



# TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

## **Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung**

Philipp Kuhn

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

### **Doktors-Ingenieurs**

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß, Universität Stuttgart
3. Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Die Dissertation wurde am 13.12.2011 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 29.10.2012 angenommen.



## Inhalt

1	Einführung .....	7
1.1	Energiewirtschaftliches Umfeld der Stromerzeugung .....	7
1.2	Ziel der Arbeit.....	9
1.3	Struktur der vorliegenden Arbeit .....	10
2	Problembeschreibung .....	11
2.1	Eigenschaften des Stromversorgungssystems .....	11
2.2	Rolle der Speicher im Stromversorgungssystem .....	15
3	Entwicklung eines Modellkonzepts .....	19
3.1	Speicher in einem Optimierungsmodell der Stromerzeugung.....	19
3.2	Bisherige Lösungsansätze zu Kraftwerks- bzw. Speicherausbauroptimierung	19
3.3	Struktur der Optimierungsaufgabe.....	23
3.4	Vorüberlegungen zur Umsetzung eines Optimierungsmodells .....	27
3.5	Festlegung der Eingangs- und Ausgangsgrößen .....	31
4	Modellbeschreibungen .....	34
4.1	Iteratives Modellkonzept IMAKUS .....	34
4.2	Eingangsdaten der Teilmodelle .....	38
4.2.1	Daten der Kraftwerke .....	38
4.2.2	Bestimmung der spezifischen arbeitsabhängigen Kosten .....	39
4.2.3	Anpassung der Nettoleistung der Kraftwerksblöcke.....	40
4.2.4	Ansatz für die Synthese der Netzlast .....	42
4.2.5	Ansatz für die Einspeisung aus Windenergieanlagen .....	43
4.2.6	Ansatz für die Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen .....	45
4.2.7	Ansatz für die sonstige Einspeisung aus EEG-geförderter Erzeugung ....	47
4.2.8	Ermittlung der residualen Netzlast .....	49
4.2.9	Daten der Speicher .....	51
4.2.10	Instrumente zur Integration des CO <sub>2</sub> -Emissionshandels.....	52
4.3	MOWIKA – Teilmodell für den Kraftwerksausbau .....	55
4.3.1	Grundlagen der linearen Programmierung .....	55
4.3.1.1	Einführung .....	55
4.3.1.2	Formulierung im Rahmen dieser Arbeit .....	56
4.3.2	Theorie der Ausbau- und Einsatzplanung von Kraftwerken.....	58
4.3.3	Teilmodell MOWIKA – Modellierungsansatz .....	61
4.3.4	Diskretisierung der geordneten Jahresdauerlinie.....	64
4.3.5	Teilmodell MOWIKA – Formulierung des linearen Programms .....	69
4.3.6	Systemgröße des Modells MOWIKA.....	84
4.4	MESTAS – Teilmodell für Ausbau- und Einsatzplanung von Speichern.....	85

4.4.1	MESTAS – Modellierungsansatz .....	85
4.4.2	MESTAS – Formulierung des linearen Programms .....	85
4.4.3	Systemgröße des Modells MESTAS .....	101
4.5	MOGLIE – Teilmodell zur Bestimmung der gesicherten Leistung .....	102
4.5.1	Zuverlässigkeit eines Erzeugungskollektivs .....	102
4.5.2	Gesicherte Leistung eines Erzeugungskollektivs .....	102
4.5.3	Kriterien zur Auslegung des Kraftwerksparks .....	103
4.5.4	Bestimmung der gesicherten Leistung des Erzeugungssystems.....	104
4.5.4.1	Behandlung der thermischen Kraftwerke .....	105
4.5.4.2	Behandlung von KWK-Anlagen, Erzeugung aus Biomasse und Geothermie .....	108
4.5.4.3	Behandlung von Windenergie, Wasserkraft und Speichern .....	109
4.5.4.4	Behandlung des Gesamtsystems .....	114
4.6	Ergebnisstruktur des iterativen Ansatzes in IMAKUS.....	116
5	Technologien zur großtechnischen Speicherung .....	124
5.1	Pumpspeicherwerke (PSW).....	124
5.2	Diabate Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) .....	125
5.3	Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES) .....	125
5.4	Wasserstoffspeichersysteme .....	126
5.4.1	Elektrolyseverfahren zur Erzeugung von Wasserstoff .....	126
5.4.2	Speichermöglichkeiten .....	128
5.4.3	Rückverstromung des Wasserstoffs .....	128
5.4.4	Gesamtsystem Wasserstoffspeicherung.....	129
6	Definition der Rahmendaten für die Beispielrechnungen .....	130
6.1	Bestehender Park an Kraftwerken und Speichern .....	130
6.2	Behandlung der Kernenergie.....	130
6.3	Entwicklungsperspektiven in der Kraftwerkstechnik .....	131
6.3.1	Gasturbinen.....	131
6.3.2	Gas-und-Dampfkraftwerk (GuD) .....	132
6.3.3	Kohlekraftwerke .....	132
6.3.4	Ölkraftwerke .....	132
6.3.5	Kernenergie .....	132
6.3.6	CCS-Technologien .....	132
6.4	Technische Rahmendaten für Neubauoptionen .....	133
6.5	Prognose der Rahmenbedingungen im Umfeld der Stromerzeugung.....	137
6.5.1	Brennstoffpreise .....	137
6.5.2	Prognose der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise und Entsorgungskosten .....	138
6.5.3	Prognose der Stromnachfrage .....	139
6.5.4	Prognose der gesetzten Einspeisung .....	139

---

6.6	Sonstige Rahmenbedingungen für die Beispielrechnungen .....	143
6.6.1	Begrenzung des jährlichen Zubaus an Kraftwerken und Speichern .....	143
6.6.2	Verstromung aus Braunkohle.....	144
6.6.3	Versorgungszuverlässigkeit .....	145
7	Beispielrechnung – Szenario STANDARD .....	146
7.1	Einführung .....	146
7.2	Annahmen im Szenario STANDARD .....	146
7.3	Zubau an Kraftwerken.....	147
7.4	Entwicklung der installierten Leistung thermischer Kraftwerke.....	148
7.5	Entwicklung der Stromerzeugung .....	149
7.6	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	150
7.7	Ausbau der Speichertechnologien .....	151
7.7.1	Installierte Ladeleistung .....	151
7.7.2	Installierte Entladeleistung .....	152
7.7.3	Installierte Speicherkapazität .....	153
7.8	Nicht integrierbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK.....	156
7.9	Entwicklung der Kosten für die Strombereitstellung .....	157
7.10	Einfluss der Behandlung der Zuverlässigkeit von Speichern .....	159
8	Parametervariationen .....	162
8.1	Variation der Investitionsbedingungen für Speicher.....	163
8.1.1	Ausbau der Speicher im Jahr 2050.....	163
8.1.2	Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung .....	166
8.1.3	Zwischenfazit .....	167
8.2	Variationen im Kraftwerksausbau und Kernenergieausstieg .....	168
8.2.1	Entwicklung der installierten Leistung.....	168
8.2.2	Entwicklung der Stromerzeugung.....	169
8.2.3	Vergleich des Speicherausbaus.....	170
8.2.4	Zwischenfazit .....	173
8.3	Variation der notwendigen thermischen Leistung für die Systemstabilität....	174
8.3.1	Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung .....	174
8.3.2	Vergleich des Speicherausbaus.....	175
8.3.3	Zwischenfazit .....	178
8.4	Exportmöglichkeit des Erzeugungsüberschusses .....	179
8.4.1	Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung .....	180
8.4.2	Vergleich des Speicherausbaus.....	181
8.4.3	Zwischenfazit .....	183
8.5	Vergleich technologischer Beschränkungen beim Speicherausbau .....	184
8.5.1	Vergleich des Speicherausbaus.....	184

---

8.5.2	Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung .....	186
8.5.3	Vergleich des mittleren Nutzungsgrades der Speicherung .....	187
8.5.4	Zwischenfazit .....	188
8.6	Gesamtvergleich der wesentlichen Größen aller Parametervariationen .....	189
8.6.1	Ausbau der Speichertechnologien .....	189
8.6.2	Integration erneuerbarer Energien durch Speicherausbau.....	191
8.6.2.1	Nicht integrierbare gesetzte Einspeisung .....	191
8.6.2.2	Nutzbarer Anteil an integrierter gesetzter Einspeisung.....	191
8.6.3	Emissionen thermischer Kraftwerke im Jahr 2050 .....	193
8.6.4	Gesamtkostenvergleich der Parametervariationen .....	194
8.7	Unsicherheiten der Untersuchungen .....	195
8.8	Fazit der Untersuchungen .....	201
9	Zusammenfassung und Ausblick .....	202
10	Anhang - Modulmatrizen .....	206
11	Literatur- und Quellenverzeichnis .....	225
12	Bildverzeichnis.....	237
13	Tabellenverzeichnis .....	241

# 1 Einführung

## 1.1 Energiewirtschaftliches Umfeld der Stromerzeugung

Ein wesentliches Rückgrat einer erfolgreichen Volkswirtschaft ist eine zuverlässige Energieversorgung zu vertretbaren Kosten. Zusätzlich zu diesen beiden Forderungen bestimmt der Nachhaltigkeitsgedanke mehr und mehr das politische Handeln. Der Elektrizität kommt in diesem Zusammenhang aufgrund ihrer vielseitigen Anwendbarkeit und großen Durchdringung aller Bereiche eine wesentliche Bedeutung zu. Der Endenergieträger Strom kann in die Nutzenergieformen Licht, Wärme und mechanische Energie effizient umgewandelt werden. Die Informations- und Kommunikationstechnologien sind ausschließlich strombasiert. Aufgrund dieser vorteilhaften Eigenschaften wird Strom in den Sektoren „Industrie“, „Gewerbe Handel Dienstleistungen“, „Verkehr“ und „Private Haushalte“ in vielfältiger Weise eingesetzt.

Die für die Entwicklungen in der Stromwirtschaft wesentlichen Rahmenbedingungen haben sich in den letzten Jahrzehnten stark verändert. Das Thema Energie ist eines der entscheidenden Themen in der politischen und gesellschaftlichen Diskussion. Unterschiedliche Entwicklungen und Ereignisse haben den Fokus auf dieses Infrastrukturfeld gelenkt.

Der weltweite Energieverbrauch nimmt immer noch stark zu. Zum einen ist dafür die steigende Weltbevölkerung verantwortlich, zum anderen aber auch das starke Wirtschaftswachstum und der damit einhergehende steigende Energieverbrauch in ehemaligen Schwellenländern. Der höhere Bedarf bei nur begrenzt vergrößerten Förderkapazitäten führt unweigerlich zu steigenden Preisen für fossile Energieträger. Der Kostenfaktor Energie hat folglich sowohl im gewerblichen wie auch im privaten Bereich in den letzten Jahren überproportional zugenommen und ist ein Faktor für steigende Inflationsraten [65]. In allen gesellschaftlichen Bereichen lässt sich daraus ein gewisser Handlungsdruck in Richtung effizienterer Nutzung der begrenzten Ressourcen und der Forderung nach Alternativen ableiten.

Zusätzlich zur Ressourcenproblematik der fossilen Energieträger stellen die mit der Nutzung verbundenen Emissionen an klimarelevanten Gasen wie CO<sub>2</sub> eine wesentliche Ursache der politischen Zielsetzung dar. Die mittlerweile nahezu einhellig akzeptierte Erkenntnis [41] über eine vom Menschen verursachte Erderwärmung und der damit verbundene Klimawandel fordern internationale Anstrengungen zur Begrenzung des CO<sub>2</sub>-Ausstosses. In praktisch allen nationalen wie internationalen Strategiepapieren wird eine erhebliche Reduktion der Emissionen an Treibhausgasen in den nächsten Jahrzehnten formuliert [17] [28] [67] [68].

Sowohl die Ressourcenproblematik als auch die Debatte um den Klimawandel fordern den verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE). Für die Erhöhung deren Anteils in der Stromerzeugung wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [27] initiiert, wodurch den Investoren eine feste Einspeisevergütung für den erzeugten Strom und eine Abnahmegarantie durch den Netzbetreiber zugesichert wird. Mit Hilfe dieses Instrumentes ist es gelungen, den Anteil der EE am Gesamtstromverbrauch von etwa 6 % im Jahr 2000 auf ca. 17 % im Jahr 2010 zu steigern [14].

Neben der Nutzung nachhaltiger Energiequellen ist auch die effizientere Nutzung ein wesentlicher Baustein zur Ressourcenschonung. In diese Richtung zielt das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) [33], welches für den in KWK-Anlagen erzeugten Strom ebenfalls eine Einspeisevergütung und eine vorrangige Abnahme garantiert.

Eine weitere einschneidende Veränderung ist die im Jahr 1998 durchgeführte Liberalisierung des Strommarktes. Die ehemals durch Gebietsmonopole bestehende Struktur der Stromwirtschaft ist nun großteils von aktiennotierten, marktwirtschaftlich operierenden Unternehmen abgelöst worden. Die Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur ist deshalb einerseits durch betriebswirtschaftliche Entscheidungen in einem mit Risiken behafteten Umfeld und andererseits durch die sich am Kapitalmarkt orientierenden Renditeerwartungen geprägt.

Ein zusätzlich wichtiger Punkt ist der Umgang mit der Kernenergie in Deutschland. Bereits im Jahr 2000 hat die Bundesregierung mit den Betreibern im sog. Atomkonsens [9] die Laufzeit der Kernenergie begrenzt. Im Energiekonzept der Bundesregierung [17] vom September 2010 wurde eine Verlängerung der Laufzeiten um 8 Jahre für ältere Anlagen (Inbetriebnahme vor 1980) und 14 Jahre für jüngere Anlagen beschlossen. Die jüngsten Ereignisse in Fukushima (Japan) brachten jedoch das Thema Atomausstieg erneut auf die Agenda. Nach derzeitigem Stand (Mai 2011) zeichnet sich ein parteiübergreifender Konsens ab, welcher die sofortige Abschaltung der acht ältesten Anlagen und die sukzessive Stilllegung der neueren Anlagen bis zum Jahr 2022 vorsieht [32] [24]. Aus diesen Entwicklungen heraus bleiben die Fragen, wie und vor allem wie schnell die Kapazitäten ersetzt werden können, derzeit noch offen.

In Kurzform lässt sich der Rahmen für die Stromwirtschaft wie folgt darstellen:

Situation für die Stromproduzenten und Netzbetreiber:

- Unsichere Preisentwicklung bei fossilen Brennstoffen
- Höheres Investitionsrisiko durch Teilnahme am Wettbewerbsmarkt
- Kurzfristige und höhere Renditeerwartung der Aktionäre
- Forderung nach Reduktion der Treibhausgasemissionen



- Steigender Aufwand bei der Integration der vorrangig aufzunehmenden Erzeugung aus EEG- und KWK-Gesetz
- Unklare Ersatzlösung für die Kernenergie

Forderung der Kunden in Wirtschaft und Gesellschaft:

- Hohe Versorgungszuverlässigkeit
- Sichere Kraftwerkstechnologien
- Umweltfreundliche Erzeugung
- Kostengünstige Strompreise

Ein zukunftsfähiges Stromsystem für Deutschland muss möglichst die Interessen von Wirtschaft und Gesellschaft im Blick behalten und dennoch marktwirtschaftlichen Kriterien gerecht werden. Zum Teil stehen sich die genannten Forderungen jedoch diametral entgegen. Der Ausbau der EE stellt in diesem Zusammenhang die Zukunftsstrategie dar, für die innerhalb der Bevölkerung der größte Konsens [1] auszumachen ist. Grundsätzlich können mit Hilfe dieser Technologien Schritte in Richtung Nachhaltigkeit, Unabhängigkeit und Klimaschutz erzielt werden. Allerdings sind auf diesem Weg noch viele kostenseitige und technische Schwierigkeiten zu lösen.

Die größten Hoffnungsträger in Deutschland sind dabei Windenergie und Photovoltaik. Beide zeichnen sich durch eine stark fluktuierende Stromerzeugung aus, welche in erster Linie von den Wetterbedingungen und der Tageszeit abhängen. Um dennoch einen großen Anteil unserer Stromversorgung auf Basis dieser Energiequellen zu erreichen, sind tiefgreifende Maßnahmen zu deren Integration notwendig. Vor allem der Speicherung werden in diesem Bereich große Potentiale zugeschrieben.

## 1.2 Ziel der Arbeit

Das Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Werkzeugs für die Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials für Energiespeicher im Stromsystem der Zukunft. Für die Lösung dieser Aufgabenstellung wird ein iterativer Modellansatz konzipiert und beschrieben. Dabei wird die Wechselwirkung von Kraftwerken und Speichern integriert abgebildet und optimiert. Die Modellierung erfolgt kraftwerks- und speicherscharf, um dadurch robuste Aussagen und Wirkzusammenhänge zu erhalten. Mögliche neue Technologien werden sowohl im Kraftwerks- als auch im Speicherbereich betrachtet.

Mit Hilfe unterschiedlicher Varianten wird exemplarisch der Einfluss verschiedener Rahmenparameter des technischen, politischen und energiewirtschaftlichen Umfelds auf das wirtschaftliche Ausbaupotential von Speichern in Deutschland ermittelt. An-

hand der Analyse der Ergebnisse sollen grundsätzliche Aussagen zur Integration größerer Mengen an EE mit Hilfe von Speichern abgeleitet werden.

### **1.3 Struktur der vorliegenden Arbeit**

In dieser Arbeit wird zunächst in Kapitel 2 die grundsätzliche Problemstellung der Aufgabe beschrieben und bewertet. Die Rolle der Speicher als Systembaustein wird detailliert erklärt. Anschließend wird in Kapitel 3 das Lösungskonzept entwickelt und vorgestellt. Die zugrunde liegenden gedanklichen Schritte und notwendigen Vorüberlegungen werden ausführlich dargestellt und ein geeignetes Optimierungsverfahren ausgewählt. In Kapitel 4 wird das Modellkonzept detailliert beschrieben und erläutert. Dabei werden die Teilmodelle für Kraftwerksausbau, Speicherausbau und Ermittlung der Versorgungszuverlässigkeit gesondert berücksichtigt und das Zusammenspiel untereinander erklärt. In Kapitel 5 werden die voraussichtlich in den nächsten Jahrzehnten zur Verfügung stehenden großtechnischen Speichertechnologien technisch und wirtschaftlich beschrieben.

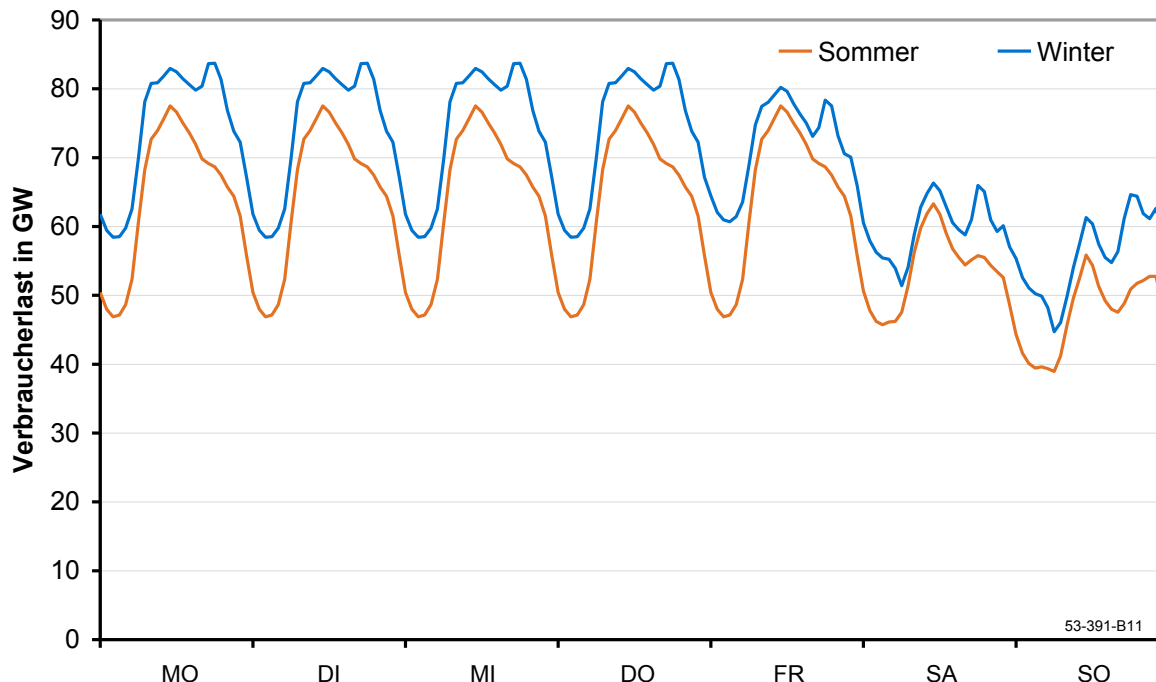
Die Definition der Szenarien mit den zugrunde liegenden Daten und Annahmen erfolgt in Kapitel 6. Anhand der Ergebnisse eines Beispielszenarios werden in Kapitel 7 die wesentlichen Funktionen und Möglichkeiten des Optimierungsmodells dargestellt, erläutert und interpretiert. In Kapitel 8 werden einzelne charakteristische Rahmenannahmen des Beispielszenarios variiert und daraus wesentliche Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien im Elektrizitätssystem abgeleitet. Abschließend erfolgt in Kapitel 9 die Zusammenfassung der Arbeit mit den wesentlichen Kernaussagen.

## 2 Problembeschreibung

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Ziel verfolgt, ein Optimierungsmodell zu entwickeln, mit dessen Hilfe ein volkswirtschaftlich sinnvoller Ausbau an Speichertechnologien im Bereich der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 ermittelt werden kann. Für die Auswahl einer geeigneten Methode werden zunächst die wesentlichen Zusammenhänge und Eigenschaften eines Stromerzeugungssystems dargestellt und erklärt. Nachfolgend wird speziell auf die Rolle der Speicher im System eingegangen. Anhand der Problemstruktur wird anschließend ein sinnvoller Optimierungsansatz ermittelt.

### 2.1 Eigenschaften des Stromversorgungssystems

Das Produkt Strom wird bisher in Industrieländern wie Deutschland überwiegend in Großkraftwerken und zunehmend auch in dezentralen kleineren Erzeugungseinheiten produziert und über ein Verbundnetz an die Verbraucher verteilt. Das Netz hat keine Speicherwirkung, was beispielsweise im Gasnetz der Fall ist. Folglich muss der Strom praktisch immer zum Zeitpunkt des Verbrauchs erzeugt werden. Aufgrund dieser Eigenschaft hat sich ein auf das Verbraucherverhalten abgestimmtes Erzeugungssystem entwickelt.



**Bild 2.1** Typische Lastverläufe für Beispielwochen in Deutschland

In **Bild 2.1** sind typische Lastverläufe einer Beispielwoche für Sommer und Winter in Deutschland abgebildet. Die Grundlast ist dabei jene Last, die zu jedem Zeitpunkt mindestens zu decken ist. Die Mittellast liegt nur tagsüber an und Spitzenlast muss nur

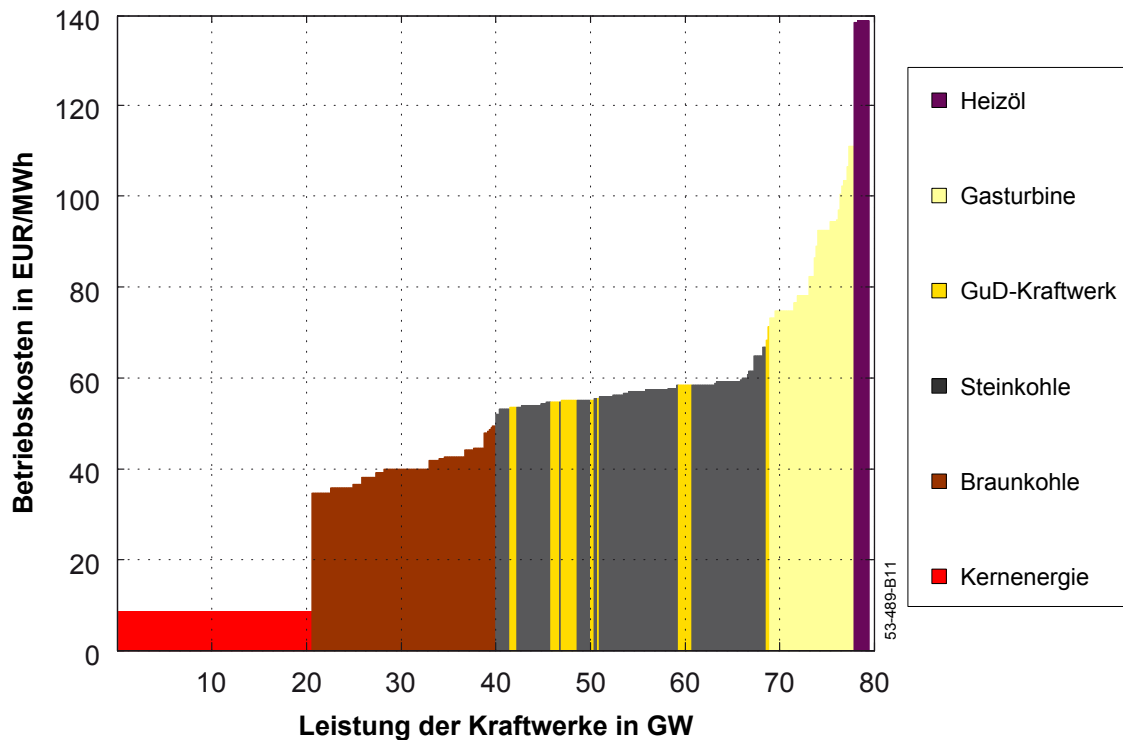
während der Mittags- bzw. Abendstunden gedeckt werden. An Wochenenden ist die Last vor allem tagsüber deutlich geringer. Diese typische Charakteristik orientiert sich an den Lebensgewohnheiten, dem Tag-/Nachtrhythmus und den Jahreszeiten. Den Lastbereichen werden Kraftwerksklassen zugeordnet, die sich in der Anzahl ihrer Vollbenutzungsstunden bzw. Ausnutzungsdauer unterscheiden. Grundlastkraftwerke laufen dabei praktisch rund um die Uhr, Mittellastkraftwerke tagsüber und Spitzenlastkraftwerke nur wenige Stunden oder Minuten.

Als Konsequenz lassen sich notwendige technische und wirtschaftliche Eigenschaften an die Kraftwerke im jeweiligen Einsatzbereich ableiten. In technischer Hinsicht unterscheiden sich die Kraftwerksklassen hauptsächlich in der möglichen Anfahrtszeit und der realisierbaren Laständerungsgeschwindigkeit. Die Wirtschaftlichkeit wird von den Fixkosten und den variablen Kosten des jeweiligen Kraftwerks bestimmt. Erstere setzen sich größtenteils aus den Investitionskosten und Kosten für Rückbau, Personal und Versicherungen zusammen. Die variablen Kosten werden von den Brennstoffkosten und den Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate dominiert und beinhalten zusätzlich noch Kosten für Betriebsstoffe und Wartung. Diese Posten hängen ausschließlich von der erzeugten Strommenge und somit von den jährlichen Vollbenutzungsstunden des Kraftwerks ab. Je nach Kraftwerksklasse dominieren folglich die Fixkosten oder die variablen Betriebskosten die Gesamtkosten, wodurch für die einzelnen Bereiche unterschiedliche Kraftwerkstechnologien geeignet sein können.

Da es sich bei Kraftwerken um langlebige Investitionsgüter handelt, ist eine Abschätzung der zu erwartenden Ausnutzungsdauer über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten für eine sinnvolle Ausbauplanung notwendig. Die Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich und somit die Struktur des Kraftwerksparks hängen demzufolge in hohem Maße von den prognostizierten Entwicklungen der Lastcharakteristik und möglicher Konkurrenztechnologien ab.

Für die Planung des kurzfristigen Einsatzes der Kraftwerke spielen die Investitionskosten keine Rolle, da die Fixkostenstruktur von bereits getroffenen Entscheidungen nicht mehr verändert werden kann. Der Einsatz wird nur von den variablen Kosten bestimmt, welche die Reihenfolge der Kraftwerke in der sog. Merit-Order festlegen.

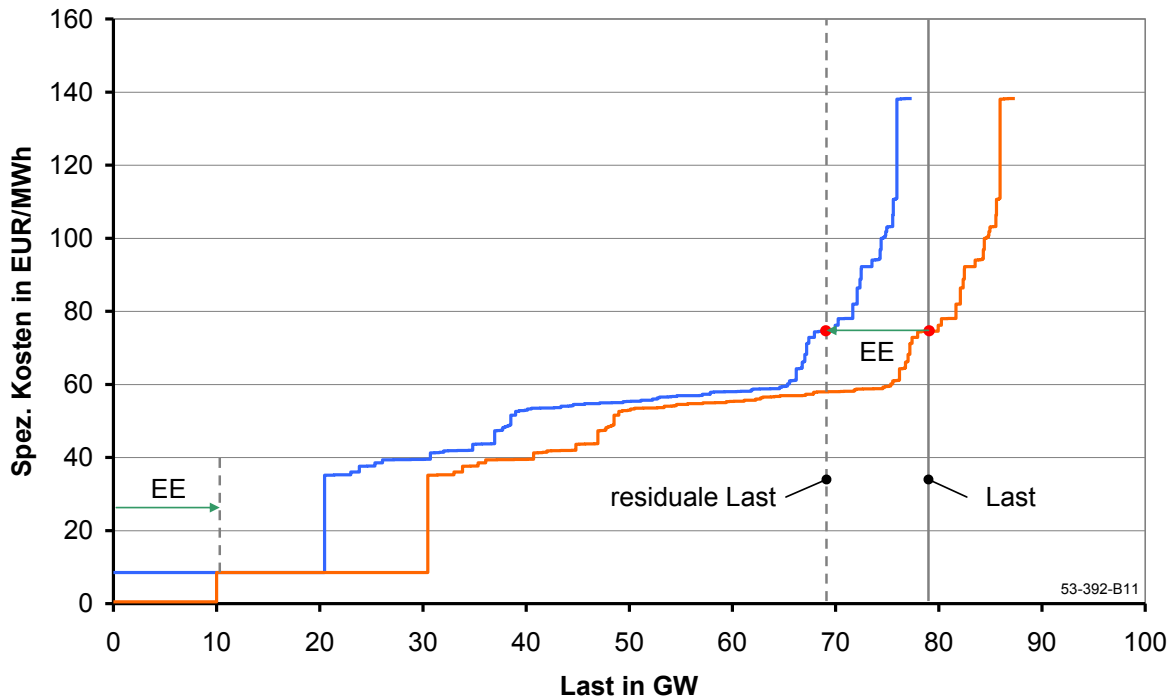
In **Bild 2.2** ist schematisch eine Merit-Order für den deutschen Kraftwerkspark dargestellt. Die einzelnen Farben entsprechen dabei den unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien.



**Bild 2.2 Schematisches Bild einer Merit-Order für den Kraftwerkspark in Deutschland**

Die bisher genannten Punkte beschreiben die Zusammenhänge in einem Stromerzeugungssystem, welches hauptsächlich von thermischen Kraftwerken dominiert wird. Die Einführung des EEG führte in den letzten Jahren zu einem massiven Ausbau an regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Ihre Produktion ist insbesondere bei Wind- und PV-Anlagen fluktuierend und von den Wetterbedingungen abhängig. Die gesetzliche Regelung garantiert eine vorrangige Einspeisung ins Stromnetz, wodurch die frei disponierbaren thermischen Anlagen lediglich die noch verbleibende Lastanforderung – die sogenannte residuale Last – decken müssen.

Für die Berücksichtigung der EEG-Erzeugung bieten sich zwei gedankliche Ansätze an. Zum einen könnte sie als Kraftwerk betrachtet werden, welches zu einem Zeitpunkt je nach Angebot eine bestimmte Leistung liefert und nahezu keine variablen Betriebskosten besitzt. In der Merit-Order würde dieses Kraftwerk dann an erster Stelle geführt werden und zu jedem Zeitpunkt die thermischen Kraftwerke um einen bestimmten Betrag nach rechts verschieben. Jedem Zeitpunkt wäre somit eine eigene Merit-Order zugeordnet (**Bild 2.3** – orange Linie). Diese Betrachtung würde auch ohne Einspeisegesetz gelten, da die EE aufgrund ihrer geringen variablen Kosten jede konventionelle Erzeugung preislich unterbieten könnten. Ein anderer Ansatz ist die Berücksichtigung der regenerativen Erzeuger in der Last, welche durch Abziehen der zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung zur residualen Last reduziert wird (Bild 2.3 – blaue Linie). Die Merit-Order bleibt in diesem Fall für alle Zeitpunkte gleich.



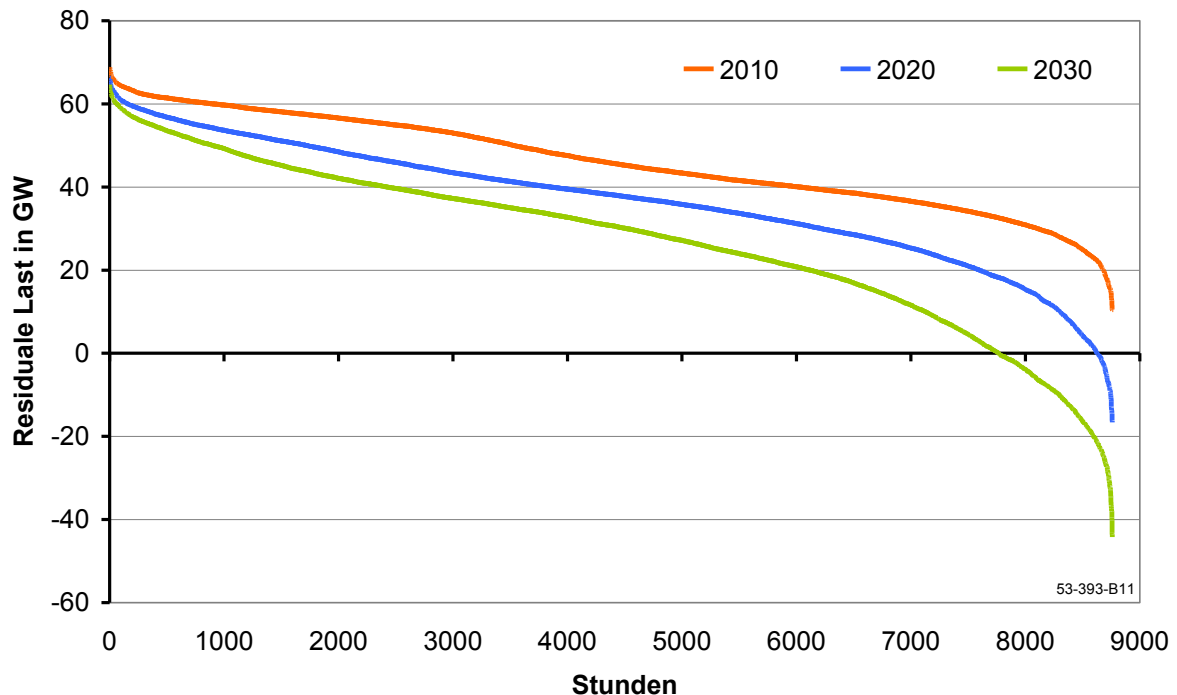
**Bild 2.3 Interpretation der erneuerbaren Erzeugung im Merit-Order-Modell**

Nicht nur die regenerative Erzeugung sondern auch die Erzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) muss vorrangig in das Stromnetz integriert werden. Bei diesen Anlagen ist die Stromproduktion in erster Näherung ein Nebenprodukt der Wärmeerzeugung und orientiert sich folglich am Wärmebedarf. Die Berücksichtigung innerhalb der Merit-Order bzw. Last kann analog erfolgen.

Die politische Diskussion im Bereich Klimaschutz und der Wunsch nach einem effizienteren Einsatz fossiler Brennstoffe fordert bzw. fördert den verstärkten Ausbau von regenerativen Anlagen zur Stromerzeugung und die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme (KWK). Das bisher hauptsächlich nachfrageorientierte Erzeugungssystem wird dadurch mehr und mehr in ein angebotsorientiertes System übergehen.

Die residuale Last, die von den konventionellen thermischen Kraftwerken gedeckt werden muss, wird sukzessive geringer werden. Die notwendige installierte Kraftwerkskapazität bleibt jedoch aufgrund der vergleichsweise geringen Reduzierung der zu erbringenden Maximallast weitestgehend unbeeinflusst.

Dieser Zusammenhang führt zu einer deutlichen Verringerung der Ausnutzungsdauer in weiten Bereichen des Kraftwerksparks, was in **Bild 2.4** für einen unterstellten fortschreitenden Ausbau an EE exemplarisch dargestellt wird.



**Bild 2.4** Entwicklung der geordneten Jahresdauerlinie der residualen Last bei einem wachsenden Ausbau von erneuerbaren Energien

Grundsätzlich ist eine Last, die eine höhere mittlere Ausnutzungsdauer der Kraftwerke zulässt, spezifisch günstiger zu decken als dies bei einem niedrigeren Wert der Fall wäre. Die Bereitstellung des nicht regenerativ erzeugten Stroms wird somit bei steigendem Ausbau an EE spezifisch teurer. Die Speicherung kann dieser Entwicklung zumindest in Teilen entgegenwirken, wie im folgenden Abschnitt anhand der entsprechenden Systemeigenschaften erläutert wird.

## 2.2 Rolle der Speicher im Stromversorgungssystem

Anlagen zur großtechnischen Speicherung von Strom werden bereits seit einem Jahrhundert in Form von Pumpspeicherwerken (PSW) eingesetzt. Allerdings sind diese sowohl in ihrer installierten Leistung und noch mehr in ihrer verfügbaren Speicherkapazität begrenzt. Die im vorigen Abschnitt geschilderten zu erwartenden Entwicklungen lassen den verstärkten Ausbau an Speichern sinnvoll erscheinen.

Abstrakt betrachtet ist ein Speicher ein Flexibilisierungselement im Stromsystem. Mit ihm ist es möglich, die Erzeugung und den Verbrauch von Strom in sinnvoller Weise zeitlich zu entkoppeln. Prinzipiell ist damit ein flexiblerer Betrieb des Erzeugungssystems möglich, was in bestimmten Fällen zu einer Kostenreduzierung führen kann. Bei realen Systemen ist die Speicherung allerdings nicht verlustlos, d. h. ein gewisser Mehraufwand muss in Kauf genommen werden. Wiegt die Kostenreduzierung innerhalb des Gesamtsystems den Mehraufwand für die Speicherung auf, ist ein Einsatz des

Speichers sinnvoll. Dabei wird der wirtschaftliche Einsatz des Speichers nur durch die Restriktionen an Leistung und Kapazität bestimmt. Im Rahmen des Einsatzes müssen darüber hinaus zusätzlich Beträge für die Deckung der Investitionskosten des Speichers erwirtschaftet werden (Deckungsbeitrag). Insgesamt ist die Speicherung erst dann wirtschaftlich, wenn der durch den Speichereinsatz erwirtschaftete Kostenvorteil in der Höhe die Kosten für die Speicherinvestition übersteigt.

Innerhalb des Stromsystems kann ein Speicher auf fünf Feldern die Kosten reduzieren und somit seine Investitionskosten refinanzieren. Diese können wiederum in zwei Gruppen unterteilt werden:

- Kostenreduktion durch Speichereinsatz
- Kostenreduktion durch Bereitstellung installierter Leistung

Mit Hilfe des Speichereinsatzes können durch die Flexibilisierung des Systems Kostenreduktionspotentiale in zwei Bereichen erschlossen werden:

#### *Lastglättung (Peak-Shaving)*

Die Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke unterscheiden sich erheblich in den Betriebskosten. Die Produktion einer Einheit elektrischer Energie ist in einem Spitzenlastkraftwerk mit Erdgas beispielsweise wesentlich teurer als in einem Braunkohle- oder Kernkraftwerk. Bei der Lastglättung wird nun versucht, zu Zeiten mit geringer Last die freien Kapazitäten der Kraftwerke mit niedrigen variablen Betriebskosten durch Laden eines Speichers zu nutzen. Bei hoher Last können dann Spitzenlastkraftwerke durch das Entladen der Speicher substituiert werden. Lastglättung ist sinnvoll, so lange die Betriebskosten für den Ladestrom niedriger sind als die Kosten des ersetzten Stroms multipliziert mit dem Nutzungsgrad des Speichers.

$$\frac{k_{\text{betr.,Laden}}}{k_{\text{betr.,SUB}}} < \eta_{\text{Speicher}} \quad (2.1)$$

#### *Integration überschüssiger gesetzter Einspeisung*

Prinzipiell ist diese Möglichkeit eine Unterart der Lastglättung. Speziell treten jedoch in diesem Fall keine oder nur sehr geringe anrechenbare Ladekosten auf, wodurch die obige Bedingung unabhängig vom Speicherwirkungsgrad erfüllt ist. Die Speicher sind in der Lage, ein überschüssiges Angebot an EE bzw. KWK-Strom aufzunehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung zu stellen. Aufgrund des praktisch kostenlosen Ladestroms ist ein Speichereinsatz unabhängig von Nutzungsgrad und ersetzten Betriebskosten wirtschaftlich. Die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung mit dem gewünschten Ausbau an regenerativen Energien und der KWK wird dieses



Potential für Speicher weiter erhöhen, da dadurch die Anzahl der Zeitpunkte mit mehr Erzeugung als Verbrauch (negative Residuallast) zunehmen werden.

Zusätzlich zur Wirkung als Energiespeicher besitzen Speicher auch durch ihre installierte Leistung ein Kostensenkungspotential. Dies kann in drei Bereiche unterteilt werden:

#### *Speicher als gesicherte Leistung*

Die notwendige Kapazität des Kraftwerksparks wird durch die erwartete Jahreshöchstlast und das geforderte Zuverlässigkeitsniveau bestimmt. Kraftwerke sind nicht permanent verfügbar, da sie ungeplant ausfallen können und Zeiten für Revision und Wartung einzuplanen sind. Daher ist mit einer bestimmten stochastischen Wahrscheinlichkeit ein Teil der installierten Kraftwerkskapazität nicht einsetzbar. Um die Jahreshöchstlast zuverlässig decken zu können, muss demzufolge ein gewisser Überschuss an Kraftwerkskapazität installiert werden. Speicher sind jedoch ebenfalls in der Lage, zu Spitzenlastzeiten Strom zu erzeugen. Sie stehen zusätzlich zu den frei disponierbaren thermischen Einheiten zur Verfügung und verringern damit die Wahrscheinlichkeit eines Leistungsdefizits. Speicher reduzieren demnach den notwendigen Überschuss an Kraftwerkskapazität bei gleicher Versorgungszuverlässigkeit.

#### *Bereitstellung von Reserveleistung*

Im Stromerzeugungssystem muss für den stabilen Netzbetrieb ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch realisiert werden. Beide Faktoren sind jedoch nicht konstant und unterliegen unvorhergesehen Veränderungen. Auf der Verbrauchsseite kann die Last vom prognostizierten Wert abweichen, im Erzeugungsbereich können Kraftwerke ausfallen und die fluktuierende Einspeisung aus EE ist nicht genau vorherzusagen. Die Netzbetreiber müssen daher zum kurzfristigen Ausgleich Leistung bereitstellen. Diese wird am Regelleistungsmarkt für verschiedene Zeithorizonte (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) angeboten. Speicher sind aufgrund ihrer technischen Voraussetzungen gut zur Teilnahme an diesem Markt geeignet. Zum einen verfügen sie in der Regel über eine kurze Anfahrzeit, wodurch sie auch für kurzfristige Regelprodukte in Frage kommen. Zum anderen besitzen sie einen Lade- und Entladebereich, was das Anbieten von positiver und negativer Regelleistung in größeren Zeitbereichen ermöglicht.

#### *Vermeidung von Netzausbau*

Das Flexibilisierungspotential der Speicher kann nicht nur zu zeitlicher sondern auch zu örtlicher Entkopplung führen. Das geographische Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch wird mit Hilfe des Stromnetzes ausgeglichen. Die Lastzentren entsprechen dabei in der Regel den städtischen Ballungsräumen. Die Erzeugungsstandorte werden

möglichst lastnah realisiert, orientieren sich aber zusätzlich noch an den Anforderungen der Kühlung und der Brennstoffbeschaffung. Bisher ist deshalb die Entfernung von Erzeugung und Verbrauch noch relativ kurz, was sich jedoch durch den massiven Ausbau der Windenergie vor allem im Offshorebereich verändern wird. Diese Erzeugungsart orientiert sich hauptsächlich an günstigen Windstandorten, welche in der Regel weit von Lastzentren entfernt liegen. Für diese neue Anforderung muss das Transportnetz massiv ausgebaut werden. Gerade die Windenergie ist jedoch eine Erzeugung mit starker Fluktuation, was die Auslastung einer auf die Maximalleistung ausgelegten Leitung reduziert.

Mit Hilfe einer Speicheroption nahe am Ort der Erzeugung könnten die Leitungen kleiner dimensioniert und besser ausgelastet werden, was die Integration der fluktuierenden Einspeisung erleichtern und die Kosten für den Netzausbau senken würde.

Das wirtschaftliche Potential für die Speicherung als Flexibilisierungselement im Stromsystem kann nur sinnvoll bestimmt werden, wenn möglichst alle der genannten fünf Felder im Rahmen der Berechnung berücksichtigt werden. Die Vielzahl der unterschiedlichen Möglichkeiten zur Kostenreduktion mit Hilfe der Speicherung ist jedoch nur schwer im Rahmen eines geschlossenen Systems darstellbar. Im folgenden Kapitel wird ein Modellkonzept vorgestellt, welches als Zielsetzung die Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials der Speicherung verfolgt.

### **3 Entwicklung eines Modellkonzepts**

Im folgenden Kapitel wird das grundsätzliche Modellkonzept erarbeitet. Zunächst werden dabei einige bisherige Ansätze auf diesem Gebiet kurz dargestellt und kommentiert. Die einzelnen Gedankenschritte, die zur Konzeption des Modells führen, werden anschließend erläutert. Die Modellstruktur und deren konkrete Umsetzung wird im nachfolgenden Kapitel detailliert erklärt.

#### **3.1 Speicher in einem Optimierungsmodell der Stromerzeugung**

Die Wahl eines geeigneten Modells hängt zu allererst von der Zielvorgabe ab, welche Größen bestimmt oder optimiert werden sollen. Im Rahmen der Anforderung soll ein volkswirtschaftlich sinnvoller bzw. optimaler Zubau an Speichertechnologien in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem ermittelt werden. Eine Investitionsentscheidung ist dann sinnvoll, wenn dadurch die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zur Deckung eines Bedarfs minimal sind. Für Speicher bedeutet dies konkret, dass die im vorherigen Kapitel beschriebenen positiven Kosteneffekte die Investitionskosten für die Speichertechnologie übersteigen. In einem Modell mit der Zielgröße optimale Kosten müssen demzufolge die Ausgabeposten in Form der Investitionskosten sowie die Zusammenhänge, die zu einer Kostenreduktion durch Speicher führen, abgebildet werden.

Weitere entscheidende Punkte für die Auswahl des Modells sind der sinnvolle Betrachtungszeitraum und die notwendige zeitliche Auflösung. Bei großtechnischen Speichern handelt es sich um langlebige und vergleichsweise teure Investitionsgüter. Für die Amortisation sind daher lange Zeiträume notwendig, welche sich in sinnvoller Weise im Modell wiederfinden müssen. Als Betrachtungszeitraum sollten daher einige Jahrzehnte gewählt werden, die in sich konsistent optimiert werden (intertemporaler Ansatz). Die positiven Kosteneffekte durch Speicher sind hauptsächlich auf ihre Flexibilität zurückzuführen, die nur in einem möglichst engen Zeitraster abgebildet werden kann. In Summe betrachtet ergibt sich aufgrund des langen Betrachtungszeitraums und der feinen Auflösung ein Modell mit vielen Variablen.

#### **3.2 Bisherige Lösungsansätze zu Kraftwerks- bzw. Speicherausbauoptimierung**

Die Optimierung des zukünftigen Stromerzeugungssystems ist eine zentrale Aufgabe in der Energiewirtschaft. In Industrie und Forschung beschäftigen sich deshalb viele Gruppen mit dieser Fragestellung und entwickeln entsprechende Modelle. Um aussagekräftige Ergebnisse im Bereich des Ausbaus an Erzeugungs- und Speicherkapazitäten erzielen zu können, wird dabei in der Regel eine geschlossene Lösung der Optimierungsaufgabe über den gesamten Betrachtungszeitraum angestrebt.

In den meisten Fällen wird auf Verfahren mit linearer Programmierung (LP) oder gemischt ganzzahliger linearer Programmierung (GGLP) zurückgegriffen. Trotz der mittlerweile leistungsfähigen Rechnertechnik ist es in der Regel dabei nicht oder nur mit hohem zeitlichem Aufwand möglich, den Betrachtungszeitraum vollständig – beispielsweise in ein Stundenraster – einzuteilen. Dieses Problem wird in den meisten Fällen durch die Einführung von Typtagen gelöst, wo ein Jahr durch Vielfache von bestimmten charakteristischen Tagen abgebildet wird. Hier bietet sich eine saisonale Differenzierung an und ein variierendes Winddargebot kann prinzipiell näherungsweise ebenfalls über Typtage integriert werden. Die Aufteilung in wenige Typtage erschwert allerdings die adäquate Abbildung der fluktuierenden Erzeugung, was vor allem bei dem zu erwartenden starken Ausbau von Windenergieanlagen und Photovoltaik zu Problemen führen kann.

In vielen Modellansätzen, die sich mit der Ausbau- und Einsatzplanung im Elektrizitätssystem beschäftigen, werden auch Speicher berücksichtigt, was die Systemgröße und somit den Rechenaufwand zusätzlich erhöht. Die Reduzierung der Zeitschritte durch den Typtageansatz stößt bei der Berücksichtigung von Flexibilisierungsoptionen wie Speichern an ihre Grenzen, da die Vielzahl unterschiedlicher Last- und Erzeugungssituationen und saisonale Einflüsse nur näherungsweise abgebildet werden können. Eine andere Form der Vereinfachung ist, ganz auf einen endogenen Speicherausbau zu verzichten und nur die Bestandsanlagen zu berücksichtigen bzw. einen Zubau fest vorzugeben. Ein möglicher Ausbau von Speichern kann auch mit konkreten Zubauoptionen, bei welchen die Parameter der Speicher vorher festgelegt werden, als Ja-Nein-Entscheidung im Rahmen einer GGLP realisiert werden.

Im folgenden Absatz werden einige exemplarische Vertreter von Optimierungsmodellen zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern aufgeführt und eingeordnet.

In [47] wird das Energiesystemmodell MARKAL beschrieben, welches Anfang der 80er Jahre an der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelt wurde. Neben dem Stromsystem werden dabei auch die weiteren Bereiche des Energiesystems optimiert, wodurch Substitutions- und Verlagerungseffekte abgebildet werden können. In der zeitlichen Auflösung wird auf vom Nutzer definierbare Zeitbereiche (Typtage) zurückgegriffen, die sich in der Regel an tageszeitlichen und saisonalen Gegebenheiten orientieren. Das Modell MESSAGE [48] basiert ebenfalls auf der LP. In der Version MESSAGE III werden die Ausbauoptionen als Integervariablen definiert, welche durch eine GGLP gelöst werden können. In diesem Modellansatz wird ebenfalls auf Typtage zurückgegriffen, wobei eine Tag/Nacht-Speicherung und ein saisonaler Ausgleich durch Speicherung möglich sind. Das am Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI) entwickelte Modell DIMENSION ermittelt die kostenminimale Nachfragedeckung

durch Einsatz- und Ausbauoptimierung der Erzeugungsanlagen und Speicher im Stromsystem [43]. Hier wird ebenfalls auf einen dynamisch an die Problemstellung anpassbaren Typtageansatz zurückgegriffen und mittels linearer Programmierung optimiert. Der Speicherzubau wird anhand einer festen Kopplung der einzelnen Parameter Ladeleistung, Entladeleistung und Kapazität realisiert [54]. In [35] wird ein Mehr-Knoten-Modell der Bundesrepublik Deutschland zur Optimierung des zukünftigen Energiesystems mithilfe der LP vorgestellt. Die Lastanforderung wird hier durch 84 Typtage in Stundenauflösung abgebildet. Ein ähnliches Modell mit 174 Typtagen wird in [38] beschrieben, wobei hier eine zweistufige stochastische LP angewendet wird. In beiden Modellen wird jedoch nur der Einsatz bestehender PSW berücksichtigt. Die zusätzliche Bestimmung eines optimierten Speicherausbaus ermöglicht hingegen das in [25] beschriebene Modell, welches den Planungszeitraum von mehreren Jahrzehnten durch Stützjahre mit jeweils vier Typmonaten abbildet. Die Lösung des mehrstufig stochastischen Optimierungsproblems erfolgt hier mithilfe rekombinierender Szenario-bäume. Auch das auf LP basierende Energiesystemmodell TIMES ermöglicht einen optimierten Kraftwerks- und Speicherausbau [53]. In TIMES wird der mehrjährige Planungszeitraum ebenfalls durch einzelne Stützjahre abgebildet, wobei der Anwender die weitere Untergliederung in typische Zeitsegmente flexibel gestalten kann.

Als problematisch erscheint bei den beschriebenen Modellierungsansätzen zunächst die Verwendung repräsentativer Stützjahre. Intertemporale Beziehungen zwischen den Zeitpunkten werden somit zwar berücksichtigt, d. h. Investitionsentscheidungen aus einem Stützjahr werden in das nächste Stützjahr übernommen, doch besteht die Möglichkeit, dass sich singuläre Ereignisse zwischen den Stützjahren (z. B. die Abschaltung eines großen Kraftwerksblocks) nicht auf die Planung auswirken. Zum anderen stellt die weitere Untergliederung in Typtage insbesondere im Hinblick auf die Simulation des Speichereinsatzes eine erhebliche Einschränkung dar, da eine Energiespeicherung über mehrere Tage oder Wochen hinweg nicht abgebildet werden kann. Neben mathematischen Optimierungsverfahren finden auch heuristische Ansätze und Zeitreihenanalysen zur Bestimmung des Speicherbedarfs Anwendung [51].

In [56] wird ein anderer Optimierungsansatz beschrieben, welcher jedoch lediglich den Ausbau der Kraftwerke abbildet. Speicher – sowohl bestehende als auch ein eventueller Ausbau – werden nicht berücksichtigt. Das beschriebene Modell *ifeon* basiert auf Evolutionsstrategien, welche die Kosten der Stromerzeugung der Kraftwerke über den gesamten Betrachtungszeitraum optimieren. Unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen wird der Zubau an konventionellen Kraftwerken kostenseitig optimiert. Da es sich um ein Single-Node-Modell handelt, werden keine Netzrestriktionen berücksichtigt. In jedem Simulations-

jahr ist der Zubau von Kraftwerkskapazität aus einer festgelegten Anzahl an Technologieoptionen möglich. Das Kriterium für die mindestens zu bauende Kraftwerkskapazität ist die einzuhaltende Versorgungssicherheit des Erzeugungssystems zum Zeitpunkt der jeweiligen Jahreshöchstlast. Dazu wird die notwendige gesicherte Leistung des Kraftwerksparks separat berechnet. Bei der Bestimmung der gesicherten Leistung wird dabei auch der Beitrag der Windkraftanlagen berücksichtigt.

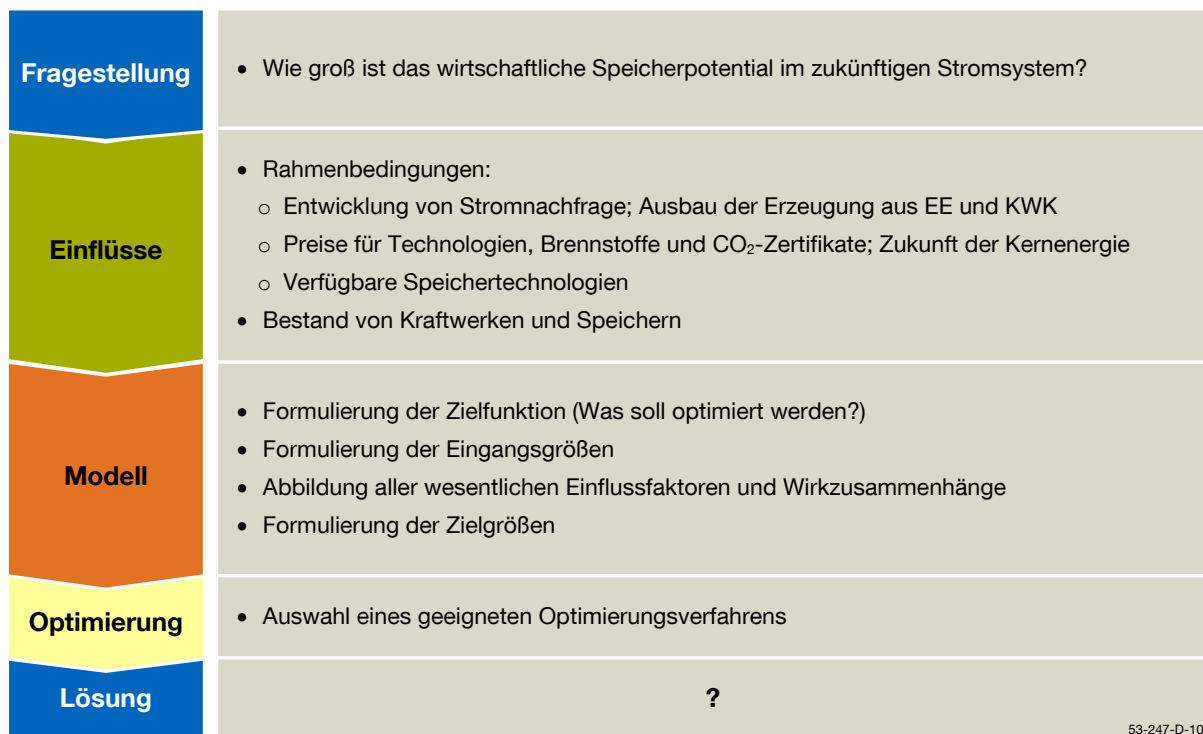
Als Startlösung wird die im jeweiligen Jahr neu zu installierende Leistung beliebig auf einzelne Kraftwerkstypen verteilt. Im weiteren Fortgang des Verfahrens wird diese Anfangskonfiguration zufällig verändert („mutiert“), wodurch eine neue Generation mit mehreren neuen Lösungen des Problems entsteht. Die als beste Lösung mittels Kostenbestimmung selektierte Lösung einer Generation dient dabei als Ausgangspunkt für die Mutationen in der nächsten Generation. Mögliche Lösungen sind dabei Neubaukonfigurationen, die alle in den Nebenbedingungen formulierten Restriktionen vollständig erfüllen. Als optimal gilt eine Konfiguration dann, wenn die daraus resultierenden Gesamtkosten für das System am niedrigsten sind. Für diese Kosten sind neben den Investitionskosten jedoch auch die Betriebskosten relevant, welche folglich innerhalb des Modells bestimmt und in die Bewertung der Lösung einfließen müssen.

Mit Hilfe der Einordnung der Kraftwerke und der geordneten Jahresdauerlinie der residualen Last nach der Reihenfolge der Merit-Order können zunächst die theoretischen Vollbenutzungsstunden der Kraftwerke und daraus die erzeugte Strommenge bestimmt werden. Anhand der spezifischen Erzeugungskosten und der Strommenge der einzelnen Kraftwerke werden die Betriebskosten ermittelt. Ausfälle und Revisionszeiten werden mit Hilfe eines Korrekturfaktors berücksichtigt.

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes ist die nicht beschränkte Form der Zielfunktion und der Nebenbedingungen. Damit lassen sich die Restriktionen einfach abbilden und über Strafkosten in die Zielfunktion integrieren. Die entsprechende Lösung könnte bei Nichteinhaltung der Bedingung auch einfach verworfen werden. Die Verwendung der geordneten Jahresdauerlinie der residualen Last erlaubt die Verwendung aller Zeitpunkte eines Jahres im Stundenraster, wodurch der fluktuierende Charakter der Wind einspeisung adäquat abgebildet werden kann. Ein Nachteil des Verfahrens ist das nicht beweisbare Optimum, was grundsätzlich für Evolutionsstrategien gilt. Zudem kann je nach Aufgabenstellung in Abhängigkeit von Anzahl und Art der Nebenbedingungen die Rechenzeit erheblich sein. Die Nichtberücksichtigung der Speicherung ist vor allem mit Blick auf den wachsenden Ausbau der EE als nachteilig zu bewerten.

### 3.3 Struktur der Optimierungsaufgabe

Mit den im letzten Abschnitt geschilderten bisherigen Ansätzen wird oft das Ziel verfolgt, grundsätzliche Aussagen zu Entwicklungen des gesamten Energiesystems zu ermitteln. Die notwendige Systemgröße macht dabei viele Vereinfachungen notwendig, welche zwangsweise auch die Speicherung betreffen. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Speicherung elektrischer Energie und deren Beitrag zur Integration wachsender Anteile an erneuerbaren Energien. Im folgenden Abschnitt wird schrittweise ein geeignetes Lösungskonzept für die Optimierungsaufgabe entwickelt, welches eine über bisherige Ansätze hinausgehende, detaillierte Abbildung der Speicherung erlauben soll. In **Bild 3.1** ist schematisch die dafür notwendige strukturierte Vorgehensweise skizziert.



**Bild 3.1** Schematisches Konzept für die Lösung der Optimierungsaufgabe

#### *Fragestellung*

Im dieser Arbeit liegt der Fokus in erster Linie auf der Ermittlung des wirtschaftlichen Speicherpotentials. Das Ergebnis der Optimierung muss folglich in der Lage sein, im Rahmen eines wirtschaftlichen Ausbaus künftiger Speichertechnologien konkrete Aussagen zu Typ, Leistung, Kapazität und Bauzeitpunkt zu treffen.

#### *Einflüsse*

Eine Optimierungsaufgabe kann nur robust erfüllt werden, wenn innerhalb des Modells möglichst alle Zusammenhänge abgebildet werden, die das Ergebnis in entscheidender Weise beeinflussen. Der wirtschaftliche Mehrwert von Speichern resultiert aus der

Möglichkeit, das System aus verschiedenen Erzeugungsanlagen zu flexibilisieren. Für die quantitative Bestimmung dieses Mehrwerts ist demzufolge die Entwicklung des Erzeugungssystems von entscheidender Bedeutung. Veränderungen im System, die sowohl seitens der Technik als auch der Kosten stattfinden können, führen zu einer Veränderung des Wertes der Flexibilisierung durch Speicher. Folgende Punkte sind dabei zu berücksichtigen:

- Rahmenbedingungen für das Erzeugungssystem:
  - Ausbau der EE und der KWK
  - Entwicklung der Stromnachfrage
  - Preise für Technologien, Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate
  - Zukunft der Kernenergienutzung
  - Technische und kostenseitige Entwicklung der Speichertechnologien
- Eigenschaften des Erzeugungssystems:
  - Kraftwerksbestand und -neubau
  - Speicherbestand (PSW)

### *Modell*

Für die Modellierung wirtschaftlicher Fragestellungen bieten sich im Prinzip zwei Möglichkeiten an. Wird ein volkswirtschaftlicher Ansatz gewählt, liegt das Ziel der Optimierungsaufgabe in der Minimierung der Gesamtkosten für die Bereitstellung der Stromerzeugung. Bei einem Marktmodell bzw. einem betriebswirtschaftlichen Ansatz wird der Gewinn der Akteure maximiert.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der volkswirtschaftliche Ansatz gewählt, da einerseits der Theorie nach ein idealer Markt ebenfalls zu einer kostenminimalen Bereitstellung bzw. Produktion eines Gutes führen sollte und andererseits die für Marktmodelle notwendigen Preisbildungsmechanismen vor allem für weiter in der Zukunft liegenden Zeiträume nur schwer vorhersagbar sind.

Innerhalb dieses Modells müssen die geschilderten Einflussfaktoren und deren Rückwirkungen untereinander abgebildet werden.

### *Optimierungsverfahren*

Die Wahl eines geeigneten Optimierungsverfahrens hängt in erster Linie von den Eigenschaften des Modells ab. In **Tabelle 3.1** sind verschiedene Kriterien zur Bestimmung eines geeigneten Verfahrens aufgeführt.



**Tabelle 3.1 Charakterisierung der wesentlichen Parameter der Problemstellung**

Kriterien	Modelleigenschaften
Zerlegbar in unabhängige Teilprobleme? (zeitlich oder systematisch)	nur eingeschränkt
Notwendige zeitliche Auflösung?	möglichst hoch
Notwendiger Zeithorizont?	mehrere Jahrzehnte
Systemgröße? (Anzahl der Variablen und Nebenbedingungen)	groß
Komplexität der Wirkungszusammenhänge?	hoch
Mathematische Formulierbarkeit der Wirkungszusammenhänge und der Zielfunktion?	Vereinfachungen möglich

© IFE, 53-248-B-10

Zunächst stellt sich die Frage nach der Zerlegbarkeit der Optimierungsaufgabe in einzeln lösbare, unabhängige Teilprobleme. Diese Aufteilung kann sowohl systematisch als auch zeitlich stattfinden. Im Falle der Optimierung des Einsatzes von Speichern in einem Stromerzeugungssystem ist dies nur schwer zu realisieren, da systematisch sich Kraftwerkseinsatz und Speichereinsatz gegenseitig beeinflussen und folglich geschlossen modelliert bzw. optimiert werden müssen. Zusätzlich ist ein Speicher eine Systemkomponente mit „Gedächtnis“, wodurch die Unterteilung in unabhängige Einzelzeitpunkte nur eingeschränkt realisiert werden kann.

Die notwendige hohe zeitliche Auflösung, der Zeithorizont über mehrere Jahrzehnte und die daraus resultierende Systemgröße wurde bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben.

Ein weiteres Kriterium ist die Komplexität der Wirkungszusammenhänge im Modell, welche von der relativ detaillierten Modellierung der Speicher abhängen. Zum einen verstärkt die hohe Anzahl an Variablen die Komplexität und zum anderen sind die Rückwirkungen von Speichern auf das System und auch von Speichern untereinander nicht oder nur schwer mit einfachen Methoden zu ermitteln.

Die mathematische Formulierbarkeit der Wirkungszusammenhänge des Modells der Stromerzeugung mit Speichern ist hingegen auch mit einfacheren Gleichungen möglich, ohne dabei wesentlich an Genauigkeit der Ergebnisse zu verlieren.

Die Systemgröße und die hohe Komplexität lassen die Verwendung eines mathematischen Optimierungsverfahrens sinnvoll erscheinen. In **Tabelle 3.2** sind einige gängige Varianten mit den jeweiligen Vor- und Nachteilen dargestellt.

**Tabelle 3.2 Vergleich der Eigenschaften unterschiedlicher Optimierungsverfahren**

Optimierungsverfahren	Kriterien <small>53-249-D-11</small>	
	Vorteile	Nachteile
<i>heuristisch</i>	+ große Systeme + beliebig formulierbar	- komplexe Wirkungszusammenhänge schwer darstellbar - Qualität der Lösung oft unklar
<i>Lineare Programmierung (LP)</i>	+ große Systeme + Standardlösungsverfahren + gute Rechenzeit	- eingeschränkte Formulierbarkeit - Wirkungszusammenhänge teilweise nur aufwendig darstellbar
<i>Gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP)</i>	+ gute Formulierbarkeit + komplexe Wirkungszusammenhänge	- lange Rechenzeit
<i>Evolutionsstrategien</i>	+ beliebig formulierbar + Strategie an Problem anpassbar	- bei großen Systemen viele Evolutionssschritte notwendig - Lösungsbewertung oft schwierig

### *Optimierung mit linearer Programmierung*

Mit Hilfe heuristischer Verfahren können die komplexen Wirkungszusammenhänge der Speicherung – insbesondere die Konkurrenz verschiedener Technologien – nur unzureichend berücksichtigt werden.

Die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) lässt unter den erwähnten Verfahren die genaueste Modellierung zu. Aufgrund der hohen Anzahl an Zeitschritten und Nebenbedingungen würde sie jedoch zu nicht akzeptablen Rechenzeiten führen.

Das Ausschlusskriterium für die Evolutionsstrategien sind die sehr hohe Anzahl an zu optimierenden Variablen und die Wirkungszusammenhänge der Speicherung. Die Formulierung einer Strategie, welche einen Evolutionsfortschritt und nicht nur reines Probieren liefert, ist aufgrund der Vielzahl an Eingriffsmöglichkeiten sehr schwierig.

Den besten Kompromiss unter den dargestellten Varianten stellt die in vielen Modellen verwendete lineare Programmierung (LP) dar, da zum einen auch sehr komplexe Probleme mit vielen Variablen behandelt werden können und zum anderen mit Hilfe von Standardlösungsverfahren noch akzeptable Rechenzeiten zu erzielen sind. Nachteilig sind die notwendige strenge Linearität von Gleichungen und Nebenbedingungen und die dadurch teilweise aufwendige oder nur näherungsweise Abbildungsmöglichkeit der Systemeigenschaften. Im Rahmen der in dieser Arbeit angestrebten Modellentwicklung ist die verminderte Abbildungsgenauigkeit der LP gegenüber der GGLP im Hinblick auf die deutlich kürzeren Rechenzeiten vorzuziehen.

### 3.4 Vorüberlegungen zur Umsetzung eines Optimierungsmodells

In Kapitel 3.3 stellte sich die lineare Programmierung als passender Optimierungsansatz heraus, da auch große Systeme mit vielen Variablen anhand von Standardverfahren lösbar sind. Prinzipiell wäre eine geschlossene Lösung des gesamten Optimierungsmodells wünschenswert. Sowohl die langfristigen Entscheidungen wie Kraftwerks- und Speicherneubau als auch die kurzfristigen Effekte des Einsatzes könnten so inklusive ihrer Wechselwirkungen durchgängig abgebildet werden. Für eine detaillierte Betrachtung der fluktuierenden Erzeugung und des Speichereinsatzes wäre ein möglichst fein aufgelöstes Zeitraster anzustreben. Ein stündliches Raster stellt dabei eine vernünftige Zielgröße dar. Bei einem Planungshorizont von mehreren Jahrzehnten ergäbe sich dennoch eine Vielzahl an Zeitpunkten. Die Abbildung des jährlichen Neubaus von Speichern und Kraftwerken innerhalb des Optimierungsmodells erfordert eine linear von der Zahl der Zeitpunkte abhängige Anzahl an Gleichungen. Eine überschlägige Rechnung führt zu einer Systemgröße, die mit den heutigen Möglichkeiten der Computertechnik nicht berechnet werden kann oder einen zumindest nicht akzeptablen Zeitaufwand bedeutet.

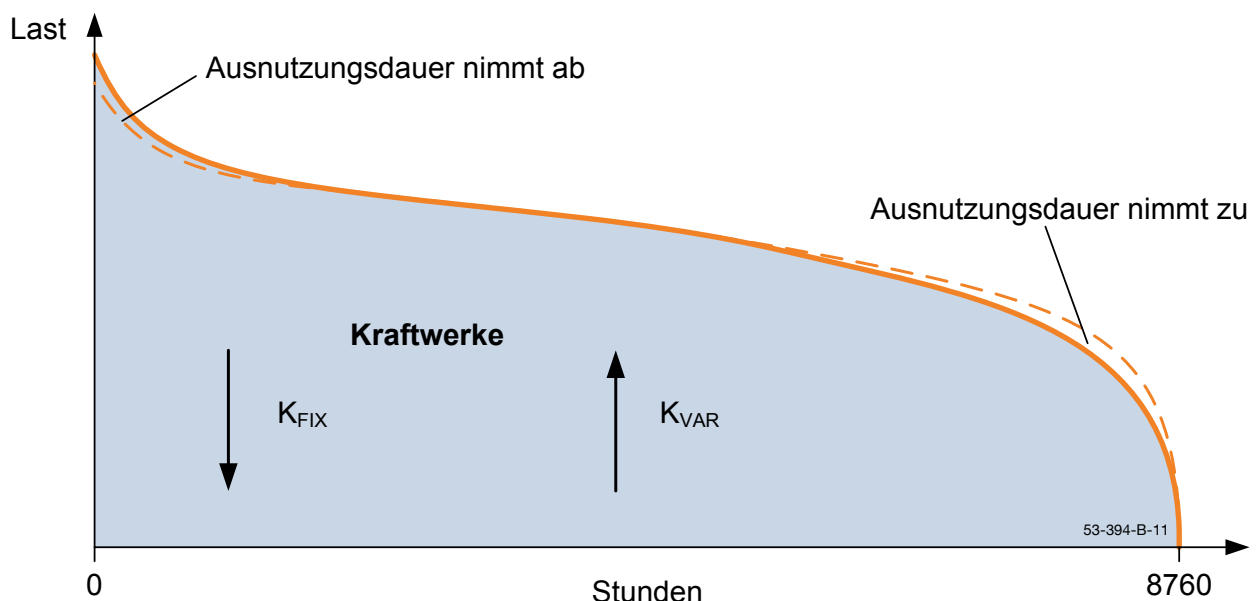
Um dieses Problem zu vermeiden, muss von den oben beschriebenen Maximalforderungen in geeigneter Weise abgerückt werden. Eine Möglichkeit wäre die Vergrößerung des Zeitrasters, was jedoch die Berücksichtigung der Flexibilisierungsoption Speicher einschränkt. Mit Hilfe von Typtagen könnte die Anzahl der Zeitpunkte ebenfalls reduziert werden. Die Schwierigkeit liegt hierbei allerdings bei der Wahl repräsentativer Tage und in besonderem Maße bei der adäquaten Abbildung der fluktuierenden Einspeisung. Eine Alternative zur Reduzierung der Zeitpunkte ist die Aufteilung der Optimierungsaufgabe in einfacher zu lösende Teilprobleme. Ein Konzept zu dieser Variante wird im Rahmen dieser Arbeit entwickelt.

Für eine zweckmäßige Aufteilung der Optimierungsaufgabe muss zunächst identifiziert werden, welche wirtschaftlichen Abhängigkeiten zwischen den betrachteten Komponenten des Erzeugungssystems schwach ausgeprägt sind und deshalb vernachlässigt oder zu einem späteren Zeitpunkt korrigiert werden können. Im Rahmen des Modells werden im Wesentlichen vier Bereiche, die miteinander in Wechselwirkung stehen, endogen bestimmt:

- Kraftwerksausbau
- Kraftwerkseinsatz
- Speicherausbau
- Speichereinsatz

Eine starke Abhängigkeit ist jeweils zwischen Kraftwerksausbau und -einsatz und Speicherausbau und -einsatz zu erwarten. In beiden Fällen hängt der zu erwartende Betrieb der neuen Anlagen zu einem hohen Grad von der Existenz von anderen konkurrierenden Kraftwerken und Speichern ab, welche entweder bereits bestehen können oder auch als alternative Technologien für den Bau in Frage kommen. Zusätzlich ist der Speichereinsatz nur im Zusammenhang mit dem Kraftwerkseinsatz zu bestimmen, da nur durch den möglichen veränderten Betrieb der Kraftwerke die Reduzierung der Systemkosten durch die Flexibilisierung sichtbar wird.

Die geringste Abhängigkeit dürfte im Rahmen dieses Modellansatzes zwischen Kraftwerksausbau und der Betrachtung der Speicherung bestehen. Für die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition ist die Entwicklung der zu erwartenden Ausnutzungsdauer über den Betrachtungszeitraum der entscheidende Einflussfaktor. Grundlastkraftwerke zeichnen sich durch hohe Fixkosten und geringe Betriebskosten aus, was eine höhere Wirtschaftlichkeit mit steigender Ausnutzungsdauer bewirkt. Bei Spitzenlastkraftwerken ist dies genau umgekehrt. Sie sind durch niedrige Fixkosten und hohe variable Kosten gekennzeichnet. Ein wesentlicher Beitrag zur Kostenreduzierung der Speicher ist die Möglichkeit, Strom zu niedrigen variablen Kosten zu speichern und bei Lastspitzen, in welchen sonst hohe variable Kosten anfallen würden, wieder zur Verfügung zu stellen. Die Existenz von Speichern führt folglich zu einer höheren Auslastung von Grundlastkraftwerken und zu einer niedrigeren Auslastung von Spitzenlastkraftwerken, was schematisch in **Bild 3.2** dargestellt wird. Beide Tendenzen verstärken im Prinzip die getroffene Investitionsentscheidung in den jeweiligen Kraftwerkstyp.



**Bild 3.2** Prinzipieller Einfluss der Speicherung auf die geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last

Es ist folglich nicht zu erwarten, dass eine Investitionsentscheidung, die ohne Berücksichtigung der Existenz von Speichern getroffen wurde, sich im Nachhinein als völlig falsch herausstellt. Lediglich in einem Übergangsbereich wären noch gewisse Verschiebungen denkbar. Die installierte Leistung der Speicher erhöht bei gleichbleibendem Kraftwerkspark die Systemzuverlässigkeit. Im Umkehrschluss können also zugebaute Speicher eine gewisse Kapazität an Kraftwerksleistung ersetzen, ohne dabei die Systemzuverlässigkeit zu verringern. Werden beim Kraftwerksausbau die Speicher nicht berücksichtigt, wird die insgesamt notwendige Kraftwerkskapazität etwas zu hoch eingeschätzt. Als zusätzliche Kapazität für die Systemzuverlässigkeit werden dabei die Kraftwerke mit den günstigsten Investitionskosten gebaut, da diese nur als Sicherheitsreserve zur Verfügung stehen und demzufolge keinen Strom produzieren. Demzufolge beeinflussen diese Kraftwerke das Systemverhalten (Kraftwerks- und Speichereinsatz) nicht und verursachen lediglich zusätzliche, aber eindeutig identifizierbare Investitionskosten.

Insgesamt betrachtet stellt die Entkopplung des Kraftwerksausbaus von der Berücksichtigung der Speicher einen sinnvollen Ansatz dar, da einerseits die Einflüsse der Speicherung im Bereich der Ausnutzungsdauer der Kraftwerke Investitionsentscheidungen in der Regel verstärken und andererseits die Überkapazitäten leicht ermittelt werden können. Die Bestimmung des Kraftwerkszubaus in einem Teilmodell ohne Berücksichtigung von Speicherung wäre demzufolge eine Möglichkeit der Aufteilung des Gesamtproblems in Einzelprobleme, die trotz Vereinfachung zu guten Ergebnissen führen sollte. Im Nachgang der Optimierung kann die Überschätzung des Bedarfs an Kraftwerkskapazität korrigiert werden (siehe Kapitel 4.6).

In einem weiteren Teilmodell soll folglich der Speicherausbau und -einsatz für einen bereits bestimmten Kraftwerkspark untersucht werden. Aufgrund der langen Investitionszyklen von Speichertechnologien wäre ebenfalls eine intertemporale Modellierung wünschenswert, wobei dies – trotz der geringeren Anzahl an Zubauoptionen – zu Problemen bei der Rechenzeit führen würde. Um dieses Problem vermeiden zu können, wird die Forderung einer intertemporalen Modellierung des Speicherausbaus aufgegeben und eine Optimierung von Einzeljahren vorgenommen. Bei diesem Ansatz wird jedes Jahr der optimale Speicherzubau neu bestimmt, wobei von annuitätisch anfallenden Investitionskosten ausgegangen wird („Grüne-Wiese-Ansatz“). Methodisch betrachtet hat dieser Ansatz zwei Nachteile. Zum einen wird eine Investitionsentscheidung nur auf Basis der Rahmenbedingungen des jeweils aktuellen Jahres getroffen, obwohl die Lebensdauer der Anlage mehrere Jahrzehnte beträgt. Zukünftige Entwicklungen und damit verbundene Erlösmöglichkeiten spielen folglich in der Optimierung keine Rolle. Zum anderen stellt sich die Frage, wie mit den in den Vorjahren installierten

Speichern umgegangen wird. Entweder werden diese in das jeweilige Folgejahr als Bestand übernommen, wodurch sich jedoch eine auf unsicherer Basis getroffene Entscheidung durch den gesamten Simulationszeitraum ziehen kann und somit das Ergebnis beeinflusst, oder jedes Jahr wird komplett neu gebaut und somit das Ergebnis des Vorjahres ignoriert. In diesem Fall ist jedoch ein geringerer Zubau aufgrund veränderter Rahmenbedingungen im Folgejahr denkbar, was in Realität nicht umsetzbar wäre („Rückbauproblem“).

Die erste Variante mit Übernahme des Vorjahresergebnisses ermöglicht einen realisierbaren Zubau, welcher unter Umständen jedoch weit von einem Optimum entfernt sein kann. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn das wirtschaftliche Speicherpotential grundsätzlich zurückgehen würde. Der Speicher wäre dann aufgrund des hohen Potentials im Planungsjahr zu groß gewählt.

Ein zweiter denkbarer Grund wäre die spätere Verfügbarkeit einer günstigeren oder besseren Speichertechnologie. Der Zubau aus den Vorjahren würde als Bestandsspeicher gewertet werden und somit unter Umständen die Wirtschaftlichkeit der neuen Option verhindern und folglich deren Potential im Ergebnis nicht zum Ausdruck bringen. Die zweite Möglichkeit liefert hingegen den für jedes Jahr optimalen Speicherzubau, welcher möglicherweise aber aufgrund des Rückbauproblems nicht umgesetzt werden kann. Bei näherer Betrachtung der Problemstellung erscheint im Rahmen dieser Arbeit die zweite Variante die günstigere Wahl zu sein, da der zu erwartende starke Ausbau der EE eher zu wachsendem Speicherbedarf führen wird. Das Rückbauproblem sollte daher nicht oder nur in geringem Umfang auftreten. Zusätzlich bietet diese Wahl die Möglichkeit, eventuelle Verschiebungen bei der optimalen Auswahl an Speichertechnologien und der Dimensionierung zu erkennen.

Wie bereits geschildert, tragen Speicher zur gesicherten Leistung des Elektrizitätssystems und somit zur Versorgungszuverlässigkeit bei. Prinzipiell sind alle Erzeugungsanlagen – ob fluktuierend oder nicht – in der Lage, ein stochastisch auftretendes Leistungsdefizit zu decken. Je mehr Anlagen im System vorhanden sind, desto wahrscheinlicher kann ein Defizit ausgeglichen werden und umso höher ist die Zuverlässigkeit. Im Umkehrschluss führt demzufolge bei gleichbleibend angenommener Zuverlässigkeit ein Zubau an Speichern zu einem geringeren Bedarf an Kraftwerkskapazität. Um die ersetzbare Kraftwerksleistung im Modell technisch aber auch wirtschaftlich abbilden zu können, muss ein Teilmodell zur Bestimmung des Zugewinns an gesicherter Leistung durch Speicher im Zusammenspiel mit den übrigen Erzeugungsanlagen entwickelt werden.

### 3.5 Festlegung der Eingangs- und Ausgangsgrößen

Zu Beginn ist festzulegen, welche Einflüsse dem Modell deterministisch vorgegeben werden und was innerhalb des Modells endogen bestimmt bzw. optimiert werden soll. Der folgende Abschnitt erläutert die Behandlung der entsprechenden Größen.

#### *Last*

Ein wesentlicher Treiber für die Entwicklung des Stromerzeugungssystems ist die zu deckende Last der Verbraucher. Sie hängt hauptsächlich von wirtschaftlichen, technischen und gesellschaftlichen Veränderungen ab. Neben diesen Ursachen bestehen auch langfristige Rückwirkungen des Erzeugungssystems auf die Last. Bestimmte Erzeugungsstrukturen (z. B. Kernenergie in Frankreich) führen zu verändertem Nutzerverhalten, was sich in der Nachfrage (z. B. Heizen mit Strom) niederschlägt. Dieser Einfluss wird im Rahmen der Betrachtung vernachlässigt. Die Entwicklung der Last wird folglich anhand externer Kriterien synthetisiert (siehe Kapitel 4.2.4) und dem Modell deterministisch vorgegeben.

#### *Gesetzte Einspeisung*

Unter dem Begriff „gesetzte Einspeisung“ werden zum einen alle Erzeugungsarten verstanden, welche aufgrund gesetzlicher Regelungen vorrangig in das Stromnetz aufgenommen werden müssen (EE und Klein-KWK), und zum anderen der Strom aus Anlagen, deren Produktion sich in erster Linie an Wärmebedarf (Groß-KWK) oder natürlichem Dargebot (Laufwasser) orientiert. Beide Varianten unterliegen nicht den Marktmechanismen und sind in der Regel nicht frei disponierbar.

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und teilweise auch der KWK ist politisch motiviert und hängt derzeit von den Fördermaßnahmen ab. Die Kosten des Stromes am Markt spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle, woraus sich auch in diesem Fall eine geringe Korrelation zwischen dem Ausbau der Technologien der gesetzten Einspeisung und dem Ausbau des konventionellen Kraftwerkparcs ergibt. Selbst eine zukünftige Veränderung oder Einstellung der Förderung würde dieser Betrachtungsweise nicht grundsätzlich widersprechen, da Erzeugungstechnologien mit spezifischen Betriebskosten nahe Null sich auch unter Marktbedingungen in der Merit-Order vor den konventionellen Kraftwerken einsortieren würden. Folglich bietet sich auch hier eine externe Vorgabe der Erzeugung an, die sich an politischen Absichten und Prognosen orientieren kann.

#### *Kraftwerks- und Speicherbestand*

Für die modelltechnische Bestimmung zukünftiger Entwicklungen spielt auch die aktuelle Ausprägung des Stromsystems eine entscheidende Rolle. Die bereits bestehenden

Kraftwerke bzw. Speicher müssen je nach Alter zu einem bestimmten Zeitpunkt durch neue Anlagen ersetzt werden. Relativ neue Kraftwerke sind noch lange einsatzfähig und beeinflussen damit zu einem gewissen Teil die mögliche Ausprägung des zukünftigen Stromsystems. Die zukünftige Stromerzeugung wird demzufolge nicht abrupt eintreten, sondern sich schrittweise in den nächsten Jahrzehnten verändern. Für die Aussagekraft des Modells ist die Abbildung dieser Entwicklung entscheidend.

#### *Brennstoffpreise*

Im Rahmen dieser Betrachtung wird die Entwicklung der Brennstoffpreise vereinfachend als von der Nachfrage unabhängig betrachtet. Die in konventionellen Kraftwerken eingesetzten Energieträger Steinkohle und Öl werden am Weltmarkt gehandelt. Für Erdgas gilt dies aufgrund der notwendigen Pipeline-Infrastruktur nur eingeschränkt. Der Bau von LNG-Terminals vergrößert jedoch die Anzahl der möglichen Absatzmärkte und somit auch die Preiskonkurrenz. Die Nachfrageentwicklung in Deutschland hat somit voraussichtlich einen untergeordneten Einfluss auf die Preise. Die Kosten für die Brennstoffe werden erfahrungsgemäß hauptsächlich von schwer vorhersehbaren globalen Einflüssen (politische Veränderungen, Weltwirtschaft, etc.) bestimmt. Die zukünftigen Brennstoffpreise können anhand von Szenarien fest vorgegeben werden.

#### *CO<sub>2</sub>-Emissionen (Steuer oder Zertifikat)*

Werden für die Stromerzeugung fossile Energieträger verwendet, entstehen CO<sub>2</sub>-Emissionen, für die im Rahmen des Handels mit Zertifikaten Berechtigungen erworben werden müssen. Für die Simulation des Erzeugungssystems muss dieser Kostenfaktor in geeigneter Weise berücksichtigt werden. Im Prinzip bietet sich entweder die Vorgabe eines Preises (Steuer) oder einer erlaubten Emissionsmenge (Zertifikate) an (siehe Kapitel 4.2.10).

#### *Stromnetz*

Auf die Abbildung der Netztopologie und die damit verbundenen Netzrestriktionen wird im Rahmen dieses Modells verzichtet. Innerhalb des Simulationsgebietes gelten demzufolge keine Begrenzungen der Lastflüsse von Erzeugern zu Verbraucher. Es wird vereinfachend von einem existierenden Netz ausgegangen, welches die optimale Fahrweise des Kraftwerksparks zulässt.

#### *Stromexport bzw. -import*

Eine vollständige Abbildung der Erzeugungssysteme des benachbarten Auslands ist im Modell nicht vorgesehen. Der Import bzw. Export von Strom kann näherungsweise über Preissignale und Transportbeschränkungen für verschiedene Verbindungen zum Ausland abgebildet werden. Prinzipiell handelt es sich hierbei entweder um ein oder



mehrere zusätzliche Kraftwerke, die Kosten verursachen (Import), oder variable Lasten, die zusätzliche Erlöse ermöglichen. Alle beteiligten Parameter können jeweils deterministisch vorgegeben werden.

#### *Neubau an Kraftwerken*

Das Modell soll den Neubau der Kraftwerke optimieren. Er ist demzufolge eine Ausgangsgröße bzw. ein Ergebnis der Berechnung. Konkret wird dabei innerhalb des Modells die jährlich installierte Leistung bestimmt. Die technischen und wirtschaftlichen Parameter des jeweiligen Kraftwerkstyps werden dabei vorgegeben.

#### *Neubau an Speichern*

Analog zum Kraftwerksneubau ist auch der Zubau von Speichern eine Ausgangsgröße des Modells. Im Gegensatz zu den Kraftwerken werden drei Parameter bestimmt: die installierten Lade- und Entladeleistungen und die Speicherkapazität.

#### *Einsatz von Kraftwerken und Speichern*

Der Einsatz von Kraftwerken und Speichern ist eine wesentliche Einflussgröße für den sinnvollen Neubau. Folglich ist es zwingend notwendig, innerhalb des Modells die Wechselwirkung zwischen Ausbau und Einsatz vorzusehen. Zusätzlich zum Neubau von Kraftwerken und Speichern ist demzufolge der Einsatz von beiden Systemkomponenten eine Ausgangsgröße des Modells.

#### *Grenzkosten der Lastdeckung*

Über die Lösung des sogenannten „Dualen Problems“ der linearen Optimierung können die Grenzkosten der Stromerzeugung in jeder Stunde ermittelt werden [36]. Die Grenzkosten beschreiben jene spezifischen Kosten, die für eine zusätzliche Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt anfallen würden. Diese bieten einen Anhaltspunkt für die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom.

#### *Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen*

Analog zu den Grenzkosten der Lastdeckung, können mit Hilfe des Dualen Problems bei einer Simulation mit Emissionsobergrenze die Grenzkosten für die CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmt werden. Diese stellen dar, welche Kosten die Vermeidung der letzten Einheit CO<sub>2</sub> verursacht. Um diesen entsprechenden Einsatz der Anlagen unter wirtschaftlichen und emissionsseitigen Gesichtspunkten zu erzielen, muss der Zertifikatspreis mindestens diesen Wert besitzen.

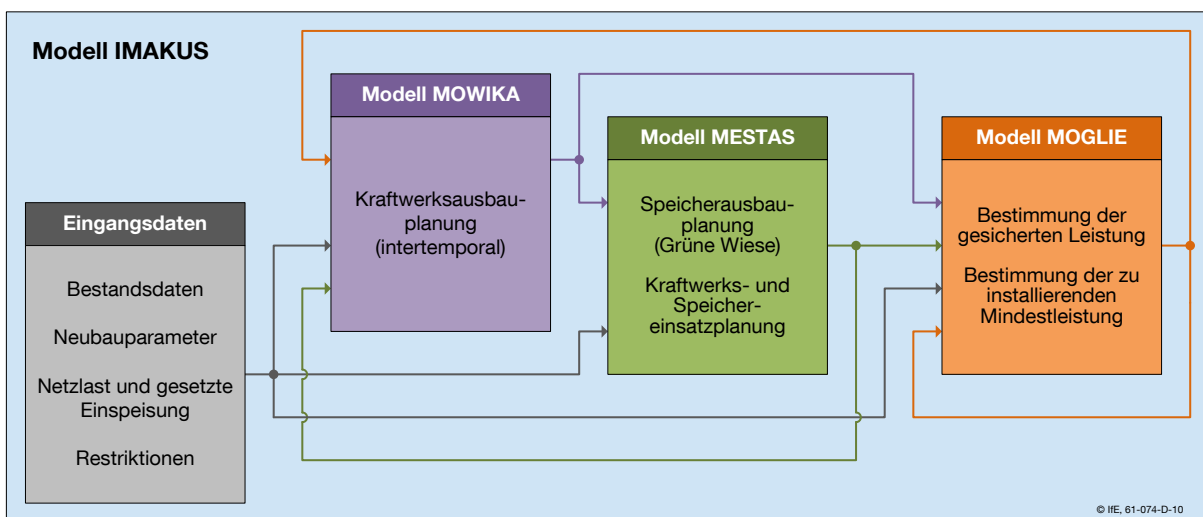
## 4 Modellbeschreibungen

### 4.1 Iteratives Modellkonzept IMAKUS

Im folgenden Abschnitt werden die grundlegenden Schritte für die Zusammenführung der einzelnen Teilmodelle in ein iteratives Gesamtmodell dargestellt und erläutert.

#### *IMAKUS - Modellstruktur*

Auf **Bild 4.1** ist die Struktur des Gesamtmodells IMAKUS (Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern) abgebildet. Grundsätzliches Ziel des Modells ist die Ermittlung des über einen bestimmten Zeitraum betrachteten jährlichen Ausbaus von Kraftwerken und Speichern, welcher zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten den Bedarf decken kann.



**Bild 4.1** Struktur des Modells IMAKUS

Im Rahmen dieses Kapitels soll in kurzer Form der iterative Ansatz des Modellkonzeptes beschrieben werden. Die Einzelbilder für die Teilmodelle beschreiben jeweils die Eingangs- und Ausgangsgrößen.

#### *Eingangsdaten*

Auf der linken Seite befindet sich der Eingangsdatenblock, welcher die für alle drei Teilmodelle relevanten Eingangsgrößen bereitstellt. Diese sind in **Bild 4.2** ausführlicher dargestellt. Auf die genaue Datenbasis wird in Kapitel 4.2 bzw. in den jeweiligen Kapiteln für die einzelnen Teilmodelle eingegangen.

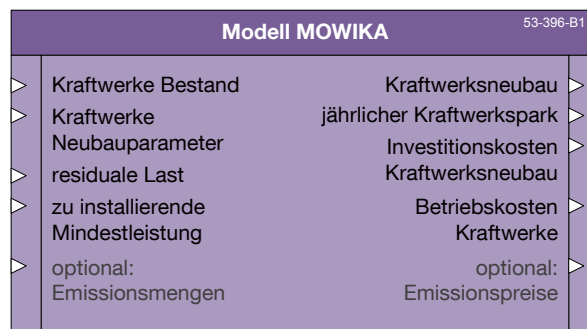
#### *Teilmodell MOWIKA*

Zu Beginn der Iteration wird in Abhängigkeit der Rahmendaten, der Last und des Kraftwerksbestands der optimale Kraftwerkspark für den Betrachtungszeitraum ermittelt. Dies wird mit dem Teilmodell MOWIKA (Modell zur wirtschaftlichen Optimierung

des Kraftwerksausbaus) in Form einer intertemporalen Modellierung mittels linearer Programmierung realisiert. Als Ergebnis liegt anschließend der für diese Bedingungen optimale jährliche Kraftwerksausbau vor. In diesem Schritt werden weder bestehende Speicher berücksichtigt noch können neue gebaut werden. Für die Deckung der residualen Last stehen nur Bestandskraftwerke und eventuelle neu gebaute Kraftwerke zur Verfügung. Die Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MOWIKA sind in **Bild 4.3** dargestellt.



