



Thomas Nacht, Dipl.-Ing.

Erforderliche Speicherkapazitäten zur Erhöhung des Wertes erneuerbarer Energien

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Institutsleiter: Univ.-Prof.Mag.rer.soc.oec.Dipl-Ing.Dr.techn. Heinz Stigler
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Univ.-Prof. Dr. Ulrike Leopold-Wildburger
Institut für Statistik und Operations Research, KF Uni Graz

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present doctoral dissertation.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

Das Ausmaß an Arbeit, welches eine Dissertation fordert, ist schwer von nur einer Person alleine zu bewältigen. Viele kleine und große Hilfestellungen sind notwendig, um von einer Idee über ein Konzept bis zur Umsetzung und Niederschrift zu gelangen. An dieser Stelle möchte ich den Personen danken, die mich maßgeblich während meiner Dissertation begleitet und unterstützt haben.

Mein Dank gilt Hr. Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler, der mir ermöglicht hat, diese Arbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation durchzuführen, und mir die notwendigen Freiheiten und auch fachliche Unterstützung geboten hat, diese Arbeit umzusetzen. Mein besonderer Dank gilt auch meinen Kollegen und Freunden, Daniel Hütter, Gernot Nischler und Andreas Schüppel für Rat und Tat und eine fruchtbare gemeinsame Zeit. Auch möchte ich mich an dieser Stelle bei Udo Bachhiesl und Gerald Feichtinger, sowie bei Frau Andrea Moser, der guten Seele unseres Institutes, bedanken.

Mein Dank gilt auch Fr. Univ.-Prof. Dr. Ulrike Leopold-Wildburger für die Begutachtung und Beurteilung meiner Arbeit.

Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Freunden abseits der Universität, besonders seien hier Georg Haucinger und Xaver Schnepf genannt, für ihren unerlässlichen Zuspruch und die Energie, die ich aus der gemeinsam verbrachten Zeit schöpfen konnte.

Ein besonderer Dank wird meiner Familie zu Teil, allen voran meiner Mutter Inge und meiner Schwester Barbara, die den Grundstein für meine persönliche Entwicklung gelegt und mich Zeit meines Lebens unterstützt und gefördert haben. Ohne ihr Zutun wäre ich vermutlich nicht in die Situation gekommen, diese Worte verfassen zu dürfen.

Danke möchte ich vor allem aber meiner Lebensgefährtin Rebecca Macher sagen, die mir, seitdem wir uns kennen, eine unersetzliche Stütze in meinem Leben ist. Nach langen Arbeitstagen oder teilweise auch Nächten hatte ich stets das Gefühl des „nach Hause Kommens“, wodurch ich erst die notwendige Energie und Zuversicht für den Abschluss dieser Arbeit fassen konnte.

„Der Mann, der den Wind der Veränderung spürt, sollte keinen Windschutz, sondern eine Windmühle bauen.“

Chinesische Weisheit

Kurzfassung

Das Streben nach einer umweltverträglichen Energieerzeugung bedingt einen steigenden Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Damit wird ein zusehends größerer Anteil der Erzeugung abhängig vom Dargebot eines volatilen Primärenergieträgers, mit der Folge, dass Teile der Erzeugung und die Last nicht mehr zwingend zusammenfallen. Um mit dieser Situation umzugehen, wird nach Möglichkeiten gesucht, die volatile Erzeugung aus erneuerbaren Quellen zeitlich zu den Zeitpunkten hoher Lasten zu verschieben. Zur Bewältigung dieser Aufgabe müssen Energiespeicher verwendet werden.

In dieser Arbeit wird die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung am Beispiel von Deutschland unter Verwendung von Modellen und mehrjährigen Messwertzeitreihen, bestehend aus stündlichen Messwerten der jeweiligen Primärenergieträger, herausgearbeitet, und daraus der Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung hoher Lasten ermittelt, woraus sich ein Bedarf für den koordinierten Einsatz von Speichern ableiten lässt.

Es werden im Betrachtungsraum Deutschland unterschiedliche Speichereinsatzstrategien für Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher erarbeitet, die einen Betrieb der Speicher abseits des Energy-Only Marktes vorsehen. Ziel des Speichereinsatzes ist, die Einhaltung einer vorher festgelegten oberen Grenze für die Last, die der thermische Kraftwerkspark zu decken hat, durch Verschiebung von Energie, vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen, zu gewährleisten. Es werden die dafür notwendigen Speicherkapazitäten und Leistungen im Rahmen unterschiedlicher Szenarien ermittelt und verglichen. Für die Technologie der Pumpspeicherkraftwerke wird bemessen, welche Wertsteigerung der erneuerbaren Energien, bewertet am Beitrag, den sie zur Deckung hoher Lasten leisten, sich durch den koordinierten Speichereinsatz erreichen lässt. Es erfolgt ein Vergleich der Wertsteigerung in Abhängigkeit der Art der erneuerbaren Einspeisung. Neben der Bemessung der Wertsteigerung wird untersucht, welche Zusammensetzung des regenerativen Erzeugungspark anzustreben ist. Anhand einer einfachen Betrachtung der Investitionskosten und Erzeugungskosten wird die wirtschaftliche Komponente der Auswirkungen durch den Speichereinsatz beleuchtet.

