



**Universität Stuttgart**  
**IER** Institut für Energiewirtschaft  
und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

**Modellierung von Energiespeichern  
und Power-to-X im deutschen und  
europäischen Energiesystem**

Julia Welsch

Band 136







# **Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem**

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart  
zur Erlangung der Würde einer Doktor-Ingenieurin (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

vorgelegt von

**Julia Welsch**

geboren in Mayen

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Univ.-Prof. Dr. techn. G. Scheffknecht
Tag der Einreichung:	13. Juni 2018
Tag der mündlichen Prüfung:	17. Dezember 2018

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung  
Universität Stuttgart

2018

**ISSN 0938-1228**



**D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)**





## **Danksagung**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Betreuung der Arbeit, die konstruktiven Anregungen und die Übernahme des Hauptberichts. Herrn Univ.-Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht danke ich für die Übernahme des Mitberichts. Ebenso danke ich Herrn PD Dr.-Ing. Markus Blesl für die Unterstützung bei der Erstellung der Arbeit und für die gute Zusammenarbeit in der Abteilung Systemanalytische Methoden und Wärmemarkt. Herrn Dr. rer. pol. Ulrich Fahl gilt mein Dank für die gemeinsame Arbeit in der Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen. Herrn Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek danke ich für die stets konstruktive Zusammenarbeit.

Für die wertvollen Diskussionen und die angenehme Arbeitsatmosphäre bedanke ich mich herzlich bei allen Kolleginnen und Kollegen des IER. Besonders erwähnt seien Natalia Matiz Rubio, Michael Wiesmeth, Lukasz Brodecki, Babak Mousavi, Georgios Savvidis, Nikolai Klempp und Dr. Thomas Haasz.

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie.

Stuttgart, im Dezember 2018

Julia Welsch



## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>V</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>XI</b>
<b>Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>XIX</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>XXI</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Hintergrund und Zielstellung .....	1
1.2 Aufbau der Arbeit.....	4
<b>2 Technisch-ökonomische Charakterisierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen</b> .....	<b>7</b>
2.1 Energiespeichertechnologien.....	8
2.1.1 Stromspeicher .....	8
2.1.2 Thermische Speicher.....	20
2.1.3 Gasspeicher .....	23
2.2 Power-to-Heat.....	24
2.2.1 Elektrokessel in der Fernwärme.....	24
2.2.2 Großwärmepumpe in der Fernwärme .....	25
2.2.3 Elektrischer Heizstab in Haushalten .....	26
2.2.4 Nachtspeicherheizungen in Haushalten .....	26
2.3 Power-to-Gas .....	27
2.4 Elektromobilität.....	28
2.5 Demand Side Management.....	29
<b>3 Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Energiesystemmodellen – Stand der Forschung und Weiterentwicklung</b> .....	<b>31</b>
3.1 Bestehende Modellierungsansätze.....	31
3.2 Modellgenerator TIMES .....	36
3.2.1 Grundstruktur eines TIMES-Modells .....	36
3.2.2 Benutzerdefinierte Restriktionen und Szenarien in TIMES .....	40
3.2.3 Modellierung von Speicherprozessen in TIMES.....	41
3.3 Grundstruktur von TIMES PanEU .....	48
3.3.1 Bereitstellung von Energieträgern und sonstige Energieumwandlung.....	49
3.3.2 Öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung.....	49
3.3.3 Haushalte, GHD und Landwirtschaft.....	50
3.3.4 Transport.....	51
3.3.5 Industrie .....	52

<b>4</b>	<b>Methodik zur Modellierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in TIMES PanEU .....</b>	<b>53</b>
4.1	Erhöhung der zeitlichen Auflösung in TIMES PanEU – Deutschland.....	53
4.1.1	Analyse der notwendigen zeitlichen Auflösung zur Abbildung von Speichern	54
4.1.2	Darstellung der Einspeise- und Nachfrageganglinien .....	60
4.2	Modellierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen .....	65
4.2.1	Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken .....	66
4.2.2	Modellierung von Druckluftspeicherkraftwerken .....	67
4.2.3	Modellierung von stationären Batteriespeichern.....	68
4.2.4	Modellierung von Wärmespeichern und Power-to-Heat in der Fernwärme .....	70
4.2.5	Modellierung von Wärmespeichern und Power-to-Heat in Haushalten .....	71
4.2.6	Modellierung von Nachtspeicherheizungen in Haushalten.....	72
4.2.7	Modellierung von Gasspeichern und Power-to-Gas .....	72
4.2.8	Modellierung von mobilen Batteriespeichern und Vehicle-to-Grid.....	73
4.2.9	Modellierung von Demand Side Management.....	76
4.2.10	Modellierung von Curtailment .....	80
4.2.11	Modellierung der Stromaustauschprozesse zwischen den Regionen .....	81
4.2.12	Flexibilisierungsoptionen im Überblick .....	82
<b>5</b>	<b>Rolle der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem von Deutschland und Europa .....</b>	<b>85</b>
5.1	Konzeption der Szenarien .....	85
5.1.1	Rahmenannahmen .....	85
5.1.2	Szenarienbeschreibung .....	87
5.2	Szenarienergebnisse für Deutschland .....	89
5.2.1	Strombereitstellung in Deutschland .....	89
5.2.2	Nutzung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Deutschland.....	93
5.2.3	Stromspeicher in Deutschland.....	97
5.2.4	Power-to-Heat und Wärmespeicher in der Fernwärme in Deutschland.....	98
5.2.5	Power-to-Heat und Wärmespeicher in Haushalten in Deutschland .....	101
5.2.6	Elektromobilität in Deutschland.....	103
5.2.7	Primär- und Endenergieverbrauch in Deutschland .....	104
5.2.8	Systemkosten in Deutschland.....	106
5.3	Szenarienergebnisse für Europa.....	107
5.3.1	Strombereitstellung in Europa.....	107
5.3.2	Nutzung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Europa .....	109
5.3.3	Systemkosten in Europa .....	112
5.4	Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen .....	112
5.4.1	Ausschluss von CCS .....	113
5.4.2	Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern .....	117

---

5.5	Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse .....	119
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>123</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>129</b>
	<b>Anhang .....</b>	<b>143</b>
A.1	Übersicht über ausgewählte techno-ökonomische Parameter in TIMES PanEU... ..	143
A.2	Szenarienergebnisse .....	148



## Abbildungsverzeichnis

<b>Abb. 1-1:</b>	Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU .....	3
<b>Abb. 1-2:</b>	Struktur der Arbeit .....	5
<b>Abb. 2-1:</b>	Auswahl von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen .....	7
<b>Abb. 2-2:</b>	Einteilung der Energiespeichertechnologien .....	8
<b>Abb. 2-3:</b>	Spezifische Investitionen von Pumpspeichern.....	9
<b>Abb. 2-4:</b>	Spezifische Investitionen von diabaten Druckluftspeichern mit Kaverne.....	13
<b>Abb. 2-5:</b>	Arbeitsspezifische Investitionen von adiabaten Druckluftspeichern mit Kaverne .....	14
<b>Abb. 2-6:</b>	Leistungsspezifische Investitionen von adiabaten Druckluftspeichern mit Kaverne .....	14
<b>Abb. 2-7:</b>	Arbeitsspezifische Investitionen von Lithium-Ionen-Batterien.....	17
<b>Abb. 2-8:</b>	Leistungsspezifische Investitionen von Lithium-Ionen-Batterien .....	17
<b>Abb. 2-9:</b>	Überblick über die spezifischen Investitionen von Stromspeichern.....	19
<b>Abb. 2-10:</b>	Exemplarische Gestehungskosten Stromspeicher.....	19
<b>Abb. 2-11:</b>	Exemplarische Gestehungskosten von Kurzfrist-Stromspeichern im Jahr 2050 in Abhängigkeit der Strombezugspreise .....	20
<b>Abb. 2-12:</b>	Spezifische Investitionen von Warmwasserspeichern in der Fernwärme.....	21
<b>Abb. 2-13:</b>	Spezifische Investitionen von Warmwasserspeichern in Haushalten .....	22
<b>Abb. 2-14:</b>	Spezifische Investitionen des Elektrokessels in der Fernwärme .....	24
<b>Abb. 2-15:</b>	Spezifische Investitionen des Elektroheizstabs in Haushalten .....	26
<b>Abb. 3-1:</b>	Baumstruktur – Timeslice Tree in TIMES .....	37
<b>Abb. 3-2:</b>	Prozesse, Commodities und Commodity-Flows in TIMES.....	38
<b>Abb. 3-3:</b>	Modellierung von bilateralen Austauschprozessen in TIMES .....	40
<b>Abb. 3-4:</b>	Speicherbetrieb des Inter-Period Storage in TIMES .....	41
<b>Abb. 3-5:</b>	Speicherbetrieb des Timeslice Storage innerhalb eines Jahres zwischen den Zeitsegmenten der Ebene SEASON in TIMES .....	43
<b>Abb. 3-6:</b>	Speicherbetrieb des Timeslice Storage innerhalb eines Typtages auf der Ebene DAYNITE in TIMES am Beispiel des Zeitsegmentes R_WD_D.....	45
<b>Abb. 3-7:</b>	Speicherbetrieb des Timeslice Storage innerhalb einer Typwoche auf der Ebene WEEKLY in TIMES am Beispiel des Zeitsegmentes R_WD.....	46
<b>Abb. 3-8:</b>	Grundstruktur von TIMES PanEU.....	48
<b>Abb. 3-9:</b>	Zeitliche Auflösung für Resteuropa ohne Deutschland in TIMES PanEU.....	49
<b>Abb. 3-10:</b>	Modellierung der Sektoren Haushalte, GHD und Landwirtschaft in TIMES PanEU .....	51
<b>Abb. 3-11:</b>	Modellierung des Transportsektors in TIMES PanEU .....	51
<b>Abb. 4-1:</b>	Methodische Herausforderungen bei der Modellierung von Speichern in Energiesystemmodellen .....	53

<b>Abb. 4-2:</b>	Normiertes Standardeinspeiseprofil der Photovoltaik in Abhängigkeit der Jahreszeit .....	55
<b>Abb. 4-3:</b>	Standardlastprofil für Haushalte.....	56
<b>Abb. 4-4:</b>	Zeitliche Auflösung für Deutschland .....	56
<b>Abb. 4-5:</b>	Analyse der Strommenge aus negativer Residuallast bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen in Deutschland.....	58
<b>Abb. 4-6:</b>	Analyse der maximalen Residuallast bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen in Deutschland.....	59
<b>Abb. 4-7:</b>	Analyse der minimalen Residuallast bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen in Deutschland.....	59
<b>Abb. 4-8:</b>	Nachfrageganglinien für den Stromverbrauch im Haushaltssektor in Deutschland.....	61
<b>Abb. 4-9:</b>	Nachfrageganglinien für den Wärme- und Klimatisierungsbedarf im Haushaltssektor in Deutschland .....	61
<b>Abb. 4-10:</b>	Nachfrageganglinien für den Stromverbrauch im GHD-Sektor in Deutschland ... ..	61
<b>Abb. 4-11:</b>	Nachfrageganglinien für den Wärme- und Klimatisierungsbedarf im GHD-Sektor in Deutschland .....	62
<b>Abb. 4-12:</b>	Nachfrageganglinien für die Landwirtschaft in Deutschland.....	62
<b>Abb. 4-13:</b>	Nachfrageganglinien für den Personen- und Güterverkehr in Deutschland.....	62
<b>Abb. 4-14:</b>	Stromnachfrage und Stromlastgang in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen in TIMES PanEU.....	63
<b>Abb. 4-15:</b>	Einspeiseganglinien für Wind- und PV-Anlagen in Deutschland.....	64
<b>Abb. 4-16:</b>	Modellierung von Speichertechnologien in TIMES PanEU .....	65
<b>Abb. 4-17:</b>	Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken in TIMES PanEU.....	66
<b>Abb. 4-18:</b>	Detaillierte Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes in TIMES PanEU ..	67
<b>Abb. 4-19:</b>	Modellierung von Druckluftspeicherkraftwerken in TIMES PanEU.....	67
<b>Abb. 4-20:</b>	Detaillierte Modellierung eines Druckluftspeicherkraftwerkes in TIMES PanEU .....	68
<b>Abb. 4-21:</b>	Modellierung von stationären PV-Batteriespeichern in TIMES PanEU.....	68
<b>Abb. 4-22:</b>	Modellierung von stationären Batteriespeichern im Verteilnetz in TIMES PanEU.....	69
<b>Abb. 4-23:</b>	Detaillierte Modellierung eines stationären Batteriespeichers in TIMES PanEU .....	69
<b>Abb. 4-24:</b>	Modellierung von Warmwasserspeichern in Kombination mit Power-to-Heat in der Fernwärme in TIMES PanEU .....	70
<b>Abb. 4-25:</b>	Detaillierte Modellierung des Warmwasserspeichers in der Fernwärme in TIMES PanEU.....	71



---

<b>Abb. 4-26:</b>	Modellierung von Wärmespeichern und Power-to-Heat in Haushalten in TIMES PanEU – Deutschland .....	72
<b>Abb. 4-27:</b>	Modellierung der Nachtspeicherheizungen in TIMES PanEU – Deutschland ..	72
<b>Abb. 4-28:</b>	Modellierung von Gasspeichern in Kombination mit Power-to-Gas in TIMES PanEU .....	73
<b>Abb. 4-29:</b>	Detaillierte Modellierung eines Gasspeichers in TIMES PanEU .....	73
<b>Abb. 4-30:</b>	Modellierung der Elektromobilität in TIMES PanEU – Deutschland .....	74
<b>Abb. 4-31:</b>	Modellierung von DSM in TIMES PanEU – Deutschland.....	76
<b>Abb. 4-32:</b>	Modellierung der abschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland ....	77
<b>Abb. 4-33:</b>	Modellierung des Speicherfüllstandes der abschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland .....	78
<b>Abb. 4-34:</b>	Modellierung der abschaltbaren Leistung bei nicht vollständigem Ausnutzen der maximalen Speicherkapazität in TIMES PanEU – Deutschland.....	79
<b>Abb. 4-35:</b>	Modellierung der zuschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland ....	79
<b>Abb. 4-36:</b>	Modellierung des Speicherfüllstandes der zuschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland .....	80
<b>Abb. 4-37:</b>	Stromaustausch in TIMES zwischen Regionen mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung.....	82
<b>Abb. 4-38:</b>	Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU - Überblick .....	83
<b>Abb. 5-1:</b>	Energieträgerpreisentwicklung für fossile Energieträger .....	85
<b>Abb. 5-2:</b>	Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich .....	89
<b>Abb. 5-3:</b>	Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich .....	91
<b>Abb. 5-4:</b>	EE-Szenariovariante: Ganglinien der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2030.....	92
<b>Abb. 5-5:</b>	EE-Szenariovariante: Ganglinien der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2050.....	92
<b>Abb. 5-6:</b>	Strommenge aus negativer Residuallast in Deutschland im Szenarienvergleich .....	93
<b>Abb. 5-7:</b>	Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Szenarienvergleich	94
<b>Abb. 5-8:</b>	EE-Szenariovariante: Stromlastgang und Residuallast in Deutschland im Jahr 2050.....	96
<b>Abb. 5-9:</b>	Installierte Kapazitäten von stationären Stromspeichern in Deutschland im Szenarienvergleich .....	97
<b>Abb. 5-10:</b>	Installierte Ausspeicherleistungen von stationären Stromspeichern in Deutschland im Szenarienvergleich.....	98
<b>Abb. 5-11:</b>	Installierte Kapazitäten von Wärmespeichern und Power-to-Heat in der Fernwärme in Deutschland im Szenarienvergleich .....	99

<b>Abb. 5-12:</b> Einsatz von Warmwasserspeichern und Power-to-Heat in der Fernwärme in Deutschland im Szenarienvergleich .....	100
<b>Abb. 5-13:</b> Installierte Kapazitäten von Wärmespeichern und Power-to-Heat in Haushalten in Deutschland im Szenarienvergleich .....	101
<b>Abb. 5-14:</b> Einsatz von Warmwasserspeichern und Power-to-Heat in Haushalten in Deutschland im Szenarienvergleich .....	102
<b>Abb. 5-15:</b> Elektromobilität in Deutschland im Szenarienvergleich.....	103
<b>Abb. 5-16:</b> Primärenergieverbrauch in Deutschland im Szenarienvergleich .....	104
<b>Abb. 5-17:</b> Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich .....	105
<b>Abb. 5-18:</b> Kumulierte undiskontierte Differenz der Systemkosten in Deutschland im Szenarienvergleich im Vergleich zum ETS-Basisszenario .....	107
<b>Abb. 5-19:</b> Strombereitstellung nach Energieträgern in der EU28 im Szenarienvergleich	108
<b>Abb. 5-20:</b> Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern in der EU28 im Szenarienvergleich .....	109
<b>Abb. 5-21:</b> Installierte elektrische Leistungen der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Europa im Szenarienvergleich .....	110
<b>Abb. 5-22:</b> Installierte Kapazitäten der stationären Stromspeicher in Europa im Szenarienvergleich .....	111
<b>Abb. 5-23:</b> Kumulierte undiskontierte Differenz der Systemkosten in der EU28 im Szenarienvergleich im Vergleich zum ETS-Basisszenario .....	112
<b>Abb. 5-24:</b> Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland bei Ausschluss von CCS .....	113
<b>Abb. 5-25:</b> Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland bei Ausschluss von CCS. ....	114
<b>Abb. 5-26:</b> Installierte Kapazitäten von stationären Stromspeichern in Deutschland bei Ausschluss von CCS .....	114
<b>Abb. 5-27:</b> Installierte Ausspeicherleistungen von stationären Stromspeichern in Deutschland bei Ausschluss von CCS.....	115
<b>Abb. 5-28:</b> Strombereitstellung nach Energieträgern in der EU28 bei Ausschluss von CCS ..	116
<b>Abb. 5-29:</b> Kumulierte undiskontierte Differenz der Systemkosten in der EU28 bei Ausschluss von CCS im Vergleich zum ETS-Basisszenario .....	117
<b>Abb. 5-30:</b> Installierte Kapazitäten von stationären Stromspeichern in Deutschland bei Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern .....	117
<b>Abb. 5-31:</b> Strombereitstellung und Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Jahr 2050 bei Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern .....	118
<b>Abb. 5-32:</b> Stromeinsatz in Deutschland im Jahr 2050 in der EE-Szenariovariante.....	119

---

<b>Abb. 6-1:</b> Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Jahr 2050 in der EE-Szenariovariante.....	125
--	-----



## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 2-1:</b>	Bestehende Pumpspeicher in Europa .....	10
<b>Tabelle 2-2:</b>	Technische und ökonomische Parameter von Pumpspeichern .....	11
<b>Tabelle 2-3:</b>	Potentiale neuer Pumpspeicherkraftwerke mit einem existierenden Reservoir in Europa .....	11
<b>Tabelle 2-4:</b>	Potentiale neuer Pumpspeicherkraftwerke mit zwei existierenden Reservoirs in Europa .....	12
<b>Tabelle 2-5:</b>	Potentiale der Druckluftspeicherkraftwerke in Europa .....	13
<b>Tabelle 2-6:</b>	Technische und ökonomische Parameter von Druckluftspeichern .....	15
<b>Tabelle 2-7:</b>	Technische Charakteristika von Batteriespeichern .....	16
<b>Tabelle 2-8:</b>	Technische und ökonomische Parameter von stationären Batteriespeichern	18
<b>Tabelle 2-9:</b>	Technische und ökonomische Parameter von Warmwasserspeichern in der Fernwärme.....	22
<b>Tabelle 2-10:</b>	Technische und ökonomische Parameter von Warmwasserspeichern in Haushalten.....	23
<b>Tabelle 2-11:</b>	Potentiale der Salzkavernen in Europa .....	23
<b>Tabelle 2-12:</b>	Technische und ökonomische Parameter der Gasspeicher .....	24
<b>Tabelle 2-13:</b>	Technische und ökonomische Parameter des Elektrokessels in der Fernwärme.....	25
<b>Tabelle 2-14:</b>	Technische und ökonomische Parameter der Großwärmepumpe in der Fernwärme.....	25
<b>Tabelle 2-15:</b>	Technische und ökonomische Parameter des elektrischen Heizstabs in Haushalten.....	26
<b>Tabelle 2-16:</b>	Technische und ökonomische Parameter der Nachtspeicherheizung .....	27
<b>Tabelle 2-17:</b>	Technische und ökonomische Parameter der PEM-Elektrolyse und der Methanisierung.....	28
<b>Tabelle 2-18:</b>	Ladeinfrastruktur der Elektrofahrzeuge .....	29
<b>Tabelle 2-19:</b>	Technische und ökonomische Parameter des DSM .....	30
<b>Tabelle 3-1:</b>	Aktuelle Modellierungsansätze im Überblick.....	35
<b>Tabelle 3-2:</b>	Definition des internen Parameters RS_STGPRD in TIMES .....	44
<b>Tabelle 4-1:</b>	Volllaststunden von Wind und PV in Deutschland.....	65
<b>Tabelle 4-2:</b>	Definition der Einheiten von Kapazität und Aktivität der Speicherprozesse (ohne Elektromobilität) .....	65
<b>Tabelle 5-1:</b>	Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland bis zum Jahr 2050.....	86
<b>Tabelle 5-2:</b>	Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU28 bis zum Jahr 2050 .....	87
<b>Tabelle 5-3:</b>	Szenarienübersicht .....	87

<b>Tabelle 5-4:</b>	Fernwärmebereitstellung der öffentlichen Versorgung in Deutschland im Szenarienvergleich.....	101
<b>Tabelle 5-5:</b>	Endenergieverbrauch im Transportsektor in Deutschland im Szenarienvergleich.....	104
<b>Tabelle 5-6:</b>	Endenergieverbrauch im Transportsektor in der EU28 im Szenarienvergleich .....	111
<b>Tabelle A-1:</b>	Technische und ökonomische Parameter ausgewählter Kraftwerkstechnologien in TIMES PanEU, IER Datenbank .....	143
<b>Tabelle A-2:</b>	Spezifische Investitionen von Elektrofahrzeugen in TIMES PanEU .....	145
<b>Tabelle A-3:</b>	Industriebereiche für Demand Side Management in Deutschland .....	146
<b>Tabelle A-4:</b>	Rohdaten Demand Side Management in der Industrie in Deutschland.....	146
<b>Tabelle A-5:</b>	ETS-Basisszenario: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland .....	148
<b>Tabelle A-6:</b>	ETS-Basisszenario: Strombereitstellung der Kraftwerke in Deutschland...	149
<b>Tabelle A-7:</b>	ETS-Basisszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland .....	150
<b>Tabelle A-8:</b>	ETS-Basisszenario: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland..	151
<b>Tabelle A-9:</b>	ETS-Basisszenario: Primärenergieverbrauch in Deutschland .....	151
<b>Tabelle A-10:</b>	EE-Szenariovariante: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland.....	151
<b>Tabelle A-11:</b>	EE-Szenariovariante: Strombereitstellung der Kraftwerke in Deutschland	153
<b>Tabelle A-12:</b>	EE-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland .....	154
<b>Tabelle A-13:</b>	EE-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland	154
<b>Tabelle A-14:</b>	EE-Szenariovariante: Primärenergieverbrauch in Deutschland .....	155
<b>Tabelle A-15:</b>	EEPlus-Szenariovariante: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland.....	155
<b>Tabelle A-16:</b>	EEPlus-Szenariovariante: Strombereitstellung der Kraftwerke in Deutschland .....	156
<b>Tabelle A-17:</b>	EEPlus-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland .....	158
<b>Tabelle A-18:</b>	EEPlus-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland .....	158
<b>Tabelle A-19:</b>	EEPlus-Szenariovariante: Primärenergieverbrauch in Deutschland .....	158

## Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen

### Abkürzungen

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
BEV	Battery electric vehicle
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
COP	Coefficient of Performance
D	Day
D-CAES	Diabatic Compressed Air Energy Storage
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
ETS	European Union Trading System
ETSAP	Energy Technology System Analysis Programme
EXP	Export
F	Fall
FP	Fall Peak
FX	Fixe Grenze
G	Generator
IMP	Import
IEA	International Energy Agency
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LHS	Left hand side
LO	Untere Grenze
LP	Linear Programming
M	Motor
MIP	Mixed Integer Programming
N	Night
NST	Night Storage Device
PEM	Proton-Exchange-Membrane
PHEV	Plug-In-Hybrid vehicle
PV	Photovoltaik
R	Spring
RCA	Residential Commercial Agriculture
RES	Referenzenergiesystem
RHS	Right hand side
S	Summer
STGIPS	Inter-Period Storage
STGTSS	Timeslice Storage
STK	Generalized Timeslice Storage
THG	Treibhausgasemissionen
TIAM	TIMES Integrated Assessment Model
TIMES	The Integrated Market Eform System
TIMES PanEU	Pan-Europäisches Energiesystemmodell
UP	Obere Grenze
V2G	Vehicle-to-Grid



W	Winter
WD	Weekday
WE	Weekend
WOF	Wind Offshore
WON	Wind Onshore

**Formelzeichen**

$AF$	Verfügbarkeit
$C$	Commodity
$COM\_FR$	Prozentualer Anteil der Nachfrage in einem Zeitsegment
$CPT$	Anteil der zur Verfügung stehenden Kapazität
$DSM_{DOWN,VA}$	Speicherprozess Abschaltbare Leistung
$DSM_{DOWN,IN,VA}$	Einspeicherprozess Abschaltbare Leistung
$DSM_{DOWN,VA}$	Speicherprozess Abschaltbare Leistung
$DSM_{UP,IN,VA}$	Einspeicherprozess Zuschaltbare Leistung
$DSM_{UP,IN,VA}$	Einspeicherprozess Zuschaltbare Leistung
$DSM_{UP,OUT,VA}$	Ausspeicherprozess Zuschaltbare Leistung
$E$	Arbeitsvermögen [Ws]
$EFF$	Wirkungsgrad
$ELC$	Stromcommodity
$EV_{EX}$	Elektrofahrzeugtype EX
$EQ\_CAPACT$	Capacity-Activity Restriktion
$EQ\_COMBAL$	Commodity Restriktion
$EQ\_IRE$	Inter-Regional-Exchange Restriktion
$EQ\_STGIPS$	Inter-Period Storage Restriktion

<i>EQ_STGTSS</i>	Timeslice Storage Restriktion
<i>EQ_STSBAL</i>	Storage Balance Restriktion
<i>FA</i>	Schnellladen
<i>G_CYCLE</i>	Parameter zur Berechnung der Speicherzyklen
<i>G_YRFR</i>	Anteil eines Zeitsegmentes an einem Jahr
<i>IRE_CCVT</i>	Parameter zur Umrechnung verschiedener Einheiten
<i>IRE_TSCVT</i>	Parameter zur Umrechnung verschiedener Zeitstrukturen
<i>NCAP_PASTI</i>	Bestandskapazität
<i>P</i>	Pumpe
<i>PRC_ACTFLO</i>	Anzahl Personen pro Fahrzeug
<i>PRC_ACTUNT</i>	Einheit der Activity
<i>PRC_CAPACT</i>	Verhältnis von Activity und Capacity eines Prozesses
<i>PRC_CAPUNT</i>	Einheit der Capacity
<i>R</i>	Region
<i>RS_STGPRD</i>	Anzahl der Wiederholungen eines Zeitsegmentes pro Jahr
<i>SL</i>	Normallladen
<i>SE</i>	Jahreszeit
<i>STG<sub>BT,EM,EX</sub></i>	Speicherprozess für Elektrofahrzeug EX
<i>STG<sub>BT,EM,IN,EX</sub></i>	Einspeicherprozess der Batterie für Elektrofahrzeug EX
<i>STG<sub>BT,ST,X</sub></i>	Speicherprozess der stationären Batterie X
<i>STG<sub>BT,ST,IN,X</sub></i>	Einspeicherprozess der stationären Batterie X
<i>STG<sub>BT,ST,OUT,X</sub></i>	Ausspeicherprozess der stationären Batterie X
<i>STG<sub>NST</sub></i>	Speicherprozess Nachtspeicherheizung
<i>STG<sub>NST,IN</sub></i>	Einspeicherprozess Nachtspeicherheizung

---

<i>T</i>	Turbine
<i>TS<sub>Y</sub><sup>SE</sup></i>	Zeitsegment Y in der Jahreszeit SE
<i>TW</i>	Typwoche
<i>UC_ACT</i>	User Constraint für Activity (bei Speichern: Füllstand)
<i>UC_CAP</i>	User Constraint für Capacity-Variable
<i>UC_COMCON</i>	User Constraint für Consumption-Variable
<i>UC_COMNET</i>	User Constraint für Consumption-Variable (netto)
<i>UC_COMPRD</i>	User Constraint für Production-Variable
<i>UC_CUMACT</i>	User Constraint für Activity (kumulativ)
<i>UC_CUMCOM</i>	User Constraint für Nettoproduktion (kumulativ)
<i>UC_CUMFLO</i>	User Constraint für Flow-Variable (kumulativ)
<i>UC_FLO</i>	User Constraint für Flow-Variable
<i>UC_IRE</i>	User Constraint für Austausch
<i>UC_NCAP</i>	User Constraint für New-Capacity-Variable
<i>UC_RHS</i>	Rechte Seite einer Restriktion (Konstante)
<i>V</i>	Volumen [m <sup>3</sup> ]
<i>VA</i>	DSM Varianten 1 (energieintensiv) und 2 (Querschnitt)
<i>VAR_ACT</i>	Activity Variable
<i>VAR_CAP</i>	Kapazität Variable
<i>VAR_FIN</i>	Input Flow einer Commodity
<i>VAR_FLO</i>	Commodity-Flow Variable
<i>VAR_FOUT</i>	Output Flow einer Commodity
<i>VAR_IRE</i>	Inter-Regional-Exchange Variable
<i>VAR_NCAP</i>	Neu installierte Kapazität

$VAR_{SIN}$	Storage Input Variable
$VAR_{SOUT}$	Storage Output Variable
$V2G_{EX}$	Vehicle-to-Grid für Elektrofahrzeug EX
$X$	Batterietechnologie X
$Y$	$Y=1\dots 56$
$c$	Commodity
$g$	Gravitationskraft [ $m/s^2$ ]
$h$	Fallhöhe [m]
$i$	Zeitsegment innerhalb einer Typwoche
$k$	Laufvariable für Prozess p
$l$	Laufvariable für Periode t
$m$	Laufvariable für Zeitsegment s/ts
$n$	Laufvariable für Region n
$p$	Prozess
$r$	Region
$s$	Timeslice
$t$	Aktuelle Periode
$ts$	Timeslice
$v$	Inbetriebnahmejahr
$\eta$	Wirkungsgrad
$\rho$	Dichte [ $kg/m^3$ ]

## Kurzfassung

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Hiernach sollen die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 60 % des Bruttoendenergie- und 80 % des Bruttostromverbrauchs abdecken [1]. Die Ziele der EU sehen einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU von 27 % bis zum Jahr 2030 vor. Zudem sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden [2], [3]. Die Grundvoraussetzung für einen großen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Integration von Flexibilisierungsoptionen in das Energiesystem, um zeitliche und räumliche Schwankungen in der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgleichen zu können.

Das Ziel der Arbeit ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien in Deutschland und Europa mittels eines linearen mathematischen Optimierungsmodells. Den Ausgangspunkt bildet das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU, in dem das Energiesystem der Staaten der EU28 sowie Norwegens und der Schweiz hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert wird. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (5-Jahres-Schritte). Im Zentrum steht dabei die Weiterentwicklung des Energiesystemmodells TIMES PanEU hinsichtlich der Schaffung der methodischen Voraussetzung zur Modellierung und Bewertung von Speichern und allgemeinen Flexibilisierungsoptionen. Hierfür ist zum einen eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung für Deutschland notwendig, zum anderen eine differenzierte Modellierung von Energiespeichern und weiteren Flexibilisierungs- bzw. Integrationsoptionen. Der Forschungsschwerpunkt liegt dabei auf der integrierten Betrachtung der Flexibilisierungsoptionen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität über den gesamten Optimierungszeitraum bei Berücksichtigung der Optionen zur Sektorkopplung.

Die Ergebnisse der Szenarienanalyse zeigen, dass der Bedarf an Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem von Deutschland und Europa durch die Ausweitung der erneuerbaren Energien ansteigt. Die Ziele hinsichtlich der Treibhausgasminderung und des Ausbaus erneuerbarer Energien können durch eine Ausweitung der Stromnutzung im Energiesystem erreicht werden.

Als Flexibilisierungsmaßnahme im Stromsektor werden bei entsprechender Kostenreduktion insbesondere stationäre Lithium-Ionen-Batterien im Netz zur kurzfristigen Flexibilisierung der Strombereitstellung und -nachfrage eingesetzt. Darüber hinaus deuten die Ergebnisse darauf hin, dass Power-to-Heat-Anwendungen einen großen Integrations- und Flexibilisierungsbeitrag im Energiesystem von Deutschland und Europa leisten können und der Strom- und Wärmemarkt zukünftig stärker miteinander verknüpft sein werden.



## Abstract

The energy strategy of the federal government of Germany envisages an increase in the share of renewable energies in the country. According to this, 60 % of the gross final energy consumption and 80 % of the gross electricity consumption should be met with renewable energies by the year 2050. The EU targets to reach a share of 27 % renewable energy share in the gross final energy consumption by the year 2030. In addition, 80 to 90 % of greenhouse gas emissions should be reduced by the year 2050 against the year 1990. The integration of flexibility options into the energy system is the prerequisite to achieve this high share of variable renewable energies to compensate the temporal and spatial fluctuations in the energy supply and demand. The aim of this thesis is to provide a macroeconomic assessment of energy storages and Power-to-X in Germany and Europe by employing a linear mathematical optimization model. The initial point of the thesis is the European energy system model TIMES PanEU, which optimizes the energy system of the states of the EU28 as well as Norway and Switzerland in terms of overall system costs. The modeling horizon is from 2010 to 2050 and is divided into several time steps (5-year-steps).

The focus is to create a methodological foundation to model and evaluate storage facilities and general flexibility options with the further development of the energy system model TIMES PanEU. This methodological foundation does require the increase in the temporal resolution for Germany and a more differentiated modeling of energy storage facilities and further flexibility and integration options. With these methodological improvements the research focus is on the integrated consideration of the flexibility options in the fields of electricity, heat and mobility during the optimization horizon by also taking into account the options for sector coupling.

The results of the scenario analysis show that the requirement for flexibility and integration options in the energy system of Germany and Europe does increase with the expansion of renewable energies. The greenhouse gas reduction and renewable energy targets can be achieved by expanding the electricity use in the energy system (electrification).

Stationary lithium-ion batteries are utilized in the network to provide short-term flexibilization in the power supply and demand in case of relevant cost reduction. The results point out, that the use of Power-to-Heat-Applications can make a great contribution to integration and flexibilization in the German and European energy system and that the heat and electricity market will be stronger linked to each other in the future.





## 1 Einleitung

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Hiernach sollen die erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 60 % des Bruttoendenergie- und 80 % des Bruttostromverbrauchs abdecken [1]. Die Ziele der EU sehen einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU von 27 % bis zum Jahr 2030 vor. Zudem sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden [2], [3].

### 1.1 Hintergrund und Zielstellung

Die Grundvoraussetzung für einen großen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Integration von Flexibilisierungsoptionen in das Energiesystem, um zeitliche und räumliche Schwankungen in der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgleichen zu können. Unter Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen werden in dieser Arbeit Technologien und Maßnahmen verstanden, die der *zeitlichen Verschiebung* (Energiespeicher, Demand Side Management), der *räumlichen Verschiebung* (Stromaustausch) von Energiebereitstellung und -nachfrage oder der *Nutzung von Strom* in anderen Sektoren (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Elektromobilität) dienen. Eine zusätzliche Maßnahme ist die *Abregelung* der Leistung (Curtailment). Im heutigen Energiesystem stellen überwiegend zentrale Großkraftwerke Flexibilität bereit. An die früher vornehmlich als Grundlastkraftwerke eingesetzten Kraftwerke werden zunehmend neue Herausforderungen gestellt. Häufiges An- und Abfahren sowie hohe Lastwechsel erfordern technische Weiterentwicklungen dieser Kraftwerke, die heute bereits in der Umsetzung sind. Während früher die Erzeugung der Last folgte, wird mit hoher Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien vermehrt auch die Last der Erzeugung folgen müssen. Demand Side Management (DSM) bietet insbesondere in der Industrie Potentiale zur Lastverschiebung. Dabei können große Stromverbraucher in Zeiten geringen Stromangebots Lasten abschalten und in Zeiten hohen Stromangebots Lasten zuschalten.

Zum zeitlichen Ausgleich von Energiebereitstellung und -nachfrage können insbesondere Speicher zum Einsatz kommen. Stromspeicher dienen dabei dem zeitlichen Ausgleich von Strombereitstellung und -nachfrage. Die Speicher können sowohl zentral (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) als auch dezentral (z. B. Batteriespeicher in Kombination mit PV-Hausdachanlage oder im Netz) installiert werden.

Das Stromnetz selbst besitzt keine nennenswerte Speicherkapazität, kann jedoch räumliche Schwankungen in der Strombereitstellung und -nachfrage ausgleichen. Stromnetze mit einer hohen Übertragungskapazität können dabei große Strommengen und Stromleistungen (z. B. Offshore-Windstrom aus Norddeutschland) in die Verbrauchszentren in Süddeutschland leiten. Hierdurch kann der Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. Dabei sind auch die Kuppelkapazitäten zwischen den verschiedenen europäischen Ländern von Bedeutung, die einen Stromaustausch zwischen Ländern ermöglichen.

Neben dem Einsatz von Stromspeichern sind auch Wärmespeicher und Power-to-Heat zur Erreichung der energiepolitischen Ziele im Wärmemarkt von besonderer Bedeutung (Sektorkopplung). Da die Endenergienachfrage zur Wärmebereitstellung über 50 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmacht, gewinnt die Ausweitung der Kopplung des Strommarkts mit dem Wärmemarkt zunehmend an Bedeutung. Durch Power-to-Heat-Anwendungen kann Strom bzw. können Stromüberschüsse zur Wärmebereitstellung genutzt werden, wobei zusätzlich integrierte Wärmespeicher einen zeitlichen Ausgleich von Wärmebereitstellung und -nachfrage gewährleisten. Thermische Energiespeicher können sowohl zur Langzeitspeicherung, z. B. zur saisonalen Speicherung solarer Wärme, als auch zur Kurzzeitspeicherung, z. B. zur Speicherung von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), eingesetzt werden. Dabei kann die Abwärme aus Heizkraftwerken, die z. B. mit Biogas oder Holzhackschnitzeln betrieben werden, sowie industrielle Abwärme flexibel genutzt werden. Zur Integration von zentralen Wärmeerzeugungsanlagen sind Wärmenetze erforderlich, die die Wärme verteilen.

Die Kopplung des Stromsektors mit dem Gassektor kann zukünftig ebenfalls von Bedeutung sein. Mittels Elektrolyse kann Strom, auch Überschussstrom, aus fluktuierenden erneuerbaren Energien dabei in Wasserstoff bzw. durch Methanisierung in synthetisches Erdgas umgewandelt und im Gassektor genutzt werden. Hierbei kann der Einsatz von Gasspeichern sinnvoll sein. Auch der Einsatz von Strom im Verkehrssektor (z. B. Elektroautos) kann der Integration erneuerbarer Energien und der Minderung von Treibhausgasemissionen dienen.

Die ganzheitliche Bewertung der Integrations- und Flexibilisierungsoptionen erfordert eine integrale Betrachtung der Wechselwirkungen und Einflussfaktoren im Energiesystem. Die Nachfrageentwicklung in den verschiedenen Sektoren wird durch das Wirtschaftswachstum und die demographische Entwicklung beeinflusst.

Energiesystemmodelle als vereinfachtes Abbild der Wirklichkeit ermöglichen die quantitative und qualitative Bewertung der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Die Analyse des Flexibilisierungsbedarfs erfordert die Abbildung der betrachteten Technologien sowie eine hohe zeitliche Auflösung zur Berücksichtigung der zeitlichen Schwankungen der Energiebereitstellung und -nachfrage.

Das Ziel der Arbeit ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien in Deutschland und Europa mittels eines linearen mathematischen Optimierungsmodells. Den Ausgangspunkt bildet das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU, in dem das Energiesystem der Staaten der EU28 sowie Norwegens und der Schweiz hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert wird. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (5-Jahres-Schritte). Bei der Optimierung erfolgt eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum. Das Energiesystem in TIMES PanEU ist in die Bereiche öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung, sonstige Energieumwandlung (z. B. Raffinerien), Haushalte,

Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Landwirtschaft, Verkehr und Industrie (inklusive Eigenerzeuger) unterteilt [4], [5], [6].

Im Zentrum steht dabei die Weiterentwicklung des Energiesystemmodells TIMES PanEU hinsichtlich der Schaffung der methodischen Voraussetzung zur Modellierung und Bewertung von Speichern und anderen Flexibilisierungsoptionen. Hierfür ist zum einen eine Anpassung der unterjährigen Zeitstruktur für Deutschland notwendig, zum anderen eine differenzierte Modellierung von Energiespeichern und weiteren Flexibilisierungs- bzw. Integrationsoptionen.

Der Forschungsschwerpunkt liegt dabei auf der integrierten Betrachtung der Flexibilisierungsoptionen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität über den gesamten Optimierungszeitraum bei Berücksichtigung der Optionen zur Sektorkopplung. Den Schwerpunkt der Analyse der Sektorkopplung bilden Power-to-Heat (Elektrokessel und Wärmepumpen), Power-to-Gas (Elektrolyse) und Power-to-Mobility (Elektromobilität). Hierbei wird die optimale Konfiguration und Einsatzcharakteristik dieser Technologien im deutschen und europäischen Energiesystem unter Minimierung der Gesamtsystemkosten für verschiedene Zukunftsszenarien untersucht.

Abb. 1-1 zeigt eine Übersicht über die im Rahmen dieser Arbeit in TIMES PanEU modellierten Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen. Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt hier auf dem zeitlichen Ausgleich der Energiebereitstellung und -nachfrage. Ein räumlicher Ausgleich wird in Form von Stromaustausch zwischen den verschiedenen europäischen Ländern berücksichtigt. Die Modellierung detaillierter Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen (z. B. Regelleistung) ist dabei nicht Teil der Arbeit.

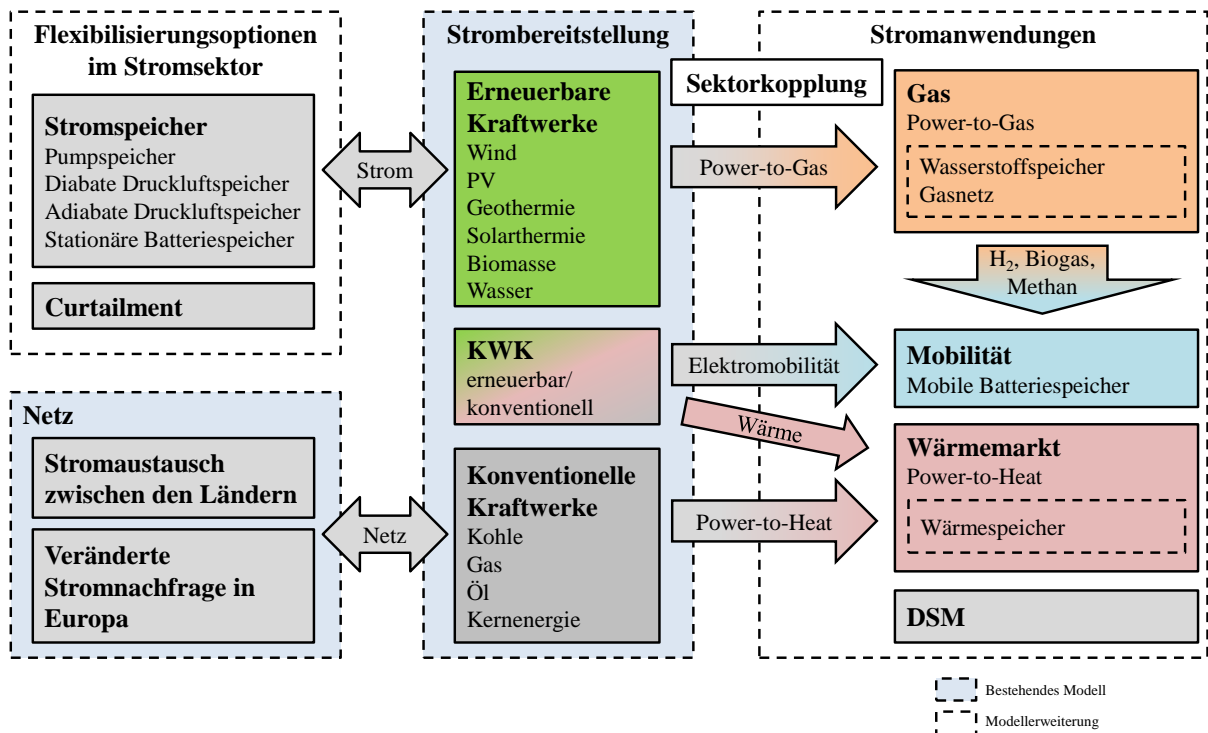


Abb. 1-1: Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU

## 1.2 Aufbau der Arbeit

Die Struktur der Arbeit und die wesentlichen Inhalte der Kapitel sind in Abb. 1-2 dargestellt. Im zweiten Kapitel wird zunächst eine Auswahl der relevanten Technologien getroffen, die in die spätere Analyse eingehen sollen. In diesem Zusammenhang erfolgen eine technische und ökonomische Charakterisierung der verschiedenen Technologien sowie eine Darstellung der Einsatzbereiche im deutschen und europäischen Energiesystem.

Im dritten Kapitel wird der Stand der Forschung hinsichtlich der Modellierung von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Energiesystemmodellen dargestellt und Weiterentwicklungsmöglichkeiten aufgezeigt. Das Energiesystemmodell TIMES PanEU ist ein lineares Optimierungsmodell basierend auf dem Modellgenerator TIMES. Nach einer Erläuterung der Struktur dieses Modellgenerators wird im Anschluss der Aufbau des darin implementierten Energiesystemmodells TIMES PanEU dargestellt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Energiesystemmodell TIMES PanEU um die Modellierung von Energiespeichern, Power-to-X, DSM und Curtailment erweitert sowie die hierfür notwendige Erhöhung der unterjährigen zeitlichen Auflösung vorgenommen. Dazu werden im vierten Kapitel die methodischen Herausforderungen bei der Modellierung von Speicherprozessen in Energiesystemmodellen diskutiert und in diesem Zusammenhang analysiert, welche zeitliche Auflösung zur Abbildung von Speichern erforderlich ist. Hierbei wird auch auf die Darstellung der Einspeise- und Nachfrageganglinien in hoher zeitlicher Auflösung eingegangen. Anschließend wird der methodische Ansatz zur Modellierung der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU erläutert.

Gegenstand des fünften Kapitels ist die Analyse der einzelnen Technologien in Bezug auf die Integrations- und Flexibilisierungsaufgaben im Energiesystem von Deutschland und Europa basierend auf der technisch-ökonomischen Charakterisierung der Technologien. Dabei wird sowohl eine Bewertung der Technologien untereinander sowie eine Einordnung in den verschiedenen Sektoren vorgenommen. Die Basis bildet dabei das Energiesystemmodell TIMES PanEU.

Dazu werden die in dieser Arbeit geltenden Rahmenannahmen ausgearbeitet. Anschließend werden verschiedene exemplarische Energieszenarien definiert, für die Optimierungsrechnungen mit TIMES PanEU durchgeführt werden. Die Szenarienergebnisse werden in einem Szenarienvergleich dargestellt und energiewirtschaftlich eingeordnet.

Darauf aufbauend werden zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt, die die Sensibilität der Berechnungsergebnisse auf Variationen verschiedener Inputparameter darstellen. Zum einen wird dabei untersucht, wie sich ein Zubauverbot von CCS-Technologien (Carbon Capture and Storage) auf das Ergebnis der Optimierung und den Einsatz verschiedener Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen auswirkt. In einer weiteren Sensitivitätsanalyse sollen die spezifischen Investitionen von stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern variiert werden, um diejenigen maximalen spezifischen Investitionen zu ermitteln, die die Schwelle für die Investition darstellen. Abschließend werden Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse abgeleitet.

Das sechste Kapitel beinhaltet eine Zusammenfassung und Schlussbetrachtung der Ergebnisse. In einem Ausblick wird ein über diese Arbeit hinausgehender Forschungsbedarf aufgezeigt.



**Abb. 1-2:** Struktur der Arbeit



## 2 Technisch-ökonomische Charakterisierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Analyse der Bedeutung verschiedener Technologien in Bezug auf ihre Integrations- und Flexibilisierungsaufgaben im deutschen und europäischen Energiesystem. Dazu wird in diesem Kapitel zunächst eine Auswahl der relevanten Technologien getroffen, die in die spätere Analyse eingehen sollen. In diesem Zusammenhang erfolgen eine technische und ökonomische Charakterisierung der verschiedenen Technologien sowie eine Darstellung der Einsatzbereiche im deutschen und europäischen Energiesystem. Abb. 2-1 zeigt eine Übersicht über die betrachteten Technologien zur Flexibilisierung und Integration erneuerbarer Energien. Im Folgenden wird der Begriff *Flexibilisierungsoptionen* vereinfacht zur Darstellung aller Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen verwendet.

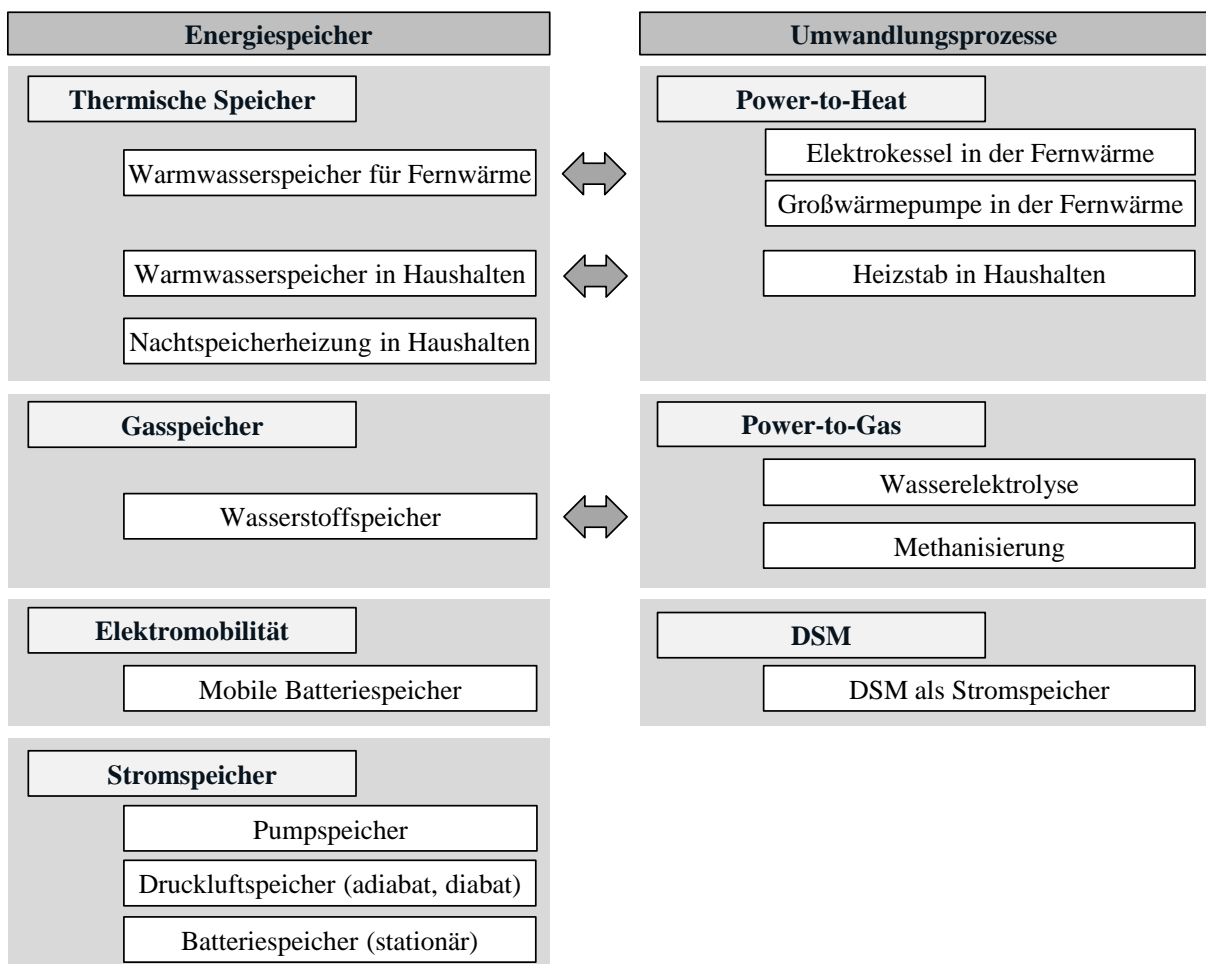


Abb. 2-1: Auswahl von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen

## 2.1 Energiespeichertechnologien

Die Einteilung der Technologien zur Speicherung von Energie, klassifiziert nach der physikalischen Energieform des Speichermediums, ist in Abb. 2-2 dargestellt [7]. Hiernach können Energiespeicher unterteilt werden in elektrische, mechanische, thermische und chemische Energiespeicher. In der vorliegenden Analyse werden ausgewählte mechanische, thermische und chemische Energiespeicher betrachtet, die im Rahmen der Energiesystemmodellierung und bei der Bewertung von Speichertechnologien im deutschen und europäischen Energiesystem von besonderer Bedeutung sind. Auf die elektrischen Energiespeicher basierend auf elektromagnetischen oder elektrostatischen Systemen wird im Weiteren nicht näher eingegangen, da die Kosten sehr hoch und die zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten stark begrenzt sind [7]. Einen weiterführenden Überblick über die Grundlagen und Entwicklungsmöglichkeiten der Energiespeicher geben unter anderem [7], [8].

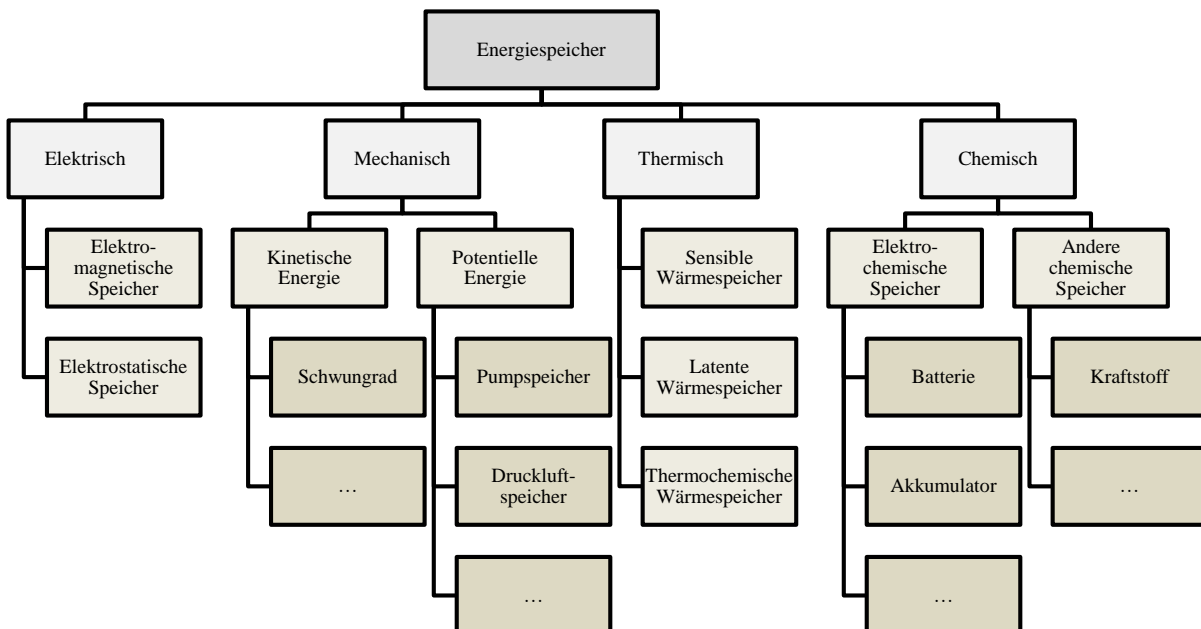


Abb. 2-2: Einteilung der Energiespeichertechnologien, nach [7]

### 2.1.1 Stromspeicher

Die Speicherung von Strom kann durch verschiedene Energiespeichertechnologien erfolgen. Aufgrund der Literaturrecherche werden repräsentative Technologien ausgewählt, die bei der Bewertung von Stromspeichern im Kontext anderer Flexibilisierungsoptionen von Bedeutung sind. In der Analyse werden Pumpspeicherkraftwerke, adiabate und diabate Druckluftspeicherkraftwerke sowie stationäre und mobile Akkumulatoren betrachtet, da diese Technologien in technischer und ökonomischer Hinsicht für die großtechnische Speicherung von Strom geeignet sind. Aus diesem Grund sind sie für die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien von besonderer Bedeutung.



### Pumpspeicherkraftwerke

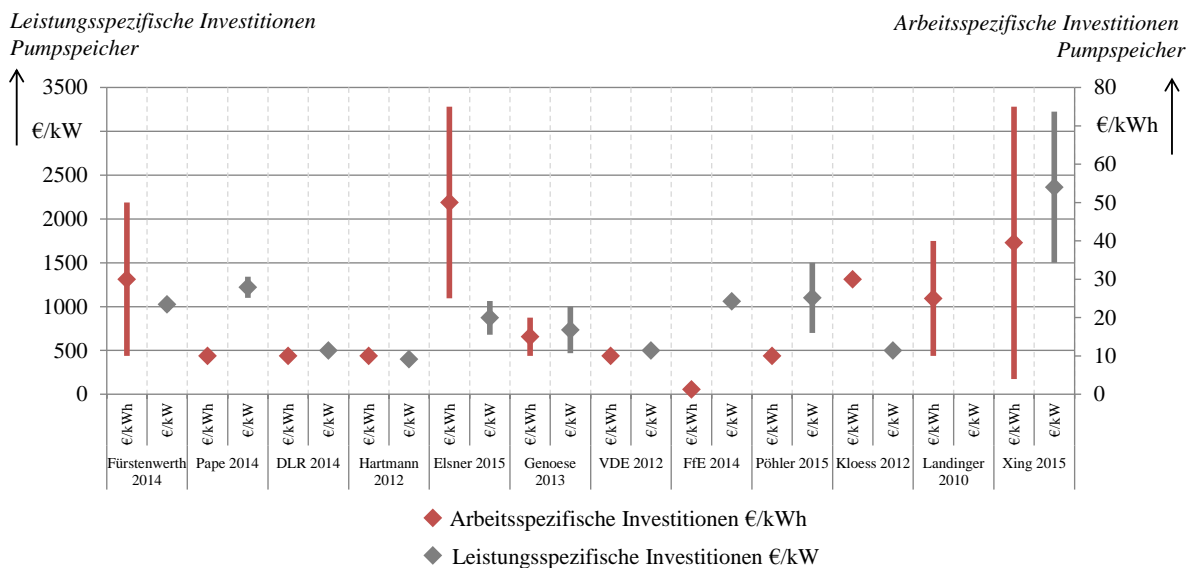
Ein Pumpspeicherkraftwerk speichert Energie in Form von potentieller Energie. Bei der Einspeicherung wird die elektrische Energie genutzt, um Wasser durch eine von einem Elektromotor angetriebene Pumpe von einem Unterbecken in ein höhergelegenes Oberbecken zu pumpen. Bei der Ausspeicherung fließt das Wasser aus dem Oberbecken zurück in das Unterbecken, wobei das abfließende Wasser eine Turbine antreibt. Über den an die Turbine angeschlossenen Generator wird die kinetische Energie des Wassers in elektrische Energie umgewandelt [9].

Das Arbeitsvermögen  $E$  des Pumpspeicherkraftwerkes wird dabei aus dem Produkt von Wasservolumen  $V$ , Dichte  $\rho$ , Fallhöhe  $h$ , Gravitationskraft  $g$  und dem Wirkungsgrad  $\eta$  berechnet [7]:

$$E = V \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot \eta \tag{2.1}$$

Die Aufgabe von Pumpspeicherkraftwerken liegt neben dem zeitlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Hierzu gehören die Bereitstellung von Regelleistung (Frequenzhaltung) und Blindleistung (Spannungshaltung) sowie die Schwarzstartfähigkeit, Redispatch und Kurzschlussleistung [9], [10], [11].

Pumpspeicherkraftwerke sind Stand der Technik, sodass hier aufgrund der technischen Reife von keinen nennenswerten Entwicklungspotentialen ausgegangen wird. Abb. 2-3 zeigt eine Übersicht über die spezifischen Investitionen von Pumpspeicherkraftwerken aus verschiedenen Studien.



(Fürstenwerth 2014 [12], Pape 2014 [13], DLR 2014 [14], Hartmann 2012 [15], Elsner 2015 [16], Genoese 2013 [17], VDE 2012 [18], FfE 2014 [19], Pöhler 2015 [20], Kloess 2012 [21], Landinger 2010 [22], Xing 2015 [23])

**Abb. 2-3:** Spezifische Investitionen von Pumpspeichern

Bei Speichern kann zwischen leistungsspezifischen und arbeitsspezifischen Investitionen unterschieden werden. Aus der Zusammenstellung wird ersichtlich, dass die Investitionen für Pumpspeicherkraftwerke mit 400 bis über 1.600 €/kW und 1,3 bis 50 €/kWh stark variieren. Die Kosten hängen dabei insbesondere von den jeweiligen Standortbedingungen ab. Die derzeit in Deutschland installierte Pumpspeicherleistung beträgt 6,7 GW Turbinenleistung bei einer Speicherkapazität von etwa 40 GWh (Tabelle 2-1).

**Tabelle 2-1:** Bestehende Pumpspeicher in Europa

Land	Ausspeicherleistung [GW]	Land	Ausspeicherleistung [GW]
AT	4,82	IE	0,29
BE	1,31	IT	7,64
BG	1,05	LT	0,90
CH	1,80	LU	1,10
CZ	1,15	LV	1,30
DE	6,69	NO	1,30
ES	5,30	PL	1,74
FR	7,00	PT	3,55
GR	0,70	RO	0,05
HR	0,28	SI	0,63
UK	2,83	SK	1,02

Quellen: [24], [25], [26]

Da der Erschließungs- und Investitionsaufwand stark von den geografischen bzw. geologischen Gegebenheiten abhängig ist, werden bei den Pumpspeichern im Rahmen dieser Arbeit in Anlehnung an [27] zwei Varianten unterschieden: Pumpspeicherkraftwerke mit einem existierenden Reservoir und Pumpspeicherkraftwerke mit zwei existierenden Reservoirs (Oberbecken und Unterbecken). Bei der Variante mit einem existierenden Reservoir ist die Erschließung eines weiteren Reservoirs (Oberbecken oder Unterbecken) erforderlich, was zu höheren Kosten führt.

Aufgrund der Abhängigkeit der Kosten von den geografischen bzw. geologischen Randbedingungen ist in der Literatur eine große Bandbreite für den Investitionsaufwand angegeben. Für das Speicherbecken können durchschnittliche arbeitsspezifische Investitionen von 40 €/kWh angenommen werden (Tabelle 2-2) [12], [22], [23]. Für die leistungsspezifischen Investitionen werden bei dem Pumpspeicher mit einem existierenden Reservoir insgesamt 1.500 €/kW angesetzt [28], [23], [29], [30]. Der Pumpspeicher mit zwei existierenden Reservoirs unterscheidet sich von der ersten Variante durch geringere leistungsspezifische Investitionen, da hier durch zwei bereits existierende Reservoirs ein geringerer Erschließungsaufwand erforderlich ist (650 €/kW) [29]. Die fixen Betriebskosten betragen 1,5 % der spezifischen Investitionen [29]. Die variablen Betriebskosten liegen bei 0,003 €/kWh [23].

Bei den Pumpspeichern wird von einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von 80 % ausgegangen [31], [12], [13], [15], [20], [32], [33]. Die Speicherverluste betragen 0 bis 0,05 % pro Tag und werden im Folgenden vernachlässigt [34].

Die technische Lebensdauer eines Pumpspeichers variiert in der Literatur zwischen 50 und 80 Jahren [35], [15]. Unter der Annahme zukünftiger technischer Weiterentwicklungen wird für

die Kostenbetrachtungen von einer Lebensdauer von 60 Jahren ausgegangen. Für die Pumpe und die Turbine wird eine Lebensdauer von 35 Jahren angenommen [18].

**Tabelle 2-2:** Technische und ökonomische Parameter von Pumpspeichern

Technologie	Spezifische Investitionen		Variable Kosten	Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050				Heute	2050
<b>Pumpspeicher 1 Reservoir leistungsspezifisch</b>	$1.500 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$1.500 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	-	1,5 % Inv.	35	0,8	0,8
<b>Pumpspeicher 1 Reservoir Speicher</b>	$40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$0,003 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1,5 % Inv.	60	1	1
<b>Pumpspeicher 2 Reservoirs leistungsspezifisch</b>	$650 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$650 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	-	1,5 % Inv.	35	0,8	0,8
<b>Pumpspeicher 2 Reservoirs Speicher</b>	$40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$0,003 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1,5 % Inv.	60	1	1

Quellen: [14], [17], [31], [36], [37], durchschnittlicher Umrechnungsfaktor: 0,75 €/€ [38]

Bei den betrachteten Pumpspeichervarianten ist zu berücksichtigen, dass die Pumpspeicher mit zwei bereits existierenden Reservoirs geringere Potentiale aufweisen als die Pumpspeicher mit neu anzulegenden Reservoirs und damit höherem Investitionsaufwand. In Tabelle 2-3 sind die aggregierten Potentiale für neue Pumpspeicher mit einem existierenden Reservoir in Europa dargestellt.

**Tabelle 2-3:** Potentiale neuer Pumpspeicherkraftwerke mit einem existierenden Reservoir in Europa

Land	Potential [GWh]	Land	Potential [GWh]
AT	409	IE	30
BE	0	IT	1.626
BG	378	LT	0
CH	0	LU	0
CY	51	LV	0
CZ	183	MT	0
DE	297	NL	0
DK	0	NO	6.616
EE	0	PL	47
ES	0	PT	1.229
FI	104	RO	0
FR	1.913	SE	1.098
GR	288	SI	18
HR	291	SK	0
HU	3	UK	1.702

Quellen: [27], [39]

Insgesamt wird ersichtlich, dass die Potentiale der verschiedenen Länder stark variieren. Frankreich, Italien, Norwegen, Portugal, Schweden und das Vereinigte Königreich weisen dabei die größten Potentiale auf.

Das Potential neuer Pumpspeicher mit zwei existierenden Reservoirs ist insgesamt deutlich geringer als das der Pumpspeicher mit einem existierenden Reservoir, da hierfür die Verfügbarkeit zweier existierender Reservoirs mit geographischer Nähe zueinander notwendig ist (Tabelle 2-4). Für Deutschland wird das gesamte Zubaupotential von Pumpspeicherkraftwerken aufgrund weniger geeigneter Standorte mit ausreichenden Höhendifferenzen auf rund 302 GWh geschätzt [40], [27].

**Tabelle 2-4:** Potentiale neuer Pumpspeicherkraftwerke mit zwei existierenden Reservoirs in Europa

Land	Potential [GWh]	Land	Potential [GWh]
AT	16	FR	49
CH	166	IT	86
CZ	3	NO	212
DE	5	PT	28
		UK	85

Quellen: [27], [41], [42], [43], [44], [39]

### Druckluftspeicherkraftwerke

Das diabate Druckluftspeicherkraftwerk (D-CAES – Diabatic Compressed Air Energy Storage) speichert elektrische Energie in Form von komprimierter Luft. Bei der Einspeicherung wird Luft mittels eines elektrisch angetriebenen Verdichters komprimiert und in einer Kaverne gespeichert. Bei der Ausspeicherung wird die Luft in eine Gasturbine geleitet und mit dem von außen zugeführten Erdgas verbrannt, um eine Vereisung der Turbinenschaufeln zu vermeiden. Als unterirdische Speicher können Salzgesteine, poröse Gesteine, Aquiferstrukturen, Felsgesteine oder ausgeförderte Erdgas- und Erdöllagerstätten und stillgelegte Bergwerke genutzt werden [15].

Weltweit gibt es zwei Druckluftspeicherkraftwerke dieser Art: Das Kraftwerk Huntorf in Deutschland und das Kraftwerk McIntosh (mit Rekuperator) in den USA. Das erste in Deutschland errichtete diabate Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf wird seit 1978 erfolgreich mit einer Nettoleistung von derzeit 321 MW<sub>el</sub> betrieben.

Eine Weiterentwicklung stellt das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk (AA-CAES) dar [45]. Die bei der Verdichtung der Luft freigesetzte Wärme wird hier in einem Wärmespeicher gespeichert. Die gespeicherte Wärme wird der Luft bei der Expansion zugeführt, so dass auf eine externe Erdgaszufuhr verzichtet werden kann. Hierdurch steigt der Wirkungsgrad des Prozesses.

Die diabate Speichertechnik ist derzeit Stand der Technik. Die Entwicklung geht bei dem diabaten Druckluftspeicher in Richtung Wirkungsgraderhöhungen durch Abgasrekuperatoren und Optimierung des Turbinenstrangs mit höheren Temperaturen und Drücken [31]. Die adiabate Speichertechnik befindet sich noch im Entwicklungsstadium.