**Bild 4.2** Eingangsgrößen des Modells IMAKUS



**Bild 4.3** Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MOWIKA

#### Teilmodell MESTAS

Das Ergebnis des Modells MOWIKA wird anschließend in Form von jährlichen Kraftwerksparks dem Teilmodell MESTAS (Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung von Speichern) übergeben, wobei sowohl die Bestands- als auch die neu gebauten Kraftwerke berücksichtigt werden. Bei MESTAS wird ebenfalls mit linearer Programmierung der detaillierte Einsatz der Kraftwerke und der Speicher bestimmt. Zusätzlich können auch neue Speicher auf Basis eines „Grüne-Wiese-Ansatzes“ jährlich zugebaut werden. In diesem Modell können die Speicher sowohl Lastglättung als auch eine eventuell nicht integrierbare Erzeugung aus EE oder KWK nutzen und somit durch ihr Flexibi-

lisierungspotential die Kosten für den Kraftwerkseinsatz verringern. Im Gegensatz zum Modell MOWIKA weicht jetzt der Kraftwerkseinsatz von der reinen Lastdeckung ab, da zusätzlich Ein- und Ausspeichervorgänge realisiert werden. Zur Anpassung des Kraftwerksausbaus an den Speichereinsatz bzw. -ausbau wird die veränderte Lastinformation dem Modell MOWIKA für den nächsten Iterationsschritt zurückgeführt. **Bild 4.4** zeigt die benötigten Eingangsdaten und die Ergebnisse des Teilmodells MESTAS.

Modell MESTAS		53-397-B11
▶ jährlicher Kraftwerkspark	Speicherneubau	▶
▶ Speicher Bestand	jährlicher Speicherpark	▶
▶ Speicher	Speichereinsatz	▶
▶ Neubauparameter	residuale Last	▶
▶ residuale Last	nach Speichereinsatz	▶
▶ optional: Emissionsmengen	Investitionskosten Speicherneubau	▶
	Betriebskosten Speicher	▶
	Betriebskosten Kraftwerke	▶
	optional: Emissionspreise	▶

**Bild 4.4** Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MESTAS

#### Teilmodell MOGLIE

Mit Hilfe des Teilmodells MOGLIE (Modell zur Bestimmung der gesicherten Leistung im Erzeugungssystem) wird die gesicherte Leistung des Energieerzeugungssystems bestehend aus Kraftwerken, KWK, Wind, Laufwasser und Speichern bestimmt. Diese Größe dient als Berechnungsgrundlage für die Bestimmung der notwendigen Kraftwerkskapazität. Die übrige Einspeisung, die aufgrund von EEG und KWKG vorrangig ins Netz aufgenommen werden muss, wird bereits von der Last abgezogen. Der Sollwert der gesicherten Leistung bestimmt sich aus der Jahreshöchstlast, die mit einem bestimmten Zuverlässigkeitsniveau mindestens gedeckt werden muss. Wird dieser Sollwert überschritten, kann weniger Kraftwerksleistung installiert werden, wird er unterschritten, müssen mehr Kraftwerke gebaut werden. Die zur Bestimmung der gesicherten Leistung eingesetzten Größen sind in **Bild 4.5** abgebildet.

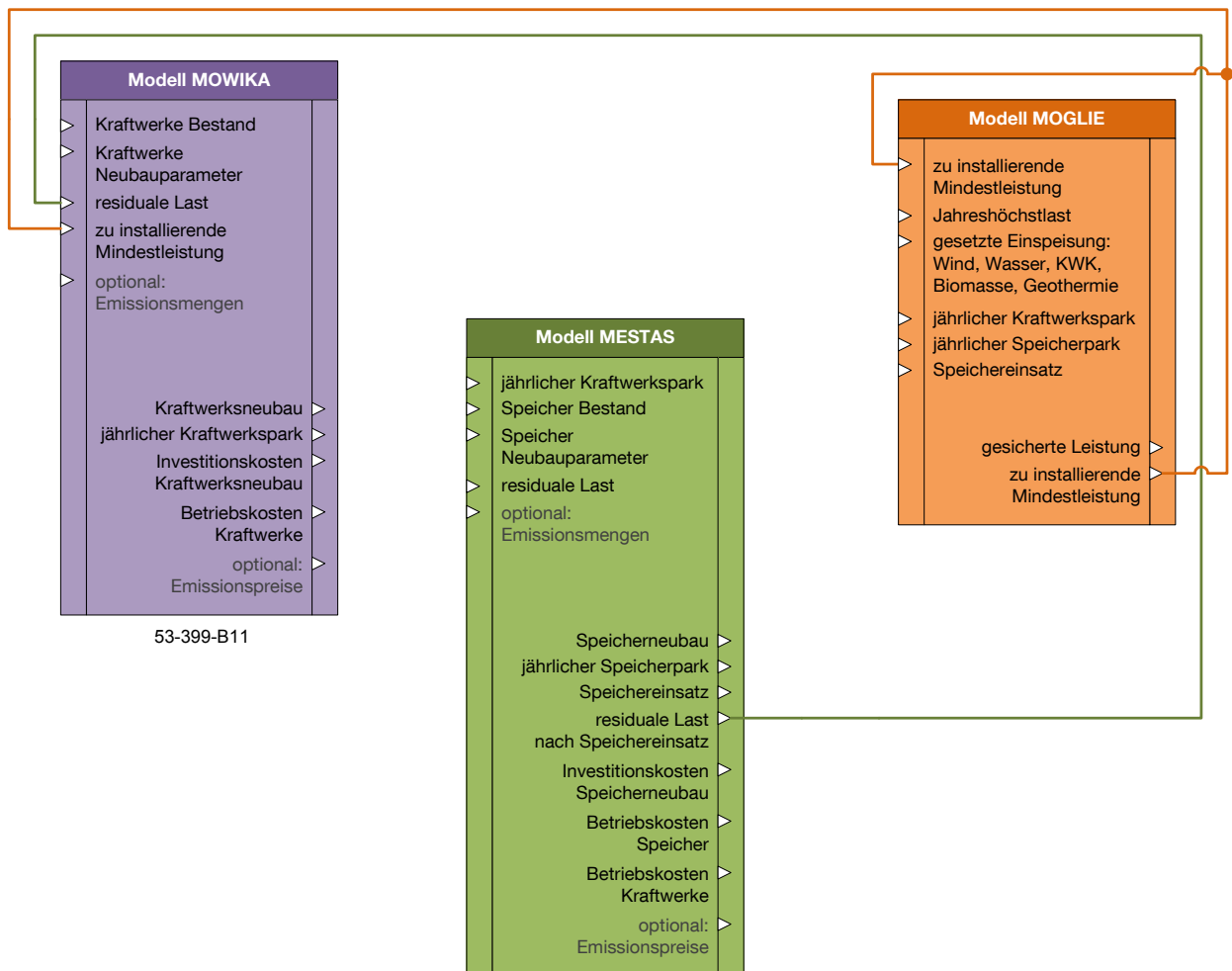
Modell MOGLIE		53-398-B11
▶ zu installierende Mindestleistung	gesicherte Leistung	▶
▶ Jahreshöchstlast	zu installierende Mindestleistung	▶
▶ gesetzte Einspeisung: Wind, Wasser, KWK, Biomasse, Geothermie		
▶ jährlicher Kraftwerkspark		
▶ jährlicher Speicherpark		
▶ Speichereinsatz		

**Bild 4.5** Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MOGLIE

### Iteration

Im zweiten Iterationsschritt dienen die Informationen des ersten Schritts über die nötige Kraftwerksleistung aus MOGLIE und die veränderte Lastanforderung für die Kraftwerke aus MESTAS dem Modell MOWIKA als Eingangsgröße.

In **Bild 4.6** ist der Informationsfluss der Iteration schematisch dargestellt. Der Kraftwerksausbau kann somit sowohl auf die Existenz von Speichern als auch auf den Beitrag der Speicher zur Versorgungssicherheit reagieren und eine für diese Größen optimalen Neubau bestimmen. Das Teilmodell MESTAS passt anschließend wiederum den Ausbau und den Einsatz der Speicher an den nun veränderten Kraftwerkspark an. Schritt für Schritt führt die Iteration zu einer besseren Anpassung von Kraftwerken und Speichern.



**Bild 4.6** Darstellung des Iterationskonzepts des Modells IMAKUS

Ein Vorteil der Aufteilung des Gesamtproblems in einzelne Teilprobleme zeigt sich in der noch gegebenen Übersichtlichkeit der Modelle. Alle Teilmodelle sind durch ihre Eingangsgrößen und Ausgangsgrößen definiert und auch für sich lauffähig. Somit wird Raum für Weiterentwicklungen geschaffen, da im Prinzip jeder Baustein durch ein Mo-

dell mit beispielsweise anderem Optimierungsverfahren aber gleichen Ein- und Ausgangsgrößen ausgetauscht werden kann.

## 4.2 Eingangsdaten der Teilmodelle

Im Teilmodell Eingangsdaten werden alle für die Simulation notwendigen Daten festgelegt oder erzeugt. Für die Überführung von Prognosedaten in eine für das Systemmodell passende Form sind eigene Berechnungen oder Modellansätze notwendig. Im folgenden Abschnitt werden diese dargestellt und erläutert.

### 4.2.1 Daten der Kraftwerke

Ein wesentlicher Faktor des Modells sind die Daten der bereits bestehenden Kraftwerke und die prognostizierten Daten für die Neubauoptionen. Diese werden entweder in den Modellen direkt oder für die Berechnung verschiedener Parameter verwendet. Für ein bereits bestehendes Kraftwerk werden die in **Tabelle 4.1** beispielhaft dargestellten Daten benötigt.

**Tabelle 4.1 Datenstruktur für Bestandskraftwerke im Modell IMAKUS**

Parameter	Kraftwerk 1	
Nennleistung (netto)	300	MW
Kraftwerkstyp	GuD	
Brennstofftyp	Erdgas	
Nennwirkungsgrad (netto)	58,5	%
Technische Verfügbarkeit	92	%
Revisionszeit	2	Wochen
Sonstige variable Betriebskosten (ohne Brennstoff)	2,5	€/MWh <sub>el</sub>
Baujahr	2005	
Lebensdauer	30	a

**Tabelle 4.2 Datenstruktur für Neubaukraftwerke im Modell IMAKUS**

Parameter	Option Typ A				
	2010	2011	...	2030	
Brennstofftyp	Erdgas	Erdgas			Erdgas
Nennwirkungsgrad (netto)	58,5	58,6		60	%
Technische Verfügbarkeit	91	91		91	%
Revisionszeit	2	2		3	Wochen
Sonstige variable Betriebskosten (ohne Brennstoff)	2,5	2,5		2,8	€/MWh <sub>el</sub>
CO <sub>2</sub> -Abscheidegrad	0	0		0	%
Spezifische Investitionskosten	700	710		800	€/kW <sub>el</sub>
Spezifische jährliche Fixkosten	18	18		18	€/kW <sub>el</sub> /a
Spezifische Abrisskosten	8	8		8	€/kW <sub>el</sub>
Lebensdauer	30	30		32	a

Die Datenstruktur für die Neubauoptionen im Kraftwerksbereich unterscheidet sich geringfügig von der bereits bestehender Kraftwerke (**Tabelle 4.2**). In diesem Fall ist eine Veränderung der Daten über den Simulationszeitraum möglich.

Die Parameter der Neubauoptionen hängen somit vom gewählten Baujahr innerhalb des Simulationszeitraums ab.

#### 4.2.2 Bestimmung der spezifischen arbeitsabhängigen Kosten

Sowohl in Teilmodell MOWIKA als auch in MESTAS wird der optimale Kraftwerkseinsatz endogen bestimmt. In beiden Fällen sind dabei für die Formulierung der Zielfunktion, welche die Gesamtkosten des zu optimierenden Systemteils abbilden soll, die spezifischen arbeitsabhängigen Kosten ein notwendiger Parameter.

Im Allgemeinen bestehen diese Kosten aus vier unterschiedlichen Bestandteilen:

- Brennstoffkosten
- sonstige variable Betriebskosten
- Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate
- Kosten für den Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> (tritt nur bei CCS auf)

Für die Bestimmung der emissionsabhängigen Kostenbestandteile ist die Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Intensität des jeweiligen Brennstoffes notwendig. Im Rahmen dieser Arbeit werden die in **Tabelle 4.3** dargestellten Werte verwendet.

**Tabelle 4.3 Emissionsfaktoren für unterschiedliche Brennstofftypen**

Brennstoff	Emissionsfaktor [t/MWh <sub>th</sub> ]
Erdgas	0,2016
Heizöl	0,2700
Steinkohle	0,3398
Braunkohle	0,3982
Uran	0

(Quelle: [73], eigene Berechnungen)

Die insgesamt anfallenden variablen Betriebskosten eines Kraftwerks können aus den vier einzelnen Bestandteilen wie folgt bestimmt werden:

$$k_{\text{betr}} = \frac{k_{\text{BS}}}{\eta} + k_{\text{var}} + \frac{\text{emi}}{\eta} \cdot (1 - \text{asg}) \cdot k_{\text{CO}_2} + \frac{\text{emi}}{\eta} \cdot \text{asg} \cdot k_{\text{ENTS} - \text{CO}_2} \quad (4.1)$$

Hierbei gilt:

$k_{\text{betr}}$	Spezifische Betriebskosten des Kraftwerks in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}}$
$k_{\text{BS}}$	Spezifische Brennstoffkosten in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{th}}}$
$k_{\text{var}}$	Spezifische sonstige variable Betriebskosten in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}}$
$k_{\text{CO}_2}$	Kosten für CO <sub>2</sub> -Zertifikate in $\frac{\text{€}}{\text{t}}$
$k_{\text{ENTS} - \text{CO}_2}$	Kosten für CO <sub>2</sub> -Transport und -Speicherung in $\frac{\text{€}}{\text{t}}$
$emi$	Spezifische Emissionen in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{th}}}$
$asg$	Abscheidegrad des Kraftwerks in %
$\eta$	Nennwirkungsgrad des Kraftwerks in %

### 4.2.3 Anpassung der Nettoleistung der Kraftwerksblöcke

Der Einsatz der Kraftwerke wird durch die Optimierung bestimmt. Dabei werden die einzelnen Blöcke aufsteigend nach ihren variablen Betriebskosten eingesetzt. Theoretisch würde damit die Ausnutzungsdauer von Grundlastkraftwerken 8760 h pro Jahr betragen, was aufgrund notwendiger Revisionen und möglicher Ausfälle jedoch nicht der Realität entspricht. Im Rahmen der Teilmodelle MOWIKA und MESTAS werden explizit keine Revisionen eingeplant und auch die Ausfälle werden nicht modelliert. Die produzierte Strommenge der Grundlastkraftwerke wäre somit in den Ergebnissen zu hoch und die der Spitzenlastkraftwerke zu niedrig. Um diese Vereinfachung zu korrigieren und realistische Ergebnisse zu erzielen, wird ein Reduktionsfaktor für die Nennleistung eingeführt, der die Revisionen und Ausfälle der einzelnen Kraftwerke berücksichtigt (vgl. [56]).

#### *Verfügbarkeitsfaktor*

Ziel dieser vereinfachten Methode ist es, innerhalb des Modells für jedes Kraftwerk die Energiemenge zu bestimmen, welche die Arbeitsverfügbarkeit der Anlagen näherungsweise berücksichtigt. Die Arbeits-Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke – also das Komplement der Arbeitsverfügbarkeit zu 100 % - setzt sich aus einem geplanten Anteil (Revisionen) und einem ungeplanten Anteil (Ausfälle) zusammen. Da modelltechnisch



die Kraftwerke zu allen Zeitpunkten zur Verfügung stehen, ist es nicht möglich, die Energieproduktion über die Einsatzdauer der einzelnen Kraftwerke zu reduzieren. Als Eingriffsmöglichkeit bietet sich lediglich die Nennleistung der Kraftwerke an, die mit Hilfe eines Faktors reduziert wird. Dieser Faktor entspricht der Arbeitsverfügbarkeit der Anlage und berücksichtigt sowohl geplante als auch ungeplante Ereignisse und kann wie folgt bestimmt werden:

$$f_{\text{redu}} = AV = 1 - NV_{\text{ungeplant}} - NV_{\text{geplant}} \quad (4.2)$$

Dabei gilt:

$f_{\text{redu}}$	Verfügbarkeitsfaktor
$AV$	Arbeitsverfügbarkeit in %
$NV_{\text{ungeplant}}$	Ungeplante Nicht-Verfügbarkeit der Anlage (Ausfälle) in %
$NV_{\text{geplant}}$	Geplante Nicht-Verfügbarkeit der Anlage (Revisionen) in %

Die geplante Nichtverfügbarkeit kann mit Hilfe der Revisionszeiten berechnet werden.

$$NV_{\text{geplant}} = \frac{T_{\text{REV}}}{T_a} \quad (4.3)$$

Mit:

$T_{\text{REV}}$	Jährliche Revisionszeit der Anlage
$T_a$	Dauer eines Jahres

Für die nähere Beschreibung der Anlagen wird die Größe „technische Verfügbarkeit“ eingeführt. Sie beschreibt die Verfügbarkeit der Anlage bezogen auf denjenigen Zeitraum eines Jahres, in dem die Anlage nicht in Revision ist. Diese Größe wird in Kapitel 4.5 für die Bestimmung der Zuverlässigkeit des Erzeugungskollektivs verwendet.

$$AV_{\text{technisch}} = \frac{AV}{AV + NV_{\text{ungeplant}}} \quad (4.4)$$

Dabei gilt:

$AV_{\text{technisch}}$	Technische Verfügbarkeit in %
-------------------------	-------------------------------

Die Arbeitsverfügbarkeit und somit der Reduktionsfaktor kann ebenso wie folgt beschrieben werden:

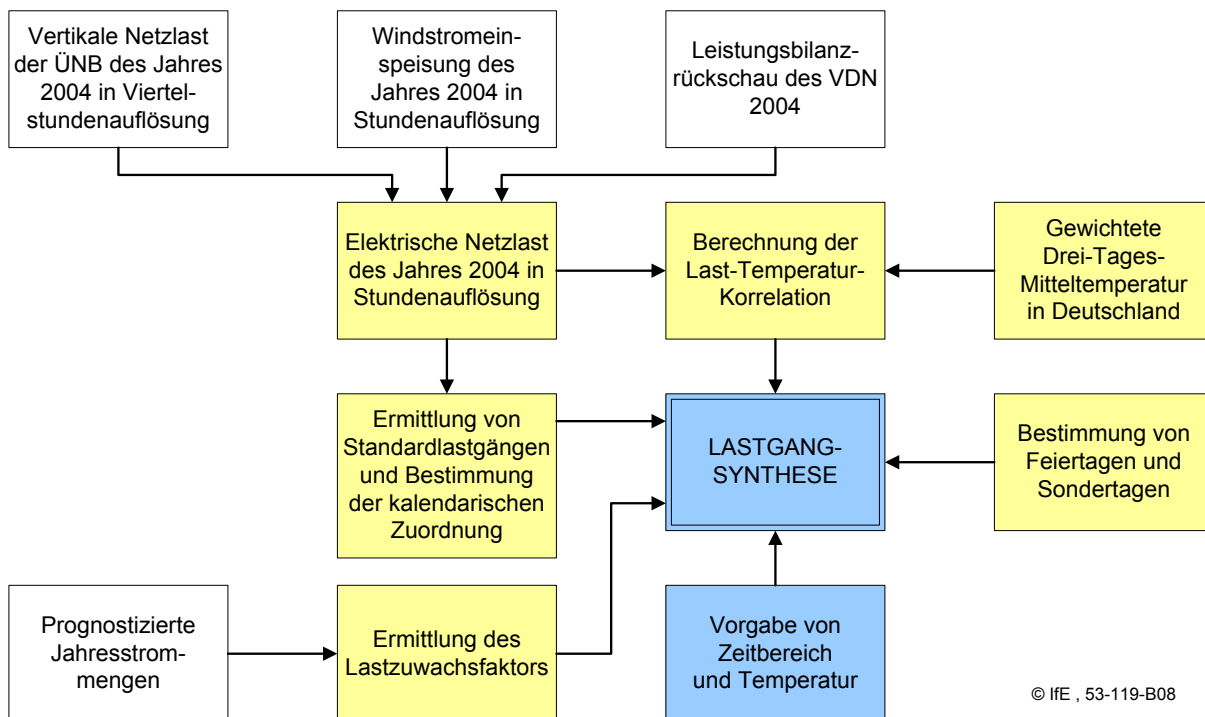
$$f_{\text{redu}} = AV = AV_{\text{technisch}} \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{REV}}}{T_a}\right) \quad (4.5)$$

Die Nennleistungen der Kraftwerke werden mit Hilfe dieses Faktors auf eine reduzierte Leistung umgerechnet, welche im Rahmen der Teilmodelle als Kraftwerksleistung verwendet wird. Bei der Ausweisung der Ausnutzungsdauer werden die Energiemengen wiederum auf die reguläre Nennleistung bezogen und bei der Bestimmung der gesicherten Leistung wird ebenfalls die reale Leistung des Kraftwerks verwendet.

#### 4.2.4 Ansatz für die Synthese der Netzlast [34] [57]

Für die Synthese der Verbraucherlast wird ein am Lehrstuhl vorhandenes Modell benutzt. Dieses berücksichtigt die saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen, den Typ des Tages, die Außentemperatur und konjunkturelle Faktoren. Dazu werden historische Daten der Netzlast auf ihre Korrelationen mit den unterschiedlichen Einflussfaktoren hin untersucht. Methodisch werden anhand eines iterativen Verfahrens die Tageslastgänge des Jahres 2004 analysiert und zu 19 unterschiedlichen Standardlastgängen zusammengefasst. Zusätzlich sind die meteorologischen Faktoren Jahreszeit und Außentemperatur für die Synthese von Lastgängen von Bedeutung.

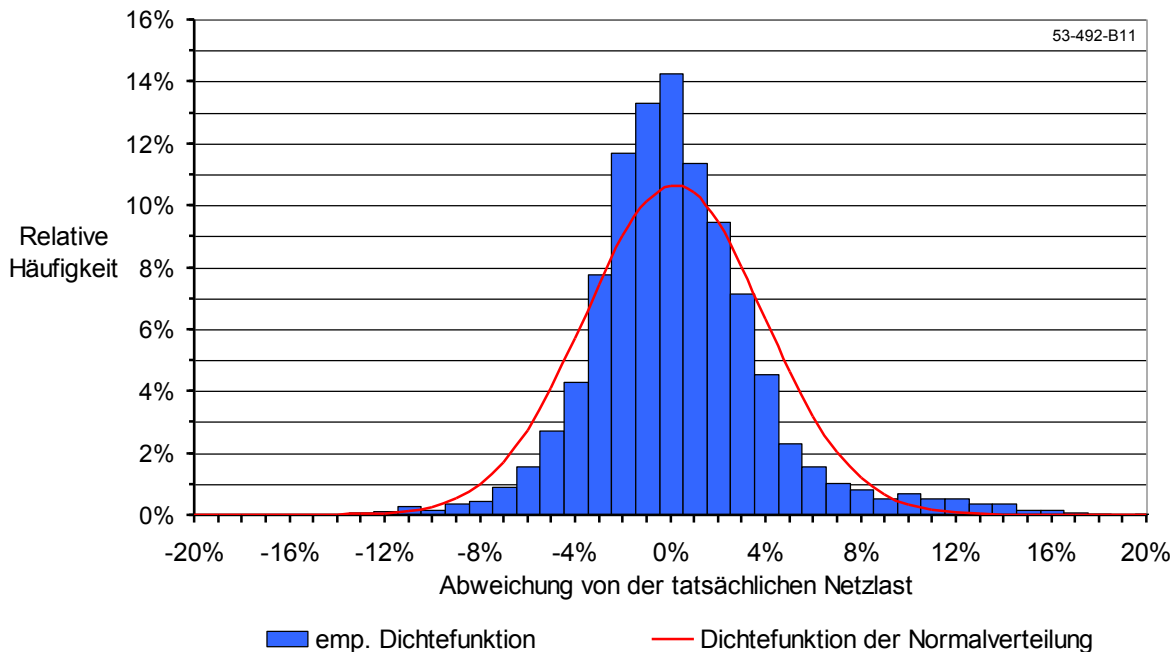
**Bild 4.7** zeigt das zugrunde liegende Modellschema für die Netzlastprognose.



**Bild 4.7 Modellschema der Netzlastsynthese [57]**

Die Validierung des erstellten Synthesemodells erfolgt mittels Vergleich von synthetisch errechneten Lastgängen in den Jahren 2004 und 2006 mit der real aufgetretenen Netzlast. Die auf diese Weise synthetisierten Lastgänge zeigen beim Vergleich mit den tatsächlichen Netzlastverläufen eine eindeutige Übereinstimmung in der Charakteristik und eine gute Übereinstimmung in der Höhe des Lastverlaufs.

Der Einfluss der unterschiedlichen Dauer von Tag und Nacht wird grob über die saisonalen Typtage erfasst. Im Detail ergeben sich jedoch dadurch systembedingte Abweichungen, welche sich allerdings in akzeptablen Fehlergrenzen befinden (**Bild 4.8**).



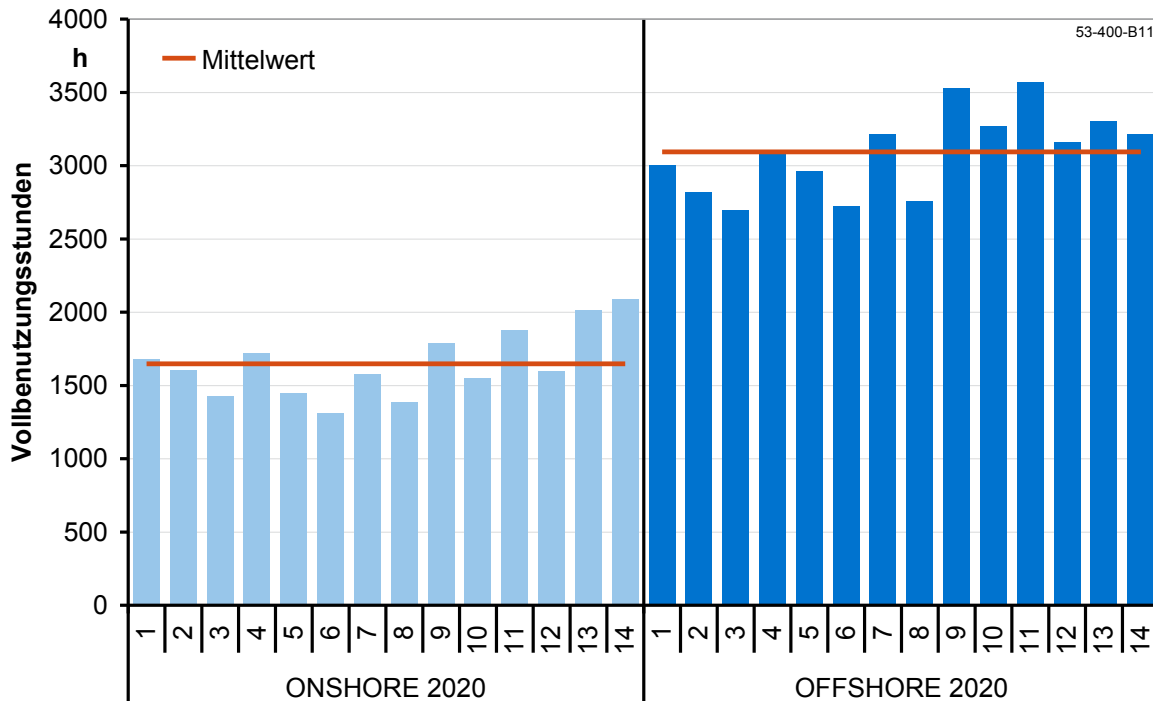
**Bild 4.8** Relative Häufigkeit der Abweichung der synthetischen Netzlast von der tatsächlichen Netzlast [37]

Die Führungsgrößen für die zukünftige Entwicklung der Last sind die prognostizierten Jahresstrommengen. Im Rahmen dieser Arbeit wird vereinfachend von einer gleichbleibenden Charakteristik des Lastverlaufs bis 2050 ausgegangen. Zukünftige Entwicklungen, die zu einer Veränderung des Lastprofils führen würden, werden somit vernachlässigt. Die Stundenwerte der einzelnen Jahre verhalten sich analog zu den Jahresstrommengen. Eine anteilige Veränderung der Gesamtstrommenge wirkt sich mit dem gleichen Anteil auf alle Jahreswerte aus.

#### 4.2.5 Ansatz für die Einspeisung aus Windenergieanlagen

In Anbetracht des erwarteten starken Ausbaus der EE ist eine möglichst realitätsnahe Modellierung der Windenergie von Bedeutung. In [58] und [75] wird ein am Lehrstuhl bereits entwickeltes Modell zur Windfeldmodellierung und der damit verbundenen Synthese der Windenergieeinspeisung für Deutschland beschrieben. Die Datengrundlage für die Windfeldmodellierung bilden die ERA15-Analysedaten des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersagen für den Zeitraum von 1980 bis 1993 [29]. Mit Hilfe dieser Daten wurden Charakteristiken für die Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Wind für 14 unterschiedliche Windjahre ermittelt, welche sich in Abhängigkeit des geographisch verteilten Zubaus verändern.

Vereinfachend werden im Rahmen dieser Arbeit die Charakteristiken des Jahres 2020 aus [6] verwendet. Für die 14 Windjahre ergeben sich die in **Bild 4.9** abgebildeten Vollbenutzungsstunden.



**Bild 4.9** Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer der Windeinspeisung von den Windbedingungen unterschiedlicher Jahre

Die Schwankungsbreite der Vollbenutzungsstunden und damit der Stromproduktion bewegt sich bei Onshore-Anlagen zwischen etwa 1300 und 2100 Stunden und bei Offshore-Anlagen zwischen 2900 und 3700 Stunden.

Für die Abbildung des Speichereinsatzes im Modell MESTAS sind zeitaufgelöste Windstromeinspeisungen als Eingangsgrößen methodisch notwendig. In den einzelnen Simulationsjahren könnten dafür theoretisch unterschiedliche Charakteristiken verwendet werden. Da in diesem Fall unterschiedliche Ergebnisse in den Einzeljahren auch auf die verschiedenen Windjahre zurückzuführen sein könnten, wird auf diese Variation verzichtet. Aus den Windjahren muss demzufolge ein möglichst repräsentatives Jahr ausgewählt werden. Um eine möglichst durchschnittliche Abbildung des Windes zu erreichen, bieten sich auf den ersten Blick Jahre an, deren Ausnutzungsdauern nahe am Mittelwert aller Jahre liegen. Bei dieser Betrachtung weist das Windjahr 4 die geringsten Abweichungen auf und wird im Rahmen dieser Arbeit verwendet.

Für die Berechnung der Leistungseinspeisung ist die Vorgabe von jährlichen Stromerzeugungsmengen notwendig. Diese ist in eine Onshore- und Offshore-Erzeugung aufzuteilen, woraus anhand der Charakteristiken die jeweils notwendige installierte Windkonverterleistung bestimmt wird. Die beiden Leistungseinspeisungen werden anschlie-

Bend zu einer gesamten Windstromeinspeisung aus Onshore- und Offshore-Anlagen zusammengefasst.

#### 4.2.6 Ansatz für die Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen

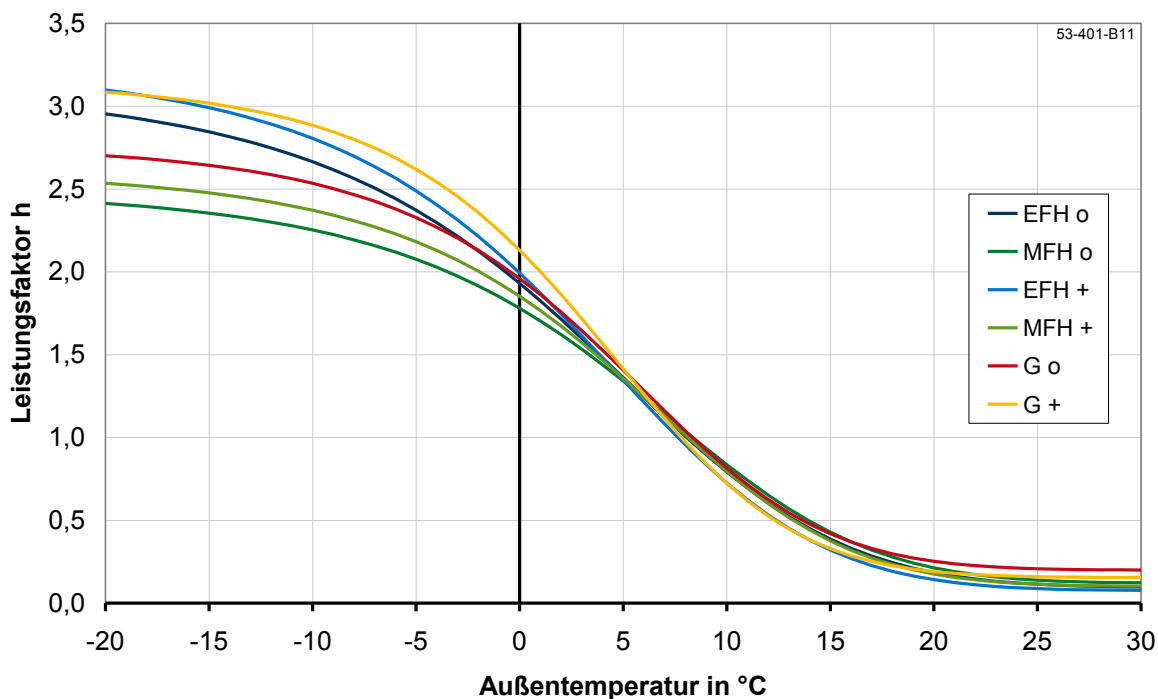
Im Rahmen der Modelle wird die ins Netz eingespeiste elektrische Energie aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als gesetzte Einspeisung definiert, da diese bei Klein-KWK-Anlagen einerseits über das KWK-Gesetz vorrangig ins Netz aufgenommen werden muss und andererseits sich die Stromerzeugung bei Großanlagen zur Fernwärmeversorgung in erster Linie am Wärmebedarf und nicht an der elektrischen Last orientiert. Die stromseitige Leistungseinspeisung der KWK-Anlagen wird mit Hilfe eines Rechenmodells bestimmt und den einzelnen Teilmodellen deterministisch vorgegeben.

Die synthetisch ermittelte Einspeisung elektrischer Energie von KWK-Anlagen (SYNELEN.KWK) basiert auf einem Modell zur Anwendung von Standardlastprofilen in der deutschen Gasversorgung [20]. Der Gaslastgang entspricht aufgrund der Prägung durch den Bedarf für thermische Anwendungen bei normierter Betrachtung näherungsweise dem Verlauf des Wärmebedarfs aus Wärmenetzen. Ebenso sind die normierten Verläufe des gesamten Wärmebedarfs aus Wärmenetzen und der Wärmeeinspeisung durch KWK-Anlagen als ähnlich anzunehmen. Diese Annahme lässt sich damit begründen, dass nach den Monatsberichten des Statistischen Bundesamtes [64] der Anteil der KWK an der gesamten Wärmeeinspeisung (d. h. inkl. reine Wärmeerzeuger wie Heizwerke) annähernd konstant über das ganze Jahr ist. Signifikante Abweichungen, insbesondere ein höherer Anteil reiner Wärmeerzeuger in den Wintermonaten, sind nicht zu erkennen. Stundenaufgelöst lässt sich dieser Nachweis aufgrund der Datenlage jedoch nicht führen.

Der Einsatz der KWK-Anlagen richtet sich primär nach der Struktur der Nachfrage, die aus einem Anteil zur Deckung des Raumwärmebedarfs und einem Anteil zur Deckung der Prozesswärme besteht. Der tägliche Raumwärmebedarf hängt im Sektor Haushalte von der Außentemperatur und im Sektor GHD sowohl von der Außentemperatur als auch vom Wochentag ab. Der tägliche Prozesswärmebedarf ist im Haushaltssektor näherungsweise über das ganze Jahr konstant und im GHD-Sektor wochentagsabhängig [20]. Für den Sektor Industrie wird er im Rahmen dieser Berechnung vereinfachend als konstant über das Jahr angenommen. Eine Ausnahme bildet hier der Zeitraum zwischen Heiligabend und dem Dreikönigstag, an dem viele Industriebetriebe Betriebsferien haben und der Bedarf niedriger anzusetzen ist.

Ausgangspunkt für die Bestimmung des täglichen Wärmebedarfs für die Sektoren Haushalte und GHD, der durch KWK-Anlagen gedeckt wird, ist eine Sigmoidfunktion (**Bild 4.10**), die den Leistungsfaktor  $h$  über der Außentemperatur darstellt. Der Leis-

tungsfaktor  $h$  beschreibt einen spezifischen Wärmebedarf eines Tages. Für die Bestimmung des Leistungsfaktors existieren jeweils für ein Ein-/Zweifamilienhaus, ein Mehrfamilienhaus und einen durchschnittlichen Gewerbebetrieb unterschiedliche Sigmoidkoeffizienten, die den Verlauf der Sigmoidkurve beschreiben. Des Weiteren wird zwischen windreichen und normalen Standorten (dargestellt durch „+“ und „o“) unterschieden. Diese Kurven berücksichtigen auch einen temperaturunabhängigen Verbrauch, der z. B. in Haushalten und im Gewerbe durch die Warmwasserbereitung gegeben ist.



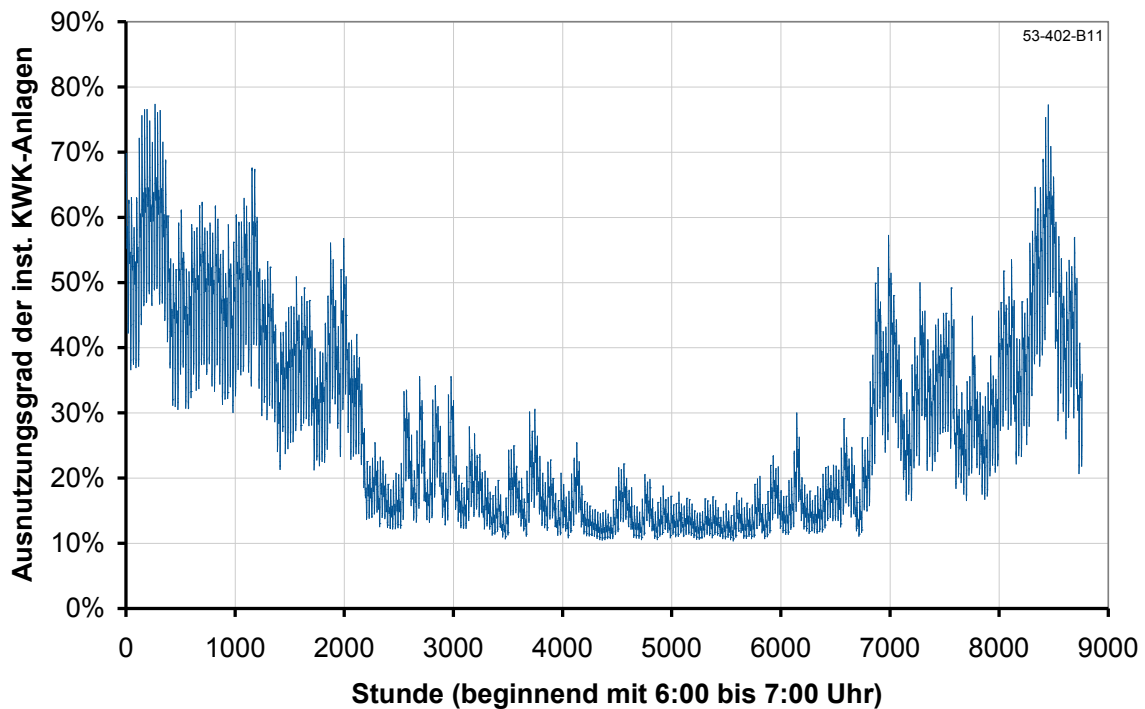
**Bild 4.10** Abhängigkeit der Sigmoidkurven von Gebäudetyp und Standort

Eine weitere Grundlage sind die thermischen Lastkurven der Wochentage in Stundenauflösung, die ebenfalls den Aufzeichnungen aus Gaslastgängen entstammen [20]. Diese M-förmigen Kurven geben den Anteil des Wärmebedarfs der jeweiligen Stunde am Tagesbedarf für die Sektoren Haushalte und GHD wieder. Dabei besteht eine Abhängigkeit der Kurvenform vom Wochentag, von der jeweiligen Tagesmitteltemperatur, die einer bestimmten Temperaturkategorie zuzuordnen ist, und im Sektor Haushalte vom Gebäudetypen (Ein-/Zweifamilienhaus bzw. Mehrfamilienhaus). Für den Industriesektor wird vereinfacht ein zeitunabhängiger konstanter Verbrauch angesetzt.

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Tagesmitteltemperatur [11], dem daraus resultierenden täglichen Wärmebedarf und der stündlichen Deckung durch KWK-Anlagen lassen sich insgesamt sechs normierte, temperaturabhängige thermische Erzeugungslinien ermitteln – für EFH/ZFH, Mehrfamilienhäuser und Gewerbe jeweils für einen windreichen und einen normalen Standort. Dabei wird der gleiche Temperaturverlauf wie bei

der Synthese der elektrischen Last verwendet. Mithilfe von Daten zum Bestand und zur Struktur der Wohneinheiten in Deutschland [63] lassen sich die ermittelten Tagesverläufe gewichten und zu je einem normierten Lastgang für die Sektoren Haushalte und GHD zusammenfassen.

Aus den Daten zum Verbrauch von Fernwärme nach Sektoren [16] und den Daten zur Jahresstromerzeugung von KWK-Anlagen [64] lassen sich die normierten Lastgänge der drei Sektoren entnormieren und zu einer stundenaufgelösten Leistungsbereitstellung elektrischer Energie durch KWK-Anlagen zusammenfassen. Bezogen auf die Nennleistung der installierten KWK-Anlagen ergibt sich dann die entsprechende normierte Kurve (**Bild 4.11**). Vereinfachend wird in diesem Rechenmodell von einer konstanten Stromkennzahl ausgegangen, was zu einer direkten Proportionalität von Wärmebedarfsdeckung und Stromerzeugung der Anlagen führt.



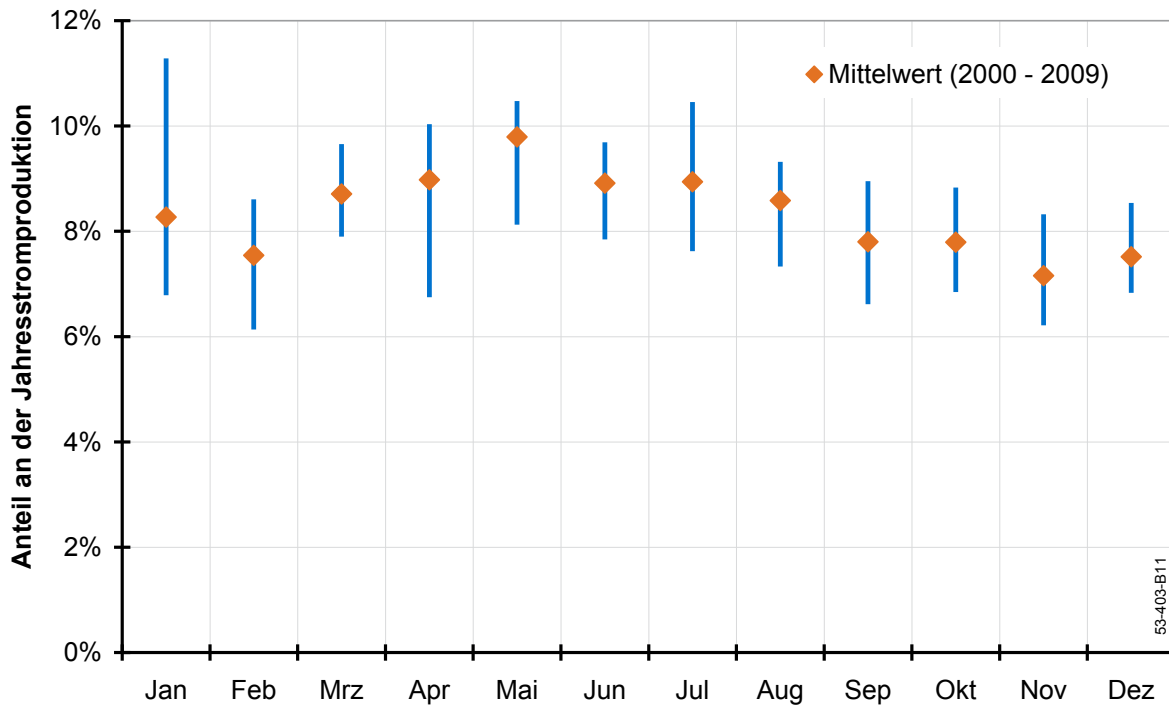
**Bild 4.11 Synthetisierte normierte Einspeisung aus KWK-Anlagen in Deutschland**

Nicht berücksichtigt ist in diesem Modell die thermische Speicherfähigkeit von Wärmenetzen, was prinzipiell einen gewissen zeitlichen Versatz von Wärmebedarf und Wärmeerzeugung ermöglicht. Die Analogie zum Gasnetz ist jedoch trotzdem gegeben, da auch hier das Netz einen Puffer darstellt.

#### 4.2.7 Ansatz für die sonstige Einspeisung aus EEG-geförderter Erzeugung

Die Einspeisung aus Wasserkraft und Geothermie wird in Form einer gleichmäßigen Leistung über einen Monat bzw. über ein Jahr modelliert. Die daraus resultierenden

Charakteristiken werden wiederum anhand von jährlichen Erzeugungsmengen in konkrete Leistungswerte in Stundenaufösung umgerechnet. Die saisonale Schwankung der Wasserkraft wird dabei mit Hilfe statistischer Daten aus [30] ermittelt. In **Bild 4.12** ist der mittlere Anteil an der jährlichen Wasserkrafterzeugung der einzelnen Monate über den Zeitraum von 2000 bis 2009 dargestellt. Zusätzlich markieren die blauen Linien den Bereich zwischen maximalem und minimalem Anteil innerhalb dieser Periode.



**Bild 4.12** Saisonalverlauf der Stromproduktion aus Laufwasser für die Jahre 2000 bis 2009 [30]

Die jährlichen Einspeisewerte der Wasserkraft werden anhand der Mittelwerte der Anteile auf Erzeugungsmengen der einzelnen Monate umgerechnet. Werden anschließend diese Mengen durch die Anzahl der Stunden des jeweiligen Monats geteilt, zeigt das Ergebnis die notwendige monatsabhängige Dauerleistung der Wasserkraft.

Die Erzeugung aus Biomasse wird anteilig ebenfalls mit Hilfe der KWK-Modellierung realisiert, da teilweise von einem wärmegeführten Betrieb der Anlagen ausgegangen werden kann. Um übliche Ausnutzungsdauern der Technologie realisieren zu können, wird die wärmegeführte Charakteristik um einen Grundlastanteil erweitert.

Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen wird mit einem vereinfachten Modellansatz im Stundenraster nachgebildet. Dabei wird auf frei verfügbare Solarstrahlungsdaten aus [61] zurückgegriffen. Die Charakteristik wird durch die Einstrahlungswerte einer nach Süden ausgerichteten Fläche der Neigung  $30^\circ$  angenähert. Für die Berücksichtigung der unterschiedlichen Strahlungswerte in Deutschland werden die fünf Bundesländer verwendet, in denen sich im Jahr 2009 in Summe mehr als 80 % der installierten



PV-Leistung in Deutschland befinden [18]. Vereinfachend werden den Bundesländern die Strahlungswerte der jeweiligen Hauptstadt zugeordnet. Die entsprechenden Werte sind in **Tabelle 4.4** dargestellt.

**Tabelle 4.4 Datenbasis für Modellierung der Einspeisung aus Photovoltaik**

Bundesland	Anteil an PV in Deutschland	Strahlungsdaten
Bayern	40 %	München
Hessen	6 %	Wiesbaden
Baden-Württemberg	18 %	Stuttgart
Nordrhein-Westfalen	7 %	Düsseldorf
Niedersachsen	11 %	Hannover

Die Strahlungsdaten der einzelnen Städte werden mittels realer Einspeisedaten auf Leistungscharakteristiken umgerechnet und entsprechend ihres Anteils der von ihnen repräsentierten Bundesländer an der installierten PV-Leistung gewichtet. Vereinfachend wird dabei ein linearer Zubau innerhalb eines Jahres angenommen.

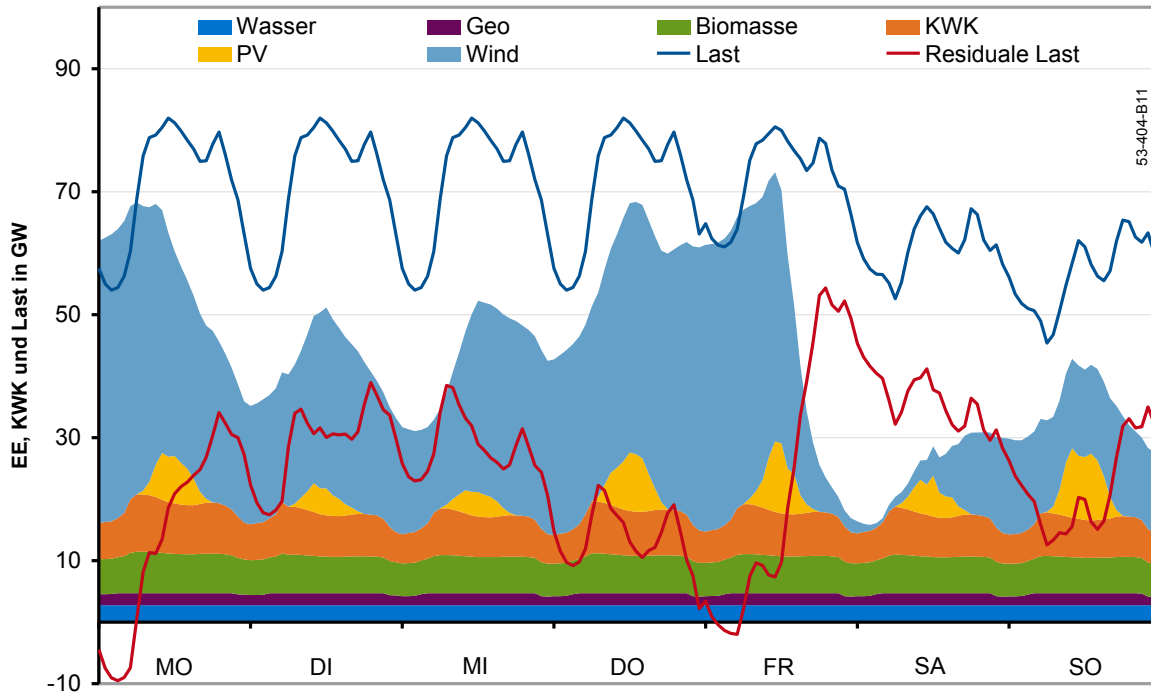
#### 4.2.8 Ermittlung der residualen Netzlast

Der Restlastgang – die residuale Last – ist der Anteil der Last, der von thermischen Kraftwerken gedeckt werden muss, und ergibt sich aus der Differenz der Last und der vorrangig ins Netz aufgenommenen Einspeisung aus Kraft-Wärme-Kopplung und aus erneuerbaren Quellen.

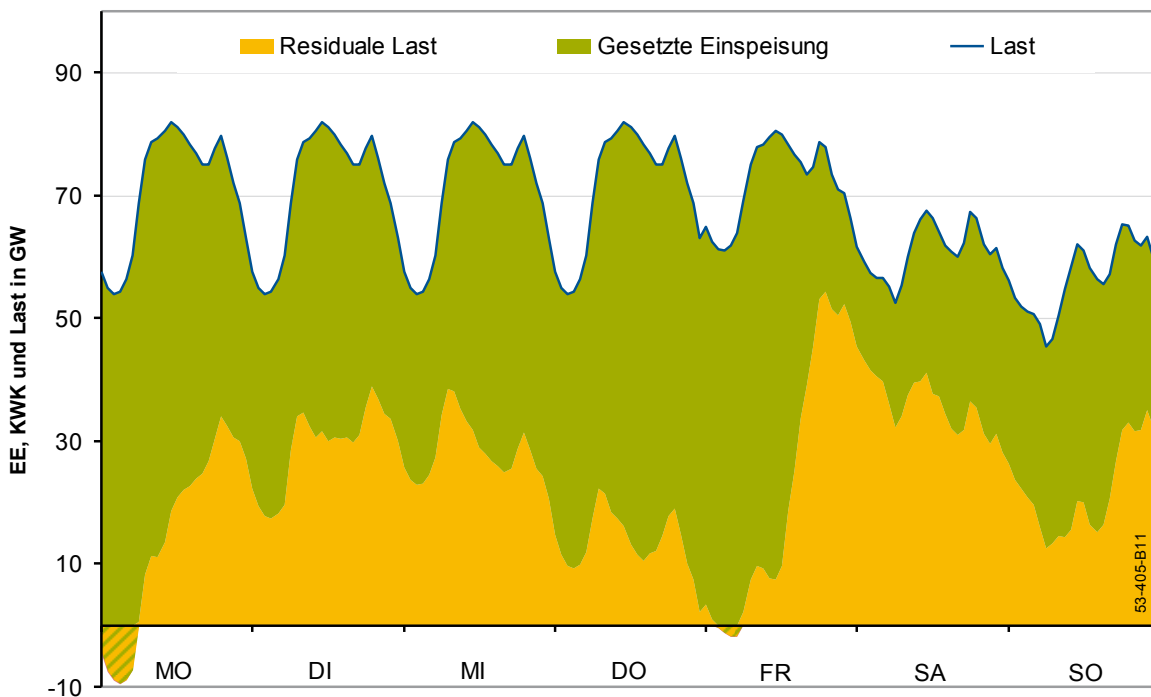
In **Bild 4.13** sind für eine Beispielwoche eines exemplarischen Zukunftsszenarios mit hohem Anteil an EE die einzelnen Bestandteile der gesetzten Einspeisung dargestellt.

Zusammengefasst ergibt sich der in **Bild 4.14** abgebildete zeitliche Verlauf von residualer Last und gesetzter Einspeisung.

Bei einem weiterhin starken Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren, nicht disponibaren Quellen wie Wind und Photovoltaik sind Zeitpunkte zu erwarten, bei welchen die gesetzte Einspeisung die Last übersteigt. Dies führt in diesem Schema zu einer negativen residualen Last, also folglich zu einem Energieüberschuss, welcher unter Umständen durch Speicherung wirtschaftlich genutzt werden kann. In der dargestellten Beispielwoche treten diese Zeitpunkte am Montag und Freitag auf.



**Bild 4.13** Gesetzte Einspeisung für eine Beispielwoche in Deutschland



**Bild 4.14** Residuale Last für eine Beispielwoche in Deutschland

### 4.2.9 Daten der Speicher

Für bestehende Speicher und Neubauoptionen wird analog zu den Kraftwerken eine jeweils unterschiedliche Datenbasis benötigt. In **Tabelle 4.5** sind die Eingangsgrößen für den Speicherbestand schematisch dargestellt.

**Tabelle 4.5 Datenstruktur für die bestehenden Speichieranlagen**

Parameter	Speicher 1	
Typ	PSW	
Nennleistung (Laden)	300	MW
Nennleistung (Entladen)	280	MW
Nutzbare Kapazität	1500	MWh
Speichernutzungsgrad	78	%
Ruhennutzungsgrad (stündlich)	99,95	%
Technische Verfügbarkeit	95	%
Anfangsspeicherstand	50	%
Sonstige variable Betriebskosten (Laden)	0,5	€/MWh <sub>el</sub>
Sonstige variable Betriebskosten (Entladen)	0,5	€/MWh <sub>el</sub>
Baujahr	1980	
Lebensdauer	80	a

Ähnlich wie bei den Kraftwerken wäre auch im Bereich der Neubauoptionen von Speichern eine typspezifische Veränderung der Parameter über den Simulationszeitraum denkbar. Im Hinblick auf die Konsistenz der Ergebnisse ist dies bei der Verwendung eines „Grüne-Wiese-Ansatzes“ jedoch nur begrenzt sinnvoll. Die Entscheidung über einen Neubau wird in jedem Simulationsjahr von neuem getroffen, ohne die eventuellen Aktivitäten der Vorjahre zu berücksichtigen.

Bei sich ändernden Eingangsparametern innerhalb des Betrachtungszeitraums wäre eine Bewertung und Interpretation der Zubauentscheidungen in den Einzeljahren schwierig und eine reale Zubauplanung praktisch nicht durchführbar. Dieses Problem könnte vermieden werden, wenn die neuen Parameter einen eigenen Speichertyp definieren. Der Zubau wäre dann erst ab einem bestimmten Jahr möglich. Dies soll nachfolgend anhand eines schematischen Beispiels erläutert werden.

Eine Technologie A mit 70 % Speichernutzungsgrad kann beispielsweise ab 2015 gebaut werden. Durch eine neue Entwicklung kann der Nutzungsgrad ab dem Jahr 2020 auf 75 % gesteigert werden. Innerhalb des Modells für den Speicherzubau (MESTAS) kann dies wie folgt modelliert werden:

- Ab dem Simulationsjahr 2015 steht die Technologie  $A_{2015}$  mit 70 % Nutzungsgrad als Neubauoption zur Verfügung
- Ab dem Simulationsjahr 2020 stehen die Technologien  $A_{2015}$  mit 70 % und  $A_{2020}$  mit 75 % Nutzungsgrad als Neubauoptionen zur Verfügung

Die Anzahl der möglichen Neubauoptionen von Speichern ist im Wesentlichen für den Rechenzeitbedarf verantwortlich. Bei der Parametrierung der Neubauspeicher wird deshalb im Rahmen dieser Arbeit auf eine Veränderung innerhalb des Simulationszeitraums verzichtet.

**Tabelle 4.6** zeigt die Struktur der Eingangsdaten für die Neubauoptionen an Speichertechnologien.

**Tabelle 4.6 Datenstruktur für die Speicherneubauoptionen**

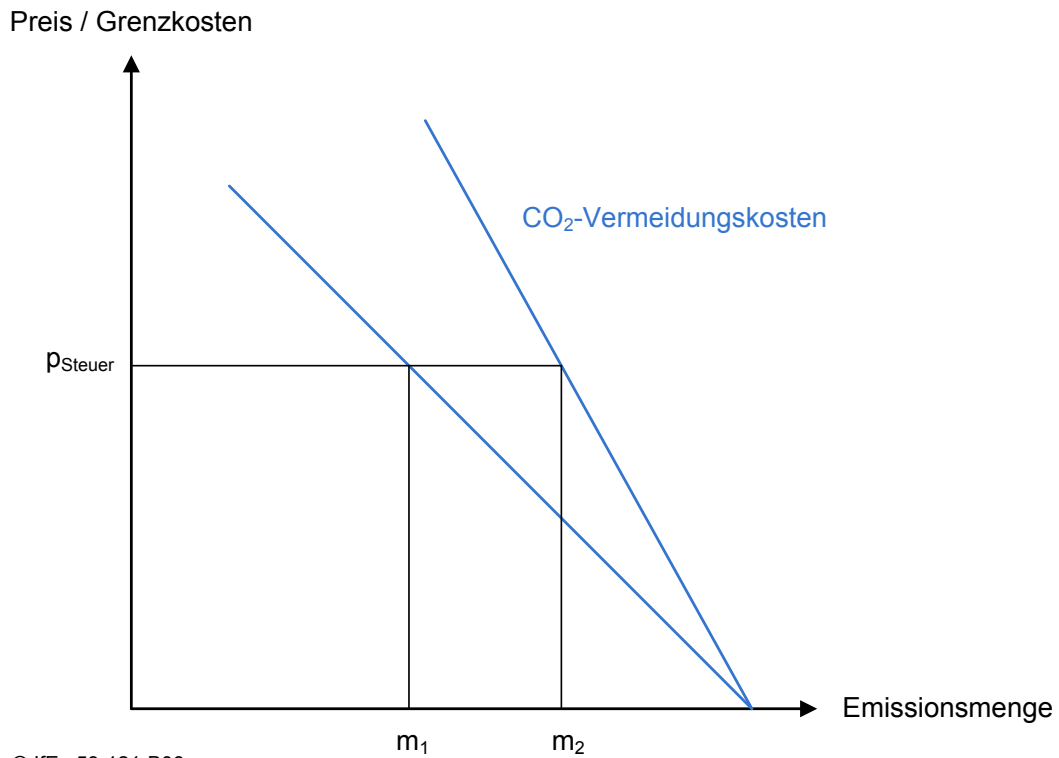
Parameter	Neubauoption 1	
Typ	A	
Speichernutzungsgrad	78	%
Technische Verfügbarkeit	95	%
Revisionszeit	2	Wochen
Ruhennutzungsgrad (stündlich)	99,95	%
Sonstige variable Betriebskosten (Laden)	0,5	€/MWh <sub>el</sub>
Sonstige variable Betriebskosten (Entladen)	0,5	€/MWh <sub>el</sub>
Spezifische Investitionskosten – Ladeeinheit	500	€/kW
Spezifische Investitionskosten – Entladeeinheit	400	€/kW
Spezifische Investitionskosten – Kapazität	10	€/kWh
Spezifische jährliche Fixkosten	15	€/kW a
Spezifische Abrisskosten	6	€/kW
Lebensdauer	80	a

#### 4.2.10 Instrumente zur Integration des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels [57] [55]

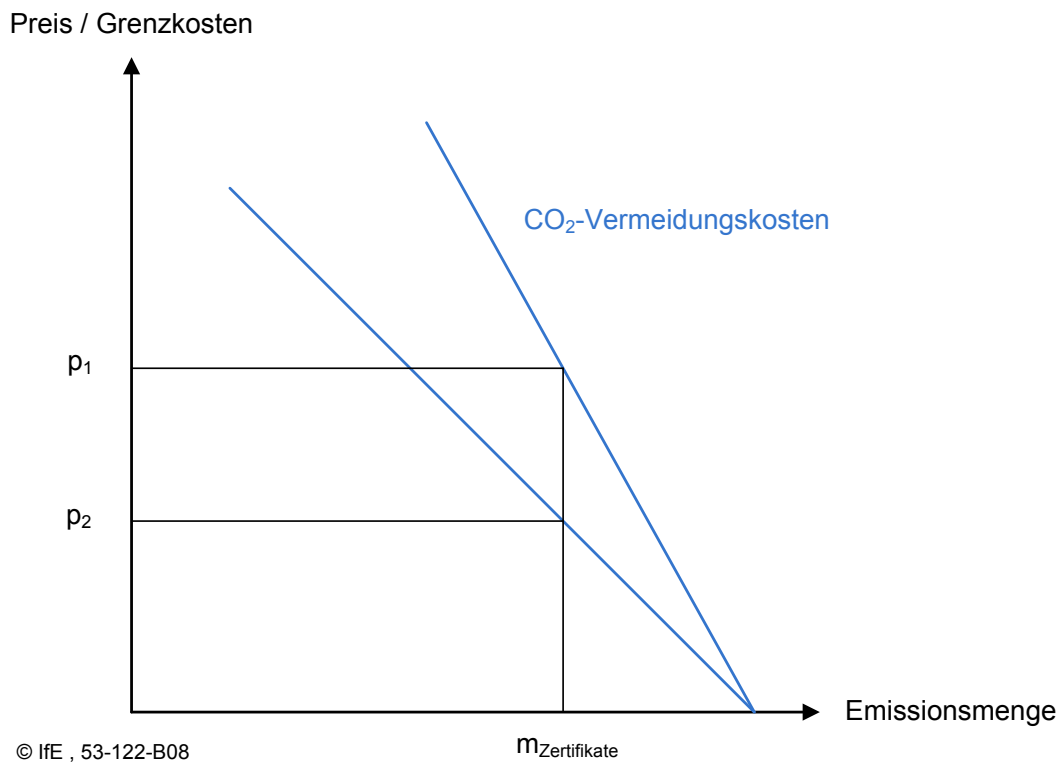
Im Prinzip sind für das Ziel der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen zwei marktkonforme Instrumente denkbar: eine Besteuerung der Emissionen und die Ausgabe bzw. die Versteigerung von Zertifikaten. Bei der Besteuerung wird ein Steuersatz auf die Emissionen von CO<sub>2</sub> angesetzt, welcher bei gleichbleibender Emissionsmenge die Kosten erhöhen würde.

Für den Emittenten ist es folglich immer dann interessant, Potentiale zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu nutzen, wenn die Kosten der Einsparung unterhalb des Steuersatzes liegen. Im Allgemeinen ist jedoch nicht vorher zu bestimmen, um welchen Betrag die Emissionen sinken, da die Vermeidungskostenkurve der einzelnen Akteure nicht bekannt ist, und somit nicht ermittelt werden kann, welche Einsparpotentiale mit diesem Steuersatz realisiert werden können. Bei diesem Instrument handelt es sich um eine Preissteuerung, d. h. die Steuer und somit der Preis für die Emissionen ist vorgegeben, wohingegen die resultierende Menge mit Unsicherheiten behaftet ist.

In **Bild 4.15** ist diese Überlegung schematisch für zwei unterschiedliche Vermeidungskostenkurven dargestellt.



**Bild 4.15** Schematische Darstellung einer Preissteuerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen



**Bild 4.16** Schematische Darstellung einer Mengensteuerung bei CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bei einem Zertifikatesystem wird die Emissionsmenge anhand der ausgegebenen Zertifikate festgelegt. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten können in diesem Zusammenhang auch als Nachfragekurve nach Zertifikaten interpretiert werden. Aus dem Angebot an Zertifikaten und der Nachfragekurve bildet sich ein markträumender Zertifikatspreis. Wäre die Anzahl der Zertifikate höher, würde der Preis für die Zertifikate sinken und umgekehrt. Ist die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen kostengünstiger zu erreichen, sinkt ebenfalls der Preis. Alle Maßnahmen zur Vermeidung, die unterhalb dieses Preises liegen, werden realisiert. Bei diesem Instrument wird eine Mengensteuerung implementiert, wodurch die notwendigen Kosten, die zur Reduktion der Emissionen auf die festgelegte Menge führen, mit Unsicherheiten behaftet sind (**Bild 4.16**).

Im Energiesystem ist derzeit ein Handelssystem mit Zertifikaten installiert. Das Ziel dieses Systems ist es, auch bei unbekannter Vermeidungskostenkurve die angestrebte Menge an Emissionen genau zu treffen. Nachteilig ist jedoch das in diesem Fall auftretende höhere Kostenrisiko für den Investor. Der Zertifikatspreis ist unsicher und muss deshalb als Risiko in die Investitionsplanung mit einfließen. Dies führt unter Umständen zu einem nicht optimalen Investitionsverhalten im Sinne der optimalen Einsparung an Emissionen.

Im Rahmen der in dieser Arbeit entwickelten Modelle können prinzipiell beide Instrumente abgebildet werden. Zum einen können prognostizierte Zertifikatspreise vorgegeben werden, was realistisch betrachtet die Steuervariante darstellt. Eine andere Möglichkeit ist die Vorgabe von Emissionsobergrenzen, welche jährlich oder möglicherweise auch für mehrjährige Zeitperioden eingehalten werden müssen. Auf diese Weise kann ein mit dieser Menge korrespondierender Zertifikatspreis ermittelt werden, welcher den Vermeidungskosten der letzten eingesparten Einheit an CO<sub>2</sub> entspricht.

### 4.3 MOWIKA – Teilmodell für den Kraftwerksausbau

Im folgenden Abschnitt wird das Teilmodell MOWIKA zur Ausbauplanung der Kraftwerke dargestellt und detailliert erläutert. Zunächst werden dabei kurz die Grundlagen der linearen Programmierung (LP) und die Notation im Rahmen dieser Arbeit dargestellt. In einem kurzen Einschub werden anschließend die wesentlichen Eigenschaften der Ausbauplanung von Kraftwerken theoretisch beschrieben.

#### 4.3.1 Grundlagen der linearen Programmierung

##### 4.3.1.1 Einführung

Die lineare Programmierung (LP) ist ein in weiten Bereichen eingesetztes Verfahren zur Lösung von Optimierungsproblemen. Grundsätzlich wird dabei das Ziel verfolgt, eine lineare Zielfunktion zu minimieren oder zu maximieren und dabei ebenfalls lineare Nebenbedingungen einzuhalten. Die Lösung dieser Optimierungsaufgabe wurde lange Zeit mit Hilfe des *Simplex-Verfahrens* durchgeführt, welches in [39] ausführlich beschrieben wird. Seit den 80er Jahren etabliert sich zur Lösung von LP-Problemen auch das *Innere-Punkt-Verfahren* (engl.: *interior point* oder *barrier algorithm*), welches sich durch bessere Eigenschaften im Rechenzeitbedarf auszeichnet [36].

Notwendig für die Anwendung der LP ist die mögliche Überführbarkeit der realen Problemstellung in die vorgegebene Struktur des linearen Programms. Ein wesentlicher Vorteil der LP ist ein reproduzierbares Ergebnis der Problemstellung und das garantierte globale Optimum der gefundenen Lösung. In den folgenden Abschnitten werden zunächst kurz die Grundlagen der LP erläutert. Anschließend wird die Form der Darstellung des linearen Programms im Rahmen dieser Arbeit eingeführt und erklärt.

##### Grundform

Die Grundform eines Problems der linearen Programmierung (LP) mit  $n$  Variablen und  $m$  Nebenbedingungen kann wie folgt formuliert werden [36] [44]:

Minimierung der Zielfunktion  $Z$

$$Z = \min \quad \text{mit} \quad Z = \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j \quad (4.6)$$

mit den Nebenbedingungen

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot x_j \geq b_i \quad \text{für} \quad i = 1 \dots m$$

$$x_j \geq 0 \quad \text{für} \quad j = 1 \dots n$$

Das lineare Problem kann auch in der Matrix-Vektor-Notation beschrieben werden. Es lautet dann:

$$\min \left\{ \underline{c}^T \cdot \underline{x} \mid A \cdot \underline{x} \geq \underline{b}; \underline{x} \geq 0 \right\} \text{ mit } A \in \mathfrak{R}^{m \times n}, \underline{x} \in \mathfrak{R}^n, \underline{b} \in \mathfrak{R}^m \quad (4.7)$$

Die einzelnen Parameter können dabei wie folgt beschrieben werden.

- $x_j$     Entscheidungsvariablen, die im Rahmen der LP optimiert werden
- $c_j$     Koeffizienten, die den Einfluss der Entscheidungsvariablen auf die Zielfunktion definieren
- $a_{ij}$    Einfluss der Entscheidungsvariable  $i$  in der Nebenbedingung  $j$
- $b_i$     Rechte Seite der Nebenbedingung  $i$

#### 4.3.1.2 Formulierung im Rahmen dieser Arbeit

Die lineare Programmierung als Lösungsmethode eines Optimierungsproblems wird in dieser Arbeit bei den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS eingesetzt. Die einzelnen Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen repräsentieren dabei unterschiedliche Größen und Zusammenhänge. Für eine übersichtliche Darstellung der einzelnen Komponenten der Modelle wird eine aufgelöste Matrix-Schreibweise eingeführt, die nachfolgend erläutert wird. Zusätzlich wird die Formulierung der Nebenbedingungen besser an die Problemstellung angepasst.

Zielfunktion

$$\underline{c}^T \cdot \underline{x} = \min$$

mit den Nebenbedingungen

$$A_{eq} \cdot \underline{x} = \underline{beq} \quad \text{Gleichungen}$$

$$A \cdot \underline{x} \leq \underline{b} \quad \text{Ungleichungen}$$

und den Untergrenzen ( $lb$ ) und Obergrenzen ( $ub$ ) für die Entscheidungsvariable  $x$

$$\underline{lb} \leq \underline{x} \leq \underline{ub}$$

**Bild 4.17** zeigt die Systematik der aufgelösten Matrix-Struktur, die im Rahmen dieser Arbeit zur Darstellung des linearen Programmierungsproblems verwendet wird. Die einzelnen Einträge symbolisieren dabei immer einen Wert.



Zielfunktion	$c_1$	$c_2$	$c_3$	...	$c_n$	
Obergrenze	$ub_1$	$ub_2$	$ub_3$	...	$ub_n$	
Untergrenze	$lb_1$	$lb_2$	$lb_3$	...	$lb_n$	
Gleichungen	$Aeq_{11}$	$Aeq_{12}$	$Aeq_{13}$	...	$Aeq_{1n}$	$beq_1$
	...	...	...	...	...	...
	$Aeq_{m1}$	$Aeq_{m2}$	$Aeq_{m3}$	...	$Aeq_{mn}$	$beq_m$
Ungleichungen	$A_{11}$	$A_{12}$	$A_{13}$	...	$A_{1n}$	$b_1$
	...	...	...	...	...	...
	$A_{k1}$	$A_{k2}$	$A_{k3}$	...	$A_{kn}$	$b_k$
Entscheidungsvariable $\underline{x}^T$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	...	$x_n$	

53-406-B-10

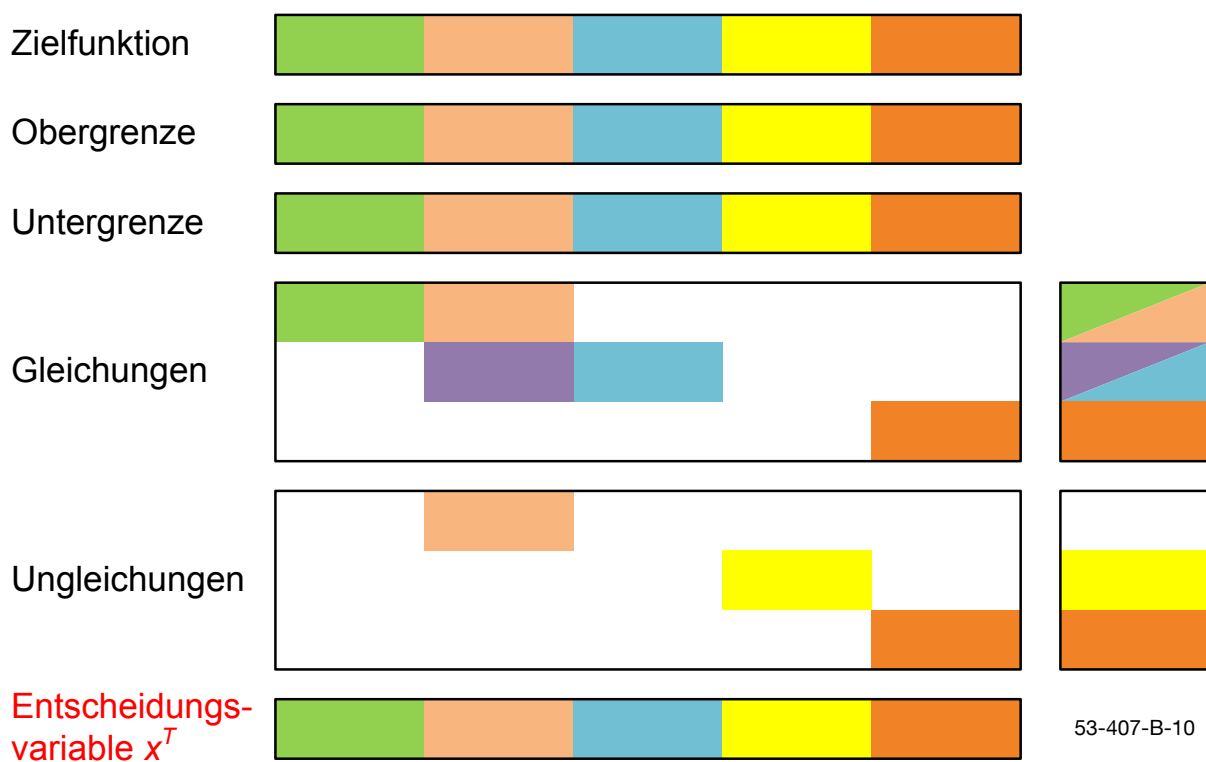
**Bild 4.17** Schema der aufgelösten Matrix-Struktur einer linearen Optimierung

Diese Struktur soll die Darstellbarkeit der einzelnen Betrachtungsgegenstände innerhalb des Systems ermöglichen. Die einzelnen Größen, die im Rahmen der Optimierung behandelt werden, können dann anhand farbiger Felder inhaltlich und strukturell dargestellt werden.

In **Bild 4.18** ist ein schematisches Beispiel dargestellt. Innerhalb der Bereiche für die Nebenbedingungen (Gleichungen und Ungleichungen) ist die Beteiligung der Entscheidungsvariablen an der jeweiligen Bedingung ersichtlich. Weiße Bereiche innerhalb der Matrix bedeuten eine Unabhängigkeit der Nebenbedingung von den jeweiligen Variablen, d. h. es werden dort nur Nullen eingetragen. Die einzelnen Blöcke können eine oder mehrere Variablen enthalten bzw. eine oder mehrere Nebenbedingungen. Die Unterteilung erfolgt lediglich anhand einer inhaltlichen Gliederung.

Ein kurzes Beispiel soll dies noch einmal verdeutlichen. Die grün dargestellten Blöcke stehen beispielsweise für alle Zusammenhänge im Bereich der Bestandskraftwerke innerhalb eines Erzeugungsmodells. Die gesuchte Größe, also die Entscheidungsvariable  $x$ , wäre in diesem Fall die Leistung des Kraftwerks zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Anzahl der Variablen innerhalb des grünen Blocks hängt demnach von der Anzahl an Kraftwerken und der Zahl der Zeitpunkte ab.

Der Einsatz der Kraftwerke wird durch die Last bestimmt, zu deren Deckung die Kraftwerke beitragen können. Die notwendige Bedingung der Lastdeckung wird im Bereich der Gleichungen realisiert. Zu jedem Zeitpunkt muss die Last gedeckt werden, wodurch für jeden Zeitpunkt eine eigene Gleichung formuliert werden muss. In diesem Fall hängt die durch den grünen Block repräsentierte Gleichungsanzahl von der Anzahl der betrachteten Zeitpunkte ab. Die Grenzen werden durch die technischen Anlagenparameter bestimmt. Die Koeffizienten in der Zielfunktion beschreiben den Zusammenhang zwischen der aktuellen Leistung des Kraftwerks und den daraus resultierenden Betriebskosten, welche somit in die zu optimierende Zielfunktion eingehen.



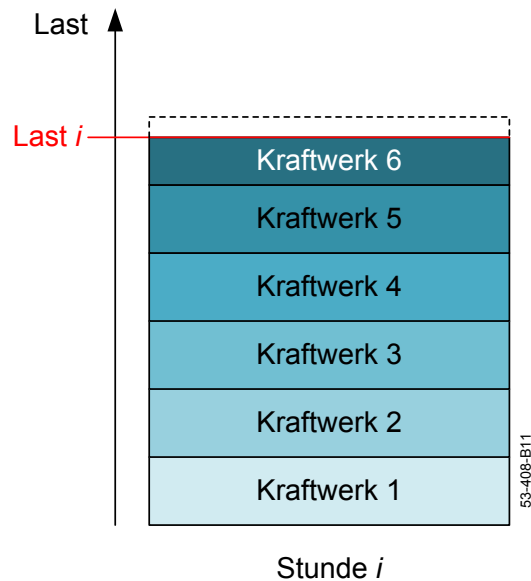
**Bild 4.18** Schematische Darstellung der funktionalen Blöcke in der aufgelösten Matrix-Struktur der linearen Optimierung

Bei den folgenden Modellbeschreibungen werden sowohl die hier erläuterten Strukturbilder als auch die entsprechenden Gleichungen dargestellt. Die Bildungsvorschriften der einzelnen Blöcke werden für die jeweiligen Modelle in Kapitel 10 abgebildet.

### 4.3.2 Theorie der Ausbau- und Einsatzplanung von Kraftwerken

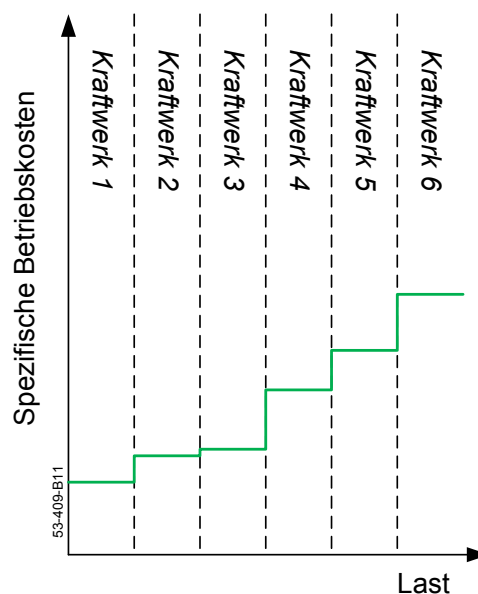
Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, ist die Kostenstruktur der Kraftwerke durch Fixkosten und variable Kosten festgelegt. Die Fixkosten sind dabei nur bei der Investitionsentscheidung von Bedeutung, da nach einer getroffenen Entscheidung diese Kosten unabhängig davon anfallen, ob das Kraftwerk eingesetzt wird oder nicht. Für die Bestim-

mung des wirtschaftlichen Einsatzes sind daher nur die variablen bzw. arbeitsabhängigen Betriebskosten relevant. Der Kraftwerkseinsatz wird in erster Näherung von der Höhe der Lastanforderung bestimmt. Die Kraftwerke werden beginnend mit dem günstigsten Block nacheinander zugeschaltet bis die Summenleistung aller Blöcke ausreicht, die Last zu decken (Merit-Order-Ansatz). Der letzte Block wird dabei gegebenenfalls in Teillast betrieben. Schematisch ist der Kraftwerkseinsatz einer Stunde in **Bild 4.19** dargestellt.



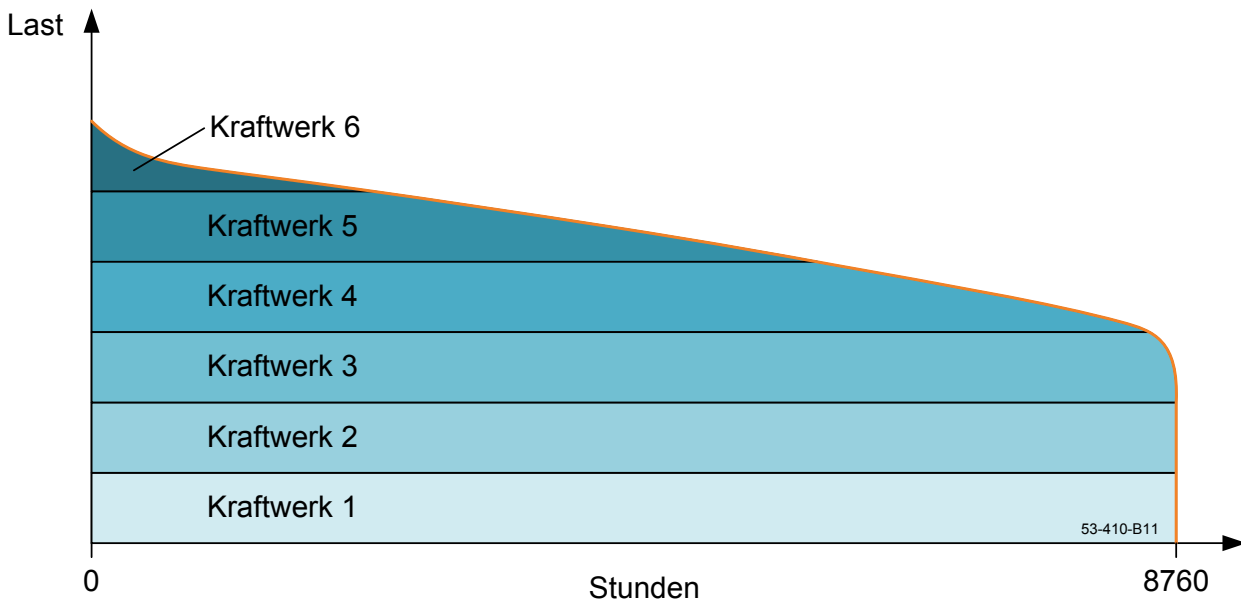
**Bild 4.19** Theorie der kostenoptimalen Lastdeckung im Merit-Order-Modell

Der dadurch entstehende Verlauf der spezifischen variablen Betriebskosten in Abhängigkeit der Lastanforderung wird über die sogenannte Merit-Order Kurve dargestellt (**Bild 4.20**).



**Bild 4.20** Schematische Entstehung der Merit-Order-Kurve

Die Planung des Kraftwerkseinsatzes kann in erster Näherung für jede Stunde eines Jahres unabhängig erfolgen. Die Reihenfolge der Lastanforderung spielt somit keine Rolle, wodurch für die Jahresplanung die geordnete Jahresdauerlinie der Last verwendet werden kann. Wird der Einsatz nun nach obigem Beispiel für alle Stunden geplant, kann die Ausnutzungsdauer und folglich die Stromproduktion des jeweiligen Kraftwerks bestimmt werden (**Bild 4.21**). Diese hängt einerseits von der Form der geordneten Jahresdauerlinie der Last und der Position des Kraftwerks in der Merit-Order ab.



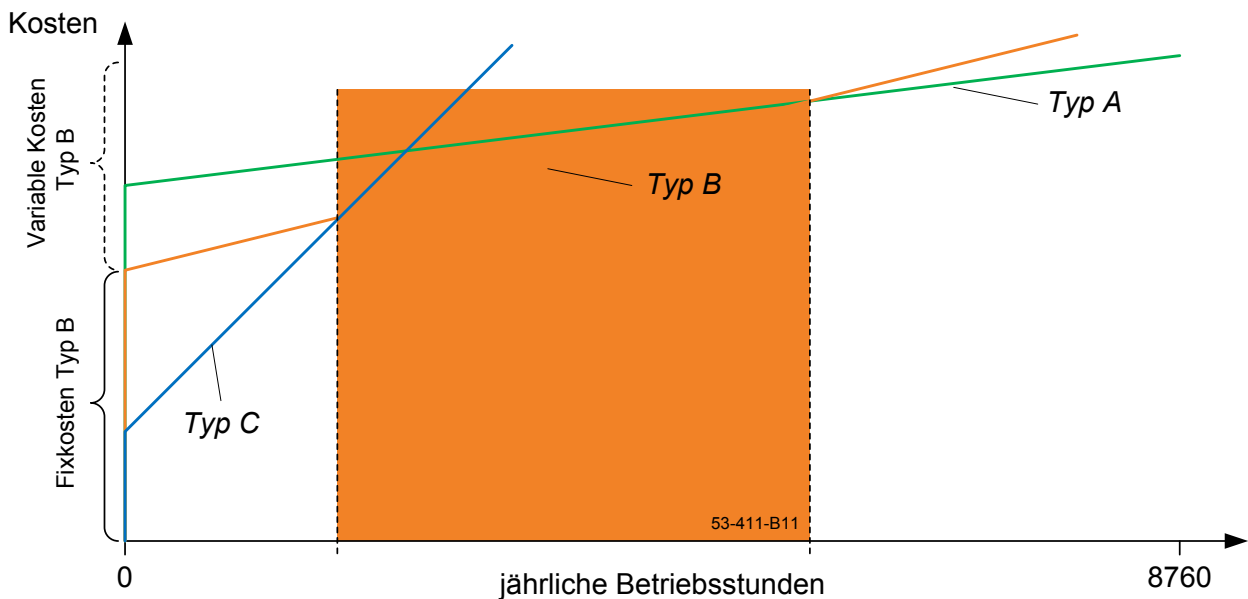
**Bild 4.21** Schematische Darstellung der Einsortierung nach Merit-Order unter die geordnete Jahresdauerlinie Last

Für die Ausbauplanung ist das Zusammenspiel zwischen Fixkosten und variablen Kosten der entscheidende Faktor. In **Bild 4.22** ist dies schematisch für drei unterschiedliche Kraftwerkstechnologien dargestellt.

Typ A zeichnet sich dabei durch hohe jährliche Fixkosten und geringe spezifische variable Kosten aus, was durch eine geringe Zunahme der Kosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden (Steigung der Geraden) deutlich wird. Typ C hingegen besitzt geringe Fixkosten und relativ hohe variable Kosten. Typ B liegt in beiden Fällen zwischen den anderen Technologien. Für jeden Typ existiert in diesem schematischen Beispiel ein Bereich an jährlichen Betriebsstunden, in denen die jeweilige Technologie die wirtschaftlichste Option darstellt. Für Typ B ist dies beispielhaft in Bild 4.22 eingezeichnet. Bei einer niedrigeren Anzahl an Betriebsstunden wäre Typ C, bei höherer Anzahl Typ A die kostengünstigste Variante.

Für eine fundierte Investitionsentscheidung im Kraftwerksbereich ist demzufolge die zu erwartende Ausnutzungsdauer bzw. Stromproduktion des zu errichtenden Blocks eine wesentliche Größe. Da es sich um langfristige Entscheidungen handelt, ist es notwen-

dig, die mögliche Entwicklung dieser Größe im Rahmen der Modellierung möglichst repräsentativ und intertemporal abzubilden.



**Bild 4.22 Schematisches Beispiel für einen optimalen Kraftwerksausbau**

Die beiden wesentlichen Einflussfaktoren in diesem Zusammenhang sind, wie bereits erwähnt, die Entwicklung der Lastanforderung und die Position des Kraftwerks in der Merit-Order. Die Lastanforderung wird durch die Entwicklung der Nachfrage und den Ausbau der EE und der KWK bestimmt. Die Position in der Merit-Order hängt hauptsächlich von der Entwicklung der Brennstoffpreise, der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und eventuell verfügbaren günstigeren Zukunftstechnologien ab. Aufgrund dieser komplexen Zusammenhänge und Abhängigkeiten ist ein ganzheitlicher, intertemporaler Ansatz für eine sinnvolle Ausbauplanung von Kraftwerken notwendig.

#### 4.3.3 Teilmodell MOWIKA – Modellierungsansatz

Mit dem Teilmodell MOWIKA wird der optimale Kraftwerksausbau für einen bestimmten Betrachtungszeitraum unter Berücksichtigung des Kraftwerksbestandes und der Entwicklung der residualen Last unter Einhaltung verschiedener Rahmenbedingungen ermittelt. Im folgenden Kapitel wird der methodische Ansatz beschrieben und erklärt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für die Ausbauplanung von Kraftwerken ein Ansatz verfolgt, der die Vorteile der bestehenden Verfahren mit linearer Programmierung und Typ-tageansatz und dem Modell aus [56] mit der Einordnung der Kraftwerke unter die Jahresdauerlinie mittels Evolutionsstrategien nutzen kann. Um den zu erwartenden hohen Anteil an fluktuierender Einspeisung adäquat abbilden zu können, wird für die Vorgabe der zu deckenden Last die geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last verwendet.

Die Ausbau- und Einsatzplanung der Kraftwerke wird mittels linearer Programmierung realisiert. Damit soll einerseits die Rechenzeit minimiert und andererseits ein reproduzierbares, globales Optimum bei festgelegten Eingangsgrößen erzielt werden.

Bei den Zubauentscheidungen im Modell MOWIKA sollen deren Auswirkungen auf alle Jahre des Betrachtungszeitraums berücksichtigt werden (intertemporaler Ansatz). Alle Jahre des Simulationszeitraums müssen demnach geschlossen innerhalb einer Optimierungsrechnung gelöst werden. Der Ausbau aller Kraftwerke im Simulationszeitraum erfolgt in einem Schritt. Die Zielfunktion der Optimierung ist dabei die Minimierung der Gesamtkosten unter Einhaltung der Lastdeckung.

Trotz dieses geschlossenen Ansatzes wird das System datenseitig in Jahresschritte eingeteilt. Die Rahmenbedingungen ändern sich folglich nur bei einem Jahreswechsel, Bestandskraftwerke erreichen ihr Lebensdauerende nur am letzten Tag eines Jahres und Neubaukraftwerke stehen ab dem ersten Tag eines Jahres zur Verfügung. Anhand eines Beispieljahres soll die Methodik hier dargestellt werden.

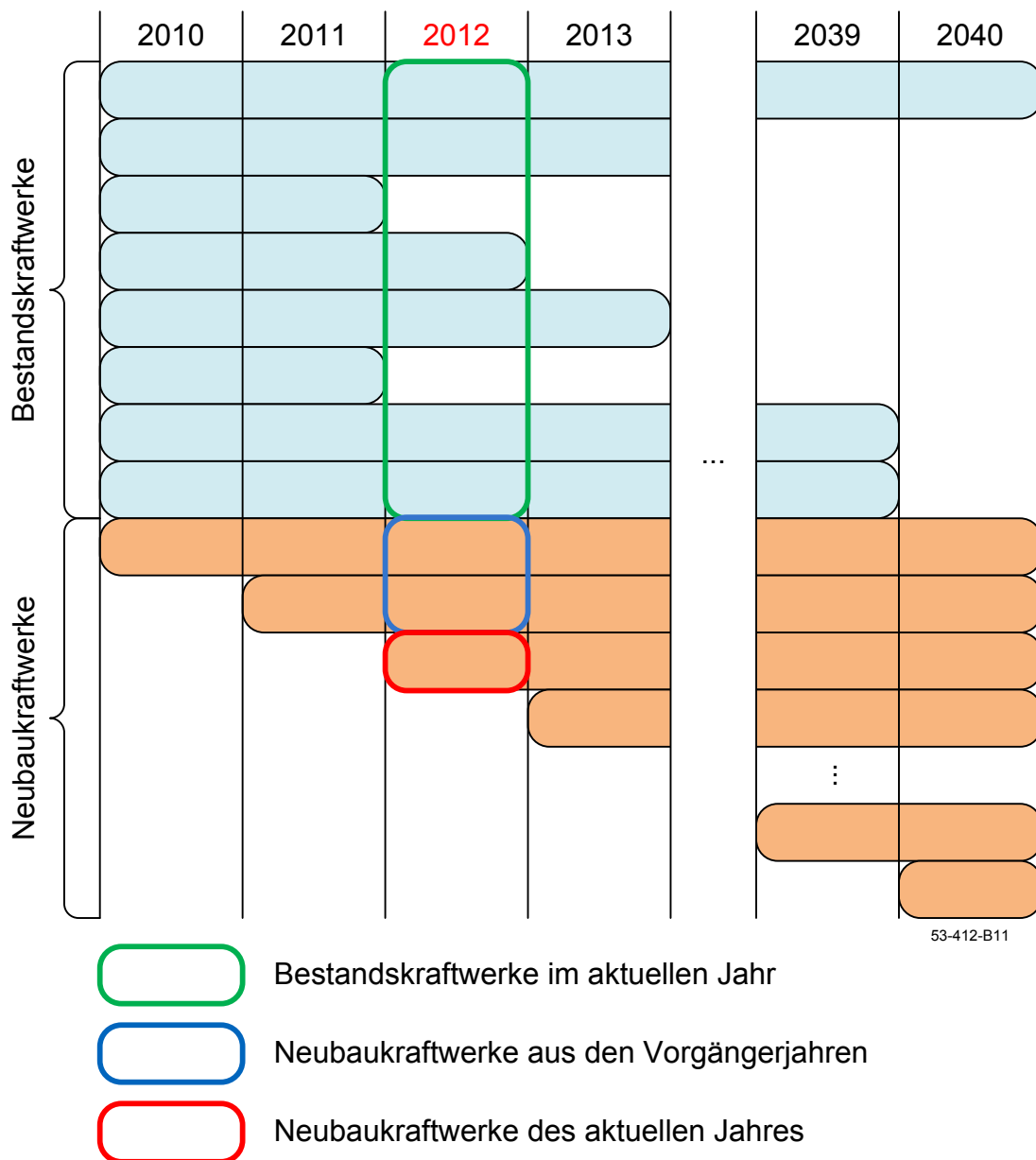
#### *Kraftwerkspark*

Der Kraftwerkspark eines Beispieljahres besteht aus drei verschiedenen Kategorien von Kraftwerken:

- Kraftwerke, die vor dem Beginn des Betrachtungszeitraums gebaut wurden (Bestand) und im Beispieljahr noch am Netz sind,
- Kraftwerke, die eventuell in den Vorgängerjahren des Betrachtungszeitraums gebaut wurden,
- Kraftwerke, die im aktuellen Beispieljahr gebaut werden können.