Die Ergebnisse zeigen einen Bedarf für den Ausbau der Speicherkapazitäten zur Kompensation auftretender negativer Residuallasten in Szenarien mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung. Durch den koordinierten Einsatz der Speicher wird eine teils starke Erhöhung der sicheren Einspeisung der regenerativen Erzeuger erreicht, damit verbunden geht ein geringerer Bedarf an Spitzenlastkraftwerken einher, auf die durch die Betriebsart und Auslegung des Speichers garantiert verzichtet werden kann. Diesen Ergebnissen stehen die höheren resultierenden Kosten durch den Ausbau der Speicherkapazitäten und Leistungen gegenüber.

Abstract

The effort to achieve a more eco-friendly production of energy leads to larger shares of renewables in the electricity sector, resulting in more supply-dependency and volatility. This results in a time shift between production and consumption. In order to gain an upper hand, possibilities for transferring renewable energies from the time of production to the time when the demand occurs are researched. Energy storage systems will play a big role in this process, with pumped storage plants being the most developed and most common technology nowadays.

As a first part of this thesis, the renewables in Germany are studied through the use of models on the basis of hourly measured values of the primary energy carriers for the corresponding technology. For these data series many years' worth of measurements were considered, resulting in data for the hourly production values of the renewable energy sources. The results show a strong dependency between production and the seasons of the year. Furthermore a very small secured contribution of renewable production during times of peak load is registered, leading to the conclusion that energy storages are indeed necessary.

Different strategies for the dispatch of the storage technologies pumped hydro storage, compressed air storage and hydrogen storage are developed for the region of Germany, which will be dispatched outside the energy-only market. The different strategies for the storage dispatch have the reduction of the resulting load in common, by preferably transferring renewable energy from times when it is not needed to those times with high loads. This resulting load needs to be covered by thermal power plants. The required capacities of the different storage technologies are evaluated and compared. By using pumped storage plants the increase in the value of renewables, as measured by the secure contribution during peak load hours, is determined. An analysis of different compositions of renewable production allows for a comparison of which type of renewable production yields the best results when combined with a storage system. Additionally the optimal composition of PV/Wind production is determined. By using simple methods for evaluating the investment costs for additional storage capacities in comparison to the costs of necessary peak-load-plants and calculating the costs from energy production with and without the use of storage system an economical overview is given.

The results show a definite need for new storage capacities in order to be able to handle negative residual loads from a high share of renewables. The combination of renewable production and the coordinated dispatch of storage systems leads to a high increase of the secure contribution of the renewable energy sources; less peak-load capacity is needed as a result of the load reduction. These positive effects have to be compared to the resulting higher costs from the additional storage capacity.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	ix
Abstract	x
1 Einleitung	1
1.1 Ziel der Arbeit	2
1.2 Inhalt der Arbeit	3
2 Kernpunkte der Arbeit	5
3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Reduktion hoher Lasten	7
3.1 Aktueller Stand in der Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Energien zur Deckung hoher Lasten	7
3.2 Windkraft	9
3.2.1 Modell zur Errechnung der Windeinspeisung	9
3.2.2 Kalibrierung und Validierung	12
3.2.3 Erzeugungscharakteristik der Windkrafterzeugung	12
3.2.4 Vergleich zwischen Windeinspeisung und Last	13
3.3 Photovoltaik	14
3.3.1 Photovoltaikmodell	14
3.3.2 Erzeugungscharakteristik der Photovoltaik-Erzeugung	15
3.3.3 Vergleich zwischen PV-Einspeisung und Last	16
3.4 Laufwasserkraft	17
3.4.1 Modell zur Berechnung der Laufwasserkrafteinspeisung	17
3.4.2 Kalibrierung und Validierung des Modells	18
3.4.3 Erzeugungscharakteristik der Laufwasserkraft	20
3.4.4 Vergleich zwischen der Einspeisung aus Laufwasserkraft und der Last	20
3.5 Vergleich zwischen der erneuerbaren Einspeisung und der Last	21
3.5.1 Generierung der fehlenden Jahreszeitreihen der Laufwasserkraft	21
3.5.2 Vergleich zwischen der erneuerbaren Einspeisung und der Last	22
4 Speicher in der Elektrizitätswirtschaft	25
4.1 Pumpspeicherkraftwerke	25
4.1.1 Funktionsweise und Einsatz	25