Für die Analyse wird die Speicherung in einer unterirdischen Salzkaverne betrachtet, da Kavernen aufgrund der großen Potentiale in Deutschland eine hohe Relevanz aufweisen. In Tabelle 2-5 sind die länderspezifischen Potentiale der Salzkavernen-Druckluftspeicherkraftwerke

in der EU28, Norwegen und der Schweiz dargestellt. Das Potential neuer Druckluftspeicher liegt in Deutschland bei etwa 575 GWh.

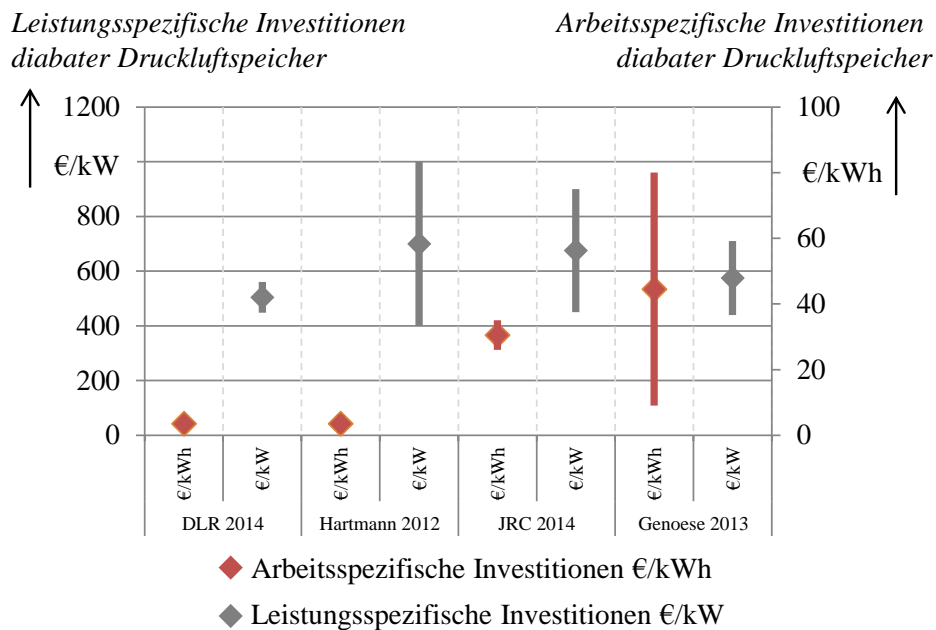
**Tabelle 2-5:** Potentiale der Druckluftspeicherkraftwerke in Europa

Land	Potential [GWh]	Land	Potential [GWh]
BG	5,4	NL	30
DE	575	PL	3
DK	32	GR	19
		RO	22

Quellen: [27], [39]

In der Literatur wird eine große Bandbreite für die spezifischen Investitionen von Druckluftspeichern angegeben. Dies ist auf die Abhängigkeit der Kosten von den geologischen Rahmenbedingungen und von der Größe der Anlage zurückzuführen.

Die spezifischen Investitionen diabater Druckluftspeicher liegen zwischen 400 und 1.000 €/kW und 3,5 bis 30,5 €/kWh (Abb. 2-4). Die Bandbreite der arbeitsspezifischen Investitionen variiert stark. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Aufteilung zwischen den arbeits- und leistungsspezifischen Investitionen in der Literatur nicht einheitlich ist.

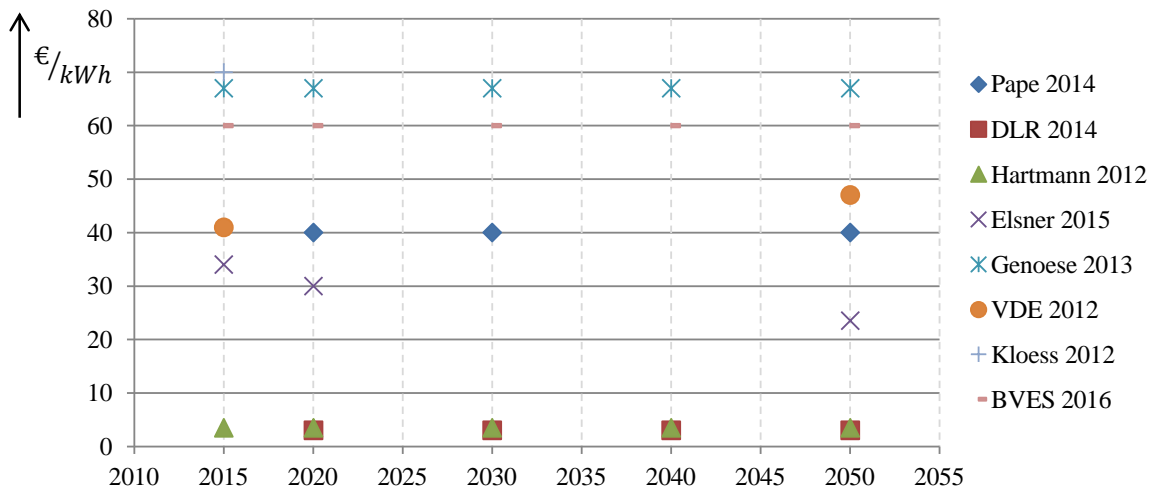


(DLR 2014 [14], Hartmann 2012 [15], JRC 2014 [29], Genoese 2013 [17])

**Abb. 2-4:** Spezifische Investitionen von diabaten Druckluftspeichern mit Kaverne

Die Bandbreite der spezifischen Investitionen der adiabaten Druckluftspeicher liegt derzeit bei 700 bis 1.200 €/kW und 2 bis 70 €/kWh (Abb. 2-5 und Abb. 2-6). Bis zum Jahr 2050 wird aufgrund zukünftiger Entwicklungsmöglichkeiten von einer Reduktion der Kosten auf etwa 600 bis 800 €/kW ausgegangen. Die Herausforderungen liegen in der Entwicklung des Wärmespeichers sowie in der Anpassung der Turbinen und Kompressoren.

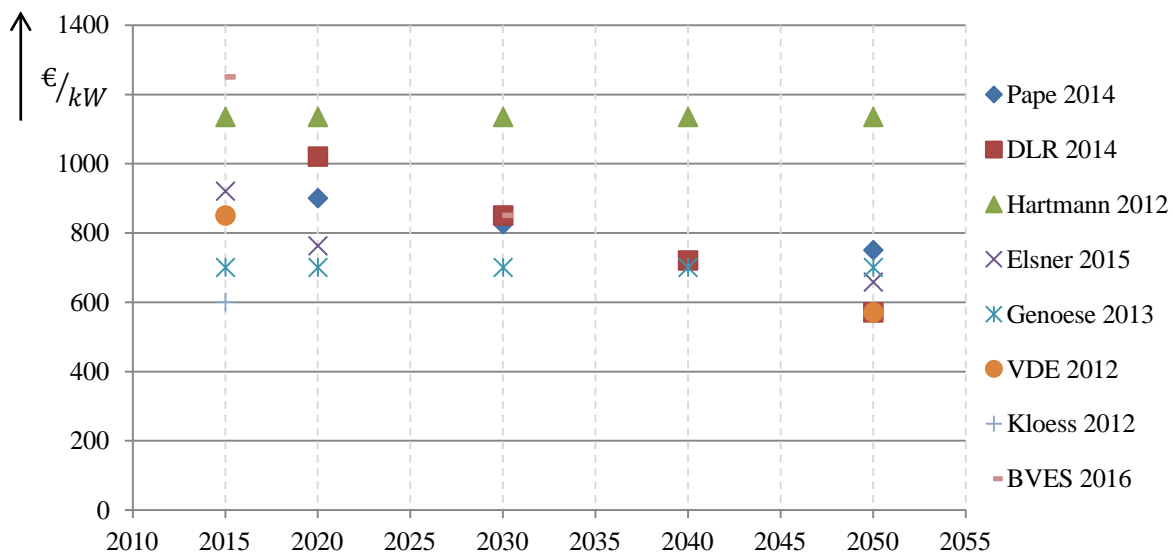
Spezifische Investitionen *adiabater*  
Druckluftspeicher mit Kaverne



(Pape 2014 [13], DLR 2014 [14], Hartmann 2012 [15], Elsner 2015 [16], Genoese 2013 [17], VDE 2012 [18], Kloess 2012 [21], BVES 2016 [46])

**Abb. 2-5:** Arbeitsspezifische Investitionen von adiabaten Druckluftspeichern mit Kaverne

Spezifische Investitionen *adiabater*  
Druckluftspeicher mit Kaverne



(Pape 2014 [13], DLR 2014 [14], Hartmann 2012 [15], Elsner 2015 [16], Genoese 2013 [17], VDE 2012 [18], Kloess 2012 [21], BVES 2016 [46])

**Abb. 2-6:** Leistungsspezifische Investitionen von adiabaten Druckluftspeichern mit Kaverne

In der Analyse wird ein optimistischer Pfad hinsichtlich der Entwicklung der leistungsspezifischen Investitionen angenommen, der in der Literatur als repräsentativ angesehen wird (Tabelle 2-6). Für das diabate Druckluftspeicherkraftwerk werden leistungsspezifische Investitionen in Höhe von 560 €/kW heute und 448 €/kW im Jahr 2050 angenommen [17], [14], [29],

[23]. Bei dem adiabaten Kavernen-Druckluftspeicherkraftwerk wird von leistungsspezifischen Investitionen in Höhe von 1.020 €/kW heute und 570 €/kW im Jahr 2050 [13], [23], [14] ausgegangen. Die arbeitsspezifischen Investitionen liegen bei dem diabaten Druckluftspeicherkraftwerk bei 4 €/kWh heute [23], [14], bei dem adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk bei 41 €/kWh [17], [14]. Die variablen Betriebskosten betragen 0,0012 €/kWh [29]. Die Energiedichte der gespeicherten Druckluft bei den Kavernen-Druckluftspeichern liegt bei 1,8 bis 9 kWh/m<sup>3</sup> und im Rahmen dieser Arbeit wird eine durchschnittliche Energiedichte von 5,4 kWh/ m<sup>3</sup> angenommen [23], [47], [7].

Der Wirkungsgrad diabater Druckluftspeicherkraftwerke ohne Rekuperator liegt heute bei etwa 42 %. Der Wirkungsgrad beinhaltet sowohl die Speicherverluste als auch den Wirkungsgrad der Gasturbine bei der Ausspeicherung. Durch den Einsatz eines Rekuperators kann der Gesamtwirkungsgrad auf 54 % erhöht werden. Für die Analyse wird das diabate Kraftwerk mit einem Gesamtwirkungsgrad von heute 54 % [14], [17], [23], [47] abgebildet, das adiabate Kavernen-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 67 % heute [13], [18], [47], [23].

Die Ruheverluste liegen bei 0 bis 5 % pro Tag [34]. Sie werden im Weiteren vernachlässigt. Für die Kostenbetrachtung wird von einer Lebensdauer aller Anlagenkomponenten von 40 Jahren ausgegangen [14], [30], [29]. Diese Kennwerte gelten sowohl für das diabate als auch für das adiabate Salzkavernen-Druckluftspeicherkraftwerk.

**Tabelle 2-6:** Technische und ökonomische Parameter von Druckluftspeichern

Technologie	Spezifische Investitionen		Variable Kosten	Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050				Heute	2050
<b>Druckluftspeicher diabat Salzkaverne leistungsspezifisch</b>	560 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	448 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	-	3,9 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	40	0,54	0,54
<b>Druckluftspeicher diabat Salzkaverne Speicher</b>	4 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	3 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,0012 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,052 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	40	1	1
<b>Druckluftspeicher adiat Salzkaverne leistungsspezifisch</b>	1.020 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	570 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	-	11 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	40	1	1
<b>Druckluftspeicher adiat Salzkaverne Speicher</b>	41 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	47 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,0012 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,7 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	40	0,67	0,69

Quellen: [14], [13], [17], [32], [18], [31], [45], [47], [23], [30], [29], [27]

### Stationäre Batteriespeicher

Chemische Energiespeicher nutzen reversible chemische Reaktionen zur Speicherung von Energie. Für den großtechnischen Einsatz eignen sich verschiedene Akkumulatortypen (wiederaufladbare Batterien, Sekundärzellen). Dazu gehören Blei-Akkumulatoren, nickelbasierte Akkumulatoren, Hochtemperaturbatterien, Redox-Flow-Batterien und Lithium-Ionen-Akkumulatoren [48].

Lithium-Ionen-Akkumulatoren bestehen aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten [48], [49]. Die Elektroden sind durch einen für Ionen durchlässigen Separator voneinander getrennt [50]. Bei der Beladung wird die elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt [48]. Der Bleisäure-Akkumulator besteht ebenfalls aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten. Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie hat zwei Tanks mit Elektrolytflüssigkeit, wodurch eine Skalierbarkeit von Leistung und Speicherkapazität gegeben ist.

Aufgrund der Analyse der verschiedenen Batteriespeichertechnologien werden im Weiteren ein repräsentativer Lithium-Ionen-Akkumulator, ein Vanadium-Redox-Flow-Akkumulator und ein Bleisäure-Akkumulator zur Bewertung der stationären Batteriespeicher im Netz herangezogen, da diese Technologien technisch ausgereift sind bzw. ein hohes zukünftiges Entwicklungspotential aufweisen. Für die stationären Batteriespeicher in Haushalten stehen der Lithium-Ionen-Akku und der Bleisäure-Akku zur Verfügung. Lithium-Ionen-Batterien sowie Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch hohe Zyklenzahlen und Entladetiefen aus [51], [52] (Tabelle 2-7).

**Tabelle 2-7:** Technische Charakteristika von Batteriespeichern

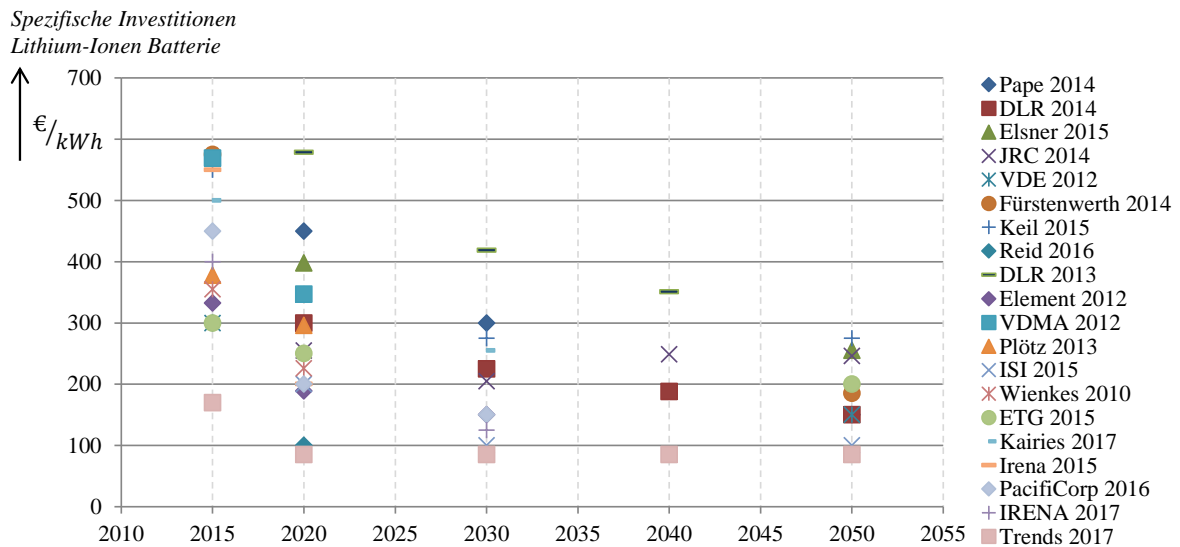
Technologie	Zyklenzahl	Entladetiefe [%]	Energiedichte [Wh/kg]
Lithium-Ionen	2.000-10.000	85-100	110-200
Bleisäure	200-2.500	60	25-50
Vanadium-Redox-Flow	10.000	100	10-75

Quellen: [53], [23], [54], [7]

Derzeit liegen die arbeitsspezifischen Investitionen von Lithium-Ionen-Batteriespeichern bei 300 bis 600 €/kWh (Abb. 2-7). Die Kosten hängen dabei von der Speichergröße ab, wobei die spezifischen Investitionen mit steigender Speichergröße sinken. Bis zum Jahr 2050 wird aufgrund großer technischer Entwicklungspotentiale von einer Reduktion der Kosten auf rund 90 bis 300 €/kWh ausgegangen. Die Kosten für das Jahr 2050 lassen sich aufgrund großer Unsicherheiten jedoch nur schwer abschätzen, weshalb in der Literatur eine große Bandbreite für die zukünftige Entwicklung gegeben ist.

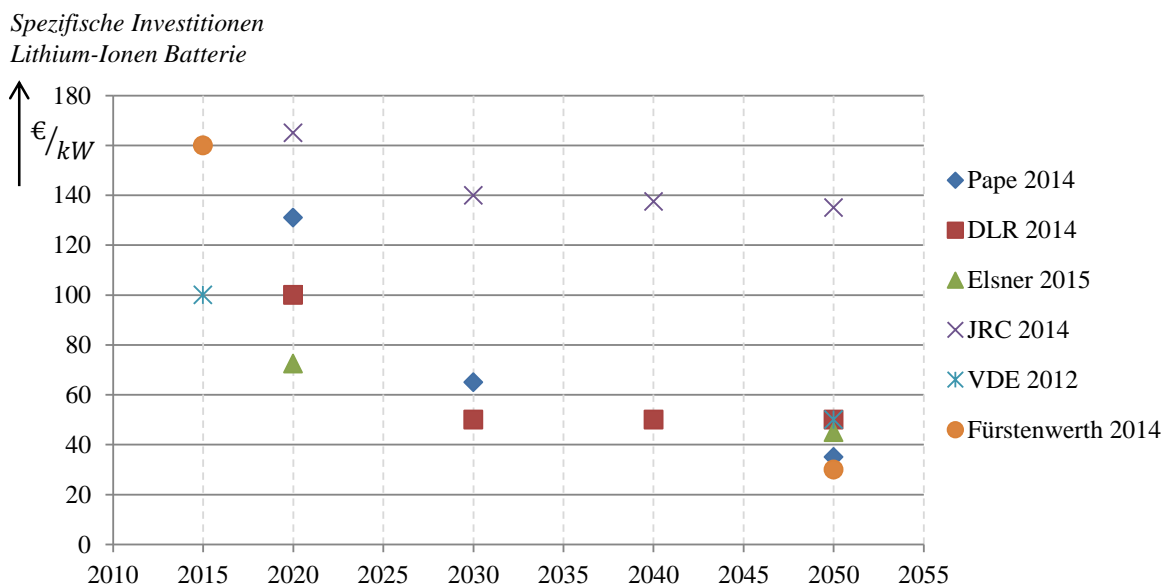
Die leistungsspezifischen Investitionen stellen den Investitionsaufwand für den Konverter und andere Peripheriekosten dar. Derzeit liegen die Kosten bei 100 bis 175 €/kW (Abb. 2-8). Bis zum Jahr 2050 wird von einer Kostenreduktion auf 20 bis 60 €/kW ausgegangen. Der entscheidende Anteil der spezifischen Investitionen liegt bei den Batteriespeichern im Vergleich zu den Pump- und Druckluftspeichern auf den arbeitsspezifischen Investitionen, bei den Pump- und Druckluftspeichern hingegen auf den leistungsspezifischen Investitionen.





(Pape 2014 [13], DLR 2014 [14], Elsner 2015 [16], JRC 2014 [29], VDE 2012 [18], Fürstenwerth 2014 [12], Keil 2015 [55], Reid 2016 [56], DLR 2013 [57], Element 2012 [58], VDMA 2012 [59], Plötz 2013 [60], ISI 2015 [61], Wienkes 2010 [62], ETG 2015 [63], Kairies 2017 [64], Irena 2015 [65], PacifiCorp 2016 [66], IRENA 2017 [67], Trends 2017 [68])

**Abb. 2-7:** Arbeitsspezifische Investitionen von Lithium-Ionen-Batterien



(Pape 2014 [13], DLR 2014 [14], Elsner 2015 [16], JRC 2014 [29], VDE 2012 [18], Fürstenwerth 2014 [12])

**Abb. 2-8:** Leistungsspezifische Investitionen von Lithium-Ionen-Batterien

In der Analyse wird von einem optimistischen Pfad hinsichtlich der Kostenentwicklung der Lithium-Ionen-Batteriespeicher ausgegangen (Tabelle 2-8). Für die Lithium-Ionen-Speicher werden leistungsspezifische Investitionen in Höhe von 175 €/kW heute und 35 €/kW im Jahr 2050 angenommen [13]. Bei den arbeitsspezifischen Investitionen wird von 400 €/kWh heute und 90 €/kWh im Jahr 2050 ausgegangen. Die Speicherverluste liegen bei 5 %.

Die Batteriespeicher in Haushalten weisen höhere spezifische Investitionen auf. Diese liegen derzeit bei den Lithium-Ionen-Akkumulatoren bei etwa 2.000 €/kWh [69], [70]. Bis zum Jahr 2050 wird hier von einer Kostenreduktion auf 300 €/kWh ausgegangen [69].

Neben den Annahmen der Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind in Tabelle 2-8 auch die Daten der Bleisäure-Akkumulatoren und der Vanadium-Redox-Flow-Akkumulatoren aufgeführt. Aufgrund des heutigen Entwicklungsstandes der Bleisäure-Akkumulatoren wird bei diesen nur von einer leichten Reduktion der spezifischen Investitionen ausgegangen.

**Tabelle 2-8:** Technische und ökonomische Parameter von stationären Batteriespeichern

Technologie	Spezifische Investitionen		Variable Kosten	Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050				Heute	2050
<b>Batterie Lithium-Ionen leistungsspezifisch Netz</b>	175 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	35 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	-	-	10	1	1
<b>Batterie Lithium-Ionen Speicher Netz</b>	400 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	90 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,0026 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1,4 % Inv.	10	0,95	0,95
<b>Batterie Lithium-Ionen leistungsspezifisch Haushalt</b>	175 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	35 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	-	-	10	1	1
<b>Batterie Lithium-Ionen Speicher Haushalt</b>	2.000 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	300 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,0026 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1,4 % Inv.	10	0,95	0,95
<b>Batterie Bleisäure leistungsspezifisch</b>	410 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	330 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	-	-	8	1	1
<b>Batterie Bleisäure Speicher</b>	175 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	135 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,0008 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1,4 % Inv.	8	0,85	0,85
<b>Batterie Redox-Flow leistungsspezifisch</b>	950 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	330 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	-	-	10	1	1
<b>Batterie Redox-Flow Speicher</b>	406 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	104 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,002 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1,4 % Inv.	10	0,75	0,75

Quellen: [12], [14], [13], [29], [23], [27], [70], [69]

### Überblick Stromspeicher

Abb. 2-9 zeigt einen Überblick über die spezifischen Investitionen von Stromspeichern. In Schwarz dargestellt ist dabei die Bandbreite der für die energiewirtschaftliche Analyse angenommenen Werte (mit Kostenreduktionen von heute bis zum Jahr 2050). Der graue Balken zeigt die Bandbreite der Literaturwerte.

Es ist erkennbar, dass Lithium-Ionen-Batterien gegenüber den Bleisäure-Batterien und den Redox-Flow-Batterien unter den betrachteten Annahmen künftig kostengünstiger sind. Aufgrund der geringeren spezifischen Investitionen der Lithium-Ionen-Batterien im Netz sowie der höheren Wirkungsgrade und Lebensdauer gegenüber den anderen Batteriespeichertypen weisen die Lithium-Ionen-Batteriespeicher die höchste Relevanz auf.

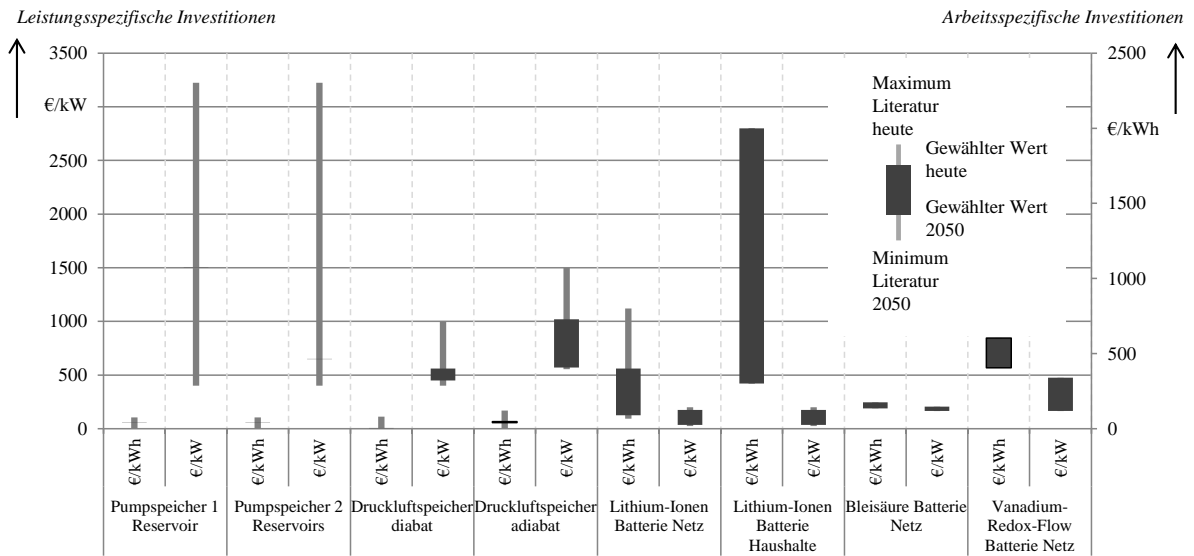


Abb. 2-9: Überblick über die spezifischen Investitionen von Stromspeichern

### Exemplarische Gestehungskosten Stromspeicher

Zur ökonomischen Einordnung der verschiedenen Stromspeichertypen werden exemplarische Gestehungskosten für die unterschiedlichen Speicher berechnet. Dabei gilt:

- Zinssatz: 7,5 %
- Kurzfristspeicher: Ausspeicherdauer 3 h, 1 Zyklus pro Tag
- Mittelfristspeicher: Ausspeicherdauer 24 h, 0,29 Zyklen pro Tag

Abb. 2-10 zeigt die exemplarischen Gestehungskosten von Strom aus Stromspeichern für zwei Versorgungsfälle (ohne Strombezugspreis). Dabei ergeben sich Gestehungskosten für die Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Netz von über 20 bis 60 ct/kWh heute und von unter 10 ct/kWh zukünftig.

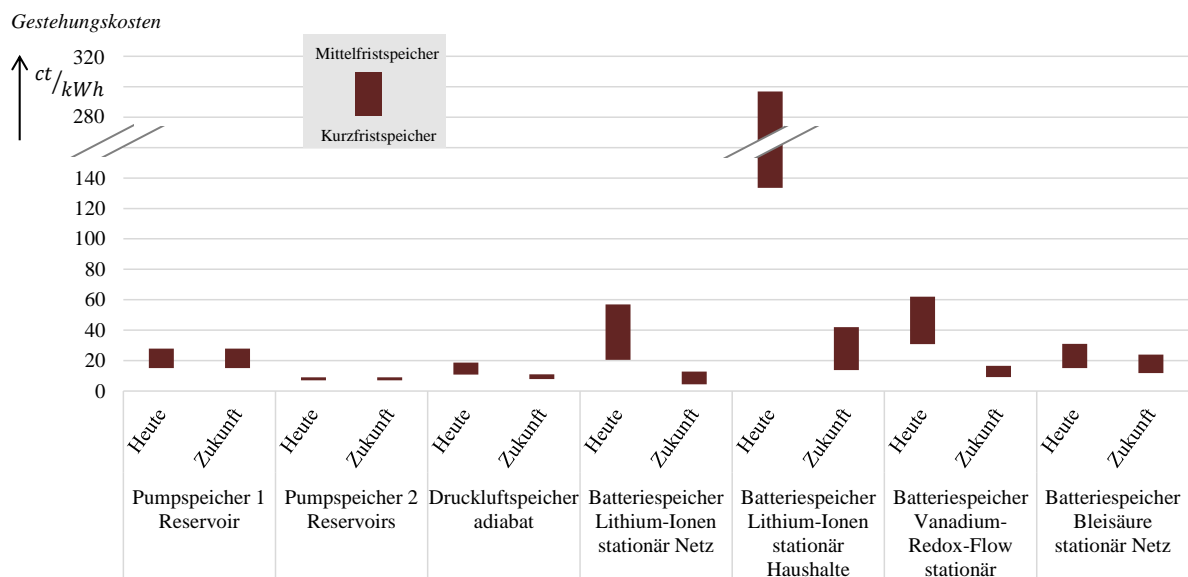
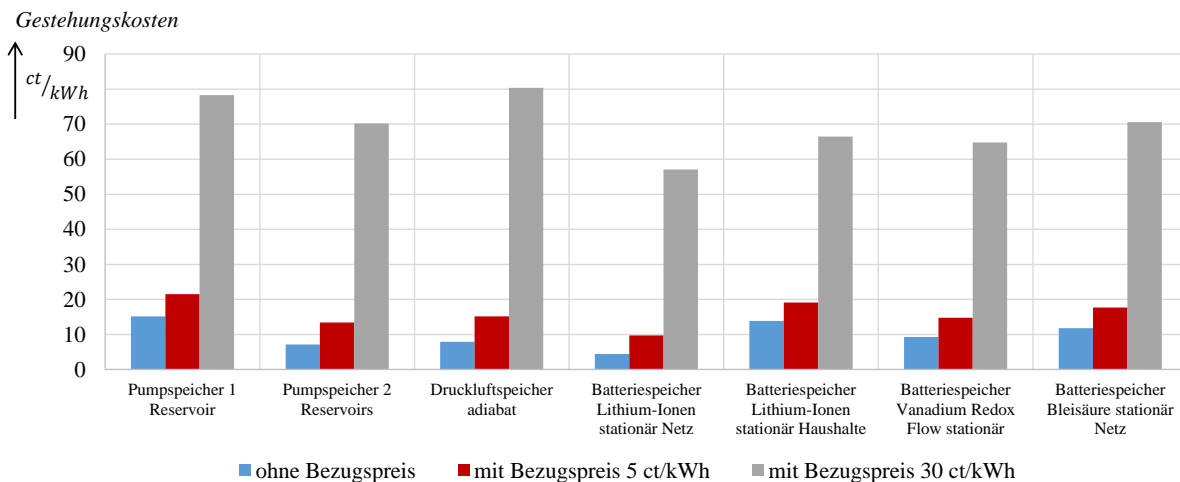


Abb. 2-10: Exemplarische Gestehungskosten Stromspeicher

Die Gestehungskosten der Lithium-Ionen-Batteriespeicher in Haushalten liegen heute bei über 100 ct/kWh, die Gestehungskosten der Pumpspeicher sind mit 7 bis 30 ct/kWh heute am geringsten. Die Gestehungskosten der diabaten Druckluftspeicher werden an dieser Stelle nicht betrachtet, dass diese aufgrund des Erdgaseinsatzes in der Gasturbine nicht direkt vergleichbar mit den hier aufgeführten reinen Stromspeichern sind.

Bei zusätzlicher Berücksichtigung eines Strombezugspreises wird ersichtlich, dass Lithium-Ionen-Batterien im Netz hier aufgrund der hohen Wirkungsgrade geringere Gestehungskosten aufweisen als Pump- oder Druckluftspeicher (Abb. 2-11). Bei Berücksichtigung eines Strombezugspreises steigen die Kosten.

Insgesamt lässt sich für die modellgestützte Analyse ableiten, dass die stationären Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Netz bei entsprechender Reduktion der spezifischen Investitionen für die Kurzfristspeicherung zukünftig eine hohe Relevanz aufweisen, da die Stromspeicherkosten geringer als bei den anderen Stromspeichertypen ausfallen. Die Ergebnisse deuten zudem darauf hin, dass Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke aufgrund der geringeren arbeitsspezifischen Investitionen für die mittel- und längerfristige Speicherung von Energie von Bedeutung sein können. Für die saisonale Langfristspeicherung eignen sich ebenso Stromspeicher mit geringen arbeitsspezifischen Investitionen.



**Abb. 2-11:** Exemplarische Gestehungskosten von Kurzfrist-Stromspeichern im Jahr 2050 in Abhängigkeit der Strombezugspreise

### 2.1.2 Thermische Speicher

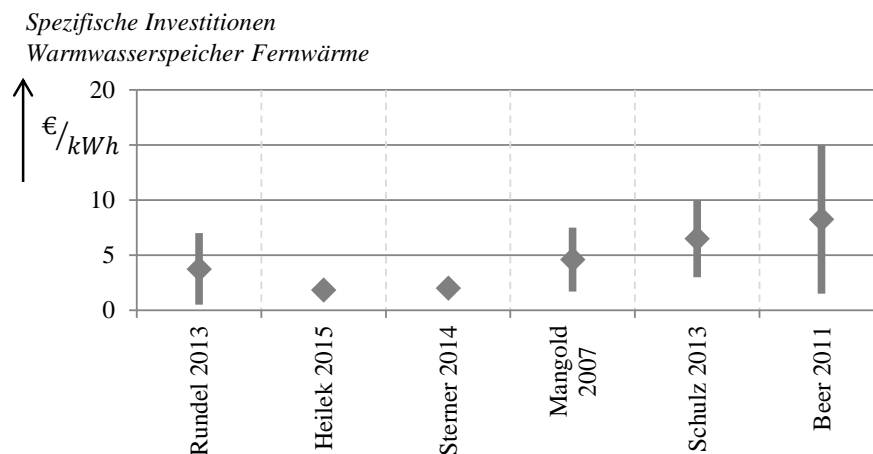
Thermische Speicher können sowohl zur Langzeitspeicherung, z. B. zur saisonalen Speicherung solarer Wärme, als auch zur Kurzzeitspeicherung, z. B. zur Speicherung von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), eingesetzt werden [71]. Dabei kann die Abwärme aus Heizkraftwerken sowie industrielle Abwärme flexibel genutzt werden. Durch die Speicher kann bei stromgeführtem Betrieb der KWK-Anlagen ein zeitlicher Ausgleich von Wärmeangebot und -nachfrage erfolgen. Bei wärmegeführtem Betrieb dienen die Wärmespeicher der gleichmäßigen Auslastung der KWK-Anlagen.

Durch Power-to-Heat-Anwendungen kann Strom bzw. können Stromüberschüsse zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Durch thermische Speicher können auch hier Wärmeangebot und Wärmenachfrage zeitlich entkoppelt werden. Dezentrale Wärmespeicher in Kombination mit Elektroheizstäben oder Wärmepumpen in Haushalten fungieren als Pufferspeicher zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Thermische Energiespeicher können in sensible, latente und thermochemische Wärmespeicher unterteilt werden [8], [72]. Bei den sensiblen Wärmespeichern erfolgen die Energieaufnahme und -abgabe durch eine Temperaturänderung des Speichermediums. Im Gegensatz dazu findet bei der Speicherung latenter Wärme eine Änderung des Aggregatzustandes des Speichermediums statt [8]. Unter thermochemischen Wärmespeichern werden chemisch reversible Reaktionen oder Sorptionsspeicher verstanden [8], [7]. Aufgrund der Literaturrecherche werden für die Analyse ein repräsentativer Warmwasserspeicher in der Fernwärme und ein Warmwasserspeicher in Haushalten zur Bewertung der thermischen Speicher herangezogen, da der Warmwasserspeicher marktreif und heute bereits großtechnisch verfügbar ist.

### Thermischer Speicher in der Fernwärme

Der klassische Warmwasserspeicher in der Fernwärme besteht meist aus einem zylindrischen Behälter, der über Rohrleitungen mit dem Fernwärmenetz verbunden ist [73]. Die obere warme und untere kalte Wasserschicht vermischen sich nur in der Trennschicht, die sich zwischen diesen beiden Schichten befindet [73]. Diese thermische Schichtung verhindert eine Durchmischung des Wassers und gewährleistet somit ein höheres nutzbares Temperaturniveau [74]. Heißwasserspeicher können als Druckspeicher oder drucklos ausgeführt werden. Drucklose Warmwasserspeicher weisen dabei geringere spezifische Investitionen auf [75]. Druckspeicher können aufgrund des angelegten Drucks hingegen auch bei höheren Temperaturen (über 100 °C) betrieben werden. Für die Analyse wird ein druckloser Warmwasserspeicher als Fernwärmespeicher betrachtet. Die Kosten großtechnischer Warmwasserspeicher in der Fernwärme liegen bei etwa 0,5 bis 15 €/kWh (Abb. 2-12).



(Rundel 2013 [76], Heilek 2015 [77], Sterner 2014 [7], Mangold 2007 [78], Schulz 2013 [79], Beer 2011 [80])

**Abb. 2-12:** Spezifische Investitionen von Warmwasserspeichern in der Fernwärme

Die große Bandbreite ergibt sich aus der Abhängigkeit der spezifischen Investitionen von der Speichergröße. Je größer die Speicherkapazität ist, desto geringer sind die spezifischen Investitionen. Die größten sensiblen Warmwasserspeicher in Deutschland mit 5.000 bis 10.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen weisen spezifische Investitionen von 0,5 bis 3 €/kWh auf [7].

Für den Wärmespeicher in der Fernwärme können arbeitsspezifische Investitionen in Höhe von 2 €/kWh angenommen werden (Tabelle 2-9). Dies gilt für einen typischen, großtechnischen Warmwasserspeicher [77]. Bei den leistungsspezifischen Investitionen für die Lade- und Entladeeinheit wird von 3 €/kW ausgegangen [77]. Die Speicherverluste liegen bei 10 % [81].

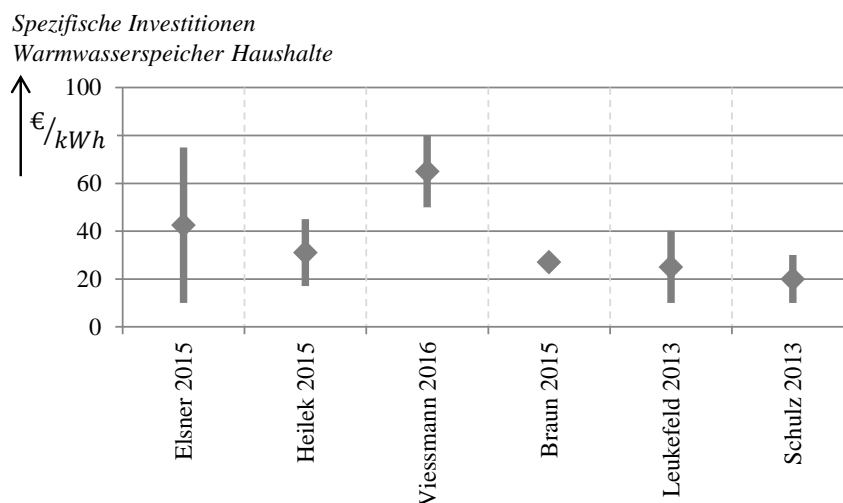
**Tabelle 2-9:** Technische und ökonomische Parameter von Warmwasserspeichern in der Fernwärme

Technologie	Spezifische Investitionen		Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050			Heute	2050
Warmwasserspeicher Fernwärme leistungsspezifisch	3 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	3 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$	-	20	1	1
Warmwasserspeicher Fernwärme Speicher	2 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	2 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,025 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	20	0,9	0,9

Quellen: [82], [81], [83], [75], [84], [16], [77]

### Thermischer Speicher in Haushalten

Für die Analyse der Wärmespeicher in Haushalten wird ein repräsentativer, druckloser Warmwasserspeicher herangezogen (sensibler Speicher), da dieser heute Stand der Technik ist. In Abb. 2-13 ist eine Übersicht über die spezifischen Investitionen von Wärmespeichern in Haushalten dargestellt. Die hier ausgewiesenen spezifischen Kosten von 10 bis 80 €/kWh fallen höher aus als die spezifischen Investitionen eines Fernwärmespeichers. Dies ist auf die geringere durchschnittliche Speichergröße zurückzuführen, die zu höheren spezifischen Investitionen führt.



(Elsner 2015 [16], Heilek 2015 [77], Viessmann 2016 [85], Braun 2015 [86], Leukefeld 2013 [87], Schulz 2013 [79])

**Abb. 2-13:** Spezifische Investitionen von Warmwasserspeichern in Haushalten

Aufgrund der in der Literatur angegebenen Kosten für einen repräsentativen Warmwasserspeicher in Haushalten können für diesen durchschnittliche arbeitsspezifische Investitionen in Höhe von 40 €/kWh und leistungsspezifische Investitionen in Höhe von 3 €/kW angenommen werden (Tabelle 2-10). Die thermischen Speicherverluste liegen bei 10 %.

**Tabelle 2-10:** Technische und ökonomische Parameter von Warmwasserspeichern in Haushalten

Technologie	Spezifische Investitionen		Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050			Heute	2050
<b>Warmwasserspeicher Haushalte leistungsspezifisch</b>	$3 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$3 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	-	20	1	1
<b>Warmwasserspeicher Haushalte Speicher</b>	$40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$40 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$2,5 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	20	0,9	0,9

Quellen: [77], [85], [86], [16], [87]

### 2.1.3 Gasspeicher

Zentrale Gasspeicher in Kombination mit Power-to-Gas können zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen. Mit der Elektrolyse kann Überschussstrom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien in Wasserstoff bzw. durch Methanisierung in synthetisches Erdgas umgewandelt und im Gassektor genutzt werden. Der Einsatz von Gasspeichern ermöglicht dabei eine zeitliche Entkopplung von Gaserzeugung und -nachfrage.

Den Hauptanteil bei den Gasspeichern in Deutschland bilden die Salzkavernen. Aus diesem Grund sind sie für die Gasspeicherung besonders relevant und werden im Weiteren für die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen betrachtet. Tabelle 2-11 zeigt dazu die länderspezifischen Potentiale der Kavernen in der EU28, Norwegen und der Schweiz.

**Tabelle 2-11:** Potentiale der Salzkavernen in Europa

Land	Potential Kaverne [Mio. m <sup>3</sup> ]	Land	Potential Kaverne [Mio. m <sup>3</sup> ]
<b>RO</b>	8.000	<b>GR</b>	4.000
<b>BG</b>	1.460	<b>NL</b>	12.000
<b>DE</b>	221.000	<b>PL</b>	4.000
<b>DK</b>	12.000	<b>UK</b>	0,004

Quellen: [27], [39]

Es zeigt sich, dass Deutschland mit 221 Mrd. m<sup>3</sup> ein großes Potential für neue Kavernen aufweist. Die Energiedichte von Wasserstoff ist druckabhängig (3 kWh/Nm<sup>3</sup>, 400 kWh/m<sup>3</sup> bei 300 K und 200 bar) [7]. Das Gesamtpotential der Salzkavernen gilt dabei sowohl für die Druckluft- als auch für die Wasserstoffspeicher. Für den Wasserstoffspeicher können spezifische Kosten in Höhe von 0,7 €/m<sup>3</sup> angenommen werden (Tabelle 2-12).

**Tabelle 2-12:** Technische und ökonomische Parameter der Gasspeicher

Technologie	Spezifische Investitionen	Variable Kosten	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad
Wasserstoff Kaverne leistungsspezifisch	$70 \frac{\text{€}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$	-	30	0,99
Wasserstoff Kaverne Speicher	$0,7 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$	$0,05 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$	30	0,98

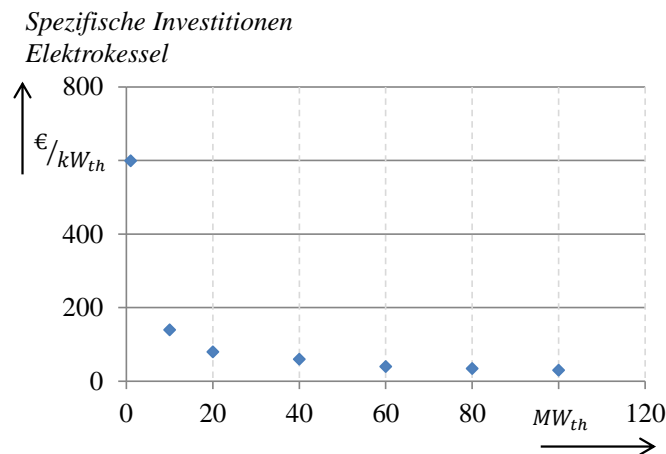
Quellen: [88], [89], [90], [91], [27]

## 2.2 Power-to-Heat

Elektrokessel und Großwärmepumpen können überschüssigen Strom in Fernwärme umwandeln. Diese Wärme kann in einem Wärmespeicher zwischengespeichert werden, um einen zeitlichen Ausgleich zwischen Fernwärmeangebot und -nachfrage zu ermöglichen. Auch Haushalte können mit elektrischen Heizstäben in Kombination mit Wärmespeichern sowie Nachtspeicherheizungen ausgestattet werden.

### 2.2.1 Elektrokessel in der Fernwärme

Die spezifischen Investitionen von Elektrokesseln in der Fernwärme sind leistungsabhängig. Dabei sinken die spezifischen Investitionen mit steigender Leistung. Bei großen Leistungen von mehr als 100 kW liegen die spezifischen Investitionen von Elektrokesseln in der Fernwärme (ohne Wärmespeicher) bei weniger als 30 €/kW<sub>th</sub> (Abb. 2-14). Bei kleinen Leistungen liegen die spezifischen Investitionen bei bis zu 600 €/kW<sub>th</sub>.



(Götz 2013 [92])

**Abb. 2-14:** Spezifische Investitionen des Elektrokessels in der Fernwärme

Aufgrund der Literaturrecherche können für den Elektrokessel durchschnittliche spezifische Investitionen von 150 €/kW<sub>el</sub> angenommen werden, da in der Fernwärme von größeren Leistungen ausgegangen wird [93], [94], [95]. In Tabelle 2-13 sind die Daten der Elektrokessel in der Fernwärme dargestellt.



**Tabelle 2-13:** Technische und ökonomische Parameter des Elektrokessels in der Fernwärme

Technologie	Spezifische Investitionen	Variable Kosten	Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad
Elektrokessel in der Fernwärme	$150 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}}$	-	$5 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	20	0,9

Quellen: [94], [93], [96]

### 2.2.2 Großwärmepumpe in der Fernwärme

Elektrische Großwärmepumpen in der Fernwärme können sowohl zur Grundlastversorgung als auch zur Aufnahme kurzzeitiger Überschüsse aus fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt werden [97]. Die Flexibilität der Wärmepumpen besteht darin, dass die Leistungsaufnahme gesteuert und somit an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angepasst werden kann. Der Einsatz von Wärmepumpen im Fernwärmenetz ermöglicht zum einen die Transformation der Wärme von einem niedrigen auf ein höheres Temperaturniveau, zum anderen die gleichmäßige Auslastung der KWK-Anlagen im Wärmenetz.

Die spezifischen Investitionen von Kompressionswärmepumpen variieren je nach verwendeter Technologie und Leistungsbereich. Sie liegen zwischen 200 und 2.000 €/kW<sub>th</sub> [98], [99], [100]. Der Coefficient of Performance (COP) gibt das Verhältnis von Nutzleistung zu elektrischer Antriebsleistung an. Je höher der Temperaturhub zwischen dem Kondensator und dem Verdampfer ist, desto niedriger ist der COP. Der COP der Wärmebereitstellung liegt abhängig von der Wärmequelle zwischen 2 und 5 [98]. Bei den elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen werden verschiedene Arten unterschieden:

- Luft/Wasser-Wärmepumpe (Nutzung von Umgebungsluft)
- Luft/Luft-Wärmepumpe (Nutzung von Abluft)
- Wasser/Wasser-Wärmepumpe (Nutzung von Grundwasser/Wasser)
- Sole/Wasser-Wärmepumpe (Nutzung des Erdreichs)

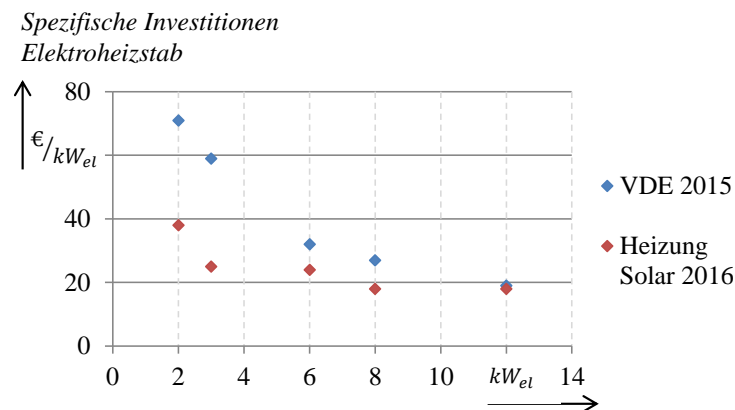
Für den Einsatz in der Fernwärme eignet sich insbesondere die elektrische Wasser/Wasser-Großwärmepumpe, der Grundwasser bzw. Flusswasser als Wärmequelle dient. Für die Wärmepumpe können leistungsspezifische Investitionen von 545 €/kW<sub>th</sub> heute bzw. 434 €/kW<sub>th</sub> im Jahr 2050 angenommen werden (Tabelle 2-14) [99]. Es kann ein COP von 3 kW Wärmeleistung pro kW elektrischer Leistung angenommen werden.

**Tabelle 2-14:** Technische und ökonomische Parameter der Großwärmepumpe in der Fernwärme

Technologie	Spezifische Investitionen		Variable Kosten	Fixe Kosten [pro Jahr]	Lebensdauer [Jahre]	COP	
	Heute	2050				Heute	2050
Großwärmepumpe in der Fernwärme	$545 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{th}}$	$434 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{th}}$	$0,01 \frac{\text{€}}{\text{GJ}}$	$12 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	25	3	3

### 2.2.3 Elektrischer Heizstab in Haushalten

Elektroheizstäbe in Haushalten können der Integration erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt dienen. Diese können Stromüberschüsse aufnehmen und in Kombination mit herkömmlichen Heizungstechnologien eingesetzt werden. Abb. 2-15 zeigt eine Übersicht über die spezifischen Investitionen des Elektroheizstabs in Haushalten (Gerätepreis ohne Wärmespeicher). Für typischen Leistungen liegen diese bei 20 bis 80 €/kW<sub>el</sub>. Die spezifischen Investitionen sinken dabei mit steigender Leistung.



(VDE 2015 [97], Heizung Solar 2016 [101])

**Abb. 2-15:** Spezifische Investitionen des Elektroheizstabs in Haushalten

Aufgrund typischer Leistungen von wenigen Kilowatt kann bei den Elektroheizstäben in Haushalten von spezifischen Investitionen in Höhen von 30 €/kW<sub>el</sub> ausgegangen werden. Dies ist in Tabelle 2-15 dargestellt.

**Tabelle 2-15:** Technische und ökonomische Parameter des elektrischen Heizstabs in Haushalten, nach [101]

Technologie	Spezifische Investitionen		Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad
	Heute	2050		
<b>Elektrischer Heizstab in Haushalten</b>	30 $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}}$	30 $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}}$	20	0,9

### 2.2.4 Nachtspeicherheizungen in Haushalten

Die Nachtspeicherheizung wandelt elektrische Energie in Wärme um und speichert diese in einem Speicherkern [102], [103]. Die elektrische Energie wird dabei in Schwachlastzeiten aufgenommen und die gespeicherte Wärme über den Tag verteilt als Raumwärme abgegeben [103], [104]. Das Prinzip basiert auf dem Gedanken, die Stromnachfrage in Zeitpunkten mit geringer Last (nachts) zu erhöhen und so die konventionellen Kraftwerke gleichmäßig auszulasten [105]. Das im Jahr 2009 beschlossene Betriebsverbot von bestimmten Speicherheizungen [106], [107] wurde im Jahr 2013 aufgehoben [108], da elektrische Speicherheizungen durch

ihr Flexibilisierungspotential einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können [105]. Sie können vom Netzbetreiber gesteuert werden, wodurch Stromüberschüsse gezielt zur Raumheizung genutzt werden können [109].

Für das Verhältnis von Speicherkapazität  $STG_{NST}$  und Einspeicherleistung  $STG_{NST,IN}$  gilt [102]:

$$\frac{STG_{NST}}{STG_{NST,IN}} = 8 \frac{kWh}{kW_{el}} \quad (2.2)$$

Die Speicherheizung kann als nahezu verlustfrei angesehen werden, sofern der Speicherkern nicht zu stark aufgeladen wird [103]. Es kann von einem Wirkungsgrad von 97 % ausgegangen werden (Tabelle 2-16) [110]. Die spezifischen Investitionen liegen bei rund 230 €/kW<sub>el</sub> [102], [111].

**Tabelle 2-16:** Technische und ökonomische Parameter der Nachtspeicherheizung

Technologie	Spezifische Investitionen		Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050		Heute	2050
Nachtspeicherheizung	230 $\frac{\text{€}}{kW_{el}}$	230 $\frac{\text{€}}{kW_{el}}$	20	0,97	0,97

Quellen: [111], [102], [111], [110]

### 2.3 Power-to-Gas

Mittels der Wasserelektrolyse kann elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt werden. Dabei erfolgt die Zerlegung von Wasser (H<sub>2</sub>O) in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>). Dieser Wasserstoff kann gespeichert und anschließend sowohl zur Rückverstromung als auch zur Nutzung in anderen Sektoren (zum Beispiel im Verkehr) verwendet werden. Für die Wasserelektrolyse stehen verschiedene technologische Verfahren zur Verfügung, die im Hinblick auf die Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem von Bedeutung sein können [112]:

- Alkalische Wasserelektrolyse (atmosphärische Elektrolyse)
- Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse, Druckelektrolyse)
- Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse

Der Vorteil der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen liegt in dem schnelleren Lastwechsel. Auch im unteren Teillastbereich erreicht sie in kurzer Zeit die Betriebstemperatur [112]. Aus diesem Grund wird im Weiteren die PEM-Elektrolyse für die Analyse der Wasserelektrolyse herangezogen. Eine zusätzliche Nutzungsmöglichkeit des durch die Elektrolyse bereitgestellten Wasserstoffs ist die Umwandlung in synthetisches Methan durch die Methanisierung. Bei der PEM-Elektrolyse können leistungsspezifische Investitionen in Höhe von 2.000 €/kW<sub>el</sub> heute und 530 €/kW<sub>el</sub> im Jahr 2050 angenommen werden (Tabelle 2-17) [113], [114], [115], [21]. Der Wirkungsgrad liegt bei 70 % heute und 80 % im Jahr 2050 [116], [113], [117]. Bei der Methanisierungsanlage werden leistungsspezifische Investitionen in Höhe von 700 €/kW<sub>H<sub>2</sub></sub>

heute und 520 €/kW<sub>H2</sub> im Jahr 2050 angenommen [84]. Der Wirkungsgrad liegt bei 80 % heute und 85 % im Jahr 2050 [117].

**Tabelle 2-17:** Technische und ökonomische Parameter der PEM-Elektrolyse und der Methanisierung

Technologie	Spezifische Investitionen		Lebensdauer [Jahre]	Wirkungsgrad	
	Heute	2050		Heute	2050
<b>PEM-Elektrolyse</b>	2.000 $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}}$	530 $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{el}}$	20	0,7	0,8
<b>Methanisierung</b>	700 $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{H_2}}$	520 $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{H_2}}$	20	0,8	0,85

Quellen: [113], [21], [114], [115], [117], [116], [112]

## 2.4 Elektromobilität

Die Nutzung von Strom im Verkehrssektor durch Elektromobilität kann der Integration erneuerbarer Energien dienen. Die Flexibilität besteht darin, dass die Batterien der Elektrofahrzeuge in Zeitpunkten mit hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien flexibel geladen werden können und zu einem späteren Zeitpunkt Fahrleistung bereitgestellt werden kann. Die Problematik besteht in der Ladeinfrastruktur und der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge an den Ladestationen. Flexible Ladestrategien erfordern aufgrund teilweise geringer Reichweiten der Elektrofahrzeuge sowohl eine gut ausgebaute öffentliche Ladeinfrastruktur als auch private und gewerbliche Ladestationen. Zusätzlich zur Fahrleistung können mobile Batterien als Stromspeicher genutzt werden, indem die Elektrizität zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt bei hoher Stromnachfrage wieder ins Netz eingespeist wird (Vehicle-to-Grid V2G). Neben der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge an Ladestationen ist hierbei die Akzeptanz von entscheidender Bedeutung.

Für die Analyse werden verschiedene Typen von Elektrofahrzeugen (PKW) unterschieden: Batterieelektrisches Fahrzeug (BEV), Plug-In-Hybrid (PHEV) Benzin, PHEV Diesel, PHEV Ethanol, PHEV Gas. Die Daten für die Elektrofahrzeuge basieren auf den Arbeiten von [118], [119]. In der Tabelle A-2 im Anhang sind die spezifischen Kosten der verschiedenen Fahrzeugtypen dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die Kosten der mobilen Batteriespeicher nicht separat ausgewiesen werden und in den Gesamtfahrzeugkosten enthalten sind.

In [15] wird angegeben, dass zu jedem Zeitpunkt mindestens 90 % der Fahrzeuge an Ladestationen verfügbar sind und somit als Stromspeicher genutzt werden können. Darüber hinaus wird angenommen, dass maximal 20 % der Batteriekapazität als Stromspeicher im Elektrizitätssystem zur Verfügung stehen [15]. Diese Annahme ergibt sich aus Akzeptanzanalysen.

Bei den Elektroautos (BEV) wird in der Analyse von einer Batteriespeicherkapazität von 30 kWh/Fahrzeug ausgegangen. Die Ladeleistung ergibt sich dabei aus der verfügbaren Anschlussleistung (Ladeinfrastruktur). Dabei wird zwischen Normalladen und Schnellladen unterschieden [120].

Für die normale Ladesäule an der Haushaltssteckdose können spezifische Investitionen von 400 €/kW heute und 133 €/kW zukünftig angenommen werden (Tabelle 2-18). Die spezifischen Kosten der Schnellladesäule, bei der von einer Ladeleistung von 50 kW ausgegangen wird, liegen bei 950 €/kW heute und 820 €/kW zukünftig. Diese bidirektionale Ladesäule ermöglicht darüber hinaus die Rückeinspeisung des Stroms ins Stromnetz.

**Tabelle 2-18:** Ladeinfrastruktur der Elektrofahrzeuge

Ladetechnik	Normalladen		Schnellladen	
Spannungstyp	AC		DC	
Ladeleistung	3 kW		50 kW	
	Heute	Zukunft	Heute	Zukunft
Gesamte Investition	1.200 €	700 €	47.500 €	41.000 €
Investition in € pro kW Ladeleistung	400	133	950	820

Quellen: [120], [121], [122], [123], [124], [125]

## 2.5 Demand Side Management

Demand Side Management (DSM) ist ein Konzept zur Steuerung von Stromlasten, insbesondere in der Industrie, bei dem durch gezieltes Zu- und Abschalten der Lasten der Energieverbrauch zeitlich verschoben bzw. angepasst werden kann. Stromintensive Industrieprozesse (z. B. bei der Stahlherstellung) weisen Lastverschiebungspotentiale auf, wodurch Lasten in Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien gezielt zugeschaltet werden können, in Zeiten geringer Stromeinspeisung können Lasten abgeschaltet werden.

DSM wird im Rahmen dieser Arbeit für Deutschland basierend auf den Analysen und Daten von [126], [127], [128], [129], [130] berücksichtigt. Die Lastverschiebungspotentiale können mithilfe von Kosten-Potential-Kurven dargestellt werden. Die Potentiale verschiedener Industrieprozesse und Bereiche werden hierbei nach den jeweiligen Kosten geordnet.

Für die Analyse werden die DSM-Optionen unterschiedlicher Branchen vereinfacht in zwei Varianten aggregiert betrachtet: Energieintensive Industrie und Querschnittstechnologien. Tabelle A-3 und Tabelle A-4 im Anhang zeigen die Rohdaten der Kosten-Potential-Kurven. Die aggregierten technischen und ökonomischen Daten der DSM-Daten sind in Tabelle 2-19 dargestellt. Das nutzbare Gesamtpotential der zu- bzw. abschaltbaren Last wird hiernach auf 7,3 GW geschätzt.

Darüber hinaus müssen Kompensationszeiten berücksichtigt werden, innerhalb derer bestimmte zugeschaltete bzw. abgeschaltete Lasten entsprechend ausgeglichen (kompensiert) werden müssen. Die Kompensationszeiten und die maximalen Einsatzzeiten pro Jahr ergeben sich insbesondere aus prozessbedingten Vorgaben der jeweils betrachteten Bereiche.

**Tabelle 2-19:** Technische und ökonomische Parameter des DSM

DSM Option	Spezifische Investitionen		Max. verschiebbare Last	Fixe Kosten [pro Jahr]		Variable Kosten	Lebensdauer [Jahre]	Kompensationszeit	Einsatzzeit pro Jahr
	Heute	2050		2050	Heute				
<b>Energieintensive Industrie</b>	0	0	5,8 GW	0	0	$82,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$	-	12 h	908 h
<b>Querschnittstechnologien</b>	$72 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$37 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	1,5 GW	$0,63 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	$0,33 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$	0	15	12 h	8760 h

Quellen: [127], [128], [129], eigene Aggregationen

### **3 Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Energiesystemmodellen – Stand der Forschung und Weiterentwicklung**

Im vorliegenden Kapitel wird zunächst der Stand der Forschung hinsichtlich der Modellierung von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Energiesystemmodellen dargestellt und Weiterentwicklungsmöglichkeiten aufgezeigt. Den Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit bildet das bestehende, am IER entwickelte Energiesystemmodell TIMES PanEU. Dieses ist ein lineares Optimierungsmodell basierend auf dem Modellgenerator TIMES. Nach einer Erläuterung der Struktur dieses Modellgenerators wird im Anschluss der Aufbau des darin implementierten Energiesystemmodells TIMES PanEU dargestellt.

#### **3.1 Bestehende Modellierungsansätze**

Bisherige Modellierungsansätze zur systemanalytischen, energiewirtschaftlichen Bewertung von Speichern fokussieren in erster Linie auf den Strommarkt. Dabei werden Modellansätze mit einer stündlichen Auflösung herangezogen, deren Optimierungszeitraum aufgrund steigender Rechenzeiten bei einem Jahr liegt. Eine hohe räumliche Auflösung ermöglicht darüber hinaus die detaillierte Abbildung von Stromnetzen und zum Teil regional differenzierter Fernwärmenachfrage. Aufgrund der Fokussierung auf den Strommarkt wird dabei die Fernwärmenachfrage als exogen vorgegeben modelliert.

In [14] werden die Möglichkeiten des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung untersucht. Mit dem Energiesystemmodell REMix werden dazu systemkostenoptimale Einsatzstrategien für Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien bei hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung unter Berücksichtigung von Lastausgleichsoptionen für die EU28 (zuzüglich Liechtenstein, Norwegen, Schweiz) bestimmt. Die einzelnen europäischen Länder (ohne Deutschland) und Nordafrika sind dabei in 10 Regionen zusammengefasst, Deutschland ist in 6 Regionen unterteilt. Bei einer stündlichen Auflösung beträgt der Optimierungszeitraum ein Jahr.

In der Optimierung wird die Wärmebereitstellung durch Nah- und Fernwärmenetze, Objekt-KWK und Wärmepumpen betrachtet, Wärmeerzeugung ohne Kopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt bleibt hingegen unberücksichtigt. Sowohl der Wärmelastgang der verschiedenen Bereitstellungstechnologien als auch die nachgefragte Wärmemenge sind dabei vorgegeben. Die installierten Kapazitäten der Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien sowie der Stromübertragungskapazitäten sind ebenfalls exogen vorgegebene Parameter für die Optimierung. Der optionale Zubau von Technologien (z. B. Spitzenlast-Gaskraftwerke, Wasserstoffspeicher, Druckluftspeicher) kann im Modell zugelassen werden. Das Verhältnis von Speicherleistung und Speicherkapazität ist bei den Wasserstoff- und Druckluftspeichern variabel. Die installierten Leistungen und Speicherkapazitäten der Pumpspeicher sind hingegen fest vorgegeben.

Die Studie [12] fokussiert auf den Stromsektor und analysiert den Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland. Auf der Ebene des Übertragungsnetzes wird dabei der Bedarf an Stromspeichern unter Minimierung der Gesamtsystemkosten untersucht, der durch die Teilnahme an europäischen Energie- und Reservemärkten zur Flexibilisierung des Stromsystems beiträgt. Jeweils für ein Jahr werden dazu bei einer stündlichen Auflösung die Gesamtsystemkosten mittels eines Marktsimulationsverfahrens bestimmt und dabei die Mehrkosten/Einsparungen der Integration von Stromspeichern und weiteren Flexibilisierungsmaßnahmen (z. B. Lastmanagement) untersucht. Das verwendete Dispatch-Modell umfasst das gesamte Gebiet der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, wobei die Dimensionierung der Speicher exogen vorgegeben ist. Bei der Frage nach dem Speicherbedarf im Verteilnetz wird der Ausbau von Batteriespeicherkapazitäten im Hinblick auf die kosteneffiziente Vermeidung des Netzausbaus untersucht (netzdienlicher Batteriespeichereinsatz). Dabei wird das Verteilnetz in Deutschland auf Basis repräsentativer Netze abgebildet und in Abhängigkeit des Szenarios der notwendige Netzausbau, der Batteriespeicherbedarf oder eine Kombination aus diesen beiden Alternativen bestimmt. Die Dimensionierung der Speicher basiert auf einem vorgegebenen Prozentsatz der maximal auftretenden Belastung des Netzes.

[13] fokussiert ebenfalls auf den Strommarkt und bewertet den Stromspeicherbedarf sowohl aus gesamtwirtschaftlicher als auch aus betriebswirtschaftlicher Perspektive. Für den mittelfristigen Zeitbereich (2020 bis 2030) wird dabei das europäische Energieversorgungssystem in stündlicher Auflösung für ein Jahr detailliert modelliert. Ergebnis der Optimierung ist der kostenminimale Kraftwerks- und Speichereinsatz, die Kapazitäten sind exogen vorgegeben. Mittels einer Lagrange-Relaxation und einer Lagrange-Dekomposition wird das Optimierungsproblem zerlegt. Ziel der anschließenden betriebswirtschaftlichen Optimierung ist die Deckungsbeitragsmaximierung des zu bewertenden Speichers unter Berücksichtigung von Regelleistungsabrufen.

Die Studie [131] untersucht und bewertet die Flexibilitätsbereitstellung aus fossilen Kraftwerken aus ökologischer Sicht und analysiert die Funktionen zusätzlicher Flexibilitätsoptionen im Stromsystem von Deutschland. Für die Analyse wird das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex verwendet. Dieses ist ein Kraftwerkseinsatzmodell, das den kostenoptimalen Einsatz von Kraftwerken, Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Stromverbrauchs, des Verbrauchs an Nah- und Fernwärme aus KWK-Systemen sowie des Bedarfs an Regelleistung bestimmt. Das gemischt-ganzzahlige, lineare Optimierungsmodell basiert auf einer stündlichen Auflösung, wobei die Optimierung für ein Jahr erfolgt.

In [132] wird untersucht, wie das Zusammenspiel zwischen dem Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (Sektorkopplung) bei Berücksichtigung hoher Anteile erneuerbarer Energien ausgestaltet werden kann. Die lineare Optimierung mit stündlicher Auflösung auf Basis einer Einjahres-Optimierung fokussiert auf Deutschland, wobei für die Bilanzierung der THG-Emissionen und des Stromaustauschs eine vorgelagerte, vereinfachte Simulation des europäischen



Rahmens durchgeführt wird. Die Investitionsentscheidungen im Verkehrssektor erfolgen separat von der Gesamtoptimierung.

Heffels [133] untersucht in seiner Dissertation den Kraftwerks- und Speicherbedarf (Stromspeicher, Demand Side Management, Power-to-Gas) bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien durch Kopplung zweier Optimierungsmodelle. Während die Kraftwerks- und Speicherausbauplanung auf Basis eines linearen, typtagbasierten Modells vorgenommen wird, erfolgt die detaillierte stündliche Einsatzplanung über ein Jahr mit Hilfe eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodells. Mittels rollierender Optimierung wird dabei jeweils ein Tag unter Kenntnis der Last und der Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien für den Folgetag optimiert. In der Einsatzplanung wird das deutsche Übertragungsnetz knotenscharf abgebildet, wobei der Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern exogen vorgegeben wird. Neben dem Elektrizitätsmarkt wird die Kopplung mit dem Fernwärmemarkt durch KWK-Anlagen sowie die Einbettung von Power-to-Gas über einen anlegbaren Preis berücksichtigt.

Teufel [134] entwickelt in seiner Dissertation eine Methodik zur quantitativen Analyse der Auswirkung unterschiedlicher Windgüten und des Stromspeicherbedarfs zur Integration erneuerbarer Erzeugungseinheiten in das Energiesystem. Mittels System Dynamics wird der deutsche Strommarkt über einen Betrachtungshorizont von 20 Jahren mit einer viertelstündlichen Auflösung abgebildet. Dabei sind die Kraftwerks- und Speicherkapazitäten fest vorgegeben.

Kuhn [135] geht von einem iterativen Gesamtmodell aus, das aus verschiedenen Teilmodellen für die Ausbau- und Einsatzplanung von Kraftwerken besteht. Mit Fokus auf den Stromsektor erfolgt hierbei eine intertemporale, typtagbasierte Ausbauplanung der Kraftwerke. In der Einsatzplanung wird von einer stündlichen Auflösung mit einem Optimierungszeitraum von einem Jahr ausgegangen, in der Speicherausbau und -einsatz berücksichtigt werden. Heilek [77] erweitert dieses Modell um den Wärmesektor.