Die erste Kategorie ist dabei fest vorgegeben, wohingegen der Bau der zweiten und dritten Kategorie von der Optimierung beeinflusst wird.

In **Bild 4.23** ist die Unterscheidung für einen beispielhaften Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2040 dargestellt. Es zeigt sich, wie eine Zubauentscheidung im Beispieljahr den Kraftwerkspark dieses Jahres und aller Folgejahre im Betrachtungszeitraum beeinflusst. Diese Systematik führt prinzipiell zu einem Kraftwerkspark, der sich von Jahr zu Jahr verändert.



**Bild 4.23 Unterschiedliche Kraftwerkskategorien im Modell MOWIKA**

### Last

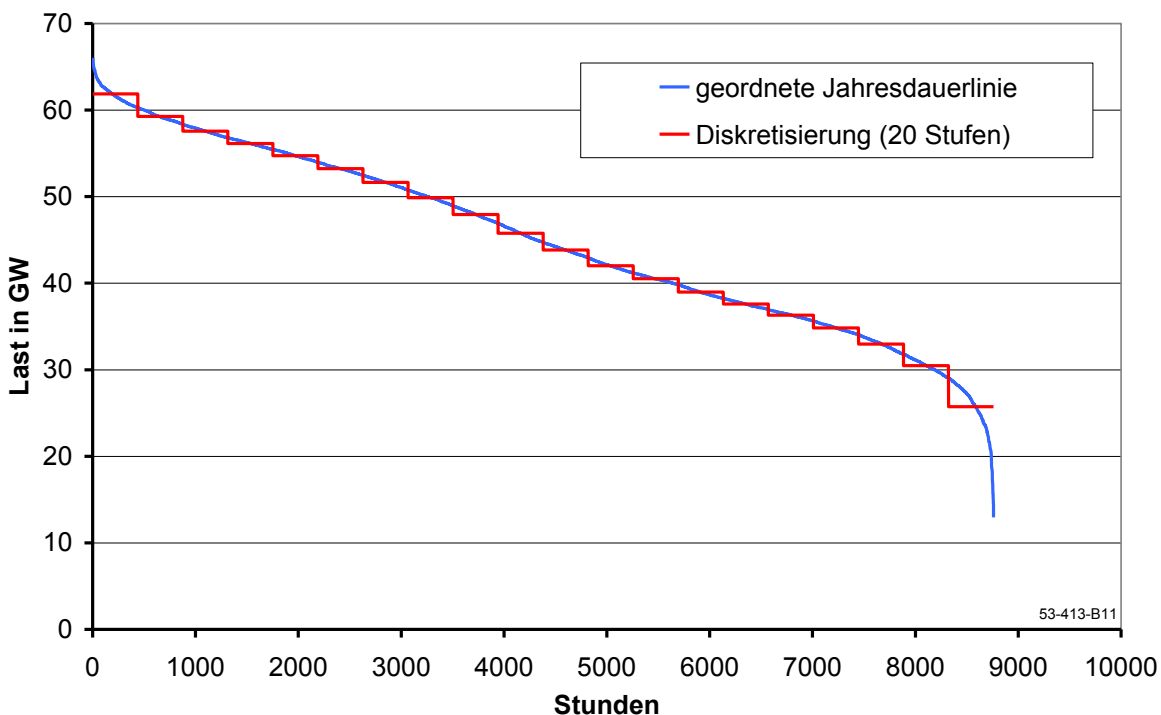
Der Kraftwerkspark des Beispieljahres ist für die Deckung der Last verantwortlich. Dazu muss genügend Kraftwerkskapazität vorhanden sein bzw. gebaut werden. Im Modell MOWIKA wird die Last in Form einer geordneten Jahresdauerlinie der residualen Last mit 8760 Zeitschritten (Stundenraster) vorgegeben. Eine Berücksichtigung aller Zeitpunkte würde zu einem sehr großen System mit entsprechend hohem Rechenaufwand führen. Für das Ziel des Modells, den optimalen Kraftwerkspark für den Betrachtungszeitraum zu finden, ist diese Auflösung nicht unbedingt erforderlich. Eine Möglichkeit, die Anzahl der Zeitpunkte zu reduzieren, ist die geeignete Zusammenfassung mehrerer Zeitpunkte.

Wesentlich dabei ist, die Form der Jahresdauerlinie möglichst beizubehalten, da dies die entscheidende Information für die Ermittlung der Ausnutzungsdauer und somit der Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksneubauten darstellt. Im folgenden Abschnitt wird eine Methodik beschrieben, die diese Anforderungen in guter Näherung erfüllt.

#### 4.3.4 Diskretisierung der geordneten Jahresdauerlinie

Das primäre Ziel der Methodik ist eine Reduzierung der zu berechnenden Zeitpunkte im Modell MOWIKA. Dieses Verfahren soll jedoch nach Möglichkeit die Form der geordneten Jahresdauerlinie so gut wie möglich nachbilden. Dazu werden mehrere Zeitpunkte zusammengefasst und durch einen neuen Zeitpunkt mit dem Mittelwert der kombinierten Lastwerte ersetzt. In Summe entspricht dadurch die Energiemenge unter der diskretisierten Jahresdauerlinie genau derer der ursprünglichen Jahresdauerlinie.

Im Prinzip könnten einfach mehrere Stunden in einem neuen Zeitraster – also in gleichen Abständen – zusammengefasst und gemittelt werden. Alle Bereiche der Jahresdauerlinie würden dabei jedoch gleich behandelt werden, wohingegen die Mittelung in den verschiedenen Bereichen einen unterschiedlich großen Fehler verursacht. In **Bild 4.24** ist eine Rasterung der Jahresdauerlinie in 20 Stufen auf diese Weise dargestellt.



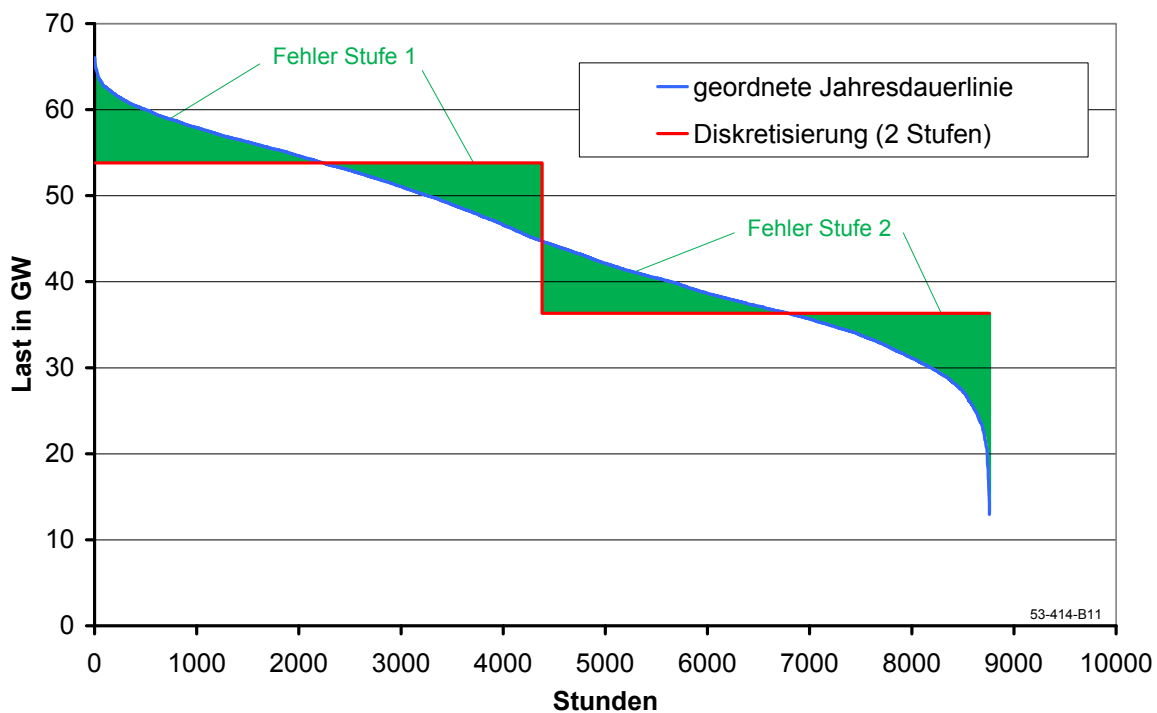
**Bild 4.24** Diskretisierung der geordneten Jahresdauerlinie (schematisch)

In der ersten und letzten Stufe wird der durch die Mittelung verursachte Fehler besonders deutlich. In diesen relativ steilen Bereichen der Kennlinie kann die Form der Jahresdauerlinie nur unzureichend wiedergegeben werden. Um hier bessere Ergebnisse erzielen zu können, bietet sich eine feiner aufgelöste Stufenbreite an. Insgesamt ist ei-



ne variable Stufenbreite vorteilhaft, da in Bereichen mit relativ großer Laständerung und dementsprechend großem Fehler die Breite geringer gewählt werden kann, wohingegen in flachen Bereichen ein größerer Abstand tolerierbar ist.

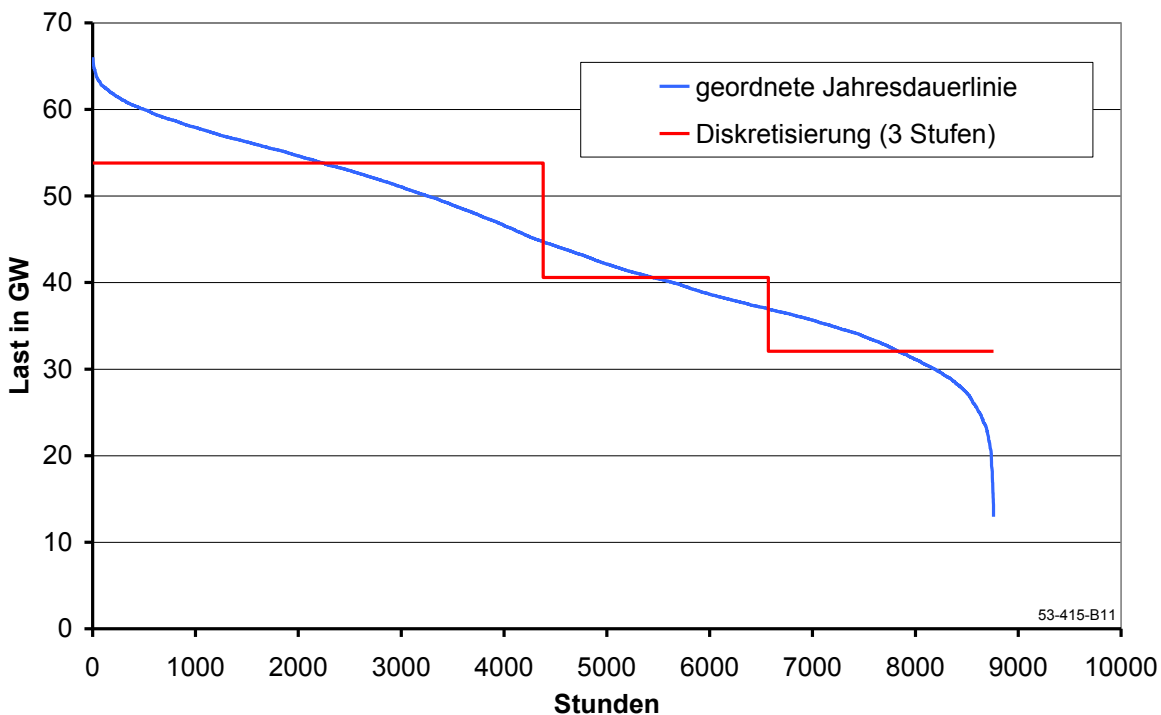
Die formabhängige adaptive Wahl der Stufenbreite erhöht die Genauigkeit der Diskretisierung ohne den Rechenaufwand zu erhöhen. Im Rahmen des Modells MOWIKA wird ein Algorithmus verwendet, der diese Zielsetzung verfolgt. Dabei wird zunächst von zwei Schritten ausgegangen (**Bild 4.25**), die durch einfache gleichmäßige Aufteilung des Zeitbereichs von 8760 Stunden entstehen. Beide Teile besitzen demzufolge eine Dauer von 4380 Stunden.



**Bild 4.25 Bestimmung des Diskretisierungsfehlers**

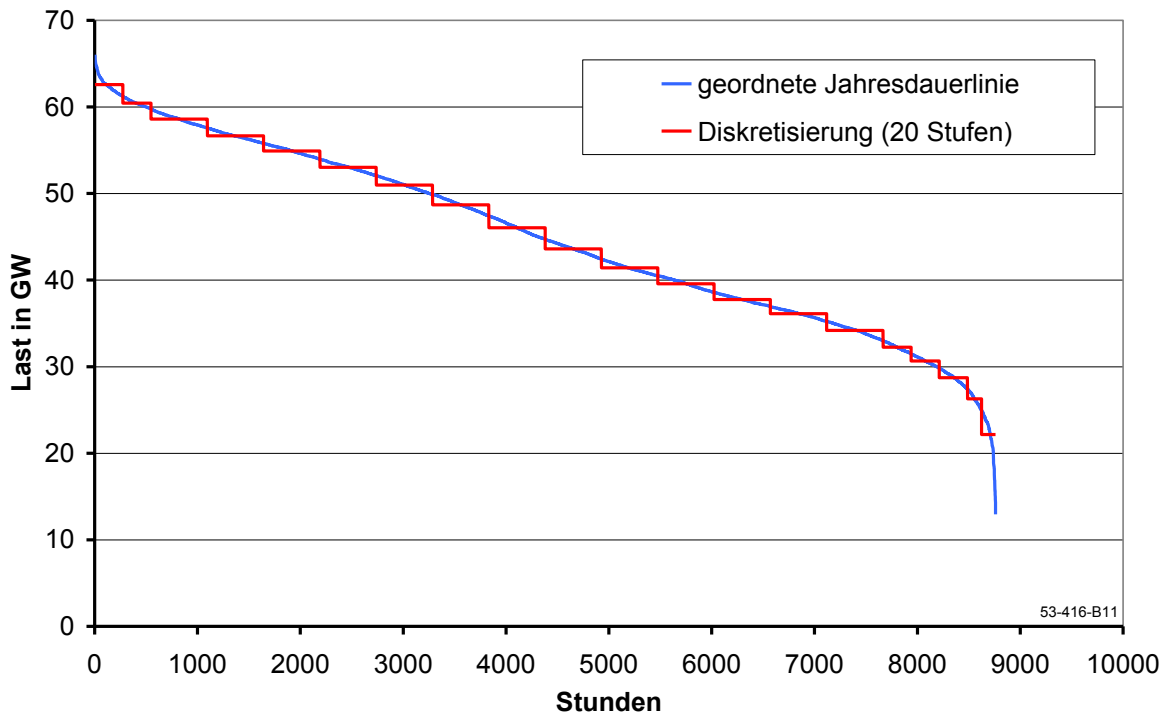
Jede dieser beiden Stufen repräsentiert dabei einen Lastbereich, welcher durch einen Maximalwert und einen Minimalwert gekennzeichnet ist. Aufgrund der Diskretisierung entsteht ein Fehler, der in Form einer stündlichen Abweichung von der Jahresdauerlinie beschrieben werden kann. Für das Einfügen einer weiteren Stufe wird jene bisherige Stufe gesucht, deren Näherung die schlechtesten Eigenschaften besitzt. Dafür ist es notwendig, die Abweichung der Diskretisierung von der Jahresdauerlinie quantitativ zu bewerten. Grundsätzlich wären verschiedene Methoden denkbar. Als Kriterium könnte der repräsentierte Leistungsbereich der Stufe in der Jahresdauerlinie verwendet werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Bestimmung der betragsmäßigen Abweichung der Energiemengen. Diese Mengen sind in Form von Flächen in Bild 4.25 dargestellt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine dritte Variante verwendet. Um große Abweichungen der Näherung von der ursprünglichen Jahresdauerlinie stärker zu gewichten, werden die Differenzen der Einzelzeitpunkte zunächst quadriert und anschließend von der Summe aller Abweichungsquadrate die Wurzel gezogen. Als Dimension bleiben damit Energieflächen erhalten, welche jedoch im Vergleich zu Bild 4.25 verzerrt werden. Die Stufe mit der größten Summe aus beiden Flächen wird als die am wenigsten angepasst betrachtet. Bei der Einfügung einer zusätzlichen Stufe wird demzufolge genau diese ausgewählte Stufe (Stufe 2 in Bild 4.25) wiederum in zwei Bereiche aufgeteilt (**Bild 4.26**).



**Bild 4.26 Diskretisierungsalgorithmus (schematisch)**

Nach dieser Methodik wird bei allen weiteren Stufen vorgegangen und immer die Stufe mit der höchsten Energieabweichung geteilt. Ist die Anzahl der Stunden einer Stufe ungerade, entstehen zwei Abschnitte mit unterschiedlicher Stundenanzahl (z. B. Anzahl der Stunden ist 51, dann besitzen die Folgeabschnitte 25 und 26 Stunden). Grundsätzlich kann somit jede beliebige Stufenanzahl formuliert werden. In **Bild 4.27** ist die Reduzierung der Zeitschritte mit variabler Stufenbreite analog zum ersten Beispiel für 20 Stufen dargestellt.



**Bild 4.27** Diskretisierung der Jahresdauerlinie mit variabler Stufenbreite

Im Gegensatz zur Diskretisierung mit gleicher Breite werden die Stufen in steileren Abschnitten oder bei Krümmungen stärker aufgelöst. Inwieweit diese Strategie nachprüfbar zu besseren Ergebnissen führt, soll die nachfolgende Fehlerbetrachtung zeigen. Dazu wird die in den vorigen Abbildungen dargestellte geordnete Jahresdauerlinie mit einer unterschiedlichen Anzahl von Stufen diskretisiert und anschließend die Abweichung anhand zweier Methoden bewertet. Zum einen wird der RMSE (Root-Mean-Square-Error) bestimmt, bei welchem die stündlichen Lastabweichungen quadratisch einfließen. Größere Abweichungen fallen daher stärker ins Gewicht wie geringe. Die Berechnungsvorschrift ist in folgender Formel dargestellt [76]:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{ZS} \sum_{i=1}^{ZS} |JDL_i - SW_i|^2} \quad (4.8)$$

Wobei gilt:

$RMSE$	Root-Mean-Square-Error
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte der Jahresdauerlinie
$JDL_i$	Wert der Jahresdauerlinie zum Zeitpunkt $i$
$SW_i$	Wert der Stufe zum Zeitpunkt $i$

Eine weitere Möglichkeit ist die Bestimmung des MAE (Mean-Absolute-Error). In diesem Fall wird die durchschnittliche stündliche Abweichung der Näherung ermittelt.

Kleine und größere Abweichungen werden dabei gleich gewichtet. Die nachstehende Formel beschreibt die Berechnung des MAE.

$$MAE = \frac{1}{ZS} \sum_{i=1}^{ZS} |JDL_i - SW_i| \quad (4.9)$$

Wobei gilt:

*MAE*            Mean-Absolute-Error

Sowohl der Wert des RMSE als auch der des MAE repräsentieren eine Leistung. Eine Möglichkeit zur dimensionslosen Darstellung und zur Herstellung einer Beziehung zur untersuchten Datenreihe bietet die Verwendung des CV(RMSE) und des CV(MAE), wobei CV für „coefficient of variation“ steht. In diesem Fall werden die bestimmten Fehler auf den Mittelwert der Last bezogen.

$$CV(RMSE) = \frac{RMSE}{\frac{1}{ZS} \sum_{i=1}^{ZS} JDL_i} \quad (4.10)$$

bzw.:

$$CV(MAE) = \frac{MAE}{\frac{1}{ZS} \sum_{i=1}^{ZS} JDL_i} \quad (4.11)$$

In **Tabelle 4.7** sind die beschriebenen Fehler für die zwei erwähnten Ansätze mit gleicher und variabler Stufenbreite dargestellt. Auf die Diskretisierung in 250 und 500 Stufen wurde im Falle des Ansatzes mit gleicher Stufenbreite aufgrund einer dabei resultierenden nicht ganzzahligen Stundenanzahl je Stufe verzichtet.

**Tabelle 4.7** Diskretisierungsfehler bei unterschiedlicher Stufenanzahl

Methodik	Fehler	Einheit	Diskretisierungsstufen				
			20	60	120	250	500
gleiche Stufenbreite	RMSE	MW	873	417	269	-	-
	MAE	MW	554	201	106	-	-
	CV(RMSE)	%	1,94	0,93	0,60	-	-
	CV(MAE)	%	1,23	0,45	0,23	-	-
variable Stufenbreite	RMSE	MW	695	241	124	63	29
	MAE	MW	543	186	92	45	22
	CV(RMSE)	%	1,54	0,53	0,27	0,14	0,06
	CV(MAE)	%	1,21	0,41	0,20	0,10	0,05

Die Methodik mit variabler Stufenbreite führt bei RMSE und MAE zu geringeren Fehlern. Die Verbesserung im Bereich des RMSE ist stärker ausgeprägt, was auf eine gute Vermeidung von großen Abweichungen schließen lässt.

Nach der Diskretisierung der geordneten Jahresdauerlinie fallen Stufen unterschiedlicher Breite  $\Delta T$  an, was im Rahmen der Modellierung zur korrekten Bestimmung der Energiemengen und Kosten entsprechend berücksichtigt werden muss.

Ein Problem kann bei der Mittelung der ersten Stufen der geordneten Jahresdauerlinie auftreten. Die Mittelwertbildung einer gewissen Anzahl an der in diesem Fall höchsten Lastpunkte führt in der diskretisierten Dauerlinie zu einem geringeren Maximum als in der zugrunde liegenden ursprünglichen Last mit 8760 Zeitpunkten.

Wird der mittels MOWIKA ermittelte Kraftwerkspark nun dem Modell MESTAS übergeben, ist die installierte Leistung möglicherweise zu gering. Um dies zu verhindern, wird im Rahmen des iterativen Modells IMAKUS bei der Diskretisierung der Jahresdauerlinie der maximale Lastwert beibehalten und durch eine eigene Stufe dargestellt.

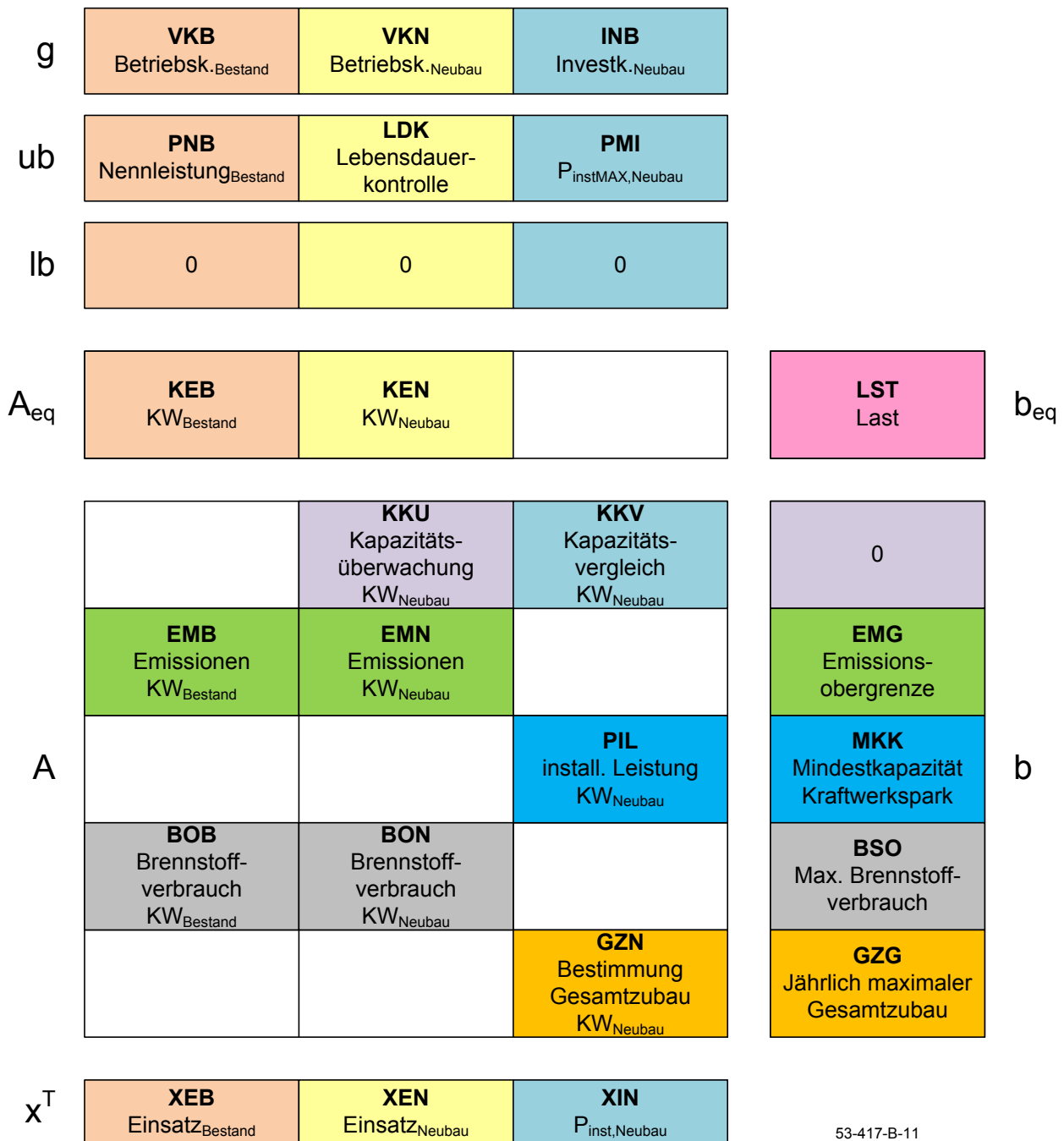
Die Auswirkungen der Diskretisierung im konkreten Anwendungsfall und mögliche Anhaltspunkte für eine zweckmäßige Anzahl an Diskretisierungsstufen werden später im Kapitel 4.6 diskutiert.

#### 4.3.5 Teilmodell MOWIKA – Formulierung des linearen Programms

Mit dem Modell MOWIKA sollen der Kraftwerksausbau und der Einsatz von allen Kraftwerken kostenoptimal bestimmt werden. Die variablen Größen, die demzufolge innerhalb des Optimierungsmodells bestimmt werden müssen, sind die nach Typen aufgelöste, jährlich neu installierte Kraftwerkskapazität und die im Rahmen des diskretisierten Zeitrasters auftretende eingesetzte Leistung der Kraftwerke innerhalb des Betrachtungszeitraums.

In **Bild 4.28** ist die Struktur des linearen Programms für das Modell MOWIKA dargestellt. Hinter den funktionalen Blöcken stehen Matrizen bzw. Vektoren mit charakteristischen Bildungsvorschriften. Die Struktur aller Blöcke wird im Anhang dieser Arbeit dargestellt und exemplarisch bei der Formulierung der Nebenbedingungen im Modell MOWIKA erläutert.

Die Ausgangsgrößen werden durch den Vektor  $x$  beschrieben, wobei der Block XEB den zeitaufgelösten Einsatz der Bestandskraftwerke, der Block XEN den zeitaufgelösten Einsatz der Neubaukraftwerke und der Block XIN die installierte Leistung der Neubaukraftwerke repräsentiert.



53-417-B-11

Bild 4.28 Struktur des linearen Programms im Teilmodell MOWIKA

### Zielfunktion

Im Rahmen der Optimierung wird die Zielfunktion minimiert, die im Falle des Modells MOWIKA die Gesamtkosten der Strombereitstellung im Bereich der frei disponierbaren, thermischen Kraftwerke repräsentieren soll. Der Zielfunktionsvektor  $g$  verknüpft dabei die Ergebnisvariablen  $x$  linear mit Kosten. Im Block VKB und VKN sind die spezifischen variablen Betriebskosten der Bestandskraftwerke und der Neubaukraftwerke hinterlegt. Auf die Berechnung dieser Werte wurde bereits in Kapitel 4.2 eingegangen.

Die spezifischen Kosten für den Kraftwerksneubau, welche den Investitionskosten je kW an installierter Leistung entsprechen, werden im Block INB realisiert. Die Methodik der Kostenbestimmung und die daraus resultierenden Bildungsvorschriften für die einzelnen Faktoren für Betriebs- und Investitionskosten werden nachfolgend erläutert.

$$\sum_{sj=1}^{anzSJ} \left( \sum_{j=1}^{n(sj)} k_{inv, sj, j} \cdot P_{KWNinst, sj, j} + \sum_{t=1}^{ZS} \left( \sum_{i=1}^{m(sj)} k_{betr, sj, i} \cdot P_{KWB, sj, t, i} \cdot \Delta T_t + \sum_{j=1}^{n(sj)} k_{betr, sj, j} \cdot P_{KWN, sj, t, j} \cdot \Delta T_t \right) \right) = \min \quad (4.12)$$

Für die einzelnen Variablen gilt:

$P_{KWNinst, sj, j}$	Installierte Leistung des Neubaukraftwerkes $j$ des Simulationsjahres $sj$
$P_{KWB, sj, t, i}$	Leistung des Bestandskraftwerkes $i$ zum Zeitpunkt $t$ im Simulationsjahr $sj$
$P_{KWN, sj, t, j}$	Leistung des Neubaukraftwerkes $j$ zum Zeitpunkt $t$ im Simulationsjahr $sj$
$k_{inv, sj, j}$	Spezifische Investitionskosten des Neubaukraftwerkes $j$ im Simulationsjahr $sj$
$k_{betr, sj, i}$	Spezifische Betriebskosten des Bestandskraftwerkes $i$ im Simulationsjahr $sj$
$k_{betr, sj, j}$	Spezifische Betriebskosten des Neubaukraftwerkes $j$ im Simulationsjahr $sj$
$m(sj)$	Anzahl der Bestandskraftwerke im Simulationsjahr $sj$
$n(sj)$	Anzahl der Neubaukraftwerke im Simulationsjahr $sj$
$anzSJ$	Anzahl der Simulationsjahre
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte je Simulationsjahr
$\Delta T_t$	Breite des Zeitschritts $t$

Das lineare Programm wird im Hinblick auf einen minimalen Wert der Zielfunktion, die aus einer Linearkombination der Kostenbestandteile und der Variablen  $x$  besteht, gelöst. Dabei müssen alle Nebenbedingungen eingehalten werden.

#### *Kostenbestimmung im Modell MOWIKA*

Im Modell MOWIKA wird ein intertemporaler Ansatz verfolgt. Das Optimierungskriterium des Modells ist die Minimierung des Barwertes sämtlicher Kosten, welche innerhalb des Modells im gesamten Betrachtungszeitraum anfallen. Alle Kostenbestandteile wer-

den dabei auf ein Bezugsjahr bezogen, welches im Rahmen dieser Arbeit den Beginn des Simulationszeitraums darstellt. Die Kosten eines Jahres  $i$  lassen sich wie folgt bestimmen:

$$K_i = K_{INV,i} + K_{FIX,i} + K_{BETRIEB,i} + K_{ABRISS,i} \quad (4.13)$$

Wobei gilt:

$K_i$	Anfallende Gesamtkosten im Jahr $i$
$K_{INV,i}$	Investitionskosten für Neubaukraftwerke im Jahr $i$
$K_{FIX,i}$	Fixkosten für Neubaukraftwerke im Jahr $i$ (z. B. Hilfsstoffe, Steuern, Personal, Versicherungen)
$K_{BETRIEB,i}$	Betriebskosten aller Kraftwerke im Jahr $i$
$K_{ABRISS,i}$	Abrisskosten für Neubaukraftwerke im Jahr $i$

Für bereits bestehende Kraftwerke werden innerhalb des Modells nur Betriebskosten angesetzt, da im Rahmen der Optimierung auf die in der Vergangenheit getroffene Investitionsentscheidungen und damit einhergehende Kosten kein Einfluss mehr besteht. Investitionskosten, Fixkosten und Abrisskosten werden daher nur für Neubauoptionen berücksichtigt [50].

Der Barwert der Kosten lässt sich wie folgt bestimmen:

$$B = \sum_{i=\text{Startjahr}}^{\text{Letztes Jahr}} \frac{K_i}{(1 + p_k)^{i - \text{Startjahr}}} \quad (4.14)$$

Dabei gilt:

$B$	Barwert aller Kosten zu Beginn des Simulationszeitraums
$p_k$	Kalkulationszins in %

Prinzipiell könnten die Kosten auch ohne Zinssatz bzw. mit 0 % bewertet werden. In diesem Fall würden die anfallenden Kosten jedes Jahres gleichwertig in die Optimierung eingehen. Die Verwendung eines Zinssatzes verbilligt die Kosten, welche zu einem späteren Zeitpunkt anfallen, wodurch die Optimierung zu einem möglichst späten Zubau tendiert. Dies ist durchaus wünschenswert, da einerseits nur bei einem gewissen Bedarfsdruck Kraftwerkskapazitäten zugebaut werden und andererseits die Begrenztheit des Faktors Kapital abgebildet werden kann.

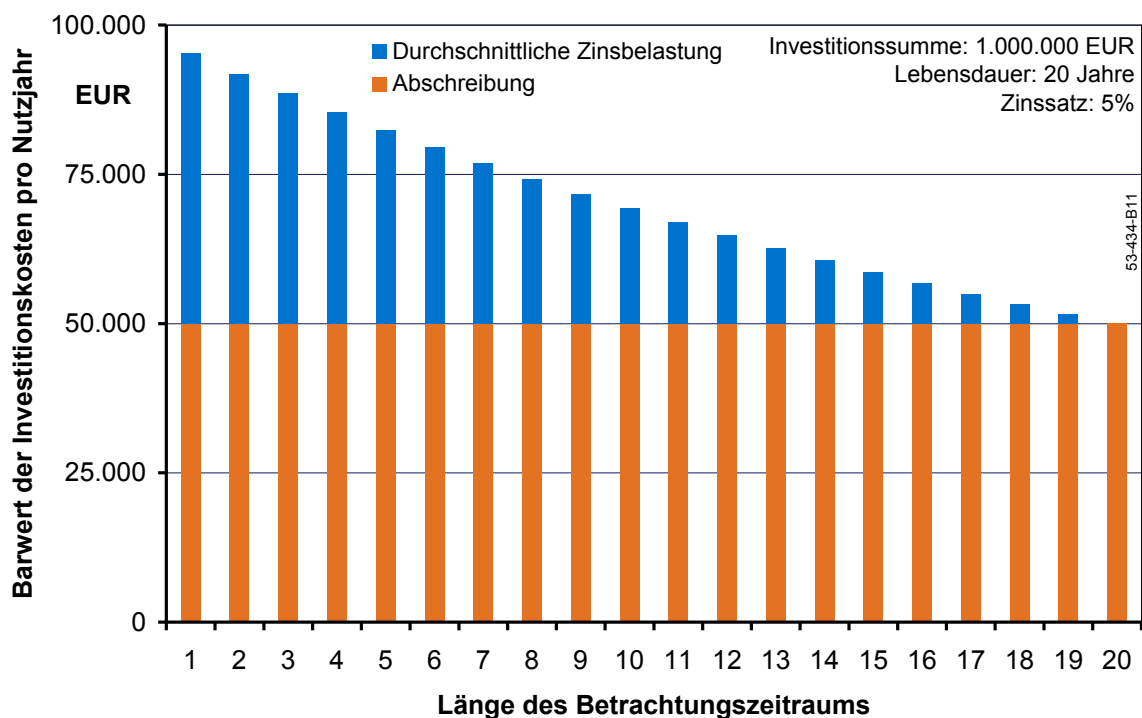


### Restwertproblem

Bei Optimierungsaufgaben, wie im Falle des Modells MOWIKA, tritt am Ende des Simulationszeitraums das sog. Restwertproblem auf. Dieses Problem ist dann relevant, wenn Investitionsgüter am Ende des Betrachtungszeitraums der Optimierungsaufgabe noch nicht das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Die Investitionskosten fallen im Rahmen der gewählten Kostenmodellierung bereits vollständig im ersten Jahr an. Ohne Betrachtung eines Restwertes wäre eine spätere Investition deutlich schlechter gestellt, da der geringere Lebensdauerverbrauch finanziell nicht in Erscheinung treten würde.

Eine Möglichkeit zur Umgehung des Restwertproblems ist die Verwendung von unterschiedlichen Zeiträumen für Betrachtung und Simulation. Dabei wird praktisch über den betrachteten Zeitraum hinaus simuliert und nur ein Teil des Ergebnisses ausgewiesen. Grundsätzlich ändert diese Variante jedoch nicht die Problemstellung und zusätzlich sind das Treffen von sinnvollen Annahmen und das Setzen von Rahmenbedingungen für weit in der Zukunft liegende Zeiträume zunehmend schwieriger zu begründen.

Für die Restwertbetrachtung wird in [56] ein zweckmäßiges Verfahren vorgestellt. Dabei wird der Wertverlust der Anlage linear über die gesamte Lebensdauer angenommen. Am Ende des Betrachtungszeitraums wird dann die nicht verbrauchte Lebensdauer aller neu gebauten Kraftwerke monetär gutgeschrieben.



**Bild 4.29** Abhängigkeit der Investitionskosten von der Länge des Betrachtungszeitraums

In zwei Diagrammen werden kurz die wesentlichen Eigenschaften der verwendeten Restwertmethode anhand eines Beispiels dargestellt. In **Bild 4.29** ist das Verhalten in Abhängigkeit der Länge des Betrachtungszeitraums abgebildet. Dafür wird im ersten Jahr ein Kraftwerk mit einer Lebensdauer von 20 Jahren und Investitionskosten von 1 Mio. EUR installiert. Anschließend wird die Länge des Betrachtungszeitraums zwischen 1 und 20 Jahren variiert.

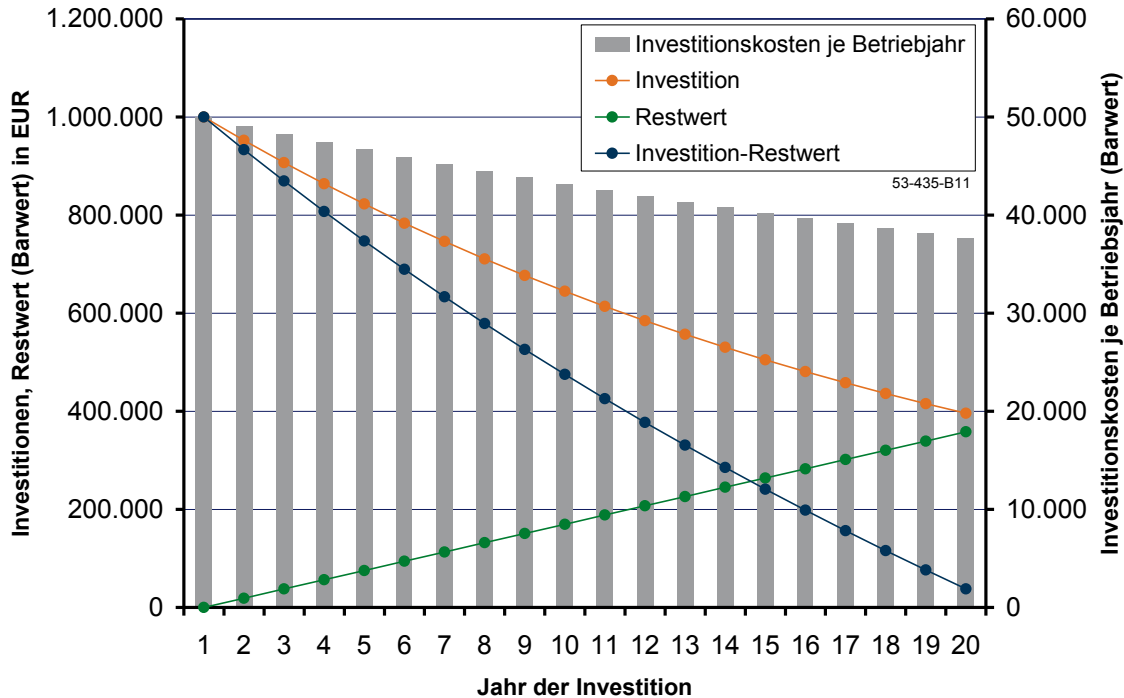
Beträgt die Länge des Betrachtungszeitraums beispielsweise 20 Jahre, wird die Lebensdauer des Kraftwerks voll ausgenutzt. Am Ende wird deshalb kein Restwert gutgeschrieben und die durchschnittlichen Investitionskosten pro Nutzbearbeitungsjahr belaufen sich auf 1 Mio. EUR geteilt durch 20 Jahre, also 50.000 EUR. Der Kapitaleinsatz wird somit komplett während des Betrachtungszeitraums aufgebraucht.

Wird jedoch ein kürzerer Zeitraum betrachtet, fallen für die ungenutzte Lebensdauer und damit verbundene Kapitalbindung Zinsen an, da zunächst immer das komplette Kraftwerk finanziert werden muss und am Ende des Zeitraums die Restlebensdauer gutgeschrieben wird. Beträgt der Zeitraum etwa ein Jahr, werden 95 % der Lebensdauer bzw. 950.000 EUR der Investition quasi nicht genutzt. Für diese 950.000 EUR fallen nach einem Jahr Zinsen in Höhe von 47.500 EUR an. Rückgezinst auf den Beginn des Zeitraums ergeben sich 45.238 EUR Zinskosten, welche zusätzlich zu den 50.000 EUR für den Lebensdauerverbrauch (Abschreibung) aufgebracht werden müssen. Bei einem Betrachtungszeitraum von zwei Jahren mit anschließender Restwertgutschrift fallen Zinskosten von 92.250 EUR für 900.000 EUR gebundenes Kapital über zwei Jahre an. Werden diese Zinsen wiederum auf den Beginn bezogen, ergeben sich 83.673 EUR, also pro Betriebsjahr durchschnittlich etwa 41.837 EUR.

Je länger folglich das Kraftwerk genutzt wird, desto geringer fällt der durchschnittliche Zinsaufschlag pro Betriebsjahr aus. Aufgrund der besseren Kapitalausnutzung wird ein Betriebsjahr mit steigender Dauer des Betrachtungszeitraums spezifisch günstiger.

In **Bild 4.30** ist der bereits erwähnte Rückgang der Investitionskosten bei späterem Zubau dargestellt. Analog zum vorherigen Beispiel wird wiederum in ein Kraftwerk investiert, welches 1 Mio. EUR kostet und eine Lebensdauer von 20 Jahren besitzt. Diesmal wird jedoch die Investition zu verschiedenen Zeitpunkten eines Betrachtungszeitraums von 20 Jahren getätigt. Der Barwert der Investitionskosten sinkt dabei von 1 Mio. EUR bei einem Zubau im ersten Jahr bis auf etwa 400.000 EUR im letzten Jahr. Je später das Kraftwerk gebaut wird, desto höher fällt der am Ende des Betrachtungszeitraums gutgeschriebene Restwert aus. Werden beide Barwerte miteinander verrechnet, ergeben sich die Investitionskosten, die innerhalb des betrachteten Zeitraums anfallen. Werden diese auf die jeweilige Anzahl an Jahre bezogen, ergibt sich der Bar-

wert für die Investitionskosten je Betriebsjahr. Jene gehen von 50.000 EUR auf etwa 38.000 EUR zurück.



**Bild 4.30** Abhängigkeit der Investitionskosten vom Jahr der Investition

Grundsätzlich wird anhand Bild 4.30 die Überlagerung der beiden Effekte deutlich. Die in der Zukunft anfallenden Kosten werden durch die Abzinsung der Barwertbestimmung tendenziell günstiger, der Zinsabschlag für nicht genutzte Lebensdauer nimmt dabei jedoch zu und dämpft in gewisser Weise die Kostenreduktion. Werden Betriebskosten mit in die Betrachtung eingeschlossen, tritt hierbei nur die Abzinsung bei der Barwertberechnung auf. Kostenseitig ist das Verhalten vergleichbar mit den dargestellten Investitionskosten der Kraftwerke. Im letzten Jahr schlagen die Betriebskosten demzufolge nur noch mit etwa 40 % zu Buche. Der Barwert der Betriebskosten fällt also deutlich schneller als die Investitionskosten je Betriebsjahr. Innerhalb der Optimierung wird folglich eine Verschiebung der Gewichtung zu den Investitionskosten stattfinden. Tendenziell werden somit systematisch zu späteren Zeitpunkten Kraftwerkstechnologien mit niedrigeren Investitionskosten und höheren Brennstoffkosten bevorzugt.

Insgesamt betrachtet ist das beschriebene Verhalten als akzeptabel einzustufen, da zum einen die – in volkswirtschaftlichen Optimierungsrechnungen üblichen – niedrigen Zinssätze die Auswirkungen in Grenzen halten und zum anderen die Unsicherheiten

sowohl kosten- als auch bedarfsseitig bei den Betriebskosten deutlich höher einzuschätzen sind und somit eine geringere Gewichtung rechtfertigen.

Für die Umsetzung dieses Verfahrens werden zunächst alle Kostenwerte in Preise des Jahres 2010 umgerechnet. Die spezifischen Betriebskosten in der Zielfunktion werden für das jeweilige Jahr entsprechend abgezinst. Der Restwert eines neu gebauten Kraftwerks hängt vom Baujahr, der Lebensdauer und dem Investitionsvolumen (installierte Leistung) ab. Die beiden ersten Größen sind durch die Struktur des Modells und die Eingangsdaten fest vorgegeben. Die installierte Leistung wird innerhalb des Modells optimiert. Somit ist der Restwert eines Kraftwerkes ebenso linear von der installierten Leistung abhängig wie die Investitionskosten und kann im Rahmen der Zielfunktion im jeweiligen Kostenfaktor bereits berücksichtigt werden. Folglich wird bei den Faktoren für die Investitionskosten im Rahmen der Zielfunktion zunächst die Restwertgutschrift abgezogen und anschließend ebenfalls eine Abzinsung vorgenommen.

### *Nebenbedingungen*

Der folgende Abschnitt erläutert die Formulierung der Nebenbedingungen, welche die einzuhaltenden Rahmenvorgaben für eine Lösung der Optimierungsaufgabe festlegen.

### *Lastdeckung*

Der Einsatz der zu einem Zeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums zur Verfügung stehenden Kraftwerke muss in Summe die jeweils auftretende Last decken. Diese Nebenbedingung wird innerhalb des linearen Programms mit einer Gleichung formuliert. Mit den Blöcken KEB und KEN werden die zum jeweiligen Zeitpunkt beteiligten Kraftwerke des Bestandes und des Neubaus adressiert. Die rechte Seite der Gleichung wird von der Lastanforderung bestimmt (Block LST). Die Gleichungen für die einzelnen Zeitpunkte können wie folgt dargestellt werden:

$$\sum_{i=1}^m P_{KWB,i}(t) + \sum_{j=1}^n P_{KWN,j}(t) = L(t) \quad (4.15)$$

Wobei gilt:

$P_{KWB,i}(t)$	Leistung des Bestandskraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{KWN,j}(t)$	Leistung des Neubaukraftwerks $j$ zum Zeitpunkt $t$
$L(t)$	Residuale Last zum Zeitpunkt $t$
$m$	Anzahl der Bestandskraftwerke im aktuellen Simulationsjahr
$n$	Anzahl der Neubaukraftwerke im aktuellen Simulationsjahr

Nachfolgend sind beispielhaft die Bildungsvorschriften der einzelnen Matrizen dargestellt, die im Rahmen des linearen Programms die Lastbedingung abbilden. Alle weiteren Beschreibungen der Blöcke sind in Kapitel 10 aufgeführt.

Simulations- jahre	Zeitschritte	Bestandskraftwerke			...			...			KEB							
		1	2	...	$m_1$	1	2	...	$m_1$	1	2	...	$m_1$	1	...	$m_2$	...	
1	1	1	1	...	1													
	2					1	1	...	1									
	...																	
	ZS									1	1	...	1					
2	1																	
	2																	
	...																	
	ZS																	
...	...																	

**Bild 4.31** Nebenbedingung zur Lastdeckung – Block KEB

**Bild 4.31** zeigt den Block KEB, welcher die Leistungen der Bestandskraftwerke je Zeitschritt im jeweiligen Jahr aufsummiert. Da die Kraftwerksleistungen direkt der gesuchten Zielgröße entsprechen, wird als Faktor lediglich der Wert 1 eingetragen.

Simulations- jahre	Zeitschritte	Neubaukraftwerke				...				...				KEN					
		1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	1	...	$n_1$	1	...	$n_2$
1	1	1	1	...	1														
	2					1	1	...	1										
	...																		
	ZS									1	1	...	1						
2	1																		
	2																		
	...																		
	ZS																		
...	...																		

**Bild 4.32** Nebenbedingung zur Lastdeckung – Block KEN

Analog zu Block KEB werden in Block KEN (**Bild 4.32**) die neu gebauten Kraftwerke berücksichtigt. Die rechte Seite der Lastbedingung wird über den Block LST realisiert (**Bild 4.33**). Hierbei wird jeder einzelnen Gleichung, also zu jedem Zeitschritt im jeweiligen Jahr, ein Wert für die residuale Last zugewiesen.

Die Minimalleistung, die der Kraftwerkspark zur Verfügung stellen kann, ist Null. Dies ist gleichbedeutend mit der Abschaltung aller Kraftwerke. Die zu deckende Last entspricht in diesem Modell der residualen Last, also der Last abzüglich der gesetzten Einspeisung aus EE und der KWK. Für diese sind bei beabsichtigtem Ausbau der regenerativen Energien in Zukunft auch negative Werte denkbar. Bei der Modellbildung muss dies berücksichtigt werden, da das lineare Programm sonst nicht lösbar ist. Bei MO-WIKA werden deshalb die negativen Werte der Residuallast zu Null gesetzt. Diese Zeitpunkte könnten in Zukunft durch Lastmanagement vermieden oder Speicherung genutzt werden. Die Berücksichtigung der Speicherung erfolgt im Rahmen des Modells MESTAS.

Simulations- jahre	Zeitschritte	LST
		Last
1	1	$L_{1,1}$
	2	$L_{1,2}$
	⋮	⋮
	ZS	$L_{1,ZS}$
2	1	$L_{2,1}$
	2	$L_{2,2}$
	⋮	⋮
	ZS	$L_{2,ZS}$
⋮	⋮	⋮

**Bild 4.33 Nebenbedingung zur Lastdeckung – Block LST**

Die Leistung der Kraftwerke ist durch ihre jeweilige Nennleistung begrenzt, welche mit Hilfe des Reduktionsfaktors zur Berücksichtigung von Ausfällen und Revisionen korrigiert wird. Bei den Kraftwerken des Bestandes wird diese Obergrenze für die Variable  $x$  mittels des Blocks PNB realisiert. Als Untergrenze wird im Rahmen dieses Modells die Leistung auf Null gesetzt. Als Folge dieser Festlegung resultiert ein Leistungsbereich der Kraftwerke zwischen Null und der jeweiligen reduzierten Nennleistung. In Realität ist dies nicht möglich, da ein Kraftwerksblock eine gewisse Mindestleistung besitzt. Er ist demzufolge entweder aus oder bewegt sich zwischen Mindestleistung und Nennleistung.

Mit der linearen Programmierung ist ein diskreter, abschnittsweise definierter Wertebereich allerdings nicht darstellbar. Im Rahmen einer gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP) könnte dies realisiert werden, was jedoch den Rechenaufwand wesentlich vergrößern würde. Ein Verzicht auf die Mindestleistung eines Kraftwerkes könnte bei der Umsetzung des Modells mittels linearer Programmierung zu ei-

nem Einsatz der Kraftwerke zwischen Null und der Mindestleistung führen. Dabei wäre allerdings immer nur das letzte noch an der Lastdeckung beteiligte Kraftwerk betroffen. Aufgrund des überschaubaren Fehlers und der Vorteile in der Modellierung und der Rechenzeit wird im Rahmen des Modells MOWIKA diese Vereinfachung getroffen.

#### *Leistungsbegrenzung der Neubaukraftwerke*

Die Leistungsbegrenzung der Neubaukraftwerke ist mit Hilfe einer Obergrenze nicht zu realisieren, da diese von der innerhalb des Modells installierten Leistung des jeweiligen Neubaukraftwerks abhängt. Analog zu den Bestandskraftwerken wird auch in diesem Fall auf eine Mindestleistung verzichtet. Die Leistung eines Neubaukraftwerkes muss sich demzufolge im Bereich zwischen Null und der installierten Leistung bewegen. Sowohl der Kraftwerkseinsatz als auch die Nennleistung der neu gebauten Kraftwerke sind Teil des Variablenvektors  $x$ . Die geschilderte Abhängigkeit der Variablen kann mit Hilfe von Ungleichungsbedingungen erreicht werden, welche wie folgt formuliert werden:

$$P_{KWN,j}(t) - P_{KWNinst,j} \leq 0 \quad (4.16)$$

Es gilt:

$P_{KWN,j}(t)$  Leistung des Neubaukraftwerkes  $j$  zum Zeitpunkt  $t$

$P_{KWNinst,j}$  Installierte Leistung des Neubaukraftwerkes  $j$

Die Zuordnung des Kraftwerkseinsatzes zu den jeweiligen Zeitpunkten wird mit Hilfe des Blocks KKV realisiert, die der beteiligten Neubaukraftwerke mit dem Block KKV. Die rechte Seite der Ungleichungen wird mit Nullen beschrieben.

Obwohl die Leistungsgrenze der Neubaukraftwerke bereits mit Hilfe der Ungleichungsbedingungen realisiert wurden, müssen zusätzlich für den Variablenvektor  $x$  (Abschnitt XEN) sinnvolle Werte für die Obergrenze (Block LDK) definiert werden. Prinzipiell kann die Grenze in diesem Fall auf Unendlich gesetzt werden. Im Rahmen dieses Modells wird diese Obergrenze zusätzlich jedoch noch für einen anderen möglichen Effekt genutzt. Mittels Setzen dieser Werte auf Null kann ein Neubaukraftwerk innerhalb des Betrachtungszeitraums quasi ausgeblendet werden. Es steht dann beispielsweise in einem konkreten Jahr nicht zur Verfügung. Diese Möglichkeit wird dann genutzt, wenn ein Neubaukraftwerk bereits innerhalb des Betrachtungszeitraums sein Lebensdauerende erreicht. Die restlichen Jahre werden dann mit Hilfe des Blocks LDK ausgeblendet. Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt in der gleichbleibenden Modellstruktur des Kraftwerksneubaus unabhängig von der Lebensdauer der beteiligten Typen.

Die entsprechenden Variablen für den Kraftwerkszubau im Vektor  $x$  (Bereich XIN) müssen ebenfalls durch Ober- und Unterschranken begrenzt werden. Als Untergrenze bietet sich dabei der Wert Null an, was einem Verzicht auf den Bau des jeweiligen Kraftwerkes in diesem Jahr entspricht. Die Obergrenzen repräsentieren eine gewisse Begrenzung in der Realisierbarkeit von beliebiger Kraftwerksleistung innerhalb eines Jahres. Der Anbietermarkt von Kraftwerkstechnologien ist beschränkt und demzufolge die Kapazitäten nur bedingt in kurzer Zeit ausbaubar. Pro Jahr kann demzufolge nur eine bestimmte Menge einer Kraftwerkstechnologie realisiert werden. Mögliche Erfahrungswerte können im Block PMI berücksichtigt werden. Im Prinzip entsteht bei den Grenzen des Neubaus ein ähnliches Problem wie bei den Kraftwerksleistungen. Auch hier kann der Zubau beliebige Werte innerhalb des Intervalls von Null bis zur maximal installierbaren Leistung pro Jahr annehmen. So wäre es zumindest theoretisch möglich, ein Kohlekraftwerk mit beispielsweise 5 MW zu bauen, was nicht realistisch wäre. Insgesamt tendiert die lineare Programmierung eher zu Ergebnissen an den jeweiligen Grenzen der Variablen. Dieser Fall ist demzufolge eher als Ausnahme zu betrachten und diese Vereinfachung damit in erster Näherung möglich.

#### *Zusätzliche optionale Nebenbedingungen*

Je nach Aufgabenstellung können innerhalb des Modells MOWIKA noch zusätzliche optionale Nebenbedingungen berücksichtigt werden, welche den Lösungsraum noch mehr einschränken und somit gegebenenfalls die Betrachtung weiterer politischer oder energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen erlauben.

#### *Emissionsobergrenze*

Im Kapitel 4.2.10 wurde bereits auf die verschiedenen Möglichkeiten der Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eingegangen. Die Variante mit Mengenbegrenzung benötigt eigene Gleichungen im Modell. Als Eingangsgröße dienen bestimmte Emissionsmengen, welche in Falle des Modells MOWIKA in Jahreswerte aufgeteilt sind. Die Emissionen der im jeweiligen Jahr beteiligten Kraftwerke dürfen maximal den vorgegebenen Wert aufweisen oder können darunter liegen. Folglich ist diese Nebenbedingung mittels einer Ungleichung zu realisieren.

Der Kraftwerkseinsatz wird mittels Emissionsfaktoren und dem Kraftwerkswirkungsgrad auf die Emissionen der Zeitschritte umgerechnet. Dazu werden die Blöcke EMB für die Bestandskraftwerke und EMN für die Neubaukraftwerke verwendet. Die rechte Seite (Block EMG) bilden die Emissionsgrenzwerte. Die Ungleichung eines Simulationsjahres wird wie folgt formuliert:

$$\sum_{t=1}^{ZS} \left( \sum_{i=1}^m emi_i \cdot P_{KWB,t,i} \cdot \Delta T_t + \sum_{j=1}^n emi_j \cdot P_{KWN,t,j} \cdot \Delta T_t \right) \leq EMI_{\max} \quad (4.17)$$



Dabei gilt:

$P_{KWB,t,i}$	Leistung des Bestandskraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{KWN,t,j}$	Leistung des Neubaukraftwerks $j$ zum Zeitpunkt $t$
$emi_i$	Spezifischer Emissionsfaktor des Bestandskraftwerks $i$
$emi_j$	Spezifischer Emissionsfaktor des Neubaukraftwerks $j$
$EMI_{\max}$	Emissionsobergrenze
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte
$\Delta T_t$	Breite des Zeitschritts $t$

Die Forderung nach einer jährlich exakten Obergrenze an CO<sub>2</sub>-Emissionen kann zu relativ stark schwankenden Grenzkosten für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung innerhalb des betrachteten Simulationszeitraums führen, da der Zubau oder Wegfall eines Kraftwerksblocks die Emissionsbilanz erheblich beeinflussen kann. Um der Simulation die Möglichkeit zu geben, Emissionen verlagern zu können, ist neben der jährlichen Vorgabe von Obergrenzen auch die Forderung nach einer insgesamt im Simulationszeitraum einzuhaltenden Menge möglich. Prinzipiell wäre auch denkbar, die Mengen für andere Zeitintervalle vorzugeben, z. B. immer für einen Zeitraum von fünf Jahren.

#### *Mindestkapazität Kraftwerkspark*

Das Optimierungsmodell MOWIKA installiert nur dann Kraftwerkskapazität, wenn diese auch für die Lastdeckung notwendig ist. Kraftwerke werden ausschließlich dann gebaut, wenn diese auch Strom erzeugen. Für die Gewährleistung einer gewissen Versorgungssicherheit ist jedoch zusätzliche Kraftwerkskapazität notwendig, die im Falle von Kraftwerksausfällen einspringen kann. Teilweise führt die Verwendung der Reduktionsfaktoren (siehe Kapitel 4.2) bereits zu gewissen Überkapazitäten, wobei diese in der Regel nicht ausreichen und folglich zusätzlich Kraftwerkskapazität installiert werden muss. Die genauen Zusammenhänge werden im Rahmen des Modells MOGLIE erläutert. Innerhalb des Modells MOWIKA ist es daher notwendig, einen Mindestwert für die im jeweiligen Jahr vorhandene Kraftwerkskapazität vorgeben zu können. Diese wird von den im jeweiligen Jahr noch zur Verfügung stehenden Bestandskraftwerken und den Neubaukraftwerken bestimmt. Die installierte Kapazität des Bestandes kann bereits vor der Optimierung ermittelt werden. Bei der Berücksichtigung einer jährlichen Mindestkapazität wird ebenfalls eine Ungleichung benützt, da die installierte Leistung auch größer ausfallen darf. Die Summe der Neubaukapazität im jeweiligen Jahr wird mit Hilfe des Blocks PIL bestimmt. Die rechte Seite wird anhand der vorgegebenen

Sollwerte und den bereits installierten Bestandskraftwerken bestimmt. Für das jeweilige Simulationsjahr kann die Behandlung der Mindestkapazität wie folgt dargestellt werden:

$$-\sum_{j=1}^n P_{KWNinst,t,j} \leq \sum_{i=1}^m P_{KWBinst,t,i} - P_{inst\_min} \quad (4.18)$$

$P_{KWNinst,t,j}$	Installierte Leistung des Neubaukraftwerkes $j$
$P_{KWBinst,t,i}$	Installierte Leistung des Bestandskraftwerkes $i$
$P_{inst\_min}$	Minimale Gesamtkapazität der installierten Kraftwerke
$m$	Anzahl der Bestandskraftwerke im aktuellen Simulationsjahr
$n$	Anzahl der Neubaukraftwerke im aktuellen Simulationsjahr

### Begrenzung der Brennstoffmenge

Im Rahmen der Optimierung ist es unter Umständen sinnvoll, die Menge eines bestimmten Brennstoffstyps, welcher für die Verstromung eingesetzt werden kann, zu begrenzen. Förderbeschränkungen oder Importbeschränkungen wären beispielsweise Ursachen, die diese Maßnahme rechtfertigen könnten. Im Modell MOWIKA ist diese Möglichkeit vorgesehen. Analog zu den vorherig beschriebenen Optionen, bietet sich hier ebenfalls eine Ungleichung an, da ein Maximalwert für die Brennstoffmenge vorgegeben wird. Die thermische Leistung der Kraftwerke in den jeweiligen Zeitschritten wird anhand der elektrischen Leistung und des Wirkungsgrades mit Hilfe der Blöcke BOB und BON für Bestand und Neubau bestimmt und summiert. Die den Kraftwerken zugeführte thermische Leistung entspricht vereinfachend im Modell MOWIKA der über den Heizwert umgerechneten Brennstoffmenge. Die rechte Seite der Ungleichung (Block BSO) wird von den vorgegebenen jährlichen Maximalwerten für den jeweiligen Brennstofftyp bestimmt.

$$\sum_{bs=1}^{anzBS} \sum_{t=1}^{ZS} \left( \sum_{i=1}^m \frac{P_{KWB,t,i}}{\eta_i} \cdot \Delta T_t + \sum_{j=1}^n \frac{P_{KWN,t,j}}{\eta_j} \cdot \Delta T_t \right) \leq BS_{Typ\_max, bs} \quad (4.19)$$

$$\forall \left\{ i \mid BS_{Typ}(i) = bs \right\} \wedge \left\{ j \mid BS_{Typ}(j) = bs \right\}$$

Es gilt:

$P_{KWB,t,i}$	Leistung des Bestandskraftwerkes $i$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{KWN,t,j}$	Leistung des Neubaukraftwerkes $j$ zum Zeitpunkt $t$
$\eta_i$	Nennwirkungsgrad des Bestandskraftwerkes $i$

$\eta_j$	Nennwirkungsgrad des Neubaukraftwerkes $j$
$BS_{Typ}(i)$	Brennstofftyp des Bestandskraftwerkes $i$
$BS_{Typ}(j)$	Brennstofftyp des Neubaukraftwerkes $j$
$bs$	Aktueller Brennstofftyp
$BS_{Typ\_max, bs}$	Maximalmenge des jährlich einsetzbaren Brennstoffs vom Typ $bs$
$\Delta T_t$	Breite des Zeitschritts $t$

### Begrenzung des Gesamtzubaus

Ähnlich zu den bereits beschriebenen jährlichen Zubaugrenzen für die jeweiligen Neubauoptionen, bietet sich möglicherweise auch eine Begrenzung der insgesamt neu installierten Kapazität in einem Jahr an. Auch in diesem Fall wären Beschränkungen hinsichtlich der Zubaumöglichkeiten bei Kraftwerksanbietern eine denkbare Ursache. Eine maximale Kapazität wird wiederum einer Ungleichungsbedingung auf der rechten Seite (Block GZG) vorgegeben. Die Summe der jährlich neu installierten Kraftwerke wird mit Hilfe des Blocks GZN bestimmt.

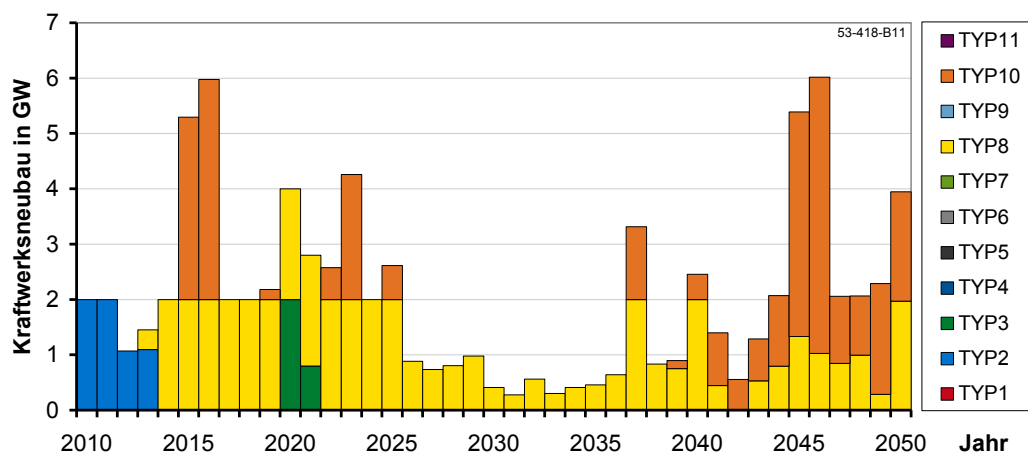
$$\sum_{j=1}^n P_{KWNinst, j} \leq P_{KWNinst\_max} \quad (4.20)$$

$P_{KWNinst, j}$  Installierte Leistung des Neubaukraftwerkes  $j$

$P_{KWNinst\_max}$  Maximalwert der jährlich neu installierbaren Kraftwerkskapazität

### Ergebnis

Das wesentliche Ergebnis des Teilmodells MOWIKA ist der Zubau der Kraftwerke im Betrachtungszeitraum.



**Bild 4.34** Schematisches Beispiel für einen Kraftwerksausbau im Teilmodell MOWIKA

**Bild 4.34** zeigt beispielhaft ein mögliches Ergebnis. Aus dem Zubau wird der im jeweiligen Jahr zur Verfügung stehende Kraftwerkspark bestimmt, welcher dann an das folgende Teilmodell MESTAS übergeben wird.

#### 4.3.6 Systemgröße des Modells MOWIKA

Die Systemgröße des Modells MOWIKA kann mit Hilfe der Anzahl an Variablen und Gleichungen beschrieben werden. Diese hängen von den Eingangsgrößen, der Diskretisierung und der Länge des Betrachtungszeitraums ab. Die im Rahmen des Teilmodells vorgestellten zusätzlichen Nebenbedingungen vergrößern das System noch in vergleichsweise geringem Umfang. In den untenstehenden Berechnungsformeln werden diese nicht berücksichtigt.

Im Modell MOWIKA kann die Anzahl der Variablen – bei einer jährlich als konstant angenommenen Anzahl an Neubauoptionen – wie folgt bestimmt werden:

$$\text{anz\_Variablen} = ZS \sum_{sj=1}^{\text{anzSJ}} m(sj) + \left( \frac{ZS(\text{anzSJ} + 1)}{2} + 1 \right) \cdot n \cdot \text{anzSJ} \quad (4.21)$$

Für die Anzahl der Gleichungen gilt:

$$\text{anz\_Gleichunge} \quad n = \text{anzSJ} \cdot ZS \left( 1 + \frac{\text{anzSJ} + 1}{2} \cdot n \right) \quad (4.22)$$

mit

$m(sj)$	Anzahl der Bestandskraftwerke im Simulationsjahr $sj$
$n$	Anzahl der jährlichen Neubauoptionen
$\text{anzSJ}$	Anzahl der Simulationsjahre
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte je Simulationsjahr

Bei einer im Rahmen dieser Arbeit realistischen Berechnung sind durchschnittlich etwa 150 Bestandskraftwerke und 10 Neubauoptionen bei einem Betrachtungszeitraum von 41 Jahren zu berücksichtigen. Bei einer Diskretisierung von 200 Stufen ergeben sich daraus etwa drei Millionen Variablen und 1,7 Millionen Gleichungen.

#### 4.4 MESTAS – Teilmodell für Ausbau- und Einsatzplanung von Speichern

Mit dem Teilmodell MESTAS werden neben den Kraftwerken auch die Speicher mit in das Elektrizitätssystem eingebunden. Dabei werden sowohl die bereits bestehenden Speicher als auch Neubauoptionen betrachtet. Das Modell bestimmt den jährlich optimalen Speicherausbau („Grüne-Wiese-Ansatz“), den Einsatz der Speicher und die Fahrweise der Kraftwerke. Der methodische Ansatz wird im folgenden Kapitel beschrieben und erläutert.

##### 4.4.1 MESTAS – Modellierungsansatz

Der Ausbau von Speichern bildet im Rahmen dieser Arbeit den Schwerpunkt. Infolgedessen wird eine möglichst detaillierte Abbildung angestrebt, welche sich von den bisherigen Modellansätzen, die den Fokus in erster Linie auf die Kraftwerke setzen, in gewissen Punkten unterscheidet.

Im Gegensatz zu MOWIKA wird in diesem Modell kein intertemporaler Ansatz verfolgt, sondern es werden die Jahre des Betrachtungszeitraums einzeln mittels linearer Programmierung optimiert. Dadurch muss nicht auf Typtage zurückgegriffen werden und es können folglich alle 8760 Stundenwerte eines Jahres berücksichtigt werden. Als Lastvorgabe wird ebenfalls die residuale Last verwendet, die jedoch zeitaufgelöst chronologisch verarbeitet wird. Die im jeweiligen Jahr zur Verfügung stehenden Kraftwerke werden aus dem Teilmodell MOWIKA übernommen. Zusätzlich werden die bereits bestehenden Speicher berücksichtigt. Im betrachteten Jahr können verschiedene Speicheroptionen zugebaut werden, deren Dimensionierung in Form der Lade- und Entladeleistung und der maximalen Speicherkapazität frei optimierbar sind.

##### 4.4.2 MESTAS – Formulierung des linearen Programms

Mit dem Modell MESTAS sollen der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz eines gegebenen Kraftwerksparks und der optimale Speicherausbau auf die grüne Wiese für ein Jahr bestimmt werden. Die Größen, die innerhalb des Optimierungsmodells bestimmt werden müssen, sind demzufolge die stündlich eingesetzte Leistung der Kraftwerke und der Speicher. Des Weiteren sind die Parameter der möglichen neuen Speicher – installierte Lade- und Entladeleistung und Kapazität – ein Ergebnis der Optimierung. Sie beschreiben den optimalen Speicherzubau für das entsprechende Jahr.

Die Struktur des linearen Programms, welches dem Modell MESTAS zugrunde liegt, ist in **Bild 4.35** dargestellt.

Analog zum Modell MOWIKA symbolisieren die verschiedenfarbigen Felder wieder die funktionalen Einheiten des linearen Programms. Der Ergebnisvektor  $x$  beschreibt wiederum die oben erwähnten Ausgangsgrößen der Optimierung.

$g$	<b>BKB</b> Betriebskosten <sub>KW</sub>	<b>BSB</b> Betriebsk. SP <sub>Bestand</sub>	0	<b>ABK</b> Abschalt-erlöse	<b>BSN</b> Betriebsk. SP <sub>neu</sub>	0	<b>ISL</b> Investk. SP <sub>neu,P</sub>	<b>ISC</b> Investk. SP <sub>neu,C</sub>	<b>PEA</b> Kosten / Erlöse <sub>Ausl.</sub>
$ub$	<b>PNK</b> Nennleistung <sub>KW</sub>	<b>PNS</b> Nennleistung <sub>SP</sub>	<b>PNC</b> Kapazität <sub>SP</sub>	Inf	Inf	Inf	<b>PIM</b> P <sub>instMAX,SPneu</sub>	<b>CIM</b> C <sub>instMAX,SPneu</sub>	<b>NTC</b> P <sub>Übertragung, Ausl.</sub>
$lb$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$A_{eq}$	<b>KWB</b> KW <sub>Bestand</sub>	<b>SPB</b> SP <sub>Bestand</sub>		<b>ABL</b> Abschaltleistung	<b>SPN</b> SP <sub>neu</sub>				<b>APH</b> P <sub>Handel, Ausl.</sub>
		<b>PAB</b> Pegeländerung SP <sub>Bestand</sub>	<b>PUB</b> Pegelüberwachung SP <sub>Bestand</sub>						
					<b>PAN</b> Pegeländerung SP <sub>neu</sub>	<b>PUN</b> Pegelüberwachung SP <sub>neu</sub>			
$A$					<b>SLU</b> Leistungsüberwachung SP <sub>neu</sub>		<b>SIL</b> install. Leistung SP <sub>neu</sub>		
						<b>SCU</b> Kapazitätsüberwachung SP <sub>neu</sub>		<b>SIC</b> install. Kapazität SP <sub>neu</sub>	
	<b>MRB</b> Mustrun <sub>KW</sub>								
	<b>EKB</b> Emissionen <sub>KW</sub>								
							<b>ZAP</b> Abhängigkeiten P SP <sub>neu</sub>	<b>ZAC</b> Abhängigkeiten C SP <sub>neu</sub>	
	<b>BOG</b> Brennstoffeinsatz								
				<b>ABS</b> Summe Abschaltleistung					
$x^T$	<b>XKB</b> Einsatz <sub>KW</sub>	<b>XSB</b> Einsatz SP <sub>Bestand</sub>	<b>XPB</b> Pegelstand SP <sub>Bestand</sub>	<b>XPA</b> P <sub>Abschalt</sub>	<b>XSN</b> Einsatz SP <sub>neu</sub>	<b>XPN</b> Pegelstand SP <sub>neu</sub>	<b>XIP</b> P <sub>inst,SPneu</sub>	<b>XIC</b> C <sub>inst,SPneu</sub>	<b>XAU</b> P <sub>Import/Export</sub>

$b_{eq}$

**LAS**  
Last

**SCB**  
Startladung SP<sub>Bestand</sub>

**SCN**  
Startladung SP<sub>neu</sub>

$b$

0

0

**MRL**  
Sockelleistung

**EGR**  
Emissionsgrenze

0

**BSG**  
Brennstoffgrenze

**ABG**  
Abschaltgrenze

53-419-B11

**Bild 4.35 Struktur des linearen Optimierung im Teilmodell MESTAS**

Dabei repräsentieren die einzelnen Blöcke folgende Ergebnisse:

- XKB: Leistungseinsatz der Kraftwerke
- XSB: Leistungseinsatz der bestehenden Speicher (Laden bzw. Entladen)
- XPB: Aktueller Ladezustand der bestehenden Speicher

XPA:	Aktuelle Abschaltleistung (überschüssige Erzeugung)
XSN:	Leistungseinsatz der neu gebauten Speicher (Laden bzw. Entladen)
XPN:	Aktueller Ladezustand der neu gebauten Speicher
XIP:	Installierte Lade- und Entladeleistung der neu gebauten Speicher
XIC:	Installierte Speicherkapazität der neu gebauten Speicher
XAU:	Austausch mit dem Ausland

### *Zielfunktion*

Das Optimierungsziel des linearen Programms ist die Minimierung der Gesamtkosten, welche sich im Falle des Modells MESTAS aus den Kosten für den Einsatz von Kraftwerken und Speichern und den jährlich anfallenden Kosten für einen möglichen Speicherneubau zusammensetzen. Die Gesamtkosten entstehen als Linearprodukt des Kostenvektors  $g$  mit dem Variablenvektor  $x$ . Dafür werden im Block BKB und BKS die spezifischen Betriebskosten für die Kraftwerke und Speicher hinterlegt.

Für den Speicherneubau werden die spezifischen Betriebskosten in Block BKN abgebildet. Die spezifischen Investitionskosten für die unterschiedlichen Speichertechnologien werden in drei Teile aufgeteilt:

- Spezifische Investitionskosten für die Ladeeinheit
- Spezifische Investitionskosten für die Entladeeinheit
- Spezifische Kosten für das Speichervolumen

Die Investitionskosten für die Lade- bzw. Entladeeinheit wird in Block ISL angegeben, die Kosten für das Speichervolumen in Block ISC.

### *Erlöse für Abschaltenergie*

Die Einführung einer Abschaltleistung dient dazu, die Bilanzgleichung der Last im Falle eines Überschusses an gesetzter Einspeisung auszugleichen. Diese übrige Energie, die im Prinzip kostenlos zur Verfügung steht, soll innerhalb der Optimierung der Abschaltleistung zugewiesen werden. Sie stellt dann ein Maß für die nicht integrierbare Erzeugung oder einen möglichen bzw. nötigen Export dar. Da im Prinzip keine Kosten anfallen, wäre im Rahmen der Kostenfunktion kein Eintrag notwendig. Aus Sicht der Optimierung steht ein kostenloser Überschuss zur Verfügung, welcher möglichst ohne Zusatzkosten integriert bzw. beseitigt werden muss. Neben der Abschaltleistung wäre auch gleichzeitiges Laden und Entladen eines Speichers eine Möglichkeit, da in diesem Fall Verluste entstehen, die wiederum den Überschuss minimieren oder beseitigen.

Beide Varianten sind also kostenneutral und deshalb gleichwertig. Die absichtliche Nutzung von Speicherverlusten stellt jedoch eher eine theoretische Möglichkeit dar, die möglichst vermieden werden sollte. Um dies erreichen zu können, muss die Variante Abschaltleistung innerhalb der Optimierung bevorzugt werden, was nur über einen Kostenanreiz zu erreichen ist. Zu diesem Zweck wird der Abschaltleistung im Block ABK ein Erlösanreiz gesetzt. Durch die Vergütung der Abschaltleistung werden somit die Gesamtkosten reduziert. Damit die Optimierung durch diesen Eingriff nicht in ihrer Grundausrichtung verfälscht wird, ist ein sehr geringer Erlös notwendig, welcher im Prinzip nur infinitesimal größer als null sein muss.

Die Bestimmung der einzelnen Kostenbestandteile und die damit verbundenen Bildungsregeln für die in der Zielfunktion verwendeten Faktoren werden anschließend erläutert. Insgesamt kann die Zielfunktion des linearen Programms innerhalb des Teilmodells MESTAS wie folgt dargestellt werden:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{l=1}^q (k_{inv\_E,l} \cdot P_{SPN\_Einst,l} + k_{inv\_L,l} \cdot P_{SPN\_Linst,l} + k_{inv\_C,l} \cdot C_{SPNinst,l}) + \dots \\
 & \sum_{t=1}^{ZS} \left( \sum_{i=1}^m k_{betr,i} \cdot P_{KW,i,t} \cdot \Delta T + \dots \right. \\
 & \quad \sum_{k=1}^p k_{betr\_E,k} \cdot P_{SPB\_E,k,t} \cdot \Delta T + k_{betr\_L,k} \cdot P_{SPB\_L,k,t} \cdot \Delta T + \dots \\
 & \quad \left. \sum_{l=1}^q k_{betr\_E,l} \cdot P_{SPN\_E,l,t} \cdot \Delta T + k_{betr\_L,l} \cdot P_{SPN\_L,l,t} \cdot \Delta T - e_{ABL} \cdot P_{ABL,t} \cdot \Delta T \right) = \min
 \end{aligned} \tag{4.23}$$

Für die einzelnen Variablen gilt:

$k_{inv\_E,l}$	Spezifische Investitionskosten für Entladeleistung des neu gebauten Speichers $l$
$k_{inv\_L,l}$	Spezifische Investitionskosten für Ladeleistung des neu gebauten Speichers $l$
$k_{inv\_C,l}$	Spezifische Investitionskosten für Kapazität des neu gebauten Speichers $l$
$P_{SPN\_Einst,l}$	Installierte Entladeleistung des neu gebauten Speichers $l$
$P_{SPN\_Linst,l}$	Installierte Ladeleistung des neu gebauten Speichers $l$
$C_{SPNinst,l}$	Installierte Kapazität des neu gebauten Speichers $l$
$P_{KW,i,t}$	Leistung des Kraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPB\_E,k,t}$	Entladeleistung des bestehenden Speichers $k$ zum Zeitpunkt $t$



$P_{SPB\_L,k,t}$	Ladeleistung des bestehenden Speichers $k$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPN\_E,l,t}$	Entladeleistung des neu gebauten Speichers $l$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPN\_L,l,t}$	Ladeleistung des neu gebauten Speichers $l$ zum Zeitpunkt $t$
$k_{betr,i}$	Spez. Betriebskosten des Kraftwerks $i$
$k_{betr\_E,k}$	Spez. Betriebskosten Entladen des bestehenden Speichers $k$
$k_{betr\_L,k}$	Spez. Betriebskosten Laden des bestehenden Speichers $k$
$k_{betr\_E,l}$	Spez. Betriebskosten Entladen des neu gebauten Speichers $l$
$k_{betr\_L,l}$	Spez. Betriebskosten Laden des neu gebauten Speichers $l$
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte je Simulationsjahr
$\Delta T$	Breite der Zeitschritte
$m$	Anzahl der Kraftwerke
$p$	Anzahl der bestehenden Speicher
$q$	Anzahl der neu gebauten Speicher
$P_{ABL,t}$	Abschaltleistung zum Zeitpunkt $t$
$e_{ABL}$	Erlös für die Abschaltleistung

Die erste Zeile der Gleichung berücksichtigt die Investitionskostenanteile der neu gebauten Speicher. In der zweiten Zeile wird die Summe der jährlich anfallenden Betriebskosten für die Kraftwerke, in der dritten Zeile für die bestehenden Speicher und in der vierten für die neu gebauten Speicher berücksichtigt. Die Erlöse aus der Abschaltleistung gehen ebenfalls in der vierten Zeile in die Zielfunktion ein.

#### *Kostenbestimmung im Modell MESTAS*

Im Modell MESTAS wird kein intertemporaler Ansatz verwendet. Deshalb wird für die Berücksichtigung der Investitionskosten der Speicher vom im Modell MOWIKA beschriebenen Ansatz abgewichen. Theoretisch könnte auch hier die beschriebene Restwertmethode eingesetzt werden. Bei der Verwendung eines „Grüne-Wiese-Ansatzes“ ist jedoch jedes Jahr neu über die Investition zu entscheiden. Innerhalb eines Jahres muss deshalb die Investitionsentscheidung kostenseitig geschlossen abgebildet werden. Mit dem Ansetzen der vollständigen Investitionskosten zu Beginn eines Jahres

und anschließender Restwertgutschrift am Ende des Jahres wäre dies grundsätzlich mittels Restwertmethode zu realisieren. Aufgrund des dabei auftretenden sehr kurzen Betrachtungszeitraums würden allerdings sehr hohe Zinskosten für das nicht genutzte Kapital auftreten (vgl. 4.3.5). Erweist sich der Zubau auch in den Folgejahren als wirtschaftlich sinnvoll, würden erneut die hohen Zinskosten anfallen. Anschaulich formuliert würde jedes Jahr ein neuer Speicher gebaut und nach diesem Jahr wieder zum Restwert verkauft werden. Die mit dieser Methode angesetzten Kosten für die Zubauoption wären im Gesamtkontext zu hoch.

Für die Kostenberücksichtigung der Investitionskosten wird deshalb die Annuitätenmethode verwendet. Dieser Methode liegt eine gewünschte gleichmäßige Verteilung der Kapitalkosten über die Lebensdauer zugrunde. Die Höhe dieser jährlichen Zahlung – die Annuität – kann wie folgt bestimmt werden [26]:

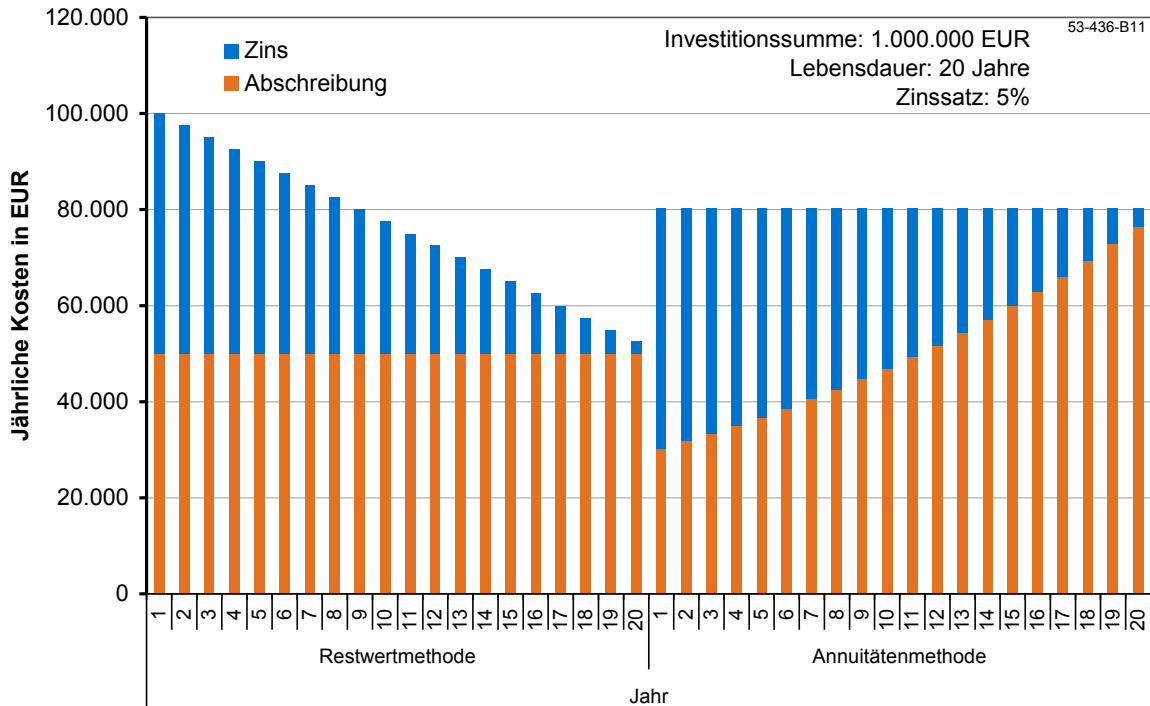
$$A = K_{INV} \cdot \frac{p_k (1 + p_k)^{LD}}{(1 + p_k)^{LD} - 1} \quad (4.24)$$

Dabei gilt:

$A$	Annuität
$K_{INV}$	Investitionskosten
$p_k$	Kalkulationszins in % p. a.
$LD$	Lebensdauer in Jahren

In **Bild 4.36** ist die Aufteilung der Kapitalkosten auf die Lebensdauer für die Restwertmethode und die Annuitätenmethode beispielhaft nebeneinander dargestellt. Die gleichmäßigen Zahlungen der Annuitätenmethode bedingen zunächst einen hohen Zinsanteil bei geringer Abschreibung. Im Verlauf der Nutzung sinkt der Zinsanteil und die Abschreibung steigt. Bei der Restwertmethode werden gleiche Abschreibungsanteile angesetzt. Die Zinsbelastung ist zu Anfang ebenfalls hoch und sinkt mit fortschreitender Abschreibung. Infolgedessen fallen im ersten Jahr die bereits erwähnten hohen Kosten an.

Im Rahmen der Zielfunktion werden die Faktoren für die Betriebskosten – analog zum Modell MOWIKA – entsprechend des jeweiligen Simulationsjahres abgezinst. Die für die Speicherinvestitionen notwendigen Faktoren werden anhand der beschriebenen Annuitätenmethode bestimmt und anschließend ebenfalls die Barwerte berechnet.



**Bild 4.36 Vergleich von Restwertmethode und Annuitätenmethode**

### *Nebenbedingungen*

Der folgende Abschnitt erläutert die Nebenbedingungen der Optimierungsaufgabe.

### *Lastdeckung*

Die primär zu erfüllende Nebenbedingung ist auch im Modell MESTAS die Deckung der Last zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums. Dabei stehen jedoch nicht nur Kraftwerke sondern auch Speicher zur Verfügung, welche entweder im Entladebetrieb arbeiten können und somit positive Leistung zur Lastdeckung bereitstellen oder geladen werden können, was einer negativen Leistung entspricht. Speicher sind in diesem Fall als zusätzliche Last zu interpretieren. Die Lastbedingung wird im linearen Programm in Form einer Gleichung realisiert, welche folglich zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein muss. Die Last wird in Form der chronologischen, in Stunden aufgelösten residualen Last eines Jahres mit Hilfe des Blocks LAS als rechte Seite der Gleichung vorgegeben. Diese kann in Zukunft bei einer die Nachfrage übersteigenden gesetzten Einspeisung aus EE und KWK auch negative Werte annehmen. Im Gegensatz zum Modell MOWIKA werden diese negativen Lastzustände, was einer überschüssigen Produktion entspricht, nicht auf null begrenzt, da diese Erzeugung eventuell durch Laden der Speicher genutzt werden kann. Sollte trotz Einsatz der Speicher immer noch überschüssige Leistung vorhanden sein, würde dies zur Unlösbarkeit der Lastgleichung führen. Die Lösung dieses Problems fällt der variablen Abschaltleistung zu. Sie wird durch den Block ABL innerhalb der Gleichung repräsentiert und sorgt in Fällen

von zu niedriger Residuallast für eine ausgeglichene Bilanz. Im Lösungsvektor  $x$  werden die abgeschalteten Leistungen, welche als nicht integrierbare Erzeugung interpretiert werden können, durch den Block XPA dargestellt.

Die linke Seite der Lastgleichung für einen bestimmten Zeitpunkt des Betrachtungszeitraumes besteht folglich aus den Leistungen der Kraftwerke (Block KWB), den Lade- und Entladeleistungen der bestehenden Speicher (Block SPB), den Lade- und Entladeleistungen der neu gebauten Speicher (Block SPN) und der Abschaltleistung (Block ABL). Die Gleichung kann wie folgt dargestellt werden:

$$\sum_{i=1}^m P_{KW,i}(t) + \sum_{k=1}^p P_{SPB\_E,k}(t) - \sum_{k=1}^p P_{SPB\_L,k}(t) + \sum_{l=1}^q P_{SPN\_E,l}(t) - \sum_{l=1}^q P_{SPN\_L,l}(t) - P_{ABL}(t) = L(t) \quad (4.25)$$

Wobei gilt:

$P_{KW,i}(t)$	Leistung des Kraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPB\_E,k}(t)$	Entladeleistung des bestehenden Speichers $k$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPB\_L,k}(t)$	Ladeleistung des bestehenden Speichers $k$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPN\_E,l}(t)$	Entladeleistung des neu gebauten Speichers $l$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPN\_L,l}(t)$	Ladeleistung des neu gebauten Speichers $l$ zum Zeitpunkt $t$
$P_{ABL}(t)$	Abschaltleistung zum Zeitpunkt $t$
$L(t)$	Residuale Last zum Zeitpunkt $t$
$m$	Anzahl der Bestandskraftwerke im aktuellen Simulationsjahr
$p$	Anzahl der bestehenden Speicher im aktuellen Simulationsjahr
$q$	Anzahl der neu gebauten Speicher im aktuellen Simulationsjahr

#### Speicher – Ladebilanz (allgemein)

Speicher werden im Modell MESTAS als zwei unabhängige Einheiten modelliert, der Ladeeinheit und der Entladeeinheit, welche prinzipiell unabhängig voneinander betrieben werden können. Wie in der Lastgleichung deutlich wird, trägt dabei die Leistung der Entladeeinheit zur Erzeugung bei und die Leistung der Ladeeinheit aufgrund des negativen Vorzeichens zur Last. Grundsätzlich wäre somit rein modelltechnisch ein gleichzeitiger Einsatz beider Einheiten – also ein zeitgleiches Laden und Entladen – möglich. Diese Fahrweise ist jedoch aus technologischen Gründen bei Speichertechnologien teilweise nicht möglich (z. B. Pumpturbine bei PSW). Diese Einschränkung stellt allerdings kein Problem dar, da ein gleichzeitiges Laden und Entladen zu keinem

Zeitpunkt wirtschaftliche Vorteile bietet und somit ein gleichzeitiger Betrieb im Rahmen der Optimierung vermieden wird. Lediglich in Sonderfällen ist eine Kostenneutralität denkbar (siehe *Erlöse für Abschaltleistung*).

