

# VDE-Studie



## Energiespeicher für die Energiewende

Speicherungsbedarf und Auswirkungen  
auf das Übertragungsnetz für Szenarien  
bis 2050

Gesamttext

**ETG**

**VDE**

## Autoren

### ETG-Task Force Energiespeicherung

Dr. Franziska Adamek, ehem. ETH Zürich (seit 2012 Bundesnetzagentur)  
Thomas Aundrup, RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH  
Wolfgang Glaunsinger, VDE|ETG  
Dr. Martin Kleimaier, Consultant  
Hubert Landinger, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)  
Dr. Matthias Leuthold, RWTH Aachen (ISEA)  
Benedikt Lunz, RWTH Aachen (ISEA)  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, RWTH Aachen (IAEW)  
Dr. Carsten Pape, Fraunhofer IWES Kassel  
Helge Pluntke, Technische Universität Kaiserslautern  
Niklas Rotering, RWTH Aachen (IAEW)  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Uwe Sauer, RWTH Aachen (ISEA)  
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, Hochschule Regensburg  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow, Technische Universität Kaiserslautern

## Impressum

**VDE** VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-346 · E-Mail [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com) · <http://www.vde.com/etg>

Titelbild: KBB Underground Technologies, Siemens, Vattenfall, © visdia – Fotolia.com

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

Juni 2012

# **Energiespeicher für die Energiewende**

**Speicherungsbedarf und Auswirkungen  
auf das Übertragungsnetz für Szenarien  
bis 2050**

**Studie der  
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)**

**Gesamttext**



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Aufgabenstellung .....</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Methodisches Vorgehen .....</b>	<b>15</b>
<b>2.1</b>	<b>Überblick .....</b>	<b>15</b>
2.1.1	Grundlegende Annahmen .....	15
2.1.2	Modellierungs- und Analyseschritte .....	17
<b>2.2</b>	<b>Erwartete, zukünftige installierte Erzeugung und Last.....</b>	<b>18</b>
<b>2.3</b>	<b>Ermittlung der Residuallast .....</b>	<b>21</b>
2.3.1	Übersicht .....	21
2.3.2	Ganglinien für EE-Erzeugung .....	23
2.3.3	Ganglinien für Last .....	25
<b>2.4</b>	<b>Definition von Speicherzubauvarianten .....</b>	<b>27</b>
<b>2.5</b>	<b>Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparks.....</b>	<b>29</b>
2.5.1	Verfahrensüberblick .....	29
2.5.2	Modelle und Algorithmen .....	31
2.5.3	Eingangsdaten .....	33
<b>2.6</b>	<b>Kostenanalyse.....</b>	<b>35</b>
2.6.1	Kraftwerkspark .....	35
2.6.2	Speicherpark .....	37
<b>2.7</b>	<b>Netzanalyse .....</b>	<b>45</b>
2.7.1	Grundsätzlicher Ablauf der Netzanalyse.....	45
2.7.2	Allgemeiner Aufbau der Netzmodelle .....	46
2.7.3	Allokation der Eingangsdaten auf die Netzknoten .....	49
<b>3</b>	<b>Zukünftiger Speicherungsbedarf .....</b>	<b>51</b>
<b>3.1</b>	<b>Parametrierung der Varianten.....</b>	<b>51</b>
3.1.1	Entwicklung der Residuallast .....	51
3.1.2	Variantenparameter .....	53
<b>3.2</b>	<b>Referenzszenario .....</b>	<b>55</b>
3.2.1	Stromerzeugung.....	55
3.2.2	Stromgestehungskosten .....	57
3.2.3	Emissionen.....	59
<b>3.3</b>	<b>40%-Szenario .....</b>	<b>59</b>
3.3.1	Bedarf an Speicher und Gaskraftwerken .....	59
3.3.2	Stromerzeugung.....	61
3.3.3	Speichernutzung .....	63
3.3.4	Stromgestehungskosten .....	66
3.3.5	Emissionen.....	68
<b>3.4</b>	<b>80%-Szenario .....</b>	<b>69</b>
3.4.1	Bedarf an Speicher und Gaskraftwerken .....	69
3.4.2	Stromerzeugung.....	71

3.4.3	Speichernutzung .....	73
3.4.4	Stromgestehungskosten .....	76
3.4.5	Emissionen.....	78
<b>3.5</b>	<b>100%-Szenario.....</b>	<b>79</b>
3.5.1	Bedarf an Speicher und Gaskraftwerken .....	79
3.5.2	Stromerzeugung.....	81
3.5.3	Speichernutzung .....	81
3.5.4	Stromgestehungskosten .....	83
<b>4</b>	<b>Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das Über- tragungsnetz .....</b>	<b>85</b>
<b>4.1</b>	<b>Netzmodellentwicklung .....</b>	<b>85</b>
4.1.1	Übersicht zu den Netzmodellen .....	85
4.1.2	Netzmodell 1 .....	85
4.1.3	Netzmodell 2 .....	86
4.1.4	Netzmodell 2 (modifiziert) .....	88
4.1.5	Netzmodell 3 .....	90
4.1.6	Netzmodell 4 .....	92
<b>4.2</b>	<b>Ergebnisdarstellung .....</b>	<b>99</b>
<b>4.3</b>	<b>Ergebnisse für das 40%-Szenario .....</b>	<b>100</b>
4.3.1	Netzmodell 1 .....	100
4.3.2	Netzmodell 2 .....	104
4.3.3	Netzmodell 2 (modifiziert) .....	107
4.3.4	Netzmodell 3 .....	111
4.3.5	Bewertung der Ergebnisse.....	114
<b>4.4</b>	<b>Ergebnisse für das 80%-Szenario .....</b>	<b>115</b>
4.4.1	Netzmodell 2 (modifiziert) .....	115
4.4.2	Netzmodell 3 .....	117
4.4.3	Netzmodell 4 .....	121
4.4.4	Bewertung der Ergebnisse.....	127
<b>4.5</b>	<b>Betrachtung des Blindleistungshaushalts .....</b>	<b>128</b>
4.5.1	Vorgehensweise.....	128
4.5.2	Ergebnisse .....	130
4.5.3	Bewertung und Schlussfolgerungen .....	132
<b>4.6</b>	<b>Zusammenfassende Darstellung und Bewertung der Netzanalysen .....</b>	<b>133</b>
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>137</b>
<b>5.1</b>	<b>Methodik.....</b>	<b>137</b>
<b>5.2</b>	<b>Annahmen und Eingangsdaten .....</b>	<b>138</b>
<b>5.3</b>	<b>Erkenntnisse.....</b>	<b>141</b>
<b>5.4</b>	<b>Ausblick und Handlungsbedarf.....</b>	<b>143</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>146</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Methodisches Vorgehen .....	17
Abbildung 2-2: Ermittlung der Residuallast .....	22
Abbildung 2-3: Frequenzanalyse der Residuallast.....	23
Abbildung 2-4: Speicherezubauvarianten .....	28
Abbildung 2-5: Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparks.....	30
Abbildung 2-6: Grundsätzlicher Ablauf einer Netzanalyse .....	46
Abbildung 2-7: Modellierung der Schaltanlage des KKW Brunsbüttel .....	48
Abbildung 2-8: Regionale Verteilung von Erzeugung, Last und Speicher in den Szenarien 40% und 80%.....	50
Abbildung 3-1: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im Referenzszenario.....	51
Abbildung 3-2: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 40%-Szenario .....	51
Abbildung 3-3: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 80%-Szenario .....	52
Abbildung 3-4: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 100%-Szenario .....	52
Abbildung 3-5: Stromerzeugung im Referenzszenario ( <sup>1</sup> Saldo Turbinieren-Pumpen) .....	56
Abbildung 3-6: Variable Stromgestehungskosten im Referenzszenario .....	57
Abbildung 3-7: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im Referenzszenario.....	57
Abbildung 3-8: Stromgestehungskosten im Referenzszenario .....	58
Abbildung 3-9: CO <sub>2</sub> -Emissionen im Referenzszenario.....	59
Abbildung 3-10: Stromerzeugung im 40%-Szenario .....	62
Abbildung 3-11: Notwendige Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien im 40%-Szenario .....	62
Abbildung 3-12: Stromerzeugung der Varianten B bis E als Abweichung zur Variante A im 40%-Szenario.....	62
Abbildung 3-13: Speichernutzung der Variante B im 40%-Szenario .....	63
Abbildung 3-14: Speichernutzung der Variante C im 40%-Szenario .....	64
Abbildung 3-15: Speichernutzung der Variante D im 40%-Szenario .....	64
Abbildung 3-16: Speichernutzung der Variante E im 40%-Szenario .....	65
Abbildung 3-17: Variable Stromgestehungskosten im 40%-Szenario .....	67
Abbildung 3-18: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im 40%-Szenario .....	67
Abbildung 3-19: Annuitätische Investitionskosten des Speicherparks im 40%-Szenario .....	68
Abbildung 3-20: Stromgestehungskosten im 40%-Szenario.....	68
Abbildung 3-21: CO <sub>2</sub> -Emissionen im 40%-Szenario .....	69
Abbildung 3-22: Stromerzeugung im 80%-Szenario .....	72
Abbildung 3-23: Notwendige Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien im 80%-Szenario .....	72
Abbildung 3-24: Stromerzeugung der Varianten B bis E als Abweichung zur Variante A im 80%-Szenario.....	73
Abbildung 3-25: Speichernutzung der Variante B im 80%-Szenario .....	74
Abbildung 3-26: Speichernutzung der Variante C im 80%-Szenario .....	74
Abbildung 3-27: Speichernutzung der Variante D im 80%-Szenario .....	74
Abbildung 3-28: Speichernutzung der Variante E im 80%-Szenario .....	75
Abbildung 3-29: Variable Stromgestehungskosten im 80%-Szenario .....	77
Abbildung 3-30: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im 80%-Szenario .....	77
Abbildung 3-31: Annuitätische Investitionskosten des Speicherparks im 80%-Szenario .....	78
Abbildung 3-32: Stromgestehungskosten im 80%-Szenario.....	78
Abbildung 3-33: CO <sub>2</sub> -Emissionen im 80%-Szenario .....	79

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

Abbildung 3-34: Stromerzeugung der Variante D im 100%-Szenario.....	81
Abbildung 3-35: Speichernutzung der Variante D im 100%-Szenario .....	82
Abbildung 3-36: Variable Stromgestehungskosten im 100%-Szenario .....	83
Abbildung 3-37: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im 100%-Szenario .....	84
Abbildung 3-38: Annuitätische Investitionskosten des Speicherparks im 100%-Szenario .....	84
Abbildung 3-39: Stromgestehungskosten im 100%- Szenario.....	84
Abbildung 4-1: Übersicht der in den Szenarien untersuchten Netzmodelle.....	85
Abbildung 4-2: Deutsches Höchstspannungsnetz .....	86
Abbildung 4-3: Zubaumaßnahmen in Netzmodell 2.....	88
Abbildung 4-4: Zubaumaßnahmen im Netzmodell 2 (modifiziert).....	90
Abbildung 4-5: Regionen im Netzmodell 3.....	92
Abbildung 4-6: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Mindestanzahl an Kopfstationen .....	94
Abbildung 4-7: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Mindestanzahl an DC-Stromkreisen.....	95
Abbildung 4-8: Vereinfachter Algorithmus zur Sollwertgenerierung der Konverterstationen.....	96
Abbildung 4-9: DC-Netz aus Netzmodell 4 inkl. Netzregionen .....	98
Abbildung 4-10: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 1 (Grundfall) .....	100
Abbildung 4-11: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 1, Speichervariante A.....	102
Abbildung 4-12: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 1, Speichervariante $D_{Last}$ .....	102
Abbildung 4-13: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 1, Speichervariante $D_{EE}$ .....	102
Abbildung 4-14: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 2 ((n-1)-Fall) .....	104
Abbildung 4-15: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante A.....	106
Abbildung 4-16: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante $D_{Last}$ .....	106
Abbildung 4-17: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante $D_{EE}$ .....	106
Abbildung 4-18: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 2 (modifiziert) ((n- 1)-Fall) .....	108
Abbildung 4-19: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante A.....	109
Abbildung 4-20: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante $D_{Last}$ .....	109
Abbildung 4-21: Maximale Auslastung Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante $D_{EE}$ .....	109
Abbildung 4-22: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 3 ((n-1)-Fall) .....	111
Abbildung 4-23: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante A.....	112
Abbildung 4-24: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante $D_{Last}$ .....	112
Abbildung 4-25: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante $D_{EE}$ .....	112
Abbildung 4-26: Erwartungswerte der höchsten Zweigauslastungen für den Grund- und (n-1)-Fall..	114
Abbildung 4-27: Unzulässige Systemzustände im 80%-Szenario in Netzmodell 2 (modifiziert) (Grundfall).....	115

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

Abbildung 4-28: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert) Speichervariante A.....	116
Abbildung 4-29: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante $D_{Last}$ .....	116
Abbildung 4-30: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), in Speichervariante $D_{EE}$ .....	117
Abbildung 4-31: Unzulässige Systemzustände im 80%-Szenario in Netzmodell 3 (Grundfall) .....	118
Abbildung 4-32: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante A.....	119
Abbildung 4-33: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante $D_{Last}$ .....	119
Abbildung 4-34: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante $D_{EE}$ .....	119
Abbildung 4-35: Unzulässige Systemzustände im 80%-Szenario in Netzmodell 4 ((n-1)-Fall) .....	121
Abbildung 4-36: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante A.....	122
Abbildung 4-37: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante $D_{Last}$ .....	122
Abbildung 4-38: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante $D_{EE}$ .....	122
Abbildung 4-39: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante $D_{Last}$ , Ausfall einer Konverterstation in Diele.....	124
Abbildung 4-40: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante $D_{Last}$ , Ausfall einer Konverterstation in Sechtem .....	124
Abbildung 4-41: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante $D_{Last}$ , Ausfall einer Konverterstation in Hüffenhardt.....	125
Abbildung 4-42: Auslastungen über 100 % bei Ausfall einer Konverterstation in Netzmodell 4.....	126
Abbildung 4-43: Erwartungswerte der höchsten Zweigauslastungen für den Grund- und (n-1)-Fall..	127
Abbildung 4-44: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante $D_{Last}$ , Fall A, 40%-Szenario.....	130
Abbildung 4-45: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante $D_{Last}$ , Fall B, 40%-Szenario.....	131
Abbildung 4-46: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 4, Speichervariante $D_{Last}$ , Fall A, 80%-Szenario .....	131
Abbildung 4-47: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 4, Speichervariante $D_{Last}$ , Fall B, 80%-Szenario .....	132
Abbildung 4-48: Zusammenfassung der Ergebnisse für das 40%-Szenario .....	134
Abbildung 4-49: Zusammenfassung der Ergebnisse für das 80%-Szenario .....	135

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Angenommene Kraftwerksleistung und Jahreshöchstlast für die Szenarien ( <sup>1</sup> Ergebnis der Studie).....	20
Tabelle 2-2: Angenommene Jahreserzeugung und Jahresverbrauch für die Szenarien.....	21
Tabelle 2-3: Definition der technologieunabhängigen Speicherklassen Langzeit- und Kurzzeitspeicher .....	27
Tabelle 2-4: Brennstoffkosten .....	34
Tabelle 2-5: Reserve ( <sup>1</sup> Ist-Wert).....	34
Tabelle 2-6: Investitionskosten von Kraftwerken.....	36
Tabelle 2-7: Wichtigste Parameter Pumpspeicher.....	38
Tabelle 2-8: Wichtigste Parameter adiabater Druckluftspeicher .....	39
Tabelle 2-9: Wichtigste Parameter Blei-Säure-Batterien .....	40
Tabelle 2-10: Wichtigste Parameter Lithium-Ionen-Batterien .....	40
Tabelle 2-11: Wichtigste Parameter Natrium-Schwefel-Batterien.....	41
Tabelle 2-12: Anteile der Technologien am Speicherpark für Kurzzeitspeicher .....	42
Tabelle 2-13: Wichtigste Parameter der Langzeitspeicher auf Basis von Elektrolyse.....	43
Tabelle 2-14: Steuerbare Lasten nach BMU-Leitstudie .....	43
Tabelle 2-15: Reduktion der Kurzzeitspeicherenergie und –leistung durch Demand-Side-Management .....	44
Tabelle 2-16: Bedeutung der Netzelemente.....	47
Tabelle 2-17: Übersicht der Jahreganglinien für die Szenarien 40% und 80%.....	49
Tabelle 3-1: Statistische Auswertung der Ganglinien der Residuallasten .....	53
Tabelle 3-2: Frequenzanalyse der Residuallasten (Werte in Klammern: Abweichung gegenüber dem Referenzszenario).....	54
Tabelle 3-3: Definition der Speicherezubauvarianten („ideale“ Speicher) .....	55
Tabelle 3-4: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im Referenzszenario.....	56
Tabelle 3-5: Bedarf an Speichern und Gaskraftwerken im 40%-Szenario.....	60
Tabelle 3-6: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im 40%-Szenario.....	61
Tabelle 3-7: Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung der Varianten B bis E im 40%-Szenario... 65	
Tabelle 3-8: Äquivalente Vollzyklen der verschiedenen Speicher pro Jahr für die Varianten B bis E im 40%- Szenario .....	66
Tabelle 3-9: Bedarf an Speichern und Gaskraftwerken im 80%-Szenario.....	70
Tabelle 3-10: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im 80%-Szenario .....	71
Tabelle 3-11: Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung der Varianten B bis E im 80%-Szenario. 75	
Tabelle 3-12: Äquivalente Vollzyklen der verschiedenen Speicher pro Jahr für die Varianten B bis E im 80%- Szenario .....	76
Tabelle 3-13: Bedarf an Speichern und Gaskraftwerken im 100%-Szenario.....	80
Tabelle 3-14: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im 100%-Szenario .....	81
Tabelle 3-15: Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung der Variante D im Szenario 100%.....	82
Tabelle 3-16: Äquivalente Vollzyklen der verschiedenen Speicher pro Jahr für die Variante D im 100%-Szenario .....	83
Tabelle 4-1: Kennzahlen von Netzmodell 1.....	86
Tabelle 4-2: Kennzahlen von Netzmodell 2.....	88
Tabelle 4-3: Umgerüstete bzw. zugebaute Leitungen im Netzmodell 2 (modifiziert).....	89
Tabelle 4-4: Zusätzliche Transformatoren im Netzmodell 2 (modifiziert).....	89
Tabelle 4-5: Kennzahlen von Netzmodell 2 (modifiziert).....	90

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

Tabelle 4-6: Übertragungs- und Ausbaubedarf nach Dena-Netzstudie-II.....	91
Tabelle 4-7: Kennzahlen von Netzmodell 3.....	92
Tabelle 4-8: Auswahl der AC-Netzverknüpfungspunkte .....	93
Tabelle 4-9: Anzahl an Kopfstation pro AC-Netzverknüpfungspunkt.....	94
Tabelle 4-10: Ermittelte Anzahl an DC-Stromkreisen pro Korridor .....	95
Tabelle 4-11: Stromkreislängen des DC-Netzes .....	97
Tabelle 4-12: Kennzahlen von Netzmodell 4.....	98
Tabelle 4-13: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 1 in Grundfall.....	103
Tabelle 4-14: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 2 in Grund- und im (n-1)-Fall.....	107
Tabelle 4-15: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 2 (modifiziert) im Grund- und im (n-1)-Fall..	110
Tabelle 4-16: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 3 im Grund- und im (n-1)-Fall.....	113
Tabelle 4-17: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 2 (modifiziert) im Grundfall.....	117
Tabelle 4-18: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 3 im Grundfall.....	120
Tabelle 4-19: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 4 im Grund- und im (n-1)-Fall.....	123
Tabelle 4-20: Standorte mit E4 Einspeisung.....	128
Tabelle 4-21: Parameter der Netzeinspeisungen E4 .....	129
Tabelle 4-22: Untersuchte Netzmodelle und Varianten .....	130



# 1 Aufgabenstellung

Der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) auf einen Anteil von mindestens 80% an der Bruttostromerzeugung, der nach dem Energiekonzept der Bundesregierung [4] aus dem September 2010 bis zum Jahr 2050 erreicht werden soll, sind zentrale Bestandteile der Energiewende. Im Jahr der Beschlussfassung dieses Energiekonzeptes betrug der EE-Anteil etwa 17%. In der bevorstehenden Dekade ist diesem Konzept zu Folge ein EE-Anteil von 40% zu erreichen.

Der beabsichtigte EE-Ausbau wird stark vom Ausbau der Offshore- und Onshore-Windenergie sowie der PV-Anlagen getragen. Die „Langfristszenarien 2010“ des Bundesumweltministeriums [3], welche von einem Konsortium aus DLR, Fraunhofer IWES und IfNE für das BMU erstellt wurden, sehen beispielsweise voraus, dass die volatile und dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie im Jahr 2050 etwa 75% der EE-Erzeugung ausmachen wird.

Derartig hohe Anteile dargebotsabhängiger Erzeugung stellen das deutsche Stromversorgungssystem vor große technische Herausforderungen, die von der Systemstabilität, der Versorgungssicherheit, dem Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze bis hin zum zentralen Punkt des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch, der sogenannten Bilanzierung, reichen.

Eine derartige Bilanzierung erfordert Flexibilitäten im Stromversorgungssystem, die grundsätzlich von Energiespeichern, flexiblen thermischen Kraftwerken, flexiblen Verbrauchern (Demand Side Management) und regelfähigen EE-Anlagen bereitgestellt werden können. Die vorliegende Studie widmet sich daher der Frage, welcher Speicherungsbedarf zur Bilanzierung zukünftiger EE-dominiertes Erzeugungssysteme unter Berücksichtigung der Flexibilitäten des bleibenden thermischen Kraftwerks und der Bereitschaft zur Flexibilisierung der EE-Einspeisung erforderlich ist.

Als Referenz dient das Jahr 2010 (EE-Anteil 17% mit EE-Kapazitäten von Anfang 2010); betrachtet wird das langfristige EE-Ausbauziel von 80% (80%-Szenario, Jahr 2050), aber auch das kurzfristige EE-Ausbauziel von 40% (40%-Szenario, Jahr 2020-2025) sowie ein über das Energiekonzept der Bundesregierung hinaus gehender Ausblick auf ein mögliches EE-Ausbauziel von 100% (100%-Szenario).

Ergänzend werden in dieser Studie die Folgen eines Speicherzubaues und Speichereinsatzes auf den Betrieb des Übertragungsnetzes und dessen Ausbau analysiert.

Diese Studie klammert den Netz- und Speicherausbaubedarf im Verteilungsnetz sowie die vielfältigen Aspekte der Systemstabilität, zu denen Speicher auch einen Beitrag leisten können, aus. Die VDE-Studie „Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ aus dem Jahr 2009 [17] hat die möglichen Anwendungen diesbezüglich identifiziert: Diese reichen von der Regelleistung über Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität und Versorgungsqualität bis hin zum Inselnetzbetrieb.

Diese VDE-Studie aus dem Jahr 2009 hat zudem aufgezeigt, dass eine Vielzahl technischer Lösungen für Speicher verfügbar sind, die bereits heute für den Einsatz in Stromversorgungssystemen geeignet sind oder für die eine hinreichende technische Reife absehbar ist. Diese Speichertechnologien reichen mit Blick auf die Bilanzierungsfunktion von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeichern, chemischer Speicherung in Wasserstoff oder Methan über Power-to-Gas, verschiedenen Batterie-Technologien bis zum Demand Side Management. Technologisches Fazit dieser VDE-Studie aus dem Jahr 2009 ist, dass es keine optimale Speichertechnologie gibt. Im Prinzip können demnach die Speichertechnologien in zwei Speicherklassen eingeteilt werden:

- Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ( $\geq 75\%$ ), aber geringem Speichervolumen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management
- Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad ( $\leq 40\%$ ), aber großem Speichervolumen, wie chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas).

Aus diesem Grund abstrahiert die hier vorliegende Studie die Technologie der Speicher und untersucht den Speicherungsbedarf getrennt für die Speicherklassen Kurzzeit- und Langzeitspeicher, für die repräsentative Werte bei Zykluswirkungsgrad und Speichervolumen angesetzt werden. Im Rahmen der vorliegenden Studie sollen die folgenden zentralen Fragestellungen beantwortet werden:

#### **Fragestellungen:**

- Welchen Beitrag (Einspeicherleistung, Ausspeicherleistung, Speichervolumen) können Kurz- und Langzeitspeicher im Zusammenspiel mit flexiblen Kraftwerken und flexiblen EE-Anlagen (Abregeln) zum Ausgleich (Bilanzierung) von Last und volatiler Erzeugung leisten.
- Welche Auswirkungen ergeben sich aus dem Einsatz der Kurz- und Langzeitspeicher auf Stromerzeugung, Stromgestehungskosten, Emissionen und Netzausbau.

Die vorliegende Studie zum Speicherungsbedarf setzt die Reihe von Studien fort, die der VDE in den vergangenen Jahren zu verschiedenen Teilaspekten der Energiewende veröffentlicht hat (alle Studien sind erhältlich unter:

[www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG](http://www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG)).

## 2 Methodisches Vorgehen

### 2.1 Überblick

#### 2.1.1 Grundlegende Annahmen

Die VDE-Studie „Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ [16] hat eine Reihe von möglichen Anwendungen für Speicher identifiziert. Diese reichen vom Energiehandel zum Zweck der energiewirtschaftlichen Bilanzierung über Regelleistung, Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität und Versorgungsqualität bis hin zum Inselnetzbetrieb. Der zukünftige Speicherungsbedarf in Folge des Ausbaus an erneuerbaren Energien wird aber im Wesentlichen von der energiewirtschaftlichen Bilanzierung, d.h. dem Erzeugungs- und Lastausgleich in Zeitbereichen größer einer Viertelstunde, getrieben werden, während die anderen genannten Speichieranwendungen zumeist individuelle Speziallösungen für lokale oder für Deutschland irrelevante technische Probleme darstellen, im erwarteten Bedarf nachrangig sind oder ergänzende Funktionen bei Speichern für die energiewirtschaftliche Bilanzierung sein können.

Die vorliegende Studie zum Speicherungsbedarf als Folge des Ausbaus an erneuerbaren Energien wird sich daher auf die Anwendung dieser energiewirtschaftlichen Bilanzierung konzentrieren, bei der die Speicher analog zu den Kraftwerken im Rahmen eines Erzeugungs- und Absatzportfolios und/oder als Ergebnis von Handelsaktivitäten an den Spotmärkten mit dem Ziel einer gewinnmaximalen Bilanzierung jedes einzelnen Portfolios und damit des gesamten Systems eingesetzt werden.

Entsprechend dieser Funktion müssen für die Studie Ganglinien mit einer Auflösung von mindestens einer Viertelstunde betrachtet werden. Die oft vereinfachend bei energiewirtschaftlichen Analysen genutzten Betrachtungen von Leistungen und Volllaststunden ist unzureichend und würde zu falschen Ergebnissen führen. Eine Auflösung von unter einer Viertelstunde ist nur für hier nicht betrachtete Fragestellungen wie z.B. der Primär- und Sekundärregelung oder der Systemstabilität erforderlich.

Da die Schwankungen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen ihre wesentlichen Gradienten im Bereich deutlich über einer Viertelstunde aufweisen, wie die bisherige Betriebserfahrung zeigt, werden im Rahmen dieser Studie Ganglinien im Stundenraster betrachtet werden. Dies stellt einen sinnvollen Kompromiss zwischen hinreichender Genauigkeit für die zugrunde liegende Fragestellung und noch überschaubarer Komplexität für die weiter unten beschriebenen Analysen dar.

Gleichzeitig ist die Betrachtung von Jahresganglinien geboten, um einerseits jährliche Zyklen der wetterabhängigen Energiequellen Wind- und Solarenergie zu erfassen und andererseits durch den langen Zeitraum der Betrachtung möglichst auch selten auftretende Situationen wie z.B. länger andauernde Windflauten bei mehrwöchigen stagnierenden Wetterlagen oder Stürme einzuschließen.

Die Frage nach dem notwendigen Speicherungsbedarf für ein gegebenes Szenario des EE-Ausbaus verlangt eine Systembetrachtung, die Kraftwerke, Verbraucher, Speicher und das Netz und deren vielfältige Wechselwirkungen untereinander glei-

chermaßen berücksichtigt. Insbesondere die Flexibilität der thermischen Kraftwerke konkurrieren und/oder kooperieren mit den Speichern bei der Aufgabe der energiewirtschaftlichen Bilanzierung und sind daher zwingend gemeinsam zu betrachten.

Grundsätzlich wäre hierzu das gesamte europäische Erzeugungssystem und gegebenenfalls Netz zu betrachten. Da aber der deutsche Speicherungsbedarf getrieben durch den deutschen Ausbau der erneuerbaren Energien im Fokus dieser Studie steht, wird als System nur Deutschland betrachtet, d.h. es werden weder Importe noch Exporte von Strom zur energiewirtschaftlichen Bilanzierung des deutschen Systems unterstellt.

Dieses Vorgehen erscheint im ersten Moment als zu ungenau. Berücksichtigt man aber, dass das gewonnene Ergebnis für den Speicherungsbedarf nicht notwendigerweise Speicher in Deutschland sein müssen, sondern bei entsprechend verfügbaren Netzkapazitäten auch Speicher im Ausland sein können, wird dieses Vorgehen für die gegebene Fragestellung plausibel.

Grundsätzlich lässt sich der notwendige Speicherungsbedarf eines gegebenen Ausbauszenarios an erneuerbaren Energien durch zwei Vorgehensweisen ermitteln:

- Wenn es gelingt, diese komplexe Fragestellung in ein Optimierungsmodell des Systems zu überführen, in dem die Speicherezubauten zur Optimierungsvariablen werden, ergibt sich der notwendige, d.h. der nach zuvor bestimmten Kriterien als optimal identifizierte Speicherungsbedarf direkt als Lösung dieser Optimierungsaufgabe.
- Es werden sinnvolle Varianten eines möglichen Speicherausbaus betrachtet. Aus der Analyse dieser Varianten und dem Vergleich der Analyseergebnisse lassen sich Rückschlüsse auf den erforderlichen Speicherezubau ziehen.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde der zweite Weg gewählt, weil die Überführung von komplexen technischen Sachverhalten in ein Optimierungsmodell aufwendig ist, vielfach Vereinfachungen erfordert, die die Belastbarkeit von Ergebnissen in Frage stellen können, und ein Erfolg dieser Vorgehensweise aufgrund der Komplexität a priori nicht garantiert werden kann. Der gewählte Weg über einen Variantenvergleich erlaubt es darüber hinaus, Ursache und Wirkung besser zu verstehen sowie Ergebnisse einfacher zu plausibilisieren, welches beides die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse stärkt.

Die vorliegende Studie geht bei Ihren Analysen auch stets von einer national bestimmten Versorgungssicherheit aus. Dies bedeutet, dass die für jedes gegebene Ausbauszenario an erneuerbaren Energien und bei jeder Variante an Speicherezubau auch immer hinreichend viele thermische Kraftwerke zur Verfügung stehen, um jederzeit die Last der Verbraucher und die Reserveanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland decken zu können. Der Kraftwerkspark wird damit nur teilweise zum Eingangsparameter, zum Teil ist er auch Ergebnis dieser Studie.

Schließlich geht die Studie im ersten Schritt davon aus, dass die Erfordernisse des elektrischen Netzes weder zum Zwangseinsatz von Kraftwerken oder Speichern führen noch den Kraftwerks- oder Speichereinsatz behindern. In diesem ersten Schritt der Studie wird also unterstellt, dass zunächst keine Netzengpässe bestehen. In einem zweiten Schritt wird untersucht inwiefern diese Annahme unter Betrachtung ver-

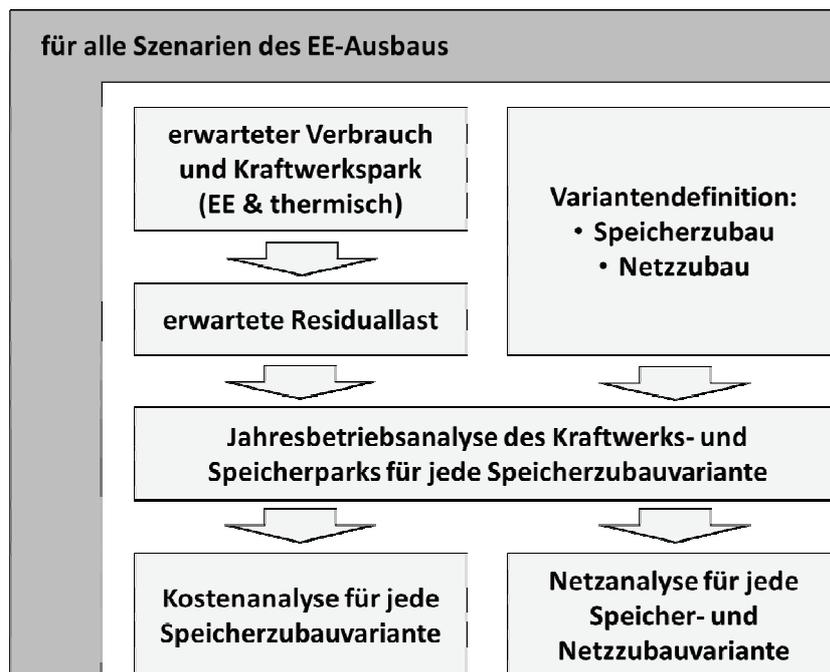
schiedener Netzausbauvarianten gerechtfertigt ist und inwieweit der Einsatz und die Allokation der Speicher die Netzbelastung beeinflussen und damit ggf. Einsparungen beim Ausbau der Übertragungsnetze ermöglichen. Für die diversen Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Reserveleistung, die im Rahmen der geforderten Versorgungssicherheit Eingang in diese Studie findet, wird unterstellt, dass gegebenenfalls technische Alternativen auf Netzseite möglich sind. Dazu wird insbesondere der Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes analysiert um zu prüfen ob diese Annahme realistisch ist.

## 2.1.2 Modellierungs- und Analyseschritte

Abbildung 2-1 zeigt das gewählte methodische Vorgehen dieser Studie im Überblick, wie es für jedes betrachtete Ausbauszenario gewählt wurde.

Ausgangspunkt sind sinnvoll zu definierende Speicherausbauvarianten, die anschließend in drei Analyseschritten näher untersucht werden:

- Analyse des Jahresbetriebs der Speicher und Kraftwerke
- Kostenanalyse
- Netzanalyse (Übertragungsnetz)
- 



**Abbildung 2-1: Methodisches Vorgehen**

Die Analyse des Jahresbetriebs ermittelt anhand eines mathematischen Optimierungsmodells den kostenminimalen Speicher- und Kraftwerkseinsatz für die Residuallast jeder Stunde eines zugrunde gelegten Jahres. Wesentliche Ergebnisse dieses Analyseschrittes sind die stündlichen Fahrpläne der Kraftwerke und Speicher, die zur Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerke sowie daraus abgeleitete Kenngrö-

ßen wie genutzte Speichervolumina, abgeregelte EE-Erzeugung, Primärenergieverbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Eingangsparameter für diese Jahresbetriebsanalyse ist die zukünftig je nach unterstelltem Szenario erwartete Residuallast im Stundenraster, die abhängig von Last und dargebotsabhängiger oder wärmegeführter Erzeugung ist. Daher gilt es, in einem ersten Schritt den zukünftigen Kraftwerkspark und die Last für das zugrunde gelegte Szenario zu prognostizieren und in einem zweiten Schritt hieraus unter der Annahme eines Wetter- und Lastverlaufs die Residuallast im Stundenraster abzuleiten.

Die Ergebnisse dieser Jahresbetriebssimulation werden anschließend in der Kostenanalyse genutzt, um aus Investitions- und Betriebskosten der Speicher und Kraftwerke die Stromgestehungskosten abzuleiten. Insbesondere die stundenscharfen Fahrpläne für Kraftwerke und Speicher erlauben eine belastbare Bestimmung der Betriebskosten.

Das elektrische Netz, welches Kraftwerke, Verbraucher und Speicher integriert, kann bei der eigentlichen Ermittlung des Speicherungsbedarfs in der Jahresbetriebsanalyse vernachlässigt werden, d.h. es wird hierfür eine „Kupferplatte“ unterstellt, die den Einsatz von Kraftwerken und Speichern nicht beeinträchtigt. Dies entspricht auch der kaufmännischen aber nicht technischen Realität innerhalb des Marktgebietes Deutschland und Österreich, in der Kraftwerke und Speicher entsprechend den Spotmärkten und zuerst einmal unbeeinflusst von innerdeutschen Engpässen eingesetzt werden. Sollten aufgrund des Marktgeschehens, d.h. des Kraftwerks- und Speichereinsatzes, innerdeutsche Engpässe auftreten, kommt es kurzfristig zu einem Redispatch und langfristig zu einem Netzausbau zur Beseitigung der Engpässe. Entsprechend der grundsätzlichen Ausrichtung der Studie wird daher aufbauend auf den Ergebnissen einer Jahresbetriebssimulation des Kraftwerks- und Speicherparks die Auswirkungen der Speicher auf den Netzausbau im Übertragungsnetz betrachtet, während der operative Redispatch im Rahmen dieser Studie außer Acht bleibt.

Analog zum Vorgehen zur Bestimmung des Speicherausbaubedarfs werden sinnvolle Varianten für einen möglichen Ausbau des Übertragungsnetzes definiert, die anschließend in der Netzanalyse mithilfe von Lastflussberechnungen mit Blick auf eine Ermöglichung des jeweiligen Speicherausbaus bewertet werden.

## **2.2 Erwartete, zukünftige installierte Erzeugung und Last**

Als Eingangsgrößen der zu erwartenden installierten Erzeugungsleistung und Last wird auf das Datengerüst der „Langfristszenarien 2010“ des Bundesumweltministeriums aus dem Jahre 2011 zurückgegriffen, welches auf Basis der energiepolitischen Ziele und Vorgaben der Bundesregierung von dem Konsortium DLR, Fraunhofer IWES und IfNE jährlich erstellt wird und über diese Studie hinaus als anerkannte Grundlage für die energiewirtschaftliche Entwicklung des Stromsektors dient [3]. Leistungs- und Energiewerte für Erzeugung und Last sind in den Tabellen 2.1 und 2.2 abgebildet und nachfolgend beschrieben.

Für das Referenzszenario (entspricht etwa 2009/2010) wird der Ist-Zustand auf Basis bekannter Datensätze (AGEB, AGEE stat, BMWi, BMU, eigene Datenbanken) modelliert. Der bereits bestehende Bedarf für Elektromobile und Elektrowärmepumpen ist im Nettostrombedarf enthalten und wird nicht separat modelliert.

Das hier als „40%“ bezeichnete Szenario basiert auf den Ausbauzielen des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energien (NREAP), welche die Bundesregierung an die EU zum Erreichen der europäischen Klimaschutzziele für 2020 gemeldet hat. Der konventionelle Kraftwerkspark basiert auf den „Langfristszenarien 2010“ [3] für das Jahr 2020 ohne Kernenergie. In Kombination mit der in dieser Studie angenommenen Last ergibt sich ein Anteil erneuerbarer Energien von 40 %, wobei hier bewusst keine Jahreszahl mit diesem Szenario verknüpft ist, um neutral die Effekte eines 40%-Szenarios ohne Kernenergie zu veranschaulichen.

Das 80%-Szenario entspricht dem Ausbauzustand für erneuerbare Energien, KWK und fossiler Stromerzeugung der „Langfristszenarien 2010“ nach dem Basisszenario 2010 A für das Jahr 2050, welches einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um minus 80 % zum Erreichen der Klimaschutzziele zugrunde liegt. Entsprechend ist hier ein Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 80 % zugrunde gelegt.

Entgegen den Annahmen der Bundesregierung, die in ihrem Energiekonzept eine Abnahme des Stromverbrauchs um 25 % bis zum Jahr 2050 erwartet, geht der VDE nicht von einer deutlichen Reduzierung aus [16]. Begründet wird dies durch eine zunehmende Verdrängung fossiler Energieträger durch elektrische Energie in vielen Bereichen (z.B. Elektromobilität, Elektrowärmepumpe, Klimatisierung ...) und zusätzliche neue Anwendungen (z.B. IKT, Wärmerückgewinnungssysteme, Prozesswärme, Herstellung „erneuerbarer“ Kraftstoffe auf Basis von Elektrolyse ...). Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird trotzdem für diese Studie die Last für beide Szenarien (40% und 80%) ebenfalls aus den „Langfristszenarien 2010“ [3] verwendet mit der Modifikation, dass kein EE-Import aus dem europäischen Stromverbund (Stichwort Desertec) stattfindet und dass kein großtechnischer Einsatz von Elektrolyse für die Herstellung eines chemischen Kraftstoffes aus Wind- bzw. Solarstrom erfolgt. Der Nettostromverbrauch reduziert sich demzufolge moderat gegenüber dem Referenzjahr (ca. 550 TWh) in dem hier betrachteten 40%-Szenario auf 520 TWh/a und im 80%-Szenario auf etwa 500 TWh/a (s. Tabelle 2-2).

Das 100%-Szenario wurde vereinfacht aus dem 80%-Szenario generiert, in dem der Strombedarf konstant und die EE-Erzeugung auf 100 % der Last hochskaliert wurde. Hierbei entfällt die verbleibende fossile Stromerzeugung und alle Systemdienstleistungen (Back-up, Systemstabilität, Kurzschlussleistungen) werden durch erneuerbare Energien erbracht, welche zum Großteil den bestehenden Gas-Kraftwerkspark mit erneuerbarem Brennstoffen über das Konzept Power-to-Gas [15] weiternutzen.

Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

	Referenz	40%	80%	100%
thermische Kraftwerke				
Kernenergie [GW]	20,3	-	-	-
Braunkohle [GW]	19,5	15,5	-	-
Steinkohle [GW]	22,3	15,7	3,8	-
(synthetisches) Erdgas [GW]	18,0	1	1	1
KWK-Anlagen				
fossil [GW]	19,9	24,1	23,3	-
Biomasse [GW]	6,3	8,9	10,6	14,0
EE-Anlagen (ohne Biomasse)				
Wind [GW]	25,8	45,8	79,3	105,0
PV [GW]	10,7	51,8	65,0	86,0
Wasser [GW]	4,4	4,7	5,2	6,9
Geothermie [GW]	-	-	3,7	4,8
Verbrauch				
Jahreshöchstlast [GW]	79,8	82,2	81,3	81,3

**Tabelle 2-1: Angenommene Kraftwerksleistung und Jahreshöchstlast für die Szenarien**  
(<sup>1</sup> Ergebnis der Studie)

	Referenz	40%	80%	100%
EE-Erzeugung [TWh /a]	100,0	227,0	435,0	565,0
Nettostromverbrauch [TWh/a]	548,0	520,3	501,1	501,1
Elektro-PKW [TWh/a]	-	3,3	24,7	24,7
Wärmepumpen [TWh/a]	-	6,9	15,3	15,3
Klimatisierung [TWh/a]	-	2,5	10,0	10,0
Netzverluste [TWh/a]	29,6	29,6	37,5	37,5
sonstiger Verbrauch [TWh/a]	518,4	478,0	413,6	413,6
Bruttostromverbrauch [TWh/a] (geschätzt)	588	565	546	565
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	17,0	40,0	80,0	100,0

Tabelle 2-2: Angenommene Jahreserzeugung und Jahresverbrauch für die Szenarien

## 2.3 Ermittlung der Residuallast

### 2.3.1 Übersicht

Speicher gleichsam wie thermische Kraftwerke werden nur beschränkt durch ihre technischen Grenzen so eingesetzt, dass sie die sogenannte als nicht beeinflussbar anzusehende Residuallast, d.h. die bedarfsabhängige Last abzüglich der dargebotsabhängigen oder wärmegeführten Erzeugung, decken. Die Ganglinie der Residuallast ist somit die auslegungsrelevante Größe für das System aus Kraftwerken und Speichern. Sie setzt sich nach Abbildung 2-2 aus der vorzeichenrichtigen Saldierung von

- Last,
- Import und Export sowie
- dargebotsabhängiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien

zusammen. Sollte in bestimmten Stunden die dargebotsabhängige Erzeugung die Last überwiegen, nimmt die Residuallast negative Werte an; dies bedeutet dann einen Erzeugungsüberschuss, der gegebenenfalls nur durch Einspeichern in Kurz- oder Langzeitspeicher zur notwendigen ausgeglichenen Systembilanz führt.

Die Beeinflussbarkeit von Lasten im Rahmen des sogenannten Demand Side Managements wird im Rahmen dieser Studie als mögliche Ausgestaltung eines Kurzzeitspeichers angesehen. Das Demand Side Management setzt sich daher aus den zwei Komponenten bedarfsabhängiger Verbrauch, der als Teil der Residuallast in dieser

Studie berücksichtigt wird, und Kurzzeitspeicher, die in den technologieunabhängigen Speicherausbauvarianten in dieser Studie berücksichtigt werden, zusammen.

Im Rahmen dieser Studie werden Lastganglinien, die zukünftig bevorzugt für ein Demand Side Management in Frage kommen, d.h. Elektro-PKW, Wärmepumpen und Klimatisierung, getrennt von den sonstigen Verbräuchen und Netzverlusten ausgewiesen, um hierauf bei den abschließenden Ergebnisinterpretationen zur Deckung des identifizierten Kurzzeitspeicherungsbedarfs durch Demand Side Management zurückgreifen zu können.

Die Ganglinie des Imports und Exports wird bei der Ermittlung der Residuallast entsprechend den Grundsatzüberlegungen zur Systemabgrenzung (siehe Abschnitt 2.1.1) zu Null gesetzt.

Grundsätzlich sind fossil oder Biomasse befeuerte, wärmegeführte KWK-Erzeugungsanlagen Bestandteil der Residuallast, da bei ausschließlicher Wärmeführung der KWK-Anlagen keine Flexibilität zur energiewirtschaftlichen Bilanzierung genutzt wird. Im Rahmen dieser Studie wird allerdings unterstellt, dass sämtliche KWK – fossil oder Biomasse befeuert – mit eingeschränkter Flexibilität, nämlich einer Reduktion der wärmegeführten Stromerzeugung bei gleichzeitiger Wärmebedarfsdeckung über gegebenenfalls noch zu installierende Zusatzbrenner, an der energiewirtschaftlichen Bilanzierung teilnehmen. KWK-Anlagen sind damit im Rahmen dieser Studie nicht mehr Bestandteil der Residuallast, sondern des Kraftwerksparks. Die hier unterstellte Flexibilität der KWK-Anlagen entspricht dem energiepolitischen Ziel z.B. des erneuerbaren Energien Gesetzes in Bezug auf Biomasse-KWK und kann daher für zukünftige Szenarien als realisiert unterstellt werden. Die unterstellte Flexibilität steht naturgemäß bevorzugt in den Wintermonaten zur Verfügung, so dass sie für die Auslegung der Speicher zur Aufnahme der großen photovoltaikgetriebenen Überschüsse an erneuerbaren Energien im Sommer nicht relevant sein werden.

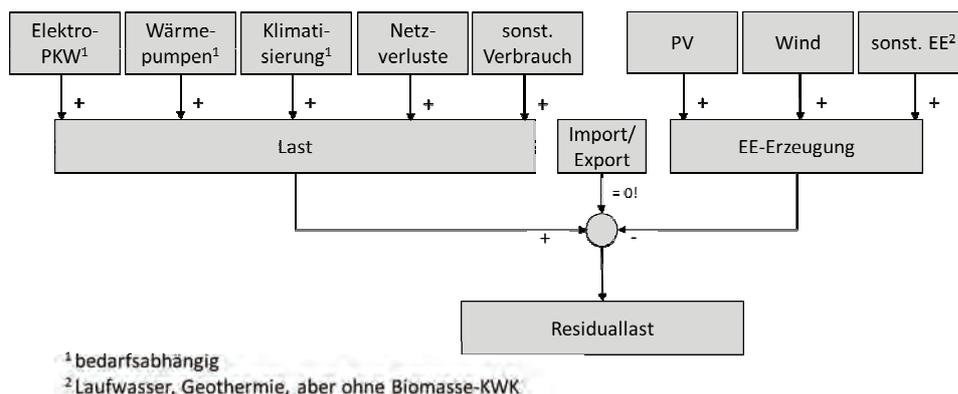


Abbildung 2-2: Ermittlung der Residuallast

Um die zukünftig steigende Volatilität der derart ermittelten Residuallast auch im Hinblick auf die Speicherklassen Kurzzeit- und Langzeitspeicher quantifizieren und damit besser verstehen zu können, wird diese einer Frequenzanalyse nach Abbildung 2-3 unterzogen. Die Residuallast wird dabei als unendlich oft jährlich wiederholend angenommen und in die drei Frequenzbereiche

- Grundlast,
- Kurzzeitschwankungen mit einer Periodendauer kleiner als oder gleich 24 h und
- Langzeitschwankungen mit einer Periodendauer über 24 h

zerlegt und analysiert. Ergebnisse dieser Frequenzanalyse sind jeweils für die Kurzzeit- und Langzeitschwankungen

- maximale Überschussleistung,
- maximale Defizitleistung und
- maximale Überschussenergie.

Die maximale Überschussenergie ergibt sich über die Integration der zerlegten Signale.

Diese Analyseergebnisse lassen sich als theoretische, verlustlose Kurzzeit- bzw. Langzeitspeicher interpretieren, die ohne Nutzung der Kraftwerksflexibilitäten alleine jeweils die Kurzzeit- bzw. Langzeitschwankungen ausgleichen. Nach dieser Interpretation würden die Kraftwerke dann die Grundlast decken. Die Einspeiseleistung des theoretischen, verlustlosen Kurzzeit- bzw. Langzeitspeichers entspricht dabei der maximalen Überschussleistung, dessen Ausspeiseleistung der maximalen Defizitleistung und dessen Speichervolumen der maximalen Überschussenergie.

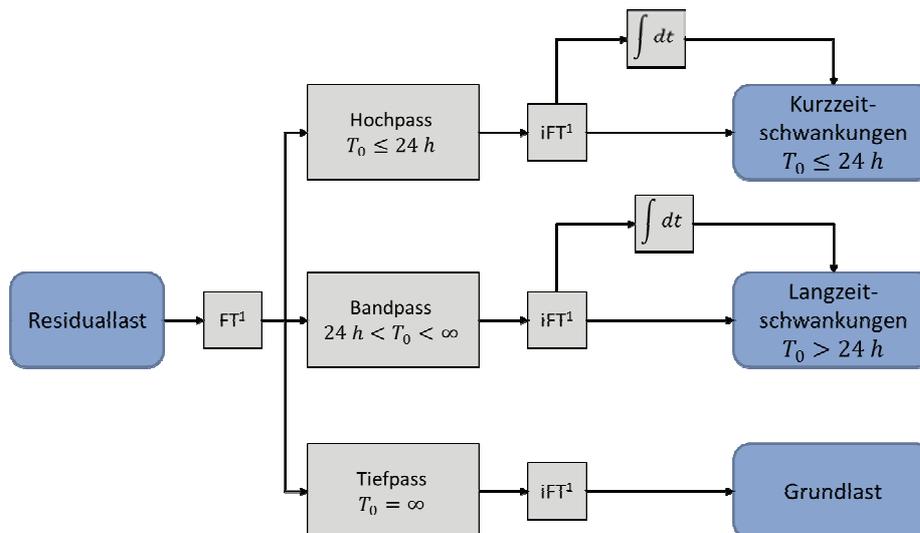


Abbildung 2-3: Frequenzanalyse der Residuallast

### 2.3.2 Ganglinien für EE-Erzeugung

Im Zuge der Energiewende wird das Elektroenergiesystem von nuklearen und fossilen Quellen hin zu erneuerbaren Quellen umgestaltet. Dadurch basiert die Stromversorgung zukünftig nicht mehr auf lagerbarer und somit gespeicherter Energie, sondern zunehmend und weitgehend auf wetterabhängigen Energieerträgen. Besonders signifikant werden die Anteile von Wind- und Solarenergie, die naturgemäß meteorologisch stark schwankend anfallen. Als Ausgleichsoptionen dienen ein flexibler thermischer Kraftwerkspark, das flexible Lastmanagement, die Stromübertragung und

die Speicherung. Um die Auswirkungen der volatil anfallenden Energieerträge auf die Stromversorgung samt notwendigen Integrationsmaßnahmen bewerten zu können, ist eine genaue Bestimmung ihrer Einspeise-Charakteristik erforderlich.