Grimm [136] bearbeitet in ihrer Arbeit die Fragestellung, inwieweit die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch fossile Kraftwerke und Speicher ergänzt werden muss, um die verbleibende Nachfrage in jedem Zeitpunkt zu decken. Vor diesem Hintergrund erfolgt eine Einsatzoptimierung mit Fokus auf den Spitzenlastsektor. Ergänzt wird dieses Optimierungsmodell durch ein Simulationsmodell, das sich auf die speicherspezifischen Ausgangsbedingungen konzentriert.

Schwerpunkt der Dissertation von Hartmann [137] ist ebenfalls das deutsche Elektrizitätssystem. In einem ersten Schritt werden mittels einer Simulation thermodynamischer bzw. technischer Prozesse verschiedener Stromspeichersysteme (Druckluftspeicher, mobiler Batteriespeicher) deren wesentliche Kenndaten ermittelt. Diese Daten fließen in ein lineares Optimierungsmodell der Einsatzplanung ein, das den Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf in Deutschland ermitteln soll. Dieses Optimierungsmodell berechnet für ein exemplarisches Kalenderjahr den kostenoptimalen Einsatz eines gegebenen Kraftwerks- und Speicherportfolios mit stündlicher Auflösung. Dabei werden sowohl der Day-ahead-Markt als auch der Intraday-

Markt sowie die Märkte für Regelenergie berücksichtigt. Die Optimierung erfolgt mittels rollierender Planung.

Genoese [17] bildet im Rahmen seiner Dissertation das deutsche Elektrizitätssystem unter besonderer Berücksichtigung von Energiespeichern mittels eines agentenbasierten Simulationsmodells mit hoher zeitlicher Auflösung ab. Dieses simuliert die zentralen Abläufe beim Handel, der Erzeugung und der Verteilung von Strom.

Haasz [138] entwickelt in seiner Arbeit Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell. Vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung wird der Einfluss von Energieeinsparungen und Lastmanagement im Energiesystem von Deutschland als kosteneffektive Maßnahmen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien untersucht. Den Maßnahmen zum Demand Side Management werden dabei andere Integrationsoptionen gegenübergestellt (Stromspeicher, Power-to-Gas, Reservekraftwerke). Das verwendete TIMES-D-DSM Modell basiert auf der Region Deutschland des europäischen Energiesystemmodells TIMES PanEU. Die unterjährige Auflösung eines Jahres wurde in TIMES-D-DSM auf vier Jahreszeiten mit sieben aufeinanderfolgenden Typtagen und 24 Stunden pro Typtag erhöht (672 Zeitsegmente).

Es zeigt sich, dass die integrale Betrachtung aller Sektoren zur Bewertung von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen bei hoher zeitlicher Auflösung bisher nicht ausreichend behandelt wurde. Im Energiesystemmodell TIMES PanEU werden für alle Energiesektoren die Transformationspfade von der Primärenergie bis zur End- und Nutzenergie berücksichtigt. Exogen vorgegebene Parameter sind hier erzeugungsseitig z. B. Verfügbarkeiten verschiedener Energieträger oder die Energieträgerpreise, nachfrageseitig werden Nachfragen nach Energiedienstleistungen (z. B. Nachfrage nach Kochen, Beleuchtung, Raumwärme) exogen vorgegeben. Daraus ergibt sich, dass der Stromlastgang und die nachgefragten Strommengen endogen sind und sich in Abhängigkeit der eingesetzten Anwendungstechnologien verändern. Der End- und Primärenergieverbrauch verschiedener Energieträger in den unterschiedlichen Sektoren sind ebenfalls Ergebnis der Optimierung. Die Optimierung erfolgt hier integral über den gesamten Optimierungszeitraum (2010 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten) bei einer zeitlichen Auflösung von 12 Zeitsegmenten pro Jahr im ursprünglichen Modell (Tabelle 3-1).

Zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen wird das Energiesystemmodell TIMES PanEU im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt. Der methodische Ansatz hierfür wird in Kapitel 4 erläutert.

**Tabelle 3-1:** Aktuelle Modellierungsansätze im Überblick

Arbeit	Zeitliche Auflösung	Räumliche Auflösung	Optimierungszeitraum	Sektorkopplung	Integrale Ausbau- und Einsatzplanung
<b>DLR [14]</b>	8760 h	Zusammenfassung der EU28, NO, CH, LIE, Nordafrika in 10 Regionen, Deutschland 6 Regionen	1 Jahr	Stromsektor, Fernwärmenetze berücksichtigt mit vorgegebenen Kapazitäten	Teilweise
<b>Agora [12]</b>	8760 h	Gesamtes Gebiet der europäischen Übertragungsbetreiber, Verteilnetz auf Basis repräsentativer Netze	1 Jahr	Stromsektor	Nein
<b>Öko-Institut [131]</b>	8760 h	Deutschland als Punktmmodell	1 Jahr	Stromsektor	Nein
<b>IWES [13]</b>	8760 h	Europa mit Übertragungsnetzen	1 Jahr	Stromsektor	Nein
<b>IWES [132]</b>	8760 h	Deutschland mit vorgelagerter Optimierung Gesamteuropas	1 Jahr	Strom, Wärme Verkehr, teilweise separat	Teilweise
<b>Heffels [133]</b>	8760 h für Einsatz, Typtage für Ausbau	Deutsches Übertragungsnetz knotenscharf	Ein Tag mittels rollierender Optimierung für Einsatzplanung	Einbettung von Fernwärme und Power-to-Gas über anlegbaren Preis	Nein
<b>Teufel [134]</b>	Viertelstündlich	Deutsches Übertragungsnetz	20 Jahre mittels System Dynamics	Stromsektor	Nein
<b>Kuhn [135], Heilek [77]</b>	8760 h für Einsatz, Typtage für Ausbau	Deutsches Übertragungsnetz	1 Jahr für Einsatzplanung	Stromsektor, Wärmesektor	Nein
<b>Grimm [136]</b>	Stündlich für ausgewählte Typtage	Deutschland als Punktmmodell	1 Jahr	Stromspitzenlastsektor	Nein
<b>Hartmann [137]</b>	8760 h	Deutschland als Punktmmodell	1 Jahr (rollierende Optimierung 36 h)	Stromsektor	Nein
<b>Genoese [17]</b>	8760 h	Deutschland als Punktmmodell	30 Stunden (rollierende Optimierung)	Stromsektor	Nein
<b>Haasz [138]</b>	672 Zeitsegmente	Deutschland als Punktmmodell	2010 bis 2050 integral	Integrierte Betrachtung aller Sektoren	Ja
<b>TIMES PanEU (ursprünglich)</b>	12 Zeitsegmente	EU28, NO, CH, keine regionale Auflösung innerhalb eines Landes	2010 bis 2050 integral	Integrierte Betrachtung aller Sektoren	Ja

### **Abgrenzung zu bestehenden TIMES-Modellen**

Ein Modell, das auf demselben Ursprungsmodell wie TIMES PanEU basiert, ist das JRC-EU-TIMES model des Joint Research Centre [139], [140]. Dieses bildet 36 Regionen ab (EU28, Norwegen, Schweiz, Island, Albanien, Bosnien und Herzegowina, Montenegro, Serbien, ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien). Jedes Land repräsentiert dabei eine Modellregion. Unterjährig ist das JRC-EU-TIMES model ebenso wie das ursprüngliche TIMES PanEU Modell in 12 Zeitsegmente gegliedert, d. h. es gibt keine zusammenhängenden Zeitsegmente zur detaillierten Abbildung von Speicherprozessen. Der Zeithorizont reicht vom Jahr 2005 bis zum Jahr 2075, wobei die Optimierung in 5-Jahres-Schritten erfolgt.

Ein weiteres Modell ist das globale TIMES Integrated Assessment Model (TIAM) [141], [142]. Dieses ist in 15 Regionen unterteilt: Afrika, Australien-Neuseeland, Kanada, Zentralamerika-Südamerika, Osteuropa, ehemalige Sowjetunion, Indien, Japan, Mittlerer Osten, Asien, Südkorea, Vereinigte Staaten, China, Mexiko, Westeuropa. Unterjährig ist TIAM in sechs typische Zeitsegmente gegliedert (drei Jahreszeiten mit je zwei Zeitschritten) mit einem Zeithorizont von 2005 bis 2100, wobei die Optimierung in 10-Jahres-Schritten erfolgt. Der Fokus liegt hier auf der systemanalytischen Bewertung verschiedener Handelsprozesse (z. B. Kohle, Öl, Gas) sowie der Modellierung der Energiegewinnung, -umwandlung und -nachfrage.

## **3.2 Modellgenerator TIMES**

TIMES ist ein Modellgenerator für Bottom-up Energiesystemmodelle, der innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der International Energy Agency (IEA) entwickelt wurde [143]. Hierbei kann das Optimierungsproblem als lineares Optimierungsproblem (LP) oder als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem (MIP) modelliert werden. In TIMES erfolgt eine Trennung zwischen der anwenderspezifischen Modellstruktur (dargestellt als Referenzenergiesystem RES), den Daten, der mathematischen Formulierung der Nebenbedingungen und dem Lösungsverfahren [144], [145]. Das heißt, der Anwender erstellt ein Energiesystemmodell mittels eines Datenmanagementsystems (VEDA-TIMES), von dem die nutzerspezifischen Modellstruktur- und Eingabedaten an TIMES übergeben und in mathematische Gleichungen, basierend auf der algebraischen Modellierungssprache GAMS, umgewandelt werden [146], [147], [148]. Hierbei werden unterschiedliche Lösungsalgorithmen zur Lösung des mathematischen Optimierungsproblems zur Verfügung gestellt. Die Zielfunktion in TIMES beinhaltet die Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Einhaltung aller Nebenbedingungen [149].

### **3.2.1 Grundstruktur eines TIMES-Modells**

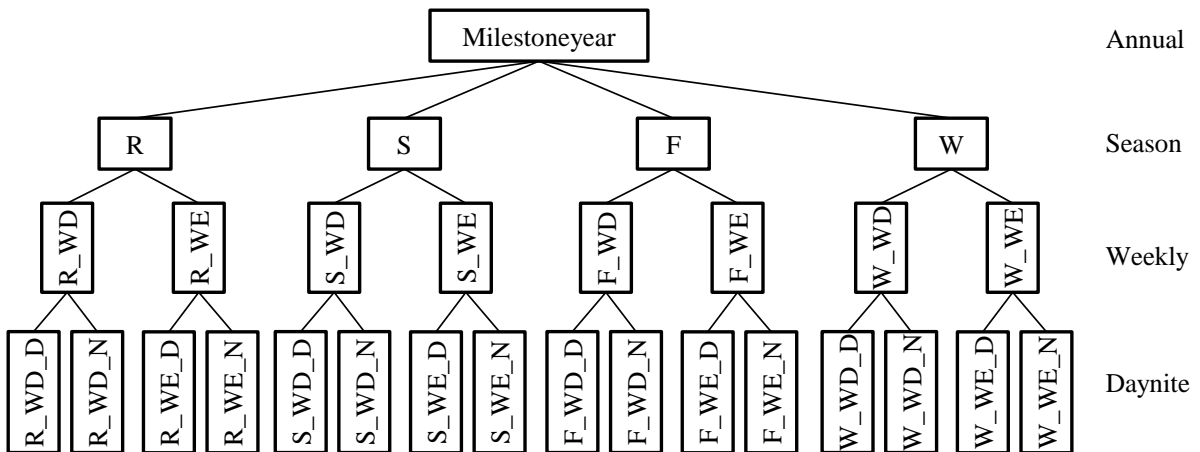
Die Grundstruktur eines TIMES-Modells wird durch den Aufbau des abgebildeten Energiesystems mit seiner regionalen und zeitlichen Auflösung dargestellt. Hierbei können beliebig viele

Regionen mit individueller zeitlicher Auflösung, Topologie, Investitionsoptionen und Szenarien definiert werden. Im Folgenden wird auf die zeitliche und regionale Auflösung sowie auf das Referenzenergiesystem (RES) eines TIMES-Modells eingegangen.

### Zeitliche Auflösung

Der Zeithorizont, das heißt die Anzahl der betrachteten Perioden sowie deren jeweilige Länge und die zeitliche Auflösung innerhalb eines Jahres können flexibel gewählt werden. Eine Periode kann dabei aus mehreren Jahren bestehen, wobei jede Periode durch ein repräsentatives Jahr (*milestoneyear*) dargestellt wird [145]. Für die zeitliche Struktur innerhalb eines Jahres stehen vier Ebenen zur Verfügung [145]: ANNUAL, SEASON, WEEKLY, DAYNITE.

Abb. 3-1 zeigt eine beispielhafte Struktur für die unterjährige zeitliche Auflösung bei Nutzung aller vier Ebenen in TIMES. Hierbei wird die Dauer jedes Zeitsegmentes als Anteil an einem Jahr angegeben (G\_YRFR) [145].



**Abb. 3-1:** Baumstruktur – Timeslice Tree in TIMES, nach [145]

Hierbei gelten folgende Abkürzungen:

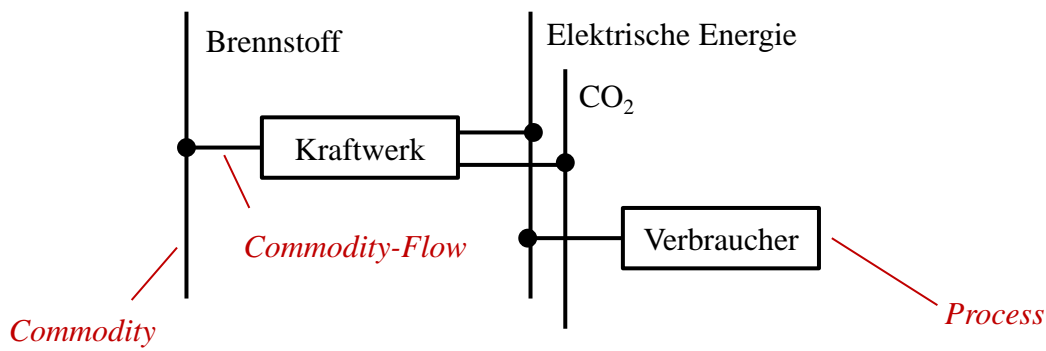
R:	Spring	WD:	Weekday
S:	Summer	WE:	Weekend
F:	Fall	D:	Day
W:	Winter	N:	Night

Die Dauer aller Zeitsegmente auf einer Ebene muss in Summe jeweils Eins ergeben. Die Ebene ANNUAL stellt das repräsentative Stützjahr dar, auf der Ebene SEASON wird die Unterteilung eines Jahres abgebildet. Im vorliegenden Beispiel aus Abb. 3-1 wird ein Jahr in vier Jahreszeiten unterteilt (R, S, F, W). Auf der Ebene WEEKLY müssen alle Zeitsegmente, die unter einem gemeinsamen Knoten liegen, eine Woche abbilden. Das heißt, hier wird die Unterteilung einer Woche dargestellt (im Beispiel Aufteilung einer Woche in die Zeitsegmente Wochentag WD und Wochenende WE). Auf der Ebene DAYNITE müssen alle Zeitsegmente, die unter einem gemeinsamen Knoten liegen, einen Tag abbilden (im Beispiel Aufteilung eines Tages in die Zeitsegmente Tag D und Nacht N). Die Zeitsegmente in einem Modell mit beispielsweise stündlicher Auflösung (8760 h aufeinanderfolgend) müssen hiernach auf der Ebene SEASON

definiert werden. Generell müssen bei der Wahl der zeitlichen Auflösung und der Zeitsegmente nicht alle Ebenen genutzt werden [145].

### Referenzenergiesystem

Die Topologie des Energiesystems selbst wird als *Referenzenergiesystem* bezeichnet und durch ein Netz von Prozessen (*processes*), die über Güterflüsse (*commodity-flows*) miteinander verbunden sind, abgebildet. Prozesse stellen dabei Technologien (z. B. Kraftwerke oder Endverbrauchergeräte) dar, die über ihre Input- und Output-Güter (*commodities*) mittels Commodity-Flows miteinander verbunden sind (Abb. 3-2) [144], [149]. Im dargestellten Beispiel stellen das Kraftwerk und der Verbraucher die Prozesse dar, der Brennstoff, die elektrische Energie und das CO<sub>2</sub> die dazugehörigen Commodities.



**Abb. 3-2:** Prozesse, Commodities und Commodity-Flows in TIMES, nach [149]

Die Topologie eines bestehenden Energiesystems mit den Bestandstechnologien wird für ein ausgewähltes Basisjahr definiert. Investitionsoptionen können sowohl für das Basisjahr als auch für die darauffolgenden zukünftigen Perioden definiert werden.

Standardmäßig ist in TIMES eine Vielzahl linearer Restriktionen hinterlegt, von denen im Folgenden die wichtigsten in ihrem grundsätzlichen Aufbau dargestellt werden. Für das Verhältnis von Aktivität und Kapazität eines Prozesses gilt, dass die Aktivität in jedem Zeitsegment kleiner sein muss als die Kapazität [145], [144]:

$EQ\_CAPACT:$

$$VAR\_ACT(r, v, t, p, s) \leq (VAR\_NCAP(r, v, p) + NCAP\_PASTI(r, v, p)) \cdot CPT(r, v, t, p) \quad (3.1)$$

$$\cdot AF(r, v, t, p, s) \cdot PRC\_CAPACT(r, p) \cdot G\_YRFR(r, s)$$

$\forall r, v, t, p, s$

Hierbei gilt:

$VAR\_ACT:$  Aktivität des Prozesses

$PRC\_CAPACT:$  Verhältnis von Aktivität und Kapazität eines Prozesses

$VAR\_NCAP:$  Neu installierte Kapazität

$NCAP\_PASTI:$  Bestandskapazität

$G\_YRFR$ :	Anteil eines Zeitsegmentes an einem Jahr
$AF$ :	Verfügbarkeit des Prozesses in einem Zeitsegment
$CPT$ :	Anteil der installierten Kapazität eines Prozesses, der gemäß Lebensdauer noch zur Verfügung steht
$r$ :	Region
$v$ :	Inbetriebnahmejahr
$t$ :	Aktuelle Periode
$p$ :	Prozess
$s$ :	Zeitsegment

Einzelnen Prozessen wird in TIMES je eine Kapazität und eine Aktivität zugewiesen. Der Parameter  $PRC\_CAPACT$  gibt bei einem Standardprozess (kein Speicherprozess) die maximale Energiemenge an, die der Prozess pro Kapazitätseinheit bereitstellen (outputbezogen) oder verbrauchen (inputbezogen) kann, wenn er innerhalb des gesamten Jahres unter Volllast betrieben wird. Für die Commodity-Bilanz gilt in allgemeiner, vereinfachter Form [145], [144]:

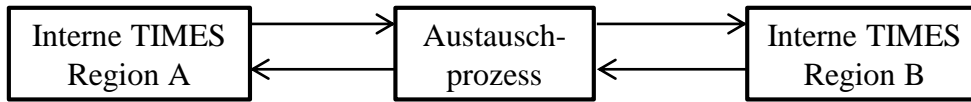
$$EQ\_COMBAL: \sum_{p=1}^k \sum_{v=1}^t (VAR\_FIN(r, v, t, p, c, s) - VAR\_FOUT(r, v, t, p, c, s)) \leq 0 \quad \forall r, t, c, s \quad (3.2)$$

Hierbei gilt:

$VAR\_FIN$ :	Input Flow einer Commodity
$VAR\_FOUT$ :	Output Flow einer Commodity
$r$ :	Region
$c$ :	Commodity
$v$ :	Inbetriebnahmejahr
$t$ :	Aktuelle Periode
$p$ :	Prozess
$k$ :	Laufvariable für Prozess $p$
$s$ :	Zeitsegment

### Regionale Auflösung

In einem TIMES-Modell können beliebig viele interne und externe Modellregionen definiert werden. Interne Regionen sind Regionen, für die vom Anwender ein eigenes Referenzenergiesystem definiert wird (Prozesse und Commodities), das heißt, deren Energiesystem modelliert werden soll. Externe Regionen dienen als Quelle oder Senke für Commodities. Mit Hilfe von externen Regionen kann mittels eines Austauschprozesses (Export EXP oder Import IMP) ein externer Austausch von Gütern modelliert werden [145]. Für TIMES interne Regionen können ebenfalls Austauschprozesse für Güter definiert werden. Abb. 3-3 zeigt den bilateralen Austausch zwischen zwei TIMES internen Regionen [145].



**Abb. 3-3:** Modellierung von bilateralen Austauschprozessen in TIMES, nach [145]

Die einzelnen TIMES internen Regionen können mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung abgebildet werden. Das heißt, für jede Modellregion kann eine eigene unterjährige Baumstruktur definiert werden. Die Modellierung von bilateralen Austauschprozessen erfolgt bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung zweier Regionen über den Parameter `IRE_TSCVT`. Mit Hilfe dieses Parameters wird der Anteil der Zeitsegmente einer Region am Anteil der Zeitsegmente der anderen Region angegeben [145].

### 3.2.2 Benutzerdefinierte Restriktionen und Szenarien in TIMES

Das Referenzenergiesystem beschreibt das bestehende Energiesystem für das Basisjahr einer Region. Mit Hilfe von benutzerdefinierten Restriktionen, den sogenannten *User Constraints*, können zusätzliche, vom Anwender vorgegebene, lineare Bedingungen und Szenarien im Modell abgebildet werden. Im Allgemeinen werden in TIMES drei Arten von User Constraints unterschieden [145]:

1. Left hand side (LHS) User Constraints
2. Dynamic User Constraints
3. Growth Constraints

Die Standard LHS User Constraints haben hierbei folgende Struktur [145]:

$$\sum_{r=1}^n \sum_{t=1}^l \sum_{s=1}^m (LHS(r, t, s)) \quad \Leftrightarrow \quad UC\_RHS \quad (3.3)$$

Der Spezialfall für eine Modellregion, eine Periode und ein Zeitsegment lautet [145]:

$$LHS(r, t, s) \quad \Leftrightarrow \quad UC\_RHS(R)(T)(S) \quad (3.4)$$

Hierbei gilt:

- l*: Laufvariable für Periode *t*
- m*: Laufvariable für Zeitsegment *s*
- n*: Laufvariable für Region *n*
- r*: Region
- t*: Periode
- s*: Timeslice
- LHS*: Linke Seite der Restriktion (Variablen mit Koeffizienten)



*UC\_RHS*: Rechte Seite der Restriktion (Konstante), gebildet aus der Summe über alle Regionen, Modellperioden und Zeitsegmente

*UC\_RHSRTS*: Rechte Seite der Restriktion (Konstante), gebildet für eine Region, ein Zeitsegment, eine Periode

Die linke Seite der Bedingung (LHS) kann dabei aus folgenden Variablen gebildet werden: Aktivität *UC\_ACT*, Commodity-Flow *UC\_FLO*, Import/Export einer Commodity *UC\_IRE*, Commodity-Produktion *UC\_COMPRD*, Commodity-Verbrauch *UC\_COMCON*, Commodity-Verbrauch netto *UC\_COMNET*, Aktivität kumulativ *UC\_CUMACT*, Commodity-Flow kumulativ *UC\_CUMFLO*, Commodity-Verbrauch netto kumulativ *UC\_CUMCOM*, Neuinvestition *UC\_NCAP* und Kapazität *UC\_CAP*. Benutzerdefinierte Restriktionen können für beliebige Regionen, Perioden und Zeitsegmente definiert werden.

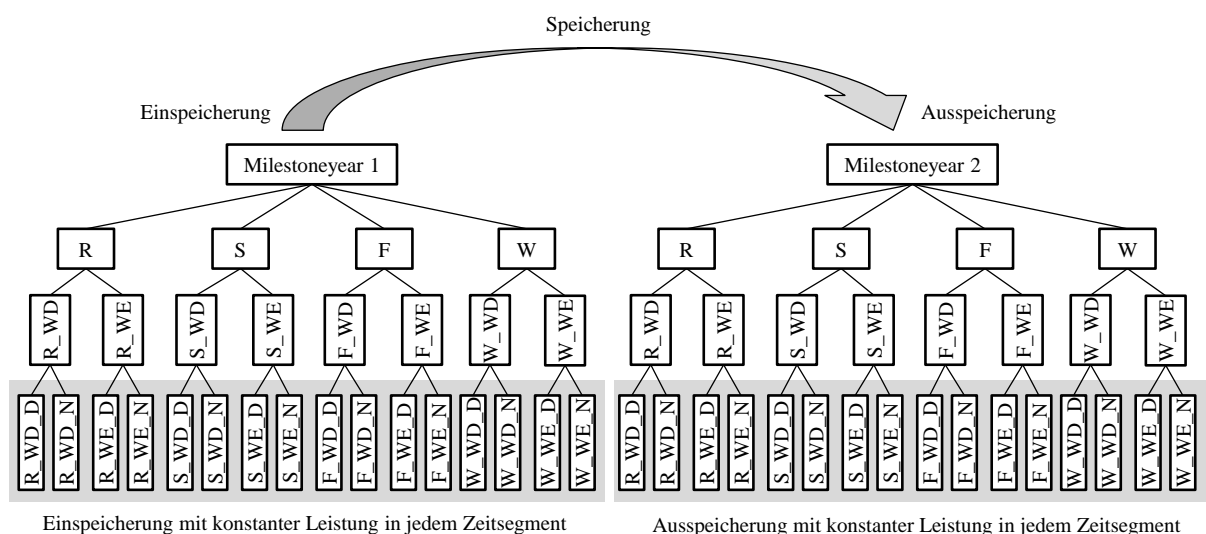
Dynamische User Constraints erlauben eine Verbindung zwischen Perioden oder Zeitsegmenten [145], [150], [151]. Die Growth Constraints sind ein Spezialfall der dynamischen Restriktionen, mit denen Wachstumsraten angegeben werden können [145].

### 3.2.3 Modellierung von Speicherprozessen in TIMES

Im Folgenden wird die allgemeine Struktur der Modellierung von Speicherprozessen in TIMES erläutert, das heißt, wie die Speicherprozesse im TIMES-Code hinterlegt sind. Die beschriebene Methodik ist auch der Ansatz für das in dieser Arbeit verwendete TIMES PanEU Modell. In TIMES gibt es zwei Arten von Speicherprozessen [145], [150]:

1. Inter-Period Storage
2. Timeslice Storage

Der Inter-Period Storage (STGIPS) speichert eine Commodity zwischen den Perioden, das heißt, in einer Periode erfolgt die Einspeicherung, in einer anderen Periode die Ausspeicherung (Abb. 3-4). Hierbei erfolgen die Ein- bzw. Ausspeicherung auf den untergelagerten Ebenen mit konstanter Leistung über die gesamte Periode.



**Abb. 3-4:** Speicherbetrieb des Inter-Period Storage in TIMES

Für den Inter-Period Storage gilt folgende vereinfachte, zeitpunktübergreifende Bedingung (ohne Wirkungsgradverluste, Speicherverluste und externe Zuflüsse) [145]:

$$\begin{aligned}
 &EQ\_STGIPS: \\
 &VAR\_ACT(r, v, t, p, ANNUAL) && (3.5) \\
 &= VAR\_ACT(r, v, t - 1, p, ANNUAL) \\
 &\quad + VAR\_SIN(r, v, t, p, c, ANNUAL) - VAR\_SOUT(r, v, t, p, c, ANNUAL) \quad \forall r, v, t, p
 \end{aligned}$$

Hierbei gilt:

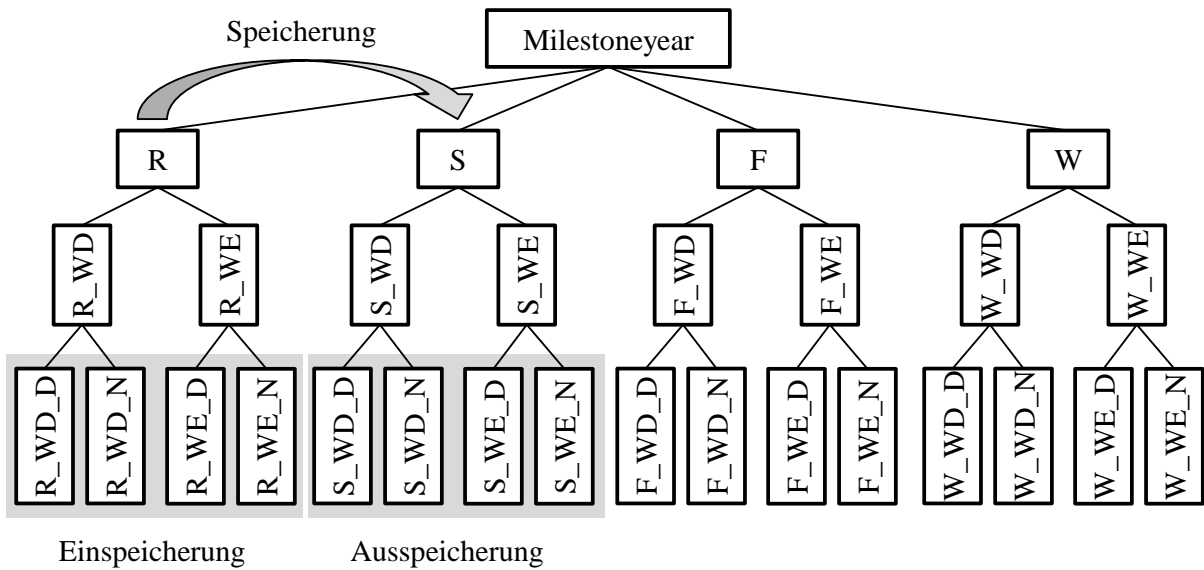
<i>VAR_ACT</i> :	Speicherinhalt am Ende der Periode
<i>VAR_SIN</i> :	Eingespeicherte Energiemenge
<i>VAR_SOUT</i> :	Ausgespeicherte Energiemenge
<i>r</i> :	Region
<i>v</i> :	Inbetriebnahmejahr, wenn der Prozess bis t vorhanden ist
<i>t</i> :	Aktuelle Periode
<i>p</i> :	Prozess
<i>c</i> :	Commodity

Die Wirkungsgradverluste werden bei der Ausspeicherung berücksichtigt.

Der Speicherbetrieb eines Timeslice Storage (STGTSS) erfolgt auf der Ebene, die für den Speicherprozess definiert wird (SEASON, WEEKLY, DAYNITE). Hierbei arbeitet der Speicher zwischen den Zeitsegmenten, die im Timeslice Tree (Baumstruktur der Zeitsegmente) unter einem gemeinsamen Knoten liegen.

Abb. 3-5 zeigt beispielhaft die Betriebsweise eines Speicherprozesses auf der Ebene SEASON. Hier erfolgt in einer Jahreszeit die Einspeicherung und in einer anderen Jahreszeit die Ausspeicherung. Auf den untergelagerten Ebenen (DAYNITE und WEEKLY) erfolgen die Ein- bzw. Ausspeicherung dabei mit konstanter Leistung über die gesamte Jahreszeit.

Bei einem Speicherprozess auf der Ebene DAYNITE erfolgen die Ein- bzw. Ausspeicherung innerhalb eines Tages zwischen den Zeitsegmenten, die auf der Ebene DAYNITE unter einem gemeinsamen Knoten liegen. Hierbei erfolgt jedoch kein Speicherbetrieb zwischen den Zeitsegmenten der Ebenen WEEKLY und SEASON.



**Abb. 3-5:** Speicherbetrieb des Timeslice Storage innerhalb eines Jahres zwischen den Zeitsegmenten der Ebene SEASON in TIMES

Im Gegensatz zu den bisher vorgestellten Standard-Prozessen beschreibt die Aktivität eines Speicherprozesses den Speicherinhalt in einem Zeitsegment. Für Timeslice Storage Speicherprozesse gilt folgende vereinfachte, zeitpunktübergreifende Bedingung (ohne Wirkungsgradverluste, Speicherverluste und externe Zuflüsse) [145]:

*EQ\_STGTSS:*

$$\begin{aligned} VAR\_ACT(r, v, t, p, ts) & & (3.6) \\ &= VAR\_ACT(r, v, t, p, ts - 1) + VAR\_SIN(r, v, t, p, c, ts - 1) - VAR\_SOUT(r, v, t, p, c, ts - 1) \\ & & \forall r, v, t, p, ts \end{aligned}$$

Hierbei gilt:

*VAR\_ACT*: Speicherinhalt zu Beginn eines Zeitsegmentes

*VAR\_SIN*: Eingespeicherte Energiemenge

*VAR\_SOUT*: Ausgespeicherte Energiemenge

*r*: Region

*v*: Inbetriebnahmejahr, wenn der Prozess bis *t* vorhanden ist

*t*: Aktuelle Periode

*p*: Prozess

*ts*: Zeitsegmente der Speicherebene unter einem gemeinsamen Knoten

*c*: Commodity

Das heißt, der Speicherinhalt zu Beginn eines Zeitsegmentes setzt sich zusammen aus dem Speicherinhalt zu Beginn des vorherigen Zeitsegmentes zuzüglich Input abzüglich Output im vorherigen Zeitsegment. Darüber hinaus muss der Speicherinhalt in jedem Zeitpunkt kleiner

sein als die maximale Speicherkapazität, so dass für den Zusammenhang zwischen Aktivität und Kapazität in vereinfachter Form gilt [145]:

$$EQ\_CAPACT: \quad VAR\_ACT(r, v, t, p, ts) \cdot \frac{1}{RS\_STGPRD(r, ts)} \leq (VAR\_NCAP(r, v, p) + NCAP\_PASTI(r, v, p)) \cdot PRC\_CAPACT(r, p) \quad (3.7)$$

$\forall r, v, t, p, ts$

Hierbei gilt:

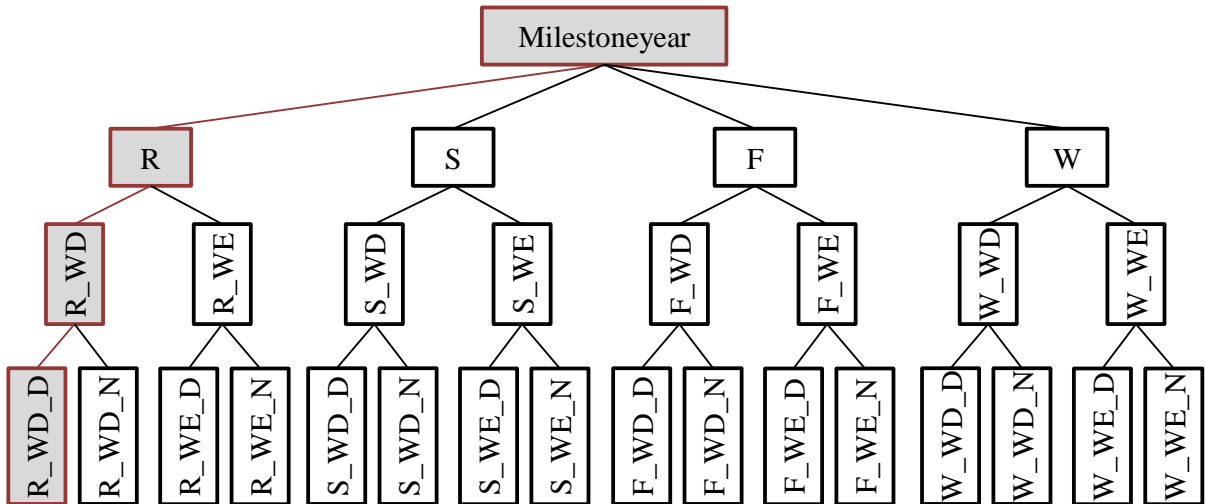
- RS\_STGPRD:** Interner Parameter zur Berechnung der Anzahl der Wiederholungen eines Zeitsegmentes pro Jahr
- VAR\_NCAP:** Neu installierte Kapazität
- NCAP\_PASTI:** Bestandskapazität
- PRC\_CAPACT:** Verhältnis von Aktivität und Kapazität
- VAR\_ACT:** Speicherinhalt zu Beginn eines Zeitsegmentes

Der interne Parameter RS\_STGPRD (nicht vom Anwender zu definieren) beschreibt die Anzahl der Wiederholungen der Speicherbe- und -entladungen (und damit die Anzahl der Wiederholungen eines Zeitsegmentes) pro Jahr in einem auf Typtagen/Typstunden/Typwochen basierenden Modell. Das heißt, dieser Parameter gibt an, wie oft sich ein Typtag bzw. eine Typstunde/Typwoche pro Jahr wiederholt. Die Definition dieses Parameters ist in Tabelle 3-2 dargestellt.

**Tabelle 3-2:** Definition des internen Parameters RS\_STGPRD in TIMES, nach [145], [150]

Storage Level	RS_STGPRD	G_CYCLE	x
SEASON/ANNUAL	1	1	-
WEEKLY	$G\_CYCLE \cdot G\_YRFR(r, x)$	$\frac{8760}{24 \cdot 7}$	x ist direkt vorgelagerter, definierter Knoten von WEEKLY
DAYNITE	$G\_CYCLE \cdot G\_YRFR(r, x)$	365	x ist direkt vorgelagerter, definierter Knoten von DAYNITE

Im Folgenden wird die Bedeutung des internen Parameters RS\_STGPRD anhand zweier Beispiele erläutert. Zur Veranschaulichung des Speicherbetriebes auf den unterschiedlichen Timeslice-Ebenen wird exemplarisch die Baumstruktur aus Abb. 3-1 herangezogen. Dazu wird für die Speicherebene DAYNITE der Pfad für den Frühlingswochentag-Tag (R\_WD\_D) näher betrachtet (Abb. 3-6).



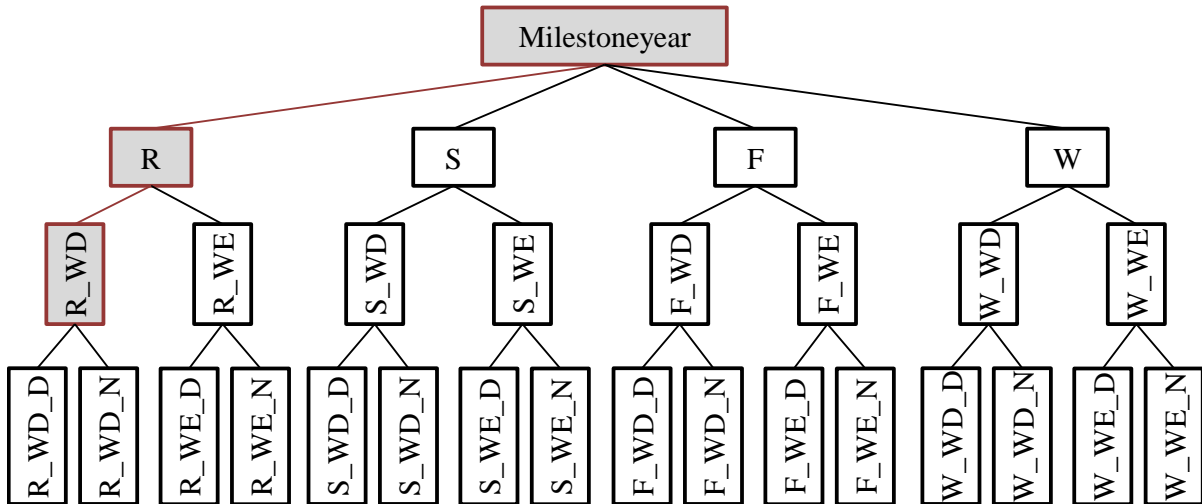
**Abb. 3-6:** Speicherbetrieb des Timeslice Storage innerhalb eines Typtages auf der Ebene DAYNITE in TIMES am Beispiel des Zeitsegmentes R\_WD\_D

Bei der Abbildung eines Speicherprozesses auf der Ebene DAYNITE stellt  $VAR\_ACT(R\_WD\_D)$  den gesamten Speicherinhalt über alle Frühlingswochentag-Tage ( $R\_WD\_D$ ) dar, da der variable Speicherinhalt für das gesamte Zeitsegment  $R\_WD\_D$  gilt. Der Speicherinhalt muss an jedem Frühlingswochentag kleiner sein als die maximale Speicherkapazität, das heißt, die Anzahl der Wiederholungen eines Zeitsegmentes pro Jahr muss hier berücksichtigt werden. Für den Speicherinhalt an einem Frühlingswochentag gilt:

$$\begin{aligned}
 & \frac{VAR\_ACT(r, v, t, p, R\_WD\_D)}{RS\_STGPRD(r, t_{DAYNITE})} \\
 &= \frac{VAR\_ACT(r, v, t, p, R\_WD\_D)}{365 \cdot G\_YRFR(r, R\_WD)} \\
 &= \frac{VAR\_ACT(r, v, t, p, R\_WD\_D)}{365 \cdot \frac{\text{Anzahl der Frühlingswochentage } R\_WD \text{ in einem Jahr}}{365 \text{ Tage pro Jahr}}} \\
 &\leq (VAR\_NCAP(r, v, p) + NCAP\_PASTI(r, v, p)) \cdot PRC\_CAPACT(r, p)
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

$\forall r, v, t, p, ts$

Zur Erläuterung des Speicherbetriebes auf der Ebene WEEKLY wird der Pfad für den Frühlingswochentag ( $R\_WD$ ) untersucht (Abb. 3-7).



**Abb. 3-7:** Speicherbetrieb des Timeslice Storage innerhalb einer Typwoche auf der Ebene WEEKLY in TIMES am Beispiel des Zeitsegmentes R\_WD

Hierbei gilt analog:

$$\frac{VAR\_ACT(r, v, t, p, R\_WD)}{RS\_STGPRD(r, ts_{WEEKLY})} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned}
 &= \frac{VAR\_ACT(r, v, t, p, R\_WD)}{\frac{8760}{24 \cdot 7} \cdot G\_YRFR(r, R)} \\
 &= \frac{VAR\_ACT(r, v, t, p, R\_WD)}{\frac{8760}{24 \cdot 7} \cdot \frac{\text{Anzahl der Frühlingswochen in einem Jahr}}{\frac{8760}{24 \cdot 7} \text{ Wochen pro Jahr}}} \\
 &\leq (VAR\_NCAP(r, v, p) + NCAP\_PASTI(r, v, p)) \cdot PRC\_CAPACT(r, p)
 \end{aligned}$$

$$\forall r, v, t, p, ts$$

Einen Spezialfall des Timeslice Storage bildet der Nachtspeicher (Night Storage NST). Bei diesem kann der Anwender Zeitsegmente definieren, die zur Beladung des Speichers genutzt werden können. Der Night Storage ist gekennzeichnet durch unterschiedliche Commodities für die Ein- und Ausspeicherung. Für den regulären Timeslice Storage können unterschiedliche Ein- und Ausspeichercommodities definiert werden, indem diese einer Primary Commodity Group zugewiesen werden. Eine Anwendung für den Night Storage ist der elektrisch betriebene Nachtspeicherofen.

Eine weitere Möglichkeit in TIMES ist die Modellierung von Speicherprozessen als *Generalized Timeslice Storage* (STS). Dieser stellt eine Kombination der Timeslice Storages auf mehreren Baumstruktur-Ebenen dar. Hierbei erfolgt die Speicherung auf sämtlichen im Modell definierten Ebenen, die oberhalb der vom Anwender definierten Speicherebene liegen. Ebenso wie beim regulären Timeslice Storage erfolgt der Speicherbetrieb auf allen Ebenen getrennt. Das heißt, der Anteil, der z. B. saisonal gespeichert wird, wird auf den untergelagerten Ebenen

über die gesamte Jahreszeit mit konstanter Leistung ein- bzw. ausgespeichert. Die zeitpunktübergreifende Bedingung bei der Definition der Speicherebene auf dem Level DAYNITE lautet [145]:

$$\begin{aligned}
 &EQ\_STGTSS: \\
 &VAR\_ACT(r, v, t, p, ts) \tag{3.10} \\
 &= VAR\_ACT(r, v, t, p, ts - 1) + VAR\_SIN(r, v, t, p, c, ts - 1) - VAR\_SOUT(r, v, t, p, c, ts - 1) \\
 &\quad - \frac{G\_YRFR(r, ts - 1)}{G\_YRFR(r, x)} \cdot VAR\_SOUT(r, v, t, p, ACT, x) \\
 &\qquad\qquad\qquad \forall r, v, t, p, ts
 \end{aligned}$$

Hierbei gilt:

$VAR\_SOUT(r, v, t, p, ACT, x)$ : Differenz zwischen eingespeicherter und ausgespeicherter Energiemenge auf den Ebenen oberhalb von  $ts$   
 $x$ : Direkt vorgelagerter, definierter Knoten von  $ts$

Für den Zusammenhang zwischen Speicherinhalt und maximaler Speicherkapazität gilt, dass der Speicherinhalt in jedem Zeitsegment kleiner sein muss als die Summe der Speicherinhalte auf allen Timeslice Ebenen [145]:

$$\begin{aligned}
 &EQ\_CAPACT: \\
 &VAR\_ACT(r, v, t, p, SEASON) \cdot \frac{1}{RS\_STGPRD(r, SEASON)} \tag{3.11} \\
 &\quad + VAR\_ACT(r, v, t, p, WEEKLY) \cdot \frac{1}{RS\_STGPRD(r, WEEKLY)} \\
 &\quad + VAR\_ACT(r, v, t, p, DAYNITE) \cdot \frac{1}{RS\_STGPRD(r, DAYNITE)} \\
 &\leq (VAR\_NCAP(r, v, p) + NCAP\_PASTI(r, v, p)) \cdot PRC\_CAPACT(r, p) \quad \forall r, v, t, p, ts
 \end{aligned}$$

Die zeitpunktübergreifenden Bedingungen für die verbleibenden Speicherebenen lauten [145]:

$$\begin{aligned}
 &EQ\_STSBAL 1: \\
 &VAR\_ACT(r, v, t, p, SEASON) \tag{3.12} \\
 &= VAR\_ACT(r, v, t, p, SEASON - 1) + VAR\_SOUT(r, v, t, p, ACT, SEASON - 1) \\
 &\qquad\qquad\qquad \forall r, v, t, p
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &EQ\_STSBAL 2: \\
 &VAR\_ACT(r, v, t, p, WEEKLY) \tag{3.13} \\
 &= VAR\_ACT(r, v, t, p, WEEKLY - 1) + VAR\_SOUT(r, v, t, p, ACT, WEEKLY - 1) \\
 &\quad - \frac{G\_YRFR(r, WEEKLY - 1)}{G\_YRFR(r, SEASON)} \cdot VAR\_SOUT(r, v, t, p, ACT, SEASON) \quad \forall r, v, t, p
 \end{aligned}$$

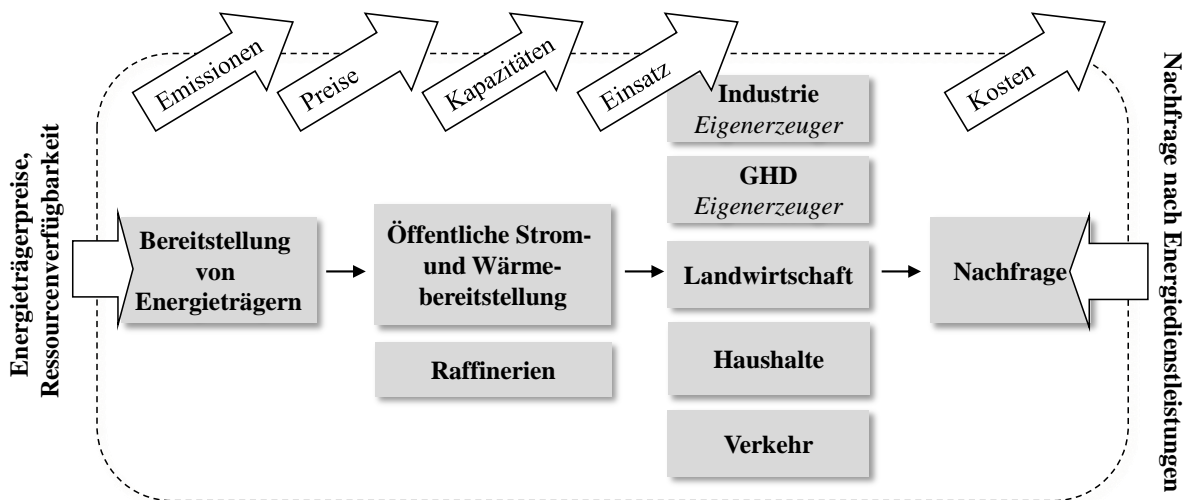
Der Generalized Timeslice Storage in TIMES bietet die Möglichkeit, auch den Inter-Period Storage mit einzubeziehen (STK). Der Vorteil des Generalized Timeslice Storage liegt darin,

dass eine Speicherkapazität für alle Speicherebenen genutzt werden kann. Der Nachteil dieses Speichertyps liegt in der Intransparenz der Ergebnisse, da nicht eindeutig nachvollziehbar ist, welcher Anteil der gespeicherten Energie auf den verschiedenen Speicherebenen genutzt wird.

### 3.3 Grundstruktur von TIMES PanEU

Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU ist ein lineares Optimierungsmodell, in dem das Energiesystem der Staaten der EU28 sowie von Norwegen und der Schweiz hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert wird. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (5-Jahres-Schritte). Bei der Optimierung erfolgen eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum [4], [5], [6].

Das Referenzenergiesystem von TIMES PanEU ist in mehrere Bereiche gegliedert: Bereitstellung von Energieträgern, Öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung, sonstige Energieumwandlung (z. B. Raffinerien), Haushalte, GHD, Landwirtschaft, Transport und Industrie (inklusive Eigenerzeugung). Abb. 3-8 zeigt das länderspezifische Referenzenergiesystem des bestehenden TIMES PanEU Modells in aggregierter Form.



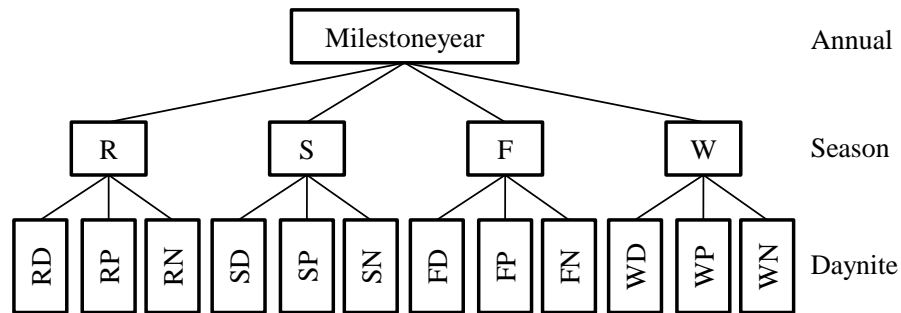
**Abb. 3-8:** Grundstruktur von TIMES PanEU

Durch die Abbildung des gesamten Energiesystems in TIMES PanEU (von der Energiegewinnung/-bereitstellung bis zur Energiedienstleistung) eignet sich dieses zur Modellierung und Bewertung von Flexibilisierungsoptionen unter Berücksichtigung der Bereiche Strom, Wärme und Mobilität.

Unterjährig ist TIMES PanEU bisher in 12 Zeitsegmente gegliedert (ein Typtag pro Jahreszeit mit je drei Zeitschritten, Abb. 3-9). Aufgrund des kontinuierlichen Betriebes eines Speichers ist im Rahmen dieser Arbeit eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung für Deutschland notwendig. Für Resteuropa wird die ursprüngliche zeitliche Auflösung beibehalten, da der Fokus bei der Modellierung und Bewertung von Speichern und anderen Flexibilisierungsoptionen im



Rahmen dieser Arbeit auf der Modellregion Deutschland liegt. Das Referenzenergiesystem von TIMES PanEU ist in mehrere Bereiche gegliedert, die im Folgenden näher betrachtet werden.



**Abb. 3-9:** Zeitliche Auflösung für Resteuropa ohne Deutschland in TIMES PanEU

Hierbei gelten folgende Abkürzungen:

R: Spring	D: Day
S: Summer	P: Peak
F: Fall	N: Night
W: Winter	

### 3.3.1 Bereitstellung von Energieträgern und sonstige Energieumwandlung

Im Energieträger-Bereitstellungssektor sind die Primärenergieressourcen durch Angebotskurven mit mehreren Kostenstufen modelliert. Dazu gehören Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle. Darüber hinaus werden verschiedene Bioenergieträger modelliert: Holz, Biogas, Haushaltsmüll, Industriemüll, Energiepflanzen. Für die Rohstoffe stehen verschiedene Umwandlungstechnologien wie Raffinerien zur Verfügung [152].

### 3.3.2 Öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung

Die Modellierung der öffentlichen Strombereitstellung erfolgt auf Basis von drei Spannungsebenen: Höchst- und Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung. Die Transformation der elektrischen Energie von einer Spannungsebene auf eine niedergelegene Spannungsebene und umgekehrt erfolgt auf Basis von Prozessen. Das heißt, jede Transformationsstufe ist in TIMES PanEU als ein Prozess modelliert, bei dessen Nutzung Wirkungsgradverluste sowie variable Kosten anfallen, die die Kosten für Stromtransport und -übertragung beinhalten.

Versorgungsseitig stehen verschiedene Strombereitstellungstechnologien zur Verfügung, die die elektrische Energie in die unterschiedlichen Spannungsebenen einspeisen. Hierbei nutzen die zentralen Großkraftwerke das Höchstspannungsnetz, dezentrale Kraftwerke, wie z. B. PV-Anlagen, das Mittel- und Niederspannungsnetz. Sowohl der Kraftwerksbestand im Jahr 2010 als auch die Investitionsoptionen für die folgenden Perioden sind dabei nach Technologieleistungsklassen und eingesetztem Brennstoff aggregiert. Die Wasserkraftwerke (Pumpspeicher,

Laufwasser) und für Deutschland das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf sind ebenso im Strombereitstellungssektor modelliert.

Die Energienachfrage ist in TIMES PanEU in die Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Landwirtschaft, Transport und Industrie unterteilt. Hierbei ist für jeden Sektor ein Prozess modelliert, der den zentral erzeugten Strom in sektorspezifischen Strom umwandelt. In diesen Umwandlungsprozessen ist definiert, von welchen Spannungsebenen der Strom bezogen wird. Die Transportverluste werden über Wirkungsgrade der Transformationsprozesse berücksichtigt. Zudem fallen hier Netznutzungsentgelte in Form von variablen Kosten an.

Die von den öffentlichen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und Heizwerken zentral bereitgestellte Fernwärme wird ebenfalls über Wärmeumwandlungsprozesse in sektorspezifische Fernwärme umgewandelt. Auch diese Prozesse berücksichtigen Kosten und die Wärmeverluste in Form von Wirkungsgraden.

### **3.3.3 Haushalte, GHD und Landwirtschaft**

Hinsichtlich der Nachfrage nach Energiedienstleistungen bzw. -mengen wird in TIMES PanEU sektorspezifisch differenziert, wobei für jede Nachfragekategorie verschiedene Bestandstechnologien und Investitionsoptionen, aggregiert nach Technologie und eingesetztem Endenergieträger, zur Bereitstellung der entsprechenden Nutzenergie zur Verfügung stehen. Abb. 3-10 zeigt eine Übersicht über die Nutzenergienachfragen der Sektoren Haushalte, GHD und Landwirtschaft.

Im Haushaltssektor ist die Nachfrage in folgende Nutzenergien unterteilt: Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung, Kühlung, Spülmaschine, Waschmaschine, Trockner, Sonstige Elektrizitätsnachfrage, Sonstige Energienachfrage. Der Wärmebedarf (Raumwärme, Klimatisierung, Warmwasser) wird zusätzlich unterteilt in den Wärmebedarf städtischer und ländlicher Einfamilienhäuser sowie der Mehrfamilienhäuser (jeweils Alt- und Neubau).

Im Sektor GHD ist die Nachfrage in folgende Nutzenergien unterteilt: Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung, Kühlung, Öffentliche Beleuchtung, Sonstige Elektrizitätsnachfrage, Sonstige Energienachfrage. Hier wird der Wärmebedarf weiter unterteilt nach Gebäudetyp (kleine und große Gebäude). Die Energienachfrage der Landwirtschaft wird durch einen allgemeinen Prozess modelliert, der verschiedene Energieträger als Input zur Deckung der Nachfrage benötigt.

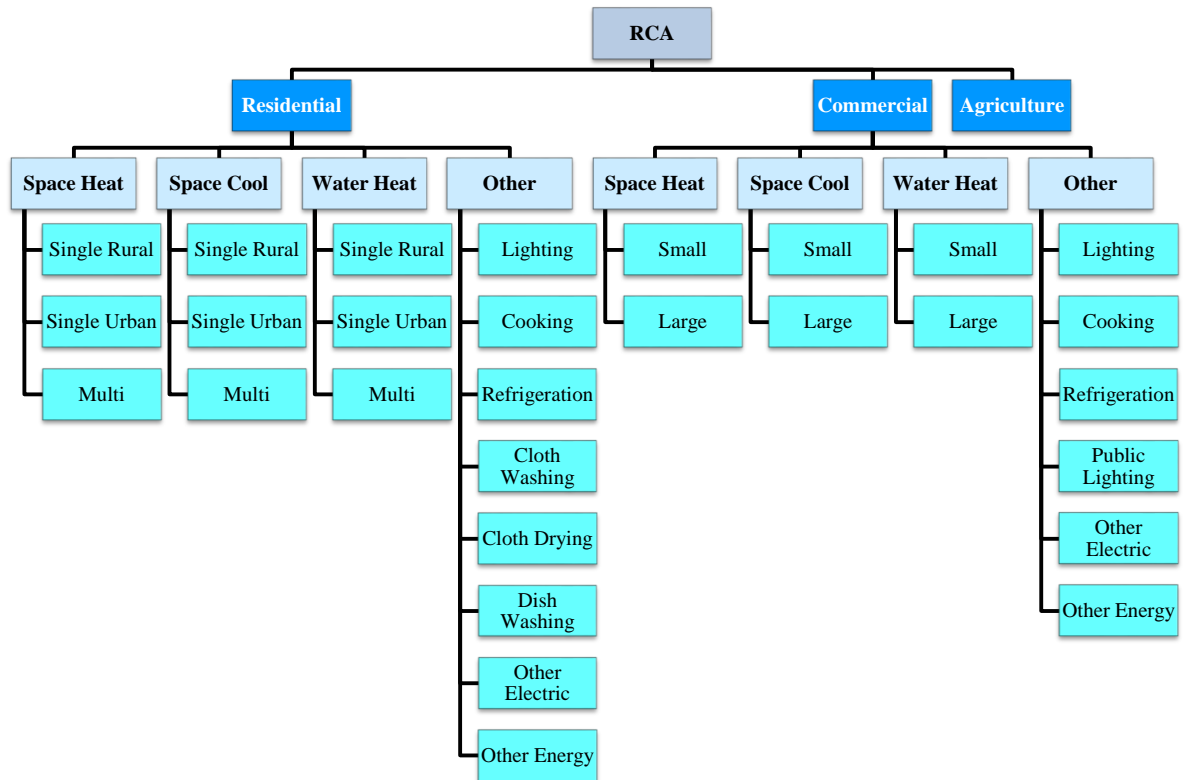


Abb. 3-10: Modellierung der Sektoren Haushalte, GHD und Landwirtschaft in TIMES PanEU

### 3.3.4 Transport

Im Transportsektor sind verschiedene Nachfragekategorien abgebildet. Abb. 3-11 zeigt die Unterteilung des Transportsektors.

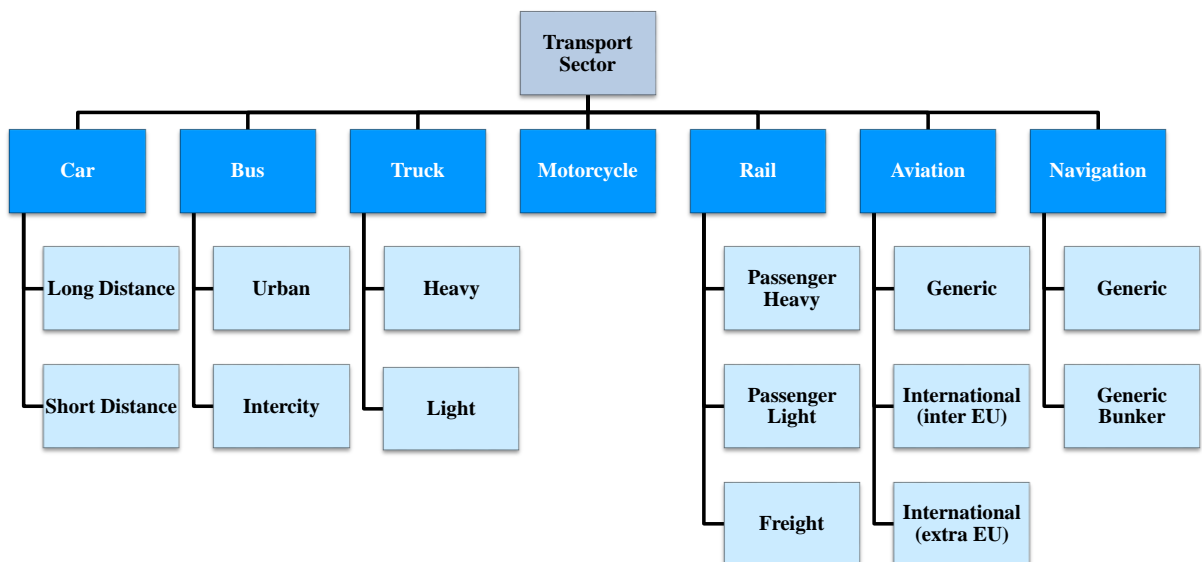


Abb. 3-11: Modellierung des Transportsektors in TIMES PanEU

Die Nachfragekategorien werden unterteilt in: PKW-Personenkilometer, Bus-Personenkilometer (Stadt/Land), LKW-Tonnenkilometer (leicht/schwer), Kraftrad-Personenkilometer, Passagierzug-Personenkilometer (leicht/schwer), Güterzug-Tonnenkilometer, Flugverkehr-PJ (Inland/international innerhalb der EU/international außerhalb der EU), Schifffahrt-PJ (allgemein/Bunker). Die Nachfragen können jeweils durch verschiedene Technologien (Prozesse) mit unterschiedlichen Input-Energieträgern gedeckt werden.

### **3.3.5 Industrie**

Im Industriesektor wird zwischen energieintensiven und nicht-energieintensiven Branchen unterschieden. Die energieintensiven Branchen werden unterteilt in die Bereiche Eisen und Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas und Papier. Zur Deckung der Nachfragen stehen auf den unterschiedlichen Prozessstufen verschiedene Technologien zur Verfügung. Die nicht-energieintensiven Branchen werden unterteilt in sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nichtmetallische Mineralien, Lebensmittel und übrige Industrien [152].

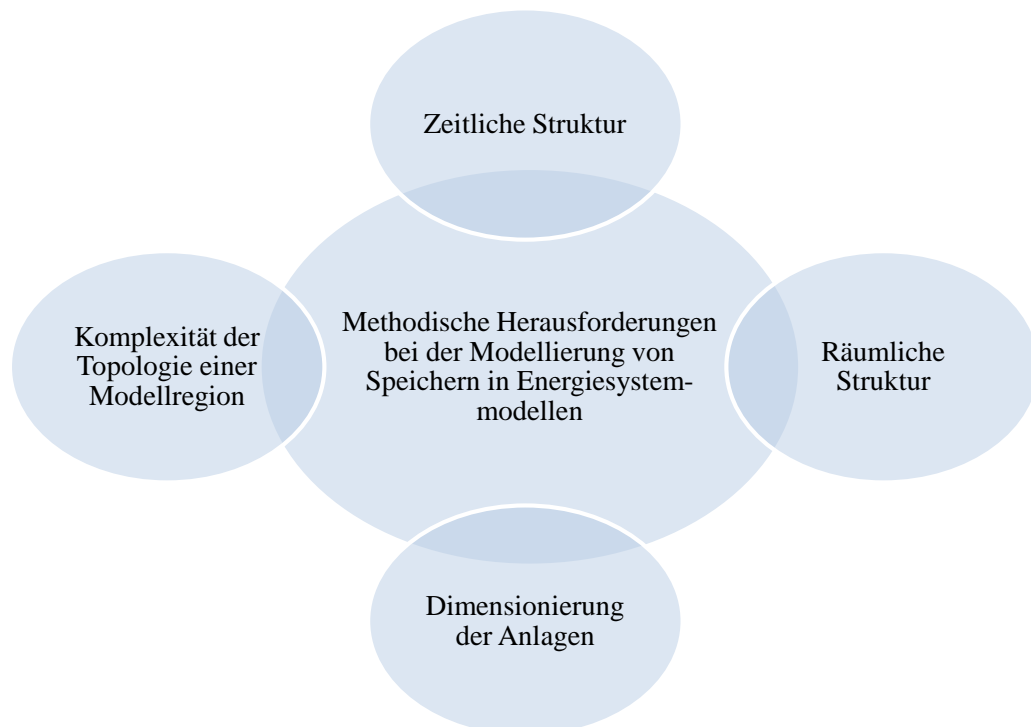
Darüber hinaus sind in TIMES PanEU die industriellen Eigenerzeuger modelliert. Für die Wärme- und Strombereitstellung stehen unterschiedliche Technologien zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung.

## 4 Methodik zur Modellierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in TIMES PanEU

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Energiesystemmodell TIMES PanEU um die Modellierung von Energiespeichern, Power-to-X, DSM und Curtailment erweitert sowie die hierfür notwendige Erhöhung der zeitlichen Auflösung vorgenommen. Hierfür werden zunächst die methodischen Herausforderungen bei der Modellierung von Speicherprozessen in Energiesystemmodellen diskutiert und in diesem Zusammenhang analysiert, welche zeitliche Auflösung zur Abbildung von Speichern erforderlich ist. Hierbei wird auch auf die Darstellung der Einspeise- und Nachfrageganglinien in hoher zeitlicher Auflösung eingegangen. Anschließend wird der methodische Ansatz zur Modellierung der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU erläutert.

### 4.1 Erhöhung der zeitlichen Auflösung in TIMES PanEU – Deutschland

Im Folgenden werden die methodischen Herausforderungen bei der Modellierung von Energiespeichern in Energiesystemmodellen diskutiert (Abb. 4-1). Hierbei wird sowohl auf die zeitliche und räumliche Struktur eines Energiesystemmodells als auch auf die Komplexität der Topologie einer Modellregion und die Dimensionierung der Speicher eingegangen (vgl. [153], [154], [155], [156], [157], [130], [158], [159]).



**Abb. 4-1:** Methodische Herausforderungen bei der Modellierung von Speichern in Energiesystemmodellen

Eine methodische Herausforderung bei der Modellierung von Speichern in Energiesystemmodellen besteht darin, sowohl die notwendige zeitliche und räumliche Struktur eines Modells als auch die Lösbarkeit des Modells zu gewährleisten. Eine hohe zeitliche Auflösung, z. B. eine stündliche Auflösung, ermöglicht die Abbildung großer Schwankungen in den Einspeiseganglinien sowie die Darstellung von Lastspitzen und Lasttälern. Eine hohe zeitliche Auflösung muss dabei auf repräsentativen, zusammenhängenden, aufeinanderfolgenden Zeitsegmenten basieren. Dies ist für eine adäquate Abbildung des kontinuierlichen Betriebes eines Energiespeichers erforderlich. Die Aggregation von Zeitsegmenten und die Bildung der Einspeise- und Nachfrageganglinien in tyntag- bzw. typwochenbasierten Energiesystemmodellen haben erheblichen Einfluss auf die Residuallast und damit den Speicher- und Flexibilisierungsbedarf. Mit wachsender Anzahl an Regionen und Zeitsegmenten, die integral optimiert werden, steigt die Rechenzeit dabei exponentiell an.

Bei einer hohen räumlichen Auflösung, z. B. der Unterteilung jedes europäischen Staates in mehrere Teilregionen, können darüber hinaus Stromnetze und regional differenzierte Wärme- bzw. Fernwärmenachfragen detailliert abgebildet werden, so dass Kapazitäten der Stromnetze bzw. Fernwärmeversorgung optimiert werden können (bei Gewährleistung von Lösbarkeit und akzeptablen Rechenzeiten).

Die Herausforderung besteht darin, eine angemessene zeitliche und räumliche Struktur im Zusammenhang mit der Komplexität der Topologie einer Modellregion zu finden. Die Betrachtung aller Bereiche (Strom, Wärme, Mobilität) ermöglicht dabei die integrierte Analyse der sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Energiebereitstellungs- und Energienachfragesektoren, z. B. durch den Einsatz von Power-to-Heat oder Power-to-Gas, erhöht jedoch gleichzeitig auch die Komplexität des Energiesystemmodells. Dabei können sowohl Speicherausbau als auch Speichereinsatz durch diese Wechselwirkungen beeinflusst werden.

Darüber hinaus stellt sich bei der Ausbau- und Einsatzoptimierung die Frage nach der Dimensionierung der Speichertechnologien hinsichtlich des Verhältnisses von Speicherkapazität und Ein- bzw. Ausspeicherleistung. Ein variables, modellendogenes Verhältnis von Speicherkapazität und Speicherleistung führt auf der einen Seite zu einem optimierten Ausbau und Einsatz von Speichertechnologien, erhöht jedoch auf der anderen Seite auch die Komplexität des Modells.