4.1.2	Kosten	27
4.1.3	Ausbaupotentiale	28
4.2	Druckluftspeicher	30
4.2.1	Funktionsweise und Einsatz	30
4.2.2	Kosten	31
4.2.3	Ausbaupotentiale	32
4.3	Speicherung von Wasserstoff	33
4.3.1	Funktionsweise	33
4.3.2	Kosten	35
4.3.3	Ausbaupotentiale	35
5	Speichereinsatzstrategien zur Erhöhung des Wertes erneuerbarer Energien	37
5.1	Aktuelle Methoden zur Ermittlung des Speicherbedarfs für die Zukunft	37
5.2	Gewählte Einsatzstrategien für Speichertechnologien	42
5.2.1	Ladung des Speichers nach Einsatzstrategie 1	45
5.2.2	Ladung des Speichers nach Einsatzstrategie 2	46
5.2.3	Sonderfall: Hoher Anteil erneuerbarer Energie	47
5.2.4	Ladung des Speichers nach Einsatzstrategie 3	49
6	Beschreibung der angewendeten Methoden	51
6.1	Beschreibung der zu untersuchenden Szenarien	53
6.1.1	Referenzszenario: 2010	53
6.1.2	Szenario 2032	54
6.1.3	5%-Szenario	56
6.1.4	35%-Szenario	57
6.1.5	Vergleichsszenario	58
6.1.6	Methodik zur Anpassung der erneuerbaren Zeitreihen an die Szenariowerte	58
6.2	Methodik zur Ermittlung des benötigten Speicherbedarfs	59
6.2.1	Modellierung der Einsatzstrategie 1 zur Ermittlung der Speicherparameter	61
6.2.2	Modell in GAMS	62
6.2.3	Modellierung der Einsatzstrategie 2	65
6.2.4	Modellierung der Einsatzstrategie 3	68
6.3	Ermittlung der erreichbaren Restlastgrenze	68
6.4	Methodik zur Ermittlung des erneuerbaren Beitrags	69
6.4.1	Eingangsdaten für Excel	70
6.4.2	Modell der Einsatzstrategie 1 für die Ermittlung des erneuerbaren Beitrags	70
6.4.3	Modell der Einsatzstrategie 2 für die Ermittlung des erneuerbaren Beitrags	74
6.4.4	Verarbeitung der Ergebnisse in EXCEL	76
6.5	Methodik zur Ermittlung der Kosten und Ersparnisse	78

7	Ergebnisse der Szenarien	81
7.1	Referenzszenario: 2010	81
7.1.1	Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen	82
7.1.2	Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential	84
7.1.3	Beitrag der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung hoher Lasten	85
7.2	5%-Szenario	89
7.2.1	Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen	90
7.2.2	Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential	92
7.2.3	Beitrag der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung hoher Lasten	93
7.2.4	Analyse der Ersparnisse und Kosten	95
7.3	35%-Szenario	97
7.3.1	Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen	97
7.3.2	Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential	99
7.3.3	Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten	100
7.3.4	Analyse der Ersparnisse und Kosten	102
7.4	Vergleichsszenario	104
7.4.1	Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen	104
7.4.2	Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential	106
7.4.3	Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten	108
7.4.4	Analyse der Ersparnisse und Kosten	110
7.5	Szenario 2032	111
7.5.1	Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen	111
7.5.2	Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential	112
7.5.3	Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten	113
7.5.4	Analyse der Ersparnisse und Kosten	115
8	Zusammenfassung und Ausblick	119
8.1	Resultierende Aussagen	119
8.2	Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten	121
8.3	Benötigte Speicherkapazität	123
8.4	Notwendige Speicherparameter zur Erfüllung des Einsatzziels	130
8.5	Steigerung des Wertes erneuerbarer Energien	132
8.6	Betrachtung der Kosten und Ersparnisse	134
8.7	Resümee	136
	Literatur	137
A	Tabellen	157

1 Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft Europas ist durch das Bestreben geprägt, eine höhere Durchdringungsrate erneuerbarer Erzeugung zu erreichen. Das Ziel der EU ist es, eine umweltverträgliche Energiepolitik zu betreiben (Europäisches Parlament und Europäischer Rat, 2009). Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Erzeugung am gesamten Erzeugungsmix bringt neue, bisher noch nicht dagewesene Herausforderungen für das Elektrizitätssystem mit sich.

Durch die gesteigerte Durchdringungsrate der regenerativen Energien ist ein immer größerer Anteil der Erzeugung vom Dargebot eines Primärenergieträgers abhängig. Es stellt sich ein Paradigmenwechsel zwischen einer bedarfsgerechten Erzeugungsstruktur zu einer dargebotsabhängigen Struktur und somit zu einer zusehends volatilen Einspeisung ein. Zusätzlich weist die erneuerbare Erzeugung eine über das Jahr nicht-konstante Erzeugungscharakteristik auf, deren Erzeugungsschwerpunkt nicht zwingend mit den Lastschwerpunkten korreliert. Es entsteht eine zeitliche Verschiebung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Aus der Bedingung einer gesicherten Deckung des Leistungsbedarfs zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ergibt sich aufgrund der geringen gesicherten Leistung der volatilen erneuerbaren Erzeuger ein hoher Bedarf an Kraftwerkskapazitäten, die weitgehend nur für die Deckung der Spitzenlasten eingesetzt werden. Durch die Bevorzugung der Einspeisung aus erneuerbaren Quellen gegenüber konventioneller Erzeugung, dies ist z.B. in Deutschland über eine Abnahmeverpflichtung geregelt (Deutscher Bundestag, 2012), kann es bei einem Ausbau der regenerativen Erzeuger zu Situationen kommen, in denen die regenerative Erzeugung die Last überschreitet. Dieser Betriebszustand ist nicht zulässig und muss mit Lastmanagement oder einer Drosselung der erneuerbaren Erzeugung behoben werden.