Im Gegensatz zu den Kraftwerken, bei welchen die möglichen Leistungen der jeweiligen Einzelzeitpunkte voneinander unabhängig sind, werden bei Speichern die Einsatzmöglichkeiten durch den aktuellen Ladezustand und somit von der Vergangenheit mitbestimmt. Diese Abhängigkeit muss im Rahmen einer weiteren Nebenbedingung modelliert werden, welche die Bilanzgleichung des Speicherinhalts abbildet. Schematisch ist diese Gleichung für einen Speicher in Worten für die Stunde  $t$  einfach darzustellen.

$$\text{Ladezustand}(t-1) + \text{Laden}(t) - \text{Entladen}(t) = \text{Ladezustand}(t)$$

Diese Form der Gleichung ist für das lineare Programm nicht geeignet, da alle vier Bestandteile im Modell variabel optimiert werden. Durch Umstellen ergibt sich allerdings daraus:

$$\text{Laden}(t) - \text{Entladen}(t) + \text{Ladezustand}(t-1) - \text{Ladezustand}(t) = 0$$

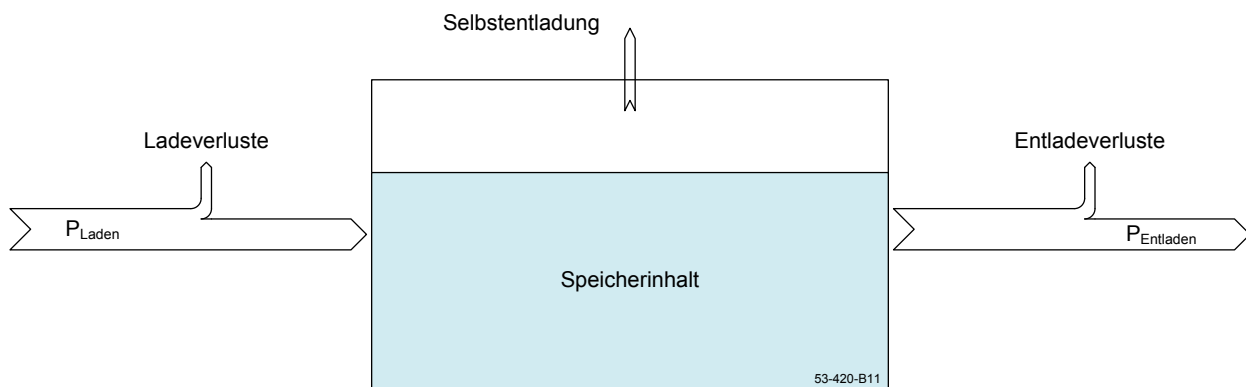
Somit kann im Allgemeinen diese Gleichung wie folgt formuliert werden:

$$\eta_L \cdot P_{SPx\_L}(t) \cdot \Delta T - \frac{1}{\eta_E} P_{SPx\_E}(t) \cdot \Delta T + \eta_{SE} \cdot C_{SPx}(t-1) - C_{SPx}(t) = 0 \quad (4.26)$$

$P_{SPx\_L}(t)$	Ladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPx\_E}(t)$	Entladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt $t$
$C_{SPx}(t)$	Ladezustand zum Zeitpunkt $t$
$\eta_L$	Ladewirkungsgrad des Speichers
$\eta_E$	Entladewirkungsgrad des Speichers
$\eta_{SE}$	Selbstentladung des Speichers
$\Delta T$	Breite der Zeitschritte

Die Berücksichtigung der Lade- und Entladeleistungen der bestehenden Anlagen wird dabei mit Hilfe des Blocks PAB realisiert. In Block PUB werden der aktuelle Ladezustand und der Zustand des Speichers aus dem vorigen Zeitschritt in die Gleichung übernommen. Aufgrund der Bilanzierung des Speicherzustands ist es erforderlich, die Größen Ladeleistung und Entladeleistung in der Gleichung so umzurechnen, dass deren Einfluss auf den Zustand des Speichers richtig abgebildet wird. Dazu wird die Ladeleistung mit dem Ladewirkungsgrad gewichtet. Beträgt dieser beispielsweise 80 %, würde eine Ladeleistung von 1 MW in einer Stunde den Speicherinhalt um 0,8 MWh

erhöhen. Die Entladeleistung hingegen wird mit dem Kehrwert des Entladewirkungsgrades gewichtet. Wird ebenfalls ein Wirkungsgrad von 80 % angenommen, würde eine Entladeleistung von 1 MW den Speicherinhalt in einer Stunde um 1,25 MWh verringern. In Bild 4.37 werden diese Zusammenhänge noch einmal verdeutlicht dargestellt. Zusätzlich zu den Verlusten bei den Ein- und Ausspeichervorgängen ist auch die Berücksichtigung von Selbstentladung möglich. Diese werden über einen Faktor realisiert, welcher den anteiligen Energieverlust von einem Zeitschritt zum nächsten beschreibt. Vereinfachend wird somit von einer Proportionalität zwischen Speicherinhalt und auftretenden Verlusten ausgegangen.



**Bild 4.37** Verluste bei einem Speichervorgang (schematisch)

#### Speicher – Ladebilanz (erste Stunde)

Die oben erwähnte Gleichung für die Speicherbilanz gilt für alle Zeitpunkte außer der ersten Stunde des Betrachtungszeitraums. Für diese Stunde kann innerhalb des Optimierungsmodells kein Zustand der vorherigen Stunde bestimmt werden, sondern es muss exogen ein Startwert für den Füllstand des Speichers vorgegeben werden. Deshalb gilt für den ersten Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums folgende Gleichung:

$$\eta_L \cdot P_{SPx\_L}(t) \cdot \Delta T - \frac{1}{\eta_E} P_{SPx\_E}(t) \cdot \Delta T - C_{SPx}(t) = -C_{SPx\_START} \quad (4.27)$$

$P_{SPx\_L}(t)$	Ladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPx\_E}(t)$	Entladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt $t$
$C_{SPx}(t)$	Ladezustand zum Zeitpunkt $t$
$C_{SPx\_START}$	Ladezustand zu Beginn des Simulationszeitraums
$\eta_L$	Ladewirkungsgrad des Speichers
$\eta_E$	Entladewirkungsgrad des Speichers
$\Delta T$	Breite der Zeitschritte

Die rechte Seite für alle Bilanzgleichungen wird dabei anhand des Blocks SCB festgelegt, wobei für die erste Stunde ein Startladezustand vorgegeben wird und die Umformung der Gleichung in den restlichen Stunden den Wert null erfordert (vgl. Formel allgemeine Bilanzgleichung).

Zusätzlich zu den bereits bestehenden Speichern sind auch für die neu gebauten Speicher Bilanzgleichungen notwendig, welche analog gebildet werden. Die Lade- bzw. Entladeleistungen werden mit Hilfe des Blocks PAN abgebildet, die Speicherzustände mit Block PUN und die rechte Seite der Gleichungen mit dem Startwert des Speicherzustandes anhand des Blocks SCN.

### *Grenzwerte*

Die mit dem Reduktionsfaktor korrigierte jeweilige Nennleistung der Kraftwerke begrenzt die stündlich einsetzbare Leistung der Kraftwerke nach oben (Block PNK). Analog zum Modell MOWIKA wird aus Gründen der Vereinfachung auf eine Implementierung einer realistischen Mindestleistung für die thermischen Kraftwerke verzichtet und ein verfügbares Leistungsband von null bis zum Maximalwert angenommen.

In ähnlicher Weise wird auch bei den bestehenden Speichern verfahren. Die Leistungen der Lade- bzw. Entladeeinheit sind ebenfalls durch die reduzierte Nennleistung nach oben begrenzt (Block PNS). Analog zu den Kraftwerken wird als Untergrenze null angenommen, womit vereinfachend das kontinuierliche Leistungsspektrum zwischen null und Nennleistung der Speicher genutzt werden kann. Auch Speicher sind technische Anlagen, die aufgrund von Ausfällen und Revisionen nicht permanent zur Verfügung stehen. Deshalb wird ebenfalls ein Reduktionsfaktor eingeführt, welcher die bereits bei den Kraftwerken angesprochenen Effekte innerhalb des Modells berücksichtigen soll. Zusätzlich zu den minimalen und maximalen Leistungen tritt bei den bestehenden Speichern noch die verfügbare Kapazität als Einschränkung auf. Diese wird anhand eines minimalen und maximalen Füllstandes des jeweiligen Speichers abgebildet, wobei entsprechend als Untergrenze der Wert null und als Obergrenze die maximal verfügbare Kapazität verwendet wird.

### *Leistungs- und Kapazitätsüberwachung der Neubausppeicher*

Im Gegensatz zu den Bestandsanlagen sind bei neu gebauten Speichern sowohl für die maximalen Lade- bzw. Entladeleistungen als auch für die nutzbare Kapazität keine Obergrenzen anzugeben, da diese Parameter variable Größen innerhalb des Modells darstellen. Als feste Untergrenze wird der Wert null gewählt. Die Begrenzung nach oben wird ähnlich wie im Modell MOWIKA bei den Kraftwerksinvestitionen mit Hilfe von Ungleichungen realisiert. Die im Betrachtungszeitraum stündlich auftretenden Lade- bzw. Entladeleistungen eines Speichers müssen dabei kleiner oder gleich der jeweils

im Modell installierten Leistungen sein. Dabei ergeben sich für jeden möglichen neuen Speicher für jeden Zeitpunkt zwei Ungleichungen für Laden und Entladen in folgender Form:

$$P_{SPN\_L}(t) - P_{SPN\_Linst} \leq 0 \quad (4.28)$$

bzw.

$$P_{SPN\_E}(t) - P_{SPN\_Einst} \leq 0 \quad (4.29)$$

Dabei gilt:

$P_{SPN\_L}(t)$	Ladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPN\_E}(t)$	Entladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt $t$
$P_{SPN\_Linst}$	Installierte Ladeleistung des neu gebauten Speichers
$P_{SPN\_Einst}$	Installierte Entladeleistung des neu gebauten Speichers

Die Ungleichungen setzen sich aus den Leistungswerten der Speicher in der jeweiligen Stunde (Block SLU) und den endogen im Modell installierten Leistungen (Block SIL) zusammen. Für die stündliche Begrenzung der nutzbaren Speicherkapazität werden Ungleichungen in ähnlicher Weise angesetzt. Auch in diesem Fall ist für jeden Speicher und jeden Zeitpunkt eine Ungleichung notwendig.

$$C_{SPN}(t) - C_{SPNinst} \leq 0 \quad (4.30)$$

Es gilt:

$C_{SPN}(t)$	Ladezustand des neu gebauten Speichers zum Zeitpunkt $t$
$C_{SPNinst}$	Installierte Speicherkapazität des neu gebauten Speichers

Der Ladezustand des Speichers muss dabei zu jedem Zeitpunkt kleiner oder gleich der installierten Ladekapazität sein. Die Ladezustände in den jeweiligen Stunden und die installierte Speicherkapazität werden innerhalb der Ungleichungen von Block SCU bzw. SIC repräsentiert.

Rein strukturell sind sowohl die stündlich aufgelösten Leistungen als auch die Kapazitäten der neu gebauten Speicher nun von zwei Restriktionen nach oben begrenzt, einerseits durch die Obergrenzen der Variablen  $x$  und andererseits durch die entsprechenden Ungleichungen. Wirksam soll im Modell jedoch ausschließlich die über die Ungleichung realisierte Begrenzung sein. Deshalb werden in diesem Fall die Obergrenzen der Zielvariablen  $x$  mit dem Wert unendlich (Inf) belegt, um dadurch eine Neutralität zu erreichen.



Die Höhe der im Betrachtungszeitraum installierten Lade- bzw. Entladeleistung (Bereich XIP im Variablenvektor) der jeweiligen Speichertechnologie wird mit Hilfe des Blocks PIM begrenzt, der Zubau an Speicherkapazität (Bereich XIC im Variablenvektor) mittels Block CIM. Ähnlich zu den Kraftwerken können dabei begrenzte Baukapazitäten oder Potentialgrenzen für eine bestimmte Speichertechnologie realisiert werden. Beim Zubau von Speichern wird – wie im Modell MOWIKA bei den Kraftwerken – vereinfachend von einer kontinuierlichen Realisierbarkeit von Speichertechnologien innerhalb des Intervalls von Null (kein Speicher) bis zu den Installationsgrenzen für Leistung und Kapazität ausgegangen. In Realität können Speichertechnologien eine gewisse Mindestgröße oder andere technische Restriktionen erfordern.

#### *Zusätzliche optionale Nebenbedingungen*

Ähnlich wie im Modell MOWIKA können auch im Modell MESTAS zusätzliche optionale Nebenbedingungen bei entsprechendem Bedarf Anwendung finden. Im Allgemeinen wird dabei der Lösungsraum der linearen Programmierung weiter eingeschränkt.

#### *Thermische Mindestleistung der Kraftwerke*

Für bestimmte Simulationen kann die Definition einer Summenleistung an thermischer Erzeugung, die zum jeweiligen Zeitpunkt mindestens erbracht werden muss, notwendig sein. Aufgrund der für die Netzstabilität notwendigen Systemdienstleistungen der regelbaren Kraftwerke sind diese derzeit noch nicht vollständig durch die regenerative Erzeugung zu ersetzen.

Die Summe aller Kraftwerksleistungen zu einem bestimmten Zeitpunkt muss demzufolge einen bestimmten Mindestwert erreichen, was ebenfalls über eine Ungleichungsbedingung ermöglicht wird. In Block MRB werden dazu alle Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt adressiert und die Summe wird mit dem vorzugebenden Mindestwert (Block MRL) verglichen. Die Ungleichung kann dabei wie folgt dargestellt werden:

$$-\sum_{i=1}^m P_{KW,i}(t) \leq -MRS(t) \quad (4.31)$$

Es gilt:

$P_{KW,i}(t)$	Leistung des Kraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $t$
$MRS(t)$	Thermische Mindestleistung zum Zeitpunkt $t$
$m$	Anzahl der Bestandskraftwerke im aktuellen Simulationsjahr

Die entsprechende Forderung muss bei einer Optimierung im Modell MOWIKA ebenfalls berücksichtigt werden. Jedoch wird dies nicht innerhalb der linearen Programmierung, sondern durch Veränderung der Last realisiert.

### Emissionsobergrenze

Analog zum Modell MOWIKA ist für die Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Form einer Obergrenze eine zusätzliche Ungleichung notwendig. Im Rahmen dieser Ungleichung werden alle entstehenden Emissionen des thermischen Kraftwerksparks innerhalb eines Jahres aufsummiert. Diese müssen kleiner oder gleich dem entsprechenden Grenzwert sein. Die stündlichen Emissionen der Kraftwerke werden mit Hilfe des Blocks EKB bestimmt, der Grenzwert wird in Block EGR festgelegt. Die Gleichung zur Begrenzung der Emissionen für das jeweilige Jahr ist in folgender Weise aufgebaut:

$$\sum_{t=1}^{ZS} \sum_{i=1}^m emi_i \cdot P_{KW,t,i} \cdot \Delta T \leq EMI_{\max} \quad (4.32)$$

Dabei gilt:

$P_{KW,t,i}$	Leistung des Kraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $t$
$emi_i$	Spezifischer Emissionsfaktor des Bestandskraftwerks $i$
$EMI_{\max}$	Emissionsobergrenze
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte
$\Delta T$	Breite der Zeitschritte

### Gegenseitige Abhängigkeiten der Speicherparameter

In verschiedenen Fällen sind aus technischer Sicht je nach Speichertechnologie die einzelnen Parameter nicht unabhängig voneinander wählbar.

**Tabelle 4.8 Modellierung der gegenseitigen Abhängigkeit der Speicherparameter**

Abhängigkeit	Verhältnis	Untergrenze	Obergrenze
$\alpha$	$\frac{P_{SPN\_Einst}}{P_{SPN\_Linst}}$	$\alpha_{\min}$	$\alpha_{\max}$
$\beta$	$\frac{C_{SPNinst}}{P_{SPN\_Einst}}$	$\beta_{\min}$	$\beta_{\max}$
$\gamma$	$\frac{C_{SPNinst}}{P_{SPN\_Linst}}$	$\gamma_{\min}$	$\gamma_{\max}$

Wenn beispielsweise zum Laden und Entladen des Speichers die gleiche Einheit verwendet wird (wie etwa in der Regel bei PSW), tritt diese Einschränkung auf. Grundsätzlich kann es daher sinnvoll sein, mögliche Abhängigkeiten im Rahmen der Optimierung zu berücksichtigen. Wie in **Tabelle 4.8** dargestellt wird, sind bei drei Parametern prinzipiell drei verschiedenen Abhängigkeiten möglich.

Dabei gilt wie folgt:

$P_{SPN\_Einst}$	Installierte Entladeleistung des neu gebauten Speichers
$P_{SPN\_Linst}$	Installierte Ladeleistung des neu gebauten Speichers
$C_{SPNinst}$	Installierte Kapazität des neu gebauten Speichers

Die einzelnen Abhängigkeiten werden anhand der Quotienten  $\alpha$ ,  $\beta$  und  $\gamma$  definiert, welche sich wiederum im Rahmen der Optimierung zwischen einer Unter- und Obergrenze bewegen dürfen. In untenstehender Formel ist diese Einschränkung beispielhaft für den Fall  $\alpha$  dargestellt.

$$\alpha_{\min} \leq \frac{P_{SPN\_Einst}}{P_{SPN\_Linst}} \leq \alpha_{\max} \quad (4.33)$$

Um diese Doppelungleichung in eine für die lineare Programmierung passende Form zu bringen, werden zwei Ungleichungen angesetzt.

$$\alpha_{\min} \leq \frac{P_{SPN\_Einst}}{P_{SPN\_Linst}} \quad \frac{P_{SPN\_Einst}}{P_{SPN\_Linst}} \leq \alpha_{\max} \quad (4.34)$$

Durch einfache Umformungen können die Ungleichungen in folgende Form gebracht werden:

$$-P_{SPN\_Einst} + \alpha_{\min} \cdot P_{SPN\_Linst} \leq 0 \quad P_{SPN\_Einst} - \alpha_{\max} \cdot P_{SPN\_Linst} \leq 0 \quad (4.35)$$

Analog werden die Beziehungen für  $\beta$  und  $\gamma$  umgeformt und es ergibt sich dadurch:

$$-C_{SPNinst} + \beta_{\min} \cdot P_{SPN\_Einst} \leq 0 \quad C_{SPNinst} - \beta_{\max} \cdot P_{SPN\_Einst} \leq 0 \quad (4.36)$$

$$-C_{SPNinst} + \gamma_{\min} \cdot P_{SPN\_Linst} \leq 0 \quad C_{SPNinst} - \gamma_{\max} \cdot P_{SPN\_Linst} \leq 0 \quad (4.37)$$

Die Abhängigkeiten der Speicherparameter untereinander werden folglich durch bis zu sechs Ungleichungen beschrieben. Im Rahmen der Optimierung können die Beschränkungen auch nur teilweise verwendet werden. Tritt für die Abhängigkeit kein möglicher Bereich, sondern ein festes Verhältnis auf, werden Obergrenze und Untergrenze auf den gleichen Wert gesetzt. Die Formulierung der Ungleichungen wird in den Blöcken ZAP und ZAC realisiert.

### Brennstoffobergrenze

Analog zum Modell MOWIKA wird auch im Modell MESTAS eine Brennstoffbegrenzung vorgesehen. Der Block BOG ordnet dabei die einzelnen Kraftwerke dem jeweiligen Brennstofftyp zu und bestimmt über den Wirkungsgrad die verbrauchte Menge je Zeiteinheit. Für jeden Brennstofftyp wird eine Ungleichung formuliert, die die verbrauchte Brennstoffmenge des gesamten Jahres mit dem Grenzwert (Block BSG) vergleicht. Die Ungleichung wird wie in MOWIKA formuliert, allerdings sind in MESTAS nur Bestandskraftwerke vorhanden.

### Abschaltgrenze

Neben der Brennstoffobergrenze kann auch eine Begrenzung der Abschaltleistung von Interesse sein. Ist beispielweise eine kostenoptimale und vollständige Integration der überschüssigen Erzeugung gewünscht, muss dies über eine zusätzliche Nebenbedingung realisiert werden. Auch ein bestimmter Mindestanteil an zu integrierender Erzeugung aus EE und KWK kann so vorgegeben werden. Diese Forderungen können durch eine Begrenzung der jährlich anfallenden Abschaltenergie realisiert werden. Bei vollständiger Integration wäre diese Grenze auf null zu setzen.

Der Block ABS summiert die Abschaltleistungen aller Zeitpunkte und mit Hilfe einer Ungleichungsbedingung wird die Gesamtenergie mit einem Grenzwert (Block ABG) verglichen. Die Restriktion ist dabei wie folgt formuliert:

$$\sum_{t=1}^{ZS} P_{ABL,t} \cdot \Delta T \leq ASG \quad (4.38)$$

Wobei gilt:

$P_{ABL,t}$	Abschaltleistung zum Zeitpunkt $t$
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte je Simulationsjahr
$ASG$	Grenzwert der Abschaltenergie
$\Delta T$	Breite der Zeitschritte

### Ergebnis

Das wesentliche Ergebnis des Teilmodells MESTAS ist der Speicherzubau und die Bestimmung des Einsatzes der bereits bestehenden und der neu gebauten Speicher für das entsprechende Betrachtungsjahr. Zusätzlich kann anhand der Abschaltleistung die wirtschaftlich nicht integrierbare gesetzte Einspeisung ermittelt werden.

Der Kraftwerkseinsatz verändert sich gegenüber dem Modell MOWIKA aufgrund der zusätzlichen Flexibilisierungsmöglichkeiten der Speicherung. Durch Lastglättung und zusätzliche Nutzung von gesetzter Einspeisung können die Kosten gegenüber dem Modell MOWIKA reduziert werden.

#### 4.4.3 Systemgröße des Modells MESTAS

Analog zum Modell MOWIKA wird die Systemgröße des Modells MESTAS ebenfalls durch die Anzahl an Variablen und Gleichungen bestimmt. Bei der Optimierung wird hingegen kein intertemporaler Ansatz verfolgt, sondern nur ein Jahr betrachtet. Ebenso wie in Modell MOWIKA werden keine zusätzlichen Nebenbedingungen bei der Bestimmung der Systemgröße berücksichtigt.

Die Berechnung der Variablenanzahl im Modell MOWIKA kann durch folgende Formel beschrieben werden:

$$\text{anz\_Variablen} = ZS \cdot (m + 3p + 1 + 3q) + 3q \quad (4.39)$$

Für die Anzahl der Gleichungen gilt:

$$\text{anz\_Gleichungen} = ZS \cdot (1 + p + 4q) \quad (4.40)$$

mit

$m$	Anzahl der Kraftwerke
$p$	Anzahl der bestehenden Speicher
$q$	Anzahl der Neubauoptionen (Speicher)
$ZS$	Anzahl der Zeitschritte

Für die Berechnung eines Jahres kann bei den in dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen näherungsweise von etwa 200 Kraftwerken, 25 bestehenden Speichern und drei Neubauoptionen für Speichertechnologien ausgegangen werden. Das Modell MESTAS ist stündlich aufgelöst, was zu einer Anzahl von 8760 Zeitschritten führt.

Diese Konfiguration führt zu einer Systemgröße von 2,5 Millionen Variablen und gut 0,3 Millionen Gleichungen.

## 4.5 MOGLIE – Teilmodell zur Bestimmung der gesicherten Leistung

Mit dem Teilmodell MOGLIE wird die gesicherte Leistung des entstandenen Erzeugungssystems bei einer geforderten Zuverlässigkeit bestimmt. Diese Größe wird innerhalb des Iterationsmodells IMAKUS benützt, um die notwendige Kraftwerkskapazität zu bestimmen. Die Zusammenhänge werden im folgenden Kapitel näher erläutert.

### 4.5.1 Zuverlässigkeit eines Erzeugungskollektivs

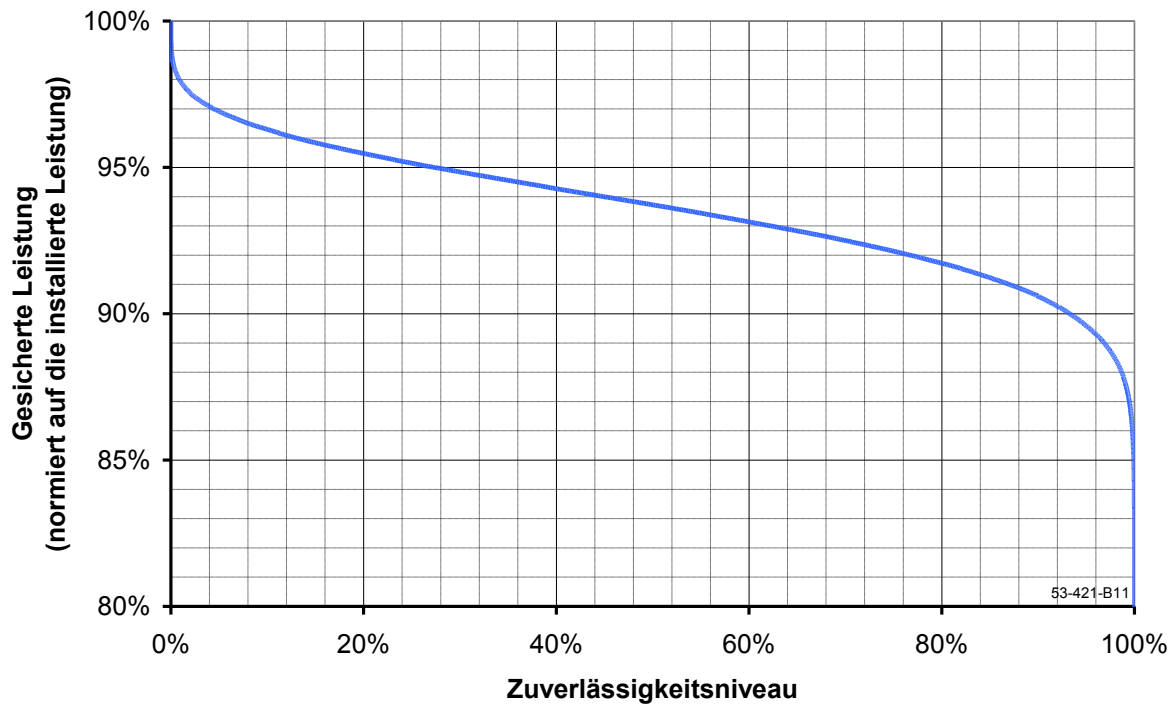
Ein Elektrizitätssystem besteht erzeugerseitig aus einer Vielzahl von Anlagen unterschiedlicher Technologien. Jede dieser Anlagen kann mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit ausfallen, was zu einer Zuverlässigkeit von unter 100 % führt. Infolgedessen kann auch das Kollektiv aus unterschiedlichen Erzeugungseinheiten rein theoretisch nicht zu 100 % zuverlässig sein. Die Summe aller installierten Leistungskapazitäten steht somit nicht gesichert zur Verfügung. Der gleichzeitige Ausfall aller Anlagen unabhängig voneinander in einem Erzeugungskollektiv ist jedoch äußerst unwahrscheinlich. Im Umkehrschluss steht demzufolge mit einer gewissen Zuverlässigkeit Erzeugungsleistung zur Verfügung. Um dieses Verhalten von Erzeugungssystemen beschreiben zu können und somit auch eine gewisse Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wird die wahrscheinlichkeitstheoretische Größe „gesicherte Leistung“ eingeführt.

### 4.5.2 Gesicherte Leistung eines Erzeugungskollektivs

Die gesicherte Leistung ist die ermittelte Summenkapazität eines Erzeugungskollektivs, welche mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit bzw. mit einem gewissen Zuverlässigkeitsniveau mindestens erreicht werden kann.

Sie ist folglich keine technische Größe, die mit einer konkreten Anlage verbunden werden kann, sondern beschreibt immer das Kollektiv und ist eine Funktion des gewählten Zuverlässigkeitsniveaus. **Bild 4.38** zeigt schematisch die Abhängigkeit dieser beiden Größen.

Wird in diesem Beispiel etwa ein Zuverlässigkeitsniveau von 60 % gefordert, würde sich eine gesicherte Leistung von etwa 93 % der installierten Gesamtkapazität des Kollektivs ergeben. Rein stochastisch betrachtet steht demzufolge in 60 % aller Fälle eine Leistung von 93 % oder mehr zur Verfügung. Bei einem höheren Zuverlässigkeitsniveau nimmt der Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Leistung folglich ab. Die Grenzen dieser Betrachtung sind ebenfalls eindeutig bestimmt. Beträgt das Zuverlässigkeitsniveau 0 % kann die gesamte installierte Leistung als gesichert angesehen werden, wohingegen im umgekehrten Fall bei einem Niveau von 100 % die gesicherte Leistung gleich null ist.



**Bild 4.38 Gesicherte Leistung in Abhängigkeit vom Zuverlässigkeitsniveau (schematisch)**

#### 4.5.3 Kriterien zur Auslegung des Kraftwerksparks

Die Auslegung der Erzeugungskapazität wird auf die Jahreshöchstlast, also den „Worst Case“ abgestimmt, da elektrische Energie immer zum Zeitpunkt des entsprechenden Verbrauchs von den zur Verfügung stehenden Anlagen erzeugt werden muss. Es ist demzufolge ein Kollektiv aus Erzeugungskapazitäten erforderlich, welches mit einer gewissen Zuverlässigkeit diesen konkreten Fall abdecken kann. Für die Planung der notwendigen Kraftwerkskapazität ist deshalb die Langzeit-Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems, welche mittels der gesicherten Leistung abgebildet werden kann, die bestimmende Größe. Um die Jahreshöchstlast zuverlässig decken zu können, muss zusätzliche Erzeugungskapazität zur Verfügung stehen.

Für das notwendige Zuverlässigkeitsniveau gibt es keine verbindlichen Richtlinien. Aus einer Empfehlung der Deutschen Verbundgesellschaft (mittlerweile beim VDE) lässt sich lediglich für die Zeit vor der Liberalisierung der Strommärkte ein anzustrebendes Zuverlässigkeitsniveau für die deutsche Stromversorgung von 99,9 % ableiten [5]. Zu dieser Zeit war die Struktur der Stromerzeugung durch Gebietsmonopole gekennzeichnet, welche ausschließlich durch ihr eigenes Handeln die Versorgungssicherheit beeinflussen konnten. In einem liberalisierten Markt ist es prinzipiell jedem Akteur gestattet, Erzeugungskapazitäten aufzubauen. In der Regel spielen dabei nur wirtschaftliche Erwägungen eine Rolle. Die Anzahl der Erzeugungsanlagen und folglich der instal-

lierten Kapazität ist somit nicht regulatorisch bestimmt, sondern orientiert sich an den Refinanzierungsmöglichkeiten am Strom- und Reservemarkt.

Die Versorgungszuverlässigkeit in der Elektrizitätsversorgung ist ein wesentlicher Faktor für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Aus diesem Grund sollte sich diese auch in Zukunft nicht verschlechtern. Falls die Erlössituation am Strommarkt künftig zu einer verminderten Investitionstätigkeit und damit zu einer sinkenden Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems führen sollte, ist mit einer Anpassung des Marktdesigns zu rechnen.

#### **4.5.4 Bestimmung der gesicherten Leistung des Erzeugungssystems**

Um die Deckung der Jahreshöchstlast mit einer bestimmten Zuverlässigkeit gewährleisten zu können, wird mithilfe des Teilmodells MOGLIE die gesicherte Leistung des Stromerzeugungssystems für das geforderte Zuverlässigkeitsniveau wahrnehmungstheoretisch ermittelt und so der Umfang gegebenenfalls weiterer zu installierender Erzeugungskapazitäten bzw. bestehender Überkapazitäten identifiziert. Der zusätzliche bzw. verminderte Bedarf an Erzeugungskapazitäten kann dann im folgenden Iterationsschritt innerhalb des Modells IMAKUS berücksichtigt werden. Dabei sollen sowohl die Beiträge des konventionellen thermischen Kraftwerksparks und der Energiespeicher als auch der gesetzten Einspeisung aus EE und KWK zur gesicherten Leistung berücksichtigt werden.

Die deutlichen Unterschiede in Bezug auf die charakteristische Verfügbarkeit dieser Erzeugungstechnologien erfordern allerdings entsprechende unterschiedliche Ansätze bei der Bestimmung des Beitrags zu gesicherter Leistung. So kann näherungsweise davon ausgegangen werden, dass die technische Verfügbarkeit der thermischen Kraftwerke nicht von der Jahres- oder Tageszeit abhängt und damit für jeden Zeitpunkt des Jahres gleich wahrscheinlich ist. Ebenso wird angenommen, dass auch Energiespeicher unabhängig vom betrachteten Zeitpunkt aus technischer Sicht mit der gleichen Wahrscheinlichkeit Entladeleistung bereitstellen können.

Bei vielen erneuerbaren Erzeugungstechnologien steht hingegen weniger die technische Funktionstüchtigkeit der Anlagen als vielmehr das natürliche Energieangebot, das zeitlichen Schwankungen unterworfen ist, im Vordergrund. Wird von saisonalen Einflüssen abgesehen, so kann jedoch auch die aus Wind- und Wasserkraftanlagen verfügbare Erzeugungsleistung für jeden Zeitpunkt als gleich wahrscheinlich betrachtet werden. Es ist demzufolge möglich, die Verfügbarkeit der genannten Erzeugungstechnologien durch jeweils eine einzige technologiespezifische Wahrscheinlichkeitsverteilung abzubilden und anhand dieser den Beitrag zur gesicherten Leistung für einen beliebigen Zeitpunkt – wie zum Beispiel die Stunde der Jahreshöchstlast – zu bestimmen.



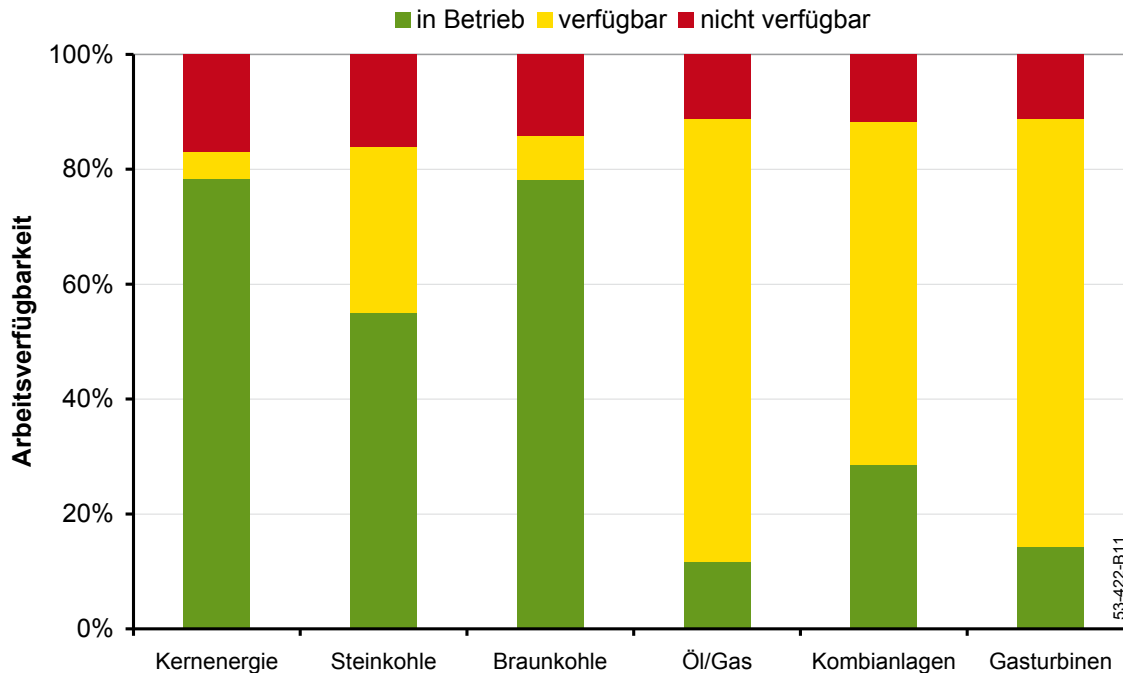
Dagegen ergibt sich durch die Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung eine starke tages- und jahreszeitliche Abhängigkeit für die verfügbare Erzeugung aus Photovoltaikanlagen. So ist beispielsweise zum Zeitpunkt der in der Regel an einem Winterabend auftretenden Jahreshöchstlast [31] kein Beitrag zur gesicherten Leistung zu erwarten. In ähnlicher Weise ergibt sich durch die gekoppelte Wärmeerzeugung auch für die Stromerzeugung wärmegeführter KWK-Anlagen eine starke Zeitabhängigkeit. Die Wahrscheinlichkeit, dass KWK-Anlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast Erzeugungsleistung bereitstellen können, ist wiederum relativ hoch. Im Rahmen dieser Arbeit wird folglich die Photovoltaik nicht im Rahmen der Bestimmung der Versorgungssicherheit berücksichtigt.

Im Folgenden werden die unterschiedlichen methodischen Vorgehensweisen zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Verfügbarkeit derjenigen Erzeugungstechnologien dargestellt, deren Beitrag zur gesicherten Leistung des Kraftwerksparks im Modell aktuell berücksichtigt wird.

#### **4.5.4.1 Behandlung der thermischen Kraftwerke**

Der Beitrag des thermischen Kraftwerksparks zur gesicherten Leistung hängt in erster Linie von der Verfügbarkeit der einzelnen Kraftwerke ab. Die Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke ist zum einen auf geplante Ereignisse wie Revisionen und zum anderen auf ungeplante Ausfälle infolge technischer Defekte zurückzuführen, wobei sich sowohl die üblichen Revisionszeiten als auch die Ausfallhäufigkeiten je nach Kraftwerkstechnologie unterscheiden. Um die Verfügbarkeiten von Kraftwerken für die Verwendung in einem Modell abzuschätzen, können statistische Erfahrungswerte herangezogen werden, wie sie beispielsweise in [71] aufgeführt sind. **Bild 4.39** zeigt den Mittelwert der Arbeitsverfügbarkeit unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien für den Zeitraum von 2000 bis 2009. Die Verfügbarkeit setzt sich dabei aus den Anteilen „in Betrieb“ (grün) und „verfügbar“ (gelb) zusammen. Die roten Anteile markieren die Nichtverfügbarkeit.

Jedes Kraftwerk lässt sich also vereinfacht durch zwei Zustände beschreiben („two-state model“): Entweder es befindet sich in Betrieb bzw. ist betriebsbereit – d. h. die gesamte installierte Netto-Engpassleistung steht zur Stromerzeugung zur Verfügung – oder es ist infolge von Revision bzw. Ausfall nicht verfügbar und kann keine Leistung erbringen. Mathematisch lassen sich die Zustände der Kraftwerke mithilfe einer diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilung beschreiben. Netzengpässe bzw. -ausfälle und damit verbundene Abschaltungen von Kraftwerksblöcken werden im Rahmen dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, da diese nicht seitens der Erzeuger verursacht werden. Der Ausfall mehrerer Kraftwerke kann somit als stochastisch unabhängig angenommen werden [3] [4].



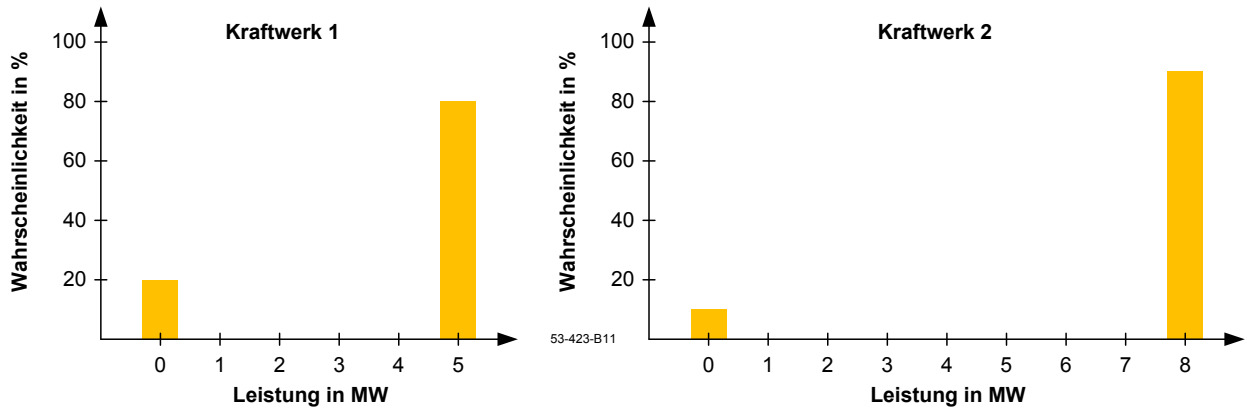
**Bild 4.39 Verfügbarkeit unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [71]**

Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der durch das Kollektiv an Kraftwerken bereitgestellten Erzeugungsleistung ist deshalb durch die Faltung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Kraftwerke zu ermitteln. Sie gibt an, welche diskrete Leistung der thermische Kraftwerkspark mit welcher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stellen kann. Die Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerkes wird durch geplante Stillstände (Revision und Wartung) und ungeplante Stillstände (Ausfall) bestimmt. Da die Jahreshöchstlast in einem gewissen Rahmen gut prognostiziert werden kann, wird im Kraftwerksbereich von keinen geplanten Stillständen in diesem Zeitbereich ausgegangen.

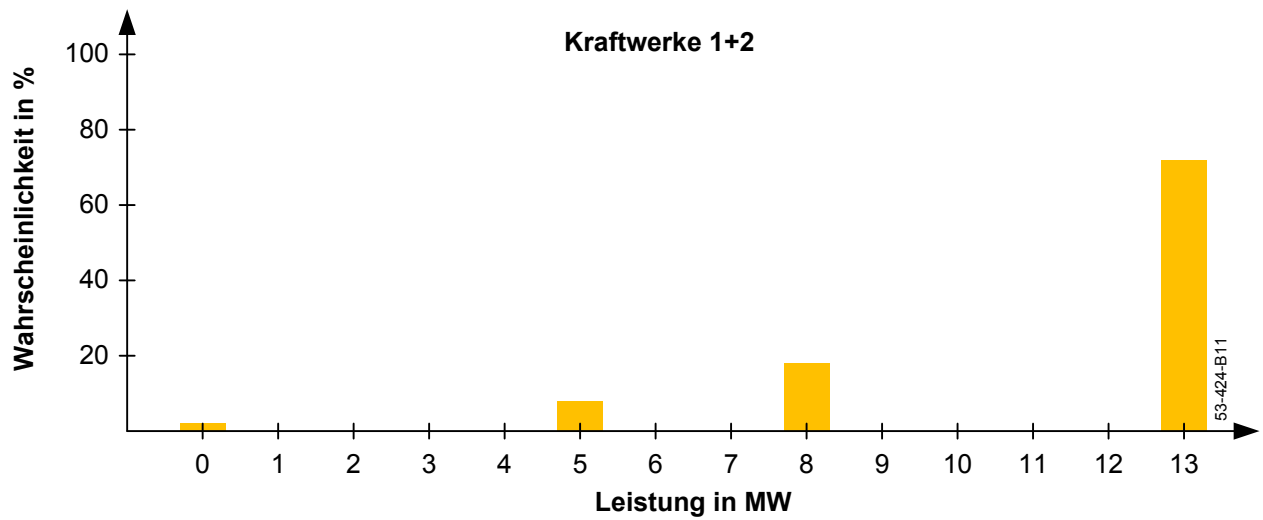
Für die lediglich durch Ausfälle reduzierte Verfügbarkeit der Anlagen wird deshalb im Rahmen dieser Arbeit die technische Verfügbarkeit (vgl. Kapitel 4.2.3) angenommen. Diese Größe wird zur Ermittlung des Beitrages eines Kraftwerkes zur gesicherten Leistung verwendet. **Bild 4.40** zeigt exemplarisch zwei Kraftwerke mit unterschiedlicher Leistung und technischer Verfügbarkeit.

Auf beiden wird die Modellierung durch die zwei Zustände Ausfall (0 MW) und Nennbetrieb (5 bzw. 8 MW) deutlich. Werden nun die Wahrscheinlichkeitsverteilungen beider Kraftwerke miteinander gefaltet, ergibt sich eine gemeinsame Verteilung für die Kraftwerke 1 und 2 (**Bild 4.41**).

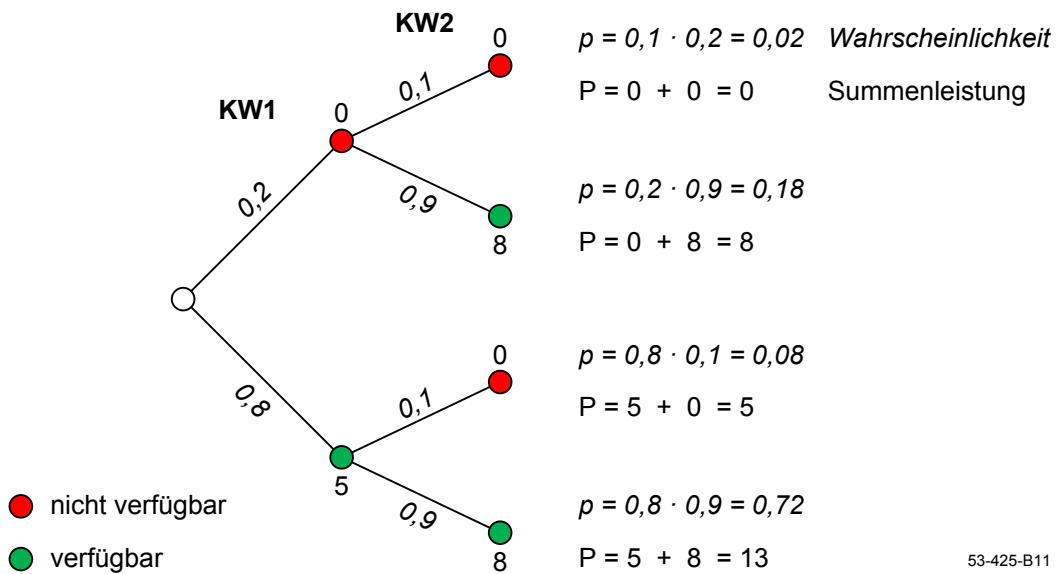
Die Systematik der Faltung lässt sich anschaulich mit Hilfe einer Baumstruktur erläutern. Die einzelnen Kombinationsmöglichkeiten der Kraftwerkszustände und die daraus resultierenden Wahrscheinlichkeiten und Leistungen lassen sich einfach berechnen (**Bild 4.42**).



**Bild 4.40 Modellierung der Wahrscheinlichkeitsverteilung zweier unterschiedlicher Kraftwerke im „two-state model“**



**Bild 4.41 Gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung zweier Kraftwerke**



**Bild 4.42 Wahrscheinlichkeitsbaum für die möglichen Zustände eines Kollektivs aus zwei Kraftwerken**

#### **4.5.4.2 Behandlung von KWK-Anlagen, Erzeugung aus Biomasse und Geothermie**

Für die Bestimmung des Beitrags der KWK-, Biomasse- und Geothermieerzeugung zur gesicherten Leistung des Erzeugungssystems wird im Rahmen dieser Arbeit eine einfache Abschätzung verwendet. Nachfolgend wird der Ansatz kurz erläutert.

##### *Technische Verfügbarkeit*

Näherungsweise wird aufgrund der Vielzahl der Anlagen kleiner Leistung auf eine wie bei den Kraftwerken durchgeführte Wahrscheinlichkeitsfaltung der technischen Verfügbarkeit verzichtet. Begründet werden kann dies durch eine Grenzfallbetrachtung. Bei einer Faltung von einer unendlichen Anzahl von Anlagen gleicher Verfügbarkeit mit infinitesimal kleiner Leistung entspricht der Beitrag zur gesicherten Leistung genau der Nennleistung multipliziert mit der technischen Verfügbarkeit der Einzelanlagen.

Für die Bestimmung des Beitrages der Anlagen zur gesicherten Leistung wird deshalb lediglich die installierte Leistung an KWK-, Biomasse- und Geothermieranlagen mit einem Faktor multipliziert.

##### *Geplante Stillstände*

Für die Wartung und Revision der Anlage ist ein geplanter Stillstand notwendig. Bei Anlagen für die Bereitstellung von Raumheizwärme kann überwiegend von einer planbaren Nichtverfügbarkeit außerhalb der Heizperiode ausgegangen werden. Die Verfügbarkeit der Anlagen ist folglich zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast als vergleichsweise hoch anzunehmen.

##### *Regelstrategie*

Grundsätzlich wird bei KWK-Anlagen im Rahmen des Modells von einem wärmegeführten Betrieb ausgegangen. Bei Erzeugung aus Biomasse und Geothermie wird zusätzlich ein hoher Grundlastanteil unterstellt. Alle drei genannten Technologien sind mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden, welche nur über eine möglichst lange Ausnutzungsdauer amortisiert werden können. Folglich werden sie oft kleiner als der höchste Bedarf dimensioniert und dieser über eine kostengünstige Spitzenlasttechnologie gedeckt. Bei Biomasse und Geothermie führt dies zu einer grundsätzlich sehr hohen Auslastung, bei KWK-Anlagen zumindest während der Heizperiode. Von einer hohen Verfügbarkeit am Jahreshöchstlasttag wäre deshalb – trotz der Wärmeführung – auszugehen.

Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die wachsende informationstechnische Vernetzung und die dadurch mögliche Flexibilisierung der Anlagen. Von der strengen Wärmeführung der Anlagen wird dabei abgewichen und versucht, auch die bedarfsgerechte

Stromerzeugung im Rahmen einer optimalen Gesamtstrategie zu berücksichtigen. Dies kann sowohl autonom innerhalb eines Objektes oder auch zentral gesteuert geschehen. Beide Varianten führen tendenziell zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit an Zeitpunkten mit hohem Stromverbrauch.

Insgesamt betrachtet ist trotz des teilweise abweichenden Regelungszieles der Anlagen von einer hohen Verfügbarkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast auszugehen.

#### *Beitrag zur gesicherten Leistung*

Der Beitrag zur gesicherten Leistung wird gemäß den dargestellten Überlegungen näherungsweise über die installierte Leistung der Anlagen und Gewichtungsfaktoren bestimmt, welche die drei erwähnten Bestandteile abbilden.

$$P_{\text{gesichert\_KWK\_BIO\_GEO}} = P_{\text{tech}} \cdot p_{\text{plan}} \cdot p_{\text{regel}} \cdot P_{\text{inst\_KWK\_BIO\_GEO}} \quad (4.41)$$

Es gilt:

$P_{\text{gesichert\_KWK\_BIO\_GEO}}$	Gesicherte Leistung (KWK, Biomasse, Geothermie)
$P_{\text{tech}}$	technische Verfügbarkeit der Anlagen
$p_{\text{plan}}$	Stillstandsfaktor der Anlagen
$p_{\text{regel}}$	Verfügbarkeit aufgrund der Regelstrategie der Anlagen
$P_{\text{inst\_KWK\_BIO\_GEO}}$	Installierte Leistung (KWK, Biomasse, Geothermie)

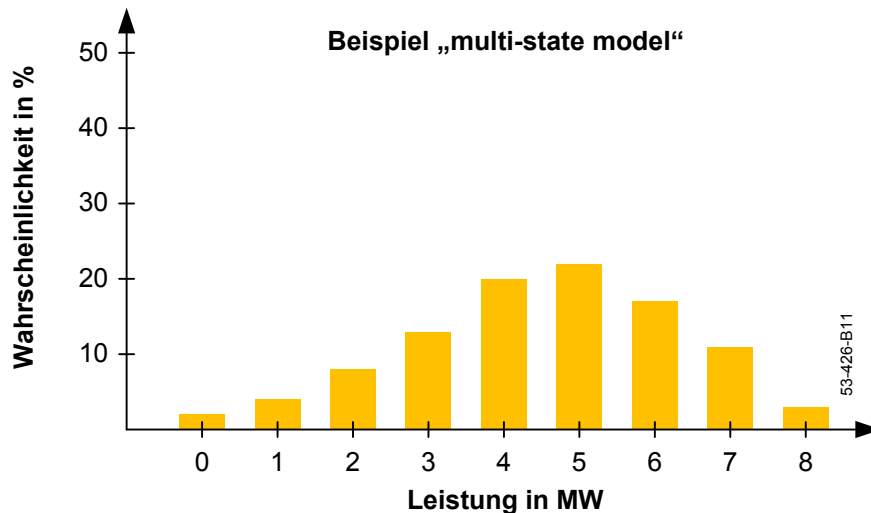
Im Rahmen dieser Arbeit wird als Produkt der drei Gewichtungsfaktoren ein Wert von 0,95 angenommen.

#### **4.5.4.3 Behandlung von Windenergie, Wasserkraft und Speichern**

Wie bereits erwähnt, spielt bei der Betrachtung der Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung aus Wind- und Wasserkraftanlagen nicht die technische Funktionstüchtigkeit, sondern das zeitlich schwankende natürliche Energieangebot die ausschlaggebende Rolle. Es werden deshalb anhand historischer Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Wind- und Wasserkraftanlagen die diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der verfügbaren Erzeugungsleistung ermittelt. Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken wird dabei nicht von zwei möglichen Zuständen – entweder Ausfall oder Betrieb mit maximaler Leistung – ausgegangen. Stattdessen wird ein „multi-state model“ unterstellt, das jeder diskreten Erzeugungsleistung einer Wind- bzw. Wasserkraftanlage eine bestimmte Wahrscheinlichkeit zuordnet.

Im Rahmen der Arbeit werden allerdings sowohl für die Wind- als auch für die Wasserkrafteinspeisung aggregierte Zeitreihen für Deutschland verwendet. Die daraus ermit-

telten Wahrscheinlichkeitsverteilungen beschreiben demnach, welche diskrete Leistung (in Schritten von 1 MW) die deutschlandweit installierten Wind- bzw. Wasserkraftanlagen mit welcher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stellen können. Eine mögliche Korrelation der Windstromeinspeisung räumlich nahegelegener Anlagenstandorte wird damit implizit berücksichtigt. **Bild 4.43** zeigt schematisch die Wahrscheinlichkeitsverteilung eines „multi-state models“ [3].



**Bild 4.43** Wahrscheinlichkeitsverteilung einer Erzeugungsanlage im „multi-state model“

Neben der Möglichkeit durch einen wirtschaftlich getriebenen Speichereinsatz die Kosten der Stromerzeugung zu reduzieren, können Speicherkapazitäten durch ihren Beitrag zur gesicherten Leistung in gewissem Maß konventionelle thermische Kraftwerkskapazitäten, insbesondere im Spitzenlastbereich, ersetzen. Im Rahmen der Arbeit wird deshalb auch der Beitrag der Energiespeicher zur gesicherten Leistung des Erzeugungssystems quantifiziert. Anders als bei thermischen Kraftwerken der Brennstoff, steht bei Speichern die zur Bereitstellung von Erzeugungsleistung notwendige Energie nicht quasi unbegrenzt zur Verfügung, sondern ist von einem schwankenden Energieangebot – dem jeweils aktuellen Speicherinhalt – abhängig. Zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der verfügbaren Entladeleistung der Speicher bietet sich aus diesem Grund ebenso wie bei der Wind- und Wasserkraft ein „multi-state model“ an. Im Gegensatz zur Windstromeinspeisung ist allerdings der aktuelle Speicherinhalt nicht statistisch unabhängig von der Last, und zusätzlich könnte der Speicherstand bei der Prognose einer kritischen Lastsituation im Vorfeld beladen werden, um in dieser Situation Leistung bereit zu stellen.

Der Beitrag zur gesicherten Leistung eines Speichers liegt also prinzipiell in einer Bandbreite, die auf der einen Seite von einer angenommenen statistischen Unabhängigkeit des Speicherstandes von der Last und somit einer unvorhersehbaren Jahreshöchstlast begrenzt wird. Die andere Grenze markiert die Annahme einer ständigen

Verfügbarkeit von ausreichend Speicherinhalt bei hohem Leistungsbedarf. Die erste Annahme unterschätzt den Beitrag der Speicher zur Systemzuverlässigkeit, wohingegen der zweite Ansatz einen Speicher praktisch wie ein Kraftwerk behandelt und somit den Beitrag überschätzt.

Auf eine nähere methodische Untersuchung wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet. Lediglich optional werden die zwei Grenzfälle betrachtet. Bei der optimistischen Abschätzung werden die Speicher wie ein Kraftwerk behandelt und folglich nur die technische Verfügbarkeit berücksichtigt. Die konservative Abschätzung geht vereinfachend von einer statistischen Unabhängigkeit zwischen Speicherstand und Jahreshöchstlast aus. Die Häufigkeitsverteilung wird dazu anhand der im Modell MESTAS berechneten Zeitreihen des Speicherinhalts ermittelt. Für jeden Speicher wird die stündlich verfügbare Entladeleistung, welche durch den jeweiligen Nennwert begrenzt ist, bestimmt. Nachfolgend ist die Berechnungsvorschrift für die verfügbare Entladeleistung dargestellt.

$$P_{SPx\_E\_verfügbar,t} = \min \left\{ P_{SPx\_Einst} ; C_{SPx,t} \cdot \frac{\eta_E}{\Delta T} \right\} \quad (4.42)$$

Dabei gilt:

$P_{SPx\_E\_verfügbar,t}$	zum Zeitpunkt $t$ verfügbare Entladeleistung
$P_{SPx\_Einst}$	installierte Entladeleistung des Speichers
$C_{SPx,t}$	Speicherinhalt zum Zeitpunkt $t$
$\eta_E$	Entladewirkungsgrad des Speichers
$\Delta T$	Breite der Zeitschritte

Die verfügbare Entladeleistung zum Zeitpunkt  $t$  wird entweder durch die installierte Leistung des Speichers oder die für eine Stunde maximal aus dem Speicher entnehmbare Dauerleistung begrenzt.

Da der wirtschaftlich getriebene Einsatz unterschiedlicher Speicher starke Korrelationen aufweisen kann und damit nicht als stochastisch unabhängig betrachtet werden darf, werden die einzelnen Zeitreihen der verfügbaren Entladeleistungen anschließend addiert. Aus der resultierenden Zeitreihe kann dann die diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung der insgesamt verfügbaren Entladeleistung der Speicher berechnet werden (vgl. **Bild 4.44** unten).

Des Weiteren wird auch die durch Ausfälle beeinflusste technische Verfügbarkeit der Speicheranlagen berücksichtigt. Hierzu wird ebenso wie bei den thermischen Kraft-

werken durch Faltung der diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Speicher mit einem „two-state model“ die Wahrscheinlichkeitsverteilung der technisch verfügbaren Leistung des gesamten Speicherparks bestimmt (vgl. Bild 4.44 oben).

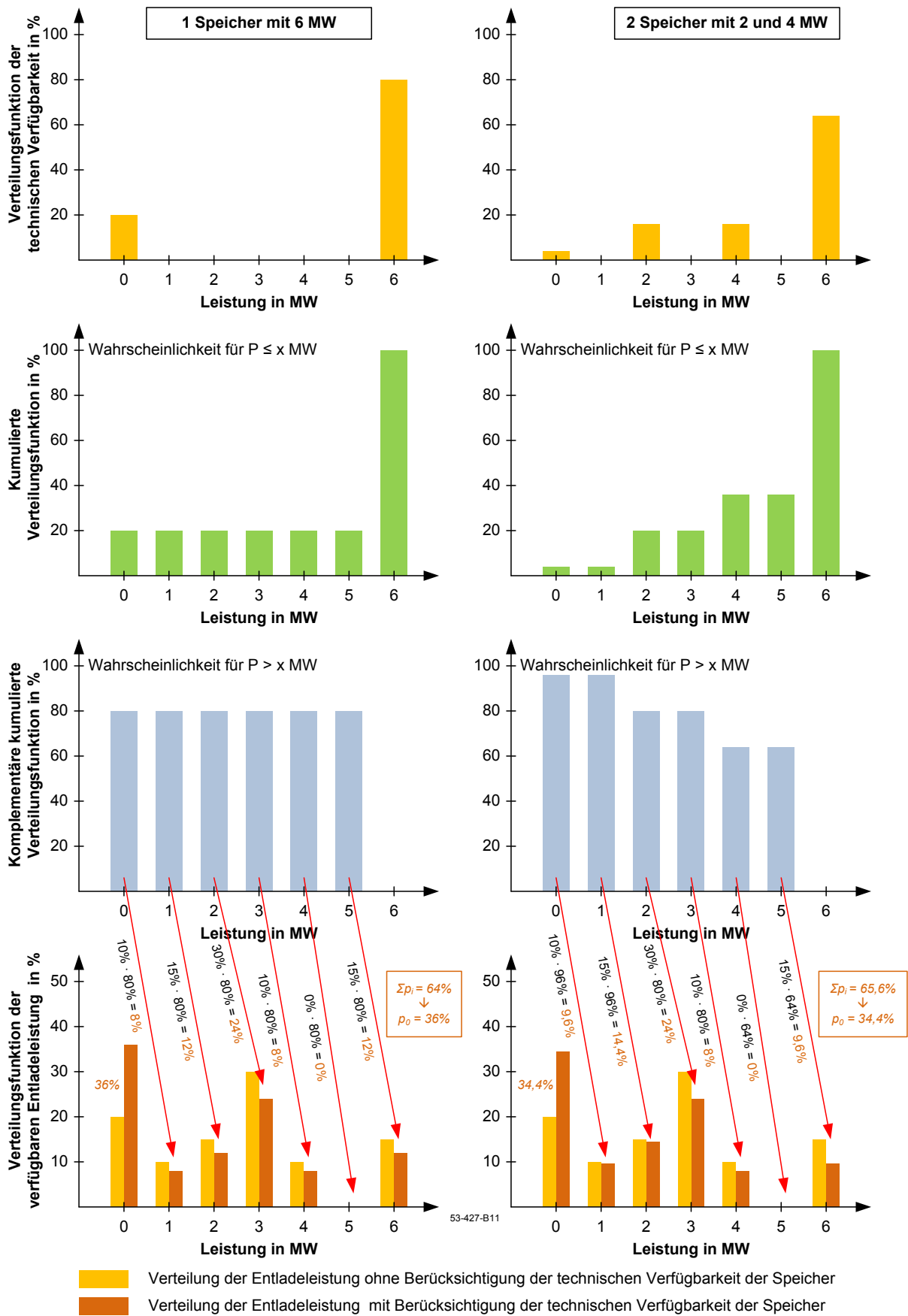
Wird anschließend die komplementäre kumulative Verteilungsfunktion gebildet, kann für jeden diskreten Leistungswert die Wahrscheinlichkeit ermittelt werden, mit welcher mindestens die jeweilige Leistung technisch zur Verfügung steht. Da der Ausfall einer Speicheranlage und deren aktueller Speicherinhalt vereinfacht als stochastisch unabhängig zu betrachten sind, können die so ermittelten Wahrscheinlichkeiten mit den entsprechenden Werten der zuvor bestimmten Wahrscheinlichkeitsverteilung der verfügbaren Entladeleistung multipliziert werden.

Dieses Verfahren ist schematisch in Bild 4.44 für zwei Beispiele dargestellt. Auf der linken Seite wird lediglich ein Speicher betrachtet, wohingegen auf der rechten Seite zwei Speicher mit unterschiedlicher Leistung dargestellt werden. Die Summenleistung der Speicherkonfiguration und die Verfügbarkeit der Einzelanlagen sind in beiden Fällen gleich. Die kumulativen Verteilungsfunktionen (grüne Säulen) werden aus der jeweiligen Verteilungsfunktion der technischen Verfügbarkeit bestimmt. Die hellblauen Säulen symbolisieren die komplementären kumulativen Verteilungsfunktionen. Diese Funktionen zeigen, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Leistung zur Verfügung steht, die höher als der jeweils angegebene Leistungswert ist.

Im rechten Fall in Bild 4.44 beträgt die Wahrscheinlichkeit beispielsweise 64 %, mehr als 5 MW bereitstellen zu können. Da insgesamt nur 6 MW installiert sind und nur diskrete Werte betrachtet werden, können folglich die beiden Speicher aus rein technischer Sicht mit einer Wahrscheinlichkeit von 64 % eine Leistung von 6 MW liefern. In Bild 4.44 (unten) ist die Verfügbarkeit der Speicher dargestellt, die nur aus den Speicherinhalten der einzelnen Stunden resultiert (gelbe Säulen). Die Wahrscheinlichkeit, eine Leistung von 6 MW aus den Speichern entnehmen zu können, beträgt in diesem Fall 15 %. Dieser Wert wird nun mit den 64 % aus der technischen Betrachtung multipliziert und es ergeben sich die dargestellten 9,6 % (roter Pfeil).

Auf diese Weise ergibt sich die diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung der insgesamt verfügbaren Erzeugungsleistung der Speicher, die sowohl die technische Verfügbarkeit als auch die unterschiedlichen Ladezustände berücksichtigt (Bild 4.44 unten – orange Säulen). Gegenüber nur einem Speicher (links) zeigt der betrachtete Fall mit zwei Speichern (rechts) eine höhere Verfügbarkeit bei geringeren Entladeleistungen und eine niedrigere Verfügbarkeit für hohe Leistungen. Im Fall mit zwei Speichern können Leistungen größer 4 MW nur erbracht werden, wenn beide Anlagen nicht ausgefallen sind. Niedrige Leistungen kleiner oder gleich 2 MW können hingegen auch erbracht werden, wenn einer der beiden Speicher ausgefallen ist.





**Bild 4.44 Schema zur Kombination von technischer und dargebotsabhängiger Verfügbarkeit**

#### 4.5.4.4 Behandlung des Gesamtsystems

Um die diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung der Leistungsverfügbarkeit des gesamten Erzeugungssystems zu bestimmen, werden schließlich unter Voraussetzung stochastischer Unabhängigkeit die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der thermischen Kraftwerke, der KWK-, Biomasse- und Geothermieanlagen, der Wind- und Wasserkraftanlagen sowie der Energiespeicher mit Hilfe einer Wahrscheinlichkeitsfaltung zusammgeführt.

Damit die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems ermittelt werden kann, wird die komplementäre kumulative Verteilungsfunktion gebildet. Diese ordnet jedem diskreten Leistungswert diejenige Wahrscheinlichkeit zu, mit welcher mindestens die jeweilige Leistung zur Verfügung steht (vgl. Bild 4.44). Umgekehrt kann also die mit einer gewünschten Zuverlässigkeit bzw. Wahrscheinlichkeit mindestens zur Verfügung stehende – d. h. gesicherte – Leistung bestimmt werden.

Auf diese Weise wird im Modell MOGLIE für jedes Betrachtungsjahr die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems bestimmt und mit dem von der jeweiligen Jahreshöchstlast abhängigen Sollwert verglichen.

Die Abweichung der gesicherten Leistung des Systems im Iterationsschritt  $m$  vom Sollwert wird wie folgt bestimmt:

$$\Delta P_{\text{gesichert}(m)} = P_{\text{gesichert\_SOLL}} - P_{\text{gesichert\_IST}(m)} \quad (4.43)$$

Ergibt sich dabei ein Leistungsdefizit, so wird die mindestens zu installierende Kraftwerksleistung für das entsprechende Jahr im Modell MOWIKA im nächsten Iterationsschritt mithilfe einer Berechnungsvorschrift, welche den notwendigen Zubau abschätzen soll, erhöht. Liegt die gesicherte Leistung hingegen über der Jahreshöchstlast, so wird die mindestens zu installierende Kraftwerksleistung auf ähnliche Weise reduziert.

Nachfolgend ist die entsprechende Berechnungsvorschrift für den Übergang von Iteration  $m$  zu  $m+1$  dargestellt:

$$P_{\text{inst\_min}(m+1)} = P_{\text{inst\_min}(m)} + \Delta P_{\text{gesichert}(m)} \cdot \frac{P_{\text{inst}(m)}}{P_{\text{gesichert\_IST}(m)}} \quad (4.44)$$

Bei dieser Arbeit wird die neue Vorgabe für die mindestens zu installierende Leistung mit Hilfe eines Quotienten aus der aktuell installierten Leistung und der aktuell gesicherten Leistung angenähert. Für den Quotienten ergeben sich Werte größer als eins.

Die Verwendung dieser Näherung ist notwendig, da im Prinzip die Veränderung der gesicherten Leistung um einen bestimmten Betrag im folgenden Iterationsschritt das Ziel markiert und dies nicht direkt in eine notwendige neu zu installierende bzw. redu-

---

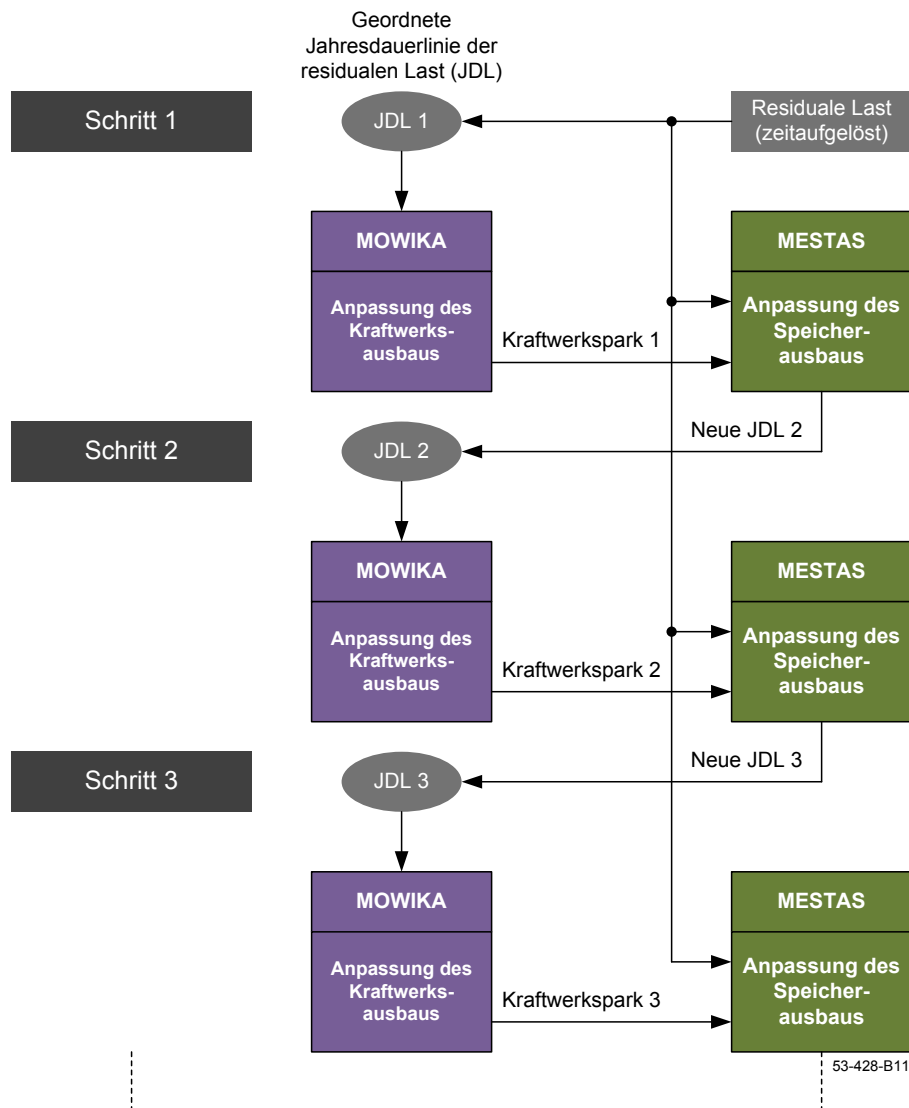
zierbare Kapazität umgerechnet werden kann. Erst bei der Betrachtung des Gesamtsystems kann im Nachgang wiederum die gesicherte Leistung bestimmt werden.

Für eine Erhöhung der gesicherten Leistung durch den Bau weiterer Kraftwerke muss jedoch grundsätzlich mehr Kapazität installiert werden als nominal zusätzlich gesicherte Leistung notwendig ist. Im Umkehrschluss kann bei einem Überschuss die installierte Kraftwerksleistung um einen höheren Betrag reduziert werden. Beides wird mit Hilfe des Quotienten im Zusammenspiel mit dem Vorzeichen der Abweichung vom Sollwert erreicht.

Bei den gewählten Neubauoptionen zeigt dieses Verfahren im Rahmen der Iteration ein gutes Verhalten.

#### 4.6 Ergebnisstruktur des iterativen Ansatzes in IMAKUS

Die Anwendung eines iterativen Ansatzes macht es zunächst erforderlich, die Konvergenz des Modells zu überprüfen. So stellt sich zum einen die Frage, ob die Rückkopplung des Speichereinsatzes zu einer stabilen Anpassung des Kraftwerksausbaus führt, und zum anderen, ob die Iteration zu besseren, d. h. kostengünstigeren Lösungen konvergiert. **Bild 4.45** zeigt die grundsätzliche Systematik des iterativen Verfahrens.



**Bild 4.45** Systematik des iterativen Verfahrens im Modell IMAKUS

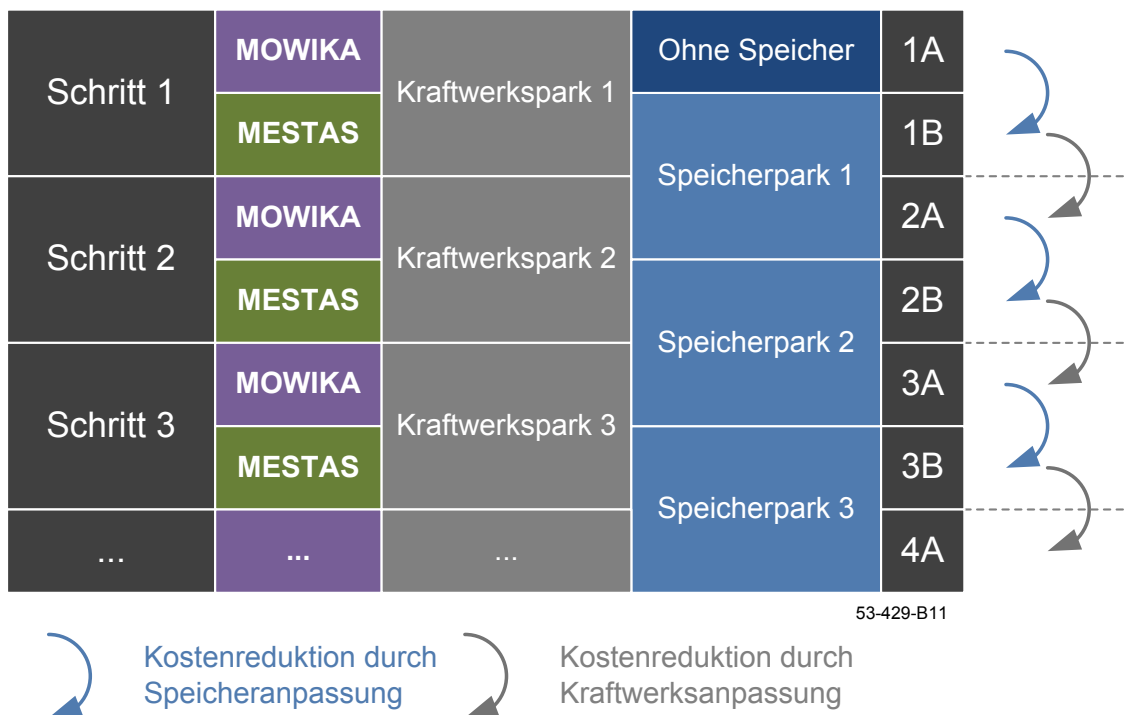
Den Ausgangspunkt in Schritt 1 markiert dabei der Kraftwerksausbau mit Hilfe des Modells MOWIKA und der aus der residualen Last ermittelten geordneten Jahresdauerlinie. Dieser Kraftwerksausbau wird anschließend dem Modell MESTAS übergeben. Dort steht nun bei gleichem Kraftwerkspark und gleichen Rahmenbedingungen die Flexibilisierungsmöglichkeit der Speicherung zur Verfügung. Dabei können einerseits die bereits bestehenden Anlagen genutzt, andererseits aber auch neue Speicher installiert werden. Das Modell wird nur dann Speicher einsetzen bzw. zubauen, wenn dies

wirtschaftliche Vorteile bringt und folglich die Gesamtkosten reduziert. Nach dieser Überlegung führt demzufolge die Speicherung als Flexibilisierungsmöglichkeit zu sinkenden oder zumindest gleichbleibenden Kosten. Im zweiten Fall würden weder Speicher eingesetzt noch zugebaut werden.

Die Auswirkungen der Speicheroption werden nun im zweiten Schritt mit Hilfe der veränderten Jahresdauerlinie (JDL 2) übernommen. Mit dem Modell MOWIKA wird jetzt der Kraftwerksausbau an die neue Jahresdauerlinie angepasst. Die Information über den Einsatz der Speicher aus Schritt 1 ist dabei in der Lastform enthalten. Die Flexibilisierungsoption in diesem Teilschritt ist die Anpassung des Kraftwerksausbaus. Auch hier werden sich gemäß den erwähnten Vorüberlegungen (vgl. Kapitel 3.4) eine Reduzierung der Kosten oder zumindest gleichbleibende Kosten einstellen.

Anschließend wird der neue Kraftwerkspark (Kraftwerkspark 2) wiederum an das Modell MESTAS übergeben und es findet eine weitere Anpassung der Speicher statt.

**Bild 4.46** verdeutlicht schematisch den Iterationsfortschritt im Modell IMAKUS.



**Bild 4.46** Schema der Kostenoptimierung im Modell IMAKUS

Innerhalb eines Schrittes wird beim Übergang von MOWIKA nach MESTAS (z. B. 2A nach 2B) der Kraftwerkspark konstant gehalten und der Speicherpark angepasst. Beim Übergang von Schritt zu Schritt wird der Speichereinsatz über die Jahresdauerlinie konstant gehalten und der Kraftwerkspark angepasst. In jedem Teilschritt kann sich eine Kosteneinsparung ausbilden, welche den Wert der Anpassungsmaßnahme darstellt.

Ausgehend von Schritt 1A ist also mit einer sukzessiv fortschreitenden Kostensenkung zu rechnen. Die Bestimmungsvorschrift der zuzuordnenden Kosten für die einzelnen Teilschritte ist in **Bild 4.47** dargestellt.

Kostenbestandteile			1A	1B	2A	2B	3A	3B
Schritt 1	MOWIKA	Investitionskosten Kraftwerke	X	X				
		Betriebskosten Kraftwerke	X					
	MESTAS	Investitionskosten Speicher		X	X			
		Betriebskosten Kraftwerke		X				
		Betriebskosten Speicher		X	X			
Schritt 2	MOWIKA	Investitionskosten Kraftwerke			X	X		
		Betriebskosten Kraftwerke			X			
	MESTAS	Investitionskosten Speicher				X	X	
		Betriebskosten Kraftwerke				X		
		Betriebskosten Speicher				X	X	
Schritt 3	MOWIKA	Investitionskosten Kraftwerke					X	X
		Betriebskosten Kraftwerke					X	
	MESTAS	Investitionskosten Speicher						X
		Betriebskosten Kraftwerke						X
		Betriebskosten Speicher						X

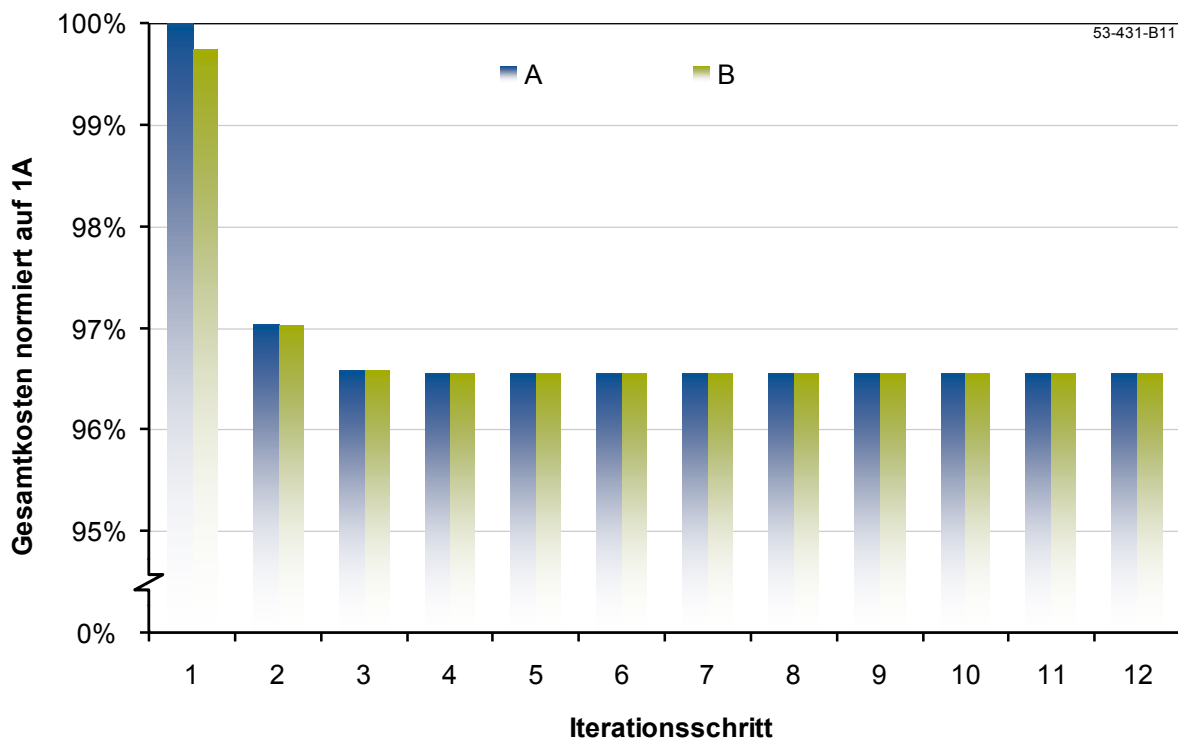
53-430-B11

**Bild 4.47 Kostenbestimmung der einzelnen Teilschritte im Modell IMAKUS**

Die Gesamtkosten eines Teilschrittes bestimmen sich grundsätzlich aus Kosten für den Kraftwerkspark, den Speicherpark, Betriebskosten für die Kraftwerke und Betriebskosten für die Speicher. Die Kosten für Teilschritt 2A bestimmen sich beispielsweise anhand der Investitionskosten und Betriebskosten der Kraftwerke aus MOWIKA im Schritt 2 und den Kosten für die Speicher (Investition und Betrieb) aus Schritt 1, welche als Aufwand interpretiert werden können, um die Veränderung der Jahresdauerlinie zu realisieren. Die Gesamtkosten des Teilschrittes 2B werden anhand der Kosten aus

MESTAS und den Kosten für den zugrundeliegenden Kraftwerkspark aus MOWIKA bestimmt.

In **Bild 4.48** werden in einer Beispielrechnung die in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS ermittelten Kosten des Gesamtzeitraums über acht Iterationsschritte miteinander verglichen. Sie werden dabei auf die in Schritt 1A entstehenden Kosten (ohne Speicherung) normiert. Die Kostenreduktion von Schritt 1A auf 1B ist auf die Speicherung zurückzuführen, jene von Schritt 1B auf 2A auf die Substitution an notwendiger konventioneller Kraftwerksleistung durch den Beitrag an gesicherter Leistung der Speicher, der KWK, Windenergie und Wasserkraft und auf die kostenoptimale Anpassung des Kraftwerksparks. Beim Übergang von 2A auf 2B wird der Speicherausbau und Speichereinsatz noch einmal in geringerem Umfang an den veränderten Kraftwerkspark angepasst. Die Neubestimmung der gesicherten Leistung führt von Schritt 2B auf 3A zu einer weiteren Kostenreduktion. Bei allen weiteren Schritten ist in dieser Darstellung keine Veränderung mehr sichtbar.

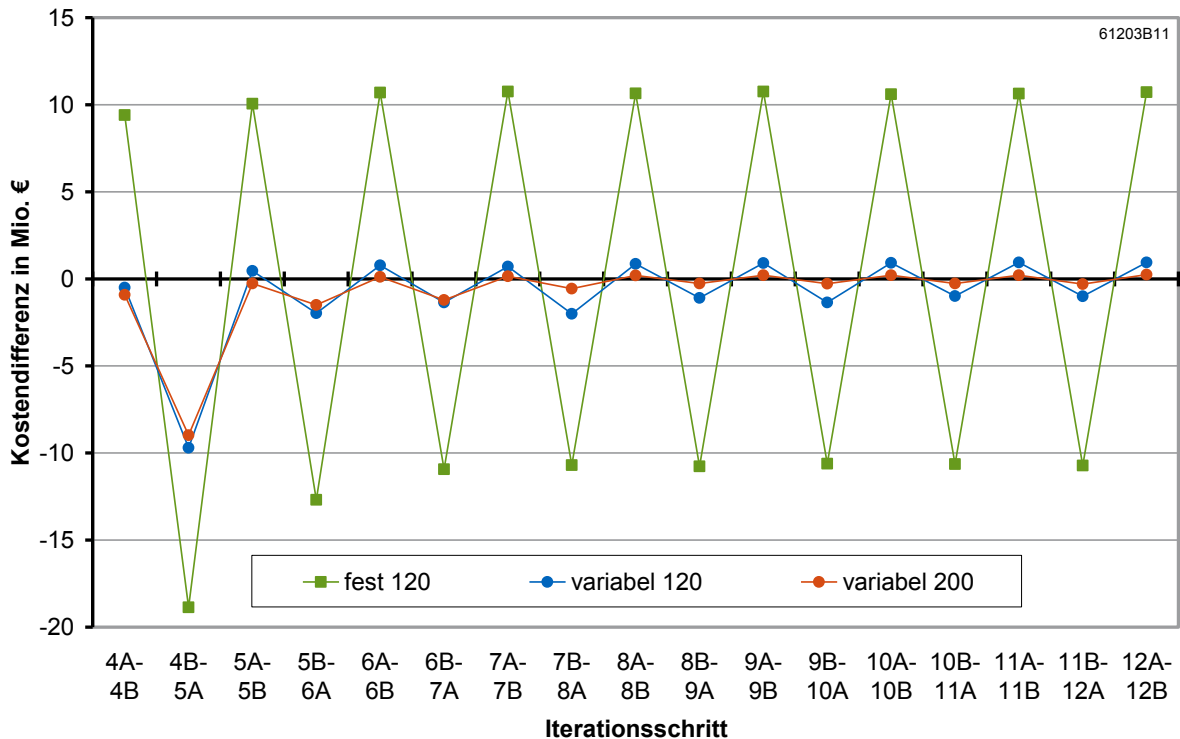


**Bild 4.48** Ergebnisbeispiel für die Kostenverbesserung im Modell IMAKUS

Um die Annahme der stetigen Verbesserung des Ergebnisses im Verlauf der Iterationen besser überprüfen zu können, ist in **Bild 4.49** lediglich die Kostendifferenz zwischen den einzelnen Teilschritten ab 4A dargestellt.

In der Beispielrechnung wurde zunächst eine Diskretisierung der Jahresdauerlinie im Modell MOWIKA mit 120 Stufen variabler Breite vorgenommen. Bei einer angenommenen stetigen Verbesserung müssten alle Werte im negativen Bereich liegen. Tatsächlich

bildet sich eine Schwingung zwischen negativen und positiven Differenzen aus. Eine Kostenerhöhung tritt dabei immer von Teilschritt A nach B auf, was einer Verschlechterung des Ergebnisses durch die Speicheranpassung entspräche.



**Bild 4.49 Kostendifferenz der einzelnen Teilschritte im Modell IMAKUS**

Der wesentliche Unterschied in der Modellierung beider Teilschritte tritt im Bereich der Kraftwerkseinsatzplanung auf. Bei der Einsatzermittlung in MOWIKA (Teilschritt A) wird auf eine diskretisierte Last zurückgegriffen, wohingegen bei MESTAS im Stundenraster optimiert wird. Durch den dabei entstehenden Fehler ergibt sich ein geringfügig unterschiedlicher Kraftwerkseinsatz in beiden Teilmodellen.

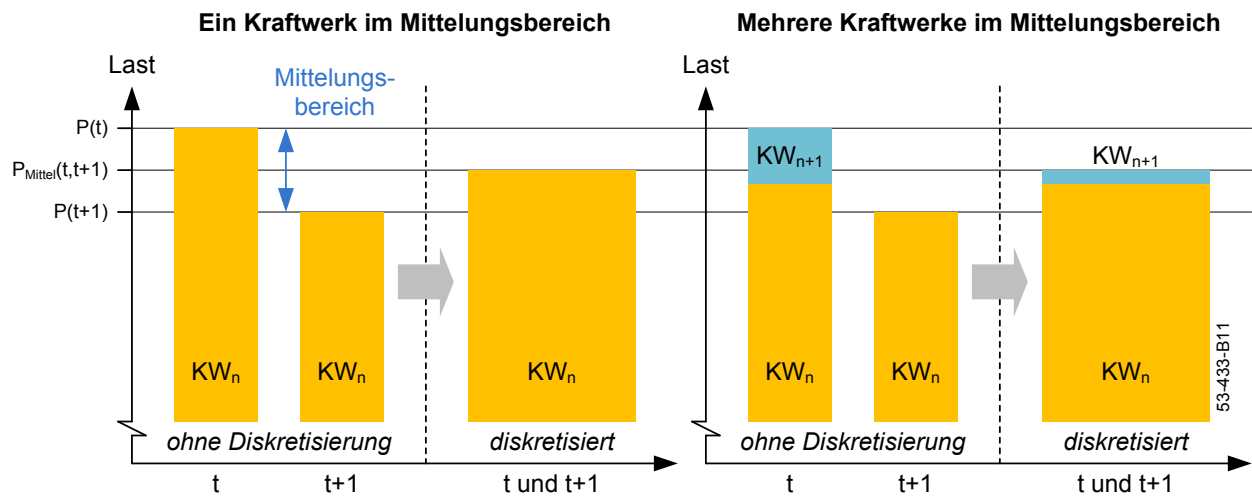
Zur Überprüfung des Einflusses eines Diskretisierungsfehlers wurde das Beispiel noch einmal mit 200 Stufen variabler Stufenbreite durchgeführt. Die dabei entstehenden Kostendifferenzen zwischen den Teilschritten sind ebenfalls in **Bild 4.49** eingezeichnet. Bei 200 Stufen zeigt sich dabei eine deutlich geringere Amplitude der Schwingung.

Des Weiteren wurde eine Diskretisierung mit 120 Stufen fester Breite durchgeführt. Die dabei auftretenden Kostenschwankungen sind aufgrund des größeren Fehlers deutlich höher als bei der Diskretisierung mit 120 Stufen variabler Breite.

Anhand der Ergebnisse werden sowohl die Vorteile einer Diskretisierung mit variabler Stufenbreite als auch die bereits hohe Genauigkeit bei der Verwendung von 200 Stufen deutlich.



Die Ursache für den Unterschied in den Betriebskosten beider Modelle ist eine systematische Unterschätzung der Kosten durch die Diskretisierung. In **Bild 4.50** wird dieser Mechanismus schematisch dargestellt.



**Bild 4.50** Schematische Darstellung des systematischen Diskretisierungsfehlers

Im Prinzip werden bei der Diskretisierung mehrere Lastpunkte durch einen repräsentativen Lastpunkt ersetzt. Die umgesetzte Energiemenge soll dabei gleich bleiben. Im Beispielbild wird dies an zwei Punkten dargestellt. Die zwei Lastpunkte  $P(t)$  und  $P(t+1)$  werden durch einen Lastpunkt angenähert, welcher die doppelte Zeitdauer besitzt und den Mittelwert der Leistung beider Punkte erhält. Die Energiemenge bleibt erhalten, da die Fläche des diskretisierten Lastpunkts der Summe beider Einzelpunkte entspricht. Allerdings kann sich die Zuordnung zu den einzelnen Kraftwerken verändern.

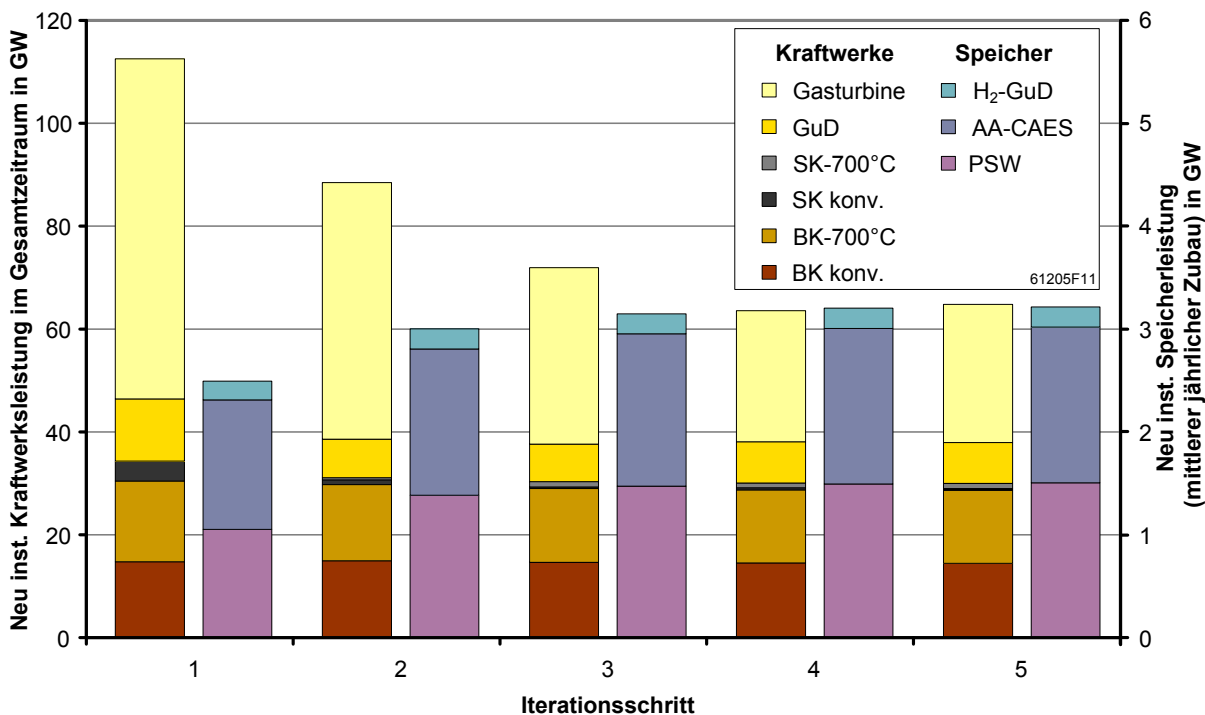
In der systematischen Darstellung werden dabei zwei Fälle unterschieden. Im ersten Fall (linke Seite) ist nur ein Kraftwerk an der Mittelung beteiligt, d. h. beide Lastpunkte liegen im Leistungsbereich eines Kraftwerks in der Merit-Order. Dabei tritt kein Fehler auf, da auch im diskretisierten Fall das Kraftwerk die gleiche Energiemenge erzeugt und damit die gleichen Kosten entstehen.

Ein anderes Bild ergibt sich, wenn zwei Kraftwerke im Mittelungsbereich beteiligt sind, d. h. in der Merit-Order zwischen beiden Lastpunkten ein Kraftwerkswechsel stattfindet (rechte Seite). Dabei resultiert zwar wieder eine energiegeliche Lastanforderung, jedoch tritt bei der Verteilung der Erzeugung auf beide Kraftwerke ein Fehler auf. Dieser Fehler führt systematisch immer zu einer Überschätzung der Erzeugung des kostengünstigeren Kraftwerks in der Merit-Order und umgekehrt. Im dargestellten Beispiel ist die Fläche des Kraftwerkes  $KW_{n+1}$  im diskretisierten Fall nur halb so groß wie im undiskretisierten, wohingegen die Fläche des Kraftwerkes  $KW_n$  um genau diese Differenz zugenommen hat.

Systematisch findet demzufolge immer eine Verschiebung der Stromerzeugung vom teureren Kraftwerk zum günstigeren Kraftwerk statt. Die Betriebskosten der Kraftwerke sind also in MOWIKA bei sonst gleich bleibenden Rahmenbedingungen immer etwas geringer als bei MESTAS.

Die ausgewiesene Kostendifferenz von Teilschritt A nach Teilschritt B ist folglich eine Überlagerung aus der Kostenerhöhung, welche durch den Diskretisierungsfehler auftritt, und einer eventuell entstehenden Kostensenkung aufgrund der Anpassung von Speicherausbau und -einsatz. In Summe können diese beiden Effekte sowohl positiv als auch negativ sein.

Insgesamt betrachtet spielt sich der auftretende Diskretisierungsfehler bei der verwendeten Stufenanzahl in einem Kostenbereich ab, der weit unterhalb der Unsicherheiten der verwendeten Rahmenbedingungen und Annahmen liegt, und stellt somit für die Aussagekraft der Ergebnisse keine Einschränkung dar.