Dafür ist eine Jahresbetriebsanalyse mit räumlich und zeitlich hoher Auflösung aller Eingangs- und Ausgangsgrößen notwendig. Die in der Studie verwendeten Ganglinien für Wind- und Solarenergie wurden mit dem Modell „Virtuelles Stromversorgungssystem“ [9] erstellt, welche die Grundlage der verwendeten Optimierungsalgorithmen sind.

Als Referenzjahr für die meteorologischen Gegebenheiten wurde aus verschiedenen Gründen das Jahr 2007 gewählt. Zunächst handelt es sich um ein datenseitig vollständiges Jahr. Darüber hinaus war 2007 ein gutes, im langjährigen Mittel positives Windjahr im Vergleich zu 2006, 2009 und 2010 und eignet sich daher für die Fragestellung des Speicherungsbedarfs im Verlauf der Energiewende als konservative Annahme.

### 2.3.2.1 Ganglinien der Windenergie

Meteorologische Eingangsdaten der Windenergiesimulation bilden die Windgeschwindigkeiten des COSMO-EU-Modells des DWD auf einem ca. 10 x 14 km<sup>2</sup> Raster (1/8° x 1/8°, 3027 Planflächen) innerhalb Deutschlands. Die regionale Verteilung der installierten Windleistung wird auf Basis des aktuellen Windkraftanlagenbestandes (Stand 2010) sowie eines Szenarios für die Installation neuer Anlagen erzeugt. Für die regionale Verteilung des Zubaus werden als Standortfaktoren die verfügbare Fläche (Städte, Wald, Naturschutzgebiete und ähnliches werden inkl. spezifischer Abstände ausgeschlossen) sowie die Windressource berücksichtigt. Es wird ein standortspezifischer gradueller Zuwachs der Nabenhöhen und der Auslegung (Generatorleistung zu Rotordurchmesser) für neue Anlagen angenommen.

Die Leistung der Windenergieanlagen wird im Stundenraster auf Basis der Leistungskennlinien und Position des Anlagenbestandes 2009 sowie des angenommenen Anlagenzubaus berechnet. Die Leistungskennlinien der Windenergieanlagen werden mit einer Normalverteilung geglättet, um Fluktuationen der Windgeschwindigkeiten im Substunden-Bereich sowie im Subpixel-Bereich Rechnung zu tragen. Ebenso werden aerodynamische Verluste durch gegenseitige Abschattung von Windkraftanlagen in Windparks berücksichtigt. Das Modell wurde mithilfe von realen Windleistungszeitreihen für Deutschland für den heutigen Anlagenbestand kalibriert.

Die meteorologischen Eingangsdaten für die Simulation der Offshore-Windkrafteinspeisung basieren ebenfalls auf Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-EU-Modell des DWD. Das Ausbauszenario für die Offshore-Windkraft wurde auf Grundlage der bisher genehmigten und beantragten Flächen für Offshore-Windparks sowie weiteren, nach Kriterien des Raumordnungsplans geeigneten Flächen erstellt. Hierbei erfolgt der Zubau neuer Parks unter Berücksichtigung der Parameter Antragsstatus, Wassertiefe sowie Entfernung zur Küste. Die Zunahme der durchschnittlichen Anlagengröße bedingt ebenfalls eine Zunahme der Nabenhöhe und damit der Erträge. Da die im Strombedarf berücksichtigten Netzverluste nicht die zusätzlichen Verluste für die Anbindung der Offshore-Windparks an die Netzanschlussknoten an

Land einschließen, wurden hierfür zusätzliche Leitungsverluste von 4 % der Erzeugungsleistung angesetzt. Für die Bestimmung der Windganglinien wurden Leistungskennlinien heute verwendeter Offshore-Windkraftanlagen zugrunde gelegt, mit einer Sturmregelung versehen und mit Ganglinien des ersten Offshore-Windparks alpha ventus abgeglichen.

### **2.3.2.2 Ganglinien der Photovoltaik**

Das Modell für die PV-Erzeugung hat ebenso wie das Windmodell eine räumliche Auflösung von ca. 10 x 14 km. Die solaren Einstrahlungsdaten (horizontale Globalstrahlung) entstammen dem HelioClim-3 Datensatz [14]. Für die Simulation des Wirkungsgradrückgangs der Solarmodule bei erhöhter Temperatur werden Temperaturdaten des DWD verwendet. Das Modell berücksichtigt unterschiedliche Anlagenkonfigurationen (Modulausrichtung und Neigung, Montageart etc.) mit einem statistischen Ansatz, der auf Auswertungen des deutschen Anlagenbestands basiert. Für die Wechselrichter und Module werden die Modelle von [13] bzw. [1] verwendet. Die Verteilung der zurzeit installierten Kapazität basiert auf den EEG-Stammdaten. Die räumliche Verteilung des Zubaus wird über eine Korrelation mit der solaren Ressource und der Bevölkerungsdichte simuliert.

### **2.3.2.3 Kumulierung und Allokation der Ganglinien Windenergie und Photovoltaik**

Zur Integration in vorhandene Netzmodelle werden die erzeugten Ganglinien der Windenergie und der Photovoltaik auf den jeweiligen Planflächen kumuliert und jeweils dem nächstgelegenen Höchstspannungsnetzknotten zugeordnet.

### **2.3.2.4 Ganglinien für Biomasse, Wasserkraft, Geothermie**

Anders als die Wind- und Solarganglinien, welche als „Must-run“ Units abgebildet werden, sind die Ganglinien für Biomasse und Wasserkraft (außer Laufwasserkraft) wie unter 2.3.1 erläutert Ergebnis der Kraftwerkseinsatzsimulation. Die Strombereitstellung aus Geothermie wird als Bandeinspeisung in die Simulation aufgenommen.

## **2.3.3 Ganglinien für Last**

Als Basis für die Last wird der Nettostromverbrauch zuzüglich der Netzverluste in Deutschland verwendet. Die Ganglinie der Last (aggregierte Stundenmittelwerte) orientiert sich an der von der ENTSO-E veröffentlichten Lastganglinie [7], die entsprechend linear skaliert wurde, so dass die derartig gewonnene Ganglinie des sonstigen Verbrauchs der unterstellten Jahresenergie je nach betrachtetem Szenario entspricht. Die räumliche Verteilung der Last wurde anhand von geografischen und demografischen Daten vorgenommen. Dabei wurde unterschieden zwischen Haushalten, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie.

Die Ganglinie der Netzverluste wird vereinfachend als konstant unterstellt. Der Fehler dürfte wegen der nachrangigen Bedeutung der Netzverluste am Gesamtverbrauch vernachlässigbar sein.

Über die ENTSO-E-Last hinaus entsteht ein zusätzlicher Strombedarf durch die Einführung der „neuen Verbraucher“ wie E-KFZ, Klimatisierung und Elektrowärmepumpen. Diese Stromsenken werden auf Basis von Wärmebedarfszeitreihen und Mobilitätsnutzung zunächst rein verbrauchs basiert abgebildet und im Rahmen des Last-

managements als Kurzzeitspeicher für Überschüsse (negative Regelleistung) einberechnet.

Für die Elektromobilität werden anhand von Auswertungen der Studie "Mobilität in Deutschland" [10] entsprechend dem Nutzerverhalten Bedarfszeitreihen mit den in Tabelle 2-2 angegebenen Energiemengen generiert.

Der zusätzliche Strombedarf für Raumwärme im Haushalts- und GHD-Bereich wird auf Basis von Annahmen zur Durchdringung mit elektrischen Wärmepumpen sowie dem Stand der energetischen Sanierung über Modellgebäude abgebildet. Hierzu werden die Temperaturdaten des COSMO-EU-Modells zur Generierung der Wärmebedarfszeitreihen verwendet, welche im zusätzlichen Energiebedarf für elektrische Wärmepumpen in den verschiedenen Szenarien resultiert (Tabelle 2-2).

## 2.4 Definition von Speichertzubauvarianten

Entsprechend der grundsätzlichen und langfristigen Ausrichtung dieser Studie werden die Speicherausbauvarianten nicht für spezifische technologische Speicherlösungen mit ihren individuellen technischen Eigenschaften, sondern für die identifizierten Speicherklassen Kurzzeit- und Langzeitspeicher mit den repräsentativen technischen Eigenschaften Wälzwirkungsgrad und Speichervolumen nach Tabelle 2-3 gebildet.

Speichertyp	Speichervolumen	Wälzwirkungsgrad	Speicherklasse
Pumpspeicher-kraftwerk	ca. 6 Wh/W	78 ... 82 %	Kurzzeitspeicher: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Speichervolumen 5 Wh/W;</li> <li>• Wälzwirkungsgrad 80 %</li> </ul>
Bleibatterie	0,5 ... 5 Wh/W	80 ... 82 %	
Li-Ionen-Batterie	0,5 ... 2,5 Wh/W	86 ... 88 %	
AA-CAES	4 Wh/W	67... 69 %	
Demand Side Management	ca. 5 Wh/W	90 %	
Power2Gas (Wasserstoff oder Methan)	$\infty$ Wh/W	25 ... 45 %	Langzeitspeicher: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Speichervolumen <math>\infty</math> Wh/W;</li> <li>• Wälzwirkungsgrad 40 %</li> </ul>

**Tabelle 2-3: Definition der technologieunabhängigen Speicherklassen Langzeit- und Kurzzeitspeicher**

Alle nachfolgend definierten Speichertzubauvarianten stellen Erweiterungen des bereits heute im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem befindlichen Speicherparks dar, der aus Pumpspeicherkraftwerken mit

- einer gesamten Pumpleistung von 7,2 GW,
- einer gesamten Turbinenleistung von 8,2 GW und
- einem gesamten Speichervolumen von 48 GWh

besteht, d.h. in allen Varianten befindet sich zumindest dieser Park an Kurzzeitspeichern.

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Speichertzubauvarianten werden nachfolgend die Namen A bis E tragen:

- Variante A: Die Flexibilitäten zur Bilanzierung werden durch thermische Kraftwerke und ein Abregeln der EE-Erzeugung bereitgestellt. Es werden über die derzeit bestehenden Speicher keine weiteren Speicher zugebaut.
- Variante B: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Zubau von Kurzzeitspeichern bereitgestellt. Der Umfang dieses Zubaus orientiert sich an dem tatsächlich betrieblich nutzbaren Potential (Vollzubau).
- Variante C: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante D: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Kurz- und Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante E: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einem Speicherpark aus Kurz- und Langzeitspeichern mit gegenüber Variante D halbiertes Einspeicherleistung bereitgestellt.

Abbildung 2-4 zeigt die derartig definierten Speicherzubauvarianten in einer graphischen Veranschaulichung.

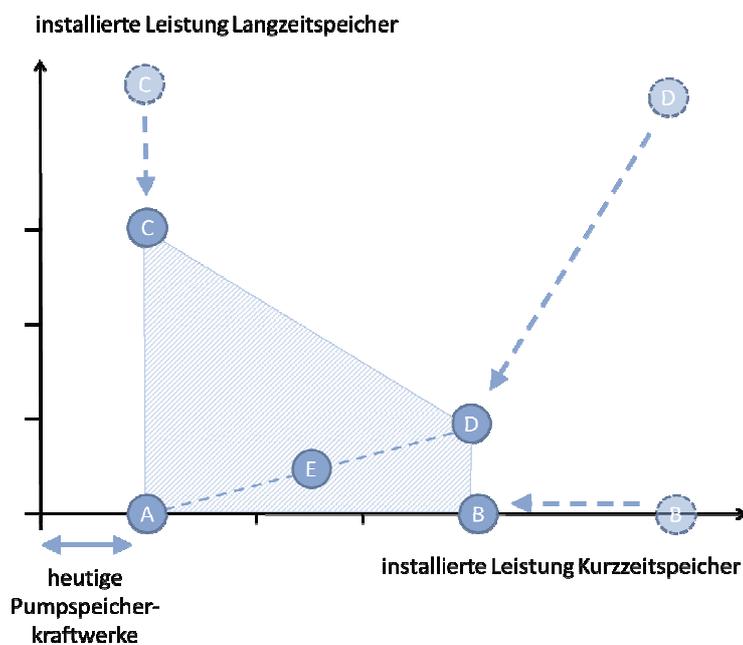


Abbildung 2-4: Speicherzubauvarianten

Mit Variante A soll untersucht werden, welches die Folgen eines Verzichtes auf Speicherzubau sind. Diese Variante dient gleichzeitig auch als Referenz.

Die Varianten B, C und D sollen dazu dienen, den Speicherungsbedarf bei einem Speicherzubau von ausschließlich Kurzzeitspeichern (Variante B), ausschließlich Langzeitspeichern (Variante C) bzw. gleichzeitig Kurzzeit- und Langzeitspeichern (Variante D) zu ermitteln. Der Umfang des zuzubauenden Speicherparks wird in diesen Varianten nach oben durch die maximale Überschussleistung bzw. die maximale Defizitleistung beschränkt, wie sie sich aus der Analyse nach Abschnitt 2.3.1 jeweils für Kurzzeit- und Langzeitspeicher ergeben. Der Speicherzubau wird demnach nicht vorgegeben; vielmehr wird in der Jahresbetriebsanalyse ein Einsatz eines derart

nach oben beschränkten Umfangs an Speichern ermöglicht. Im Ergebnis der Jahresbetriebsanalyse zeigt sich dann der zur energiewirtschaftlichen Bilanzierung - unter Vernachlässigung der Investitionskosten - tatsächlich nach ökonomischen Kriterien genutzte Umfang an Kurzzeit- bzw. Langzeitspeichern. Die Varianten B, C und D führen demnach zum jeweils größtmöglichen Speicherzubau unter der Maßgabe, dass diese auch zur energiewirtschaftlichen Bilanzierung herangezogen würden, dass der Umfang des Kurzzeitspeicherzubaus sich nur an den kurzzeitigen Schwankungen orientiert und der Umfang des Langzeitspeicherzubaus sich nur an den langfristigen Schwankungen orientiert.

In Variante E wird schließlich abschließend untersucht, welche Folgen eine Teilausstattung des Elektrizitätsversorgungssystems gemessen an dem in Variante D als tatsächlich genutzten Speicherpark hat. Variante E untersucht also eine Zwischenlösung zwischen Verzicht auf Speicherausbau (Variante A) und größtmöglichem Speicherausbau (Variante D). Die Halbierung der Einspeicherleistung gegenüber Variante D wurde nur beispielhaft gewählt. Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung sowie das optimale Verhältnis zwischen Ein- und Ausspeicherleistung muss in weiteren Untersuchungen gefunden werden.

## **2.5 Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparks**

### **2.5.1 Verfahrensüberblick**

Mit Hilfe einer Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparks, auch Marktsimulation genannt, lässt sich der Energiemarkt bzw. die energiewirtschaftliche Bilanzierung modellhaft abbilden und die Auswirkungen möglicher Szenarien einer Durchdringung erneuerbarer Energien und Varianten des Speicherzubaus auf den Einsatz der Kraftwerke und Speicher bestimmen.

Die verwendete Jahresbetriebssimulation wurde am Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen entwickelt [11]. Ihre Praxistauglichkeit und Belastbarkeit hat es in vielfältigen Studien bewiesen. Mit Hilfe dieses Simulationsverfahrens wird der thermische und hydraulische Kraftwerkseinsatz unter der Berücksichtigung technischer Restriktionen und Nebenbedingungen mit dem Ziel einer Minimierung der gesamten Erzeugungskosten optimiert. Die in dieser Studie zu betrachtenden Kurzzeit- und Langzeitspeicher lassen sich dabei innerhalb dieses Verfahrens wie ein Pumpspeicherkraftwerk mit entsprechend anzupassenden technischen Parametern modellieren.

Der vereinfachte Aufbau des Verfahrens ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Zu den benötigten Eingangsparametern zählt der hydrothermische Kraftwerkspark, d.h. der Kraftwerks- und Speicherpark, einschließlich der technisch-wirtschaftlichen Parameter jeder Anlage wie Wärmeverbrauchskurve bzw. Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten, Brennstoffkosten oder Anfahrkosten. Das Verfahren berücksichtigt innerhalb der Optimierung technische Restriktionen der Kraftwerke und Speicher, wie z.B. Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten, Anfahrzeiten, Mindestleistungen, Maximalleistungen, minimale und maximale Speicherbeckenfüllstände, Anfangs- und Endfüll-

stände der Speicherbecken etc. Diese Informationen sind ebenfalls anlagenscharf dem Verfahren zur Verfügung zu stellen.

Ebenso sind die Informationen der Residuallast, d.h. stundenscharfe Jahresganglinien der Last und der dargebotsabhängigen oder wärmegeführten Erzeugung, wie z.B. Photovoltaik, Windenergie und KWK, dem Verfahren bereit zu stellen.

Das Verfahren setzt Kraftwerke und Speicher nicht nur zur Deckung der Residuallast, sondern der Realität entsprechend gleichzeitig auch zur Deckung der Reserveanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber ein. Entsprechend ist auch der Reservebedarf dem Verfahren zur Verfügung zu stellen.

Auch die Verfügbarkeit eines Kraftwerks, die durch Revision und Kraftwerksausfall beschränkt ist, wird in der Jahresbetriebssimulation derart berücksichtigt, dass nach einem die Verfügbarkeit abbildenden Zufallsprinzip das Kraftwerk für die Einsatzoptimierung nicht berücksichtigt wird.

Das Verfahren ist grundsätzlich in der Lage, den Kraftwerks- und Speichereinsatz in mehreren Marktgebieten, die über Netzkapazitäten verbunden und somit energie-wirtschaftlich gekoppelt sind, gleichzeitig zu optimieren. In der vorliegenden Studie wird jedoch nur der deutsche Energiemarkt ohne jeden Import oder Export betrachtet, so dass entsprechende Netzkapazitäten ins benachbarte Ausland und die ausländischen Kraftwerks- und Speicherparcs in Europa nicht modelliert werden.

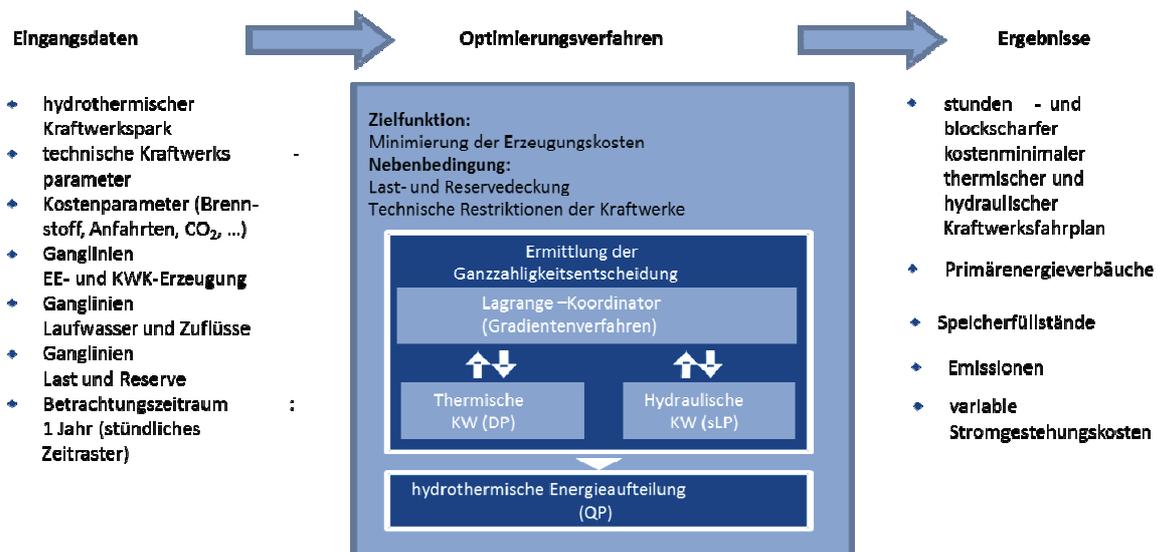


Abbildung 2-5: Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparcs

Das vorliegende Optimierungsproblem ermittelt den stundenscharfen Kraftwerks- und Speichereinsatz für ein Jahr, der zu minimalen Erzeugungskosten führt und gleichzeitig die Last- und Reservedeckungsbedingung erfüllt sowie eine Vielzahl anderer technischer Restriktionen der Kraftwerke und Speicher einhält. Dieses Optimierungsproblem ist aufgrund der Vielzahl der Variablen und Nebenbedingungen, seiner Nichtlinearität und der Ganzzahligkeit der Kraftwerks- und Speichereinsatzentscheidungen sehr komplex. Seine Lösung erfolgt daher in zwei Stufen:

- In der ersten Optimierungsstufe werden nur die Ganzzahligkeitsentscheidungen bestimmt. Über einen Dekompositionsansatz und einen Lagrange-Koordinator wird das Gesamtproblem in leichter zu lösende Teilprobleme, für jeden Kraftwerksblock und für jeden Speicher eines, zerlegt und getrennt optimiert. Der Lagrange-Koordinator koppelt diese Teilprobleme über diejenigen Nebenbedingungen, die alle Kraftwerksblöcke und Speicher koppeln; das sind die Last- und Reservedeckung. Dabei werden durch Lagrange-Multiplikatoren bei der Optimierung der Teilprobleme Anreize geschaffen, diese Nebenbedingungen einzuhalten. Die Optimierung der Teilprobleme mit gegebenen Lagrange-Multiplikatoren und die optimale Bestimmung der Lagrange-Multiplikatoren zur Einhaltung der Last- und Reservedeckung bei gegebenem Kraftwerks- und Speichereinsatz werden abwechselnd solange durchgeführt, bis dies zur Konvergenz führt und die Lösung gefunden wurde. Ein derartiger Dekompositionsansatz verlangt eine Startlösung, die über eine Linearisierung der gesamten Optimierungsaufgabe unter Vernachlässigung der Ganzzahligkeitsbedingung mittels Linearer Programmierung gefunden werden kann.
- Da der Dekompositionsansatz mit Lagrange-Koordinator mit Näherungen verbunden ist, werden in einem zweiten Schritt, in der sogenannten hydrothermischen Energieaufteilung, die im ersten Schritt erzielten Ergebnisse für die kontinuierlichen Variablen verworfen und erneut - jetzt allerdings bei bekannten Ganzzahligkeitsentscheidungen – unter Nutzung eines geschlossenen Optimierungsverfahren mit Optimalitätsgarantie bestimmt.

Zu den Ergebnissen dieser Jahresbetriebssimulation des Kraftwerks- und Speicherparks gehören nicht nur die stunden- und blockscharfen Kraftwerks- und Speichereinsatzpläne, sondern auch die Speicherfüllstände, die Primärenergieverbräuche, die Emissionen sowie die variablen Stromgestehungskosten, letztere allerdings nur für die thermischen Kraftwerke.

## 2.5.2 Modelle und Algorithmen

Die thermischen Kraftwerke werden über eine gemischt-ganzzahlige Variable beschrieben, die sowohl den ganzzahligen Zustand Betrieb bzw. Nicht-Betrieb beschreibt als auch die abgegebene elektrische Leistung innerhalb der Minimal- und Maximalleistung des Kraftwerks quantifiziert. Der Wärmeverbrauch des thermischen Kraftwerks in Abhängigkeit der elektrischen Leistung wird über eine quadratische Wärmeverbrauchskurve abgebildet, die den in der Praxis auftretenden schlechteren Wirkungsgrad im Teillastbetrieb abzubilden vermag. Die variablen Stromgestehungskosten der thermischen Kraftwerke ergeben sich aus dem Wärmeverbrauch, den Brennstoffkosten, den Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Anfahrkosten.

KWK-Anlagen werden im Rahmen dieser Studie wie thermische Kraftwerke modelliert, deren Stromerzeugung zwischen Null und der aus dem Wärmebedarf resultierenden elektrischen Leistung durch das Optimierungsverfahren frei einstellbar sind. Eine Mindestleistung der Stromerzeugung wird für KWK-Anlagen nicht vorgegeben. Im Falle einer Abregelung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen wird eine alternative Zusatzfeuerung zur Deckung des Wärmebedarfs unterstellt. Bei der als Koppelprodukt erzeugten Wärme wird davon ausgegangen, dass diese nicht gespeichert werden kann. Für die Wärmeverbräuche der KWK-Anlagen in Abhängigkeit der elekt-

rischen Leistung wird ein einheitlicher elektrischer und thermischer Wirkungsgrad unterstellt. Die variablen Stromgestehungskosten der KWK-Anlagen setzen sich dabei aus dem Wärmeverbrauch, den Brennstoffkosten zur Stromerzeugung abzüglich der vermiedenen Brennstoffkosten einer Zusatzbefeuerung und gegebenenfalls den Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen zusammen. Die Brennstoffkosten unterscheiden sich nach den genutzten Primärenergieträgern, d.h. Steinkohle, Erdgas oder Biomasse. Für KWK-Anlagen, die mit Biomasse befeuert werden, werden keine Aufwände für CO<sub>2</sub>-Emissionen unterstellt. Alle KWK-Anlagen haben im Modell einen elektrischen Wirkungsgrad von 40 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 55 %.

Die Optimierung der thermischen Kraftwerke und KWK-Anlagen innerhalb des Dekompositionsansatzes erfolgt mittels Dynamischer Programmierung, die einerseits in der Lage ist das vorliegende gemischt-ganzzahlige quadratische Problem zu lösen, und andererseits die weiteren technischen Restriktionen wie Mindestbetriebs-, Mindeststillstands und Anfahrtszeiten berücksichtigt.

Hydraulische Kraftwerke, hierunter fallen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, aber nicht die Laufwasserkraftwerke, die als Teil der Residuallast Berücksichtigung finden, werden über Kontinuitätsgleichungen für die Füllstände jedes Speicherbeckens, d.h. einschließlich Ober- und Unterbecken, in jeder Stunde des betrachteten Jahres beschrieben. Diese Kontinuitätsgleichungen beschreiben den Füllstand des Beckens in einer Stunde in Abhängigkeit des Füllstandes der Vorstunde und der in der letzten Stunde aus anderen Becken hinein turbinieren bzw. hinein gepumpten Wassermengen, den in der letzten Stunde in andere Becken heraus turbinieren bzw. heraus gepumpten Wassermengen und gegebenenfalls den in der letzten Stunde durch natürliche Zu- oder Abflüsse zu- bzw. abgeflossenen Wassermengen. Verdunstungseffekte lassen sich über Abflüsse modellieren.

Die elektrische Leistung der hydraulischen Kraftwerke ergibt sich aus den gepumpten und turbinieren Wassermengen, der über die Volumen-Füllstands-Kennlinie jeden Beckens gegebenen Fallhöhe und dem Wirkungsgrad der Pumpen und Turbinen. Pumpleistung wird im Sinne einer Erzeugung folgerichtig als negative Leistung modelliert.

Der Wirkungsgrad der Pumpen und Turbinen ist in der Regel nicht konstant, sondern von der Durchflussmenge und der Fallhöhe abhängig, die sogenannte Muschelkurve.

Für die Erzeugungskosten eines hydraulischen Kraftwerks werden die Opportunitätskosten angesetzt, die sich aus den vermiedenen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ergeben und in Form der Lagrange-Multiplikatoren aus dem Dekompositionsansatz vorliegen, die daher in der Literatur oft auch „Schattenpreise“ genannt werden.

Unterstellt man konstante Wirkungsgrade und Fallhöhen und vernachlässigt praxisgerecht bei hydraulischen Kraftwerken die Mindestleistungen, stellt das System aus Kontinuitätsgleichungen und der Zielfunktion der Erzeugungskostenminimierung ein lineares Optimierungsproblem dar, welches innerhalb des Dekompositionsansatzes über ein Verfahren der Linearen Programmierung gelöst werden kann. Die Art des linearen Optimierungsproblems erlaubt dabei vorteilhaft das Network-Flow-Verfahren. Möchte man beim Wirkungsgrad die Muschelkurve statt konstanter Werte und beliebige Volumen-Füllstands-Kennlinien der Becken berücksichtigen, können

Verfahren der sukzessiven Linearen Programmierung zur Ermittlung des optimalen Speichereinsatzes bei gegebenen Lagrange-Multiplikatoren verwendet werden. Die Verfahren der Linearen Programmierung erlauben es auch, die technischen Randbedingungen wie minimale und maximale Beckenfüllstände, definierte Anfangs- und Endfüllstände sowie maximale Pump- und Turbinenleistungen zu berücksichtigen.

Sowohl die betrachteten Kurzzeitspeicher als auch die Langzeitspeicher werden innerhalb des hydraulischen Kraftwerksparks als Pumpspeicherkraftwerk abgebildet. Dabei lässt sich das Speichervolumen der Kurzzeit- und Langzeitspeicher durch das Fassungsvermögen des Oberbeckens abbilden. Im Folgenden wird hierfür der Bedarf ermittelt und als „genutztes Speichervolumen“ bezeichnet. Der unterstellte Wälzwirkungsgrad der Kurzzeit- und Langzeitspeicher wird dabei wirkungsgleich über einheitliche Turbinen- und Pumpwirkungsgrade modelliert. Die maximale Turbinen- und Pumpleistungen sind hierbei identisch angenommen. Ferner gibt es hier keine natürlichen Zu- oder Abflüsse.

### **2.5.3 Eingangsdaten**

Entsprechend den Szenarien und Varianten werden der Kraftwerks- und Speicherpark modelliert. Die technischen Parameter der bestehenden thermischen Kraftwerke und Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wie Wärmeverbrauchskurven, Mindest- und Maximalleistungen, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten, Anfahrzeiten und Verfügbarkeiten bei den thermischen Kraftwerken bzw. Muschelkurven, Volumen-Füllstands-Kennlinien, Maximalleistungen, Minimal- und Maximalfüllständen der Speicherbecken sowie Anfangs- und Endfüllstände der Speicherbecken bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken orientieren sich an den Parametern der heute bestehenden Kraftwerke in Deutschland.

Sofern die Szenarien gegenüber dem heutigen Kraftwerkspark neue Kraftwerke, d.h. in erster Linie Gaskraftwerke, vorsehen, orientieren sich deren Parameter an dem heutigen Stand der Technik.

Die technischen Parameter der Kurzzeit- und Langzeitspeicher folgen aus ihrer Definition nach Tabelle 2-3.

Um bei den Brennstoffkosten konsistent mit den Szenarien bezüglich der Durchdringung erneuerbarer Energien bzw. bezüglich des thermischen Kraftwerksparks zu sein, orientieren sich die für diese Studie herangezogenen Brennstoffkosten an den in der „Langfristszenarien 2010“ ausgewiesenen Werten [2], wie sie in Tabelle 2-4 angegeben sind. Die Brennstoffkosten der Biomasse-KWK sind in der Leitstudie nicht ausgewiesen. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass Biomasse (insbesondere Biogas) und Erdgas aus technischer Sicht gleichwertig sind und daher mit identischen Brennstoffkosten bewertet werden können. Im Unterschied zu Erdgas-KWK fallen in Biomasse-KWK jedoch keine Aufwendungen für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte an.

Die benötigten Ganglinien, auf die innerhalb der Jahresbetriebssimulation zurückgegriffen werden, ergeben sich wie in Abschnitt 2.3 beschrieben.

	Referenz	40%	80%	100%
Kernenergie [ $\text{€/GJ}_{\text{therm}}$ ]	1	-	-	-
Braunkohle [ $\text{€/GJ}_{\text{therm}}$ ]	ca. 0	ca. 0	ca. 0	-
Steinkohle [ $\text{€/GJ}_{\text{therm}}$ ]	3,0	4,0	5,5	-
Erdgas [ $\text{€/GJ}_{\text{therm}}$ ]	6,5	8,5	12,4	-
CO <sub>2</sub> -Emissionsrechte [€/t]	25	53	73	-

**Tabelle 2-4: Brennstoffkosten**

Es verbleibt die Reserve, d.h. die Regelleistung, die dem Verfahren vorgegeben wird, und die ebenfalls durch Kraftwerke und gegebenenfalls Speicher zu decken ist. Zu deren Bemessung wird auf das Graf-Haubrich-Verfahren [12, 6] zurückgegriffen. Da die derartig ermittelte Reserve den tatsächlichen Reservebedarf überschätzt, werden die nach dem Graf-Haubrich-Verfahren ermittelten Reserven zur Skalierung der im Jahr 2010 tatsächlich von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierten Reserve genutzt. Dies führt auf die in Tabelle 2-5 angegebenen Werte, die Eingang in die Jahresbetriebssimulation des Kraftwerks- und Speicherparks finden.

	Referenz	40%	80%	100%
Reserve nach Graf-Haubrich [GW]	7,9	16	20	20
berücksichtigte Reserve [GW]	4,6 <sup>1</sup>	9,3	10,6	10,6

**Tabelle 2-5: Reserve (<sup>1</sup> Ist-Wert)**

## 2.6 Kostenanalyse

### 2.6.1 Kraftwerkspark

Die Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks ergeben sich aus

- den variablen Stromgestehungskosten, wie sie als Ergebnis der Jahresbetriebssimulation vorliegen sowie
- den annuitätischen Investitionskosten für die Kraftwerke.

Die annuitätischen Investitionskosten berechnen sich aus den Investitionskosten des Kraftwerks, dem Kalkulationszinssatz sowie der Abschreibungsdauer.

Die Investitionskosten von Kraftwerken werden typischerweise auf die Bemessungsleistung bezogen, so dass auch im Rahmen dieser Studie auf spezifische leistungsbezogene Kosten von Kraftwerken zurückgegriffen wird. Im Sinne einer volkswirtschaftlichen Analyse ist die Abschreibungsdauer an der Nutzungsdauer der Kraftwerke zu orientieren. Der Kalkulationszinssatz ist an dem Risiko der Wertschöpfung Erzeugung zu orientieren und wird auf 9 % festgesetzt. Die Angaben zu den Investitionskosten orientieren sich an den „Langfristszenarien 2010“ [2] und wurden durch Erfahrungswerte des IAEW ergänzt. Die Nutzungsdauern der Kraftwerke werden mit branchenüblichen Werten parametrisiert (siehe z.B. [8]). Für die annuitätischen Investitionskosten in einem Szenario werden für alle Kraftwerke die leistungsbezogenen Kosten des jeweiligen Szenarios angesetzt, d.h. es wird stets eine zyklische Erneuerung des Kraftwerksparks zu den leistungsbezogenen Kosten des jeweiligen Szenarios unterstellt.

Die Kosten der vorhandenen Speicher- und Laufwasserkraftwerke sind nur schwierig zu ermitteln. Da sie aber in allen Szenarien und Varianten vorhanden sind, verfälscht eine nur geschätzte Kostenermittlung dieser Anlagen den Variantenvergleich nicht. Vereinfachend wird ihre maximale Erzeugungsleistung mit den in Tabelle 2-6 aufgeführten spezifischen leistungsbezogenen Kosten für Wasserkraftwerke verknüpft, um diese Investitionskosten zu schätzen.

Neben den Kraftwerken, die in den „Langfristszenarien 2010“ [2] aufgeführt sind, sind im 80%-Szenario zusätzliche Kraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erforderlich. Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchungen wird angenommen, dass die in der „Langfristszenarien 2010“ erwarteten Gaskraftwerke sowie die zur Ausspeicherung der Langzeitspeicher benötigten Gaskraftwerke als GuD-Anlagen realisiert werden, und alle Gaskraftwerke, die darüber hinaus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind, als Gasturbinen ausgeführt werden.

Tabelle 2-6 gibt einen Überblick über die in dieser Studie angesetzten spezifischen leistungsbezogenen Kosten von Kraftwerken. Für das 100%-Szenario werden die gleichen Werte wie für das 80%-Szenario verwendet.

Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

Kraftwerk	leistungsbezogene Kosten [€/kW]			Nutzungsdauer [a]
	Referenz	40%	80% / 100%	
Kernkraftwerk	3.157	-	-	60
Braunkohlekraftwerk	1.500	1.500	1.500	45
Steinkohlekraftwerk	1.300	1.300	1.300	45
Gaskraftwerk (GuD)	700	700	700	30
Gaskraftwerk (GT)	400	400	400	25
KWK (fossil), anteilig	984	901	624	30
KWK (Biomasse), anteilig	3.493	3.280	3.058	30
Photovoltaik-Anlage	2.729	1.203	903	25
Windenergieanlage (Onshore)	1.320	1.030	900	25
Windenergieanlage (Offshore)	3.300	2.100	1.300	25
Geothermie-Anlage	12.350	10.458	7.275	30
Vorhandene Wasserkraftwerke	2.900	2.900	2.900	60

**Tabelle 2-6: Investitionskosten von Kraftwerken**

## 2.6.2 Speicherpark

Für die Speicherklassen „Kurzzeitspeicher“ und „Langzeitspeicher“ werden annuitätische Kosten eines Speicherparks für die verschiedenen Szenarien anhand real einsetzbarer Technologien berechnet. Im Folgenden wird die verwendete Berechnungsmethodik sowie die betrachteten Speichertechnologien und deren Parameter vorgestellt.

### 2.6.2.1 Berechnungsmethodik

Zur Berechnung der annuitätischen Speicherkosten wird ein realer Speicherpark für die verschiedenen Szenarien hinterlegt. Die annuitätischen Kosten ergeben sich aus der Summe der Annuitäten der einzelnen Speicherkomponenten sowie der jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten. Speicherkomponenten sind der eigentliche Energiespeicher (Speichersee, Kaverne oder Batterie) sowie die Wandlereinheiten (Pumpen, Turbinen, Elektrolyseur, Umrichter etc.). Zur Berechnung der Einzelannuitäten werden jeweils die individuellen Lebensdauern der Einzelkomponenten angesetzt. Als Kalkulationszinssatz werden analog zum Kraftwerkspark 9 % angenommen.

Die Dimensionierung der Energiespeicher geht aus der Jahresbetriebssimulation hervor und kann Tabelle 3-5, Tabelle 3-9 und Tabelle 3-13, verringert um die durch DSM hervorgerufenen Reduktionspotenziale (siehe Abschnitt 2.6.2.4), entnommen werden.

Abweichend von der pauschalen Wirkungsgradannahme für Kurz- und Langzeitspeicher werden nun reale technologietypische Wirkungsgrade verwendet. Diese gehen in die Dimensionierung der realen Speichergrößen mit ein, wobei eine Rückkopplung auf die Jahresbetriebssimulation nicht betrachtet wird. Um die Rückkopplung gering zu halten, wurde bei der Zusammenstellung des Speichermixes darauf geachtet, dass der Gesamtwirkungsgrad in etwa den pauschal angenommenen Werten (Wirkungsgrad Kurzzeitspeicher: 80 %, Wirkungsgrad Langzeitspeicher: 40 %) entspricht. Ein weiterer Eingangsparameter für die Bestimmung der realen Speichergröße ist die maximal zulässige Entladetiefe. Diese liegt bei den Batterietechnologien im Bereich von 80 – 100 %, beim Wasserstoffspeicher bei 65 % und beim adiabaten Druckluftspeicher bei 40 %.

Für die Berechnung der Lebensdauer des eigentlichen Energiespeichers werden die kalendarische und die zyklische Lebensdauer verwendet. Wenn innerhalb der kalendarischen Lebensdauer die maximal mögliche Zyklenzahl noch nicht erreicht wurde, so wird die kalendarische Lebensdauer als Abschreibungsdauer für den Speicher angenommen. Ist die Lebensdauer zyklisch begrenzt, so wird der Zeitraum, in dem die maximale Zyklenzahl erreicht wurde, als Abschreibungsdauer eingesetzt.

In der Berechnung des Speicherparks werden keine Verlustkosten durch Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad berechnet, da diese bereits in der Jahresbetriebssimulation in den variablen Stromgestehungskosten berücksichtigt sind.

### 2.6.2.2 Kurzzeitspeicher

Als Kurzzeitspeicher werden die im Folgenden kurz beschriebenen Technologien eingesetzt. Eine detaillierte Technologiebeschreibung kann [17] entnommen werden. Für das 40%-Szenario werden Technologiewerte für das Jahr 2020 und für die 80%- und 100%-Szenarien Werte für das Jahr 2050 abgeschätzt.

#### Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke sind die etablierte Speichertechnologie im Stromnetz. Sie zeichnen sich durch relativ hohe Wirkungsgrade, hohe Verfügbarkeit und lange Lebensdauer aus. Aufgrund des hohen Reifegrades der Technologie sind nur moderate Wirkungsgradsteigerungen sowie Kostensenkungen bis zum Jahr 2050 zu erwarten. Die Lebensdauer von Pumpspeichern ist rein kalendarisch begrenzt angenommen.

Pumpspeicher	40%	80%	Einheit
Wirkungsgrad Laden-Entladen	78	82	%
Kosten Speichersee	10	10	€/kWh
Lebensdauer Speichersee	80	80	a
Kosten Pumpensatz	300	250	€/kW
Kosten Turbine/Generator	250	200	€/kW
Lebensdauer Pumpe/Turbine/Generator	35	35	a
Wartungs-/Reparaturkosten	1	1	%/Invest pro Jahr

**Tabelle 2-7: Wichtigste Parameter Pumpspeicher**

#### Adiabate Druckluftspeicher (Advanced adiabatic compressed air energy storage, AA-CAES)

Im Rahmen dieser Studie werden nur adiabate Druckluftspeicher betrachtet, da diese ohne eine externe Wärmezuführung durch beispielsweise Erdgas betrieben werden können. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die zwei derzeit existierenden Druckluftspeicher alle in nicht adiabater Ausführung realisiert sind. Bei entsprechender Etablierung der Technologie kann bis zum Jahr 2050 mit deutlichen Kostensenkungen für Kompressoren und Luftturbinen gerechnet werden. Die Kostentendenz bei den Speicherkavernen ist steigend angenommen, da eine Nutzungskonkurrenz für entsprechende Kavernensysteme zur Wasserstoff- und Erdgasspeicherung erwartet wird.

<b>Adiabater Druckluftspeicher</b>	40%	80%	Einheit
Wirkungsgrad Laden-Entladen	67	69	%
Kosten Speicherkaverne inkl. therm. Speicher	41	47	€/kWh
Lebensdauer Speicherkaverne inkl. therm. Speicher	40	40	a
Kosten Kompressor	450	320	€/kW
Lebensdauer Kompressor	25	25	a
Kosten Turbine	400	250	€/kW
Lebensdauer Turbine	35	35	a
Wartungs-/Reparaturkosten	2,5	2,5	%/Invest pro Jahr

**Tabelle 2-8: Wichtigste Parameter adiabater Druckluftspeicher**

### **Blei-Säure-Batterien (Pb)**

Blei-Säure-Batterien stellen heute für viele stationäre Anwendungsfälle die kostengünstigste Technologie dar. Da insbesondere große Batteriezellen für den stationären Einsatz heute noch nicht in vollautomatischer Fertigung hergestellt werden, kann hier von hohen Kostensenkungspotenzialen ausgegangen werden. Durch entsprechende Optimierung des Batteriedesigns ist auch von einer Erhöhung der Lebensdauer auszugehen. Die Kosten von Batterien korrelieren immer mit den erzielbaren Lebensdauern, da im Allgemeinen höhere Aufwände für den Materialeinsatz eine längere Lebensdauer zur Folge haben. Um diese gegenseitige Abhängigkeit abzubilden ist der Einfachheit halber die Zyklenlebensdauer als konstant angenommen und Technologiefortschritte sind in den Batteriekosten berücksichtigt. Dieses Prinzip wird auch bei den weiteren Batterietechnologien verfolgt.

Unter Berücksichtigung der starken Zunahme des Einsatzes von leistungselektronischen Baugruppen durch Elektromobilität und erneuerbare Energien werden für die Umrichtersysteme ebenso erhebliche Kostensenkungen erwartet.

<b>Blei-Säure-Batterien</b>	40%	80%	Einheit
Wirkungsgrad Laden-Entladen	80	82	%
Kosten Batterien	100	35	€/kWh
Kalendarische Lebensdauer	12	18	a
Zyklische Lebensdauer	2.500	2.500	#
Kosten Umrichter	100	50	€/kW
Lebensdauer Umrichter	25	30	a
Wartungs-/Reparaturkosten	1	0,5	%/Invest pro Jahr

**Tabelle 2-9: Wichtigste Parameter Blei-Säure-Batterien**

### Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ion)

Lithium-Ionen-Batterien sind hinsichtlich Wirkungsgrad und Lebensdauer Blei-Säure-Batterien überlegen. Vor allem durch den zunehmenden Einsatz in mobilen Anwendungen wird eine hohe Steigerung der Produktionszahlen und eine damit einhergehende Kostensenkung durch economy-of-scale Effekte erwartet. Durch eine kontinuierliche Technologieweiterentwicklung ist auch von einer Erhöhung der Lebensdauer auszugehen. Aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten für das Jahr 2020 werden Lithium-Ionen-Batterien in dem 40%-Szenario nicht berücksichtigt.

<b>Lithium-Ionen-Batterien</b>	40%	80%	Einheit
Wirkungsgrad Laden-Entladen	86	88	%
Kosten Batterien	300	150	€/kWh
Kalendarische Lebensdauer	15	25	a
Zyklische Lebensdauer	5.000	5.000	#
Kosten Umrichter	100	50	€/kW
Lebensdauer Umrichter	25	30	a
Wartungs-/Reparaturkosten	1	0,5	%/Invest pro Jahr

**Tabelle 2-10: Wichtigste Parameter Lithium-Ionen-Batterien**

### Natrium-Schwefel-Batterien (NaS)

Natrium-Schwefel-Batterien gehören zur Klasse der Hochtemperaturbatterien. Sie zeichnen sich durch lange Lebensdauern und gute Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe aus. Derzeit werden Natrium-Schwefel-Batterien nur von einem Hersteller in Japan produziert. Es wird aber davon ausgegangen, dass in Zukunft andere Unternehmen in die Produktion einsteigen werden und dadurch erhebliche Kostensenkungen realisiert werden können.

Natrium-Schwefel-Batterien	40%	80%	Einheit
Wirkungsgrad Laden-Entladen	84	87	%
Kosten Batterien	200	100	€/kWh
Kalendarische Lebensdauer	20	25	a
Zyklische Lebensdauer	10.000	10.000	#
Kosten Umrichter	100	50	€/kW
Lebensdauer Umrichter	25	30	a
Wartungs-/Reparaturkosten	1	0,5	%/Invest pro Jahr

**Tabelle 2-11: Wichtigste Parameter Natrium-Schwefel-Batterien**

Tabelle 2-12 zeigt die Zusammensetzung des für die Kostenberechnung angenommenen Speicherparks. Es muss darauf hingewiesen werden, dass diese Zusammensetzung rein hypothetisch ist und lediglich einen Mix der wahrscheinlich verfügbaren Technologien darstellt. Lithium-Ionen Batterien sind für das Szenario 2020 aufgrund der noch hohen Kosten nicht berücksichtigt. Für das Jahr 2050 wird von einem stärkeren Einsatz von Batteriespeichern im Vergleich zu Druckluftspeichern ausgegangen.

	Anteil am Speichermix	
	40%	80%
Pumpspeicher	0,25	0,25
AA-CAES	0,25	0,15
Pb	0,25	0,2
Li-Ion	0	0,2
NaS	0,25	0,2

**Tabelle 2-12: Anteile der Technologien am Speicherpark für Kurzzeitspeicher**

### 2.6.2.3 Langzeitspeicher

Die Langzeitspeicherung von elektrischer Energie kann in Deutschland großtechnisch nur über die Umwandlung in Wasserstoff über Elektrolyse erfolgen. Der Wasserstoff kann entweder direkt unter Druck in unterirdischen Kavernen gespeichert werden, in begrenzten Mengen dem Erdgas beigemischt oder zu Methan (synthetisches Erdgas) weiterverarbeitet und dann uneingeschränkt in das Erdgasnetz eingespeist werden, wobei die bestehenden Erdgasspeicher mit genutzt werden. Bei der Komponente Elektrolyseur/Kompressor wird von starken Kostenreduktionspotenzialen ausgegangen. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz bei Kavernenspeichern wird eine leichte Erhöhung der Kavernenkosten angenommen. Zu beachten ist, dass die Rückverstromungseinheit (Gasturbine) nicht in den Kosten des Speicherparks, sondern im Kraftwerkspark berücksichtigt ist.

Da in dieser Studie nur Bandbreiten für Kosten ausgewiesen werden sollen, kommt hier nur eine vereinfachte Modellierung zum Einsatz. Daher wurde nur die Elektrolyse und die Speicherung von Wasserstoff betrachtet (s. Tabelle 2-13). Die zusätzlichen Kosten für die Methanisierung werden in einer ähnlichen Größenordnung geschätzt wie die hier zugrunde gelegte Neuinstallation von Wasserstoffkavernen, die bei der Methanspeicherung aufgrund der Mitnutzung der Erdgasinfrastruktur (incl. Speicher) entfallen würden.

<b>Elektrolyse</b>	40%	80%	Einheit
Wirkungsgrad Laden-Entladen	42	45	%
Kosten Speicherkaverne	0,6	0,7	€/kWh
Lebensdauer Speicherkaverne	40	40	a
Kosten Elektrolyseur/Kompressor	800	350	€/kW
Lebensdauer Elektrolyseur/Kompressor	25	25	a
Turbine	In Kraftwerkspark berücksichtigt		
Wartungs-/Reparaturkosten	2,5	2,5	%/Invest pro Jahr

**Tabelle 2-13: Wichtigste Parameter der Langzeitspeicher auf Basis von Elektrolyse**

#### 2.6.2.4 Berücksichtigung von Demand-Side-Management (DSM)

DSM ist eine Option, Flexibilität im Stromnetz bereitzustellen. Steuerbare Lasten können dabei sowohl positive Regelernergie (Abschalten von Lasten) als auch negative Regelernergie (Einschalten von Lasten) für eine begrenzte Zeit bereitstellen. Folglich kann damit der Bedarf an Kurzzeitspeichern reduziert werden. Für die Berechnung der Kosten des Speicherparks wird deshalb der in Kapitel 3 dargestellte Bedarf an Kurzzeitspeicherenergie und –leistung (Tabelle 3-5, Tabelle 3-9 und Tabelle 3-13) um das Flexibilitätspotenzial der DSM-Anlagen reduziert. Dabei wird näherungsweise davon ausgegangen, dass die Kosten für den Einsatz von DSM im Vergleich zur Installation von Speichern vernachlässigbar sind. Die „Langfristszenarien 2010“ gehen von den in Tabelle 2-14 gezeigten Potenzialen für steuerbare Lasten aus.

<b>Steuerbare Lasten</b>	Leistung in GW	
	40%	80%, 100%
Wärmepumpen	6,9	15,3
Elektromobilität	3,3	24,7
Klimatisierung	2,5	10,0
<b>Summe</b>	<b>12,7</b>	<b>50,0</b>

**Tabelle 2-14: Steuerbare Lasten nach BMU-Leitstudie**

Um daraus eine verschiebbare Energiemenge analog zur Definition der Kurzzeitspeicher (5 Stunden Ausspeicherzeit) zu erhalten, wird der Energiebedarf der steuerbaren Lasten in einem Zeitraum von 5 Stunden berechnet. Die daraus resultierende Reduktion der Kurzzeitspeicherleistung ergibt sich unter Berücksichtigung des Energie-zu-Leistungsverhältnisses von 5:1. Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 2-15 dargestellt. Es zeigt sich, dass damit die Kurzzeitspeicherleistungen im Szenario 40% (Varianten A bis D) um ca. 10 % und im Szenario 80% und 100% (Varianten A bis D) um ca. 20 % verringert werden können.

Reduktion Kurzzeitspeicherenergie in GWh		Reduktion Kurzzeitspeicherleistung in GW	
40%	80%, 100%	40%	80%, 100%
7,3	28,5	1,5	5,7

**Tabelle 2-15: Reduktion der Kurzzeitspeicherenergie und –leistung durch Demand-Side-Management**

Diese Betrachtungen stellen nur eine erste Abschätzung dar. Eingehende Untersuchungen zum Potenzial von DSM finden sich in der diesbezüglichen VDE-Studie [20].