Im Umgang mit der zeitlichen Verschiebung zwischen Erzeugung und Verbrauch werden oft Energiespeicher als die Lösung des Problems betrachtet. Diese sollen ein Übermaß an Erzeugung auffangen, speichern, und bei Bedarf wieder abgeben. Problematisch ist, dass Speichertechnologien derzeit von den Kapazitätspotentialen her beschränkt oder technisch für eine flächendeckende Umsetzung nicht weit genug ausgereift sind (Felberbauer et al., 2012). Pumpspeicherkraftwerke stellen die heute am weitesten entwickelte und verbreitetste Großspeichertechnologie dar. Der Einsatz vorhandener Speicher erfolgt heute nach einem markt- und gewinnorientierten Prinzip, bei dem billiger Niederlaststrom gekauft, gespeichert und zu Zeiten hoher Lasten wieder teurer verkauft wird. Bei dieser Energieveredelung kann es zu einer Verlagerung erneuerbarer Erzeugung vom Zeitpunkt der Erzeugung zum Zeitpunkt des Bedarfs kommen, jedoch erfolgt dieser Prozess nicht koordiniert und stellt keine Garantie einer Energieverlagerung erneuerbarer Erzeugung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast dar. Es stellt sich die Frage, welchen Effekt ein koordinierter Speichereinsatz abseits des Marktes nach dem Vorbild der Lagerung von Nahrungsmitteln hätte. Die Lagerung von

Nahrungsmittel hat zum Ziel die Nahrungsmittelüberschüsse für „schlechtere Zeiten“ aufzubewahren, um in weiterer Folge ein Hungern der Menschen zu verhindern. Dieser Gedanke lässt sich auf die Speicherung von elektrischer Energie insofern umlegen, als dass es das Ziel eines Speichereinsatzes sein sollte, hohe Lasten im System durch Energieverlagerung garantiert abzufangen. Bevorzugt sollte diese Energie aus erneuerbaren Quellen stammen.

1.1 Ziel der Arbeit

Im Rahmen dieser Dissertation wird am Beispiel von Deutschland untersucht, welche Auswirkungen die Dargebotsabhängigkeit der Primärenergieträger auf die Einspeisung der erneuerbaren Erzeuger hat, und wie sich ein koordinierter Einsatz von Energiespeichern nach dem Vorbild der Nahrungsmittellagerung auf den Wert erneuerbarer Erzeugung auswirkt. Der Wert der erneuerbaren Erzeugung wird daran bemessen, welchen Beitrag sie zur Deckung hoher Lasten leisten und welche sichere Einspeiseleistung sie zu diesen Stunden im System beitragen können. Die sichere Einspeiseleistung beschreibt den aus mehreren Zeitreihen ermittelten geringsten Beitrag erneuerbarer Leistung zur Deckung der Last zu relevanten Zeitpunkten. Neben den Untersuchungen der Wertsteigerung wird eine einfache Analyse der resultierenden Kosten und Kostenersparnisse durch die Kombination aus Speicher und erneuerbarer Erzeugung durchgeführt, um die wirtschaftliche Seite des koordinierten Speicherbetriebs zu beleuchten.

Auf Basis mehrjähriger Messzeitreihen von Windkraft, Wasserdurchflussmenge und auftretender Globalstrahlung sollen Modelle zur Ermittlung der stündlichen Einspeisung aus den entsprechenden erneuerbaren Quellen erstellt werden. Die aus den Modellen resultierenden Einspeisezeitreihen sollen hinsichtlich ihrer Erzeugungscharakteristik untersucht, und die sichere Einspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sowie der 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden ermittelt werden.

Es sollen im Verlauf dieser Arbeit neue Strategien für den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW), Druckluftspeichern (CAES) und Wasserstoffspeichern (H₂S) erstellt werden, die darauf abzielen, die Speicher so zu betreiben, dass sie die auftretenden Lastspitzen mit zwischengespeicherter Energie garantiert abfangen können. Diese Energie soll vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen bezogen werden. Das Ziel davon ist, zu ermitteln, ob sich durch diesen koordinierten Speichereinsatz Spitzenlastkraftwerke einsparen lassen. Es soll ermittelt werden, welches Ausmaß die notwendige Speicherkapazität zur Erfüllung dieser Aufgabe annehmen müsste, und ob es hinsichtlich der Art der erneuerbaren Einspeisung Unterschiede im Bezug auf Speicherbedarf und resultierender Auswirkungen gibt. Für diese Untersuchungen werden verschiedene Szenarien zugrunde gelegt. Mittels dieser Szenarien sollen Aussagen darüber getroffen werden können, welcher erneuerbare Erzeugungstyp sich als vorteilhaft bezüglich einer Kombination mit Speichern herausstellt, und ob es ein ideales Verhältnis von PV/Wind-Erzeugung gibt.