**Bild 4.51** Iterative Entwicklung der neu installierten Kraftwerks- und Speicherleistung

In **Bild 4.51** soll der Anpassungsprozess dieser Beispielrechnung detaillierter anhand des Kraftwerksausbaus und Speicherausbaus exemplarisch dargestellt werden. Es zeigt die im Betrachtungszeitraum bis 2050 insgesamt installierte Kraftwerksleistung im Verlauf der Iterationen. Für den Neubau stehen Gasturbinen, Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD), konventionelle Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie ab dem Jahr 2020 Stein- und Braunkohlekraftwerke mit 700 °C-Technologie zur Verfügung.

Aufgrund der Anpassung an die notwendige gesicherte Leistung nimmt die installierte Leistung – insbesondere im Bereich der Gasturbinen – im Iterationsverlauf ab. Nach geringfügigen Veränderungen der Portfoliostruktur ist bereits im fünften Iterationsschritt kein Unterschied mehr erkennbar.

Des Weiteren zeigt Bild 4.51 die iterative Entwicklung des Speicherausbaus anhand der über den Betrachtungszeitraum gemittelten jährlich installierten Entladeleistung. Eine Summenbetrachtung analog zum Kraftwerksausbau ist aufgrund des gewählten „Grüne-Wiese-Ansatzes“ nicht anwendbar. Einhergehend mit den Veränderungen im Kraftwerkspark nimmt der Ausbau der Speicher zu und stabilisiert sich ebenfalls ab dem fünften Iterationsschritt. Die Steigerungen treten dabei im Bereich der PSW (80 % Wirkungsgrad) und der adiabaten Druckluftspeicher (AA-CAES, 70 % Wirkungsgrad) auf. Der Anteil der Wasserstoffspeicher mit GuD-Kraftwerken zur Rückverstromung (40 % Wirkungsgrad) bleibt hingegen gleich, da deren Rentabilität vor allem durch die Höhe der regenerativen Überschüsse und weniger durch die Kraftwerksparkstruktur beeinflusst wird.

## 5 Technologien zur großtechnischen Speicherung

Für die großtechnische Speicherung von elektrischer Energie stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, welche sich in ihrer Kostenstruktur, in ihren Potentialen und ihrer Effizienz teilweise erheblich unterscheiden. Derzeit werden in Deutschland für die Speicherung nahezu ausschließlich Pumpspeicherwerke (PSW) eingesetzt, welche bereits seit Jahrzehnten eine erprobte und ausgereifte Technologie darstellen. Zusätzlich wird lediglich ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) in Hunddorf für die Flexibilisierung im Stromsystem benützt.

Für zukünftige Speichieranwendungen stehen neben diesen Technologien möglicherweise noch andere Konzepte, wie beispielsweise adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES) und Wasserstoffspeichersysteme, zur Verfügung. Diese Zukunftstechnologien sind aktuell Gegenstand von Forschung und Entwicklung und sind gegebenenfalls innerhalb der nächsten Jahre bis Jahrzehnte eine Option.

Im folgenden Kapitel werden die wesentlichen Eigenschaften der unterschiedlichen Speichertechnologien kurz vorgestellt.

### 5.1 Pumpspeicherwerke (PSW) [69] [23]

Bei Pumpspeicherwerken (PSW) wird Strom in Form von potentieller Energie gespeichert. Dabei wird bei der Einspeicherung Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt. Die Rückwandlung in Strom geschieht auf dem umgekehrten Weg. Die Energie des zurückfließenden Wassers wird mit Hilfe von Turbinen in Rotationsenergie und anschließend mit einem Generator in Strom gewandelt.

Früher wurden in PSW für den Ein- und den Ausspeichervorgang separate Pumpen und Turbinen verwendet. In modernen Anlagen kommen Pumpturbinen zum Einsatz. Für beide Betriebsarten ist daher nur noch eine elektrische Maschine notwendig. Die Technologie erfordert eine Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken und somit topographische Voraussetzungen, die nur in geringem Umfang zu erfüllen sind. Zum einen sind die Potentiale größtenteils schon ausgeschöpft und zum anderen ist der Eingriff in oft touristisch geprägten Gegenden ökologisch umstritten. Zusätzlich bedeuten die häufig künstlich angelegten Becken einen erheblichen Eingriff in die Landschaft. Das Ausbaupotential für PSW ist in Deutschland aus diesen Gründen eher beschränkt. Für das nächste Jahrzehnt befinden sich lediglich wenige Anlagen derzeit in einer noch offenen Planungsphase [21]. Ein gewisser Zuwachs ist aufgrund von Repowering-Maßnahmen noch zu erwarten.

PSW sind derzeit die einzige Speichertechnologie, die bereits seit Jahrzehnten die wirtschaftliche Speicherung von Strom im großen Maßstab zulässt und deshalb auch

weltweit Einsatz findet. Der Speichernutzungsgrad von aktuellen Anlagen beträgt etwa 80 %.

## 5.2 Diabate Druckluftspeicherkraftwerke (CAES)

Diese Technologie wird in Deutschland bereits seit 1978 im Kraftwerk Huntorf eingesetzt. Weltweit gibt es nur noch in McIntosh (Alabama, USA) eine weitere Anlage. Druckluftspeicherkraftwerke nutzen die Komprimierbarkeit der Luft, um dadurch ebenfalls potentielle Energie zu speichern. Technisch wird dabei zunächst mit Hilfe eines Kompressors Luft verdichtet, um anschließend gekühlt und in ein unterirdisches Reservoir eingeleitet zu werden. Für den Entladevorgang wird die gespeicherte Luft entspannt und Erdgas zugefeuert. Der notwendige Einsatz von Erdgas wirkt sich nachteilig auf die Emissionen und die energetische Effizienz der Speicherung aus [23] [69].

Prinzipiell kann die Konfiguration der Komponenten einer CAES-Anlage frei erfolgen. Für die Einspeicherung wird ein Kompressor verwendet. Die Rückverstromung wird mittels einer Gasturbine realisiert. Als Speichervolumina kommen in der Regel nur unterirdische Kavernen in Frage, welche die Potentiale dieser Technologie örtlich einschränken. In erster Linie sind Kavernen in Salzstrukturen geeignet, die sich geographisch schwerpunktmäßig auf einen etwa 50 km breiten Küstenstreifen entlang der Nordsee konzentrieren. Auch an und unter der Nordsee sind Potentiale vorhanden. Für die Errichtung der Kaverne müssen große Mengen an Salzsole möglichst kostengünstig abtransportiert werden, was die möglichen Standorte weiter einschränkt. Zusätzlich muss für die Zufeuerung ein Erdgasanschluss vorhanden sein. Der Nutzungsgrad eines CAES-Speichers wird ermittelt, indem die Stromerzeugung aus der Gasturbine ins Verhältnis zu dem für die Verdichtung eingesetzten Strom und dem verwendeten Erdgas gesetzt werden. Für den Gesamtspeichervorgang ergibt sich ein Nutzungsgrad von etwa 50 % [23].

## 5.3 Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES)

Eine Weiterentwicklung der Druckluftspeicherkraftwerke sind die adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke („Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage“ – AA-CAES). Im Gegensatz zu den vorher beschriebenen CAES wird die bei der Kompression anfallende Wärme nicht ungenutzt abgeleitet, sondern einem Wärmespeicher zugeführt. Bei der Entspeicherung kann diese Wärme wieder an die Druckluft abgegeben werden. Eine Zufeuerung mit Erdgas ist daher nicht mehr notwendig, wodurch bei der Standortwahl auf den Erdgasanschluss verzichtet werden kann. Die Nutzung der Kompressionswärme verbessert die Effizienz der Speicherung, die bei AA-CAES bei etwa 70 % liegen soll. Als Druckluftspeichermedium können analog zu den CAES Salzkavernen genutzt werden [23] [69].

Bisher wurde weltweit noch keine Anlage mit dieser Technologie realisiert. Konkrete Entwicklungsprojekte sind jedoch bereits im Planungsstadium [59]. Grundsätzlich ist diese Technologie im Wesentlichen erforscht, wobei bei der Konzeption des Wärmespeichers sowohl technisch als auch kostenseitig noch der höchste Entwicklungsbedarf besteht.

## **5.4 Wasserstoffspeichersysteme**

Wasserstoff spielt in der Energiewirtschaft heute noch keine wesentliche Rolle. Als Endenergieträger für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor oder Brennstoffzelle wird er in kleinen Stückzahlen verwendet. Die Nutzung von Wasserstoff als Medium für die Speicherung von Elektrizität verspricht jedoch Vorteile. Wasserstoff kann mittels verschiedener Elektrolyseverfahren aus Strom hergestellt werden, und aufgrund der hohen massenspezifischen Energiedichte sind große Speichervolumina realisierbar. Die Umwandlung zurück in Strom ist grundsätzlich mit GuD-Kraftwerken oder Brennstoffzellen möglich. Während der gesamten Ketten fallen dadurch keine klimaschädlichen Emissionen an. Als Speichervolumina können ebenfalls Salzkavernen verwendet werden.

### **5.4.1 Elektrolyseverfahren zur Erzeugung von Wasserstoff [52]**

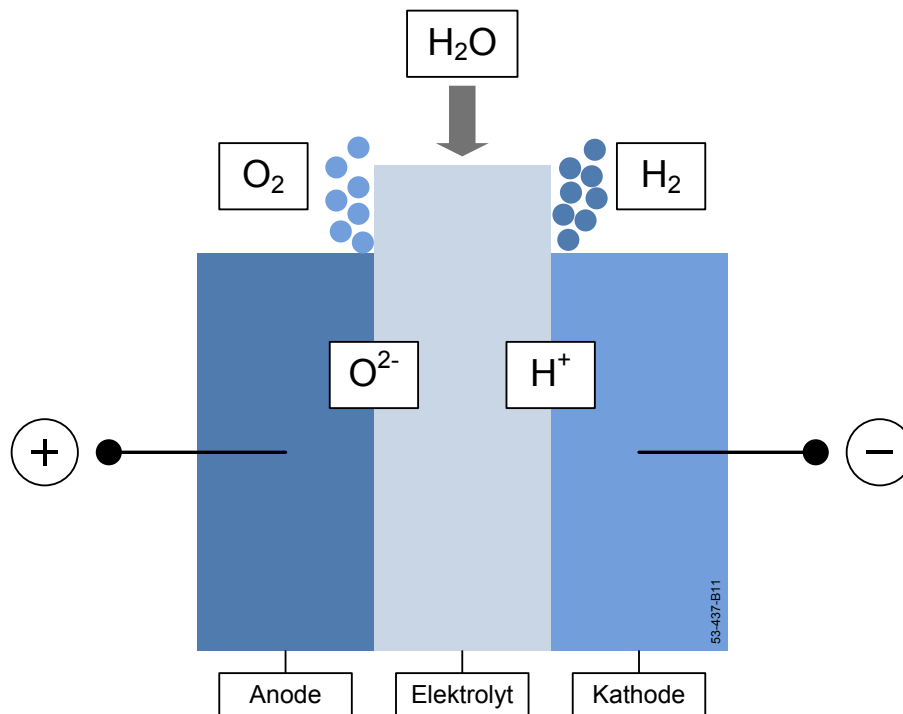
Allgemein wird bei der Elektrolyse Wasser mit Hilfe von Gleichstrom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespaltet. Für diesen Prozess stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, wobei sich der Entwicklungsstand deutlich unterscheidet.

Die effizienteste Variante stellt dabei die Hochtemperaturelektrolyse dar. Die Betriebstemperatur liegt zwischen 800 und 1000 °C. Kathodenseitig wird Wasserdampf zugeführt, wodurch für die Spaltung im Vergleich zu Wasser weniger elektrische Energie benötigt wird. Der Realisierung dieser Technik stehen jedoch noch ungelöste Materialprobleme und eine daraus resultierende geringe Lebensdauer entgegen.

Ein weiteres Verfahren ist die Membranelektrolyse (Proton-Exchange-Membrane, PEM), welche als Elektrolyten eine feste protonenleitende Membran benützt. Aufgrund des sehr geringen elektrischen Widerstands der Membran können hohe Stromdichten erreicht werden, die zu einem brennwertbezogenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von bis zu 90 % führen. Auf größere Systeme konnten die hohen Zellwirkungsgrade allerdings bisher nicht übertragen werden. Zudem ist diese Technologie aufgrund der notwendigen Edelmetalle als Katalysator sehr teuer.

Die größte Verbreitung im Bereich der Elektrolyse erzielt die alkalische Wasserelektrolyse. Dieses Verfahren verwendet in der Regel eine 20- bis 40-prozentige Kalilauge als wässrigen alkalischen Elektrolyten. Eine Zugabe von Säuren und Laugen (z.B. Salzsäure, Kalilauge) wird in der Praxis angewendet, um die Leitfähigkeit des Elektrolyten zu

erhöhen. In **Bild 5.1** ist das Funktionsprinzip und der Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle dargestellt.



**Bild 5.1** Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [52]

An jeder einzelnen Zelle wird bei einer Gleichspannung von mindestens 1,5 V (real 1,65 bis 2,1 V) an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff gebildet. Die Stromstärke beträgt üblicherweise zwischen 1,5 bis 2,8 kA/m<sup>2</sup>. Die einzelnen Zellen werden modular zu Blöcken kombiniert. Die Betriebstemperatur liegt bei 70 bis 90 °C. Prinzipiell wird bei diesem Verfahren zwischen Niederdruckelektrolyse (0 bis 8 bar) und Hochdruckelektrolyse (10 bis 32 bar) unterschieden. Der Funktionsablauf ist in beiden Varianten gleich.

Bei der Niederdruckelektrolyse beträgt der spezifische Energieaufwand zwischen 4,3 und 4,6 kWh/Nm<sup>3</sup>, was bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs (3,54 kWh/Nm<sup>3</sup>) einem Umwandlungswirkungsgrad von bis zu 65 % entspricht. Der Energieaufwand für die Hochdruckelektrolyse ist geringfügig höher, woraus ein Wirkungsgrad von etwa 60 % resultiert.

Im Bereich des Umwandlungswirkungsgrades der alkalischen Elektrolyse sind zukünftige Entwicklungspotentiale zu erwarten. Die erzeugte Wasserstoffmenge ist direkt proportional zur Stromstärke, wodurch die Zellspannung als direktes Maß für die Effizienz des Umwandlungsprozesses angesehen werden kann. Je niedriger die Zellspannung ausfällt, desto weniger Verluste besitzt der Elektrolyseprozess. Verschiedene Maßnahmen, wie beispielsweise dünnere Kunststoffmaterialien für den Separator oder geringere Elektrodenabstände, führen zu geringeren Spannungsabfällen, wodurch der

Wirkungsgrad fortgeschrittener Anlagen auf 70 bis 80 % erhöht werden kann. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht dabei noch vor allem im Bereich der Lebensdauer [52] [74].

Aus derzeitigem Blickwinkel stellt ein Konzept mit alkalischer Hochdruckelektrolyse für den Anwendungsfall der großtechnischen Speicherung von Elektrizität die aussichtsreichste Variante dar. Die Dimensionen der Hochdruckanlagen sind deutlich geringer als bei atmosphärischer Elektrolyse und für die anschließende Speicherung in einer unterirdischen Kaverne würde der Kompressionsaufwand minimiert werden. Derzeit sind noch keine Anlagen in der entsprechenden Leistungsklasse verfügbar, was eine wesentliche zukünftige Aufgabe darstellt. Allerdings ist durch die Vergrößerung der Einheiten und die Fertigung höherer Stückzahlen eine deutliche Verringerung der spezifischen Kosten zu erwarten.

#### **5.4.2 Speichermöglichkeiten**

Für die großtechnische Anwendung von Wasserstoffspeicherung können den Salzkavernen als mögliches Speichervolumen die größten Potentiale zugerechnet werden. Im Prinzip kann dafür die gleiche Technologie angewendet werden, die sich bereits bei der Erdgasspeicherung oder bei Druckluftspeicherkraftwerken bewährt hat. Das Volumen dieser Kavernen beträgt typischerweise etwa 500.000 m<sup>3</sup> [22]. Aus technischer Sicht sind aufgrund langjähriger positiver Erfahrungen in der petrochemischen Industrie keine Probleme mit der Speicherung von Wasserstoff in unterirdischen Kavernen zu erwarten. Auf die Betriebserfahrung aus der Erdgasspeicherung kann dabei zurückgegriffen werden. Lediglich bei der Materialwahl (z.B. bei der Zugangsbohrung) besteht ein gewisser Anpassungsbedarf. Die Kavernen können mit einem maximalen Druck von bis zu 180 bar betrieben werden, was eine Verdichterstufe nach dem Elektrolyseprozess erforderlich macht [52] [69].

#### **5.4.3 Rückverstromung des Wasserstoffs**

Für die Rückverstromung des Wasserstoffs können prinzipiell unterschiedliche Technologien wie Gasmotoren, Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen oder Brennstoffzellen eingesetzt werden. Letztere sind aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes, der daraus resultierenden Systemkosten und der erforderlichen Größenordnungen noch nicht als geeignet zu betrachten. Der Gas- und Dampfprozess bietet hingegen mit einem Wirkungsgrad von etwa 60 % eine gleichwertige Effizienz und stellt darüber hinaus eine erprobte und vergleichsweise kostengünstige Technologie dar. Allerdings wäre bei den heute speziell für Erdgas entwickelten Gasturbinen für die Verwendung von Wasserstoff eine Beimischung von 20 Volumen-% Erdgas notwendig. Ist diese Beimischung nicht möglich oder nicht erwünscht, müssen Umrüstmaßnahmen aufgrund der

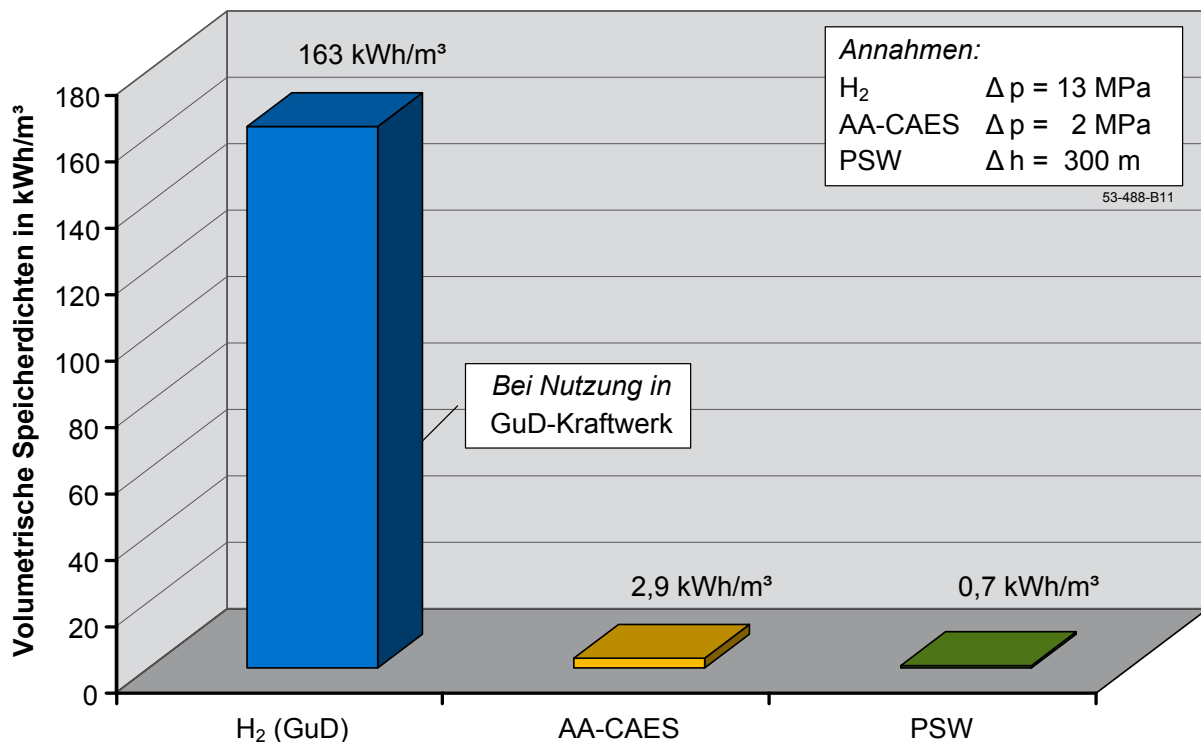


unterschiedlichen Flammgeschwindigkeit und Zündgrenzen von Wasserstoff und Erdgas durchgeführt werden. Im Hinblick auf die Verbrennung von reinem Wasserstoff in Gasturbinen besteht folglich noch Entwicklungsbedarf [69].

#### 5.4.4 Gesamtsystem Wasserstoffspeicherung

Der Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems Wasserstoff wird aus den Wirkungsgraden der Einzelkomponenten bestimmt. Wird bei der alkalischen Elektrolyse näherungsweise von 65 % ausgegangen, für den GuD-Prozess 60 % zugrunde gelegt und bei der Verdichtung eine Effizienz von 97 % veranschlagt, beträgt der Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems etwa 38 % [69]. Durch weitere Entwicklungsschritte ist eine Erhöhung auf gut 45 % denkbar (Elektrolyse 75 % [23], GuD 62 % [42]).

In **Bild 5.2** ist die Energiespeicherfähigkeit von einem Kubikmeter Speichervolumen bei verschiedenen Technologien dargestellt. Bei einer Rückverstromung des Wasserstoffs mittels einer GuD-Anlage können dabei pro Kubikmeter 163 kWh Elektrizität gespeichert werden (bei 130 bar) [23]. Die Energiedichte ist im Vergleich zu CAES-Speichern oder PSW um Größenordnungen höher. Die Speicherung von sehr großen Energiemengen auf relativ kleinem Raum ist daher möglich, was die Wasserstoffspeicherung hauptsächlich für einen saisonalen Ausgleich interessant erscheinen lässt. Die Effizienz des Speichervorgangs ist jedoch gegenüber den anderen Speichertechnologien deutlich geringer.



**Bild 5.2** Volumenspezifische Energiedichte unterschiedlicher Speichertechnologien [23] [69]

## 6 Definition der Rahmendaten für die Beispielrechnungen

Dieses Kapitel beschreibt die grundlegenden Rahmendaten, welche im Folgenden für die Untersuchung der verschiedenen Beispielrechnungen verwendet werden. Die entsprechenden Daten und Annahmen werden dargestellt und erläutert.

### 6.1 Bestehender Park an Kraftwerken und Speichern

Als Bestandskraftwerke werden innerhalb des Modells die aktuell betriebenen Kraftwerkwerke Deutschlands verwendet. Die Datengrundlage bildet dabei die Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München. In dieser sind die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung abgebildet. Gasgefeuerte KWK-Kraftwerke werden innerhalb der KWK-Modellierung abgebildet. Mit Kohle betriebene Kraftwerke mit Wärmeauskopplung werden anteilig als stromgeführt angenommen. Die Leistung wird dabei innerhalb der Modellierung der Stromerzeugung um einen entsprechenden Anteil reduziert.

Neubauprojekte, die sich bereits im Bau befinden, werden ebenfalls in die Bestandsliste aufgenommen und stehen ab dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin zur Verfügung [23] [21] [40].

Für die industrielle Eigenerzeugung wird ein Pauschalansatz verwendet. Dabei werden ausgehend von einer brennstoffscharfen Zuordnung der installierten Bruttoleistung [73] entsprechend Kraftwerksblöcke angenommen. Bei Gaskraftwerken wird dabei von einem wärmegeführten KWK-Anteil von 50 % ausgegangen. Der Rest wird als stromgeführt betrachtet. Ferner wird eine Altersstruktur unterstellt, die zu einer sukzessiven Stilllegung der bestehenden Industriekraftwerke über die nächsten zwanzig Jahre führt.

Für die bestehenden Speicher werden nur Pumpspeicherwerke betrachtet. Die Daten für die installierte Leistung der Lade- bzw. Entladeeinheit, die bewirtschaftbare Speicherkapazität und der Speichernutzungsgrad sind aus [45] entnommen. Dabei werden nur Speicher berücksichtigt, die bereits gebaut sind und sich in Deutschland befinden. Vereinfachend wird allen bestehenden Pumpspeicherwerken eine Lebensdauer unterstellt, die über den Betrachtungszeitraum hinaus reicht.

### 6.2 Behandlung der Kernenergie

Als Basisfall für die Simulationen wird grundsätzlich von der Ausstiegsvereinbarung der Bundesregierung mit den Energieversorgern aus dem Jahr 2000 ausgegangen. Abweichend davon wird für die ältesten acht Kraftwerke in Folge der politischen Diskussion nach dem Atomunfall in Japan bereits ein Ausstieg mit Ende des Jahres 2011 unterstellt.

In **Tabelle 6.1** sind die jeweils angenommenen letzten Betriebsjahre der Kernkraftwerke in Deutschland dargestellt [24] [32].

**Tabelle 6.1 Annahmen zur Restlaufzeit der Kernkraftwerke in Deutschland**

Kernkraftwerk	Letztes Betriebsjahr
Biblis A	2011
Neckarwestheim 1	2011
Brunsbüttel	2011
Isar 1	2011
Biblis B	2011
Philippsburg 1	2011
Unterweser	2011
Grafenrheinfeld	2015
Krümmel	2011
Grohnde	2021
Gundremmingen B	2017
Philippsburg 2	2019
Brokdorf	2021
Gundremmingen C	2021
Isar 2	2022
Neckarwestheim 2	2022
Emsland	2022

### 6.3 Entwicklungsperspektiven in der Kraftwerkstechnik

Die Entwicklung der Kraftwerkstechnologien war in den letzten Jahrzehnten geprägt von der Forderung nach mehr Effizienz. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde der Steigerung des Wirkungsgrades im Umwandlungsprozess die größte Aufmerksamkeit gewidmet. Zum einen verringert sich dadurch der Verbrauch an sich tendenziell verteuernden Brennstoffen, zum anderen lassen sich dadurch Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate vermeiden.

Im Folgenden werden die Perspektiven der einzelnen Technologien kurz dargestellt.

#### 6.3.1 Gasturbinen

Die Gasturbine wird auch im Stromsystem der Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Im Spitzenlastbereich mit geringer Ausnutzungsdauer stellt sie die wirtschaftlichste Alternative dar. Da in Systemen mit einem hohen Anteil an fluktuierender Erzeugung aus regenerativen Quellen die Ausnutzungsdauer der konventionellen Kraftwerke abnimmt, wird sich die Rolle der Gasturbine tendenziell eher verstärken. Die Effizienz des Prozesses spielt aufgrund der geringen Stromerzeugung nur eine untergeordnete Rolle. Entscheidender sind bei dieser Technologie die Investitionskosten, die Lebensdauer und die Zuverlässigkeit.

### **6.3.2 Gas-und-Dampfkraftwerk (GuD)**

Mit Blick auf den Primärenergieeinsatz sind GuD-Kraftwerke derzeit die Anlagen mit der höchsten Effizienz. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades (ca. 60 %) und der niedrigen spezifischen Emissionen von Erdgas sind sie mit Blick auf das Ziel der Emissionsreduktion die fossilen Kraftwerke mit den besten Perspektiven. Die Investitionskosten liegen im Bereich zwischen Gasturbinen und Kohlekraftwerken. Im Hinblick auf die relativ hohen Brennstoffpreise sind sie in der Regel aber für den Grundlastbetrieb unter heutigen Bedingungen noch nicht wirtschaftlich. Mit Hilfe von Entwicklungen in der Anlagenoptimierung und bei den Werkstoffen wäre eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades auf etwa 62 % [42] im Nennpunkt denkbar.

### **6.3.3 Kohlekraftwerke**

Die Investitionskosten für Kohlekraftwerke liegen aufgrund der aufwendigeren Brennstoffbereitstellung und Abgasbehandlung deutlich über gasbetriebenen Kraftwerken. Eine Strategie zur Wirkungsgradsteigerung stellt die sich derzeit in Erprobung befindende 700 °C-Technologie dar. Bei dieser Technik werden die Dampfparameter von derzeit ca. 620 °C auf 700 °C erhöht und damit eine Steigerung des Wirkungsgrades um etwa 4 %-Punkte erreicht [72]. Der Schwerpunkt in der Entwicklung dieser Technologie liegt vor allem im Materialbereich, da die notwendige Standfestigkeit nicht mit konventionellen Werkstoffen gewährleistet werden kann. Die 700 °C-Technologie ist im Rahmen der Szenarien ab dem Jahr 2020 annahmegemäß Stand der Technik bei Kohlekraftwerken.

### **6.3.4 Ölkraftwerke**

Der in den letzten Jahrzehnten stark gestiegene Ölpreis aufgrund hoher Nachfrage bei gleichzeitig stagnierenden Förderkapazitäten lässt für diese Technologie nur geringes wirtschaftliches Potential erwarten. Allen Prognosen zu Folge ist an dieser Entwicklungstendenz auch in den nächsten Jahrzehnten keine signifikante Änderung zu erwarten.

### **6.3.5 Kernenergie**

Der Zubau von Kernkraftwerken in Deutschland stellt im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der politischen Beschlusslage keine mögliche Option dar. In anderen europäischen Ländern wird der Ausbau oder Ersatz von Kernkraftwerken teilweise erwogen.

### **6.3.6 CCS-Technologien**

Mit dem Begriff CCS (Carbon Capture and Storage) werden Technologien bezeichnet, die mit Hilfe unterschiedlicher Verfahren das bei der Verbrennung fossiler Energieträger

entstehende Kohlendioxid abtrennen. Im Wesentlichen werden dabei drei verschiedene Technologierichtungen verfolgt [13] [46]:

- Abtrennung vor der Verbrennung (Pre-Combustion)
- Abtrennung nach der Verbrennung (Post-Combustion)
- Oxyfuel-Verfahren

Der notwendige Prozessaufwand für die Abtrennung führt bei allen drei Varianten zu höheren Kosten für die Anlagen und einem steigenden Eigenverbrauch. Folglich sind die Investitionskosten höher und der Wirkungsgrad niedriger als bei vergleichbaren Anlagen ohne CCS. Welche Technologie sich durchsetzen wird, ist aus heutiger Sicht noch nicht absehbar. Im Rahmen dieser Arbeit wird stellvertretend für diesen Technologiezweig ein „durchschnittlicher“ Kraftwerktyp mit CCS verwendet. Die kommerzielle Verfügbarkeit wird in den entsprechenden Varianten ab dem Jahr 2025 angenommen. Als Primärenergieträger können dabei Gas, Braunkohle oder Steinkohle gewählt werden.

#### 6.4 Technische Rahmendaten für Neubauoptionen

Der folgende Abschnitt zeigt anhand von Tabellen die wesentlichen Annahmen zu den Daten der innerhalb der Simulation zur Verfügung stehenden Neubauoptionen für Kraftwerke und Speicher.

**Tabelle 6.2** zeigt dabei die ökonomischen Parameter für die einzelnen Kraftwerkstechnologien. Die Werte bleiben in der Regel annahmegemäß über den gesamten Simulationszeitraum gleich. Lediglich der Technologiewechsel zur 700 °C-Technik bei Kohlekraftwerken ab dem Jahr 2020 führt zu veränderten Kosten.

**Tabelle 6.2 Ökonomische Parameter der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien**

Technologie	Investitionskosten	Lebensdauer	Jährliche Fixkosten	Abrisskosten	Variable Betriebskosten (ohne Brennstoff)
	EUR/kW	a	EUR/kW	EUR/kW	EUR/MWh <sub>el</sub>
Gasturbine	400	30	7	1,75	2,00
GuD	650	30	20	8,00	2,00
Steinkohle	1.400	40	25	10,00	4,00
ab 2020 700°C	1.600	40	25	10,00	4,00
Braunkohle	1.600	40	30	11,50	4,00
ab 2020 700°C	1.800	40	30	11,50	4,00
Steinkohle CCS (ab 2025)	2.400	40	45	15,00	5,00
Braunkohle CCS (ab 2025)	2.500	40	50	17,25	5,50
GuD CCS (ab 2025)	1.350	30	40	12,00	2,50

(Quellen: eigene Berechnungen, [56], [23])

Die Investitionskosten stellen sämtliche Kosten dar, die zur Herstellung einer betriebsfähigen Anlage notwendig sind. Unter den Bereich der jährlichen Fixkosten fallen die Ausgaben für Personal, Steuern, Versicherungen und Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung der Anlage. Die variablen Betriebskosten decken alle arbeitsabhängigen Ausgaben ab, die außer dem jeweiligen Brennstoff anfallen. Dazu zählen in erster Linie Hilfsstoffe für den Kraftwerksbetrieb und die Rauchgasreinigung sowie Schmierstoffe.

Den einzelnen Kraftwerkstechnologien wird im Laufe des Betrachtungszeitraums eine gewisse technische Entwicklung im Bereich der Effizienz unterstellt, welche sich in einer Verbesserung des Nettowirkungsgrades niederschlägt.

In **Tabelle 6.3** sind die angenommenen Werte für die einzelnen Technologien dargestellt.

**Tabelle 6.3 Annahmen zur Entwicklung des Nettowirkungsgrades der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien**

Technologie	im Jahr				
	2010	2019	2020	2025	2050
Gasturbine	38,0 %				40,0 %
GuD	59,0 %				62,0 %
Steinkohle	46,0 %	46,0 %	50,0 %		52,0 %
Braunkohle	44,5 %	45,0 %	49,0 %		51,0 %
Steinkohle CCS				37,8 %	40,0 %
Braunkohle CCS				37,5 %	40,0 %
GuD CCS				52,5 %	55,0 %

(Quellen: eigene Annahmen, [56], [23])

Der unterstellte Wechsel von der 600°C zur 700°C-Technologie bei den konventionellen Kohlekraftwerken führt zu einer Wirkungsgradverbesserung von 4 %-Punkten. Die Werte für die einzelnen Jahre werden zwischen den Stützstellen jeweils linear interpoliert.

Analog zu den Kraftwerkstechnologien müssen für die Neubauoptionen der Speicher ebenfalls Annahmen zur Kostenstruktur und Technologieentwicklung getroffen werden. Im Rahmen der Beispielrechnungen werden drei unterschiedliche Speichertypen als Zubauoption angeboten:

- Pumpspeicherwerke (PSW)
- Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES)
- Wasserstoffspeichersysteme (H<sub>2</sub>-GuD)

**Tabelle 6.4** zeigt die kostenseitigen Parameter der einzelnen Technologien.

**Tabelle 6.4 Annahmen zur Kostenstruktur der Speichertechnologien**

Technologie	Investitionskosten			Lebensdauer	jährliche Fixkosten	Abrisskosten	variable Betriebskosten	
	Ladeleistung	Entladeleistung	Speicherkapazität				Laden	Entladen
	EUR/kW	EUR/kW	EUR/kWh				a	EUR/kW/a
PSW	450	450	6,50	70	11	8	0,30	0,30
AA-CAES	420	420	31,00	30	9	2	1,40	1,40
H <sub>2</sub> -GuD	700	1000	0,09	30	20	8	1,50	1,50

(Quelle: eigene Berechnungen, unveröffentlichte Betreiberdaten)

Die Modellstruktur erlaubt prinzipiell die optimale Abstimmung aller drei Freiheitsgrade der Speichertechnologien (installierte Lade- und Entladeleistung, Speicherkapazität), wodurch alle drei Parameter einzeln mit Kosten versehen werden müssen. Bei PSW werden in der Regel Pumpturbinen verwendet, d. h. die Lade- und Entladeeinheit sind die gleiche Anlage und damit die möglichen Leistungen quasi gekoppelt. Die Kosten dieser Einheit wurden deshalb je zur Hälfte auf Laden und Entladen aufgeteilt. Zusätzlich wird das mögliche zu installierende Verhältnis von Ladeleistung zu Entladeleistung auf einen Bereich von 0,8 bis 1,2 begrenzt.

Die wesentlichen technischen Größen der Speichertechnologien sind in **Tabelle 6.5** dargestellt.

**Tabelle 6.5 Annahmen zu Verfügbarkeit und Wirkungsgrad der unterschiedlichen Speichertechnologien**

Technologie	Speicherwirkungsgrad	Technische Verfügbarkeit	Revision
			Wochen/a
PSW	80 %	95 %	2
AA-CAES	70 %	90 %	2
H <sub>2</sub> -GuD	40 %	90 %	2

(Quelle: eigene Berechnungen)

Der methodische Ansatz des „Grüne-Wiese-Zubaus“ erschwert die Berücksichtigung der technischen Entwicklungen im Bereich der Speichertechnologien (vgl. Kapitel 3.4). Aus diesem Grund werden im Betrachtungszeitraum die Parameter für die unterschiedlichen Speichertechnologien nicht verändert.

#### *Zuverlässigkeit und Revisionszeiten bei Kraftwerken*

Die Zuverlässigkeitskenngrößen von Kraftwerken können anhand statistischer Erfahrungswerte bestimmt werden (vgl. Kapitel 4.5). Aus entsprechenden Daten des VGB lassen sich über den Zeitraum von 2000 bis 2009 die in **Tabelle 6.6** dargestellten Daten gewinnen:

**Tabelle 6.6 Datenbasis zur Bestimmung der Verfügbarkeit von Kraftwerken**

Technologie	Arbeits- verfügbarkeit (AV)	Arbeits- Nichtverfügbarkeit (NV)	NV geplant	NV ungeplant
	%	%	%	%
Steinkohle	84,4	15,6	8,4	7,2
Braunkohle	86,2	13,8	6,5	7,3
Öl/Gas-Block	90,3	9,7	5,8	3,9
Kernenergie	85,5	14,5	9,2	5,3
Kombianlagen (GuD)	86,8	13,2	8,2	5,0
Gasturbinen	86,6	13,4	8,7	4,7

(Quelle: eigene Berechnungen, [71])

Die Werte für die Arbeitsverfügbarkeit stellen dabei ein Maß dar, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Kraftwerk Leistung zur Verfügung stellen kann. Die restliche Zeit, die Arbeits-Nichtverfügbarkeit (NV) lässt sich in einen geplanten Zeitabschnitt, etwa für Revisionen, und einen ungeplanten Zeitabschnitt (Ausfälle) einteilen.

Anhand dieser Daten können die Werte für die Zuverlässigkeit der Kraftwerke und die mittleren Revisionszeiten abgeleitet werden. Der Reduktionsfaktor, welcher für die Reduzierung der Anlagenleistungen im Rahmen dieser Arbeit verwendet wird, ist gleich der Arbeitsverfügbarkeit. In **Tabelle 6.7** sind die ermittelten Parameter für die im Rahmen der Szenarien verwendeten Kraftwerkstypen dargestellt.

**Tabelle 6.7 Annahmen zur Verfügbarkeit von Kraftwerken für das Modell IMAKUS**

Technologie	Reduktions- faktor	Revisions- zeiten	Technische Verfügbarkeit
		Wochen/a	%
Gasturbine	0,866	4,54	94,85
GuD	0,868	4,28	94,55
Steinkohle	0,844	4,38	92,14
Braunkohle	0,862	3,39	92,19
Kernenergie	0,855	4,80	94,16
Heizöl	0,903	3,02	95,86
Braunkohle CCS	0,862	3,39	92,19
700 °C Steinkohle	0,844	4,38	92,14
Steinkohle CCS	0,844	4,38	92,14
700 °C Braunkohle	0,862	3,39	92,19
GuD CCS	0,868	4,28	94,55

(Quelle: eigene Berechnungen, [71])

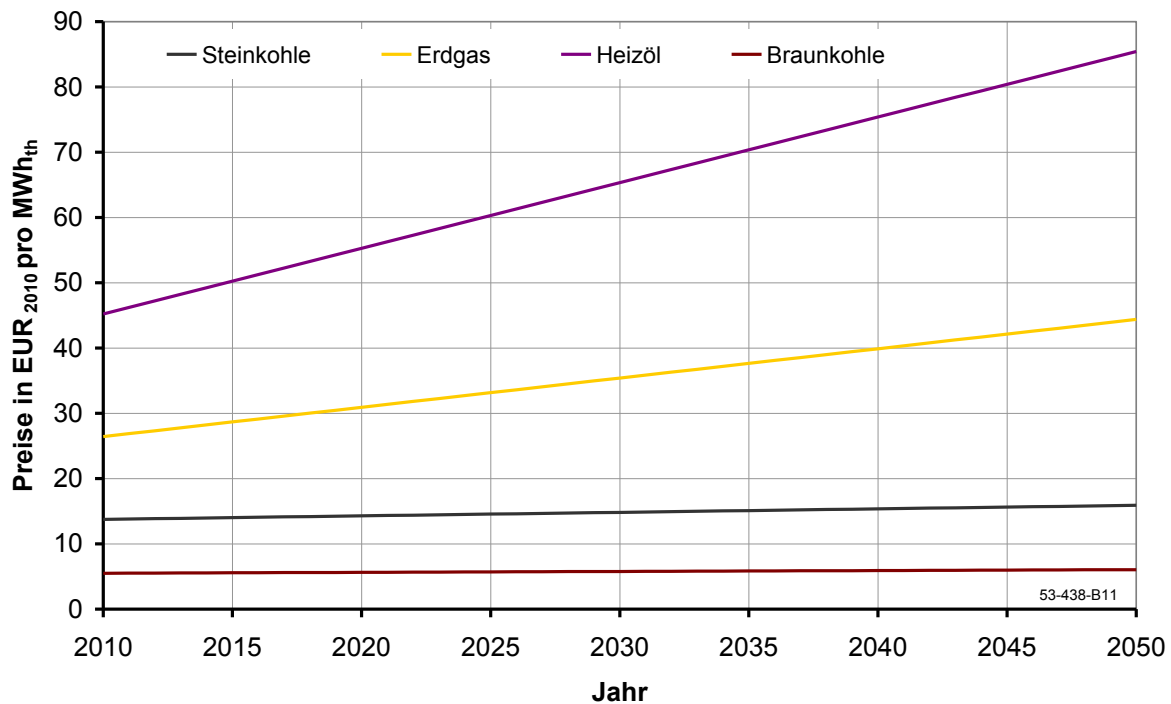
Die in Tabelle 6.7 angegebenen statistischen Werte werden dabei näherungsweise auf die entsprechenden Technologien übertragen. Vereinfachend werden sowohl für die bereits bestehenden Kraftwerke als auch für die neu gebauten Anlagen diese Werte verwendet. Die Vorhersage zukünftiger Zuverlässigkeiten – speziell bei neuen Technologien – ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Für die im Rahmen dieser Arbeit beabsichtigte grundsätzliche Darstellung der Funktionsweise des Modells ist diese Annahme jedoch ausreichend.



## 6.5 Prognose der Rahmenbedingungen im Umfeld der Stromerzeugung

### 6.5.1 Brennstoffpreise

Eine Prognose von Brennstoffpreisen gestaltet sich in der Regel äußerst schwierig, da die Entwicklung von einer Vielzahl von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen abhängt. In **Bild 6.1** sind die Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise graphisch dargestellt.



**Bild 6.1** Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise für die Szenarienberechnung

Für die verwendeten Beispielrechnungen werden die in **Tabelle 6.8** angegebenen Werte verwendet.

**Tabelle 6.8** Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise

Energieträger		2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	[EUR <sub>2010</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	13,76	14,29	14,83	15,37	15,91
Erdgas	[EUR <sub>2010</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	26,43	30,92	35,41	39,89	44,38
Heizöl	[EUR <sub>2010</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	45,22	55,27	65,33	75,38	85,44
Braunkohle	[EUR <sub>2010</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	5,50	5,64	5,78	5,91	6,05

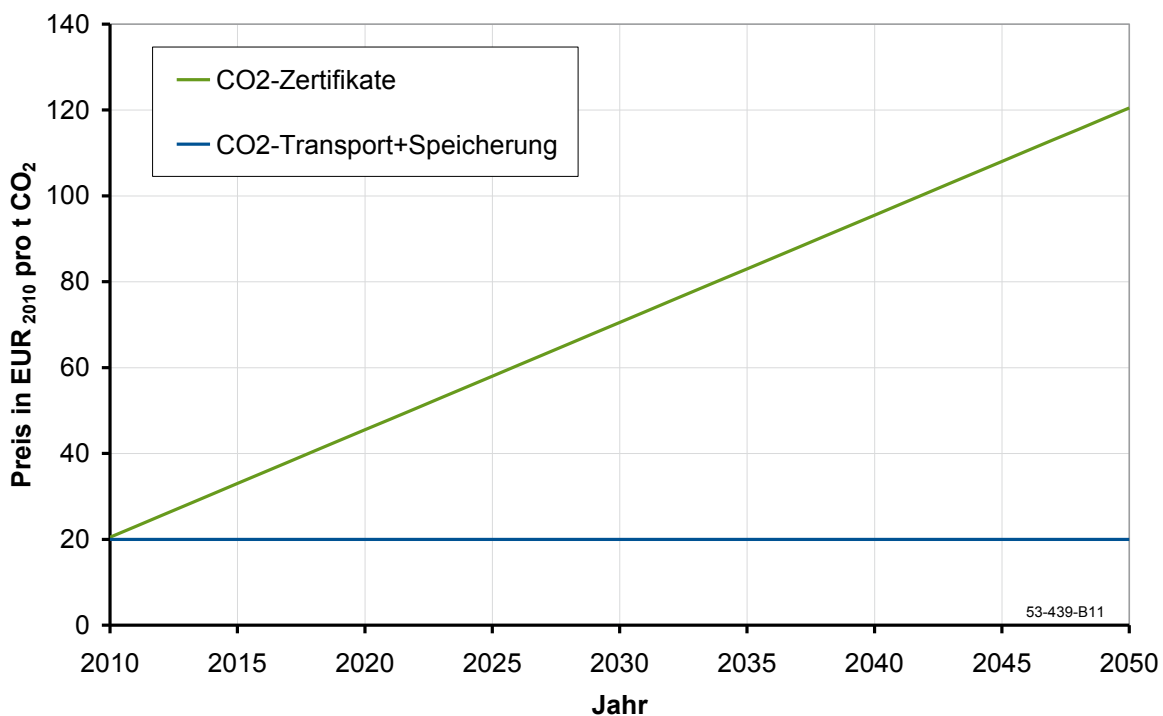
Für jeden Energieträger wird für das Jahr 2010 der Mittelwert der Brennstoffpreise aus den Jahren 2007 bis 2010 verwendet [7] [8] [62]. Für die folgenden Jahre wird pauschal von einem unterschiedlich starken linearen Anstieg bis zum Jahr 2050 ausgegangen.

Der Preis für Steinkohle steigt dabei um 20 %, für Erdgas um 80 %, für Heizöl um 100 % und für Braunkohle um 10 % bis 2050.

Für den Brennstoff der auslaufenden Kernenergie wird im Jahr 2010 ein Preis von 8 EUR pro MWh produzierter elektrischer Energie angesetzt. Auch hier wird ein Anstieg um 10 % bis zum Jahr 2050 unterstellt.

### 6.5.2 Prognose der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und Entsorgungskosten

Die allgemein formulierten Reduktionsziele im Bereich der CO<sub>2</sub>-Emissionen lassen einen steigenden Preis für Zertifikate erwarten. Vereinfachend wird in den Szenarien von einem linear steigenden Preis bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die Kosten für Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> im Rahmen der CCS-Technik liegen aufgrund unterschiedlicher Transporttechnologien und Speicherformationen in einem recht breiten Spektrum. In [49] werden Werte für die verschiedenen Rahmenbedingungen angegeben. Eine Nutzung der CCS-Technik in Deutschland ist vor allem eine Frage der Akzeptanz, was eine Einschätzung der möglichen Rahmenbedingungen und Speicherstätten deutlich erschwert. Innerhalb der Beispielrechnungen werden deshalb vereinfachend für Transport und Speicherung Kosten von 20 EUR pro Tonne CO<sub>2</sub> während des gesamten Betrachtungszeitraums angesetzt. In **Bild 6.2** sind die Kostenannahmen für Zertifikate sowie Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> graphisch dargestellt.



**Bild 6.2** Annahmen zur Entwicklung von Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und Kosten für Transport und Speicherung bei CCS-Technologien

### 6.5.3 Prognose der Stromnachfrage

Analog zu den Brennstoffpreisen ist auch eine Vorhersage der zu erwartenden Stromnachfrage mit großen Unsicherheiten behaftet. Sowohl ein Rückgang aufgrund verstärkter Effizienzbemühungen als auch ein Anstieg durch weitere Nutzungsmöglichkeiten oder der Substitution anderer Energieträger ist denk- und begründbar. Um hier keine Tendenz zu unterstellen und diese Eingangsgröße im Rahmen der Simulation möglichst neutral zu halten, wird von einem gleichbleibenden Nettostromverbrauch inklusive Netzverlusten von 560 TWh pro Jahr ausgegangen, was in etwa den Zahlen von 2008 entspricht [15].

### 6.5.4 Prognose der gesetzten Einspeisung

Vor dem Hintergrund der Entwicklungen im Bereich Kernenergie und der angestrebten Reduktion der Treibhausgase ist ein weiterer Ausbau der EE notwendig und wahrscheinlich. Zu einer effizienteren Nutzung von Energie trägt auch die Kraft-Wärme-Kopplung bei. Allerdings steht die Nutzung fossiler Energieträger bei KWK-Anlagen auf lange Sicht den Reduktionszielen im Bereich der Emissionen entgegen. Zusätzlich verringert der geringere Wärmebedarf aufgrund besserer Dämmung der Gebäude die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen.

Im Rahmen der Szenarien wird deshalb von einem nahezu gleichbleibenden Beitrag an KWK-Erzeugung innerhalb der deutschen Stromproduktion ausgegangen. Die dafür eingesetzten fossilen Energieträger werden dabei sukzessive durch biomassebasierende Brennstoffe ersetzt. Die in dieser Arbeit explizit ausgewiesene KWK-Erzeugung beschreibt deshalb lediglich die Produktion auf Basis fossiler Brennstoffe. Der restliche Anteil ist Teil des Postens Biomasse.

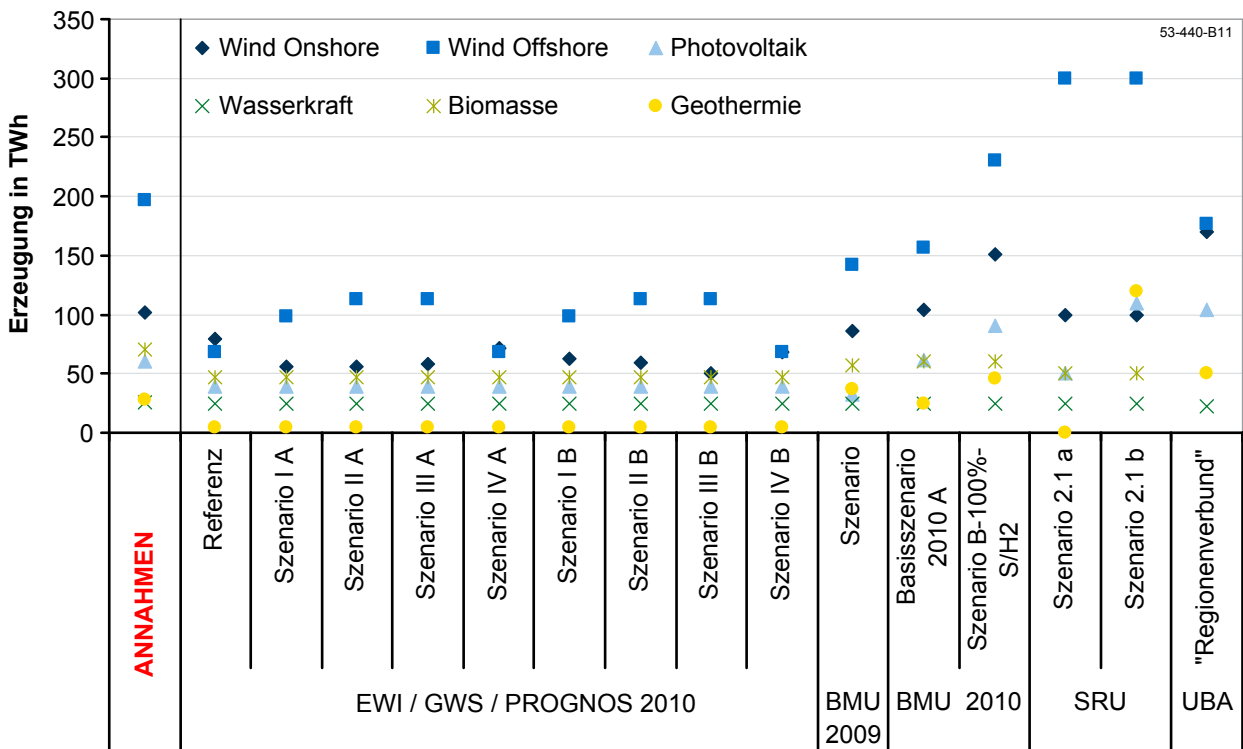
Vereinfachend wird für den gesamten Betrachtungszeitraum weiterhin eine vorrangige Einspeisung von Strom aus EE- und KWK-Anlagen unterstellt. Dies gilt sowohl für neu installierte Anlagen als auch für bestehende Anlagen über den Förderzeitraum von 20 Jahren hinaus. Inwieweit das derzeitige Strommarktdesign bei weiter ansteigender Einspeisung dieser Anlagen dazu in der Lage ist, ist aktueller Gegenstand der Forschung. Aus ökonomischer Sicht ist jedoch die vorrangige Integration regenerativen Stroms aufgrund der Betriebskosten nahe Null auch in Zukunft sinnvoll.

Der angenommene Ausbau an EE für die Szenarien im folgenden Kapitel orientiert sich am Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 [17], welches einen Anteil von 80 % regenerativer Erzeugung an der Stromproduktion im Jahr 2050 als Zielsetzung formuliert. Für die Erzeugung von vorrangig ins Netz zu integrierendem Strom werden dabei die in **Tabelle 6.9** dargestellten Annahmen getroffen.

**Tabelle 6.9 Annahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung aus EE und KWK**

Erzeugungsart	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Wasserkraft	22,0	22,5	23,0	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5	26,0
Biomasse	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	65,0	70,0
Photovoltaik	12,0	18,0	24,0	30,0	36,0	42,0	48,0	54,0	60,0
Geothermie	0,0	3,5	7,0	10,5	14,0	17,5	21,0	24,5	28,0
Wind Onshore	43,9	60,6	71,0	79,4	85,6	96,4	99,7	100,0	101,4
Wind Offshore	0,1	15,2	36,6	59,9	85,6	106,5	135,0	166,6	196,9
KWK (fossil)	57,0	50,5	44,0	37,5	31,0	24,5	18,0	11,5	5,0

Die Aufteilung auf die einzelnen Erzeugungsarten stellt ein mögliches Szenario zur Erreichung der politischen Zielsetzung dar und orientiert sich an verschiedenen Veröffentlichungen in diesem Bereich (**Bild 6.3**) [10] [12] [66].

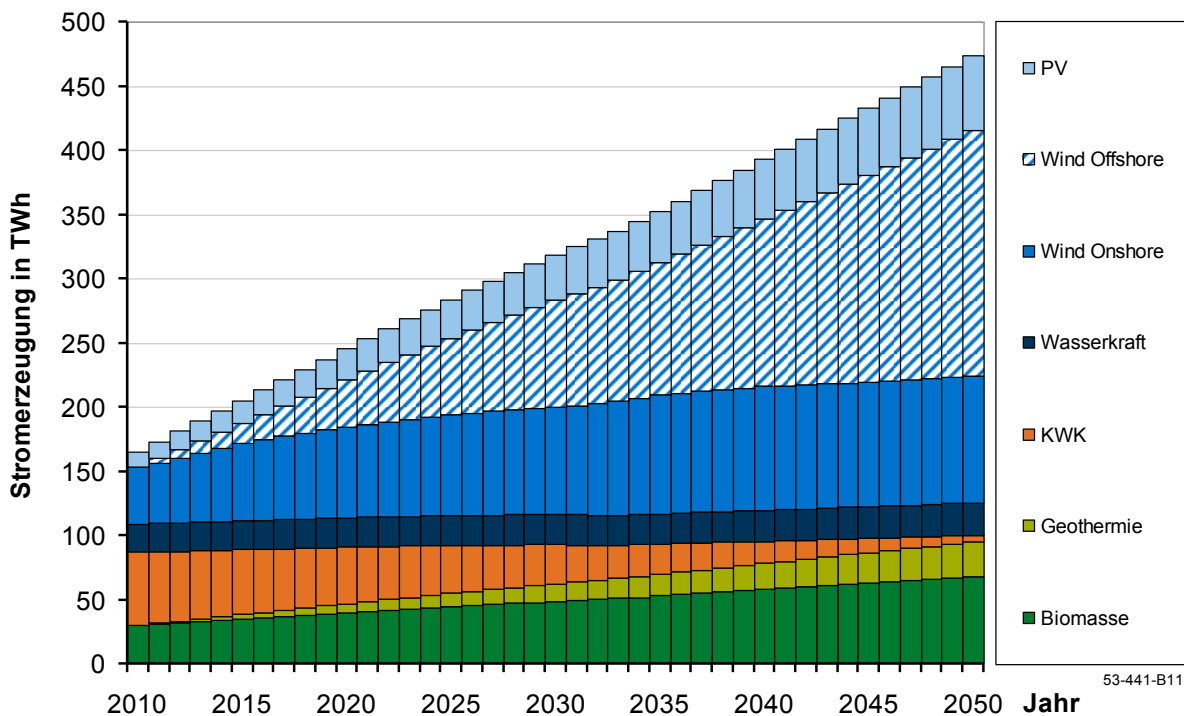


**Bild 6.3 Prognose unterschiedlicher Studien zur Stromerzeugung aus EE in Deutschland im Jahr 2050**

Prinzipiell könnte sich auch eine Verschiebung innerhalb der verschiedenen Technologien einstellen. Das größte Potential liegt jedoch unstrittig im Bereich der Offshore-Windenergie. Große Zuwächse sind bei der Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken aufgrund des bereits hohen Ausbaugrades und aus Gründen des Naturschutzes nicht zu erwarten. Ebenso ist auch das Potential für Biomasse zur Energiegewinnung begrenzt, da einerseits nur eine gewisse Menge an Anbauflächen zur Verfügung steht und andererseits eine Konkurrenzsituation zur Nahrungsmittelproduktion besteht. Die größten Zuwächse sind in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik zu erwarten.

Die Zwischenwerte für die einzelnen Jahre werden wiederum linear interpoliert. Die konkrete Einspeisung in Stundenaufösung wird anhand der Charakteristik in Abhängigkeit der verschiedenen Technologien auf die entsprechende jährliche Erzeugungsmenge skaliert. Eine Veränderung der Charakteristik über den Betrachtungszeitraum findet in diesem Zusammenhang nicht statt.

In **Bild 6.4** ist die angenommene Einspeisung abgebildet. Die mögliche Stromproduktion je installierter Leistungskapazität von Windenergieanlagen, Photovoltaik und Wasserkraft hängt von natürlichen Bedingungen wie Wetter, Tag-Nacht-Wechsel und den Jahreszeiten ab. Die Produktion der KWK-Anlagen resultiert beim hier unterstellten wärmegeführten Betrieb ebenfalls aus saisonalen Rahmenbedingungen. Infolgedessen muss, um eine Erzeugung einer bestimmten Strommenge zu erreichen, unterschiedliche viel Leistung installiert werden.

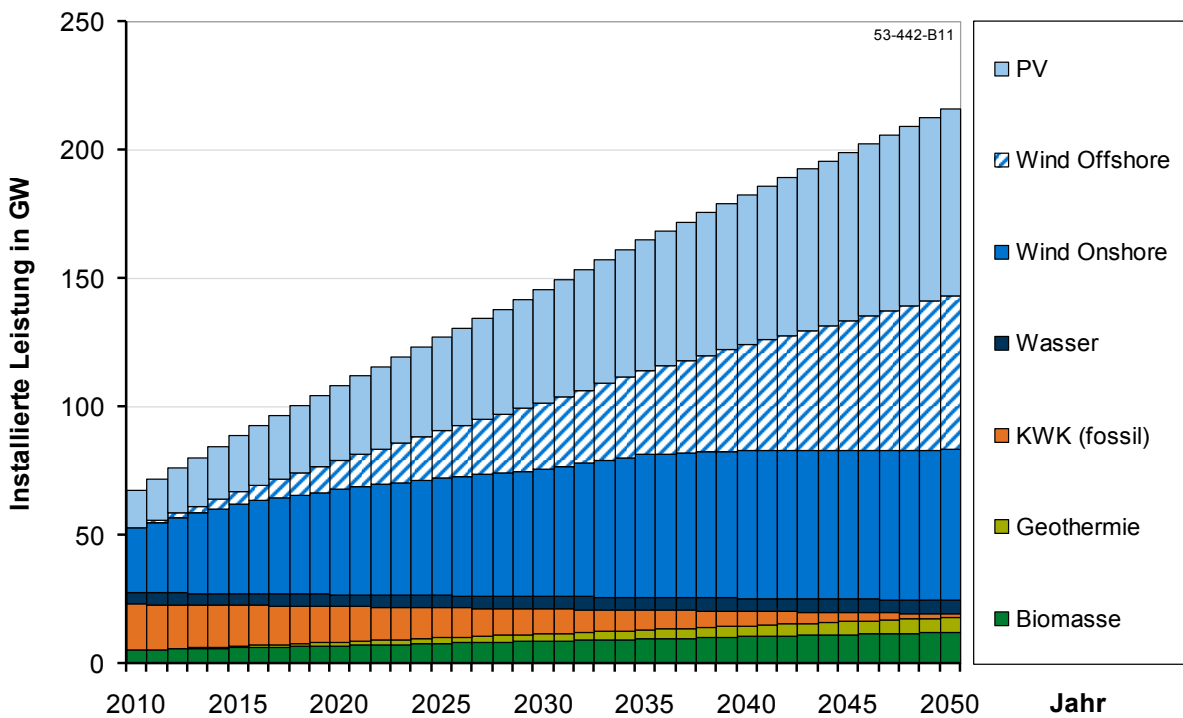


**Bild 6.4 Annahmen zur Entwicklung der Erzeugung aus EE und KWK**

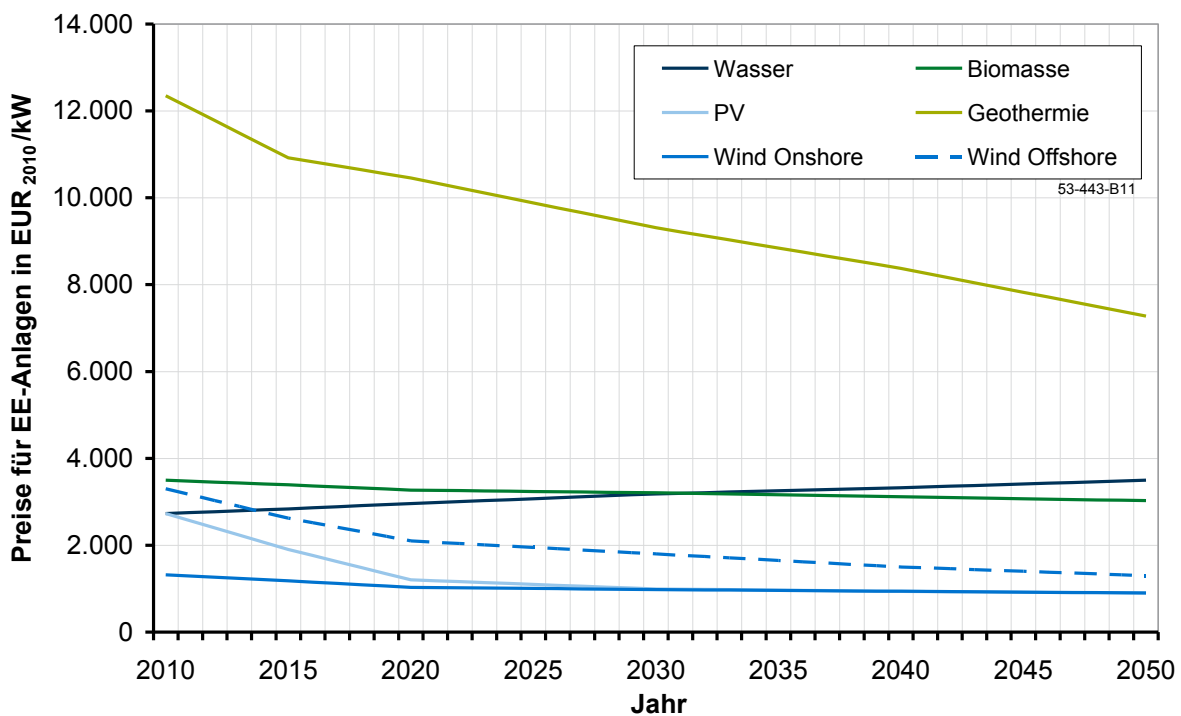
Die Aufteilung der installierten Leistung in **Bild 6.5** unterscheidet sich deshalb von jener der Stromerzeugung. Im Vergleich zur Darstellung der Energiebeiträge stellen Technologien mit vergleichsweise hoher Ausnutzungsdauer, wie beispielsweise Offshore-Wind, einen deutlich geringeren Leistungsanteil. Von Technologien mit niedriger Auslastung, wie etwa Photovoltaik, muss proportional deutlich mehr Kapazität installiert werden.

Für die Kostenberechnungen im Rahmen der Szenarien werden Daten zur Entwicklung der Investitionskosten für Anlagen zur Erzeugung regenerativen Stroms aus [10] ent-

nommen. In **Bild 6.6** ist die Kostenentwicklung über den Betrachtungszeitraum bis 2050 dargestellt.



**Bild 6.5** Installierte Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)



**Bild 6.6** Annahmen zur Kostenentwicklung der Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung [10]

## 6.6 Sonstige Rahmenbedingungen für die Beispielrechnungen

### 6.6.1 Begrenzung des jährlichen Zubaus an Kraftwerken und Speichern

Die maximal jährlich neu installierbare Kraftwerksleistung kann je Typ und Jahr unterschiedlich festgelegt werden. Die Nutzung dieser Möglichkeiten bietet sich aus vielerlei Gründen an. Die Zahl der Anbieter im Kraftwerksbereich ist als begrenzt anzusehen und somit auch die pro Jahr umsetzbaren Kraftwerksprojekte von deren Kapazitäten abhängig. Zusätzlich ist auch im Prinzip Kapital zur Finanzierung von kostenintensiven Projekten als knapp anzusehen. Eine gleichmäßige, auf mehrere Jahre verteilte Investitionstätigkeit scheint daher realistischer. Bei Braunkohlekraftwerken kommen aufgrund der Besitzverhältnisse der Kohlegruben nur wenige Investoren in Frage. Deshalb ist hier aufgrund stärker begrenzter Finanzierungsmöglichkeiten mit nur bestimmten Ausbaumöglichkeiten pro Jahr zu rechnen.

Im Rahmen der folgenden Szenarien wird in der Regel eine zubaubare Kapazität von 2.000 MW je Typ und Jahr angenommen. Bei Braunkohlekraftwerken wird aus den erwähnten Gründen die Zubaumenge auf 1.000 MW pro Jahr verringert. Bei Gasturbinen wird die Grenze auf 15.000 MW pro Jahr gesetzt. Dies hat in erster Linie modelltechnische Gründe, da im Rahmen der Simulation und vor allem der iterativen Anpassung der notwendigen Kraftwerkskapazität die Lösbarkeit der Optimierung gewährleistet werden soll. Ferner ist die Zahl der Anbieter in diesem Marktsegment größer und die Fertigung standardisierter, was die Befriedigung einer kurzfristig starken Nachfrage erleichtern könnte.

Im Modell zur Speicherausbauplanung wird bei den in dieser Arbeit vorgestellten Szenarien ein „Grüner-Wiese-Ansatz“ verwendet. Demzufolge müssen in einem bestimmten Simulationsjahr neben dem aktuellen Neubau prinzipiell auch die Zubauten der Vorjahre möglich sein. Die Obergrenze des möglichen Zubaus kann sich deshalb nicht an der jährlich installierbaren Kapazität orientieren, sondern muss das insgesamt realisierbare Potential berücksichtigen. In **Tabelle 6.10** sind die angenommenen Zubaugrenzen für die drei angebotenen Speichertechnologien dargestellt.

**Tabelle 6.10 Zubaurestriktionen für Speichertechnologien**

Technologie	Obergrenze des Potentials		
	Ladeleistung	Entladeleistung	Speicherkapazität
	MW	MW	MWh
PSW	10.000	10.000	40.000
AA-CAES	200.000	200.000	6.600.000
H <sub>2</sub> -GuD	200.000	200.000	500.000.000

(Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen)

Bei PSW würde dies eine Steigerung von leistungsseitig ca. 150 % und kapazitätsseitig von ca. 60 % bedeuten. Gerade die Kapazität stellt aufgrund der notwendigen geographischen Voraussetzungen den begrenzenden Faktor dar. Die Leistung könnte auch bei bestehenden Anlagen durch zusätzliche Pumpturbinen erhöht werden.

Bei AA-CAES und H<sub>2</sub>-GuD sind die leistungsseitigen Potentialgrenzen im Prinzip nicht begrenzt, da die Energiewandler rein technische Anlagen darstellen, welche im Betrachtungszeitraum in der notwendigen Menge hergestellt werden könnten. Die Speicherkapazität hängt hingegen von den Potentialen der unterirdischen Salzformationen ab. Nach [2] könnten in den norddeutschen Formationen nach einer rein volumetrischen Betrachtung theoretisch etwa 77.000 Kavernen mit je 500.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen erstellt werden. Annahmegemäß wird in dieser Arbeit von einer realisierbaren Anzahl von 10 % dieses Potentials, also 7.700 Kavernen ausgegangen. Das Volumen wird je zur Hälfte der AA-CAES- und der H<sub>2</sub>-GuD-Technologie zugerechnet. Mit den Energiedichten aus [23] bzw. [69] ergeben sich mögliche Speicherkapazitäten von ca. 6,6 TWh für Druckluftspeicher und etwa 500 TWh für Wasserstoffspeicherung.

### **6.6.2 Verstromung aus Braunkohle**

Die Stromerzeugung aus Braunkohle stellt derzeit eine wesentliche Säule der Grundlastversorgung dar. Zudem ist Braunkohle ein in Deutschland verfügbarer Primärenergieträger, was die Importabhängigkeit reduziert. Aufgrund strategischer Überlegungen und der geringen Brennstoffkosten ist eine weitere Nutzung der Braunkohle – trotz der ungünstigen spezifischen Emissionen – als wahrscheinlich anzusehen. Der relativ niedrige Brennwert führt zu hohen und meist unwirtschaftlichen Transportkosten. Als Konsequenz existiert kein Weltmarkt für Braunkohle und die Kraftwerke sind in der Regel direkt am Fördergebiet angesiedelt.

Die in Deutschland abgebaute Braunkohle wird nahezu ausschließlich für die Stromerzeugung verwendet. Eine Ausweitung der Stromerzeugung aus Braunkohle würde demzufolge ein höheres Fördervolumen erfordern. Investitionen in Tagebauanlagen sind kostenintensiv und die Erschließung neuer Abbaugebiete ist aufgrund geringer Akzeptanz schwierig zu realisieren. An Anbetracht der geschilderten Zusammenhänge und der CO<sub>2</sub>-Intensität des Energieträgers ist eine Steigerung der Braunkohlefördermenge als unwahrscheinlich anzusehen.

Im Rahmen der Simulation wird deshalb die zur Verfügung stehende Menge Braunkohle auf eine jährliche Energiemenge von 50 Mio. tSKE beschränkt, was etwa der jeweils in den letzten Jahren in Deutschland geförderten Menge entspricht [19].



### **6.6.3 Versorgungszuverlässigkeit**

Im Rahmen der Simulationen wird die notwendige installierte Kraftwerkskapazität mit Hilfe des Modells MOGLIE bestimmt. Zugrunde liegen dabei zwei wesentliche Parameter:

- Notwendige gesicherte Leistung
- Zuverlässigkeitsniveau

Die notwendige gesicherte Leistung orientiert sich an der Jahreshöchstlast und wird zusätzlich um einen Sicherheitszuschlag von 4 % erhöht. Das Zuverlässigkeitsniveau für das Kollektiv aus Erzeugungsanlagen soll dabei mindestens 99,5 % betragen [56].

## 7 Beispielrechnung – Szenario STANDARD

Im folgenden Kapitel wird ein Simulationsbeispiel für das Stromerzeugungssystem in Deutschland vorgestellt, welches mit Hilfe des Modells IMAKUS berechnet wurde. Anhand dieses Beispiels sollen zum einen die Möglichkeiten und Anwendungsgebiete des in dieser Arbeit entwickelten Modellansatzes dargestellt werden und zum anderen grundlegende Aussagen im Zusammenhang mit der Integration großer Anteile fluktuierender Erzeugung mit Hilfe von Speichern getroffen werden. Das Szenario STANDARD dient zusätzlich als Ausgangspunkt für die in Kapitel 8 durchgeführten Parametervariationen.

Zunächst werden nochmals die wesentlichen Eigenschaften des Modells und die zugrunde liegenden Annahmen beschrieben.

### 7.1 Einführung

Das Modell IMAKUS optimiert für die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der einzelnen Varianten den optimalen Kraftwerks- und Speicherausbau. Die Wirtschaftlichkeit der Speicher wird innerhalb des Modells MESTAS durch Lastglättung und Integration der regenerativen Energien ermöglicht. Die Auswirkung des Speicherausbaus auf die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems und somit auf die zu installierende Kraftwerksleistung wird im Rahmen der Iterationen realisiert. Mögliche Erlösmöglichkeiten der Speicher durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen werden nicht innerhalb des Modells optimiert und können deshalb in Form einer prozentualen Reduktion der Investitionskosten von außen vorgegeben werden. Annahmegemäß wird im Rahmen der Simulation sowohl von einem Stromnetz als auch von Speicherstandorten ausgegangen, die zu keinerlei Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands führen. Des Weiteren wird ein möglicher Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern – mit Ausnahme der entsprechenden Parametervariation – nicht berücksichtigt.

### 7.2 Annahmen im Szenario STANDARD

Das Szenario STANDARD markiert den Ausgangspunkt der Betrachtung und dient in den weiteren Erläuterungen als Vergleichsgröße. Es soll einen robusten Mittelweg möglicher Zukunftsszenarien im Bereich des Stromsystems darstellen und in einem gewissen Maß aktuelle Trends in der politischen und gesellschaftlichen Diskussion widerspiegeln. Die Klassifizierung des Szenarios STANDARD als „Business-as-usual-Fall“ ist aufgrund der derzeit stattfindenden grundlegenden Neuausrichtung der Energiepolitik nur eingeschränkt möglich, da viele Entwicklungen noch nicht eindeutig absehbar sind und somit viele Annahmen einer großen Unsicherheit unterliegen.

Neben den im vorigen Kapitel dargestellten Rahmenannahmen wird im Szenario STANDARD der CCS-Technologie keine großtechnische Umsetzung in Deutschland unterstellt. Im Bereich der Kraftwerke stehen folglich lediglich konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke als Neubauoption zur Verfügung. Für den Ausbau an Speichertechnologien stehen PSW, ab dem Jahr 2020 AA-CAES und ab dem Jahr 2025 Wasserstoffsysteme (H<sub>2</sub>-GuD) zur Verfügung. Allen drei Speichertechnologien wird ein Investitionskostenzuschuss von 50 % gewährt, da innerhalb des Modells IMAKUS nur der wirtschaftliche Mehrwert der Speicher durch Lastglättung und die Integration der EE abgebildet werden kann. Annahmegemäß wird die andere Hälfte der Investitionskosten über den Verkauf von Systemdienstleistungen am Reservemarkt und an einem eventuell entstehenden Kapazitätsmarkt Erlöst.

Grundsätzlich könnte im Rahmen des Modells eine Mindestleistung der thermischen Kraftwerke vorgegeben werden, die aus Gründen der Reservebereithaltung und der Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt am Netz sein muss. Im Szenario STANDARD wird jedoch darauf verzichtet, da in Systemen mit einem hohen Anteil an EE diese früher oder später technisch in der Lage sein müssen, die für ein stabiles System notwendigen Eigenschaften zu erfüllen. Für die Bestimmung des Beitrags der Speicher zur gesicherten Leistung wird die in Kapitel 4.5 beschriebene konservative Abschätzung verwendet.

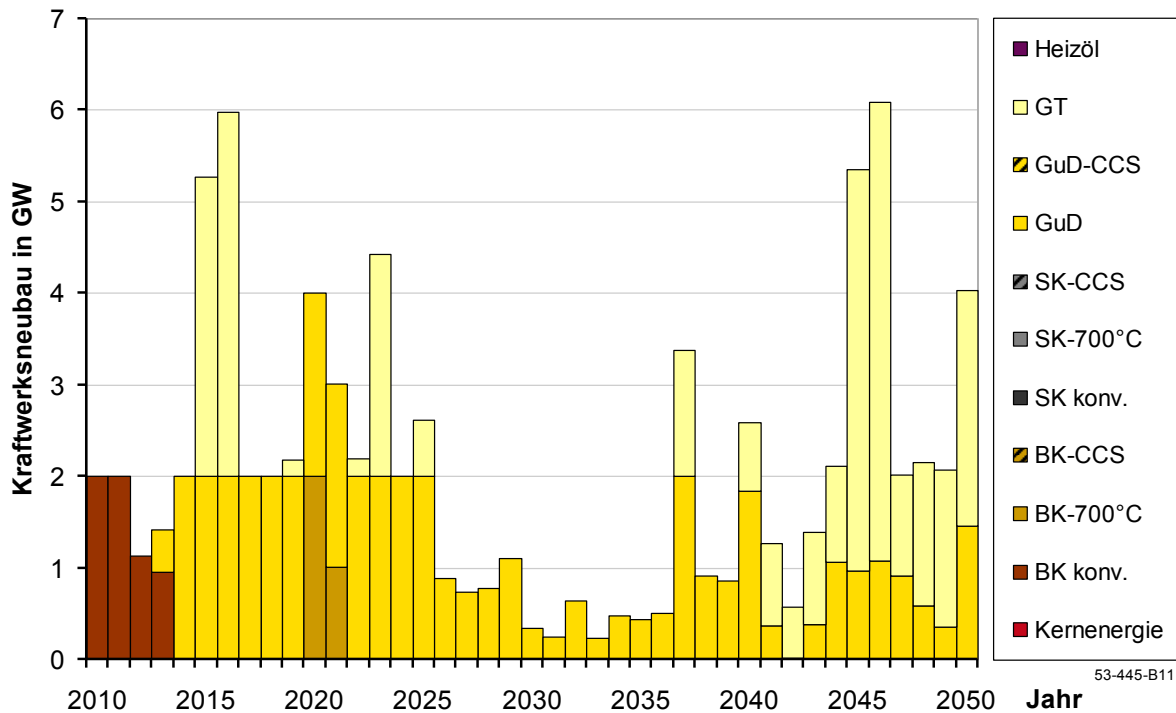
Auf den folgenden Seiten werden die wesentlichen Ergebnisse des Modells IMAKUS exemplarisch für das Szenario STANDARD dargestellt.

### 7.3 Zubau an Kraftwerken

Die im Teilmodell MOWIKA zugebauten Kraftwerke des Szenarios STANDARD sind in **Bild 7.1** dargestellt. Zunächst wird dabei in den ersten Jahren die konventionelle Braunkohle ausgebaut, wodurch günstige Grundlastkapazitäten für die wegfallende Kernenergie errichtet werden. Im folgenden Zeitraum wird nahezu ausschließlich auf Gaskraftwerke gesetzt. Die GuD-Kraftwerke stellen dabei aufgrund des steigenden Preises für CO<sub>2</sub>-Zertifikate die kostengünstigste Alternative dar. Gasturbinen werden in diesem Szenario hauptsächlich zur Bereitstellung von gesicherter Leistung zugebaut. Im Rahmen der Optimierung ist der Zubau dieser Technologie die günstigste Möglichkeit, die Nichtverfügbarkeit von EE und den hier annahmegemäß konservativ abgeschätzten Beitrag der Speicher zu kompensieren. Von der ab dem Jahr 2020 zur Verfügung stehenden 700 °C-Technologie werden im Bereich Braunkohle in etwa 3000 MW errichtet.

Auffallend ist der geringe Zubau an Kraftwerken zwischen den Jahren 2025 und 2035. Die wegfallende Kernenergie ist bereits vor 2025 durch den Neubau von Anlagen zu

kompensieren und der Ausbau der EE verringert den Kraftwerksbedarf. Ab dem Jahr 2035 erreichen verstärkt Kraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer. Beispielsweise fällt die Leistung der im Jahr 2015 gebauten Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke im Jahr 2045 weg und muss folglich durch erneuten Zubau ersetzt werden.

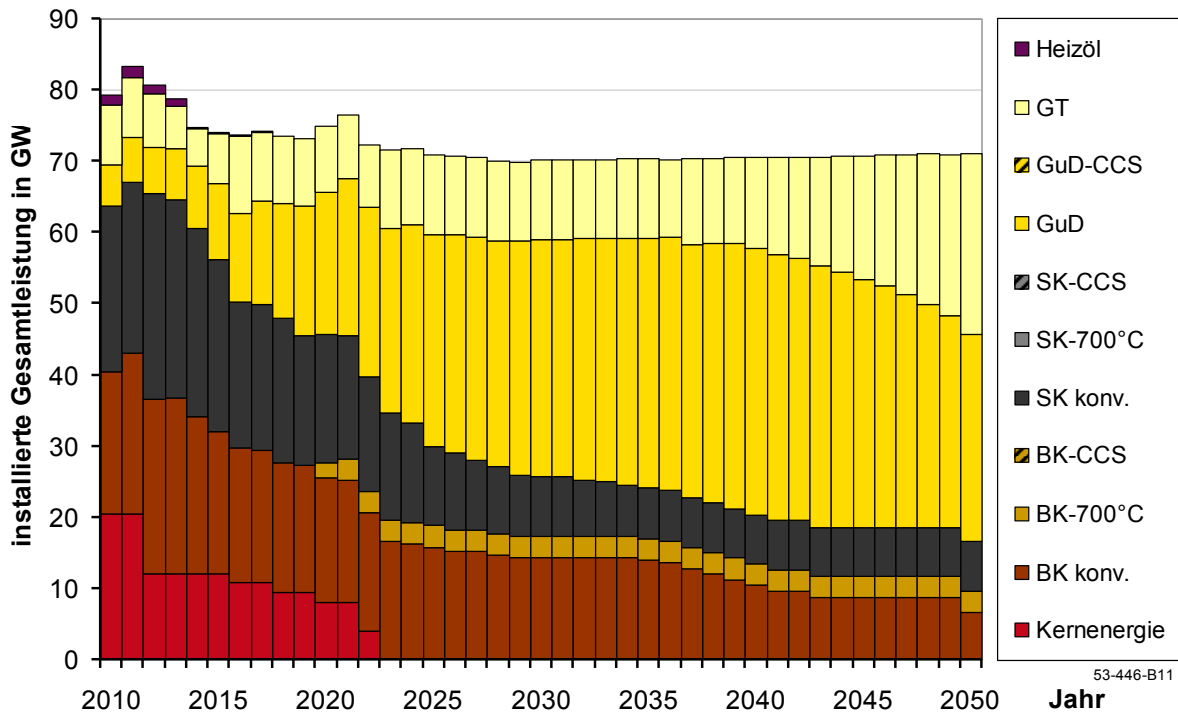


**Bild 7.1** Neu installierte Kraftwerkskapazität im Szenario STANDARD

#### 7.4 Entwicklung der installierten Leistung thermischer Kraftwerke

Die Gesamtentwicklung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke im Verlauf des Simulationszeitraums ist in **Bild 7.2** dargestellt. Trotz des umfangreichen Ausbaus an EE bis zum Jahr 2050 nimmt die für die geforderte Versorgungszuverlässigkeit notwendige Kraftwerksleistung nur unwesentlich ab. Das letzte Kernkraftwerk geht Ende des Jahres 2022 vom Netz. Im Rahmen der Optimierung werden keine Steinkohlekraftwerke zugebaut. Die sich derzeit im Bau befindlichen Anlagen stellen bis zum Ende des Simulationszeitraums Kapazität zur Verfügung. Ab dem Jahr 2040 ist ein Anstieg der installierten Gasturbinenleistung zur Sicherung der Systemzuverlässigkeit erkennbar. Etwa ab dem Jahr 2025 stellen die GuD-Kraftwerke den größten Anteil an installierter Kapazität bereit. Ab dem Jahr 2040 erhöht sich installierte Leistung der Gasturbinen bei gleichzeitiger Abnahme der Leistung der GuD-Kraftwerke.

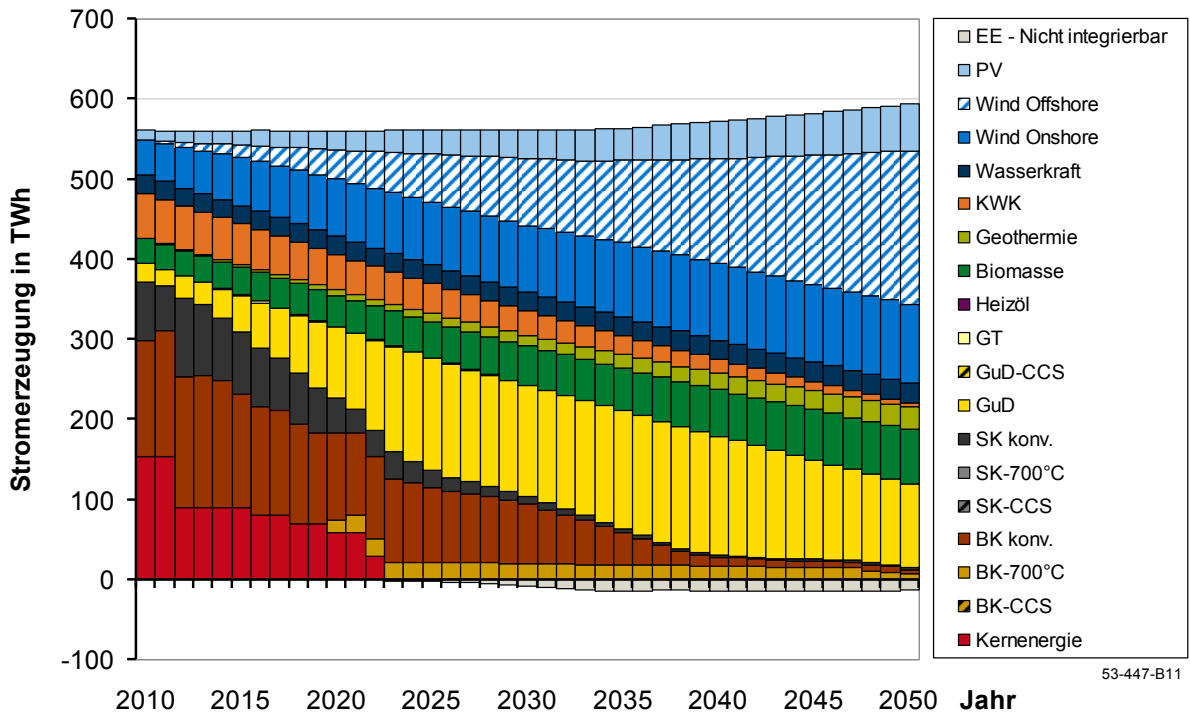
Die immer geringer werdende Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke aufgrund des hohen Anteils an EE verschiebt die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke in Richtung günstige Investitionskosten, was die Verlagerung von GuD-Kraftwerken zu Gasturbinen erklärt.



**Bild 7.2** Installierte Kraftwerkskapazität im Szenario STANDARD

### 7.5 Entwicklung der Stromerzeugung

Analog zur installierten Leistung zeigt **Bild 7.3** die Entwicklung der Stromerzeugung während des Simulationszeitraums.



**Bild 7.3** Stromerzeugung im Szenario STANDARD

Neben der Erzeugung aus frei disponierbaren thermischen Kraftwerken wird dabei auch das vorrangig ins Netz zu integrierende Angebot aus EE und KWK abgebildet. Zusätzlich ist im negativen Bereich die in diesem Szenario nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK dargestellt.

Trotz der unterstellten gleichbleibenden Nachfrage von 560 TWh nimmt die Summe aus thermisch erzeugtem Strom und verfügbarem Angebot aus EE und KWK auf knapp 600 TWh im Jahr 2050 zu. Es wird folglich deutlich mehr Strom erzeugt bzw. es steht mehr zur Verfügung, als eigentlich zur Deckung der Nachfrage notwendig wäre. Bilanzuell betrachtet wird die Summe aus Nachfrage, Speicherverlusten und dem nicht nutzbaren Angebot an gesetzter Einspeisung durch das Angebot aus EE und KWK sowie die Erzeugung der thermischen Kraftwerke gedeckt. Sowohl das nicht integrierbare Angebot aus EE und KWK (grau dargestellt) als auch die Speicherverluste steigen im Laufe des Betrachtungszeitraums an, was durch eine Erhöhung der thermischen Erzeugung kompensiert wird.

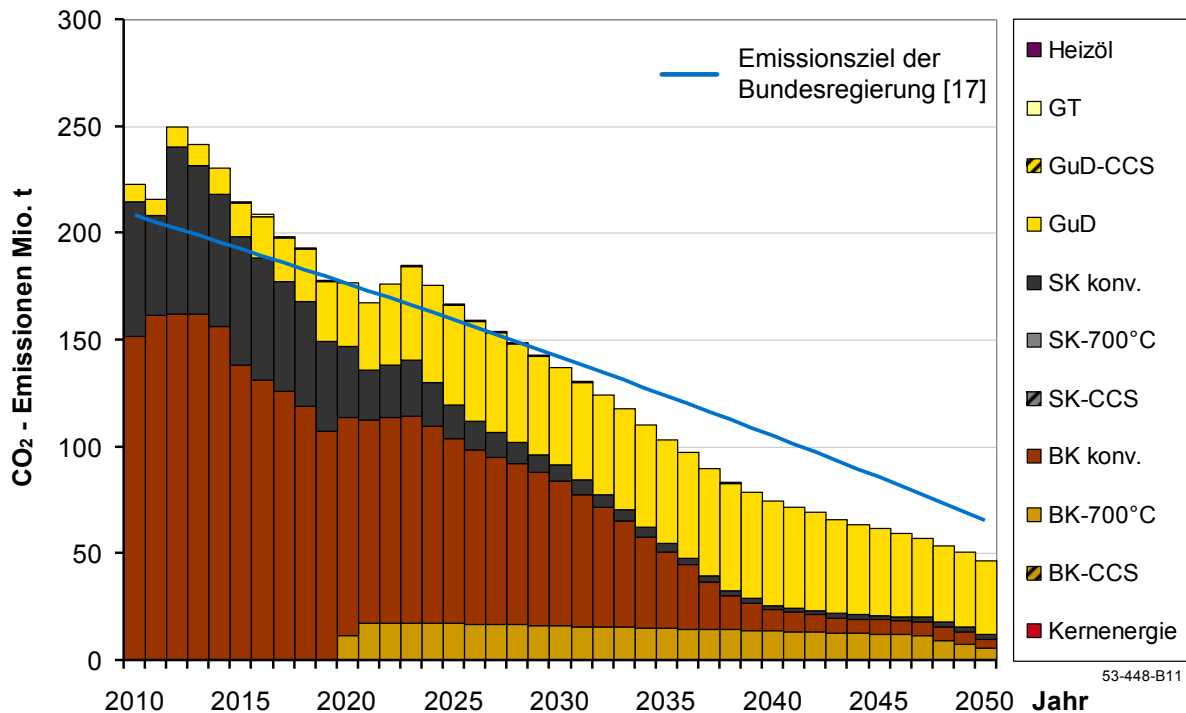
Im konventionellen Bereich der Kraftwerke nimmt die Erzeugung aus Erdgas stark zu. Die Kohle wird aufgrund der steigenden Zertifikatskosten immer weiter in den Hintergrund gedrängt, wobei die Erzeugung mit 700 °C-Braunkohlekraftwerken erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums stärker zurückgeht.

## 7.6 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Emissionen in den einzelnen Jahren hängen im Wesentlichen vom zu diesem Zeitpunkt bestehenden Kraftwerkspark ab. In **Bild 7.4** sind diese, aufgeteilt auf die jeweiligen Kraftwerkstypen, dargestellt. Die Bundesregierung formulierte das Ziel, die Emissionen um mindestens 80 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 zu reduzieren [17]. Auf die Stromerzeugung übertragen würde dieses Ziel mit der Annahme einer linearen Reduktion in etwa der blau dargestellten Linie entsprechen.

Insgesamt stellt sich bei der in den Rahmenbedingungen formulierten Preisentwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate eine Reduktion in entsprechender Größenordnung ein. Ab etwa 2030 werden die Vergleichswerte unterschritten. Der Ausstieg aus der Kernenergie führt zu zwei Bereichen mit kurzzeitig ansteigenden Emissionen. Die Emissionen werden bis etwa 2035 von der Nutzung der Braunkohle dominiert. Am Ende des Betrachtungszeitraums schlägt sich der hohe Gasanteil in der Stromproduktion auch in den Emissionen nieder.

Die Emissionen im Bereich der thermischen Kraftwerke nehmen proportional stärker ab als deren Beitrag zur Stromerzeugung. Für diese Entwicklung ist sowohl die verstärkte Verwendung des emissionsgünstigeren Brennstoffs Erdgas als auch die bessere Effizienz der neu gebauten Kraftwerke verantwortlich.



**Bild 7.4 CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario STANDARD**

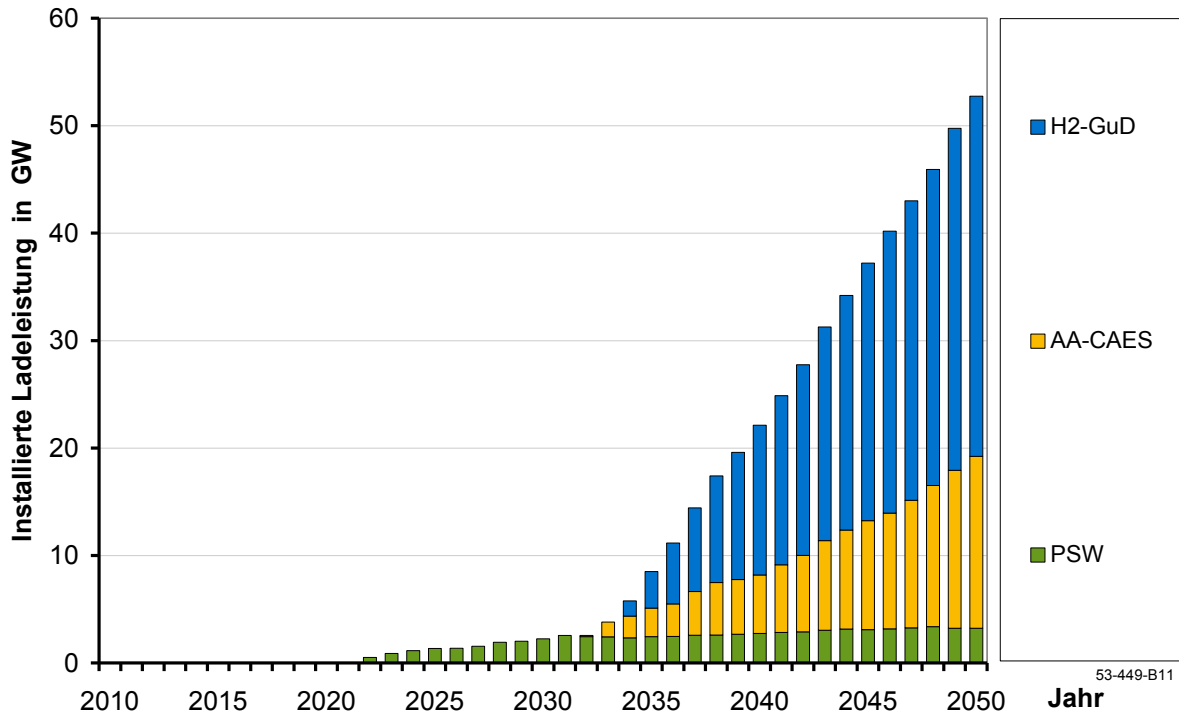
## 7.7 Ausbau der Speichertechnologien

In den folgenden Abschnitten wird der im Rahmen des Szenarios STANDARD ermittelte wirtschaftliche Zubau an Speichertechnologien dargestellt und erläutert. Die bestehenden Pumpspeicherwerke sind aus Gründen der Übersichtlichkeit in den jeweiligen Abbildungen nicht dargestellt.