## 2.7 Netzanalyse

### 2.7.1 Grundsätzlicher Ablauf der Netzanalyse

Im Rahmen der Netzanalysen werden fünf Modelle des deutschen 380/220-kV-Höchstspannungsnetzes entwickelt. Ausgehend von einem Modell, welches den Ausbauzustand des deutschen Übertragungsnetzes zum 01. Januar 2010 darstellt, findet eine Netzentwicklung für die Anforderungen in den Szenarien 40% und 80% statt. Diese orientiert sich zum einen an dem derzeit gültigen Energieleitungsausbaugesetz und anerkannten Netzstudien der Deutschen Energieagentur GmbH (De-na). Zum anderen werden einige Netzmodelle so entwickelt, dass die an sie gestellten Anforderungen erfüllt werden. Dazu werden eigene Ausbaumaßnahmen vorgeschlagen und umgesetzt.

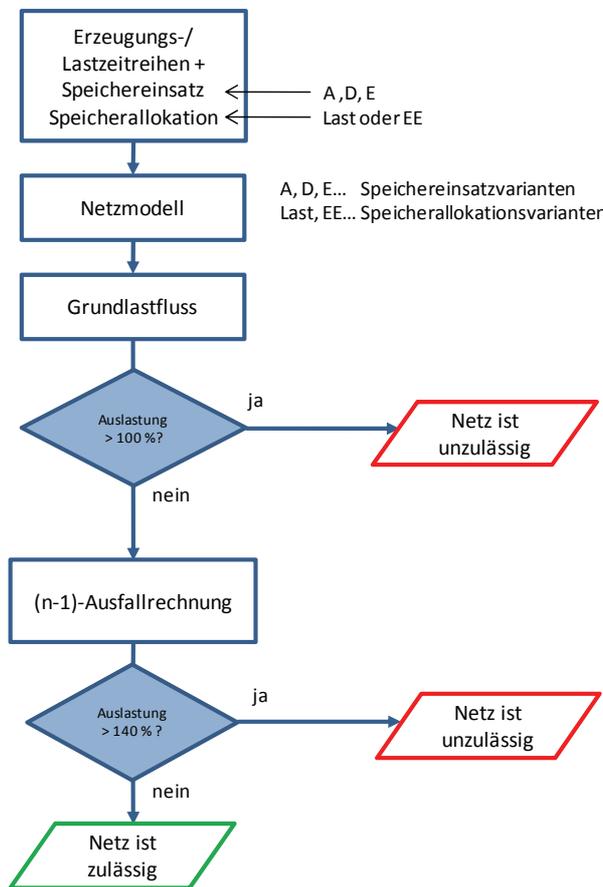
Eingangsdaten der Netzsimulation sind die stundenscharfen Jahresganglinien für Erzeugung, Last und Speichereinsatz, letzterer entsprechend den Varianten A, D und E. Die Leistungen aus den Ganglinien werden nach bestimmten Annahmen knotscharf auf die Netzeinspeisungen und Lasten im Netzmodell verteilt.

Abbildung 2-6 zeigt den grundsätzlichen Ablauf einer Netzanalyse. Im ersten Schritt wird eine Lastflussrechnung im störungsfreien Betrieb (Grundlastfluss) über 8760 Stunden durchgeführt und die Auslastung der Netzkomponenten (insbesondere der Leitungen und Transformatoren) analysiert. Beträgt die Auslastung mindestens einer Komponente mehr als 100 % ihres thermischen Grenzstromes, liegt im Rahmen dieser Studie ein unzulässiger Systemzustand im Grundfall vor und das untersuchte Netzmodell ist für die gegebenen Anforderungen unzulässig.

Erfüllt dagegen das Netzmodell diese grundsätzlichen Anforderungen, wird eine (n-1)-Ausfallrechnung über 8760 Stunden durchgeführt. Dabei werden ebenfalls die Komponentenauslastungen ausgewertet. Beträgt die Auslastung mindestens einer Komponente mehr als 140 % ihres thermischen Grenzstromes, liegt im Rahmen dieser Studie ein unzulässiger Systemzustand im (n-1)-Fall vor. Somit ist das untersuchte Netzmodell für die gegebenen Anforderungen unzulässig.

Die Überschreitung des thermischen Grenzstroms um bis zu 40 % bei Ausfall einer Netzkomponente wird toleriert, da im Modell keine betrieblichen Gegenmaßnahmen, weder präventiv noch unmittelbar, nachgebildet werden. Dazu zählen u.a. das Durchführen von situationsabhängigen Schaltmaßnahmen, das Counter-Trading oder der Redispatch. Es wird unterstellt, dass die Betriebsführung des Netzbetreibers rechtzeitig adäquate Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ergreifen wird und diese Auslastungen deshalb im Realbetrieb nicht auftreten werden. Bei höheren Auslastungen kann angenommen werden, dass der Betriebsführung keine ausreichenden Maßnahmen zur Verfügung stehen, um die Belastungen in einen vertretbaren Bereich zu begrenzen. Im Fall von unmittelbaren Maßnahmen muss weiter davon ausgegangen werden, dass der Netzschutz anspricht und es zu kaskadierenden Folgeausfällen kommen kann. Diese stellen eine unmittelbare Gefahr für die Systemsicherheit dar, weil sie von der Betriebsführung nicht mehr aufgehalten werden können.

Bei den Netzanalysen bleiben Blindleistungsprobleme zunächst unberücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass dem System zu jedem Zeitpunkt ausreichend Blindleistung für die Spannungshaltung z.B. durch statische Blindleistungskompensatoren zur Verfügung gestellt werden kann. Zur Plausibilisierung dieser Annahme wird in den als zulässig ermittelten Netzen eine Analyse der zusätzlich benötigten Blindleistung durchgeführt und diskutiert.



**Abbildung 2-6: Grundsätzlicher Ablauf einer Netzanalyse**

Am Ende jeder Netzsimulation steht die Aussage, ob ein Netzmodell für die gegebenen Anforderungen zulässig ist oder nicht. Auf diese Weise wird untersucht, inwiefern sich der volkswirtschaftlich optimierte Speichereinsatz auf das Übertragungsnetz auswirkt.

### 2.7.2 Allgemeiner Aufbau der Netzmodelle

Die Netzmodelle sind vereinfachte Nachbildungen des deutschen 380-kV/220-kV-Höchstspannungsnetzes. Das europäische Verbundnetz wird in den Modellen durch eine Randnetznachbildung repräsentiert.

Die Schaltanlagen enthalten nur Einfachsammlerschienen. Die Kupplung der beiden Spannungsebenen erfolgt ausschließlich über Zweiwicklungstransformatoren ohne Stufensteller.

Die Generatoren von konventionellen Kraftwerken, welche über Blocktransformatoren an das Netz angeschlossen sind, werden nicht explizit nachgebildet. Stattdessen wird die Leistung des bzw. der Kraftwerksblöcke in einer Netzeinspeisung (E1) zu-

sammengefasst, die direkt an die jeweilige Sammelschiene angeschlossen ist. Gleiches gilt für die bereitgestellte Leistung aus erneuerbaren Erzeugern (E2) und Speichern (E3). Die konventionellen Einspeisungen sind spannungsgeregelt auf die Sollwerte  $U_{\text{Soll},220} = 239 \text{ kV}$  in der 220-kV-Ebene und  $U_{\text{Soll},380} = 417 \text{ kV}$  in der 380-kV-Ebene und werden ohne Blindleistungsgrenzen betrieben.

Die konventionelle Belastung (B1) stellt die Nachfrage aus unterlagerten Netzebenen dar. Darüber hinaus wird aufgrund der wachsenden Anzahl an Wärmepumpen und der zunehmenden Bedeutung der Elektromobilität eine zusätzliche Belastung (B2) des Netzes angenommen. Tabelle 2-16 zeigt eine Übersicht der aktiven Netzelemente und deren Bedeutung im Rahmen der Netzsimulationen.

Netzelement		Kurzname	Bemerkung
Netzeinspeisung	Konventionell	E1	Repräsentiert den konventionellen Kraftwerkspark (KKW, Gas- und Kohlekraftwerke) sowie vorhandene Speicher in Form von Pumpspeicherkraftwerken
	Erneuerbar	E2	Repräsentiert die Einspeisung von Leistung aus wärmegeführter Kraftwärmekopplung (KWK, Photovoltaikanlagen, Wind-, Biomasse- und Laufwasserkraftwerke
	Zusätzliche Speicher	E3	Stellen die im Netz zu untersuchenden zusätzlichen Speicher dar
Belastung	Konventionell	B1	Dienen im Übertragungsnetz u.a. der Nachbildung der Last aus unterlagerten Netzebenen
	Zusätzlich	B2	Entspricht der zusätzlichen Belastung durch E-Kfz und Wärmepumpen, die ab 2020 erwartet wird

**Tabelle 2-16: Bedeutung der Netzelemente**

Als Beispiel einer in den Netzmodellen typischen Schaltanlage ist in Abbildung 2-7 die Umspannanlage des Kernkraftwerks Brunsbüttel mit den oben beschriebenen Netzelementen dargestellt.

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

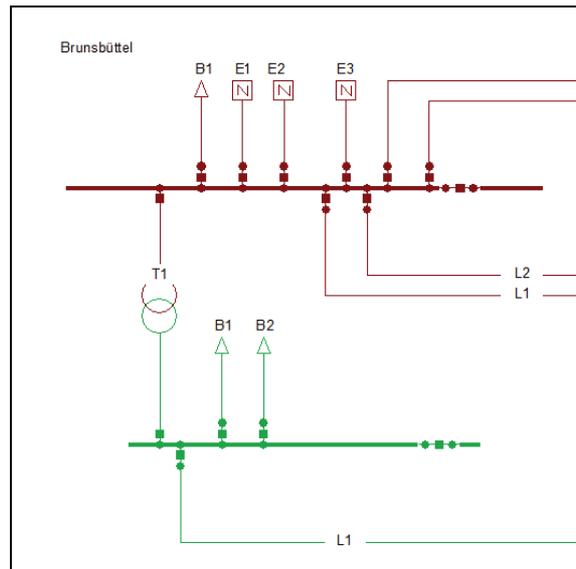


Abbildung 2-7: Modellierung der Schaltanlage des KKW Brunsbüttel

### 2.7.3 Allokation der Eingangsdaten auf die Netzknoten

Eingangsdaten der Netzsimulation sind die stundenscharfen Jahresganglinien für die einzelnen Erzeugungseinheiten, die Gesamtlast und den Speichereinsatz. Entsprechend Tabelle 2-17 lagen einige dieser Ganglinien bereits netzknotenscharf vor, während andere nur aggregiert zur Verfügung standen, so dass Annahmen für deren Verteilung getroffen werden mussten. Dies betraf vor allem die Zeitreihen der Gesamtlast, sowie der zusätzlichen volkswirtschaftlich optimierten Speicher. Tabelle 2-17 zeigt eine Übersicht der Zeitreihen in den Szenarien 40% und 80% und gibt Auskunft über die Form, in der die Daten vorlagen.

Ganglinien (jeweils Zeitreihe 8760h/a)	Datenform	Szenario	
		40%	80%
Gesamtlast (De)	aggregiert	X	X
Zusätzliche Lasten (EKFZ, Wärmepumpen)	netzknotenscharf	X	X
Netzverluste	in Gesamtlast enthalten	berechnet	berechnet
KWK (Bio)	aggregiert	X	X
Onshore-Wind & PV	netzknotenscharf	X	X
Offshore-Wind	netzknotenscharf	X	X
Laufwasser	aggregiert	X	X
Konventionelle Erzeugung	netzknotenscharf	X	X
Import/Export	= 0	-	-
Existierende Speicher (Pumpspeicher)	netzknotenscharf	X	X
Zusätzliche Speicher	aggregiert	X	X
Geothermie	aggregiert	-	X

Tabelle 2-17: Übersicht der Jahresganglinien für die Szenarien 40% und 80%

Die Aufteilung der Gesamtlast auf die Netzknoten erfolgt mithilfe des szenario- und zeitpunktabhängigen Skalierungsfaktors  $k(t)$ . Grundlage dafür ist ein Referenzzeitpunkt aus dem Jahre 2010 mit einer Netzlast  $P_{Last,0}$  von 77 % der Spitzenlast. Der Skalierungsfaktor ergibt sich aus der Normierung der szenarioabhängigen Lastzeitreihe ( $P_{Last,40\%}$ ) auf den Referenzlastfall. Durch Multiplikation von  $k(t)$  mit den vorhandenen, netzknotenscharfen Einzellasten des Referenzlastfalls, werden diese so skaliert, dass ihre Summe die im Szenario benötigte Gesamtlast ergibt.

$$k_{40\%}(t) = \frac{P_{Last,40\%}(t)}{P_{Last,0}} \quad (01)$$

$$P_{Last,i} = P_{Last,i,0} \cdot k_{40\%}(t) \quad (02)$$

$k_{40\%}(t)$  Skalierungsfaktor der Last im Szenario 40%

$P_{Last,40\%}(t)$  Zeitreihe der Gesamtlast im Szenario 40%

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

$P_{Last,i}$  Last an Netzknoten  $i$

$P_{Last,i,0}$  Last an Netzknoten  $i$  im Referenzlastfall

Da die Ermittlung der zusätzlichen Speicher technologieunabhängig und damit auch unabhängig vom Einsatzort erfolgte, werden im Zuge der Netzsimulation eigene Annahmen zu deren Allokation gemacht. Die Auswirkung der Verteilung der zusätzlichen Speicher in den Szenarien 40% und 80% wird jeweils in den zwei Extremen einer lastproportionalen Verteilung (Variante LAST) und einer der regenerativen Erzeugung proportionalen Verteilung (Variante EE) untersucht. In Variante LAST wird die Speicherleistung proportional zur ermittelten Höchstlast pro Netzknoten im Netzmodell verteilt. Unter der Annahme, dass Ein- und Ausspeicherung stets am gleichen Standort stattfindet, wird eine Netzbelastung durch die Energieübertragung über weite Strecken vermutet. Im Gegensatz dazu wird in Variante EE die Speicherleistung proportional zur maximalen EE-Einspeisung pro Standort verteilt. In Zeiten, in denen eine hohe regenerative Erzeugung auftritt, aber nur eine schwache Last vorhanden ist, sollte eine Netzentlastung durch kurze Energieübertragungswege erfolgen.

In Abbildung 2-8 ist die regionale Verteilung von Erzeugung, Last und Speichern für die Szenarien 40% und 80% in der Speichervariante  $D_{LAST}$  dargestellt.

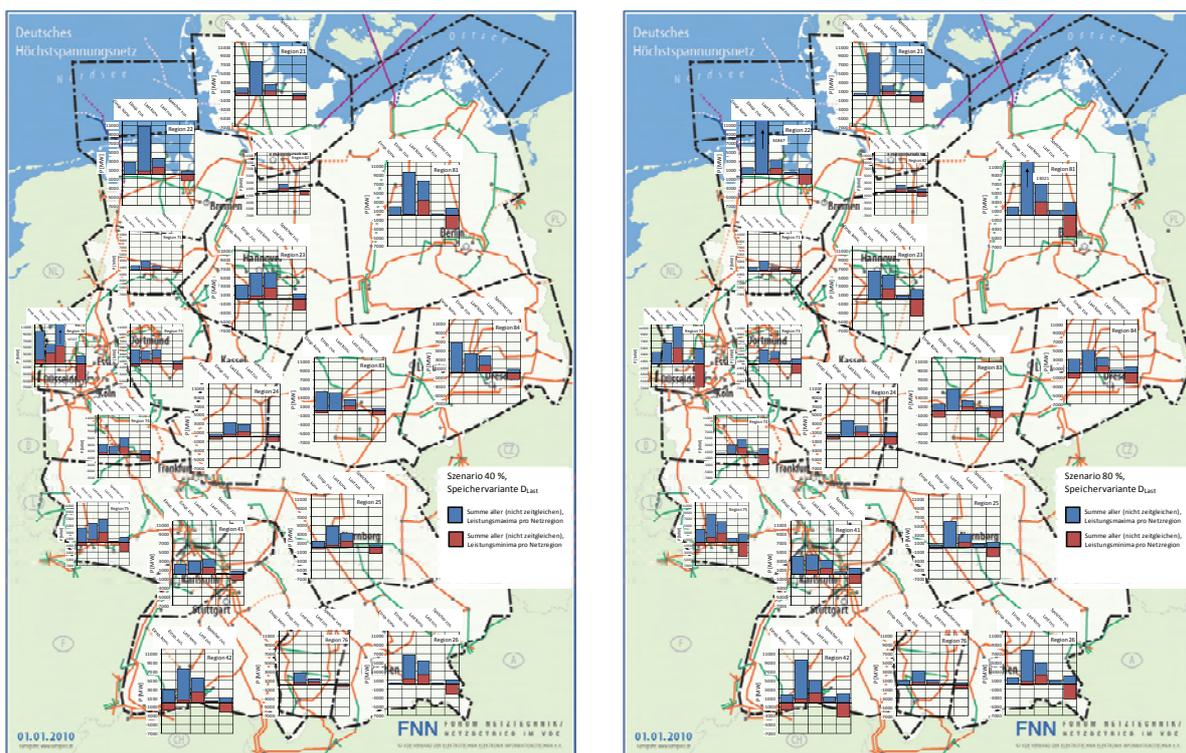


Abbildung 2-8: Regionale Verteilung von Erzeugung, Last und Speicher in den Szenarien 40% und 80%

### 3 Zukünftiger Speicherungsbedarf

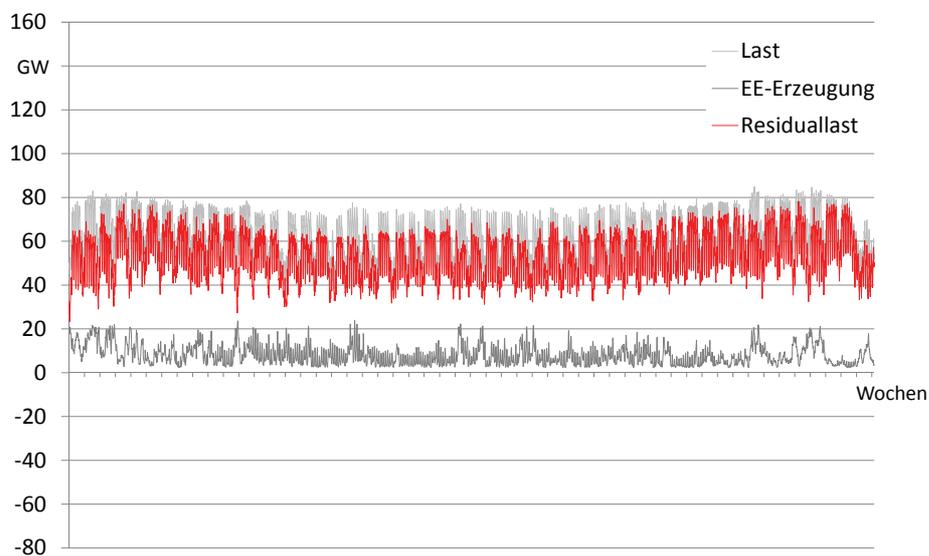
#### 3.1 Parametrierung der Varianten

##### 3.1.1 Entwicklung der Residuallast

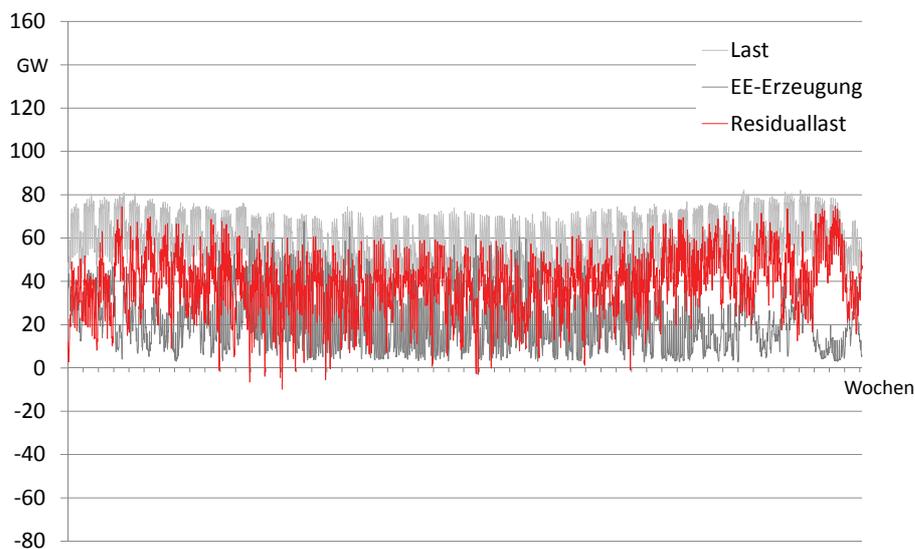
Abbildung 3-1 bis Abbildung 3-4 zeigen die Entwicklung der Ganglinien für Last, Erzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Ausnahme der Biomasse) sowie als Saldo hiervon der Residuallast. Schon optisch erkennt man drei Tendenzen in der Ganglinie der Residuallast:

Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien

- steigt die Volatilität,
- sinkt der Mittelwert
- steigt die Anzahl der Stunden mit Überschuss

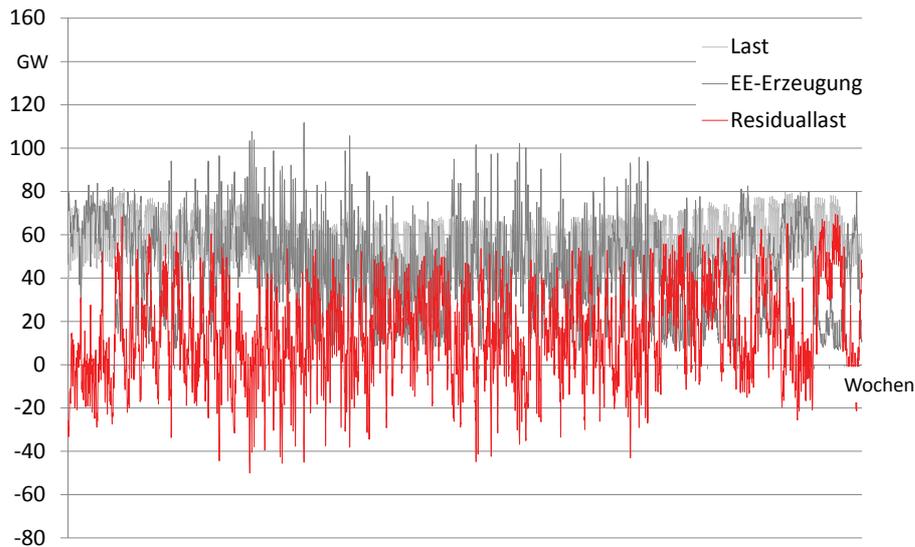


**Abbildung 3-1: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im Referenzszenario**

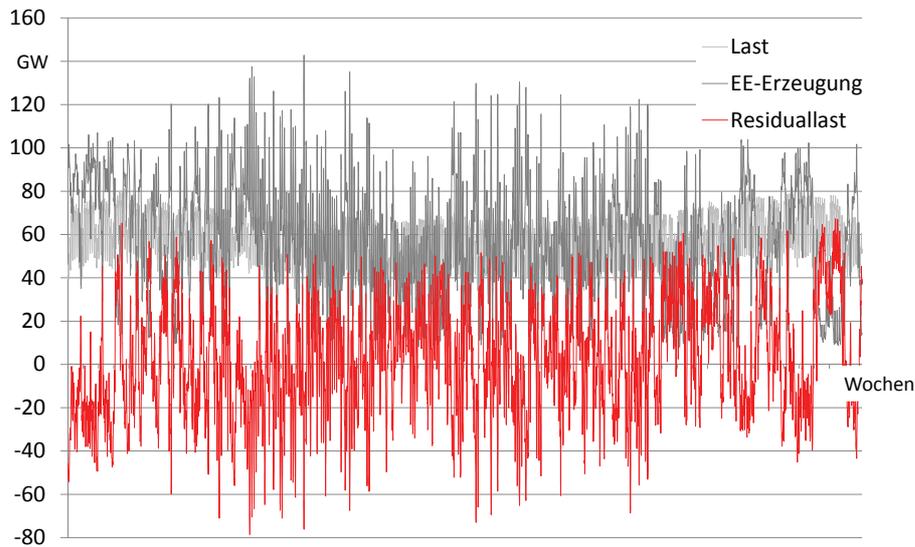


**Abbildung 3-2: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 40%-Szenario**

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)



**Abbildung 3-3: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 80%-Szenario**



**Abbildung 3-4: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 100%-Szenario**

Dies belegt quantitativ auch die statistische Auswertung der Ganglinien der Residuallasten, die in Tabelle 3-1 zusammengestellt ist. Darüber hinaus ist auffällig, dass der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien die maximale Residuallast gegenüber dem Referenzszenario nur um bis zu ca. 10 GW oder 12,5 % zu reduzieren vermag, während die minimale Residuallast um ca. 110 GW sinkt und mit -80 GW einen Wert dem Betrage nach in der Größenordnung der maximalen Last annehmen kann.

Schon hier deuten sich erste Ergebnisse an:

- Der verbleibende thermische Kraftwerkspark sowie mögliche Speichereinzubauten müssen zukünftig die Versorgungssicherheit sicherstellen.
- Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit bleibt nachrangig.

- Der Bedarf an Einspeicherleistung müsste drastisch wachsen, möchte man auf eine Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien komplett verzichten.

Szenario	Mittelwert [GW]	Standardabweichung [GW]	Überschuss-häufigkeit [h]	Minimum [GW]	Maximum [GW]
Referenz	56,8	7,8	0	30,4	76,7
40%	38,3	13,4	44	-9,8	74,7
80%	14,5	21,0	2.329	-50,0	69,5
100%	1,6	26,8	4.271	-80,8	67,1

**Tabelle 3-1: Statistische Auswertung der Ganglinien der Residuallasten**

### 3.1.2 Variantenparameter

Tabelle 3-2 zeigt die Ergebnisse der Frequenzanalyse von den Ganglinien der Residuallast entsprechend der in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen bzw. Abbildung 2-3 skizzierten Vorgehensweise.

Die Analyseergebnisse lassen sich einerseits als notwendige Auslegung idealer, verlustloser Kurzzeit- und Langzeitspeicher interpretieren, die ohne Unterstützung des Kraftwerksparks alleine die Schwankungen der Residuallast auszugleichen vermögen, andererseits sind diese Ergebnisse zugleich Vorgaben für die Speicherzubauvarianten B bis E.

Schon anhand dieser Analyse kann der notwendige Speicherungsbedarf grob nach oben für den Fall abgeschätzt werden, dass auf eine Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien verzichtet werden soll. Weiterhin lassen sich erste grobe Auslegungskriterien ableiten:

- Der Kurzzeitspeicherungsbedarf wird insgesamt maximal 46 GW bzw. 197 GWh betragen. Gegenüber dem Bedarf für das Referenzszenario (heute bereits vorhandene Speicher), ergeben sich damit als maximaler Zubaubedarf 36 GW bzw. 165 GWh (Werte in Klammern in Tabelle 3-2). Der maximale Zubaubedarf entspricht damit mehr als dem Vierfachen der heute installierten Leistung und mehr als dem Dreifachen des heute vorhandenen Speichervolumens. Kurzzeitspeicher sollten im Mittel ein Verhältnis von Speichervolumen zu Leistung von ca. 4,5 Wh/W haben.
- Der maximale Leistungsbedarf bei Langzeitspeichern wird mit 69 GW sehr beachtlich sein und in die Größenordnung des heutigen thermischen Kraftwerksparks vordringen. Das maximale Speichervolumen von 28,5 TWh entspricht hingegen

knapp 3 % des deutschen Gasabsatzes bzw. 12 % der bereits heute verfügbaren deutschen Erdgasspeicher.

Diese Ergebnisse sind Grundlage der Parametrierung der Speicherzubauvarianten. Die Definitionen der Speicherzubauvarianten sind in Tabelle 3-3 zusammengestellt.

	Refe- renz	40%	80%	100%
<b>Kurzzeitschwankungen</b>				
maximale Überschussleistung [GW]	7	21 [14]	34 [27]	43 [36]
maximale Defizitleistung [GW]	9	25 [16]	37 [28]	46 [37]
maximale Überschussenergie [GWh]	32	101 [69]	157 [125]	197 [165]
<b>Langzeitschwankungen</b>				
maximale Überschussleistung [GW]	27	41	52	69
maximale Defizitleistung [GW]	21	36	52	69
maximale Überschussenergie [GWh]	11.200	19.800	21.600	28.512
<b>Grundlast [GW]</b>	<b>57</b>	<b>38</b>	<b>15</b>	<b>2</b>

**Tabelle 3-2: Frequenzanalyse der Residuallasten**  
(Werte in Klammern: Abweichung gegenüber dem Referenzszenario)

Speicher- zubau- variante	Zubau Kurzzeitspeicher	Zubau Langzeitspeicher
B	maximal <ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 GW (Szenario 40%),</li> <li>• 28 GW (Szenario 80%) bzw.</li> <li>• 37 GW (Szenario 100%)</li> </ul> sofern betrieblich auch genutzt	-
C	-	maximal <ul style="list-style-type: none"> <li>• 41 GW (Szenario 40%),</li> <li>• 52 GW (Szenario 80%) bzw.</li> <li>• 69 GW (Szenario 100%)</li> </ul> sofern betrieblich auch genutzt
D	maximal <ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 GW (Szenario 40%),</li> <li>• 28 GW (Szenario 80%) bzw.</li> <li>• 37 GW (Szenario 100%)</li> </ul> sofern betrieblich auch genutzt	maximal <ul style="list-style-type: none"> <li>• 41 GW (Szenario 40%),</li> <li>• 52 GW (Szenario 80%) bzw.</li> <li>• 69 GW (Szenario 100%)</li> </ul> sofern betrieblich auch genutzt
E	Hälfte der nach Variante D genutzten Lei- stung	Hälfte der nach Variante D genutzten Lei- stung

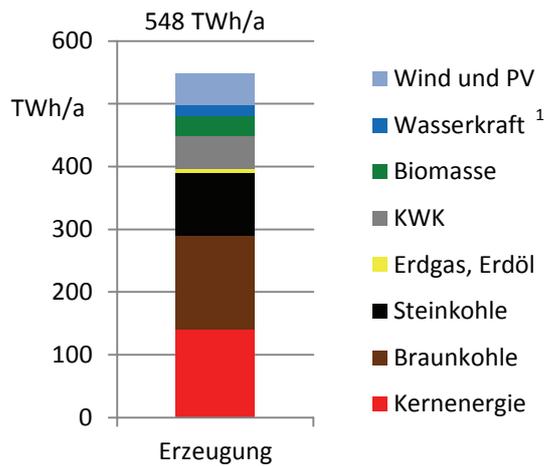
**Tabelle 3-3: Definition der Speicherezubauvarianten („ideale“ Speicher)**

## 3.2 Referenzszenario

### 3.2.1 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung des Referenzszenarios (entspricht in etwa 2009/2010) nach Primärenergieträgern ist in Abbildung 3-5 dargestellt. Mit einem Anteil von zusammen knapp 50 % an der Stromerzeugung sind Braun- und Steinkohle die bedeutendsten Primärenergieträger. Hieran schließt sich die Kernenergie mit einem Anteil von etwa 25 % an. Die erneuerbaren Energiequellen decken 17 % des Bruttostromverbrauchs.

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)



**Abbildung 3-5: Stromerzeugung im Referenzszenario (<sup>1</sup> Saldo Turbinieren-Pumpen)**

Tabelle 3-4 gibt einen Überblick über die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke. Insgesamt beträgt diese Leistung 105 GW, d.h. 132 % der Spitzenlast von 79,8 GW.

Kraftwerk	Installierte Leistung [GW]
Kernkraftwerk	20,3
Braunkohlekraftwerk	19,5
Steinkohlekraftwerk	22,3
Gaskraftwerk (GuD)	18,0
Gaskraftwerk (GT)	-
KWK (fossil)	19,9
KWK (Biomasse)	5,3
<b>Summe</b>	<b>105,0</b>

**Tabelle 3-4: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im Referenzszenario**

### 3.2.2 Stromgestehungskosten

Die variablen Kosten der Stein- und Braunkohlekraftwerke dominieren in 2010 die variablen Stromgestehungskosten von insgesamt 13,5 Mrd. €/a, da Kernkraftwerke niedrige und erneuerbaren Energien aus Sonne und Wind keine variablen Kosten aufweisen (Abbildung 3-6).

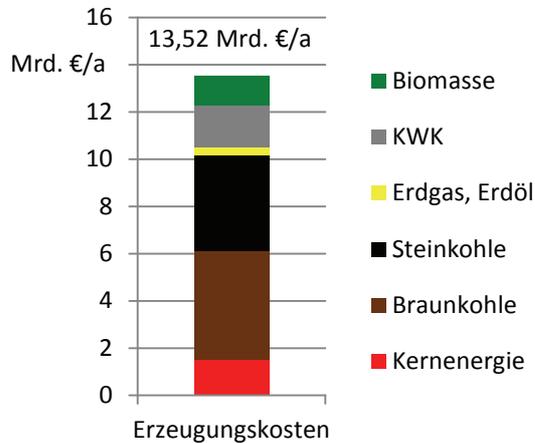


Abbildung 3-6: Variable Stromgestehungskosten im Referenzszenario

Betrachtet man neben den variablen Stromgestehungskosten die annuitätischen Investitionskosten der Kraftwerke, die bei zyklischer Erneuerung des Kraftwerksparks zu den leistungsbezogenen Kosten des betrachteten Szenarios anfallen, fällt auf, dass die Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen im Vergleich zu ihrem Anteil an der Stromerzeugung einen überproportionalen Kostenbeitrag aufweisen. Abbildung 3-7 zeigt die Kostenbeiträge der einzelnen Kraftwerke.

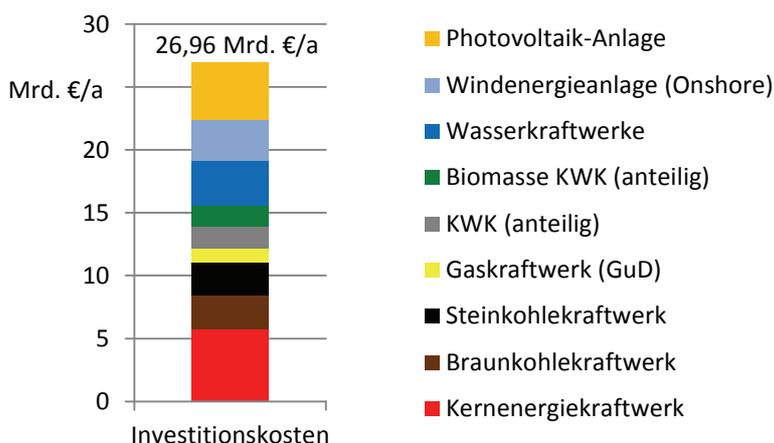
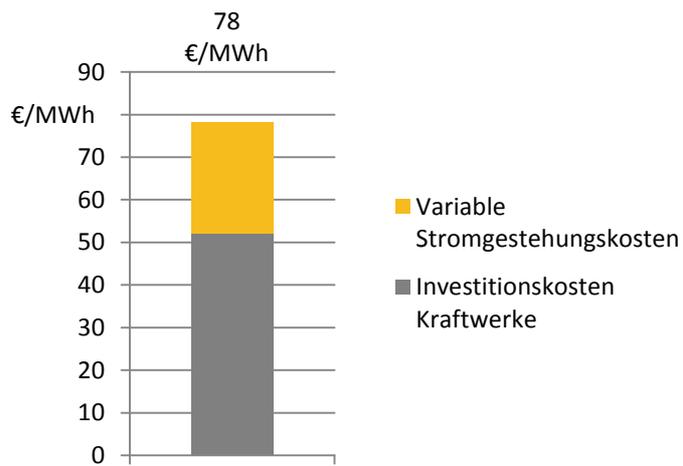


Abbildung 3-7: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im Referenzszenario

Fasst man annuitätische Investitionskosten und variable Kosten zusammen, wie in Abbildung 3-8 dargestellt, ergeben sich Stromgestehungskosten von ca. 78 €/MWh.

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)



**Abbildung 3-8: Stromgestehungskosten im Referenzszenario**

### 3.2.3 Emissionen

Die Braun- und Steinkohlekraftwerke des heutigen Kraftwerksparks emittieren den überwiegenden Anteil des CO<sub>2</sub>, das bei der Stromerzeugung entsteht. Insgesamt werden 277 Mio. t/a CO<sub>2</sub> emittiert.

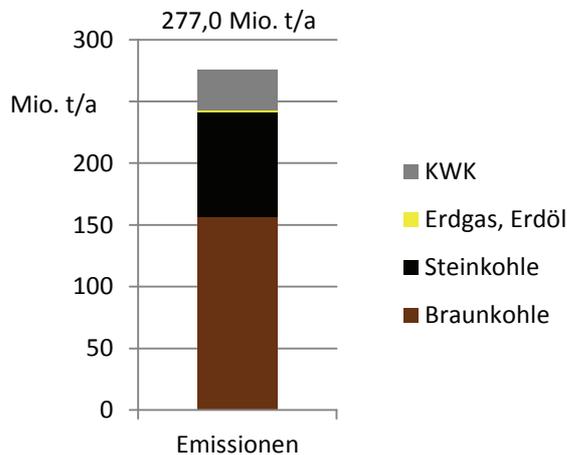


Abbildung 3-9: CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzszenario

## 3.3 40%-Szenario

### 3.3.1 Bedarf an Speicher und Gaskraftwerken

Tabelle 3-5 zeigt den Bedarf an Kurzzeitspeichern, Langzeitspeichern und Gaskraftwerken für die verschiedenen Speicherzubauvarianten bei einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von etwa 40 %, d.h. dem in dieser Studie betrachteten 40%-Szenario.

Auffällig ist, dass in allen Varianten mit Kurzzeitspeicherzubau der zugelassene Zubau (s. Tabelle 3-3) auch vollständig betrieblich genutzt wird, während in den Varianten mit Langzeitspeicherzubau lediglich 55 % bis 75 % der zugelassenen Zubauleistung und gar maximal nur 3,8 TWh an Speichervolumen auch betrieblich genutzt werden. Der Grund hierfür liegt in dem hohen Wälzwirkungsgrad der Kurzzeitspeicher, der zu einem häufigen Einsatz führt, während der schlechte Wälzwirkungsgrad der Langzeitspeicher dazu führt, dass diese erst nach Ausschöpfen der bestehenden Flexibilitäten der Kraftwerke und Kurzzeitspeicher zum Zwecke des Ausgleichs der Langzeitschwankungen eingesetzt werden.

Baut man Kurzzeit- und Langzeitspeicher zu, so verdrängen die Kurzzeitspeicher – soweit möglich – aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades die Langzeitspeicher, wie der Vergleich der Varianten D und C offenbart.

Der Vergleich von Variante E mit C und D zeigt, dass eine Halbierung der installierten Langzeitspeicherleistung nur nachrangig das genutzte Speichervolumen begrenzt, d.h. dass durch die Beschränkung der installierten Langzeitspeicherleistung

insbesondere die Volllaststundenzahl der Ein- und Ausspeicherung bei Langzeitspeichern steigt.

	A	B	C	D	E
<b>Kurzzeitspeicher</b>					
• genutzte Einspeicherleistung [GW]	-	16,0	-	16,0	8,0
• genutzte Ausspeicherleistung [GW]	-	14,8	-	14,8	8,0
• genutztes Speichervolumen [GWh]	-	80,0	-	80,0	40,0
<b>Langzeitspeicher</b>					
• genutzte Einspeicherleistung [GW]	-	-	29,1	23,3	11,6
• genutzte Ausspeicherleistung [GW]	-	-	20,0	16,9	11,1
• genutztes Speichervolumen [GWh]	-	-	3.792	2.111	2.557
<b>Gaskraftwerke</b>					
• gesamt [GW]	17,8	17,5	32,6	29,6	21,3
• für Langzeitspeicher [GW]	-	-	20,0	16,9	11,1
• für Versorgungssicherheit [GW]	17,8	17,5	12,6	12,7	10,2

**Tabelle 3-5: Bedarf an Speichern und Gaskraftwerken im 40%-Szenario**

Vorteilhaft bei den Langzeitspeichern ist jedoch ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit, da die Ausspeicherung der Langzeitspeicher ebenfalls in Gaskraftwerken erfolgt. In Tabelle 3.5 wird daher bei den Gaskraftwerken nach dem jeweiligen Verwendungszweck unterschieden. Die Gaskraftwerke, die den Langzeitspeichern zuzuordnen sind, können daher den Umfang an fossilen Gaskraftwerken, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendig sind, um bis zu 7,6 GW (Variante E) reduzieren.

Kurzzeitspeicher tragen dagegen nur nachrangig zur Versorgungssicherheit bei, wie Variante B im Vergleich zur Variante A verdeutlicht.

Tabelle 3-6 listet die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke im 40%-Szenario auf. Ihre Gesamtleistung beträgt mindestens 81,7 GW, d.h. mindestens 99 % der Spitzenlast von 82,2 GW. Thermische Kraftwerke (incl. Gaskraftwerke für Langzeitspeicher) sichern somit im 40%-Szenario weitgehend alleine die Versorgungssicherheit. Die Geothermie ist hier nicht aufgeführt, da sie zur Residuallast zählt („must run“)

Kraftwerk	Installierte Leistung [GW]				
	A	B	C	D	E
Kernkraftwerk	-				
Braunkohlekraftwerk	15,5				
Steinkohlekraftwerk	15,7				
Gaskraftwerk	17,8	17,5	32,6	29,6	21,3
KWK (fossil)	24,1				
KWK (Biomasse)	8,9				
Summe	82,0	81,7	96,8	93,8	85,6

Tabelle 3-6: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im 40%-Szenario

### 3.3.2 Stromerzeugung

Abbildung 3-10 bis Abbildung 3-12 verdeutlichen die Stromerzeugung aus den Kraftwerken einschließlich notwendiger Abregelung bei den verschiedenen Speicherbauvarianten im 40%-Szenario. Wesentliche Erkenntnisse sind:

- Langzeitspeicher vermögen eine Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu verhindern. Kurzzeitspeicher alleine vermögen dies in Variante B nicht vollständig, allerdings beträgt der abgeregelte Anteil nur noch vernachlässigbare 0,1 Promille der gesamten Erzeugung aus erneuerbaren Energien.
- Der Verzicht auf einen Speicherausbau (Variante A) führt lediglich zu einer Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien um ebenso vernachlässigbare 1,1 Promille.
- Der schlechte Wirkungsgrad der Langzeitspeicher erhöht die Stromerzeugung aus Kraftwerken um bis zu 5 TWh/a oder knapp 1 %, da sie auch zur Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke eingesetzt werden (siehe nächsten Punkt).
- Kurzzeitspeicher verhelfen den Braunkohlekraftwerken, vornehmlich die Steinkohlekraftwerke zu verdrängen. Langzeitspeicher verhelfen den Braunkohlekraftwerken, vornehmlich Gaskraftwerke zu verdrängen.

### Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

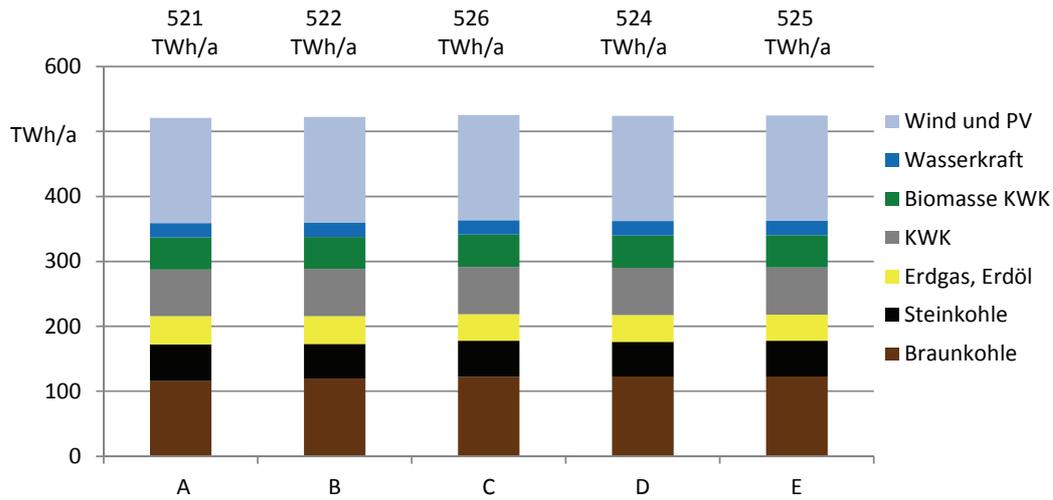


Abbildung 3-10: Stromerzeugung im 40%-Szenario

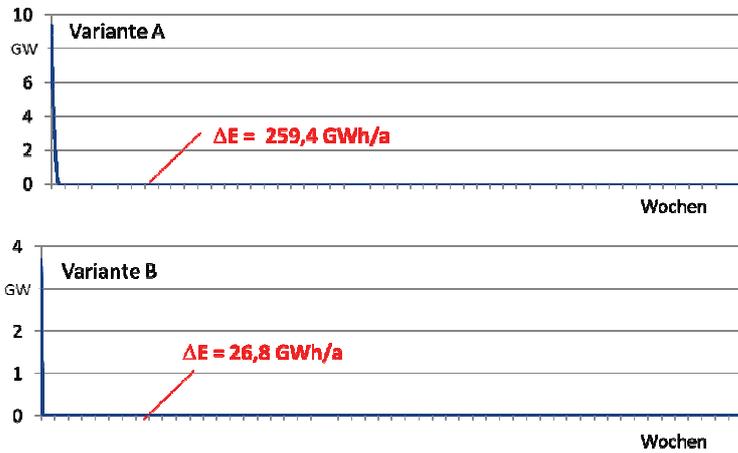


Abbildung 3-11: Notwendige Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien im 40%-Szenario

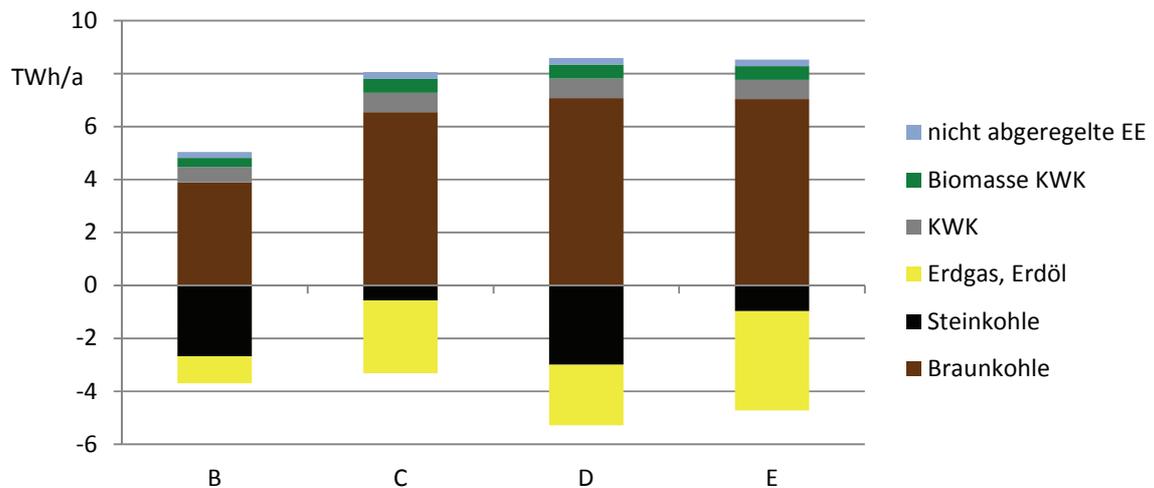


Abbildung 3-12: Stromerzeugung der Varianten B bis E als Abweichung zur Variante A im 40%-Szenario

### 3.3.3 Speichernutzung

Abbildung 3-13 bis Abbildung 3-16 zeigen die Speichernutzung der Kurzzeit- und Langzeitspeicher für die verschiedenen Speicherzubauvarianten im 40%-Szenario. Hierbei zeigt sich als Erkenntnisgewinn:

- Kurzzeitspeicher werden auch als Wochenspeicher genutzt. Aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades drängen sie – so weit von der Auslegung möglich – in die Ausregelung der Langzeitschwankungen vor (Betrieb mit verringerter Leistung erhöht die mögliche Einsatzdauer).
- Langzeitspeicher weisen das ausgeprägte Verhalten eines Jahresspeichers auf. Das Füllstandsmaximum am Sommerende deutet darauf hin, dass hier auch nennenswerte Anteile des Stroms aus Photovoltaikanlagen zur Speicherung kommen.
- Die gesamten Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung können bei Langzeitspeichern nur äußerst geringe 240 h betragen, wenn sie mit Kurzzeitspeichern um den Ausgleich von Langzeitspeichern konkurrieren, wie man in Tabelle 3-7 an der Variante D erkennt. Insgesamt weisen Kurzzeitspeicher immer unter 1.700 Volllaststunden, Langzeitspeicher immer unter 600 Volllaststunden auf.
- Eine Halbierung des Speicherzubaus, wie in Variante E modelliert, vermag die Volllaststunden der Langzeitspeicher zu verdoppeln, wie der Vergleich mit Variante D in Tabelle 3-7 belegt.

