Ein weiteres Ergebnis der hier durchgeführten Sensitivitätsanalysen ist, dass der Stromtransit nicht nur den Leistungszubau erhöht, sondern auch einen Einfluss auf die Betriebsweise der Kraftwerke und der Speichereinrichtungen hat und damit aufgrund der in dieser Studie gewählten Methodik den Speicherbedarf erhöht. Steigende Energiepreise führen zu höheren Kosten des Supply Side Managements (d.h. des Einsatzes der regelbaren meist fossiler Kraftwerke) sowie zum Ausweichen auf zusätzliche Speicherkapazitäten als nächst günstigere Alternative zur Flexibilisierung des Energiesystems. Im Gegensatz dazu hat der Must-Run-Anteil an der Stromproduktion der Braunkohlekraftwerke kaum Einfluss auf die Modellergebnisse.

Die Sensitivitätsanalyse bestätigt darüber hinaus, dass zwischen dem PKW-Bestand (z. B. bedingt durch künftige Car-Sharing-Konzepte) und den Energie- bzw. Gesamtkosten ein linearer Zusammenhang besteht: eine niedrigere PKW-Anzahl reduziert durch verringerte Energienachfrage auch direkt die entsprechenden Kosten der Energiebereitstellung und der Endanwendungen selbst. Dafür hat auch der Schwerlastverkehr einen signifikanten Einfluss auf den Energiebedarf und kann ihn im Vergleich zum PKW-Verkehr sogar verdoppeln. Die ex-post Analyse der EE-Potenziale zeigt schließlich, dass durch den massiven Zubau an EE-Anlagen zur Deckung der Stromnachfrage aus anderen Verbrauchssektoren die Potenzialgrenzen in ausgewählten Szenarien/Anwendungsfällen bzw. Regionen erreicht werden können. Dies würde sich bei einer ganzheitlichen Betrachtung aller Sektoren gleichzeitig umso kritischer auf die Ergebnisse dieser Studie auswirken.

Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen, dass die PtG-Technologie das Potenzial einer wichtigen Stütze im Energiesystem bei Umsetzung der Energiewende hat. Durch gleichzeitige Nutzung der Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff als universellem Energieträger und als Flexibilisierungsoption zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromeinspeisung kommen in den untersuchten Fällen die Synergieeffekte der PtH₂ und PtCH₄-Technologie schon kurzfristig zum Tragen. Dabei überwiegen in den meisten Fällen die Vorteile der PtG Technologie im Sinne der guten Energiespeicherbarkeit die Nachteile aus den zusätzlichen Umwandlungsverlusten bei der H₂- bzw. CH₄-Produktion. Dies tritt insbesondere langfristig in Verbindung mit ambitionierten Klimaschutzzielen zum Vorschein, was insbesondere am Vergleich der Gesamtkosten zwischen dem „all electric“ und den PtG- Anwendungsfällen deutlich wird. Darüber hinaus entlastet die PtG Technologie das Stromnetz, der Energietransport alleine begründet jedoch nicht den Vorteil von PtH₂ bzw. PtCH₄, da bis 2050 kein zusätzlicher Bedarf an Stromnetzausbau

über den NEP-Strom 2017B hinaus besteht und die Transportkosten nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen.

Dennoch kann ein öffentlicher Akzeptanzmangel den Stromtransportnetzausbau behindern, während die Gasleitungen bereits verfügbar sind und zukünftig verstärkt für den Transport von Wasserstoff oder synthetischem Methan eingesetzt werden können. Die PtG-Technologie kann damit als eine sinnvolle Ergänzung zu der „all electric“ Lösung insbesondere im Verkehr und in der Industrie betrachtet werden, da auf diese Weise die CO₂-Emissionen besonders kostengünstig reduziert werden können. Die Markteinführung der PtG-Technologie erfordert jedoch entsprechende Vorarbeiten zum Aufbau, der Erprobung und zur Etablierung der Technologie, mit denen schon kurzfristig begonnen werden sollte, damit die ambitionierten Klimaschutzziele rechtzeitig erreicht werden können.

Offene Fragestellungen

Die durchgeführten Analysen beruhen auf einer Reihe von Vereinfachungen, die als offene Fragestellungen in weiterführenden Arbeiten näher betrachtet werden können. Zum Beispiel blendet die Reduzierung des Strom- und Gasnetzes auf vier Knoten eine Reihe von netztechnischen Restriktionen aus, die den Ausschlag in die eine oder andere Richtung geben können. Dabei kann insbesondere der netzdienliche Einsatz der flexiblen Kraftwerke und Speicher den Stromnetzausbau weiter reduzieren. Auch die Kapazitätsgrenzen des Gasnetzes, die in dieser Betrachtung nur ex-post betrachtet wurden, können insbesondere in langfristigen Perspektive näher beleuchtet werden. Das trifft auch auf die Optionen und die damit verbundenen tatsächlichen Kosten des Umbaus von Teilen des Erdgas- in ein Wasserstoffrohrleitungsnetz zu. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass das Transportnetz aus ökonomischer Perspektive nicht alleine für den Nutzen der PtG Technologie ausschlaggebend sein wird.

Eine weitere Vereinfachung der Studie stellt die Annahme dar, dass besonders kostengünstige Salzkavernen zur „saisonalen“ Gasgroßspeicherung und die damit gekoppelten PtG-Anlagen nur im Norden von Deutschland zur Verfügung stehen. In Wirklichkeit kann die Elektrolyse auch dezentral zum Beispiel direkt an einer H₂-Tankstelle eingesetzt werden. In diesem Fall würde die Speicherkapazität der auf den Norden beschränkten Salzkavernen für solche Anlagen nicht zur Verfügung stehen oder müsste ggf. über ein entsprechendes Gasverteilnetz daran angeschlossen werden. Damit werden für diesen Fall die PtG-Vorteile über- und ihre Kosten unterschätzt. Eine detaillierte Sensitivitätsanalyse von verschiedenen Netztopologien in Bezug auf die regionale Anlagenverteilung könnte hier tiefere Einsichten ermöglichen.

Das Ergebnis der Modellierung zeigt, dass vor allen Dingen die endverbrauchernahen Kosten (BEV- bzw. FCEV-Fahrzeuge, Batterieladeeinrichtungen bzw. Wasserstoff-Tankstellen) für den „all-electric“ Fall höher sind als für beide PtG-Fälle. Verschiedentlich

wurde die Vermutung geäußert, dass die Anpassungskosten zur Integration einer konsequenten Ladeinfrastruktur bei einer hohen Fahrzeugparkdurchdringung mit BEVs in kommunalen Verteilnetzen langfristig deutlich höher ausfallen werden als die für die Errichtung einer flächendeckenden Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur für Pkw (Kosten für Transformatoren, Leitungen sowie stationärer Batteriespeicher auf Nieder- und Mittelspannungsebene). Eine aktuelle Studie hat z.B. Investitionen für die Verteilnetzverstärkung von 69 Mrd. € (BEV) und 22,5 Mrd. € (FCEV) berichtet ohne jedoch die Annahmen im Detail zu kommunizieren [FZJ 2017]. Aktuelle Arbeiten gehen hier weiter ins Detail und werden binnen eines Jahres neue Einsichten zur Verteilnetzertüchtigung für beide Antriebstechnologien machen.

Darüber hinaus liefert die Analyse das volkswirtschaftliche Optimum des Energiesystems, ohne jedoch auf die betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen Rücksicht zu nehmen. So werden z.B. die höchsten Gesamtkosten im Basisszenario im Verkehr ermittelt, während aus betriebswirtschaftlicher Sicht im Verkehr die höchsten Preise erzielt werden können, da sich H_2 und CH_4 als Kraftstoffe durch den größten Marktwert auszeichnen. Dies kann daher für die Industrie als Indiz für frühe Marktchancen interpretiert werden. Auch ist es fraglich, ob z.B. Elektrolyseure unter den in dieser Studie ermittelten Annahmen (Jahresbetriebsstunden, Kostendegression mit Serienherstellung, tatsächliche Strompreisentwicklung, etc.) tatsächlich betriebswirtschaftlich sinnvoll betrieben werden können. Ein Abgleich der regulatorischen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit den volkswirtschaftlichen Ergebnissen dieser Studie würde daher zusätzliche Einsichten in den Nutzen der PtG-Technologie für verschiedene Marktakteure ermöglichen.