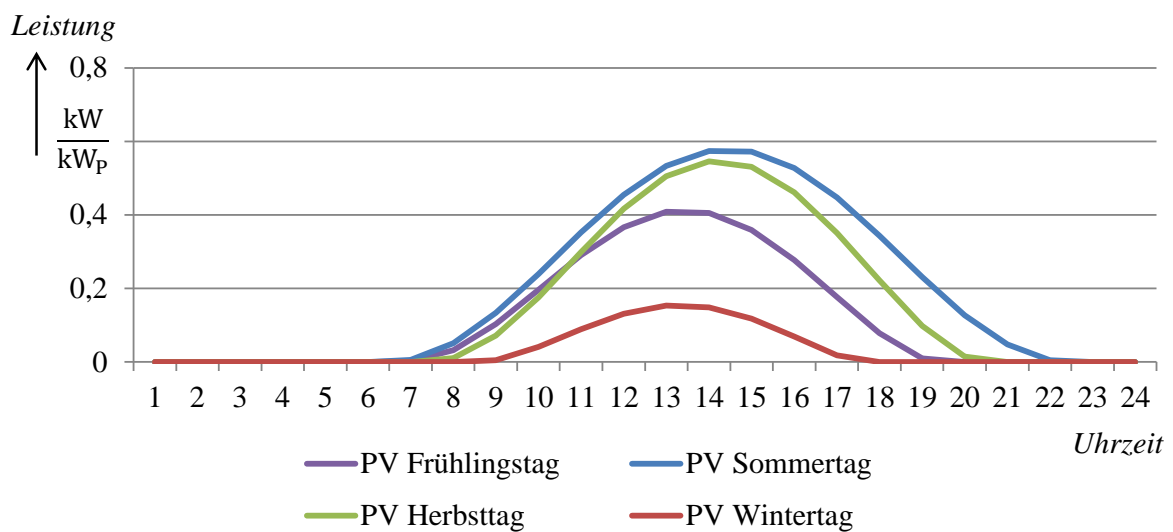
#### **4.1.1 Analyse der notwendigen zeitlichen Auflösung zur Abbildung von Speichern**

Zur detaillierten Abbildung von Speichern und Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU ist eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung notwendig. Dazu soll im Folgenden untersucht werden, welche zeitliche Auflösung für konkrete Anwendungsfälle erforderlich ist.

Bei der Analyse wird zunächst die notwendige zeitliche Auflösung zur Abbildung der Verfügbarkeit fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind- und Solarenergie) ermittelt. Anschließend

erfolgt eine Erweiterung dieses Anwendungsfalls um die Darstellung der Energienachfrage und die Abbildung von Energiespeichertechnologien.

Da die Verfügbarkeit von Sonnenenergie sowohl tages- als auch jahreszeitabhängige Schwankungen aufweist (Abb. 4-2), erfordert die detaillierte Abbildung der Bereitstellung von Sonnenenergie ein tageszeitlich hoch aufgelöstes Modell, welches in verschiedene saisonale Bereiche unterteilt ist (ein Typtag pro Jahreszeit). Für die wetterabhängigen Schwankungen der verfügbaren Sonnen- und Windenergie können aufgrund ihrer Unsicherheit nur Annahmen getroffen werden. Mit einer höheren zeitlichen Auflösung können mehr Variationen bezüglich dieser Schwankungen modelliert werden sowie längerfristige Einspeiseflauten berücksichtigt werden.

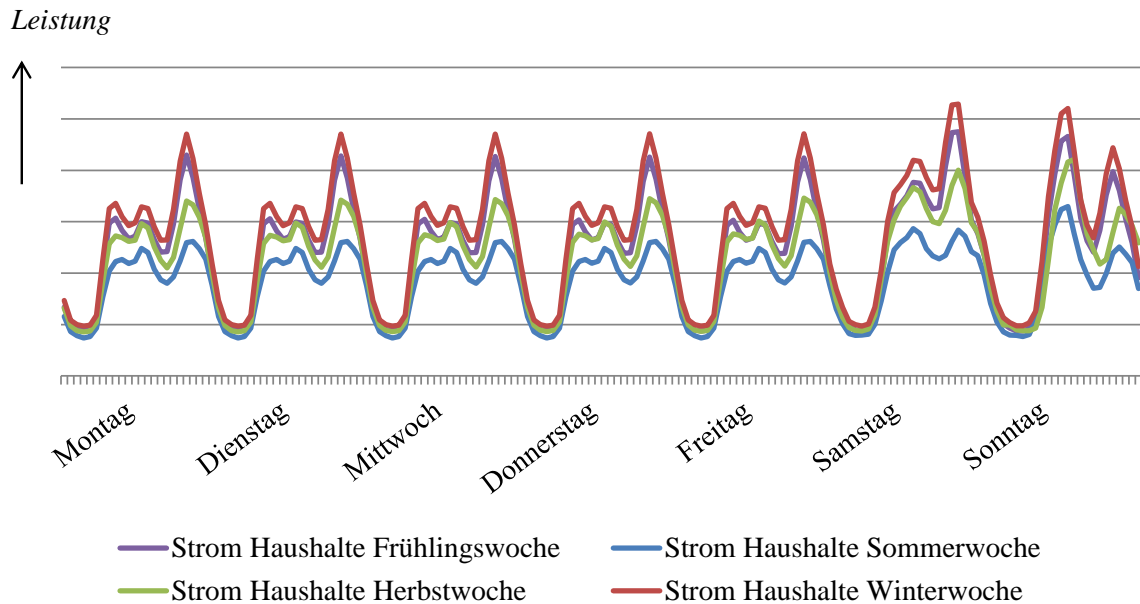


**Abb. 4-2:** Normiertes Standardeinspeiseprofil der Photovoltaik in Abhängigkeit der Jahreszeit, nach [160]

Die Energienachfrage (z. B. nach Strom, Raumwärme und Warmwasser in Haushalten) weist neben tages- und jahreszeitlichen Schwankungen zusätzlich starke wochentagabhängige Schwankungen auf (Abb. 4-3). Hierdurch empfiehlt sich eine zeitliche Auflösung basierend auf drei Typtagen pro Jahreszeit (Werktag, Samstag, Sonntag) mit einer hohen tageszeitlichen Auflösung.

Die detaillierte Abbildung von Energiespeichertechnologien erfordert neben einer hohen tageszeitlichen Auflösung eine zeitliche Auflösung basierend auf repräsentativen, zusammenhängenden Zeitsegmenten über mehrere Tage bzw. Wochen. In einem Modell ohne Speichertechnologien muss in jedem Zeitpunkt die Energiebereitstellung der Energienachfrage entsprechen (Zeitpunktbedingungen). Bei zusätzlicher Berücksichtigung von Speichertechnologien kommen zeitpunktübergreifende Bedingungen hinzu, nach denen der Speicherfüllstand eines Zeitsegmentes Einfluss auf den Speicherfüllstand des nachfolgenden Zeitsegmentes hat (vgl. Kapitel 3.2.3). Für die Abbildung dieses kontinuierlichen Prozessablaufes ist eine zeitliche

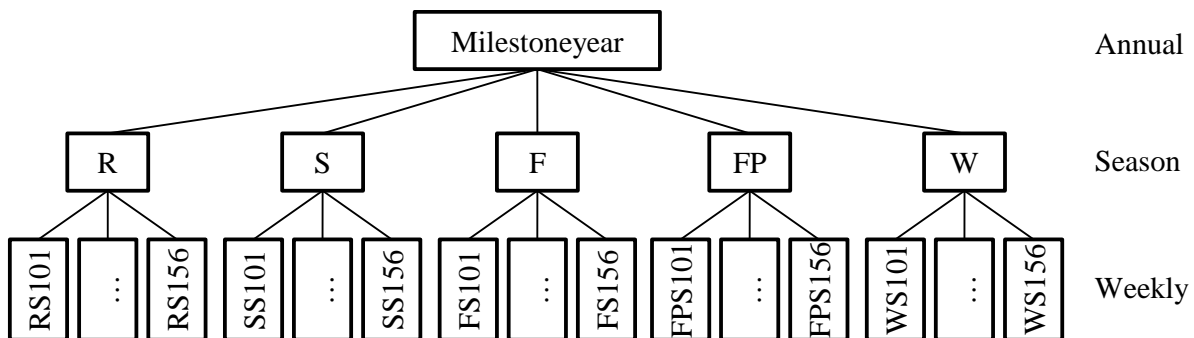
Auflösung basierend auf drei Typtagen pro Jahreszeit nicht ausreichend, so dass eine Erweiterung auf wenigstens eine Typwoche pro Jahreszeit erforderlich ist. Damit können kurzfristige, tagesübergreifende Speicherprozesse realitätsnah dargestellt werden. Die Abbildung von Langfristspeichern erfordert eine kontinuierliche zeitliche Auflösung (zusammenhängende Zeitsegmente) über mehrere Wochen bzw. Jahreszeiten.



**Abb. 4-3:** Standardlastprofil für Haushalte, nach [160]

Zur detaillierten Abbildung von Speicherprozessen wird die zeitliche Auflösung für Deutschland auf fünf Typwochen mit dreistündlicher Auflösung erhöht (Abb. 4-4). Die Aufteilung der verschiedenen Jahreszeiten im Modell entspricht der von Europa. Die neue unterjährige Zeitstruktur für Deutschland setzt sich zusammen aus 280 Zeitsegmenten:

- Eine Standard-Typwoche pro Jahreszeit (224 Zeitsegmente pro Jahr, 56 Zeitsegmente pro Woche)
- Eine zusätzliche Peakwoche zur Abbildung hoher bzw. stark schwankender Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (56 Zeitsegmente pro Jahr)



**Abb. 4-4:** Zeitliche Auflösung für Deutschland



Hierbei gelten folgende Abkürzungen:

R:	Spring
S:	Summer
F:	Fall
FP:	Fall Peak
W:	Winter
SIX:	Zeitsegment $\forall X = 01, \dots, 56$

Die Ebene DAYNITE wird im Vergleich zur ursprünglichen zeitlichen Auflösung durch die Ebene WEEKLY ersetzt, da in TIMES alle Zeitsegmente auf der Ebene WEEKLY, die unter einem gemeinsamen Knoten liegen, eine Woche abbilden müssen. Der Typtag auf der Ebene DAYNITE entfällt für Deutschland, da nun eine gesamte Typwoche modelliert wird.

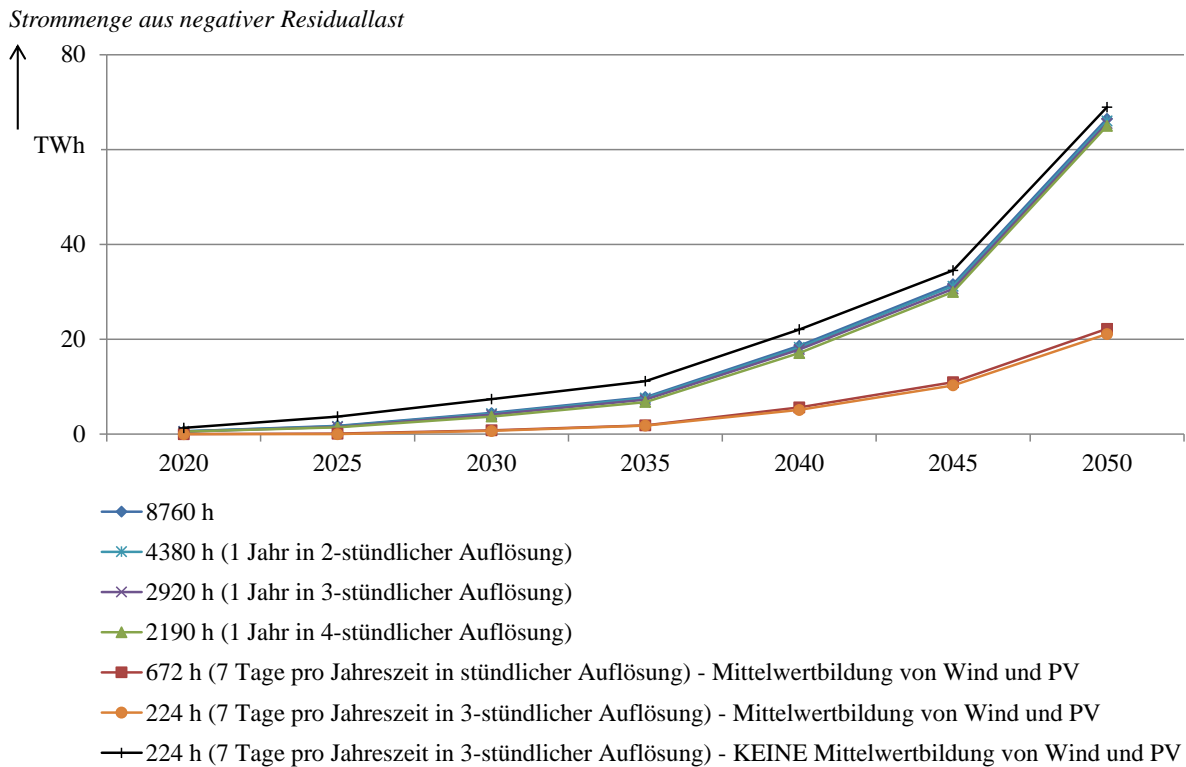
Zur Validierung der Eignung der gewählten zeitlichen Auflösung wird vereinfacht die Strommenge aus negativer Residuallast in Deutschland als Indikator für den Speicher- bzw. Flexibilisierungsbedarf herangezogen. Für diese Strommengen wird bei zunehmender fluktuierender Einspeisung von Strom aus Wind- und PV-Anlagen ein erhöhter Flexibilisierungs- bzw. Verschiebungsbedarf bestehen. Abb. 4-5 zeigt die mittels einer EXCEL-Analyse durchgeführten Berechnungen der Strommengen aus negativer Residuallast bis zum Jahr 2050. Hierfür werden sowohl die Stromnachfrage (ohne Flexibilisierungsoptionen) als auch die Kapazitäten von Wind und PV aus exemplarischen TIMES PanEU Optimierungsrechnungen übernommen (Annahme einer installierten Kapazität von 70 GW PV, 30 GW Wind Offshore, 100 GW Wind Onshore bis zum Jahr 2050).

Die Grafik zeigt die Strommenge aus negativer Residuallast für verschiedene zeitliche Auflösungen. Die Basis bilden hierbei ein Stromlastgang ohne Flexibilisierungsoptionen sowie Einspeiseganglinien für Wind und PV in stündlicher Auflösung. Hiervon abgeleitet werden Residuallastgänge mit zwei-, drei- und vierstündlicher Auflösung durch Mittelwertbildung von zwei, drei bzw. vier aufeinanderfolgenden Stundenwerten. Darüber hinaus werden Residuallastgänge von einer Typwoche pro Jahreszeit mit stündlicher und dreistündlicher zeitlicher Auflösung abgeleitet. Dabei erfolgt die Aggregation der Stromnachfrage in einer Typwoche durch eine Mittelwertbildung über die verschiedenen Jahreszeiten.

Für die Einspeiseganglinien von Wind und PV wird eine Variante mit Mittelwertbildung, eine weitere Variante ohne Mittelwertbildung betrachtet. Bei der Variante ohne Mittelwertbildung werden für die Einspeiseganglinien von Wind und PV repräsentative Tage bzw. Wochen ausgewählt. Dabei sind zwei Faktoren von Bedeutung:

1. Maximale und minimale Leistung der Wind- und PV-Anlagen
2. Volllaststunden der Wind- und PV-Anlagen

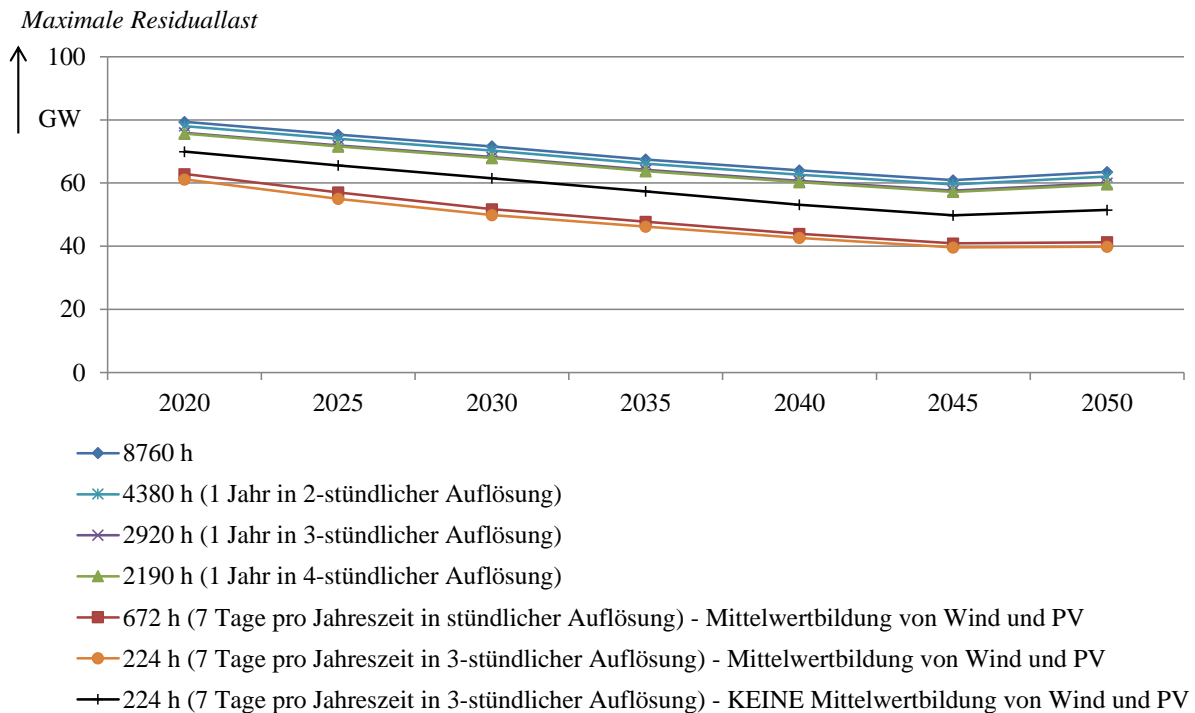
Das heißt, dass bei der Auswahl geeigneter Typwochen sowohl die Volllaststunden als auch die Spitzeneinspeiseleistung berücksichtigt werden müssen.



**Abb. 4-5:** Analyse der Strommenge aus negativer Residuallast bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen in Deutschland

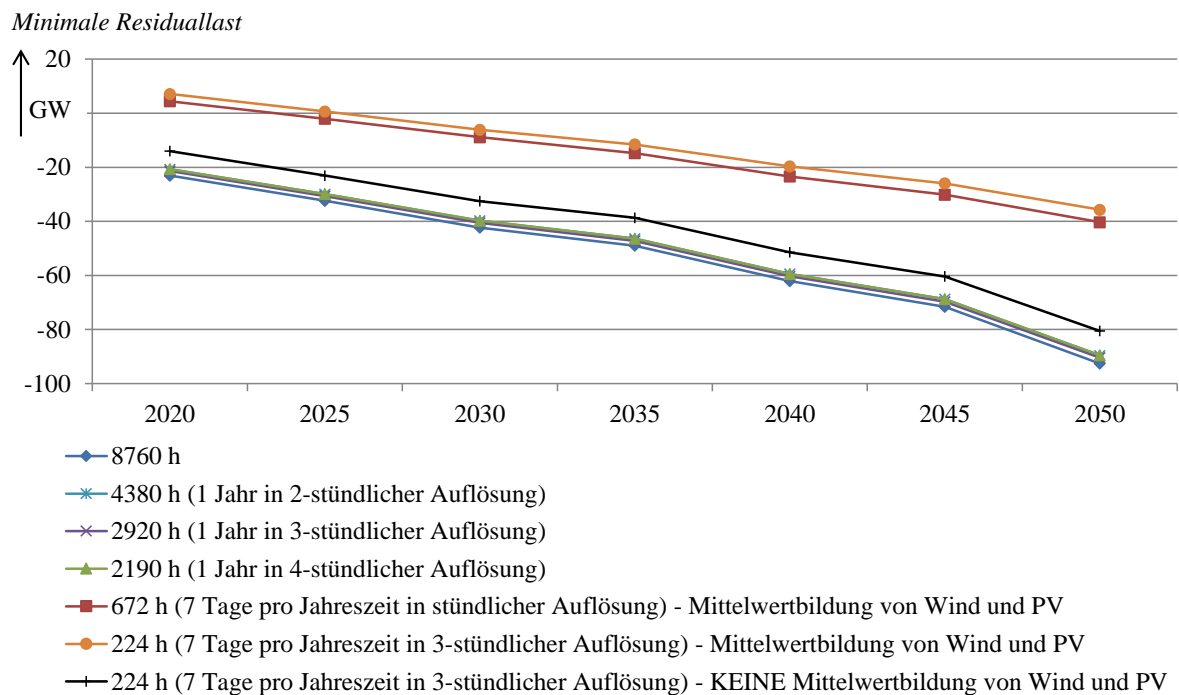
Es zeigt sich, dass die Strommenge aus negativer Residuallast im Verfahren ohne Mittelwertbildung (schwarz) mit geringer Abweichung der Strommenge aus negativer Residuallast bei einer stündlichen Auflösung (blau) entspricht. Eine Mittelwertbildung führt hingegen zu stärkeren Abweichungen (rot, orange).

Abb. 4-6 zeigt die Analyse der maximal auftretenden Residuallast. Dabei wird auch hier deutlich, dass die maximale Residuallast im Verfahren ohne Mittelwertbildung (schwarz) mit geringer Abweichung der maximalen Residuallast bei einer stündlichen Auflösung (blau) entspricht. Mittelwertbildung hingegen führt zu einer Unterschätzung der maximalen Residuallast (rot, orange).



**Abb. 4-6:** Analyse der maximalen Residuallast bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen in Deutschland

Abb. 4-7 zeigt die Analyse der minimal auftretenden Residuallast. Wie auch bei der maximalen Residuallast zeigt sich hier, dass ein Typwochenansatz basierend auf Mittelwertbildung die minimale Residuallast unterschätzt und somit nicht geeignet ist.



**Abb. 4-7:** Analyse der minimalen Residuallast bei verschiedenen zeitlichen Auflösungen in Deutschland

Bei einem Typwochenansatz ohne Mittelwertbildung können die maximal und minimal auftretenden Residuallasten hingegen adäquat abgebildet werden.

Die Analyse der Ergebnisse bezüglich des betrachteten Indikators zeigt, dass eine typwochenbasierte zeitliche Auflösung ohne Mittelwertbildung geeignet ist, um die Strommenge aus negativer Residuallast repräsentativ abzubilden. Eine Mittelwertbildung führt hingegen zu einer Unterschätzung der Strommenge aus negativer Residuallast.

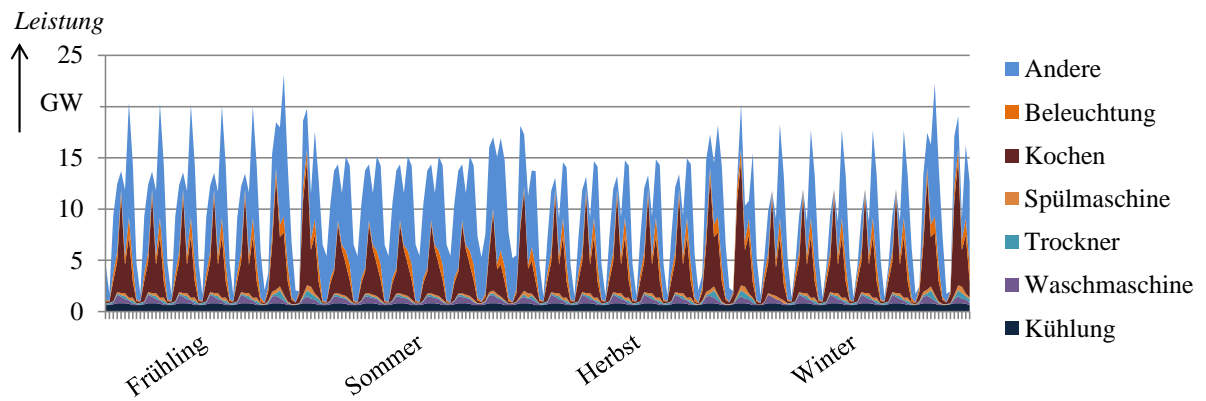
Da der Fokus des Energiesystemmodells TIMES PanEU auf der Ausgestaltung und Struktur des gesamten Energiesystems liegt (ohne detaillierte, stündliche Einsatzplanung der Anlagen), ist die gewählte zeitliche Auflösung geeignet, um Kurzfrist- bzw. Mittelfristspeicher und andere Flexibilisierungsoptionen im Rahmen der betrachteten Fragestellung adäquat abbilden zu können. Langfristspeicher können bei einem Typwochenansatz nur vereinfacht berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 3.2.3).

#### **4.1.2 Darstellung der Einspeise- und Nachfrageganglinien**

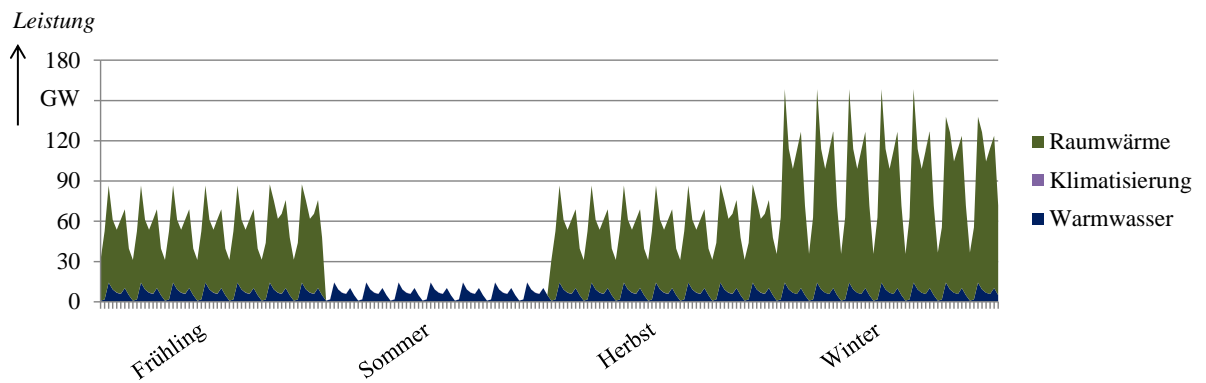
Die Erhöhung der zeitlichen Auflösung für Deutschland erfordert gleichzeitig die Darstellung der Nachfrage- und Einspeiseganglinien (Wind und Solar) in höherer zeitlicher Auflösung. Nachfrageseitig ist es hierfür notwendig, den verschiedenen Nutzenergienachfragen in den einzelnen Verbrauchssektoren individuelle Ganglinien zuzuordnen. Da sich die Nachfrageganglinien in den beiden Herbst-Typwochen F und FP entsprechen, ist in den folgenden Grafiken zur Darstellung der Energienachfrage jeweils eine Typwoche für den gesamten Herbst dargestellt. Die Typwoche FP unterscheidet sich von der Typwoche F nur in den Einspeiseganglinien.

Die Nachfrageganglinien sind in TIMES normiert. Das heißt, die Nachfrage nach einer Commodity wird in jedem Zeitsegment als Anteil an einer Verbrauchseinheit pro Jahr angegeben. In den folgenden Nachfrageganglinien sind die absoluten Nachfrageleistungen und -mengen für das Basisjahr 2010 dargestellt. In Abb. 4-8 ist die Stromnachfrage für verschiedene Nutzenergien im Haushaltssektor dargestellt. Bei der Gesamtstromnachfrage der Haushalte wird sich dabei an den Standardlastprofilen orientiert. Die Ganglinien der Stromnachfrage ergeben sich aus der Multiplikation der normierten Nachfrageganglinien der Nutzenergien mit dem Stromverbrauch (Endenergieverbrauch Strom) der Elektrogeräte.

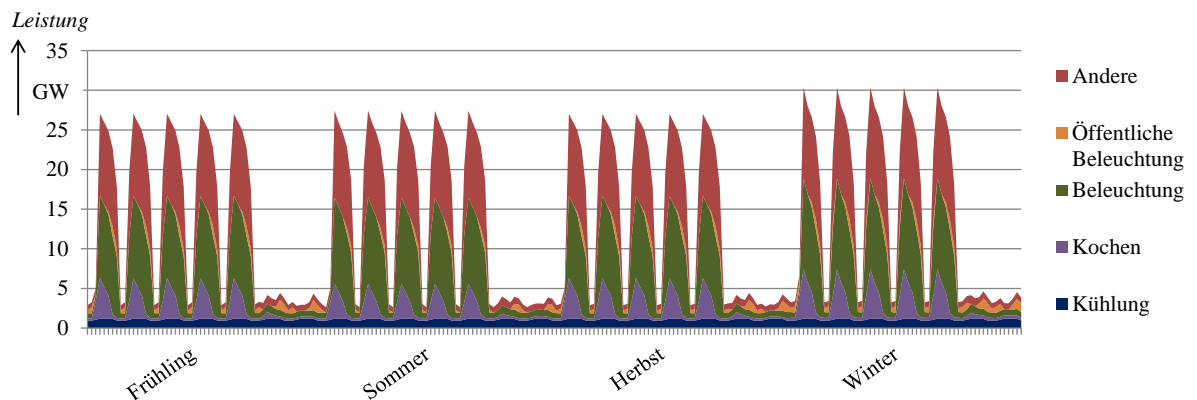
Auch der Wärmebedarf wird mit hoher zeitlicher Auflösung abgebildet. Abb. 4-9 zeigt den Wärme- und Klimatisierungsbedarf im Haushaltsektor. Im Sektor GHD wird ebenfalls zwischen verschiedenen Nutzenergien unterschieden (Abb. 4-10). Der Wärme- und Klimatisierungsbedarf im GHD-Sektor wird analog zum Haushaltssektor abgebildet (Abb. 4-11).



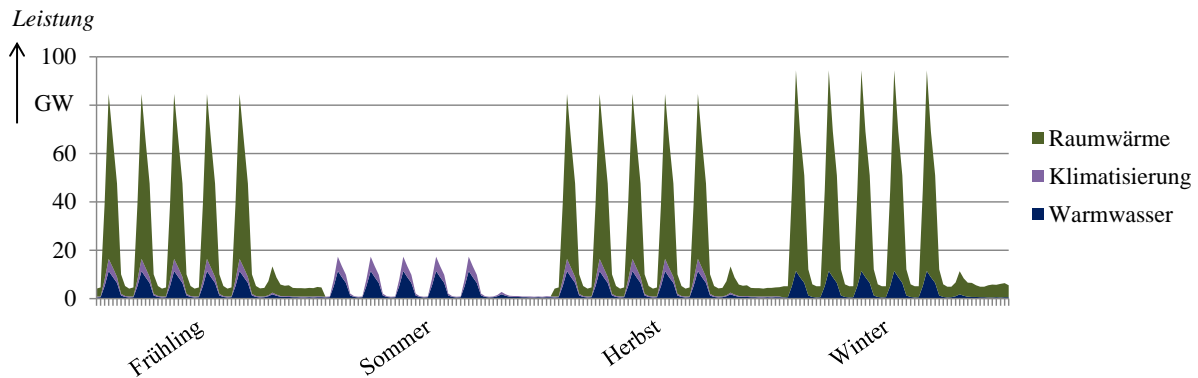
**Abb. 4-8:** Nachfrageganglinien für den Stromverbrauch im Haushaltssektor in Deutschland, nach [160], [161], [162]



**Abb. 4-9:** Nachfrageganglinien für den Wärme- und Klimatisierungsbedarf im Haushaltssektor in Deutschland, nach [163]

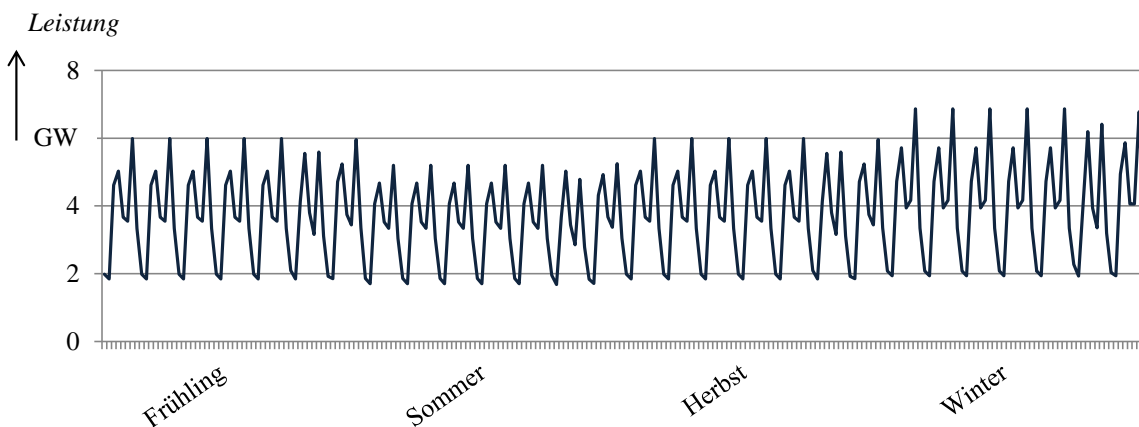


**Abb. 4-10:** Nachfrageganglinien für den Stromverbrauch im GHD-Sektor in Deutschland, nach [164], [160], [165]

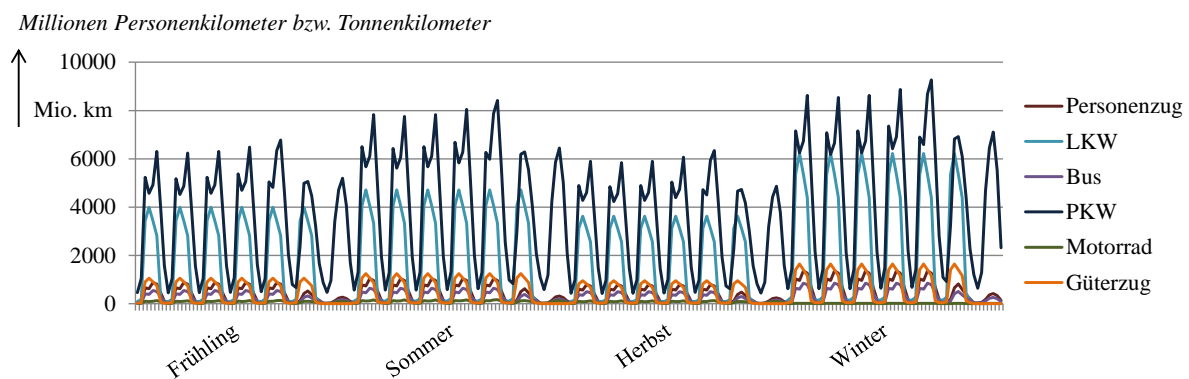


**Abb. 4-11:** Nachfrageganglinien für den Wärme- und Klimatisierungsbedarf im GHD-Sektor in Deutschland, nach [164]

Die Energienachfrage in der Landwirtschaft wird durch einen aggregierten Nachfrageprozess modelliert, der verschiedene Energieträger als Eingangsgrößen hat. Abb. 4-12 zeigt die Energienachfrage in der Landwirtschaft mit der gewählten zeitlichen Auflösung. Abb. 4-13 zeigt den zeitlichen Verlauf der Verkehrsnachfrage im Personen- und Güterverkehr.



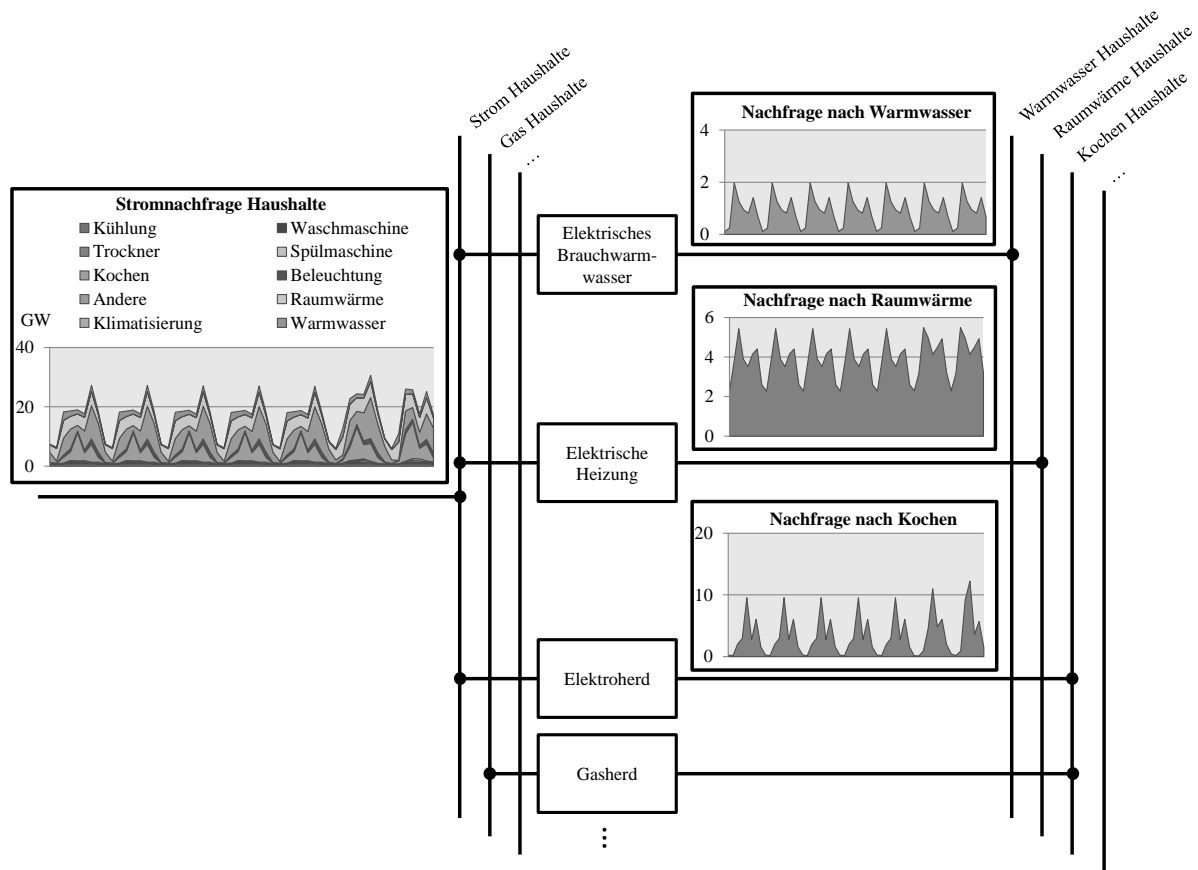
**Abb. 4-12:** Nachfrageganglinien für die Landwirtschaft in Deutschland, nach [160]



**Abb. 4-13:** Nachfrageganglinien für den Personen- und Güterverkehr in Deutschland, nach [166], [167]

Dabei sind die Nachfragen für Personenzug, Bus, PKW und Motorrad in der Einheit Millionen Personenkilometer und für LKW und Güterzug in der Einheit Millionen Tonnenkilometer dargestellt.

Sowohl die nachgefragte Strommenge als auch der dazugehörige Stromlastgang sind in TIMES PanEU modellendogenes Optimierungsergebnis und verändern sich in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen (Abb. 4-14). Das heißt, durch die Abbildung aller Sektoren wird auch die Lastverlagerung infolge veränderter Stromnachfrage von Anwendungstechnologien berücksichtigt. Abb. 4-14 zeigt die Nachfragestruktur in TIMES PanEU exemplarisch für den Haushaltssektor in Deutschland.

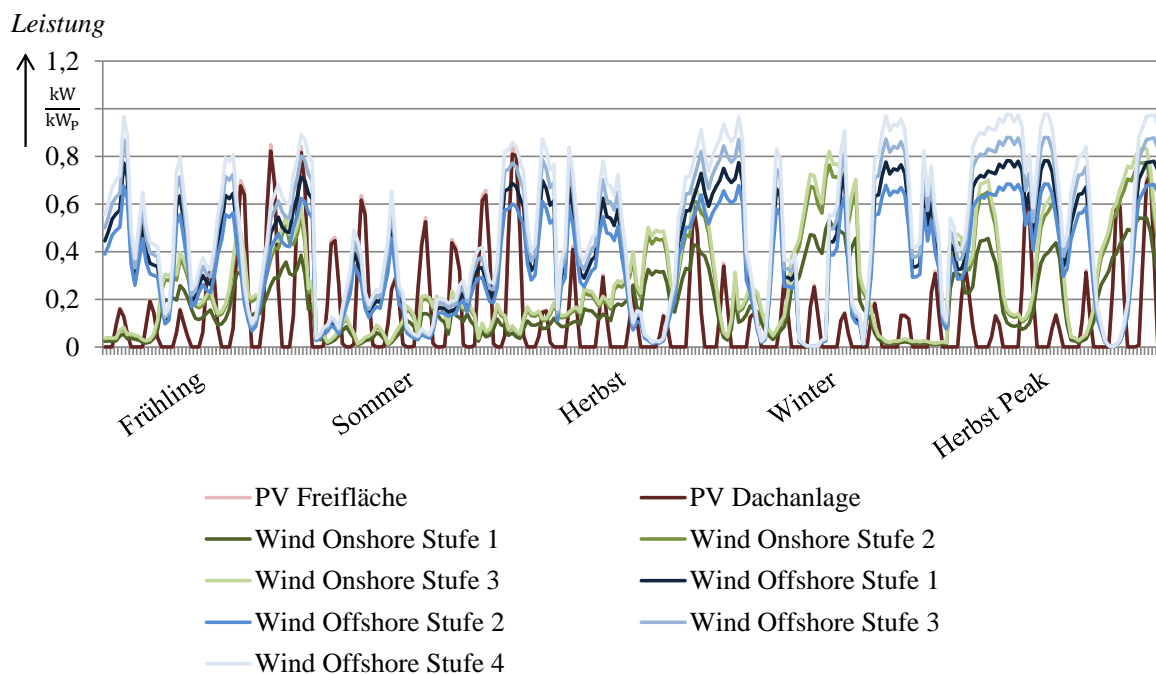


**Abb. 4-14:** Stromnachfrage und Stromlastgang in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen in TIMES PanEU

Die Stromnachfrage der Haushalte (im Bild links dargestellt) verändert sich hier in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen (z. B. Warmwasser aus Strom, Kochen aus Strom). Die Stromanwendungen stehen dabei in Konkurrenz zu anderen Endenergieträgern (z. B. Gas für das Kochen).

Auch die Einspeisegänglinien der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und PV) müssen mit hoher zeitlicher Auflösung abgebildet werden. Bei den PV-Anlagen wird zwischen zwei Anlagentypen unterschieden: Dachanlagen und Freiflächenanlagen mit unterschiedlicher Volllaststundenzahl. Bei den Onshore Windkraftanlagen wird zwischen drei Anlagentypen (in

Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit) und bei den Offshore Windkraftanlagen (Nordsee und Ostsee) zwischen vier Anlagentypen unterschieden, die unterschiedliche Volllaststundenzahlen aufweisen. Diese stufenweise Modellierung der Windkraftanlagen ermöglicht die Berücksichtigung regional unterschiedlicher Volllaststundenzahlen und Standortbedingungen trotz fehlender regionaler Auflösung innerhalb einer Region (Betrachtung eines Staates als Kupferplatte). In Abb. 4-15 sind die Einspeiseganglinien der verschiedenen Wind- und PV-Anlagen für die unterschiedlichen Typwochen in Deutschland dargestellt. Die Herbst-Peakwoche stellt eine zusätzliche Woche zur Abbildung hoher Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien dar. Die Aggregation der Einspeiseganglinien der verschiedenen Typwochen basiert auf statistischen bzw. synthetisch erzeugten, stündlichen Zeitreihen [168]. Hierbei werden einzelne, repräsentative Tage bzw. Wochen ausgewählt und jeweils der zweite Wert aus einem Drei-Stunden-Block ausgewählt.



**Abb. 4-15:** Einspeiseganglinien für Wind- und PV-Anlagen in Deutschland, eigene Berechnungen

Tabelle 4-1 zeigt die für Deutschland angenommenen Volllaststunden für Wind- und PV-Anlagen. Hierbei wird bei den Onshore Windkraftanlagen von einer Volllaststundenzahl von 1.300 bis 2.000 h/a ausgegangen, bei den Offshore Windkraftanlagen wird eine Volllaststundenzahl von 2.800 bis 4.000 h/a angenommen. Die PV-Dachanlagen in Deutschland weisen im Durchschnitt Volllaststunden von rund 1.000 h/a auf.



**Tabelle 4-1:** Volllaststunden von Wind und PV in Deutschland

Anlage	Standort	Volllaststunden $\left[\frac{h}{a}\right]$	Quelle
<b>Onshore Wind Stufe 1</b>	Niedriger Ertrag: Süden und Mitte	1.300	[169]
<b>Onshore Wind Stufe 2</b>	Mittlerer Ertrag	1.859	[170]
<b>Onshore Wind Stufe 3</b>	Hoher Ertrag	2.000	[169]
<b>Offshore Wind Stufe 2</b>	Küstennah	2.800	[169]
<b>Offshore Wind Stufe 1</b>	Mittlere Distanz zur Küste	3.200	[169]
<b>Offshore Wind Stufe 3</b>	Große Distanz	3.600	[169]
<b>Offshore Wind Stufe 4</b>	Sehr gute Standorte	4.000	[169]
<b>PV Bestand</b>	-	941	[170]
<b>PV Dach Zubau</b>	-	971	[171]
<b>PV Freifläche</b>	-	1.000	[172]

## 4.2 Modellierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen

Im Folgenden wird die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommene Modellerweiterung hinsichtlich der Modellierung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in TIMES PanEU dargestellt. Bei der Methodik wird die Implementierung der Speicher im TIMES-Code berücksichtigt. Die Speichertechnologien werden in TIMES PanEU als eine Abfolge von drei Prozessen modelliert: Einspeicherprozess, Speicherprozess, Ausspeicherprozess (Abb. 4-16). Die leistungsspezifischen Investitionen werden gleichmäßig auf den Ein- und Ausspeicherprozess aufgeteilt.

**Abb. 4-16:** Modellierung von Speichertechnologien in TIMES PanEU

Die Einheiten der Kapazitäten und Aktivitäten sind vom Anwender zu definieren. Tabelle 4-2 zeigt die Definition der Einheiten von Kapazität (PRC\_CAPUNT) und Aktivität (PRC\_ACTUNT) sowie das vom Anwender vorzugebende Verhältnis von Aktivität und Kapazität (PRC\_CAPACT, vgl. Gleichung 4.1) der einzelnen Prozesse.

**Tabelle 4-2:** Definition der Einheiten von Kapazität und Aktivität der Speicherprozesse (ohne Elektromobilität)

Parameter	Einspeicherprozess	Speicherprozess	Ausspeicherprozess
<b>PRC_CAPUNT</b>	GW	PJ	GW
<b>PRC_ACTUNT</b>	PJ	PJ	PJ
<b>PRC_CAPACT</b>	$31, 356 \frac{PJ}{GW}$	$1 \frac{PJ}{PJ}$	$31, 356 \frac{PJ}{GW}$

Der Quotient aus Aktivität und Kapazität wird für den Ein- und Ausspeicherprozess wie folgt berechnet:

$$PRC\_CAPACT = \frac{8760 \text{ GWh}}{GW} = \frac{8760 \text{ h} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} \cdot 10^{-6} \frac{PW}{GW} \cdot GW}{GW} = 31,536 \frac{PJ}{GW} \quad (4.1)$$

Der Quotient gibt die maximale Energiemenge an, die der Prozess pro Kapazitätseinheit bereitstellen oder verbrauchen kann, wenn er innerhalb des gesamten Jahres unter Volllast betrieben wird.

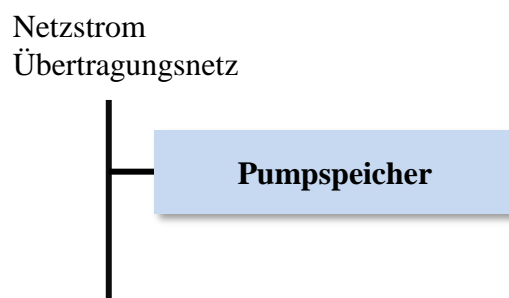
Diese Modellierung der Speichertechnologien als Abfolge von drei Einzelprozessen ermöglicht ein variables, modellendogenes Verhältnis von Speicherkapazität und Speicherleistung, da jedem Prozess in TIMES eine Kapazität zugewiesen wird. Dem Ein- und Ausspeicherprozess wird eine Leistung als Kapazität zugewiesen, dem Speicherprozess eine Energiemenge (maximaler Energieinhalt).

Unter Kurzzeitspeichern werden in der folgenden Modellierung alle Speicher verstanden, die als Timeslice Storage auf der Ebene WEEKLY (Wochenspeicher) in Deutschland bzw. auf der Ebene DAYNITE (Tagesspeicher) in Resteuropa arbeiten (vgl. Kapitel 3.2.3). Das heißt, der zeitliche Ausgleich bei der Speicherung erfolgt innerhalb einer Woche bzw. innerhalb eines Tages.

Unter saisonalen Speichern werden Speicher verstanden, die als Timeslice Storage auf der Ebene SEASON arbeiten. Das heißt, der zeitliche Ausgleich bei der Speicherung erfolgt zwischen den Jahreszeiten bei konstanter Ein- bzw. Ausspeicherleistung über die gesamte Jahreszeit.

#### 4.2.1 Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken

Das Pumpspeicherkraftwerk kann in TIMES PanEU im Übertragungsnetz genutzt werden (Abb. 4-17). Das Pumpspeicherkraftwerk wird dabei sowohl für Deutschland als auch für Resteuropa jeweils als Kurzzeitspeicher und saisonaler Speicher modelliert.



**Abb. 4-17:** Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken in TIMES PanEU

Hierbei wird der Pumpspeicher mit den Komponenten Pumpe als Einspeicherprozess, Speicherbecken als Speicherprozess und Wasserturbine als Ausspeicherprozess dargestellt (Abb. 4-18). Die Leistungen der Pumpe und der Turbine werden dabei als gleich angenommen:

$$UC_{NCAP}(r, P) = UC_{NCAP}(r, T) \quad \forall r \quad (4.2)$$

Hierbei gilt:

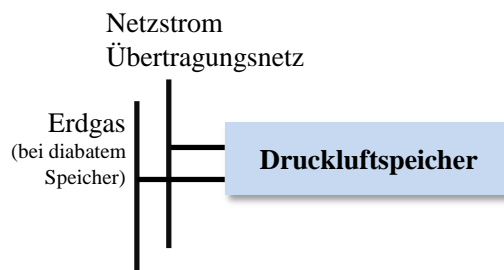
$UC_{NCAP}$ :	User Constraint für New-Capacity-Variable
$T$ :	Turbine
$P$ :	Pumpe
$r$ :	Region



**Abb. 4-18:** Detaillierte Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes in TIMES PanEU

#### 4.2.2 Modellierung von Druckluftspeicherkraftwerken

Die Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat) können in TIMES PanEU ebenso wie das Pumpspeicherkraftwerk zentral im Übertragungsnetz genutzt werden (Abb. 4-19). Die Druckluftspeicherkraftwerke werden als Kurzzeitspeicher modelliert.



**Abb. 4-19:** Modellierung von Druckluftspeicherkraftwerken in TIMES PanEU

Hierbei werden die Druckluftspeicher mit den Komponenten Verdichter als Einspeicherprozess, unterirdische Salzkaverne/oberirdischer Tank als Speicherprozess und Turbine als Ausspeicherprozess dargestellt (Abb. 4-20). In dem diabaten Druckluftspeicher wird die komprimierte Luft bei der Ausspeicherung in eine Gasturbine geleitet, da die Expansion unter äußerer Wärmezufuhr stattfindet. In dem adiabaten Druckluftspeicher wird die komprimierte Luft unter Zufuhr der bei der Verdichtung zwischengespeicherten Wärme in einer Luftturbine expandiert.

Der adiabate und diabate Druckluftspeicher werden in Kombination mit einer unterirdischen Salzkaverne modelliert. Dabei werden die länderspezifischen Potentiale der Salzkavernen berücksichtigt.



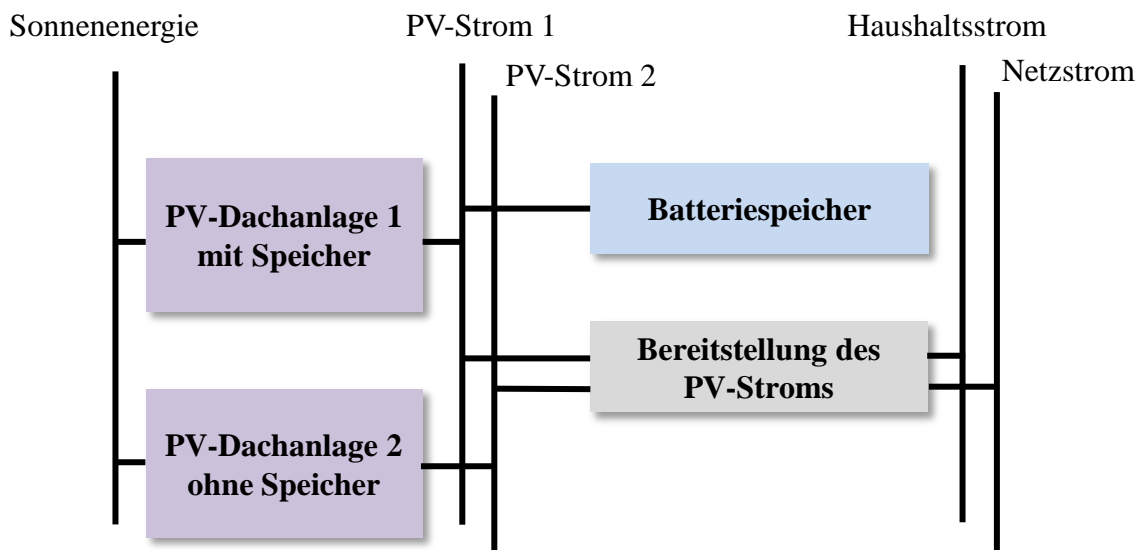
**Abb. 4-20:** Detaillierte Modellierung eines Druckluftspeicherkraftwerkes in TIMES PanEU

#### 4.2.3 Modellierung von stationären Batteriespeichern

Bei den stationären Batteriespeichern werden zwei Anwendungsfälle unterschieden:

1. Stationäre Batteriespeicher in Haushalten in Kombination mit einer PV-Dachanlage
2. Stationäre Batteriespeicher im Verteilnetz

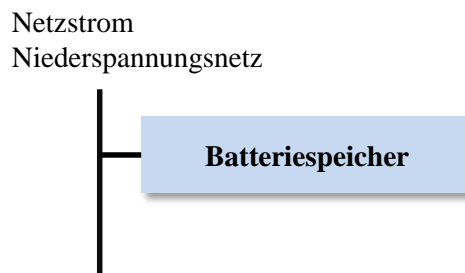
Die stationären Batteriespeicher werden sowohl für Deutschland als auch für Resteuropa als Kurzzeitspeicher modelliert. Im ersten Anwendungsfall kann der Batteriespeicher nur in Verbindung mit der PV-Anlage genutzt werden (Abb. 4-21). Dabei kann sowohl in eine PV-Dachanlage mit als auch ohne Batteriespeicher investiert werden.



**Abb. 4-21:** Modellierung von stationären PV-Batteriespeichern in TIMES PanEU

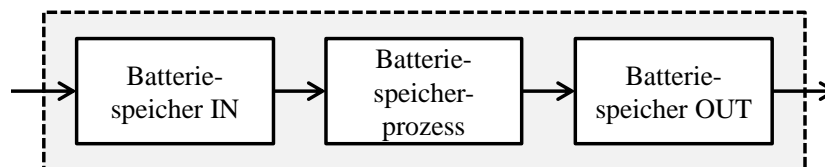
Der durch die PV-Anlagen bereitgestellte Strom (*PV-Strom 1*) kann optional in einem Batteriespeicher zwischengespeichert werden, bevor er ins öffentliche Stromnetz eingespeist oder im Haushaltssektor selbst genutzt wird. Die Commodity *PV-Strom 1* wird als Zwischenstufe eingeführt, um zu gewährleisten, dass dieser Batteriespeicher nur den durch die PV-Anlage bereitgestellten Strom, nicht aber den Strom anderer Kraftwerke speichern kann. Der Prozess

*Bereitstellung des PV-Stroms* wandelt die Commodities *PV-Strom 1* und *PV-Strom 2* in die Commodities öffentlichen Netzstrom bzw. Haushaltsstrom um, die den allgemeinen Strombedarf bzw. den Haushaltsstrombedarf decken. Hierdurch wird auch der Eigenverbrauch des PV-Stroms durch die Haushalte berücksichtigt. Die Netznutzungsentgelte fallen sowohl im Eigenverbrauchsfall als auch im Einspeisefall an, da die Netzkosten unabhängig vom Eigenverbrauch sind. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich der PV-Eigenstromverbrauch auf die gesamte installierte Leistung der PV-Dachanlagen und den gesamten Haushaltsstrom einer Region bezieht. Die Abbildung eines Staates als Punktmodell führt zu einer Bündelung von Erzeugung und Verbrauch, wodurch der Eigenstromverbrauch über ein Land aggregiert wird. Im zweiten Anwendungsfall kann der Batteriespeicher im öffentlichen Niederspannungsnetz (Verteilnetz) genutzt werden (Abb. 4-22). Bei höheren angenommenen spezifischen Investitionen für Lithium-Ionen-Batterien in Haushalten werden die Haushaltsspeicher im Ergebnis der Optimierung eine untergeordnete Rolle spielen, da bei diesen zwar die Transportverluste vermieden werden, dies jedoch nicht den Effekt der höheren Kosten ausgleicht.



**Abb. 4-22:** Modellierung von stationären Batteriespeichern im Verteilnetz in TIMES PanEU

Sowohl im ersten als auch im zweiten Anwendungsfall werden die Batteriespeicher als Abfolge von drei Prozessen dargestellt (Abb. 4-23). Dabei werden ein repräsentativer Lithium-Ionen-Akkumulator, ein Vanadium-Redox-Flow-Akkumulator und ein Bleisäure-Akkumulator für die Modellierung der stationären Batteriespeicher im Netz herangezogen. Für die stationären Batteriespeicher in Haushalten stehen der Lithium-Ionen-Akku und der Bleisäure-Akku zur Verfügung.



**Abb. 4-23:** Detaillierte Modellierung eines stationären Batteriespeichers in TIMES PanEU

Die installierten Leistungen des Ein- und Ausspeicherprozesses werden dabei jeweils als identisch angenommen:

$$UC_{NCAP}(r, STG_{BT,ST,IN,X}) = UC_{NCAP}(r, STG_{BT,ST,OUT,X}) \quad \forall r, X \quad (4.3)$$

Hierbei gilt:

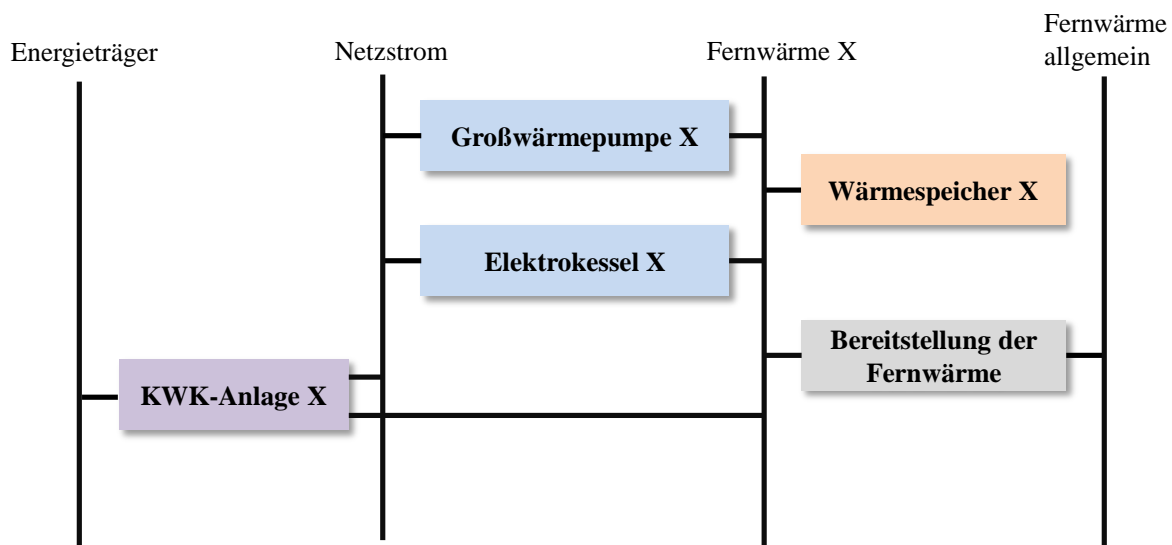
$STG_{BT,ST,IN,X}$ : Einspeicherprozess der stationären Batterie X

$STG_{BT,ST,OUT,X}$ : Ausspeicherprozess der stationären Batterie X

X: Batterietechnologie X

#### 4.2.4 Modellierung von Wärmespeichern und Power-to-Heat in der Fernwärme

Eine Variante des Wärmespeichers wird als Warmwasserspeicher in der Fernwärme modelliert. Dieser wird sowohl für Deutschland als auch vereinfacht für Resteuropa als Kurzzeitspeicher modelliert. Abb. 4-24 zeigt die Struktur der Modellierung der Warmwasserspeicher, Elektrokessel und Großwärmepumpen in der Fernwärme.



**Abb. 4-24:** Modellierung von Warmwasserspeichern in Kombination mit Power-to-Heat in der Fernwärme in TIMES PanEU

Durch die Abbildung jedes europäischen Staates als Punktmodell ohne weitere regional differenzierte Auflösung ist es nicht möglich, verschiedene Wärmeregionen innerhalb eines Landes zu berücksichtigen. Dies führt zu einer Bündelung von Bereitstellung und Nachfrage. Das heißt, dass beispielsweise der gesamte Fernwärmebedarf durch jede Fernwärme-Bereitstellungstechnologie gedeckt werden kann, da ohne differenzierte regionale Auflösung keine regionenspezifischen Fernwärmenetze und KWK-Anlagen bzw. Heizwerke modelliert werden können.

Aus diesem Grund werden für Deutschland technologiespezifische Investitionsoptionen für Warmwasserspeicher, Elektrokessel und Großwärmepumpen definiert. Das bedeutet, dass jeder KWK-Anlage eigene Investitionsoptionen für einen Warmwasserspeicher, einen Elektrokessel und eine Großwärmepumpe zugewiesen werden, die ausschließlich von dieser KWK-Anlage genutzt werden können. Hierdurch kann die Problematik der Bündelung von Bereitstellung und Verbrauch im Zusammenhang mit der Wärmespeicherung erzeugungsseitig um-

gangen werden, da der Wärmespeicher nur von der zugewiesenen KWK-Anlage, der Wärmepumpe und dem Elektrokessel genutzt werden kann, nicht aber von anderen KWK-Anlagen. Darüber hinaus wird eine Investitionsoption für Power-to-Heat mit Wärmespeicher ohne Nutzung durch eine KWK-Anlage definiert, da das Modell andernfalls indifferent zwischen verschiedenen Optionen sein kann.

Die hier eingeführte technologiespezifische Commodity *Fernwärme X* stellt sicher, dass der Warmwasserspeicher nur durch die ihm zugewiesene Bereitstellungstechnologie X genutzt werden kann. Der Prozess *Bereitstellung der Fernwärme*, bei dessen Nutzung keine Kosten anfallen, wandelt alle technologiespezifischen Fernwärmeströme X wieder in die allgemeine Fernwärme um, die den Fernwärmeverbrauch in den einzelnen Sektoren decken kann. Ebenso wie die Stromspeicher wird auch der Wärmespeicher als Abfolge von drei Prozessen dargestellt (Abb. 4-25).



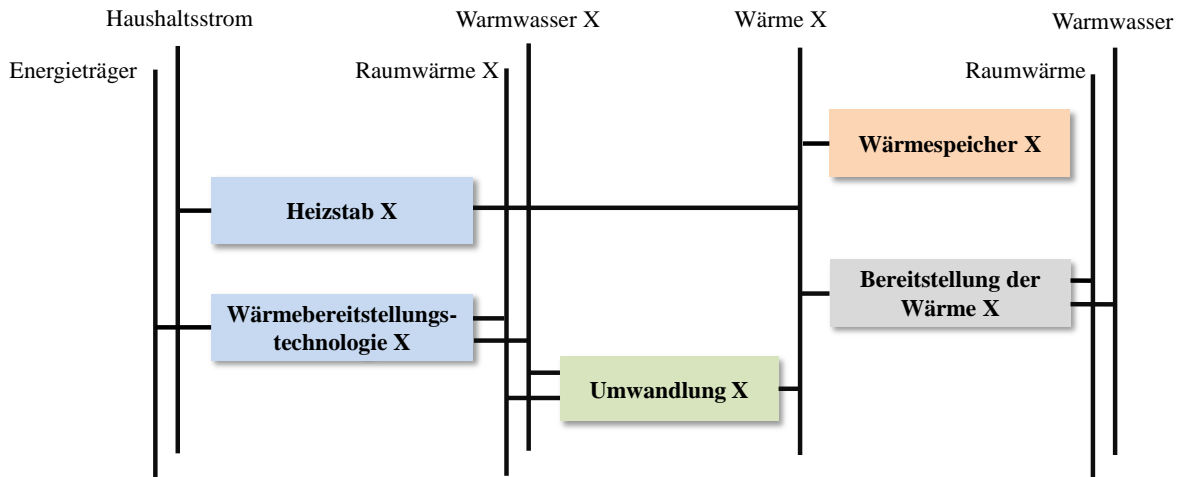
**Abb. 4-25:** Detaillierte Modellierung des Warmwasserspeichers in der Fernwärme in TIMES PanEU. Power-to-Heat und Wärmespeicher in der Fernwärme werden für Resteuropa vereinfacht modelliert. Das heißt, hier wird je ein allgemeiner Wärmespeicher mit Power-to-Heat für Hoch- und Niedertemperaturwärme aggregiert definiert anstelle der technologiespezifischen Modellierung wie in Deutschland (Bündelungseffekt).

#### 4.2.5 Modellierung von Wärmespeichern und Power-to-Heat in Haushalten

Die dezentralen Flexibilisierungsoptionen (Wärmespeicher, Power-to-Heat und Nachtspeicherheizungen in Haushalten) werden für den Deutschland-Teil von TIMES PanEU modelliert. In Abb. 4-26 ist die Modellierung von Wärmespeichern (Kurzzeitspeicher) und Power-to-Heat in Haushalten dargestellt.

Die Wärmespeicher mit Power-to-Heat werden für ausgewählte Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser modelliert. Für die ausgewählten Technologien wird dabei je eine Investitionsoption für einen Heizstab und einen Wärmespeicher modelliert, da andernfalls auch hier der Bündelungseffekt auftritt.

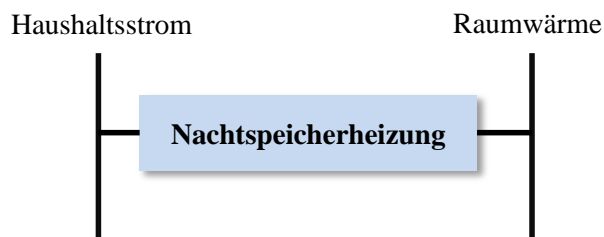
Die Wärme kann dabei optional in einem Warmwasserspeicher zwischengespeichert werden, bevor sie über den Prozess *Bereitstellung der Wärme X* genutzt werden. Der Prozess *Umwandlung X* ist ein fiktiver Prozess zur Aggregation der Raumwärme und des Warmwassers für die Speicherung. Die Wärme aus dem Heizstab kann ebenfalls zwischengespeichert werden. Die Modellierung des Warmwasserspeichers in Haushalten ist analog zum Warmwasserspeicher in der Fernwärme.



**Abb. 4-26:** Modellierung von Wärmespeichern und Power-to-Heat in Haushalten in TIMES PanEU – Deutschland

#### 4.2.6 Modellierung von Nachtspeicherheizungen in Haushalten

Die elektrisch betriebene Nachtspeicherheizung wird detailliert im Deutschland-Teil von TIMES PanEU für den Haushaltssektor modelliert. Dabei wird unterschieden zwischen Raumwärme der städtischen bzw. ländlichen Einfamilienhäuser sowie der Mehrfamilienhäuser (jeweils Alt- und Neubau). Für jede Gebäudekategorie wird je eine Bestandstechnologie und eine Investitionsoption definiert. Die Nachtspeicherheizungen werden ebenfalls als Abfolge von drei Prozessen modelliert, wobei der Haushaltsstrom in Raumwärme umgewandelt und zwischengespeichert (Kurzzeitspeicher) werden kann (Abb. 4-27).

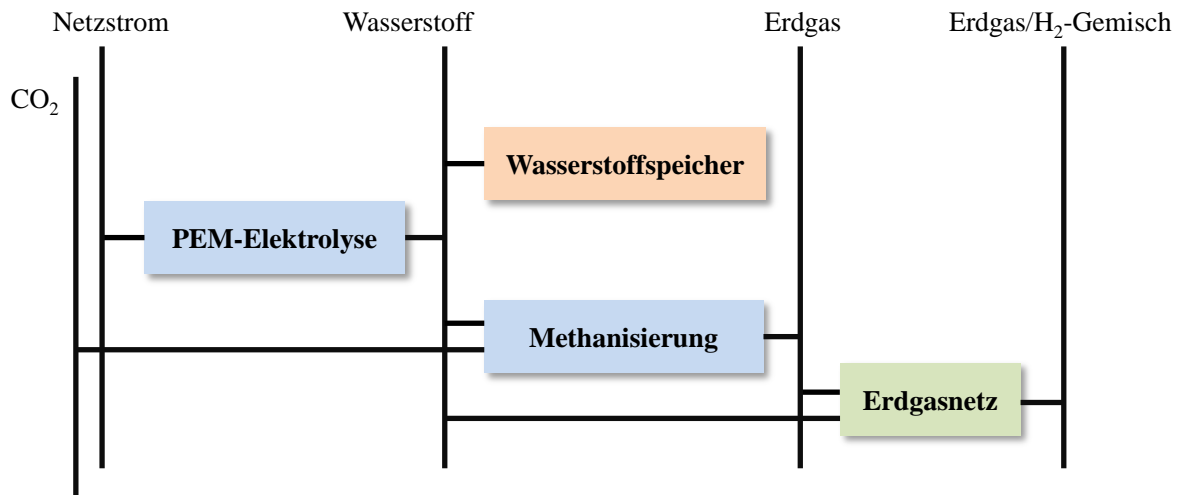


**Abb. 4-27:** Modellierung der Nachtspeicherheizungen in TIMES PanEU – Deutschland

#### 4.2.7 Modellierung von Gasspeichern und Power-to-Gas

Power-to-Gas mit Wasserstoffspeicher wird sowohl für Deutschland als auch für Resteuropa modelliert. Der Wasserstoff kann hierbei durch eine PEM-Elektrolyse bereitgestellt und optional in einem Wasserstoffspeicher zwischengespeichert werden, bevor er verwendet oder dem Erdgas zugemischt wird (Abb. 4-28). Das Erdgasnetz wird mittels eines Prozesses modelliert, dessen Input-Commodities Wasserstoff (maximal 5 Vol. %) und Erdgas sind.