Anhand der Ergebnisse über die notwendigen Speicherkapazitäten soll am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken demonstriert werden, wie sich der koordinierte Einsatz der Speicher in den einzelnen Szenarien auf den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten auswirkt. Für diese Untersuchung

sind insbesondere die Jahreshöchstlast sowie die 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden von Interesse. Dabei soll untersucht werden, welche Menge erneuerbarer Erzeugung sich durch den koordinierten Einsatz des Speichers von Zeitpunkten an denen kein Bedarf dafür besteht, zu eben jenen für diese Untersuchung relevanten Zeitpunkte verschieben lässt. Diese Größe dient in weiterer Folge als Grundlage für die Bemessung der Wertsteigerung der erneuerbaren Energien durch den Einsatz des Speichers.

Die Wirtschaftlichkeit des koordinierten Speichereinsatzes soll anhand einer Gegenüberstellung von Investitionskosten und Erzeugungskosten des konventionellen Kraftwerksparks erfolgen. Für die Investitionskosten sollen die Ausbaukosten der Speicher jenen Kosten der durch den Speichereinsatz nicht notwendigen Spitzenlastkraftwerke gegenübergestellt werden. Für die Betrachtung der Erzeugungskosten werden die Erzeugungskosten des konventionellen Kraftwerksparks mit und ohne Verwendung von Speichern ermittelt und verglichen. Ein weiterer wirtschaftlicher Faktor, der jedoch keine Bepreisung erfährt, ist die Menge aufgrund mangelnder Speichermöglichkeiten nicht integrierter erneuerbarer Erzeugung, deren Ermittlung ebenfalls Teil dieser Arbeit ist.

1.2 Inhalt der Arbeit

Folgend wird eine kurze Übersicht über den Inhalt der einzelnen Kapitel dieser Arbeit gegeben.

Kapitel 2 gibt einen kurzen Überblick über die zentralen Punkte die in dieser Arbeit behandelt werden.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Ermittlung der stündlichen erneuerbaren Einspeisewerte auf der Grundlage mehrjähriger Messzeitreihen von Windgeschwindigkeit, Wasserdurchflussmenge und Globalstrahlung. Einer Beschreibung der verwendeten Datenquellen sowie der Methodik der Ermittlung der Einspeisewerte folgt die Ermittlung der Erzeugungscharakteristika der einzelnen erneuerbaren Energien sowie eine Analyse des Beitrags dieser zur Deckung hoher Lasten. beschäftigt sich mit der Ermittlung der stündlichen erneuerbaren Einspeisewerte auf der Grundlage mehrjähriger Messzeitreihen von Windgeschwindigkeit, Wasserdurchflussmenge und Globalstrahlung. Einer Beschreibung der verwendeten Datenquellen sowie der Methodik der Ermittlung der Einspeisewerte folgt die Ermittlung der Erzeugungscharakteristika der einzelnen Erneuerbaren sowie eine Analyse des Beitrags dieser zur Deckung hoher Lasten.

Kapitel 4 behandelt die unterschiedlichen Speichertechnologien, die für diese Arbeit näher betrachtet werden. Es wird ein kurzer Überblick über die Funktionsweise sowie die daraus resultierenden Annahmen für die weiteren Berechnungen gegeben.

Kapitel 5 zeigt die beiden für diese Arbeit definierten Einsatzstrategien für die Speicher, sowie eine dritte Strategie, welche die Grenzen des Machbaren absteckt. Es wird auf die Besonderheiten der einzelnen Strategie näher eingegangen und die theoretischen Ansätze hinter den Strategien erklärt.

Kapitel 6 befasst sich mit der Umsetzung der Speichereinsatzmodelle in EXCEL und GAMS. Dafür werden zuerst die untersuchten Szenarien und die gewünschten Aussagen aus den Szenarien dargestellt. Abschließend wird eine Übersicht über die Prozessabläufe gegeben und die einzelnen Modelle im

Detail beschrieben. Dabei wird auf die Besonderheiten jedes Modells sowie die notwendigen Daten und die resultierenden Ergebnisse genauer eingegangen.

Kapitel 7 stellt die Ergebnisse der Untersuchungen der einzelnen Szenarien dar. Es werden für jedes der gerechneten Szenarien die Resultate aus der Ermittlung der notwendigen Speicherkapazität, aus der Bemessung der Beitragssteigerung der erneuerbaren Energien durch Speicherkraftwerke sowie die Ergebnisse aus der Kostenanalyse dargestellt.