Schließlich wurde in dieser Studie eine Sektorenkopplung zwischen Stromsektor und nur je einem weiteren Verbrauchssektor analysiert. Eine vollumfängliche Betrachtung des gesamten Energiesystems (d.h. aller Sektoren simultan), auch unter Berücksichtigung der Energienachfragen aus bisher hier noch nicht betrachteten EE-Stromanwendungen wie z.B. für Lkw-Verkehr, Luft- und Schifffahrt, etc.), würde das Verständnis der die Rolle der PtG-Technologien weiter verbessern.

Abschließend weisen wir darauf hin, dass die volkswirtschaftlichen Kosten als Bruttokosten ausgewiesen wurden. Das heißt, dass sie Investitionen beinhalten, die in Zukunft ohnehin getätigt werden müssen (z.B. in Fahrzeuge, die altersbedingt in Zukunft ohnehin ersetzt werden müssen). Durch einen Abgleich der Ergebnisse mit den vermiedenen Kosten aus der Fortschreibung der fossilen Welt (z.B. vermiedene Kosten der Ölimporte, etc.) könnten die eigentlichen Zusatzkosten der Energiewende und der Sektorenkopplung noch detaillierter beziffert werden.

6 LITERATUR

- [ABB 2017] ABB: Schlüssel zur erfolgreichen Elektromobilität, 2017
- [BMU 2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, 1. Auflage, Stand: Juli 2012
- [BMVBS 2012] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Kosten energierelevanter Bu- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden, 2012
- [BMVI 2015] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland, 2015
- [BWP 2015] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: BWP-Branchenstudie 2015, 2015
- [DECC 2016] DECC: Desk study on the development of a hydrogen-fired appliance supply chain, July 2016
- [DLR et al. 2015] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), KBB Underground Technologies GmbH (KBB); Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff – Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.; February 2015.
- [DLR/KIT 2016] DLR/KIT: Laden 2020 – Konzept zum Aufbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur in Deutschland von heute bis 2020, 2016
- [EC 2013] COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT, IMPACT ASSESSMENT, Accompanying the document Proposal for a Directive on the deployment of alternative fuels infrastructure {COM(2013) 18 final} {SWD(2013) 6 final}, SWD(2013) 5 final, Part I
- [Eckhardt 2011] C.F. Eckhardt et al., Gesteuertes Laden V2.0. Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-2-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-

- Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur, in BMU-Forschungsbericht. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 1-754; BMU-Forschungsbericht. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2011
- [Egerer 2016] Jonas Egerer; Open Source Electricity Model for Germany (ELMOD-DE); Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin 2016. Daten verfügbar unter: http://www.diw.de/de/diw_01.c.528493.de/forschung_beratung/nachhaltigkeit/umwelt/verkehr/energie/modelle/elmod.html#ELMOD-DE
- [EuPD 2008] EuPD Research: Factsheets zu Photovoltaik in den Bundesländern, Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.), Bonn, 2008
- [FNB 2017] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, September 2017
- [FZJ 2017] D. Stolten, M. Robinius et.al.: Comparative analysis of infrastructures // Hydrogen fuelling and electric charging of vehicles, Studie des Forschungszentrums Jülich für die H2 Mobility Deutschland, Oktober 2017.
- [IWES 2013] Fraunhofer, IWES: Energiewirtschaftliche Bedeutung von Offshore-Windenergie, 2013
- [LBD 2012] LBD Beratungsgesellschaft, Einbindung von ZuhauseKraftwerken in Smart Grids, Kurzgutachten im Auftrag der LichtBlick AG, März 2012
- [Mallig et al. 2015] Nicolai Mallig, Michael Heilig, Christine Weiss, Bastian Chlond, Peter Vortisch; Modelling the Weekly Electricity Demand Caused by Electric Cars; Procedia Computer Science 52, (2015) 444-451.
- [McKinsey 2010] McKinsey: A portfolio of power-trains for Europe: A fact-based analysis, 2010
- [NPE 2015] Nationale Plattform Elektromobilität: Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland, 2015
- [Probst 2014] Alexander Probst, Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung, Dissertation, Institut für

Energieübertragung und Hochspannungstechnik der
Universität Stuttgart, 2014

[Renault 2016]

Renault: Renault Zoe – Preise und Ausstattung, Oktober
2016

[Uni Linz 2009]

Johannes Kepler Universität Linz, Energie Institut:
Ökologisch, energetische und ökonomische Bewertung des
Heizsystems Wärmepumpe im Vergleich zu anderen
Heizsystemen

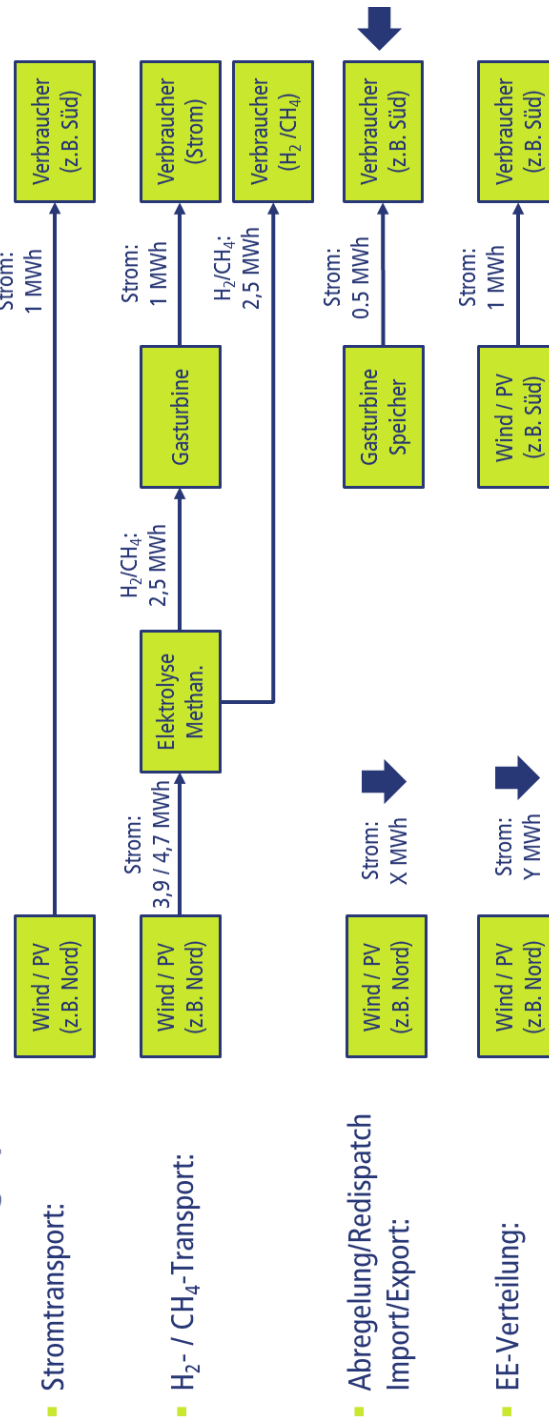
7 ANHANG

7.1 Flexibilisierungsoptionen im Stromsystem und deren Berücksichtigung im Modell

Flexibilisierungsoptionen in der Marktsimulation nach Merit-Order

- Supply Side Management (SSM) : Einsatz regelbarer Kraftwerke bzw. Abregelung der EE-Anlagen
- Demand Side Management (DSM): verschiebbare und abschaltbare Lasten und/oder aktiver Im- und Export
- Speicher: Pumpspeicher, Batterien, H₂-Röhren- und -Kavernenspeicher, CH₄-Speicher