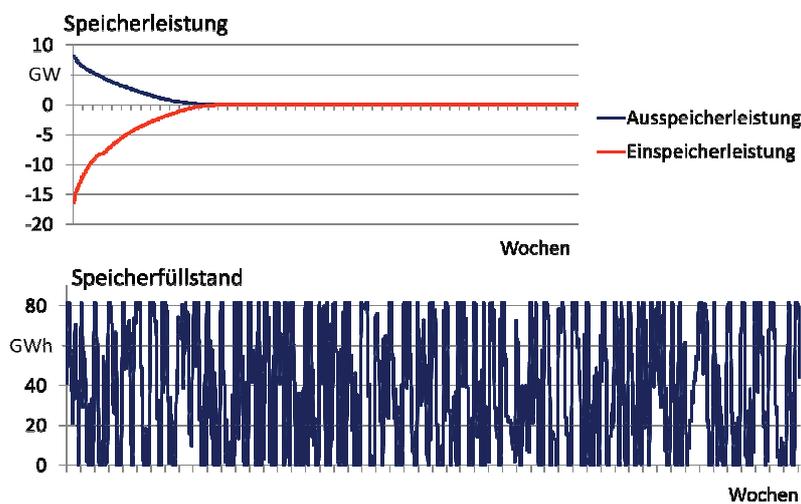


Abbildung 3-13: Speichernutzung der Variante B im 40%-Szenario

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

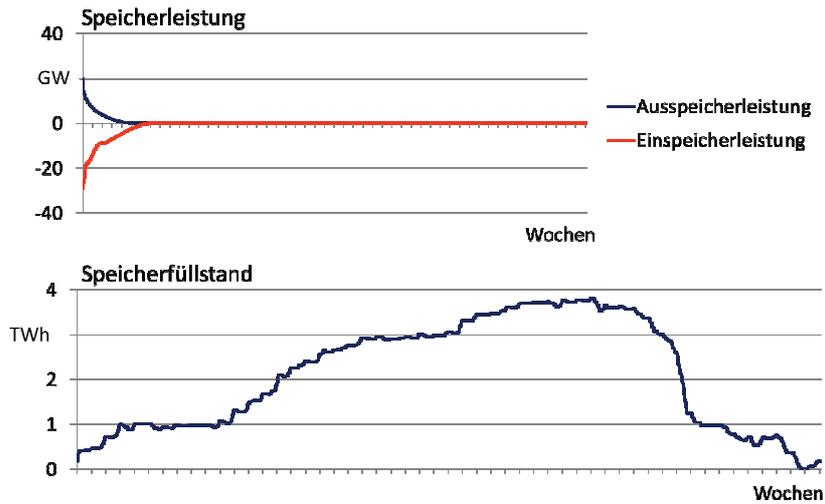


Abbildung 3-14: Speichernutzung der Variante C im 40%-Szenario

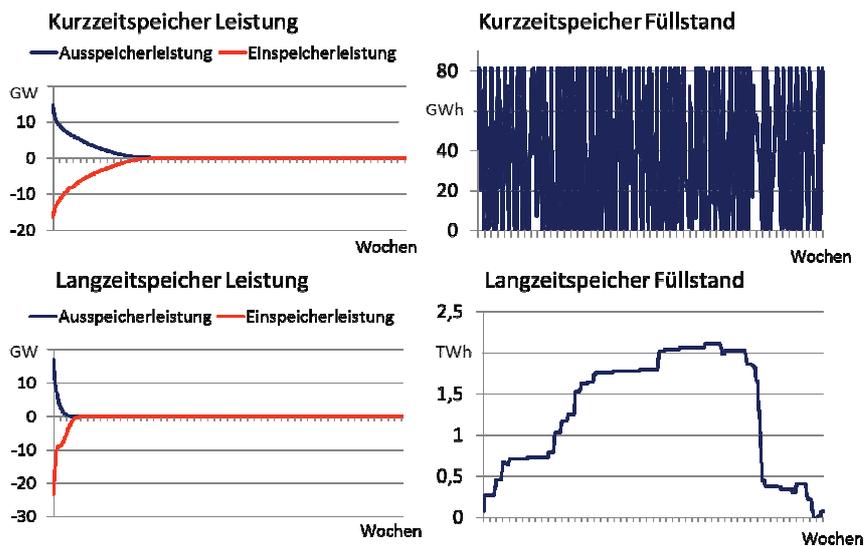


Abbildung 3-15: Speichernutzung der Variante D im 40%-Szenario

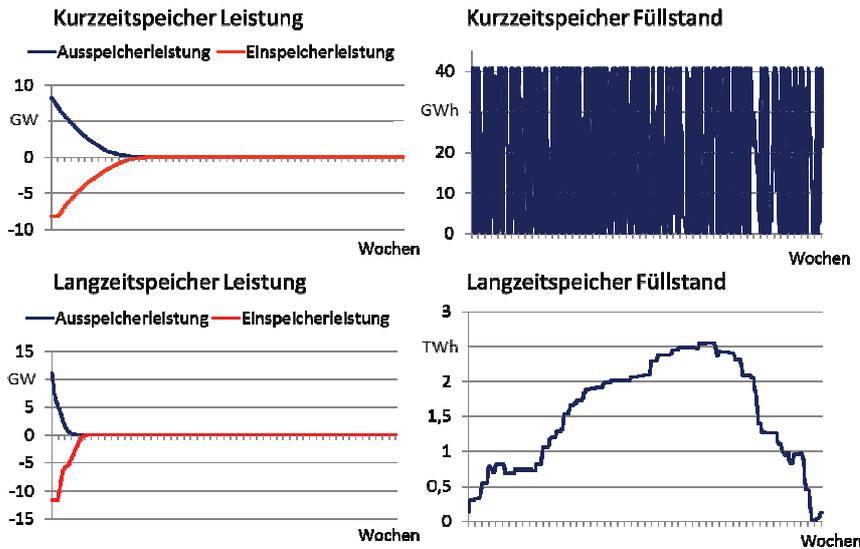


Abbildung 3-16: Speichernutzung der Variante E im 40%-Szenario

Variante	Kurzzeitspeicher		Langzeitspeicher	
	Aus-speicherung	Ein-speicherung	Aus-speicherung	Ein-speicherung
B	603 h	682 h		
C			165 h	279 h
D	571 h	648 h	86 h	154 h
E	714 h	902 h	173 h	408 h

Tabelle 3-7: Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung der Varianten B bis E im 40%-Szenario

Durch eine Analyse der in den Abbildungen 3-13 bis 3-16 dargestellten Speicherjahresgänge lassen sich äquivalente Vollzyklenzahlen pro Jahr ermitteln. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3-8 zusammengestellt. Während sich mit Kurzzeitspeichern immerhin bis zu 168 Vollzyklen pro Jahr erzielen lassen, reduziert sich dies bei den Langzeitspeichern im günstigsten Fall auf 1,4 Vollzyklen.

	Äquivalente Vollzyklen pro Jahr			
<b>Szenario 40%</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>
Kurzzeitspeicher	125	-	119	168
Langzeitspeicher	-	1,4	1,1	1,2

**Tabelle 3-8: Äquivalente Vollzyklen der verschiedenen Speicher pro Jahr für die Varianten B bis E im 40%- Szenario**

### 3.3.4 Stromgestehungskosten

Abbildung 3-17 bis Abbildung 3-20 zeigen die Stromgestehungskosten im 40%-Szenario. Hieraus lässt sich folgern:

- Die Speicher beeinflussen nur nachrangig die variablen Kosten der Kraftwerke. Aus Abbildung 3-17 wird ersichtlich, dass die maximalen Einsparungen bei maximal 300 Mio. €/a (Variante D) liegen.
- Den geringfügigen Einsparungen bei den variablen Stromgestehungskosten in Folge des Speicherzubaus stehen hohe Investitionskosten gegenüber. Insbesondere die Langzeitspeicher führen zu hohen Investitionskosten, maximal zu 3,3 Mrd. €/a für Elektrolyseur und Kaverne (Variante C in Abbildung 3-19). Hinzu kommen zusätzliche Kosten für Gaskraftwerke von bis zu 1 Mrd. € (s. Abbildung 3-18).
- Der Kurzzeit-Speicherpark setzt sich zu gleichen Teilen aus Pumpspeichern, adiabaten Druckluftspeichern, Blei-Säure-Batterien und Natrium-Schwefel-Batterien zusammen. Die Kosten für den gesamten Speicherpark liegen etwa im Bereich von 10 % (Variante B) bis 20 % (Variante D) der Kosten des Kraftwerksparks. In Abbildung 3-19 ist deutlich zu erkennen, dass Pumpspeicher die günstigste Speichervariante darstellen und die drei anderen Technologien in etwa ähnliche Kosten aufweisen (alle vier Speichertechnologien sind hier zu gleichen Anteilen vertreten).
- In keiner der Varianten wiegt die Reduktion der variablen Erzeugungskosten bei den Kraftwerken die annuitätischen Investitionskosten eines Speicherzubaus auf.
- Wie aus den in Abbildung 3-20 dargestellten Stromgestehungskosten ersichtlich wird, führt Variante A, d.h. kein Speicherzubau, im 40%-Szenario zu den geringsten Stromgestehungskosten.
- Im Vergleich zum Referenzszenario (Abbildung 3-8) werden bis zum 40%-Szenario die Stromgestehungskosten je nach Variante um 1 % (Variante A) bis 14 % (Variante D) steigen.

### Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

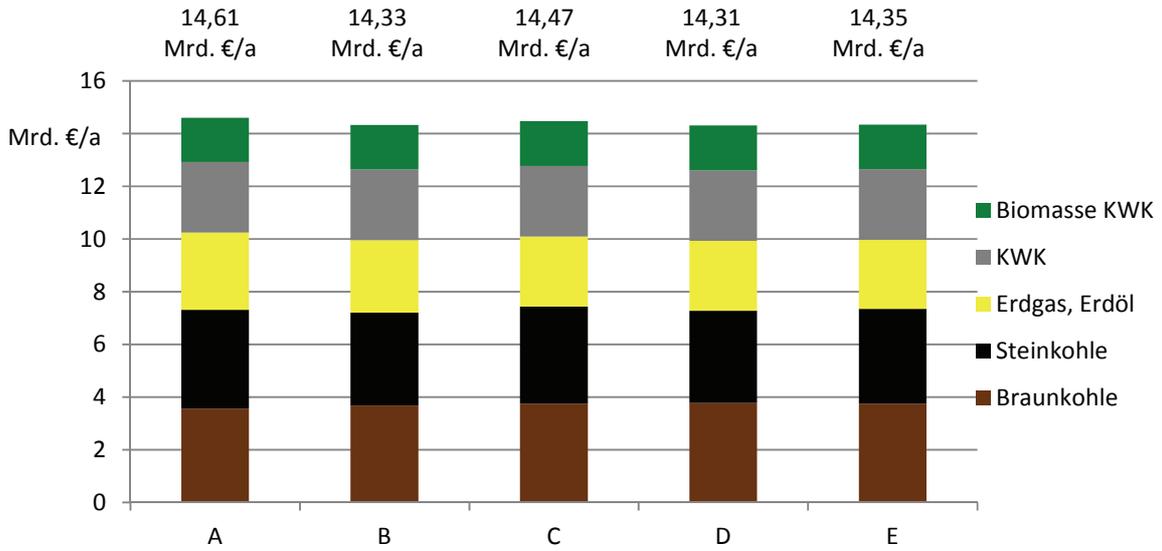


Abbildung 3-17: Variable Stromgestehungskosten im 40%-Szenario

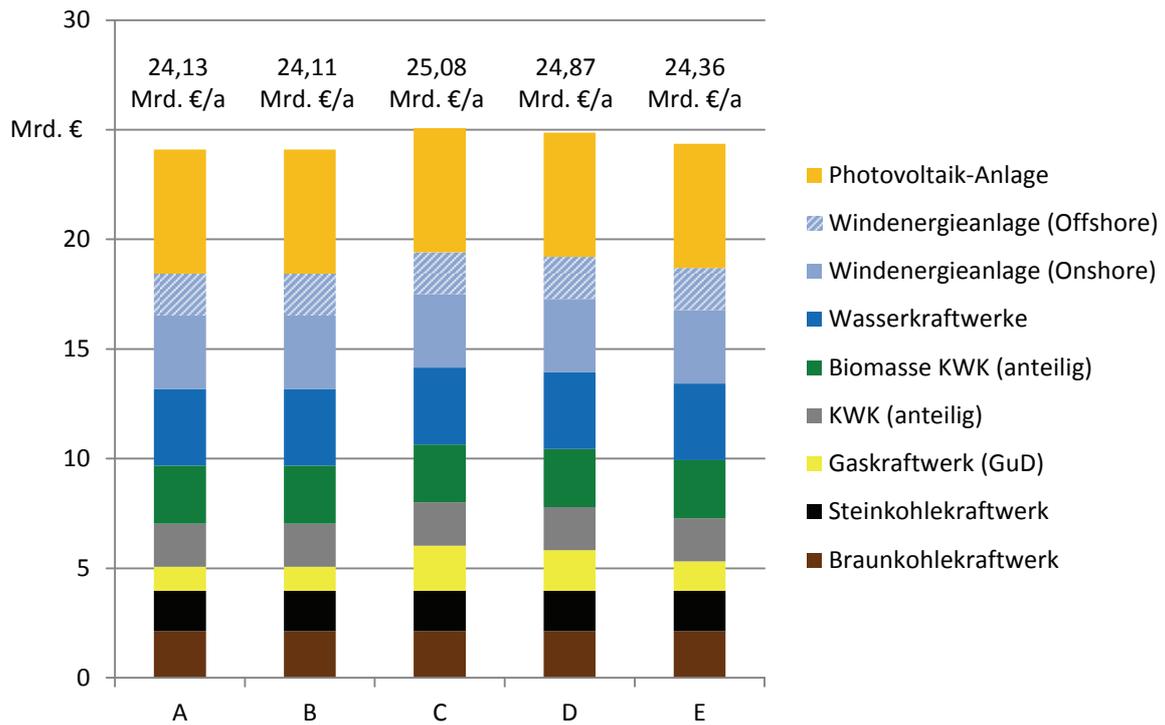


Abbildung 3-18: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im 40%-Szenario

### Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

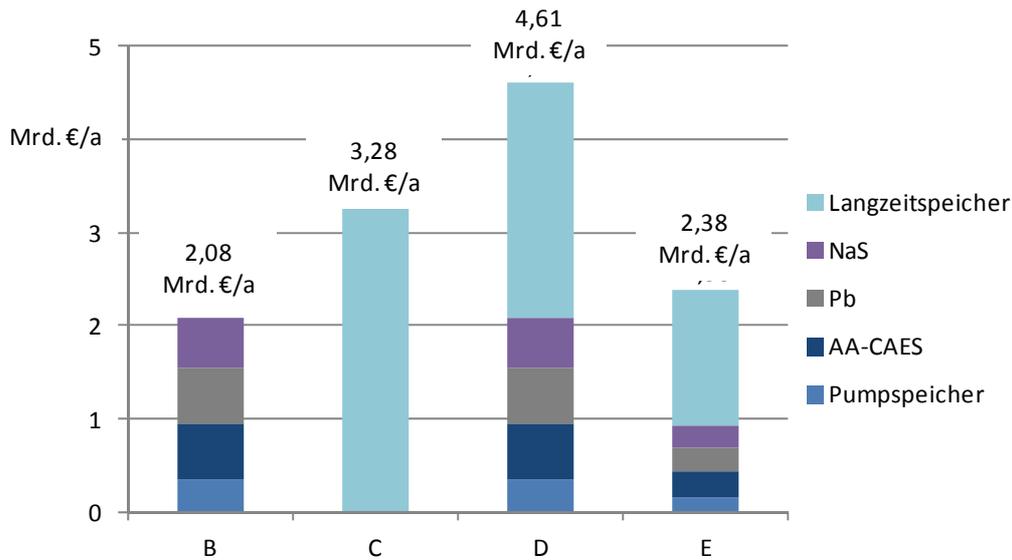


Abbildung 3-19: Annuitätische Investitionskosten des Speicherparks im 40%-Szenario

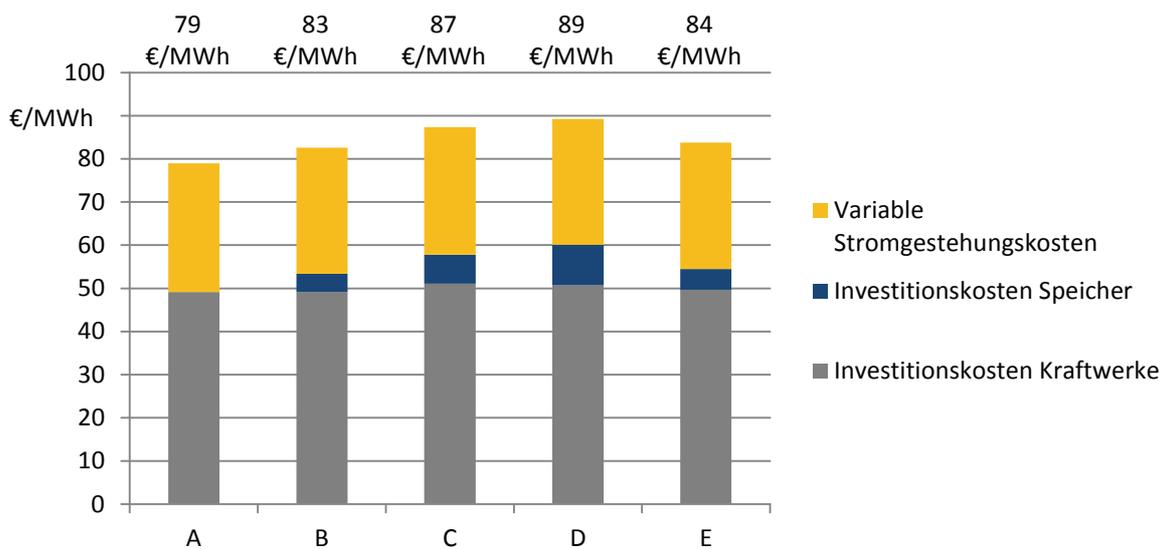


Abbildung 3-20: Stromgestehungskosten im 40%- Szenario

### 3.3.5 Emissionen

Abbildung 3-21 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung aus Kraftwerken für die verschiedenen Speicherzubauvarianten im 40%-Szenario.

Es ist zu erkennen, dass der Speicherzubau die CO<sub>2</sub>-Emissionen ansteigen lässt. Zwar vermögen die Speicherzubauten die Ausbeute an Erzeugung aus erneuerbaren Energien geringfügig in Variante B zu erhöhen, gleichzeitig steigt die gesamte Stromproduktion durch den beschränkten Wälzwirkungsgrad der Kurz- und vor allem Langzeitspeicher, und die Stromerzeugung aus Steinkohle- und Gaskraftwerken wird durch die Speicherzubauten hin zur preiswerteren, aber CO<sub>2</sub>-intensiveren Braunkohleerzeugung verdrängt.

Aus Sicht des Klimaschutzes sollte daher in diesem Szenario auf Speicherezubau verzichtet werden.

Im Vergleich zum Referenzszenario (Abbildung 3-9) sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 16 % (Variante C) bis 17 % (Variante A).

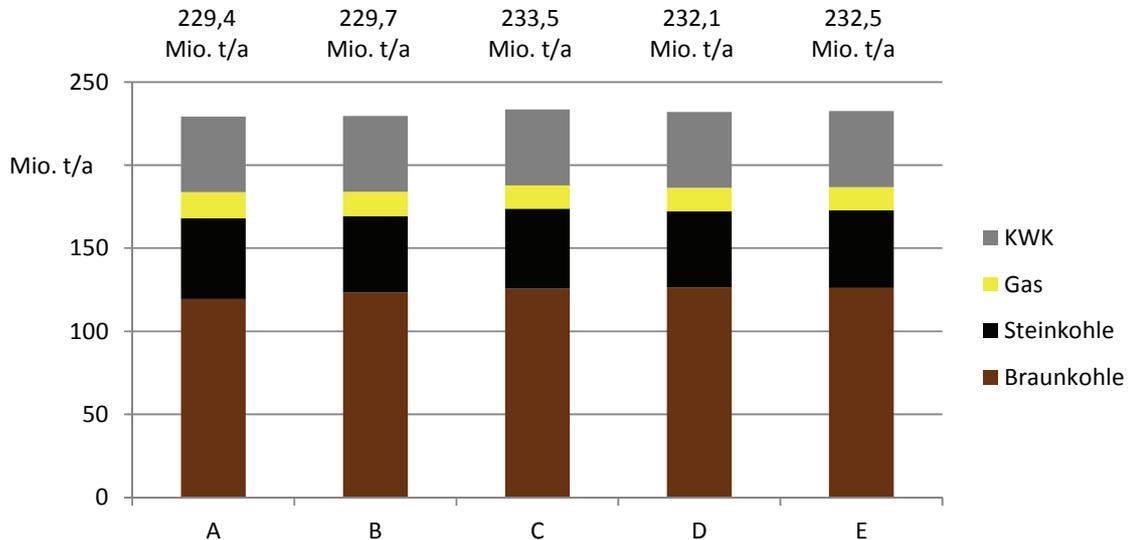


Abbildung 3-21: CO<sub>2</sub>-Emissionen im 40%-Szenario

### 3.4 80%-Szenario

#### 3.4.1 Bedarf an Speicher und Gaskraftwerken

Tabelle 3-9 zeigt den Bedarf an Kurzzeitspeichern, Langzeitspeichern und Gaskraftwerken für die verschiedenen Speicherezubauvarianten bei einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von etwa 80 %, d.h. dem in dieser Studie betrachteten 80%-Szenario .

Hier zeigen sich die gleichen Effekte wie beim 40%-Szenario: Während in allen Varianten mit Kurzzeitspeicherezubau der zugelassene Zubau (s. Tabelle 3-3) auch vollständig betrieblich genutzt wird, werden in den Varianten mit Langzeitspeicherezubau nur 69 % bis 86 % der zugelassenen Zubauleistung – das sind allerdings ca. 10 Prozentpunkte mehr als im 40%-Szenario - auch betrieblich genutzt. Auch im 80%-Szenario gilt, dass wegen der schlechten Wälzwirkungsgrade die Langzeitspeicher erst nach Ausschöpfen der bestehenden Flexibilitäten der Kraftwerke – die hier allerdings nur noch in geringerem Umfang als im 40%-Szenario vorhanden sind - und der Kurzzeitspeicher zum Zwecke des Ausgleichs der Langzeitschwankungen eingesetzt werden. Hierin liegt auch begründet, dass das Speichervolumen der Langzeitspeicher in den Varianten mit Langzeitspeichern nur maximal 9 TWh statt des theoretischen Maximalwertes von 21,6 TWh beträgt. Diese 9 TWh stellen aber eine Verdreifachung gegenüber dem 40%-Szenario dar, obwohl der Anteil der erneuerbaren Energien gegenüber dem 40%-Szenario sich nur verdoppelt hat.

Auch im 80%-Szenario gilt:

- Werden Kurzzeit- und Langzeitspeicher zugebaut, so verdrängen die Kurzzeitspeicher – soweit möglich – aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades die Langzeitspeicher, wie der Vergleich der Varianten D und C offenbart.
- Der Vergleich von Variante E mit C und D zeigt, dass eine Halbierung der installierten Langzeitspeicherleistung nur nachrangig das genutzte Speichervolumen begrenzt.

	A	B	C	D	E
<b>Kurzzeitspeicher</b>					
• genutzte Einspeicherleistung [GW]	-	28,0	-	28,0	14,0
• genutzte Ausspeicherleistung [GW]	-	26,3	-	25,8	14,0
• genutztes Speichervolumen [GWh]	-	140	-	140	70
<b>Langzeitspeicher</b>					
• genutzte Einspeicherleistung [GW]	-	-	44,7	35,7	17,8
• genutzte Ausspeicherleistung [GW]	-	-	30,1	28,6	17,8
• genutztes Speichervolumen [GWh]	-	-	9.042	7.982	7.465
<b>Gaskraftwerke</b>					
• gesamt [GW]	40,2	38,7	45,8	44,4	38,3
• für Langzeitspeicher [GW]	-	-	30,1	28,6	17,8
• für Versorgungssicherheit [GW]	40,2	38,7	15,8	15,8	20,5

**Tabelle 3-9: Bedarf an Speichern und Gaskraftwerken im 80%-Szenario**

Im 80%-Szenario zeigt sich besonders stark der bereits im 40%-Szenario erkannte Vorteil der Langzeitspeicher, zur Versorgungssicherheit beizutragen. Hier können Sie den Umfang an fossil befeuerten Gaskraftwerken, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendig sind, sogar um bis zu 24,4 GW (Variante C und D) reduzieren. Es gilt jedoch wie im 40%-Szenario, dass die Kraftwerke als solches in jedem Fall errichtet werden müssen da die Ausspeicherung der Langzeitspeicher ebenfalls in Gaskraftwerken erfolgt.

Kurzzeitspeicher tragen auch im 80%-Szenario nur nachrangig zur Versorgungssicherheit bei, wie Variante B im Vergleich zur Variante A verdeutlicht.

Tabelle 3-10 zeigt die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke. Ihre Gesamtleistung beträgt mindestens 76,0 GW, d.h. mindestens 93 % der Spitzenlast von 81,3 GW. Thermische Kraftwerke (incl. Gaskraftwerke für Langzeitspeicher) sichern

somit im 80%-Szenario weitgehend alleine die Versorgungssicherheit. Die Geothermie ist hier nicht aufgeführt, da sie zur Residuallast zählt („must run“).

Kraftwerk	Installierte Leistung [GW]				
	A	B	C	D	E
Kernkraftwerk	-				
Braunkohlekraftwerk	-				
Steinkohlekraftwerk	3,8				
Gaskraftwerk	40,2	38,7	45,8	44,4	38,3
KWK (fossil)	23,3				
KWK (Biomasse)	10,6				
Summe	77,9	76,4	83,5	82,1	76

Tabelle 3-10: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparks im 80%-Szenario

### 3.4.2 Stromerzeugung

Abbildung 3-22 bis Abbildung 3-24 verdeutlichen die Stromerzeugung aus den Kraftwerken einschließlich notwendiger Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien bei den verschiedenen Speicherzubauvarianten im 80%-Szenario. Wesentliche Erkenntnisse sind:

- Der Verzicht auf einen Speicherausbau (Variante A) führt zu einer nennenswerten Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien um 4,8 %. Der sich so ergebende Anteil an erneuerbaren Energien von ca. 75 % passt nicht mehr zur Grundannahme des 80%-Szenarios, dass der Anteil erneuerbarer Energien in diesem Szenario bei 80 % liegen sollte. Dies erschwert die Vergleichbarkeit der Variante A mit den anderen Varianten.
- Nur Langzeitspeicher (Varianten C und D) vermögen eine Abregelung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien vollständig zu verhindern. Kurzzeitspeicher alleine (Variante B) vermögen dies nicht; die abgeregelter Erzeugung beträgt hier noch etwa die Hälfte von Variante A (also 10,7 TWh entsprechend etwa 2,5 %). Der reduzierte Zubau an Kurz- und Langzeitspeichern (Variante E) kann jedoch die abgeregelter Erzeugung auf akzeptable 0,4 TWh reduzieren (also etwa 0,9 Promille der gesamten Erzeugung aus erneuerbaren Energien).
- Der schlechte Wälzwirkungsgrad der Langzeitspeicher erhöht die Stromerzeugung aus Kraftwerken um bis zu 21 TWh/a bzw. bis 4,2 %.

- Kurz- und Langzeitspeicher reduzieren die Erzeugung aus Gaskraftwerken zugunsten der Erzeugung aus erneuerbarer Energien bzw. Kraft-Wärme-Kopplung.

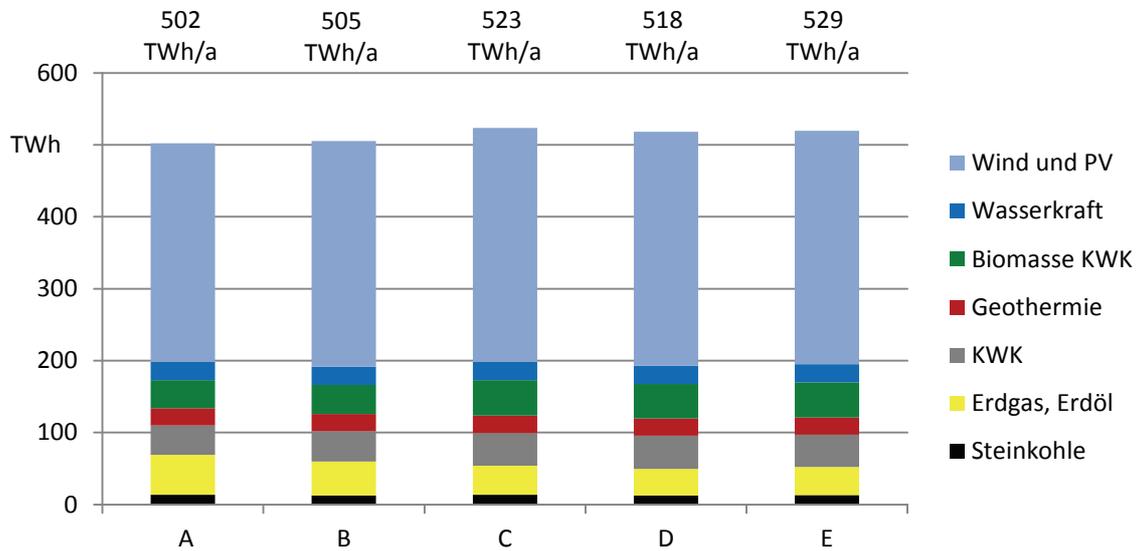


Abbildung 3-22: Stromerzeugung im 80%-Szenario

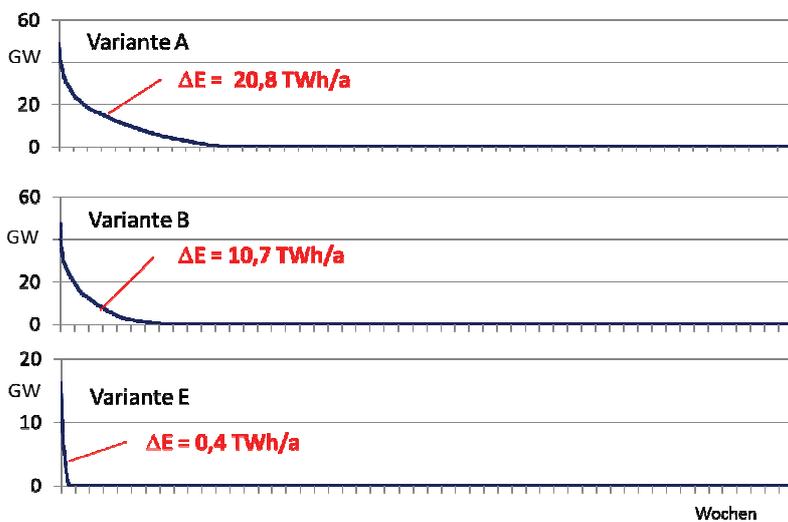


Abbildung 3-23: Notwendige Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien im 80%-Szenario

### Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

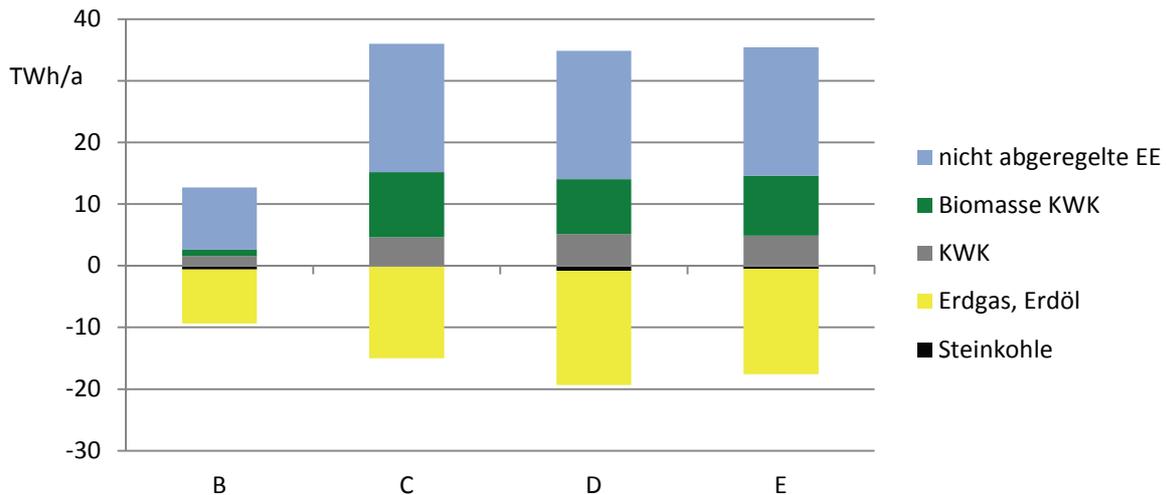


Abbildung 3-24: Stromerzeugung der Varianten B bis E als Abweichung zur Variante A im 80%-Szenario

### 3.4.3 Speichernutzung

Abbildung 3-25 bis Abbildung 3-28 zeigen die Speichernutzung der Kurzzeit- und Langzeitspeicher für die verschiedenen Speicherzubauvarianten im 80%-Szenario. Unverändert gegenüber dem 40%-Szenario gilt auch beim 80%-Szenario:

- Kurzzeitspeicher werden auch als Wochenspeicher genutzt. Aufgrund ihres hohen Wälzwirkungsgrades drängen sie – soweit von der Auslegung möglich – in die Ausregelung der Langzeitschwankungen vor.
- Langzeitspeicher weisen das ausgeprägte Verhalten eines Jahresspeichers auf. Das Füllstandsmaximum am Sommerende deutet darauf hin, dass hier auch nennenswerte Anteile des Stroms aus Photovoltaikanlagen zur Speicherung kommen.
- Insgesamt weisen Kurzzeitspeicher immer unter 1.500 Volllaststunden für Ein- und Ausspeicherung auf.

Abweichend gegenüber dem 40%-Szenario zeigt sich aber im 80%-Szenario:

Die Verdoppelung des Anteils der erneuerbaren Energien von 40 % auf 80 % führt dazu, dass sich in den Varianten mit Langzeitspeichern die Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung bei Langzeitspeichern gut verdreifachen (siehe Tabelle 3-11).

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

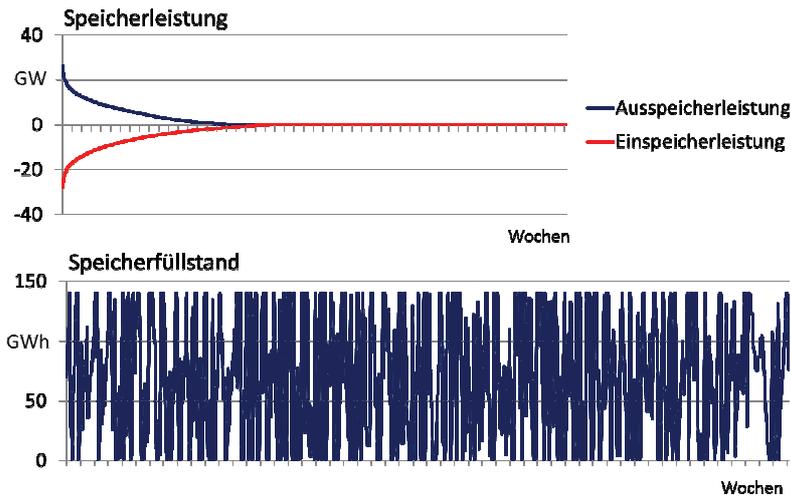


Abbildung 3-25: Speichernutzung der Variante B im 80%- Szenario

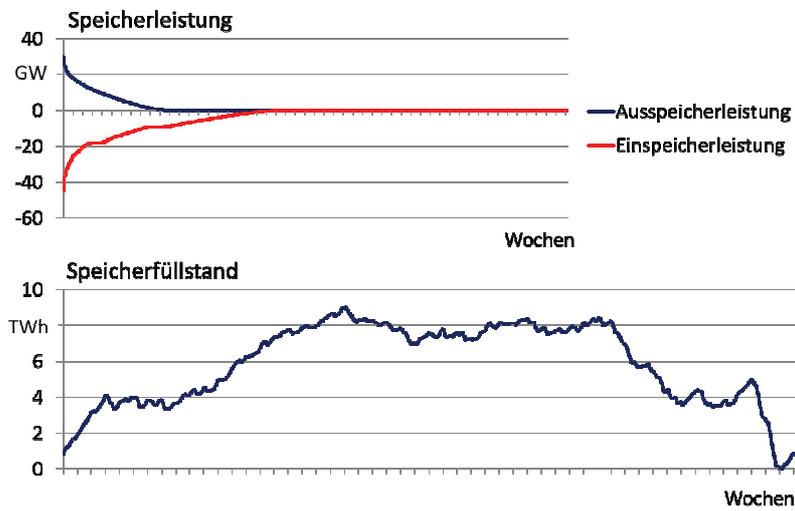


Abbildung 3-26: Speichernutzung der Variante C im 80%-Szenario

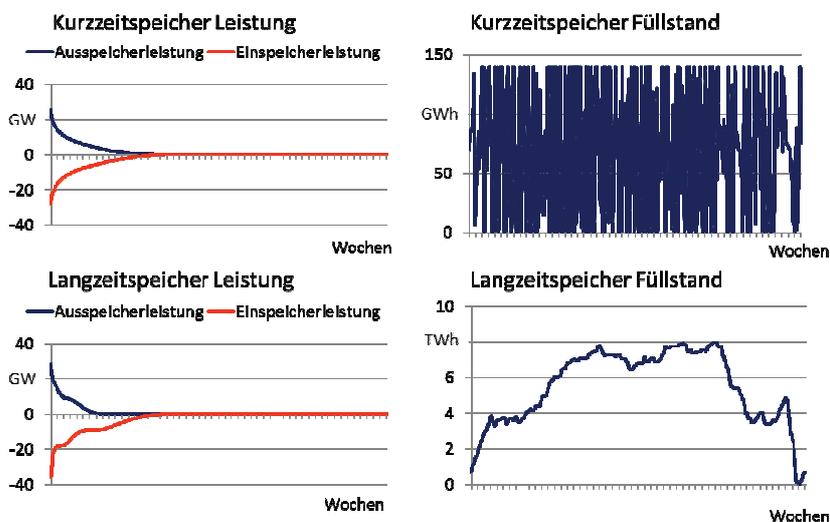


Abbildung 3-27: Speichernutzung der Variante D im 80%-Szenario

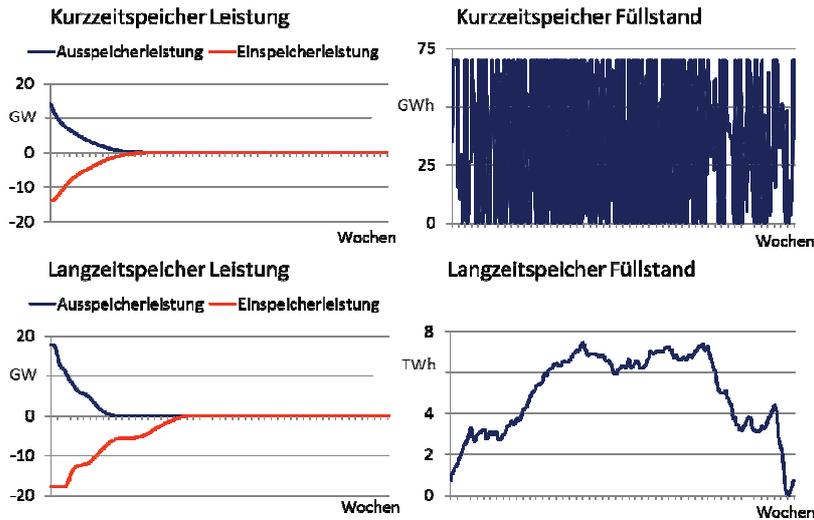


Abbildung 3-28: Speichernutzung der Variante E im 80%-Szenario

Variante	Kurzzeitspeicher		Langzeitspeicher	
	Aus-speicherung	Ein-speicherung	Aus-speicherung	Ein-speicherung
B	642 h	748 h		
C			489 h	814 h
D	516 h	591 h	328 h	650 h
E	630 h	789 h	611 h	1523 h

Tabelle 3-11: Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung der Varianten B bis E im 80%-Szenario

Durch eine Analyse der in Abbildung 3-25 bis Abbildung 3-28 dargestellten Speicherjahresgänge lassen sich äquivalente Vollzyklenzahlen pro Jahr ermitteln. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3-12 zusammengestellt. Gegenüber dem 40%-Szenario verschiebt sich die Nutzung hier zu Gunsten der Langzeitspeicher: während sich mit Kurzzeitspeichern nur noch 142 Vollzyklen pro Jahr erzielen lassen, erhöht sich die Anzahl der Vollzyklen bei den Langzeitspeichern im günstigsten Fall auf 2,4 Vollzyklen. Dies ist aber immer noch sehr wenig.

	Äquivalente Vollzyklen pro Jahr			
	B	C	D	E
Szenario 80%				
Kurzzeitspeicher	135	-	106	142
Langzeitspeicher	-	2,4	1,8	2,1

**Tabelle 3-12: Äquivalente Vollzyklen der verschiedenen Speicher pro Jahr für die Varianten B bis E im 80%- Szenario**

### 3.4.4 Stromgestehungskosten

Abbildung 3-29 bis Abbildung 3-32 zeigen, wie sich die Stromgestehungskosten im 80%-Szenario zusammensetzen. Die wesentlichen Erkenntnisse ähneln denen des 40%-Szenarios:

- Speicher vermögen - anders als noch im 40%-Szenario – die variablen Erzeugungskosten der thermischen Kraftwerke um bis zu 1,3 Mrd. €/a (Variante D) bzw. 12 % zu senken. Dies liegt unter anderem daran, dass in Variante A eine signifikante Erzeugung aus erneuerbaren Energien abgeregelt werden muss, die dann durch thermische Erzeugung ersetzt werden muss.
- Den Einsparungen bei den variablen Stromgestehungskosten in Folge des Speicherezubaus stehen hohe Investitionskosten gegenüber. Insbesondere die Langzeitspeicher führen zu hohen Investitionskosten, maximal zu 3,8 Mrd. €/a für Elektrolyseur und Kaverne (Variante C in Abbildung 3-31). Hinzu kommen zusätzliche Kosten für Gaskraftwerke von bis zu 1 Mrd. € (s. Abbildung 3-30).
- Die annuitätischen Investitionskosten des Speicherparks liegen ebenso wie im 40%-Szenario etwa im Bereich von 10 % (Variante B) bis 20 % (Variante D) der Kosten des Kraftwerksparks. Im Kurzzeit-Speicherpark sind 25 % Pumpspeicher, 15 % Druckluftspeicher und die drei Batteriespeichertechnologien zu je 20 % installiert. Bei der hier zugrunde gelegten Kostenentwicklung für Batterietechnologien ergibt sich, dass Pumpspeicher in Bezug auf die installierte Speicherleistung nicht mehr die günstigste Variante darstellen. Blei-Säure- (12 €/kW Annuität, Variante B) und Natrium-Schwefel-Batterien (15 €/kW Annuität, Variante B) sind in diesem Fall günstiger als Pumpspeicher (23 €/kW, Variante B). Adiabate Druckluftspeicher weisen unter den getroffenen Annahmen gleiche Kosten wie Pumpspeicher auf.
- In keiner der Varianten wiegt die Reduktion der variablen Erzeugungskosten bei den Kraftwerken die annuitätischen Investitionskosten eines Speicherezubaus auf.
- Wie aus den in Abbildung 3-32 dargestellten Stromgestehungskosten ersichtlich wird, führt zwar Variante A, d.h. kein Speicherezubau, zu den geringsten Stromgestehungskosten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass infolge Abrege-

lung der erneuerbaren Energien deren Anteil nur noch ca. 75 % beträgt und somit nicht mehr zur Grundannahme des 80%-Szenarios passt. Dies erschwert die Vergleichbarkeit der Variante A mit den anderen Varianten.

- Im Vergleich zum Referenzszenario (Abbildung 3-8) werden bis zum 80%-Szenario die Stromgestehungskosten je nach Variante um 2 % (Variante A) bis 15 % (Variante D) steigen.

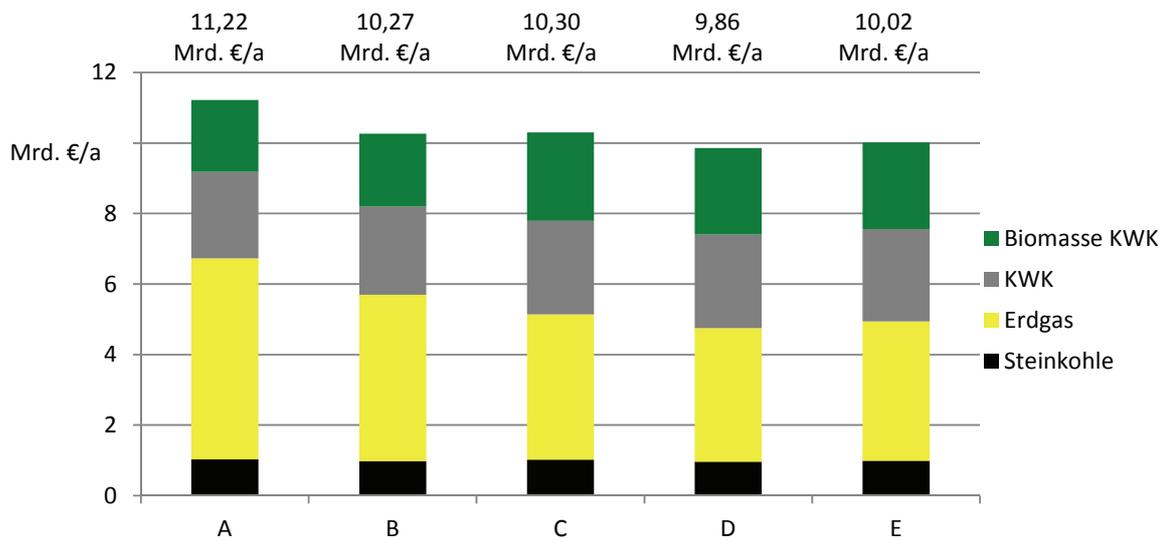


Abbildung 3-29: Variable Stromgestehungskosten im 80%-Szenario

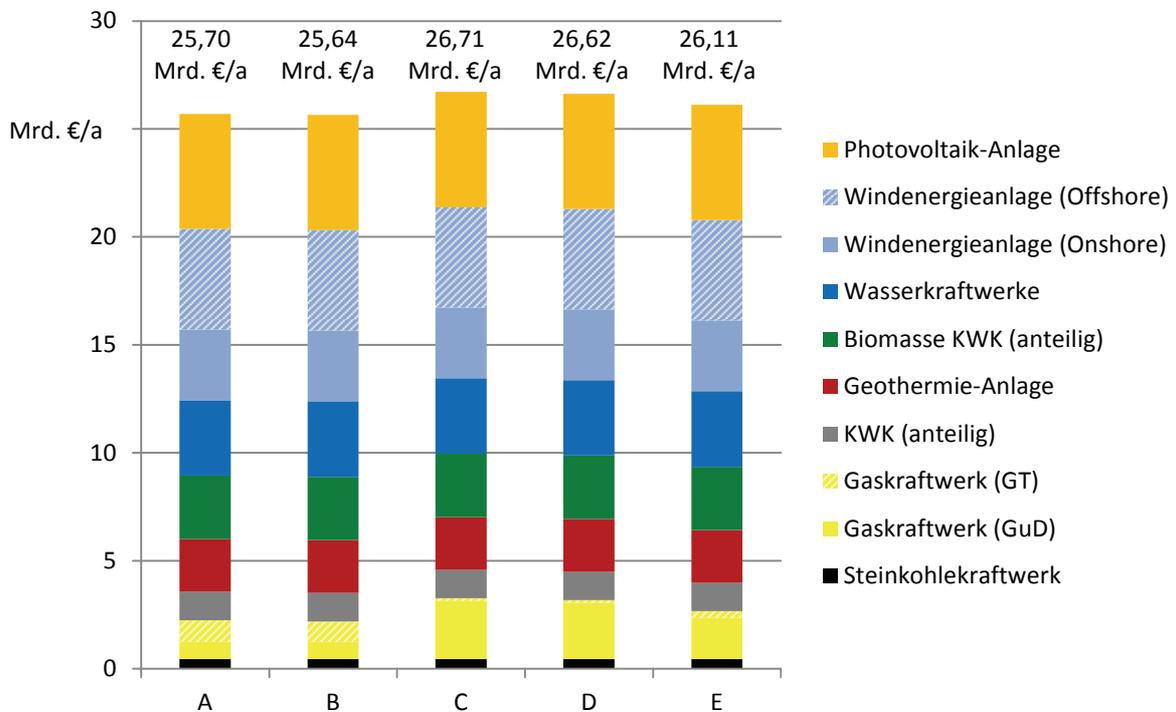
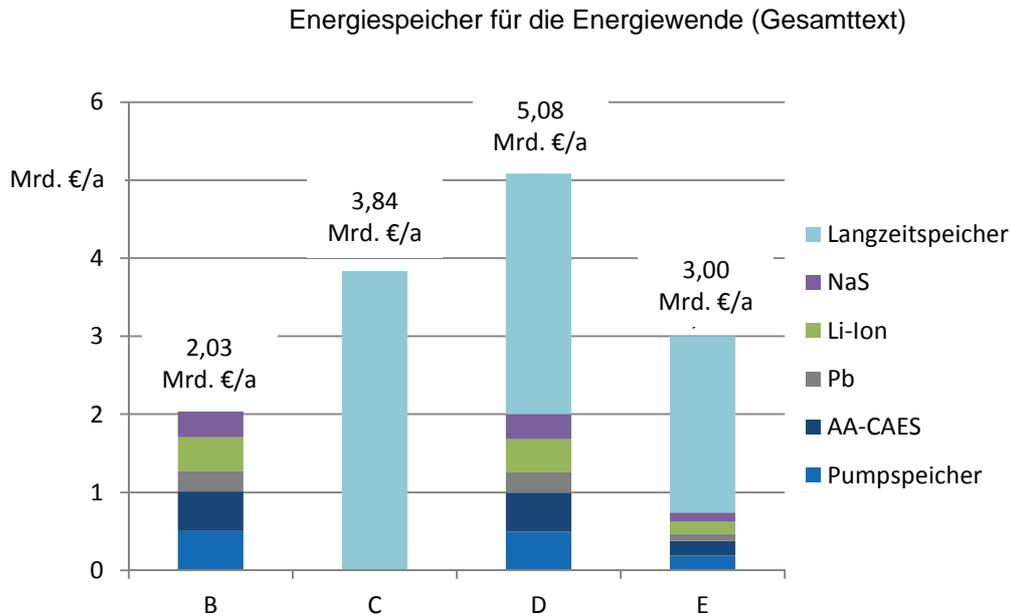
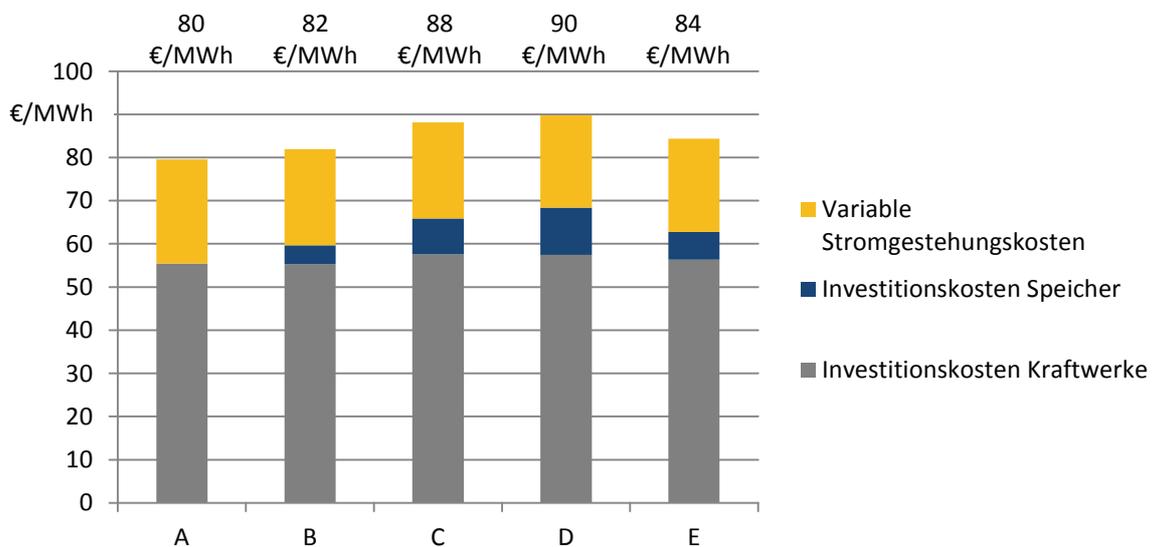


Abbildung 3-30: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im 80%-Szenario



**Abbildung 3-31: Annuitätische Investitionskosten des Speicherparks im 80%-Szenario**



**Abbildung 3-32: Stromgestehungskosten im 80%-Szenario**

### 3.4.5 Emissionen

Abbildung 3-33 zeigt die Emissionen der einzelnen Speicherzubauvarianten im 80%-Szenario. Es zeigt sich, dass hier – anders als im 40%-Szenario – die Kurzzeit- wie Langzeitspeicher die Emissionen um bis zu 10 % gegenüber Variante A zu mindern vermögen. Die Ursache liegt darin begründet, dass Speicher im 80%-Szenario in erster Linie Stromerzeugung aus Gaskraftwerken zugunsten einer höheren Ausbeute aus erneuerbaren Energien verdrängen.

In der Variante B mit reinem Kurzzeitspeicherzubau wird der Effekt aber nur teilweise erzielt.

Dieser Effekt wird aber fast vollständig schon in Variante E erreicht, bei der von einem an dem Bedarf gemessenen, halbiertem Zubau der Speicherleistung ausgegangen wird.

Im Vergleich mit dem Jahr 2010 reduziert sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 78 % (Variante A) bis 80 % (Variante D).