**Abb. 4-28:** Modellierung von Gasspeichern in Kombination mit Power-to-Gas in TIMES PanEU

Durch die Methanisierung wird der Wasserstoff in synthetisches Methan (in der Modellierung entspricht dies dem Erdgas) umgewandelt. Der Prozess der Methanisierung wird als CO<sub>2</sub>-neutral modelliert, da ein Mol CO<sub>2</sub> zusammen mit dem Wasserstoff zu einem Mol CH<sub>4</sub> reagiert. Die Reaktionsgleichung hierfür lautet:



Bei der Verbrennung von einem Mol CH<sub>4</sub> entsteht wiederum ein Mol CO<sub>2</sub>, wodurch sich ergibt, dass die Methanisierung CO<sub>2</sub>-neutral ist. Für die Methanisierung kann das aus CCS-Kraftwerken abgeschiedene CO<sub>2</sub> verwendet werden. Die Reaktionsgleichung für die Erdgasverbrennung lautet:



Ebenso wie die Strom- und Wärmespeicher werden die Gasspeicher als Abfolge von drei Prozessen dargestellt (Abb. 4-29).

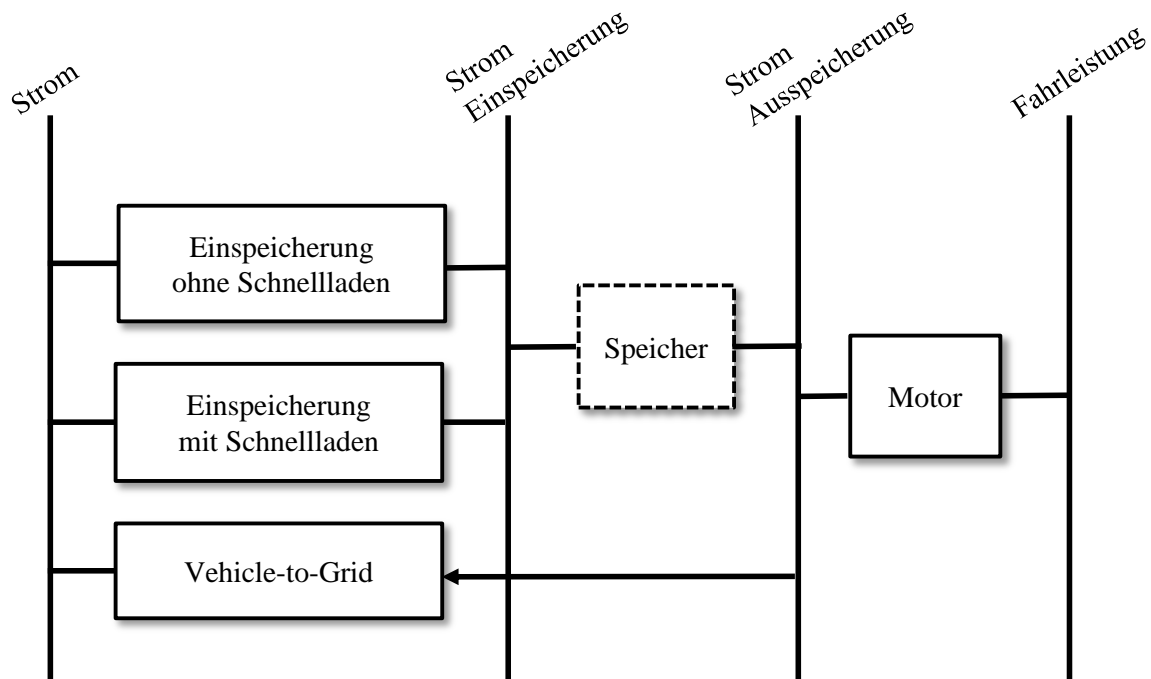


**Abb. 4-29:** Detaillierte Modellierung eines Gasspeichers in TIMES PanEU

#### 4.2.8 Modellierung von mobilen Batteriespeichern und Vehicle-to-Grid

Der im Folgenden beschriebene mobile Batteriespeicher wird nur für den Deutschland-Teil von TIMES PanEU modelliert. Für Resteuropa wird die vereinfachte, bestehende Modellierung

beibehalten. Die ursprüngliche Modellierung der Elektrofahrzeuge wird für Deutschland um eine separate Modellierung des Einspeicher-, Speicher- und Ausspeicherprozesses (Vehicle-to-Grid, V2G) erweitert. Das Elektroauto basiert auf folgenden Prozessen: Einspeicherprozess (mit oder ohne Schnellladen), Batteriespeicher, Motor und Rückeinspeisung ins Stromnetz (Abb. 4-30). Die Rückeinspeisung des Stroms ins Stromnetz wird im Folgenden als Vehicle-to-Grid (V2G) bezeichnet.



**Abb. 4-30:** Modellierung der Elektromobilität in TIMES PanEU – Deutschland

Für die Batteriespeicherkapazität pro Fahrzeug gilt:

$$\frac{UC\_CAP('DE', STG_{BT,EM,EX})}{UC\_CAP('DE', EV_{EX})} \leq 30 \frac{kWh}{Fahrzeug} \quad \forall EX \quad (4.6)$$

Hierbei gilt:

- $UC\_CAP$ : User Constraint für Capacity-Variable
- $STG_{BT,EM,EX}$ : Speicherprozess für Elektrofahrzeug EX
- $EV_{EX}$ : Elektrofahrzeugtyp EX

Daneben gilt für jedes Zeitsegment, dass maximal 20 % der Speicherkapazität und -leistung für die Rückeinspeisung (V2G) zur Verfügung stehen.

Speicherkapazität:

$$\frac{UC\_FLO('DE', V2G_{EX}, ELC)}{RS\_STGPRD} \leq 0,2 \cdot UC\_CAP('DE', STG_{BT,EM,EX}) \quad \forall EX \quad (4.7)$$

Speicherleistung:

$$UC\_CAP('DE', V2G_{EX}) \leq 0,2 \cdot UC\_CAP('DE', STG_{BT,EM,IN,EX}^{FA}) \quad \forall EX \quad (4.8)$$

Hierbei gilt:

- $V2G_{EX}$ : Vehicle-to-Grid für Elektrofahrzeug EX  
 $FA$ : Schnellladen  
 $ELC$ : Stromcommodity

Durch die aggregierte Darstellung der Elektromobilität im Modell ohne Unterscheidung verschiedener Personengruppen und Verfügbarkeiten wird zusätzlich eine minimale Beladung von 10 % in jedem Zeitsegment in Abhängigkeit von der gesamten Beladung angenommen [122]. Hierdurch wird berücksichtigt, dass die Fahrzeuge eine begrenzte Reichweite aufweisen.

$$UC\_FLO('DE', STG_{BT,EM,IN,EX}^{FA}, TS_Y^{SE}, SE, ELC) + UC\_FLO('DE', STG_{BT,EM,IN,EX}^{SL}, TS_Y^{SE}, SE, ELC) \quad (4.9)$$

$$\geq 0,1 \cdot \frac{1}{56} \cdot UC\_FLO('DE', EV_{EX}, SE, ELC) \quad \forall EX, Y, SE$$

Hierbei gilt:

- $TS_Y^{SE}$ : Zeitsegment Y in der Jahreszeit SE  
 $SE$ : Jahreszeit  
 $Y$ : Y=1...56  
 $EV_{EX}$ : Elektrofahrzeug EX  
 $FA$ : Schnellladen  
 $SL$ : Normallladen  
 $STG_{BT,EM,IN,EX}$ : Einspeicherprozess der Batterie für Elektrofahrzeug EX

Zu beachten ist hier, dass die Kapazität der Pkw in 1.000-Fahrzeuge und die Aktivität in Mio. Vkm (Fahrzeugkilometer) angegeben wird, so dass sich hier folgende Interpretation der Parameter Verfügbarkeit (AF), Effizienz (EFF) und Verhältnis von Aktivität zu Kapazität (PRC\_CAPACT) ergibt:

$$AF(r, v, t, p, ts) = \text{Maximal jährliche Vkm} \quad (4.10)$$

$$EFF(r, v, t, p, ts) = \frac{\text{Mio. Vkm (Output)}}{PJ \text{ (Input)}} \quad (4.11)$$

$$\text{Anzahl Personen pro Fahrzeug} = \frac{\text{Mio. Pkm}}{\text{Mio. Vkm}} = PRC\_ACTFLO \quad (4.12)$$

$$PRC\_CAPACT(r, p) = 0,001 \quad (4.13)$$

In einem Zeitsegment kann der Pkw folgende Verkehrsnachfrage in Mio. Pkm (Personenkilometer) bereitstellen:

$$\text{Nachfrage} = \text{VAR\_CAP} \cdot \text{AF} \cdot \text{PRC\_CAPACT} \cdot \text{COM\_FR} \cdot \text{PCR\_ACTFLO} \quad (4.14)$$

Hierbei gilt:

<i>PCR_ACTFLO</i> :	Anzahl Personen pro Fahrzeug
<i>EFF</i> :	Wirkungsgrad
<i>COM_FR</i> :	Prozentualer Anteil der Nachfrage in einem Zeitsegment
<i>AF</i> :	Verfügbarkeit (maximal jährlich gefahrene Fahrzeugkilometer)
<i>VAR_CAP</i> :	Installierte Leistung

#### 4.2.9 Modellierung von Demand Side Management

Die Modellierung von Demand Side Management erfolgt für Deutschland in aggregierter Form auf Basis der Daten und Arbeiten von [127], [128], [129]. Aufgrund der typtagbasierten Abbildung von Resteuropa ist hier keine Modellierung von Lastverschiebung mit kurzfristigen Kompensationszeiten möglich. In dieser Arbeit werden für Deutschland verschiedene Potentiale der Lastverschiebung aggregiert in zwei Varianten modelliert:

1. Lastverschiebung in der energieintensiven Industrie
2. Lastverschiebung bei Querschnittstechnologien

Die Modellierung erfolgt auf Basis von je zwei virtuellen Speicherprozessen (insgesamt vier Speicherprozesse). Dabei wird für jede Variante ein Speicherprozess für die Lastzuschaltung und ein Speicherprozess für die Lastabschaltung modelliert (Abb. 4-31).

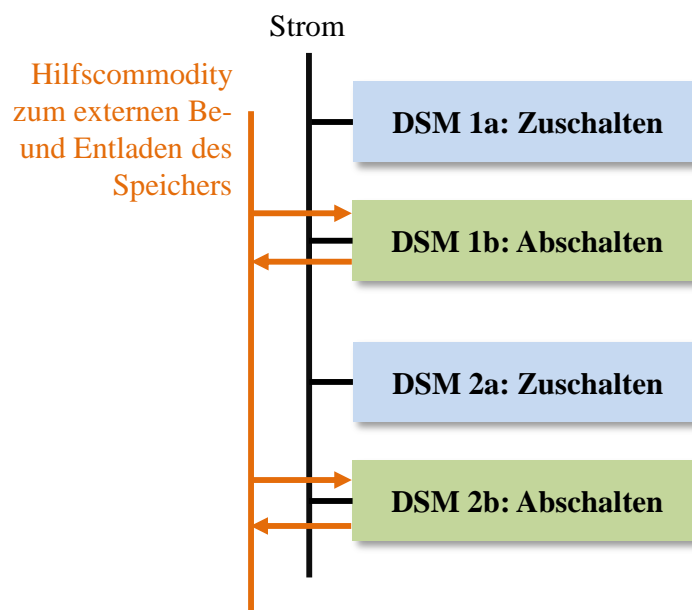


Abb. 4-31: Modellierung von DSM in TIMES PanEU – Deutschland

Die Speicherbeladung entspricht dabei der Lastzuschaltung, die Einspeicherleistung entspricht der zugeschalteten (zusätzlichen) Stromlast. Die Speicherentladung entspricht der Lastabschaltung, die Ausspeicherleistung entspricht der abgeschalteten Stromlast, die durch den virtuellen Speicher gedeckt wird.

Jeder Speicherprozess wird als Abfolge von drei Einzelprozessen modelliert. Die Hilfscommodity zum externen Be- und Entladen des Speichers bei der abschaltbaren Last gewährleistet eine flexible Betriebsweise des Speichers.

Bei der Modellierung der DSM-Varianten mit je zwei Speicherprozessen muss berücksichtigt werden, dass für eine Variante die Summe der Einspeicher- und Ausspeicherleistung in einem Zeitsegment der einfachen Maximalleistung entspricht, sodass für die Einspeicherung gilt (analog für die Ausspeicherung):

$$\begin{aligned}
 UC\_FLO('DE', DSM_{UP,IN,VA}, ts, ELC) + UC\_FLO('DE', DSM_{DOWN,IN,VA}, ts, ELC) & \quad (4.15) \\
 \leq UC\_CAP('DE', DSM_{UP,IN,VA}) \cdot RS\_STGPRD \cdot 3 h \cdot \frac{3,6 PJ}{1000 GWh} & \\
 \forall TS, VA &
 \end{aligned}$$

Hierbei gilt:

- $DSM_{UP,IN,VA}$ : Einspeicherprozess Zuschaltbare Leistung DSM, Variante VA
- $DSM_{DOWN,IN,VA}$ : Einspeicherprozess Abschaltbare Leistung DSM, Variante VA
- VA: DSM Varianten 1 (energieintensiv) und 2 (Querschnitt)
- $UC\_FLO$ : Commodity-Flow (hier in PJ)
- $UC\_CAP$ : Kapazität (hier in GW)

Die Lastabschaltung beginnt mit einer Speicherentladung, wobei die abgeschaltete Last innerhalb einer vorgegebenen Kompensationszeit nachgeholt werden muss (Speicherbeladung). Dieser Vorgang ist in Abb. 4-32 dargestellt.

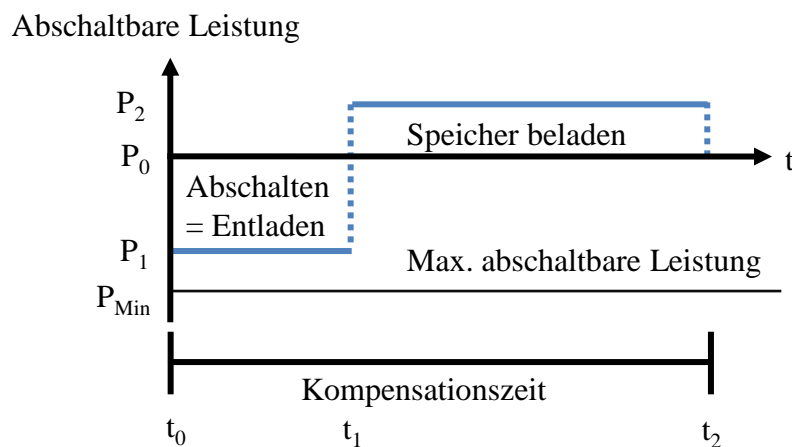


Abb. 4-32: Modellierung der abschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland

Die Strommenge aus abgeschalteter Last  $P_1$  muss dabei innerhalb einer gewissen Kompensationszeit der Strommenge aus zugeschalteter Last  $P_2$  entsprechen, so dass gilt:

$$\int_{t_0}^{t_1} P_1(t) dt = \int_{t_1}^{t_2} P_2(t) dt \quad (4.16)$$

Für die Modellierung wird dabei angenommen, dass der zeitliche Ausgleich von Abschaltung und Zuschaltung für jeden Speicherprozess innerhalb von vier Zeitsegmenten erfolgen muss. Dies entspricht bei der gewählten zeitlichen Auflösung 12 Stunden. Die Restriktion für die zeitliche Kompensation lautet:

$$\begin{aligned} & \sum_{ts=i}^{i+3} \left( UC\_FLO('DE', DSM_{DOWN,OUT,VA}^{TW}, ts, ELC) \right) \\ & = \sum_{ts=i}^{i+3} \left( UC\_FLO('DE', DSM_{DOWN,IN,VA}^{TW}, ts, ELC) \right) \end{aligned} \quad (4.17)$$

$\forall VA, TW, i$

Hierbei gilt:

$DSM_{DOWN,IN,VA}^{TW}$ : Einspeicherprozess Abschaltbare Leistung DSM, für VA und TW

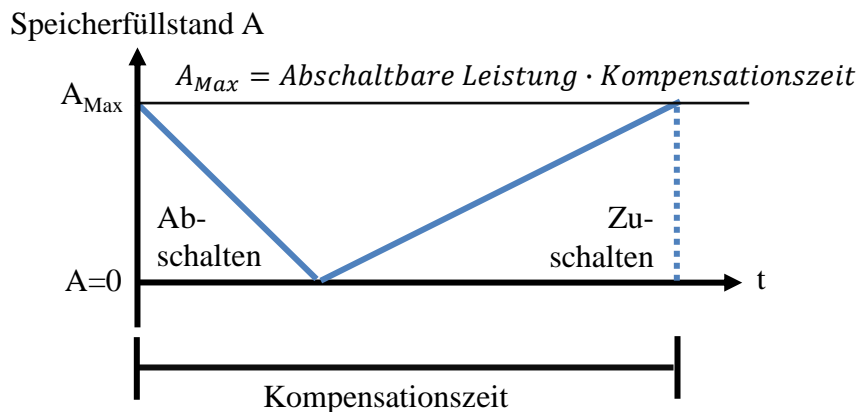
$DSM_{DOWN,OUT,VA}^{TW}$ : Ausspeicherprozess Abschaltbare Leistung DSM, für VA und TW

$i$ : Zeitsegment innerhalb einer Typwoche (jede zwölfte Stunde),

$i=1,5,9,13,17,21,25,29,33,37,41,45,49,53$

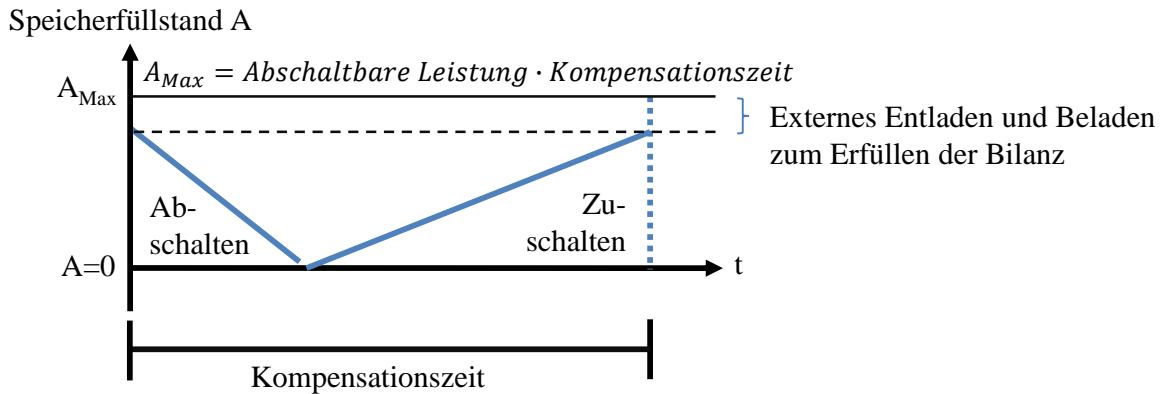
$TW$ : Typwoche,  $TW=R, S, F, FP, W$

Für die abschaltbare Last gilt, dass der Speicherfüllstand  $A$  zu Beginn und am Ende einer vorgegebenen Kompensationszeit dem maximalen Speicherinhalt  $A_{Max}$  entsprechen muss (Abb. 4-33). Hier muss die Anzahl der Wiederholungen eines Zeitsegmentes pro Jahr berücksichtigt werden.



**Abb. 4-33:** Modellierung des Speicherfüllstandes der abschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland

Wenn in einer Zeitspanne nicht die gesamte installierte Speicherkapazität genutzt wird, erfolgt die Einhaltung der Bilanz durch externes Beladen und Entladen des Speichers (Abb. 4-34). Das externe Be- und Entladen ist nicht Teil des DSM, sondern dient ausschließlich der Einhaltung der Bilanz des Speichers.



**Abb. 4-34:** Modellierung der abschaltbaren Leistung bei nicht vollständigem Ausnutzen der maximalen Speicherkapazität in TIMES PanEU – Deutschland

Die Restriktion für den Speicherfüllstand lautet:

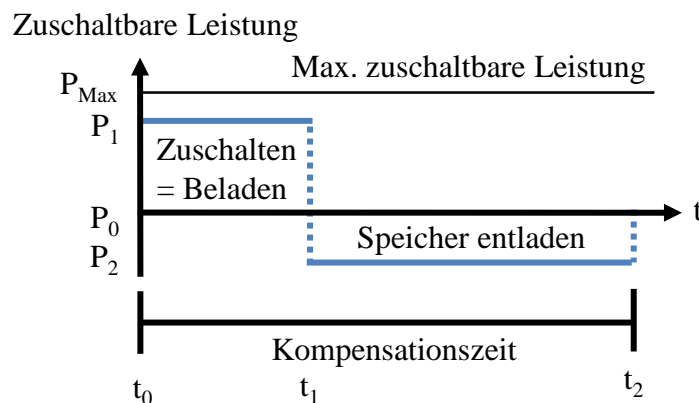
$$\frac{UC\_ACT('DE', DSM_{DOWN,VA}^{TW}, i)}{RS\_STGPRD} = A(t = t_2 = t_0) = A_{Max} = UC\_CAP('DE', DSM_{DOWN,VA}^{TW}) \quad (4.18)$$

$\forall VA, TW, i$

Hierbei gilt:

- $UC\_ACT$ : Bei Speicherprozessen in TIMES: Aktueller Speicherfüllstand
- $DSM_{DOWN,VA}^{TW}$ : Speicherprozess Abschaltbare Leistung DSM, für VA und TW

Der Betrieb der zuschaltbaren Leistung beginnt mit einer Speicherbeladung (Zuschalten), wobei innerhalb einer vorgegebenen Kompensationszeit die Anlagen abgeschaltet werden müssen (Speicherentladung). Dieser Vorgang ist in Abb. 4-35 dargestellt.



**Abb. 4-35:** Modellierung der zuschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland

Die Strommenge aus zugeschalteter Last muss innerhalb einer gewissen Kompensationszeit der Strommenge aus abgeschalteter Last entsprechen. Hierbei gilt für die Kompensation analog zur abschaltbaren Last:

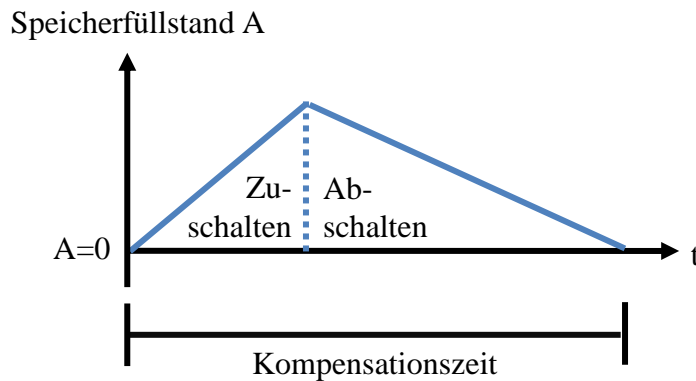
$$\begin{aligned} & \sum_{ts=i}^{i+3} (UC\_FLO('DE', DSM_{UP,OUT,VA}^{TW}, ts, ELC)) \\ & = \sum_{ts=i}^{i+3} (UC\_FLO('DE', DSM_{UP,IN,VA}^{TW}, ts, ELC)) \quad \forall VA, TW, i \end{aligned} \quad (4.19)$$

Hierbei gilt:

$DSM_{UP,IN,VA}^{TW}$ : Einspeicherprozess Zuschaltbare Leistung DSM, für VA und TW

$DSM_{UP,OUT,VA}^{TW}$ : Ausspeicherprozess Zuschaltbare Leistung DSM, für VA und TW

Für die zuschaltbare Last gilt als Speicherfüllstandsnebenbedingung, dass der Speicherfüllstand zu Beginn und am Ende einer vorgegebenen Kompensationszeit Null sein muss (Abb. 4-36).



**Abb. 4-36:** Modellierung des Speicherfüllstandes der zuschaltbaren Leistung in TIMES PanEU – Deutschland

Für den Speicherfüllstand gilt:

$$\frac{UC\_ACT('DE', DSM_{UP,VA}^{TW}, i)}{RS\_STGPRD} = A(t = t_2 = t_0) = 0 \quad \forall VA, TW, i \quad (4.20)$$

Hierbei gilt:

$DSM_{UP,VA}^{TW}$ : Speicherprozess Zuschaltbare Leistung DSM, für VA und TW

#### 4.2.10 Modellierung von Curtailment

Curtailment, das heißt die Nichtnutzung verfügbarer Sonnen- oder Windenergie aus PV- bzw. Windenergieanlagen, wird über die Verfügbarkeit dieser Anlagen modelliert. Über die Verfügbarkeit wird die Einspeiseganglinie bestimmt, wobei gilt [145]:



$$AF(r, v, t, p, ts) = 1 \text{ bei } 100 \% \text{ Verfügbarkeit} \quad (4.21)$$

$$AF(r, v, t, p, ts) = 0 \text{ bei } 0 \% \text{ Verfügbarkeit} \quad (4.22)$$

Die Verfügbarkeit  $AF$  wird dabei in kW/kW<sub>P</sub> angegeben und kann als fixe (FX), obere (UP) oder untere (LO) Grenze angegeben werden. Bei Modellierung der Anlagen mit Curtailment wird die Verfügbarkeit als obere Grenze (UP) angegeben, bei Modellierung der Anlagen ohne Curtailment im Gegenzug als fixe Grenze (FX).

#### 4.2.11 Modellierung der Stromaustauschprozesse zwischen den Regionen

Die Modellierung des endogenen Stromaustauschs zwischen den verschiedenen Ländern erfolgt bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung in TIMES über den Parameter  $IRE\_TSCVT$ . Mit Hilfe dieses Parameters wird der Anteil der Zeitsegmente einer Region am Anteil der Zeitsegmente der anderen Region angegeben [145]. Die mathematische Bedingung für die Berechnung der Stromaustauschmengen lautet [145]:

$EQ\_IRE$ :

$$VAR\_IRE(r, v, t, p, c, ts, IMP) \quad (4.23)$$

$$= \sum_{TS=1}^m (IRE\_TSCVT(R, TS, r, ts) \cdot VAR\_IRE(R, v, t, p, c, TS, EXP)) \quad \forall r, v, t, p, c, ts$$

Hierbei gilt:

$VAR\_IRE$ : Exportierte/importierte Strommenge

$IRE\_TSCVT$ : Anteil eines Zeitsegmentes einer Region am Anteil eines Zeitsegmentes einer anderen Region

$r$ : Region 1

$v$ : Inbetriebnahmejahr, wenn der Prozess bis  $t$  vorhanden ist

$t$ : Aktuelle Periode

$p$ : Prozess

$c$ : Commodity

$ts$ : Timeslice Region 1

$TS$ : Timeslice Region 2

$R$ : Region 2

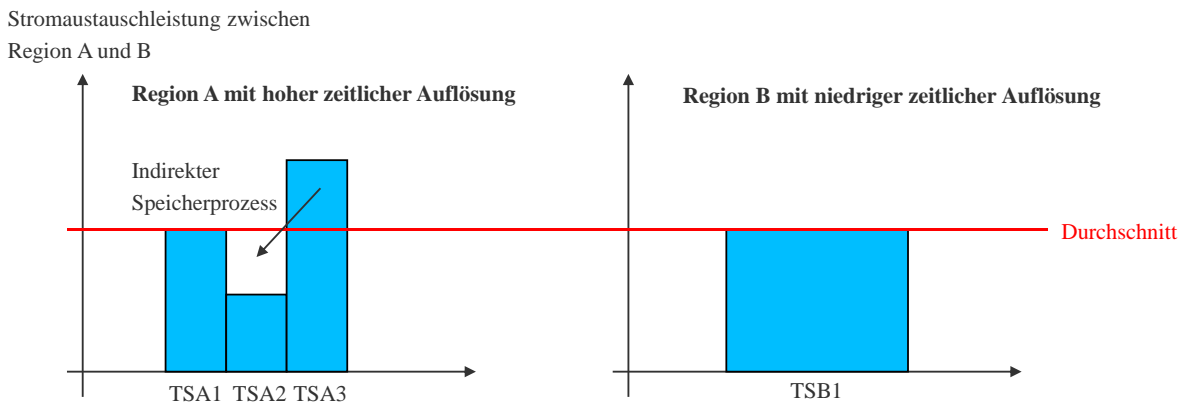
$IMP$ : Import

$EXP$ : Export

Aufgrund der höheren zeitlichen Auflösung in Deutschland (mehr Zeitsegmente pro Jahr) ergibt sich aus dieser Mengenausgleich, dass der Stromexport von Deutschland in ein Nachbarland als Mittelwert über die Zeitsegmente Deutschlands, die einem Zeitsegment des Nachbarlandes entsprechen, modelliert wird. Das heißt, die gesamte aus Deutschland exportierte Strommenge

wird in diesem Nachbarland importiert, jedoch mit einer gemittelten Leistung (bei Beachtung der Grenzkuppelkapazität). Dies hat zur Folge, dass große Überschussleistungen Deutschlands als Mittelwert im Nachbarland importiert werden. Analog gilt dies für den Import.

Dieser Zusammenhang wird in Abb. 4-37 verdeutlicht. In der Grafik sind zwei exemplarische Regionen A und B dargestellt. Die Zeitsegmente TSA1 bis TSA3 der Region A entsprechen dabei dem Zeitsegment TSB1 der Region B.



**Abb. 4-37:** Stromausch in TIMES zwischen Regionen mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung

Die Energiebilanz für den Stromausch wird in TIMES als Durchschnittsmengenbilanz aufgestellt:

$$VAR\_IRE(TSA1 + TSA2 + TSA3) = VAR\_IRE(TSB1) \quad (4.24)$$

Durch die unterschiedliche zeitliche Auflösung in den Regionen kann es durch den Austauschprozess zu einer indirekten Speicherung (Durchschnittswert) kommen. Um eine indirekte Speicherung durch Stromausch zu verhindern, wird eine zusätzliche, benutzerdefinierte Restriktion modelliert, die die Export- und Importleistung über bestimmte Zeitsegmente konstant hält. Für die Exportrestriktion gilt (analog für den Import):

$$UC\_IRE('DE', v, t, p, c, ts, EXP) = UC\_IRE('DE', v, t, p, c, ts - 1, EXP) \quad \forall v, t, p, c \quad (4.25)$$

Durch diese Glättung der Stromauschmengen Deutschlands mit den Nachbarländern über die Zeitsegmente kann ein zusätzliches Flexibilisierungspotential für Deutschland entstehen, da die Strommengen, die durch hohe Einspeisespitzen fluktuierender erneuerbarer Energien in wenigen Zeitsegmenten in Deutschland entstehen, nicht in die Nachbarländer exportiert werden können.

#### 4.2.12 Flexibilisierungsoptionen im Überblick

Ein Überblick über die verschiedenen Flexibilisierungsoptionen ist in Abb. 4-38 dargestellt. Prozesse mit gleicher Farbe konkurrieren dabei um dieselben Energieträger.

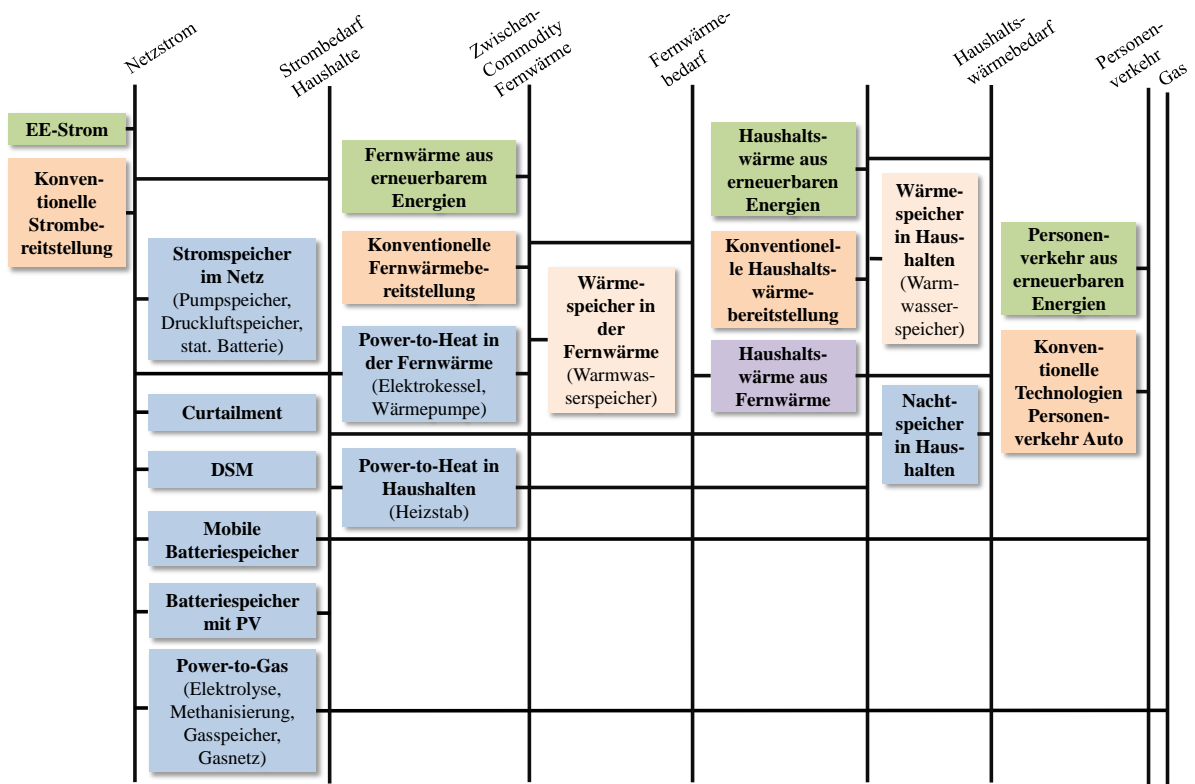


Abb. 4-38: Flexibilisierungsoptionen in TIMES PanEU - Überblick



## 5 Rolle der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem von Deutschland und Europa

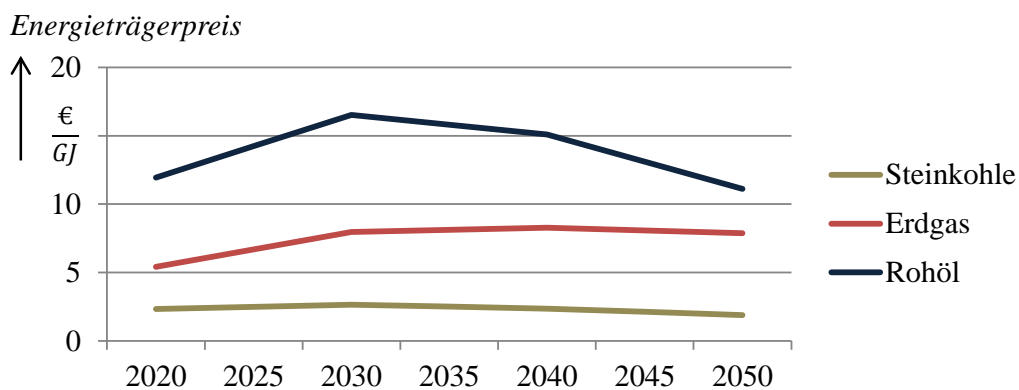
Basierend auf der technisch-ökonomischen Charakterisierung der Technologien wird in diesem Kapitel für verschiedene exemplarische Energieszenarien die Bedeutung der einzelnen Technologien in Bezug auf die Integrations- und Flexibilisierungsaufgaben im Energiesystem von Deutschland und Europa analysiert. Dabei wird sowohl eine Bewertung der Technologien untereinander sowie eine Einordnung in den verschiedenen Sektoren vorgenommen. Die Basis bildet dabei das im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelte Energiesystemmodell TIMES PanEU.

### 5.1 Konzeption der Szenarien

In den nachfolgenden Abschnitten sollen die für die systemanalytische Bewertung der Flexibilisierungsoptionen gewählten Szenarien definiert werden. Basierend auf einem Referenzszenario, dem sogenannten ETS-Basisszenario, werden verschiedene Szenariovarianten abgeleitet, für die Optimierungsrechnungen mit TIMES PanEU durchgeführt werden.

#### 5.1.1 Rahmenannahmen

Für die Analysen werden Rahmenannahmen festgelegt, die in allen betrachteten Szenarien gelten. Dazu zählen die Energieträgerpreisentwicklung für fossile Energieträger, die demographische Entwicklung, die Entwicklung der Wohngebäude und Wohnflächen sowie die Energienachfrage. Abb. 5-1 zeigt die in dieser Arbeit angenommene Energieträgerpreisentwicklung (gemäß World Energy Outlook 2016, Mittelwert aus den Szenarien NPS und 450). Hierbei wird angenommen, dass der Rohölpreis bis zum Jahr 2030 zunächst ansteigt und bis zum Jahr 2050 auf 11 €/GJ sinkt. Für den Erdgaspreis wird von einem Anstieg auf 8 €/GJ bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Der Steinkohlepreis wird als nahezu konstant angenommen.



**Abb. 5-1:** Energieträgerpreisentwicklung für fossile Energieträger, nach [173]

Die sozioökonomischen und energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen für Deutschland sind in Tabelle 5-1 dargestellt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Bevölkerung von heute 81,8 Mio. auf 80 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinken wird. Die Personenverkehrsnachfrage sinkt bis zum Jahr 2050 auf 1.088 Mrd. Pkm, die Verkehrsleistung im Güterverkehr steigt auf 844 Mrd. tkm an. Die Wohnfläche steigt in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf rund 4.320 Mio. m<sup>2</sup>. Bei der Anzahl der Wohnungen wird bis zum Jahr 2050 ebenfalls ein leichter Anstieg angenommen [4], [174], [6], [175], [176], [177], [178]. Beim Bruttoinlandsprodukt (BIP) wird von einem Anstieg auf 4.043 Mrd. € bis zum Jahr 2050 ausgegangen.

**Tabelle 5-1:** Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für Deutschland bis zum Jahr 2050

		2010	2020	2030	2040	2050
<b>Bruttoinlandsprodukt in Deutschland</b>						
BIP	Mrd. € <sub>2010</sub>	2.580	3.039	3.401	3.811	4.043
<b>Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland</b>						
Bevölkerung	Mio.	81,8	83,5	83,0	82,0	80,0
<b>Haushalte und Wohngebäude</b>						
Anzahl der Wohnungen	Mio.	40,5	42,9	44,3	45,4	46,0
Wohnfläche	Mio. m <sup>2</sup>	3.681	3.883	4.233	4.346	4.320
<b>Verkehrsnachfrage</b>						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	1.155	1.136	1.129	1.159	1.088
Luftverkehr	PJ	365	410	514	559	588
Güterverkehr	Mrd. tkm	514	590	715	779	844

Quellen: [4], [174], [6], [175], [176], [177], [178], [179], [180], eigene Berechnungen

In Tabelle 5-2 sind die sozioökonomischen und energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen für die EU28 bis zum Jahr 2050 dargestellt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Bevölkerung in der EU28 von heute 503 Mio. auf 482 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinken wird (Rückgang um 5 %). Die Wohnfläche steigt in der EU28 auf 23 Mrd. m<sup>2</sup> bis zum Jahr 2040 [4], [174], [6], [175], [176], [177], [178]. Allgemeine Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern ausgewählter Kraftwerkstechnologien sind im Anhang in Tabelle A-1 zu finden.

**Tabelle 5-2:** Sozioökonomische und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen für die EU28 bis zum Jahr 2050

		2010	2020	2030	2040	2050
<b>Entwicklung der Bevölkerung in der EU28</b>						
Bevölkerung	Mio.	503	510	502	496	482
<b>Haushalte und Wohngebäude</b>						
Anzahl der Wohnungen	Mio.	198,9	261,8	275,5	273,1	268,2
Wohnfläche	Mio. m <sup>2</sup>	16.110	20.594	22.253	23.045	22.892
<b>Verkehrsnachfrage</b>						
Personenverkehr	Mrd. Pkm	5.857	6.312	6.633	6.791	6.766
Luftverkehr	PJ	2.026	2.462	2.877	3.089	3.225
Güterverkehr	Mrd. tkm	2.123	2.530	2.890	3.095	3.229

Quellen: [4], [181], [182], [183], [179], [184], [185], [178], eigene Berechnungen

### 5.1.2 Szenarienbeschreibung

Eine Übersicht über die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien ist in Tabelle 5-3 dargestellt. Das ETS-Basisszenario bildet das Referenzszenario. In der EE- und EEPlus-Szenariovariante wird der Einfluss hoher Anteile erneuerbarer Energien und stärkerer Treibhausgasminderungsziele im Energiesystem untersucht.

**Tabelle 5-3:** Szenarienübersicht

Ziele bis zum Jahr 2050	Szenarien					
	ETS		EE		EEPlus	
	DE	EU	DE	EU	DE	EU
Anteil EE am Stromverbrauch	Mindestausbau EE	Mindestausbau EE	80 %	80 %	90 %	90 %
Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch	-	-	60 %	75 %	60 %	75 %
Treibhausgasminderungsziel	-	ETS 80 % (ggü. 2005)	80 % (ggü. 1990)	80 % (ggü. 1990)	80 % (ggü. 1990)	80 % (ggü. 1990)
Mindestkapazitäten von Wind und PV (2050)	PV: 60 GW WON: 50 GW WOF: 10 GW	Mindestausbau EE	PV: 70 GW WON: 70 GW WOF: 30 GW	Mindestausbau EE	PV: 120 GW WON: 70 GW WOF: 30 GW	Mindestausbau EE

**ETS-Basisszenario**

Im ETS-Basisszenario wird ein Treibhausgasminderungsziel gemäß ETS (European Union Trading System) vorausgesetzt. In diesem Ziel sind die Emissionen des gesamten ETS-Sektors, d. h. die der öffentlichen Kraftwerke und Heizwerke sowie die der industriellen Kraftwerke (Eigenerzeuger) enthalten. Das Reduktionsziel bis zum Jahr 2050 liegt bei 80 % gegenüber dem Jahr 2005. Es wird kein Ziel für die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgegeben. Hinsichtlich des für den ETS-Bereich angenommenen Mindestausbaus der installierten PV-Leistung in Deutschland werden 60 GW unterstellt. Hinsichtlich der Wind Onshore-Leistung wird eine Mindestkapazität von 50 GW und bei der Wind Offshore-Leistung eine Mindestkapazität von 10 GW unterstellt.

**EE-Szenariovariante**

In der EE-Szenariovariante wird im Vergleich zum ETS-Basisszenario ein hoher Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem von Deutschland und Europa vorausgesetzt. Dabei wird als langfristiges Treibhausgasreduktionsziel in der EU28 eine Minderung der Treibhausgase um 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990 festgesetzt [186]. Darüber hinaus wird ein Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in der EU28 von 20 % im Jahr 2020 auf 75 % im Jahr 2050 angenommen (basierend auf 'High Renewable Energy Sources (RES)' scenario, Roadmap 2050) [187], [188]. Der Bruttoendenergieverbrauch umfasst dabei den Energieverbrauch der Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe sowie den Eigenverbrauch der Energiewirtschaft für die Erzeugung von Strom und Wärme und die Übertragungs- und Verteilungsverluste. Für Deutschland wird zusätzlich der im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehene Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 60 % bis zum Jahr 2050 vorausgesetzt [1]. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll in der EE-Szenariovariante im Jahr 2050 mindestens 80 % in der EU28 und gemäß Energiekonzept 80 % in Deutschland betragen. Für die Photovoltaik (PV) in Deutschland wird eine installierte Mindestkapazität von 52 GW bis zum Jahr 2020 und 70 GW bis zum Jahr 2050 angenommen. In diesem Szenario soll analysiert werden, wie sich ein Minderungsziel für die gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen mit Vorgabe hoher Anteile erneuerbarer Energien auf die Notwendigkeit von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem auswirkt.

**EEPlus-Szenariovariante**

In der EEPlus-Szenariovariante wird im Vergleich zur EE-Szenariovariante eine deutlich höhere installierte Leistung der Photovoltaik in Deutschland angenommen (mindestens 120 GW bis zum Jahr 2050). Dabei wird von einem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Deutschland und Europa von 90 % bis zum Jahr 2050 ausgegangen. In diesem Szenario soll untersucht werden, wie sich ein höherer Anteil erneuerbarer Energien auf den Speicher- und Flexibilisierungsbedarf in Deutschland und Europa auswirkt.



## Sensitivitätsanalysen

Unter einer Sensitivitätsanalyse wird die Untersuchung der Sensibilität eines Berechnungsergebnisses auf Variationen verschiedener Inputparameter der Berechnung verstanden. In dieser Arbeit soll in einer Sensitivitätsanalyse untersucht werden, wie sich ein Zubauverbot von CCS-Technologien (Carbon Capture and Storage) auf das Ergebnis der Optimierung und den Einsatz verschiedener Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen auswirkt.

In einer weiteren Sensitivitätsanalyse sollen die spezifischen Investitionen von stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern variiert werden, um diejenigen maximalen spezifischen Investitionen zu ermitteln, die die Schwelle für die Investition darstellen (Break Even Point). Ausgangspunkt ist hier die EE-Szenariovariante.

## 5.2 Szenarienergebnisse für Deutschland

Im Folgenden werden die Ergebnisse für Deutschland im Detail und anschließend für Europa vorgestellt. Bei der Analyse wird die Bedeutung der verschiedenen Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Strom-, Wärme- und Transportsektor untersucht. Die Ergebnisse der drei betrachteten Szenarien werden im Szenarienvergleich dargestellt und energiewirtschaftlich eingeordnet.

### 5.2.1 Strombereitstellung in Deutschland

In Abb. 5-2 ist die Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland dargestellt. Die Strombereitstellung setzt sich dabei aus der öffentlichen bzw. nicht-öffentlichen Stromerzeugung und dem Nettostromimport zusammen. Die Szenarienergebnisse für Deutschland sind in tabellarischer Form im Anhang A.2 zu finden.

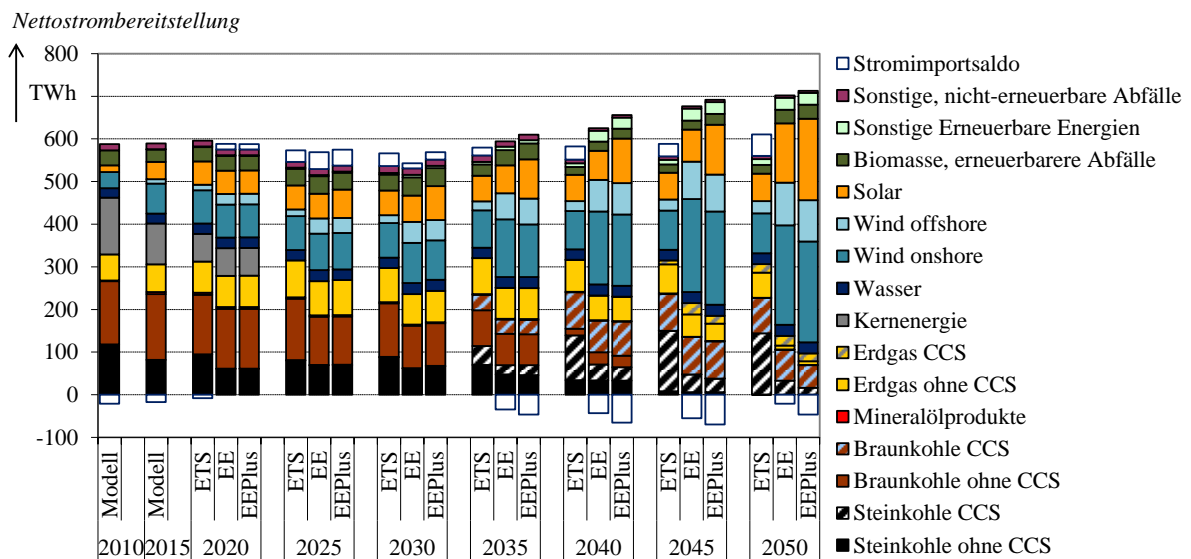


Abb. 5-2: Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Im Zeitverlauf sind szenarienunabhängig ein Rückgang der fossilen Stromerzeugung sowie ein Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erkennen. Mit dem im Modelljahr 2025 vollzogenen, exogen vorgegebenen Kernenergieausstieg kommen, unter Berücksichtigung der Potentiale der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen und der Rahmenbedingungen, zunehmend Windkraftanlagen zum Einsatz, um das Treibhausgasminderungsziel zu erreichen.

Durch Effizienzsteigerungen und –maßnahmen kann der Stromverbrauch mit dem Kernenergieausstieg (2025), der zu steigenden Stromerzeugungskosten führt, zunächst reduziert werden. Zusätzlich sind zur Deckung des Stromverbrauchs im Saldo Stromimporte aus den Nachbarländern erforderlich. Der Stromverbrauch ergibt sich dabei aus der inländischen Stromerzeugung und dem Stromimportsaldo.

Im weiteren Verlauf ist eine Zunahme der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in den Szenariovarianten EE und EEPlus bis zum Jahr 2050 zu erkennen. Während im ETS-Basisszenario die gesamte inländische Stromerzeugung im Jahr 2050 in Deutschland bei etwa 550 TWh pro Jahr liegt, steigt die Stromerzeugung in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante hier auf rund 700 TWh an. Der Stromverbrauch in Deutschland, der sich aus der inländischen Stromerzeugung abzüglich der Nettostromexporte ergibt, liegt im Jahr 2050 in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante bei 680 bzw. 660 TWh pro Jahr. Im Vergleich zu heute zeigt sich damit ein Anstieg des Gesamtstromverbrauchs von rund 20 %. Im Saldo wird bis zum Jahr 2050 verstärkt Strom in die Nachbarländer, insbesondere Niederlande und Polen, exportiert (EE- und EEPlus-Szenariovariante).

Ab dem Jahr 2035 kommen Braun- und Steinkohle-CCS-Kraftwerke zum Einsatz, die zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen. Die Nutzung von CCS weist darauf hin, dass damit CO<sub>2</sub>-Emissionen unter den betrachteten Rahmenbedingungen kostengünstiger gesenkt werden können als durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dabei liegt die Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken im ETS-Basisszenario im Jahr 2035 bei etwa 80 TWh, im Jahr 2050 stammt die gesamte durch Kohlekraftwerke bereitgestellte Strommenge in allen drei Szenarien aus CCS-Kraftwerken. Ab dem Jahr 2045 werden zusätzlich Gas-CCS-Kraftwerke zur Strombereitstellung eingesetzt. Die Stromerzeugung der Gas-CCS-Kraftwerke liegt im Jahr 2050 bei 20 bis 30 TWh pro Jahr.

Die durch CCS-Kraftwerke bereitgestellte Strommenge ist im ETS-Basisszenario höher als in der EE- und EEPlus-Szenariovariante. Der Einsatz von CCS trägt zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bei, jedoch ist die Nutzung von CCS in der EE- und EEPlus-Szenariovariante durch die exogen vorgegebenen Anteile erneuerbarer Energien am Stromverbrauch limitiert.

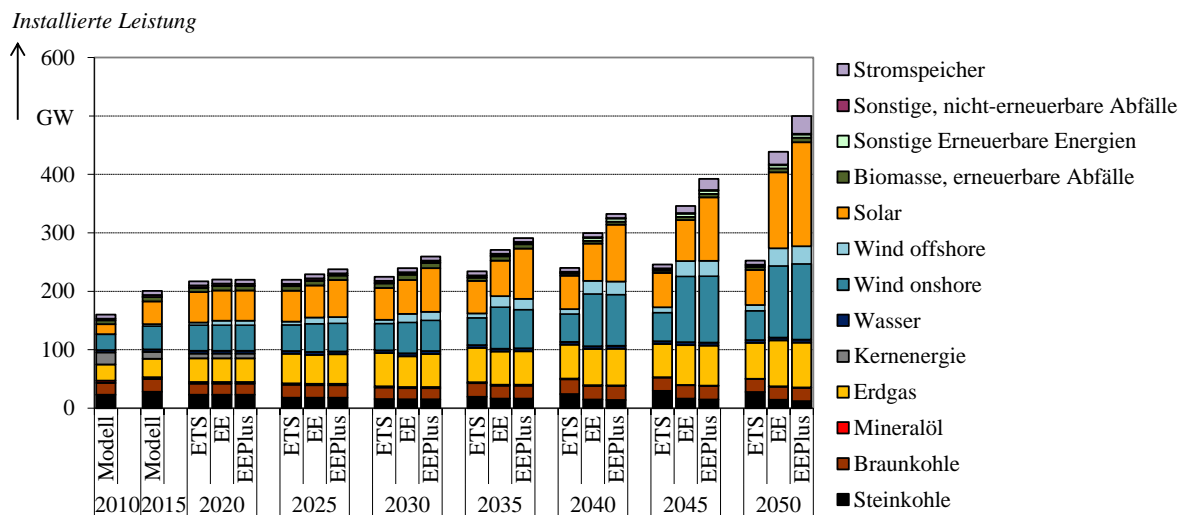
Insgesamt weist Deutschland ein hohes CO<sub>2</sub>-Minderungspotential auf, da die Pro-Kopf-Emissionen höher als im EU-Durchschnitt sind. Die Treibhausgasminderungsrestriktion für

Deutschland ist in der EE-Szenariovariante nicht bindend, da Emissionen in Deutschland kostengünstiger reduziert werden können als in anderen Ländern, sodass hier bis zum Jahr 2050 mehr als 80 % der inländischen Treibhausgasemissionen gemindert werden, während andere Länder in geringerem Maß Emissionen reduzieren (Burden Sharing).

Mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien müssen zudem größere Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden. Dies ist auf die Volatilität und geringere Verfügbarkeit (Volllaststundenzahl) von Wind- und PV-Anlagen zurückzuführen. Zudem müssen weiterhin regelbare bzw. steuerbare Stromerzeugungskapazitäten als Reserve vorgehalten werden, d. h. Kapazitäten, deren Verfügbarkeit nicht wetterabhängigen Schwankungen unterliegt.

Im ETS-Basisszenario steigt die gesamte installierte Erzeugungskapazität bis zum Jahr 2050 auf rund 250 GW an, in der EE-Szenariovariante auf 440 GW und in der EEPlus-Szenariovariante auf 500 GW (Abb. 5-3). Bei einer gesamten Stromerzeugungskapazität von heute 200 GW zeigt sich, dass mehr als eine Verdopplung der installierten Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist.

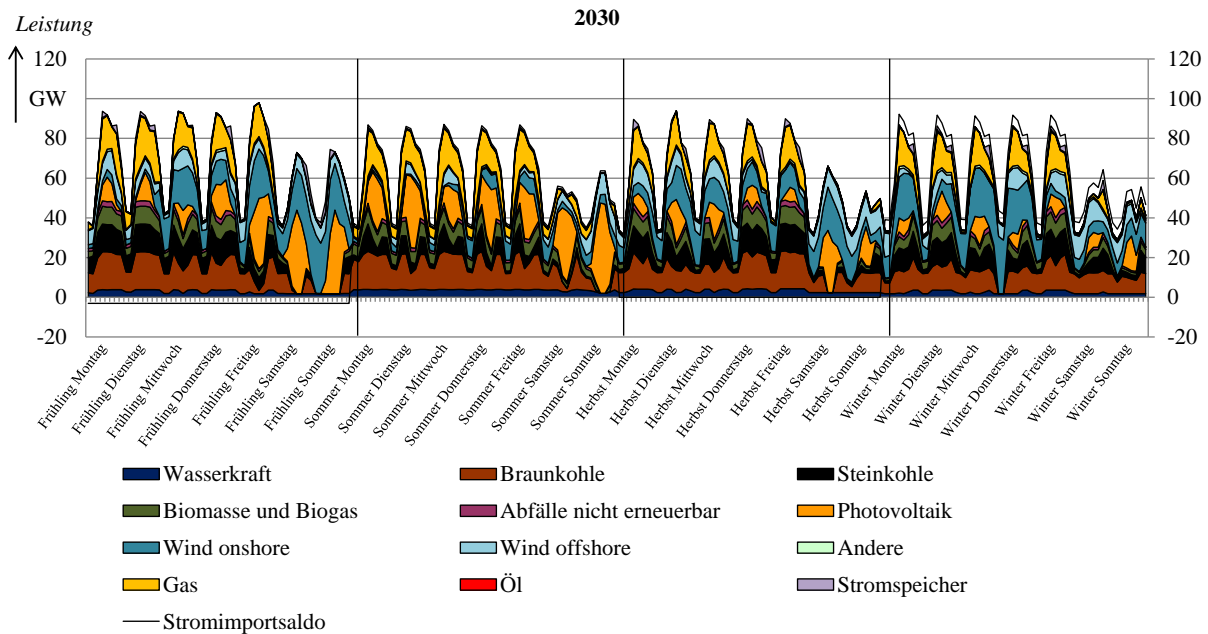
In der EE-Szenariovariante liegt die installierte Kapazität der PV-Anlagen bei 130 GW und in der EEPlus-Szenariovariante bei 178 GW im Jahr 2050. Dieser Zubau wird durch die Ziele hinsichtlich hoher Anteile erneuerbarer Energien am Strom- und Endenergieverbrauch bestimmt. Die exogen vorgegebenen Mindestkapazitäten von Wind und PV in Deutschland werden dabei deutlich überschritten.



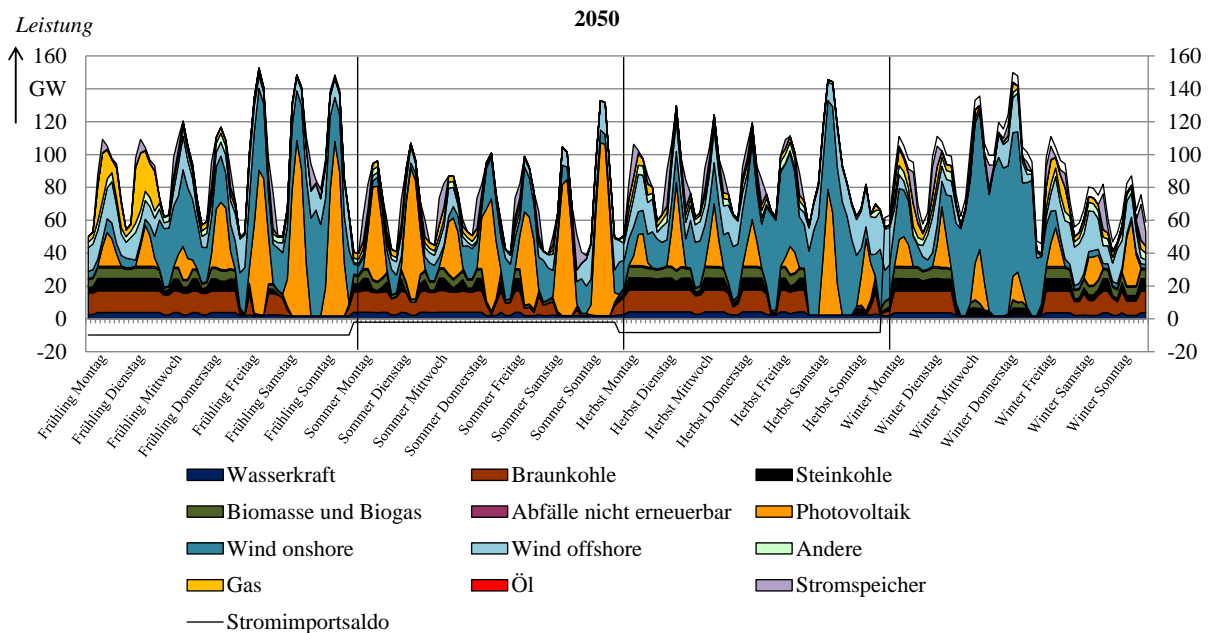
**Abb. 5-3:** Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Die höhere unterjährliche zeitliche Auflösung für Deutschland ermöglicht die Abbildung von Volatilitäten sowie Lastspitzen und Lasttälern. Dazu sind in Abb. 5-4 und Abb. 5-5 die Ganglinien der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland für die betrachteten Wochen (Frühling, Sommer, Herbst, Winter) in den Jahren 2030 und 2050 exemplarisch für die EE-

Szenariovariante dargestellt. Die Leistung der Stromspeicher stellt die Ausspeicherleistung dar.



**Abb. 5-4:** EE-Szenariovariante: Ganglinien der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2030



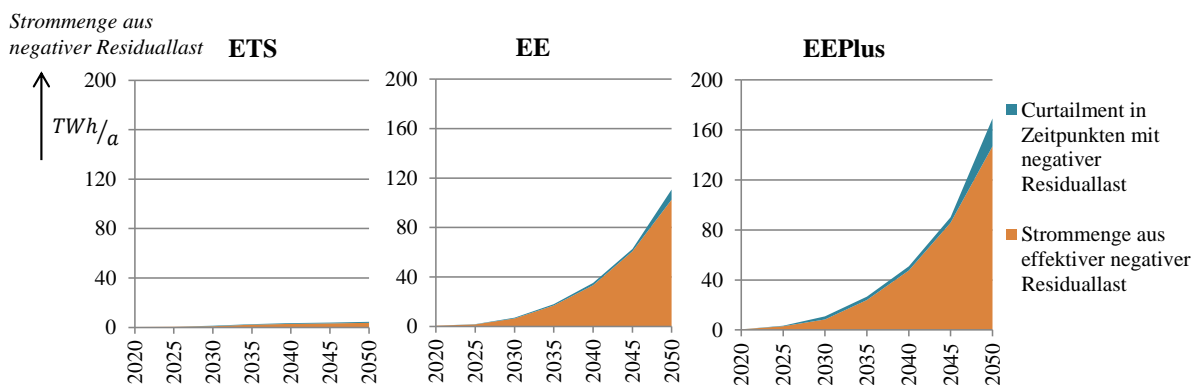
**Abb. 5-5:** EE-Szenariovariante: Ganglinien der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2050

Es zeigt sich, dass die früher als Grundlastkraftwerke eingesetzten Braunkohlekraftwerke häufigere Lastwechsel haben. Dies führt zu geringeren Volllaststundenzahlen bzw. geringeren

Auslastungen der Anlagen. In der EE-Szenariovariante liegen die Volllaststunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke bei nur noch rund 2.000 bis 3.100 Stunden pro Jahr im Jahr 2050. Die inländische Stromerzeugung zuzüglich des Stromimportaldos entspricht der gesamten Stromlast (ohne DSM und Curtailment). Es zeigt sich, dass bis zum Jahr 2050 starke Erzeugungsvolatilitäten auftreten. Die steuerbaren Kraftwerke bzw. KWK-Anlagen (Kohle, Biomasse, Gas, Öl) leisten durch ihren flexiblen Einsatz einen Beitrag zur Flexibilisierung und Integration der erneuerbaren Energien.

### 5.2.2 Nutzung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Deutschland

Insgesamt nehmen der Ausbau und Einsatz der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Deutschland in der EE- und EEPlus-Szenariovariante nach dem Jahr 2030 stark zu, da die Strommenge aus negativer Residuallast ansteigt (Abb. 5-6). Die gesamte negative Residuallast setzt sich zusammen aus der effektiven negativen Residuallast und dem Curtailment. Die effektive (negative) Residuallast ergibt sich aus der gesamten inländischen Stromlast im Modell (ohne Exporte) abzüglich der Last ausgewählter Flexibilisierungsoptionen (Stromspeicher, Power-to-X, DSM) und abzüglich der Einspeiseleistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die jährliche Strommenge aus negativer Residuallast wird dabei aus dem Zeitintegral der negativen Residuallast gebildet.



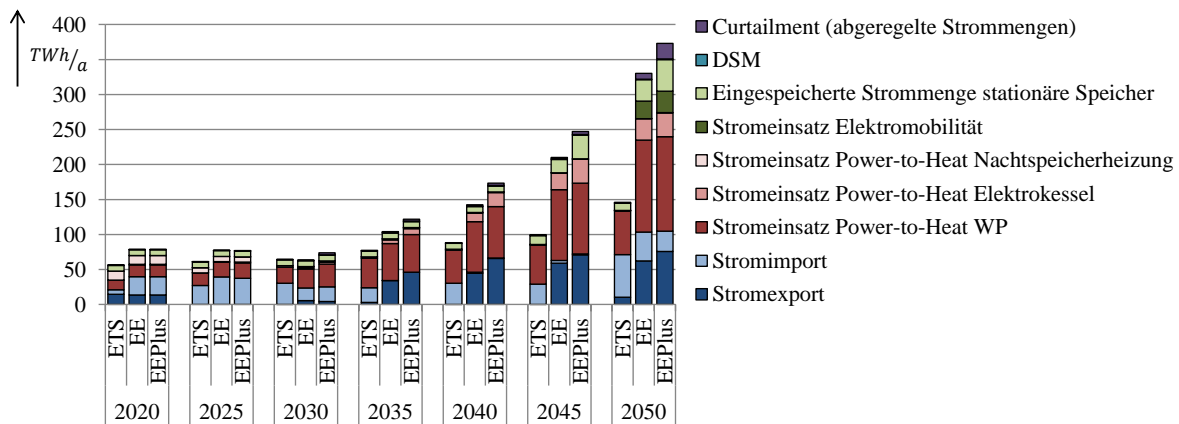
**Abb. 5-6:** Strommenge aus negativer Residuallast in Deutschland im Szenarienvergleich

In der EEPlus-Szenariovariante steigt die Strommenge aus negativer Residuallast ab dem Jahr 2030 stärker an (größere Steigung), wodurch sich ein höherer Flexibilisierungsbedarf ergibt. Insgesamt liegt die Strommenge aus effektiver negativer Residuallast in der EE-Szenariovariante im Jahr 2050 bei rund 100 TWh pro Jahr. In der EEPlus-Szenariovariante ist die Strommenge aus effektiver negativer Residuallast mit 140 TWh im Jahr 2050 deutlich höher. Aufgrund der höheren installierten PV-Leistung treten hier häufiger Einspeisespitzen in der Mittagszeit auf, die durch Flexibilisierungsoptionen ausgeglichen werden müssen. Darüber hinaus ist auch die abgeregelte Strommenge im Jahr 2050 in Höhe von 22 TWh höher als die abgeregelte Strommenge in der EE-Szenariovariante (8 TWh).

Die im ETS-Basisszenario auftretenden Strommengen aus effektiver negativer Residuallast sind mit 4 TWh pro Jahr vergleichsweise gering. Dies ist auf die geringeren Treibhausgasminierungsziele im Vergleich zur EE- und EEPlus-Szenariovariante zurückzuführen. Die Einspeiseschwankungen, die hier in geringerem Maß auftreten, können durch die steuerbaren Kraftwerke ausgeglichen werden.

Abb. 5-7 zeigt die Nutzung verschiedener Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Szenarienvergleich. Dargestellt sind hier die bereitgestellten bzw. eingesetzten Strommengen ausgewählter Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen pro Jahr. Neben den Stromspeichern werden hier die Optionen Stromimport und -export, Power-to-Heat, Elektromobilität, DSM sowie Curtailment berücksichtigt. Die verschiedenen Optionen für Power-to-Heat sind unterteilt in Nachtspeicherheizung, Elektrokessel (Fernwärme, Industrie) und Wärmepumpen (Fernwärme, Industrie, Haushalte).

Bereitgestellte bzw. eingesetzte Strommengen der Flexibilisierungsoptionen



**Abb. 5-7:** Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Szenarienvergleich

Zu beachten ist hier, dass die Nutzung der verschiedenen Optionen zum einen der Flexibilisierung dient, zum anderen wird durch die Optionen teilweise zudem die Grundversorgung sichergestellt. Wärmepumpen gewährleisten beispielsweise die Wärmebereitstellung in Haushalten und dienen somit nicht ausschließlich der Flexibilisierung der fluktuierenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Eine eindeutige Zuordnung des Stromeinsatzes zur Flexibilisierung und zur Deckung der Versorgungsaufgabe ist daher nicht möglich.

Es zeigt sich, dass die Nutzung der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen bis zum Jahr 2050 in allen drei Szenarien ansteigt. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass der Einsatz der Flexibilisierungsoptionen hier getrieben ist durch die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Während im ETS-Basisszenario, in dem von geringeren Treibhausgasminierungszielen ausgegangen wird, die Nutzung der Flexibilisierungsoptionen bis zum Jahr 2050 auf rund 150 TWh pro Jahr ansteigt, liegt der Einsatz der dargestellten Optionen in der EE- und EEPlus-Szenariovariante bei über 300 TWh pro Jahr im Jahr 2050. Insgesamt ist mehr als

eine Verdopplung der Nutzung von Flexibilisierungsoptionen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Vergleich zum ETS-Basisszenario zu erkennen.