Flexibilisierungsoptionen in der Netzsimulation



	Vorteile	Nachteile	Umsetzung im Modell
SSM	Einfache Umsetzung Relativ geringe Kosten (bei Nutzung)	Kapitalintensiv (konv. KW) Ggf. CO ₂ -Emissionen (konv. KW) Potenzialgrenzen (EE-Abregelung)	Simultane Optimierung des Betriebs und Ausbaus des KW-Parks (max. 5% EE-Abregelung)
DSM	Geringer Infrastrukturbedarf Relativ geringe Kosten (verschiebbar)	Begrenzte Potenziale Kurze Dauer	Verschiebbar: 2,5 GW/3h/25 €/MWh Abschaltbar: 2,5 GW/206 €/MWh kein aktiver Außenhandel
Speicher	Bessere EE-Ausnutzung Vermeidung des Netzausbaus	Kapitalintensiv Schlechter Gesamtwirkungsgrad	Stündliche Simulation der Speicher
Stromtransport	Direkte Stromnutzung Guter Wirkungsgrad	Kapitalintensiv (neue Leitungen) Politischer Widerstand Ausfallrisiko	Simulation der Übertragung zwischen den Netzknoten gemäß der Netztopologie
H ₂ / CH ₄ -Transport (ggf. mit Rückverstromung)	Vermiedener Stromnetzausbau Synergieeffekte	Schlechter Gesamtwirkungsgrad Ausfallrisiko	Bestimmung der optimalen Übertragung zwischen den Netzknoten
Abregelung/Redispatch Import/Export	Vermiedener Stromnetzausbau Relativ geringe Kosten (bei Nutzung)	Begrenztes Potenzial Eingriff in das Marktgeschehen Kapitalintensiv (Speicher)	Abregelung/Redispatch: +/- 5% Import/Export: +/- 10% Notfallspeicher erlaubt
EE-Verteilung	Vermeidung des Netzausbaus Relativ geringe Kosten	Begrenztes Potential Politischer Widerstand	Annahme im Modell

7.2 Details zur Analyse der Netzknoten für die Strom-, CH₄- und H₂-Netze Zu Kapitel 3.3.11.2

Die der optischen Auswertung nach Einzelkriterien zugrunde liegenden Grafiken sind in Abbildung 86, Abbildung 87 und Abbildung 88, a) und b) sowie in Abbildung 89 gezeigt.

A – Schwerpunktdefinition aus Sicht Bevölkerungsdichte

Die Bevölkerungsdichte ist insbesondere ein guter Indikator für die Energieversorgung von Mobilitätsbedarf und Haushaltswärme. Die jeweiligen Flächenschwerpunkte wurden so gelegt, dass sie die Populationszentren berücksichtigen (siehe Abbildung 86).

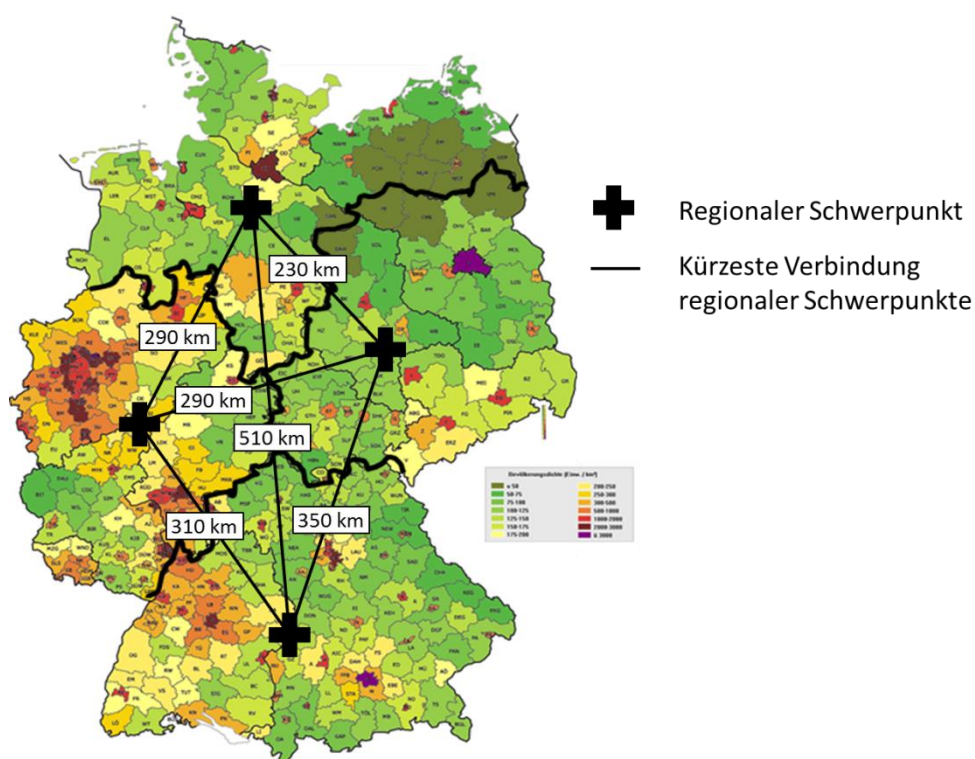


Abbildung 86: Gemittelte Transportvektoren für Strom und Gas – in Perspektive der Bevölkerungsdichte (uni-direktional für DC-Strom und Methangas heute; bi-direktional für AC-Strom, Wasserstoffgas und Methangas künftig)¹²

¹² Quelle: Wikipedia, fremantleboy, Marcel Krüger:
https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Bev%C3%B6lkerungsdichte_Landkreise.PNG, Infrastrukturergänzungen durch LBST.

In der Region Nord beeinflussen Hamburg bzw. dessen Metropolregion mit ca. 4,6 Mio. Einwohnern, Bremen sowie Hannover die Schwerpunktbildung. Daneben gibt es einige mittelgroße Städte wie Osnabrück, Braunschweig oder Rostock im Osten der Region Nord, die jedoch entsprechend weniger zur Schwerpunktbildung beitragen.

Im Westen bestehen Zentren im Rhein-Ruhrgebiet und im Raum Frankfurt-Rüsselsheim-Wiesbaden-Darmstadt.

Im Osten bestehen neben den Ballungsräumen Berlin-Potsdam auch solche um Dresden, aber eindeutig auch ein stark industriell geprägter Schwerpunkt im Raum Leipzig-Halle-Erfurt-Chemnitz.

Der Flächenschwerpunkt in Süddeutschland ist geprägt durch die Mittelung des Raumes Karlsruhe-Mannheim-Ludwigshafen, sowie Stuttgart, München-Augsburg sowie Nürnberg. Auch die Räume Würzburg und Schweinfurt haben einen Einfluss auf die Schwerpunktbildung und ziehen diesen tendenziell geringfügig nach Norden.

B – Schwerpunktdefinition aus Sicht der Chemieindustriecenter

Die Schwerpunktfindung ist aus Sicht der Falluntersuchung H₂ für den Aufbau einer zu Beginn zunächst dedizierten H₂-Transportinfrastruktur für die Chemieindustrie wichtig. In Absprache mit den Auftraggebern wurden die Raffinerien dabei allerdings zunächst ausgenommen. Da es aber vereinfachend für alle Anwendungsfälle (Mobilität, Haushaltswärme, Industrieinsatz) nur einen gemeinsamen Flächenschwerpunkt geben soll, ist die Aufgabe dieser Betrachtung sicherzustellen, dass der Flächenschwerpunkt auch aus der industriespezifischen Sicht passend ist (siehe auch Abbildung 87).