### 7.7.1 Installierte Ladeleistung

In **Bild 7.5** ist die Leistung der im jeweiligen Jahr installierten Ladeeinheit in Abhängigkeit der installierten Technologie dargestellt.

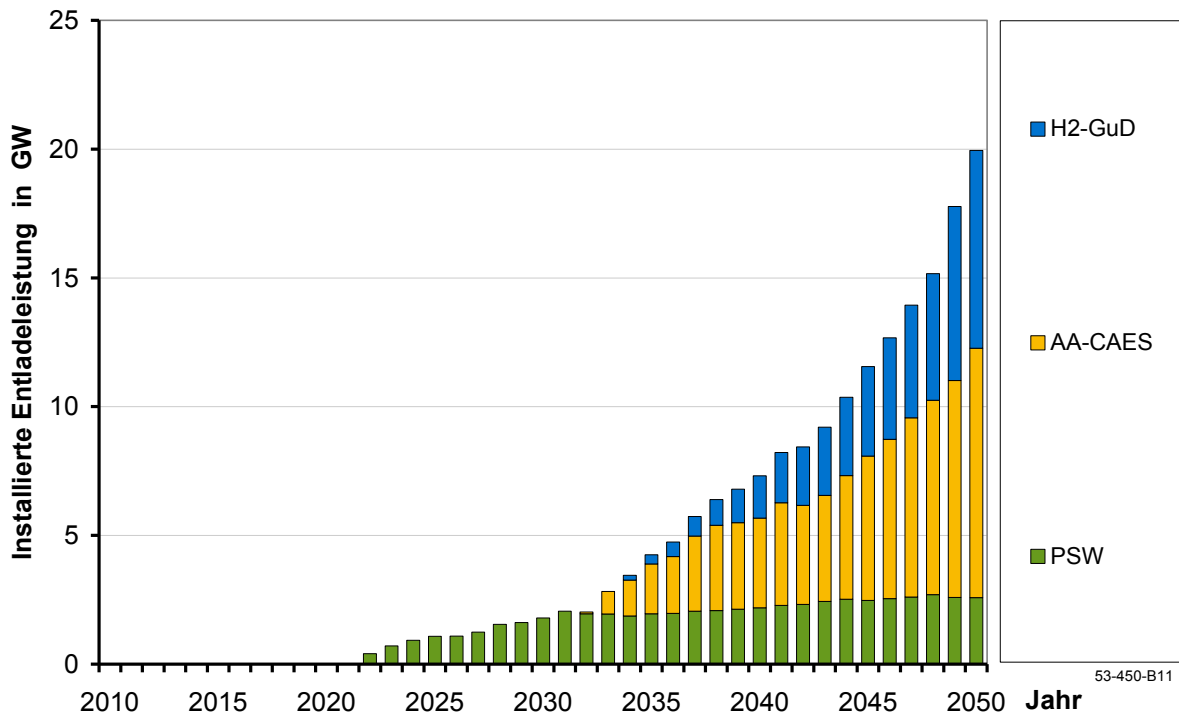
Unter den gegebenen Rahmenbedingungen erweist sich ein Zubau an Ladeleistung erst ab dem Jahr 2022 als wirtschaftlich sinnvoll. Zu diesem Zeitpunkt stehen annahmegemäß als einzige großtechnische Speichertechnologie PSW zur Verfügung. Bis zum Jahr 2032 wird deren Ladeleistung sukzessive erhöht. Ab 2033 bzw. 2034 werden auch AA-CAES und Wasserstoffspeicher gebaut. Die installierte Ladeleistung der PSW wird nicht weiter erhöht, was auf die beschränkte Speicherkapazität zurückzuführen ist. Eine höhere Leistung wäre unter diesen Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht sinnvoll. Der Ausbau an Ladeleistung entwickelt sich bei AA-CAES und Wasserstoffspeichern ab dem Jahr 2034 nahezu linear bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von etwa 16 GW bzw. 34 GW.



**Bild 7.5** Wirtschaftliches Potential an Ladeleistung im Szenario STANDARD

**7.7.2** Installierte Entladeleistung

Nahezu analog zu den Ladeleistungen entwickeln sich auch die installierten Entladeleistungen der Speichertechnologien, die in **Bild 7.6** dargestellt sind.



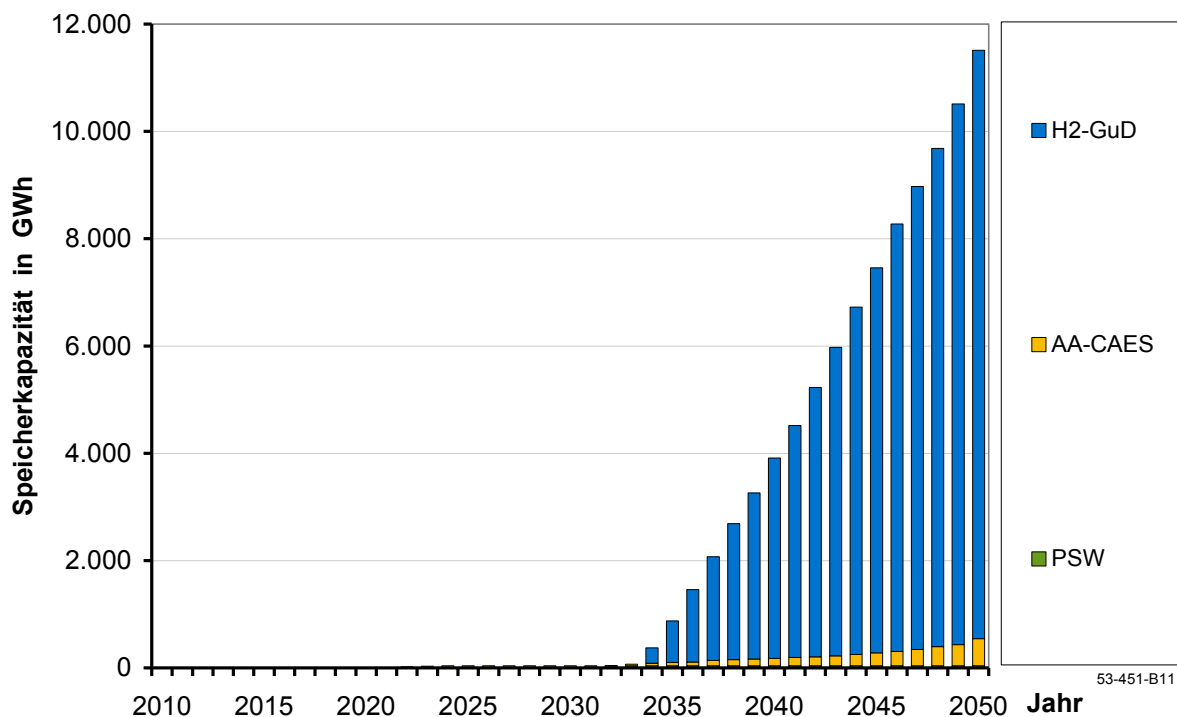
**Bild 7.6** Wirtschaftliches Potential an Entladeleistung im Szenario STANDARD



Insgesamt bewegt sich jedoch die Entladeleistung auf einem deutlich niedrigeren Niveau als die Ladeleistung. In Summe wird im Jahr 2050 etwa 20 GW Entladeleistung installiert, was in etwa 38 % der zugebauten Ladeleistung (ca. 53 GW) entspricht. Die Lade- und Entladeleistung bewegt sich bei PSW auf einer ähnlichen Größenordnung (2,5 bis 3 GW), was auch auf die in der Optimierung abgebildeten technischen Restriktionen zurückzuführen ist. Bei AA-CAES werden bis zum Jahr 2050 etwa 10 GW Entladeleistung zugebaut, was etwa 62 % der Ladeleistung entspricht. Beim Wasserstoffsystem fällt diese Leistung deutlich geringer aus. Sie beträgt etwa 7 GW und beträgt damit nur etwa 20 % der Ladeleistung. Eine wesentliche Ursache für dieses Ungleichgewicht ist der niedrige Nutzungsgrad der Wasserstoffspeicherung, der zu einer auf die Ladeenergie bezogenen geringen Entladeenergie führt. Für deren Abgabe ist folglich eine geringere Entladeleistung ausreichend bzw. eine hohe Leistung nicht wirtschaftlich.

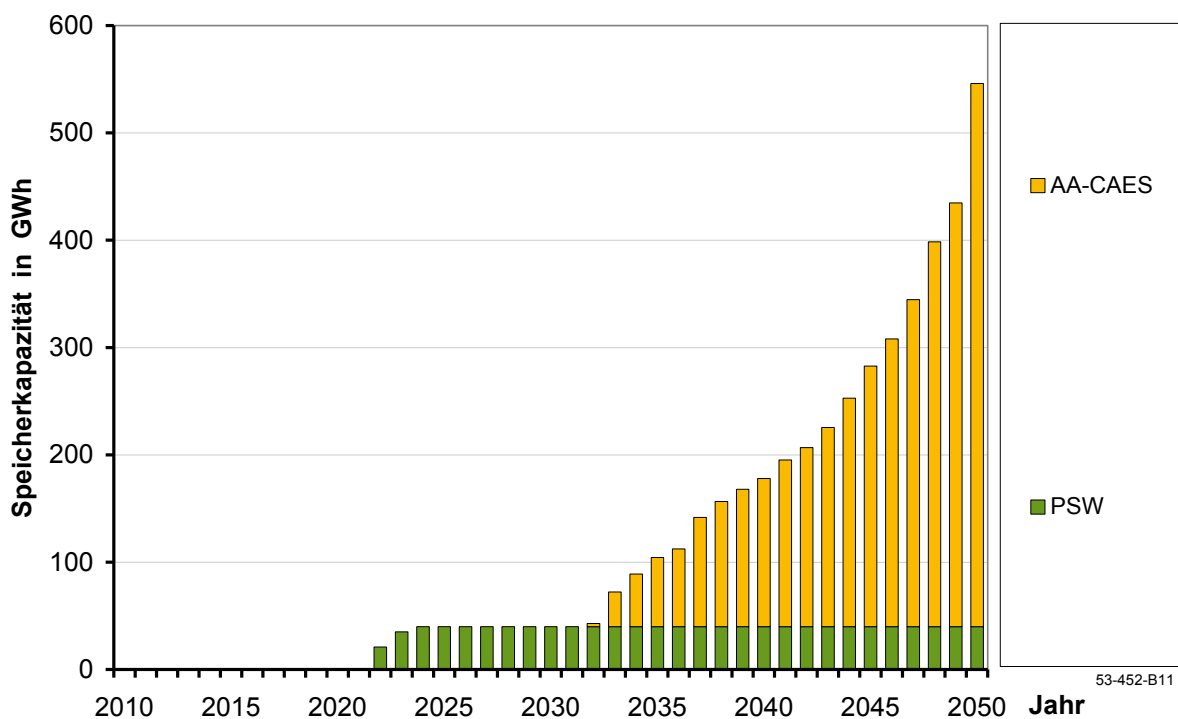
### 7.7.3 Installierte Speicherkapazität

Die im Laufe des Simulationszeitraums installierten Speicherkapazitäten der jeweiligen Technologien sind in **Bild 7.7** dargestellt. Aufgrund der besseren Darstellbarkeit werden die Kapazitäten von AA-CAES und PSW noch einmal gesondert in **Bild 7.8** ausgewiesen.



**Bild 7.7** Wirtschaftliches Potential an Speicherkapazität im Szenario STANDARD

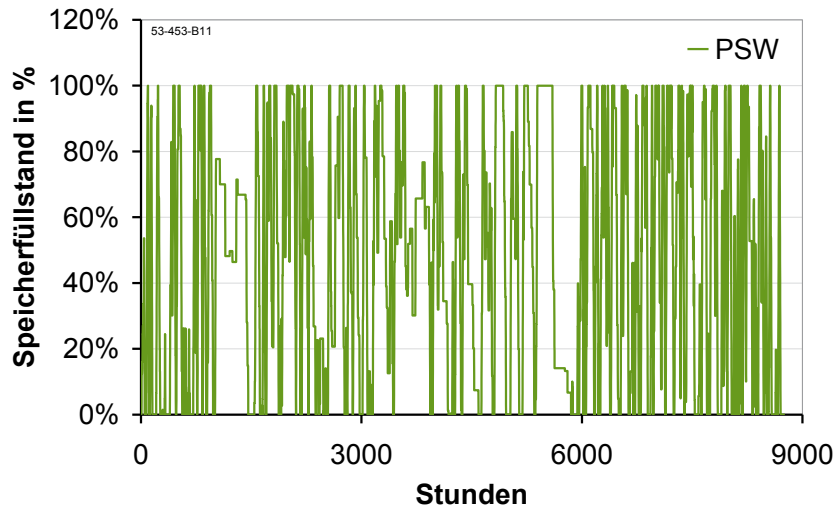
Wie bei den installierten Leistungen findet auch bei den Speicherkapazitäten ein signifikanter Zuwachs ab dem Jahr 2034 statt, welcher insbesondere bei der Wasserstoffspeicherung aber auch auf geringerem Niveau bei der AA-CAES-Technologie in Erscheinung tritt. Die in diesem Szenario maximal mögliche Ausbauspeicherkapazität bei PSW (40 GWh) wird bereits im Jahr 2024 ausgeschöpft. Im Jahr 2050 ist bei AA-CAES eine Speicherkapazität von ca. 500 GWh und bei der Wasserstoffspeicherung von etwa 11.000 GWh installiert. Bezogen auf die Entladeleistung und den zugrundeliegenden Wirkungsgrad würde dies einer Kapazität von etwa 35 Volllaststunden bei den AA-CAES und etwa 850 Volllaststunden bei der Wasserstoffspeicherung entsprechen.



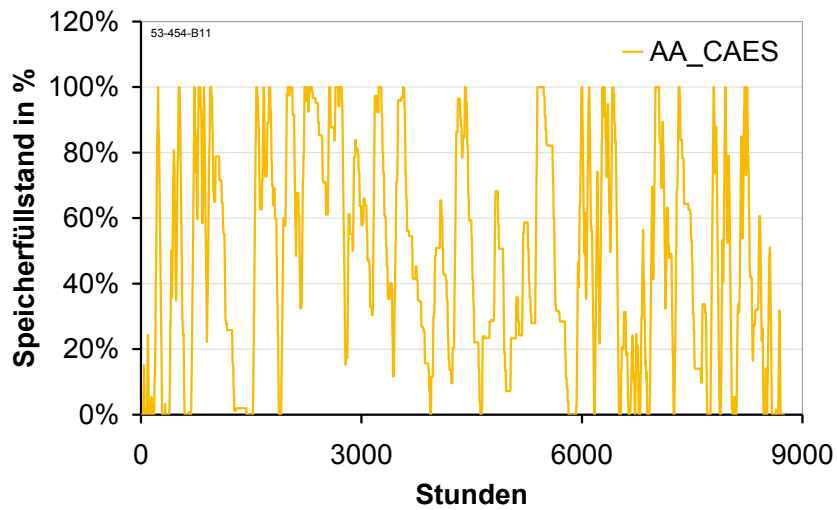
**Bild 7.8** Wirtschaftliches Potential an Speicherkapazität im Szenario STANDARD (detailliert)

Die geringen spezifischen Kosten der Speicherkapazität der Wasserstoffspeicherung führen zu diesem massiven Ausbau und weisen der Wasserstoffspeicherung – trotz der niedrigen Effizienz und der vergleichsweise hohen Kosten für Elektrolyse und Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerken – einen wirtschaftlichen Platz im Speicherportfolio zu. Bild 7.8 zeigt bei den AA-CAES eine ähnliche Form des Anstiegs an wirtschaftlich nutzbarer Speicherkapazität wie bei den Wasserstoffspeichern.

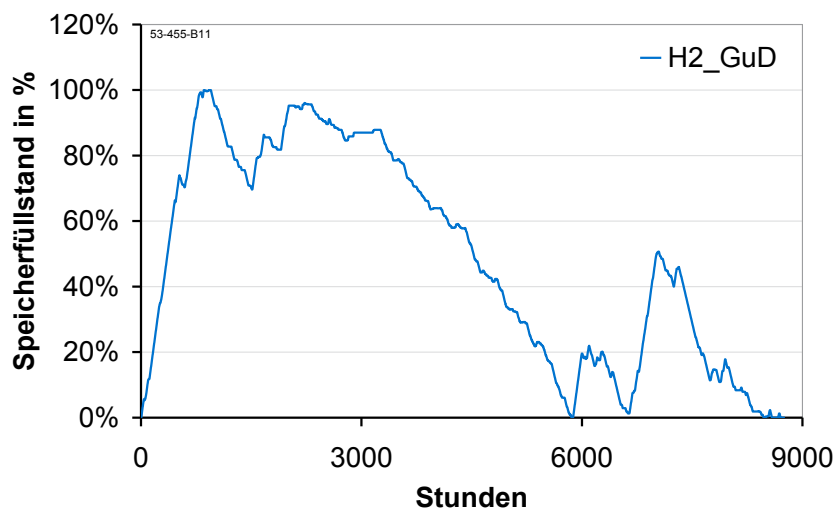
Die Betriebsweise der unterschiedlichen Speichertechnologien wird in **Bild 7.9**, **Bild 7.10** und **Bild 7.11** deutlich. Es zeigt den gespeicherten Energieinhalt der unterschiedlichen Technologien in Abhängigkeit der Zeit für das Jahr 2050. Die Energiemenge ist dabei normiert auf die installierte Speicherkapazität.



**Bild 7.9** Speicherfüllstand der PSW im Szenario STANDARD im Jahr 2050



**Bild 7.10** Speicherfüllstand der AA-CAES im Szenario STANDARD im Jahr 2050



**Bild 7.11** Speicherfüllstand der Wasserstoffspeicher im Szenario STANDARD im Jahr 2050

Die PSW zeigen die häufigsten Wechsel zwischen Laden und Entladen, was in der kurzen Aufeinanderfolge von leeren und vollen Speicherzuständen deutlich wird. Die Wechselhäufigkeit ist bei AA-CAES etwas geringer. Der Wasserstoffspeicher zeigt eindeutig den saisonalen Charakter der Speicherung. Im ersten Drittel des Jahres wird eingespeichert, im zweiten Drittel des Jahres wird der Speicher wieder entladen. Das große Speichervolumen lässt die Optimierung über einen großen Zeithorizont, also eine saisonale Speicherung zu.

Annahmegemäß sind die zugebauten Speicher zu Jahresbeginn leer. Die Optimierung führt auch jeweils zum Jahresende wieder zu vollständig entladenen Speichern, da eine verbleibende Restladung keine finanziellen Vorteile bringen würde. Insofern stimmt im Rahmen der getroffenen Annahmen die Energiebilanz der Speicher im Jahresverlauf. Theoretisch wäre auch denkbar, der Optimierung einen festen Start- bzw. Endwert für den Ladezustand über eine weitere Nebenbedingung vorzugeben.

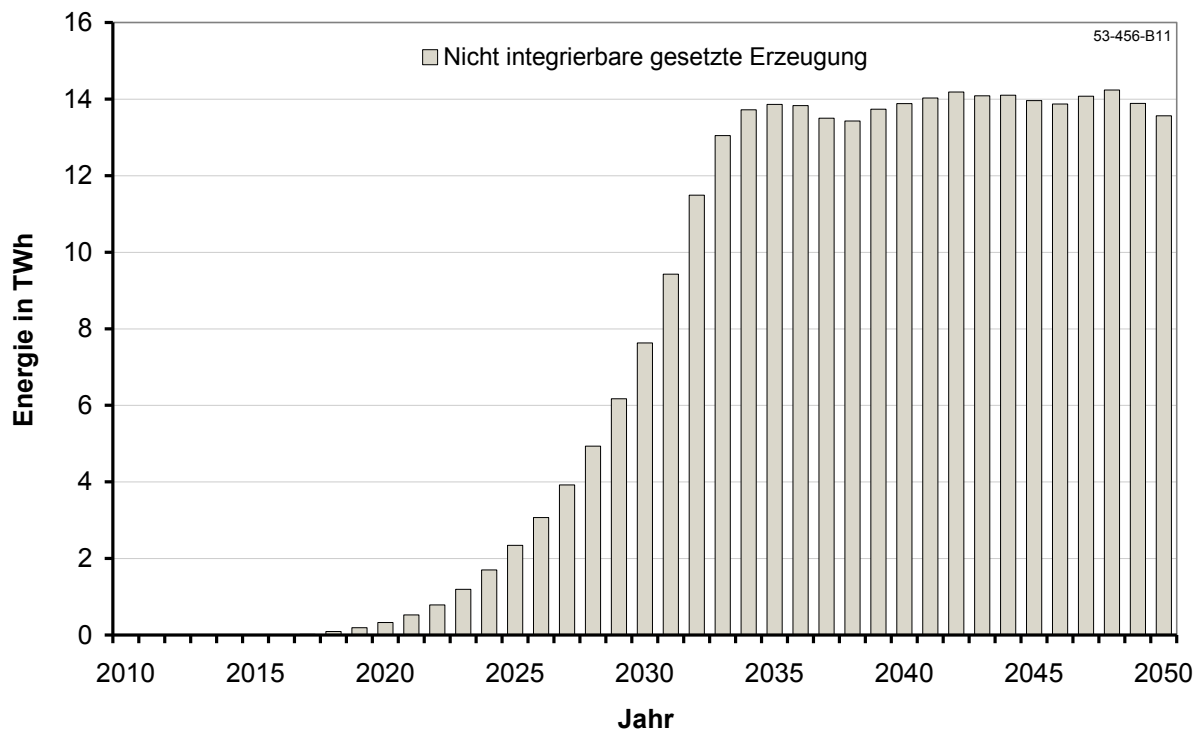
Eine sinnvolle Vorgabe ist dabei allerdings schwer vorherzusagen. Eine weitere Möglichkeit ist die Optimierung des Start- bzw. Endladezustands im Rahmen des Modells. Diese Variante zeigt jedoch einen deutlich steigenden Rechenzeitbedarf aufgrund der komplexeren Aufgabe. Im Rahmen dieser Arbeit wurde deshalb auf diese Variante verzichtet.

## 7.8 Nicht integrierbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK

Eine wirtschaftliche Optimierung des Speicherausbau führt in aller Regel zu keiner vollständigen Integration des Angebots aus EE und der KWK-Einspeisung. Mit wachsendem Speicherausbau nimmt die dadurch zusätzlich integrierbare Menge an Energie immer weiter ab, da zum einen die Substitutionsmöglichkeiten der teuren fossilen Kraftwerke immer geringer werden und zum anderen die Überschüsse an EE teilweise mit hohen Leistungen aber geringer Dauer auftreten. Für die Integration wären große Leistungen notwendig, die wiederum aber nur einen geringen Energieertrag liefern würden. Das wirtschaftliche Optimum ist dann erreicht, wenn für die zusätzliche Investition einer Geldeinheit in den Speicherausbau nur noch vermiedene Kosten kleiner dieser Geldeinheit gegenüberstehen.

In **Bild 7.12** ist die nicht wirtschaftlich integrierbare Erzeugung aus EE und KWK, also der eigentlich gesetzten Einspeisung für das STANDARD-Szenario dargestellt. Zunächst tritt dabei keine nicht integrierbare Energie auf, was auf die in diesen Jahren noch relativ geringe Erzeugung aus EE zurückzuführen ist. Die bestehenden Speicher reichen für diese Aufgabe aus und für den Ausbau besteht noch keine wirtschaftliche Grundlage. Ab dem Jahr 2018 tritt nicht integrierbare Energie auf, welche anschließend bis 2034 stark auf etwa 14 TWh ansteigt. Der im Jahr 2022 beginnende Ausbau an

PSW ist nicht sichtbar. Trotz des Anstiegs der nicht integrierbaren Energie ist der Zubau von AA-CAES und Wasserstoffspeichern erst ab 2033 bzw. 2034 wirtschaftlich sinnvoll. Ab dem Jahr 2035 bleibt die jährlich nicht integrierbare Energiemenge aus EE und KWK auf einem konstanten Niveau von etwa 14 TWh pro Jahr. Der Zubau von AA-CAES und Wasserstoffspeichern ab dem Jahr 2034 ist demzufolge in der Lage, den durch den Ausbau der EE verursachten Zuwachs an überschüssiger Erzeugung bis auf einen bleibenden Restbetrag zu integrieren.



**Bild 7.12 Nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK im Szenario STANDARD**

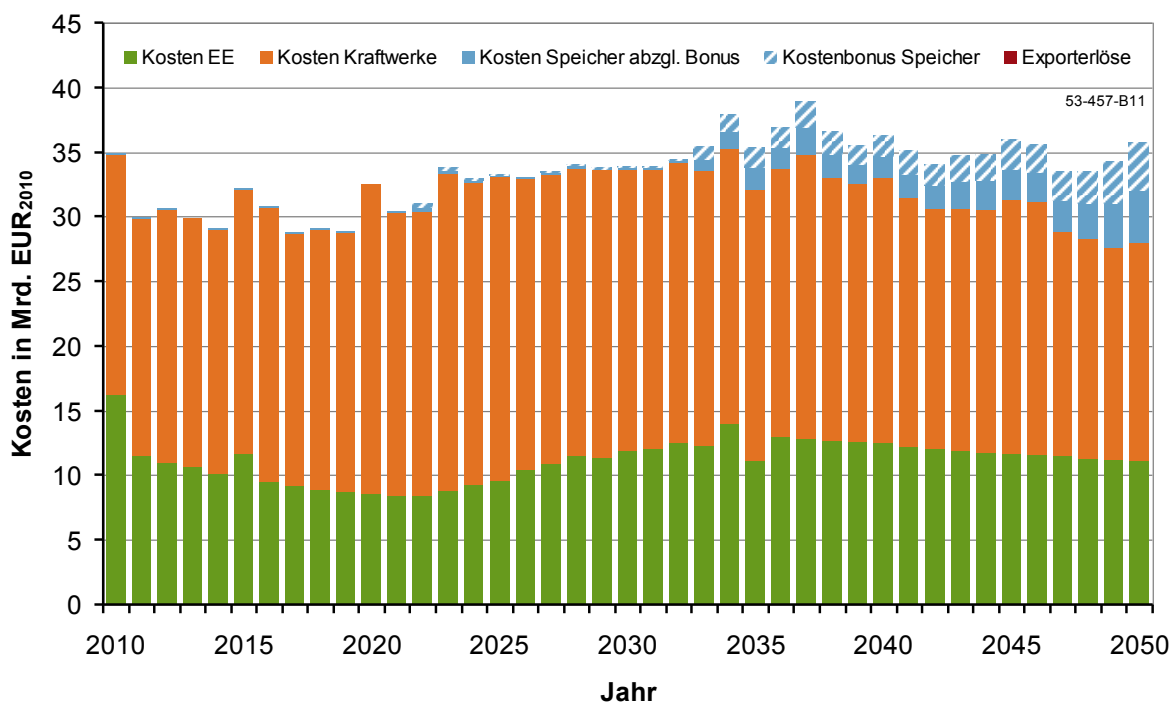
## 7.9 Entwicklung der Kosten für die Strombereitstellung

Die während des Simulationszeitraums anfallenden Kosten des reinen Erzeugungssystems sind in **Bild 7.13** ausgewiesen. Vereinfachend werden für diese Darstellung die Investitionskosten für Kraftwerke, Speicher und EE-Anlagen vollständig im ersten Betriebsjahr angerechnet. Betriebskosten und sonstige Fixkosten fallen jährlich an, Abrißkosten im Jahr nach dem letzten Betriebsjahr. Bei den EE-Anlagen wird von einer Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen. Die Altersstruktur der bestehenden Anlagen wurde aus [14] berechnet. Die Preisprognosen für die entsprechenden Technologien sind aus [10] entnommen. Alle Kosten sind in EUR des Jahres 2010 angegeben.

Die Investitionsaufwendungen für die EE-Anlagen bewegen sich in einem Bereich um 10 bis 12 Mrd. EUR pro Jahr. Die hohen Kosten im Jahr 2010 resultieren aus der hohen Anzahl installierter PV-Anlagen. Die Wellenform begründet sich aus dem unterschiedlichen Bedarf an Reinvestitionen aufgrund des Endes der Lebensdauer von Altanlagen.

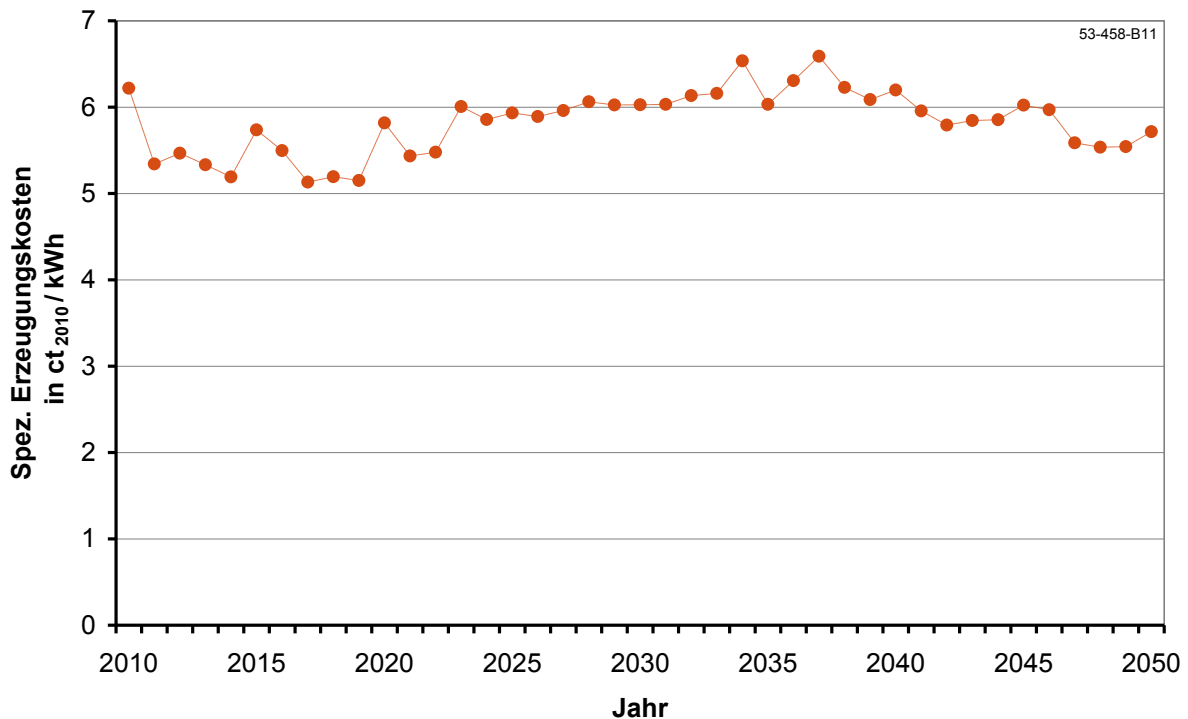
Insgesamt führt die angenommene Kostendegression bei den Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung trotz des wachsenden Investitionsbedarfs nicht zu steigenden Kosten. Auch bei den Kosten für die Kraftwerke zeigt sich ein recht homogener Kostenverlauf. In diesem Fall stehen den steigenden spezifischen Betriebskosten aufgrund höherer Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise die sinkende Produktionsmenge und der Ausbau von kostengünstigeren Gaskraftwerken gegenüber. Ab 2035 ist ein Rückgang der Kraftwerkskosten deutlich erkennbar. Die Kosten für die Speicherung treten erst ab 2033 signifikant in Erscheinung und steigen von etwa 2 Mrd. EUR auf gut 7 Mrd. EUR im Jahr 2050 an. Die schraffierten Bereiche markieren dabei den gewährten Kostenbonus, welcher über die im Modell nicht abgebildeten Märkte erlöst werden muss (vgl. Kapitel 7.2).

Die jährlichen Gesamtkosten für das Erzeugungssystem plus Speicher bewegen sich grob zwischen 30 und 35 Mrd. EUR. Die gewählten Rahmenbedingungen und Annahmen für das STANDARD-Szenario führen folglich zu keiner wesentlichen Kostensteigerung der Stromerzeugung.



**Bild 7.13** Jährliche Kosten für das Erzeugungssystem im Szenario STANDARD

Werden die anfallenden Kosten auf den in den Szenarien angenommenen Bedarf von 560 TWh bezogen, ergeben sich die spezifischen Erzeugungskosten. **Bild 7.14** zeigt die Entwicklung dieser Kosten über den Betrachtungszeitraum. In der ersten Hälfte des Zeitraums schwanken die Kosten – abgesehen vom Wert des Jahres 2010 – zwischen 5 und 6 ct/kWh, in der zweiten Hälfte zwischen 5,5 und 6,5 ct/kWh.



**Bild 7.14** Spezifische Erzeugungskosten im Szenario STANDARD

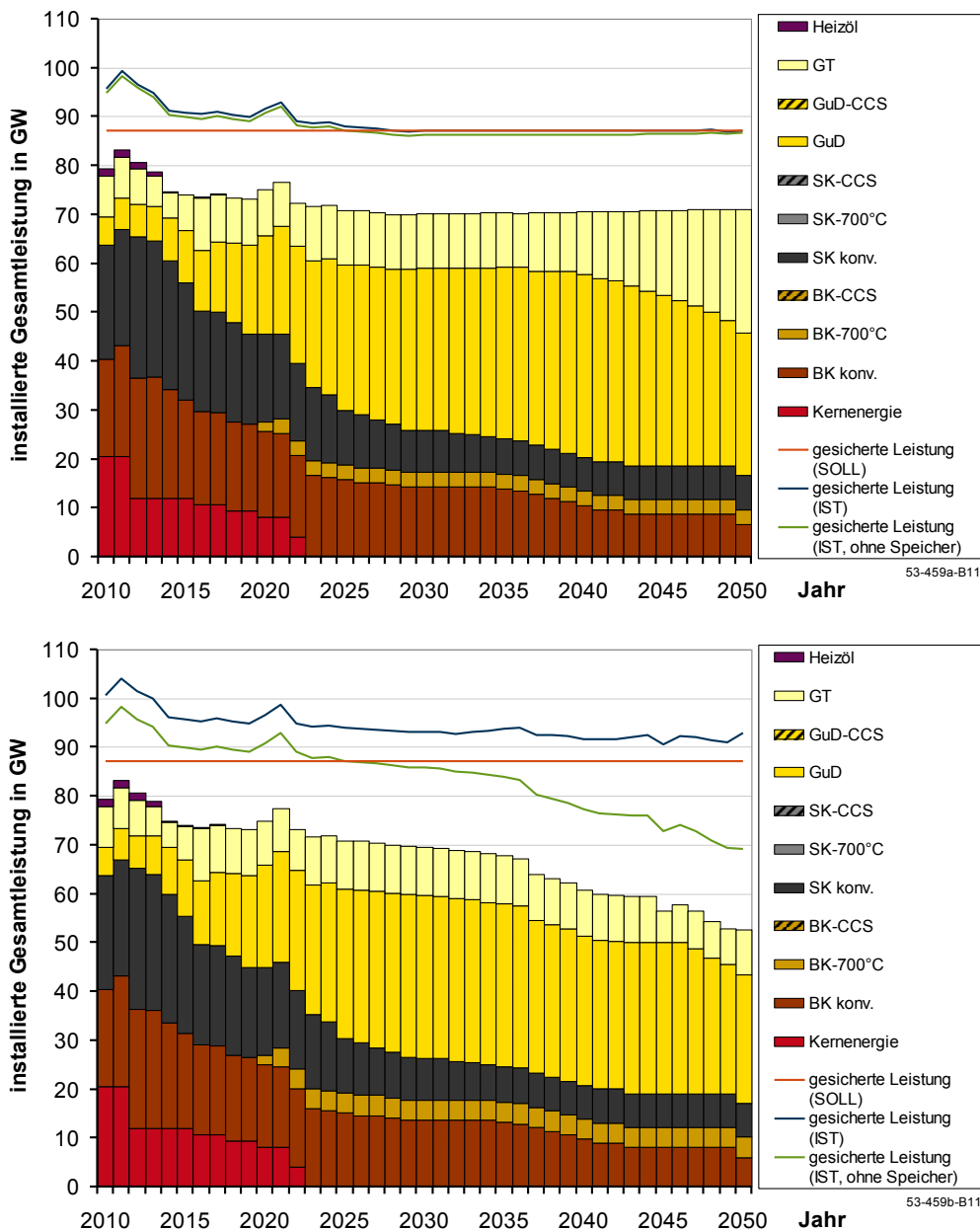
### 7.10 Einfluss der Behandlung der Zuverlässigkeit von Speichern

Im Kapitel 4.5 über das Teilmodell MOGLIE wurden die methodischen Schwierigkeiten bei der Bewertung des Beitrags von Speichern zur gesicherten Leistung eines Erzeugungssystems erläutert. Im STANDARD-Szenario wurde die konservative Abschätzung vorgenommen. In diesem Fall wird ein nicht prognostizierbarer Eintritt der Jahreshöchstlast unterstellt und demzufolge die Fähigkeit der Leistungsbereitstellung der Speicher für alle Zeitpunkte statistisch ausgewertet.

Für die Ermittlung der Auswirkung dieser Annahme wird zum Vergleich das Szenario STANDARD erneut mit einer optimistischen Abschätzung des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung durchgeführt. Dabei wird von einer planbaren Jahreshöchstlast ausgegangen, die somit eine Anpassung des Speicherbetriebs erlaubt. In diesem Fall können alle Speicher zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast Leistung abgeben und somit zur gesicherten Leistung beitragen. Sie werden demzufolge in dieser Variante wie Kraftwerke behandelt, die nur über eine technische Verfügbarkeit charakterisiert werden und auf Anforderung Leistung abgeben können.

In **Bild 7.15** sind die Entwicklungen der installierten Kraftwerksleistung für die Szenarien STANDARD mit konservativer (oben) und optimistischer (unten) Abschätzung gegenübergestellt. Die einzelnen Linien markieren den Zugewinn an gesicherter Leistung durch die jeweilige Einspeisekategorie, wobei die rote Linie den festgelegten Sollwert darstellt. Der Beitrag der Speicher (Differenz zwischen gesicherter Leistung IST und

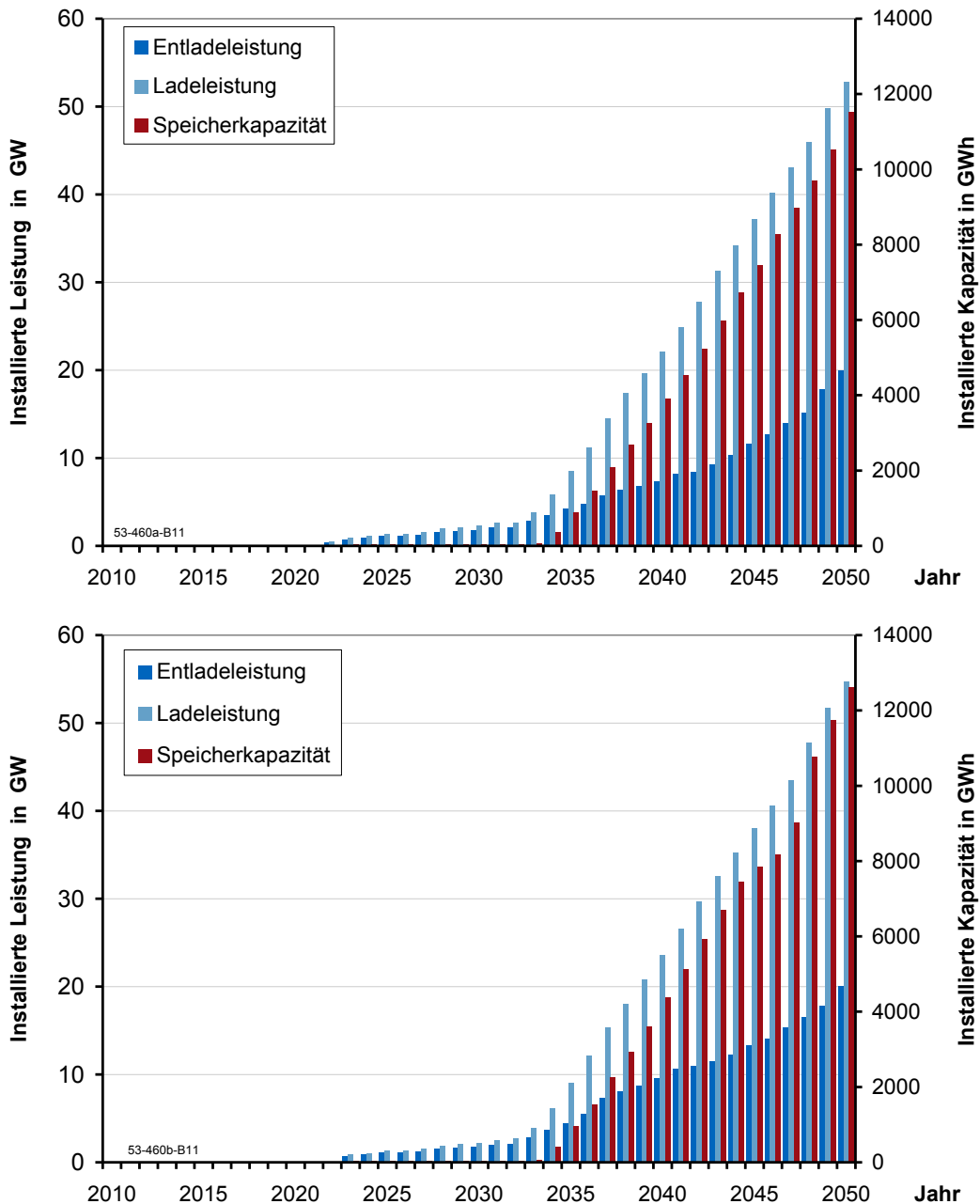
gesicherter Leistung IST ohne Speicher) ist bei konservativer Abschätzung sehr gering, wohingegen sich der Speicherzubaue im optimistischen Fall deutlich auf die gesicherte Leistung niederschlägt. Bei gleichem Sollwert ist folglich im Umkehrschluss weniger Kraftwerksleistung zur Absicherung der Versorgungszuverlässigkeit notwendig, was durch den wesentlich geringeren Ausbau an Gasturbinen deutlich wird. Die Auswirkungen auf die übrigen Kraftwerkstechnologien sind hingegen nur marginal und ursächlich in der geringeren insgesamt notwendigen thermischen Kraftwerksleistung begründet. Dies führt zu einer leicht veränderten Investitionstätigkeit im Kraftwerksbereich.



**Bild 7.15 Vergleich des Kraftwerksausbaus der Szenarien STANDARD mit konservativer (oben) und optimistischer (unten) Einschätzung des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung**



Die Auswirkungen auf den Speicherausbau sind für beide Szenarien in **Bild 7.16** dargestellt. Die einzelnen Parameter der unterschiedlichen Speichertechnologien sind dabei summiert abgebildet. Die grundsätzliche Ausbaustrategie bleibt erhalten, wobei bei allen drei optimierten Speicherparametern ein leicht höherer Ausbau bei optimistischer Annahme des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung zu beobachten ist, was als Reaktion auf den unterschiedlichen Kraftwerkspark gedeutet werden kann.



**Bild 7.16** Vergleich des Speicherausbaus der Szenarien STANDARD mit konservativer (oben) und optimistischer (unten) Einschätzung des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung

## 8 Parametervariationen

In diesem Kapitel werden verschiedene Untersuchungen mit geringfügig veränderten Rahmenannahmen anhand von Parametervariationen untersucht und mit dem genauer beschriebenen Ausgangspunkt (Szenario STANDARD) verglichen. Folgende Bereiche sollen dabei diskutiert werden:

- Investitionsbedingungen für Speicher
- Rahmenvorgaben für den Kraftwerksausbau
- Berücksichtigung einer Mindestproduktion aus thermischen Kraftwerken
- Konkurrenzsituation Speicherung vs. Export
- Technologische Beschränkungen beim Speicherausbau

**Bild 8.1** zeigt zusammenfassend die im Rahmen dieser Arbeit veränderten Parameter und die entsprechenden Untersuchungen.

53-444-B11 <b>Parametervariation</b>	50 % Speicherbonus	ohne Speicherausbau	ohne Speicherbonus	vollständige Integration EE und 50 % Speicherbonus	Gas und Kohle, kein CCS, Ausstieg Kernenergie	Gas und Kohle, mit CCS, Ausstieg Kernenergie	nur Gas, kein CCS, Ausstieg Kernenergie	Gas und Kohle, kein CCS, Laufzeitverlängerung (LZV)	ohne Socket	Socket thermisch 5 GW	Socket thermisch 10 GW	kein Export	Export max. 5 GW für 5 EUR je MWh	Export max. 10 GW für 5 EUR je MWh	PSW-Zubaukapazität- max. 40 GWh	ohne PSW-Grenze	ohne H <sub>2</sub> -Speicher und max. 40 GWh PSW	ohne AA-CAES und max. 40 GWh PSW	ohne PSW
	<b>STANDARD</b>	X				X				X			X			X			
Behandlung Speicherausbau		X			X				X			X			X				
			X		X				X			X			X				
				X	X				X			X			X				
Optionen Kraftwerkspark	X					X			X			X			X				
	X						X		X			X			X				
	X							X	X			X			X				
Thermischer Erzeugungssocket	X				X					X		X			X				
	X				X					X		X			X				
Exportoption	X				X				X				X		X				
	X				X				X					X	X				
Beschränkungen im Speicherausbau	X				X				X			X				X			
	X				X				X			X					X		
	X				X				X			X						X	
	X				X				X			X							X

**Bild 8.1** Parametervariation des Beispielszenarios STANDARD

Die Ergebnisse sollen grundsätzliche Erkenntnisse über die Abhängigkeit des Speicherausbaus von unterschiedlichen Entwicklungen im Bereich der Stromerzeugung liefern. Bei der Parametervariation wird ausgehend von Szenario STANDARD jeweils nur ein charakteristischer Parameter oder eine Rahmenbedingung variiert, um somit die Unterschiede in den Ergebnissen und deren ursächlichen Zusammenhänge eindeutig zuordnen zu können.

### **8.1 Variation der Investitionsbedingungen für Speicher**

Das wirtschaftliche Potential für Speichertechnologien hängt in hohem Maße von den Erlösmöglichkeiten dieser Anlagen ab. Neben Peak-Shaving und der Integration von EE können auch die Einnahmen am Markt für Systemdienstleistungen eine wesentliche Rolle spielen. Letztere sind nicht innerhalb des Modells abgebildet und können vereinfacht mit Hilfe einer Parametervariation analysiert werden, welche die möglichen Einnahmen über reduzierte Investitionskosten abbildet. Im Szenario STANDARD beträgt dieser Kostenbonus annahmegemäß 50 % der Investitionssumme (Kapitel 7.2).

Zunächst wird in einer Variation kein weiterer Speicherausbau über die bereits bestehenden Pumpspeicherkapazitäten hinaus zugelassen. Aus den Ergebnissen kann die zusätzliche Integrationsfähigkeit durch den Ausbau an Speichern abgeleitet werden.

In einer weiteren Variante wird der Investitionskostenzuschuss, welcher die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen abbilden soll, nicht gewährt. Die entstehenden Kosten für die Speicherung müssen somit komplett innerhalb des Modells durch Peak-Shaving bzw. Integration von EE erwirtschaftet werden. In diesem Grenzfall werden folglich annahmegemäß keine Einnahmen durch die Vermarktung von Systemdienstleistungen unterstellt.

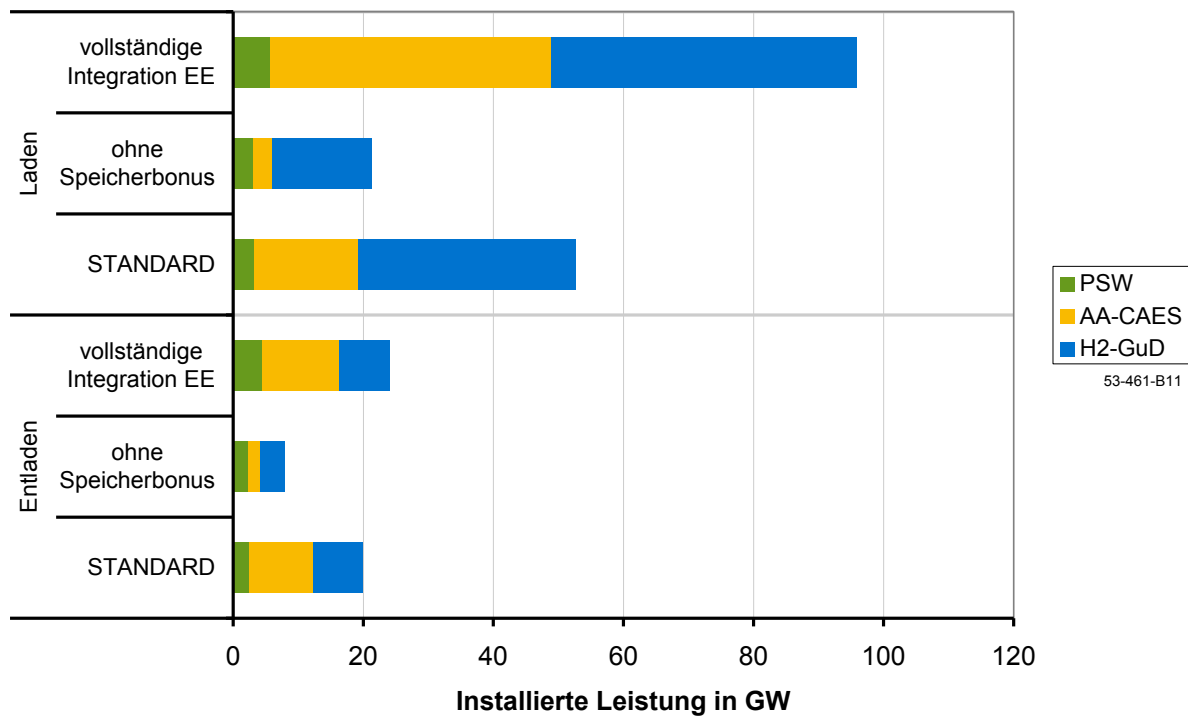
Alle bisherigen Varianten orientieren sich ausschließlich an wirtschaftlichen Kriterien. Daneben wäre als zusätzliche Zielvorgabe die vollständige Integration des Angebots an EE bzw. KWK als Rahmenbedingung denkbar. In einer weiteren Variante soll diese Zielsetzung möglichst kostengünstig realisiert werden. Analog zum STANDARD-Szenario wird auch dabei nur die halbe Umlage der Investitionskosten angenommen.

#### **8.1.1 Ausbau der Speicher im Jahr 2050**

Die Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen auf den Speicherausbau werden in den folgenden beiden Diagrammen dargestellt.

In **Bild 8.2** ist die installierte Leistung für die Lade- und Entladeeinheit des jeweiligen Speichertyps der drei betrachteten Varianten mit Speicherausbau für das Jahr 2050 abgebildet. Bei nicht gewährtem Bonus zu den Speicherinvestitionen führt die volle Anrechnung der Investitionskosten zu einem gegenüber dem STANDARD-Szenario

deutlich geringeren Ausbau. Die insgesamt installierte Entladeleistung beträgt etwa 8 GW, was knapp der Hälfte der zugebauten Menge im STANDARD-Fall mit 50 % Zuschuss entspricht. Ebenso wird eine deutlich geringere Menge von etwa 21 GW an Ladeleistung installiert. Auf den Ausbau der PSW hat die Änderung der angesetzten Kosten keine Auswirkung, bei den beiden anderen Technologien sinkt der Zubau, wobei der Rückgang bei den AA-CAES prozentual höher ausfällt.



**Bild 8.2 Investitionsbedingungen Speicher – Lade- und Entladeleistung**

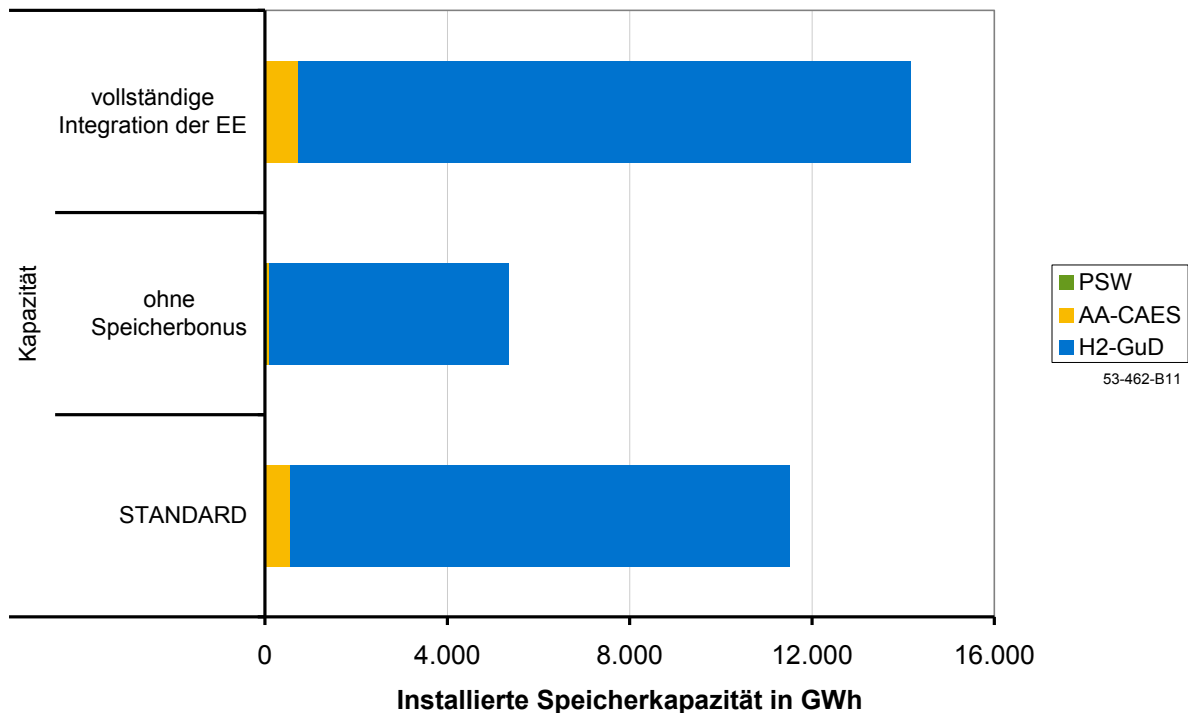
Analog zu den Leistungen ist die installierte Speicherkapazität ebenfalls um etwa die Hälfte geringer (**Bild 8.3**). Auch hier ist bei den PSW kein und bei den AA-CAES der stärkste Rückgang festzustellen.

Die höheren Kosten für die Speichertechnologien bei nicht gewährtem Bonus führen zu einem geringeren Ausbau gegenüber dem Szenario STANDARD, da die Wirtschaftlichkeitsgrenze deutlich früher erreicht wird. Der Bereich, in dem weitere Zubaukosten zu einer Kostenreduzierung des Systems durch Peak-Shaving und die Integration von regenerativen Energien führen, ist deutlich kleiner, da jede zugebaute Einheit der Speichertechnologie kostenseitig voll angerechnet wird. Beim Zubau der AA-CAES schlägt dieser Effekt am stärksten zu Buche. Die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie basiert in dieser Variante auf der Substitution einer möglichst teuren konventionellen Erzeugung.

Gegenüber den PSW sind AA-CAES jedoch aufgrund der geringeren Effizienz bei vergleichbaren Investitionskosten benachteiligt. Der Ausbau an PSW ist folglich kaum betroffen. Die Wasserstoffspeicherung besitzt aufgrund der günstig zu realisierenden ho-

hen Speicherkapazität über einen zeitlich deutlich größeren Aktionsradius. Sie ist deshalb in der Lage, auch zeitlich weit auseinander liegende günstige Speicherkonditionen – z. B. saisonale Effekte – zu nutzen. Im Vergleich zu den AA-CAES fällt deshalb der Rückgang an wirtschaftlichem Speicherpotential bei voller Anrechnung der Investitionskosten geringer aus.

Die Forderung nach vollständiger Integration der EE führt gegenüber der STANDARD-Variante erwartungsgemäß zu einem stärkeren Ausbau an Speichertechnologien. Besonders deutlich wird dies im Bereich der Ladeleistung, die aufgrund der notwendigen Einspeicherung hoher Leistungsspitzen der EE deutlich erhöht werden muss. Bei den PSW ist aufgrund der begrenzten Speicherkapazität eine Erhöhung der Leistung nur in geringem Umfang sinnvoll. Die Ladeleistung der AA-CAES beträgt im Jahr 2050 ca. 43 GW und jene der Wasserstoffspeicher etwa 47 GW. In Summe muss eine Ladeleistung von etwa 96 GW zugebaut werden.



**Bild 8.3 Investitionsbedingungen Speicher – Speicherkapazität**

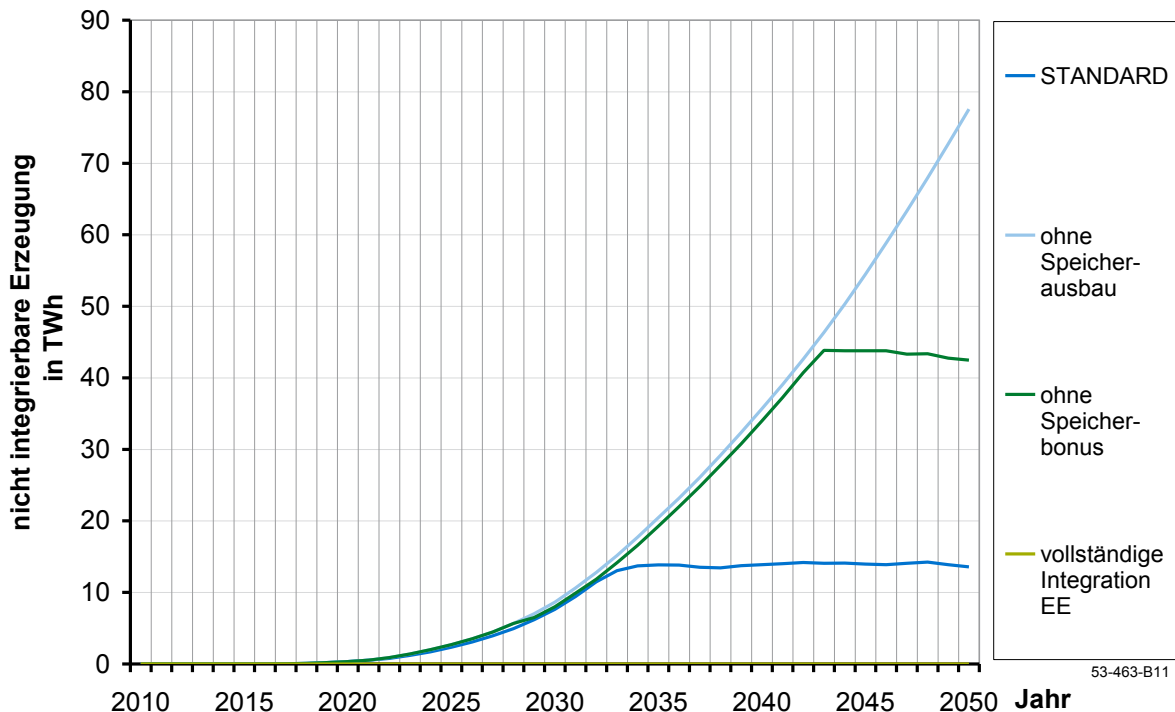
Die Auswirkungen auf die installierten Entladeleistungen sind deutlich geringer, da die Forderung nach vollständiger Integration Erzeugungsspitzen mit hoher Leistung aber vergleichsweise geringer Energiemenge zusätzlich integrieren muss. Für den Entladeprozess reicht deshalb eine geringe Erhöhung der Leistung aus. Sie fällt mit etwa 24 GW in Summe gegenüber dem Szenario STANDARD um etwa 20 % höher aus.

Die notwendige Kapazitätserhöhung zur vollständigen Integration der Erzeugung aus EE fällt moderat aus. Mit etwa 14 TWh liegt sie um knapp 3 TWh über dem Vergleichs-

fall STANDARD, wobei der Zuwachs bei den AA-CAES ca. 0,2 TWh und bei den Wasserstoffspeichern ca. 2,5 TWh beträgt.

### 8.1.2 Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung

In **Bild 8.4** ist die Entwicklung der nicht integrierbaren Erzeugung aus dem Angebot an erneuerbarem Strom und KWK über den Betrachtungszeitraum dargestellt. Bei einem unterstellten Verzicht auf weiteren Speicherausbau ist erwartungsgemäß die nicht integrierbare Energiemenge am höchsten. Bei der Variante mit vollständiger Integration an EE ist diese während des gesamten Betrachtungszeitraums gemäß der Anforderung null. Abgesehen von der Variante mit vollständiger Integration verläuft die nicht integrierbare Energiemenge bis 2033 bei allen Szenarien auf einem ähnlichen Niveau. Bis zu diesem Zeitpunkt hat ein erlaubter Pumpspeicherausbau gegenüber der Variante ohne Speicherzubau demzufolge nur geringe Auswirkungen auf die nicht integrierbare Energiemenge. Mit Beginn des Ausbaus der Wasserstoffspeicherung im Jahr 2034 bei STANDARD und im Jahr 2044 bei der Variante ohne Speicherbonus pendelt sich die nicht integrierbare Energiemenge jeweils auf einem näherungsweise gleichbleibenden Niveau ein. Ohne Speicherbonus liegt dies etwa bei 45 TWh und damit deutlich höher als im Szenario STANDARD mit 50 % Bonus (14 TWh).



**Bild 8.4** Investitionsbedingungen Speicher – Nicht integrierbare Erzeugung

Damit die vollständige Integration in der entsprechenden Variante gewährleistet werden kann, muss der Ausbau an Speichern schon deutlich früher erfolgen. Die in den Rahmenbedingungen angenommene Verfügbarkeit der neuen Speichertechnologien

AA-CAES und H<sub>2</sub>-GuD ab den Jahren 2020 bzw. 2025 gewährleistet die vollständige Integration der EE nicht, da der alleinige Ausbau der PSW in den gewählten Grenzen dazu nicht ausreicht. Die Verfügbarkeit der AA-CAES und der Wasserstoffspeicherung wurde deshalb für diese Variante um jeweils fünf Jahre früher angenommen. Für die Realisierung einer vollständigen Integration der EE wird somit bereits im Jahr 2017 die AA-CAES-Technologie ausgebaut und im Jahr 2022 wird der erste Wasserstoffspeicher errichtet.

### **8.1.3 Zwischenfazit**

Die Wahl der anzusetzenden Speicherkosten bzw. Refinanzierungsmöglichkeiten und die Zielsetzung einer wirtschaftlichen oder vollständigen Integration der vorrangigen Erzeugung spielen für die Menge des wirtschaftlich optimalen Speicherausbaus eine große Rolle. Die stärksten Auswirkungen zeigt die Variation der genannten Annahmen auf die notwendige Ladeleistung der Speichereinheiten. Bei der gewählten Beschränkung des möglichen Ausbaus an PSW in Deutschland kommen bei allen Szenarien die drei Technologieoptionen wirtschaftlich zum Einsatz.

## 8.2 Variationen im Kraftwerksausbau und Kernenergieausstieg

Neben den wirtschaftlichen Kriterien, die sich in erster Linie an den Technologiekosten, den Brennstoffkosten und der erwarteten jährlichen Stromerzeugung orientieren, spielen auch politische Rahmenbedingungen und die Akzeptanz in der Bevölkerung eine zentrale Rolle bei der Entwicklung des zukünftigen Stromsystems. Neben der Zukunft der Kernenergienutzung sind auch die klimapolitischen Aspekte der Stromerzeugung aus Kohle, Chancen und Risiken einer eventuellen Abscheidung von CO<sub>2</sub> mit anschließender Lagerung und eine Abhängigkeit von Gasimporten Gegenstand der Diskussion.

Der folgende Abschnitt vergleicht drei verschiedene mögliche Entwicklungen in diesem Spannungsfeld und untersucht deren Auswirkungen auf einen wirtschaftlichen Speicherausbau.

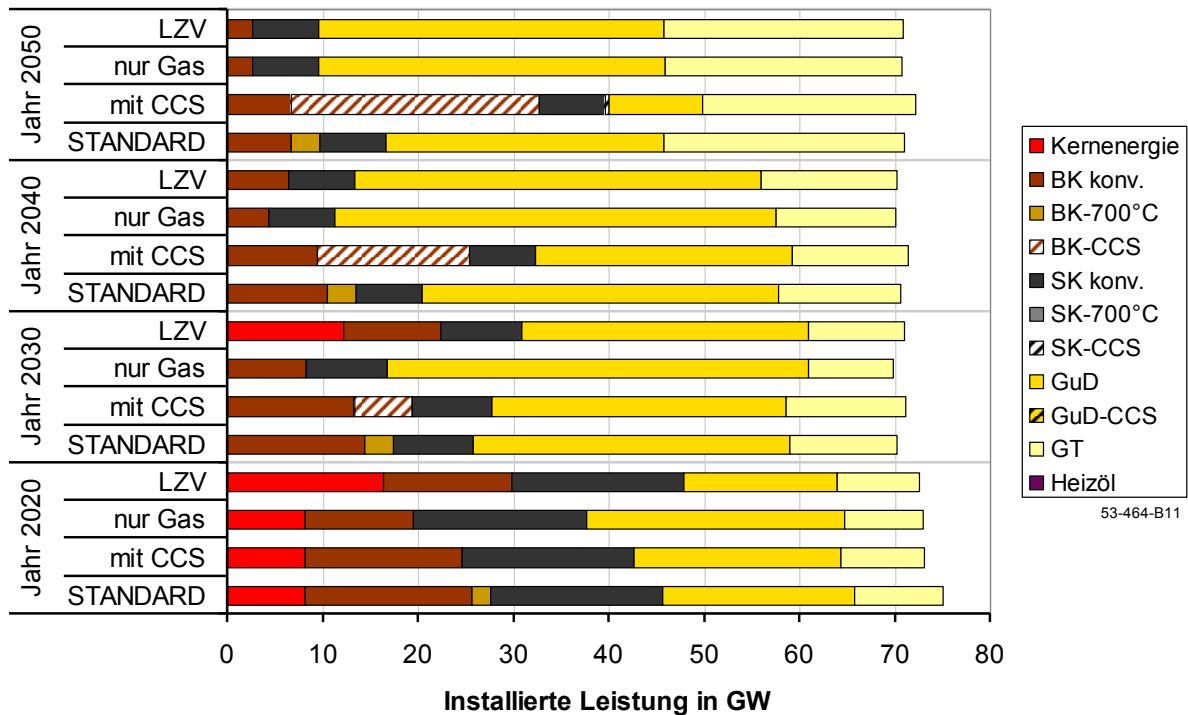
In drei Varianten wird dabei in jeweils einem Parameter vom Szenario STANDARD abgewichen. Der Zubau von CCS-Technologien für Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerke wird in einer Variante erlaubt. Im zweiten Fall stehen als Neubauoption nur Gaskraftwerke zur Verfügung. Bei der dritten Variante wird zur Untersuchung der Auswirkungen der derzeitigen Kernenergie Diskussion die vorgeschlagene Laufzeitverlängerung (LZV) aus dem Energiekonzept der Bundesregierung des Jahres 2010 nachgebildet.

### 8.2.1 Entwicklung der installierten Leistung

Die Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Kraftwerksausbau der unterschiedlichen Varianten ist in **Bild 8.5** stellvertretend für jeweils vier ausgewählte Jahre in Form der insgesamt installierten Leistung an thermischen Kraftwerken dargestellt.

Bei einem erlaubten Ausbau an CCS-Technologien zeigt sich dabei ein deutlicher Ausbau an Braunkohle-CCS-Kraftwerken auf Kosten der GuD-Kapazitäten gegenüber dem Szenario STANDARD. In geringem Umfang ist im Jahr 2050 ein Zubau an Steinkohle-CCS-Kraftwerken zu erkennen. Der Neubau an konventioneller Braunkohle ohne Abscheidung bewegt sich auf ähnlichem Niveau, wobei die 700 °C-Technik in diesem Bereich aufgrund der späten Verfügbarkeit nicht zum Einsatz kommt. Die im Szenario STANDARD zugebauten Kohlekraftwerke werden in der Variante mit ausschließlich erlaubtem Zubau an Gaskraftwerken quasi vollständig durch GuD-Kraftwerke ersetzt.



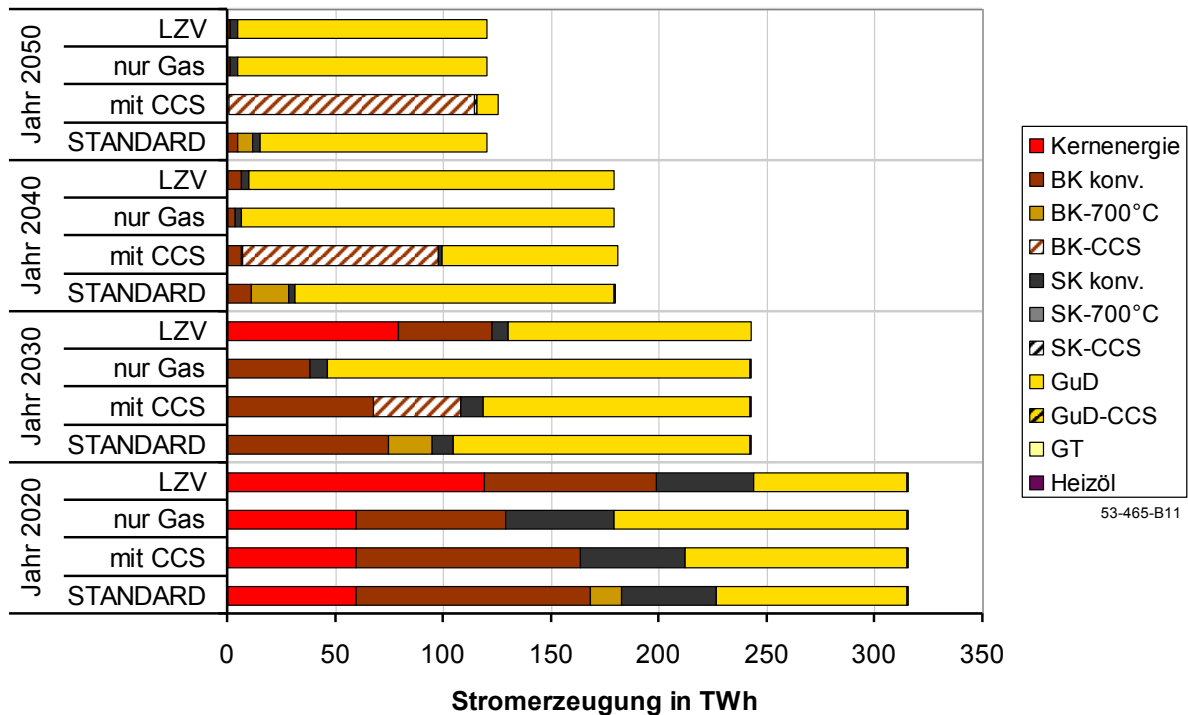


**Bild 8.5 Variation Kraftwerksausbau – Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke**

Eine längere Laufzeit der Kernkraftwerke verhindert nahezu vollständig den wirtschaftlichen Zubau von Kohlekraftwerken, da in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums kein über die bereits bestehende Kern- und Kohlekraftwerke hinausgehender Bedarf an Grundlastenergie besteht. Als Ersatz für die in dieser Variante später auslaufende Kernenergie sind in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums die Kohlekraftwerke aufgrund der hohen Zertifikatspreise gegenüber GuD-Kraftwerken nicht mehr wirtschaftlich. Ab dem Jahr 2040 entspricht der entstehende Kraftwerkspark folglich in etwa der Variante mit ausschließlichem Zubau an Gaskraftwerken.

### 8.2.2 Entwicklung der Stromerzeugung

Der unterschiedliche Ausbau der Kraftwerkstypen schlägt sich in gleicher Weise auf die Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke in den jeweiligen Jahren nieder. In **Bild 8.6** ist die typspezifische Erzeugung für die vier Vergleichsszenarien dargestellt. In der Variante mit CCS-Technologie wird im Laufe des Betrachtungszeitraums mehr und mehr thermische Erzeugung von Braunkohle-CCS-Kraftwerken übernommen. Der Erdgasanteil an der Stromproduktion nimmt in der Variante mit ausschließlichem Zubau an Gaskraftwerken gegenüber STANDARD vor allem in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums deutlich zu. In der Variante LZV fällt aufgrund der längeren Laufzeit der Kernkraftwerke fällt die Stromerzeugung aus Erdgas in den Jahren 2020 und 2030 geringer aus. In den Jahren 2040 und 2050 ist die Struktur der Erzeugung aller Varianten ohne CCS-Technologie ähnlich.



**Bild 8.6 Variation Kraftwerksausbau – Thermische Stromerzeugung**

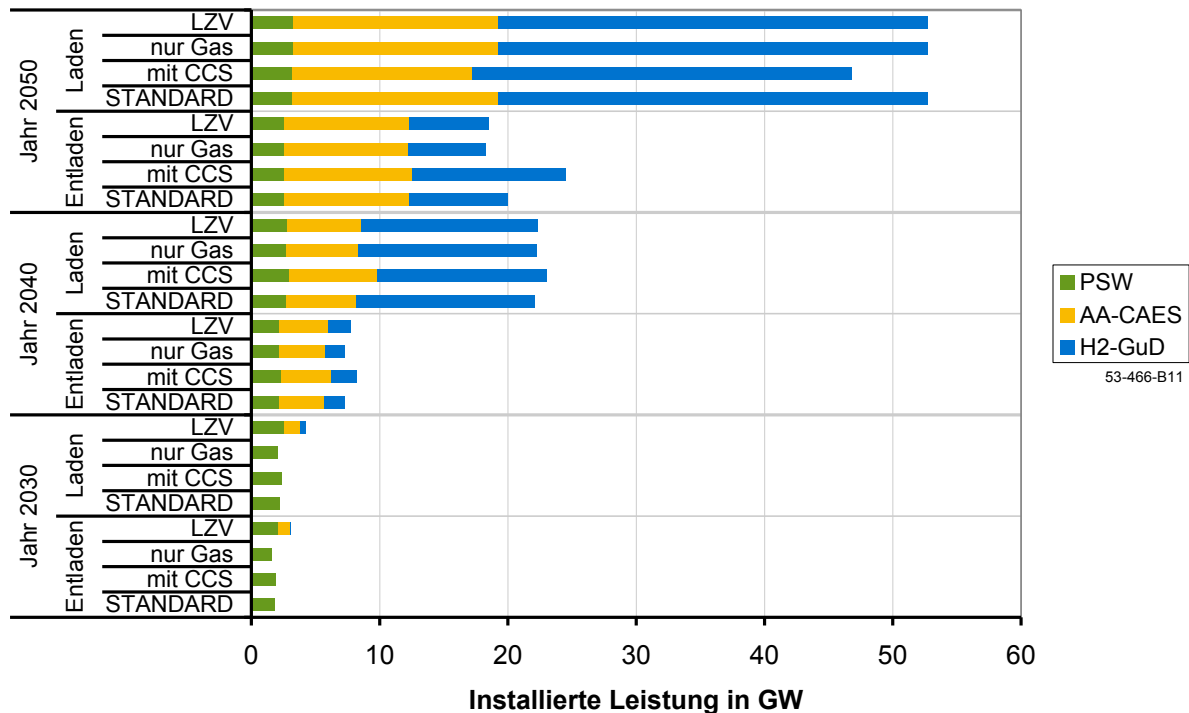
### 8.2.3 Vergleich des Speicherausbaus

Inwieweit sich die veränderten Rahmenbedingungen für einen möglichen Kraftwerksneubau auf den wirtschaftlichen Ausbau der Speichertechnologien auswirken, ist in den folgenden Diagrammen dargestellt. **Bild 8.7** zeigt die Entwicklung der installierten Lade- bzw. Entladeleistung, **Bild 8.8** bzw. **Bild 8.9** die installierte Speicherkapazität der vier zu vergleichenden Parametervariationen.

Insgesamt zeigt sich ein geringer Einfluss der unterschiedlichen Annahmen zum Kraftwerksausbau auf die Größe der installierten Speicher. Sowohl bei den Leistungen als auch bei der Kapazität sind keine größeren Unterschiede festzustellen. Die Laufzeitverlängerung führt zu einem etwas früheren Ausbaubeginn der neuen Speichertechnologien AA-CAES und H<sub>2</sub>-GuD.

Bei verfügbarer CCS-Technologie wird mehr Entladeleistung und weniger Ladeleistung – größtenteils im Bereich der Wasserstoffspeicherung – installiert. In allen anderen Szenarien stehen Kraftwerke mit geringen Betriebskosten ab etwa 2035 nicht mehr zur Verfügung. Die steigenden Zertifikatspreise und Brennstoffkosten dominieren die Kosten für Kohlekraftwerke ohne CCS und Gaskraftwerke in den Szenarien STANDARD und der Variante mit ausschließlichem Zubau an Gaskraftwerken, während in der Variante mit Laufzeitverlängerung ab dem Jahr 2037 keine Kernkraftwerke mehr zur Verfügung stehen. Lediglich mit CCS-Kraftwerken treten also gleichzeitig ein hoher Anteil an

gesetzter Einspeisung aus EE und KWK und eine Kraftwerkstechnologie mit vergleichsweise günstigen variablen Kosten auf.

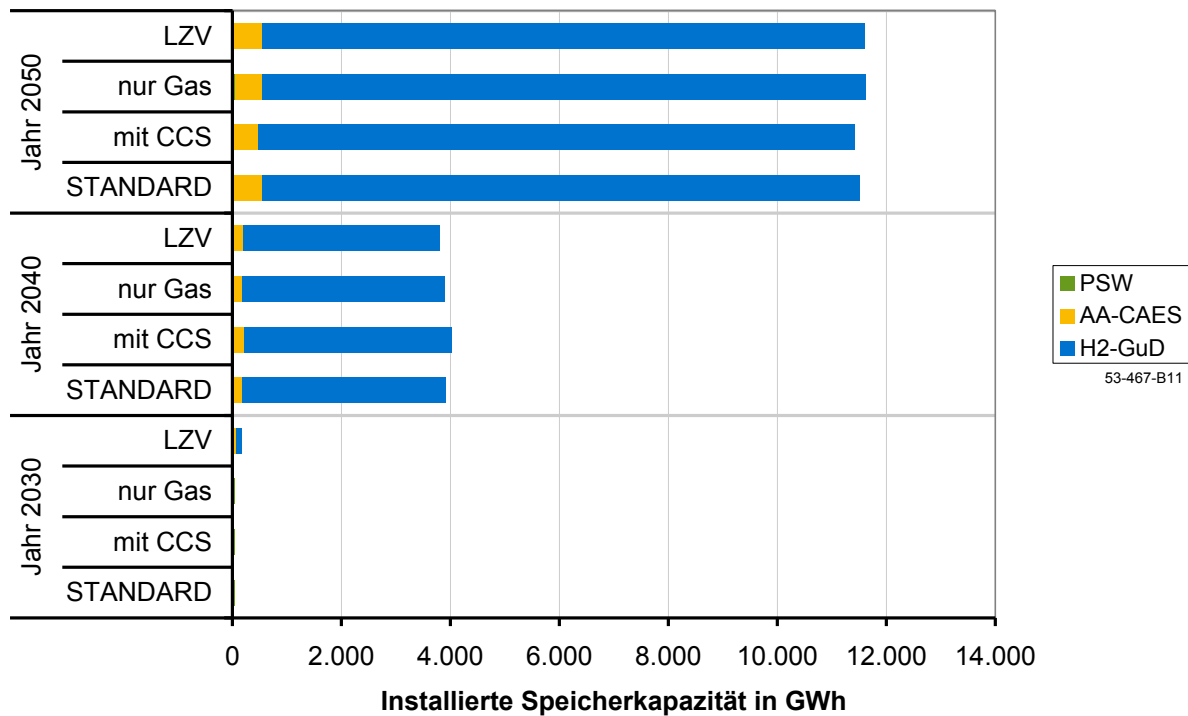


**Bild 8.7 Variation Kraftwerksausbau – Lade- und Entladeleistung**

Für einen wirtschaftlichen Speicherausbau ist einerseits ein möglichst günstiges Energiepotential zur Einspeicherung notwendig, welches durch die zunächst nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK gegeben ist. Andererseits sind auch die Gelegenheiten, teure Erzeugung zu ersetzen, von Bedeutung, da nur eine Kostendifferenz einen verlustbehafteten Speicherbetrieb wirtschaftlich ermöglicht. Mit CCS-Kraftwerken sind diese jedoch aufgrund der günstigen Erzeugung nur in geringerem Umfang gegeben, was den Ausbau der Ladeleistung bereits in einem niedrigeren Stadium an die Wirtschaftlichkeitsgrenze bringt. Zusätzlich ermöglicht die Preisdifferenz von günstigem CCS-Grundlaststrom und teurem Spitzenlaststrom aus Erdgas die wirtschaftliche Möglichkeit der Lastglättung, also der Einspeicherung von Kohlestrom und folgendem Ersetzen der Erzeugung von Gaskraftwerken. Um dieses Potential heben zu können, ist ein ausgeglicheneres Verhältnis von Lade- zu Entladeleistung notwendig. Deshalb liegt die installierte Entladeleistung in der CCS-Variante über den entsprechenden Werten der anderen Szenarien. Am deutlichsten wird der Zuwachs an Entladeleistung im Jahr 2050 bei der Wasserstoffspeicherung.

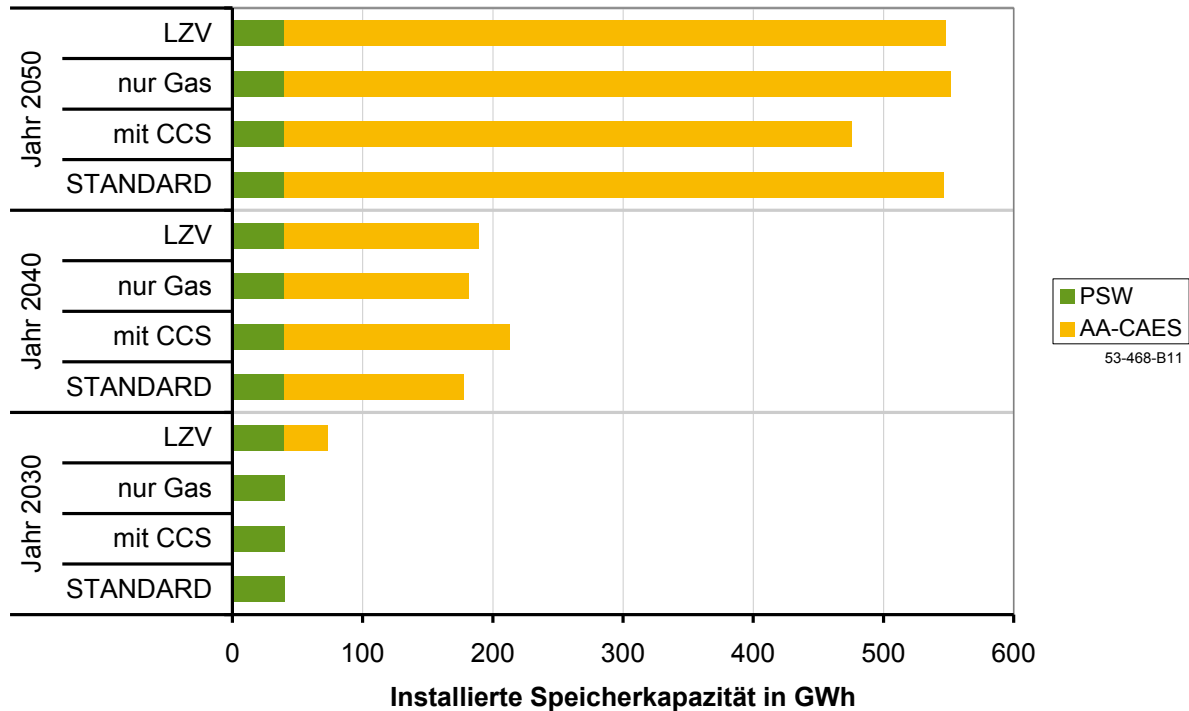
Potentiell würde die angenommene Preisstruktur selbst bei der geringen Effizienz der Wasserstoffspeicherung ein wirtschaftliches Ersetzen von Erzeugung aus GuD-Kraftwerken durch gespeicherte Erzeugung aus CCS-Kraftwerken zulassen. Jedoch werden für diese Aufgabe hauptsächlich die deutlich effizienteren PSW und AA-CAES heran-

gezogen. In den Varianten mit überwiegender Gaserzeugung im Jahr 2050 kann die in den Wasserstoffspeicher eingebrachte Energie aus EE zu vielen Zeitpunkten wirtschaftlich durch die Substitution von thermischer Erzeugung aus Gaskraftwerken entladen werden. Eine geringe Entladeleistung ist dabei ausreichend. In der Variante mit CCS-Technologien werden die Gaskraftwerke jedoch an einer geringeren Zahl an Zeitpunkten zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt. Um eine vergleichbare Energiemenge an Gaserzeugung substituieren zu können, muss deshalb deutlich mehr Entladeleistung zugebaut werden.



**Bild 8.8 Variation Kraftwerksausbau – Speicherkapazität**

Bei der Entwicklung der zugebauten Speicherkapazität wirkt sich in der Variante mit Laufzeitverlängerung im Jahr 2030 die noch nutzbare günstige Grundlasttechnologie aus, die analog zur vorhergehenden Begründung ein höheres Potential zur Lastglättung bietet, was schließlich zu einem früheren Ausbau der AA-CAES-Technologie führt (detailliert Bild 8.9). Ebenso wird in der CCS-Variante beim Ausbau der Speicherkapazität der AA-CAES die Möglichkeit der Lastglättung (höherer Ausbau 2040) und die geringere Wirtschaftlichkeit der Integration der EE (niedrigerer Ausbau 2050) deutlich.



**Bild 8.9 Variation Kraftwerksausbau – Speicherkapazität (detailliert)**

#### 8.2.4 Zwischenfazit

Die möglichen Technologieoptionen im Bereich des Zubaus an thermischen Kraftwerken hängen in Zukunft sowohl von wirtschaftlichen als auch politisch motivierten Rahmenbedingungen ab. Beide sind über den Betrachtungszeitraum von vier Jahrzehnten nur mit großen Unsicherheiten prognostizierbar. Insgesamt betrachtet üben die Rahmenbedingungen aller vier in diesem Zusammenhang betrachteten Varianten keinen wesentlichen Einfluss auf das wirtschaftliche Speicherpotential aus. Bei allen drei Parametern stellen sich über die Szenarien hinweg ähnliche Ergebnisse ein. Der unterstellte Ausbau der EE stellt sich demzufolge als dominierender Faktor für den Speicherausbau heraus.

### 8.3 Variation der notwendigen thermischen Leistung für die Systemstabilität

Den thermischen Kraftwerken fällt im aktuellen Stromsystem nicht nur die Aufgabe der Strombereitstellung zu, sondern sie erfüllen zusätzlich Systemdienstleistungen, die für einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb unverzichtbar sind. Dazu zählen die verschiedenen Arten der Reserveleistung, die Blindleistungsbereitstellung, die Frequenzregelung und die Schwarzstartfähigkeit. Die EE sind bisher nicht oder nur begrenzt in der Lage, diese Dienstleistungen zu erbringen. Aktuelle Entwicklungen in der Forschung lassen jedoch ein gewisses Bewusstsein für die Notwendigkeit eines mehr und mehr systemkonformen Verhaltens der regenerativen Erzeugungsanlagen erkennen. Erst wenn die Anlagen dazu in der Lage sind, ist ein System mit sehr hohem Anteil an EE denkbar. Bis zu diesem Punkt ist zur Erbringung der Systemdienstleistungen und zur Erhaltung der Netzstabilität immer noch ein gewisser Anteil an frei disponierbarer thermischer Erzeugung notwendig.

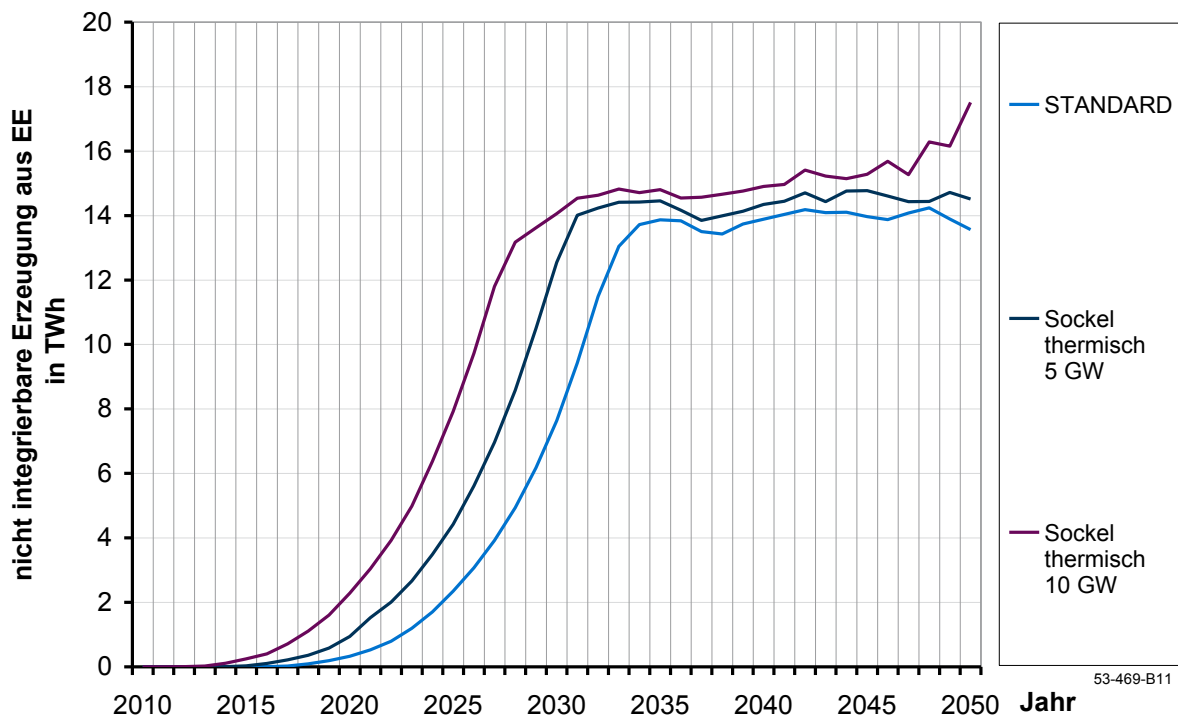
In den folgenden Abschnitten wird die Abhängigkeit des Speicherzubaus von der noch notwendigen thermischen Leistung am Netz untersucht. Im Szenario STANDARD wird von einer vollständigen Bereitstellung der Systemdienstleistungen von Speichern und den Erzeugern der gesetzten Einspeisung ausgegangen. Eine thermische Erzeugung aus Kraftwerken ist deshalb nicht nötig und die Last kann zu einem bestimmten Zeitpunkt wenn möglich ausschließlich mit EE und KWK in Kombination mit Speichern gedeckt werden. In zwei weiteren Varianten wird von einem bleibend notwendigen Grundsockel an Leistung aus thermischen Kraftwerken zu jedem Zeitpunkt für die Erbringung von Systemdienstleistungen ausgegangen, welcher annahmegemäß 5.000 MW bzw. 10.000 MW betragen soll.

#### 8.3.1 Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung

Eine mindestens notwendige Erzeugung aus thermischen Anlagen führt zu einem früheren Eintritt eines Angebotsüberschusses an gesetzter Erzeugung aus EE und KWK. Ist dieser Erzeugungssockel nicht vorhanden, tritt dies nur an Zeitpunkten auf, wenn die Summe aus EE und KWK größer als die Last ist. Bei den Varianten mit einem thermischen Erzeugungsminimum hingegen liegt bereits ein Überschuss vor, wenn die gesetzte Einspeisung die Last abzüglich des jeweiligen Sockels überschreitet.

Folglich tritt im Vergleich zu einem nicht vorhandenen thermischen Sockel (Szenario STANDARD) eine nicht integrierbare Erzeugung bereits früher auf, wie in **Bild 8.10** deutlich wird. Bei einem Sockel von 5.000 MW eilt der Verlauf der nicht integrierbaren Erzeugung dem Szenario STANDARD etwa drei Jahre, bei 10.000 MW gut fünf Jahre voraus. Alle drei Verläufe zeigen in einem Zeitraum von fünf Jahren (2029 bis 2034) ei-

nen Knick und bewegen sich bis 2050 zwischen 14 TWh und 17 TWh nicht integrierbarer Erzeugung.