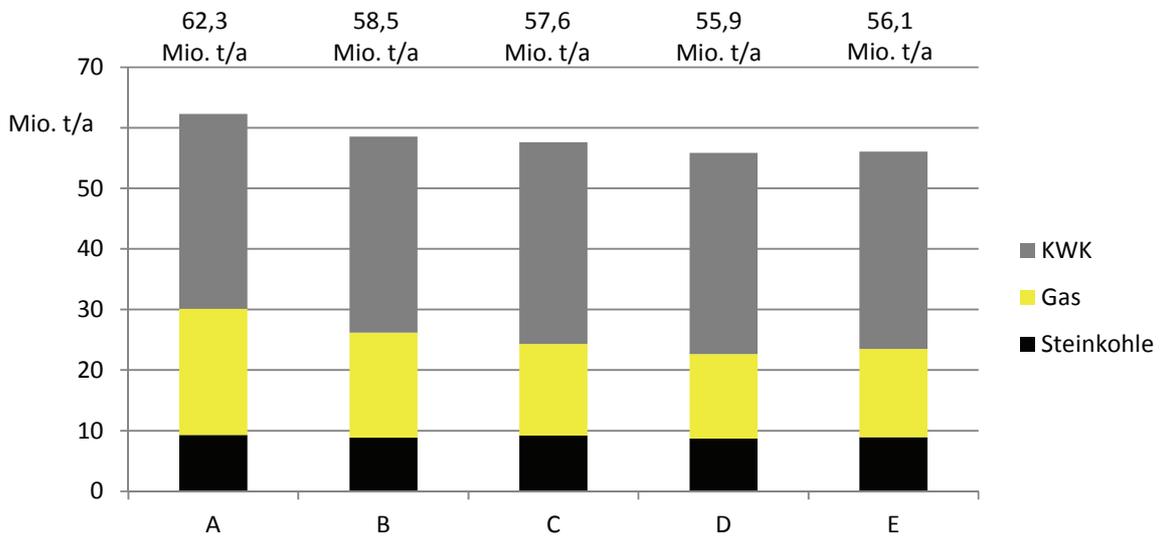


Abbildung 3-33: CO<sub>2</sub>-Emissionen im 80%-Szenario

### 3.5 100%-Szenario

#### 3.5.1 Bedarf an Speicher und Gaskraftwerken

In Tabelle 3-13 ist die für das 100%-Szenario benötigte Leistung von Kurzzeitspeichern, Langzeitspeichern und Gaskraftwerken aufgeführt. Insgesamt sind etwa 35 GW Kurzzeitspeicher erforderlich. Die erforderliche Einspeicherleistung der Langzeitspeicher liegt mit 68 GW deutlich über der maximal genutzten Ausspeicherleistung von 42 GW.

	D
<b>Kurzzeitspeicher</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• genutzte Einspeicherleistung [GW] 36,0</li> <li>• genutzte Ausspeicherleistung [GW] 34,8</li> <li>• genutztes Speichervolumen [GWh] 184</li> </ul>	
<b>Langzeitspeicher</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• genutzte Einspeicherleistung [GW] 68,3</li> <li>• genutzte Ausspeicherleistung [GW] 41,7</li> <li>• genutztes Speichervolumen [GWh] 26.000</li> </ul>	
<b>Gaskraftwerke</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• gesamt [GW] 41,7</li> <li>• für Langzeitspeicher [GW] 41,7</li> <li>• für Versorgungssicherheit [GW] -</li> </ul>	

**Tabelle 3-13: Bedarf an Speichern und Gaskraftwerken im 100%-Szenario**

Tabelle 3-14 zeigt die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke. Ihre Gesamtleistung beträgt mindestens 55,7 GW, d.h. mindestens 69 % der Spitzenlast von 81,3 GW. Die Versorgungssicherheit wird hier nur unter Berücksichtigung der Kurzzeitspeicher erreicht, so dass thermische Kraftwerke und Kurzzeitspeicher zusammen etwa 111 % der Spitzenlast ausmachen. Die Geothermie ist hier nicht aufgeführt, da sie zur Residuallast zählt („must run“)

Kraftwerk	Installierte Leistung [GW]
Kernkraftwerk	-
Braunkohlekraftwerk	-
Steinkohlekraftwerk	-
Gaskraftwerk	41,7
KWK (fossil)	-
KWK (Biomasse)	14,0
Summe	55,7

Tabelle 3-14: Zusammensetzung des thermischen Kraftwerkparcs im 100%-Szenario

### 3.5.2 Stromerzeugung

Im 100%-Szenario wird der Strombedarf ausschließlich durch erneuerbare Energien gedeckt, wobei Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit 73 % den bedeutendsten Anteil an der Stromerzeugung haben (Abbildung 3-34). Insgesamt muss aufgrund des schlechten Wälzwirkungsgrades der Langzeitspeicher die erzeugte Strommenge den Verbrauch von 501 TWh/a um 66 TWh/a übertreffen. Dies entspricht etwa 13% des Stromverbrauchs.

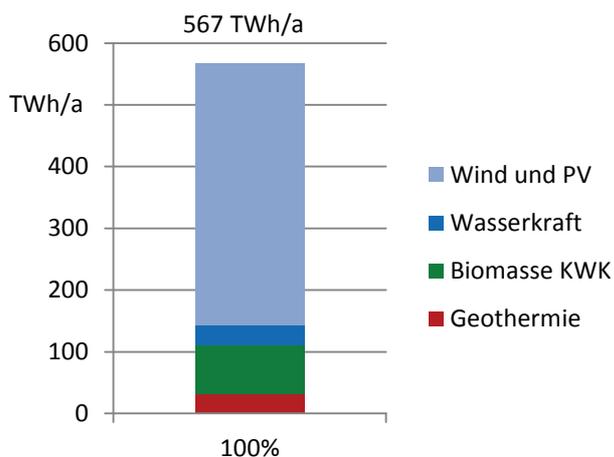


Abbildung 3-34: Stromerzeugung der Variante D im 100%-Szenario

### 3.5.3 Speichernutzung

In Abbildung 3-35 ist die Speichernutzung des 100%-Szenarios illustriert. Insgesamt erhöhen sich die Volllaststunden der Speicher deutlich. Das Anwendungsgebiet der

Speicher ändert sich im Vergleich zum 80%-Szenario jedoch wenig. Kurzzeitspeicher werden weiterhin vorwiegend im Tages- und Wochenbereich eingesetzt, wohingegen der Langzeitspeicher wie ein Jahresspeicher genutzt wird. Die Volllaststunden des Kurzzeitspeichers liegen, wie in Tabelle 3-15 aufgeführt, für Ein- und Ausspeicherung zusammen in der Größenordnung von 1000 Stunden. Die Volllaststunden des Langzeitspeichers liegen für die Einspeicherung in der Größenordnung von 1.600 Volllaststunden, für die Ausspeicherung in der Größenordnung von 1.000 Volllaststunden.

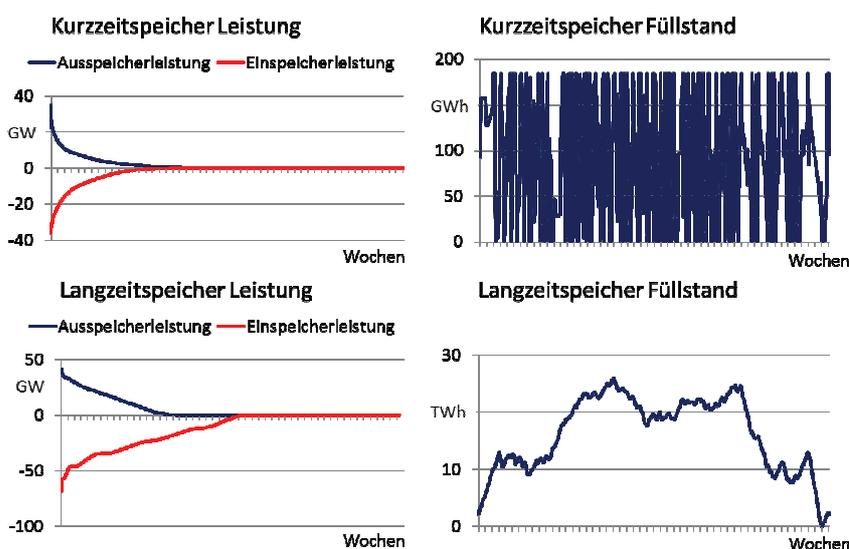


Abbildung 3-35: Speichernutzung der Variante D im 100%-Szenario

Variante	Kurzzeitspeicher		Langzeitspeicher	
	Aus-speicherung	Ein-speicherung	Aus-speicherung	Ein-speicherung
D	429 h	515 h	1053 h	1604 h

Tabelle 3-15: Volllaststunden der Ein- und Ausspeicherung der Variante D im Szenario 100%

Durch eine Analyse der in Abbildung 3-35 dargestellten Speicherjahresgänge lassen sich äquivalente Vollzyklenzahlen pro Jahr ermitteln. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3-16 zusammengestellt. Gegenüber den Szenarien 40% und 80% verschiebt sich die Nutzung weiter zu Gunsten der Langzeitspeicher: während sich mit Kurzzeitspeichern nur noch 91 Vollzyklen pro Jahr erzielen lassen, erhöht sich die Anzahl der Vollzyklen bei den Langzeitspeichern geringfügig auf 2,7 Vollzyklen.

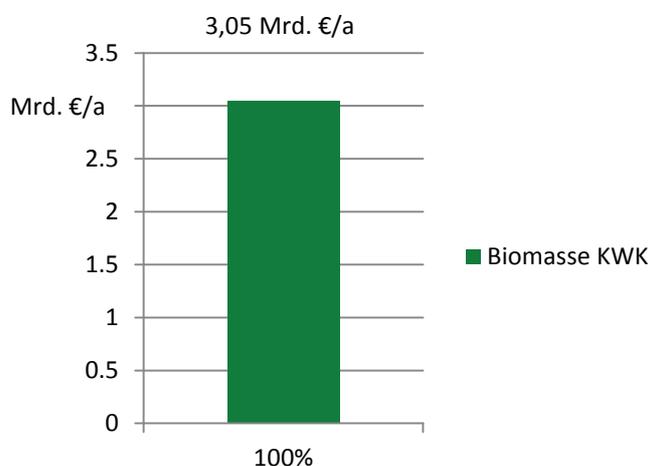
	Äquivalente Vollzyklen pro Jahr
<b>Szenario 100%</b>	<b>D</b>
Kurzzeitspeicher	91
Langzeitspeicher	2,7

**Tabelle 3-16: Äquivalente Vollzyklen der verschiedenen Speicher pro Jahr für die Variante D im 100%-Szenario**

### 3.5.4 Stromgestehungskosten

Abbildung 3-36 bis Abbildung 3-39 zeigen, wie sich die Stromgestehungskosten im 100%-Szenario zusammensetzen. Wesentliche Erkenntnisse sind:

- Die Stromgestehungskosten werden von den Investitionskosten der Kraftwerke und Speicher dominiert; variable Kosten (3.05 Mrd. €/a) spielen eine stark nachrangige Rolle.
- Die Stromgestehungskosten steigen bis zum 100%-Szenario um etwa 23 % gegenüber dem Referenzszenario an.
- Die annuitätischen Investitionskosten des Speicherparks betragen ca. 35 % der Kosten des Kraftwerksparks. Die Zusammensetzung des Kurzzeit-Speicherparks entspricht dabei den Annahmen im 80%-Szenario. Zudem nimmt der Langzeitspeicher aufgrund der benötigten großen Speicherkapazitäten (ca. dreimal größerer Speicher im Vergleich zum 80%-Szenario) einen deutlich höheren Anteil an den Speicherkosten ein. Es muss darauf hingewiesen werden, dass die Speichergöße und -kosten in diesem Szenario nur einen ersten Anhaltspunkt liefern und bei Betrachtung längerer Windzeitreihen mit längeren Flautezeiten auch noch höher ausfallen können.



**Abbildung 3-36: Variable Stromgestehungskosten im 100%-Szenario**

## Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)

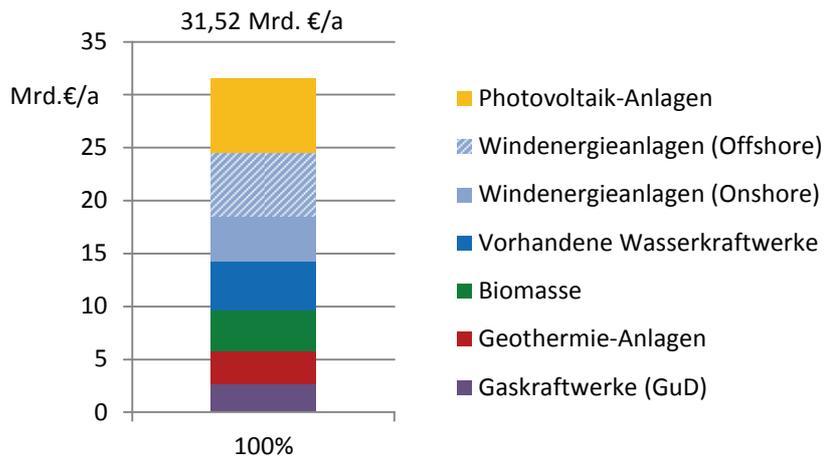


Abbildung 3-37: Annuitätische Investitionskosten des Kraftwerksparks im 100%-Szenario

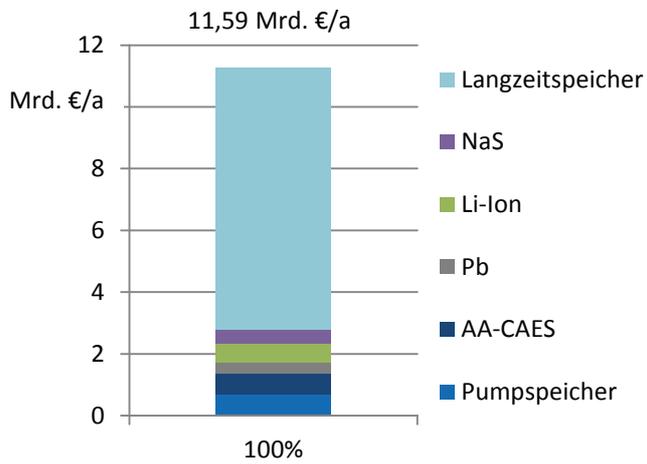


Abbildung 3-38: Annuitätische Investitionskosten des Speicherparks im 100%-Szenario

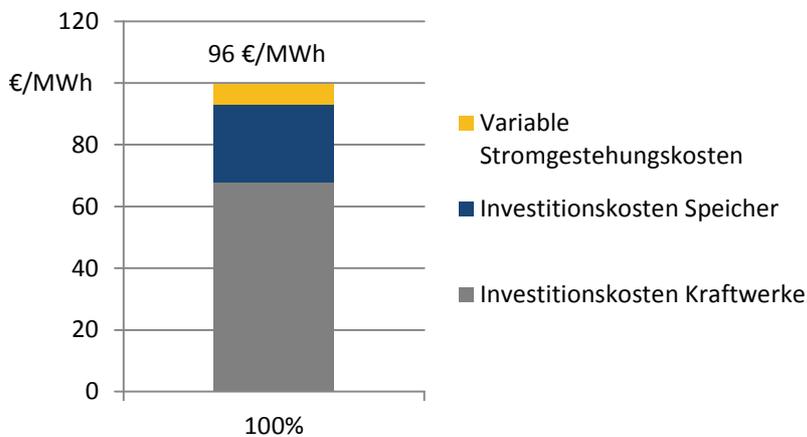


Abbildung 3-39: Stromgestehungskosten im 100%- Szenario

## 4 Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das Übertragungsnetz

### 4.1 Netzmodellentwicklung

#### 4.1.1 Übersicht zu den Netzmodellen

Die Abbildung 4-1 zeigt eine Übersicht der in den Szenarien untersuchten Netzmodelle. Im Rahmen der Netzsimulationen werden Szenarien mit 17 %, 40 % und 80 % Anteil erneuerbarer Energien (im Folgenden mit Szenario 17% etc. bezeichnet) am Bruttostromverbrauch untersucht. Das Szenario 17 % beschreibt den Ist-Zustand des Jahres 2010. Das darin betrachtete *Netzmodell 1* ist die Ausgangsbasis der weiteren Netzmodellentwicklung. In den Szenarien 40 % und 80 % wird jeweils eine gering, eine mittel und eine stark ausgebaute Variante untersucht. Dabei stellen die mittlere und die starke Ausbauvariante im Szenario 40 % die geringe und die mittlere Ausbauvariante im Szenario 80 % dar.

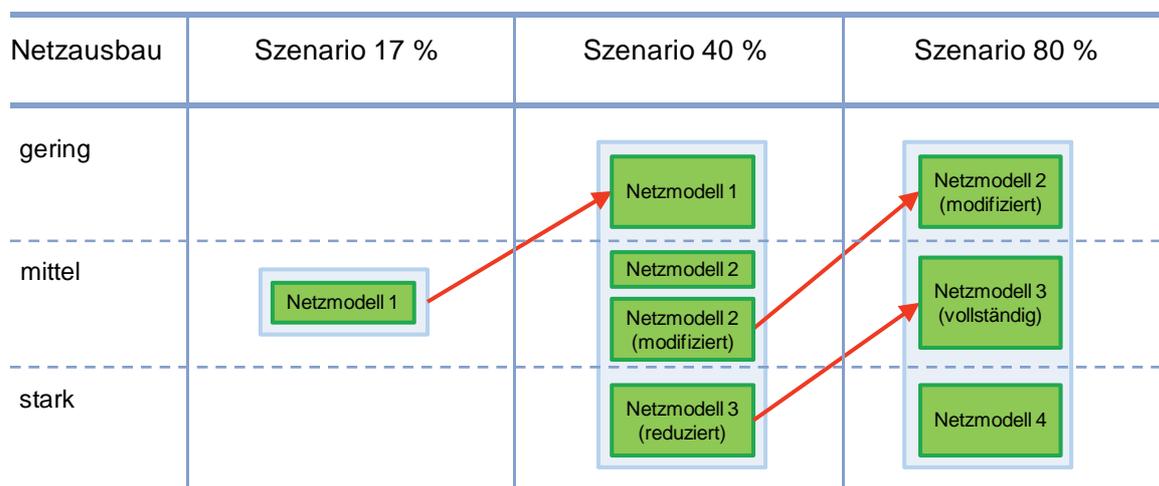


Abbildung 4-1: Übersicht der in den Szenarien untersuchten Netzmodelle

*Netzmodell 2* wurde in Anlehnung an das Energieleitungsausbaugesetz und die Dena-Netzstudie-I entwickelt. Im Verlauf der Netzanalyse zeigte sich, dass es mit wenigen Anpassungen, den Anforderungen im 40%-Szenario genügt. Aus diesem Grund wurde die Variante *Netzmodell 2 (modifiziert)* in die Untersuchungen mit aufgenommen. Im *Netzmodell 3* wird versucht, einen Netzausbau in Anlehnung an die Dena-Netzstudie-II umzusetzen. Für die besonderen Herausforderungen im 80%-Szenario wird im *Netzmodell 4* ein HVDC-Overlay-Netz vorgeschlagen, das dem AC-Höchstspannungsnetz überlagert ist. Im Folgenden werden die Netzmodelle nacheinander vorgestellt und detailliert beschrieben.

#### 4.1.2 Netzmodell 1

##### 4.1.2.1 Ausgangssituation

Auf der Basis eines vorhandenen Modells des deutschen Übertragungsnetzes wurde unter Hinzuziehung der Übersichtskarte des Forums für Netzplanung und Netzbetrieb FNN des Netzzustands- und Netzausbauberichtes der Bundesnetzagentur [5] sowie des Netzplans des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber [7]

ein realitätsnahes, aber bezüglich der Schaltanlagen vereinfachtes Netzmodell mit dem Ausbauzustand des Jahres 2010 aufgebaut.

#### 4.1.2.2 Zubau von Stromkreisen, Transformatoren und Standorten

Da *Netzmodell 1* die Ausgangsbasis der weiteren Netzmodellentwicklung ist, enthält es keine zugebauten Stromkreise, Transformatoren oder Standorte. Die wichtigsten Kennzahlen des Netzmodells sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Die Abbildung 4-2 zeigt den Übersichtsplan des deutschen Höchstspannungsnetzes zum 01. Januar 2010 vom Forum für Weiterentwicklung von Netztechnik und Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik (VDE).

Netzelement	Anzahl
Standorte (Deutschland)	372
Standorte (Ausland/Randnetz)	22
Netzeinspeisungen	618
Belastungen	829
Zusätzliche Speicher	0
Leitungen	832
Transformatoren	116

Tabelle 4-1: Kennzahlen von Netzmodell 1

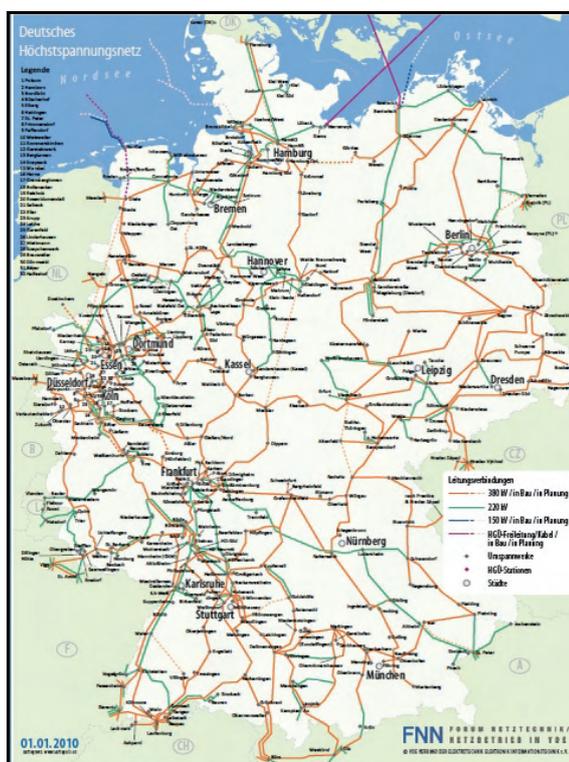


Abbildung 4-2: Deutsches Höchstspannungsnetz

### 4.1.3 Netzmodell 2

#### 4.1.3.1 Ausgangssituation

*Netzmodell 2* stellt eine mögliche Ausbaustufe des deutschen Höchstspannungsnetzes auf Basis von *Netzmodell 1* dar. Es enthält Erweiterungen und Ergänzungen aus Projekten des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und der Dena-Netzstudie-I. Im EnLAG werden 24 Netzausbaumaßnahmen als sogenannte Vorrangprojekte ausgewiesen. Davon wurden vier aus folgenden Gründen jedoch nicht im Modell umgesetzt:

- Zubeseilung der 380-kV-Freileitung von Bergkamen nach Gersteinwerk:  
→ *Schaltanlage Bergkamen ist im Netzmodell 1 nicht nachgebildet*
- Neubau einer 380-kV-Freileitung von Eisenhüttenstadt nach Baczyrna (PL):  
→ *Schaltanlage Baczyrna ist im Netzmodell 1 nicht nachgebildet*
- Freileitungsertüchtigung von Weier nach Villingen von 110 kV auf 380 kV:  
→ *kein Bedarf durch ein Lastzentrum gegeben.*
- Freileitungsertüchtigung von Neckarwestheim nach Mühlhausen von 110 kV auf 380 kV:  
→ *Schaltanlage Mühlhausen ist im Netzmodell 1 nicht nachgebildet*

Die meisten Vorrangprojekte aus dem EnLAG überschneiden sich mit den in der Dena-Netzstudie-I vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen. Lediglich die Zubeseilung der 380-kV-Freileitung von Grafenrheinfeld nach Goldshöhe wurde als südwestliche Verlängerung der „Thüringer Strombrücke“ zusätzlich ergänzt

#### **4.1.3.2 Zubau von Stromkreisen, Transformatoren und Standorten**

Insgesamt wurden Ausbauprojekte mit einer Gesamtstromkreislänge von 3.136 km realisiert. Davon sind 1.331 km reine EnLAG-Projekte und 184 km reine Dena-I-Projekte. 1.621 km stammen aus gemeinsamen EnLAG & Dena-I-Projekten. Dadurch ergibt sich ein Zubau von zusätzlichen Einzel und Doppelleitungen von 2.041 km.

Die im *Netzmodell 1* vorhandenen Standorte wurden um die Schaltanlagen in Göhl (ca. 25 km südwestlich von Fehmarn) und Dörpen/West (ca. 10 km südlich von Rhee) ergänzt. Diese dienen als Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Windparks und sollen (TenneT TSO GmbH, 2011) und (offshore forum windenergie) in den kommenden fünf Jahren in Betrieb gehen. Des Weiteren wurden die Standorte Alfstedt und Stendal/West zur Aufnahme von Onshore-Windenenergie aufgenommen. Die Integration dieser vier neuen Umspannwerke machte einen Zubau von weiteren 271 Stromkreiskilometern erforderlich.

Die wichtigsten Kennzahlen des Netzmodells sind in Tabelle 4-2 dargestellt. Auf der Übersichtskarte des deutschen Höchstspannungsnetzes in Abbildung 4-3 sind die im Modell umgesetzten Netzausbaumaßnahmen dargestellt. Im Gegensatz zu dieser Darstellung wurden die Leitungen jedoch soweit möglich an vorhandenen Trassen entlang geführt, um realistische Leitungslängen zu erhalten.

Netzelement	Anzahl
Standorte (Deutschland)	376
Standorte (Ausland/Randnetz)	22
Netzeinspeisungen	620
Belastungen	829
Zusätzliche Speicher	369
Stromkreise	896
Transformatoren	121

Tabelle 4-2: Kennzahlen von Netzmodell 2



Abbildung 4-3: Zubaumaßnahmen in Netzmodell 2

#### 4.1.4 Netzmodell 2 (modifiziert)

##### 4.1.4.1 Ausgangssituation

Im Verlauf der Netzanalysen zeigte sich, dass das *Netzmodell 2* als mittlere Ausbaustufe den Anforderungen des 40%-Szenarios weder im Grund- noch im (n-1)-Fall genügt. Unzulässige Systemzustände treten ausschließlich in der 220-kV-Netzebene, vor allem in der Region um Hamburg, im Bereich von Conneforde bis Sottrum und zwischen Hamburg bzw. Bremen und der Region um Hannover auf. Durch geringfügige Erweiterungen wurde auf Basis des *Netzmodells 2* das angepasste *Netzmodell 2(modifiziert)* entwickelt, welches die Anforderungen im 40%-Szenario erfüllt.

##### 4.1.4.2 Zubau von Stromkreisen, Transformatoren und Standorten

Die Erweiterungen und Anpassungen umfassen eine Gesamtstromkreislänge von 839 km. Davon wurden auf 289 km neue 380-kV-Stromkreise zugebaut. Auf 550 Stromkreiskilometern erfolgte ein Wechsel der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV. Dies bedeutet einen Zubau an neuen Trassen von 179 km gegenüber dem *Netzmodell 2* und eine Umrüstung von bestehenden Freileitungen auf 275 km Trassenlänge. Eine Übersicht zur den angepassten Verbindungen ist in Tabelle 4-3 zu finden.

Nr.	von	nach	$U_n$ [kV]	Systeme	Trassenlänge [km]	Bemerkung
01	Wilhelmshaven	Conneforde	380	2	36	Umrüstung
02	Wilhelmshaven	Conneforde	220	2	-	Rückbau
03	Marienberg	Neufinsing	380	2	55	Umrüstung
04	Marienberg	Neufinsing	220	2	-	Rückbau
05	Conneforde	Unterweser	380	1	39	Zubau
06	Conneforde	Farge	380	2	45	Zubau
07	Farge	Sottrum	380	2	65	Zubau
08	Dollern	Sottrum	380	2	99	Umrüstung
09	Sottrum	Landesbergen	380	2	85	Umrüstung
10	Dollern	Landesbergen	380	2	-	Rückbau
11	Hamburg Ost	Krümmel	380	1	30	Zubau

**Tabelle 4-3: Umgerüstete bzw. zugebaute Leitungen im Netzmodell 2 (modifiziert)**

Aufgrund der Erhöhung der Übertragungsspannung einiger Freileitungen wurden an acht Standorten neue Transformatoren benötigt. Eine Auflistung der neu hinzugefügten Transformatoren ist in Tabelle 4-4 zu finden.

Nr.	Standort	$U_{IT OS}$ [kV]	$U_{IT US}$ [kV]	Anzahl	$S_{IT}$ [MVA]
01	Wilhelmshaven	417	242	2	800
02	Audorf	417	242	2	800
03	Marienberg	417	242	2	800
04	Farge	417	242	1	1000
05	Sottrum	417	242	1	1000

**Tabelle 4-4: Zusätzliche Transformatoren im Netzmodell 2 (modifiziert)**

Die wichtigsten Kennzahlen des Netzmodells sind in Tabelle 4-5 dargestellt. Auf der Übersichtskarte des deutschen Höchstspannungsnetzes in Abbildung 4-4 sind die im Modell umgesetzten Netzausbaumaßnahmen blau hervorgehoben dargestellt.

Netzelement	Anzahl
Standorte (Deutschland)	376
Standorte (Ausland/Randnetz)	22
Netzeinspeisungen	620
Belastungen	829
Zusätzliche Speicher	369
Stromkreise	910
Transformatoren	129

**Tabelle 4-5: Kennzahlen von Netzmodell 2 (modifiziert)**



**Abbildung 4-4: Zubaumaßnahmen im Netzmodell 2 (modifiziert)**

## 4.1.5 Netzmodell 3

### 4.1.5.1 Ausgangssituation

Das *Netzmodell 3* entstand auf Grundlage des *Netzmodells 2*. Es beinhaltet Ausbaumaßnahmen, die sich an den Vorschlägen der Dena-Netzstudie-II orientieren.

Im Gegensatz zur Dena-Netzstudie-I befinden sich darin keine Aussagen über netzknotenscharfe Zubaumaßnahmen. Stattdessen wird der Ausbaubedarf zwischen benachbarten Regionen angegeben. Deutschland wurde dafür nach Vorbild der ENT-SO-E in 18 Regionen unterteilt. Jeder Region wurde ein virtueller, zentraler Knoten zugeordnet. Dieser ersetzt das gesamte Regionalnetz, welches im Rahmen der Dena-Netzstudie-II unberücksichtigt bleibt. Es werden nur noch die Kuppelleitungen zwischen den Regionen untersucht. Die Anzahl der zuzubauenden Stromkreise zwischen zwei Regionen wurde in Abhängigkeit der nicht übertragbaren Leistung zwischen diesen Regionen bestimmt. Die Länge der zusätzlich benötigten Verbindungen ergibt sich aus der Luftlinie zweier virtueller Knoten multipliziert mit dem Umwegfaktor 1,3. Auf diese Weise wurde ein Zubaubedarf von insgesamt 3.600 km Trassenlänge bei einer Stromkreislänge von 6.600 km ermittelt.

Bei der Entwicklung von *Netzmodell 3* mussten für diese virtuellen Knoten tatsächliche Standorte ausgewählt und realitätsnahe Leitungen modelliert werden. Dafür wurden möglichst zentrale Standorte im Netzmodell ausgesucht, die viele Verbindungen zu ihren Nachbarstandorten aufweisen und deshalb große Leistungen in möglichst alle Bereiche ihrer Region übertragen können. Um eine realitätsnahe Trassierung der zuzubauenden Stromkreise zu erreichen, wurde diese an dem Verlauf vorhandener Trassen entlang geführt. Dadurch ergibt sich ein im Durchschnitt höhe-

rer Umwegfaktor. Des Weiteren wurden Standorte entlang der Trassen in die Verbindung eingeschleift, um einen höheren Vermaschungsgrad des Netzes zu erzielen.

#### 4.1.5.2 Zubau von Stromkreisen, Transformatoren und Standorten

Im linken Teil von Tabelle 4-6 sind die Angaben zum Übertragungs- und Ausbaubedarf, die die Deutsche Energie-Agentur GmbH in der Dena-Netzstudie-II dargelegt hat, im Einzelnen aufgeführt. Die 13 für das Modell ergriffenen Maßnahmen finden sich, inklusive der zugeordneten realen Netzknoten, im rechten Abschnitt von Tabelle 4-6 wieder.

Angaben aus der Dena-Netzstudie-II					zugeordnete Verbindung	
Nr.	von Region	nach Region	Übertragungsbedarf [MW]	Anzahl Stromkreise	von SO	nach SO
1	D21	D22	3.000	2	Brunsbüttel	Diele
2	D22	D23	9.600	6	Diele	Wahle
3	D23	D73	6.200	4	Wahle	Gersteinwerk
4	D23	D81	3.100	2	Wahle	Wustermark
5	D81	D83	2.500	2	Wustermark	Vieselbach
6	D83	D84	200	1	Vieselbach	Streumen
7	D25	D83	7.300	4	Grafenrheinfeld	Vieselbach
8	D25	D41	7.000	4	Grafenrheinfeld	Hüffenhardt
9	D41	D42	2.100	2	Hüffenhardt	Wendlingen
10	D42	D76	500	1	Wendlingen	Vöhringen
11	D41	D75	3.400	2	Hüffenhardt	Bürstadt
12	D73	D74	3.800	3	Gersteinwerk	Sechtem
13	D74	D75	2.000	2	Sechtem	Bürstadt

**Tabelle 4-6: Übertragungs- und Ausbaubedarf nach Dena-Netzstudie-II**

Im *Netzmodell 3* ergibt sich eine Gesamtzahl zugebauter Stromkreise von 8.345 km gegenüber dem *Netzmodell 2*. Unter der Annahme, dass die Ausführung mit Einzel- und Doppelleitungen erfolgt, ergibt sich ein Bedarf zusätzlicher Trassen von 4.433 km. Damit ist das Netzmodell für die Anforderungen im Szenario 40 % deutlich überdimensioniert. Daher wurden für die Netzanalyse im 40%-Szenario 45 Stromkreise mit 3.828 km Stromkreislänge außer Betrieb genommen (*Netzmodell 3 reduziert*). Bei den Berechnungen im 80%-Szenario sind jedoch alle zugebauten Verbindungen wirksam (*Netzmodell 3 vollständig*).

Netzelement	Anzahl
Standorte (Deutschland)	376
Standorte (Ausland/Randnetz)	22
Netzeinspeisungen	620
Belastungen	829
Zusätzliche Speicher	369
Stromkreise	1.001
Transformatoren	127

Tabelle 4-7: Kennzahlen von Netzmodell 3



Abbildung 4-5: Regionen im Netzmodell 3

#### 4.1.6 Netzmodell 4

##### 4.1.6.1 Dimensionierung der Betriebsmittel

Das *Netzmodell 4* stellt ein Hochspannungsgleichstromnetz auf Basis von Spannungszwischenkreisumrichtern (Voltage Source Converter, VSC) mit einer Nennspannung von  $\pm 500$  kV DC dar. Es ist in das Drehstromnetz von *Netzmodell 3* reduziert integriert und bildet eine überlagerte Spannungsebene für die weiträumigen Leistungstransporte im 80%-Szenario.

Die VSC-Konverterstationen sind die Schnittstellen zwischen dem AC- und dem DC-Netz. Durch den Einsatz ausschaltbarer bipolarer Leistungstransistoren mit isoliertem Gate (IGBTs) wird eine Umrichtertopologie möglich, die eine Leistungsflussumkehr durch eine Umkehr des Stromflusses erlaubt. Auf diese Weise werden Umladevorgänge in den DC-Kabeln vermieden und der Einsatz von Kabeln aus vernetztem Polyethylen (VPE) ermöglicht.

Die Bemessungsleistung der Konverterstation beträgt in Anlehnung an die VDE-Studie „Stromübertragung für den Klimaschutz“ 6.000 MW. Heute sind VSC-Umrichter mit einer Bemessungsleistung bis zu 1.200 MW bei  $\pm 320$  kV DC Stand der Technik. In den kommenden Jahren ist allerdings von einer stetig voranschreitenden Entwicklung auszugehen, sodass die angenommene Dimensionierung für den Einsatz im 80%-Szenario realistisch erscheint. Die Umwandlungsverluste werden mit 1 % der Bemessungsleistung angenommen.

Die Leistungsübertragung im Gleichstromnetz findet auf Basis von Bipol-Leitungen statt. Da DC-Leitungen nur durch ihren ohmschen Widerstand nachgebildet werden, ist es für die Simulationen ohne Bedeutung, ob diese als Freileitung oder Kabel ausgeführt sind. Ein bipolarer Stromkreis ist für eine Übertragungsleistung von 3.000 MW bei einer Spannung von  $\pm 500$  kV ausgelegt. Die Leiter werden als Alumi-

niumleiter mit einem Querschnitt von  $1.500 \text{ mm}^2$  angenommen, woraus ein längenbezogener Widerstand von  $0,019 \text{ } \Omega/\text{km}$  resultiert.

#### 4.1.6.2 Auslegung des Netzes

Die Topologie des *Netzmodells 4* orientiert sich an dem Aufbau des Hochspannungsgleichstromnetzmodells aus der [18] VDE-Studie „Stromübertragung für den Klimaschutz“. Darin wird ein deutschlandweites Gleichstromnetz mit zwei Maschen vorgeschlagen, das sieben Verknüpfungspunkte mit dem AC-Netz aufweist. Von den vorgeschlagenen Standorten wurden nur zwei übernommen. Für die verbleibenden vier wurden mit den in Tabelle 4-8 aufgeführten Begründungen Alternativen gefunden.

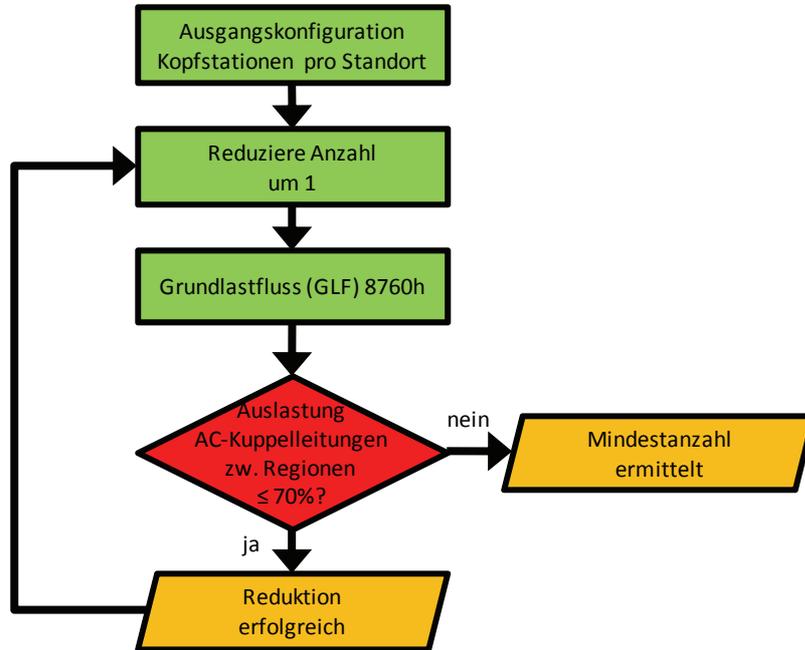
Nr.	Stromübertragung für den Klimaschutz	Speicherstudie	Begründung
1	Conneforde	Diele	Diele liegt zentral zwischen den beiden Offshore-Netzverknüpfungspunkten Conneforde und Dörpen/West und nimmt selbst sehr viel Offshore-Leistung auf
2	Hamburg/Ost	Brunsbüttel	Brunsbüttel ist ein direkter Anschlusspunkt von Offshore-Leistung aus der Nordsee
3	Bentwisch	Lubmin	Lubmin ist direkter Anschlusspunkt von Offshore-Leistung aus der Ostsee
4	Vieselbach	Vieselbach	
5	Ottenhofen	Ottenhofen	
6	Hoheneck	Hüffenhardt	Hüffenhardt liegt geografisch zentraler zwischen dem Rhein-Main-Gebiet und dem nördlichen Baden-Württemberg
7	Rommerskirchen	Sechtem	Sechtem verfügt im Gegensatz zu Rommerskirchen über Transformatoren, weshalb eine bessere Versorgung der Lasten auf der 220-V-Ebene erfolgt.

**Tabelle 4-8: Auswahl der AC-Netzverknüpfungspunkte**

Zur Ermittlung der Mindestanzahl an Konverterstationen pro Netzverknüpfungspunkt wurde das deutsche Netzgebiet zunächst in sieben Regionen aufgeteilt und jeder Region ein Netzverknüpfungspunkt zugewiesen. Für jede Region wurde anschließend die Leistungsbilanz über den gesamten Betrachtungszeitraum gebildet und ausgewertet. Auf diese Weise wurde der Maximalwert der in eine Region importierten, bzw. aus einer Region exportierten Leistung ermittelt. Im ersten Schritt wurde die Anzahl an Konverterstationen so gewählt, dass der gesamte Leistungsüberschuss bzw. das gesamte Leistungsdefizit einer Region von den Konverterstationen aufgenommen werden kann.

Mithilfe des in Abbildung 4-6 dargestellten iterativen Prozesses wurde anschließend versucht, diese Anzahl zu verringern. Dazu wurde die Anzahl der Kopfstationen beginnend mit dem Standort mit der höchsten Anzahl um eins reduziert und anschlie-

ßend ein Grundlastfluss über 8760 Stunden berechnet. Dabei wurden die Auslastungen der AC-Kuppelleitungen zwischen den Regionen überwacht. Überschritten diese eine Grenze von 70 % ihrer thermischen Dauerbelastbarkeit, galt die Reduktion nicht mehr als zulässig und die Mindestanzahl an Kopfstationen an diesem Standort als bereits erreicht.



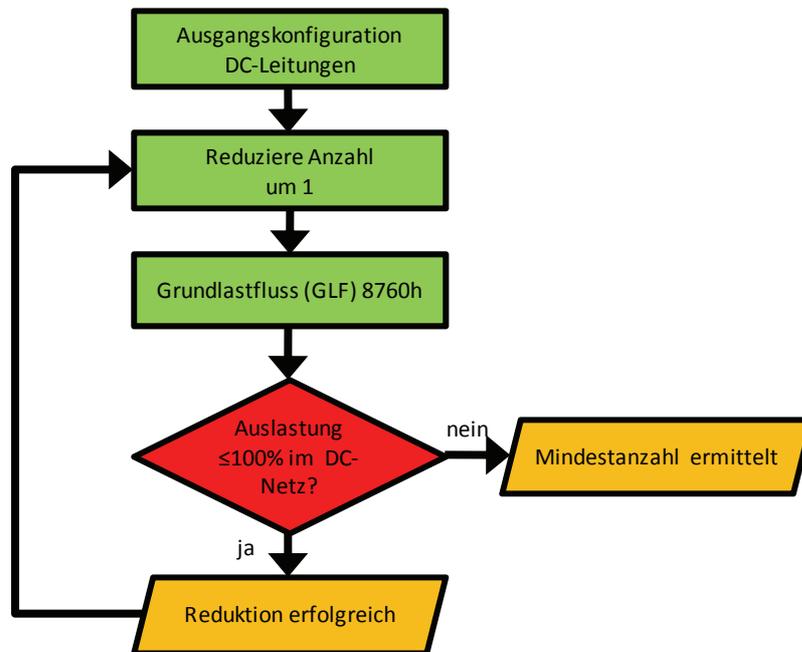
**Abbildung 4-6: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Mindestanzahl an Kopfstationen**

Mithilfe dieses Algorithmus wurde die Gesamtanzahl der Kopfstationen von ursprünglich 20 auf nur noch zehn reduziert. Sie teilen sich gemäß den Angaben in Tabelle 4-9 auf die sieben Standorte auf.

Nr.	Standorte	Anzahl Konverterstationen
1	Diele	3
2	Brunsbüttel	1
3	Lubmin	1
4	Vieselbach	1
5	Ottenhofen	1
6	Hüffenhardt	1
7	Sechtem	2

**Tabelle 4-9: Anzahl an Kopfstation pro AC-Netzverknüpfungspunkt**

Nach der Ermittlung der Mindestanzahl benötigter Kopfstationen pro Standort, wurde in einem ähnlichen iterativen Prozess, der in Abbildung 4-7 dargestellt ist, die Mindestanzahl benötigter DC-Stromkreise zwischen zwei Standorten ermittelt. Ausgehend von der Startkonfiguration, mit welcher der gesamte regionale Leistungsausgleich einer Region durchgeführt werden kann, wurde die Anzahl der Stromkreise sukzessive reduziert, beginnend mit dem Korridor mit der höchsten Anzahl an Bipolen.



**Abbildung 4-7: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Mindestanzahl an DC-Stromkreisen**  
Mithilfe dieses Algorithmus wurden im Ergebnis die in Tabelle 4-10 aufgeführten Verbindungen ermittelt.

DC-Korridor	Anzahl an DC-Stromkreisen
Diele – Brunsbüttel	3
Diele – Sechtem	7
Brunsbüttel – Lubmin	2
Lubmin – Vieselbach	2
Vieselbach – Sechtem	2
Vieselbach – Ottenhofen	2
Ottenhofen – Hüffenhardt	2
Hüffenhardt - Sechtem	3

**Tabelle 4-10: Ermittelte Anzahl an DC-Stromkreisen pro Korridor**

#### 4.1.6.3 Betriebsstrategie des Netzes

Für das Hochspannungsgleichstromnetz in *Netzmodell 4* wird ein einfacher Betriebsalgorithmus auf Basis des Austauschsaldo jeder der sieben Netzregionen verwendet. Die Vorgabe der Leistungssollwerte für die Konverterstationen ist ein zweistufiger Prozess, der in vereinfachter Form in Abbildung 4-8 dargestellt ist.

Zunächst wird bestimmt, wie viel Leistung in eine Region importiert bzw. aus einer Region exportiert werden muss. Dieser Wert wird mit der Bemessungsleistung der zugeordneten Konverterstation(en) verglichen. Liegt er unterhalb der Bemessungsleistung, so wird dieser im ersten Schritt als Leistungssollwert verwendet, da die Leistungsübertragung im DC-Netz in der Regel verlustärmer als im AC-Netz erfolgt. Liegt das Leistungssaldo darüber, wird als Sollwert die Bemessungsleistung der Konverterstation abzüglich einer Marge von 300 MW zur Deckung von Netzverlusten vorgegeben.

Diese Vorgehensweise hat zur Folge, dass in der Regel ein Ungleichgewicht zwischen der in das DC-Netz eingespeisten und der aus dem DC-Netz entnommenen Leistung vorliegt. Aus diesem Grund findet im zweiten Schritt ein Ausgleich zwischen der ein- und ausgespeisten Leistung statt. Gibt es einen Leistungsüberschuss im DC-Netz, werden die einspeisenden Konverterstationen gedrosselt. Liegt dagegen ein Leistungsmangel vor, werden die Sollwerte der ausspeisenden Konverterstationen herabgesetzt. Die Abregelung der ein- bzw. ausspeisenden Konverterstationen erfolgt dabei proportional zu ihren im Schritt 1 ermittelten Sollwerten, d.h. die Station, die am meisten ein- oder ausspeist, wird am stärksten gedrosselt.

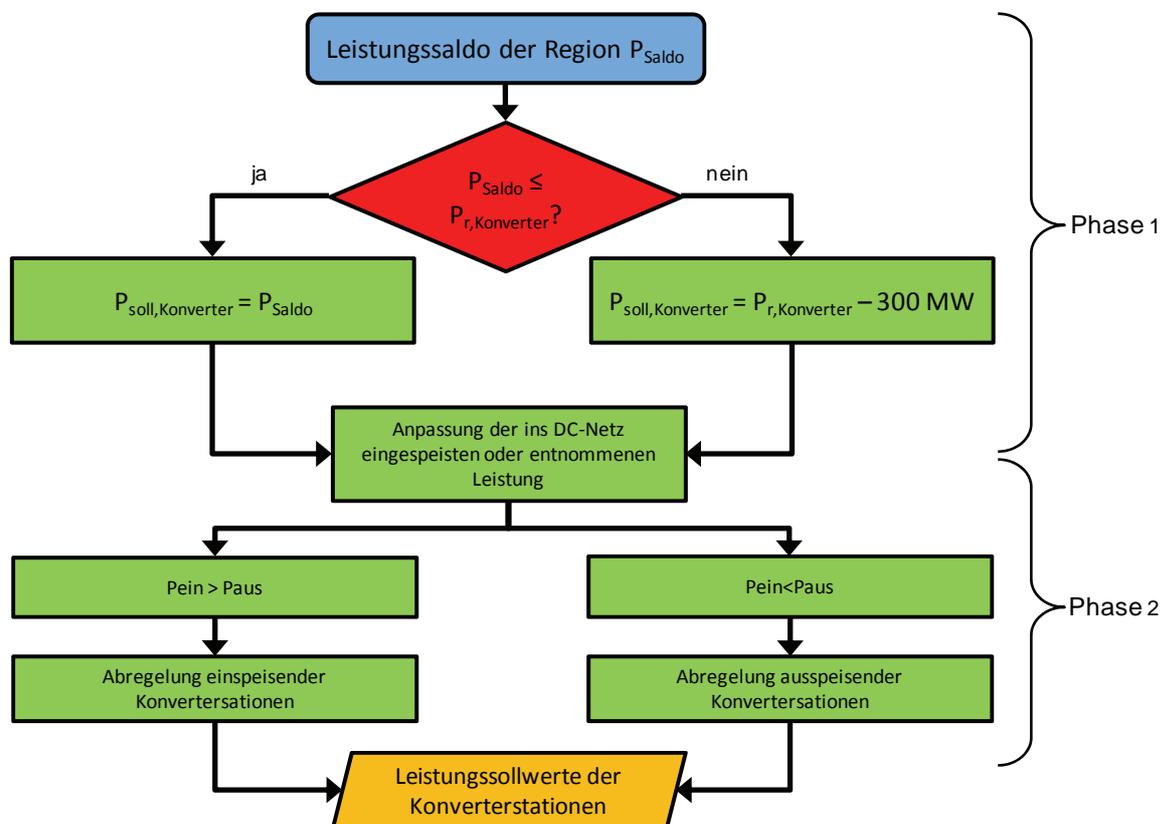


Abbildung 4-8: Vereinfachter Algorithmus zur Sollwertgenerierung der Konverterstationen

In DC-Netzen muss stets eine Station spannungsgeregelt auf die Netznennspannung und mindestens eine Station leistungsgeregelt betrieben werden. Die Spannungsregelung erfolgt im *Netzmodell 4* am Standort „Ottenhofen“, da dieser einen Lastschwerpunkt darstellt und gleichzeitig am weitesten von dem Einspeiseschwerpunkt „Diele“ entfernt ist. Somit wird sichergestellt, dass dort mindestens Nennspannung anliegt.

Die nicht leistungsregelnden Standorte beteiligen sich gleichmäßig an der Verlustdeckung im DC-Netz. Das bedeutet, die einspeisenden Konverterstationen erhöhen ihren Leistungsinput in das Netz um den gleichen Wert wie die ausspeisenden Stationen ihren Leistungsoutput verringern. Die leistungsregelnde Konverterstation befindet sich am Standort Brunsbüttel, da dort die geringste Leistung umgesetzt wird und ihre Beteiligung an der Verlustdeckung nicht zwingend erforderlich ist.

#### 4.1.6.4 Zubau von Stromkreisen, Transformatoren und Standorten

Zur Integration des Hochspannungsgleichstromnetzes in das AC-Netz aus *Netzmodell 3* ist es erforderlich, regionale Verstärkungen im Bereich der Konverterstationen vorzunehmen. Dadurch wird gewährleistet, dass die große - vor allem aus den Offshore-Windparks der Nordsee stammende - Leistung an das DC-Netz übergeben werden kann. Gleichzeitig muss in Lastzentren wie dem Ruhrgebiet sichergestellt sein, dass das AC-Netz in Lage ist, die dort ankommende Leistung auch lokal zu verteilen. Abbildung 4-9 zeigt die Topologie des DC-Netzes und gibt eine Übersicht zu der geografischen Lage der Netzregionen.

Aus den o.g. Gründen werden Anpassungen an AC-Stromkreisen mit einer Gesamtlänge von 528 km vorgenommen. Der überwiegende Teil (274 km) wird von 220 kV auf 380 kV aufgerüstet. Auf 254 km befinden sich zugebaute 380-kV-Systeme. Da es sich dabei zum großen Teil um Zubeseilungen handelt, entspricht dies einem zusätzlichen Trassenbedarf in Höhe von 36 km. Die Stromkreislängen des DC-Netzes sind Tabelle 4-11 zu entnehmen.

Nr.	Korridor	Länge [km]	Stromkreise	Stromkreislänge
1	Diele – Brunsbüttel	323	3	969
2	Diele – Sechtem	292	7	2044
3	Brunsbüttel – Lubmin	345	2	690
4	Lubmin – Vieselbach	576	2	1152
5	Vieselbach – Sechtem	386	2	772
6	Vieselbach – Ottenhofen	422	2	844
7	Ottenhofen – Hüffenhardt	332	2	664
8	Hüffenhardt – Sechtem	292	3	876
	Summe	2 968	23	8 011

**Tabelle 4-11: Stromkreislängen des DC-Netzes**

Die Kennzahlen des Gesamtnetzes sind in Tabelle 4-12 aufgeführt.