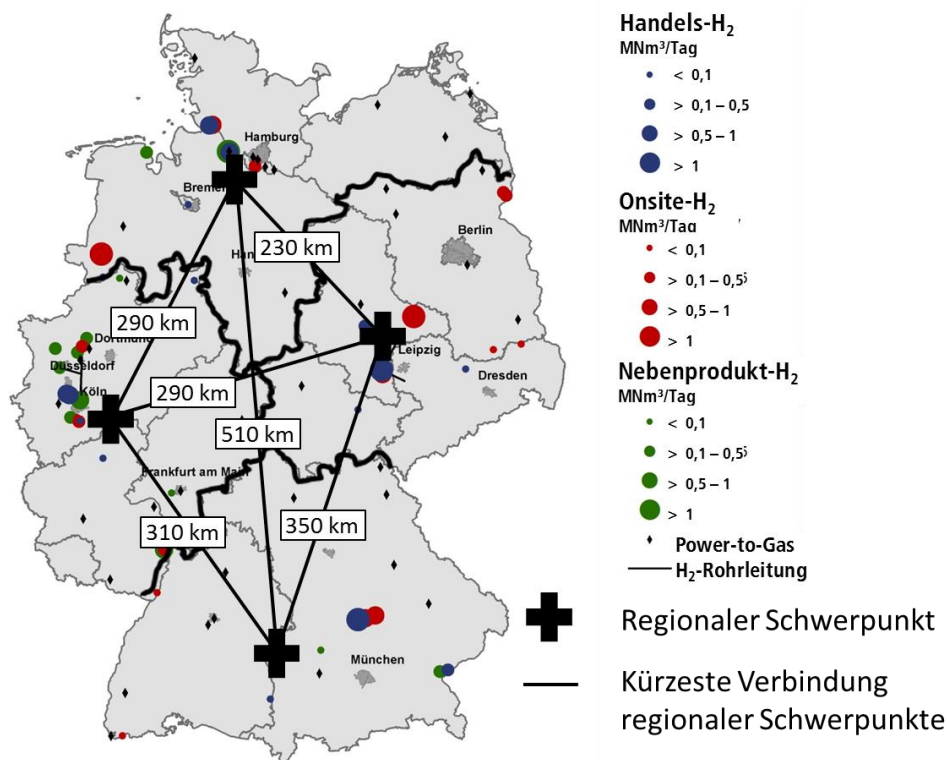


Abbildung 87: Gemittelte Transportvektoren für Strom und Gas – in Perspektive der deutschen Chemieindustriestandorte (uni-direktional für DC-Strom und Methangas heute; bi-direktional für AC-Strom, Wasserstoffgas und Methangas künftig)

Der Schwerpunkt der norddeutschen Chemieindustrie liegt im Raum Hamburg-Stade-Brunsbüttel-Heide, mit weiteren Standorten im Raum Wilhelmshaven sowie Salzbergen-Ibbenbüren. Die Schwerpunktsetzung nach A im Raum Hamburg-Bremen passt daher sehr gut. Das Gleiche gilt für die Region West, wo die Chemieindustriezentren im Rheinland und im Raum Frankfurt-Ludwigshafen angesiedelt sind. Auch der hierfür in A gewählte Flächenschwerpunkt passt daher ausgezeichnet. In der Region Ost befindet sich der Chemieindustrieschwerpunkt insbesondere im Raum Bitterfeld-Leuna. Damit passt auch der bereits in A gewählte Schwerpunkt für diese Region. Unter Vernachlässigung der Räume Ingolstadt sowie Karlsruhe (= Raffinerien) bestehen in der Region Süd nur wenige und breit verstreute Chemieindustriecenter. Die Schwerpunktwahl für den Raum Süd ist daher hier eher von untergeordneter Bedeutung.

C - Schwerpunktdefinition aus Sicht des Aufkommens erneuerbaren Stromes

Aus Abbildung 88 (a) und (b) ist die ungleiche Verteilung der EE-Quellen zu erkennen, Onshore-Windenergie zur Windstromerzeugung vornehmlich in der Region Nord, Solareinstrahlungspotenziale zur PV-Stromerzeugung vornehmlich im Raum Süd, und zwar

breit verteilt über diese Regionen. Da die gewählten Flächenschwerpunkte im Norden und Süden etwa in der Mitte gewählt wurden, dürfte die Auswahl auch repräsentativ aus Sicht dieses Kriteriums sein. Abbildung 89 zeigt zusätzlich die Orte der Offshore-Windenergie-Anlandepunkte, die sich ebenfalls breit über die gesamte Region Nord verteilen, jedoch mit einem Fokus im Westen, sodass auch hierzu der in A gewählte Flächenschwerpunkt passt.

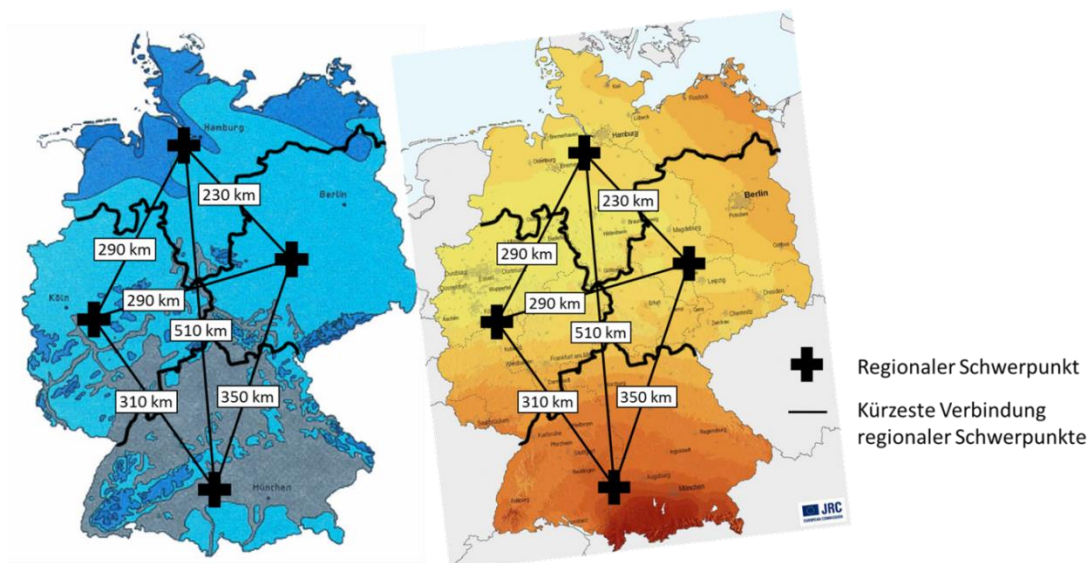


Abbildung 88: Gemittelte Transportvektoren für Strom und Gas – in Perspektive der (a) Windenergie¹³ bzw. (b) Solareinstrahlungspotenziale¹⁴ (uni-direktional für DC-Strom und Methangas heute; bi-direktional für AC-Strom, Wasserstoffgas und Methangas künftig)

¹³ Quelle: BINE Basisinfo: Verteilung der Windgeschwindigkeit in Deutschland. © DWD, Offenbach: <http://www.bine.info/publikationen/basisenergie/publikation/windenergie/wind-ist-sonnenenergie/>.

¹⁴ Quelle: JRC European Commission: <http://www.renewable-energy-concepts.com/german/sonnenenergie/basiswissen-solarenergie/geografische-lage-kwhm2.html>).

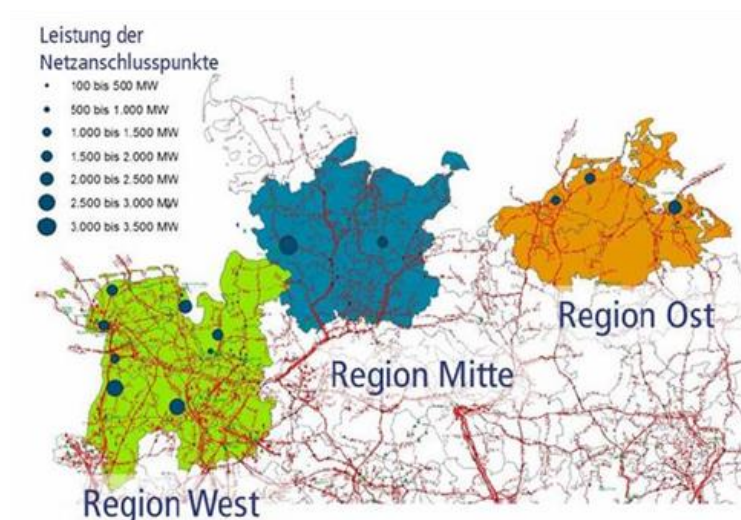


Abbildung 89: Geplante Offshore-Windenergie-Anlandepunkte nach NEP 2015 (Quelle: LBST)

Zu Kap. 3.3.11.4

Als Vorbemerkung zu den Annahmen für den inkrementellen Zubau aller Transportnetze wird hier darauf hingewiesen, dass das Simulationsmodell einen Kapazitätsausbau der jeweiligen Transportnetze anfordert und sich dabei der hier zusammengestellten und tabellierten spezifischen Transportkostendaten bedienen wird. Ein wichtiger Aspekt dabei ist, dass mit den jeweiligen Leitungen nach oben begrenzte maximale Transportkapazitäten verknüpft sind. Gibt das Simulationsmodell also einen Transportkapazitätsausbau von mehr als der maximalen Transportkapazität einer Leitung (z.B. 2 GW im Falle eines HGÜ-Erdkabels) vor, so wird das Modell inkrementell eine oder mehrere weitere Leitungen entsprechend dem Bedarf zubauen. Diese können dann natürlich gedacht auch an verschiedenen Orten die Regionengrenzen überschreiten.