Kapitel 8 fasst die wesentlichsten Ergebnisse der Arbeit zusammen und zeigt auf, welche zukünftigen Weiterentwicklungen sinnvoll wären.

2 Kernpunkte der Arbeit

Wie in Kapitel 1 bereits beschrieben, sieht sich die Elektrizitätswirtschaft mit einem steigenden Anteil volatiler dargebotsabhängiger Erzeugung konfrontiert. Speicher sollen künftig eingesetzt werden, um mit den resultierenden Herausforderungen umzugehen und die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung auszugleichen. Aus dieser Situation leitet sich der Bedarf einer sinnvollen Verwendung der vorhandenen und potentiellen Speicherkapazitäten ab.

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die wesentlichen Kernpunkte, anhand derer die Ergebnisse der Szenario-Berechnungen ausgewertet werden, geboten.

- **Auswirkungen der verwendeten Einsatzstrategien:**

Für den Einsatz der Speicher werden drei Einsatzstrategien entwickelt, die sich hinsichtlich der Zeitpunkte für den Ladebetrieb unterscheiden. Daraus resultieren unterschiedliche Ergebnisse bezüglich des resultierenden notwendigen Ausbaus der Speicherkapazität und der Leistungen für den Lade- und Entladebetrieb sowie unterschiedliche Kosten. Die Auswertung der Ergebnisse soll zeigen, welche der Einsatzstrategien zukünftig zu bevorzugen ist.

- **Auswirkungen der verwendeten Speichertechnologien:**

In dieser Arbeit werden die Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher näher betrachtet. Diese Technologien unterscheiden sich hinsichtlich des Speichermediums, der grundsätzlichen Art die Energie zu speichern und vor allem bezüglich ihrer Wirkungsgrade. Anhand der Szenariorechnungen soll beleuchtet werden, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Wirkungsgrade auf den Bedarf an Speicherkapazität haben.

- **Auswirkungen auf die Speicherparameter:**

Mittels der Berechnungen in den Szenarien soll ermittelt werden, ob sich grundsätzliche Aussagen über Effekte und Auswirkungen auf die Parameter des Speichers ableiten lassen. Unter den Speicherparametern sind die Kapazität des Speichers in *GWh* sowie die Lade- und Entladeleistung in *GW* zu verstehen.

- **Direkter Beitrag erneuerbarer Erzeugung zu Zeitpunkten hoher Lasten und Steigerung des Beitrags durch den Einsatz von Speichern:**

In dieser Arbeit werden die Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik hinsichtlich ihrer Erzeugungscharakteristik und ihres Beitrags zur Deckung hoher Lasten analysiert und ausgewertet. Neben den direkten resultierenden Effekten der regenerativen Erzeugung wird ebenfalls beleuchtet, inwieweit sich einer Steigerung des Beitrags der erneuerbaren Erzeugung, dies entspricht einer Wertsteigerung, durch den koordinierten Einsatz von Speichern realisieren lässt.

- **Auswirkungen der erneuerbaren Erzeuger auf die notwendige Speicherkapazität:**

Dadurch, dass sich die einzelnen erneuerbaren Erzeuger hinsichtlich ihrer Erzeugungscharakteristik unterscheiden, ist es notwendig zu analysieren, welche Auswirkungen eine exklusive erneuerbare Einspeisung gemäß der Vorgaben in den Szenarien auf die notwendige Speicherkapazität sowie die notwendigen Leistungen für Pumpe und Turbine hat. Es stellt sich zusätzlich die Frage, ob es sinnvoll ist, die einzelnen erneuerbaren Erzeuger miteinander zu kombinieren.

- **Betrachtung der resultierenden Kosten:**

Der Ausbau von Speicherkapazität ist ein sehr kostenintensives Unterfangen, daher muss analysiert werden, ob sich ein Ausbau der Speicher lohnt, und ob ein koordinierter Einsatz der Speicher sich auszahlt.

3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Reduktion hoher Lasten

Die Volatilität der erneuerbaren Erzeugung ist ein Aspekt der den Umgang mit diesen Erzeugungstechnologien schwierig macht, dazu kommt die teilweise nicht mit dem Jahresverlauf der Last korrelierende Erzeugungscharakteristik. In diesem Kapitel wird die Volatilität und Erzeugungscharakteristik der regenerativen Erzeuger Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik mittels Modellen abgebildet und deren Beitrag zur Deckung hoher Lasten ermittelt.

3.1 Aktueller Stand in der Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Energien zur Deckung hoher Lasten

Durch den steigenden Anteil der erneuerbaren Erzeugung wird der gesicherten Leistung des KW-Parks zusehends mehr Aufmerksamkeit zuteil. Die hier erwähnten Studien zur Ermittlung der gesicherten Leistung, stellen nur einen Anteil der gesamt zur Verfügung stehenden Information dar.