Netzelement	Anzahl
Standorte (Deutschland)	376
Standorte (Ausland/Randnetz)	22
Netzeinspeisungen	620
Belastungen	829
Zusätzliche Speicher	369
Stromkreise	1015
Transformatoren	135

Tabelle 4-12: Kennzahlen von Netzmodell 4



Abbildung 4-9: DC-Netz aus Netzmodell 4 inkl. Netzregionen

## 4.2 Ergebnisdarstellung

Wie in Abbildung 2-6 dargestellt, wird für das 40%- und 80%-Szenario auf Grundlage der Residuallastgänge und der ermittelten Speicherungsbedarfe der Varianten A (ohne zusätzliche Speicher), D (voller Speicherausbau) und E (halber Speicherausbau) zu jeder Stunde der Lastfluss im Übertragungsnetz im störungsfreien Betrieb (Grundlastfluss) berechnet. Enthält dieser über den gesamten Betrachtungszeitraum ausschließlich zulässige Betriebszustände, wird zusätzlich eine (n-1)-Ausfallanalyse an dem untersuchten Netzmodell durchgeführt. Für die Speichervarianten D und E ergeben sich jeweils die zwei Allokationsvarianten  $D_{\text{Last}}$  und  $D_{\text{EE}}$  bzw.  $E_{\text{Last}}$  und  $E_{\text{EE}}$ .

Ausgewertet und dargestellt werden hierbei für jede Speichervariante

- Eine Darstellung des Netzzustandes zu jeder Stunde in Abhängigkeit der Einspeise- und Lastgrades.

Wenn ein Netzbetriebsmittel eine Überschreitung seines zulässigen thermischen Grenzstroms aufweist, wird dieser unzulässige Netzzustand mit einem roten Punkt gekennzeichnet. Ein zulässiger Zustand dagegen erhält einen grünen Punkt. In den sich daraus ergebenden „Punktewolken“ sind drei Extrembereiche hervorgehoben und die Anzahl der unzulässigen Systemzustände je Speichervariante darin gezählt:

Bereich I mit Fällen mit geringer Last und hoher EE-Einspeisung

Bereich II mit Fällen hoher Last und hoher EE-Einspeisung

Bereich III mit Fällen hoher Last und geringer EE-Einspeisung

- Die Häufigkeitsverteilung der maximale möglichen Auslastung der Netzbetriebsmittel (Transformatoren und Leitungen) für den Grund- und den (n-1)-Fall.
- Eine tabellarische Übersicht der absoluten Anzahl an Netzbetriebsmitteln (Leitungen und Transformatoren), welche zu einem unzulässigen Systemzustand führen.

Zusammenfassend wird die mittlere Betriebsmittelauslastung der untersuchten Netzmodelle über dem Betrachtungszeitraum für jede Speichervariante dargestellt und diskutiert.

### 4.3 Ergebnisse für das 40%-Szenario

#### 4.3.1 Netzmodell 1

Das *Netzmodell 1* besitzt für das 40%-Szenario den schlechtesten Ausbauzustand, da im Vergleich zu dem 17%-Szenario kein weiterer Zubau mehr erfolgt ist. Bei den Netzanalysen zeigte sich, dass bereits im Grundfall viele unzulässige Systemzustände auftreten. Die Abbildung 4-10 verdeutlicht dies mithilfe von „Punktewolken“ für die Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$ . Jeder Punkt aus den Wolken markiert ein Wertepaar aus der Gesamtnetzlast und der dazugehörigen Einspeisung erneuerbarer Erzeugung aus Wind und Sonne, jeweils normiert auf ihren Maximalwert. Ein grüner Punkt stellt einen zulässigen Betriebszustand des Netzes dar, während ein roter Punkt bedeutet, dass mindestens eine Komponente im System mit mehr als mit 100 % ihres thermischen Grenzstroms belastet wird.

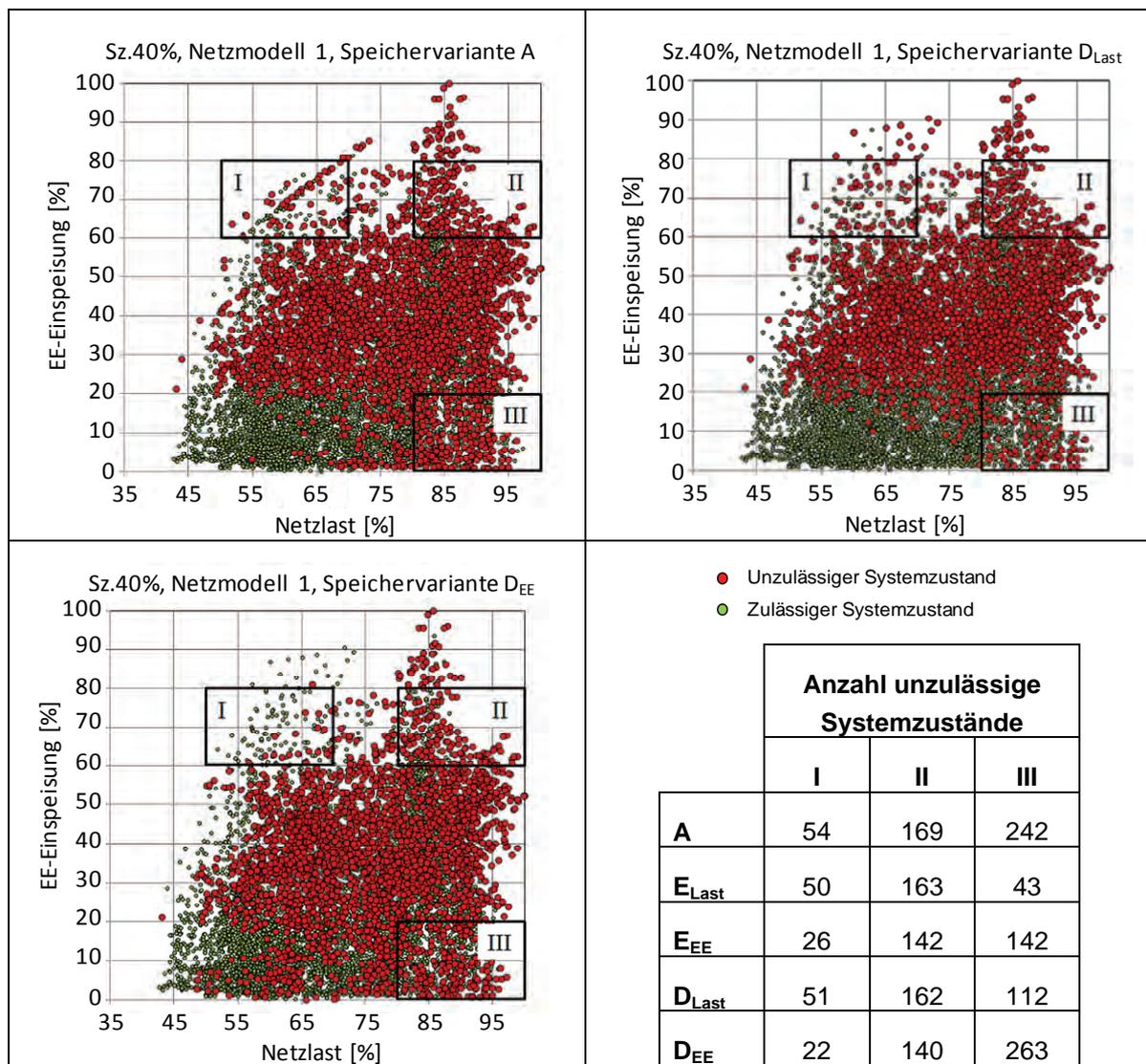


Abbildung 4-10: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 1 (Grundfall)

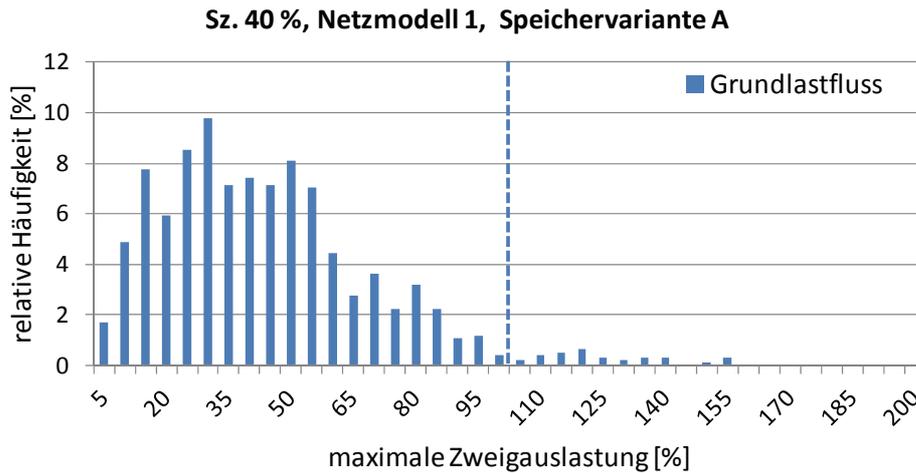
In Bereich II verändert sich die Anzahl unzulässiger Systemzustände nur unwesentlich. Dafür wird in den Bereichen I und III die Auswirkungen der Speicherallokation deutlich. Im Bereich I mit hoher erneuerbarer Erzeugung aber nur wenig Last, verringert eine EE-proportionale Verteilung die unzulässigen Systemzustände um etwa die Hälfte, da die überschüssige Leistung eingespeichert wird und das Netz nicht belastet. Im Bereich III mit wenig erneuerbarer Erzeugung aber sehr hoher Netzlast wirken sich lastproportional verteilte Speicher günstiger aus. Sie tragen durch das Ausspeichern von Leistung dazu bei, dass das Netz weniger belastet wird. Dagegen sind erzeugungsnahe Speicher wegen der langen Energietransportwege ungünstig.

Neben der bloßen Anzahl unzulässiger Systemzustände ist vor allem die maximale Auslastung einer Leitung oder eines Transformators von Interesse. Dies stellt für die Netzplanung den schlimmsten anzunehmenden Betriebsmittelzustand und damit den auslegungsrelevanten Fall dar. Aus diesem Grund wurden die in Abbildung 4-11 bis Abbildung 4-13 dargestellten Histogramme erstellt. Sie zeigen die Häufigkeitsverteilung (s. Gl. 04) der höchsten Auslastung  $i$  (s. Gl. 03) von Leitungen und Transformatoren im *Netzmodell 1* während des Grundlastflusses über 8760 Stunden für die Szenarien A,  $D_{\text{Last}}$  und  $D_{\text{EE}}$ . Die blau gestrichelte Linie markiert die Grenze zu einem unzulässigen Komponenten- und damit auch zu einem unzulässigen Systemzustand.

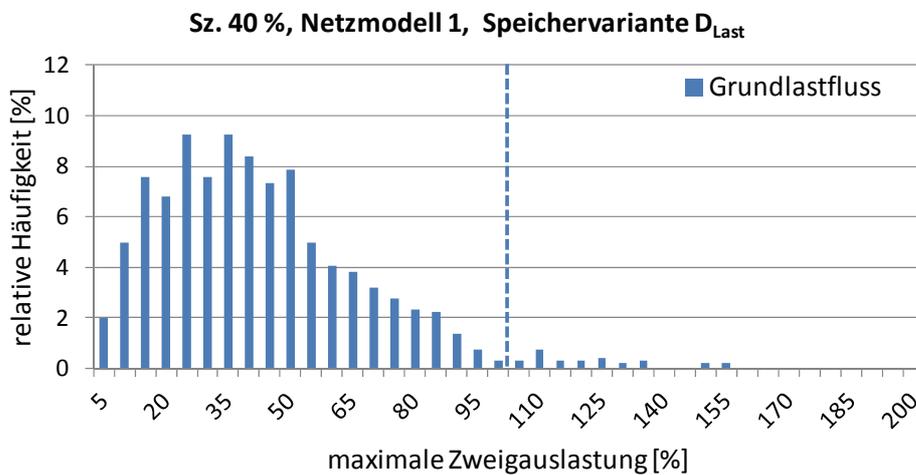
$$i = \frac{I}{I_{th}} \Big|_{\text{max,Zweig}} = \max \left\{ \frac{I}{I_{th}}(t) \right\} \quad (03)$$

$$h_k = \frac{n_k [0,05k \leq i < 0,05(k+1)]}{n} \quad (04)$$

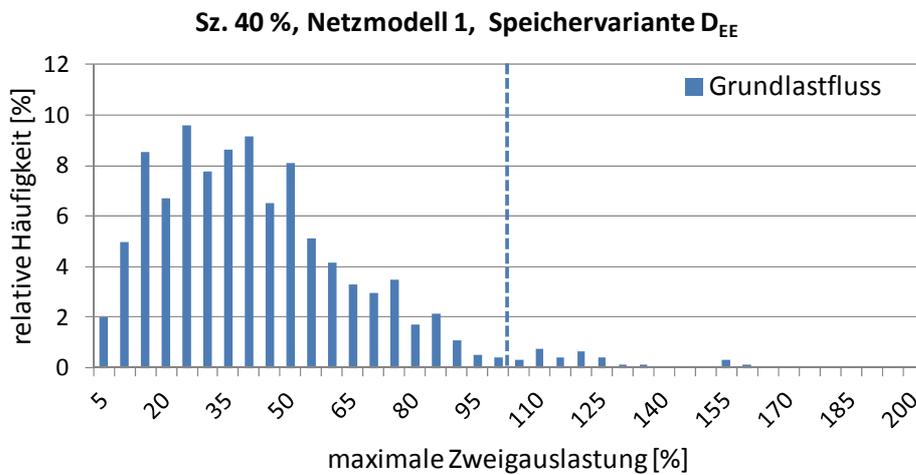
h...	relative Häufigkeit
n...	Gesamtzahl aller Leitungen und Transformatoren
$n_k$ ...	Anzahl aller Leitungen und Transformatoren in einem Intervall
k...	Intervallnummer (k = 1 ...40)
t...	Zeitpunkt (t = 1...8760)



**Abbildung 4-11: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 1, Speichervariante A**



**Abbildung 4-12: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 1, Speichervariante D<sub>Last</sub>**



**Abbildung 4-13: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 1, Speichervariante D<sub>EE</sub>**

Der Erwartungswert der höchsten Auslastung von Transformatoren und Leitungen befindet sich für alle Speichervarianten bei etwa 40 % ihres thermischen Grenzstroms. Etwa 30 Leitungen und Transformatoren besitzen im Grundfall eine unzulässige Auslastung von mehr als 100 % wie Tabelle 4-13 zeigt. Sie stellen damit im Sinne dieser Studie sogenannte „kritische Zweige“ dar. Ein kritischer Zweig ist eine Leitung oder ein Transformator, die im Betrachtungszeitraum mindestens einen unzulässigen Komponentenzustand aufweisen. Ein unzulässiger Komponentenzustand liegt vor, wenn eine Zweigauslastung von mehr als 100 % im Grundfall und von mehr als 140 % im (n-1)-Fall auftritt. Die Anzahl kritischer Zweige entspricht im *Netzmodell 1* zirka drei Prozent aller im Netz vorhandenen Leitungen und Transformatoren. Zwar verringert der Speichereinsatz die Anzahl der kritischen Zweige leicht, jedoch ist ihr Einfluss nicht signifikant.

Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	32,0	31,0	31,0	29,0	30,0
in Prozent	3,4	3,3	3,3	3,1	3,2

**Tabelle 4-13: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 1 in Grundfall**

### 4.3.2 Netzmodell 2

Das *Netzmodell 2* ist eine mittlere Ausbaustufe für das 40%-Szenario. Obwohl es auch in diesem Netz bereits im Grundlastfluss unzulässige Systemzustände gibt, so ist deren Anzahl mit durchschnittlich 24 von 8760 pro Speichervariante möglichen deutlich geringer als im *Netzmodell 1* (2832 unzulässige Systemzustände von 8760). Es treten ausschließlich punktuelle Überlastungen auf der 220-kV-Netzebene auf. Aus diesem Grund wurde für das *Netzmodell 2* trotzdem eine (n-1)-Ausfallrechnung durchgeführt.

In Abbildung 4-14 sind die als Ergebnis der (n-1)-Ausfallrechnung ermittelten unzulässigen Systemzustände dargestellt. Ein solcher Zustand tritt auf, sobald mindestens eine Leitung oder ein Transformator mit mehr als 140 % seines thermischen Dauerstroms belastet wird. Auffallend ist, dass auch in scheinbar unkritischen Situationen mit geringer Netzlast und mittlerer EE-Einspeisung unzulässige Systemzustände auftreten können. Die Ursache dafür liegt in der inhomogenen EE-Einspeisung aufgrund regional unterschiedlicher Wetterlagen.

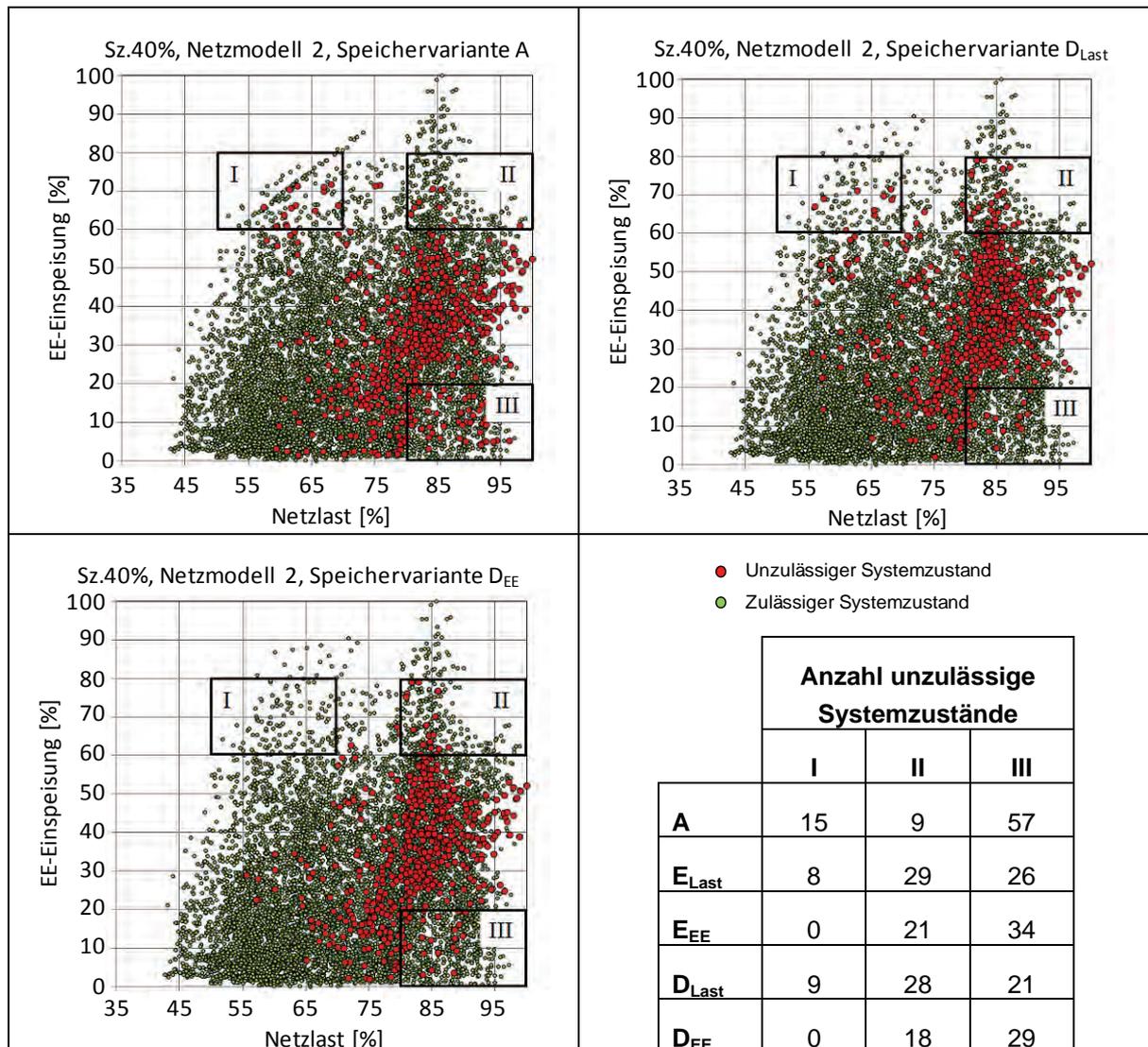


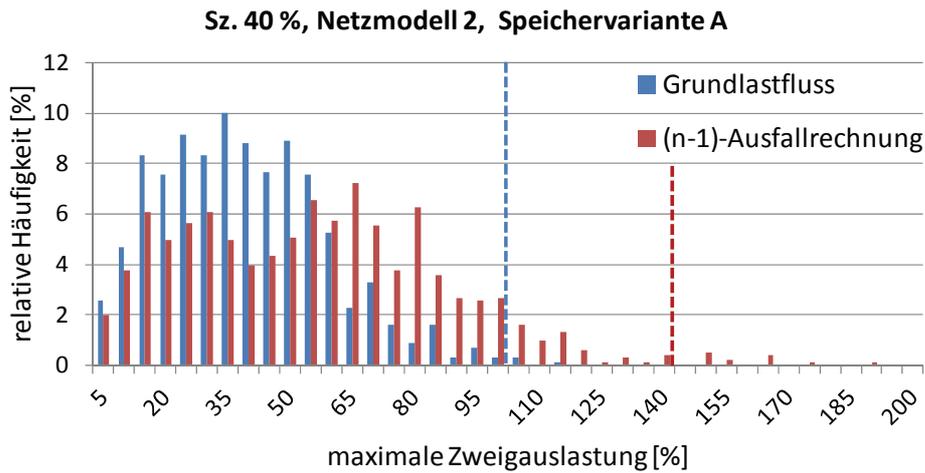
Abbildung 4-14: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 2 ((n-1)-Fall)

Um die Auswirkung der Speicherverteilung zu untersuchen, wurde die „Punktewolke“ analog zur Vorgehensweise bei *Netzmodell 1* in drei Extrembereiche eingeteilt. Sehr deutlich wird hier der Einfluss der erzeugungsnahen Speicherverteilung, bei der sämtliche unzulässigen Systemzustände in Bereich I eliminiert werden. Ebenso zeigen sich auch hier die Vorteile einer lastnahen Speicherallokation in Bereich III, bei der sich die Anzahl unzulässiger Systemzustände etwa halbiert. In Bereich II dagegen, d.h. bei hoher Netzlast und hoher EE-Einspeisung, verschlechtert der Speichereinsatz den Systemzustand. Grund hierfür ist die zusätzliche Belastung, die durch die Speicher auf der 220-kV-Netzebene vor allem in Norddeutschland verursacht wird.

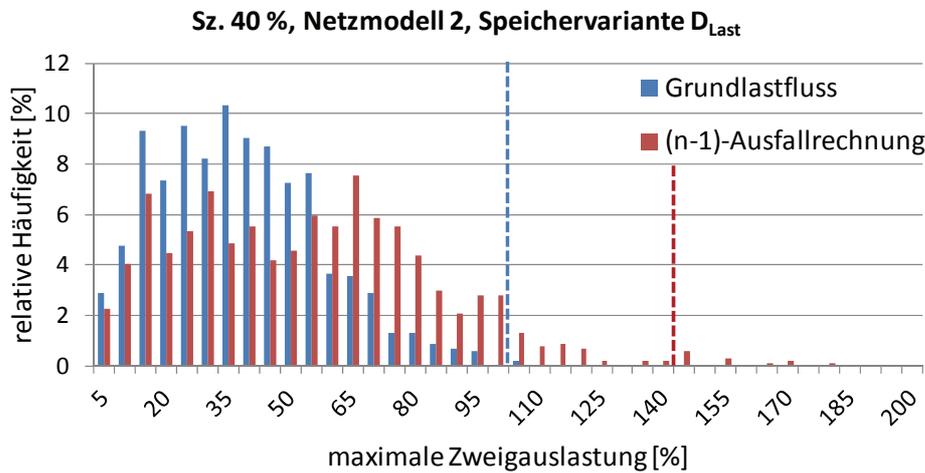
Zur Bestimmung der Anzahl kritischer Zweige im *Netzmodell 2* wurden die maximalen Auslastungen, welche die Leitungen oder Transformatoren des Netzes im Grund- und im (n-1)-Fall angenommen haben, nach Gleichung (05) ermittelt. Für beide Fälle wurden die Häufigkeitsverteilungen der maximalen Zweigauslastungen nach Gleichung (04) bestimmt. Sie sind in Abbildung 4-15 bis Abbildung 4-17 für die Varianten A, D<sub>Last</sub> und D<sub>EE</sub> dargestellt. Die gestrichelten Linien kennzeichnen die Grenzen, ab denen ein unzulässiger Systemzustand auftritt.

$$i = \frac{I}{I_{th}} \Big|_{\max, \text{Zweig}} = \max \left\{ \frac{I}{I_{th}}(t, a) \right\} \quad (05)$$

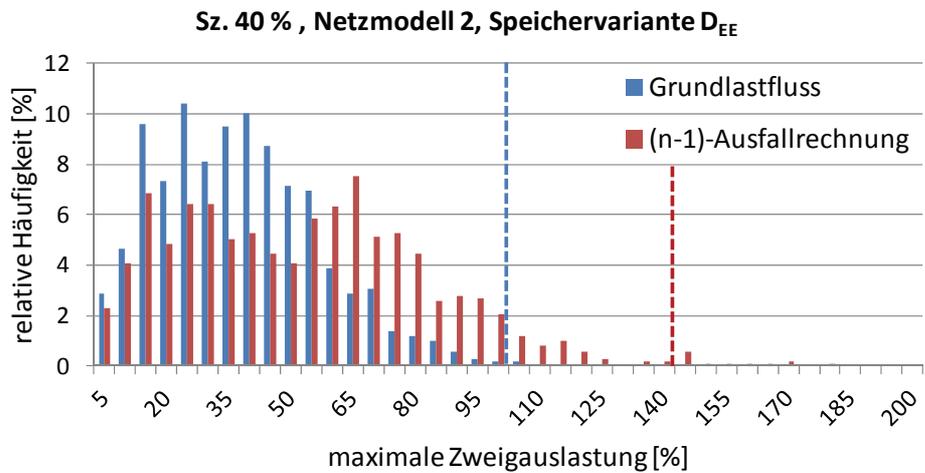
- h... relative Häufigkeit
- n... Gesamtzahl aller Leitungen und Transformatoren
- n<sub>k</sub>... Anzahl aller Leitungen und Transformatoren in einem Intervall
- k... Intervallnummer (k = 1 ...40)
- t... Zeitpunkt (t = 1...8760)
- a... Ausfallsituation [a= 1...n]



**Abbildung 4-15: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante A**



**Abbildung 4-16: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante D<sub>Last</sub>**



**Abbildung 4-17: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante D<sub>EE</sub>**

Bei Ausfall eines Zweiges wird das verbleibende Netz tendenziell höher ausgelastet, was an der Verbreiterung der Häufigkeitsverteilung im (n-1)-Fall deutlich wird. Die höchste Zweigauslastung im *Netzmodell 2* beträgt im Mittel über alle Speichervarianten 35,5 %. Bei Ausfall einer Komponente steigt dieser Wert auf 51,6 %. Während im es im *Netzmodell 1* noch 30 kritische Zweige im Grundfall gab, sind es im *Netzmodell 2*, Speichervariante A maximal vier (vgl. Tabelle 4-14). In den Variante  $E_{Last}$  und  $E_{EE}$  führt der Speichereinsatz im Grundfall zu einer Verringerung der Anzahl der kritischen Zweige um drei. Die (n-1)-Analyse ergab jedoch keine signifikante Verbesserung der Netzsituation. In Variante  $D_{EE}$  erhöhte sich die Anzahl kritischer Zweige, aufgrund der höheren Speicherleistungen und des schwachen 220-kV-Netzes in Norddeutschland sogar um zwei.

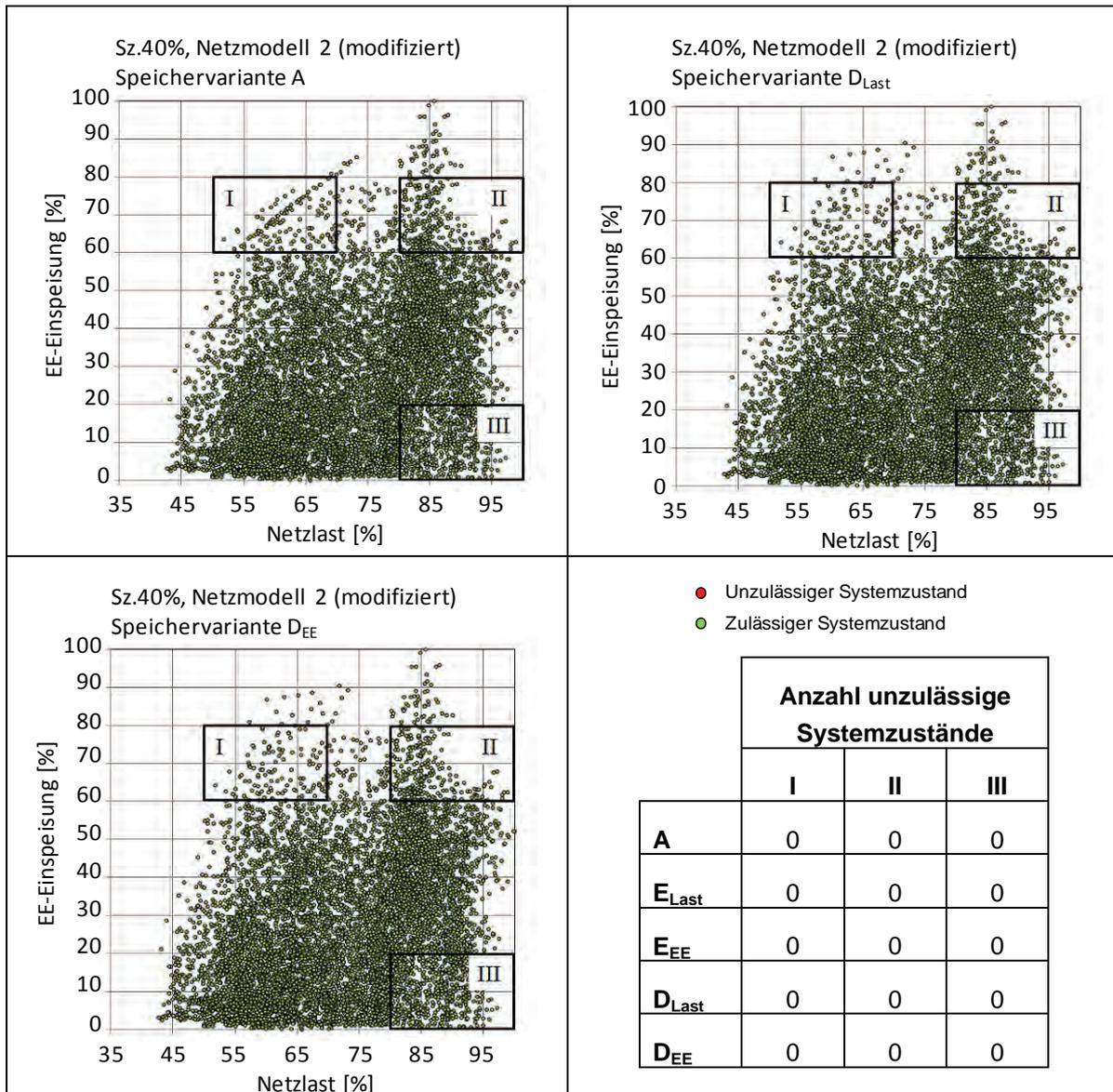
Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	$E_{Last}$	$E_{EE}$	$D_{Last}$	$D_{EE}$
absolut	4,0	1,0	1,0	2,0	2,0
in Prozent	0,4	0,1	0,1	0,2	0,2
Kritische Zweige über 140 % im (n-1)-Fall	A	$E_{Last}$	$E_{EE}$	$D_{Last}$	$D_{EE}$
absolut	13,0	12,0	13,0	13,0	15,0
in Prozent	1,3	1,2	1,3	1,3	1,5

**Tabelle 4-14: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 2 in Grund- und im (n-1)-Fall**

### 4.3.3 Netzmodell 2 (modifiziert)

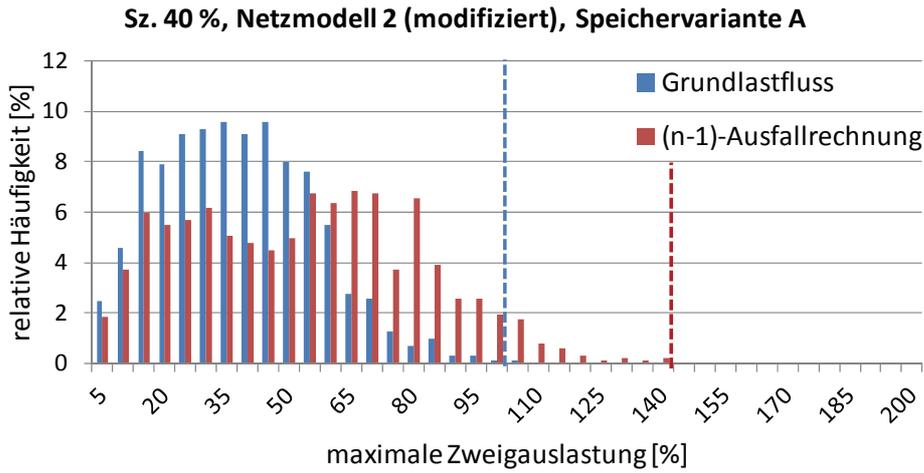
Das *Netzmodell 2 (modifiziert)* stellt ebenfalls eine mittlere Ausbauvariante auf Basis des *Netzmodells 2* für das 40%-Szenario dar. Aufgrund der durchgeführten Zu- und Umbaumaßnahmen, die in Abschnitt 4.1.4 beschrieben sind, wurden die unzulässigen Systemzustände sowohl im Grund- als auch im (n-1)-Fall weitestgehend eliminiert. Eine Ausnahme bildet eine 220-kV-Leitung von Bochum nach Eiberg, die in der Speichervariante A in einer einzigen Stunde mit 101,2 % ihres thermischen Grenzstroms belastet wird.

Die Abbildung 4-18 zeigt beispielhaft die „Punktewolken“ des *Netzmodells 2 (modifiziert)* für den (n-1)-Fall in den Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$ . Da alle Systemzustände zulässig sind, können anhand dieser Darstellung keine Aussagen über die Auswirkungen der Speicherallokation in den Extremsituationen getroffen werden.

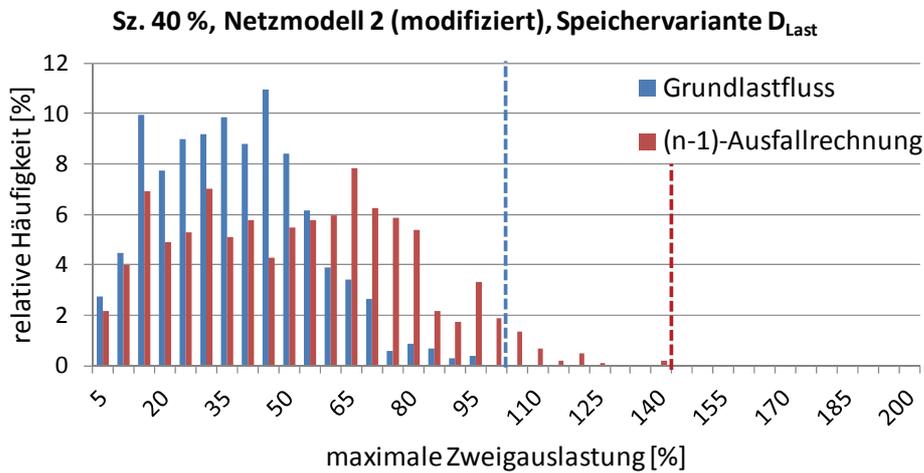


**Abbildung 4-18: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 2 (modifiziert) ((n-1)-Fall)**

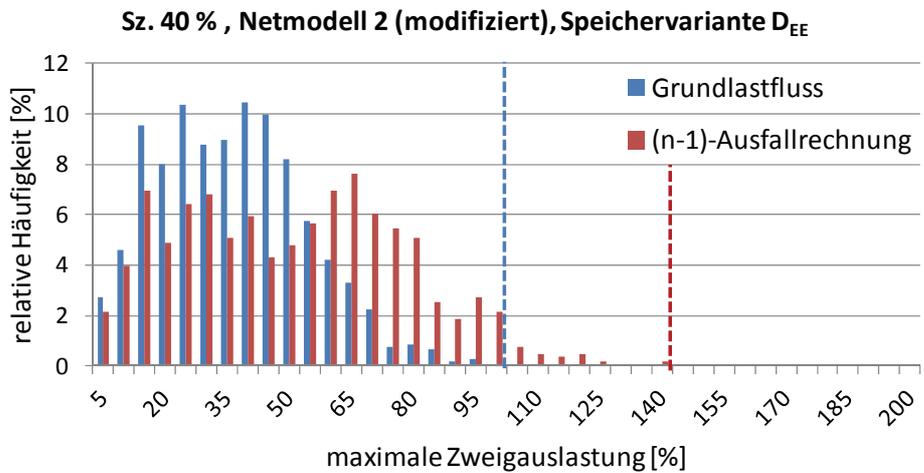
In Abbildung 4-19 bis Abbildung 4-21 sind die Häufigkeitsverteilungen der höchsten Auslastung, welche die Netzbetriebsmittel im *Netzmodell 2 (modifiziert)* im Szenario 40 % jeweils Grund- und im (n-1)-Fall in den Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$  annehmen, dargestellt. Die gestrichelten Linien markieren die Grenzen zu einem unzulässigen Systemzustand.



**Abbildung 4-19: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante A**



**Abbildung 4-20: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante D<sub>Last</sub>**



**Abbildung 4-21: Maximale Auslastung Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante D<sub>EE</sub>**

Wie in Tabelle 4-15 zu sehen ist, werden im *Netzmodell 2 (modifiziert)* die gesetzten Grenzen nur in der Speichervariante A verletzt. Bei der sehr geringen Überlastung von 1,2 %, die auf der Leitung von Bochum nach Eiberg nur für eine einzige Stunde auftritt, wird unterstellt, dass die Betriebsführung des Netzbetreibers geeignete Mittel zum Engpassmanagement besitzt, um eine solche Überlastung präventiv auszuschließen.

Das *Netzmodell 2 (modifiziert)* stellt somit ein zulässiges System dar, das den Anforderungen des Szenarios 40 % für alle Speichervarianten genügt. Die mittlere Auslastung von Netzzweigen beträgt über alle Speichervarianten 34,4 % im Grundfall sowie bei 49,1 % im (n-1)-Fall.

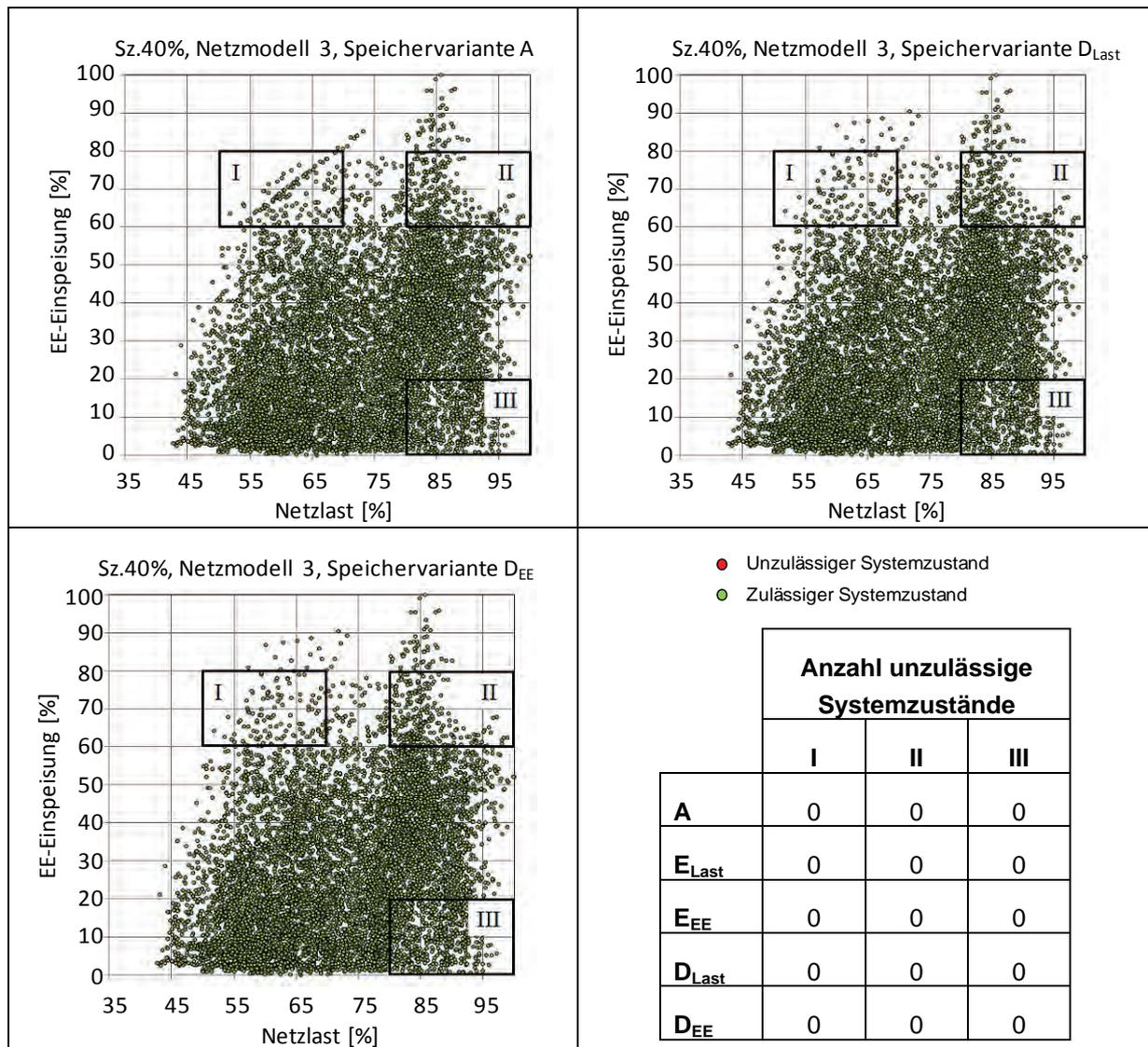
Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
in Prozent	~0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kritische Zweige über 140 % im (n-1)-Fall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
in Prozent	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabelle 4-15: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 2 (modifiziert) im Grund- und im (n-1)-Fall**

### 4.3.4 Netzmodell 3

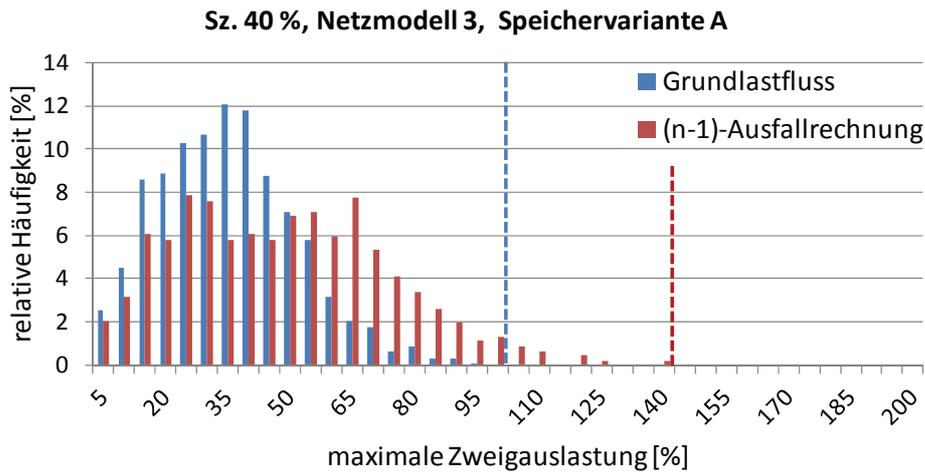
Das *Netzmodell 3* stellt die beste Ausbaustufe im 40%-Szenario dar. Wie bereits beim *Netzmodell 2 (modifiziert)* treten auch im *Netzmodell 3* keine unzulässigen Systemzustände im Grund- und im (n-1)-Fall auf.

Die Abbildung 4-22 zeigt beispielhaft die „Punktewolken“ des *Netzmodells 3* für den (n-1)-Fall in den Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$ . Da alle Systemzustände zulässig sind, können wie schon beim *Netzmodell 2 (modifiziert)* anhand dieser Darstellung keine Aussagen über die Auswirkungen der Speicherallokation in den Extremsituationen getroffen werden.

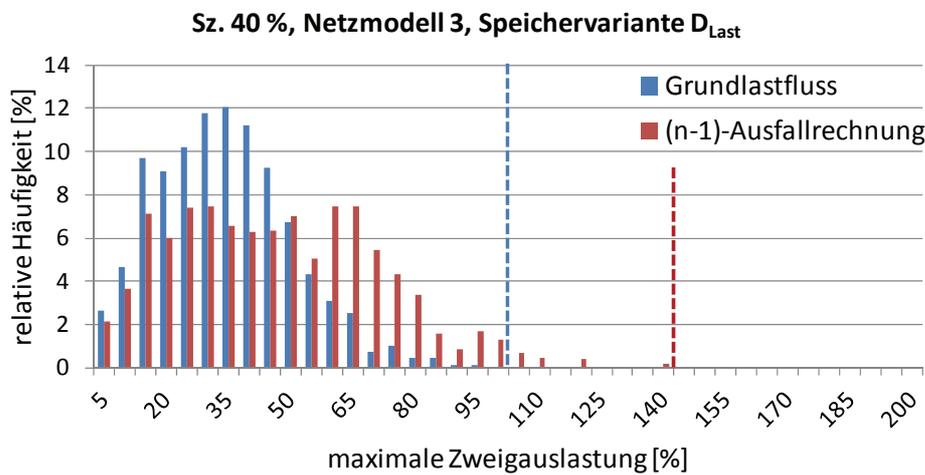


**Abbildung 4-22: Unzulässige Systemzustände im 40%-Szenario in Netzmodell 3 ((n-1)-Fall)**

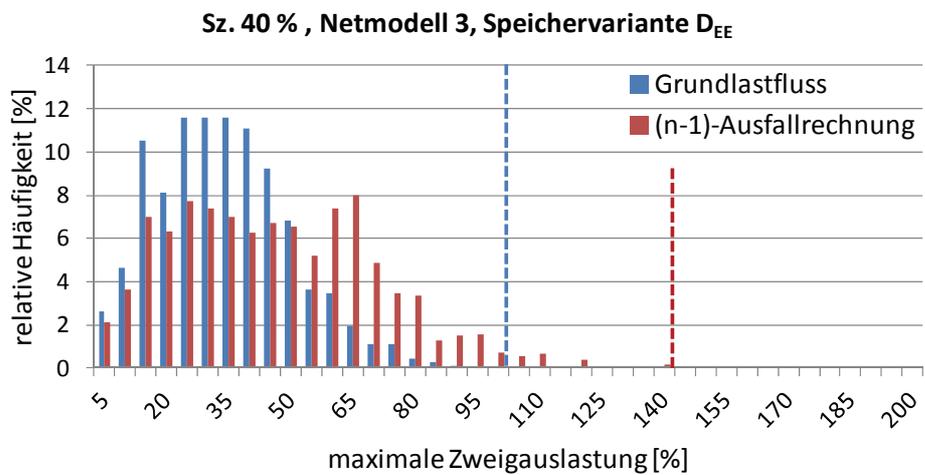
In Abbildung 4-23 bis Abbildung 4-25 sind die Häufigkeitsverteilung der höchsten Auslastung, welche die Leitungen und Transformatoren im *Netzmodell 3* im Szenario 40 % jeweils Grund- und im (n-1)-Fall in den Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$  annehmen, dargestellt. Die gestrichelten Linien markieren die Grenzen zu einem unzulässigen Systemzustand.



**Abbildung 4-23: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante A**



**Abbildung 4-24: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante D<sub>Last</sub>**



**Abbildung 4-25: Maximale Betriebsmittelauslastung im 40%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante D<sub>EE</sub>**

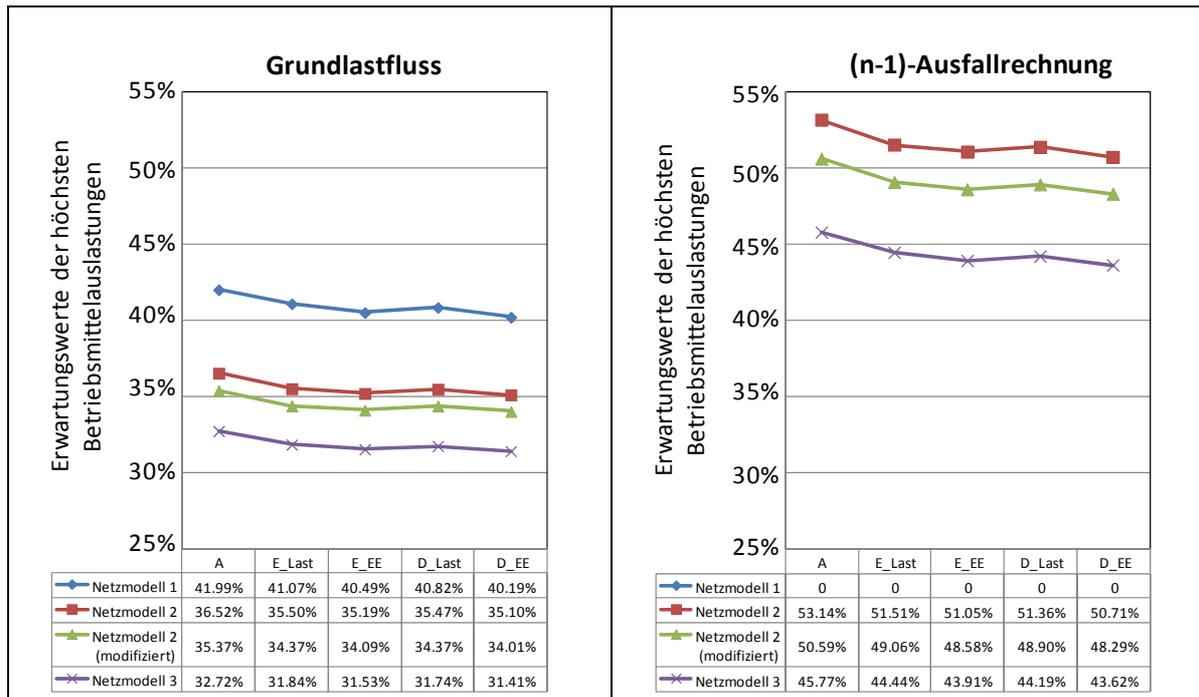
Wie in Tabelle 4-16 zu sehen, erreicht keine Leitung und kein Transformator eine thermische Auslastung von mehr als 100 % im Grund- bzw. von mehr als 140 % im (n-1)-Fall. Damit stellt das *Netzmodell 3* ein für die Anforderungen im Szenario 40 % zulässiges Modell dar. Der Erwartungswert der höchsten Zweigauslastungen liegt über alle Speichervarianten im Mittel bei 31,9 % im Grund- bei 44,5 % im (n-1)-Fall.

Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
in Prozent	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kritische Zweige über 140 % im (n-1)-Fall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
in Prozent	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabelle 4-16: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 3 im Grund- und im (n-1)-Fall**

### 4.3.5 Bewertung der Ergebnisse

In den bisherigen Betrachtungen wurde die maximal mögliche Auslastung von Leitungen und Transformatoren im Grund- und im (n-1)-Fall ermittelt und deren Häufigkeitsverteilung für jedes Netzmodell und jede Speichervariante in Form von Histogrammen dargestellt. Die Erwartungswerte dieser Häufigkeitsverteilungen sind in Abhängigkeit von der Speichervariante für jedes im Szenario 40 % untersuchte Netzmodell in Abbildung 4-26 dargestellt.