Selbst wenn im oben genannten Fall einer Kapazitätsgrenze von 2 GW diese durch einen Bedarfszuwachs von z.B. 200 MW überschritten wird, macht der Zubau Sinn, da dann beide zugebauten Leitungen entsprechend z.B. bei etwa der halben Kapazitätsauslastung von 1,1 GW betrieben werden könnten.

AC-Strom

Für die Analysen in dieser Studie wurde vereinbart, dass zusätzlich erforderliche und von der Modellierung ermittelte Stromkapazitäten ausschließlich über DC-Kabel (= HGÜ-Leitungen) beigestellt werden. Zusätzliche AC-Transportkapazitäten werden also in dieser Studie nicht berücksichtigt.

DC-Strom

Eine Analyse nutzbarer und zitierfähiger Kosten für den Neubau von HGÜ-Leitungen ergab folgende Informationen:

Tabelle 32: Vergleich spezifischer Investitions- und Betriebskosten für DC-Verkabelungen aus der Literatur

Hintergrund	Annahmen	Spezifische Kosten	Quelle
Freileitung (Neubautrasse)	Bis zu 4 GW pro Leitung	1,5 M€/km	NEP Strom 2030
Erdkabel (Neubau)	Bis zu 2 GW bei durchschnittlichen Gegebenheiten	4 M€/km	NEP Strom 2030
Südlink Freileitung (Neubau) ohne Umrichter	700 km, 4 GW, Investition: 1,8 Mrd. €, Betrieb: 3000 €/km*a	2,6 M€/km	Infranetz AG Ingenieurbüro, 2014
Südlink Erdverkabelung (Neubau) ohne Umrichter	700 km, 3 GW, Investition: 1,7 Mrd. €, Betrieb: 1000 €/km*a	2,4 M€/km	Infranetz AG Ingenieurbüro, 2014
BMU-Analyse für Deutschland Freileitung unter Vernachlässigung von Gutachterkosten	760 km, 4 GW	2,5 M€/km	BMU/IZES, 2011
INELFE Leitung (Spanien) Erdverkabelung inkl. Umrichter	65 km, Investition: 0,7 Mrd. €	10,7 M€/km	Infranetz AG Ingenieurbüro, 2015
DC-Konverterstation	2 GW	0,2 M€/MW, für eine Leitung mit 2 GW Kapazität also $2 * 2.000 \text{ MW} * 0,2 \text{ M€/MW} = 0,8 \text{ Mrd. €}$	NEP Strom 2030
Südlink-Analyse Freileitung	760 km, 4 GW	Differenzanalyse ergibt Investitionskosten für den Umrichter von 0,64 Mrd. €	Infranetz AG Ingenieurbüro, 2015

Für die Analysen in dieser Studie wurde die Verlegung von HGÜ-Erdkabeln vereinbart. Außerdem wurde die obere Bandbreite von 4 M€/km als erwartbare Investitionskosten gewählt und zusätzlich die inkrementelle Leistung einer HGÜ-Leitung auf 2 GW festgeschrieben. Des Weiteren wurden die Investitionskosten der Inverter nach dem NEP Strom 2030 auf 0,2 M€/MW pro Station oder für eine Leitung mit 2 GW Kapazität 0,8 Mrd. € gewählt. Diese sind kilometerunabhängig zu den Investitionskosten für die Leitungen zu addieren. Zusammengefasst lassen sich die in Tabelle 33 gezeigten Annahmen für ein HGÜ-Erdkabel extrahieren:

Tabelle 33: Zusammenfassung der HGÜ-Erdleitungskosten

Typ	Investition Kabel [M€/km]	Investition Umrichter [Mrd. €]	Inkrement (Leistung pro Leitung) [GW]
Erdleitung	4,0	0,8	2,0

Methangas

Da wir im ersten Schritt keinen Methangasnetzzubau zulassen, ist eine Kostenaufstellung ggfs. erst in einem weiteren Projektschritt erforderlich.

Wasserstoffgas

Sollten dedizierte Errichtungsmaßnahmen für das Wasserstoffnetz berücksichtigt werden, so sind dafür spezifische Kostendaten für den Bau großer Wasserstoff-Hochdruckrohrleitungen erforderlich. Die Literatur gibt allerdings nur wenige Zahlen her. Diese sind in Tabelle 34 zusammengefasst.

Tabelle 34: Vergleich der spezifischen Investitionskosten für die Errichtung einer neuen Wasserstoff-Hochdruckrohrleitung

Hintergrund	Annahmen	Spezifische Kosten [M€/km]	Quelle
Mitteldruckrohrleitung, mittlere Materialkosten, Anteil Materialkosten 18,5%	600 mm, ≤ 10 MPa, 17 m/s, ca. 4 GW Radialverdichter: 22 €/kW _{H₂} (ca. alle 200 km, hier Annahme: 1 Transportverdichter)	Pipeline: 1,3 Verdichter: 0,4 Summe: 1,7	LBST eigene Berechnungen auf Basis von Annahmen von Krieg 2012
Inkrementelle Kosten vs. Erdgasrohrleitungen		Faktor 1,3 ... 1,8	Leighty 1994
Hochdruckrohrleitung angenommen für eine US-Studie		300 ... 600 \$ (in 2007) 678 (für 600 mm)	Ogden 2007

Aus dieser Tabelle lassen sich spezifische Investitions- und Betriebskostendaten von ca. 1,7 M€/km Leitungslänge (inkl. Kompression für die Transportenergie) entnehmen. Mit den Auftraggebern wurde jedoch beschlossen, im verwendeten Modell keinen Rohrleitungsneubau vorzusehen, da dieser vermutlich stark durch mangelnde öffentliche Akzeptanz behindert würde. Stattdessen wurde hier angenommen, dass existierende Rohrleitungen für den Wasserstoffeinsatz ertüchtigt werden, soweit das aktuelle Erdgas-transportnetz dieses zulässt (mindestens zwei parallele Leitungen vorhanden).

Wenn man (im Vergleich zu Erdgas) in erster Näherung von gleichen Kosten für die Wasserstoffverdichter ausgeht¹⁵ und die Investitionen für die Rohrleitungen um 50% reduziert, resultieren daraus Investitionskosten für eine umgerüstete H₂-Rohrleitung von 1,05 M€/km. Zusätzlich geht das Modell von künftig bi-direktionalem Gastransport aus, der nach OGE durch entsprechende Verschaltungen der Verdichterstationen aber grundsätzlich möglich ist.