In der Studie (dena, 2010) wird die gesicherte Leistung eines Kraftwerksparks, dieser Wert entspricht näherungsweise der in der vorliegenden Arbeit zu untersuchenden sicheren Einspeisung zur Deckung hoher Lasten, über einen stochastischen Ansatz ermittelt. Dabei werden als Datengrundlage Einspeisezeitreihen erneuerbarer Erzeugung aus mehreren Jahren herangezogen. Für Deutschland wird ein Versorgungssicherheitsniveau von 99,5% zugrunde gelegt. Anhand eines probabilistischen Ansatzes werden die regenerativen Erzeuger anhand von diskreten Einspeisezuständen und deren bestimmter Wahrscheinlichkeit dargestellt. Mittels des Verfahrens der rekursiven Faltung werden alle Systemzustände sowie die entsprechenden Eintrittswahrscheinlichkeiten mit und ohne den zu untersuchenden Kraftwerksblock berechnet. Danach wird die verfügbare Kapazität mit und ohne den zu betrachtenden Kraftwerksblock mit der definierten Versorgungssicherheit verglichen, die Differenz entspricht der gesicherten Leistung. Für eine Beschleunigung der Berechnung aufgrund eines zu großen Zustandsraumes werden Vereinfachungen durchgeführt. Angewendet werden Clusterbildung sowie die kumulative Wahrscheinlichkeitsfaltung. Anhand dieser Methode ergeben sich die in Tabelle 3.1 dargestellten Werte für die gesicherte Leistung.

Einen anderen Ansatz wählen (Nitsch et al., 2012), die mit ihrer Methode einige der Defizite der „Dena-Methode“ ausmerzen wollen. Es wird jedoch angemerkt, dass noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf

Tabelle 3.1: Gesicherte Leistungen der erneuerbaren Erzeuger Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik in Deutschland, Datenquelle: (dena, 2010)

Kraftwerkstechnologie	Gesicherte Leistung
Photovoltaik	1%
Windkraft	5-10%
Laufwasserkraft	40%

für geeignetere Methoden besteht. Die Methode basiert darauf, für jede Stunde des Jahres (es werden in der Studie 4 Jahre herangezogen) eine Lastunterdeckungswahrscheinlichkeit (LOLP, loss of load probability) bei gegebener Lastzeitreihe und angenommenem Kraftwerkspark zu ermitteln. Anschließend wird die Last so verändert, dass die Unterdeckungserwartung (LOLE, loss of load expectancy) sich auf 2,4 Stunden pro Jahr einstellt. Es wird anschließend die Residuallast aus Last abzüglich der regenerativen Einspeisung errechnet. Dieser Schritt hat eine Verringerung der LOLP für jene Stunden an denen erneuerbare Einspeisung vorhanden ist zur Folge, sowie eine entsprechende Verminderung der LOLE. Es werden die stündlichen Lastwerte schrittweise erhöht, bis die LOLE wieder einen Wert von 2,4 Stunden pro Jahr erreicht hat. Aus dem Wert der möglichen Lasterhöhung lässt sich die gesicherte Leistung der erneuerbaren Erzeuger ableiten. (Nitsch et al., 2012) wirft bei dieser Methode auf, dass hohe Anforderungen an die Qualität der Eingangsdaten gerichtet werden. Idealerweise sollten korrespondierende Zeitreihen von Last und erneuerbarer Erzeugung über 10-20 Jahre vorliegen.

Tabelle 3.2: Gesicherte Leistungen der erneuerbaren Erzeuger Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik in Deutschland, Datenquelle: (Nitsch et al., 2012)

Kraftwerkstechnologie	Gesicherte Leistung
Photovoltaik	0,15%
Windkraft	6,24%
Laufwasserkraft	46,34%

Beide beschriebenen Ansätze zur Ermittlung der gesicherten Leistung basieren auf Zeitreihen erneuerbarer Einspeisung. Die Zeitreihen können entweder Messwerte oder modellierte Werte beinhalten¹. Stehen für eine Untersuchung nicht genügend Messwerte der Einspeisung zur Verfügung, muss auf die Ermittlung der Erzeugung aus Messwerten des Primärenergieträgers zurückgegriffen werden. In (Oehsen et al., 2010), (Schüppel, 2010) oder (Pattis, 2012) wird die erneuerbare Einspeisung auf Basis von Messwerten des Primärenergieträgers und einer Umrechnung dieser Werte anhand von Modellen ermittelt. Dabei werden Messzeitreihen (diese sollten zeitlich hoch aufgelöst sein) von Globalstrahlung für PV-Einspeisung, Windgeschwindigkeit für Windkraftanlagen sowie Messungen des Wasserdurchflusses für Laufwasserkraftwerke herangezogen. Unterscheiden lassen sich die Methoden unter anderem hinsichtlich der Aufteilung bestehender oder prognostizierter Anlagen. In (Schüppel, 2010) und (Pattis, 2012) werden bestehende Anlagen entsprechend technischer oder geographischer Gegebenheiten zusammengefasst. Anschließend erfolgt