Während zunächst Optionen ohne hohe zusätzliche Investitionen und Kosten wie Stromexport und –import, DSM, Curtailment und bestehende Stromspeicher bzw. Power-to-Heat-Anwendungen zum zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Stromangebot und –nachfrage eingesetzt werden, werden mit dem stärkeren Anstieg der Strommenge aus negativer Residuallast zusätzlich Optionen zugebaut. Als reine Flexibilisierungsmaßnahmen bei einem Überangebot von Strom aus Wind- und PV-Anlagen dienen sowohl die Stromspeicher als auch die Zuschaltung von Lasten (DSM). Die Nutzung bestehender Stromspeicher und Lastverschiebungspotentiale ist mit geringen Kosten verbunden, wohingegen die Investition in neue Anlagen mit einem erheblichen Investitionsaufwand verbunden ist. Stromspeicher sind gegenüber den DSM-Maßnahmen flexibler einsetzbar, da bei DSM die Kompensationszeiten und geringeren Potentiale zu berücksichtigen sind. Insgesamt liegt das genutzte DSM Potential hier bei rund 1 TWh pro Jahr.

Die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen stellt eine kostengünstige Alternative dar (Curtailment). Die abgeregelten Strommengen stehen jedoch später nicht mehr zur Deckung des Energiebedarfs zur Verfügung.

Durch Stromaustausch mit den Nachbarländern können unterschiedliche Verfügbarkeiten in der Stromerzeugung ausgeglichen werden. Mit dem im Jahr 2025 vollzogenen Kernenergieausstieg werden die fehlenden Strommengen in Deutschland durch Stromimporte kompensiert. Importiert wird der Strom insbesondere aus den Ländern Dänemark, Tschechien, Schweden und der Schweiz.

Mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem nimmt das zeitliche Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage weiter zu. Zur Integration der Überschussstrommengen werden Wärmepumpen und Elektrokessel sowie stationäre und mobile (Elektromobilität) Stromspeicher zusätzlich eingesetzt.

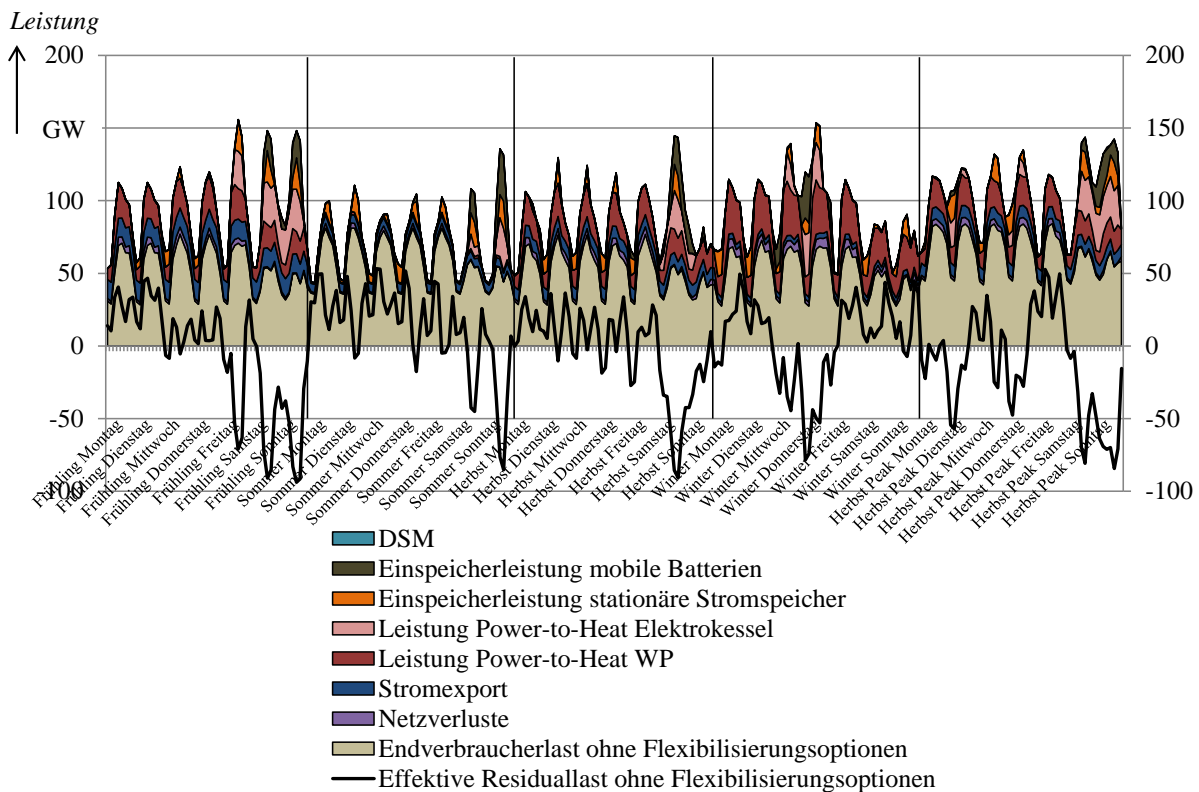
Die Ergebnisse zeigen, dass Power-to-Heat einen erheblichen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien sowie zur Flexibilisierung leisten kann. Durch die hohen Anteile erneuerbarer Energien am Strom- und Endenergieverbrauch kommen vermehrt Stromanwendungen zum Einsatz, durch die der Stromverbrauch steigt und andere Energieträger in den unterschiedlichen Sektoren substituiert werden können. Im Wärmemarkt werden insbesondere Wärmepumpen mit hoher Bezugsenergieeffizienz und Elektrokessel mit geringeren spezifischen Investitionen zugebaut. Unter den gegebenen Szenarienrandbedingungen werden aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit die Elektrolyse und die Methanisierung (Power-to-Gas) in Deutschland nicht genutzt.

Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass die Nutzung zusätzlicher Stromspeicherkapazitäten insbesondere durch die Ausweitung der PV und den damit einhergehenden Anstieg der negativen Residuallast getrieben ist. Der Stromeinsatz der stationären und mobilen Stromspeicher



steigt ab dem Jahr 2045 gleichzeitig mit der deutlich zunehmenden Stromerzeugung aus PV stark an (Abb. 5-2). Die Stromspeicher nehmen den Überschussstrom aus PV zur Mittagszeit auf und speichern diesen für die Nutzung in späteren Zeitpunkten.

Abb. 5-8 zeigt die unterjährige Nutzung verschiedener Flexibilisierungsoptionen exemplarisch für die EE-Szenariovariante im Jahr 2050. Dargestellt sind hier der Stromlastgang, der unterteilt ist in die herkömmliche Endverbraucherlast und die Leistung der Flexibilisierungsoptionen, sowie die effektive Residuallast (ohne Flexibilisierungsoptionen). Die effektive Residuallast ergibt sich hier aus der gesamten Stromlast abzüglich der elektrischen Leistung der dargestellten Flexibilisierungsoptionen und abzüglich der Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und. Das heißt, die in der effektiven Residuallast berücksichtigte Stromlast bezieht sich hier auf die herkömmliche Endverbraucherlast plus Netzverluste.



**Abb. 5-8:** EE-Szenariovariante: Stromlastgang und Residuallast in Deutschland im Jahr 2050

Es zeigt sich, dass vermehrt Zeitpunkte mit negativer Residuallast auftreten. Die maximale negative Residuallast liegt hier bei etwa 90 GW. In Zeitpunkten hoher negativer Residuallasten wird der Überschussstrom aus Wind- und PV-Anlagen insbesondere durch stationäre und mobile Stromspeicher sowie durch Elektrokessel genutzt.

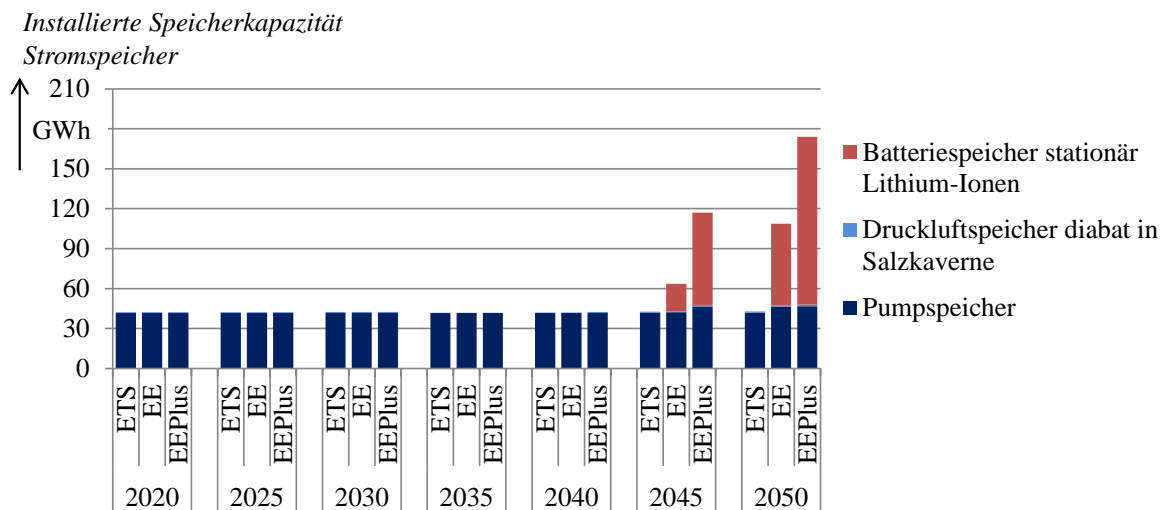
Der Anstieg der maximalen Stromlast sowie des Stromverbrauchs in Deutschland bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Vergleich zu heute beruht auf einer Veränderung der Stromverbrauchsstruktur. Während die herkömmliche Endverbraucherlast durch Effizienzmaßnahmen etwas gesenkt werden kann, steigt der Stromverbrauch neuer Stromanwendungen. Der



gesamte Stromlastgang passt sich an das Erzeugungsprofil an und verändert sich dabei in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen. Das heißt, sowohl der Stromverbrauch als auch der Stromlastgang verändern sich durch die Nutzung verschiedener Anwendungstechnologien basierend auf unterschiedlichen Endenergieträgern. Während früher die Erzeugung der Last folgte, wird mit hoher Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien verstärkt die Last der Erzeugung folgen müssen.

### 5.2.3 Stromspeicher in Deutschland

In den Modellrechnungen werden die Kapazitäten der Stromspeicher unterteilt in installierte Einspeicherleistung, Speicherkapazität (maximaler Energieinhalt) und Ausspeicherleistung. Abb. 5-9 zeigt die installierten Speicherkapazitäten der stationären Stromspeicher in Deutschland. Unter den vorgegebenen Szenarioannahmen erfolgt erst ab dem Jahr 2045 ein Zubau zusätzlicher Stromspeicherkapazitäten in der EE- und EEPlus-Szenariovariante und der Zubau steigt bis zum Jahr 2050 weiter an. Dies deutet darauf hin, dass die bestehenden Pumpspeicherkapazitäten von 40 GWh zur Integration erneuerbarer Energien zunächst ausreichen.



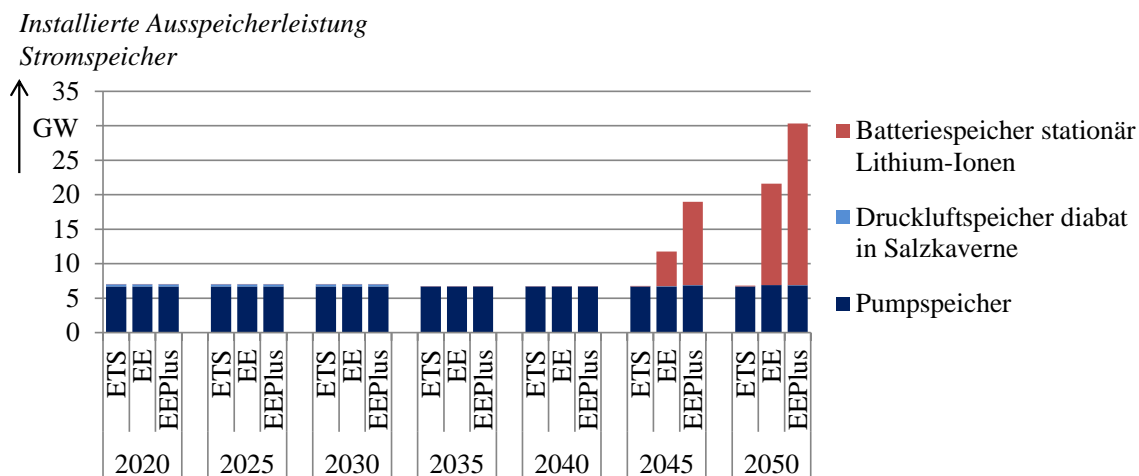
**Abb. 5-9:** Installierte Kapazitäten von stationären Stromspeichern in Deutschland im Szenarienvergleich

In der EE- und EEPlus-Szenariovariante werden unter den gegebenen Rahmenbedingungen stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Netz als Kurzfristspeicher zugebaut, da diese sowohl im Vergleich zu den Batteriespeichern in Haushalten als auch im Vergleich zu den anderen Batterie- bzw. Stromspeichertypen zukünftig aufgrund der angenommenen Reduktion der spezifischen Investitionen geringere Stromspeicherkosten aufweisen. Die gesamte installierte Batteriespeicherkapazität liegt in der EE-Szenariovariante bei rund 61 GWh im Jahr 2050 und in der EEPlus-Szenariovariante bei 126 GWh. Zusätzlich werden in der EE- und EEPlus-Szenariovariante geringe Pumpspeicherkapazitäten von 5 GWh zugebaut. Die Nutzung zusätzli-

cher Pumpspeicherkapazitäten deutet auf den zukünftig ansteigenden längerfristigen Speicherbedarf hin, der sich aufgrund von jahreszeitlich abhängigen Windflauten und jahreszeitlich variierenden Solarangebots ergeben kann.

Die Nutzung verschiedener Speichertypen ergibt sich insbesondere aus dem unterschiedlichen Verhältnis von leistungsspezifischen und arbeitsspezifischen Investitionen. Insgesamt ist das Verhältnis von Speicherkapazität (maximaler Energieinhalt) und Speicherleistung bei den stationären Batteriespeichern geringer als bei den Pumpspeichern. Dies liegt an den geringeren leistungsspezifischen Investitionen bei gleichzeitig höheren arbeitsspezifischen Investitionen der stationären Batteriespeicher im Vergleich zu den Pumpspeichern. Hierdurch eignen sich Batteriespeicher zur kurzfristigen Speicherung von Strom, Pumpspeicher sind zusätzlich für die Langfristspeicherung von Bedeutung.

Die gesamte installierte Ausspeicherleistung steigt bis zum Jahr 2050 in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante auf 22 bzw. 30 GW (Abb. 5-10). Das Verhältnis von Speicherkapazität und Speicherleistung liegt bei den Batteriespeichern im Jahr 2050 in der EE-Szenariovariante aufgrund der höheren arbeitsspezifischen Investitionen bei 4,2 kWh pro kW und bei den Pumpspeichern bei 6,7 kWh pro kW.

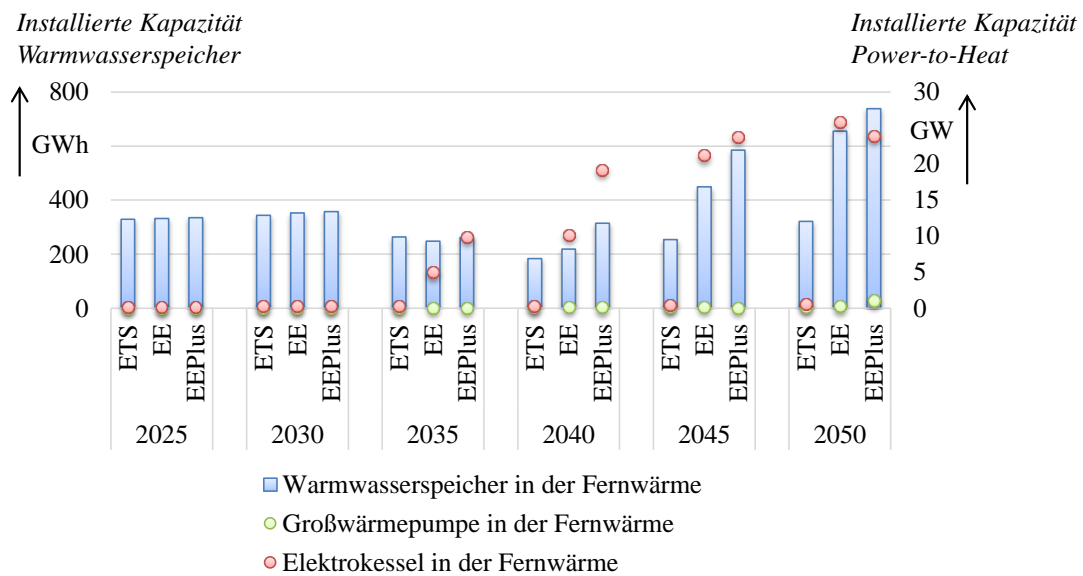


**Abb. 5-10:** Installierte Ausspeicherleistungen von stationären Stromspeichern in Deutschland im Szenarienvergleich

#### 5.2.4 Power-to-Heat und Wärmespeicher in der Fernwärme in Deutschland

Die Ergebnisse der modellgestützten Analyse zeigen, dass Power-to-Heat-Anwendungen bei der Integration erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt und bei der Flexibilisierung von Überschussstrommengen unter den gegebenen Rahmenbedingungen von großer Bedeutung sind. Hierbei kommen sowohl Wärmespeicher (Abb. 5-11, Primärachse) als auch Elektrokessel bzw. Wärmepumpen (Sekundärachse) in der Fernwärme in Deutschland zum Einsatz. Die Wärmespeicher können sowohl zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen als auch zur Speicherung der Wärme der Elektrokessel und Wärmepumpen in der Fernwärme genutzt werden.

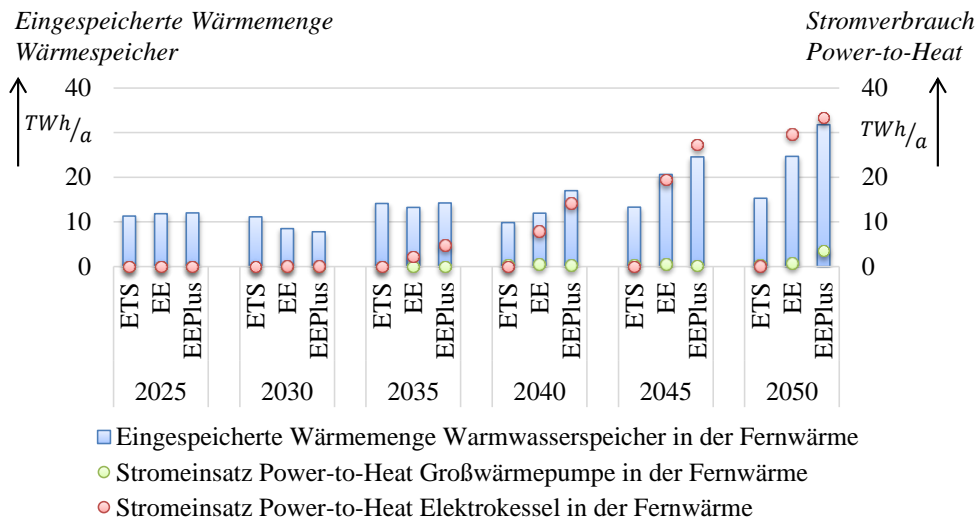
Zu Beginn werden die Wärmespeicher in der Fernwärme insbesondere zur Flexibilisierung bestehender KWK-Anlagen genutzt. Durch die technische Lebensdauer der KWK-Anlagen und Wärmespeicher ist ab dem Jahr 2035 zunächst ein leichter Rückgang der Speicherkapazität im Zeitverlauf zu erkennen. Mit dem Anstieg der Nutzung von Elektrokesseln und zum Teil Großwärmepumpen in der Fernwärme in der EE- und EEPlus-Szenariovariante steigt dann die Nutzung von Wärmespeichern zur Flexibilisierung der Power-to-Heat-Anlagen bis zum Jahr 2050 wieder an. Das bedeutet, dass ein Teil der Wärmespeicher der Flexibilisierung der KWK dient und der Anteil der Wärmespeicherkapazitäten, der bis zum Jahr 2050 mit den Elektrokesseln ansteigt, zur Flexibilisierung von Power-to-Heat eingesetzt wird.



**Abb. 5-11:** Installierte Kapazitäten von Wärmespeichern und Power-to-Heat in der Fernwärme in Deutschland im Szenarienvergleich

Im ETS-Basisszenario liegt die Kapazität der Wärmespeicher im Jahr 2050 bei 320 GWh, in der EE- und EEPlus-Szenariovariante bei 655 bzw. 740 GWh. Die gespeicherten Wärmemengen liegen im ETS-Basisszenario im Jahr 2050 bei rund 15 TWh Wärme pro Jahr und bei 25 bzw. 32 TWh in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante (Abb. 5-12, Primärachse).

Aufgrund des Anstiegs der Fernwärmeerzeugung durch Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland bis zum Jahr 2050 nehmen hier die gespeicherten Wärmemengen zu. Der Speicherbedarf, der zusätzlich zu der Flexibilisierung der KWK-Anlagen auftritt, dient der zeitlichen Verschiebung der Wärmebereitstellung aus Elektrokesseln und Großwärmepumpen in der Fernwärme. Die installierte elektrische Leistung der Elektrokessel liegt in der EE- und EEPlus-Szenariovariante im Jahr 2050 bei rund 25 GW. In der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante wird eine elektrische Leistung an Wärmepumpen von 0,3 bzw. 1 GW bis zum Jahr 2050 zugebaut (Abb. 5-11, Sekundärachse).



**Abb. 5-12:** Einsatz von Warmwasserspeichern und Power-to-Heat in der Fernwärme in Deutschland im Szenarienvergleich

Die geringeren Wärmeerzeugungskosten der Elektrokessel gegenüber den Wärmepumpen bei geringeren bzw. negativen und stark schwankenden Strombezugspreisen, die ab dem Jahr 2035 in Deutschland auftreten, führen zu einem Anstieg der Nutzung der Elektrokessel in der Fernwärme. Aufgrund der Vorgabe höherer Anteile erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland und der Reduktion der spezifischen Investitionen von Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 kommen in der EEPlus-Szenariovariante hier zusätzlich Wärmepumpen mit hoher Bezugsenergieeffizienz zum Einsatz.

Die gesamte öffentliche Fernwärmebereitstellung durch Heizwerke und KWK-Anlagen liegt im Jahr 2050 in Deutschland bei etwa 555 PJ (154 TWh) pro Jahr im ETS-Basisszenario (Tabelle 5-4). In der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante liegt die Fernwärmebereitstellung bei etwa 617 PJ (171 TWh) pro Jahr. Die Heizwerke beinhalten auch die Fernwärmebereitstellung aus Elektrokesseln und Wärmepumpen in der Fernwärme.

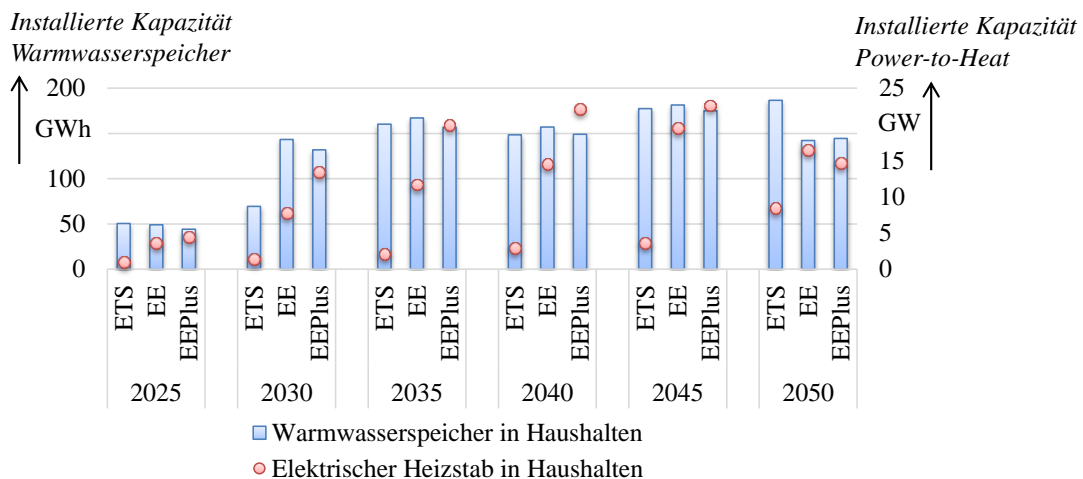
Der Rückgang der gespeicherten Wärmemengen in den Jahren 2025 bis 2030 ist auf den Rückgang der Fernwärmebereitstellung aus Kohle-KWK und Erdgas-KWK zurückzuführen. Die Fernwärmebereitstellung durch Geothermie-KWK und Biomasse-KWK steigt an. Diese Anlagen weisen eine geringere Stromkennzahl (Verhältnis von elektrischer und thermischer Leistung) auf. Durch die höhere Wärmeausbeute im Vergleich zur Stromausbeute ist hier der Einsatz von Speichern zum zeitlichen Ausgleich der Strom- und Wärmebereitstellung bei wärmegeführtem Betrieb geringer.

**Tabelle 5-4:** Fernwärmebereitstellung der öffentlichen Versorgung in Deutschland im Szenarienvergleich

Fernwärme [PJ]		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ETS	KWK	358	381	387	400	406	454	480
	Heizwerke	84	62	64	65	67	72	75
EE	KWK	365	382	400	418	424	433	435
	Heizwerke	77	62	69	82	106	146	182
EEPlus	KWK	365	382	389	412	413	417	397
	Heizwerke	77	62	68	89	121	164	220

### 5.2.5 Power-to-Heat und Wärmespeicher in Haushalten in Deutschland

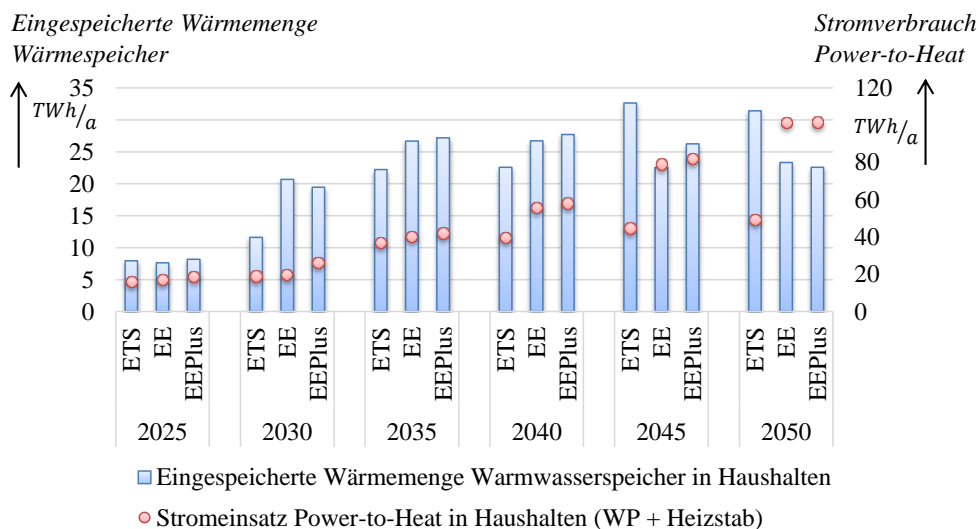
Bei der Integration erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt erweist sich der Einsatz von Power-to-Heat in Haushalten unter den gegebenen Rahmenbedingungen als ökonomisch sinnvoll. Abb. 5-13 zeigt die installierten Kapazitäten von elektrischen Heizstäben und Wärmespeichern in Haushalten in Deutschland. Die Wärmespeicher können sowohl zur Flexibilisierung unterschiedlicher Heizungstechnologien (z. B. Biomasse- und Gasboiler, Solarkollektoren, Wärmepumpen) als auch zur Speicherung der Wärme der Heizstäbe genutzt werden.

**Abb. 5-13:** Installierte Kapazitäten von Wärmespeichern und Power-to-Heat in Haushalten in Deutschland im Szenarienvergleich

Im ETS-Basisszenario liegt die installierte Kapazität der Speicher bei 186 GWh im Jahr 2050 und in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante bei rund 145 GWh (Primärachse). Die höhere Kapazität der Wärmespeicher im ETS-Basisszenario ergibt sich aus der Flexibilisierung der Heizungstechnologien basierend auf Erdgas (Gaswärmepumpen mit Solarkollektoren und Gasboiler). In der EE- und EEPlus-Szenariovariante kommen zusätzlich z. B. Solarkollektoren in Kombination mit Kompressionswärmepumpen zum Einsatz, die ohne separate Wärmespeicher im Modell abgebildet sind. Die Flexibilisierung erfolgt hier durch die Stromspeicher. Das heißt, die Nutzung von Wärmespeichern ist auch dadurch begründet, dass nur ein Teil der Heizungstechnologien im Modell mit Wärmespeichern abgebildet ist.

Elektrische Heizstäbe werden im ETS-Basisszenario mit einer elektrischen Leistung von 8 GW zugebaut, in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante liegt die elektrische Leistung im Jahr 2050 bei 17 bzw. 15 GW (Sekundärachse). Die installierte Leistung der Wärmepumpen kann nicht separat ausgewiesen werden, da die einzelnen Heizungstechnologien im Modell zum Teil jeweils eine Kombination verschiedener Technologien darstellen (z. B. als Backup). Die Wärmespeicher werden im ETS-Basisszenario insbesondere zur gleichmäßigen Auslastung der Heizungstechnologien genutzt. Das heißt, die Wärmespeicher können unabhängig von den Heizstäben eingesetzt werden.

Die eingespeicherten Wärmemengen der Wärmespeicher sowie der Stromeinsatz der Wärmepumpen und Heizstäbe in Haushalten (Power-to-Heat) sind in Abb. 5-14 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen einen Anstieg der eingesetzten Strommengen bei Power-to-Heat-Anwendungen in Haushalten bis zum Jahr 2050. Die Wärmepumpen machen dabei den größten Anteil aus, da sie zur Deckung der Grundlast beitragen. Der gesamte Stromeinsatz der Wärmepumpen und Elektroheizstäbe in Haushalten liegt im Jahr 2050 bei 100 TWh pro Jahr in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante.



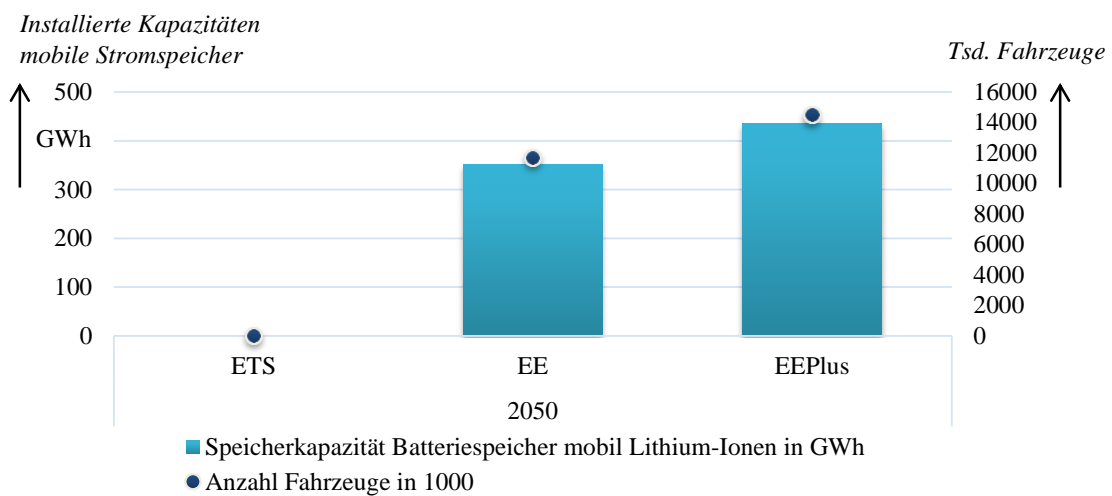
**Abb. 5-14:** Einsatz von Warmwasserspeichern und Power-to-Heat in Haushalten in Deutschland im Szenarienvergleich

Die Nutzung der Elektroheizstäbe sinkt am Ende des betrachteten Zeithorizontes leicht, was zum einen auf einen zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen in Haushalten zurückzuführen ist, zum anderen auf die Nutzung anderer Flexibilisierungskonzepte (z. B. Elektromobilität). Durch die Netznutzungsentgelte sind die Endverbraucherstrompreise höher als die marginalen Strompreise im Netz. Die höheren Haushaltsstrompreise führen zu einem ökonomischen Einsatz von Wärmepumpen mit hoher Bezugsenergieeffizienz. Da im ETS-Basisszenario aus-

schließlich ETS-Treibhausgasminderungsziele vorgegeben sind, kommen hier weniger Wärmepumpen mit hohen spezifischen Investitionen zur Wärmeversorgung in Haushalten zum Einsatz.

### 5.2.6 Elektromobilität in Deutschland

Die Ergebnisse für die Elektromobilität in Deutschland sind in Abb. 5-15 dargestellt. Die Anzahl der Elektroautos (BEV) in Deutschland steigt bis zum Jahr 2050 in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante auf 12 bzw. 15 Mio. Fahrzeuge an (Sekundärachse). Bei einer angenommenen Speicherkapazität von 30 kWh pro Fahrzeug liegen die installierten Stromspeicherkapazitäten bei 350 bzw. 435 GWh (Primärachse).



**Abb. 5-15:** Elektromobilität in Deutschland im Szenarienvergleich

Die Ergebnisse der modellgestützten Analyse deuten darauf hin, dass die Nutzung von Elektromobilität durch den Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der PV, getrieben ist. Aufgrund der geringeren Treibhausgasminderungsziele und der geringeren Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien im ETS-Basisszenario erweist sich der Einsatz von Elektrofahrzeugen in Deutschland unter den betrachteten Rahmenannahmen hier nicht als ökonomisch sinnvoll. Vehicle-to-Grid kommt aufgrund der geringen Verfügbarkeit nicht zum Einsatz. Unter Vehicle-to-Grid wird hier die Rückeinspeisung des Stroms aus den mobilen Batteriespeichern ins Stromnetz verstanden.

In Tabelle 5-5 ist der Endenergieverbrauch im Transportsektor in Deutschland dargestellt. Während die Nutzung von Ölprodukten und Gas bis zum Jahr 2050 reduziert wird, steigt der Einsatz von Strom und erneuerbaren Energien (EE) an. Die Nutzung von Strom im Verkehr steigt in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante auf 221 PJ (61 TWh) bzw. 242 PJ (67 TWh) pro Jahr bis zum Jahr 2050. Durch die Stromnutzung im Verkehrssektor können Kraftstoffe basierend auf konventionellen Energieträgern substituiert werden und der Anteil erneuerbarer



Energien im Verkehr kann erhöht werden. Der Stromverbrauch der Elektroautos beträgt in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante 25 bzw. 30 TWh pro Jahr.

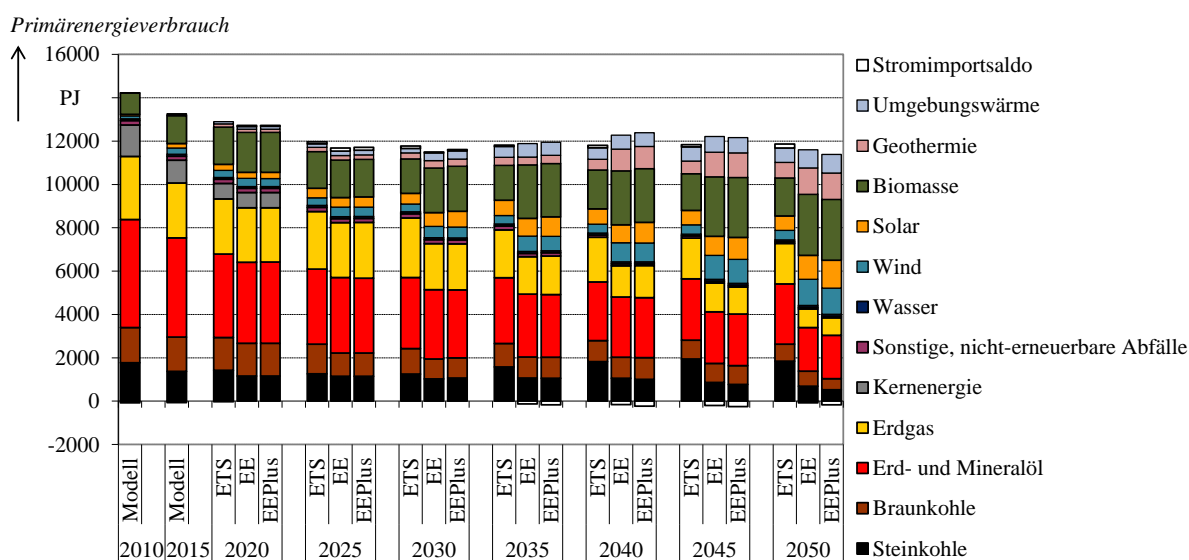
Zu den erneuerbaren Energien (EE) zählen insbesondere Biokraftstoffe, zusätzlich wird hier Bioethanol als Kraftstoff genutzt. Die Ergebnisse für den Transportsektor deuten darauf hin, dass Biokraftstoffe neben der Elektrizität einen erheblichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor leisten können. Diese Biomassepotentiale stehen dann nicht mehr zur Strombereitstellung zur Verfügung.

**Tabelle 5-5:** Endenergieverbrauch im Transportsektor in Deutschland im Szenarienvergleich

Endenergie [PJ]	2020			2030			2050		
	ETS	EE	EEPlus	ETS	EE	EEPlus	ETS	EE	EEPlus
Mineralölprodukte	1.807	1743	1.757	1.584	1.522	1.463	1.278	653	628
Erdgas	18	16	17	33	20	19	7	1	1
Elektrizität	93	93	93	122	120	120	134	221	242
EE	671	742	728	684	912	941	1.007	1.390	1.364
FT-Diesel	5	0	0	165	0	29	68	0	0

### 5.2.7 Primär- und Endenergieverbrauch in Deutschland

Abb. 5-16 zeigt den Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland. Zu erkennen ist eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs in allen drei Szenarien, der einerseits auf dem Kernenergieausstieg (niedriger Wirkungsgrad der Kraftwerke), andererseits auf dem Einsatz von Kraftwerken und Anwendungstechnologien mit höherer Effizienz beruht. Auch vor dem Hintergrund der Annahme der Verdopplung des Bruttoinlandsprodukts in Deutschland bis zum Jahr 2050 erfolgt in weiten Bereichen eine Verbesserung der Energienutzungsgrade.

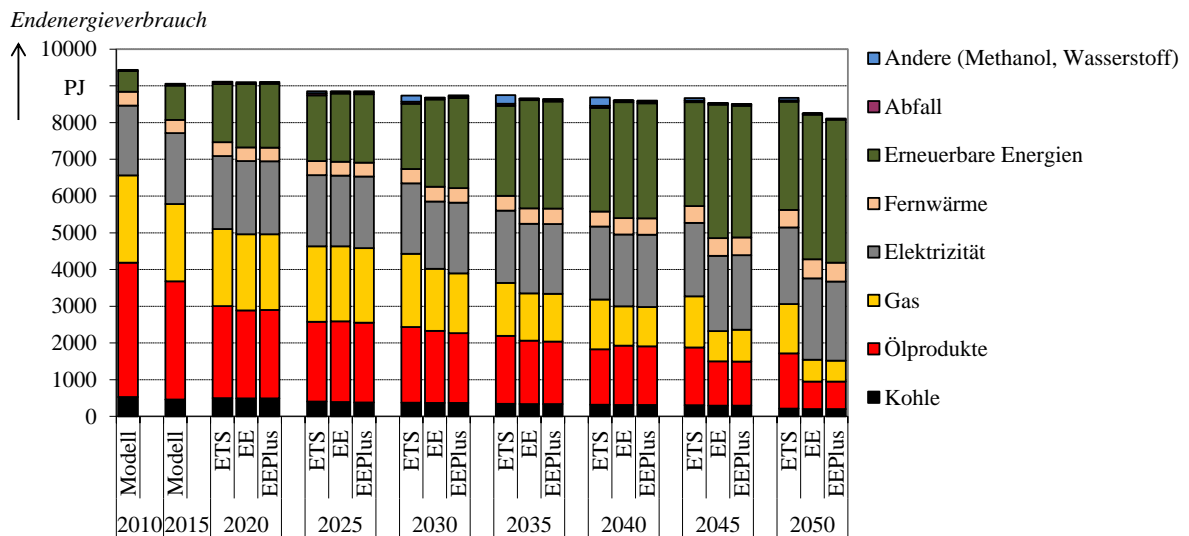


**Abb. 5-16:** Primärenergieverbrauch in Deutschland im Szenarienvergleich



Im ETS-Basisszenario wird die Nutzung der fossilen Energieträger Kohle, Öl und Gas bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu heute weniger reduziert als in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante. Zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien werden in der EE- und EEPlus-Szenariovariante verstärkt Wind- und PV-Anlagen zur Strombereitstellung eingesetzt. Der Primärenergieverbrauch dieser Anlagen ergibt sich dabei aus deren Bilanzierung im Modell. Durch die Bilanzierung der Wind- und PV-Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 100 % und aufgrund der geringeren Wirkungsgrade von Erdgas- und Kohle- bzw. CCS-Kraftwerken ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland mit insgesamt 12.000 PJ im Jahr 2050 im ETS-Basisszenario höher als in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante. Die Problematik der Wirkungsgradmethode liegt darin, dass die realen Wirkungsgrade von Wind- und PV-Anlagen unberücksichtigt bleiben.

Abb. 5-17 zeigt den Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland. Dargestellt ist hier der Endenergieverbrauch nach Energieträgern für die Endverbrauchersektoren über der Zeit. Zu erkennen ist der insgesamt abnehmende Endenergiebedarf bis zum Jahr 2050 in allen drei Szenarien. Dieser Rückgang beruht vor allem auf Effizienzmaßnahmen, z. B. für Wohngebäude. Auch der leichte Bevölkerungsrückgang sowie der Einsatz von Technologien mit höherer Effizienz führen zu sinkenden Endenergieverbräuchen.



**Abb. 5-17:** Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland im Szenarienvergleich

Die Ziele hinsichtlich eines hohen Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch haben zur Folge, dass Bioenergie in Abhängigkeit von den angenommenen Potentialen vermehrt im Verkehr eingesetzt wird, wodurch dieses Potential der Biomasse nicht mehr im Strom- und Wärmesektor zur Verfügung steht (EE- und EEPlus-Szenariovariante). Die Stromerzeugung aus Biomasse liegt in der EE-Szenariovariante bei rund 30 TWh pro Jahr im Jahr 2050. Zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Strom- und Endenergieverbrauch werden in

der EE- und EEPlus-Szenariovariante Wind- und PV-Anlagen zur Strombereitstellung zugebaut.

Der (spezifische) Endenergieverbrauch der Elektrizität steigt in diesen beiden Szenarien mit der Zeit an. Im ETS-Basisszenario liegt der Endenergieverbrauch der Elektrizität in Deutschland im Jahr 2050 bei 2.000 PJ pro Jahr. In der EE- und EEPlus-Szenariovariante steigt der Endenergieverbrauch der Elektrizität auf rund 2.200 PJ pro Jahr an. Der Endenergieverbrauch der Elektrizität beinhaltet den Stromverbrauch der Endenergiesektoren (z. B. Power-to-Heat in Haushalten), jedoch nicht den Stromverbrauch von Power-to-Heat-Anwendungen in der Fernwärme. Die Fernwärmebereitstellung aus den Elektrokesseln und Wärmepumpen in der Fernwärme ist in der Grafik in der Fernwärme berücksichtigt.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch (grün) beinhaltet denjenigen Anteil des Energieverbrauchs erneuerbarer Energien, der direkt in den Endverbrauchersektoren genutzt wird (Biomasse, Solarthermie, Geothermie). Dieser steigt in der EE- und EEPlus-Szenariovariante aufgrund der exogen vorgegebenen Anteile erneuerbarer Energien auf 3.900 PJ pro Jahr bis zum Jahr 2050. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung (z. B. Windstrom und PV-Strom) ist in der Elektrizität (grau) berücksichtigt.

### 5.2.8 Systemkosten in Deutschland

Abb. 5-18 zeigt die Differenz der über den Zeithorizont kumulierten variablen und fixen undiskontierten Betriebskosten, der Investitionen sowie der Kosten für den endogenen Strom- und Biomasseaustausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern. Die Referenz bildet hier das ETS-Basisszenario. Das heißt, dargestellt sind hier die Differenzkosten zwischen der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante und dem ETS-Basisszenario.

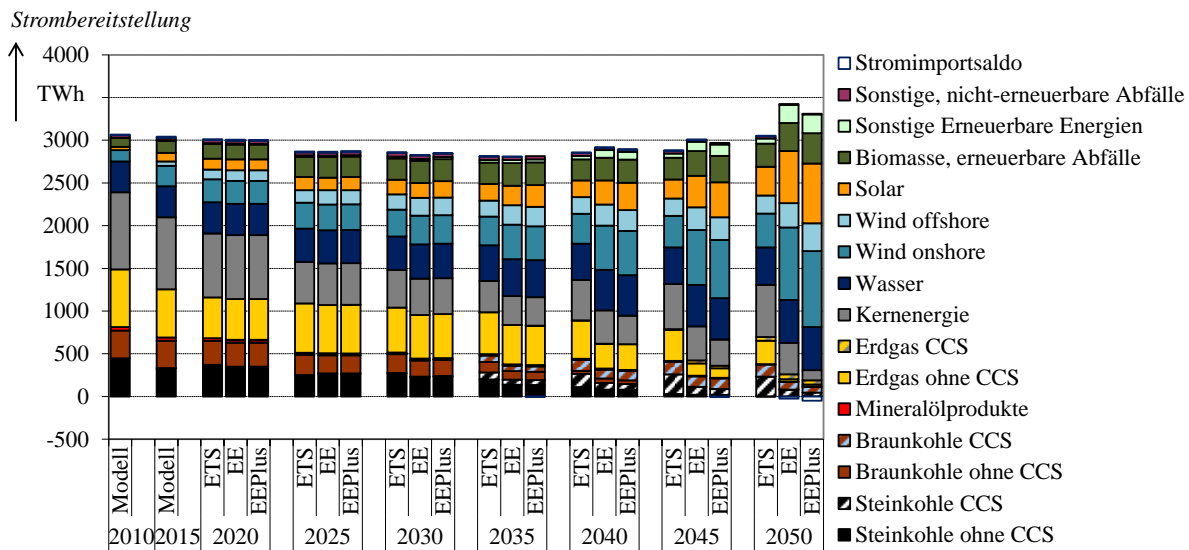
Es zeigt sich, dass mit hohen Treibhausgasminderungszielen und steigenden Anteilen erneuerbarer Energien im Energiesystem von Deutschland und Europa die Gesamtsystemkosten in Deutschland steigen. Hierbei tragen insbesondere die hohen spezifischen Investitionen von Technologien basierend auf Wind, Solarenergie und Geothermie zum Anstieg der Systemkosten bei. Auch in den Sektoren Haushalte, Transport, Industrie und Gewerbe kommen Technologien mit hohen spezifischen Investitionen zum Einsatz (z. B. Wärmepumpen).

Dem gegenüber steht eine Absenkung der variablen, verbrauchsgebundenen Betriebskosten bis zum Jahr 2050 in der EE- und EEPlus-Szenariovariante, die insbesondere auf dem Rückgang der Nutzung fossiler Energieträger mit hohen verbrauchsgebundenen Kosten beruht. Technologien basierend auf Wind und PV weisen hingegen keine variablen, energieträgerbezogenen Kosten auf.

Die Kosten für den Trade beinhalten die Kosten für endogenen Strom- und Biomasseaustausch mit den Nachbarländern. Aufgrund der größeren kumulierten Nettostromexportmenge in der EEPlus-Szenariovariante im Vergleich zur EE-Szenariovariante sinken hier die kumulierten



gegebenen Rahmenbedingungen geringere Stromerzeugungskosten aufweisen als Wind- und PV-Anlagen.



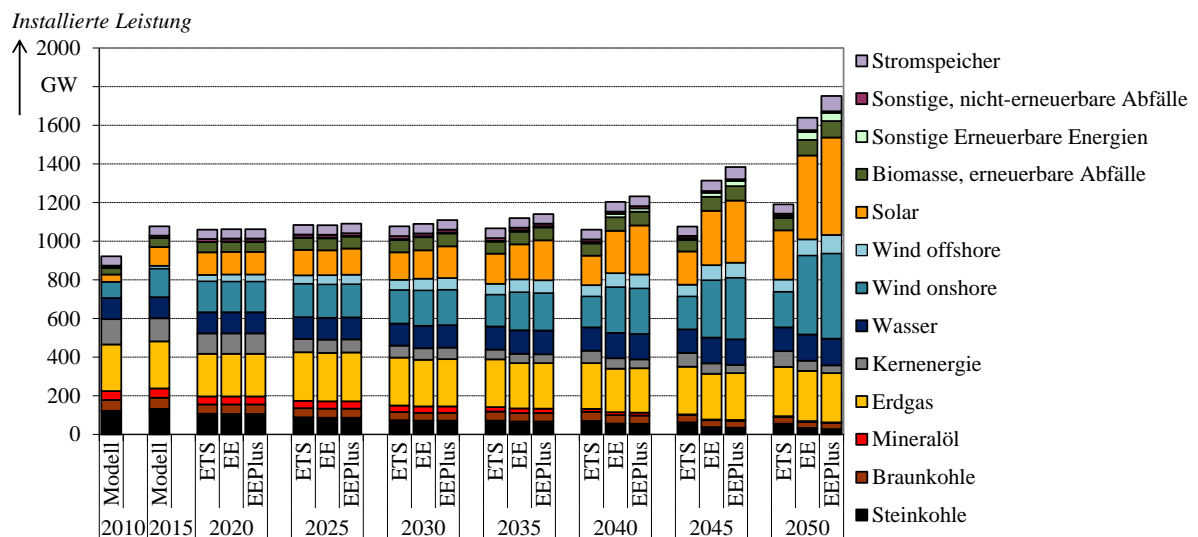
**Abb. 5-19:** Strombereitstellung nach Energieträgern in der EU28 im Szenarienvergleich

Darüber hinaus nimmt die Strombereitstellung aus Erdgas aufgrund der Treibhausgasminde-  
rungsziele in Europa (bindende Restriktion) in allen drei Szenarien ab. Im ETS-Basisszenario  
liegt die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken bei etwa 315 TWh in der EU28 im Jahr 2050.  
Ein Teil der konventionellen Stromerzeugung wird durch CCS-Kraftwerke bereitgestellt. Ab  
dem Jahr 2035 kommen CCS-Kraftwerke zum Einsatz, die zu einer Reduktion der Treibhaus-  
gasemissionen beitragen. Die Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken ist im ETS-Basisszenario  
höher als in der EE- und EEPlus-Szenariovariante. Durch den Einsatz von CCS und Kernener-  
gie können die Treibhausgasemissionen unter den gegebenen Rahmenbedingungen kosten-  
günstiger reduziert werden als durch erneuerbare Energien. Da im ETS-Basisszenario aus-  
schließlich Treibhausgasminderungsziele vorgegeben sind, kann hier ein höherer Anteil der  
Stromerzeugung durch CCS und Kernenergie gedeckt werden als in der EE- und EEPlus-Sze-  
nariovariante, in denen zusätzlich hohe Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien  
am Stromverbrauch (bindende Restriktion) vorgegeben sind. Der Anteil erneuerbarer Energien  
am Stromverbrauch liegt im ETS-Basisszenario bei etwa 60 % in der EU28 im Jahr 2050.  
Effizienzsteigerungen und –maßnahmen führen zu einem abnehmenden Stromverbrauch in den  
Jahren 2025 bis 2035 in allen drei Szenarien. Im weiteren Verlauf ist eine Zunahme des Strom-  
verbrauchs in den Szenariovarianten EE und EEPlus bis zum Jahr 2050 zu erkennen. Der  
Stromverbrauch ergibt sich hier aus der inländischen Stromerzeugung und dem Stromim-  
portsaldo, der in der EU28 gering ist.

Die Ausweitung der Stromnutzung im Energiesystem von Europa trägt zur Integration großer  
Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind und PV) bei. Bei hohen Anteilen erneu-

erbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch können dabei konventionelle Endenergieträger substituiert werden und die Treibhausgasemissionen reduziert werden. Während im ETS-Basisszenario die gesamte Strombereitstellung im Jahr 2050 in der EU28 bei etwa 3.100 TWh pro Jahr liegt, steigt die Strombereitstellung in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante hier auf rund 3.400 bzw. 3.300 TWh pro Jahr an. Die geringere Stromerzeugung bzw. der geringere Stromverbrauch in der EEPlus-Szenariovariante ist auf den höheren vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in der EU zurückzuführen. Hierdurch erhöhen sich die Vollkosten der Stromerzeugung.

Mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien müssen zudem größere Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden (Abb. 5-20). Dies ist auf die Volatilität und die geringere Volllaststundenzahl von Wind- und PV-Anlagen zurückzuführen. Darüber hinaus muss in jeder Region eine flexible Kapazitätsreserve zur Deckung der maximalen Stromlast vorgehalten werden.



**Abb. 5-20:** Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern in der EU28 im Szenarienvergleich

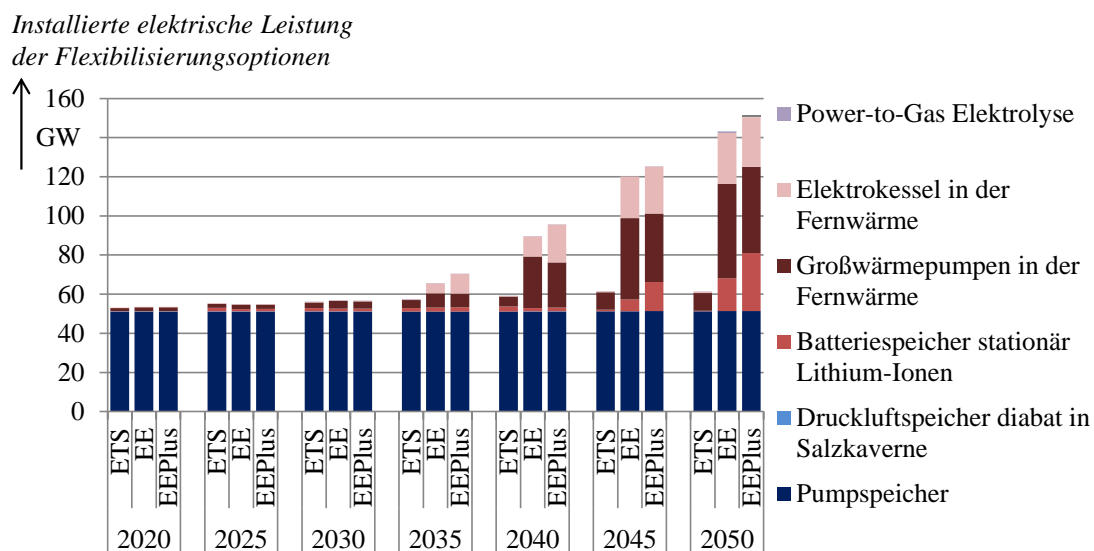
Während die gesamte installierte Erzeugungskapazität im Jahr 2050 im ETS-Basisszenario in der EU28 bei etwa 1.200 GW liegt, steigt die installierte Gesamtleistung in der EE-Szenariovariante auf über 1.650 GW an. In der EEPlus-Szenariovariante, in der ein Mindestanteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von 90 % in Deutschland und Europa angenommen wird, steigt die installierte Leistung bis zum Jahr 2050 auf 1.750 GW.

### 5.3.2 Nutzung der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Europa

Mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien nimmt die Nutzung der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen in Europa zu. Abb. 5-21 zeigt die installierten elektrischen Leistungen unterschiedlicher Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Europa.

Bis zum Jahr 2050 kommen neben den bestehenden Pumpspeichern in der EE- und EEPlus-Szenariovariante zusätzlich insbesondere stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeicher und Power-to-Heat-Anwendungen in der Fernwärme zum Einsatz. Im ETS-Basisszenario erfolgt geringfügig ein Zubau von Power-to-Heat in der Fernwärme. Insbesondere in den Ländern mit hoher Sonnenscheindauer (Frankreich, Italien, Portugal) können durch den Einsatz von Flexibilisierungsoptionen die bereitgestellten Strommengen erhöht werden und so beispielsweise in Zeiten hoher Nachfrage auch in Nachbarländer exportiert werden.

Bei den Stromspeichern wird zur Kurzfristspeicherung in stationäre Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Netz investiert, da bei diesen zukünftig von einer starken Reduktion der spezifischen Investitionen ausgegangen wird und die Stromgestehungskosten gegenüber den anderen Stromspeichertypen bei den Lithium-Ionen-Batteriespeichern im Netz dann am geringsten sind.

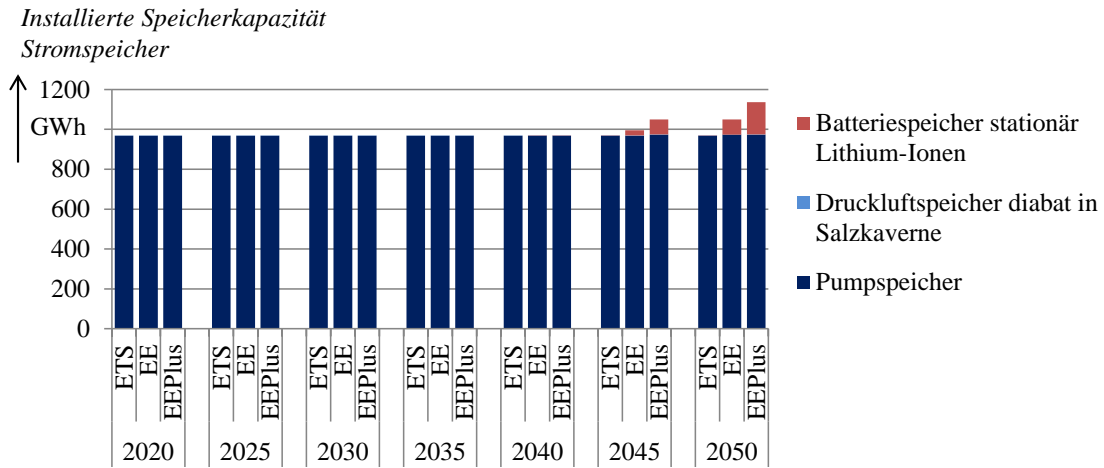


**Abb. 5-21:** Installierte elektrische Leistungen der Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in Europa im Szenarienvergleich

Hierbei liegt die Einspeicherleistung der stationären Lithium-Ionen-Batteriespeicher in Europa im Jahr 2050 bei 17 GW in der EE-Szenariovariante und bei 30 GW in der EEPlus-Szenariovariante. Die Speicherkapazität der stationären Lithium-Ionen-Batteriespeicher liegt im Jahr 2050 bei rund 76 GWh in der EE-Szenariovariante und bei 162 GWh in der EEPlus-Szenariovariante (Abb. 5-22). In Europa werden durch die typtagbasierte zeitliche Auflösung insbesondere Tag-Nacht-Schwankungen ausgeglichen.

Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass Power-to-Heat-Anwendungen einen großen Integrations- und Flexibilisierungsbeitrag in Europa leisten können. Die gesamte installierte elektrische Leistung der Großwärmepumpen und Elektrokessel in der Fernwärme steigt bis zum Jahr 2050 auf rund 70 GW in der EE- und EEPlus-Szenariovariante.

Bei der Wasserelektrolyse wird eine geringe Kapazität von rund 0,8 GW zur Bereitstellung von Wasserstoff in der EE- und EEPlus-Szenariovariante bis zum Jahr 2050 zugebaut (Abb. 5-21). Der bereitgestellte Wasserstoff wird dabei insbesondere im Verkehrssektor eingesetzt. Die Methanisierung wird aufgrund der hohen Kosten und Wirkungsgradverluste nicht genutzt.



**Abb. 5-22:** Installierte Kapazitäten der stationären Stromspeicher in Europa im Szenarienvergleich

Zur Integration erneuerbarer Energien in den Transportsektor kommen in der EE- und EEPlus-Szenariovariante gegenüber dem ETS-Basisszenario verstärkt Strom und Biomasse zum Einsatz. In Tabelle 5-6 ist dazu der Endenergieverbrauch im Transportsektor in der EU28 dargestellt. Während die Nutzung von Ölprodukten und Gas bis zum Jahr 2050 in allen drei Szenarien reduziert wird, steigt der Einsatz von Strom und erneuerbaren Energien (EE) an. Die Nutzung von Strom im Verkehr zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch steigt in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante auf 1.195 bzw. 1.202 PJ pro Jahr bis zum Jahr 2050. Zu den erneuerbaren Energien zählen Biokraftstoffe und Ethanol. Die Kategorie *Andere* beinhaltet Fischer-Tropsch-Diesel, Wasserstoff und Methanol. In der EE- und EEPlus-Szenariovariante kommt zunächst aufgrund der Brennstoffpreisentwicklung Fischer-Tropsch-Diesel (aus Gas) zum Einsatz, der bis zum Jahr 2050 durch Wasserstoff ersetzt wird.

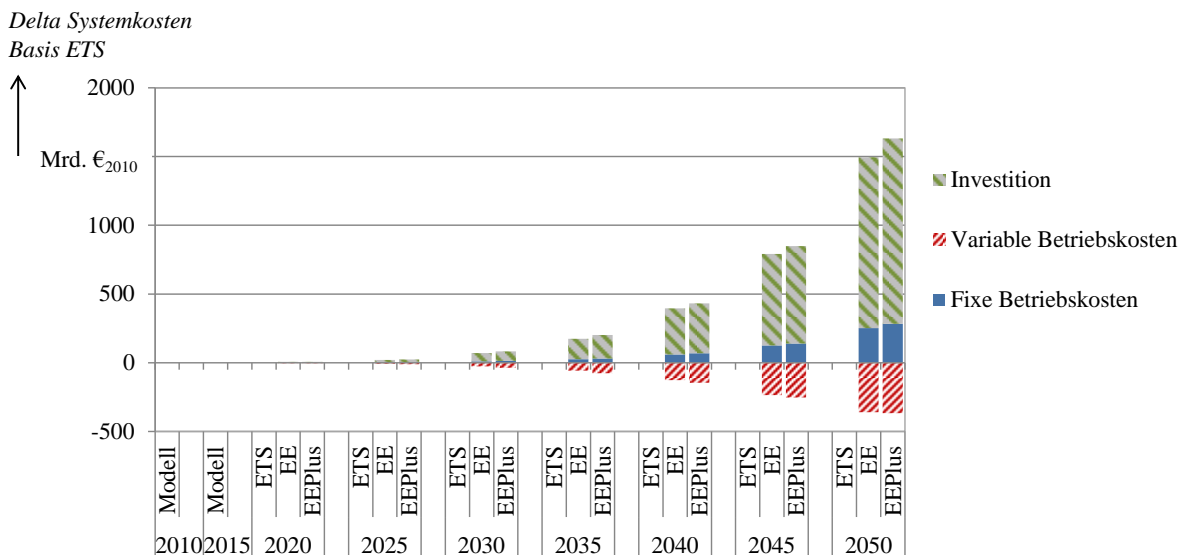
**Tabelle 5-6:** Endenergieverbrauch im Transportsektor in der EU28 im Szenarienvergleich

Endenergie [PJ]	2020			2030			2050		
	ETS	EE	EEPlus	ETS	EE	EEPlus	ETS	EE	EEPlus
<b>Mineralölprodukte</b>	14.734	14.552	14.584	10.014	9.599	9.537	10.457	6.123	6.087
<b>Erdgas</b>	273	273	273	211	249	248	62	14	6
<b>Elektrizität</b>	380	380	380	538	541	541	706	1.195	1.202
<b>EE</b>	2.283	2.377	2.350	4.554	5.227	5.270	5.490	8.320	8.297
<b>Andere</b>	571	659	653	2.345	2.024	2.044	256	127	172

### 5.3.3 Systemkosten in Europa

Abb. 5-23 zeigt die Differenz der kumulierten variablen und fixen undiskontierten Betriebskosten sowie der Investitionen für die EU28. Die Basis bildet das ETS-Basisszenario. Das heißt, dargestellt sind hier die Differenzkosten zwischen der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante und dem ETS-Basisszenario.

Es zeigt sich, dass mit hohen Treibhausgasminderungszielen und der Vorgabe steigender Anteile erneuerbarer Energien im Energiesystem von Deutschland und Europa die undiskontierten Gesamtsystemkosten in der EU28 steigen. Hierbei tragen insbesondere die hohen spezifischen Investitionen von Technologien basierend auf Wind, Solarenergie und Geothermie sowie die hohen Kosten der Flexibilisierungsoptionen wie Wärmepumpen zum Anstieg der Systemkosten bei. Hierbei steigen auch die jährlichen fixen Betriebskosten.



**Abb. 5-23:** Kumulierte undiskontierte Differenz der Systemkosten in der EU28 im Szenarienvergleich im Vergleich zum ETS-Basisszenario

Dem gegenüber steht eine Absenkung der variablen, verbrauchsgebundenen Betriebskosten bis zum Jahr 2050 in den Szenariovarianten EE und EEPlus, die insbesondere auf dem Rückgang der Nutzung fossiler Energieträger mit hohen variablen, verbrauchsgebundenen Betriebskosten beruht. Insgesamt liegen die Mehrkosten in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante in der EU28 im Vergleich zum ETS-Basisszenario bis zum Jahr 2050 bei etwa 1.135 Mrd. Euro<sub>2010</sub> bzw. 1.265 Mrd. Euro<sub>2010</sub>.

## 5.4 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

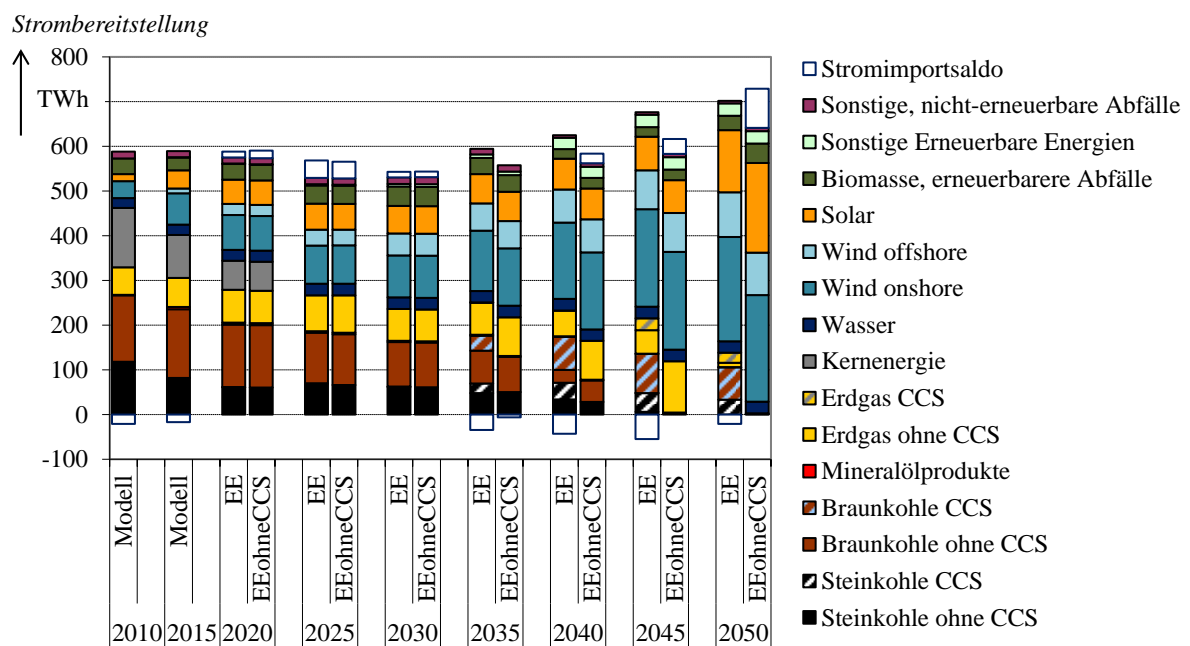
In den folgenden Sensitivitätsanalysen soll zum einen untersucht werden, wie sich ein Zubauverbot von CCS auf das Ergebnis der Optimierung und den Einsatz verschiedener Flexibilisie-



rungs- und Integrationsoptionen auswirkt. Zum anderen sollen in einer weiteren Sensitivitätsanalyse die spezifischen Investitionen von stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern variiert werden, um diejenigen maximalen spezifischen Investitionen zu ermitteln, die die Schwelle für die Investition darstellen (Break Even Point). Ausgangspunkt ist jeweils die EE-Szenariovariante.

#### 5.4.1 Ausschluss von CCS

In dieser Sensitivitätsanalyse soll untersucht werden, wie sich eine Nichtnutzung von CCS (in der Energiewirtschaft und in der Industrie) auf das Energiesystem auswirkt. In Abb. 5-24 ist dazu die Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland dargestellt.



**Abb. 5-24:** Strombereitstellung nach Energieträgern in Deutschland bei Ausschluss von CCS

Die Ergebnisse zeigen, dass im Vergleich zur Variante mit CCS in der EEohneCCS-Szenariovariante bis zum Jahr 2050 im Zeitverlauf im Saldo Strom importiert wird. Insgesamt wird die in der EE-Szenariovariante durch CCS-Kraftwerke bereitgestellte Strommenge in Deutschland in der Variante ohne CCS durch eine stärkere Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind und PV) sowie durch Stromimporte substituiert. Die Stromerzeugung aus Wind und PV liegt in der EEohneCCS-Szenariovariante bei 535 TWh pro Jahr im Jahr 2050, in der EE-Szenariovariante liegt die aus Wind und PV bereitgestellte Strommenge bei 472 TWh. Durch die Verfügbarkeit von Kernenergie in anderen europäischen Ländern und aufgrund der höheren Volllaststundenzahl von Wind- und PV-Anlagen sind die Stromerzeugungskosten in diesen Ländern geringer.