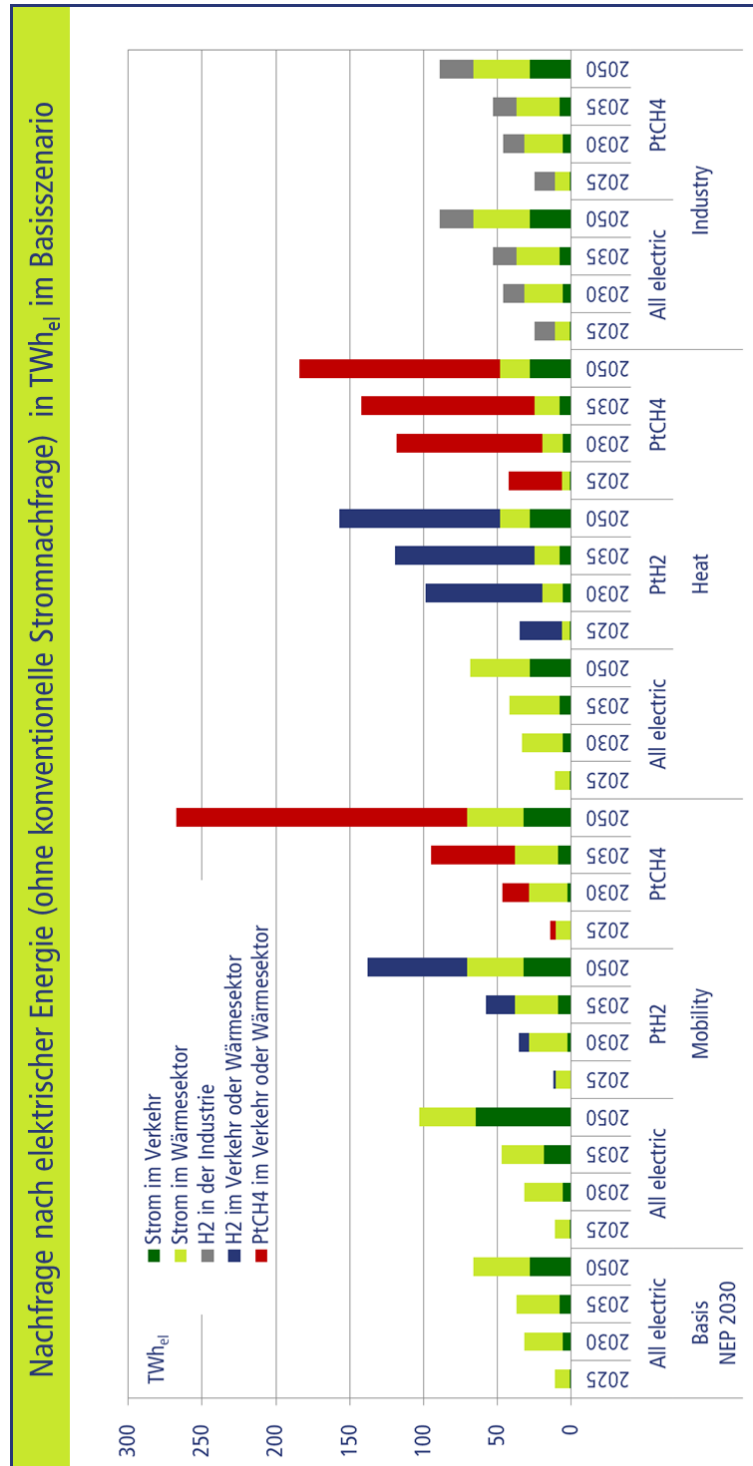
Strom: Hier geht das Simulationsmodell davon aus, dass alle Transportnetzkapazitäten bereits ausgeschöpft sind und bei einer zusätzlichen Nachfrage nach Netzkapazität vom Modell automatisch ein entsprechender inkrementeller Zubau erforderlich wird. Es wurde mit den Auftraggebern vereinbart, dass dieser vereinfachend immer als DC-Strom (= HGÜ) zugebaut wird.

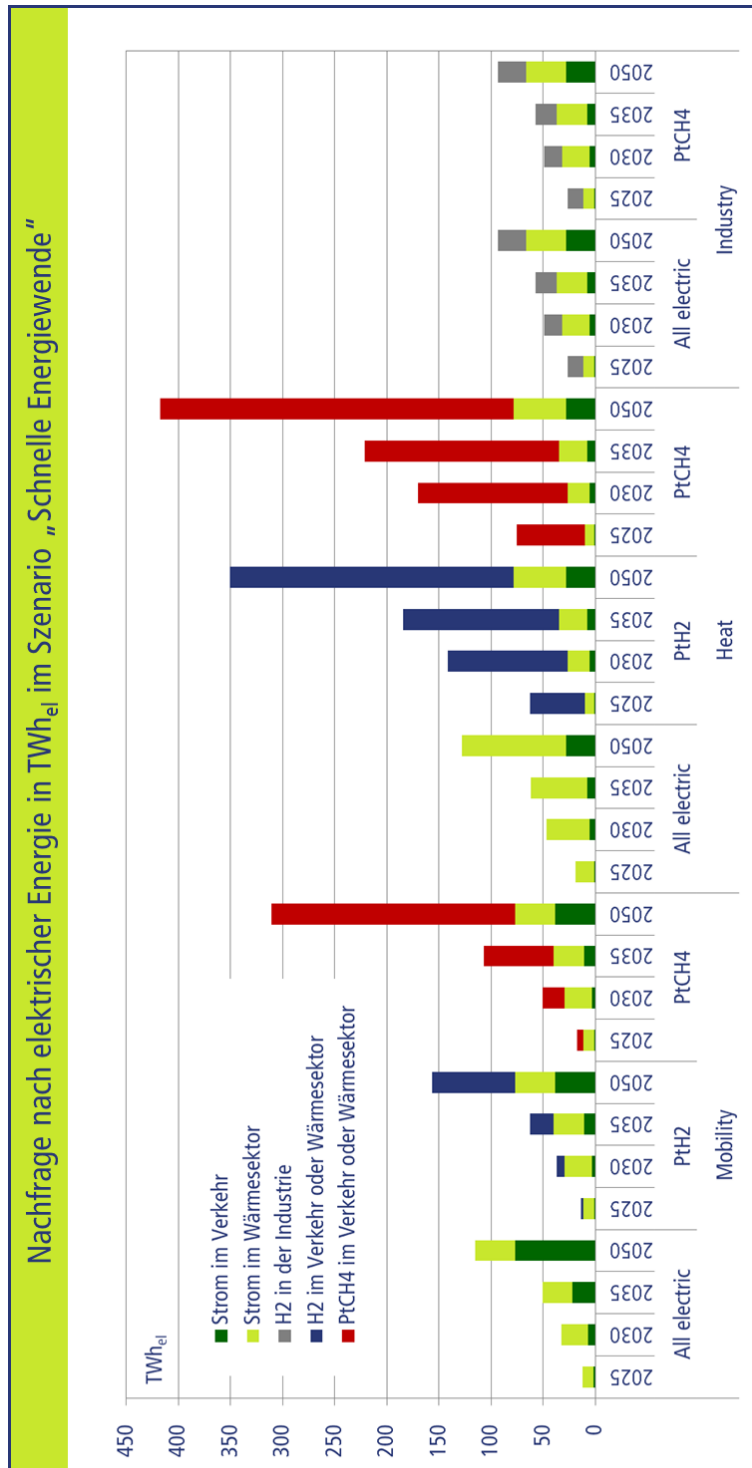
Methangas: Basierend auf der Annahme, dass der Erdgasbedarf zur Zeit sichtbar rückläufig ist, wird hier zunächst durch das Simulationsmodell davon ausgegangen, dass die Transportkapazität des vorhandenen Erdgastransportnetzes ausreicht, um die zusätzlich angeforderte Gastransportkapazität zu befriedigen. Im Rahmen einer Plausibilitätsanalyse wird jedoch im Anschluss durch OGE und LBST auf Basis der OGE vorliegenden Informationen zur Netztopologie und dessen Erweiterungsmöglichkeiten gemeinsam geprüft, ob diese Annahme gerechtfertigt ist.