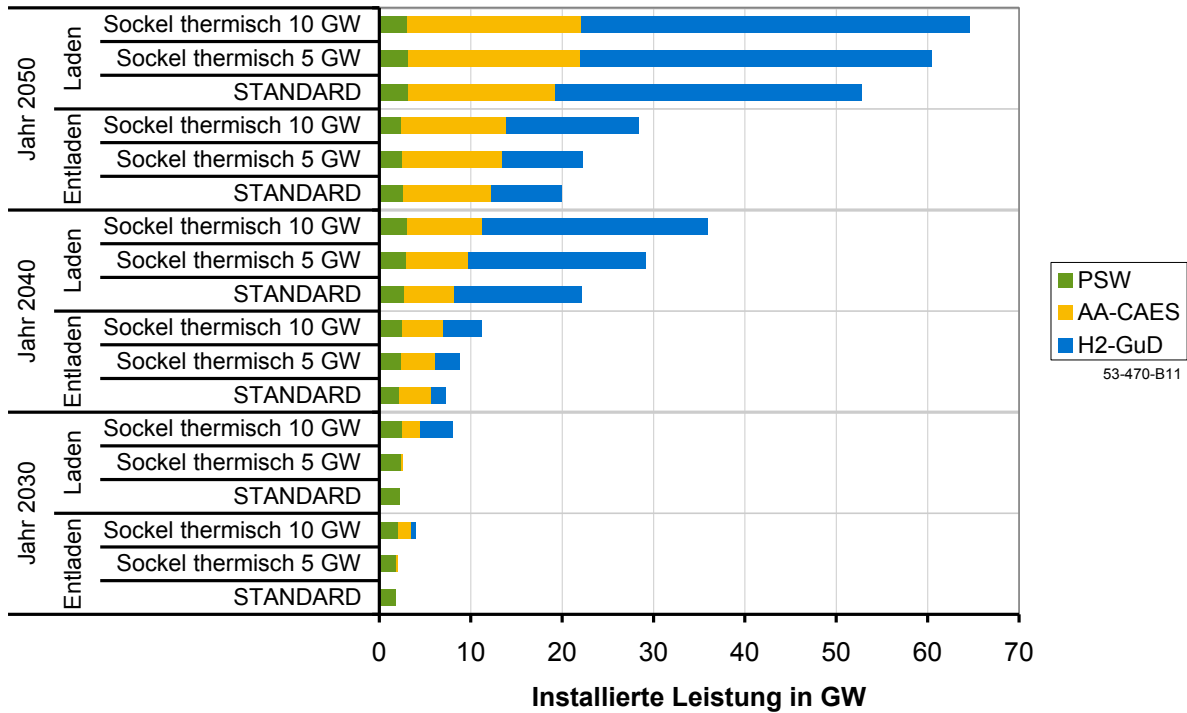
**Bild 8.10** Variation thermischer Sockel – Nicht integrierbare Erzeugung

### 8.3.2 Vergleich des Speicherausbaus

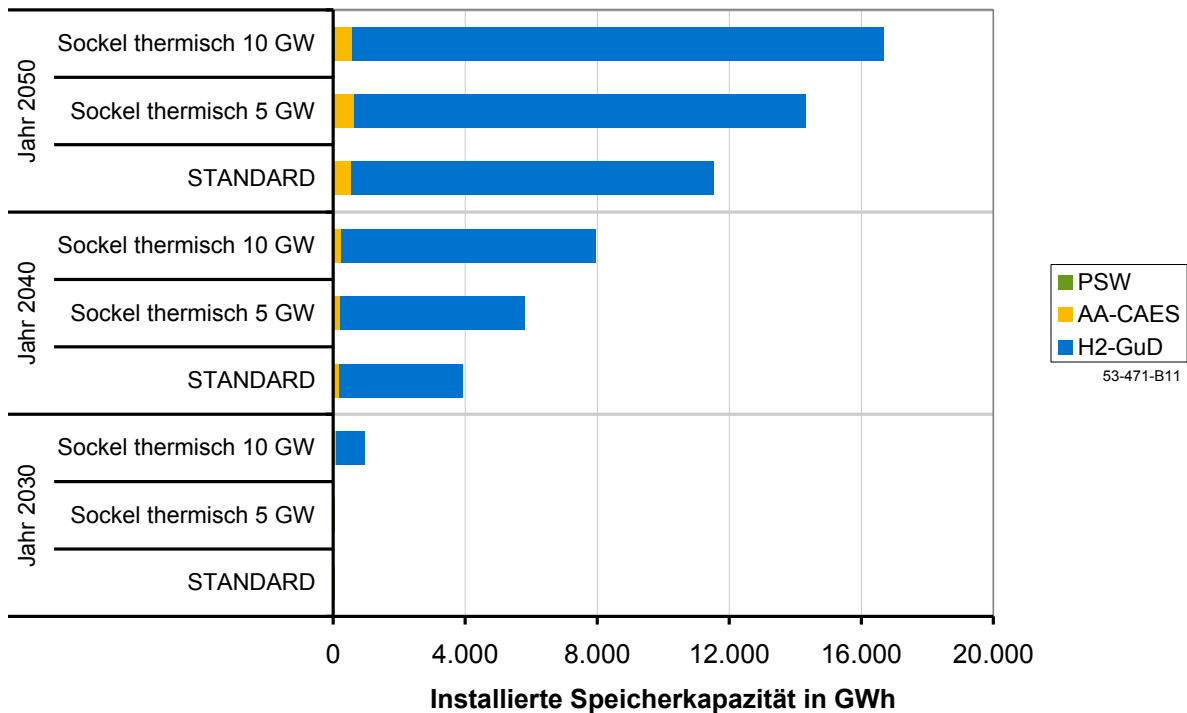
Der dieser Untersuchung zugrunde liegende Speicherausbau ist leistungsseitig in **Bild 8.11** abgebildet. Lediglich bei einem Sockel von 10.000 MW werden bereits 2030 AA-CAES und Wasserstoffspeicher zugebaut, weshalb in diesem Jahr die nicht integrierbare Erzeugung nicht weiter zunimmt (vgl. Bild 8.10). Neben dem zeitlichen Versatz steigt mit wachsender notwendiger thermischer Erzeugung der wirtschaftliche Speicherausbau. Im Jahr 2050 sind bei einem Sockel von 5.000 MW etwa 60 GW an Ladeleistung neu installiert, bei 10.000 MW etwa 65 GW, was etwa 12 GW mehr im Vergleich zum Szenario STANDARD ohne thermischer Mindestleistung bedeutet. Ebenso steigt auch die installierte Entladeleistung von etwa 20 GW bei STANDARD auf ca. 22 GW bei 5.000 MW und ca. 28 GW bei 10.000 MW thermischer Mindestleistung an. Der Zuwachs ergibt sich dabei sowohl bei AA-CAES als auch bei Wasserstoffspeichern.

Ein ähnliches Verhalten wie die Lade- und Entladeleistungen zeigen auch die installierten Kapazitäten. In **Bild 8.12** sind die Speicherkapazitäten für alle Technologien, in **Bild 8.13** detailliert die Kapazitäten von AA-CAES und PSW abgebildet. Es zeigt sich wiederum ein steigendes Potential wirtschaftlichen Speicherausbaus mit wachsendem Sockel an thermischer Erzeugung. Im Jahr 2050 stellt sich eine insgesamt installierte

Speicherkapazität von etwa 14 TWh bei 5.000 MW und knapp 17 TWh bei 10.000 MW an thermischer Mindestleistung ein. Gegenüber dem Szenario STANDARD bedeutet dies einen Zuwachs von über 50 % oder 6 TWh, welcher nahezu ausschließlich in Form der Wasserstoffspeicherung realisiert wird.

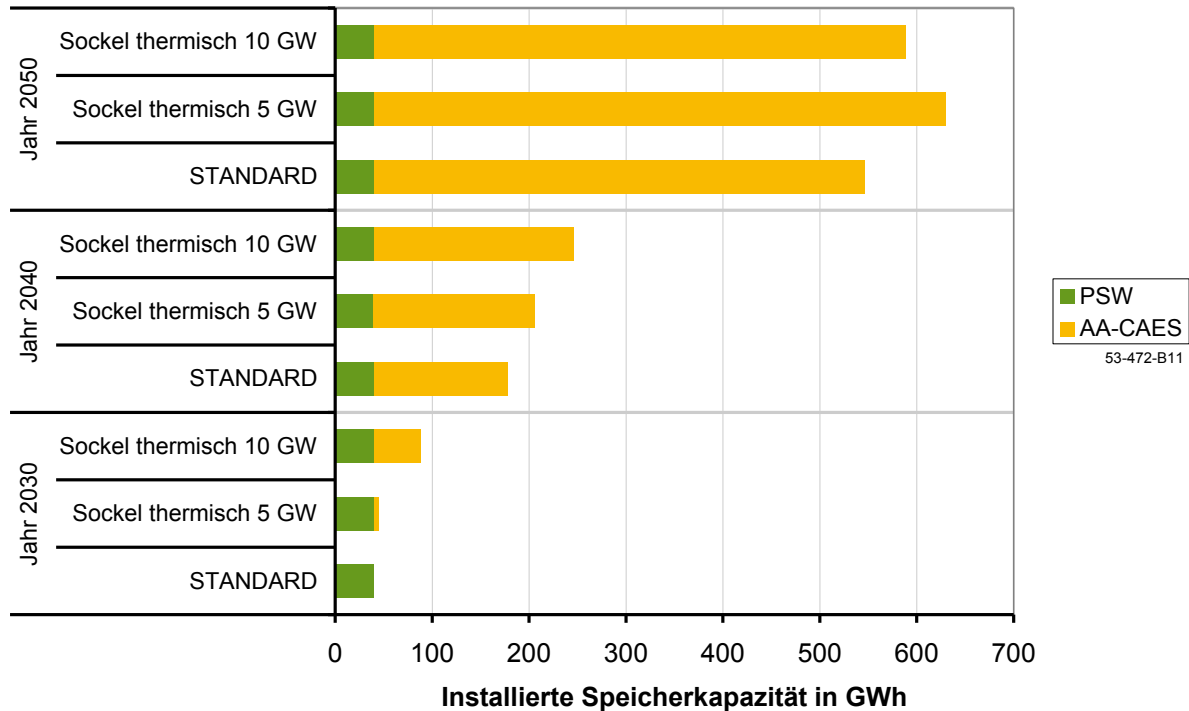


**Bild 8.11 Variation thermischer Sockel – Lade- und Entladeleistung**



**Bild 8.12 Variation thermischer Sockel – Speicherkapazität**



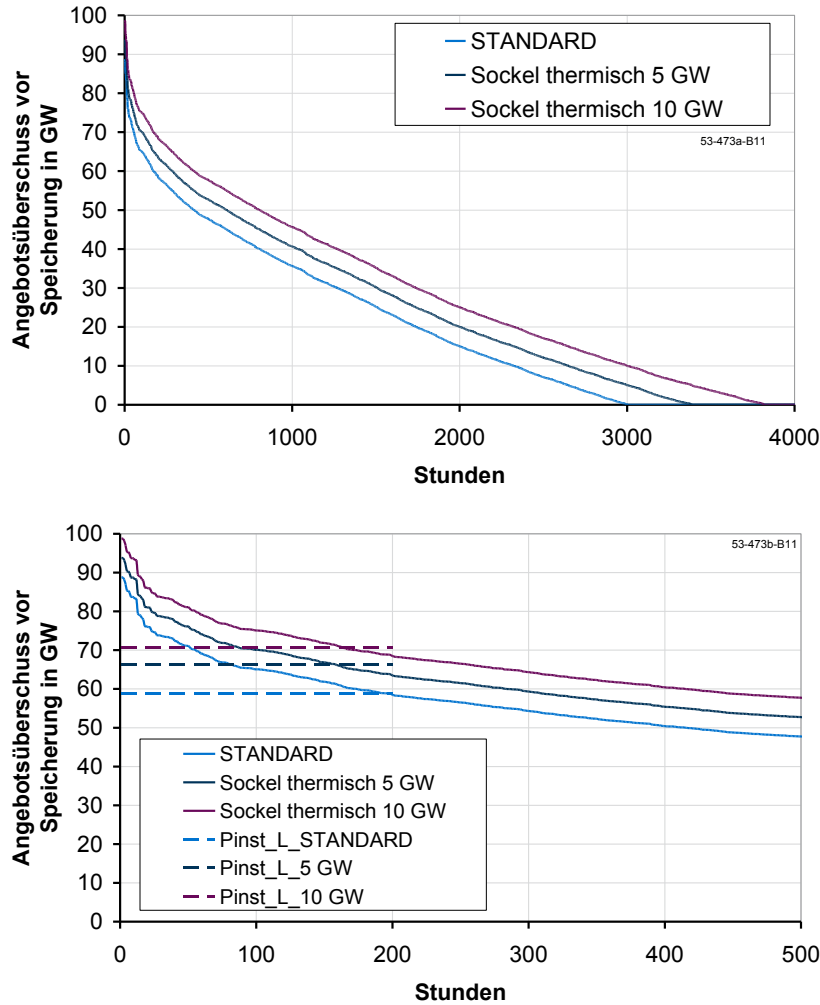


**Bild 8.13 Variation thermischer Sockel – Speicherkapazität (detailliert)**

Die nicht integrierbare Erzeugung stellt sich bei allen drei untersuchten Szenarien auf einem ähnlichen Niveau ein (vgl. Bild 8.10), obwohl beispielsweise bei einem thermischen Sockel von 10.000 MW gegenüber dem Szenario STANDARD ohne Sockel prinzipiell deutlich mehr überschüssige Erzeugung entsteht (**Bild 8.14** oben). Um diese größere Integrationsleistung erbringen zu können, muss eine größere Anzahl an Speichern installiert werden. Dieser Mehraufwand an Investition ist wirtschaftlich, da aufgrund des Sockels ein speicherbares Potential mit im Vergleich zur Leistung hohem Energieangebot auftritt.

Wie im oberen Diagramm von Bild 8.14 deutlich wird, ist die theoretisch einspeicherbare Energiemenge mit einer bestimmten Ladeleistung bei einem Sockel von 10 GW deutlich größer als im Szenario STANDARD.

Im unteren Diagramm von Bild 8.14 sind die 500 Stunden mit der höchsten Leistung detailliert dargestellt und zusätzlich die insgesamt installierte Ladeleistung der bestehenden und neu gebauten Speicher für das jeweilige Szenario eingezeichnet. Im Szenario STANDARD findet bei einer Anzahl von weniger als etwa 190 Stunden Überschussdauer kein weiterer Ausbau an Ladeleistung mehr statt, bei beiden Varianten mit thermischem Sockel bei weniger als etwa 160 Stunden.



**Bild 8.14** Variation thermischer Sockel – Angebotsüberschuss und installierte Ladeleistung

### 8.3.3 Zwischenfazit

Die Annahme eines Sockels an notwendiger thermischer Erzeugung zur Erbringung von Systemdienstleistungen erhöht erwartungsgemäß den Überschuss an gesetzter Einspeisung und führt bei den angenommenen Leistungswerten zu verstärktem Speicherausbau. Die wirtschaftlich nicht integrierbare Menge an Erzeugung aus EE und KWK nimmt gegenüber dem Szenario STANDARD (ohne thermische Mindestleistung) marginal zu.

Eine weitere Erhöhung des Sockels an thermischer Erzeugung wird jedoch nicht zwangsweise zu einer Ausweitung des wirtschaftlichen Speicherpotentials führen. Die Speicher können prinzipiell nur Erzeugung substituieren, die sich oberhalb des thermischen Sockels befindet. Ab einer gewissen Sockelhöhe werden folglich auch Entademöglichkeiten verloren gehen, was die Wirtschaftlichkeit des Speicherausbaus negativ beeinflusst.

#### 8.4 Exportmöglichkeit des Erzeugungsüberschusses

Eine Alternative zur Speicherung des temporären Erzeugungsüberschusses aus EE und KWK wäre der Export eines gewissen Anteils dieser Energiemenge ins Ausland. In den folgenden Abschnitten wird versucht, diese Möglichkeit mit einfachen Annahmen zu untersuchen.

In der Theorie findet ein Export an Energie dann statt, wenn die Grenzkosten der Erzeugung zu einem bestimmten Zeitpunkt in Deutschland geringer sind als in einem entsprechenden angrenzenden Zielland. Umgekehrt würde ein Import stattfinden. Dieser hätte auf das System näherungsweise die gleichen Auswirkungen, wie ein Zubau an günstigen Kraftwerken oder regenerativen Kapazitäten im Inland.

Im Rahmen der Betrachtungen liegt der Fokus jedoch in erster Linie auf der Bestimmung des wirtschaftlichen Speicherpotentials in Deutschland. Dabei steht vorrangig der Export in Konkurrenz zur Speicherung, da grundsätzlich die Alternativen bestehen, die temporär überschüssige Erzeugung sofort ins Ausland zu verkaufen oder für den inländischen Nutzen für spätere Zeitpunkte zu speichern. Deshalb wird im Modell IMA-KUS für diese Untersuchung ausschließlich eine Exportmöglichkeit abgebildet.

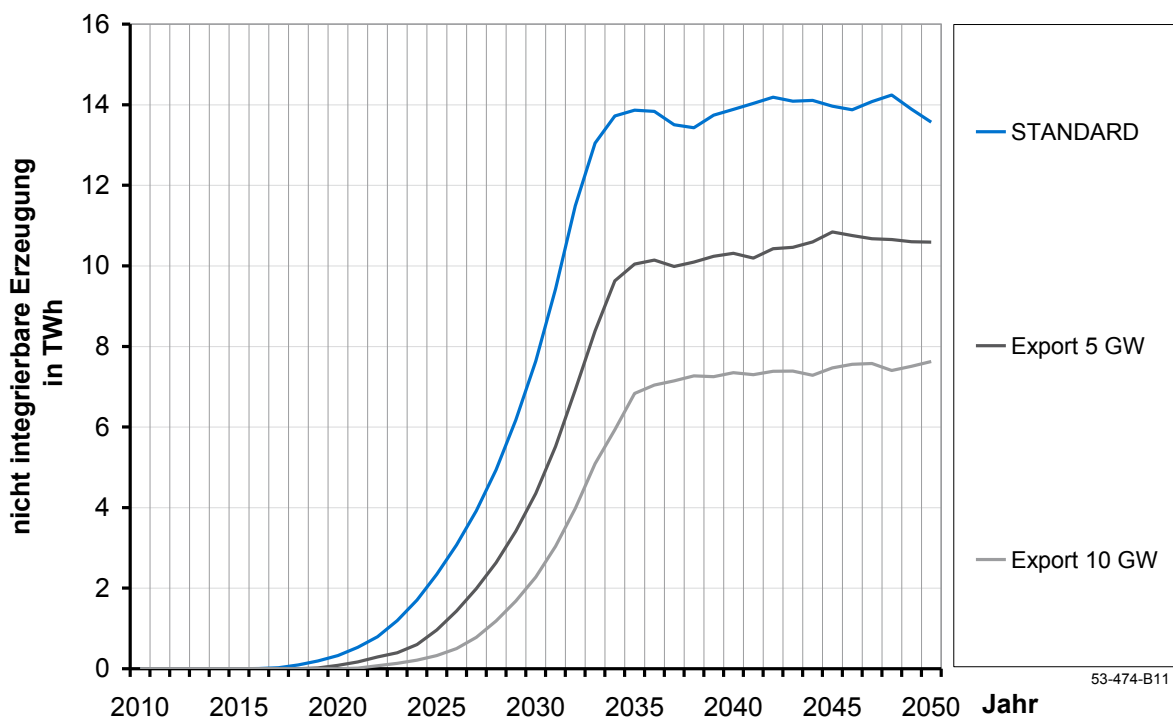
Vereinfachend wird dabei von einer Variante mit einer möglichen Exportleistung von 5 GW in jeder Stunde über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgegangen. In einer zweiten Variante beträgt diese 10 GW. Um den Export als Alternative zur Speicherung abbilden zu können, müssen für eine Menge an exportierter Energie Erlöse entstehen. Eine sinnvolle Annahme eines Preises für diese Energie liegt im Rahmen dieser Betrachtung annahmegemäß zwischen 0 EUR/MWh und etwa 9 EUR/MWh. Bei einem Preis von 0 EUR/MWh – was quasi verschenken bedeuten würde – wäre der Export finanziell der Abschaltung der Anlagen gleichgestellt, was nicht erwünscht ist. Bei einem Preis von ca. 9 EUR/MWh und darüber läge der Preis über dem Bereich der variablen Kosten der Kernenergie. Bei freien Kernenergiekapazitäten in Deutschland würde deren Erzeugung folglich ins Ausland exportiert werden, was im Rahmen dieser Untersuchung auch nicht sinnvoll erscheint.

Für die folgende Betrachtung wird deshalb ein Preis von 5 EUR/MWh gewählt. Damit kann im Prinzip die konventionelle Stromproduktion im Ausland kostenseitig unterboten werden und zumindest theoretisch eine Nachfrage geschaffen werden, die einen Export ermöglicht.

### 8.4.1 Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung

Analog zu den vorhergehenden Betrachtungen zeigt **Bild 8.15** wiederum die nicht integrierbare Erzeugung der betrachteten Szenarien. Im Vergleich zum Szenario STANDARD ohne Export treten die Überschüsse und damit die nicht integrierbare gesetzte Einspeisung zu einem späteren Zeitpunkt auf, da neben der Speicherung auch der Export als Mittel der Integration von EE zur Verfügung steht. Ähnlich wie bei der Untersuchung des thermischen Sockels bilden sich zeitlich verschobene Entwicklungen aus, wobei der Verlauf bei 5 GW Exportkapazität etwa drei Jahre und bei 10 GW etwa 5 Jahre nacheilt. Wiederum entsteht in den Jahren um 2035 ein Knick in der Entwicklung der nicht integrierbaren Erzeugung, welche anschließend bis zum Ende des Betrachtungszeitraums in einen mehr oder weniger konstanten Verlauf übergeht.

Im Gegensatz zur vorherigen Untersuchung des thermischen Sockels bilden sich unterschiedliche Niveaus an nicht integrierbarer Erzeugung aus, wobei der Export in dieser Untersuchung als Integration der EE gewertet wird. Ohne Sockel (STANDARD) liegt der Wert bei etwa 15 TWh, bei 5 GW Exportkapazität bei ca. 11 TWh und bei 10 GW bei knapp 8 TWh. Mit einer Exportmöglichkeit sinkt demzufolge die nicht integrierbare Energiemenge, was plausibel erscheint. Ein Speicherausbau, welcher mehr als die für die Exportenergie unterstellten Erlöse erwirtschaften kann, wird realisiert. Bei geringeren Erlösen wird der Ausbau unterlassen.

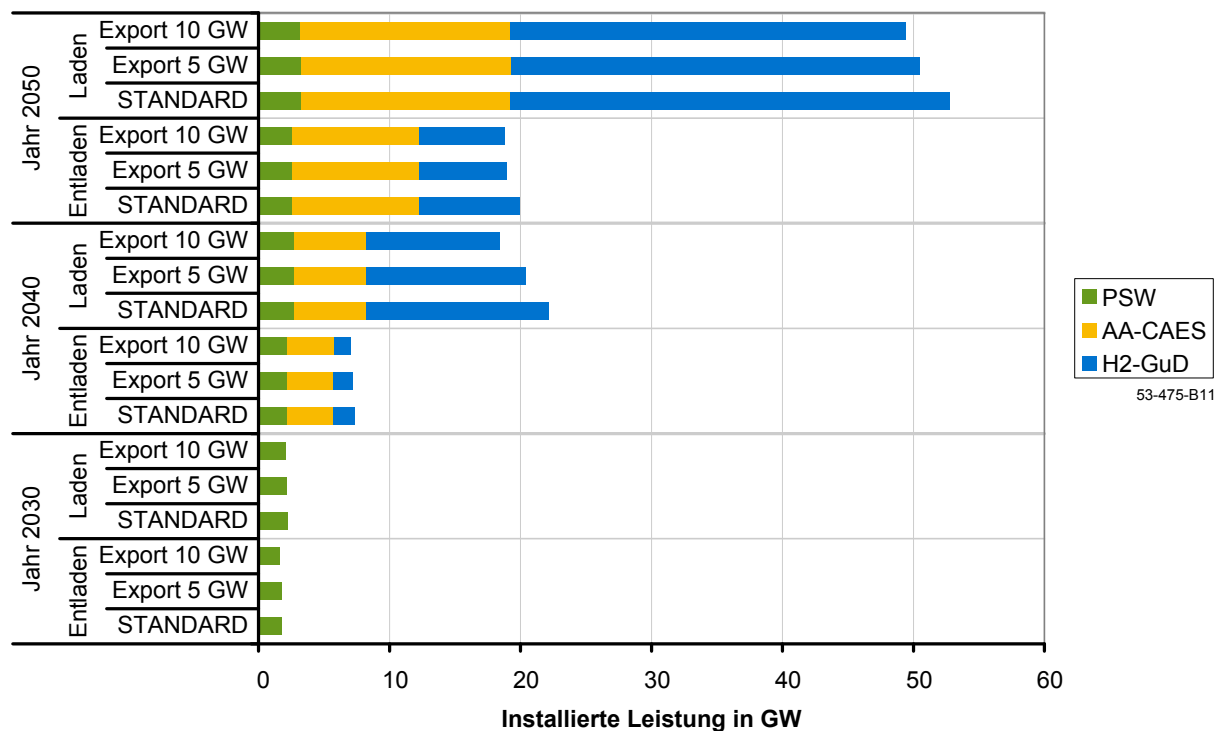


**Bild 8.15** Variation Export – Nicht integrierbare Erzeugung

Die Exportmöglichkeit teilt folglich schematisch den Speicherzubau des STANDARD-Szenarios in einen Teil ein, der auch mit Export wirtschaftlich ist, und einen Teil, der mit Export nicht mehr wirtschaftlich ist und somit unterlassen wird. Die integrierte Menge an EE wird tendenziell mit Exportmöglichkeit größer, da im Gegensatz zur Speicherung annahmegemäß keine Investitionskosten anfallen und somit Bereiche, die für die Speicherung unwirtschaftlich sind, integriert werden können.

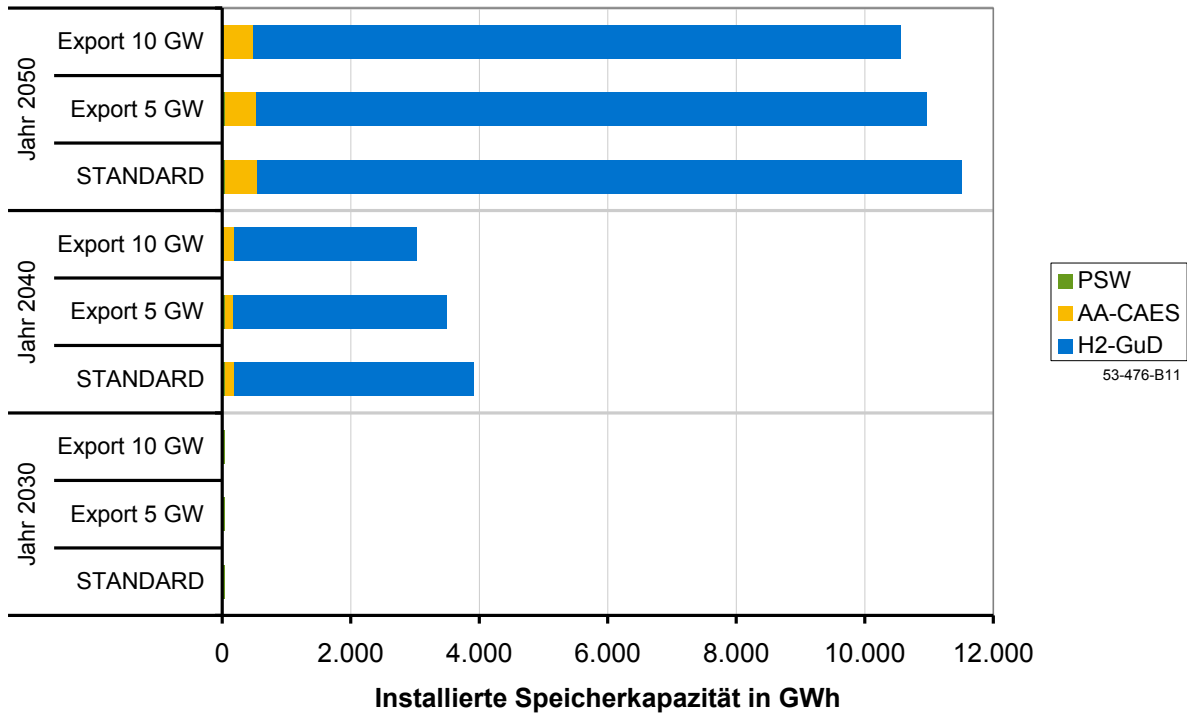
#### 8.4.2 Vergleich des Speicherausbaus

Die Auswirkungen eines möglichen Exportes auf den Speicherausbau wird in **Bild 8.16** dargestellt. Dabei wird die Entwicklung der installierten Lade- und Entladeleistung der drei untersuchten Szenarien für drei verschiedene Jahre abgebildet. Alle drei Varianten zeigen dabei einen ähnlichen Ausbau. Die insgesamt installierte Ladeleistung nimmt bei steigender Exportleistung in geringem Umfang ab. Ohne Exportmöglichkeit (STANDARD) beträgt diese etwa 52 GW, bei 5 GW Exportkapazität knapp 50 GW und bei 10 GW Exportkapazität etwas mehr als 48 GW. Dabei nimmt gegenüber Szenario STANDARD nahezu ausschließlich die Ladeleistung der Wasserstoffspeicher ab. Die Entladeleistung wird von der Exportmöglichkeit nahezu nicht beeinflusst.



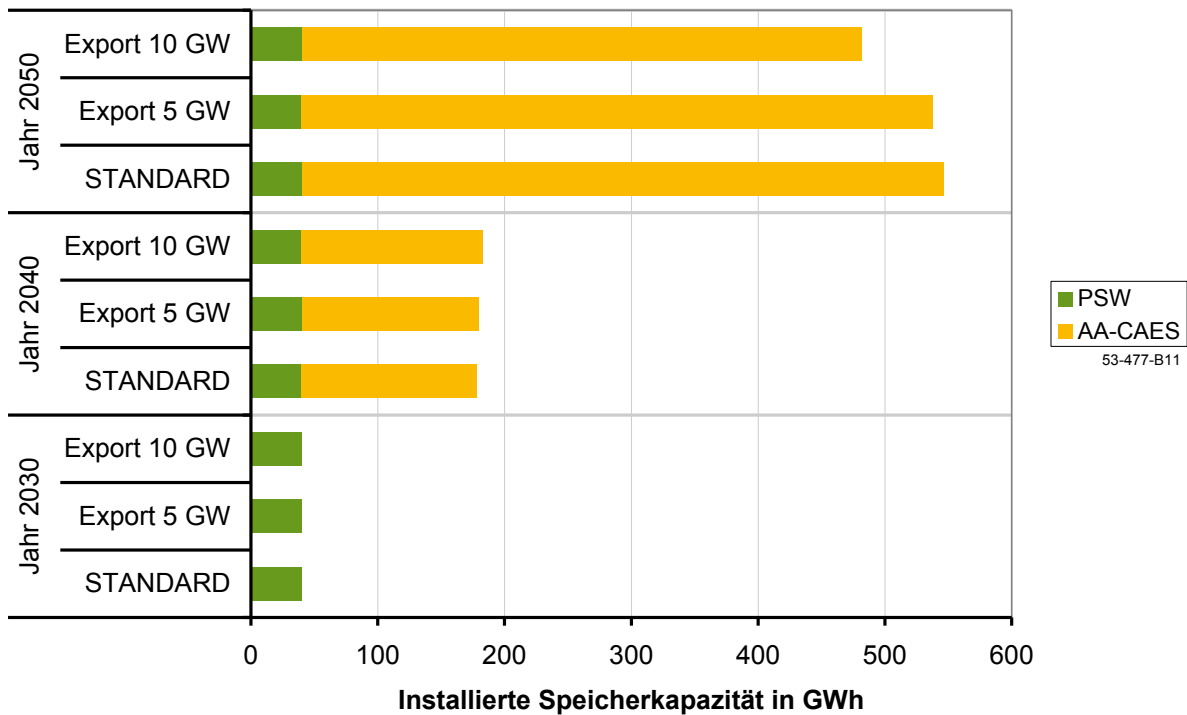
**Bild 8.16 Variation Export – Lade- und Entladeleistung**

Die installierte Speicherkapazität zeigt ein ähnliches Verhalten wie die Ladeleistung. Auch hier ist im Bereich der Wasserstoffspeicherung ein leichter Rückgang von etwa 11 TWh bei Szenario STANDARD auf ca. 10,5 bzw. 10 TWh bei 5 GW bzw. 10 GW Exportleistung zu beobachten (**Bild 8.17**).



**Bild 8.17 Variation Export – Speicherkapazität**

Die detaillierte Darstellung der Speicherkapazität von PSW und AA-CAES (**Bild 8.18**) zeigt nahezu keinen Einfluss der Exportmöglichkeit auf den Ausbau dieser beiden Technologien.



**Bild 8.18 Variation Export – Speicherkapazität (detailliert)**

Die Exportmöglichkeit erzeugt zu gewissen Zeitpunkten eine Konkurrenzsituation zwischen der Speicherung und dem Verkauf ins Ausland. Praktisch bedeutet dies in die-

sem Moment einen Preis von 5 EUR/MWh für den Ladestrom der Speicher. Für eine wirtschaftliche Speicherung muss konventionelle Erzeugung substituiert werden, deren variable Kosten die Summe aus 5 EUR/MWh geteilt durch den Nutzungsgrad des Speichers und den variablen Speicherkosten übersteigen. Auch wenn es genügend wirtschaftliche Entlademöglichkeiten gibt, nimmt doch die durch den Speichervorgang erwirtschaftete Kostendifferenz deutlich ab. Die Einnahmesituation wird dadurch verschlechtert, was sich negativ auf das wirtschaftliche Potential auswirkt. Aufgrund des geringen Nutzungsgrades trifft dies vor allem die Wasserstoffspeicher, was den zurückgehenden Ausbau bei steigender Exportleistung erklärt. Die PSW und AA-CAES werden aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Effizienz hauptsächlich zum Peak-Shaving eingesetzt, was durch die Exportmöglichkeit nicht beeinflusst wird. Ihre Wirtschaftlichkeit hängt deshalb kaum von dieser Option ab.

### **8.4.3 Zwischenfazit**

Bei den getroffenen Annahmen fällt der Einfluss einer Exportmöglichkeit auf den Ausbau der Speicher vergleichsweise gering aus. Die steigende Exportleistung führt zwar zu einem Rückgang des wirtschaftlichen Speicherpotentials, welcher sich jedoch in einem geringen Umfang bewegt. Bei sinkender Preisannahme würden sich die Varianten mit Exportmöglichkeiten schließlich an das Szenario STANDARD ohne Export annähern, bei steigenden Kosten ist ein weiterer Rückgang des Speicherpotentials zu erwarten. Dabei ist jedoch zu beachten, inwieweit die Annahme einer Exportmöglichkeit zu jedem Zeitpunkt noch gerechtfertigt ist.

## 8.5 Vergleich technologischer Beschränkungen beim Speicherausbau

Die Verfügbarkeit von Technologien ist bei Wasserstoffspeicherung und AA-CAES sowohl zeitlich als auch kostenseitig noch mit hohen Unsicherheiten behaftet. Beide Technologien sind noch nicht großtechnisch verfügbar und derzeit Gegenstand der Forschung. PSW sind zwar technisch ausgereift, die Zubaupotentiale sind in Deutschland jedoch aufgrund der geographischen Bedingungen und aus Gründen des Naturschutzes als begrenzt anzusehen. Die Untersuchung in den folgenden Abschnitten zeigt die Auswirkungen von unterschiedlicher technologischer Verfügbarkeit und Restriktionen auf den Ausbau der Speicher und die Integration der EE.

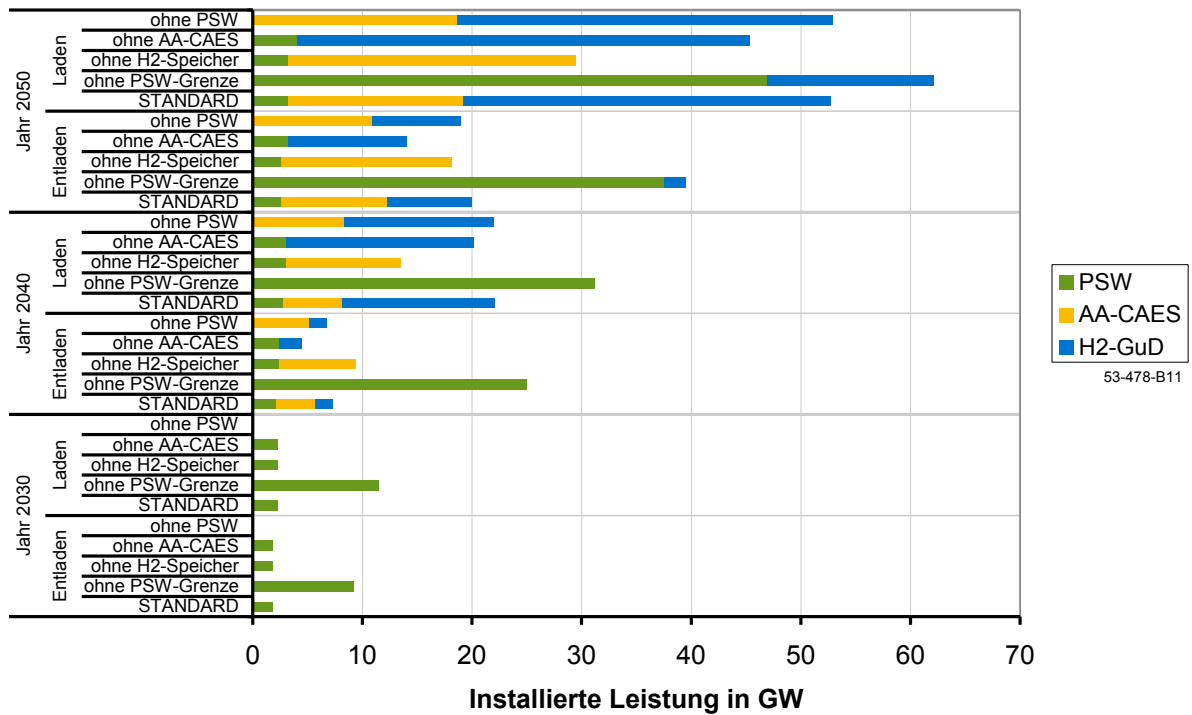
In der Variante ohne Zubaugrenzen ist der Ausbau aller drei Technologien in quasi unbegrenztem Umfang möglich. Wesentlich ist dabei die Aufhebung der Zubaubeschränkung der PSW, da nur diese im Rahmen der Beispielrechnungen in Erscheinung tritt. Diese Variante ist von eher theoretischer Natur. Sie zeigt allerdings, wie aus rein technologischer Sicht eine ideale Zusammensetzung der Anlagen zur Energiespeicherung unter den gegebenen Rahmenbedingungen aussehen würde. In den übrigen Varianten ist der Pumpspeicherausbau wiederum auf die in den Rahmenbedingungen dargestellten Werte begrenzt. In diesen drei weiteren Varianten steht jeweils eine der drei Speichertechnologien nicht für den Ausbau zur Verfügung. Die Zeitpunkte der frühesten Verfügbarkeit wurden dabei nicht verändert.

### 8.5.1 Vergleich des Speicherausbaus

In **Bild 8.19** ist analog zu den vorhergehenden Untersuchungen der optimale Ausbau an Lade- und Entladeleistung für die unterschiedlichen Varianten und drei ausgewählte Jahre abgebildet.

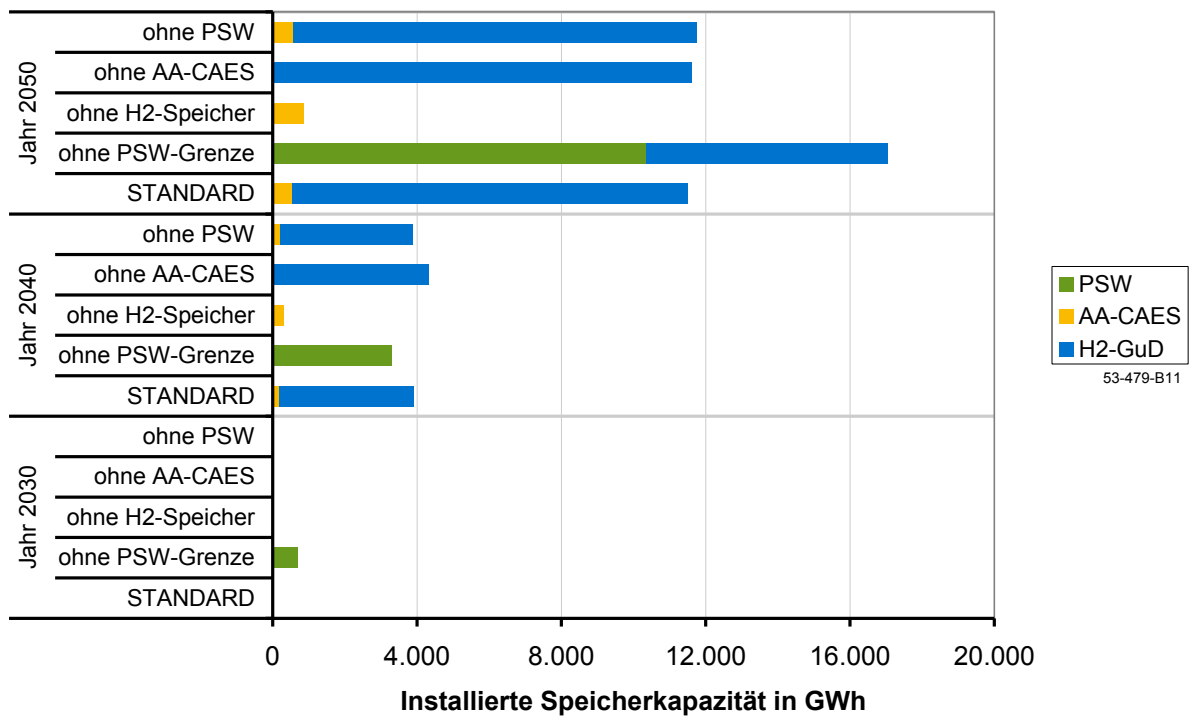
Ohne Ausbaugrenzen zeigt sich gegenüber den bisher betrachteten Varianten ein starker Ausbau der PSW, was auf die weggefallene Zubaubeschränkung zurückzuführen ist. Bereits im Jahr 2030 werden jeweils etwa 10 GW Lade- bzw. Entladeleistung zugebaut und auch im Jahr 2040 übertrifft der leistungsseitige Zubau alle anderen Varianten. Im Jahr 2050 wird neben den PSW auch ein Wasserstoffspeicher mit etwa 15 GW Lade- aber nur etwa 2 GW Entladeleistung installiert. Insgesamt ist im Jahr 2050 die Ladeleistung mit etwa 62 GW um gut 10 GW höher und die Entladeleistung mit knapp 40 GW etwa doppelt so hoch wie im Szenario STANDARD mit PSW-Begrenzung. Ohne Wasserstoffspeicher bewegt sich die Entladeleistung auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario STANDARD, wohingegen die Ladeleistung im Jahr 2050 mit etwa 29 GW nur etwa halb so hoch ist. Ohne AA-CAES liegt sowohl die Lade- als auch die Entladeleistung geringfügig unterhalb des Vergleichsszenarios STANDARD, wohingegen ohne PSW-Zubau sich leistungsbezogen ein nahezu identischer Ausbau einstellt.





**Bild 8.19 Variation Speichertechnik – Lade- und Entladeleistung**

Wie bei den Leistungen zeigt sich auch bei den installierten Speicherkapazitäten in dieser Untersuchung ein recht heterogenes Bild. Das wirtschaftliche Potential der verschiedenen Szenarien ist in **Bild 8.20** abgebildet.



**Bild 8.20 Variation Speichertechnik – Speicherkapazität**

Die Varianten ohne AA-CAES und ohne PSW bewegen sich im Jahr 2050 in einer ähnlichen Größenordnung wie das Szenario STANDARD mit ca. 11 TWh. Ohne Zubau-

grenzen werden im Jahr 2050 Speicherkapazitäten von etwa 17 TWh ausgebaut, wobei etwa 9 TWh auf die PSW entfallen und ca. 8 TWh auf die Wasserstoffspeicher. In der Variante ohne Wasserstoffspeicher sind nur etwa 0,8 TWh an Speicherkapazität wirtschaftlich nutzbar.

Die Variante ohne Zubaugrenzen zeigt aufgrund der günstigen Kostenstruktur der PSW zu Beginn den stärksten Ausbau. AA-CAES sind sowohl kostenseitig als auch in der Effizienz schlechter als PSW und finden folglich keinen wirtschaftlichen Platz. Trotz der im Prinzip unbegrenzten Verfügbarkeit von PSW ist ab 2041 zusätzlich der Ausbau von Wasserstoff wirtschaftlich. Ohne Wasserstoffspeicher stehen abgesehen vom geringen Zubaupotential der PSW nur AA-CAES zur Verfügung. Deren vergleichsweise spezifisch sehr teure Speicherkapazität verhindert einen wirtschaftlichen Ausbau in großem Umfang. Die Auswirkungen der Veränderungen in den Varianten ohne AA-CAES und ohne PSW sind gegenüber dem STANDARD-Fall marginal. Das geringe Zubaupotential der PSW fällt kaum ins Gewicht und die AA-CAES werden bei Nichtverfügbarkeit zum Teil durch Wasserstoffspeicher ersetzt.

### 8.5.2 Vergleich der nicht integrierbaren Erzeugung

Eine bessere Vergleichbarkeit der einzelnen Szenarien bietet die in **Bild 8.21** dargestellte Entwicklung der nicht integrierbaren Erzeugung. Dabei lassen sich die Varianten in drei Bereiche einteilen. Die Variante ohne Wasserstoffspeicherung liefert die geringste Integrationswirkung. Im Prinzip verhält es sich wie die anfangs untersuchte Variante ohne Speicherausbau, auf etwas geringerem Niveau.

Im Jahr 2050 fällt eine nicht integrierbare Erzeugung von etwa 52 TWh an. Ohne Zubaugrenzen führt die angenommene Verfügbarkeit von PSW bereits in den Jahren von 2020 bis 2035 zu einer besseren Integration. Die Menge steigt dann bis 2041 auf etwa 11 TWh an und nimmt anschließend bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 wieder auf ca. 7 TWh ab. Die Abnahme ist durch die optimierte Fahrweise der Kombination aus Wasserstoffspeicher und PSW begründet. Über den Umweg einer saisonalen Wasserstoffspeicherung bezieht das PSW Ladestrom durch das Entladen des Wasserstoffspeichers. Insgesamt zeigt diese Variante die beste Integrationswirkung, was aufgrund der geringsten Restriktionen aller bisherig vorgestellten Varianten plausibel erscheint. Die drei übrigen Varianten zeigen im Bereich der Integration ein nahezu gleiches Verhalten.

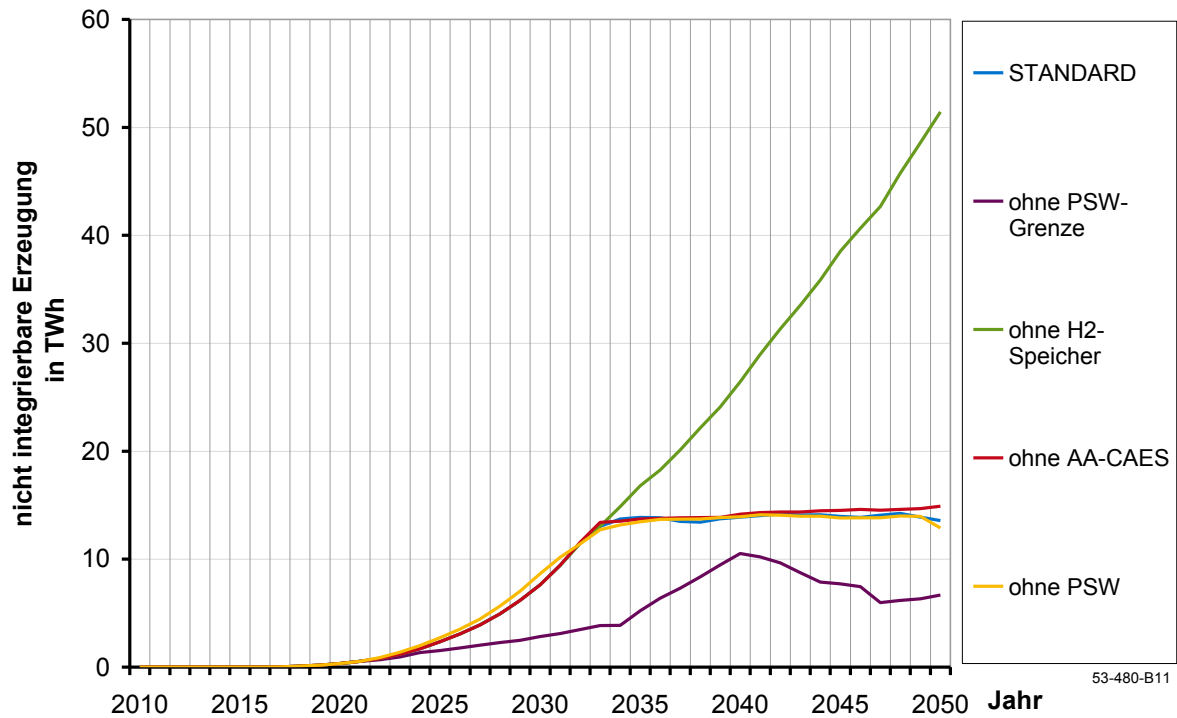


Bild 8.21 Variation Speichertechnik – Nicht integrierbare Erzeugung

### 8.5.3 Vergleich des mittleren Nutzungsgrades der Speicherung

In **Bild 8.22** ist der mittlere Nutzungsgrad der Speicherung der untersuchten Szenarien dargestellt.

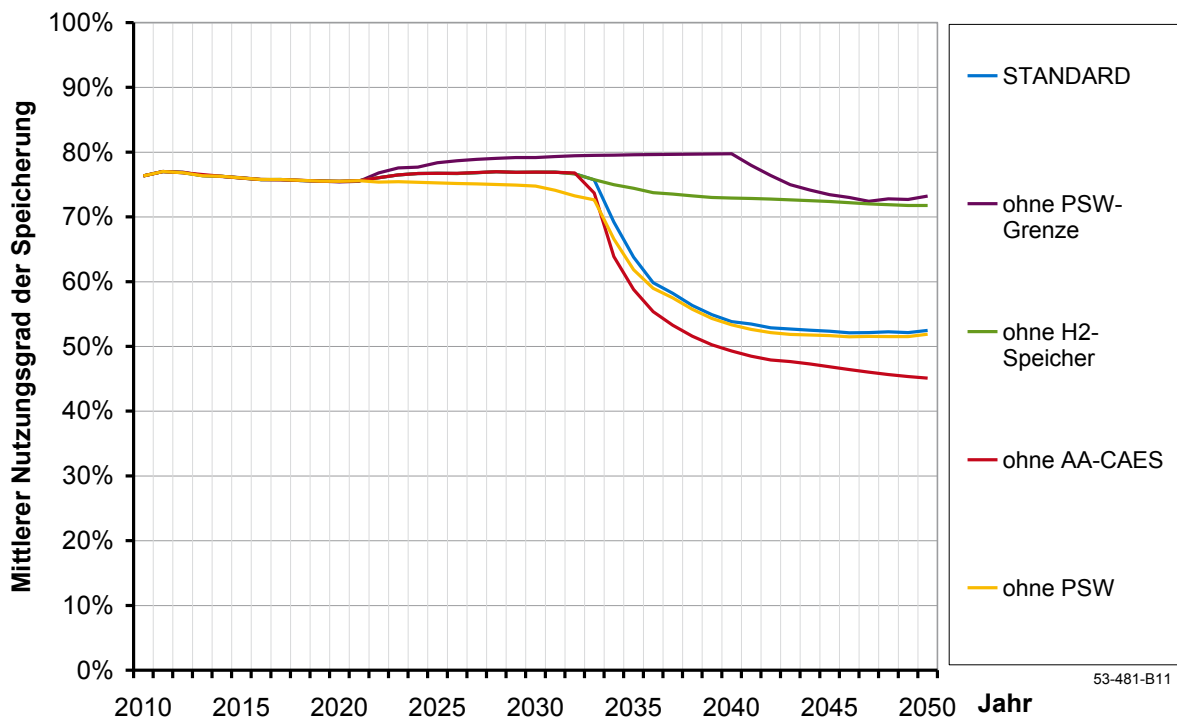


Bild 8.22 Variation Speichertechnik – Mittlerer Nutzungsgrad der Speicherung

Der Einstieg in die Wasserstoffspeicherung führt in den entsprechenden Varianten zu einer Verringerung der Effizienz. Im STANDARD-Fall und ohne PSW-Ausbau sinkt sie auf etwa 50 %, bei fehlenden AA-CAES und der damit verbundenen verstärkten Nutzung der Wasserstoffspeicherung auf etwa 45 % ab. In der Variante ohne Zubaugrenzen liegt der Nutzungsgrad durch den verstärkten Einsatz von PSW bei über 70 %. Auf ähnlichem Niveau befindet sich der Nutzungsgrad in der Variante ohne Wasserstoffspeicher, da die geringe Effizienz dieser Technologie hier nicht zum Tragen kommt.

#### **8.5.4 Zwischenfazit**

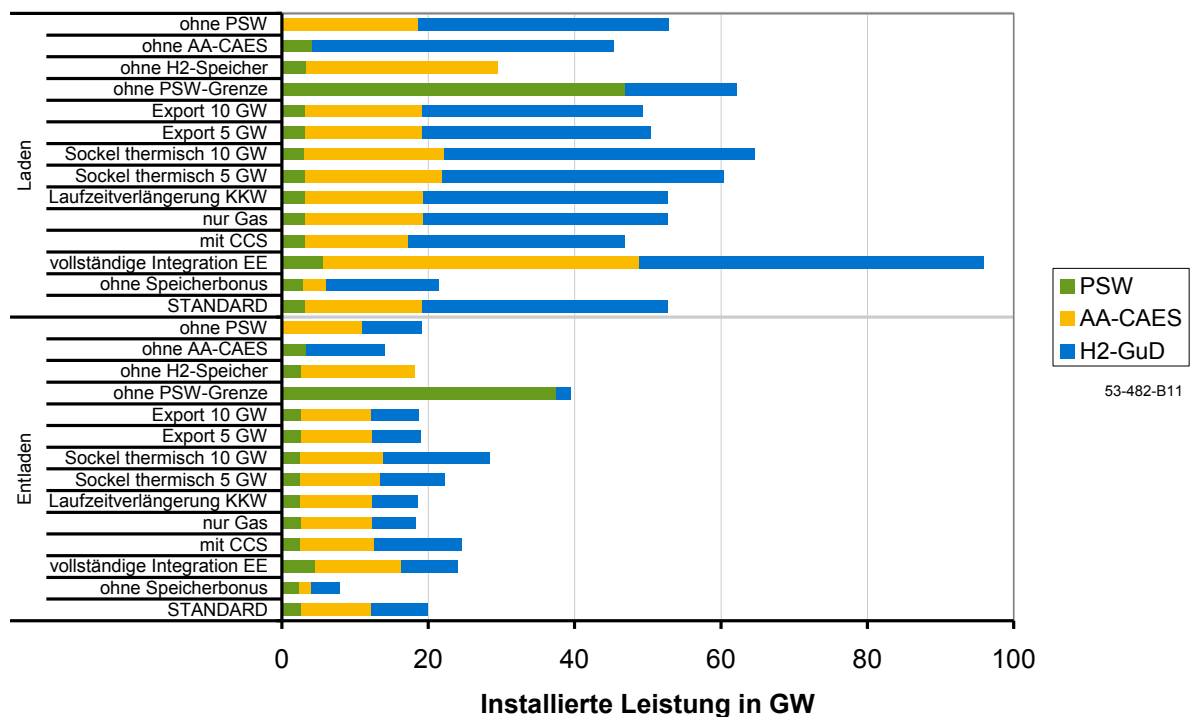
Insgesamt sind die Ergebnisse bei der Variation der möglichen Speicheroptionen und Restriktionen als sehr heterogen anzusehen. Der Pumpspeicherzubau in der Variante ohne Zubaugrenzen ist als unrealistisch zu betrachten und daher nur von theoretischem Wert. Wesentlich in dieser Variante ist jedoch die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffspeicherung trotz unbegrenzt verfügbarer Konkurrenztechnologien. Ebenso zeigt Bild 8.21 die Bedeutung der Wasserstoffspeicherung für die Integration der EE, da bei einer unterstellten Nichtverfügbarkeit der Wasserstofftechnik zur Speicherung ein deutlicher Anstieg der nicht integrierbaren Erzeugung aus gesetzter Einspeisung zu beobachten ist. In den hier untersuchten Szenarien ist im Bereich der wirtschaftlichen Integrationsfähigkeit von großen Überschussmengen an EE weder der weitere Ausbau an PSW noch die AA-CAES-Technologie von entscheidender Bedeutung. Das beschränkte Ausbaupotential der PSW und die hohen spezifischen Kosten für das Speichervolumen bei AA-CAES hindern beide Technologien an einem größeren wirtschaftlichen Beitrag zur Integration.

## 8.6 Gesamtvergleich der wesentlichen Größen aller Parametervariationen

Der folgende Abschnitt zeigt und vergleicht noch einmal die wesentlichen Ergebnisgrößen der vorangegangenen Untersuchungen.

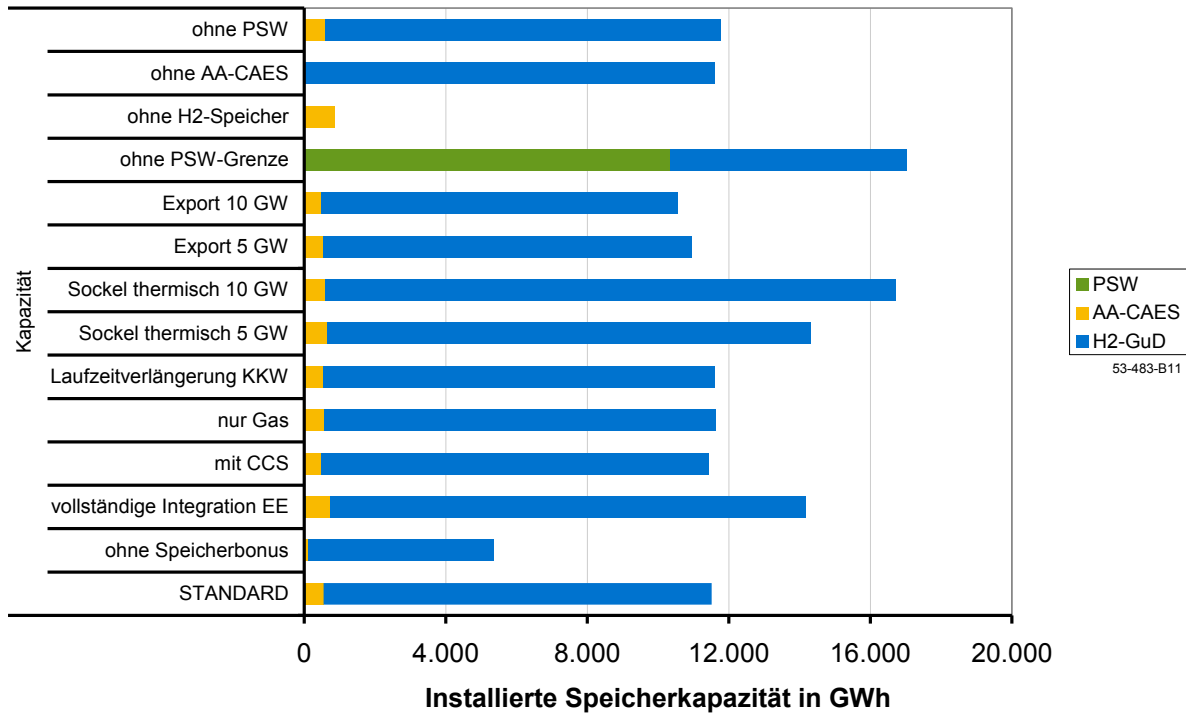
### 8.6.1 Ausbau der Speichertechnologien

Die ausgebauten Speicherleistungen der untersuchten Varianten im Jahr 2050 sind in **Bild 8.23** dargestellt. Bei allen Varianten übersteigt die installierte Ladeleistung die Entladeleistung. Der geringste Ausbau findet in den Varianten mit voller Anrechnung der Speicherinvestitionskosten bzw. ohne Wasserstoffspeicher statt. Der größte Ausbau an Ladeleistung zeigt sich bei den Varianten mit der Forderung nach vollständiger Integration der überschüssigen Erzeugung aus EE und KWK, der größte Ausbau an Entladeleistung bei fehlenden Restriktionen beim Pumpspeicherausbau. Bei allen weiteren Varianten stellt sich ein näherungsweise ähnlicher Ausbau ein.



**Bild 8.23 Gesamtvergleich – Lade- und Entladeleistung**

Die entsprechenden Speicherkapazitäten für das Jahr 2050 werden in **Bild 8.24** ausgewiesen. Analog zu den Leistungen zeigt die Variante ohne Bezuschussung der Speicherinvestitionskosten aufgrund der Kostenstruktur ein vergleichsweise geringes wirtschaftliches Ausbaupotential. Eine unterstellte Nichtverfügbarkeit der Wasserstoffspeicherung führt zum geringsten Zubau an Speicherkapazität aller Varianten. Abgesehen von diesen beiden Annahmen bewegen sich die installierten Kapazitäten zwischen etwa 11 und 17 TWh, wobei überwiegend die Wasserstoffspeicherung genutzt wird.



**Bild 8.24 Gesamtvergleich – Speicherkapazität**

Die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers liegt etwa 200fach über der derzeit bestehenden Pumpspeicherkapazität und würde überschlagsweise – zumindest theoretisch – für etwa sechs bis acht Tage Versorgung ausreichen. Der maximale Zubau an Speicherkapazität im Rahmen der Wasserstoffspeicherung beträgt etwa 16 TWh, was bei einem Druck von 13 MPa nach [23] einem benötigten Speichervolumen von etwa 60 Mio. m<sup>3</sup> entspräche. Im Bereich der AA-CAES liegt der maximale Zubau an Speicherkapazität bei etwa 0,8 TWh. Bei einem angenommenen Druckniveau von 2 MPa würde dies Salzkavernen mit einem Speichervolumen von etwa 230 Mio. m<sup>3</sup> erfordern.

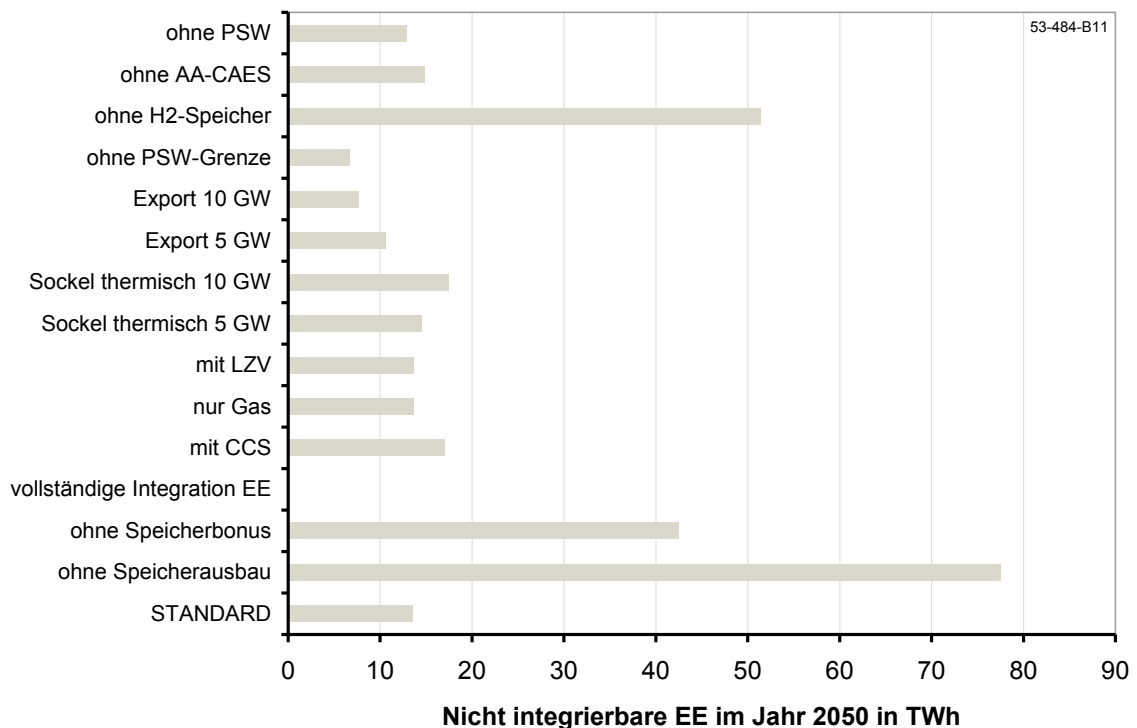
Beide Ergebnisse liegen unter den theoretisch angenommenen Ausbaumöglichkeiten in den Rahmenannahmen. In [66] wird bis zum Jahr 2050 ein möglicher Ausbau von etwa 200 Mio. m<sup>3</sup> an Salzkavernen in Aussicht gestellt. Zusätzlich mit den bereits bestehenden, den derzeit im Bau befindlichen und den geplanten Speichern könnte das Volumen damit mehr als verdoppelt werden.

Der in den Beispielrechnungen ermittelte Zubau an Speicherkapazität bei Wasserstoffspeichern und AA-CAES und der daraus resultierende Bedarf an Salzkavernen bewegt sich somit in einer realistischen Größenordnung, die auch in anderen wissenschaftlichen Veröffentlichungen prognostiziert wird. Sie liegt weit von den angenommenen theoretischen Potentialen entfernt (siehe Kapitel 6.6.1). Allerdings ist von einer Nutzungskonkurrenz von Wasserstoffspeicherung und Erdgasspeicherung auszugehen.

## 8.6.2 Integration erneuerbarer Energien durch Speicherausbau

### 8.6.2.1 Nicht integrierbare gesetzte Einspeisung

Die Integrationswirkung für überschüssige vorrangige Erzeugung aus EE und KWK ist in **Bild 8.25** für alle Variationen in Form der nicht integrierbaren Erzeugung des Jahres 2050 dargestellt. Der nicht genutzte Anteil ist erwartungsgemäß ohne unterstellten Speicherausbau mit etwa 78 TWh am höchsten. Die Ausbauszenarien ohne Bonus für die Speicherinvestition und ohne Wasserstoffspeicherung zeigen ebenfalls eine vergleichsweise schlechte Integrationsfähigkeit. Die Möglichkeit, Erzeugung ins Ausland zu transportieren, führt zu einer vergleichsweise guten Integration. Die exportierte Energiemenge gilt dabei annahmegemäß als integriert. Die fehlenden Ausbaurestriktionen im Bereich der PSW führen ebenfalls zu einem geringen nicht nutzbaren Angebot an vorrangiger Erzeugung. Unter der Bedingung einer vollständigen Integration fällt definitionsgemäß keine nicht integrierbare Erzeugung an. In den übrigen Varianten bewegt sich das im Jahr 2050 nicht nutzbare Angebot an EE und KWK etwa zwischen 13 und 17 TWh.



**Bild 8.25 Gesamtvergleich – Nicht integrierbare Erzeugung**

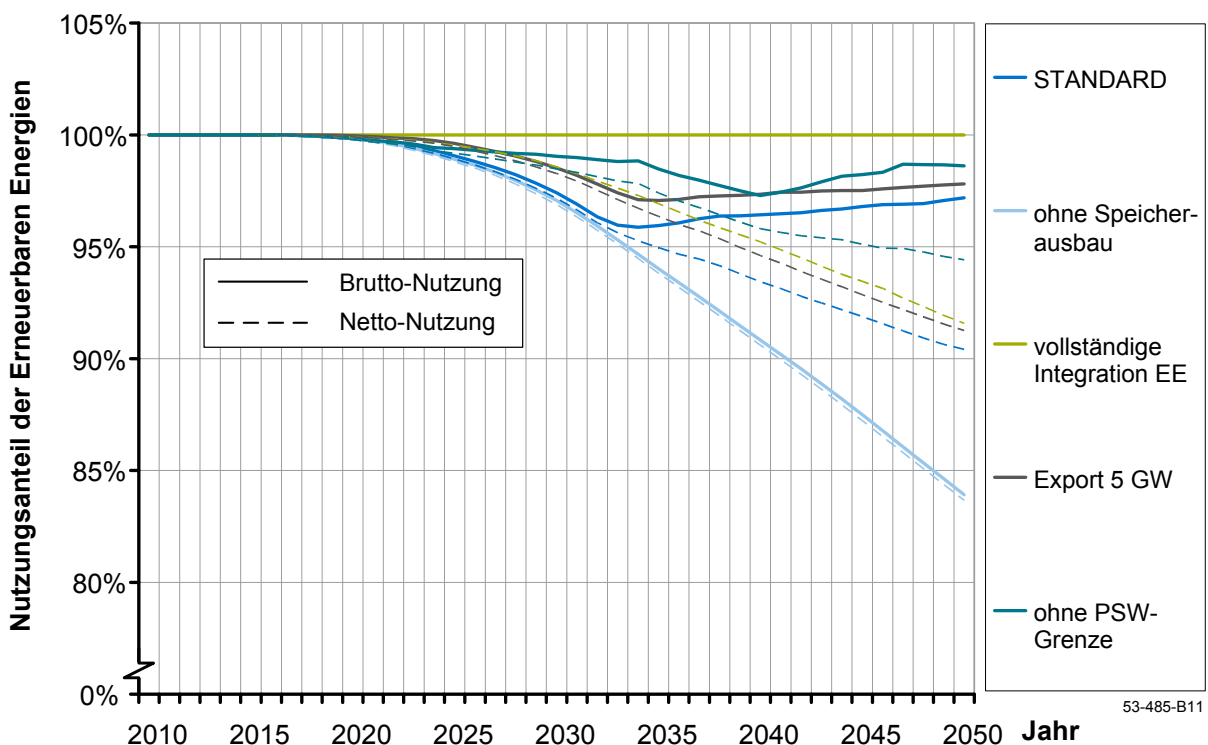
### 8.6.2.2 Nutzbarer Anteil an integrierter gesetzter Einspeisung

In allen bisherigen Betrachtungen gilt Erzeugung aus EE und KWK dann als nicht integrierbar, wenn sie nicht für die Lastdeckung oder zur Beladung von Speichern eingesetzt werden kann und deshalb im Modell IMAKUS in Form einer Abschaltleistung auftritt. Im Rahmen einer fundierten Untersuchung ist jedoch nicht nur hervorzuheben,

welche Energiemenge ins Erzeugungssystem aufgenommen werden kann, sondern auch welche Substitution an thermischer Erzeugung durch diese Integration erreicht wird. Für diese Betrachtung werden zwei unterschiedliche Maße für die Nutzung der gesetzten Einspeisung eingeführt.

Die Brutto-Nutzung gibt an, welcher Anteil des Angebots an vorrangiger Erzeugung aus EE und KWK in das System integriert werden kann, in dem entweder die Last direkt gedeckt wird oder Speicher beladen werden. Bei der Netto-Nutzung hingegen wird nicht der Ladestrom als genutzt betrachtet, sondern der aufgrund des Ladens mit EE und KWK realisierbare Entladestrom, welcher zur Substitution von thermischer Erzeugung führt. Beide Größen unterscheiden sich folglich durch die Speicherverluste, die bei der Integration auftreten.

In **Bild 8.26** sind die Brutto- und Netto-Nutzungsanteile für die Integration der EE für einige ausgewählte Varianten dargestellt. Die durchgezogenen Linien symbolisieren dabei die Brutto-, die gestrichelten Linien die jeweiligen Netto-Nutzungsanteile.



**Bild 8.26 Gesamtvergleich – Brutto- und Netto-Integration der EE**

Bis 2016 übersteigt die Einspeisung aus EE zu keinem Zeitpunkt die Last. Sie kann deshalb vollständig direkt genutzt werden. Der Nutzungsanteil beträgt 100 % und die Brutto-Nutzung ist gleich der Netto-Nutzung.

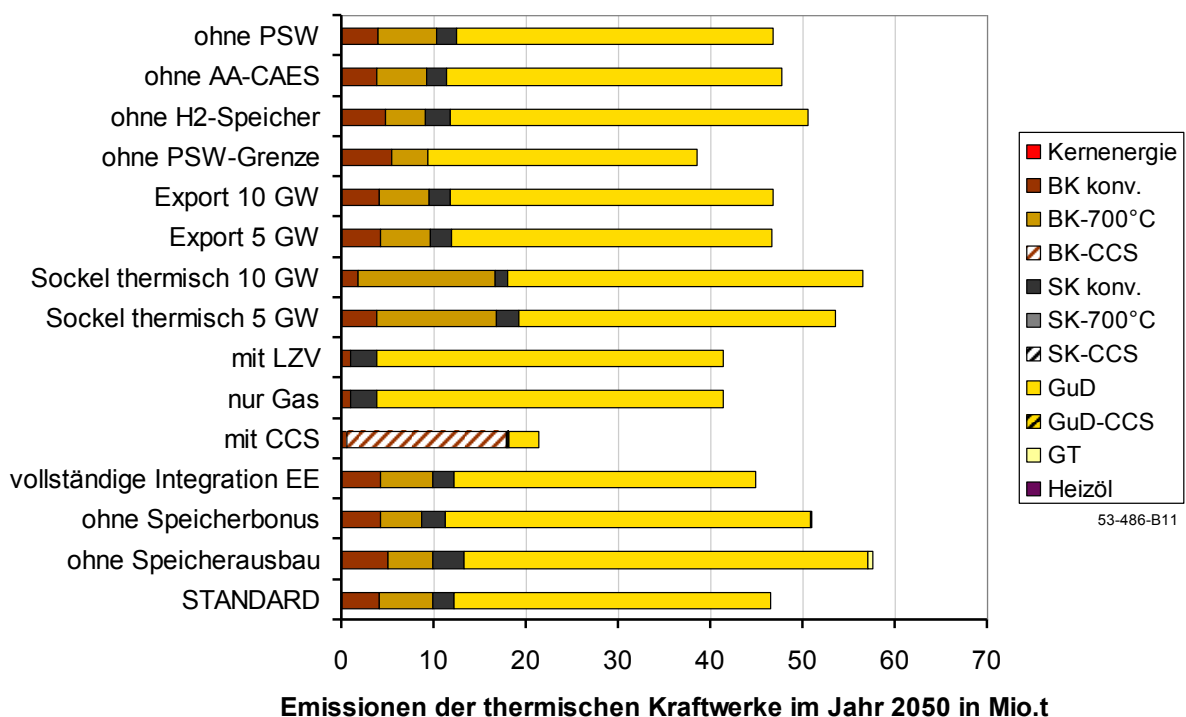
In den Folgejahren geht der Nutzungsanteil zurück und beide Größen bewegen sich mehr oder weniger weit auseinander. Ohne Ausbau der Speicher im Betrachtungszeitraum können im Jahr 2050 noch knapp 85 % des Angebotes genutzt werden. Für die



Speicherung stehen die bestehenden PSW zur Verfügung, deren Integrationsmöglichkeiten jedoch begrenzt sind. Aufgrund des im Mittel guten Nutzungsgrades der Speichertechnologie und der damit verbundenen geringen Speicherverluste weicht der Netto-Nutzungsanteil nur geringfügig von der Brutto-Nutzung ab. Bei erzwungener vollständiger Integration beträgt der Brutto-Nutzungsanteil definitionsgemäß 100 %. Die dafür notwendige Speicherung – speziell die geringe Effizienz der Wasserstoffspeicherung – führt im Jahr 2050 zu einem Netto-Nutzungsanteil von lediglich 92 %. Die theoretische Variante ohne Begrenzung des Pumpspeicherzubaues zeigt in diesem Jahr trotz einer geringeren Brutto-Nutzung einen höheren Netto-Nutzungsanteil von gut 94 %, was auf die gute Effizienz der PSW zurückzuführen ist. Die weiter im Diagramm abgebildeten Varianten mit einer Exportmöglichkeit von 5 GW und STANDARD besitzen Netto-Nutzungsanteile von 90 bis 92 %.

### 8.6.3 Emissionen thermischer Kraftwerke im Jahr 2050

**Bild 8.27** zeigt die im Jahr 2050 von den frei disponierbaren thermischen Kraftwerken verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese hängen sowohl von der jeweiligen Struktur des Kraftwerksparks als auch von der integrierten Menge an Erzeugung aus EE und KWK der jeweiligen Variante ab.



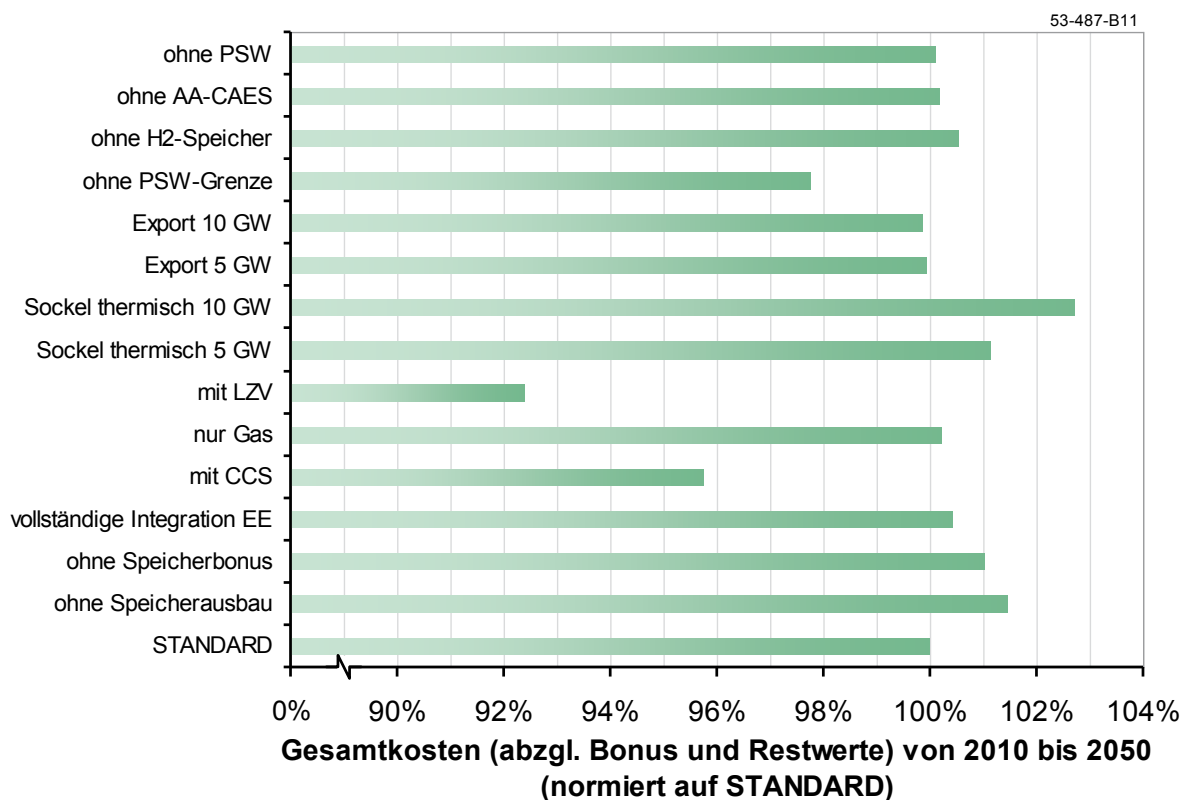
**Bild 8.27 Gesamtvergleich – Emissionen der thermischen Kraftwerke im Jahr 2050**

Die Verfügbarkeit von CCS-Technologien führt zu den niedrigsten Emissionen. Die zusätzliche Integration von gesetzter Einspeisung durch Speicherausbau führt beispielsweise bei Szenario STANDARD im Vergleich mit der Variante ohne Zubau an Speicher-

technologien zu einer Emissionsminderung von gut 10 Mio. Tonnen. Die erzwungene vollständige Integration hat gegenüber dem Szenario STANDARD im Bereich der CO<sub>2</sub>-Emissionen nur noch geringe Auswirkungen.

#### 8.6.4 Gesamtkostenvergleich der Parametervariationen

Die während des kompletten Betrachtungszeitraums anfallenden Kosten für das Erzeugungssystem der unterschiedlichen Szenarien sind in **Bild 8.28** normiert auf das Szenario STANDARD dargestellt.



**Bild 8.28 Gesamtvergleich – Erzeugungskosten im Betrachtungszeitraum**

Die Kosten der Variante ohne Speicherausbau liegen über den Kosten des Szenarios STANDARD, was das Kostensenkungspotential und damit die Wirtschaftlichkeit eines Speicherausbaus zeigt. Die Varianten mit CCS-Option und Verlängerung der Kernenergielaufzeit (LZV) sind im Vergleich die kostengünstigsten. Mit einer erzwungenen Leistungsbereitstellung aus thermischen Kraftwerken zu jedem Zeitpunkt wird in den entsprechenden Varianten die Erzeugung teurer, da für die Integration der EE deutlich mehr Speicher installiert werden müssen. Die Forderung nach einer vollständigen Integration der EE erzeugt aufgrund des ebenfalls notwendigen verstärkten Speicherausbaus gegenüber dem STANDARD-Szenario höhere Kosten.

## 8.7 Unsicherheiten der Untersuchungen

Der folgende Abschnitt diskutiert und bewertet mögliche Fehlerquellen in Methodik und Datenbasis.

### *Abbildung der Erzeugung aus EE, KWK und der Netzlast*

Die Einspeisung aus EE bzw. KWK und die Netzlast werden im Rahmen dieser Arbeit deterministisch in Form von konkreten Charakteristiken in Stundenauflösung über den gesamten Betrachtungszeitraum vorgegeben. Diese basieren entweder auf den Daten eines Jahres oder werden synthetisch mit Hilfe entsprechender Modelle erstellt. In Realität werden sich die Charakteristiken der Erzeugung jährlich unterscheiden und die Netzlast wird sich gegebenenfalls strukturell verändern. Eine Änderung dieser Eingangsdaten wird sich entsprechend auf die Ergebnisse der Berechnungen auswirken.

Ein besonders hoher Einfluss ist durch die entsprechende Wahl des Windjahres zu erwarten, da einerseits die jährlichen Windverhältnisse relativ starken Schwankungen unterworfen sind (Bild 2.1) und sich dies andererseits aufgrund der hohen Menge an installierter Leistung relativ stark auswirkt.

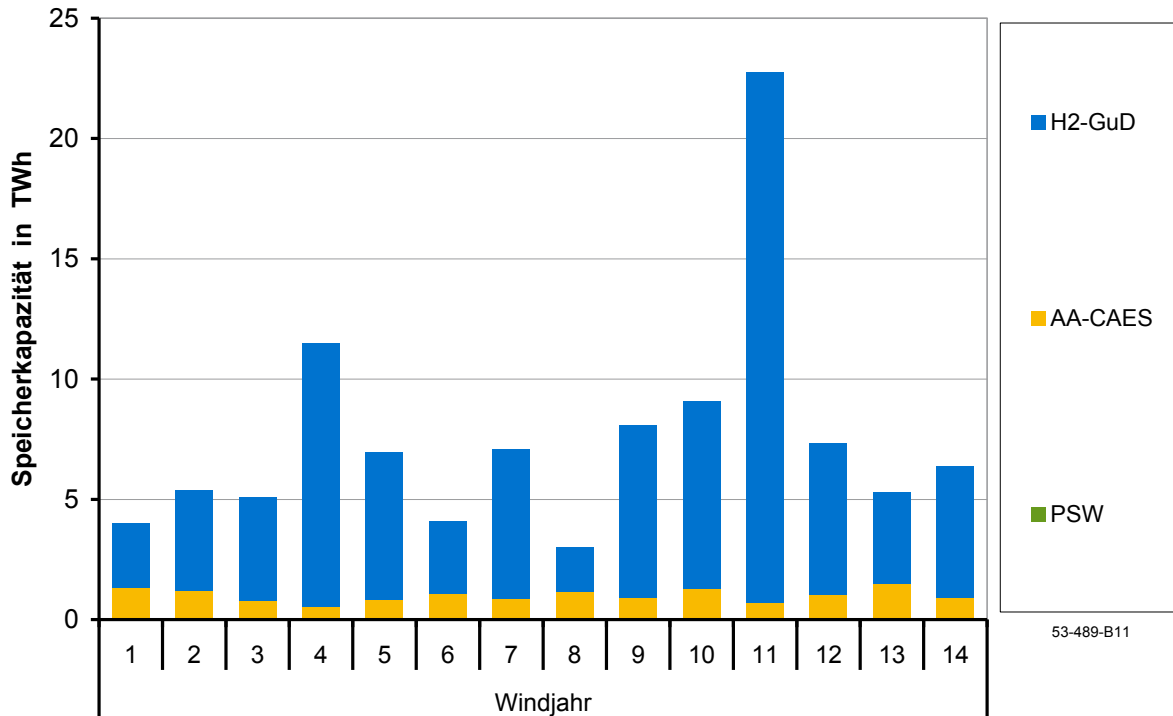
Für die Überprüfung des Einflusses der Windcharakteristik wird eine Berechnung des Jahres 2050 mit allen 14 zur Verfügung stehenden Windcharakteristiken durchgeführt. Dabei wird der Kraftwerkspark des Szenarios STANDARD aus dem Jahr 2050 verwendet. Die installierte Leistung an Windenergieanlagen bleibt in der Berechnung konstant und wird über das in allen Beispielvarianten genutzte Windjahr 4 bestimmt. Nur bei diesem Windjahr entspricht die Erzeugung den in der Szenariendefinition angegebenen Werten. Bei anderen Windjahren ist die Einspeisung höher bzw. niedriger.

Die installierte Speicherkapazität der neu gebauten Speicher ist für dieses Berechnungsbeispiel in **Bild 8.29** dargestellt.

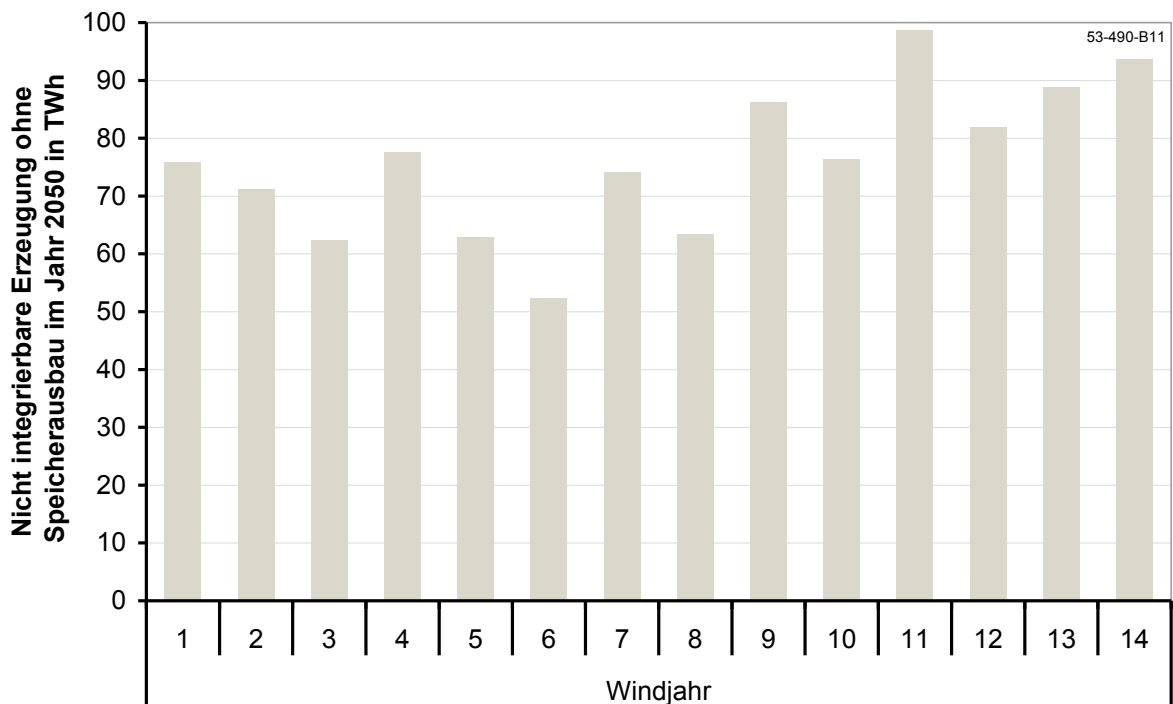
Die Abhängigkeit des Speicherausbau von der Wahl des entsprechenden Windjahres ist sehr stark ausgeprägt. Die dargestellte installierte Kapazität und bewegt sich zwischen Windjahr 8 mit etwa 3 TWh und Windjahr 11 mit etwa 22 TWh. Die Abweichungen der installierten Leistungen sind etwas geringer ausgeprägt.

Für dieses Ergebnis sind unterschiedliche Ursachen verantwortlich. Zunächst führen die einzelnen Windjahre zu verschiedenen Mengen an Windenergie. Daraus resultiert insgesamt ein unterschiedliches Angebot an EE, welches sich auf den Speicherbedarf auswirkt.

In **Bild 8.30** ist die nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK im Jahr 2050 in Abhängigkeit des Windjahres dargestellt, wie sie ohne Ausbau an Speichern anfallen würde. Sie kann quasi als Treiber für den Speicherausbau interpretiert werden.



**Bild 8.29** Installierte Kapazität an Neubauspichern im Jahr 2050 im Szenario STANDARD mit unterschiedlichen Windjahren



**Bild 8.30** Nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK im Jahr 2050 ohne Speicherausbau für unterschiedliche Windjahre

Erwartungsgemäß zeigen sich größere Unterschiede bei der Menge der nicht integrierbaren Erzeugung, welche sich zwischen etwa 50 TWh bei Windjahr 6 und nahezu

100 TWh bei Windjahr 11 bewegen. Das im Rahmen der Arbeit für alle Varianten gewählte Windjahr 4 führt zu einem Wert in der Mitte dieses Spektrums bei etwa 75 TWh, was auf die durchschnittliche Ausnutzungsdauer dieses Windjahres zurückzuführen ist.

Für die wirtschaftliche Integration der dargestellten Überschüsse werden die Speicher für die jeweiligen Windcharakteristiken ausgebaut. Für die Integration eines großen Angebotes wäre prinzipiell die Wirtschaftlichkeit eines großen Speichers zu erwarten und umgekehrt. Dies gilt jedoch nur mit Einschränkungen. Bei Windjahr 11 zeigt sich bei höchstem Überschuss der größte Ausbau an Speicherkapazität und bei Windjahr 6 gilt analog bei geringer nicht integrierbarer Erzeugung ein niedrigerer Ausbau. Jedoch führt ein ähnlicher Überschuss bei Windjahr 11 und Windjahr 14 zu einem hochgradig unterschiedlichen Ausbau an Speicherkapazität.

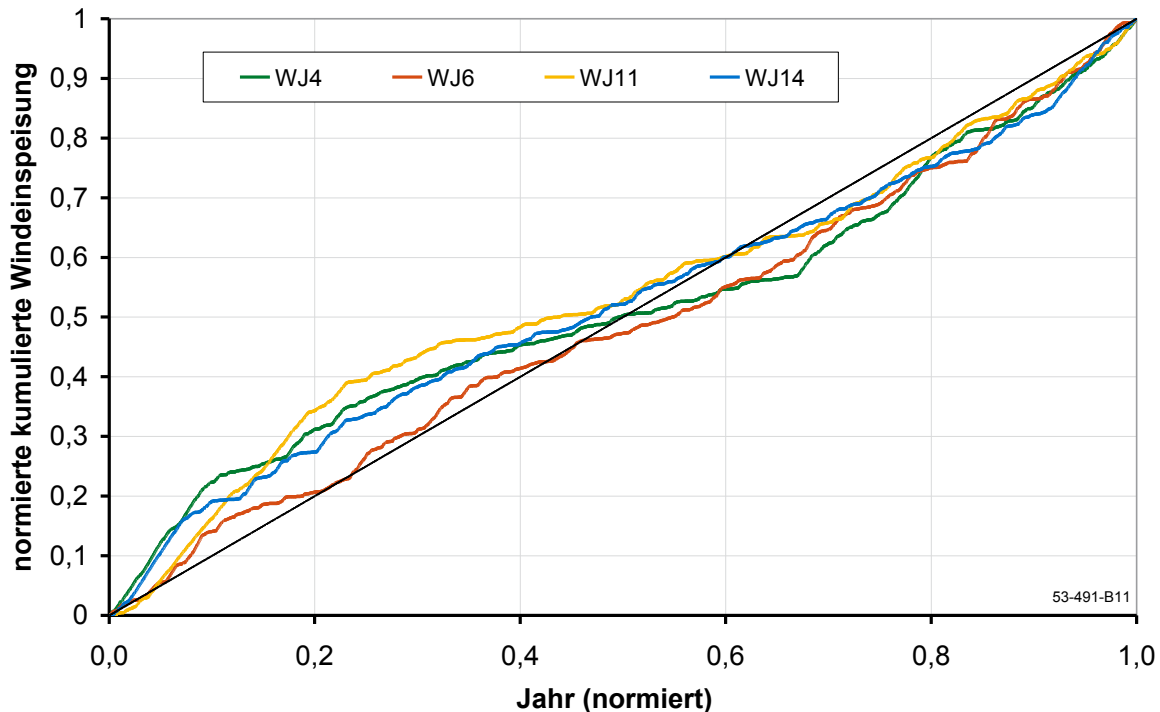
Im Wesentlichen tritt dieser Unterschied bei der Wasserstoffspeicherung auf. Aufgrund der vergleichsweise geringen Kosten der Speicherkapazität wirken sich Unterschiede in den Rahmenbedingungen bei dieser Technologie stark aus. Darüber hinaus sind Wasserstoffspeicher in der Regel nur für die saisonale Speicherung eine wirtschaftliche Option. Je stärker sich also die saisonale Ausprägung der Windenergie darstellt, desto höher ist das wirtschaftliche Potential für Wasserstoffspeicher.

In **Bild 8.31** ist dazu die auf die Jahreswindenergieerzeugung normierte kumulierte Einspeisung an Windenergie über ein ebenfalls normiertes Jahr dargestellt.

Zusätzlich zu vier exemplarischen Windjahren ist die Winkelhalbierende eingezeichnet. Eine konstante Leistungsbereitstellung über jede Stunde eines Jahres würde genau auf dieser Linie verlaufen. Windjahr 11 zeigt eine relativ starke Saisonalität, was an der Abweichung von der Winkelhalbierenden deutlich wird. Bereits nach etwa einem Viertel des Jahres wurde schon 40 % der jährlichen Erzeugung eingespeist. Das ähnlich gute Windjahr 14 zeigt eine deutlich geringere saisonale Abhängigkeit, woraus der geringere Bedarf an Speicherkapazität resultiert. Das Windjahr 6 zeigt sowohl eine geringe Saisonalität als auch eine sehr geringe Einspeisung, wodurch sich nur eine geringe Speicherkapazität als wirtschaftlich erweist. Das mittlere Windjahr 4, welches für die Beispielrechnungen im Rahmen dieser Arbeit verwendet wurde, zeigt ebenfalls eine starke saisonale Abhängigkeit. Deshalb ist auch in diesem Fall das wirtschaftliche Potential an Speicherkapazität stärker ausgeprägt.

Grundsätzlich zeigt diese kurze Untersuchung die hohe Abhängigkeit des Ergebnisses von den gewählten Winddaten. Interessant ist dabei vor allem, wie auch Windjahre mit ähnlicher Ausnutzungsdauer zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können. Vor allem die Ergebnisse für saisonale Speicherung reagieren dabei stark auf veränderte Eingangsdaten. Eine Abbildung des Windes in Form eines kompletten Jahresganges

im Stundenraster – wie sie im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wird – ermöglicht die Ermittlung dieser Unterschiede und zeigt dabei auf, wie schwierig sich eine Erfassung der Windcharakteristik mit Hilfe reduzierter Zeitreihen (z. B. über Typtage) darstellt.