Vor dem Hintergrund der Ausweitung der erneuerbaren Energien steigt die Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland an (Abb. 5-25). Die in der EE-Szenariovariante durch

CCS-Kohle-KWK erzeugte Fernwärme wird in der EEohneCCS-Szenariovariante durch Elektrokessel in der Fernwärme bereitgestellt. Hierdurch steigt der Stromverbrauch gegenüber der EE-Szenariovariante bis zum Jahr 2050 an.

Bereitgestellte bzw. eingesetzte Strommengen der Flexibilisierungsoptionen

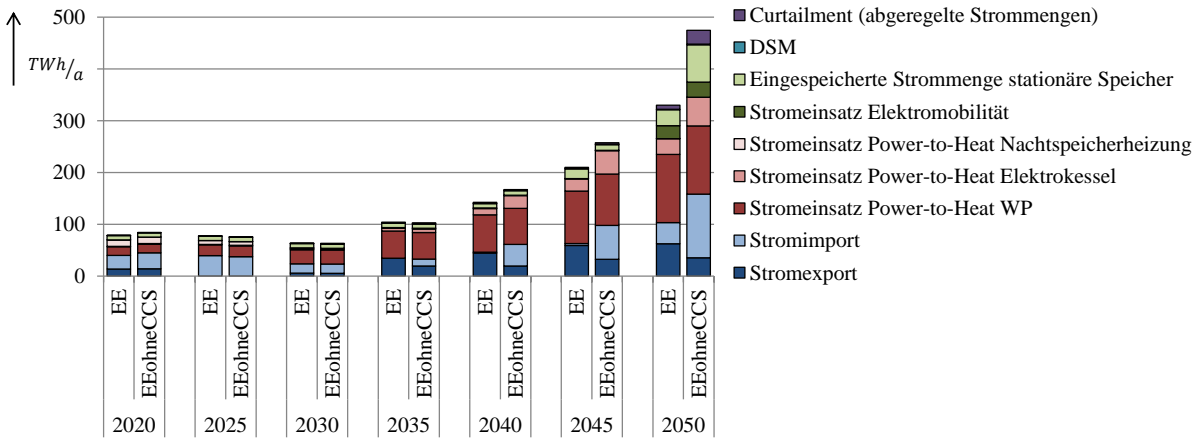


Abb. 5-25: Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland bei Ausschluss von CCS

Der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere PV, führt zu höheren abgeregelten Strommengen sowie zu einem erhöhten Stromspeicherbedarf. In Abb. 5-26 sind dazu die installierten Stromspeicherkapazitäten in Deutschland dargestellt.

Installierte Speicherkapazität Stromspeicher

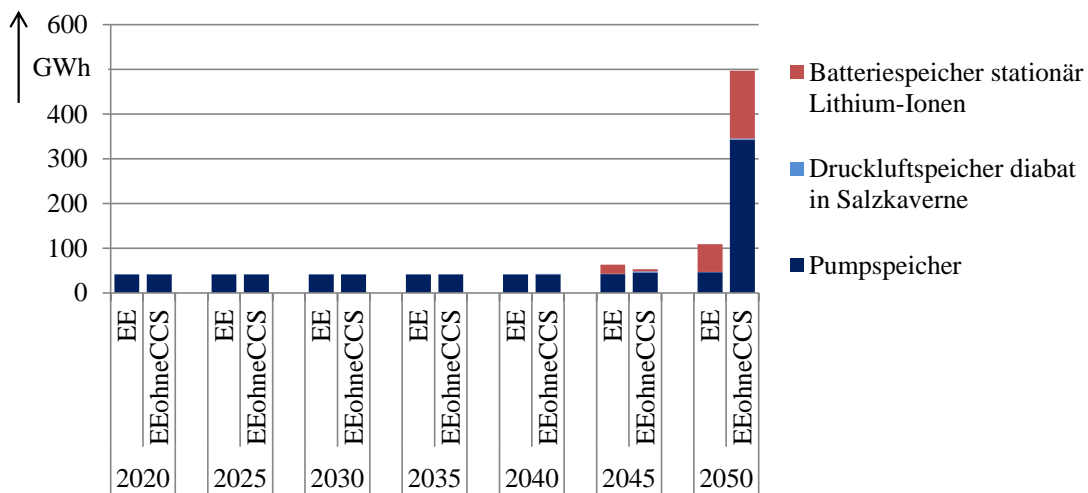
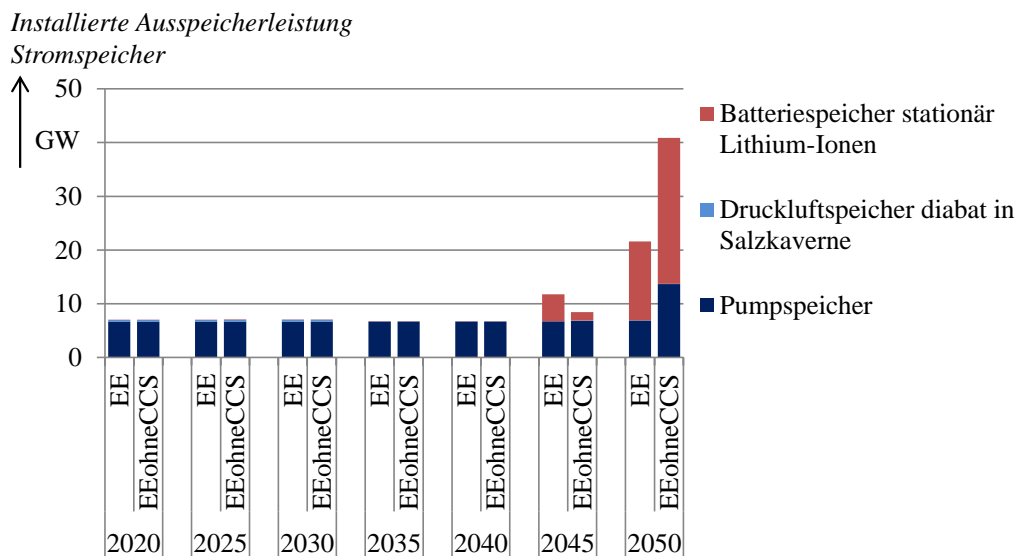


Abb. 5-26: Installierte Kapazitäten von stationären Stromspeichern in Deutschland bei Ausschluss von CCS

Es zeigt sich, dass ohne CCS neben stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern im Netz zusätzlich hohe Pumpspeicherkapazitäten eingesetzt werden. Dies deutet auf einen steigenden Bedarf an Langfristspeichern hin, der sich durch weiter steigende Anteile erneuerbarer Energien im Energiesystem ergibt. Durch die geringeren arbeitsspezifischen Investitionen der

Pumpspeicher im Vergleich zu den Batteriespeichern eignen sich diese für die längerfristige Speicherung von Strom (Speicherung großer Mengen über mehrere Tage bzw. Wochen). Die zugebaute Kapazität an neuen Pumpspeichern liegt bei rund 300 GWh (Potentialobergrenze). Die Ausspeicherleistungen sind in Abb. 5-27 dargestellt. Bei den neu zugebauten Pumpspeichern in der EEohneCCS-Szenariovariante liegt das Verhältnis von Speicherkapazität und Speicherleistung bei 43 kWh pro kW, bei den Batteriespeichern bei 5,6 kWh pro kW. In der EE-Szenariovariante liegt das Verhältnis bei den Pumpspeichern bei 6,7 kWh pro kW und bei den Batteriespeichern bei 4,2 kWh pro kW.

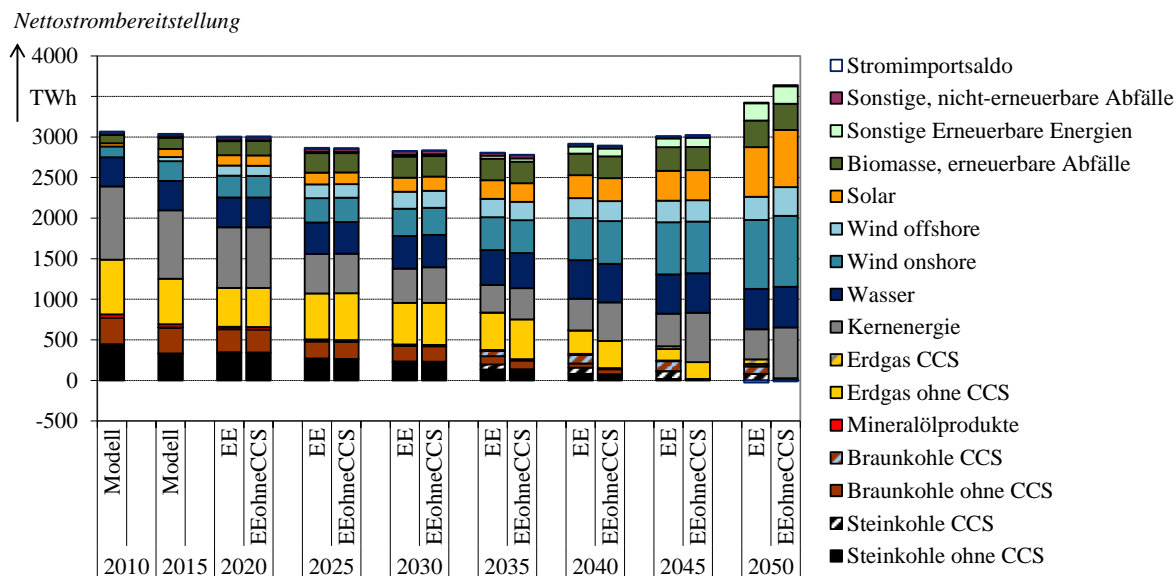


**Abb. 5-27:** Installierte Ausspeicherleistungen von stationären Stromspeichern in Deutschland bei Ausschluss von CCS

Insgesamt deuten die Ergebnisse darauf hin, dass CCS einen Beitrag zur Integration und Flexibilisierung leisten kann. Durch die Flexibilität und Steuerbarkeit der konventionellen Kraftwerke in Kombination mit CCS sinkt der Bedarf an Stromspeichern. Für die CCS-Kraftwerke wird dabei angenommen, dass sie eine ähnliche Betriebsflexibilität aufweisen wie Kraftwerke ohne CCS. Bei Ausschluss von CCS hingegen steigt die Notwendigkeit der Integration von Stromspeichern zum zeitlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage stark an.

In der EU28 werden diejenigen Strommengen, die in der EE-Szenariovariante durch CCS-Kraftwerke bereitgestellt werden, in der EEohneCCS-Szenariovariante sowohl durch Wind und PV als auch durch neu zugebaute Kernkraftwerke ersetzt (Abb. 5-28). Insgesamt steigt der Stromverbrauch in Europa in der EEohneCCS-Szenariovariante gegenüber der EE-Szenariovariante an. Die in der EE-Szenariovariante durch CCS-Kohle-KWK bereitgestellte Fernwärme wird in der EEohneCCS-Szenariovariante durch Power-to-Heat substituiert. In der Industrie steigt der Stromverbrauch an, da durch den Ausschluss von CCS weniger Kohle zur Endenergiebereitstellung eingesetzt werden kann. Dies wird durch eine stärkere Elektrifizierung ausgeglichen.

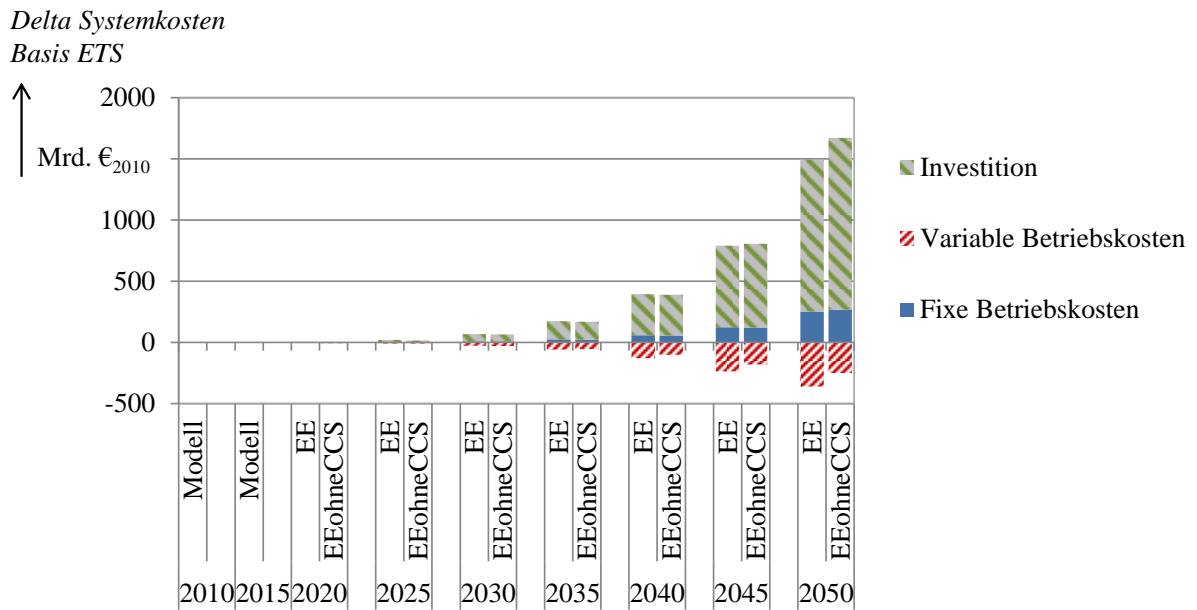
Durch die zunehmend fluktuierende Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen müssen größere Strommengen zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage gespeichert werden. Die ausgespeicherten Strommengen liegen in der EU28 in der EEohneCCS-Szenariovariante bei 140 TWh pro Jahr im Jahr 2050. In der EE-Szenariovariante liegt die ausgespeicherte Strommenge bei 56 TWh pro Jahr.



**Abb. 5-28:** Strombereitstellung nach Energieträgern in der EU28 bei Ausschluss von CCS

Mit dem Ausschluss von CCS steigen die Gesamtsystemkosten in Europa im Vergleich zur Variante mit CCS deutlich an. Abb. 5-29 zeigt dazu die Differenz der kumulierten variablen und fixen undiskontierten Betriebskosten sowie der Investitionen für die EU28 in der EE- und EEohneCCS-Szenariovariante. Die Basis bildet das ETS-Basisszenario. Das heißt, dargestellt sind hier die Differenzkosten zwischen der EE- bzw. EEohneCCS-Szenariovariante und dem ETS-Basisszenario.

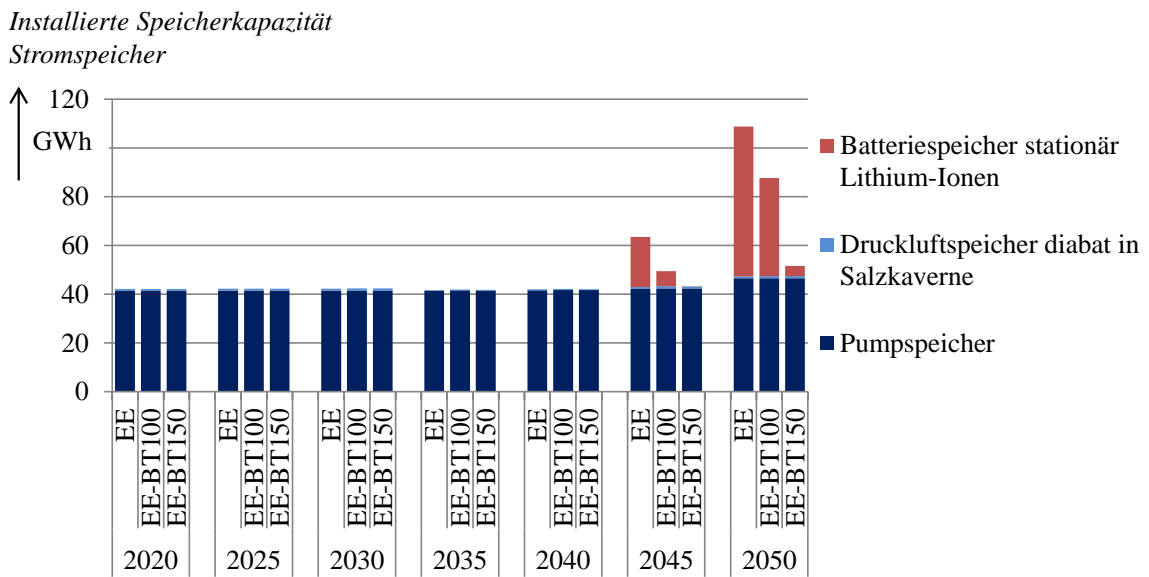
Durch die steigende Nutzung von Kernenergie, Biomasse und Abfällen in der EEohneCCS-Szenariovariante steigen die verbrauchsgebundenen variablen Kosten. Die Investitionskosten steigen aufgrund der stärkeren Investition in Technologien basierend auf erneuerbaren Energien. Die kumulierten Mehrkosten in der Variante ohne CCS liegen bei 287 Mrd. €<sub>2010</sub> im Vergleich zur Variante mit CCS.



**Abb. 5-29:** Kumulierte undiskontierte Differenz der Systemkosten in der EU28 bei Ausschluss von CCS im Vergleich zum ETS-Basisszenario

### 5.4.2 Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern

In der folgenden Sensitivitätsanalyse sollen die spezifischen Investitionen von stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern im Netz variiert werden, um diejenigen maximalen spezifischen Investitionen zu ermitteln, die die Schwelle für die Investition darstellen (Break Even Point). In Abb. 5-30 sind dazu die installierten Kapazitäten von Stromspeichern in Deutschland für die EE-Szenariovariante sowie für zwei Sensitivitäten dargestellt.

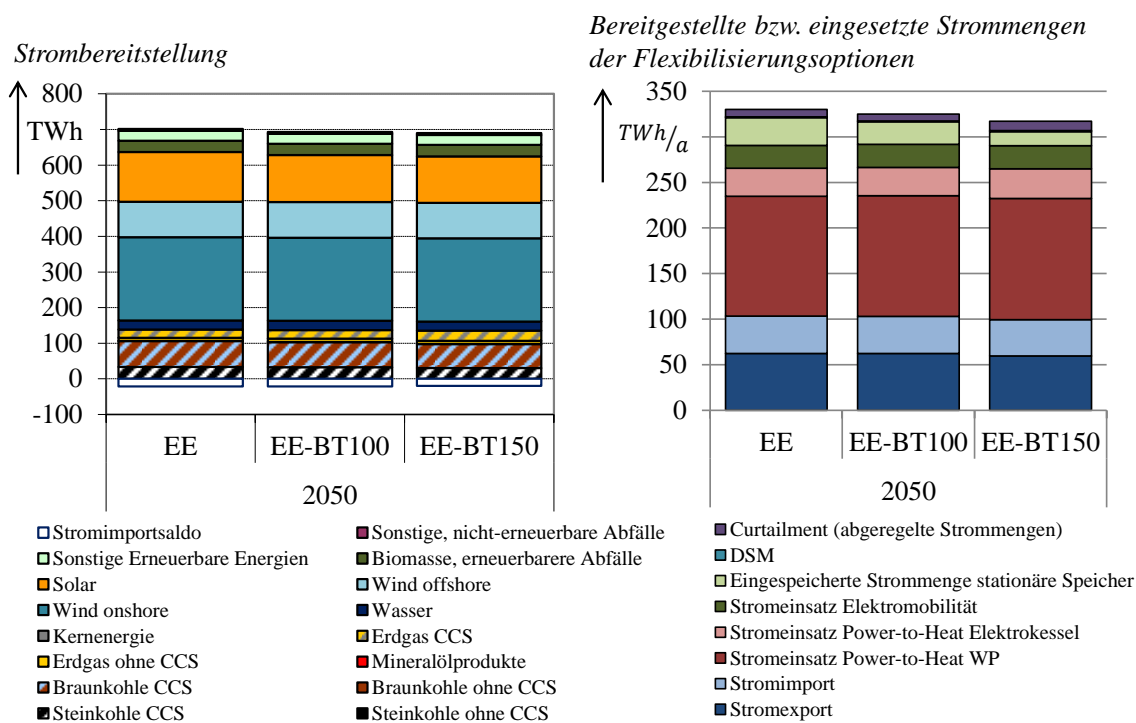


**Abb. 5-30:** Installierte Kapazitäten von stationären Stromspeichern in Deutschland bei Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern

In der Sensitivität EE-BT100 wird von einer Reduktion der spezifischen Investitionen der stationären Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Netz auf 100 €/kWh bis zum Jahr 2050 ausgegangen (bei konstanten leistungsspezifischen Investitionen für die Konverter). In der zweiten Sensitivität EE-BT150 wird von einer Reduktion der spezifischen Investitionen auf 150 €/kWh bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die ursprünglich angenommenen spezifischen Investitionen der stationären Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Netz liegen bei 90 €/kWh im Jahr 2050 (EE-Szenariovariante). Es zeigt sich, dass die Schwelle für die Investition in Deutschland (und Europa) bei rund 150 €/kWh liegt. Hier wird im Jahr 2050 nur eine minimale Kapazität zugebaut.

Insgesamt zeigt sich, dass die Batteriespeicher nur dann einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten können, wenn die Kosten im Vergleich zu heute weiter deutlich sinken werden. Es ist erkennbar, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen keine Verschiebung von Batteriespeichern zu anderen Stromspeichertypen (z. B. Pumpspeicherkraftwerken) auftritt.

Vor dem Hintergrund der anderen Flexibilisierungsoptionen werden die geringeren Stromspeicherkapazitäten in der EE-BT150-Szenariovariante in Deutschland zum Teil durch Power-to-Heat sowie durch eine Reduktion der Stromexporte ausgeglichen. In Abb. 5-31 sind dazu die Strombereitstellung nach Energieträgern (links) sowie die Nutzung der Flexibilisierungsoptionen (rechts) in Deutschland im Jahr 2050 bei Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern dargestellt.

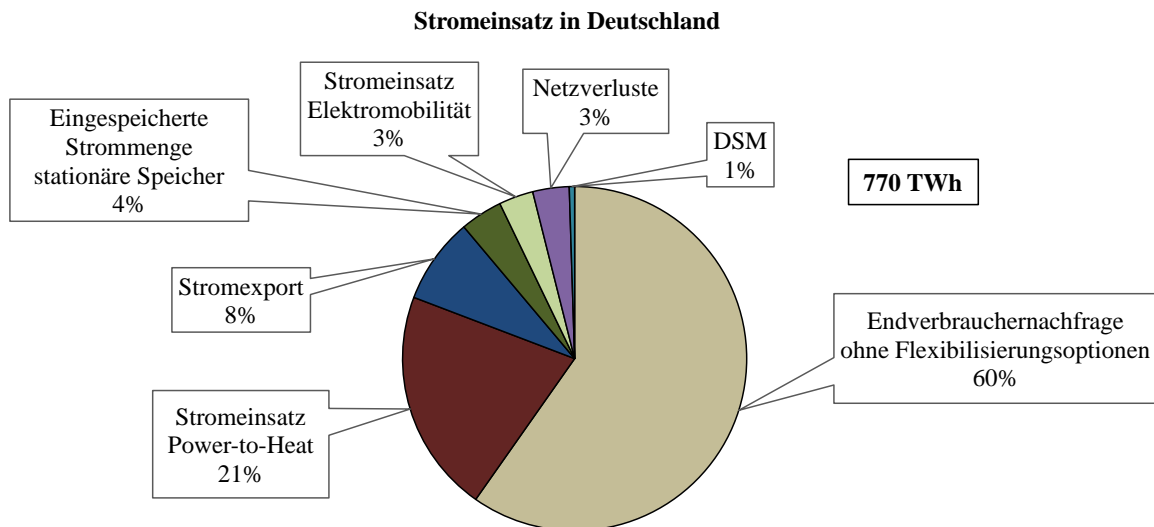


**Abb. 5-31:** Strombereitstellung und Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Jahr 2050 bei Variation der spezifischen Investitionen von Batteriespeichern

Die Ergebnisse zeigen, dass die Stromerzeugung aus PV-Anlagen und der Stromexport bei höheren spezifischen Investitionen der Batteriespeicher leicht sinken. Darüber hinaus steigt die abgeregelte Strommenge (Curtailment) an, da aufgrund der höheren Stromspeicherkosten geringere Stromspeicherkapazitäten zur Speicherung des Überschussstroms zur Verfügung stehen.

### 5.5 Schlussfolgerungen aus der Szenarienanalyse

Aus der Szenarienanalyse geht hervor, dass die Nutzung von Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem von Deutschland und Europa durch die Ausweitung der erneuerbaren Energien ansteigt. Hierdurch können zeitliche und räumliche Schwankungen in der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgeglichen werden. Die unter den in dieser Arbeit geltenden Rahmenannahmen vorgegebenen Ziele hinsichtlich der Treibhausgasminderung und des Ausbaus erneuerbarer Energien können durch eine Ausweitung der Stromnutzung im Energiesystem (Elektrifizierung) erreicht werden. Abb. 5-32 zeigt die Stromnutzung in Deutschland im Jahr 2050 (EE-Szenariovariante mit 80 % Treibhausgasminderungsziel). Zu beachten ist hier, dass der Stromeinsatz der stationären Stromspeicher und des DSM keinen Letztverbrauch darstellt, sondern der Strom zur späteren Nutzung zwischengespeichert wird.



**Abb. 5-32:** Stromeinsatz in Deutschland im Jahr 2050 in der EE-Szenariovariante

Der Anstieg des Stromeinsatzes gegenüber heute beruht auf einer Veränderung der Stromverbrauchsstruktur. Während die herkömmliche Endverbraucherlast durch Effizienzmaßnahmen etwas gesenkt werden kann, steigt der Stromverbrauch neuer Stromanwendungen.

Es zeigt sich, dass Power-to-Heat-Anwendungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Energiesystem im Jahr 2050 einen großen Integrations- und Flexibilisierungsbeitrag leisten können. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass der Strom- und Wärmemarkt zukünftig stär-

ker miteinander verknüpft sein werden. Die Nutzung von Elektrokesseln bzw. Kompressionswärmepumpen und Wärmespeichern in der Fernwärme und in Haushalten erweist sich als kostenoptimale Option zur Integration erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt. Hierdurch steigt der gesamte Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 in Deutschland und Europa gegenüber heute an.

Die Wärmespeicher dienen zum einen der Flexibilisierung der KWK in der Fernwärme bzw. der gleichmäßigen Auslastung von Heizungstechnologien in Haushalten, zum anderen der Speicherung von Wärme aus Power-to-Heat-Anwendungen. Es ist zu beachten, dass Wärmepumpen und Elektrokessel keine reinen Flexibilisierungsmaßnahmen darstellen, da diese primär der Deckung des Wärmebedarfs dienen.

Als reine Flexibilisierungsmaßnahme erweisen sich stationäre Lithium-Ionen-Batterien im Netz zur kurzfristigen Flexibilisierung der Strombereitstellung und –nachfrage als ökonomisch sinnvoll, da diese im Vergleich zu anderen Stromspeichertypen bei entsprechender Kostenreduktion geringere Stromspeicherkosten aufweisen. Insgesamt zeigt sich, dass die Batteriespeicher nur dann einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können, wenn die Kosten im Vergleich zu heute stark genug sinken. In einer Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass die Schwelle für die Investition in Deutschland und Europa bei rund 150 €/kWh liegt.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Nutzung zusätzlicher Stromspeicherkapazitäten insbesondere durch die Ausweitung der PV und den damit einhergehenden Anstieg der negativen Residuallast getrieben ist. Der Stromeinsatz der stationären und mobilen Stromspeicher (Elektromobilität) steigt ab dem Jahr 2045 gleichzeitig mit der deutlich zunehmenden Stromerzeugung aus PV stark an. Die Stromspeicher nehmen den Überschussstrom aus PV zur Mittagszeit auf und speichern diesen für die Nutzung in späteren Zeitpunkten.

Stromspeicher sind gegenüber den DSM-Maßnahmen flexibler einsetzbar, da bei DSM die Kompensationszeiten und geringeren Potentiale zu berücksichtigen sind. Die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen stellt auch eine kostengünstige Maßnahme dar (Curtailment). Die abgeregelten Strommengen stehen jedoch später nicht mehr zur Deckung des Energiebedarfs zur Verfügung.

Darüber hinaus zeigt sich, dass CCS bei den angestrebten weitgehenden CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen (z. B. 80 %) auch einen wichtigen Flexibilisierungsbeitrag in Deutschland und Europa leisten kann. Durch die Flexibilität und Steuerbarkeit der konventionellen Kraftwerke in Kombination mit CCS sinkt hier der Bedarf an Stromspeichern und anderen Flexibilisierungsoptionen.

Ohne CCS werden neben stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern im Netz zusätzlich hohe Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland eingesetzt. Dies deutet auf einen steigenden Bedarf an Langfristspeichern hin, der sich durch weiter steigende Anteile erneuerbarer Energien im Energiesystem ergibt. Die durch CCS-Kohle-KWK bereitgestellte Fernwärme wird bei Ausschluss von CCS durch Elektrokessel in der Fernwärme erzeugt. Hierdurch steigt der Gesamtstromverbrauch in Deutschland weiter an.



Die Ergebnisse zeigen, dass in Deutschland ohne CCS im Zeitverlauf im Saldo Strom importiert wird. Insgesamt wird die sonst durch CCS-Kraftwerke bereitgestellte Strommenge in Deutschland ohne CCS durch eine stärkere Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien sowie durch Stromimporte substituiert. Durch die Verfügbarkeit von Kernenergie in anderen europäischen Ländern und aufgrund der höheren Volllaststundenzahl von Wind- und PV-Anlagen sind die Stromerzeugungskosten in diesen Ländern geringer.

Der Einsatz von CCS weist darauf hin, dass damit CO<sub>2</sub>-Emissionen abhängig von den Rahmenbedingungen kostengünstiger gesenkt werden können als durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Nutzung von CCS, erneuerbaren Energien und Flexibilisierungsoptionen ist dabei abhängig von der Kostenentwicklung der jeweiligen Technologien. Aufgrund der hohen Kosten und Wirkungsgradverluste ist der Beitrag von Power-to-Gas und Gasspeichern im Energiesystem von Deutschland und Europa unter den gegebenen Rahmenbedingungen gering.



## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Das Energiekonzept der Bundesregierung sowie die Ziele der EU sehen eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Energiesystem sowie eine Reduktion der Treibhausgasemissionen vor. Hiernach sollen die Treibhausgasemissionen in der EU bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Zur Integration großer Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien sind Flexibilisierungsoptionen notwendig, um zeitliche und räumliche Schwankungen in der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgleichen zu können. Vor diesem Hintergrund war das Ziel der Arbeit die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien in Deutschland und Europa mittels eines linearen mathematischen Optimierungsmodells. Im Zentrum stand dabei die Weiterentwicklung des Energiesystemmodells TIMES PanEU durch eine differenzierte Darstellung verschiedener Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen sowie die damit einhergehende notwendige Erhöhung der zeitlichen Auflösung.

Bisherige Modellierungsansätze zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Speichern fokussieren in erster Linie auf den Strommarkt. Dabei werden Modellansätze mit einer stündlichen Auflösung herangezogen, deren Optimierungszeitraum, aufgrund steigender Rechenzeiten, bei einem Jahr liegt. Eine hohe räumliche Auflösung ermöglicht darüber hinaus die detaillierte Abbildung von Stromnetzen und regional differenzierter Fernwärmenachfrage (vgl. [14], [12], [13], [131], [132], [133], [134], [135], [77], [136], [137], [17]). Im Energiesystemmodell TIMES PanEU werden für alle Energiesektoren die Transformationspfade von der Primärenergie bis zur End- und Nutzenergie berücksichtigt.

Zur Analyse des Speicherbedarfs wurden zunächst die methodischen Herausforderungen bei der Modellierung von Energiespeichern in Energiesystemmodellen diskutiert. Eine methodische Herausforderung besteht darin, sowohl die notwendige zeitliche und räumliche Struktur eines Modells als auch die Lösbarkeit des Modells zu gewährleisten. Eine hohe zeitliche Auflösung, z. B. eine stündliche Auflösung, ermöglicht die Abbildung großer Schwankungen in den Einspeiseganglinien sowie die Darstellung von Lastspitzen und Lasttälern.

Zur Abbildung von Speichern wurde ein Konzept basierend auf einer Modellierung von aufeinanderfolgenden Zeitschritten entwickelt. Die detaillierte Abbildung von Energiespeichern erfordert neben einer hohen tageszeitlichen Auflösung eine zeitliche Auflösung basierend auf repräsentativen, zusammenhängenden Zeitsegmenten über mehrere Tage bzw. Wochen. Zur detaillierten Abbildung von Speicherprozessen wurde für Deutschland eine zeitliche Auflösung basierend auf fünf Typwochen mit dreistündlicher Auflösung gewählt (280 Zeitsegmente).

Zur Validierung der Eignung der gewählten zeitlichen Auflösung wurde vereinfacht die Strommenge aus negativer Residuallast in Deutschland als Indikator für den Speicher- bzw. Flexibilisierungsbedarf herangezogen. Basierend auf einem Stromlastgang sowie Einspeiseganglinien für Wind und PV in stündlicher Auflösung wurden Residuallastgänge von einer Typwoche pro

Jahreszeit mit dreistündlicher zeitlicher Auflösung abgeleitet. Für die Einspeiseganglinien von Wind und PV wurde eine Variante mit Mittelwertbildung, eine weitere Variante ohne Mittelwertbildung durch Auswahl typischer, repräsentativer Tage betrachtet. Es zeigt sich, dass sowohl die Strommenge aus negativer Residuallast als auch die maximale und minimale Residuallast im Verfahren ohne Mittelwertbildung mit geringer Abweichung den Werten einer stündlichen Auflösung entspricht. Eine Mittelwertbildung führt hingegen zu starken Abweichungen. Basierend auf der höheren zeitlichen Auflösung wurden methodische Ansätze zur Modellierung von Energiespeichern und anderen Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen in dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU entwickelt. In diesem Zusammenhang wurde die modellbasierte Darstellung der Speicher als Abfolge von drei Einzelprozessen (Einspeicherung, Speicherung, Ausspeicherung) erläutert. Anschließend wurde die Modellierung der Flexibilisierungsoptionen in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr (weiter)entwickelt:

- Stromspeicher: Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batteriespeicher (stationär, mobil)
- Wärmespeicher mit Elektrokessel/Wärmepumpe in der Fernwärme
- Wärmespeicher mit Heizstab bzw. Nachtspeicherheizung in Haushalten
- Wasserstoffspeicher mit Power-to-Gas
- Demand Side Management
- Curtailment und Stromaustausch

Hierbei wurde insbesondere auf die Modellierung des Referenzenergiesystems der einzelnen Optionen sowie auf die Einbindung in das bestehende Modell eingegangen. In diesem Zusammenhang wurde auch die mathematische Formulierung der notwendigen Restriktionen (z. B. zur Modellierung des Demand Side Management) dargestellt.

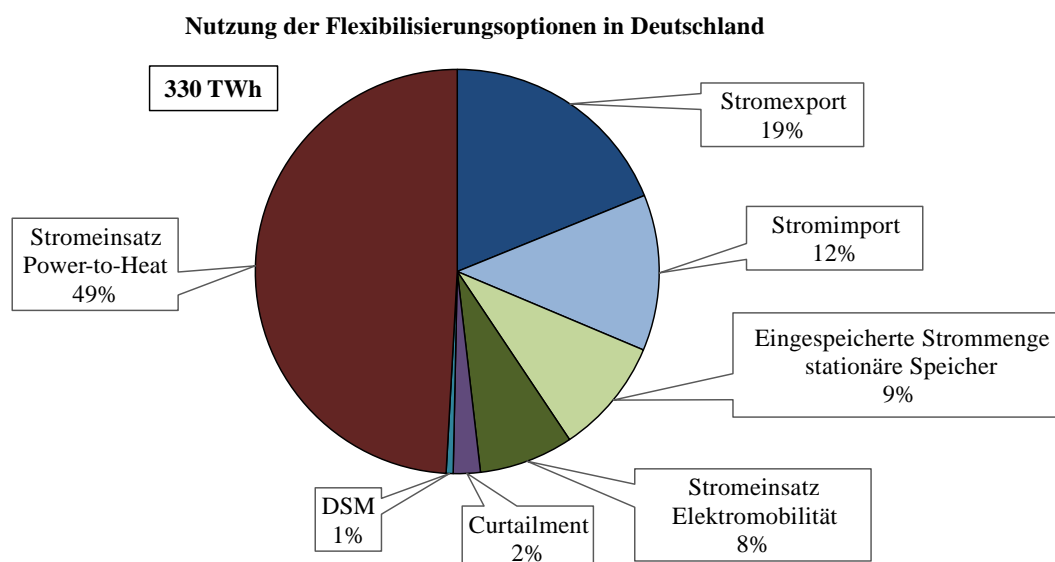
Zur Untersuchung der Rolle der verschiedenen Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem wurden basierend auf einem ETS-Basisszenario, in dem von einer Reduktion der Treibhausgasemissionen gemäß ETS ausgegangen wird, verschiedene exemplarische Szenariovarianten für die energiewirtschaftliche Analyse abgeleitet. In der EE-Szenariovariante wird als langfristiges Treibhausgasreduktionsziel in der EU28 eine Minderung der Treibhausgase um 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990 festgesetzt. Darüber hinaus wird ein Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 75 % in der EU28 und 60 % in Deutschland bis zum Jahr 2050 angenommen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch soll im Jahr 2050 80 % in der EU28 und gemäß Energiekonzept 80 % in Deutschland betragen. In der EEPlus-Szenariovariante wird von einem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Deutschland und Europa von 90 % bis zum Jahr 2050 ausgegangen.

Die Ergebnisse der modellgestützten Analyse zeigen, dass die unter den in dieser Arbeit geltenden Rahmenannahmen vorgegebenen Ziele hinsichtlich der Treibhausgasminderung und des Ausbaus erneuerbarer Energien durch eine Ausweitung der Stromnutzung durch Stroman-

wendungen im Energiesystem erreicht werden können. Dabei steigt der gesamte Stromverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2050 in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante auf 680 bzw. 660 TWh pro Jahr an.

Neben erneuerbaren Energien kommt zusätzlich CCS zum Einsatz. Die Nutzung von CCS weist darauf hin, dass damit CO<sub>2</sub>-Emissionen abhängig von den Rahmenbedingungen und der Kostenentwicklung kostengünstiger gesenkt werden können als durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. CCS kann einen Beitrag zur Integration und Flexibilisierung leisten und den Bedarf an Stromspeichern und anderen Flexibilisierungsmaßnahmen senken. Ohne CCS werden neben stationären Lithium-Ionen-Batteriespeichern im Netz zusätzlich hohe Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland eingesetzt. Dies deutet auf einen steigenden Bedarf an Langzeitspeichern hin, der sich durch weiter steigende Anteile erneuerbarer Energien im Energiesystem ergibt.

Es ist erkennbar, dass der Bedarf an Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem getrieben ist durch die Ausweitung der erneuerbaren Energien. Während zunächst kostengünstige Optionen wie Stromexport und –import, DSM, Curtailment und bestehende Stromspeicher bzw. Power-to-Heat-Anwendungen zum zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Stromangebot und –nachfrage eingesetzt werden, werden mit dem stärkeren Anstieg der Strommenge aus negativer Residuallast zusätzlich Optionen zugebaut. Insgesamt liegt der Einsatz der betrachteten Flexibilisierungsoptionen in Deutschland in der EE- und EEPlus-Szenariovariante bei über 300 TWh pro Jahr im Jahr 2050. Abb. 6-1 zeigt die Nutzung der unterschiedlichen Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Jahr 2050. Dargestellt sind hier der Stromeinsatz bzw. die bereitgestellten Strommengen der Optionen.



**Abb. 6-1:** Nutzung der Flexibilisierungsoptionen in Deutschland im Jahr 2050 in der EE-Szenariovariante

Es zeigt sich, dass Power-to-Heat-Anwendungen mit dem Anstieg der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien einen großen Integrations- und Flexibilisierungsbeitrag leisten können.

Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass der Strom- und Wärmemarkt zukünftig stärker miteinander verknüpft sein werden. Die Nutzung von Power-to-Heat in der Fernwärme und in Haushalten erweist sich als kostenoptimale Option zur Integration erneuerbarer Energien in den Wärmemarkt. Es ist zu beachten, dass Wärmepumpen und Elektrokessel keine reinen Flexibilisierungsmaßnahmen darstellen, da diese primär der Deckung des Wärmebedarfs dienen. Aufgrund des Anstiegs der Fernwärmeerzeugung durch Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland bis zum Jahr 2050 nehmen hier die gespeicherten Wärmemengen zu. Der Speicherbedarf, der zusätzlich zu der Flexibilisierung der KWK-Anlagen auftritt, dient der zeitlichen Verschiebung der Wärmebereitstellung aus Elektrokesseln und Großwärmepumpen in der Fernwärme. Die installierte elektrische Leistung der Elektrokessel liegt in der EE- und EEPlus-Szenariovariante im Jahr 2050 bei rund 25 GW.

Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus einen Anstieg der eingesetzten Strommengen bei Power-to-Heat-Anwendungen in Haushalten. Die Wärmepumpen machen dabei den größten Anteil aus, da sie zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen. Die Nutzung der Elektroheizstäbe sinkt am Ende des betrachteten Zeithorizontes leicht, was zum einen auf einen zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen in Haushalten zurückzuführen ist, zum anderen auf die Nutzung anderer Flexibilisierungskonzepte. Durch die Netznutzungsentgelte sind die Endverbraucherstrompreise höher als die marginalen Strompreise im Netz. Die höheren Haushaltsstrompreise führen zu einem ökonomischen Einsatz von Wärmepumpen mit hoher Bezugsenergieeffizienz.

Als reine Flexibilisierungsmaßnahme erweisen sich stationäre Lithium-Ionen-Batterien im Netz zur kurzfristigen Flexibilisierung der Strombereitstellung und –nachfrage als ökonomisch sinnvoll, da diese im Vergleich zu anderen Stromspeichertypen bei entsprechender Kostenreduktion geringere Stromspeicherkosten aufweisen. Insgesamt zeigt sich, dass die Batteriespeicher nur dann einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können, wenn die Kosten im Vergleich zu heute stark genug sinken. In einer Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass die Schwelle für die Investition in Deutschland und Europa bei rund 150 €/kWh liegt. Die gesamte installierte Batteriespeicherkapazität in Deutschland liegt in der EE-Szenariovariante bei rund 61 GWh und in der EEPlus-Szenariovariante bei 126 GWh im Jahr 2050.

Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass die Nutzung zusätzlicher Stromspeicherkapazitäten insbesondere durch die Ausweitung der PV und den damit einhergehenden Anstieg der negativen Residuallast getrieben ist. Der Stromeinsatz der stationären und mobilen Stromspeicher (Elektromobilität) steigt ab dem Jahr 2045 gleichzeitig mit der deutlich zunehmenden Stromerzeugung aus PV stark an. Bis zum Jahr 2050 kommen in Deutschland rund 12 bis 15 Mio. Elektroautos (BEV) zum Einsatz, der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge beträgt 25 bis 30 TWh pro Jahr.

Die Mehrkosten bei Vorgabe hoher Treibhausgasminderungsziele und hoher Anteile erneuerbarer Energien im Energiesystem liegen in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante in Deutschland im Vergleich zum ETS-Basisszenario bis zum Jahr 2050 bei etwa 467 Mrd. Euro<sub>2010</sub> bzw.

525 Mrd. Euro<sub>2010</sub>. In der EU28 liegen die Mehrkosten bei etwa 1.135 Mrd. Euro<sub>2010</sub> bzw. 1.265 Mrd. Euro<sub>2010</sub>.

Für Europa zeigt sich, dass die gesamte Stromerzeugung im ETS-Basisszenario im Jahr 2050 in der EU28 bei etwa 3.100 TWh pro Jahr liegt, während die Stromerzeugung in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante durch eine Elektrifizierung des Energiesystems auf rund 3.400 bzw. 3.300 TWh pro Jahr ansteigt. Die Nutzung von CCS und Kernenergie weist darauf hin, dass damit CO<sub>2</sub>-Emissionen unter den betrachteten Rahmenbedingungen kostengünstiger reduziert werden können als durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Bei Ausschluss von CCS werden in Europa aufgrund der geringeren Stromerzeugungskosten zusätzlich Kernkraftwerke zur Erreichung der Treibhausgasminderungsziele eingesetzt.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass Power-to-Heat-Anwendungen in Europa ebenso wie in Deutschland einen großen Integrations- und Flexibilisierungsbeitrag im Energiesystem leisten können. Als reine Flexibilisierungsmaßnahme im Stromsektor werden stationäre Lithium-Ionen-Batterien im Netz eingesetzt. Die Nutzung von Strom im Verkehr zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch steigt in der EE- bzw. EEPlus-Szenariovariante in Europa auf 1.195 bzw. 1.202 PJ pro Jahr bis zum Jahr 2050.

Die Nutzung von CCS, erneuerbaren Energien und Flexibilisierungsoptionen ist abhängig von der Kostenentwicklung der jeweiligen Technologien, den Rahmenbedingungen und der zeitlichen Auflösung. Hierdurch kann ein zukünftiger Forschungsbedarf hinsichtlich einer myopischen Optimierung abgeleitet werden, durch die Unsicherheiten im Energiesystem berücksichtigt werden können. Hier wird statt des Perfect-Foresight Ansatzes keine perfekte Voraussicht bis zum Ende des Zeithorizontes angenommen.

Zusätzlich kann eine allgemeine Analyse der notwendigen zeitlichen Auflösung zur adäquaten Abbildung von spezifischen Fragestellungen in Energiesystem- und Elektrizitätsmarktmodellen sinnvoll sein. Hierbei kann analysiert werden, auf welche Variablen der Optimierung die zeitliche Auflösung starken bzw. schwachen Einfluss hat.

Zudem zeigt sich, dass die Elektromobilität einen wichtigen Bestandteil im zukünftigen Energiesystem darstellen kann, sodass hier ein zukünftiger Forschungsbedarf hinsichtlich der detaillierten Abbildung der Elektromobilität besteht (z. B. über eine Betrachtung verschiedener Lademuster). In diesem Zusammenhang ist zusätzlich die Berücksichtigung einer Infrastruktur bzw. der Grenzen des Einsatzes einer Infrastruktur für die Energieversorgung von besonderer Bedeutung (z. B. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge oder Fernwärmeinfrastruktur). Die Abbildung geographischer Infrastrukturkosten ermöglicht eine erweiterte Sicht, die bisher in Energiesystemmodellen wenig berücksichtigt wird.

Zusätzlich kann untersucht werden, wie sich verschiedene politische Instrumente und Tarifsysteme auf den Einsatz der verschiedenen Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen auswirken.





## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,“ September 2010.
- [2] Europäische Kommission, „Energiefahrplan 2050 (KOM 2011),“ Brüssel, Dezember 2011.
- [3] Europäische Kommission, „Grünbuch - Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030,“ Brüssel, März 2013.
- [4] M. Blesl, „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, August 2014.
- [5] M. Blesl, T. Kober, D. Bruchof und R. Kuder, „Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond,“ Energy Policy 38 6278-6292, 2010.
- [6] M. Blesl, T. Kober, R. Kuder und D. Bruchof, „Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050,“ Climate Policy Vol. 12, S. 301-319, 2012.
- [7] M. Sterner und I. Stadler, „Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration,“ Springer, Heidelberg, 2014.
- [8] E. Rummich, „Energiespeicher: Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen,“ Expert-Verlag, Renningen, 2009.
- [9] dena, „Pumpspeicherwerke - Partner der Energiewende,“ 2014.
- [10] dena, „Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherwerken ermöglichen,“ 2014.
- [11] A. Moser, T. Bongers, R. Schuster, J. Lichtinghagen, C. Linnemann und C. Breuer, „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung,“ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Aachen, Juni 2014.
- [12] Agora Energiewende, „Stromspeicher in der Energiewende,“ ef, FENES, IAEW, ISEA, Deutschland, September 2014.
- [13] C. Pape, N. Gerhardt, P. Härtel, A. Scholz, R. Schwinn, T. Drees, A. Maaz, J. Sprey, C. Breuer, A. Moser, F. Sailer, S. Reuter und T. Müller, „Roadmap Speicher - Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse,“ Fraunhofer IWES, IAEW RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht Würzburg, Kassel, November 2014.

- [14] Y. Scholz, H. C. Gils, T. Pregger, D. Heide, F. Cebulla, K.-K. Cao, D. Hess und F. Borggreffe, „Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, Juni 2014.
- [15] N. Hartmann, L. Eltrop, N. Bauer, J. Salzer, S. Schwarz und M. Schmidt, „Stromspeicherpotenziale für Deutschland,“ zfes, Stuttgart, Juli 2012.
- [16] P. Elsner und D. U. Sauer, „Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050",“ November 2015.
- [17] F. Genoese, „Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland,“ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI Karlsruhe, Karlsruhe, Januar 2013.
- [18] ETG-Task Force Energiespeicherung, „Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050,“ Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2012.
- [19] J. Conrad, C. Pellingner und M. Hinterstocker, „Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken,“ September 2014.
- [20] F. Pöhler, „Pumpspeicher-Kraftwerke (PSW),“ Bayerischer Energiedialog AG 2: Speichertechnologien, Bayern, Januar 2015.
- [21] M. Kloess, „Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien,“ 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2012.
- [22] H. Landinger, „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien,“ VDE-Bezirksverein München e.V. - Arbeitskreis Energietechnik, München, April 2010.
- [23] X. Luo, J. Wang, M. Dooner und J. Clarke, „Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,“ Applied Energy 137, 2015.
- [24] R. Keuneke, U. Dumont, P. Anderer und E. Massmann, „Vorhaben II d, Wasserkraft,“ IHS, IAEW, Hydrotec, Fichtner, Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen, Juli 2014.
- [25] P. Stenzel, R. Bongartz, J. Fleer, W. Hennings, J. Linssen und P. Markewitz, „Energiespeicher,“ Jülich, 2014.
- [26] EURELECTRIC, „Hydro in Europe: Powering Renewables,“ 2011.
- [27] E. Begemann, F. Comaty, L. Ramaekers, F. Meinke-Hubeny, L. P. N. de Oliveira, J. Welsch und M. Blesl, „ESTMAP-D6.03 - Final modelling report,“ November 2016.

- [28] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. Bingqing Chen, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw und W. D. Gauntlett, „DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,“ Juli 2013.
- [29] Joint Research Centre, „ETRI 2014 Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050,“ Luxembourg, 2014.
- [30] DNV-KEMA 2013, „Systems Analyses Power to Gas,“ Deliverable 1: Technology Review, 2013.
- [31] ETG-Task Force Energiespeicherung, „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,“ Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt am Main, 2009.
- [32] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, „Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit,“ Goslar, März 2013.
- [33] J. Nitsch, T. Pregger, Y. Scholz, T. Naegler, M. Sterner, N. Gerhardt, A. von Oehsen, C. Pape, Y.-M. Saint-Drenan und B. Wenzel, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global,“ Leitstudie 2010, Dezember 2010.
- [34] A. Voß und C. Kruck, „Grundlagen der Nutzung erneuerbarer Energien 1 - Vorlesungsmanuskript,“ Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, WS 2011/2012.
- [35] J. Mariyappan, M. Black, G. Strbac und K. Hemmi, „Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid,“ Report for the European Commission Directorate-General of Energy and Transport, Chichester (UK), Juli 2004.
- [36] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold und U. Sauer, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität,“ Berlin, 2012.
- [37] H. Landinger, D. U. Bünger, T. Raksha, W. Weindorf, J. Simon, D. L. Correias und F. Crostogino, „Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe,“ Juni 2014.
- [38] Deutsche Bundesbank, „Deutsche Bundesbank 2015 Euro Referenzkurse der Europäischen Zentralbank: Jahresendstände und Durchschnitte“.
- [39] TNO, BRGM, ECOFYS, VITO, IER, „ESTMAP Energy Storage Mapping and Planning,“ [Online]. Available: <http://www.estmap.eu/>. [Zugriff am 19. 05. 2017].
- [40] AG Interaktion, „Anhang: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen,“ Plattform Erneuerbare Energien, Oktober 2012.

- [41] Seventh Framework Programme, „Overview of potential locations for new Pumped Storage Plants in EU 15, Switzerland and Norway,“ eStorage Final Report, November 2015.
- [42] Joint Research Centre, „Setis,“ [Online]. Available: <https://setis.ec.europa.eu/node/3910>. [Zugriff am 18. 06. 2016].
- [43] M. Gimeno-Gutierrez und R. Lacal-Arategui, „Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage,“ Joint Research Centre, Netherlands, 2013.
- [44] M. Gimeno-Gutierrez und R. Lacal-Arategui, „Results for the European PHS potential. A GIS based study,“ Joint Research Centre.
- [45] RWE Power AG, „ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung,“ Essen/Köln, Januar 2010.
- [46] BVES, „Fact Sheet Speichertechnologien - Druckluftenergiespeicher,“ Februar 2016.
- [47] F. Crotagino, „Compressed Air Storage,“ Internationale Konferenz "Energieautonomie durch Speicherung Erneuerbarer Energien" KBB Underground Technologies, Oktober 2006.
- [48] D. Oertel, „Energiespeicher - Stand und Perspektiven,“ Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung", Februar 2008.
- [49] B. Ketterer, U. Karl, D. Möst und S. Ulrich, „Lithium-Ionen Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotenzial in Hybrid-, Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen,“ Institut für Materialforschung I Forschungszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, Oktober 2009.
- [50] K.-C. Möller und M. Winter, „Primäre und wiederaufladbare Lithium-Batterien,“ Institut für Chemische Technologie Anorganischer Stoffe TU Graz, Februar 2005.
- [51] A. Thielmann, A. Sauer, R. Isenmann, M. Wietschel und P. Plötz, „Produkt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030,“ Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2012.
- [52] J. Mähliß, „Lithium-Ionen-Batterien - Gefahrenpotenzial und Umgang,“ Karlstein, November 2013.
- [53] B. Zakeri und S. Syri, „Electrical energy storage systems: A comparative live cycle cost analysis,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Finland, 2015.
- [54] F. Perdu, „Overview of existing and innovative batteries,“ Science for energy scenarios, Grenoble, 2016.
- [55] J. Keil, „Moderne und zukünftige elektrische Energiespeicher im Überblick,“ 11. Solartagung Rheinland-Pfalz, Dezember 2015.
- [56] G. Reid und J. Julve, „Second Life - Batteries As Flexible Storage For Renewable Energies,“ Berlin, April 2016.

- [57] J. Brokate, E. D. Özdemir und U. Kugler, „Der Pkw-Markt bis 2040: Was das Auto von morgen antreibt,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart, August 2013.
- [58] elementenergy, „Cost and performance of EV batteries,“ März 2012.
- [59] VDMA; Roland Berger, „Zukunftsfeld Energiespeicher - Marktpotenzial eines standardisierten Lithium-Ionen-Batteriesystems,“ Eine gemeinsame Marktstudie des VDMA und Roland Berger Strategy Consultants, Stuttgart, September 2012.
- [60] P. Plötz, T. Gnann, A. Kühn und M. Wietschel, „Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge,“ Fraunhofer ISI, Karlsruhe, September 2013.
- [61] A. Thielmann, A. Sauer und M. Wietschel, „Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030,“ Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Dezember 2015.
- [62] Goldman Sachs, „Advanced batteries: Light, but the tunnel is long,“ Juni 2010.
- [63] VDE, „Energiespeicher - Technologien, Herausforderungen und Perspektiven,“ VDE-Symposium 2015, Erfurt, November 2015.
- [64] K.-P. Kairies, „Battery storage technology improvements and cost reductions to 2030: A Deep Dive,“ IRENA International Renewable Energy Agency, Düsseldorf, März 2017.
- [65] IRENA, „Battery Storage for renewables: Market status and technology outlook,“ IRENA International Renewable Energy Agency, Januar 2015.
- [66] Pacificorp, „Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP,“ Pacificorp, 2016.
- [67] M. Taylor, „Battery Storage,“ IRENA, Mai 2017.
- [68] N. Medimorec und H. Cornie, „E-Mobility Trends and Targets,“ October 2017.
- [69] T. Kaschub, „Batteriespeicher in Haushalten,“ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, Karlsruhe, März 2017.
- [70] K. Ardani, E. O’Shaughnessy, R. Fu, C. McClurg, J. Huneycutt und R. Margolis, „Installed Cost Benchmarks and Deployment Barriers for Residential Solar Photovoltaics with Energy Storage: Q1 2016,“ National Renewable Energy Laboratory, Februar 2017.
- [71] T. Anderlohr und A. Graßmann, „Flexibilisierung der Betriebsweise von Heizkraftwerken durch Wärmespeicher und Elektrokessel,“ Kraftwerktechnisches Kolloquium Dresden, Dresden, Juni 2014.
- [72] P. Schossig und T. Haussmann, „Wärme- und Kältespeicherung - Stand der Technik und Ausblicke,“ LIFIS ONLINE, April 2011.
- [73] VATTENFALL, „Wärmespeicher am Standort Reuter West,“ [Online]. Available: <http://www.berlin->

- klimaschutz.de/sites/default/files/uploads/pdf/faltblattwrmespeicherberlin.pdf.  
[Zugriff am 29. 04. 2015].
- [74] R. Marx, J. Nußbicker-Lux, D. Bauer, W. Heidemann und H. Drück, „Saisonale Wärmespeicher - Bauarten, Betriebsweise und Anwendungen,“ WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Juli 2011.
- [75] A. Oberhammer und T. Prawits, „Fernwärmespeicher - Bauarten, Auslegung und Beispiele,“ EVN Vortrag im Rahmen der Fernwärmeforum 2012, März 2012.
- [76] P. Rundel, B. Meyer, M. Meiller, I. Meyer, R. Daschner, M. Jakuttis, M. Franke, S. Binder und A. Hornung, „Speicher für die Energiewende,“ Fraunhofer UMSICHT, Sulzbach-Rosenberg, September 2013.
- [77] C. Heilek, „Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem,“ Dissertation, Technische Universität München, München, März 2015.
- [78] D. Mangold, „DSTTP - AG 3 Saisonale Wärmespeicherung,“ Stuttgart, 2007.
- [79] W. Schulz und C. Brandstät, „Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt,“ Bochum, Dezember 2013.
- [80] M. Beer, „KWK als Stromspeicher,“ Vortrag am Energiewirtschaftlichen Seminar des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München, Juli 2011.
- [81] C. Hewicker, J. Raadschelders, O. Werner, M. Ebert, C. Engelhardt, T. Mennel und N. Verhaegh, „Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050,“ KEMA Consulting GmbH, Bonn, Dezember 2013.
- [82] M. Blesl, „Vorlesung KWK Anlage und Systeme,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart, Stuttgart, Sommersemester 2014.
- [83] J. Nußbicker-Lux, „Simulation und Dimensionierung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher,“ Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart, Stuttgart, Dezember 2009.
- [84] H. Guss, „Die Rolle der KWK in einem System mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung,“ Berliner Energietage, Berlin, Mai 2011.
- [85] Viessmann, [Online]. Available: <https://www.heizungsdiskont24.de>. [Zugriff am 25. 08. 2016].
- [86] A. Braun, „Energiespeicher Sensible Wärmespeicher,“ April 2015.
- [87] T. Leukefeld, „Wärmespeicher: Sonnenhäuser - Zukunft mit Sonnenenergie,“ Berliner Energietage 2013, Berlin, Mai 2013.

- [88] United Nations Economic commission for Europe (UNECE), „More underground storage for increased gas consumption,“ [Online]. Available: <http://www.unece.org/press/pr2000/00ene1e.html>. [Zugriff am 08. 02. 2016].
- [89] C. Le Fevre, „Gas storage in Great Britain,“ The Oxford Institute for Energy Studies, Januar 2013.
- [90] Gasopslag Bergermeer, „Wijziging Opslagplan voor bestaande opslag - Instemming met het vorige opslagplan is verleend op 17 juli 2007,“ 2008.
- [91] Timera Energy analysis, [Online]. Available: <http://www.timera-energy.com/the-challenges-of-investing-in-gas-storage/>. [Zugriff am 08. 02. 2016].
- [92] M. Götz, D. Böttger, H. Kondziella und T. Bruckner, „Economic Potential of the "Power-to-Heat" Technology in the 50 Hertz Control Area,“ ENERDAY - 8th Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, April 2013.
- [93] H.-M. Groscurth und S. Bode, „Discussion Paper Nr. 9 "Power-to-heat" oder "Power-to-gas",“ arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, Februar 2013.
- [94] Fraunhofer IWES; Stiftung Umweltenergierecht; Fraunhofer IFAM, „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien,“ Kassel, Juni 2014.
- [95] V. Jülch, N. Hartmann, J. Welsch, U. Fahl, S. Ruhland, S. Schäfer-Stradowsky, V. Lerm und C. Hock, „Anwenderleitfaden: Möglichkeiten für den Einsatz von Energiespeichern bei genossenschaftlichen Energieprojekten,“ Landesnetzwerk Bürgerenergiegenossenschaften Rheinland-Pfalz (LaNEG), 2017.
- [96] F. Biedermann und M. Kolb, „Power to Heat,“ Endbericht der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), München, November 2014.
- [97] ETG Taskforce Wärmemarkt, „Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050,“ VDE-Studie, Frankfurt am Main, Juni 2015.
- [98] M. Platt, S. Exner und R. Bracke, „Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends,“ Bochum, März 2010.
- [99] S. Wolf, „Integration von Wärmepumpen in Industrielle Produktionssysteme - Potenziale Instrumente zur Potenzialerschließung,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Dissertation, IER Forschungsband 133, Stuttgart, 2017.
- [100] S. Wolf, U. Fahl, M. Blesl, A. Voß und R. Jakobs, „Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik, Stuttgart, Dezember 2014.

- [101] „Solar-Heizung-Sanitär,“ [Online]. Available: <https://www.heizung-solar24.de/Elektroheizstaebe:::56.html>. [Zugriff am 04. 12. 2015].
- [102] HME Elektroheizung Kabelmessdienst Erneuerbare Energien, „www.hme-technik.de,“ [Online]. Available: <http://www.hme-technik.de/aeg-nachtspeicherofen-3-kw-wsp-3010.html>. [Zugriff am 5. 10. 2015].
- [103] I. Stadler, „Ein gigantisches Speicherpotential,“ 2008.
- [104] M. Kleinmaier und J. Schwarz, „Elektro-Speicherheizung - neue Anwendung statt Verbot,“ Sonderdruck aus energiewirtschaftliche Tagesfragen 59. Jg., 2009.
- [105] M. Klobasa, G. Angerer, A. Lüllmann, J. Schleich, T. Buber, A. Gruber, M. Hünecke und S. von Roon, „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland,“ Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, Berlin, August 2013.
- [106] EnEV 2009, Berlin: Bundesrepublik Deutschland.
- [107] EnEG 2009, Berlin: Bundesrepublik Deutschland.
- [108] EnEG 2013, Berlin: Bundesrepublik Deutschland.
- [109] L.-A. Brischke, M. Pehnt, P. Mellwig und F. Herbert, „Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen,“ ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, Oktober 2012.
- [110] N. Diefenbach, T. Loga, R. Born, M. Großklos und C. Herbert, „Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand,“ Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt, November 2002.
- [111] energieheld, „www.energieheld.de,“ [Online]. Available: <http://www.energieheld.de/files/pdf/297%20Nachtspeicherheizung%20ein%20oekologischer%20Stromfresser.pdf>. [Zugriff am 06. 10. 2015].
- [112] dena, „Power to Gas - Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife,“ Berlin, Dezember 2013.
- [113] R. Scharf, „Überschuss und Mangel an Regenerativer Energie - Lösungsansätze,“ Institut für Kraftwerkstechnik und Wärmeübertragung Leibniz Universität Hannover, Hannover, Sommersemester 2013.
- [114] T. Smolinka, M. Günther und J. Garcke, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien,“ Fraunhofer ISE, FCBAT, Dezember 2012.
- [115] B. Hirschl, „Power2Gas Schlüsseltechnologie für die Energiewende?,“ Institut für ökologische Wirtschaftsforschung Berlin, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Berlin, November 2013.



- [116] H. Hermann, L. Emele und C. Loreck, „Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien,“ Öko-Institut e.V., Berlin, März 2014.
- [117] V. von Schnurbein, „Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan,“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jg. (2012) Heft 9, 2012.
- [118] M. Blesl, D. Bruchof, N. Hartmann, D. Özdemir, U. Fahl, L. Eltrop und A. Voß, „Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart, Dezember 2009.
- [119] D. Bruchof, „Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27,“ Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart, November 2012.
- [120] Nationale Plattform Elektromobilität, „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland,“ Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015, Berlin, November 2015.
- [121] J. F. Rettberg, „Elektromobilität - Infrastruktur und Netze,“ Branchenkonferenz Automobil, Düsseldorf, November 2016.
- [122] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, „Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg,“ Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Hamburg, Hamburg, Dezember 2016.
- [123] E. Blasius, „Elektromobilität - Infrastruktur & Technik,“ Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Cottbus.
- [124] G. Kleiss, „Schnelllade- und Entladesysteme für die Elektromobilität,“ Fulda, Januar 2017.
- [125] P. Kasten, M. Mottschall, W. Köppel, C. Degünther, M. Schmied und P. Wüthrich, „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050,“ Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Dessau-Roßlau, November 2016.
- [126] M. Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung,“ Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart, April 2017.
- [127] M. Steurer, S. Bothor und K. Hufendiek, „Nutzung von Demand Side Integration zur optimalen Systemintegration erneuerbarer Energien,“ VDI Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, Düsseldorf, 2015.

- [128] M. Steurer, T. Haasz, U. Fahl und A. Voß, „Analysing Demand Side Management in Energy System Models,“ Institute of Energy Economics and Rational Energy Use, University of Stuttgart.
- [129] M. Steurer, N. Sun, U. Fahl und A. Voß, „Lastverschiebung in der Industrie - Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland,“ 13. Symposium Energieinnovation Graz, Österreich, Februar 2014.
- [130] U. Fahl, J. Welsch, T. Eberl, T. Vu, M. Steurer, S. Bothor, T. Telsnig und M. Blesl, „Systemanalyse Energiespeicher,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, Oktober 2015.
- [131] C. Heinemann, M. Koch, D. Ritter, M. Vogel, R. Harthan und D. Bauknecht, „Ökologische Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem,“ Öko-Institut e.V., Freiburg, November 2016.
- [132] N. Gerhardt, F. Sandau, A. Scholz, H. Hahn, P. Schumacher, C. Sager, F. Bergk, C. Kämper, W. Knörr, J. Kräck, U. Lambrecht, O. Antoni, J. Hilpert, K. Merkel und T. Müller, „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr,“ Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht, Kassel, September 2015.
- [133] T. Heffels, „Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien,“ Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Juli 2015.
- [134] F. Teufel, „Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende,“ Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2014.
- [135] P. Kuhn, „Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung,“ Dissertation, Technische Universität München, München, Oktober 2012.
- [136] V. Grimm, „Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast,“ Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2007.
- [137] N. Hartmann, „Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland: Speichersimulation und Betriebsoptimierung,“ Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2013.
- [138] T. Haasz, „Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierendem Energiesystemmodell,“ Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.

- [139] S. Simoes, W. Nijs, P. Ruiz, A. Sgobbi, Bolat, P. Bolat, C. Thiel und S. Peteves, „The JRC-EU-TIMES model - Assessing a long-term role of the SET Plan Energy technologies,“ IET-JRC, Netherlands, 2013.
- [140] W. Nijs, S. Simoes, P. Ruiz, A. Sgobbi und C. Thiel, „Assessing the role of electricity storage in EU28 until 2050,“ Petten, 2014.
- [141] R. Loulou und M. Labriet, „ETSAP-TIAM. the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure,“ Februar 2007.
- [142] R. Loulou und M. Labriet, „The TIMES Integrated Assessment Model (TIAM): some details on model and database,“ Ottawa, März 2007.
- [143] Energy Technology Systems Analysis Program, „ETSAP,“ [Online]. Available: <http://iea-etsap.org/>. [Zugriff am 02. 01. 2017].
- [144] U. Remme, „Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell,“ Stuttgart, 2006.
- [145] R. Loulou, A. Lehtilä, A. Kanudia, U. Remme und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model, Part II,“ April 2005.
- [146] M. Gargiulo, „Getting started with TIMES-VEDA,“ 2009.
- [147] E. Wright, A. Kanudia, R. Loulou und G. Goldstein, „Documentation of the TIMES Model PART V,“ Oktober 2016.
- [148] M. Gargiulo, K. Vailancourt und R. De Miglio, „Documentation for the TIMES Model PART IV,“ Oktober 2016.
- [149] R. Loulou, U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model, Part I,“ April 2005.
- [150] R. Loulou, A. Lehtilä, A. Kanudia, U. Remme und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model PART II,“ July 2016.
- [151] A. Lehtilä, „Dynamic User Constraints between Successive Timeslices in TIMES,“ März 2014.
- [152] T. Kober, „Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Stuttgart, Dezember 2013.
- [153] J. Welsch und M. Blesl, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU,“ 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, VDI, Düsseldorf, November 2015.
- [154] J. Welsch, U. Fahl, M. Blesl und K. Hufendiek, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU,“ 14. Symposium Energieinnovation Graz, Februar 2016.