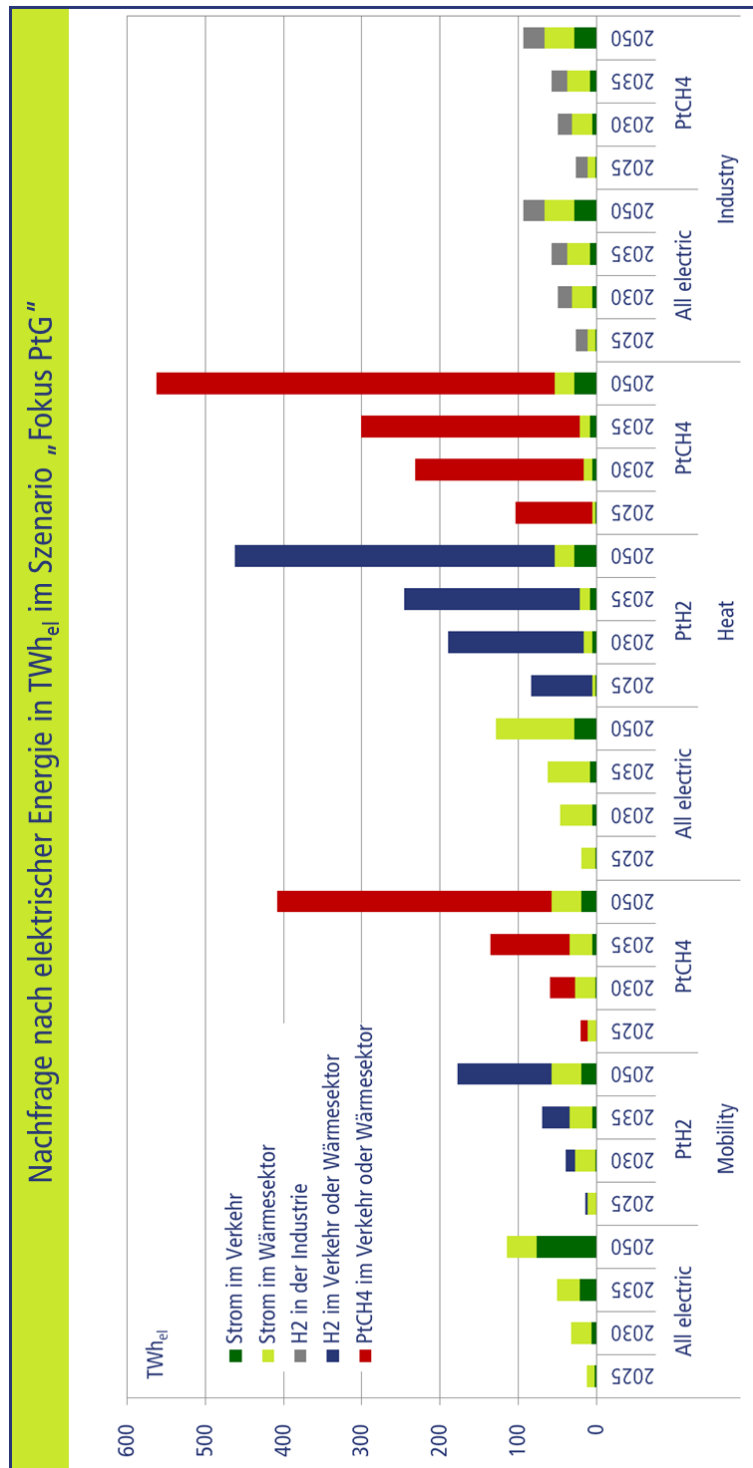
Wasserstoffgas: Wie im Fall der Stromtransportinfrastruktur löst eine zusätzliche inkrementelle Kapazitätsnachfrage seitens des Simulationsmodelles in jedem Fall einen Kapazitätsaufbau des Wasserstoff-Transportnetzes aus. Das „Startnetz“ startet in unseren Simulationsläufen beim Wert „0“. Da die öffentliche Akzeptanz für einen zusätzlichen Gasleitungsnetzneubau sehr niedrig ist, wurde hier davon ausgegangen, dass statt eines H₂-Leitungsneubaues die Umwidmung bestehender Erdgastransportleitungen, wo verfügbar, sinnvoll und für diese Simulationen anzunehmen ist.

¹⁵ Tatsächlich ist die erforderliche Verdichtungsenergie um ca. 10% höher, was in Folge vermutlich auch zu höheren Anlagenkosten für die Verdichter führen dürfte.

7.3 Nachfrage nach elektrischer Energie (ohne konventionelle Stromnachfrage) in TWh_{el} in den betrachteten Szenarien







7.4 Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor und in der Industrie im Basisszenario

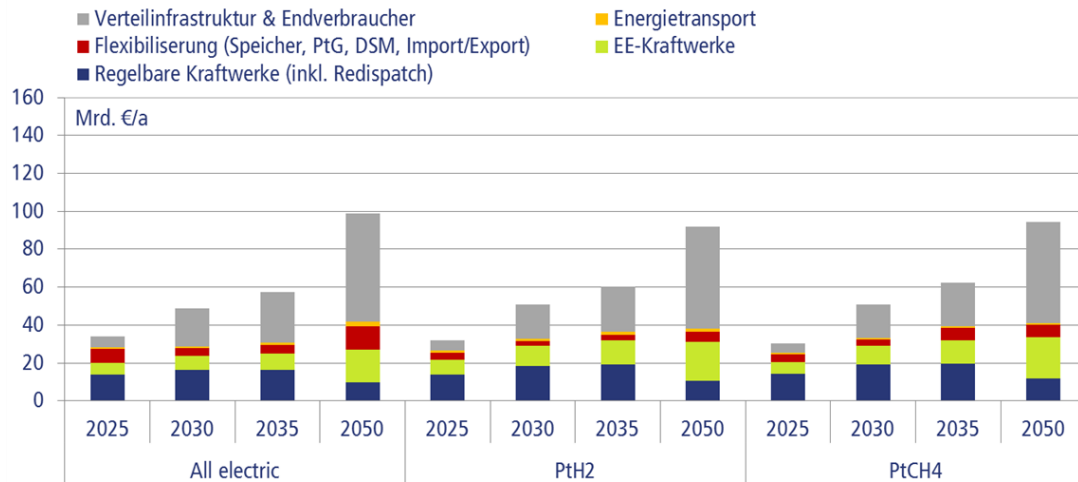


Abbildung 90: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor im Basisszenario

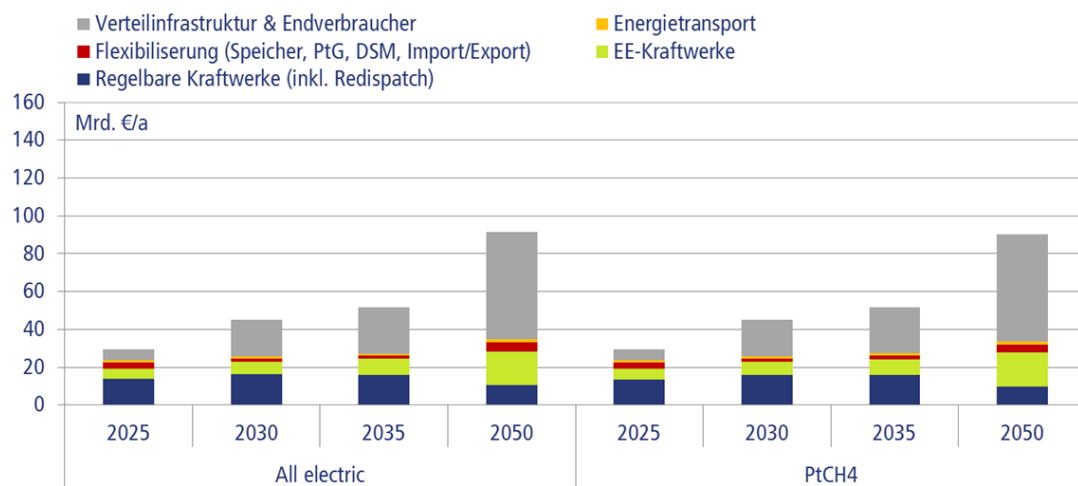


Abbildung 91: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a in der Industrie im Basisszenario

7.5 Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor und in der Industrie im Szenario „Schnelle Energiewende“

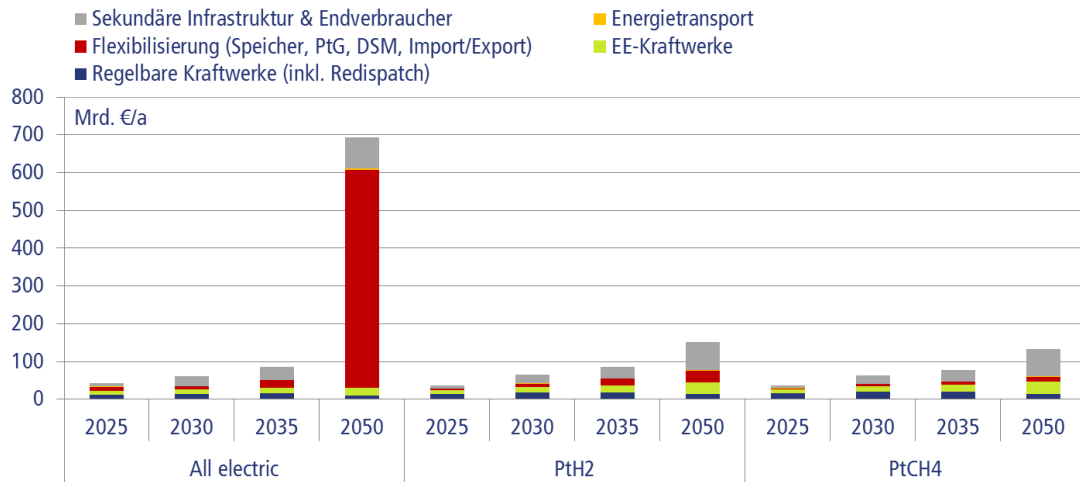


Abbildung 92: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor im Szenario „Schnelle Energiewende“