**Abbildung 4-26: Erwartungswerte der höchsten Zweigauslastungen für den Grund- und (n-1)-Fall**

Die Zunahme der Leistungsfähigkeit von *Netzmodell 1* bis *Netzmodell 3* ist mit den damit verbundenen, sinkenden Erwartungswerten sowohl im Grund als auch im (n-1)-Fall deutlich zu erkennen. Durch den Netzausbau wird der Erwartungswert der maximalen Betriebsmittelauslastungen um etwa 9 % im Grund- und um zirka 7 % im (n-1)-Fall gesenkt.

Die Speicher bewirken ebenfalls eine Reduzierung der maximalen Auslastung der Netzbetriebsmittel, wobei eine EE-proportionale Verteilung tendenziell netzfreundlicher als eine lastproportionale ist. Der Einfluss der Speicher ist dennoch nur als marginal zu bewerten. Die Erwartungswerte verringern sich durch den Einsatz der Speicher im Durchschnitt um 1,4 % im Grund.- und um 2,3 % im (n-1)-Fall. Der volkswirtschaftlich optimierte Einsatz von Speichern führt somit im Szenario 40 % zu keiner signifikanten Entlastung der Netzmodelle.

## 4.4 Ergebnisse für das 80%-Szenario

### 4.4.1 Netzmodell 2 (modifiziert)

Für das 80%-Szenario stellt das *Netzmodell 2 (modifiziert)* die schlechteste Ausbaustufe dar, da im Vergleich zum 40%-Szenario kein weiterer Zubau mehr stattgefunden hat. Wie Abbildung 4-27 zeigt, ist das Netzmodell bereits im Grundfall unzulässig. Dargestellt sind die Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$ . Die „Punktwolke“ in der Speichervariante A (keine zusätzlichen Speicher) unterscheidet sich in ihrer Form sehr stark von den anderen beiden. Da der wegen des hohen Anteils Erneuerbarer Energien benötigte Flexibilitätsbedarf durch flexible Zubaukraftwerke mit einem begrenzten Leistungsgradienten gedeckt werden muss, ist eine Abregelung der erneuerbaren Einspeisung erforderlich.

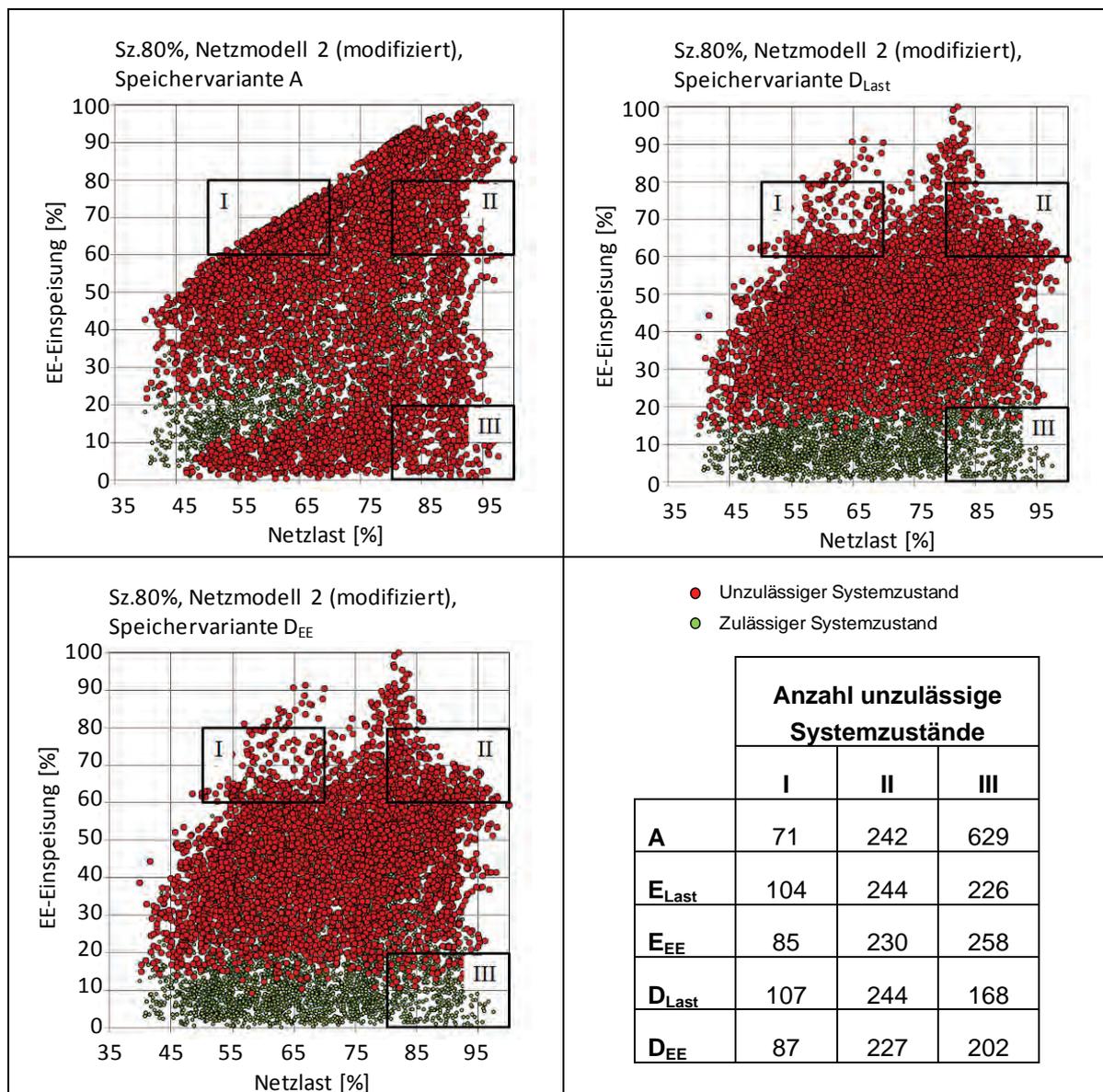
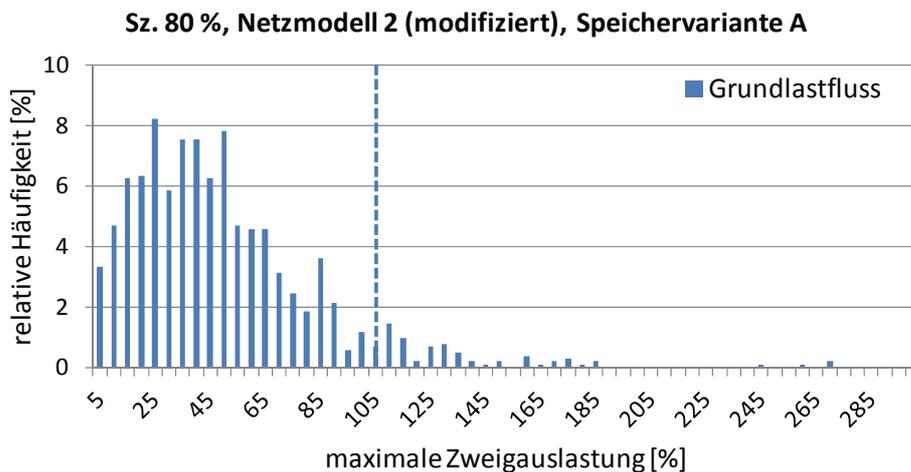


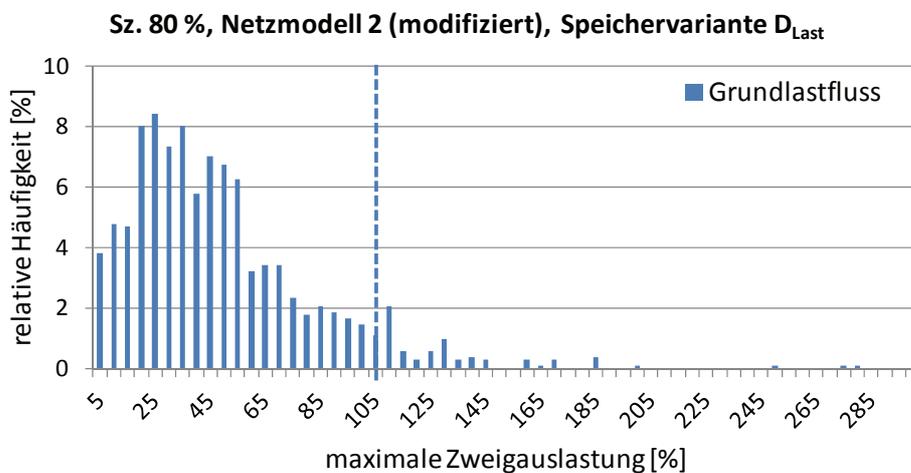
Abbildung 4-27: Unzulässige Systemzustände im 80%-Szenario in Netzmodell 2 (modifiziert) (Grundfall)

Die Untersuchung der Extremsituationen in den Bereichen I bis III aus Abbildung 4-27 bestätigt die bereits im 40%-Szenario gewonnene Erkenntnis bezüglich der Speicherallokation. In Bereich I der Variante  $D_{EE}$  führt die Speicherverteilung proportional zu den Erneuerbaren Erzeugern zu 20 unzulässigen Systemzuständen weniger als die lastproportionale Verteilung in Variante  $D_{Last}$ . Dagegen erhöht sich die Zahl der unzulässigen Systemzustände bei hoher Last und geringer EE-Einspeisung in Bereich III um 34. Ein Vergleich der unzulässigen Systemzustände zwischen den Speichervarianten E und D mit der Variante A ist eingeschränkt möglich. Wie bereits erwähnt, übernehmen dort leistungsstarke, flexible Zubaukraftwerke die notwendige Deckung des Flexibilitätsbedarfes. Diese sind zumeist an stillgelegten Kernkraftwerksstandorten allokiert und rufen daher z.T. Überlastungen an anderen Stellen des Netzes hervor.

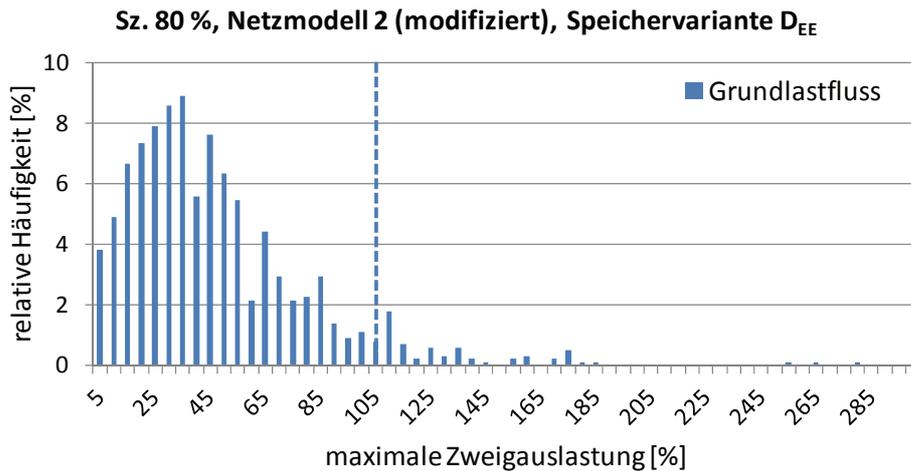
In Abbildung 4-28 bis Abbildung 4-30 sind die Häufigkeitsverteilungen der maximalen Auslastung von Leitungen und Transformatoren im *Netzmodell 2 (modifiziert)* für das Szenario 80 % in den Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$  dargestellt. Die blau gestrichelte Linie markiert die Grenze zu einem unzulässigen Systemzustand.



**Abbildung 4-28: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert) Speichervariante A**



**Abbildung 4-29: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante  $D_{Last}$**



**Abbildung 4-30: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 2 (modifiziert), in Speichervariante D<sub>EE</sub>**

Der Erwartungswert der maximalen Auslastung einer Leitung oder eines Transformators im Grundfall liegt im Mittel über alle Speichervarianten bei 46,2 % und ist damit zirka 12 % höher als im Szenario 40 %. Dies zeigt die zunehmende Belastung des Netzes bei Verdopplung des Anteils Erneuerbarer Energien im Szenario 80 %. Einzelne Zweige im 220-kV-Netz sind dem 2,7-fachen ihrer thermischen Dauerbelastbarkeit ausgesetzt. Die Anzahl der kritischen Zweige ist in Tabelle 4-17 dargestellt. Etwa 7 % aller Zweige im Netz sind bereits im Grundfall gefährdet, unzulässig hohe Ströme zu führen. Der Speichereinsatz trägt kaum zu einer Verbesserung dieser Situation bei.

Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	76,0	79,0	72,0	82,0	70,0
in Prozent	7,4	7,7	7,1	8,0	6,8

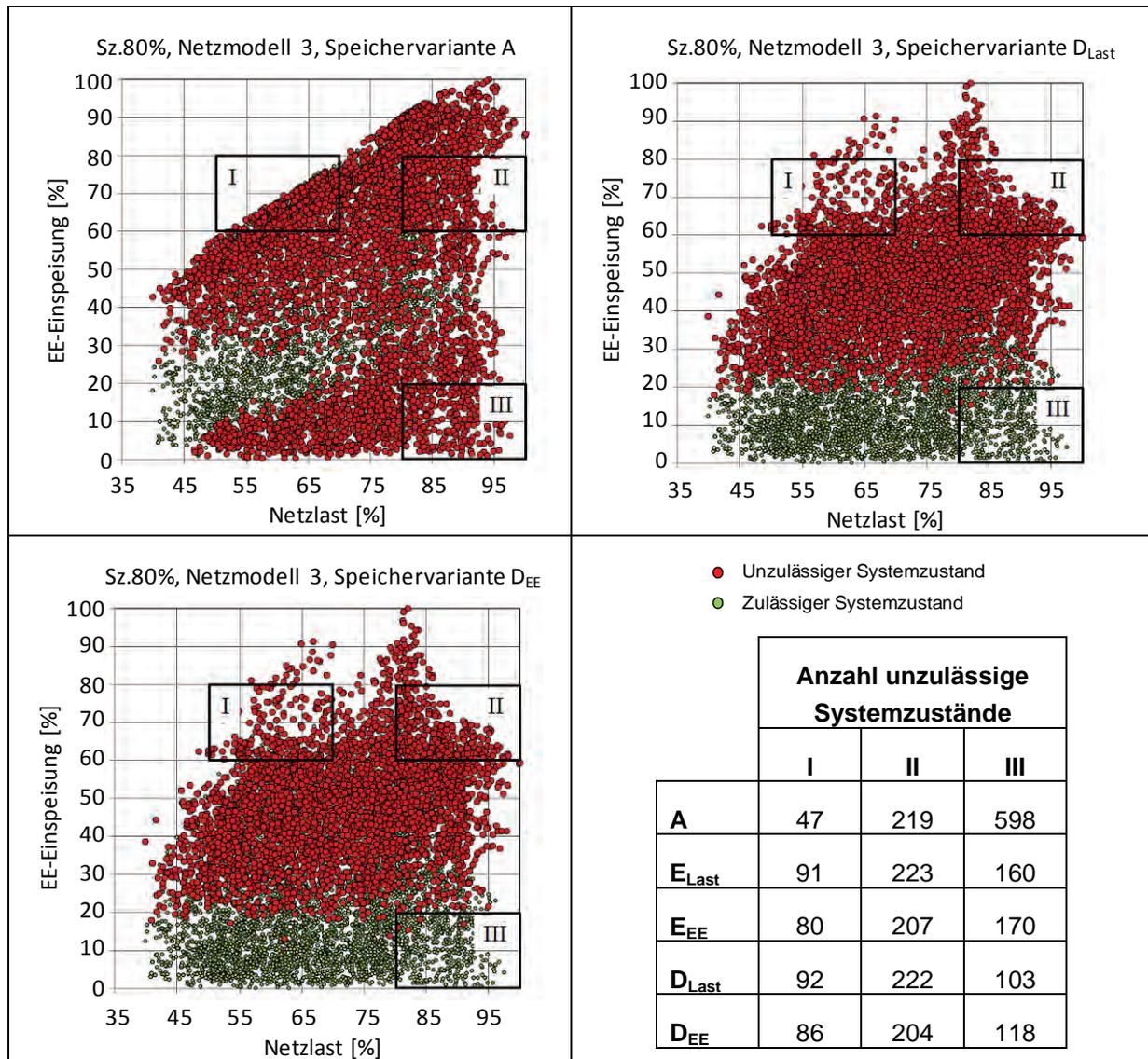
**Tabelle 4-17: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 2 (modifiziert) im Grundfall**

#### 4.4.2 Netzmodell 3

Das *Netzmodell 3* stellt für das Szenario 80 % die mittlere Ausbaustufe dar. Obwohl es einen deutlich höheren Ausbaugrad als das *Netzmodell 2 (modifiziert)* aufweist, ist auch in diesem Modell bereits der Grundlastfluss unzulässig. Im Mittel über alle Speichervarianten ergeben sich nur 600 unzulässige Systemzustände weniger als im *Netzmodell 2 modifiziert*.

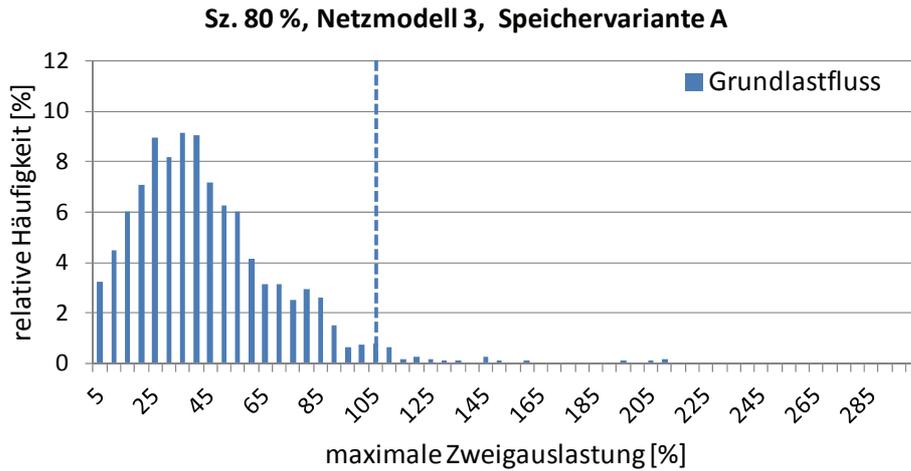
In Abbildung 4-31 werden die im Betrachtungszeitraum vorhandenen Kombinationen aus Erneuerbarer Einspeisung und Last als „Punktwolken“ dargestellt. Die unzulässigen Systemzustände sind rot hervorgehoben. Die Bereiche I bis III markieren wieder die Extremsituationen. Die Anzahl unzulässiger Systemzustände je Bereich liegt in der gleichen Größenordnung wie im *Netzmodell 2 modifiziert*. Durch die erforderliche Abregelung der Erneuerbaren Erzeuger in Speichervariante A, enthält der Bereich I insgesamt weniger Zustände und damit auch weniger unzulässige Zustände als in den Speichervarianten E und D. Die Untersuchung der Speicherverteilung zeigt

das bei den anderen Simulationen ebenfalls beobachtete Ergebnis. Situationen, die im Bereich I liegen, können durch EE-vertiale Speicher verbessert werden, während für Situationen aus dem Bereich III der lastnahe Speichereinsatz günstiger ist.

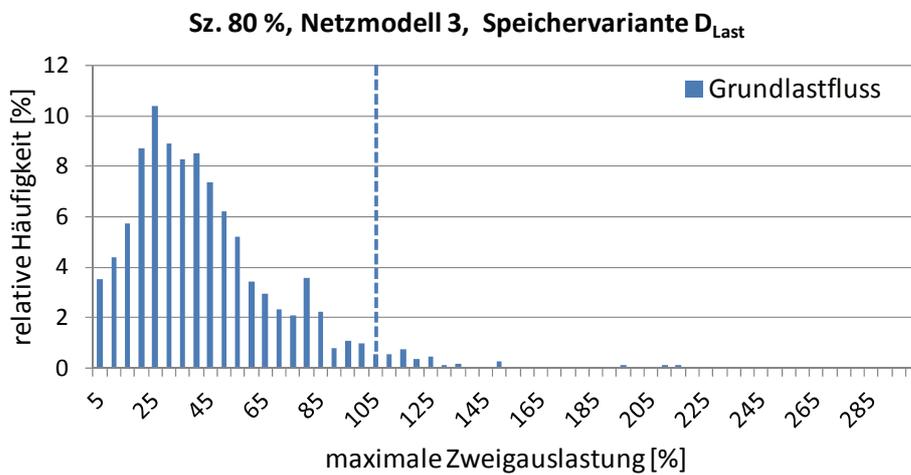


**Abbildung 4-31: Unzulässige Systemzustände im 80%-Szenario in Netzmodell 3 (Grundfall)**

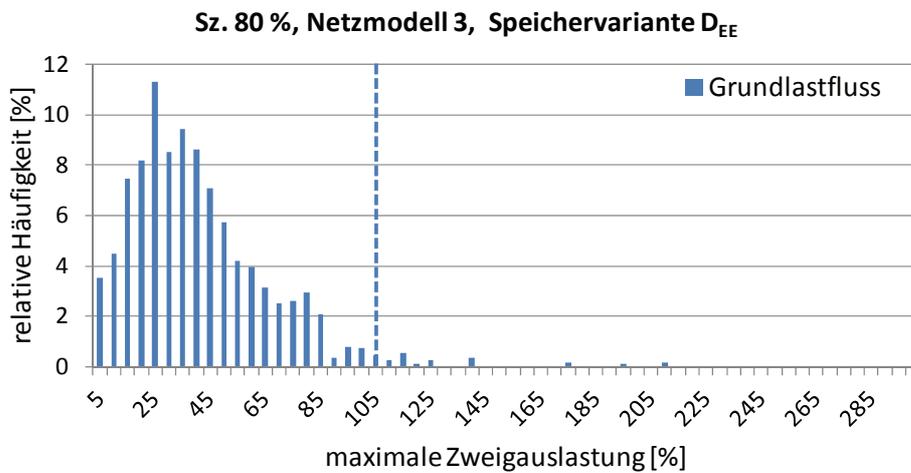
In Abbildung 4-32 bis Abbildung 4-34 sind die Häufigkeitsverteilungen der maximalen Auslastung von Leitungen und Transformatoren im *Netzmodell 3* für das Szenario 80 % in den Speichervarianten A, D<sub>Last</sub> und D<sub>EE</sub> dargestellt. Die blau gestrichelte Linie markiert die Grenze zu einem unzulässigen Systemzustand.



**Abbildung 4-32: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante A**



**Abbildung 4-33: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante D<sub>Last</sub>**



**Abbildung 4-34: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 3, Speichervariante D<sub>EE</sub>**

Im Mittel besitzen die Zweige im *Netzmodell 3* eine um 6 % geringere maximale Auslastungen als im *Netzmodell 2 (modifiziert)*. Der Erwartungswert der maximalen Auslastung einer Leitung oder eines Transformators beträgt über alle Speichervarianten zirka 40 %. Wie in Tabelle 4-18: Anzahl kritischer Zweige von *Netzmodell 3* im Grundfall zu erkennen, ist auch die Anzahl der kritischen Zweige gegenüber dem *Netzmodell 2 (modifiziert)* um etwa die Hälfte gesunken. So weisen durchschnittlich nur noch 3 % aller Zweige maximale Auslastungen über 100 % auf. Ein signifikanter Einfluss der Speicher auf die Reduktion der kritischen Zweige ist nicht vorhanden.

Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	E <sub>Last</sub>	E <sub>EE</sub>	D <sub>Last</sub>	D <sub>EE</sub>
absolut	34,0	40	30,0	38,0	27,0
in Prozent	3,0	3,6	2,7	3,4	2,4

**Tabelle 4-18: Anzahl kritischer Zweige von *Netzmodell 3* im Grundfall**

### 4.4.3 Netzmodell 4

Das *Netzmodell 4* stellt die beste Ausbaustufe für das 80%-Szenario dar. Da das überlagerte DC-Netz, wie in Abschnitt 4.1.6 beschrieben, so dimensioniert wurde, dass es den Anforderungen genügt, wurde ausschließlich für den AC-Netzteil eine (n-1)-Ausfallanalyse durchgeführt. Dabei treten zu keinem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums unzulässige Systemzustände auf. In Abbildung 4-35 sind die „Punktwolken“ der Speichervarianten, A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$  für das *Netzmodell 4* im 80%-Szenario dargestellt. Da alle Speichervarianten zulässig sind, kann anhand dieser Darstellung keine Aussagen über die Auswirkungen des Speichereinsatzes oder der Speicherallokation getroffen werden.

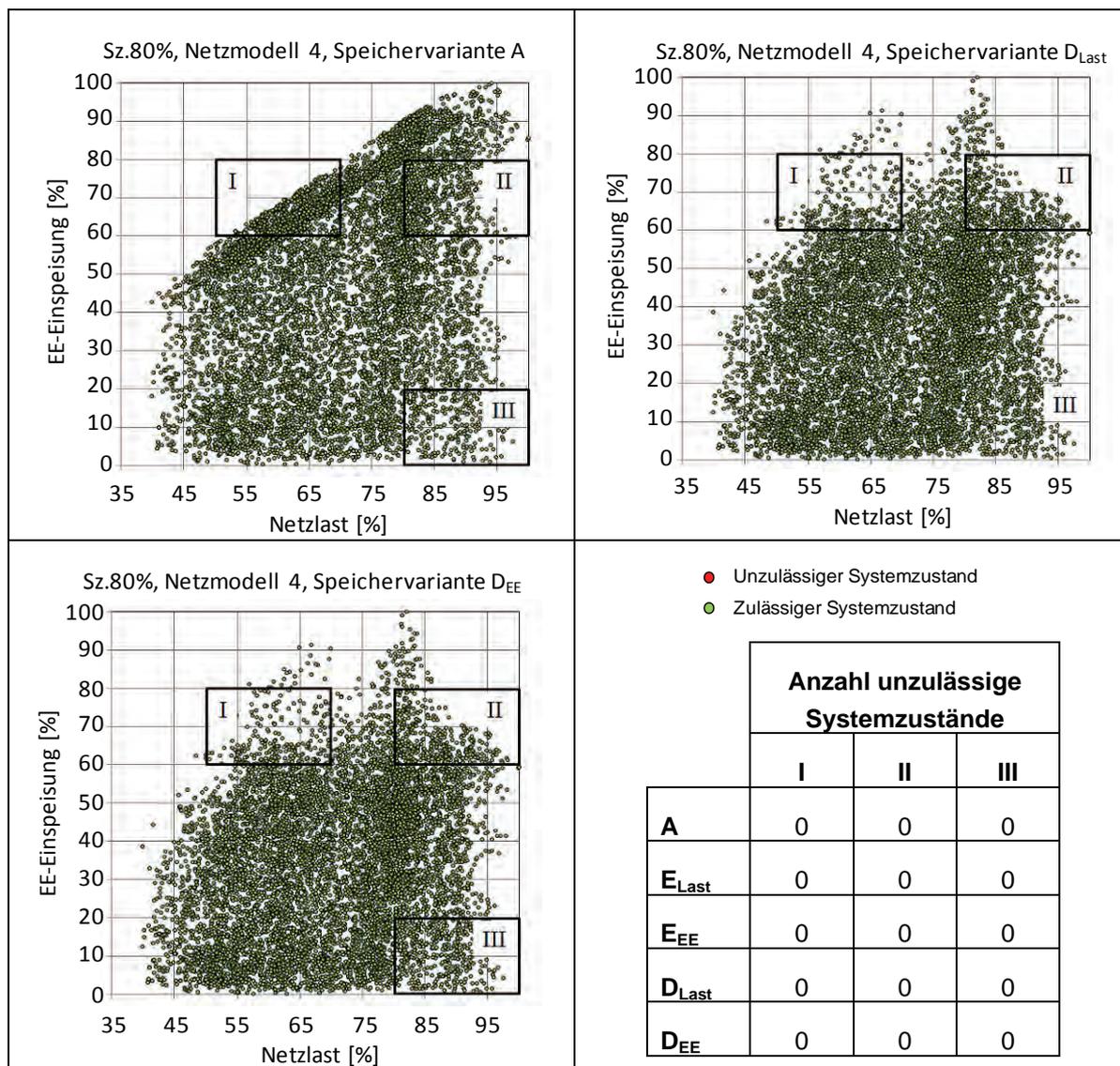
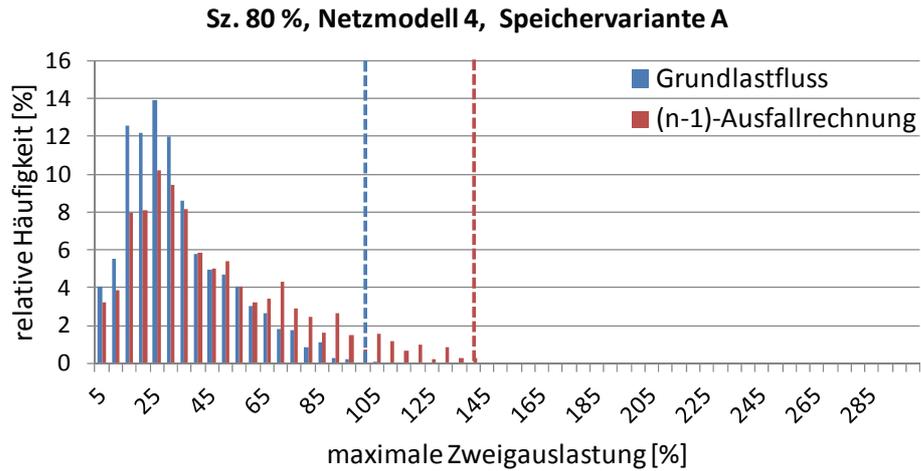
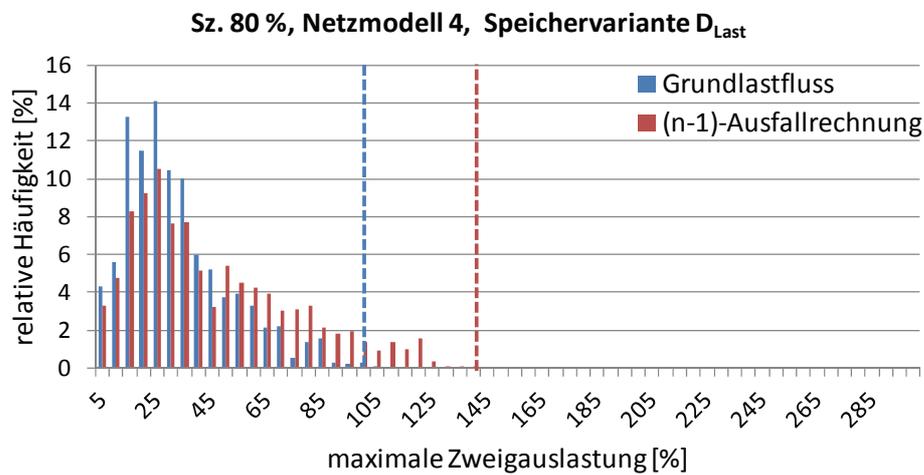


Abbildung 4-35: Unzulässige Systemzustände im 80%-Szenario in Netzmodell 4 ((n-1)-Fall)

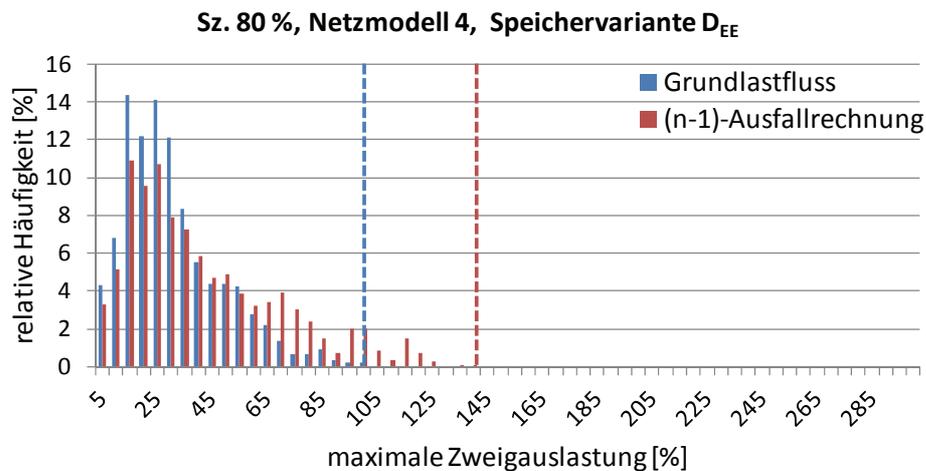
In Abbildung 4-36 bis Abbildung 4-38 sind die Häufigkeitsverteilung der höchsten Auslastung, welche die Leitungen und Transformatoren im AC-Netzteil des *Netzmodells 4* in den Speichervarianten A,  $D_{Last}$  und  $D_{EE}$  annehmen, jeweils für den Grund- und den (n-1)-Fall dargestellt. Die gestrichelten Linien markieren die Grenzen zu einem unzulässigen Systemzustand.



**Abbildung 4-36: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante A**



**Abbildung 4-37: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante D<sub>Last</sub>**



**Abbildung 4-38: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante D<sub>EE</sub>**

Aus den Häufigkeitsverteilungen geht hervor, dass das AC-Netz durch das überlagerte Hochspannungsgleichstromnetz sehr stark entlastet wird. Die höchsten zu erwartenden Auslastungen von Leitungen oder Transformatoren im AC-Netz betragen über alle Speichervarianten im Mittel nur 29,4 % für den Grundfall und nur 41,7 % für den (n-1)-Fall. Dies zeigt, dass die Transportkapazitäten des AC-Netzteils von *Netzmodell 4* noch nicht vollständig ausgeschöpft sind und ein geringer dimensioniertes Gleichstromnetz den Anforderungen ebenfalls genügen könnte. Weitere Untersuchungen sind hier anzustreben.

Wie aus Tabelle 4-19 hervorgeht, treten keine unzulässigen Systemzustände im (n-1)-Fall aufgrund von kritischen Zweigen auf. In den Speichervarianten A und  $D_{Last}$  ruft jedoch im Grundfall eine mit 100,6% bzw. 100,1 % ihres thermischen Dauerstroms sehr hoch ausgelastete 220-kV-Freileitung zwischen Gellep und Osterrath einen unzulässigen Systemzustand in jeweils nur einer einzigen Stunde des Betrachtungszeitraumes hervor. Aufgrund des einmaligen Auftretens und der sehr geringen Überlastung, welche die Betriebsführung des Netzes mit unterschiedlichen Mitteln vermeiden könnte, wird dies jedoch im Rahmen dieser Untersuchung noch als zulässiger Betriebszustand gewertet.

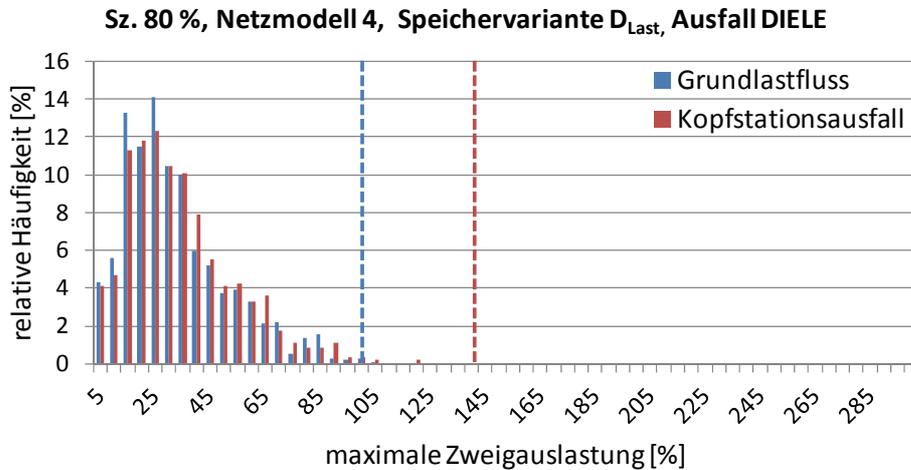
Kritische Zweige über 100 % im Grundfall	A	$E_{Last}$	$E_{EE}$	$D_{Last}$	$D_{EE}$
absolut	(1,0)	0,0	0,0	(1,0)	0,0
in Prozent	(0,1)	0,0	0,0	(0,1)	0,0
Kritische Zweige über 140 % im (n-1)-Fall	A	$E_{Last}$	$E_{EE}$	$D_{Last}$	$D_{EE}$
absolut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
in Prozent	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabelle 4-19: Anzahl kritischer Zweige von Netzmodell 4 im Grund- und im (n-1)-Fall**

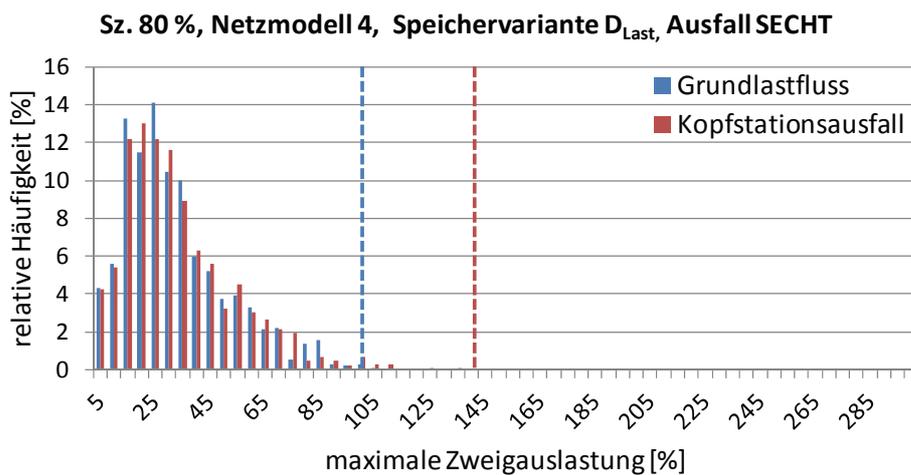
Da die Leitungen und Transformatoren des AC-Netzteils von *Netzmodell 4* nur sehr gering belastet werden, ist auch ein Ausfall einer dieser Netzkomponenten, wie die Untersuchung zeigt, unkritisch. Der schlimmste Fehler, den das AC-Netz überstehen muss, ist dagegen der Ausfall einer der zehn Konverterstationen des Gleichstromnetzes. Diese besitzen, wie in Abschnitt 4.1.6 beschrieben, eine Bemessungsleistung von 6 GW. Im schlimmsten Fall muss diese Leistung, die dem doppelten der derzeit im europäischen Verbundnetz vorzuhaltenden Primärregelreserve entspricht, über das AC-Netz transportiert werden.

In Abbildung 4-39 bis Abbildung 4-41 sind die Häufigkeitsverteilungen der maximalen Auslastungen von Leitungen und Transformatoren im AC-Netzteil von *Netzmodell 4* im Grundfall und bei Ausfall einer Konverterstation gegenüber gestellt. Betrachtet werden beispielhaft die leistungsstärksten Standorte Diele (DIELE), Sechtem (SECHT) und Hüffenhardt (HUEFF) entlang der Nord-Süd-Achse Deutschlands in der Speichervariante  $D_{Last}$ . Die Darstellungen der anderen Ausfälle und Speichervarianten befinden sich im Anhang dieser Studie. Die gestrichelten Linien markieren die Grenze zu einem unzulässigen Systemzustand.

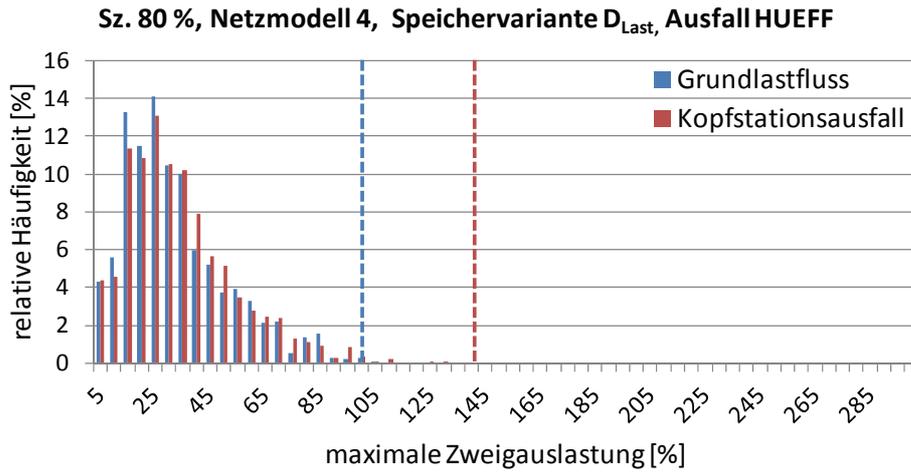
Es zeigt sich, dass keiner der untersuchten Konverterstationsausfälle, aufgrund des stark ausgebauten und im Grundfall nur mäßig ausgelasteten AC-Netzes zu einem unzulässigen Systemzustand im Fehlerfall führt.



**Abbildung 4-39: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante  $D_{Last}$ , Ausfall einer Konverterstation in Diele**



**Abbildung 4-40: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante  $D_{Last}$ , Ausfall einer Konverterstation in Sechtem**



**Abbildung 4-41: Maximale Betriebsmittelauslastung im 80%-Szenario, Netzmodell 4, Speichervariante D<sub>Last</sub>, Ausfall einer Konverterstation in Hüffenhardt**

In Abbildung 4-42 sind für die Konverterstationsausfälle an den Standorten Diele, Sechtem und Hüffenhardt die „Punktewolken“ für die Speichervariante  $D_{Last}$  dargestellt. Sie zeigen die Situationen, in denen mindestens eine Leitung oder mindestens ein Transformator eine Auslastung über 100 % aufweist. Dies sind die Fälle, in denen die Betriebsführung des Netzes eingreifen muss, damit diese Überlastungen in der Realität nicht auftreten. Es zeigt sich, dass insbesondere Situationen mit hoher EE-Einspeisung am Standort Diele viele Eingriffe erfordern würden. Die Anzahl dieser Situationen verringert sich in Richtung Süden deutlich: So wären in Diele 2.343 Eingriffe erforderlich, in Sechtem noch 157 und in Hüffenhardt nur noch 70.

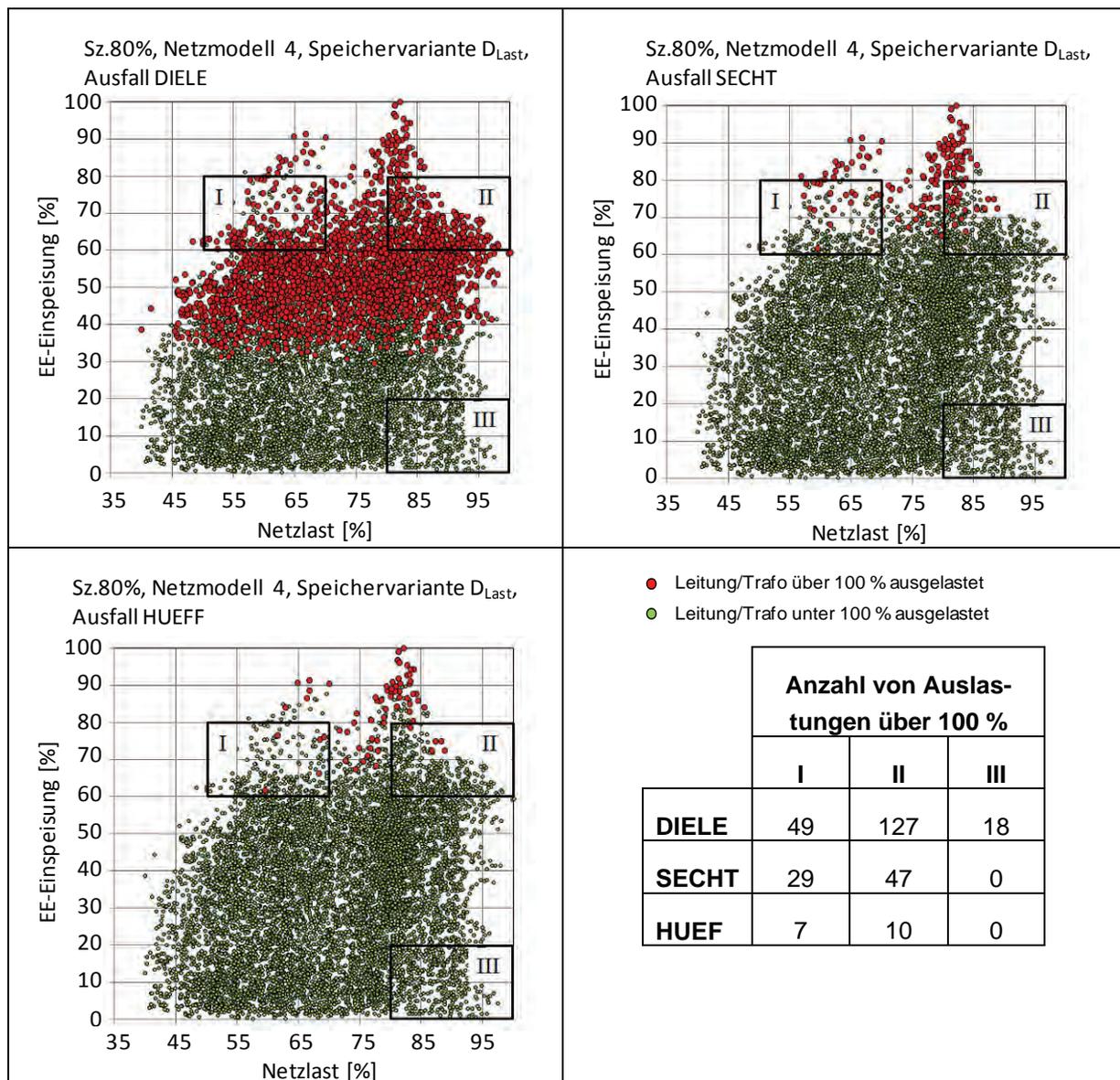
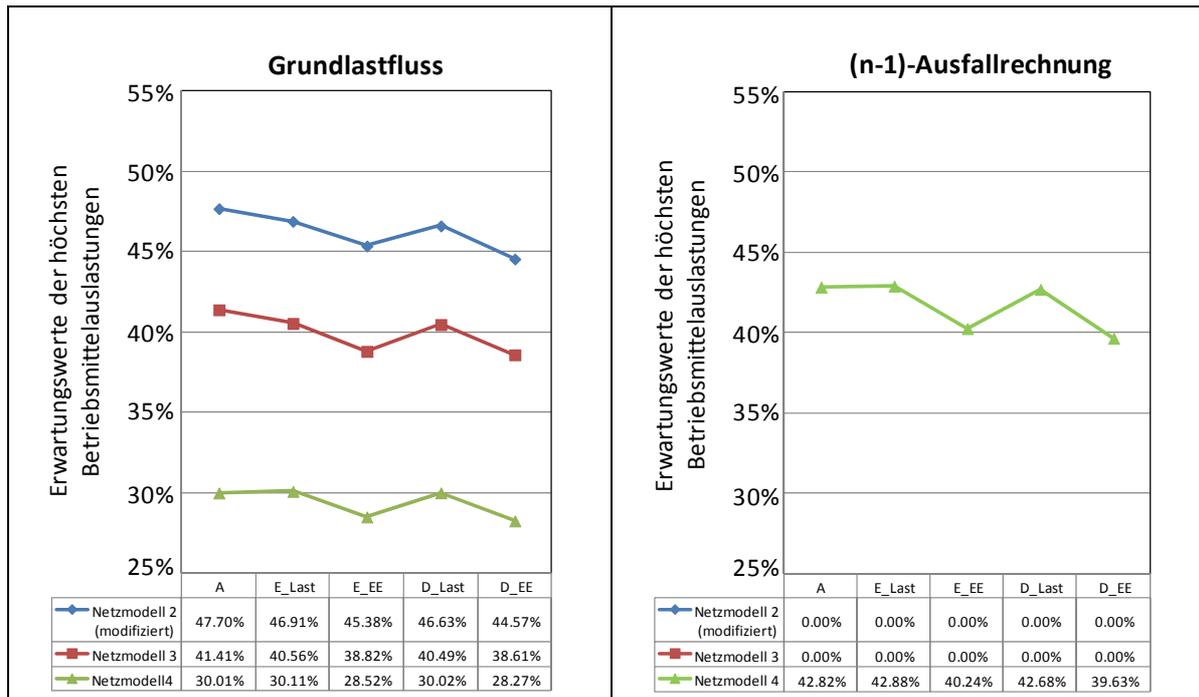


Abbildung 4-42: Auslastungen über 100 % bei Ausfall einer Konverterstation in Netzmodell 4

#### 4.4.4 Bewertung der Ergebnisse

Analog zur Vorgehensweise im 40%-Szenario wurde im 80%-Szenario ebenfalls die maximal mögliche Auslastung von Leitungen und Transformatoren im Grund- und im (n-1)-Fall ermittelt und deren Häufigkeitsverteilung für jedes Netzmodell und jede Speichervariante in Form von Histogrammen dargestellt. Die Erwartungswerte dieser Häufigkeitsverteilungen sind in Abhängigkeit von der Speichervariante für jedes im 80%-Szenario untersuchte Netzmodell in Abbildung 4-43 dargestellt.



**Abbildung 4-43: Erwartungswerte der höchsten Zweigauslastungen für den Grund- und (n-1)-Fall**

Die Zunahme der Leistungsfähigkeit von *Netzmodell 2 (modifiziert)* bis *Netzmodell 4* ist mit den damit verbundenen, sinkenden Erwartungswerten im Grundfall deutlich zu erkennen. Dabei stellt jedoch nur *Netzmodell 4* ein zulässiges Netzmodell dar, das den Anforderungen im Szenario 80 % genügt. Durch den Netzausbau wird der Erwartungswert der maximalen Betriebsmittelauslastungen im Mittel um 16,9 % im Grundfall gesenkt.

Die Speicher bewirken ebenfalls eine Reduzierung der maximalen Auslastung der Netzbetriebsmittel, wobei auch hier eine EE-proportionale Verteilung tendenziell netzfreundlicher als eine lastproportionale Verteilung ist. Der Einfluss der Speicher ist im Vergleich zum Netzausbau jedoch wiederum deutlich geringer. Die Erwartungswerte der maximalen Betriebsmittelauslastung verringern sich durch den Einsatz der Speicher im Durchschnitt um 2,6 % im Grundfall. In *Netzmodell 4* ergibt sich durch den Speicher eine geringere Auslastung des Netzes um maximal 3,3 % im (n-1)-Fall. Der volkswirtschaftlich optimierte Einsatz von Speichern führt somit auch im 80%-Szenario zu keiner signifikanten Entlastung der Netze.

## 4.5 Betrachtung des Blindleistungshaushalts

### 4.5.1 Vorgehensweise

Bei den in den Abschnitten 4.2 und 4.4 beschriebenen Simulationen wird den Netzen zunächst Blindleistung in beliebiger Höhe ausschließlich von konventionellen Einspeisungen bereitgestellt. Ziel dieses Abschnittes ist es zu überprüfen, ob der so ermittelte maximale Blindleistungsbedarf in einem vertretbaren Rahmen bleibt und aus welchen Quellen dieser gedeckt werden kann.

Zu diesem Zweck wird der Blindleistungshaushalt der *Netzmodelle 2, 3 und 4* für die Speichervarianten A und  $D_{\text{Last}}$  untersucht und für die Stunde des maximalen Blindleistungsbedarfs die Höhe der zusätzlich bereitzustellenden Blindleistung für den Grundfall bestimmt. Dazu werden zunächst die konventionellen Einspeiser herangezogen, in einem zweiten Schritt auch die regenerativen Einspeiser. Der dann noch verbleibende Rest müsste aus nicht-konventionellen Blindleistungsquellen gedeckt werden, z.B. aus SVCs oder rotierenden Phasenschiebern. Dabei werden die Konverter im Netzmodell 4 mit  $\cos(\varphi) = 1$  nachgebildet. Wegen der erheblichen Leistungen dieser Konverterstationen besteht hier ein hohes Potential, das zur Deckung des Blindleistungsbedarfs herangezogen werden kann.