- [155] J. Welsch und M. Blesl, „Modelling of storage processes in TIMES-PanEU,“ ETSAP, Copenhagen, November 2014.
- [156] J. Welsch und M. Blesl, „Modelling of energy storages and power-to-x-technologies in the energy system model TIMES PanEU,“ [Online]. Available: [https://sa2015.iiasa.ac.at/wp-content/uploads/gravity\\_forms/1-22447e1ce6a9575de59c2dda98799329/2015/11/S6-12.pdf](https://sa2015.iiasa.ac.at/wp-content/uploads/gravity_forms/1-22447e1ce6a9575de59c2dda98799329/2015/11/S6-12.pdf). [Zugriff am 09. 02. 2016].
- [157] J. Welsch und M. Blesl, „Analysis of the role of energy storages in Germany with TIMES PanEU - methodology and results,“ ETSAP Workshop, Madrid, November 2016.
- [158] J. Welsch, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im europäischen Energiesystem,“ STRise-Fachtagung "Stuttgarter Energiedialog", Stuttgart, März 2017.
- [159] J. Welsch, D. Schmid, R. Montenegro, X. Pang, S. Petrovic, A. Marin, F. Gardumi, O. Balyk, P. Korkmaz, U. Fahl, M. Howells und K. Karlsson, „Multi-sectoral modelling of decarbonisation pathways: a pilot thought experiment,“ REEEM, Energy Modelling Platform Europe (EMP-E), Brüssel, Mai 2017.
- [160] E.ON Mitte, „E.ON Mitte,“ [Online]. Available: [http://www.eon-mitte.com/de/netz/veroeffentlichungen/strom/\\_standardlastprofil\\_verfahren/standardlastprofile-2014](http://www.eon-mitte.com/de/netz/veroeffentlichungen/strom/_standardlastprofil_verfahren/standardlastprofile-2014). [Zugriff am 14. 02. 2014].
- [161] V. Quaschnig, „Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert,“ Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 437, VDI Verlag, Düsseldorf, 2000.
- [162] F. Zeilinger, „Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten,“ Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, Wien, 2011.
- [163] B. Brunnengräber und T. Loga, „Jahresdauerlinien für Niedrigenergiesiedlungen - Gemessene Tagesganglinien als Grundlage für die Auslegung von Blockheizkraftwerken,“ Darmstadt, Juli 1996.
- [164] R. Gloor, „Gewerbe und Industrie Stromversorgung,“ [Online]. Available: <http://www.energie.ch/spitzenleistung>. [Zugriff am 08. 05. 2015].
- [165] H. Kleeberger, P. Tzscheuscheler und B. Geiger, „Erstellen der Anwendungsbilanzen 2010 und 2011 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD),“ Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, Oktober 2012.
- [166] L. Pinkofsky, „Typisierung von Ganglinien der Verkehrsstärke und ihre Eignung zur Modellierung der Verkehrsnachfrage,“ Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Braunschweig, Juni 2005.

- [167] Stadt Münster, „2. Nahverkehrsplan Stadt Münster,“ Münster, Juli 2006.
- [168] EEX, „EEX Transparency,“ [Online]. Available: <http://www.eex-transparency.com/>.
- [169] C. Kost, J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude, N. Saad und T. Schlegl, „Levelized cost of electricity renewable energy technologies,“ November 2013.
- [170] P3 Energy & Storage GmbH, „EEG-Mittelfristprognose,“ Oktober 2015.
- [171] M. Schlesinger, D. Lindenberger und C. Lutz, „Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose,“ Endbericht, Juni 2014.
- [172] S. Philipps, C. Kost und T. Schlegl, „Up-to-date levelised cost of electricity of photovoltaics,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, September 2014.
- [173] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2016“.
- [174] M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz und A. Voß, „Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime,“ Forschungsbericht des Insituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Nr. 10, Juni 2011.
- [175] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (vom 9. Juli 2010),“ Berlin, 2010.
- [176] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), „Fortsetzung der Förderung für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Wärme aus dem Marktanzreizprogramm (Stand: 08.07.2010),“ Berlin, 2010.
- [177] U. Fahl, M. Blesl, R. Schelle, J. Lambauer, M. Broydo, M. Brunotte, S. Schrode, P. Bachmann, M. Bearzatto, M. Gehlhaar, C. Benighaus, A. Arnold und O. Renn, „Integriertes Klimaschutz- und Energiekonzept für Rottenburg am Neckar - Beiträge zur Stadtentwicklung Rottenburg am Neckar (35),“ November 2010.
- [178] U. Fahl, M. Blesl, A. Voß, P. Achten, D. Bruchof, B. Götz, M. Hundt, S. Kempe, T. Kober, R. Kuder, R. Küster, J. Lambauer, M. Ohl, U. Remme, N. Sun, V. Wille, S. Wissel, I. Ellersdorfer, F. Kesicki, M. Frondel, P. Grösche, M. Peistrup, N. Ritter, C. Vance, T. Zimmermann, A. Löschel, G. Bühler, T. Hoffmann, T. Mennel und N. Wölfing, „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009,“ IER, RWI, ZEW, März 2010.
- [179] Eurostat, „Eurostat Datenbank, Energiestatistik 2010“.
- [180] Destatis, „Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung,“ Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, 2015.

- 
- [181] Europäische Kommission, „Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung),“ Brüssel, 2010.
- [182] Europäische Kommission, „Generaldirektion Energie und Verkehr (2010): European Energy and Transport, Trends to 2030 - Update 2009“.
- [183] Europäische Kommission, „Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen -Energie 2020, Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie,“ KOM (2010) 639, Brüssel, 2010.
- [184] International Energy Agenca (IEA), „World Energy Outlook,“ Paris 2009.
- [185] NEEDS working paper RS2, WP2.3 2006, „Key Drivers for Energy Trends in EU - Spcifications of the Baseline and Policy Scenarios,“ [www.needs-project.org](http://www.needs-project.org).
- [186] „European Commission,“ [Online]. Available: [http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_en.htm). [Zugriff am 13. 11. 2015].
- [187] COM, „Roadmap 2050,“ COM(2011) 885 final and SEC(2011) 1565 final, 2011 885.
- [188] COM, „Green Paper - A 2030 framework for climate and energy policies, COM(2013) 169 final,“ 2013.

## Anhang

### A.1 Übersicht über ausgewählte techno-ökonomische Parameter in TIMES PanEU

Das Energiesystemmodell TIMES PanEU wird durch eine Vielzahl von Eingangsparametern beschrieben. Tabelle A-1 enthält einen Überblick über die wichtigsten techno-ökonomischen Parameter ausgewählter Kraftwerkstechnologien (öffentliche Kraftwerke).

**Tabelle A-1:** Technische und ökonomische Parameter ausgewählter Kraftwerkstechnologien in TIMES PanEU, IER Datenbank

Energie-träger	Technologie	Spezifische Investitionen [€/kW <sub>a</sub> ]		Variable Kosten [€/GJ]	Fixe Kosten [€/kW <sub>el</sub> /a]		Lebens-dauer [Jahre]	Elektrischer Wirkungsgrad [%]	
		2020	2050		2020	2050		2020	2050
<b>Geo</b>	HDR	6.980	4.400	0,3	248	156	25	11	13
	Steam Turbine	3.700	3.400	0,3	139	106	30	25	25
	CHP HDR 1	6.980	4.400	0,3	248	156	25	10,5	12,50
	CHP HDR 2	7.480	4.900	0,3	248	156	25	10,5	12,50
	CHP HDR 3	7.596	5.016	0,3	248	156	25	10,5	12,50
<b>Bio</b>	CHP HDR 4	7.808	5.228	0,3	248	156	25	10,5	12,50
	CC Biogas	454	454	0,51	19,8	19,8	30	21	23
	ST Wood	1.750	1.750	0,71	71,8	71,8	30	20	20
	IGCC CO2 Wood	1.980	1.980	0,9	117	117	30	26	26
	IGCC Municipal waste	1.584	1.584	0,9	70,2	70,2	30	38	38
	ST Municipal waste	1.520	1.520	0,71	73,6	73,6	20	38	38
	IC Biogas	870	870	2,47	40,1	40,1	15	40	41
	FC MCFC Biogas	3024	930	5,94	93,5	93,5	7	48	50
	FC SOFC Biogas	2326	744	5,94	93,5	81,3	7	53	53
	CHP ST Municipal waste	1.520	1.520	0,71	73,6	73,6	20	25	25
	CHP ST Wood 1	1.750	1.750	0,71	71,8	71,8	30	19,5	19,5
	CHP ST Wood 2	2.600	2.600	0,71	106,6	106,6	30	19,5	19,5
	CHP IGCC Wood	3.070	2.977	0,74	133,6	133,6	30	36	40
	CHP IC Biogas small	1.884	1.884	4,3	63,7	63,7	15	34	35
	CHP IC Biogas medium	854	854	3,1	44,1	44,1	15	40	41
	CHP IC Biogas large	746	746	2,3	34,4	34,4	15	41	42
	CHP IC Biodiesel small	1.418	148	4,33	63,7	63,7	15	31	32
	CHP IC Biodiesel medium	870	870	3,09	44,1	44,1	15	37	38
	CHP IC Biodiesel large	768	768	2,32	34,4	34,4	15	46	47
	CHP FC MCFC Biogas	3024	930	5,94	93,5	93,5	7	48	50
CHP FC SOFC Biogas	2326	744	5,94	93,5	81,3	7	53	53	
<b>Bio</b>	CHP IC Biogas small	1.884	1.884	4,33	63,7	63,7	15	34	35
<b>GHD</b>	CHP IC Biogas medium	854	854	3,09	44,1	44,1	15	40	41
	CHP IC Biogas large	747	747	2,32	34,4	34,4	15	41	42
	CHP IC Biodiesel small	1.418	148	3,46	57,9	57,9	15	31	32
	CHP IC Biodiesel medium	870	870	2,47	40,1	40,1	15	37	38
	CHP IC Biodiesel large	768	768	1,86	31,2	31,2	15	46	47
	CHP FC MCFC Biogas	3024	930	5,94	93,5	93,5	7	48	50
	CHP FC SOFC Biogas	2326	744	5,94	93,5	81,3	7	53	53
	<b>Wasser</b>	Run small	5.850	5.850		59	59	70	100
Run medium		5.500	5.500		59	59	70	100	100
Run large		3.500	3.500		45	45	70	100	100
Lake		3.500	3.500		45	45	20	100	100
<b>PV</b>	Roof panel	1.122	898		29	28	25	100	100
	Plant Size	1.104	880		25	15	25	100	100
<b>Wind</b>	Onshore	1.355	723		44,5	46,5	20	100	100
	Offshore 1	2.774	2.663		106,9	106,9	20	100	100

	Offshore 2	2.844	2.733		106,9	106,9	20	100	100
	Offshore 3	2.858	2.747		106,9	106,9	20	100	100
	Offshore 4	3.177	3.065		106,9	106,9	20	100	100
<b>Solar</b>	Solar Thermal 1	3.226	2.525		50,4	50,4	30	100	100
	Solar Thermal 2	6.384	4.693		60,5	60,5	30	100	100
<b>Gas</b>	CC small	698	698	0,49	20,1	20,1	30	61	62
	CC medium	670	670	0,49	17,2	17,2	30	61	62
	CC large	651	651	0,49	17,2	17,2	30	61	62
	CC CO2 Seq. Post comb.	991	991	0,84	49	49	30	53	56
	CC CO2 Seq.	1.016	1.016	0,63	21	21	30	52	55
	CC CO2 Oxyfuel	1.321	1.113	1,26	26	26	30	50	52
	Steam Turbine	657	657	1,26	34	34	35	43	43
	GT	302	302	0,51	10,4	10,4	30	30	30
	FC MCFC	2.791	930	3,46	49	49	7	50	52
	FC SOFC	2.093	698	3,46	49	36,7	7	55	55
	CHP CC condensing s	977	977	0,54	45,3	45,3	30	48	49
	CHP CC condensing m	930	930	0,54	36,2	36,2	30	53	54
	CHP CC condensing l	907	907	0,54	27,2	27,2	30	57	58
	CHP CC conensing CO2	1.558	1.512	0,89	54,3	54,3	30	48	51
	CHP CC Backpressure s	861	861	0,54	29,4	29,4	30	43	42
	CHP CC Backpressure l	837	837	0,54	24,9	24,9	30	47	48
	CHP FC MCFC	2.791	930	3,46	49	49	7	50	52
	CHP FC SOFC	2.093	698	3,46	49	36,7	7	55	55
	CHP IC Backpressure s	1.713	1.713	3,46	57,9	57,9	15	30	30
	CHP IC Backpressure m	791	791	2,47	40,1	40,1	15	36	36
	CHP IC Backpressure l	698	698	1,86	31,2	31,2	18	41	42
<b>Gas GH</b>	CHP FC MCFC	2.791	930	3,46	49	49	7	50	52
<b>GHD</b>	CHP FC SOFC	2.093	698	3,46	49	36,7	7	55	55
	CHP IC small	1.713	1.713	3,46	57,9	57,9	15	30	30
	CHP IC medium	791	791	2,47	40,1	40,1	15	36	60
	CHP IC large	698	698	1,86	31,2	31,2	18	42	60
<b>Stein-</b>	Steam Turbine	1.572	1.572	0,99	45,3	45,3	40	47	47
<b>kohle</b>	SC ST medium	1.363	1.363	0,99	36,7	36,7	40	47	47
	SC ST large	1.209	1.209	0,99	30,8	30,8	40	47	47
	IGCC	1.600	1.600	1,11	47,5	47,5	30	51	53
	IGCC CO2 Seq.	2.326	2.326	1,24	57,9	57,9	30	44	46
	SC ST 700 large	1.451	1.451	0,99	36,9	36,9	40	50	52
	SC ST CO2 Seq. Large	2.131	2.131	1,24	54,2	54,2	40	37,5	40
	SC ST CO2 Seq. Oxyfuel	2.306	2.306	1,52	58,7	58,7	30	38,5	40
	CHP ST condensing large	1.561	1.561	0,84	47,2	47,2	35	41	41
	CHP ST condensing small	1.833	1.833	0,84	47,2	47,2	35	39	39
	CHP ST condensing CO2	2.668	2.668	1,39	63,2	63,2	30	40	40
	CHP ST CO2 Seq. Oxyfuel	2.843	2.843	1,7	68,4	68,4	40	32,5	32,5
	CHP ST Backpressure	1.884	1.884	0,84	50,8	50,8	35	34	35
<b>Brau-</b>	SC ST medium	1.619	1.619	1,09	39,9	39,9	35	45,5	46,5
<b>kohle</b>	SC ST large	1.395	1.395	1,09	34,4	34,4	40	46	47
	SC ST CO2 Seq. Large	2.317	2.317	1,34	57,1	57,1	40	37	39
	SC ST 700 large	1.638	1.638	1,09	40,4	40,4	40	48,5	51
	IGCC	1.740	1.740	1,21	47,5	47,5	30	49,5	51,5
	IGCC CO2 Seq.	2.472	2.426	1,34	57,9	57,9	30	43	45
	SC ST CO2 Seq. Oxyfuel	2.492	2.492	1,62	61,4	61,4	30	38	39
	CHP ST condensing small	2.177	2.177	0,93	52,7	52,7	35	42,5	42,5
	CHP ST condensing CO2	2.768	2.768	1,39	63,2	63,2	30	39,5	39,5
	CHP ST CO2 Seq. Oxyfuel	2.943	2.943	1,7	68,4	68,4	40	32	33,5
<b>Abfall</b>	Steam Turbine	1.520	1.520	0,71	73,6	73,6	20	38	38
	CHP ST	1.520	1.520	0,71	73,6	73,6	20	25	25
<b>Öl</b>	SC ST HFO	720	720	0,42	50	50	35	43	43
	GT	333	333	0,57	11,5	11,5	30	36	36
	Diesel	333	333	0,57	11,5	11,5	30	36	36
	CHP CC condensing	930	930	0,54	36,2	36,2	30	53	54
	CHP IC Diesel small	1.418	1.418	3,46	57,9	57,9	15	31	32



	CHP IC Diesel medium	870	870	2,47	40,1	40,1	15	37	38
	CHP IC Diesel large	768	768	1,86	31,2	31,2	18	46	47
	CHP IC small	1.418	1.418	3,46	57,9	57,9	15	31	32
	CHP IC medium	870	870	2,47	40,1	40,1	15	37	38
	CHP IC large	768	768	1,86	31,2	31,2	18	46	47
<b>Nuklear</b>	EPR 3	3.700	3.700	0,13	36,5	36,5	60	37	38
	EPR 4		3.700	0,72	-	33,7	60		38

Tabelle A-2 enthält einen Überblick über die spezifischen Investitionen von Elektrofahrzeugen.

**Tabelle A-2:** Spezifische Investitionen von Elektrofahrzeugen in TIMES PanEU, nach [119]

		1.000 €/Fahrzeug
<b>BEV</b>		
	2015	35,11
	2020	32,56
	2030	27,46
	2040	25,95
	2050	24,45
<b>PHEV Benzin</b>		
	2015	
	2020	26,57
	2030	23,79
	2040	23,12
	2050	22,46
<b>PHEV Diesel</b>		
	2015	30,38
	2020	27,67
	2030	24,95
	2040	24,24
	2050	23,52
<b>PHEV Gas</b>		
	2015	30,85
	2020	27,95
	2030	25,04
	2040	24,25
	2050	23,46
<b>PHEV Ethanol</b>		
	2015	29,55
	2020	26,77
	2030	23,99
	2040	23,32
	2050	22,66

Tabelle A-3 enthält einen Überblick über die Industriebereiche für Demand Side Management in Deutschland.

**Tabelle A-3:** Industriebereiche für Demand Side Management in Deutschland, nach [127], [128], [129], [126], [130]

Branche	Kompensationszeit	Betriebszeit [h]	Lebensdauer [a]
NEMetall	8	112	
Chlor	8	100	
Stahl	6	100	
Muehlen	20	310	
Altpapier/Glas	6	100	
Sonstige	10	186	
QT_Kuehlhaus	6	8760	15
QT_Handel	6	8760	15

Tabelle A-4 enthält einen Überblick über die Rohdaten für Demand Side Management in der Industrie in Deutschland.

**Tabelle A-4:** Rohdaten Demand Side Management in der Industrie in Deutschland, nach [126], [130]

Branche	Spezifische Investitionen [€/kW]	Maximale verschiebbare Last [MW]	Verschiebbare Last [MW]	Mittelwert variable Kosten Up [€/MWh]	Mittelwert variable Kosten Down [€/MWh]	Fixkosten [€/kW]
<b>2015</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.190	75	75	0
Muehlen	0	0	650	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1..230	50	50	0
QT_Handel	130,25	1.165	0	1	1	1,15
QT_Kuehlhaus	13,06	246	0	1	1	0,11
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2020</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	629	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	111,85	1.172	0	1	1	0,99
QT_Kuehlhaus	11,22	260	0	1	1	0,09
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2025</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	620	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0

NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	96,05	1.176	0	1	1	0,85
QT_Kuehlhaus	9,66	276	0	1	1	0,08
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2030</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	279	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	82,48	1.186	0	1	1	0,73
QT_Kuehlhaus	8,31	286	0	1	1	0,07
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2035</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	279	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	78,44	1.195	0	1	1	0,69
QT_Kuehlhaus	7,88	305	0	1	1	0,07
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2040</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	279	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	74,59	1.195	0	1	1	0,66
QT_Kuehlhaus	7,49	305	0	1	1	0,06
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2045</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	279	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	70,94	1.195	0	1	1	0,63
QT_Kuehlhaus	7,12	305	0	1	1	0,06
Stahl	0	0	2.320	175	175	0
<b>2050</b>						
Altpapier/Glas	0	0	522	65	65	0
Chlor	0	0	1.140	75	75	0
Muehlen	0	0	279	20	20	0
Sonstige	0	0	361	110	110	0
NEMetall	0	0	1.230	50	50	0
QT_Handel	67,46	1.195	0	1	1	0,6
QT_Kuehlhaus	6,77	305	0	1	1	0,06
Stahl	0	0	2.320	175	175	0

## A.2 Szenarienergebnisse

Nachfolgend sind ausgewählte Szenarienergebnisse tabellarisch dargestellt.

**Tabelle A-5:** ETS-Basisszenario: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland

Technology	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Coal</b>	<b>MW</b>	<b>27953</b>	<b>23136</b>	<b>17982</b>	<b>15556</b>	<b>19555</b>	<b>24047</b>	<b>29826</b>	<b>27734</b>
Steam Turbine	MW	27953	23036	17880	15451	13463	8630	8639	6216
Steam Turbine CCS Retrofit	MW	0	0	0	0	3	13	16	18
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	MW	0	100	100	100	109	114	117	119
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	MW	0	0	0	0	5669	14593	20334	20650
IGCC	MW	0	0	2	4	6	7	8	9
IGCC CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	305	690	711	722
<b>Lignite</b>	<b>MW</b>	<b>21989</b>	<b>18978</b>	<b>22006</b>	<b>19993</b>	<b>23179</b>	<b>25660</b>	<b>22676</b>	<b>22054</b>
Steam Turbine	MW	21989	18978	22004	19990	18345	13626	10558	9922
Steam Turbine CCS Retrofit	MW	0	0	0	0	5	13	15	17
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	MW	0	0	0	0	12	19	22	23
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	MW	0	0	0	0	4743	11909	11978	11985
IGCC	MW	0	0	2	4	5	6	7	8
IGCC CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	69	87	96	99
<b>Oil</b>	<b>MW</b>	<b>3196</b>	<b>2575</b>	<b>2394</b>	<b>1867</b>	<b>1560</b>	<b>1009</b>	<b>454</b>	<b>475</b>
Steam Turbine	MW	509	503	498	499	482	244	8	11
Gas Turbine	MW	1565	1309	1262	808	613	520	358	375
Combined Cycle	MW	934	575	442	437	406	184	19	21
Internal Combustion	MW	188	189	192	122	60	62	69	68
<b>Natural Gas / non renew.</b>	<b>MW</b>	<b>31548</b>	<b>40852</b>	<b>50624</b>	<b>56889</b>	<b>58886</b>	<b>57864</b>	<b>57067</b>	<b>61469</b>
Steam Turbine	MW	4366	1402	1238	1109	838	69	71	14
Gas Turbine	MW	6955	16501	24955	31152	30652	30097	30172	19377
Combined Cycle	MW	16209	17709	17615	17697	18715	17016	9766	20238
Combined Cycle CO2 Seq.Pre Comb.	MW	0	0	0	0	16	38	2232	4818
Combined Cycle CO2 Seq.Oxyfuel	MW	0	0	0	0	1	4	8	14
Internal Combustion	MW	4019	5240	6813	6926	8652	10623	14791	16974
Fuel Cell	MW	0	0	2	5	11	19	28	35
<b>Nuclear</b>	<b>MW</b>	<b>11411</b>	<b>8097</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Generation 2 and 3	MW	11411	8097	0	0	0	0	0	0
Generation 4	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Waste non renewable</b>	<b>MW</b>	<b>3460</b>	<b>3537</b>	<b>3245</b>	<b>2986</b>	<b>2499</b>	<b>1256</b>	<b>1393</b>	<b>1605</b>
Steam Turbine	MW	3460	3537	3245	2986	2499	1256	1393	1605
Steam Turbine CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
IGCC	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomass solid / Waste ren.</b>	<b>MW</b>	<b>3803</b>	<b>4342</b>	<b>4465</b>	<b>4430</b>	<b>3537</b>	<b>2939</b>	<b>3229</b>	<b>3707</b>
Steam Turbine	MW	3803	4342	4464	4428	3535	2936	3225	3703
Steam Turbine CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
IGCC	MW	0	0	1	2	2	3	4	4
<b>Biogas / Biofuel</b>	<b>MW</b>	<b>3302</b>	<b>3308</b>	<b>3322</b>	<b>3372</b>	<b>1906</b>	<b>499</b>	<b>623</b>	<b>665</b>
Steam Turbine	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Turbine	MW	0	1	3	5	8	14	27	72
Combined Cycle	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Internal Combustion	MW	3301	3307	3319	3366	1896	479	587	583
Fuel Cell	MW	0	0	0	1	3	5	9	10
<b>Hydro</b>	<b>MW</b>	<b>11189</b>	<b>11368</b>	<b>11371</b>	<b>11375</b>	<b>11381</b>	<b>11389</b>	<b>11430</b>	<b>11653</b>
Run of river	MW	3149	3326	3329	3331	3335	3340	3374	3591

Dam Storage	MW	1350	1351	1351	1351	1352	1352	1352	1352
Pump Storage	MW	6690	6690	6691	6692	6694	6697	6705	6710
<b>Wind</b>	<b>MW</b>	<b>43300</b>	<b>48257</b>	<b>50214</b>	<b>52172</b>	<b>54129</b>	<b>56086</b>	<b>58045</b>	<b>60006</b>
Onshore	MW	40000	44000	45000	46000	47000	48000	49002	50006
Offshore	MW	3300	4257	5214	6172	7129	8086	9043	10000
<b>Solar</b>	<b>MW</b>	<b>39000</b>	<b>52000</b>	<b>53333</b>	<b>54667</b>	<b>56000</b>	<b>57333</b>	<b>58667</b>	<b>60002</b>
Photovoltaics	MW	39000	52000	53333	54667	56000	57333	58667	60002
Thermal	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Geothermal</b>	<b>MW</b>	<b>70</b>	<b>233</b>	<b>461</b>	<b>780</b>	<b>1073</b>	<b>1708</b>	<b>2074</b>	<b>2588</b>
Steam Turbine	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Hot Dry Rock	MW	70	233	461	780	1073	1708	2074	2588
<b>Ocean</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Tidal	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Wave	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Hydrogen</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>276</b>	<b>316</b>	<b>356</b>	<b>368</b>	<b>385</b>
Fuel Cell	MW	0	0	2	276	316	356	368	385
<b>Electricity Storage</b>	<b>MW</b>	<b>326</b>	<b>329</b>	<b>332</b>	<b>339</b>	<b>28</b>	<b>47</b>	<b>87</b>	<b>143</b>
Batteries	MW	3	6	8	14	21	37	71	121
CAES	MW	322	323	324	325	6	9	14	18
Vehicle Storage	MW	0	0	0	0	1	2	2	4

**Tabelle A-6:** ETS-Basiszenario: Strombereitstellung der Kraftwerke in Deutschland

Technology	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Coal</b>	<b>TWh</b>	<b>81,62</b>	<b>94,75</b>	<b>81,22</b>	<b>88,75</b>	<b>114,17</b>	<b>139,44</b>	<b>150,25</b>	<b>143,97</b>
Steam Turbine	TWh	81,62	94,75	80,46	87,97	70,11	34,45	8,11	0,56
Steam Turbine CCS Retrofit	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,06	0,03
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	TWh	0,00	0,00	0,74	0,74	0,81	0,85	0,86	0,33
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	41,88	101,03	138,11	139,93
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,01	0,03	0,04	0,04	0,01	0,00
IGCC CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	1,32	3,00	3,11	3,11
<b>Lignite</b>	<b>TWh</b>	<b>154,19</b>	<b>139,95</b>	<b>144,25</b>	<b>125,57</b>	<b>120,02</b>	<b>100,78</b>	<b>85,92</b>	<b>82,78</b>
Steam Turbine	TWh	154,19	139,95	144,23	125,55	84,09	15,36	0,02	0,00
Steam Turbine CCS Retrofit	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,07	0,07	0,02
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,14	0,16	0,04
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	35,30	84,59	85,01	82,43
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,01	0,03	0,03	0,02	0,00	0,00
IGCC CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,60	0,66	0,30
<b>Oil</b>	<b>TWh</b>	<b>5,09</b>	<b>4,46</b>	<b>3,08</b>	<b>2,57</b>	<b>1,98</b>	<b>1,29</b>	<b>1,28</b>	<b>0,80</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,01	0,01	0,04	0,05	0,00	0,00	0,00
Gas Turbine	TWh	3,25	2,59	2,11	2,00	1,46	1,03	1,06	0,62
Combined Cycle	TWh	0,89	0,89	0,79	0,36	0,31	0,10	0,05	0,00
Internal Combustion	TWh	0,96	0,96	0,17	0,17	0,17	0,16	0,17	0,18
<b>Natural Gas / non renew.</b>	<b>TWh</b>	<b>64,88</b>	<b>73,08</b>	<b>86,40</b>	<b>80,18</b>	<b>84,27</b>	<b>75,02</b>	<b>77,89</b>	<b>78,69</b>
Steam Turbine	TWh	7,40	3,12	1,45	1,09	0,50	0,02	0,02	0,00
Gas Turbine	TWh	19,16	16,21	14,51	11,47	8,15	7,15	7,25	4,64
Combined Cycle	TWh	21,63	30,14	38,47	35,38	39,97	31,54	18,22	7,28
Combined Cycle CO2 Seq.Pre Comb.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,11	9,25	20,00
Combined Cycle CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03
Internal Combustion	TWh	16,70	23,60	31,96	32,24	35,59	36,19	43,11	46,70
Fuel Cell	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
<b>Nuclear</b>	<b>TWh</b>	<b>95,69</b>	<b>65,01</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Generation 2 and 3	TWh	95,69	65,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Generation 4	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Waste non renewable</b>	<b>TWh</b>	<b>13,89</b>	<b>13,88</b>	<b>13,88</b>	<b>13,87</b>	<b>13,37</b>	<b>6,69</b>	<b>6,40</b>	<b>5,25</b>
Steam Turbine	TWh	13,89	13,88	13,88	13,87	13,37	6,69	6,40	5,25
Steam Turbine CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Biomass solid / Waste ren.</b>	<b>TWh</b>	<b>16,95</b>	<b>21,65</b>	<b>26,97</b>	<b>24,99</b>	<b>19,71</b>	<b>16,21</b>	<b>17,19</b>	<b>18,65</b>
Steam Turbine	TWh	16,95	21,65	26,97	24,99	19,71	16,21	17,18	18,65
Steam Turbine CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
<b>Biogas / Biofuel</b>	<b>TWh</b>	<b>12,16</b>	<b>12,15</b>	<b>12,15</b>	<b>12,15</b>	<b>7,06</b>	<b>2,00</b>	<b>2,02</b>	<b>2,03</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Turbine	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Combined Cycle	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Internal Combustion	TWh	12,16	12,15	12,15	12,15	7,06	1,99	2,00	2,00
Fuel Cell	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02
<b>Hydro</b>	<b>TWh</b>	<b>30,03</b>	<b>30,91</b>	<b>30,91</b>	<b>30,92</b>	<b>30,94</b>	<b>30,96</b>	<b>34,20</b>	<b>33,44</b>
Run of river	TWh	18,14	19,02	19,02	19,03	19,05	19,07	19,23	20,33
Dam Storage	TWh	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44
Pump Storage	TWh	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	9,53	7,68
<b>Wind</b>	<b>TWh</b>	<b>80,45</b>	<b>90,91</b>	<b>95,43</b>	<b>99,59</b>	<b>108,55</b>	<b>113,36</b>	<b>117,97</b>	<b>122,31</b>
Onshore	TWh	70,01	77,68	79,55	81,19	87,56	89,77	91,73	93,50
Offshore	TWh	10,44	13,23	15,88	18,40	20,99	23,59	26,24	28,81
<b>Solar</b>	<b>TWh</b>	<b>40,69</b>	<b>54,63</b>	<b>56,06</b>	<b>58,05</b>	<b>60,04</b>	<b>61,46</b>	<b>62,89</b>	<b>64,32</b>
Photovoltaics	TWh	40,69	54,63	56,06	58,05	60,04	61,46	62,89	64,32
Thermal	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Geothermal</b>	<b>TWh</b>	<b>0,37</b>	<b>1,22</b>	<b>2,42</b>	<b>4,09</b>	<b>5,63</b>	<b>8,96</b>	<b>10,88</b>	<b>13,58</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hot Dry Rock	TWh	0,37	1,22	2,42	4,09	5,63	8,96	10,88	13,58
<b>Ocean</b>	<b>TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Tidal	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wave	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Hydrogen</b>	<b>TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2,00</b>	<b>2,02</b>	<b>2,04</b>	<b>2,06</b>	<b>2,08</b>
Fuel Cell	TWh	0,00	0,00	0,00	2,00	2,02	2,04	2,06	2,08
<b>Electricity Storage</b>	<b>TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,04</b>	<b>0,10</b>	<b>0,13</b>
Batteries	TWh	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,09	0,12
CAES	TWh	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01
Vehicle Storage	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Tabelle A-7:** ETS-Basisszenario: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland

Energy Carrier	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coal	PJ	462	495	402	372	345	317	303	212
Petroleum products	PJ	3220	2512	2175	2062	1850	1512	1577	1506
Gas	PJ	2104	2096	2054	1996	1442	1356	1388	1342
Electricity	PJ	1925	1988	1940	1918	1968	1983	2002	2086
Heat	PJ	364	374	380	390	402	411	457	480
Renewables	PJ	933	1590	1791	1774	2449	2823	2829	2946
Waste	PJ	48	51	55	60	56	57	45	36
Others (Methanol, Hydrogen, DME)	PJ	0	5	59	165	234	229	69	69
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>9057</b>	<b>9111</b>	<b>8855</b>	<b>8737</b>	<b>8747</b>	<b>8688</b>	<b>8671</b>	<b>8675</b>

**Tabelle A-8:** ETS-Basisszenario: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland

Sector	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industry	PJ	2535	2580	2362	2277	2252	2211	2217	2191
Commercial	PJ	1315	1325	1321	1307	1252	1212	1168	1129
Households	PJ	2486	2497	2482	2469	2574	2609	2678	2793
Transport	PJ	2595	2596	2586	2590	2584	2578	2537	2496
Agriculture	PJ	126	113	104	94	84	77	71	65
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>9057</b>	<b>9111</b>	<b>8855</b>	<b>8737</b>	<b>8747</b>	<b>8688</b>	<b>8671</b>	<b>8675</b>

**Tabelle A-9:** ETS-Basisszenario: Primärenergieverbrauch in Deutschland

Energy Carrier	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coal	PJ	1369	1428	1256	1251	1583	1823	1950	1841
Lignite	PJ	1585	1509	1375	1175	1075	975	861	793
Oil	PJ	4583	3851	3459	3282	3037	2699	2830	2776
Natural gas	PJ	2534	2545	2662	2743	2207	2061	1886	1868
Nuclear	PJ	1044	709	0	0	0	0	0	0
Hydro, wind, solar, Ocean	PJ	574	691	870	938	1190	1209	1180	1192
Other renewables	PJ	1387	1972	2056	2075	2475	2815	2933	3141
Waste (non renewable)	PJ	191	194	194	197	182	107	93	73
Electricity import, incl. Desertec	PJ	-62	-29	97	108	65	110	104	182
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>13205</b>	<b>12870</b>	<b>11971</b>	<b>11769</b>	<b>11815</b>	<b>11800</b>	<b>11838</b>	<b>11867</b>

**Tabelle A-10:** EE-Szenariovariante: Kraftwerkskapazitäten in Deutschland

Technology	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Coal</b>	<b>MW</b>	<b>27951</b>	<b>23132</b>	<b>18114</b>	<b>15162</b>	<b>16463</b>	<b>14795</b>	<b>16375</b>	<b>14400</b>
Steam Turbine	MW	27951	23032	18014	15061	13069	8240	8246	5821
Steam Turbine CCS Retrofit	MW	0	0	0	0	1	4	6	7
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	MW	0	100	100	100	123	134	137	138
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	MW	0	0	0	0	2952	5730	7289	7733
IGCC	MW	0	0	1	2	3	4	5	6
IGCC CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	314	683	691	694
<b>Lignite</b>	<b>MW</b>	<b>21989</b>	<b>18978</b>	<b>21201</b>	<b>19180</b>	<b>22054</b>	<b>23587</b>	<b>23180</b>	<b>22557</b>
Steam Turbine	MW	21989	18978	21200	19177	17533	12817	9748	9111
Steam Turbine CCS Retrofit	MW	0	0	0	0	2	5	7	8
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	MW	0	0	0	0	6	11	13	14
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	MW	0	0	0	0	4499	10730	13383	13392
IGCC	MW	0	0	1	3	3	4	5	6
IGCC CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	10	19	24	26
<b>Oil</b>	<b>MW</b>	<b>3201</b>	<b>2578</b>	<b>2393</b>	<b>1859</b>	<b>1548</b>	<b>991</b>	<b>362</b>	<b>479</b>
Steam Turbine	MW	509	502	498	499	481	243	7	9
Gas Turbine	MW	1599	1342	1293	835	635	539	279	390
Combined Cycle	MW	906	545	412	406	373	151	12	12
Internal Combustion	MW	187	188	190	120	59	59	64	67
<b>Natural Gas / non renew.</b>	<b>MW</b>	<b>31478</b>	<b>40696</b>	<b>49563</b>	<b>52713</b>	<b>56830</b>	<b>61879</b>	<b>68074</b>	<b>78550</b>
Steam Turbine	MW	4366	1402	1237	1108	836	66	68	10
Gas Turbine	MW	6944	16347	24434	28778	33449	42451	41746	31042
Combined Cycle	MW	16019	17669	17153	17348	18123	16195	17103	38668
Combined Cycle CO2 Seq.Pre Comb.	MW	0	0	0	0	13	34	7091	7800
Combined Cycle CO2 Seq.Oxyfuel	MW	0	0	0	0	1	3	10	14
Internal Combustion	MW	4148	5279	6739	5476	4401	3118	2040	999
Fuel Cell	MW	0	0	0	3	7	11	16	17

<b>Nuclear</b>	<b>MW</b>	<b>11411</b>	<b>8097</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Generation 2 and 3	MW	11411	8097	0	0	0	0	0	0
Generation 4	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Waste non renewable</b>	<b>MW</b>	<b>3432</b>	<b>3487</b>	<b>3192</b>	<b>2896</b>	<b>2393</b>	<b>1023</b>	<b>1133</b>	<b>1291</b>
Steam Turbine	MW	3432	3487	3192	2896	2393	1023	1133	1291
Steam Turbine CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
IGCC	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomass solid / Waste ren.</b>	<b>MW</b>	<b>3865</b>	<b>4391</b>	<b>4507</b>	<b>4865</b>	<b>4502</b>	<b>3483</b>	<b>3874</b>	<b>5753</b>
Steam Turbine	MW	3865	4391	4506	4864	4500	3481	3871	5750
Steam Turbine CO2 Seq.	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
IGCC	MW	0	0	1	2	2	2	3	3
<b>Biogas / Biofuel</b>	<b>MW</b>	<b>3301</b>	<b>3306</b>	<b>3648</b>	<b>4330</b>	<b>2882</b>	<b>1228</b>	<b>1328</b>	<b>1032</b>
Steam Turbine	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Turbine	MW	0	1	2	4	6	9	13	16
Combined Cycle	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Internal Combustion	MW	3301	3305	3646	4325	2874	1210	1305	1008
Fuel Cell	MW	0	0	0	1	2	8	10	7
<b>Hydro</b>	<b>MW</b>	<b>11189</b>	<b>11367</b>	<b>11627</b>	<b>11633</b>	<b>11637</b>	<b>11642</b>	<b>11664</b>	<b>11849</b>
Run of river	MW	3148	3325	3584	3589	3590	3590	3591	3592
Dam Storage	MW	1352	1352	1353	1353	1353	1353	1353	1353
Pump Storage	MW	6689	6690	6690	6692	6694	6698	6720	6904
<b>Wind</b>	<b>MW</b>	<b>43300</b>	<b>51400</b>	<b>58833</b>	<b>67390</b>	<b>89826</b>	<b>111636</b>	<b>138849</b>	<b>152680</b>
Onshore	MW	40000	44000	48333	52890	71326	89336	112749	122680
Offshore	MW	3300	7400	10500	14500	18500	22300	26100	30000
<b>Solar</b>	<b>MW</b>	<b>39000</b>	<b>52000</b>	<b>55000</b>	<b>58000</b>	<b>61000</b>	<b>64003</b>	<b>70243</b>	<b>129882</b>
Photovoltaics	MW	39000	52000	55000	58000	61000	64003	70243	129882
Thermal	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Geothermal</b>	<b>MW</b>	<b>70</b>	<b>245</b>	<b>527</b>	<b>1131</b>	<b>1516</b>	<b>5098</b>	<b>5652</b>	<b>5428</b>
Steam Turbine	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Hot Dry Rock	MW	70	245	527	1131	1516	5098	5652	5428
<b>Ocean</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Tidal	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Wave	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Hydrogen</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>125</b>	<b>117</b>	<b>61</b>	<b>56</b>	<b>73</b>
Fuel Cell	MW	0	0	1	125	117	61	56	73
<b>Electricity Storage</b>	<b>MW</b>	<b>327</b>	<b>329</b>	<b>331</b>	<b>337</b>	<b>24</b>	<b>42</b>	<b>5064</b>	<b>14717</b>
Batteries	MW	3	4	6	10	16	28	5039	14687
CAES	MW	322	322	323	324	6	11	22	26
Vehicle Storage	MW	2	2	2	2	2	3	3	4



**Tabelle A-11:** EE-Szenariovariante: Strombereitstellung der Kraftwerke in Deutschland

Technology	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Coal</b>	<b>TWh</b>	<b>85,45</b>	<b>61,43</b>	<b>69,84</b>	<b>62,38</b>	<b>69,42</b>	<b>70,98</b>	<b>47,78</b>	<b>33,38</b>
Steam Turbine	TWh	85,45	60,68	69,09	61,63	47,73	33,58	6,01	0,00
Steam Turbine CCS Retrofit	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	TWh	0,00	0,74	0,74	0,74	0,92	0,89	0,81	0,19
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	19,44	33,51	37,95	30,38
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
IGCC CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	1,32	2,98	2,99	2,80
<b>Lignite</b>	<b>TWh</b>	<b>154,01</b>	<b>139,95</b>	<b>113,46</b>	<b>99,78</b>	<b>106,98</b>	<b>102,80</b>	<b>87,63</b>	<b>72,24</b>
Steam Turbine	TWh	154,01	139,95	113,45	99,76	73,36	28,81	0,00	0,00
Steam Turbine CCS Retrofit	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,07	0,08	0,02
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	33,49	73,78	87,40	72,15
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00
IGCC CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,12	0,13	0,07
<b>Oil</b>	<b>TWh</b>	<b>5,09</b>	<b>4,44</b>	<b>3,08</b>	<b>2,55</b>	<b>1,98</b>	<b>1,28</b>	<b>0,81</b>	<b>0,80</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,01	0,01	0,04	0,05	0,00	0,00	0,00
Gas Turbine	TWh	3,41	2,72	2,23	1,86	1,31	1,00	0,65	0,64
Combined Cycle	TWh	0,72	0,74	0,67	0,48	0,45	0,11	0,00	0,00
Internal Combustion	TWh	0,96	0,96	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
<b>Natural Gas / non renew.</b>	<b>TWh</b>	<b>64,34</b>	<b>73,15</b>	<b>80,26</b>	<b>71,59</b>	<b>72,20</b>	<b>57,73</b>	<b>79,00</b>	<b>31,79</b>
Steam Turbine	TWh	7,17	3,09	1,44	1,07	0,59	0,02	0,02	0,00
Gas Turbine	TWh	18,86	15,45	14,40	11,18	8,81	10,12	10,04	7,47
Combined Cycle	TWh	20,83	30,68	32,70	34,54	39,88	31,19	33,60	1,43
Combined Cycle CO2 Seq.Pre Comb.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,09	26,57	22,68
Combined Cycle CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,02
Internal Combustion	TWh	17,48	23,94	31,71	24,79	22,90	16,30	8,74	0,20
Fuel Cell	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Nuclear</b>	<b>TWh</b>	<b>95,69</b>	<b>65,01</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Generation 2 and 3	TWh	95,69	65,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Generation 4	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Waste non renewable</b>	<b>TWh</b>	<b>13,89</b>	<b>13,88</b>	<b>13,87</b>	<b>13,87</b>	<b>11,86</b>	<b>5,23</b>	<b>5,31</b>	<b>5,26</b>
Steam Turbine	TWh	13,89	13,88	13,87	13,87	11,86	5,23	5,31	5,26
Steam Turbine CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Biomass solid / Waste ren.</b>	<b>TWh</b>	<b>17,27</b>	<b>22,41</b>	<b>27,19</b>	<b>28,21</b>	<b>26,10</b>	<b>18,39</b>	<b>18,64</b>	<b>30,01</b>
Steam Turbine	TWh	17,27	22,41	27,19	28,21	26,10	18,39	18,63	30,01
Steam Turbine CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
<b>Biogas / Biofuel</b>	<b>TWh</b>	<b>12,16</b>	<b>12,15</b>	<b>13,90</b>	<b>15,05</b>	<b>9,83</b>	<b>3,33</b>	<b>2,68</b>	<b>2,12</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Turbine	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Combined Cycle	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Internal Combustion	TWh	12,16	12,15	13,90	15,05	9,83	3,30	2,65	2,11
Fuel Cell	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,03	0,01
<b>Hydro</b>	<b>TWh</b>	<b>30,03</b>	<b>30,91</b>	<b>32,20</b>	<b>32,22</b>	<b>32,21</b>	<b>32,23</b>	<b>33,64</b>	<b>32,57</b>
Run of river	TWh	18,13	19,01	20,31	20,33	20,32	20,33	20,33	20,32
Dam Storage	TWh	5,45	5,45	5,45	5,45	5,44	5,45	5,45	5,44
Pump Storage	TWh	6,45	6,45	6,45	6,45	6,44	6,45	7,87	6,81
<b>Wind</b>	<b>TWh</b>	<b>80,45</b>	<b>102,70</b>	<b>121,35</b>	<b>143,18</b>	<b>196,17</b>	<b>245,13</b>	<b>305,55</b>	<b>333,33</b>
Onshore	TWh	70,01	77,68	85,70	93,96	135,22	171,16	218,16	233,37

Offshore	TWh	10,44	25,02	35,66	49,22	60,95	73,97	87,39	99,96
<b>Solar</b>	<b>TWh</b>	<b>40,69</b>	<b>54,63</b>	<b>57,85</b>	<b>61,62</b>	<b>65,40</b>	<b>68,62</b>	<b>75,30</b>	<b>139,24</b>
Photovoltaics	TWh	40,69	54,63	57,85	61,62	65,40	68,62	75,30	139,24
Thermal	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Geothermal</b>	<b>TWh</b>	<b>0,37</b>	<b>1,29</b>	<b>2,77</b>	<b>5,94</b>	<b>7,95</b>	<b>25,44</b>	<b>27,76</b>	<b>27,77</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hot Dry Rock	TWh	0,37	1,29	2,77	5,94	7,95	25,44	27,76	27,77
<b>Ocean</b>	<b>TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Tidal	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wave	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Hydrogen</b>	<b>TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,84</b>	<b>0,67</b>	<b>0,29</b>	<b>0,23</b>	<b>0,21</b>
Fuel Cell	TWh	0,00	0,00	0,00	0,84	0,67	0,29	0,23	0,21
<b>Electricity Storage</b>	<b>TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,04</b>	<b>8,29</b>	<b>20,75</b>
Batteries	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	8,24	20,74
CAES	TWh	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,01
Vehicle Storage	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01

**Tabelle A-12:** EE-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland

Energy Carrier	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coal	PJ	465	494	391	368	339	311	294	199
Petroleum products	PJ	3221	2395	2199	1959	1723	1615	1209	750
Gas	PJ	2106	2073	2044	1691	1292	1074	822	595
Electricity	PJ	1929	1988	1923	1836	1893	1953	2048	2218
Heat	PJ	365	374	379	401	422	446	482	515
Renewables	PJ	928	1730	1855	2373	2943	3160	3633	3935
Waste	PJ	46	48	48	45	40	43	39	35
Others (Methanol, Hydrogen, DME)	PJ	0	0	1	1	1	1	0	0
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>9059</b>	<b>9102</b>	<b>8840</b>	<b>8673</b>	<b>8653</b>	<b>8603</b>	<b>8527</b>	<b>8248</b>

**Tabelle A-13:** EE-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland

Sector	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industry	PJ	2535	2574	2341	2206	2188	2144	2160	2062
Commercial	PJ	1314	1328	1326	1303	1250	1205	1162	1123
Households	PJ	2489	2492	2486	2501	2555	2598	2627	2729
Transport	PJ	2595	2596	2583	2577	2579	2579	2506	2267
Agriculture	PJ	126	113	104	86	81	76	71	67
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>9059</b>	<b>9102</b>	<b>8840</b>	<b>8673</b>	<b>8653</b>	<b>8603</b>	<b>8527</b>	<b>8248</b>



IGCC	MW	0	0	1	2	2	2	3	3
<b>Biogas / Biofuel</b>	<b>MW</b>	<b>3301</b>	<b>3306</b>	<b>3443</b>	<b>4121</b>	<b>2801</b>	<b>1300</b>	<b>1379</b>	<b>1236</b>
Steam Turbine	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Turbine	MW	0	1	2	4	6	10	14	17
Combined Cycle	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Internal Combustion	MW	3301	3305	3441	4117	2793	1283	1349	1209
Fuel Cell	MW	0	0	0	1	2	8	17	11
<b>Hydro</b>	<b>MW</b>	<b>11189</b>	<b>11367</b>	<b>11371</b>	<b>11630</b>	<b>11636</b>	<b>11644</b>	<b>11819</b>	<b>11829</b>
Run of river	MW	3148	3325	3328	3585	3589	3590	3591	3592
Dam Storage	MW	1352	1352	1353	1353	1353	1353	1353	1353
Pump Storage	MW	6689	6690	6690	6692	6695	6701	6876	6884
<b>Wind</b>	<b>MW</b>	<b>43300</b>	<b>51400</b>	<b>58833</b>	<b>67167</b>	<b>84497</b>	<b>110068</b>	<b>139996</b>	<b>159650</b>
Onshore	MW	40000	44000	48333	52667	65997	87768	113896	129650
Offshore	MW	3300	7400	10500	14500	18500	22300	26100	30000
<b>Solar</b>	<b>MW</b>	<b>39000</b>	<b>52000</b>	<b>63333</b>	<b>74666</b>	<b>86000</b>	<b>97335</b>	<b>108672</b>	<b>178353</b>
Photovoltaics	MW	39000	52000	63333	74666	86000	97335	108672	178353
Thermal	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Geothermal</b>	<b>MW</b>	<b>70</b>	<b>245</b>	<b>494</b>	<b>988</b>	<b>1520</b>	<b>5218</b>	<b>5534</b>	<b>5415</b>
Steam Turbine	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Hot Dry Rock	MW	70	245	494	988	1520	5218	5534	5415
<b>Ocean</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Tidal	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
Wave	MW	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Hydrogen</b>	<b>MW</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>179</b>	<b>143</b>	<b>91</b>	<b>83</b>	<b>54</b>
Fuel Cell	MW	0	0	1	179	143	91	83	54
<b>Electricity Storage</b>	<b>MW</b>	<b>326</b>	<b>329</b>	<b>331</b>	<b>337</b>	<b>26</b>	<b>49</b>	<b>12135</b>	<b>23482</b>
Batteries	MW	3	4	6	10	16	29	12093	23432
CAES	MW	322	322	323	324	7	18	39	45
Vehicle Storage	MW	2	2	2	2	2	3	3	6

**Tabelle A-16:** EEPlus-Szenariovariante: Strombereitstellung der Kraftwerke in Deutschland

Technology	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Coal</b>	<b>TWh</b>	<b>85,26</b>	<b>61,43</b>	<b>70,32</b>	<b>67,91</b>	<b>69,22</b>	<b>64,77</b>	<b>37,75</b>	<b>16,52</b>
Steam Turbine	TWh	85,26	60,68	69,58	67,16	46,39	33,38	5,89	0,00
Steam Turbine CCS Retrofit	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	TWh	0,00	0,74	0,74	0,74	17,65	16,41	14,40	0,00
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	3,19	12,09	14,59	13,85
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
IGCC CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	1,98	2,88	2,87	2,67
<b>Lignite</b>	<b>TWh</b>	<b>154,01</b>	<b>139,95</b>	<b>113,48</b>	<b>99,79</b>	<b>106,46</b>	<b>106,67</b>	<b>87,53</b>	<b>52,75</b>
Steam Turbine	TWh	154,01	139,95	113,47	99,77	72,45	27,01	0,00	0,00
Steam Turbine CCS Retrofit	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
Steam Turbine CO2 Seq.Post Comb.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,07	0,08	0,01
Steam Turbine CO2 Seq.Oxyfuel	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	33,88	79,46	87,32	52,70
IGCC	TWh	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00
IGCC CO2 Seq.	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,11	0,12	0,04
<b>Oil</b>	<b>TWh</b>	<b>5,09</b>	<b>4,44</b>	<b>3,07</b>	<b>2,55</b>	<b>1,96</b>	<b>1,29</b>	<b>0,81</b>	<b>0,80</b>
Steam Turbine	TWh	0,00	0,01	0,01	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00
Gas Turbine	TWh	3,46	2,78	2,28	1,91	1,32	1,02	0,65	0,63
Combined Cycle	TWh	0,67	0,69	0,61	0,44	0,43	0,10	0,00	0,00
Internal Combustion	TWh	0,96	0,96	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
<b>Natural Gas / non renew.</b>	<b>TWh</b>	<b>64,70</b>	<b>73,71</b>	<b>82,46</b>	<b>73,47</b>	<b>72,64</b>	<b>57,25</b>	<b>59,23</b>	<b>26,92</b>



**Tabelle A-17:** EEPlus-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland

Energy Carrier	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coal	PJ	460	489	382	368	337	310	293	201
Petroleum products	PJ	3221	2410	2171	1902	1701	1600	1201	751
Gas	PJ	2110	2060	2031	1624	1299	1070	867	565
Electricity	PJ	1930	1987	1946	1928	1901	1967	2029	2155
Heat	PJ	365	374	379	392	422	447	484	515
Renewables	PJ	929	1737	1867	2454	2914	3130	3588	3893
Waste	PJ	46	48	47	44	40	43	38	35
Others (Methanol, Hydrogen, DME)	PJ	0	0	30	30	30	30	0	0
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>9060</b>	<b>9105</b>	<b>8852</b>	<b>8743</b>	<b>8646</b>	<b>8598</b>	<b>8498</b>	<b>8114</b>

**Tabelle A-18:** EEPlus-Szenariovariante: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Deutschland

Sector	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Industry	PJ	2535	2574	2355	2262	2183	2141	2154	2025
Commercial	PJ	1315	1328	1321	1305	1249	1205	1161	1093
Households	PJ	2490	2494	2489	2516	2556	2599	2602	2693
Transport	PJ	2595	2596	2583	2574	2576	2578	2509	2236
Agriculture	PJ	126	113	104	86	81	76	71	67
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>9060</b>	<b>9105</b>	<b>8852</b>	<b>8743</b>	<b>8646</b>	<b>8598</b>	<b>8498</b>	<b>8114</b>

**Tabelle A-19:** EEPlus-Szenariovariante: Primärenergieverbrauch in Deutschland

Energy Carrier	Unit	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coal	PJ	1393	1157	1145	1067	1061	1005	767	521
Lignite	PJ	1585	1509	1075	925	963	1000	875	515
Oil	PJ	4585	3749	3455	3141	2890	2765	2377	2007
Natural gas	PJ	2536	2502	2572	2124	1784	1483	1250	806
Nuclear	PJ	1044	709	0	0	0	0	0	0
Hydro, wind, solar, Ocean	PJ	574	740	987	1322	1655	1908	2212	2582
Other renewables	PJ	1348	2120	2153	2790	3442	4145	4606	4882
Waste (non renewable)	PJ	189	191	186	181	150	82	76	72
Electricity import, incl. Desertec	PJ	-69	44	135	61	-166	-235	-251	-167
<b>Sum</b>	<b>PJ</b>	<b>13185</b>	<b>12721</b>	<b>11708</b>	<b>11611</b>	<b>11778</b>	<b>12154</b>	<b>11911</b>	<b>11217</b>

## **Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung**

- Band 136 J. Welsch  
**Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem**  
Dezember 2018, 158 Seiten
- Band 135 M. Stenull  
**Stand und Entwicklungspotenziale der landwirtschaftlichen Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein regionalspezifischer Vergleich**  
Juni 2017, 171 Seiten
- Band 134 J. Brunke  
**Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland: Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven**  
August 2017, 353 Seiten
- Band 133 S. Wolf  
**Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme – Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung**  
Juli 2017, 177 Seiten
- Band 132 S. Marathe  
**Recognising the Change in Land Use Patterns and its Impacts on Energy Demand and Emissions in Gauteng, South Africa**  
April 2017, 202 Seiten
- Band 131 T. Haasz  
**Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell – Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte**  
April 2017, 177 Seiten
- Band 130 M. Steurer  
**Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung**  
April 2017, 230 Seiten
- Band 129 S. Bubeck  
**Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung**  
Januar 2017, 255 Seiten

- Band 128 R. Beestermöller  
**Die Energienachfrage privater Haushalte und ihre Bedeutung für den Klimaschutz – Volkswirtschaftliche Analysen zur deutschen und europäischen Klimapolitik mit einem technologiefundierten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell**  
Januar 2017, 211 Seiten
- Band 127 M. Ohl  
**Analyse der Einsatzpotenziale von Wärmeerzeugungstechniken in industriellen Anwendungen**  
August 2016, 202 Seiten
- Band 126 W. Genius  
**Grüne Bilanzierung - Internalisierung von Umwelt- und Gesundheitsschäden im Rahmen der Input-Output-Rechnung**  
April 2015, 243 Seiten
- Band 125 E. Heyden  
**Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARiiS) - Ein Verfahren zur energetisch-ökonomischen Bewertung industrieller Abwärmepotenziale**  
2016, 121 Seiten
- Band 124 K. Ohlau  
**Strategien zur wirksamen Minderung von Fluglärm in Deutschland - Minderungsmaßnahmen und langfristige Perspektiven**  
2015, 192 Seiten
- Band 123 T. Telsnig  
**Standortabhängige Analyse und Bewertung solarthermischer Kraftwerke am Beispiel Südafrikas**  
September 2015, 285 Seiten
- Band 122 M. Henßler  
**Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland**  
April 2015, 243 Seiten
- Band 121 B. Fais  
**Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany**  
Januar 2015, 194 Seiten
- Band 120 M. Blesl  
**Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse**  
August 2014, 204 Seiten



- Band 119 S. Kempe  
**Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell**  
Juli 2014, 204 Seiten
- Band 118 B. Thiruchittampalam  
**Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa**  
April 2014, 238 Seiten
- Band 117 T. Kober  
**Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt**  
März 2014, 158 Seiten
- Band 116 S. Wissel  
**Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung**  
Februar 2014, 230 Seiten
- Band 115 R. Kuder  
**Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor**  
Februar 2014, 286 Seiten
- Band 114 J. Tomaschek  
**Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa**  
Dezember 2013, 263 Seiten
- Band 113 B. Rühle  
**Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene**  
November 2013, 196 Seiten
- Band 112 N. Sun  
**Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen**  
August 2013, 173 Seiten
- Band 111 J. Lambauer  
**Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie**  
März 2013, 303 Seiten

- Band 110 R. Barth  
**Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes**  
März 2013, 234 Seiten
- Band 109 D. Bruchof  
**Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27**  
März 2012, 226 Seiten
- Band 108 E. D. Özdemir  
**The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport**  
Januar 2012, 194 Seiten
- Band 107 U. Kugler  
**Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen**  
Januar 2012, 236 Seiten
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß  
**Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime**  
Februar 2011, 200 Seiten
- Band 105 O. Mayer-Spohn  
**Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage**  
Dezember 2009, 210 Seiten
- Band 104 A. König  
**Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030**  
Juli 2009, 194 Seiten
- Band 103 C. Kruck  
**Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken**  
Mai 2008, 162 Seiten
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß  
**Energieprognose Bayern 2030**  
Oktober 2007, 296 Seiten

- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl  
**Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium**  
Juli 2007, 108 Seiten
- Band 100 S. Eckardt  
**Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Management-unterstützung**  
Mai 2007, 152 Seiten
- Band 99 U. Remme  
**Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell**  
August 2006, 336 Seiten
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König  
**Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg**  
Mai 2006, 102 Seiten
- Band 97 B. Frey  
**Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern**  
Mai 2006, 148 Seiten
- Band 96 K. Sander  
**Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen**  
Juni 2004, 256 Seiten
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes  
**Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken**  
März 2004, 228 Seiten
- Band 94 J. Bagemihl  
**Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt**  
Februar 2003, 138 Seiten
- Band 93 A. Stuible  
**Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen**  
November 2002, 156 Seiten

- Band 92 M. Blesl  
**Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs**  
August 2002, 282 Seiten
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß  
**Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg**  
August 2002, 138 Seiten
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer  
**Energy Supply for Three Cities in Southern Africa**  
Juli 2002, 96 Seiten
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach  
**Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin**  
Juli 2002, 212 Seiten
- Band 88 M. Sawillion  
**Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken**  
Juli 2002, 136 Seiten
- Band 87 T. Marheineke  
**Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken**  
Juli 2002, 222 Seiten
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß  
**Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage**  
Juni 2002, 224 Seiten
- Band 85 E. Laege  
**Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse**  
Januar 2002, 254 Seiten
- Band 84 S. Molt  
**Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung**  
Oktober 2001, 166 Seiten

- Band 83 D. Hartmann  
**Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien**  
September 2001, 228 Seiten
- Band 82 G. Kühner  
**Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben**  
September 2001, 210 Seiten
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß  
**Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft**  
August 2001, 172 Seiten
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber  
**Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen**  
Mai 2001, 166 Seiten
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann  
**Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg**  
April 2001, 142 Seiten
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)  
**Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe**  
Februar 2001, 248 Seiten
- Band 77 W. Ruffler  
**Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg**  
Januar 2001, 284 Seiten
- Band 76 S. Rivas  
**Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern**  
Januar 2001, 200 Seiten
- Band 75 M. Härdtlein  
**Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (*×Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen**  
September 2000, 168 Seiten
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß  
**Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken**  
August 2000, 118 Seiten

- Band 73 J. Sontow  
**Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstrom-  
erzeugung**  
Juli 2000, 242 Seiten
- Band 72 H. Hermes  
**Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und  
mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors**  
Juli 2000, 188 Seiten
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E.  
Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J.  
Munksgaard  
**Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space  
Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)**  
Juni 2000, 146 Seiten
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H.  
Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß  
**Energieverbrauchsprognose für Bayern**  
Mai 2000, 240 Seiten
- Band 69 J. Baur  
**Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die  
Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern**  
Mai 2000, 154 Seiten
- Band 68 G. Weinrebe  
**Technische, ökologische und ökonomische Analyse von  
solarthermischen Turmkraftwerken**  
April 2000, 212 Seiten
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)  
**Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy  
Technologies**  
April 2000, 282 Seiten
- Band 66 A. Schuler  
**Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in  
Baden-Württemberg**  
März 2000, 236 Seiten
- Band 65 A. Schäfer  
**Reduction of CO<sub>2</sub>-Emissions in the Global Transportation Sector**  
März 2000, 290 Seiten

- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)  
**Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation**  
März 2000, 148 Seiten
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska  
**Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten**  
Dezember 1999, 308 Seiten
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß  
**Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs**  
November 1999, 146 Seiten
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich  
**Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme**  
September 1999, 138 Seiten
- Band 60 R. Lux  
**Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme**  
September 1999, 162 Seiten
- Band 59 M. Kayser  
**Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommens in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -**  
Juli 1999, 184 Seiten
- Band 58 C. John  
**Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs**  
Juni 1999, 214 Seiten
- Band 57 T. Stelzer  
**Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen**  
Mai 1999, 212 Seiten
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß  
**Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark**  
Mai 1999, 322 Seiten

- Band 55 B. Biffar  
**Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse**  
Mai 1999, 236 Seiten
- Band 54 E. Fleißner  
**Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor**  
Januar 1999, 306 Seiten
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)  
**Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture**  
Januar 1999, 252 Seiten
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody  
**Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers**  
Oktober 1998, 156 Seiten
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig  
**Erweiterung der Analysemöglichkeiten von *NetWork* - Der Netzwerkeditor**  
September 1998, 112 Seiten
- Band 50 S. Becher  
**Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen**  
Juli 1998, 200 Seiten
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuble, A. Voß  
**Einbindung des ECOLOG-Modells '*E<sup>3</sup>Net*' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (*ECOLOG II*)**  
Juli 1998, 110 Seiten
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret  
**ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung**  
März 1998, 184 Seiten
- Band 47 C. Schlenzig  
**PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung**  
Januar 1998, 230 Seiten
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)  
**External Costs of Transport**  
April 1998, 144 Seiten



- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Desprez, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta  
**Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises**  
 Januar 1998, 352 Seiten
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß  
**Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren**  
 Dezember 1997, 186 Seiten
- Band 43 J. Albiger  
**Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung**  
 November 1997, 168 Seiten
- Band 42 P. Berner  
**Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs**  
 November 1997, 238 Seiten
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölflé  
**Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency**  
 August 1997, 122 Seiten
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, A. Voß  
**Kostenvergleich verschiedener CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland**  
 August 1997, 156 Seiten
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne  
**MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie**  
 Juli 1997, 172 Seiten
- Band 38 M. Kaltschmitt  
**Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland**  
 April 1997, 108 Seiten
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß  
**Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern**  
 März 1997, 82 Seiten

- Band 36 P. Schaumann  
**Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell**  
Januar 1997, 282 Seiten
- Band 35 R. Kühner  
**Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme**  
Dezember 1996, 262 Seiten
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann  
**Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen**  
November 1996, 124 Seiten
- Band 33 W. Krewitt  
**Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme**  
November 1996, 196 Seiten
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan  
**Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions**  
September 1996, 118 Seiten
- Band 31 W. Ruffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß  
**Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg***  
Juli 1996, 140 Seiten
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß  
**Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective**  
September 1996, 264 Seiten
- Band 29 M. Hanselmann  
**Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen**  
August 1996, 138 Seiten
- Band 28 G. Schmid  
**Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen**  
August 1996, 184 Seiten
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich  
**TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT**  
August 1996, 172 Seiten

- Band 26 T. Hellwig  
**OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben**  
Mai 1998, 118 Seiten
- Band 25 R. Laing  
**CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias**  
Februar 1996, 221 Seiten
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Großmann, P. Bickel, R. Friedrich  
**Externe Kosten der Energieversorgung**  
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß  
**Entwicklung eines Energieinformationssystems**  
März 1996, 76 Seiten
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß  
**Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund**  
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß  
**Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg**  
September 1995, 454 Seiten
- Band 20 M. Fishedick  
**Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen**  
Dezember 1995, 196 Seiten
- Band 19 A. Obermeier  
**Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg**  
Mai 1995, 208 Seiten
- Band 18 N. Kalume  
**Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern**  
Dezember 1994, 113 Seiten

- Band 17 Th. Müller  
**Ermittlung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung**  
November 1994, 142 Seiten
- Band 16 A. Wiese  
**Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland**  
Juni 1994, 223 Seiten
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne  
**Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt**  
Januar 1994, 154 Seiten
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich  
**Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models**  
November 1993, 105 Seiten
- Band 13 R. Friedrich  
**Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen**  
Juli 1992, 292 Seiten
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß  
**Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten**  
August 1992, 471 Seiten
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese  
**Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg**  
April 1992, 320 Seiten
- Band 10 A. Reuter  
**Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützte Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern**  
November 1991, 170 Seiten
- Band 9 T. Kohler  
**Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland**  
Juli 1991, 162 Seiten

- Band 8 M. Mattis  
**Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg**  
Juni 1991, 188 Seiten
- Band 7 M. Kaltschmitt  
**Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs**  
Dezember 1990, 178 Seiten
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski  
**Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany**  
Juli 1990, 92 Seiten
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt  
**Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb**  
Juli 1990, 484 Seiten
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt  
**Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee**  
Juni 1990, 498 Seiten
- Band 3 D. Kluck  
**Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung**  
Mai 1990, 155 Seiten
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystreil  
**Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern**  
Mai 1990, 316 Seiten
- Band 1 U. Fahl  
**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik**  
März 1990, 265 Seiten











## Inhalt

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Die Grundvoraussetzung für einen großen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ist die Integration von Flexibilisierungsoptionen in das Energiesystem, um zeitliche und räumliche Schwankungen in der Energiebereitstellung und -nachfrage ausgleichen zu können.

Das Ziel der Arbeit ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien in Deutschland und Europa mittels eines linearen mathematischen Optimierungsmodells. Den Ausgangspunkt bildet das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU, in dem das Energiesystem der Staaten der EU28 sowie Norwegens und der Schweiz hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert wird. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (5-Jahres-Schritte). Im Zentrum steht dabei die Weiterentwicklung des Energiesystemmodells TIMES PanEU hinsichtlich der Schaffung der methodischen Voraussetzung zur Modellierung und Bewertung von Speichern und allgemeinen Flexibilisierungsoptionen. Hierfür ist zum einen eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung für Deutschland notwendig, zum anderen eine differenzierte Modellierung von Energiespeichern und weiteren Flexibilisierungs- bzw. Integrationsoptionen. Der Forschungsschwerpunkt liegt dabei auf der integrierten Betrachtung der Flexibilisierungsoptionen in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität über den gesamten Optimierungszeitraum bei Berücksichtigung der Optionen zur Sektorkopplung.

Die Ergebnisse der Szenarienanalyse zeigen, dass der Bedarf an Flexibilisierungs- und Integrationsoptionen im Energiesystem von Deutschland und Europa durch die Ausweitung der erneuerbaren Energien ansteigt. Die Ziele hinsichtlich der Treibhausgasminderung und des Ausbaus erneuerbarer Energien können durch eine Ausweitung der Stromnutzung im Energiesystem erreicht werden.

Als Flexibilisierungsmaßnahme im Stromsektor werden bei entsprechender Kostenreduktion insbesondere stationäre Lithium-Ionen-Batterien im Netz zur kurzfristigen Flexibilisierung der Strombereitstellung und -nachfrage eingesetzt. Darüber hinaus deuten die Ergebnisse darauf hin, dass Power-to-Heat-Anwendungen einen großen Integrations- und Flexibilisierungsbeitrag im Energiesystem von Deutschland und Europa leisten können und der Strom- und Wärmemarkt zukünftig stärker miteinander verknüpft sein werden.