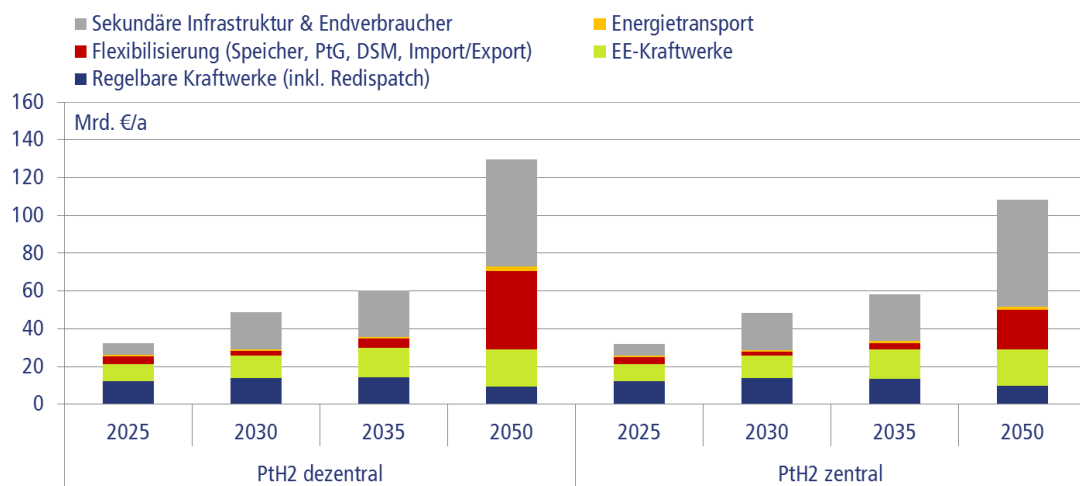


Abbildung 93: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a in der Industrie im Szenario „Schnelle Energiewende“

7.6 Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor und in der Industrie im Szenario „Fokus PtG“

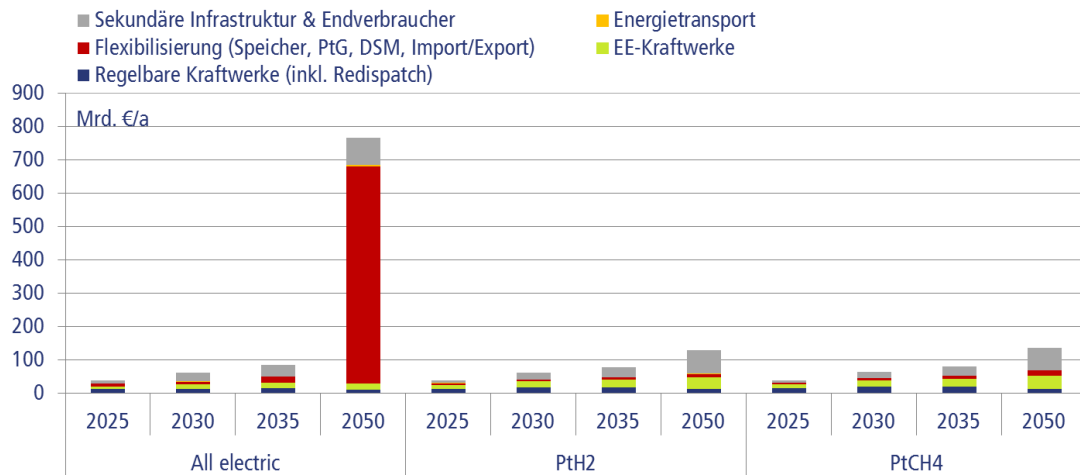


Abbildung 94: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a im Wärmesektor im Szenario „Fokus PtG“

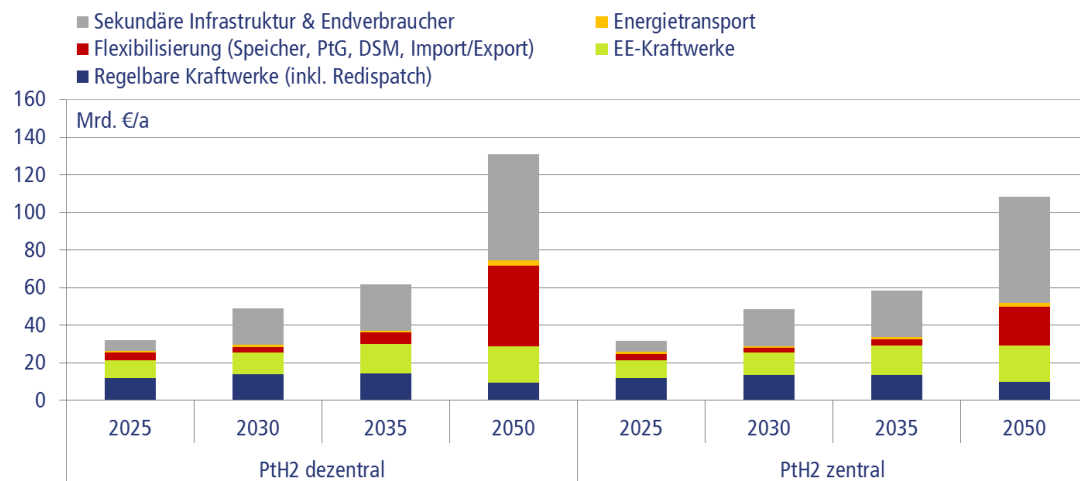


Abbildung 95: Jährliche Gesamtkosten in Mrd. €/a in der Industrie im Szenario „Fokus PtG“

LUDWIG-BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK GMBH

Die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) ist ein Beratungsunternehmen für nachhaltige Energieversorgung und Mobilität. Mit unserer Expertise in Technologien, Märkten und Politik unterstützen wir internationale Kunden aus Industrie, Finanzsektor, Politik und Verbänden bei Fragen zu Strategien, Machbarkeit und Märkten. Acht DAX-Unternehmen vertrauen den zuverlässigen Einschätzungen der LBST zu neuen Entwicklungen in den Bereichen Energiewirtschaft und Mobilität.

Über drei Jahrzehnte kontinuierlicher Erfahrung des interdisziplinären Teams renommierter Experten bilden die Basis der umfassenden Kompetenz der LBST.

Die LBST bietet ihren Kunden:

SYSTEM- UND TECHNOLOGIESTUDIEN	Technologiebewertung und Due Diligence; Energie- und Infrastrukturkonzepte; Machbarkeitsstudien;
STRATEGIEBERATUNG	Produktportfolioanalysen, Identifizierung neuer Produkte und Dienstleistungen; Marktanalysen; politische Analysen;
NACHHALTIGKEITSBERATUNG	Lebenszyklus-Analysen; Carbon Footprint Analysen; Bewertung natürlicher Ressourcen (Energie, Mineralien, Wasser); Nachhaltigkeitsbewertung;
KOORDINATION	Projektmanagement, -begleitung und -bewertung;
ENTSCHEIDUNGSVORBEREITUNG	Studien, Briefings, Expertenkreise, Trainings.

Besondere Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energie (erneuerbare Energie, Energiespeicherung, Wasserstoff und Brennstoffzellen) und Verkehr (Kraftstoffe und Antriebe, Infrastruktur, Mobilitätskonzepte), sowie bei umfassenden Nachhaltigkeitsanalysen.

Ein konsequenter Systemansatz ist Kennzeichen aller Arbeiten. Nur dadurch, dass wirklich alle relevanten Elemente einer vernetzten Welt berücksichtigt werden, können wir unseren Kunden eine vollständige Grundlage für ihre Entscheidungen geben.

Mit ihrem tiefen Verständnis gesellschaftlicher und technologischer Entwicklungen sowie ihrer Unabhängigkeit hilft die LBST ihren Kunden mit objektiven und fundierten Informationen bei nachhaltigen Entscheidungen zur Sicherung ihrer Zukunft.

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

Daimlerstr. 15 · 85521 Ottobrunn

Telefon +49 89 6081100 · Fax +49 89 6099731

Email: info@lbst.de · Web: <http://www.lbst.de>