Im Einzelnen werden folgende Untersuchungsschritte durchgeführt: Als erstes werden die bestehenden Netzmodelle um 18 Netzeinspeisungen erweitert. Dabei wird für jede Region nach Abbildung 4-5 ein Standort ausgewählt, der eine zentrale Lage, möglichst viele Verknüpfungspunkte sowie mindestens eine 380-kV-Sammelschiene aufweist. Tabelle 4-20 zeigt die Liste der Standorte, die um eine Netzeinspeisung vom Typ E4 erweitert wurden.

Nr	Standort	Region	Nr	Standort	Region
1	Audorf	21	10	Neurott	41
2	Borken	23	11	Niederrhein	72
3	Bürstadt	75	12	Sechtem	74
4	Diele	22	13	Streumen	84
5	Gersteinwerk	73	14	Vieselbach	83
6	Grafenrheinfeld	25	15	Voehringen	76
7	Hamburg ost	82	16	Wahle	23
8	Hanekenfähr	71	17	Wendlingen	42
9	Neufinsing	26	18	Wustermark	81

**Tabelle 4-20: Standorte mit E4 Einspeisung**

Jede Netzeinspeisung dieses Typs wird mit den in Tabelle 4-21 gezeigten Werten parametrisiert.

Daten der Netzeinspeisungen vom Typ E4	Werte
$P_0$	0
$Q_{\min}$	$-\infty$
$Q_{\max}$	$\infty$
$U_{\text{Soll}}$	417 kV
Einspeisepriorität	1

**Tabelle 4-21: Parameter der Netzeinspeisungen E4**

Als nächster Schritt wird die maximale Blindleistungsbereitstellung aller konventionellen Einspeisungen (E1), die in den Simulationen in den Abschnitten 4.3 und 4.4 als PV-Einspeisungen ohne Begrenzung der Blindleistung nachgebildet sind, wie folgt beschränkt (Fall A):

$$Q_{\max} = \arctan(\cos(\varphi)) \cdot P_{\max} \quad (06)$$

$$\text{mit } \cos(\varphi) = 0.9$$

$$Q_{\min} = -Q_{\max} \quad (07)$$

Phasenschieberbetrieb wird nicht zugelassen, d.h. es kann nur Blindleistung eingespeist werden, wenn gleichzeitig auch Wirkleistung eingespeist wird.

Mit diesen veränderten Eingangsdaten werden Grundlastflussrechnungen über 8760 Stunden durchgeführt und der höchste Blindleistungsbedarf der Netze und der Zeitpunkt seines Auftretens bestimmt. Für diesen Zeitpunkt wird im Anschluss eine weitergehende Untersuchung durchgeführt.

Dazu werden alle erneuerbaren Einspeisungen (E2) von PQ-Einspeisungen mit  $\cos(\varphi) = 1$  in PV-Einspeisungen umgewandelt und die maximale Blindleistungsabgabe entsprechend Gl. (06) beschränkt (Fall B). Die Parameter der Netzeinspeisungen vom Typ E1 und E2 sind identisch, d.h., eine Priorisierung der Blindleistungsabgabe erfolgt nicht.

Um zweckmäßige Sollwerte für die PV-Einspeisungen zu erhalten und dabei die oberen und unteren Spannungsgrenzen an alle Sammelschienen einzuhalten, wird ein Optimal Power Flow (OPF) mit dem Optimierungsziel Minimierung der Wirkverluste durchgeführt. Die so ermittelten Spannungen an den Sammelschienen werden als Sollspannungen der PV-Einspeisungen übernommen.

Abschließend wird jeder Standort mit einer E4-Einspeisung manuell kontrolliert und bedarfsgerecht angepasst. Dazu wird ermittelt, ob zu dem betrachteten Zeitpunkt am jeweiligen Standort eine E1- oder E2-Einspeisung einspeist. Haben diese Quellen ihre Blindleistungsgrenzen noch nicht erreicht, wird die von der E4-Einspeisung bereitgestellte Leistung zuerst auf die E1 Einspeisung und, falls diese ihre Grenze erreicht, im Fall B auf die E2-Einspeisung verteilt. Die E4-Einspeisung muss daher nur

die Blindleistung bereitstellen, die nicht von anderen Quellen am gleichen Standort bereitgestellt werden kann. Abschließend werden die Blindleistungen aller E4-Einspeisungen bestimmt.

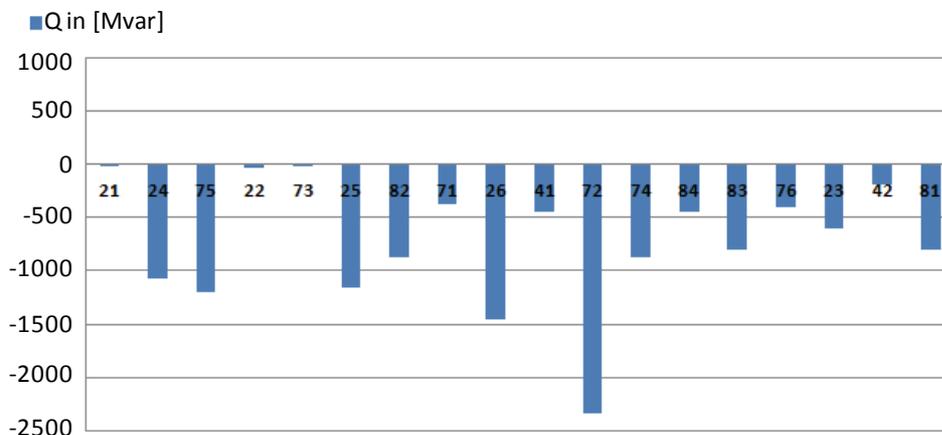
### 4.5.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse sind in Abbildung 4-44 bis Abbildung 4-47 grafisch dargestellt. Tabelle 4-22 zeigt den maximalen Blindleistungsbedarf und die Stunde seines Auftretens für die untersuchten Kombinationen aus Szenario, Netzmodell und Speichervariante, welche keine unzulässigen Systemzustände aufweisen. Es ist zu erkennen, dass die benötigte Blindleistung in der Variante  $D_{Last}$  für alle Netzmodelle höher ist als in der Variante A. Dies liegt an einer höheren Auslastung der Netze durch die lastproportional verteilten Speicher als zusätzliche Quellen und Senken im Netz. Im 40%-Szenario hat das *Netzmodell 2* mit der Speichervariante  $D_{Last}$  den höchsten Blindleistungsbedarf. Da der Maximalwert auslegungsrelevant ist, wird diese Kombination zur weiteren Untersuchung des Blindleistungshaushalts ausgewählt.

Szenario	Netzmodell	Speichervariante	Maximaler Blindleistungsbedarf [Mvar]	Stunde
40 %	2	A	-21.637	738
		$D_{Last}$	-22.123	7455
	3	A	-16.934	738
		$D_{Last}$	-21.472	739
80 %	4	A	-9.899	8082
		$D_{Last}$	-11.021	3108

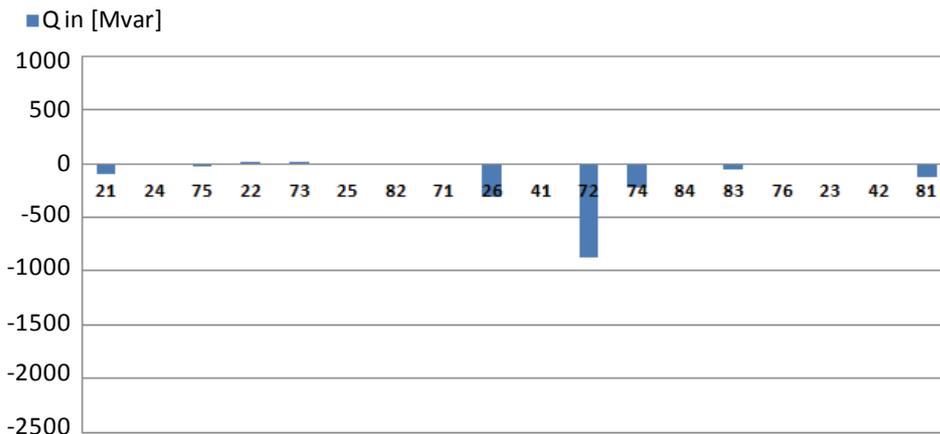
**Tabelle 4-22: Untersuchte Netzmodelle und Varianten**

Abbildung 4-44 zeigt die von den E4-Netzeinspeisungen bereitgestellte Blindleistung in Mvar zum Zeitpunkt des höchsten Blindleistungsbedarfs im *Netzmodell 2*, Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall A aufgeteilt nach Regionen. Im Fall A beteiligen sich nur die E1- und die E4-Netzeinspeisungen an der Blindleistungsbereitstellung. Es ist zu erkennen, dass in 14 von 18 Regionen die E4-Netzeinspeisungen mehr als 400 Mvar induktive Blindleistung bereitstellen müssen.



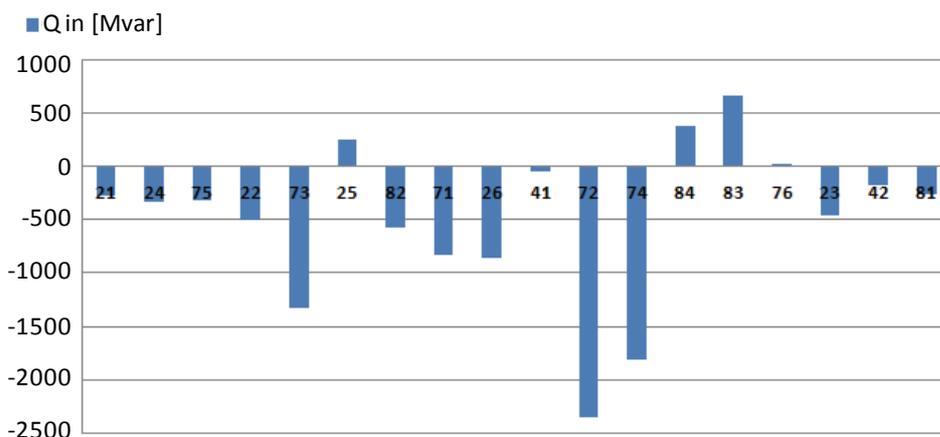
**Abbildung 4-44: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall A, 40%-Szenario**

Abbildung 4-45 zeigt die Ergebnisse für den Fall B. Hier stellen sowohl die E1- als auch die E2- und die E4-Netzeinspeisungen Blindleistung bereit. Wie zu erkennen ist, liegt die von den Netzeinspeisungen E4 bereitzustellende Blindleistung bei 14 von 18 Regionen unter -100 Mvar. Die Einspeisungen in den Regionen 26, 72, 74 und 81 liefern zwischen 110 Mvar (Region 81) bis 800 Mvar (Region 72) induktive Blindleistung. Region 72 hat einen besonders hohen Bedarf, da zum betrachteten Zeitpunkt nur wenig Erzeugungsleistung in dieser Region aktiv ist.



**Abbildung 4-45: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 2 (modifiziert), Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall B, 40%-Szenario**

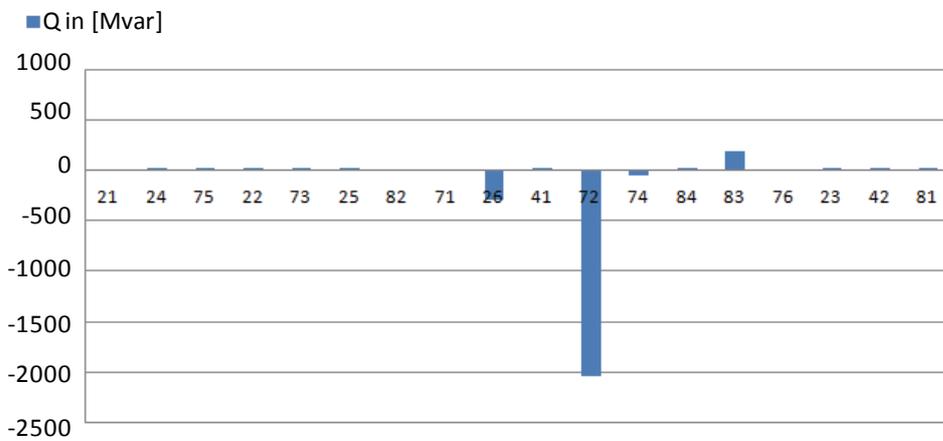
Abbildung 4-46 zeigt die zusätzlich benötigte Blindleistung im Netzmodell 4 Variante  $D_{Last}$ , für den Fall A bei dem nur E1-Netzeinspeisungen Blindleistung bereitstellen. Im Vergleich zu den Ergebnissen in Abbildung 4-47 müssen die E4-Netzeinspeisungen mit bis zu -2.400 Mvar deutlich mehr Blindleistung bereitstellen.



**Abbildung 4-46: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 4, Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall A, 80%-Szenario**

Abbildung 4-47 zeigt die zusätzlich benötigte Blindleistung im *Netzmodell 4*, Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall B. Hier liegt der Bedarf in 15 von 18 Regionen unter 100 Mvar. In Region 83 wird 188 Mvar Blindleistung entnommen, um die vorgegebe-

ne Sollspannung zu halten und eine Verletzung der oberen Spannungsgrenze zu vermeiden. Wie auch im *Netzmodell 2*, Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall B muss in Region 72 mit -2.035 Mvar die meiste Blindleistung bereitgestellt werden.



**Abbildung 4-47: Zusätzlich benötigte Blindleistung pro Region im Netzmodell 4, Speichervariante  $D_{Last}$ , Fall B, 80%-Szenario**

### 4.5.3 Bewertung und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass die maximal benötigte Blindleistung erhebliche Größenordnungen annehmen kann. Wenn lediglich die konventionellen Erzeuger zur Blindleistungsbereitstellung beitragen, beträgt der zusätzliche Blindleistungsbedarf pro Region bis zu 2.400 Mvar.

Daraus kann geschlussfolgert werden, dass die regenerativen Erzeuger grundsätzlich zur Blindleistungsbereitstellung herangezogen werden sollten. Wie aus dem Vergleich der Fälle A und B ersichtlich wird, reduziert die Beteiligung der regenerativen Einspeisungen (E2) die zusätzlich benötigte Blindleistung deutlich. Dies ist bei großen Erzeugern, insbesondere bei großen Windparks, die direkt in die Verbundnetzebene einspeisen, sicherlich technisch lösbar.

Allerdings bestehen erhebliche Zweifel, ob Erzeuger, die physikalisch in den Verteilungsnetzen angeschlossen sind, zur Blindleistungsbereitstellung des Übertragungsnetzes beitragen können, da dies mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Spannungsbandverletzungen in den Verteilungsnetzen führen würde. Insofern sind die in Abbildung 4-45 und Abbildung 4-47 gezeigten Ergebnisse als zu optimistisch zu bewerten, während die Ergebnisse in Abbildung 4-44 und Abbildung 4-46 als zu pessimistisch qualifiziert werden können. Hierzu besteht weiterer Forschungsbedarf.

Selbst unter der pessimistischen Annahme, dass die regenerativen Erzeuger gar nicht zur Blindleistungsbereitstellung beitragen, erreicht die zusätzlich aus nicht-konventionellen Quellen bereitzustellende Blindleistung keine technisch unlösbaren Größenordnungen. Dies gilt insbesondere für das *Netzmodell 4*, da die Konverterstationen im Modell keine Blindleistung zur Verfügung stellen. Allerdings ist festzustel-

len, dass der finanzielle wie auch der technische Aufwand zur Blindleistungsbereitstellung in den genannten Fällen erheblich ist.

#### 4.6 Zusammenfassende Darstellung und Bewertung der Netzanalysen

Im Rahmen der Netzanalysen wurden zwei Szenarien mit einem Anteil von jeweils 40 % und 80 % Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für die Speichereinsatzvarianten A (nur bestehende Speicher), E (mittlerer Speicherausbau) und D (maximaler Speicherausbau) untersucht. Die zusätzlichen Speicher in den Varianten E und D wurden netzknottenscharf in die Netzmodelle eingebunden. Dazu wurden zwei Arten der Speicherallokation gewählt. In der Variante „Last“ erfolgte die Platzierung der Speicher unmittelbar in Verbrauchernähe, in der Variante „EE“ dagegen erzeugungsnah in unmittelbarer Nähe zu den Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Für jedes Szenario wurden Netzmodelle des deutschen Höchstspannungsnetzes entwickelt, deren Ausbaugrad beginnend mit einer geringen Ausbaustufe bis hin zu einer sehr guten Ausbaustufe gesteigert wurde. Grundlage für die Netzmodellentwicklung waren gesetzlich definierte Vorrang-Projekte sowie aktuelle Netzstudien und Netzausbauberichte. Für jedes Netzmodell, jede Speichereinsatz- und Speicherallokationsvariante wurden Grundlastflussrechnungen und (n-1)-Analysen über 8760 Stunden durchgeführt und die Zulässigkeit der Netzmodelle bewertet. Dabei wurde stets von einer ausreichenden Blindleistungsbereitstellung ausgegangen. Auf diese Weise wurde der Einfluss der Speicher auf das Netz ermittelt.

Im Zuge dieser Berechnungen wurden zum Teil eigene Vorschläge für eine Netzentwicklung im 40%-Szenario gemacht. Diese wurden in einem modifizierten Netzmodell umgesetzt und erfolgreich getestet. Für das 80%-Szenario wurde ein Hochspannungsgleichstromnetz entwickelt und ein einfacher Betriebsalgorithmus vorgeschlagen.

In Abbildung 4-48 sind die Ergebnisse der Netzanalyse für das 40%-Szenario zusammengefasst. Das *Netzmodell 1* mit der geringsten Ausbaustufe ist für die Anforderungen dieses Szenarios ungeeignet. Auch das *Netzmodell 2*, welches eine mittlere Ausbaustufe für dieses Szenario darstellt und auf gesetzlichen Vorgaben und Netzstudien beruht, ist nur mit den in *Netzmodell 2 (modifiziert)* umgesetzten Modifikationen für alle Speichervarianten zulässig. Die beste Ausbaustufe in *Netzmodell 3* ist voll funktionsfähig, ist aber für die im Rahmen dieser Studie getroffenen Annahmen (Vernachlässigung von Im- und Exporten, keine Transite) deutlich überdimensioniert. Aus diesem Grund wurden im Szenario 40 % nicht benötigte Leitungen außer Betrieb gesetzt.

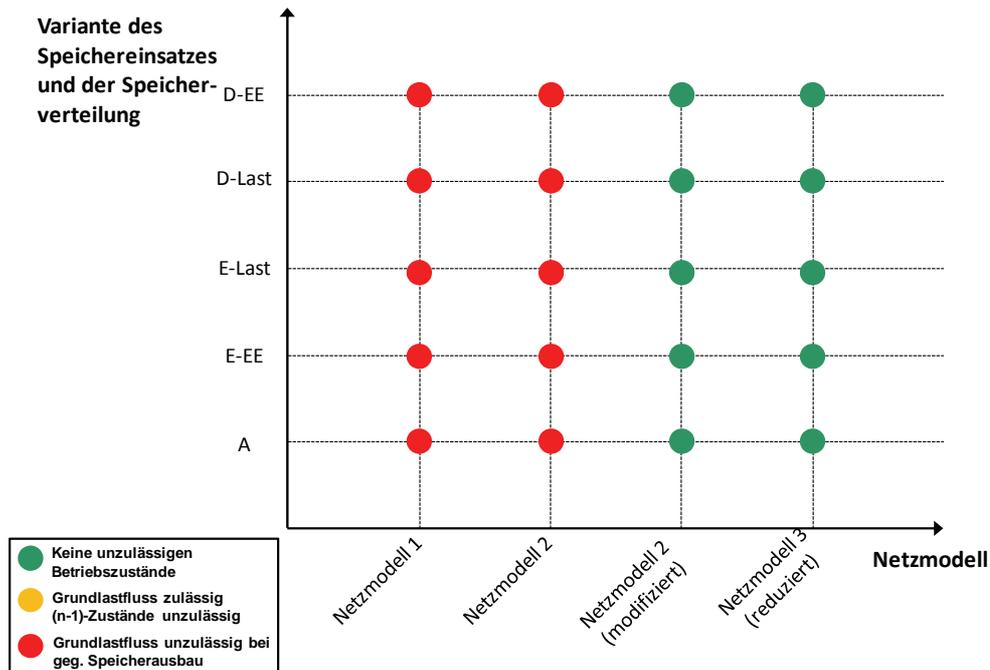
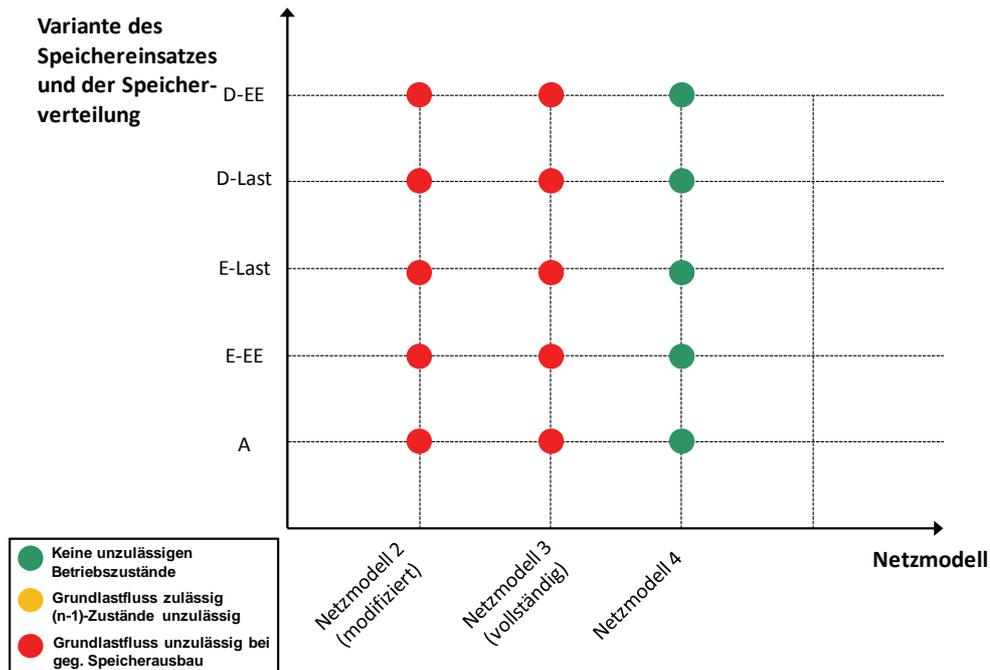


Abbildung 4-48: Zusammenfassung der Ergebnisse für das 40%-Szenario

Die Abbildung 4-49 zeigt die Ergebnisse der Netzanalyse für das 80%-Szenario. Sowohl das *Netzmodell 2 (modifiziert)*, welches in diesem Szenario die schlechteste Ausbaustufe darstellt, als auch das als mittlere Ausbaustufe dienende *vollständige Netzmodell 3*, bei dem alle im 40%-Szenario abgeschalteten Leitungen aktiviert sind, waren für alle Speichereinsatz- und Speicherallokationsvarianten unzulässig. Ausschließlich das *Netzmodell 4*, das ein überlagertes Hochspannungsgleichstromnetz enthält, zeigt über den gesamten Betrachtungszeitraum zulässige Betriebszustände. Die vergleichsweise niedrigen im Mittel zu erwartenden maximalen Auslastungen der Leitungen und Transformatoren im AC-Teil dieses Modells lassen jedoch auf eine vermutliche Überdimensionierung schließen.

Ein vermuteter Zusammenhang zwischen Netzausbau und Speichereinsatz konnte nicht nachgewiesen werden. Die Erwartungswerte der maximalen Zweigauslastungen in den Netzmodellen zeigen, dass der Einsatz von Speichern auf Basis einer volkswirtschaftlichen Optimierung der Gesamtkosten auf der Erzeugungsseite ohne Rücksicht auf Netzrestriktionen keine signifikant netzentlastende Wirkung zu Folge hat. Zwar wirkt der Speicher vor allem in der Allokationsvariante EE leicht netzentlastend. Jedoch war im Rahmen dieser Untersuchung ein Netzausbau stets die bessere Möglichkeit unzulässige Systemzustände zu vermeiden.



**Abbildung 4-49: Zusammenfassung der Ergebnisse für das 80%-Szenario**

Die Untersuchungen des Blindleistungshalts der zulässigen Netzmodelle in den Szenarien 40 % und 80 % bestätigte die eingangs getroffene Annahme, dass die vom Netz zusätzlich benötigte Blindleistung in einem technisch lösbaren Rahmen bleibt. Sie kann durch statische Blindleistungskompensatoren (SVC) oder in Phasenschieberbetrieb laufende Generatoren aus außer Betrieb genommenen Kraftwerken zur Verfügung gestellt werden. Im *Netzmodell 4* können darüber hinaus auch die Konverterstationen zur Blindleistungsbereitstellung herangezogen werden.



## 5 Zusammenfassung

### 5.1 Methodik

Der zukünftige Speicherungsbedarf in Folge des Ausbaus an erneuerbaren Energien wird im Wesentlichen von der energiewirtschaftlichen Bilanzierung (dem Erzeugungs- und Lastausgleich) getrieben werden. Aus diesem Grund bleiben die Untersuchungen zum möglichen Nutzen von Speichern im Rahmen der vorliegenden Studie auf diese Anwendung beschränkt.

Die energiewirtschaftliche Bilanzierung erfordert Flexibilitäten im Stromversorgungssystem, die grundsätzlich von Energiespeichern, flexiblen thermischen Kraftwerken, flexiblen Verbrauchern (Demand Side Management) und regelfähigen EE-Anlagen bereitgestellt werden können. Die Studie widmet sich daher der Frage, welcher Speicherungsbedarf zur Bilanzierung zukünftiger EE-dominiertes Erzeugungssysteme unter Berücksichtigung der Flexibilitäten des bleibenden thermischen Kraftwerks-parks und der Bereitschaft zur Flexibilisierung der EE-Einspeisung erforderlich ist.

Ergänzend werden in dieser Studie die Folgen eines Speicherzubaues und Speichereinsatzes auf den Betrieb des Übertragungsnetzes und dessen Ausbau analysiert.

Als Referenz dient das Jahr 2010 (EE-Anteil 17% mit EE-Kapazitäten von Anfang 2010); betrachtet wird das langfristige EE-Ausbauziel von 80% (80%-Szenario, Jahr 2050), aber auch das kurzfristige EE-Ausbauziel von 40% (40%-Szenario, Jahr 2020-2025) sowie ein über das „Energiekonzept 2050“ hinaus gehender Ausblick auf ein mögliches EE-Ausbauziel von 100% (100%-Szenario).

Die Speichertechnologien werden hierzu in zwei Speicherklassen eingeteilt:

- Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ( $\geq 75\%$ ), aber geringem Speichervolumen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management
- Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad ( $\leq 40\%$ ), aber großem Speichervolumen, wie chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas).

Aus diesem Grund abstrahiert die hier vorliegende Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ die Technologie der Speicher und untersucht den Speicherungsbedarf für das Stromsystem getrennt für die Speicherklassen Kurzzeit- und Langzeitspeicher, für die repräsentative Werte bei Zykluswirkungsgrad und Speichervolumen angesetzt werden.

Ausgangspunkt sind unterschiedliche Varianten hinsichtlich eines Speicherzubaues und hierfür gewählte Speicherklassen, aus deren Vergleich die Erkenntnisse zum Speicherungsbedarf gezogen werden:

- Variante A: Die Flexibilitäten zur Bilanzierung werden durch thermische Kraftwerke und ein Abregeln der EE-Erzeugung bereitgestellt. Es werden über die derzeit bestehenden Speicher keine weiteren Speicher zugebaut.

- Variante B: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Zubau von Kurzzeitspeichern bereitgestellt. Der Umfang dieses Zubaus orientiert sich an dem tatsächlich betrieblich nutzbaren Potential (Vollzubau).
- Variante C: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante D: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Kurz- und Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante E: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einem Speicherpark aus Kurz- und Langzeitspeichern mit gegenüber Variante D halbiertes Einspeicherleistung bereitgestellt.

Kurzzeitspeicher werden in diesen Varianten mit einem Zykluswirkungsgrad von 80% und einem Energie-zu-Leistungsverhältnis von 5 Wh/W modelliert; Langzeitspeicher werden mit einem Zykluswirkungsgrad von 40%, aber unbegrenztem Speichervolumen berücksichtigt.

Der Speicherzubau erfolgt in den Varianten stets zusätzlich zum bereits bestehenden Pumpspeicherpark im Jahre 2010 in Deutschland, der aus einer gesamten Pumpleistung von 7,2 GW, einer gesamten Turbinenleistung von 8,2 GW und einem gesamten Speichervolumen von 48 GWh besteht.

Den zentralen Teil der Analyse stellt die Jahresbetriebssimulation des Kraftwerks- und Speicherparks dar, welche auf ein etabliertes Verfahren der RWTH Aachen zurückgreift. Diese liefert für eine gegebene Ganglinie der Residuallast, welche der Last abzüglich der EE-Einspeisung entspricht, den kostenminimalen Speicher- und Kraftwerkseinsatz für jede Stunde eines zugrunde gelegten Jahres. Wesentliche zusätzliche Ergebnisse dieses Analyseschrittes sind genutzte Speichervolumina, abge-regelte EE-Erzeugung, Primärenergieverbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Ganglinie der EE-Einspeisung wird anhand eines erprobten Modells des Fraunhofer IWES Kassel auf Basis der zukünftig erwarteten installierten EE-Anlagen nach den „Langfristszenarien 2010“, deren geographischer Verteilung und hochaufgelöster Wetterdaten aus dem COSMO-EU-Modell des DWD abgeleitet.

Die Kostenanalyse wertet die Ergebnisse der Jahresbetriebssimulation aus und berechnet hieraus die Investitions- und Betriebskosten der Speicher und Kraftwerke sowie die gesamten Stromgestehungskosten. Der Kostenanalyse des Kurz- und Langzeitspeicherparks liegt ein detaillierteres Speichermodell der RWTH Aachen zugrunde, welches eine nutzungsabhängige Lebensdauer und bei der realen Dimensionierung zusätzlich die zulässigen Entladetiefen berücksichtigt.

## 5.2 Annahmen und Eingangsdaten

Jede Studie, so auch diese VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“, trifft Annahmen und nutzt Eingangsdaten, deren Kenntnis für die Interpretation und Einordnung der Ergebnisse wichtig sind. Diese sind hier folgende:

- Der zukünftige Speicherungsbedarf wird im Wesentlichen durch deren Bilanzierungsfunktion bestimmt. Weitere Speicherfunktionen wie Regelleistung, Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität

und Versorgungsqualität bis hin zum Inselnetzbetrieb sind Zusatzfunktionen oder bezüglich des Bedarfs an Leistung und Energie von nachrangiger Bedeutung und bleiben daher unberücksichtigt.

- Der zukünftige Speicher- und Kraftwerkseinsatz zum Zwecke der (energiwirtschaftlichen) Bilanzierung wird über das Prinzip der heute funktionierenden Strommärkte gesteuert, die zu kostenminimalen variablen Stromgestehungskosten führen.
- Das elektrische Netz wird bei der Ermittlung des Speicherungsbedarfs in der Jahresbetriebssimulation zunächst als „Kupferplatte“ betrachtet (Punktmodell). Die Studie geht davon aus, dass die Erfordernisse des elektrischen Netzes weder zum Zwangseinsatz von Kraftwerken oder Speichern führen, noch den Kraftwerks- oder Speichereinsatz behindern. Folglich werden ein ausreichender Netzausbau, dessen Umfang für das Übertragungsnetz im Rahmen der Netzanalysen bestimmt wird, sowie technische Alternativen im Netz bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Reserveleistung unterstellt.
- Entsprechend der betrachteten Bilanzierungsfunktion werden für die Studie Ganglinien mit einer Auflösung von einer Stunde betrachtet.
- Es werden vollständige Jahresganglinien betrachtet, um einerseits jährliche Zyklen der wetterabhängigen Energiequellen Wind- und Solarenergie zu erfassen und andererseits auslegungsrelevanten Situationen wie z.B. länger andauernde Windflauten oder Extremwettersituationen wie Stürme einzuschließen. Der Studie liegt das Wetterjahr 2007 zugrunde, das beide Extreme beinhaltet. Die Berücksichtigung anderer Wetterjahre kann unter Umständen zu etwas anderen Ergebnissen führen.
- Da der deutsche Speicherungsbedarf getrieben durch den deutschen EE-Ausbau im Fokus dieser Studie steht, wird als System „nur Deutschland“ betrachtet, d.h. es werden weder Importe noch Exporte von Strom zur Bilanzierung des deutschen Systems unterstellt. Das gewonnene Ergebnis für den Speicherungsbedarf muss aber nicht notwendigerweise durch Speicher in Deutschland befriedigt werden, bei entsprechend verfügbaren Netzkapazitäten können dies auch Speicher im Ausland sein.
- Die Studie geht von einer national bestimmten Versorgungssicherheit aus. Dies bedeutet, dass immer hinreichend viele Kraftwerke zur Verfügung stehen, um jederzeit die Last der Verbraucher und die Reserveanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland decken zu können. Der Kraftwerkspark wird damit nur teilweise zum Eingangsparameter, zum Teil ist er auch Ergebnis dieser Studie.
- Die Studie betrachtet nur das Stromversorgungssystem. Kopplungen mit anderen Energiesystemen wie Mobilität, Wärme oder Erdgasversorgung werden über die Betrachtung der Kurz- und Langzeitspeicher, der KWK-Anlagen und des bedarfsabhängigen Verbrauchs von Elektrowärmepumpen, Elektro-PKW und Klimatisierung hinaus nicht berücksichtigt.

- Als Eingangsgrößen der zu erwartenden installierten Erzeugungsleistung und Last wird auf das Datengerüst der „Langfristszenarien 2010“ zurückgegriffen, welches jährlich aktualisiert wird und als anerkannte Grundlage für die energiewirtschaftliche Entwicklung des Stromsektors dient.
- Erzeugung und Last wurden insoweit abweichend von den „Langfristszenarien 2010“ modifiziert, dass kein EE-Import aus dem europäischen Stromverbund stattfindet und kein großtechnischer Einsatz von Elektrolyse für die Herstellung eines chemischen Kraftstoffes wie Wasserstoff oder Methan als Erdgas-Substitut aus Wind- bzw. Solarstrom erfolgt.
- Neben den Kraftwerken der „Langfristszenarien 2010“ sind gegebenenfalls zusätzliche Kraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erforderlich. In dieser Studie wird unterstellt, dass die in den „Langfristszenarien 2010“ erwarteten sowie die zur Ausspeicherung der Langzeitspeicher benötigten Gaskraftwerke als GuD-Anlagen realisiert, und alle Gaskraftwerke, die darüber hinaus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind, als Gasturbinen ausgeführt werden.
- Das 100%-Szenario wurde vereinfacht aus dem 80%-Szenario abgeleitet, in dem der Strombedarf konstant und die EE-Erzeugung auf 100% der Last hochskaliert wurden.
- Die Ganglinie der Last mit Ausnahme von Netzverlusten, Elektro-PKW, Klimatisierung und Wärmepumpen orientiert sich an der von ENTSO-E veröffentlichten Lastganglinie des Jahres 2007. Die Ganglinie der Elektro-PKW, der Klimatisierung und der Elektrowärmepumpen wurde auf Basis von Wärmebedarfszeitreihen und Mobilitätsnutzung rein nutzerbasiert abgebildet.
- Die Höhe der von Kraftwerken und Speichern den Übertragungsnetzbetreibern bereit zu stellenden Reserveleistung, die daher nicht für Bilanzierungsfunktionen zur Verfügung steht und entsprechend bei der Bestimmung des Speicherungsbedarfs berücksichtigt werden muss, werden mit Hilfe eines praxisüblichen probabilistischen Verfahrens ermittelt, welches gleichermaßen Prognosefehler der EE-Einspeisung wie Kraftwerksausfälle berücksichtigt.
- KWK-Anlagen (Biomasse und fossil) werden in der Jahresbetriebssimulation nur eingeschränkt flexibel eingesetzt. Sie werden wärmegeführt betrieben unterstellt, können jedoch – unter der Annahme bestehender Zusatzfeuerung – eine etwaige Stromproduktion herunterfahren. Eine Steigerung der Stromproduktion über den Wärmebedarf hinaus ist nicht möglich.
- Die in der Jahresbetriebssimulation unterstellten Brennstoffpreise orientieren sich an den „Langfristszenarien 2010“.
- Die Ermittlung der Annuitäten von Investitionskosten basiert einheitlich auf einem Kalkulationszinssatz von 9% und einer Abschreibung über die Nutzungsdauer des Kraftwerks, der EE-Anlage bzw. Speichers.
- Die in der Kostenanalyse unterstellten Investitionskosten von Kraftwerken und EE-Anlagen orientieren sich an den „Langfristszenarien 2010“, gegebenenfalls ergänzt um Erfahrungswerte aus vergangenen Energiewirtschaftsstudien der RWTH Aachen.

- Die in der Kostenanalyse unterstellten Investitions- und Betriebskosten von Speichern orientieren sich an der VDE-Studie „Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ [16], gegebenenfalls ergänzt um eigene Erfahrungswerte der RWTH Aachen.
- Die Kostenanalyse unterstellt einen Speichermix, dessen Gesamtwirkungsgrad in etwa den pauschal angenommenen Werten der Kurzzeit- und Langzeitspeicher entspricht. Als Kurzzeitspeicher wird ein Mix aus Demand Side Management, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und verschiedenen Batterietechnologien betrachtet. Als Kosten für Langzeitspeicher werden chemische Speicher auf Basis von Wasserstoff angesetzt, die aber ohne Kostenbetrachtung notwendiger Modifikationen an der Gasinfrastruktur grundsätzlich unwesentlich von denen auf Basis von Methan abweichen.

### 5.3 Erkenntnisse

- **Die Anlagen im Stromsystem müssen flexibler eingesetzt werden.**

Der zukünftige Zubau an EE-Anlagen wird im steigenden Maße eine erhöhte Flexibilität im Energiesystem auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite erfordern. In allen untersuchten Varianten konnte dieser Flexibilitätsbedarf stets durch den verbleibenden Kraftwerkspark, durch Abregelung der EE-Einspeisung oder durch Kurz- und Langzeitspeicher befriedigt werden.

- **Bis zu einem EE-Anteil von 40 % können auch thermische Kraftwerke und eine geringe Abregelung der EE-Einspeisung variablen Verbrauch und schwankende Erzeugung effizient ausgleichen.**

Kurz- und Langzeitspeicher sind bei einem Anteil von 40% erneuerbarer Energien noch nicht zwingend für eine stabile Stromversorgung erforderlich. Der Einsatz des verbleibenden thermischen Kraftwerksparks sowie eine geringfügige Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien sind eine günstige Form zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität.

- **Speicher werden bis zu einem EE-Anteil von ca. 40 % nur in geringem Umfang zur Einspeicherung von EE-Strom benötigt.**

Werden 40 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt, kommt es nur in etwa 44 von 8.760 Stunden eines Jahres zu negativen Residuallasten, d.h. einer Situation, in der die EE-Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Aus diesem Grund dienen Speicher in näherer Zukunft vorwiegend der Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke und weniger der Speicherung von EE-Strom.

- **Eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeicherung und Abregelung von EE-Anlagen ist empfehlenswert.**

Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % werden in einem volkswirtschaftlich günstigen Stromsystem zusätzlich zu den heute vorhandenen Speichern etwa 14 GW bzw. 70 GWh (5 Stunden) an Kurzzeitspeichern und ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern benötigt.

- **Speicher sollen nach Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden.**

Ein Abregeln der seltenen, aber großen Leistungsspitzen der erneuerbaren Energien ist grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der Einspeicherleistungen der Speicher auf diese großen Leistungswerte. Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung ist Gegenstand zukünftiger Forschung.

- **Kurz- und Langzeitspeicher dienen bei einem EE-Anteil von 80 % dem Klimaschutz.**

Aus Sicht des Klimaschutzes sind Kurz- und Langzeitspeicher bei einem EE-Anteil von 40 % unter den getroffenen Annahmen nicht erforderlich. Der Einsatz von Speichern führt im regulären Strommarkt erst bei einem EE-Anteil von 80 % zu einer rund 10-prozentigen Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zusätzlich zu einer bereits erfolgten Gesamtemissionsreduktion im Stromsystem von minus 85% im Bezug zu 1990.

- **Die Stromgestehungskosten steigen in der Energiewende selbst mit Speichereinsatz nur um ca. 10 % bis 2050.**

Die Stromgestehungskosten werden bei einem EE-Anteil von 80 % nur um ca. 10 % im Vergleich zum Jahr 2010 steigen. Die Stromgestehungskosten sind nicht mit Strompreisen zu verwechseln, die sich u.a. über Grenzkosten an Märkten bilden sowie Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben beinhalten. Der Grund für den nur moderaten Anstieg liegt insbesondere in der angenommenen Kostendegression bei EE-Anlagen.

- **Bei einer Steigerung des EE-Anteils von 80% auf 100% verdreifacht sich der Speicherungsbedarf.**

Wird der Anteil erneuerbarer Energien ausgehend von 80 % auf 100 % erhöht, ist eine Verdreifachung des Speicherparks an Kurz- und Langzeitspeichern notwendig. Die Stromgestehungskosten steigen dabei um ca. 19 %. Die letzte Steigerung des Anteils um 20 % ist teurer als die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien um 63 % von 17 % im Jahre 2010 auf 80 %.

- **Kraftwerke und Langzeitspeicher sorgen auch zukünftig für Versorgungssicherheit**

Kraftwerke im fossilen Restkraftwerkspark und die Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher – dann vorwiegend als Gaskraftwerke, Brennstoffzellenanlagen und KWK - bilden in Zukunft das Rückgrat der Versorgungssicherheit. Bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % wird die installierte Leistung an Erzeugungsanlagen (Kraftwerke, zentrale und dezentrale KWK) stets in der Größenordnung des Spitzenverbrauchs liegen.

- **Speicher entlasten Übertragungsnetze ohne Betrachtung des Netzbetriebes kaum.**

Der Kurz- und/oder Langzeitspeichereinsatz, sofern er ohne Rücksicht auf den Netzzustand erfolgt, führt zu keiner signifikanten Netzbelastung oder Netzentlastung und hat somit ohne Betrachtung räumlich unterschiedlicher Ein- und Ausspeicherung keinen Einfluss auf den erforderlichen Übertragungsnetzausbau.

- **Keine Präferenz für last- oder erzeugungsnahe Speicherallokation.**

Auf Grund des situationsabhängigen Einflusses der Speicher auf das Übertragungsnetz, sofern der Speichereinsatz ohne Rücksicht auf den Netzzustand erfolgt und Ein- und Ausspeicherung räumlich zusammenliegen, kann keine Empfehlung für eine erzeugungsnahe oder verbrauchsnahe Speicherallokation abgeleitet werden.

## 5.4 Ausblick und Handlungsbedarf

Speicher werden langfristig ein wichtiger Bestandteil des Stromversorgungssystems sein. Die Analyse des Stromversorgungssystems unter den angegebenen Annahmen und Methoden hat aber auch gezeigt, dass der Speicherungsbedarf in der Energiewende erst ab Anteilen erneuerbarer Energien über 40% signifikant werden wird:

Die durch den EE-Ausbau hervorgerufenen Schwankungen können kurz- und mittelfristig auch weitgehend von einem flexiblen thermischen Kraftwerkspark und flexiblen Biomasseanlagen abgefangen werden. Der Einsatz von Speichern hat unter den getroffenen Annahmen einer am selben Ort stattfindenden Ein- und Ausspeicherung fast keine Auswirkung auf den erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes. Bei einem EE-Anteil von 40% dient der Speichereinsatz vor allem der Optimierung und Verstetigung fossiler Stromerzeugung und hat dadurch nur langfristig bei einem entsprechend emissionsärmeren Kraftwerkspark eine positive Auswirkung auf die Gesamtemissionen der Stromerzeugung. Aus diesen Gründen sollten heute der Stromnetzausbau und die Flexibilisierung des Kraftwerksparks sowie der Ausbau regelbarer EE-Anlagen (z.B. Biomasse) prioritär vorangetrieben werden.

Damit die notwendigen Speichertechnologien zukünftig wirtschaftlich und großtechnisch einsetzbar sind sowie rechtzeitig zur Verfügung stehen, sind technologie neutrale Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte zur Weiterentwicklung der Speichertechnologien dringend zu empfehlen. Der kurz- und mittelfristig noch nicht immanente Speicherungsbedarf gewährt Zeit für diese Arbeiten, die es zu nutzen gilt, um als Ziel zukünftig den kommenden Speicherungsbedarf mit möglichst innovativer und effizienter Speichertechnik bedienen zu können.

Gleichzeitig ist es naheliegend, sich jetzt Gedanken zu machen, wie der rechtzeitige Speicheraufbau Teil des energiepolitischen Masterplans zur Energiewende wird. Dazu ist zunächst die Erarbeitung eines soliden Markteinführungsplanes notwendig, der, sofern erforderlich, Markteinführungsanreize mit berücksichtigt. Klar ist aber, dass die Mehrzahl der diskutierten Technologien auch erst dann kostengünstig werden kann, wenn eine hohe Produktionsrate erreicht wird.

Eine Möglichkeit ist ein Evaluierungsprozess über der in den kommenden Jahren unterstützten Speicherprojekten seitens der Politik, der Forschung und der Industrie mit dem Ziel einer Ableitung der vielversprechendsten Technologien. Diese können durch entsprechende Markteinführungsprogramme forciert werden, die zu einer erforderlichen, in dieser Studie auch unterstellten Kostendegression führen. Jegliche Förderprogramme sind eng an den tatsächlichen Speicherungsbedarf in Abhängigkeit aller anderen Flexibilitätsoptionen zu koppeln, um Überförderungen und den Aufbau von nicht nachhaltigen Wirtschaftszweigen zu vermeiden.

Die vorliegende VDE-Studie hat sich auf den Speicherungsbedarf des Stromversorgungssystems zur Bilanzierung von volatiler Erzeugung und Verbrauch konzentriert. Viele weitere Fragen in Bezug auf das zukünftige Stromversorgungssystem bleiben offen, zu denen Speicher auch einen Beitrag leisten können bzw. von denen auch

Speicher betroffen sein werden und denen sich unter anderem auch der VDE in seinen zukünftigen Studien widmen wird:

- Die Wechselwirkungen zwischen Speichereinsatz und Netzen sind weiter zu beleuchten. Speicher können sowohl im Verteil- wie im Übertragungsnetz bei hierauf abgestimmter Betriebsweise (z.B. Redispatch) zum Engpassmanagement durch die Netzbetreiber so eingesetzt werden, dass sie einen Beitrag zur Netzsicherheit leisten und Netzausbau teilweise substituieren. Hierzu müssten Strom- und Gasversorgungssystem gemeinsam betrachtet werden, da hier das Speicherkonzept Power-to-Gas neue Freiheitsgrade eröffnet.
- Weiter gilt es, den optimalen Mix für die Flexibilitäten im Stromversorgungssystem zu finden, der aus verschiedenen Speichertechnologien, flexiblen Kraftwerken, Demand-Side-Management und flexiblen EE-Anlagen bestehen wird.
- Auch die Versorgungssicherheit ist weiter zu beleuchten. Der vorliegenden Studie liegt das Wetterjahr 2007 zu Grunde. Das Verhalten des Systems in Extremsituationen, z.B. extrem lange Flauten, erfordert weitere Untersuchungen, die gegebenenfalls zu weiteren Speicherungsbedarf, vor allem im Speichervolumen, führen könnten.
- Untersuchungsbedarf besteht auch in der Frage der zukünftigen Leistungs-Frequenz-Regelung, wenn die klassischen Mittel wie z.B. Großkraftwerke mit rotierenden Dampfturbinen im Grundlastbetrieb wegfallen. Hier können Kurz- und Langzeitspeicher ergänzend zu ihrer Bilanzierungsfunktion, aber auch für diese Fragestellung besonders geeignete sehr schnelle Speicher, wie z.B. Schwungradspeicher oder supraleitende Magnetspeicher, beitragen können.
- Zukünftig sollte die technisch-wirtschaftliche Optimierung nicht nur innerhalb des Stromsystems durchgeführt werden, vielmehr sind in weiteren Studien die Energiesysteme Gas, Wärme und Verkehr spartenübergreifend mit einzubeziehen.
- Der Austausch von Energie mit den europäischen Nachbarländern wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt. Dieser kann zu einer Verstärkung der Nutzung erneuerbarer Energien und zur Reduzierung der Kosten insbesondere auch im Hinblick auf das 100%-Szenario in Bezug auf Speicherkosten führen und ist daher in zukünftigen Studien mitzubetrachten.
- Das Strommarktdesign selbst ist im Laufe des EE-Ausbaus anzupassen, um die erforderlichen Flexibilitäten durch Speicher, aber auch durch flexible Verbraucher, Gaskraftwerke und flexible EE-Einspeisungen auch betriebswirtschaftlich rentabel bereitstellen zu können. Das zukünftige Strommarktdesign wird daher angemessene Vergütungen für Leistung bzw. Flexibilität vorsehen müssen.
- Neben dem Strommarktdesign muss auch die Netzregulierung, welche aus einer Welt gerichteter Lastflüsse aus Großkraftwerken im Übertragungsnetz über die Verteilnetze zum Verbraucher stammt, auf die Anforderungen eines Stromversorgungssystems mit veränderter Bedeutung von Speichern und dezentraler Erzeugung hin ausgerichtet werden. Dies umfasst nicht nur, aber

auch die Frage des Netzentgeltdesigns wie die Bereitstellung und Vergütung von Systemdienstleistungen

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] Beyer 2004: Beyer, H.G.; Heilscher, G. & Bofinger, S.: *A robust model for the MPP performance of different types of PV modules applied for the performance check of grid connected systems*. Eurosun Conference (2004), Freiburg
- [2] BMU 2010: Nitsch, J.; et al., *Leitstudie 2010*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.
- [3] BMU 2011: Nitsch (DLR), Sterner (IWES), Wenzel (IfnE) et al (2011): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. FKZ 03MAP146. Berlin, Stuttgart, Kassel. [http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/doc/48514.php](http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php)
- [4] Bund 2010: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, BMWi und BMU, Berlin, 28. September 2010
- [5] Bundesnetzagentur 2011: *Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsbetreiber*, 2011
- [6] Dany, G.: *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71 Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- [7] ENTSO-E: *Consumption Data*, Online: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu), 2012
- [8] Fürsch, M.; et al.: *Roadmap 2050 - a closer look*, EWI; energynautics, Eds. Köln, 2011.
- [9] IWES, 2011: *Modell "Virtuelles Stromversorgungssystem"*. Fraunhofer IWES, Kassel.
- [10] MID 2010: *Mobilität in Deutschland 2008 - Endbericht - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends*. Infas, DLR, Bonn, Stuttgart.
- [11] Mirbach, T.: *Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Markt für elektrische Energie*, 1. Auflage. Klinkenberg Verlag, 2009, (Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128). – Dissertation, RWTH Aachen, 2009.
- [12] Roggenbau, M.: *Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreserverhaltung in elektrischen Verbundsystemen* Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57 Klinkenberg Verlag, Aachen, 1999
- [13] Schmid, J.: *Determination of energy output losses due to shading of building-integrated photovoltaic arrays using a raytracing technique*, Solar Energy 1996.
- [14] SODA 2009: *Solar radiation Data* (2009): Einstrahlungsdaten. Paris, <http://www.soda-is.com>

[15] Sterner, M. (2009): *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems*. Kassel University, Dissertation.

<http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>

[16] VDE 2008: *Effizienz- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland*, VDE-Studie, 2008

[17] VDE 2009: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*, VDE-Studie, 2009

[18] VDE 2011: *Stromübertragung für den Klimaschutz – Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen*, VDE-Studie, 2011

[19] VDE 2012-1: *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020*, VDE-Studie, 2012

[20] VDE 2012-2: *Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*, VDE-Studie, 2012

**VDE**

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0  
E-Mail [service@vde.com](mailto:service@vde.com)  
<http://www.vde.com>