**Bild 8.31 Kumulierte Windeinspeisung eines Jahres (normiert)**

#### *Ausbau und Stromerzeugung der Kraftwerke*

Der Einsatz der Kraftwerke wird im Rahmen dieser Arbeit vereinfacht dargestellt. Dabei wird das Ziel verfolgt, die Systemgröße insgesamt beherrschbar zu gestalten. Die Nichtberücksichtigung von Anfahrvorgängen, Mindestleistungen und des teillastabhängigen Wirkungsgrades führt tendenziell zu einer gewissen Unterschätzung des Brennstoffverbrauchs.

Ebenso wird der Kraftwerksausbau nur von wirtschaftlichen Kriterien getrieben. Eventuelle technische Restriktionen aus Anfahrzeiten und Lastgradienten werden nicht berücksichtigt, was den Kraftwerken prinzipiell eine für den vorgesehenen Einsatz ausreichende Flexibilität unterstellt.

Diese Vereinfachung könnte zu einer gewissen Überschätzung des Potentials weniger flexibler Grundlastkraftwerke führen. Technische Entwicklungen in den Kraftwerkstechnologien zielen derzeit jedoch aufgrund der neuen Anforderungen genau auf die Bereiche Flexibilität und Teillastwirkungsgrad. Gewisse Fortschritte in diesen Punkten könnten demnach die Auswirkungen dieser Vereinfachung reduzieren.

### *Ausbau der Speicher*

Die Modellierung des Speicherausbaus mit Hilfe der drei unabhängigen Parameter Ladeleistung, Entladeleistung und Speicherkapazität soll genauere Aussagen zu einem wirtschaftlichen Speicherpotential ermöglichen. Dazu ist jedoch eine Aufteilung der Investitionskosten auf diese drei Zubauparameter notwendig. In der Realität können zum einen gewisse Kostenbestandteile einer Speicherinvestition nicht verursachergerecht auf einen der Parameter zugeordnet werden und zum anderen bildet auch die unterstellte lineare Abhängigkeit der Kosten von der Größe der Parameter die jeweilige Technologie nur vereinfacht ab.

Die gewählten Kosten orientieren sich an Anlagen heute üblicher Größe. Inwieweit bei einem unterstellten starken Speicherausbau noch zusätzliche Skaleneffekte eintreten können, hängt von der realisierten Anlagengröße ab und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht.

Für das wirtschaftliche Potential an Speichern sind die Investitionskosten ein wesentlicher Faktor. Andere Kostenannahmen und deren Zuordnung, speziell für die noch nicht großtechnisch verfügbaren Technologien AA-CAES und H<sub>2</sub>-GuD, werden sich folglich auch auf die Ergebnisse auswirken.

### *Einsatz der Speicher*

Für die Einsatzplanung der Speicher steht im Rahmen der Optimierung vereinfachend das gesamte Leistungsband von Lade- und Entladeleistung zur Verfügung. Bei einer unterstellten Vermarktung von Systemdienstleistungen ist zumindest zeitweise von einer eingeschränkten Verfügbarkeit der Speicherleistung für Peak-Shaving und die Integration der gesetzten Einspeisung auszugehen. Zukünftige Produkte zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen abzuschätzen und daraus ein für Speicher ableitbares Marktverhalten abzuleiten, ist nur mit großen Unsicherheiten zu prognostizieren und würde die Komplexität des Modells weiter erhöhen. Im Modellkonzept IMAKUS wird deshalb in erster Näherung von einer planbaren Vereinbarkeit von optimalem Fahrplanbetrieb und der Vermarktung von Systemdienstleistungen ausgegangen.

### *Investitionsverhalten*

Das Modell IMAKUS optimiert anhand von deterministisch vorgegebenen Rahmenbedingungen eine kostenoptimale Bereitstellung der Stromerzeugung. Mit perfekter Voraussicht wird auf diese Weise ein optimaler Ausbau an Kraftwerken und Speichern realisiert. Die Entscheidungen werden demzufolge auf einer Wissensbasis getroffen, welche in Wirklichkeit so nicht existiert. Die Entwicklung der Rahmenbedingungen und das Verhalten der Marktteilnehmer sind mit großen Unsicherheiten behaftet. In einem

liberalisierten Markt fließt deshalb die Bewertung des unternehmerischen Risikos mit in die Investitionsentscheidung ein.

Eine Lösung des Modells IMAKUS ist nur optimal für die jeweils gewählten Rahmenannahmen. Robuste Ausbaustrategien können näherungsweise aus den Unterschieden in den Ergebnissen mehrerer Optimierungen mit variierten Eingangsgrößen abgeleitet werden.



## 8.8 Fazit der Untersuchungen

Im Rahmen dieses Kapitels wurden mögliche zukünftige Entwicklungen der unterschiedlichen Rahmenbedingungen im Bereich der Stromerzeugung anhand eines Szenarios mit Parametervariationen exemplarisch untersucht. Dabei ist ein Speicherausbau in allen Variationen wirtschaftlich. Unter den gewählten Rahmenbedingungen für den Speicherzubau finden alle drei zur Verfügung stehenden Technologien einen wirtschaftlichen Platz im Speicherportfolio.

Die PSW und AA-CAES entfalten ihr Potential aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienz hauptsächlich bei der Substitution teurer Spitzenlastenergie durch Einspeicherung günstigerer Grundlastenergie. Wasserstoffspeicher gleichen hauptsächlich die saisonalen Unterschiede im Dargebot der EE aus. Die Abhängigkeit der Zubauhöhe von den gewählten Varianten erweist sich als vergleichsweise gering.

Die Wasserstoffspeicherung zeigt sich im Wesentlichen aufgrund der kostengünstigen Speicherkapazität als die wirtschaftlichste Technologie zur Integration großer Überschüsse an regenerativer Erzeugung, wobei die geringe Effizienz die Ausbeute deutlich schmälert. Ein möglicher Export verringert und ein notwendiger thermischer Erzeugungssockel erhöht das wirtschaftliche Ausbaupotential an Speichern. Der Zusatznutzen einer erzwungenen vollständigen Integration des Überschusses an gesetzter Einspeisung ist als eher gering einzustufen, verursacht hingegen aufgrund des hohen Bedarfs an Ladeeinheiten deutliche Mehrkosten.

## 9 Zusammenfassung und Ausblick

### *Motivation*

Der Ausbau an großtechnischen Speichermöglichkeiten wird von vielen Seiten als wesentliche Voraussetzung für ein Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil an EE betrachtet. Die für diese Aufgaben geeigneten Technologien sind allerdings derzeit entweder in ihrem Potential stark eingeschränkt (PSW) oder noch in der Entwicklungsphase (AA-CAES, Wasserstoffspeichersysteme). Für die Richtung der weiteren Aktivitäten in Forschung und Entwicklung, aber auch als Basis des politischen Handelns ist deshalb die Prognose eines zukünftigen Speicherbedarfs unabdingbar.

Das wirtschaftliche Potential der Speichertechnologien kann aufgrund der vielfältigen Rückwirkungen mit dem energiewirtschaftlichen Umfeld und den drei möglichen Freiheitsgraden (Lade- und Entladeleistung, Speicherkapazität) nicht ohne weiteres bestimmt werden und erfordert eine möglichst ganzheitliche Systembetrachtung. Die langen Zeithorizonte für die Investitionsplanung einerseits und die zeitlich möglichst hoch aufgelöste Umsetzung der Speichereinsatzplanung andererseits führen herkömmliche Optimierungsverfahren an die Grenzen der üblichen Rechenkapazität oder darüber hinaus.

### *Modell IMAKUS*

Im Rahmen dieser Arbeit wurde deshalb ein neuer Ansatz entwickelt, welcher das Erzeugungssystem systematisch in einzelne, an die jeweilige Problemstellung angepasste Teilbereiche unterteilt und diese mittels eines iterativen Konzepts miteinander koppelt. Das Modell IMAKUS ermittelt für definierte Rahmenbedingungen in einem mehrstufigen iterativen Prozess den volkswirtschaftlich optimalen Kraftwerksausbau und das Potential für Speichertechnologien. Annahmegemäß wird dabei sowohl von einem Stromnetz als auch von Speicherstandorten ausgegangen, die zu keinerlei Netzrestriktionen führen.

Der Kraftwerksausbau wird dabei im Teilmodell MOWIKA mit Hilfe eines intertemporalen Ansatzes mit linearer Programmierung über den gesamten Betrachtungszeitraum optimiert. Ausgehend vom aktuellen Kraftwerksbestand wird in Jahresschritten anlagenscharf der kostengünstigste Ausbau an zur Verfügung stehenden Technologieoptionen ermittelt. Die Prognose der zu erwartenden Stromproduktion der einzelnen Kraftwerksblöcke erfolgt dabei mittels Einordnung nach Merit-Order unter die diskretisierte Jahresdauerlinie der residualen Last. Die Diskretisierung erweist sich dabei als gut geeignetes Verfahren, die Rechenzeit bei geringen Genauigkeitsverlusten um Größenordnungen zu reduzieren. Der große Vorteil dieses Verfahrens ist, neben der geringen Re-

chenzeit, die Berücksichtigung aller einzelnen Jahre im Betrachtungszeitraum und die gute Abbildung der fluktuierenden Einspeisung der EE über die geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last.

Der jeweils für die Einzeljahre des Betrachtungszeitraums entwickelte Kraftwerkspark dient als Eingangsgröße für das Teilmodell MESTAS, welches das wirtschaftliche Speicherpotential auf Basis annuitätischer Investitionskosten ermittelt. Ebenfalls mit linearer Programmierung wird zeitaufgelöst der Kraftwerkseinsatz, der Einsatz der bestehenden Speicheranlagen und ein wirtschaftliches Zubaupotential an zur Verfügung stehenden Speichertechnologien bestimmt. Die drei Freiheitsgrade des Speichers werden beim Zubau einzeln betrachtet und folglich optimal aufeinander abgestimmt, was eine wesentliche Stärke dieses Ansatzes ausmacht. Aufgrund der vergleichsweise hohen zeitlichen Auflösung eines Jahres werden sowohl kurzzeitige als auch saisonale Effekte der Speicherung sichtbar, was vor allem für die Ermittlung des Potentials für Langzeitspeicher eine notwendige Voraussetzung darstellt. Der endogene Zubau der Speichertechnologien ermöglicht die Berücksichtigung der Konkurrenzsituation untereinander.

In Verbindung mit den deterministisch vorgegebenen EE- und KWK-Anlagen bestimmen Kraftwerke und Speicher die gesicherte Leistung und somit die Zuverlässigkeit des Erzeugungsverbundes. Im Teilmodell MOGLIE wird diese gesicherte Leistung mit Hilfe einer Wahrscheinlichkeitsfaltung und einer auf die jeweilige Erzeugungsart angepassten statistischen Methodik bestimmt.

Die durch die Speicherung veränderte Residuallast und die bestimmte gesicherte Leistung des Erzeugungskollektivs dienen als Eingangsgrößen für den neuen Iterationsschritt im Modell IMAKUS. Im Fortgang der Iteration werden so Speicher- und Kraftwerksausbau immer mehr aufeinander abgestimmt. Mit Hilfe des übergeordneten Kriteriums der gesicherten Leistung ist das Modell in der Lage, die Substitution konventioneller Kraftwerke durch gesetzte Einspeisung und Speicher im Rahmen der Iteration abzubilden. Im Rahmen des Modells IMAKUS sind diverse Zusatzfunktionen integriert, die begrenzte CO<sub>2</sub>-Emissionen, eine thermische Mindestleistung, Brennstoffbegrenzungen oder bestimmte Integrationsziele in der Optimierung berücksichtigen können.

### *Speichertechnologien*

Für den Ausbau an großtechnischer Speicherung sind derzeit im Wesentlichen drei Technologien in der Diskussion. Die Pumpspeicherwerke (PSW) sind seit vielen Jahrzehnten in Betrieb und stellen deshalb eine ausgereifte Technologie mit sehr guter Effizienz dar. Allerdings ist aufgrund topologischer Voraussetzungen und aus Gründen des Umweltschutzes das Ausbaupotential in Deutschland als eher gering anzusehen. Die adiabaten Druckluftspeicher-Kraftwerke (AA-CAES) reichen in der Effizienz und im Be-

reich der Wandlerkosten nahe an die PSW heran. Die kostenseitige Unsicherheit und folglich der größte Entwicklungsaufwand ist bei den benötigten Wärmespeichern auszumachen. Die Wasserstoffspeicherung weicht in ihren Parametern stark von den bisher genannten Technologien ab. Zum einen sind die Wandler derzeit noch erheblich teurer und die Gesamteffizienz der Speicherung ist deutlich schlechter. Die sehr niedrigen Kosten für die Speicherkapazität lassen diese Technik dennoch interessant erscheinen.

### *Ergebnisse der Berechnungen*

Bei den Beispieluntersuchungen wird ausgehend vom bereits existierenden Kraftwerkspark und den bestehenden PSW der wirtschaftliche Zubau bis zum Jahr 2050 ermittelt. Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Simulationen orientieren sich am aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung. Bis zum Jahr 2050 wird zielgemäß ein Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung von 80 % angestrebt.

In allen berechneten Beispielrechnungen werden Speicher wirtschaftlich zugebaut, wobei ohne einen unterstellten Deckungsanteil der Investitionskosten durch Erlöse am Markt für Systemdienstleistungen der Ausbau auf deutlich geringerem Niveau stattfindet. Ebenso führt eine erzwungene vollständige Integration der überschüssigen Erzeugung aus EE und KWK nur zu einem marginalen Zusatznutzen bei stark steigenden Integrationskosten.

Ein Ausbaupotential für PSW bildet sich ab den Jahren 2016 bis 2022 aus. AA-CAES werden nur bei erzwungener vollständiger Integration so früh wie möglich gebaut, andernfalls sind sie erst ab etwa 2030 wirtschaftlich. Bei der Wasserstoffspeicherung zeigt sich ein ähnliches Bild, wobei ein stärkerer Zubau erst ab 2035 einsetzt. Ein wirtschaftlicher Speicherausbau führt grundsätzlich zu keiner vollständigen Integration des Erzeugungsüberschusses. Es bleibt stets ein Teil nicht wirtschaftlich integrierbarer Energie übrig, da für deren Nutzung die installierte Ladeleistung bei vergleichsweise geringer Ausnutzung stark erhöht werden müsste.

Die Abhängigkeit des wirtschaftlichen Speicherausbaus von den Entwicklungen auf dem Kraftwerkssektor ist eher gering. Weder die Verfügbarkeit von CCS-Technologien noch eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernenergie führt im Rahmen der untersuchten Varianten zu einer signifikanten Veränderung des Speicherausbaus. Der Einfluss einer notwendigen thermischen Mindestleistung aus Gründen der Systemstabilität ist stärker ausgeprägt. Die beiden in den Szenarien unterstellten Sockelleistungen führen zu einer erheblichen Vergrößerung der Menge an überschüssiger Erzeugung und folglich zu einem früheren Beginn des wirtschaftlichen Ausbaus und einer Zunahme bei Leistung und Kapazität. Die Konkurrenzsituation zwischen Speicherung und Export-

möglichkeiten verringert bei den unterstellten Annahmen den wirtschaftlichen Ausbau in geringem Umfang. Ebenso tritt eine leichte zeitliche Verzögerung des Ausbaus gegenüber dem Szenario ohne Export auf.

Der Vergleich einer optimistischen mit einer pessimistischen Betrachtung des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung beeinflusst die benötigte Kraftwerkskapazität und folglich den Ausbau. In der optimistischen Variante werden deutlich weniger Gasturbinen installiert. Diese Kraftwerke besitzen geringe Investitionskosten, erzeugen aber aufgrund hoher variabler Kosten kaum elektrische Energie und dienen folglich in erster Linie der Bereitstellung gesicherter Leistung. Auf den übrigen Kraftwerkspark sind die Auswirkungen sehr gering.

Die Variation der verfügbaren Speichertechnologien zeigt den positiven Beitrag der Wasserstofftechnologie zur Integration von großen Überschüssen an EE. Bei einem als theoretisch zu betrachtenden Szenario werden Wasserstoffspeicher gebaut, obwohl eine unbeschränkte Zubaumöglichkeit aller drei Technologien unterstellt wurde. Demzufolge ist das wirtschaftliche Potential der Wasserstoffspeicher nicht nur auf die mangelnden Alternativen, sondern auch auf die technologiespezifisch günstigen Kosten für die Speicherkapazität zurückzuführen. Wird im Rahmen der Szenarien die Wasserstoffspeicherung als nicht verfügbar angenommen, zeigt sich ein deutlich größerer Überschuss an nicht integrierbarer Erzeugung. Im Umkehrschluss wird dadurch die Bedeutung dieser Technologie für die Integration großer Mengen an EE deutlich.

### *Ausblick*

Alle drei Teilmodelle von IMAKUS sind einzeln lauffähig und könnten gegebenenfalls weiterentwickelt werden. Zusätzlich wären auch noch weitere Zusatzaspekte im Rahmen der Optimierung denkbar. Das steigende Bewusstsein für die Elektromobilität führt möglicherweise in einigen Jahrzehnten zu einem völlig neuen Bestandteil im Elektrizitätssystem mit Auswirkungen auf Kraftwerke und Speicher. Eine Modellerweiterung könnte die Rückwirkungen der Elektromobilität auf das System abbilden. Ebenso könnte ein Verfahren zum Lastmanagement in das Modell integriert werden.

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell IMAKUS mit den entsprechenden Teilmodellen ist ein flexibel anwendbares Werkzeug für eine Vielzahl an energiewirtschaftlichen Fragestellungen. Die unterschiedlichen Eingriffsmöglichkeiten (Anzahl der Diskretisierungsschritte, Anzahl der Iterationsschritte) ermöglichen einen auf die Anforderung abgestimmten Rechenzeitbedarf. Aufgrund der klaren Struktur und der funktionalen Aufteilung der Teilblöcke bleibt die Übersichtlichkeit erhalten und ermöglicht dadurch unproblematische Erweiterungen und Anpassungen.

## 10 Anhang - Modulmatrizen

Im folgenden Abschnitt werden die Bildungsvorschriften der einzelnen Funktionsblöcke in den linearen Programmen der Teilmodelle MOWIKA und MESTAS aufgeführt. Die Struktur wird dabei mit Hilfe einer Matrix-Notation dargestellt.

### 10.1 Modell MOWIKA

#### 10.1.1 Ergebnisgrößen

Simulationsjahre													<b>XEB</b>																	
													1			2			...											
Zeitschritte																														
													1			2			...		ZS									
Bestandskraftwerke																														
													1	2	...		$m_1$			1	2	...		$m_1$	1	...		$m_2$		
$P_{1,1}$	$P_{2,1}$	...		$P_{m_1,1}$	$P_{1,2}$	$P_{2,2}$	...		$P_{m_1,2}$	...		$P_{1,ZS}$	$P_{2,ZS}$	...		$P_{m_1,ZS}$	...													

**Modulbild 1 XEB - Leistung der bestehenden Kraftwerke zum jeweiligen Zeitschritt**

Simulationsjahre													<b>XEN</b>																					
													1			2			...															
Zeitschritte																																		
													1			2			...		ZS													
Neubaukraftwerke																																		
													1	2	...		$n_1$			1	2	...		$n_1$	1	...		$n_1$	1	...		$n_2$		
$P_{1,1}$	$P_{2,1}$	...		$P_{n_1,1}$	$P_{1,2}$	$P_{2,2}$	...		$P_{n_1,2}$	...		$P_{1,ZS}$	$P_{2,ZS}$	...		$P_{n_1,ZS}$	...																	

**Modulbild 2 XEN - Leistung der neu gebauten Kraftwerke zum jeweiligen Zeitschritt**

													<b>XIN</b>													
Simulationsjahre																										
													1			2										
Neubaukraftwerke																										
													1	2	...		$n_1$			1	2	...		$n_2$		
$P_{inst,1}$	$P_{inst,2}$	...		$P_{inst,n_1}$	$P_{inst,1}$	$P_{inst,2}$	...		$P_{inst,n_2}$	...																

**Modulbild 3 XIN - Installierte Leistung der neu gebauten Kraftwerke**

#### 10.1.2 Zielfunktion

Simulationsjahre													<b>VKB</b>																	
													1			2			...											
Zeitschritte																														
													1			2			...		ZS									
Bestandskraftwerke																														
													1	2	...		$m_1$			1	2	...		$m_1$	1	...		$m_2$		
$k_{betr,1}$	$k_{betr,2}$	...		$k_{betr,m_1}$	$k_{betr,1}$	$k_{betr,2}$	...		$k_{betr,m_1}$	...		$k_{betr,1}$	$k_{betr,2}$	...		$k_{betr,m_1}$	...													

**Modulbild 4 VKB - Variable Betriebskosten der bestehenden Kraftwerke**

Simulationsjahre												<b>VKN</b>							
												1		2		...			
Zeitschritte																			
1												2		...		ZS			
Neubaukraftwerke																			
1 2 ... n <sub>1</sub>												1 2 ... n <sub>1</sub>		1 2 ... n <sub>1</sub>		1 ... n <sub>1</sub> 1 ... n <sub>2</sub>		...	
k <sub>betr,1</sub>	k <sub>betr,2</sub>	...	k <sub>betr,n1</sub>	k <sub>betr,1</sub>	k <sub>betr,2</sub>	...	k <sub>betr,n1</sub>	...	k <sub>betr,1</sub>	k <sub>betr,2</sub>	...	k <sub>betr,n1</sub>	...						

**Modulbild 5 VKN - Variable Betriebskosten der neu gebauten Kraftwerke**

Simulationsjahre												<b>INB</b>					
1												2					
Neubaukraftwerke																	
1 2 ... n <sub>1</sub>												1 2 ... n <sub>2</sub>		...			
k <sub>inv,1</sub>	k <sub>inv,2</sub>	...	k <sub>inv,n1</sub>	k <sub>inv,1</sub>	k <sub>inv,2</sub>	...	k <sub>inv,n2</sub>	...									

**Modulbild 6 INB - Spezifische Investitionskosten der neu gebauten Kraftwerke (abgezinst und restwertbereinigt)**

### 10.1.3 Obergrenzen

Simulationsjahre												<b>PNB</b>							
												1		2		...			
Zeitschritte																			
1												2		...		ZS			
Bestandskraftwerke																			
1 2 ... m <sub>1</sub>												1 2 ... m <sub>1</sub>		1 2 ... m <sub>1</sub>		1 ... m <sub>2</sub>		...	
P <sub>NR,1</sub>	P <sub>NR,2</sub>	...	P <sub>NR,m1</sub>	P <sub>NR,1</sub>	P <sub>NR,2</sub>	...	P <sub>NR,m1</sub>	...	P <sub>NR,1</sub>	P <sub>NR,2</sub>	...	P <sub>NR,m1</sub>	...						

**Modulbild 7 PNB - Nennleistung (reduziert durch Verfügbarkeitsfaktor) der bestehenden Kraftwerke**

Simulationsjahre												<b>LDK</b>							
												1		2		...			
Zeitschritte																			
1												2		...		ZS			
Neubaukraftwerke																			
1 2 ... n <sub>1</sub>												1 2 ... n <sub>1</sub>		1 2 ... n <sub>1</sub>		1 ... n <sub>1</sub> 1 ... n <sub>2</sub>		...	
inf(0)	inf(0)	...	inf(0)	inf(0)	inf(0)	...	inf(0)	...	inf(0)	inf(0)	...	inf(0)	...						

**Modulbild 8 LDK - Obergrenze der Leistung der Neubaukraftwerke (nur für Ende der Lebensdauer eines Neubaukraftwerks innerhalb des Betrachtungszeitraums genutzt)**

Simulationsjahre												<b>PMI</b>					
1												2					
Neubaukraftwerke																	
1 2 ... n <sub>1</sub>												1 2 ... n <sub>2</sub>		...			
P <sub>Imax,1</sub>	P <sub>Imax,2</sub>	...	P <sub>Imax,n1</sub>	P <sub>Imax,1</sub>	P <sub>Imax,2</sub>	...	P <sub>Imax,n2</sub>	...									

**Modulbild 9 PMI - Maximal installierbare Kraftwerksleistung je Typ und Jahr**

### 10.1.4 Nebenbedingungen

#### Lastbedingung

Simulations- jahre	Zeitschritte	Bestandskraftwerke												KEB			
		1				2				...							
		1	2	...	$m_1$	1	2	...	$m_1$	...	1	2	...		$m_1$	1	...
1	1	1	1	...	1												
	2					1	1	...	1								
	ZS									1	1	...	1				
2	1																
	2																
	ZS																
⋮	⋮																

**Modulbild 10 KEB** - Beitrag der Bestandskraftwerke zur Lastdeckung je Zeitpunkt und Jahr

Simulations- jahre	Zeitschritte	Neubaukraftwerke												KEN							
		1				2				...											
		1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	...	1	2	...		$n_1$	1	...	$n_1$	1	...	$n_2$
1	1	1	1	...	1																
	2					1	1	...	1												
	ZS									1	1	...	1								
2	1																				
	2																				
	ZS																				
⋮	⋮																				

**Modulbild 11 KEN** - Beitrag der Neubaukraftwerke zur Lastdeckung je Zeitschritt und Jahr



Simulations- jahre	Zeitschritte	<b>LST</b>
	1	Last
1	1	$L_{1,1}$
	2	$L_{1,2}$
	⋮	⋮
	ZS	$L_{1,ZS}$
2	1	$L_{2,1}$
	2	$L_{2,2}$
	⋮	⋮
	ZS	$L_{2,ZS}$
⋮	⋮	⋮

**Modulbild 12 LST - Residuale Last je Zeitschritt und Jahr**

*Zubauüberwachung*

Simulations- jahre	Zeitschritte	Neubaukraftwerke												<b>KKU</b>									
		1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	...	1	2	...	$n_1$	1	...	$n_1$	1	...	$n_2$	...		
1	1	1	1																				
	2			1	1	1																	
	⋮						1																
	ZS							1	1					1									
2	⋮																						
	⋮																						

**Modulbild 13 KKU - Eintrag der Leistung der Neubaukraftwerke zu jedem Zeitschritt**

Simulations- jahre	Zeitschritte	Simulationsjahre			KKV	
		1	2	3		
		Neubaukraftwerke				
		1 2 ... n <sub>1</sub>	1 2 ... n <sub>2</sub>	1 2 ... n <sub>3</sub>	...	
1	1	-f <sub>redu</sub>	-f <sub>redu</sub>			
	2	-f <sub>redu</sub>	-f <sub>redu</sub>			
	ZS			-f <sub>redu</sub>		
2	1	-f <sub>redu</sub>	-f <sub>redu</sub>			
	2	-f <sub>redu</sub>	-f <sub>redu</sub>			
	ZS			-f <sub>redu</sub>		
3	1			-f <sub>redu</sub>	-f <sub>redu</sub>	
	2			-f <sub>redu</sub>	-f <sub>redu</sub>	
	ZS					-f <sub>redu</sub>
3	1					
	ZS					
	1					
3	ZS					
	1					
	ZS					
3	1					
	ZS					
	1					
3	ZS					
	1					
	ZS					
⋮	⋮					

Modulbild 14 KKV - Eintrag der um den Verfügbarkeitsfaktor reduzierten installierten Leistung im jeweiligen Jahr

Emissionsgrenze

Simulations- jahre	Zeitschritte												EMB				
	1				2				...					ZS			
	Bestandskraftwerke				...				...					...			
	1	2	...	$m_1$	1	2	...	$m_1$	...	1	2	...	$m_1$	...			
1	emi <sub>1</sub>	emi <sub>2</sub>	...	emi <sub>m</sub>	emi <sub>1</sub>	emi <sub>2</sub>	...	emi <sub>m</sub>	...	emi <sub>1</sub>	emi <sub>2</sub>	...	emi <sub>m</sub>	...			
2									...					...			
...																	

Modulbild 15 EMB - Emissionen der bestehenden Kraftwerke je Zeitschritt und Jahr

Simulations- jahre	Zeitschritte												EMN				
	1				2				...					ZS			
	Neubaukraftwerke				...				...					...			
	1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	...	1	2	...	$n_1$	...			
1	emi <sub>1</sub>	emi <sub>2</sub>	...	emi <sub>n</sub>	emi <sub>1</sub>	emi <sub>2</sub>	...	emi <sub>n</sub>	...	emi <sub>1</sub>	emi <sub>2</sub>	...	emi <sub>n</sub>	...			
2									...					...			
...																	

Modulbild 16 EMN - Emissionen der neu gebauten Kraftwerke je Zeitschritt und Jahr

Simulations- jahre	EMG	
	Emissions- grenze	
	1	EMI <sub>max1</sub>
2	EMI <sub>max2</sub>	
...	...	

Modulbild 17 EMG - Jährliche Grenzwerte der Emissionen

Mindestkapazität des Kraftwerksparks

Simulations- jahre	Simulationsjahre												PIL	MKK
	1				2				...					
	Neubaukraftwerke				...				...					
	1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_2$	...					
1	-1	-1	...	-1										$\sum P_{KW\text{Binst}1} - P_{\text{inst\_min}1}$
2	-1	-1	...	-1	-1	-1	...	-1						$\sum P_{KW\text{Binst}2} - P_{\text{inst\_min}2}$
...														...

Modulbild 18 PIL - MKK - Summe der jährlich neu installierten Leistung der Neubaukraftwerke (PIL) und mindestens notwendige jährliche Installationsmenge (MKK)

**Brennstoffobergrenze**

Simulations- jahre	Brennstofftyp	Simulationsjahre												BOB										
														1	2	...								
		Zeitschritte																						
		1				2				...				ZS										
Bestandskraftwerke																								
												1	2	...	$m_1$	1	2	...	$m_1$	1	2	...	$m_1$	...
1	1	0	$1/\eta_2$	...	0	0	$1/\eta_2$	...	0	...	0	$1/\eta_2$	...	0	...	0	$1/\eta_2$	...	0	...	0			
	2	$1/\eta_1$	0	...	0	$1/\eta_1$	0	...	0	...	$1/\eta_1$	0	...	0	...	$1/\eta_1$	0	...	0	...	0			
	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...			
2	1																							
	2																							
	...																							
...	1																							
	2																							
	...																							

**Modulbild 19 BOB - Summe des Brennstoffverbrauchs je Typ und Jahr der bestehenden Kraftwerke**

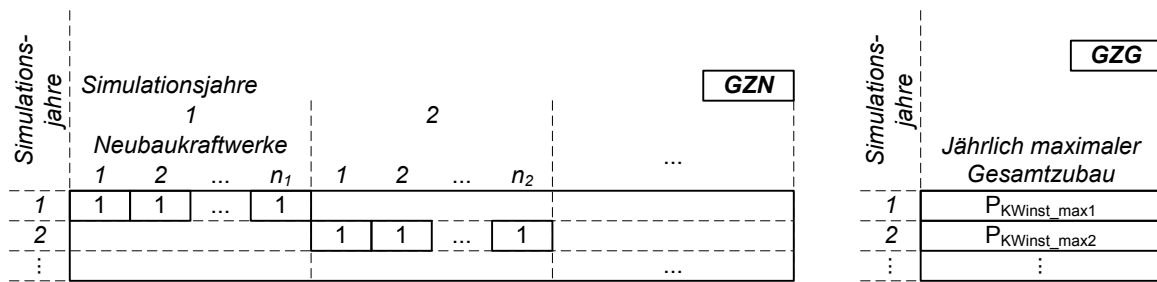
Simulations- jahre	Brennstofftyp	Simulationsjahre												BON										
														1	2	...								
		Zeitschritte																						
		1				2				...				ZS										
Neubaukraftwerke																								
												1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	1	2	...	$n_1$	...
1	1	$1/\eta_1$	0	...	$1/\eta_n$	$1/\eta_1$	0	...	$1/\eta_n$	...	$1/\eta_1$	0	...	$1/\eta_n$	...	$1/\eta_1$	0	...	$1/\eta_n$	...	...			
	2	0	$1/\eta_2$	...	0	0	$1/\eta_2$	...	0	...	0	$1/\eta_2$	...	0	...	0	$1/\eta_2$	...	0	...	...			
	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...			
2	1																							
	2																							
	...																							
...	1																							
	2																							
	...																							

**Modulbild 20 BON - Summe des Brennstoffverbrauchs je Typ und Jahr der neu gebauten Kraftwerke**

Simulations- jahre	Brennstofftyp	BSO	
		Maximaler Brennstoffverbrauch	
1	1	$BS_{Typ\_max1,1}$	
	2	$BS_{Typ\_max1,2}$	
	...	...	
2	1	$BS_{Typ\_max2,1}$	
	2	$BS_{Typ\_max2,2}$	
	...	...	
...	1	...	
	2	...	
	...	...	

**Modulbild 21 BSO - Maximaler Brennstoffverbrauch je Typ und Jahr**

Jährlich maximaler Gesamtzubau



**Modulbild 22 GZN - GZG - Jährlich neu installierte Kraftwerkskapazität (GZN) und maximaler jährlicher Zubau (GZG)**

## 10.2 Modell MESTAS

### 10.2.1 Ergebnisgrößen

Zeitschritte												<b>XKB</b>		
1												2	...	ZS
Bestandskraftwerke														
1			2			...			m					
P <sub>1,1</sub>	P <sub>2,1</sub>	...	P <sub>m,1</sub>	P <sub>1,2</sub>	P <sub>2,2</sub>	...	P <sub>m,2</sub>	...	P <sub>1,ZS</sub>	P <sub>2,ZS</sub>	...	P <sub>m,ZS</sub>		

**Modulbild 23 XKB - Leistung der Kraftwerke zum jeweiligen Zeitschritt**

Zeitschritte																		<b>XSB</b>																							
1																		2	...	ZS																					
Bestandsspeicher																																									
SP1			SP2			...			SPp			SP1			SP2			...			SPp			SP1			SP2			...			SPp								
E1		L1		E2		L2		...		Ep		Lp		E1		L1		E2		L2		...		Ep		Lp		E1		L1		E2		L2		...		Ep		Lp	
P <sub>E1,1</sub>	P <sub>L1,1</sub>	P <sub>E2,1</sub>	P <sub>L2,1</sub>	...	P <sub>Ep,1</sub>	P <sub>Lp,1</sub>	P <sub>E1,2</sub>	P <sub>L1,2</sub>	P <sub>E2,2</sub>	P <sub>L2,2</sub>	...	P <sub>Ep,2</sub>	P <sub>Lp,2</sub>	...	P <sub>E1,ZS</sub>	P <sub>L1,ZS</sub>	P <sub>E2,ZS</sub>	P <sub>L2,ZS</sub>	...	P <sub>Ep,ZS</sub>	P <sub>Lp,ZS</sub>																				

**Modulbild 24 XSB - Entlade- und Ladeleistung der bestehenden Speicher zum jeweiligen Zeitschritt**

Zeitschritte												<b>XPB</b>															
1												2	...	ZS													
Bestandsspeicher																											
SP1			SP2			...			SPp			SP1			SP2			...			SPp						
C <sub>1,1</sub>	C <sub>2,1</sub>	...	C <sub>p,1</sub>	C <sub>1,2</sub>	C <sub>2,2</sub>	...	C <sub>p,2</sub>	...	C <sub>1,ZS</sub>	C <sub>2,ZS</sub>	...	C <sub>p,ZS</sub>															

Zeitschritte				<b>XPA</b>
1				2
ZS				
P <sub>ABL,1</sub>	P <sub>ABL,1</sub>	...	P <sub>ABL,ZS</sub>	

**Modulbild 25 XPB - XPA - Speicherstand der bestehenden Speicher (XPB) und abgeregelte Leistung (XPA) zum jeweiligen Zeitschritt**

Zeitschritte																		<b>XSN</b>																							
1																		2	...	ZS																					
Neubauspeicher																																									
SP1			SP2			...			SPq			SP1			SP2			...			SPq			SP1			SP2			...			SPq								
E1		L1		E2		L2		...		Eq		Lq		E1		L1		E2		L2		...		Eq		Lq		E1		L1		E2		L2		...		Eq		Lq	
P <sub>E1,1</sub>	P <sub>L1,1</sub>	P <sub>E2,1</sub>	P <sub>L2,1</sub>	...	P <sub>Eq,1</sub>	P <sub>Lq,1</sub>	P <sub>E1,2</sub>	P <sub>L1,2</sub>	P <sub>E2,2</sub>	P <sub>L2,2</sub>	...	P <sub>Eq,2</sub>	P <sub>Lq,2</sub>	...	P <sub>E1,ZS</sub>	P <sub>L1,ZS</sub>	P <sub>E2,ZS</sub>	P <sub>L2,ZS</sub>	...	P <sub>Eq,ZS</sub>	P <sub>Lq,ZS</sub>																				

**Modulbild 26 XSN - Entlade- und Ladeleistung der neu gebauten Speicher zum jeweiligen Zeitschritt**

Zeitschritte												<b>XPN</b>											
1												2	...	ZS									
Neubauspeicher																							
SP1			SP2			...			SPq			SP1			SP2			...			SPq		
C <sub>1,1</sub>	C <sub>2,1</sub>	...	C <sub>q,1</sub>	C <sub>1,2</sub>	C <sub>2,2</sub>	...	C <sub>q,2</sub>	...	C <sub>1,ZS</sub>	C <sub>2,ZS</sub>	...	C <sub>q,ZS</sub>											

**Modulbild 27 XPN - Speicherstand der neu gebauten Speicher zum jeweiligen Zeitschritt**

Neubauspeicher - Leistung							<b>XIP</b>	Neubauspeicher - Kapazität				<b>XIC</b>	
SP1			SP2			SPq		SP1		SP2		SPq	
E1	L1	E2	L2	...	Eq	Lq							
P <sub>iqst E1</sub>	P <sub>iqst L1</sub>	P <sub>iqst E2</sub>	P <sub>iqst L2</sub>	...	P <sub>iqst Eq</sub>	P <sub>iqst Lq</sub>	C <sub>inst C1</sub>		C <sub>inst C2</sub>		C <sub>inst Cq</sub>		

**Modulbild 28 XIP - XIC - Installierte Entlade- und Ladeleistung (XIP) und Kapazität (XIC) der neu gebauten Speicher**

Export				<b>XAU</b>
Zeitschritte				
1	2	...	ZS	
P <sub>EXP,1</sub>	P <sub>EXP,2</sub>	...	P <sub>EXP,ZS</sub>	

**Modulbild 29 XAU - Export zum jeweiligen Zeitschritt**

### 10.2.2 Obergrenzen

Zeitschritte												<b>PNK</b>
1			2			...			ZS			
Bestandskraftwerke												
1	2	...	m	1	2	...	m	1	2	...	m	
P <sub>NR,1</sub>	P <sub>NR,2</sub>	...	P <sub>NR,m</sub>	P <sub>NR,1</sub>	P <sub>NR,2</sub>	...	P <sub>NR,m</sub>	P <sub>NR,1</sub>	P <sub>NR,2</sub>	...	P <sub>NR,m</sub>	

**Modulbild 30 PNK - Nennleistung (reduziert durch Verfügbarkeitsfaktor) der Kraftwerke**

Zeitschritte												<b>PNS</b>															
1			2			...			ZS																		
Bestandsspeicher																											
SP1			SP2			SPp			SP1			SP2			SPp			SP1			SP2			SPp			
E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp
P <sub>NRE1</sub>	P <sub>NRL1</sub>	P <sub>NRE2</sub>	P <sub>NRL2</sub>	...	P <sub>NREp</sub>	P <sub>NRLp</sub>	P <sub>NRE1</sub>	P <sub>NRL1</sub>	P <sub>NRE2</sub>	P <sub>NRL2</sub>	...	P <sub>NREp</sub>	P <sub>NRLp</sub>	P <sub>NRE1</sub>	P <sub>NRL1</sub>	P <sub>NRE2</sub>	P <sub>NRL2</sub>	...	P <sub>NREp</sub>	P <sub>NRLp</sub>	P <sub>NRE1</sub>	P <sub>NRL1</sub>	P <sub>NRE2</sub>	P <sub>NRL2</sub>	...	P <sub>NREp</sub>	P <sub>NRLp</sub>

**Modulbild 31 PNS - Nenn-Entlade- und Nenn-Ladeleistung (reduziert durch Verfügbarkeitsfaktor) der bestehenden Speicher**

Zeitschritte												<b>PNC</b>					
1			2			...			ZS								
Bestandsspeicher																	
SP1			SP2			SPp			SP1			SP2			SPp		
C <sub>N1</sub>	C <sub>N2</sub>	...	C <sub>Np</sub>	C <sub>N1</sub>	C <sub>N2</sub>	...	C <sub>Np</sub>	C <sub>N1</sub>	C <sub>N2</sub>	...	C <sub>Np</sub>	C <sub>N1</sub>	C <sub>N2</sub>	...	C <sub>Np</sub>		

**Modulbild 32 PNC - Bewirtschaftbare Nennkapazität der bestehenden Speicher**

Neubauspeicher - Leistung							<b>PIM</b>
SP1			SP2			SPq	
E1	L1	E2	L2	...	Eq	Lq	
P <sub>inst_max E1</sub>	P <sub>inst_max L1</sub>	P <sub>inst_max E2</sub>	P <sub>inst_max L2</sub>	...	P <sub>iqst_max Eq</sub>	P <sub>iqst_max Lq</sub>	

**Modulbild 33 PIM - Maximal installierbare Entlade- und Ladeleistung der Speicher je Typ**

Neubauspeicher - Kapazität				<b>CIM</b>
SP1	SP2	...	SPq	
C <sub>inst_max C1</sub>	C <sub>inst_max C2</sub>	...	C <sub>inst_max Cq</sub>	

Zeitschritte			<b>NTC</b>
1	2	...	ZS
NTC <sub>1</sub>	NTC <sub>2</sub>	...	NTC <sub>ZS</sub>

**Modulbild 34 CIM - NTC - Maximal installierbare Speicherkapazität je Typ (CIM) und maximale Exportleistung je Zeitschritt (NTC)**

### 10.2.3 Nebenbedingungen

#### Lastdeckung

Zeitschritte	Kraftwerke												<b>KWB</b>											
	1			2			...			m			1			2			...			m		
	1	1	1	...	1																			
	2					1	1	...	1															
	...																							
ZS													1	1	...	1								

**Modulbild 35 KWB - Beitrag der Kraftwerke zur Lastdeckung je Zeitschritt**

Zeitschritte	Bestandsspeicher												<b>SPB</b>															
	SP1			SP2			...			SPp			SP1			SP2			...			SPp						
	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp	E1	L1	E2	L2	...	Ep	Lp
	1	1	-1	1	-1	...	1	-1																				
	2								1	-1	1	-1	...	1	-1													
...																												
ZS																												

**Modulbild 36 SPB - Beitrag der bestehenden Speicher (Entladen bzw. Laden) zur Lastdeckung je Zeitschritt**

Zeitschritte	<b>ABL</b>					
	Abschaltleistung					
	1		2		...	ZS
	1	-1				
	2		-1			
...						
ZS					-1	

**Modulbild 37 ABL - Beitrag der abgeregelten Leistung zur Lastbilanz**



Zeitschritte	Neubauspeicher												SPN									
	SP1		SP2		...		SPq		SP1		SP2		...		SPq		SPq					
	E1	L1	E2	L2	...	E <sub>q</sub>	L <sub>q</sub>	E1	L1	E2	L2	...	E <sub>q</sub>	L <sub>q</sub>	E1	L1	E2	L2	...	E <sub>q</sub>	L <sub>q</sub>	
1	1	-1	1	-1	...	1	-1															
2								1	-1	1	-1	...	1	-1								
...																						
ZS														1	-1	1	-1	...	1	-1		

**Modulbild 38 SPN - Beitrag der neu gebauten Speicher (Entladen bzw. Laden) zur Lastdeckung je Zeitschritt**

Zeitschritte	Export				APH	Zeitschritte	LAS
	1	2	...	ZS	Last		
1	-1					1	L <sub>1</sub>
2		-1				2	L <sub>2</sub>
...			...			...	...
ZS				-1		ZS	L <sub>ZS</sub>

**Modulbild 39 APH - LAS - Einbezug des Exportes in die Lastbilanz (APH) und residuale Last je Zeitschritt (LAS)**

Ladezustandsüberwachung Bestandsspeicher

Zeitschritte	Speicherbestand												PAB							
	SP1		SP2		...		SPp		SP1		SP2		...		SPp		SPp			
	1E	1L	2E	2L	...	pE	pL	1E	1L	2E	2L	...	pE	pL	1E	1L	2E	2L	...	pE
1	-1/η <sub>E</sub>	η <sub>L</sub>																		
2			-1/η <sub>E</sub>	η <sub>L</sub>																
...																				
ZS															-1/η <sub>E</sub>	η <sub>L</sub>				

**Modulbild 40 PAB - Eintrag der Speicherstandsänderung in Abhängigkeit der Lade- bzw. Entladeleistung für die bestehenden Speicher**

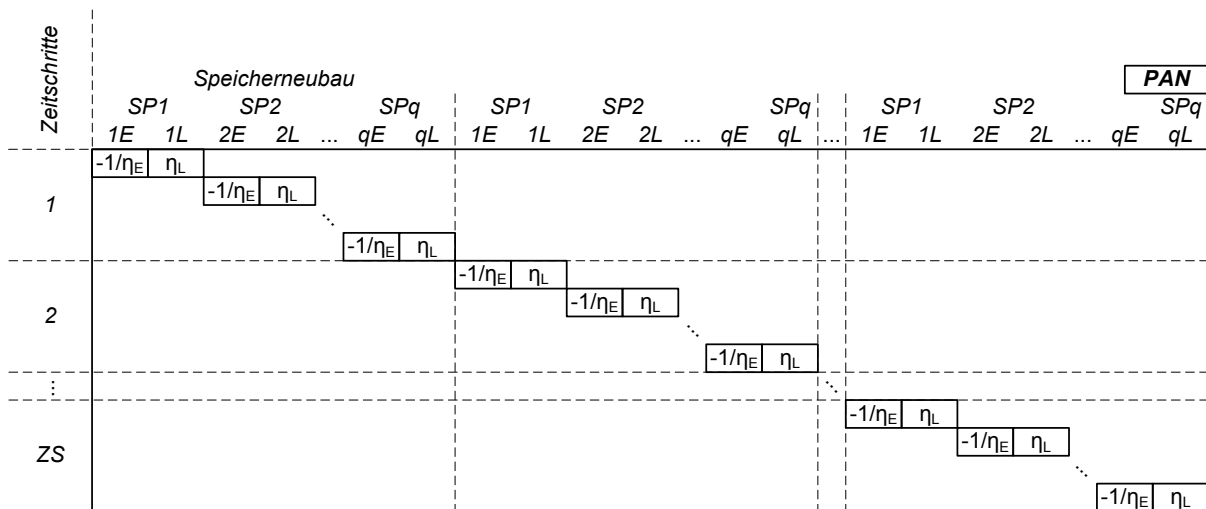
Zeitschritte	Speicherbestand																PUB			
	SP1				SP2				SP3				SPp							
	1	2	3	...	1	2	3	...	1	2	3	...	1	2	3	...	1	2	3	...
1	-1																			
2	$\eta_{SE}$																			
...																				
ZS																				

**Modulbild 41 PUB** - Eintrag der Speicherstände des aktuellen Zeitschritts und der mit dem Selbstentladungsfaktor gewichteten Speicherstände des vorherigen Zeitschritts (bestehende Speicher)

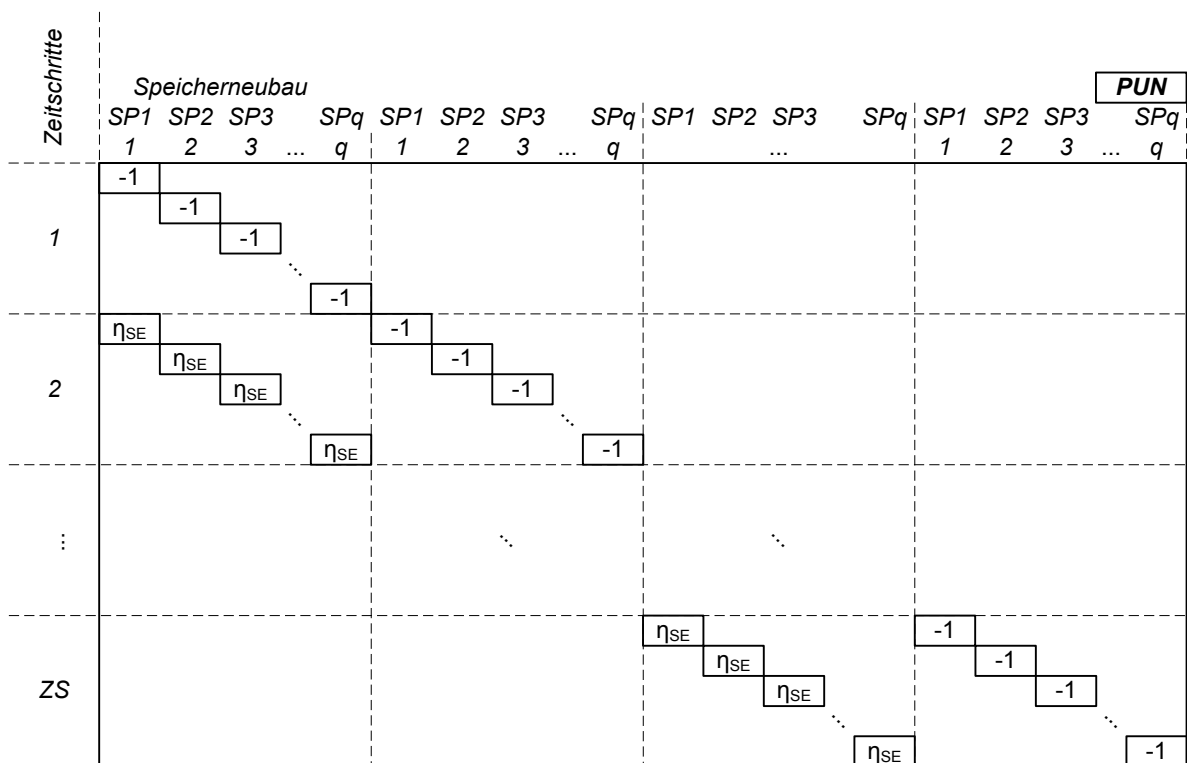
Zeitschritte	Speicher	SCB
		Anfangs-speicherstand
1	1	$C_{SP1\_START}$
	2	$C_{SP2\_START}$
	...	...
	p	$C_{SPp\_START}$
2	1	0
	2	0
	...	...
	p	0
...	...	...
ZS	1	0
	2	0
	...	...
	p	0

**Modulbild 42 SCB** - Eintrag des Anfangsspeicherstandes der bestehenden Speicher

Ladezustandsüberwachung Neubauspeicher



**Modulbild 43 PAN** - Eintrag der Speicherstandsänderung in Abhängigkeit der Lade- bzw. Entladeleistung für die neu gebauten Speicher

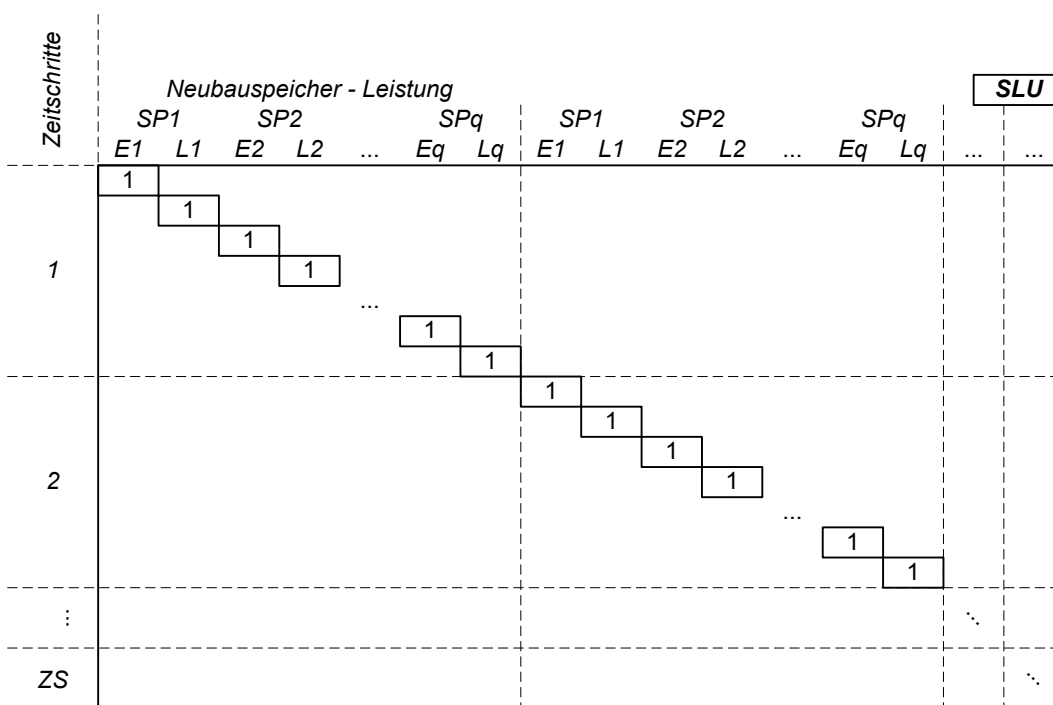


**Modulbild 44 PUN** - Eintrag der Speicherstände des aktuellen Zeitschritts und der mit dem Selbstentladungsfaktor gewichteten Speicherstände des vorherigen Zeitschritts (neu gebaute Speicher)

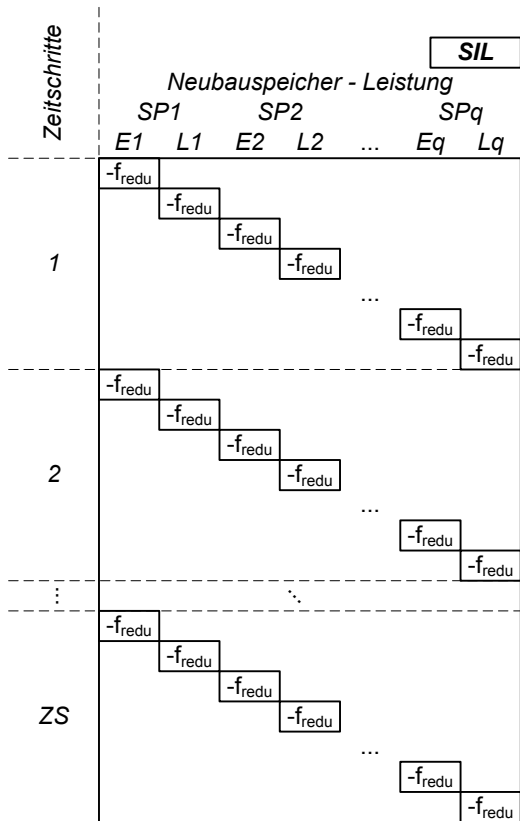
Zeitschritte	Speicher	SCN	
		Anfangs-speicherstand	
1	1	$C_{SP1\_START}$	
	2	$C_{SP2\_START}$	
	...	...	
	q	$C_{SPq\_START}$	
2	1	0	
	2	0	
	...	...	
q	1	0	
	q	0	
...	...	...	
ZS	1	0	
	2	0	
	...	...	
	q	0	

**Modulbild 45 SCN - Eintrag des Anfangsspeicherstandes der neu gebauten Speicher**

*Zubauüberwachung Speicher – Leistung*

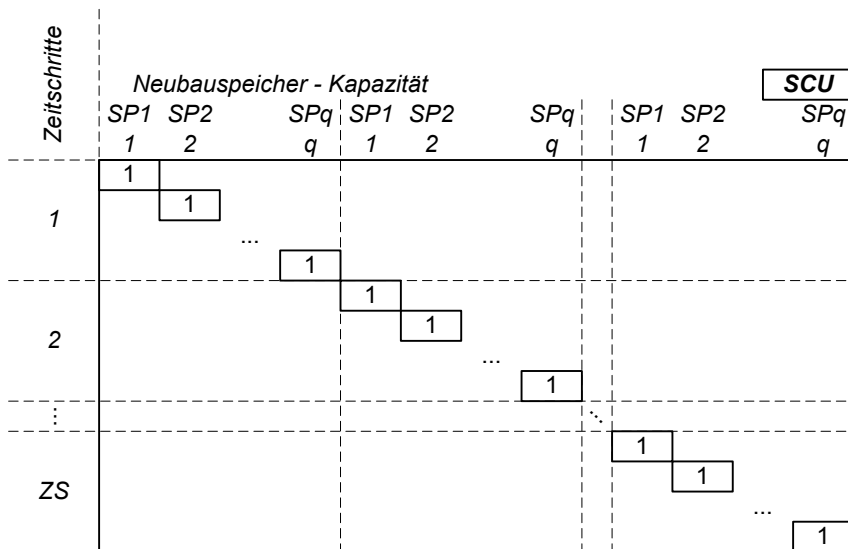


**Modulbild 46 SLU - Eintrag der Entlade- und Ladeleistung der neu gebauten Speicher zu jedem Zeitschritt**



**Modulbild 47 SIL - Eintrag der um den Verfügbarkeitsfaktor reduzierten installierten Entlade- und Ladeleistung der neu gebauten Speicher**

*Zubauüberwachung Speicher – Kapazität*



**Modulbild 48 SCU - Eintrag des Speicherfüllstandes der neu gebauten Speicher zu jedem Zeitschritt**

		<b>SIC</b>			
		<i>Neubauspeicher - Kapazität</i>			
Zeitschritte		SP1	SP2	...	SPq
1		-1			
			-1		
				...	
					-1
2		-1			
			-1		
				...	
					-1
...					
ZS		-1			
			-1		
				...	
					-1

**Modulbild 49 SIC** - Eintrag der installierten Speicherkapazität der neu gebauten Speicher

*Thermische Mindestleistung*

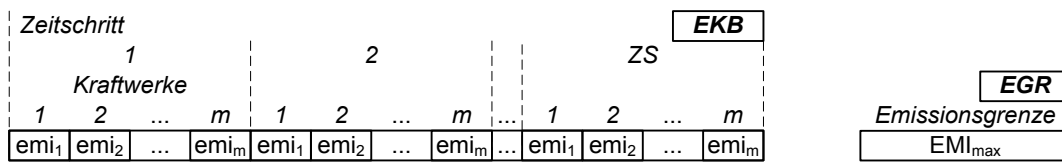
		<i>Kraftwerke</i>				<b>MRB</b>								
		1	2	...	m	1	2	...	m	...	1	2	...	m
1		-1	-1	...	-1									
2						-1	-1	...	-1					
...														
ZS											-1	-1	...	-1

**Modulbild 50 MRB** - Summenleistung der Kraftwerke zum jeweiligen Zeitschritt

		<b>MRL</b>
		<i>Mindestleistung der Kraftwerke</i>
1		-MRS <sub>1</sub>
2		-MRS <sub>2</sub>
...		...
ZS		-MRS <sub>ZS</sub>

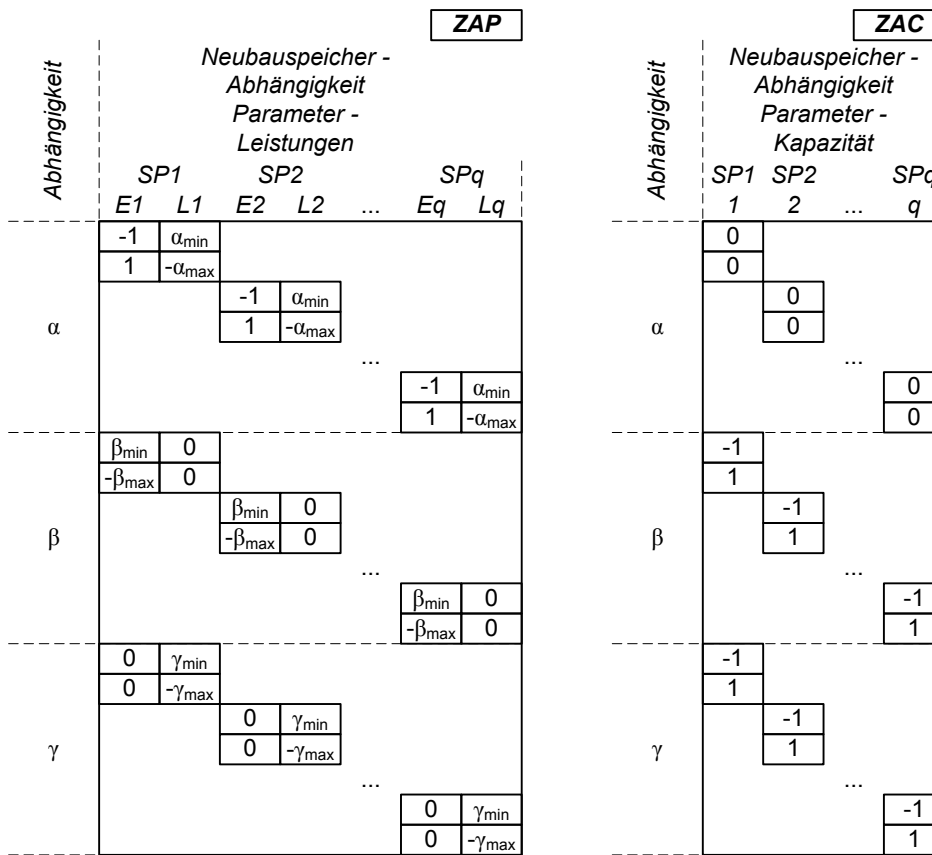
**Modulbild 51 MRL** - Mindestsummenleistung der Kraftwerke zum jeweiligen Zeitschritt

Emissionsobergrenze



Modulbild 52 EKB - EGR - Summe der Kraftwerksemissionen (EKB) und Emissionsobergrenze (EGR)

Zubauabhängigkeiten der Neubausppeicher



Modulbild 53 ZAP - ZAC - Zubauabhängigkeiten der Parameter Entladeleistung, Ladeleistung und Kapazität der neu gebauten Speicher

*Brennstoffobergrenze*

Brennstofftyp	Zeitschritte												<b>BOG</b>			
	1				2				...				ZS			
	Kraftwerke															
	1	2	...	m	1	2	...	m	...	1	2	...	m			
1	0	$1/\eta_2$	...	0	0	$1/\eta_2$	...	0	...	0	$1/\eta_2$	...	0			
2	$1/\eta_1$	0	...	0	$1/\eta_1$	0	...	0	...	$1/\eta_1$	0	...	0			
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...			

**Modulbild 54 BOG - Summe des Brennstoffverbrauchs der Kraftwerke je Typ**

Brennstofftyp	<b>BSG</b>	
	Grenze Brennstoff- verbrauch	
	1	$BS_{Typ\_max,1}$
	2	$BS_{Typ\_max,2}$
...	...	

**Modulbild 55 BSG - Maximaler Brennstoffverbrauch je Typ**

*Abregelungsgrenze*

<b>ABS</b>				<b>ABG</b>	
Abschaltleistung				Abschaltgrenze	
Zeitschritt					
1	2	...	ZS		
1	1	...	1	$ASG_{max}$	

**Modulbild 56 ABS - ABG - Insgesamt abgeregelte Energiemenge (ABS) und Maximalwert der abgeregelten Energiemenge (ABG)**



## 11 Literatur- und Quellenverzeichnis

[1]

Agentur für Erneuerbare Energien (2011): Umfrage zur Akzeptanz von Erneuerbaren Energien in der Nachbarschaft. Umfrage von TNS Infratest 2011. In: [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de).

URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/detailansicht/article/4/umfrage-buerger-befuerworten-energie-wende-und-sind-bereit-die-kosten-dafuer-zu-tragen.html>. Berlin.

[2]

Angelousis, Stefanos (2009): Bestimmung des Potentials adiabater Druckluftspeicher in Deutschland. Bachelor's Thesis am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München.

[3]

Billinton, Roy; Allan, Ronald N. (1984) (Hrsg.): Reliability evaluation of power systems. ISBN: 0273084852, Pitman Advanced Publishing Program, Boston.

[4]

Billinton, Roy; Li, Wenyan (1994): Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Plenum Press, New York – London.

[5]

Brückl, Oliver (2005): Die Integration von Windenergie in die allgemeine Stromversorgung – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. In: Tagungsband zur Fachtagung „Technologie der Zukunft – Stand der Technik Sicherheit der Energieversorgung“ 27.-28.05.2005. München. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) (Hrsg.). Band 27. ISBN 3-933283-36-1. E&M Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. G1-G11.

[6]

Brückl, Oliver (2006): Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft. In: IfE Schriftenreihe, Heft 53. (1.Aufl. 2006). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München (Hrsg.). E & M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. S. 1-195. ISBN 978-3-933283-45-0, München.

[7]

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hrsg.): Aufkommen und Export von Erdgas. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. In: [www.bafa.de](http://www.bafa.de). URL: [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte\\_statistiken/egasmon.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf). Eschborn. (18.04.2011).

[8]

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hrsg.): Drittlandssteinkohlepreise. Stand: Juli 2010. In: [www.bafa.de](http://www.bafa.de). URL: [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/energie\\_steinkohle\\_statistiken\\_preise.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/energie_steinkohle_statistiken_preise.pdf). (Neu vom 09.09.2011). Eschborn. (18.04.2011).

[9]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2000): Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000. In: <http://www.bmu.de>. URL: <http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>. Berlin. (10.09.2011).

[10]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010) (Hrsg.): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. BMU-FKZ 03MAP146. In: [www.bmu.de](http://www.bmu.de) URL: [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/47034.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47034.php). Berlin. (14.07.2011)

[11]

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2011) (Hrsg.): Deutscher Wetterdienst, Offenbach: Daten für den Standort Würzburg. In: Klimadaten im KL-Standardformat. URL: [http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=\\_dwdwww\\_klima\\_umwelt\\_klimadaten\\_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigaation%2FOeffentlichkeit%2FKlima\\_\\_Umwelt%2FKlimadaten%2Fkldaten\\_\\_kostenfrei%2Fausgabe\\_\\_standardformat\\_\\_node.html\\_\\_nnn%3Dtrue&\\_state=maximized&\\_windowLabel=T82002](http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigaation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimadaten%2Fkldaten__kostenfrei%2Fausgabe__standardformat__node.html__nnn%3Dtrue&_state=maximized&_windowLabel=T82002). (15.08.2011).

[12]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie zu Projekt Nr. 12/10. Autoren: Prognos AG Basel, EWI Köln, GWS Osnabrück.

[13]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2007) (Hrsg.): Leuchtturm COORETEC - Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen. In: Forschungsbericht Nr. 566. URL: <http://www.cooretec.de/publikationen>. Berlin. (01.06.2007).

[14]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C3 (15.08.2011) (Hrsg.): Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. In: [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de). URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html>. Tabelle 20. (15.08.2011). Berlin.

[15]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C3 (15.08.2011) (Hrsg.): Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. In: [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de). URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html>. Tabelle 21. (15.08.2011). Berlin.

[16]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C3 (15.08.2011) (Hrsg.): Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. In: [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de). URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html>. Tabelle 25. (07.04.2011). Berlin.

[17]

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Abteilung KI (28.September 2010) (Hrsg.). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. In: [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de). URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. S.1-35. Berlin.

[18]

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2009) (Hrsg.): EEG-Statistikbericht 2009. Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2009 nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) i. d. F. vom 28. März 2009. In: [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de). URL: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/Statistikberichte/110318StatistikberichtEEG2009.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/Statistikberichte/110318StatistikberichtEEG2009.pdf?__blob=publicationFile). Bonn (14.11.2011).

[19]

Bundesverband der Braunkohle (DEBRIV) (2011) (Hrsg.): Braunkohle in Deutschland 2010 – Daten und Fakten. In: [www.braunkohle.de](http://www.braunkohle.de). URL: <http://www.braunkohle.de/pages/layout3sp.php?page=228>. Köln. (11.07.2011).

[20]

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) (2006) (Hrsg.): Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden. In: Praxisinformation P2006/8. URL: [http://www.gvp-netz.de/uploads/media/Leitfaden\\_Lastprofile.pdf](http://www.gvp-netz.de/uploads/media/Leitfaden_Lastprofile.pdf) (14.11.2011).

[21]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2011): Anlage zur Presseinformation: Strom- und Gasverbrauch um vier Prozent gestiegen. 4. April 2011. In: [www.bdew.de](http://www.bdew.de). URL: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/28A564757298E630C125786800297145/\\$file/110404%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover\\_Kraftwerkliste.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/28A564757298E630C125786800297145/$file/110404%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerkliste.pdf). Berlin. (09.08.2011).

[22]

Crotogino, Fritz; Hamelmann, Roland (2007): Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots. In: Luschtinetz Thomas; Lehmann Jochen (Hrsg.): Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2007. 14. Symposium an der Fachhochschule Stralsund, 8.-10. November 2007. URL: <http://www.fh-stralsund.de/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/20/Ta-gungsban4d9addd0387c8.pdf>. S. 74-78. Stralsund.

[23]

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Energiesysteme und Energiedienstleistungen (2010) (Hrsg.): Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. In: dena-Netzstudie II, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). URL: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfrage\\_n/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfrage_n/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF) Berlin. (14.11.2011).

[24]

Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 05.08.2011. 1704-1705.

[25]

Epe, A.; Küchler, C.; Römisch, W.; Vigerske, S.; Wagner, H.-J.; Weber, C. & Woll, O. (2009): Ökonomische Bewertung von elektrischen Energiespeichern – Ausbau und Betrieb im Kontext wachsender Windenergieerzeugung. In: Schultz, R., Wagner, H.-J. (Hrsg.): Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen. LIT Verlag, ISBN 978-3-8258-1956-9, Berlin.

[26]

Erdmann, Georg; Zweifel, Peter (2008): Energieökonomik – Theorie und Anwendungen. Springer-Verlag, Berlin- Heidelberg- New York- Barcelona- Hongkong- London- Mailand- Paris- Singapur- Tokio, ISBN 978-3-540-70773-8.

[27]

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 01.09.2009 i. d. F. vom 25.10.2008, (BGBl, I S.2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl, I S.1634) geändert worden ist. Bundesministerium der Justiz, Berlin.

[28]

Europäische Union (2011) (Hrsg.): Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie. In:  
[http://ec.europa.eu/energy/strategies/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/strategies/index_en.htm). URL:  
[http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011\\_energy2020\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011_energy2020_en.pdf). ISBN 978-92-79-18878-7. Luxemburg. (14.11.2011).

[29]

Europäisches Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW), Reading, UK (Hrsg.)  
In: ERA-15-Projekt. URL: <http://www.ecmwf.int/research/era/ERA-15/> (12.08.2011).

[30]

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2009)  
(Hrsg.): Wasserkraft. In: country packages 2000 bis 2009. [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu). URL:  
<https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/country-packages>. (12.08.2011). Brüssel, Belgien.

[31]

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2008)  
(Hrsg.): In: System Adequacy Reports 2000 bis 2008. [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu). URL:  
<https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/system-adequacy/>. (12.08.2011). Brüssel, Belgien.

[32]

Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 6. Juni 2011. 13. Novelle des AtG. In: Bundesgesetzblatt. [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de). URL:  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atg\\_entwurf\\_novelle\\_13.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atg_entwurf_novelle_13.pdf), Berlin.

[33]

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) (KWKG 2002) vom 01.04.2002 i. d. F. vom 19.03.2002, (BGBl, I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl, I S. 1634) geändert worden ist. Bundesministerium der Justiz, Berlin.

[34]

Grohmann, Jürgen (2000): Lastanalyse und -synthese zur Optimierung leitungsgebundener Energiesysteme. In: IfE Schriftenreihe, Heft 41. (1.Aufl. 2000). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München (Hrsg.). E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. S. 1-120. ISBN 978-3-933283-21-4, München.

[35]

Haase, Torsten (2006): Anforderungen an eine durch Erneuerbare Energien geprägte Energieversorgung – Untersuchung des Regelverhaltens von Kraftwerken und Verbundnetzen. Dissertation an der Fakultät für Informatik und Elektrotechnik der Universität Rostock, Rostock.

[36]

Hausl, Stephan (2010): Entwicklung eines Optimierungsmodells der Stromversorgung Deutschlands. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München.

[37]

Heilek, Christian (2006): Entwicklung eines Modells zur Synthese der elektrischen Netzlast. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München.

[38]

Heitmann, Nina; Hamacher, Thomas (2009): Stochastic Model of the German Electricity System. In: Kallrath, J.; Pardalos, PM.; Rebennack, S.; Scheidt, M. (Hrsg.): Optimization in the Energy Industry, Springer Verlag, Berlin –Heidelberg- New York- Barcelona- Hongkong- London- Mailand- Paris- Singapur- Tokio.

[39]

Hillier, Frederik S.; Liebermann, Gerald J. (2002): Operations Research – Einführung. (5. Aufl. 1988), Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, München.

[40]

IHK Nord Arbeitsgemeinschaft Norddeutscher Industrie- und Handelskammern. (2010): Bestehende und geplante Kraftwerke in Norddeutschland- eine veranschaulichende Statistik zum besseren Verständnis. In: [www.ihk-nord.de](http://www.ihk-nord.de). Dokument Nr. 46309. URL: <http://www.ihk-nord.de/linkableblob/352578/.3./data/kraftwerkslandkarte-data.pdf;jsessionid=B95FBE65844FC219A7807EBE8942EC12.repl2>. Hamburg. (15.11.2011)

[41]

Intergovernmental Panel on climate change (ipcc), Genf, Schweiz (2007): Climate Change 2007. Vol 1: The Physical Science Basis. Vol 2: Impacts, Adaption and Vulnerability. Vol 3: Mitigation of Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge, UK.

[42]

International Energy Agency (2011) (Hrsg.): World Energy Outlook 2011. ISBN 978-92-64-12413-4. URL: <http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=428>. Paris, Frankreich.

[43]

Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI): Übersicht Modell Dimension Grafik. URL: [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Forschung/Modelle/11\\_06\\_30\\_DIMENSION\\_Modell.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Forschung/Modelle/11_06_30_DIMENSION_Modell.pdf). Köln.

[44]

Kuhn, Philipp (2005): Mathematische Optimierungsstrategien zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München.

[45]

Kühne, Maximilian; Kuhn, Philipp; Tzscheuschler, Peter (2010): Emissions- und Kostenbewertung des geplanten PSW Altdorf. In: Studie - Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (PSE – Integration EE), Abschlussbericht vom 05.02.2010, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

[46]

Linßen, J.; Markewitz, P.; Martinsen, D. & Walbeck, M. (2006): Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung. In: Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889. Forschungszentrum Jülich. Projekt gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (29.06.2006).

[47]

Loulou, R.; Goldstein, Gary & Noble, Ken (2004): Dokumentation for the MARKAL Family of Models. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP). In: <http://www.iea-etsap.org/web/index.asp>. Paris. (14.11.2011).

[48]

Messner, Sabine; Strubegger, Manfred (1995): User's Guide for MESSAGE III. In: IIASA Working Paper WP-95-069. ECS (Environmentally Compatible Energy Strategies), <http://www.iiasa.ac.at>. URL: <http://www.iiasa.ac.at/Admin/PUB/Documents/WP-95-069.pdf>. Laxenburg, Austria.

[49]

Metz, Bert; Davidson, Ogunlade; de Coninck, Heleen; Loos, Manuela & Meyer, Leo (2005) (Hrsg.): Carbon Dioxide Capture and Storage. Summary for Policymakers and Technical Summary. In: IPCC-Special Report, ISBN 92-9169-119-4. 2005.

[50]

Müller, Leonhard (2001): Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen. 2. Aufl. (1. Aufl. 1998). Springer-Verlag, Berlin- Heidelberg- New York- Barcelona- Hongkong- London- Mailand- Paris- Singapur- Tokio, ISBN 3-540-67637-6.

[51]

Quaschnig, Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6, Nr. 437, VDI Verlag, Düsseldorf.

[52]

Raksha, Tetyana (2010): Untersuchung von Wasserstoffsystemen zur großtechnischen Speicherung elektrischer Energie. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München.

[53]

Remme, Uwe (2006): Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation an der Fakultät Maschinenbau der Universität Stuttgart, Stuttgart.



[54]

Richter, Jan (2003): DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets. In: EWI Working Paper No. 11/03 <http://www.ewi.uni-koeln.de>. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI).

URL:

[http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Working\\_Paper/EWI\\_WP\\_11-03\\_DIMENSION.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_11-03_DIMENSION.pdf). Köln. (15.11.2011).

[55]

Rohde, Thomas (2006): CO<sub>2</sub> Zertifikate und ihre Auswirkungen auf die deutsche Stromwirtschaft. Bachelor's Thesis am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München.

[56]

Roth, Hans (2008): Modellentwicklung zur Kraftwerksoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien. In: IfE Schriftenreihe, Heft 57. (1. Aufl. 2008). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München (Hrsg.). E & M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. S. 1-126. ISBN 978-3-933283-53-5, München.

[57]

Roth, Hans; Kuhn, Philipp (2008): Technik und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040. In: IfE Schriftenreihe, Heft 55. (1. Aufl. 2008). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München (Hrsg.). E & M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. S. 1-113. ISBN 978-3-933283-51-1, München.

[58]

Roth, Hans; Brückl, Oliver; Held, Andreas. (2005): Windenergiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke. In: IfE Schriftenreihe, Heft 50. (1. Aufl. 2005). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München (Hrsg.). E & M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. S. 1-92. ISBN 978-3-933283-41-2, München.

[59]

RWE Power AG (2010) (Hrsg.): ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. In: [www.rwe.com](http://www.rwe.com). URL: <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/364316/data/364260/1/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/Broschuere-ADELE.pdf>. Essen (10.08.2011).

[60]

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2010) (Hrsg.): 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme. In: Nr. 15.

URL:

[http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/468414/publicationFile/34363/2007\\_Stellung\\_Arzneimittel\\_in\\_der\\_Umwelt.pdf](http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/468414/publicationFile/34363/2007_Stellung_Arzneimittel_in_der_Umwelt.pdf). ISSN 1612-2968. Berlin. (23.09.2010).

[61]

Solar Energy Services for Professionals (SoDa) (2011) (Hrsg.): Time Series of Solar Radiation Data. In: <http://www.soda->

[is.com/eng/services/services\\_radiation\\_free\\_eng.php](http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php). (14.11.2011).

[62]

Statistik der Kohlewirtschaft e. V. (2011) (Hrsg.): Heizölpreis Deutschland – Tabelle 6. Entwicklung ausgewählter Energiepreise ab 1970. Stand von 10/11 URL:

<http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>. Herne. (16.11.2011).

[63]

Statistische Bundesamt, Wiesbaden (2006) (Hrsg.): Bautätigkeit und Wohnungen. In: Mikrozensus – Zusatzerhebung 2006, Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte. Korrigierte Fassung vom 9. April 2008, [www.destatis.de](http://www.destatis.de).

URL:

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/BauenWohnen/Wohnsituation/WohnsituationHaushalte2055001069004,property=file.pdf> (12.08.2011).

[64]

Statistische Bundesamt, Wiesbaden. (Hrsg.): Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung. In: [www.destatis.de](http://www.destatis.de). Tabelle 5B Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern.

URL:

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Energie/Tabellen/Content75/BilanzElektrizitaetsversorgung,templateld=renderPrint.psml> (12.08.2011).

[65]

Statistisches Bundesamt, Wiesbaden (2010): Statistisches Jahrbuch 2010 für die Bundesrepublik Deutschland. Bonifatius GmbH, Druck-Buch-Verlag, Paderborn. S.517.

[66]

Umweltbundesamt (UBA) (2010) (Hrsg.): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. In: Studie Nr. 3997. <http://www.umweltbundesamt.de>. URL: <http://www.uba.de/uba-info-medien/3997.html>. Dessau-Roßlau. (05.08.2011).

[67]

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (1998): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. In: <http://unfccc.int/2860.php>. URL: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>. Bonn. (13.10.2011).

[68]

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2008): Kyoto Protocol Reference Manual – on accounting of emissions and assigned amount. In: <http://unfccc.int/2860.php>. URL: [http://unfccc.int/resource/docs/publications/08\\_unfccc\\_kp\\_ref\\_manual.pdf](http://unfccc.int/resource/docs/publications/08_unfccc_kp_ref_manual.pdf). Bonn. (13.10.2011).

[69]

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) (2008) (Hrsg.): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. ETG Task Force Energiespeicher, VDE Studie. In: [www.vde.com](http://www.vde.com). URL: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Studie-Energiespeicher.aspx>. VDE (ETG), Frankfurt. (14.11.2011).

[70]

VGB PowerTech e. V. (2009) (Hrsg.): Tätigkeitsbericht 2008/2009, Teil 3 Kraftwerksstatistik. URL: <http://www.vgb.org/taetigkeitsberichte.html>. VGB Medien, Essen. (22.10.2010)

[71]

VGB PowerTech e. V. (2010) (Hrsg.): Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2000-2009. In: VGB Technisch-wissenschaftliche Berichte „Wärmekraftwerke“. [www.vgb.org](http://www.vgb.org). URL: <http://www.vgb.org/shop/techn-wiss-berichte/tw103v.html>. pdf vom 17.12.2010. VGB Medien, Essen. (17.12.2010).

[72]

VGB PowerTech e. V. (2009) (Hrsg.): Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2010/11. In: [www.vgb.org](http://www.vgb.org). URL: [http://www.vgb.org/daten\\_stromerzeugung.html](http://www.vgb.org/daten_stromerzeugung.html). pdf vom 06.06.2011. VGB Medien, Essen. (15.11.2011).

[73]

VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (Hrsg.) (2010): Statistik der Energiewirtschaft. Verlag Energieberatung GmbH, Essen. ISSN 0585-2005, 81.

[74]

Wagner, Ulrich; Heilek, Christian [Bearb.] (11. Aufl. 2010): Nutzung regenerativer Energien, Vorlesungsskript. In: IfE-Schriftenreihe Heft 1 (1. Aufl. 1978). Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München (Hrsg.). E & M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching. S. 1-395. ISBN 978-3-9805179-3-5, München.

[75]

Wagner, Ulrich; Brückl, Oliver (2004): Meteorologische Grundlagen der Windfeldmodellierung und technische und ökonomische Aspekte der Windenergienutzung. Unveröffentlichter Endbericht der Studie für die BMW AG am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München. Fassung 2. München

[76]

Willmot, Cort J.; Matsuura, Kenji (2005): Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance. In: Climate Research, Vol. 30. URL: [http://climate.geog.udel.edu/~climate/publication\\_html/index.html](http://climate.geog.udel.edu/~climate/publication_html/index.html). University of Delaware, Newark. 79-82.

## 12 Bildverzeichnis

Bild 2.1	Typische Lastverläufe für Beispielwochen in Deutschland.....	11
Bild 2.2	Schematisches Bild einer Merit-Order für den Kraftwerkspark in Deutschland.....	13
Bild 2.3	Interpretation der erneuerbaren Erzeugung im Merit-Order-Modell .....	14
Bild 2.4	Entwicklung der geordneten Jahresdauerlinie der residualen Last bei einem wachsenden Ausbau von erneuerbaren Energien .....	15
Bild 3.1	Schematisches Konzept für die Lösung der Optimierungsaufgabe .....	23
Bild 3.2	Prinzipieller Einfluss der Speicherung auf die geordnete Jahresdauerlinie der residualen Last .....	28
Bild 4.1	Struktur des Modells IMAKUS.....	34
Bild 4.2	Eingangsgrößen des Modells IMAKUS.....	35
Bild 4.3	Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MOWIKA .....	35
Bild 4.4	Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MESTAS .....	36
Bild 4.5	Ein- und Ausgangsgrößen des Teilmodells MOGLIE.....	36
Bild 4.6	Darstellung des Iterationskonzepts des Modells IMAKUS .....	37
Bild 4.7	Modellschema der Netzlastsynthese [57] .....	42
Bild 4.8	Relative Häufigkeit der Abweichung der synthetischen Netzlast von der tatsächlichen Netzlast [37].....	43
Bild 4.9	Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer der Windeinspeisung von den Windbedingungen unterschiedlicher Jahre .....	44
Bild 4.10	Abhängigkeit der Sigmoidkurven von Gebäudetyp und Standort .....	46
Bild 4.11	Synthetisierte normierte Einspeisung aus KWK-Anlagen in Deutschland ...	47
Bild 4.12	Saisonalverlauf der Stromproduktion aus Laufwasser für die Jahre 2000 bis 2009 [30].....	48
Bild 4.13	Gesetzte Einspeisung für eine Beispielwoche in Deutschland .....	50
Bild 4.14	Residuale Last für eine Beispielwoche in Deutschland .....	50
Bild 4.15	Schematische Darstellung einer Preissteuerung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	53
Bild 4.16	Schematische Darstellung einer Mengensteuerung bei CO <sub>2</sub> -Emissionen ...	53
Bild 4.17	Schema der aufgelösten Matrix-Struktur einer linearen Optimierung.....	57
Bild 4.18	Schematische Darstellung der funktionalen Blöcke in der aufgelösten Matrix-Struktur der linearen Optimierung .....	58
Bild 4.19	Theorie der kostenoptimalen Lastdeckung im Merit-Order-Modell.....	59
Bild 4.20	Schematische Entstehung der Merit-Order-Kurve .....	59
Bild 4.21	Schematische Darstellung der Einsortierung nach Merit-Order unter die geordnete Jahresdauerlinie Last .....	60
Bild 4.22	Schematisches Beispiel für einen optimalen Kraftwerksausbau .....	61
Bild 4.23	Unterschiedliche Kraftwerkskategorien im Modell MOWIKA.....	63
Bild 4.24	Diskretisierung der geordneten Jahresdauerlinie (schematisch) .....	64
Bild 4.25	Bestimmung des Diskretisierungsfehlers .....	65

Bild 4.26	Diskretisierungsalgorithmus (schematisch).....	66
Bild 4.27	Diskretisierung der Jahresdauerlinie mit variabler Stufenbreite.....	67
Bild 4.28	Struktur des linearen Programms im Teilmodell MOWIKA .....	70
Bild 4.29	Abhängigkeit der Investitionskosten von der Länge des Betrachtungszeitraums .....	73
Bild 4.30	Abhängigkeit der Investitionskosten vom Jahr der Investition.....	75
Bild 4.31	Nebenbedingung zur Lastdeckung – Block KEB .....	77
Bild 4.32	Nebenbedingung zur Lastdeckung – Block KEN.....	77
Bild 4.33	Nebenbedingung zur Lastdeckung – Block LST.....	78
Bild 4.34	Schematisches Beispiel für einen Kraftwerksausbau im Teilmodell MOWIKA .....	83
Bild 4.35	Struktur des linearen Optimierung im Teilmodell MESTAS.....	86
Bild 4.36	Vergleich von Restwertmethode und Annuitätenmethode.....	91
Bild 4.37	Verluste bei einem Speichervorgang (schematisch) .....	94
Bild 4.38	Gesicherte Leistung in Abhängigkeit vom Zuverlässigkeitsniveau (schematisch).....	103
Bild 4.39	Verfügbarkeit unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien [71].....	106
Bild 4.40	Modellierung der Wahrscheinlichkeitsverteilung zweier unterschiedlicher Kraftwerke im „two-state model“ .....	107
Bild 4.41	Gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung zweier Kraftwerke .....	107
Bild 4.42	Wahrscheinlichkeitsbaum für die möglichen Zustände eines Kollektivs aus zwei Kraftwerken .....	107
Bild 4.43	Wahrscheinlichkeitsverteilung einer Erzeugungsanlage im „multi-state model“ .....	110
Bild 4.44	Schema zur Kombination von technischer und dargebotsabhängiger Verfügbarkeit.....	113
Bild 4.45	Systematik des iterativen Verfahrens im Modell IMAKUS .....	116
Bild 4.46	Schema der Kostenoptimierung im Modell IMAKUS.....	117
Bild 4.47	Kostenbestimmung der einzelnen Teilschritte im Modell IMAKUS.....	118
Bild 4.48	Ergebnisbeispiel für die Kostenverbesserung im Modell IMAKUS .....	119
Bild 4.49	Kostendifferenz der einzelnen Teilschritte im Modell IMAKUS .....	120
Bild 4.50	Schematische Darstellung des systematischen Diskretisierungsfehlers ..	121
Bild 4.51	Iterative Entwicklung der neu installierten Kraftwerks- und Speicherleistung .....	122
Bild 5.1	Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [52].....	127
Bild 5.2	Volumenspezifische Energiedichte unterschiedlicher Speichertechnologien [23] [69] .....	129
Bild 6.1	Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise für die Szenarienberechnung .....	137
Bild 6.2	Annahmen zur Entwicklung von Preisen für CO <sub>2</sub> -Zertifikate und Kosten für Transport und Speicherung bei CCS-Technologien .....	138

Bild 6.3	Prognose unterschiedlicher Studien zur Stromerzeugung aus EE in Deutschland im Jahr 2050 .....	140
Bild 6.4	Annahmen zur Entwicklung der Erzeugung aus EE und KWK.....	141
Bild 6.5	Installierte Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) .....	142
Bild 6.6	Annahmen zur Kostenentwicklung der Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung [10] .....	142
Bild 7.1	Neu installierte Kraftwerkskapazität im Szenario STANDARD.....	148
Bild 7.2	Installierte Kraftwerkskapazität im Szenario STANDARD .....	149
Bild 7.3	Stromerzeugung im Szenario STANDARD .....	149
Bild 7.4	CO <sub>2</sub> -Emissionen im Szenario STANDARD.....	151
Bild 7.5	Wirtschaftliches Potential an Ladeleistung im Szenario STANDARD .....	152
Bild 7.6	Wirtschaftliches Potential an Entladeleistung im Szenario STANDARD ...	152
Bild 7.7	Wirtschaftliches Potential an Speicherkapazität im Szenario STANDARD	153
Bild 7.8	Wirtschaftliches Potential an Speicherkapazität im Szenario STANDARD (detailliert) .....	154
Bild 7.9	Speicherfüllstand der PSW im Szenario STANDARD im Jahr 2050 .....	155
Bild 7.10	Speicherfüllstand der AA-CAES im Szenario STANDARD im Jahr 2050...	155
Bild 7.11	Speicherfüllstand der Wasserstoffspeicher im Szenario STANDARD im Jahr 2050.....	155
Bild 7.12	Nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK im Szenario STANDARD .....	157
Bild 7.13	Jährliche Kosten für das Erzeugungssystem im Szenario STANDARD.....	158
Bild 7.14	Spezifische Erzeugungskosten im Szenario STANDARD .....	159
Bild 7.15	Vergleich des Kraftwerksausbaus der Szenarien STANDARD mit konservativer (oben) und optimistischer (unten) Einschätzung des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung .....	160
Bild 7.16	Vergleich des Speicherausbaus der Szenarien STANDARD mit konservativer (oben) und optimistischer (unten) Einschätzung des Beitrages der Speicher zur gesicherten Leistung .....	161
Bild 8.1	Parametervariation des Beispielszenarios STANDARD.....	162
Bild 8.2	Investitionsbedingungen Speicher – Lade- und Entladeleistung.....	164
Bild 8.3	Investitionsbedingungen Speicher – Speicherkapazität .....	165
Bild 8.4	Investitionsbedingungen Speicher – Nicht integrierbare Erzeugung .....	166
Bild 8.5	Variation Kraftwerksausbau – Entwicklung der installierten Leistung der Kraftwerke .....	169
Bild 8.6	Variation Kraftwerksausbau – Thermische Stromerzeugung.....	170
Bild 8.7	Variation Kraftwerksausbau – Lade- und Entladeleistung .....	171
Bild 8.8	Variation Kraftwerksausbau – Speicherkapazität .....	172
Bild 8.9	Variation Kraftwerksausbau – Speicherkapazität (detailliert) .....	173
Bild 8.10	Variation thermischer Sockel – Nicht integrierbare Erzeugung.....	175

Bild 8.11	Variation thermischer Sockel – Lade- und Entladeleistung.....	176
Bild 8.12	Variation thermischer Sockel – Speicherkapazität.....	176
Bild 8.13	Variation thermischer Sockel – Speicherkapazität (detailliert) .....	177
Bild 8.14	Variation thermischer Sockel – Angebotsüberschuss und installierte Ladeleistung .....	178
Bild 8.15	Variation Export – Nicht integrierbare Erzeugung .....	180
Bild 8.16	Variation Export – Lade- und Entladeleistung.....	181
Bild 8.17	Variation Export – Speicherkapazität.....	182
Bild 8.18	Variation Export – Speicherkapazität (detailliert).....	182
Bild 8.19	Variation Speichertechnik – Lade- und Entladeleistung .....	185
Bild 8.20	Variation Speichertechnik – Speicherkapazität.....	185
Bild 8.21	Variation Speichertechnik – Nicht integrierbare Erzeugung.....	187
Bild 8.22	Variation Speichertechnik – Mittlerer Nutzungsgrad der Speicherung .....	187
Bild 8.23	Gesamtvergleich – Lade- und Entladeleistung .....	189
Bild 8.24	Gesamtvergleich – Speicherkapazität.....	190
Bild 8.25	Gesamtvergleich – Nicht integrierbare Erzeugung.....	191
Bild 8.26	Gesamtvergleich – Brutto- und Netto-Integration der EE .....	192
Bild 8.27	Gesamtvergleich – Emissionen der thermischen Kraftwerke im Jahr 2050 .... .....	193
Bild 8.28	Gesamtvergleich – Erzeugungskosten im Betrachtungszeitraum.....	194
Bild 8.29	Installierte Kapazität an Neubauspeichern im Jahr 2050 im Szenario STANDARD mit unterschiedlichen Windjahren.....	196
Bild 8.30	Nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK im Jahr 2050 ohne Speicherausbau für unterschiedliche Windjahre.....	196
Bild 8.31	Kumulierte Windeinspeisung eines Jahres (normiert) .....	198



## 13 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1	Charakterisierung der wesentlichen Parameter der Problemstellung .....	25
Tabelle 3.2	Vergleich der Eigenschaften unterschiedlicher Optimierungsverfahren...	26
Tabelle 4.1	Datenstruktur für Bestandskraftwerke im Modell IMAKUS .....	38
Tabelle 4.2	Datenstruktur für Neubaukraftwerke im Modell IMAKUS.....	38
Tabelle 4.3	Emissionsfaktoren für unterschiedliche Brennstofftypen.....	39
Tabelle 4.4	Datenbasis für Modellierung der Einspeisung aus Photovoltaik .....	49
Tabelle 4.5	Datenstruktur für die bestehenden Speicheranlagen.....	51
Tabelle 4.6	Datenstruktur für die Speicherneubauoptionen .....	52
Tabelle 4.7	Diskretisierungsfehler bei unterschiedlicher Stufenanzahl.....	68
Tabelle 4.8	Modellierung der gegenseitigen Abhängigkeit der Speicherparameter ...	98
Tabelle 6.1	Annahmen zur Restlaufzeit der Kernkraftwerke in Deutschland .....	131
Tabelle 6.2	Ökonomische Parameter der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien ... .....	133
Tabelle 6.3	Annahmen zur Entwicklung des Nettowirkungsgrades der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien.....	134
Tabelle 6.4	Annahmen zur Kostenstruktur der Speichertechnologien.....	135
Tabelle 6.5	Annahmen zu Verfügbarkeit und Wirkungsgrad der unterschiedlichen Speichertechnologien.....	135
Tabelle 6.6	Datenbasis zur Bestimmung der Verfügbarkeit von Kraftwerken .....	136
Tabelle 6.7	Annahmen zur Verfügbarkeit von Kraftwerken für das Modell IMAKUS	136
Tabelle 6.8	Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise .....	137
Tabelle 6.9	Annahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung aus EE und KWK.....	140
Tabelle 6.10	Zubaurestriktionen für Speichertechnologien .....	143