¹Die Messung von Einspeisewerten der erneuerbaren Erzeugung geschieht erst seit wenigen Jahren, die Messung der Primärenergieträger hingegen beruht zumeist auf längeren Zeitreihen, die sich für eine Modellierung eignen würden.

eine Zuweisung der geographisch nächstgelegenen erfassten Messwerte oder Messstation auf die Anlage und eine Berechnung der resultierenden Einspeiseleistungen auf Basis der jeweiligen Messwerte. Dieser Prozess wird für alle vorhandenen Anlagen durchgeführt. In (Oehsen et al., 2010) wird ein anderer Ansatz gewählt, hier werden die installierten Leistungen auf ein Raster, dessen geographische Auflösung jener der Messwerte entspricht, aufgeteilt. Darauffolgend wird für jedes Rasterelement die eingespeiste Leistung ermittelt und zu Summenleistungen aggregiert. Eine Kontrolle der Modellergebnisse wird bei allen drei Methoden anhand tatsächlich vorhandener Messwerte für die Einspeiseleistung durchgeführt.

3.2 Windkraft

Die Erzeugung von Energie aus Windkraftanlagen nimmt in Europa und allen voran Deutschland eine zusehends entscheidendere Rolle ein. Die Erfassung der Einspeisewerte von Windkraft umfasst jedoch einen zu geringen Zeitraum, weshalb auf die Modellierung der Einspeisung auf Basis von Messwerten des Primärenergieträgers zurückgegriffen wird. Teile des folgenden Kapitels wurden vom Autor bereits im Rahmen der Tagung IEWT 2013 (Nacht und Stigler, 2013) veröffentlicht.

3.2.1 Modell zur Errechnung der Windeinspeisung

Das Modell verwendet Messdaten der Windgeschwindigkeit des Deutschen Wetterdienstes (Deutscher Wetterdienst, 2013b) die stundengenau für mehrere Messstandorte in Deutschland vorliegen. Diese Datenbasis umfasst Messzeitreihen im Umfang von 32 Jahren. Die für die weiteren Berechnungen verwendeten Messstationen werden nach der Vollständigkeit der Messreihen, der Standorthöhe im Vergleich zur Umgebung² und der Verteilung über Deutschland ausgewählt. Die gewählten Standorte sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Für die Modellerstellung und Kalibrierung wird der Windkraftanlagen-Stand aus dem Jahr 2010³ (Betreiber-Datenbasis, 2012) herangezogen, die installierte Leistung beläuft sich auf 27 GW. Die Windkraftanlagen werden für die weitere Verarbeitung in Gruppen mit ähnlichen technischen und geographischen Merkmalen zusammengefasst. Das Ergebnis der Zusammenfassung ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Durch eine Georeferenzierung mit der Software ArcGis ist es möglich, den einzelnen Anlagen die entsprechenden Windgeschwindigkeiten der nächstliegenden Messstationen zuzuweisen. Das Modell für die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in entsprechende Leistungswerte basiert auf (Schüppel, 2010) und wird aufgrund umfassenderer Daten angepasst. Die über die Georeferenzierung den Anlagen zugewiesenen Windgeschwindigkeiten müssen entsprechend der Nabenhöhen der Anlagen hochgerechnet werden, da die Nabenhöhen der Windkraftanlage nicht mit den Höhen der Messstationen übereinstimmen müssen. Die Gleichung für die Höhenanpassung basiert auf dem Potenzansatz nach Hellemann (Hau, 2008, S.517) und wird um einen multiplikativen Höhenanpassungsfaktor erweitert, siehe Gleichung 3.1.

²Die Standorthöhe im Vergleich zur Umgebung ist von Relevanz, da eine Umrechnung der Messstationshöhe auf die Nabenhöhe des Windrades erfolgt. Befindet sich das Windrad auf einer gänzlich anderen Seehöhe als die Messstation, ist anzunehmen, dass sich in der Realität die Windgeschwindigkeiten stark unterscheiden.

³Ein Zubau neuer Anlagen wird vernachlässigt, es wird der Bestand Ende 2010 für das gesamte Jahr zugrunde gelegt.

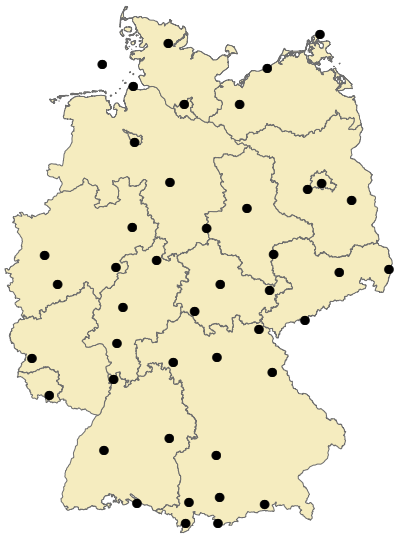


Abbildung 3.1: Ausgewählte Windmessstationen für das Modell zur Ermittlung der Windkrafteinspeisung im Untersuchungsgebiet Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Deutscher Wetterdienst, 2013b), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)

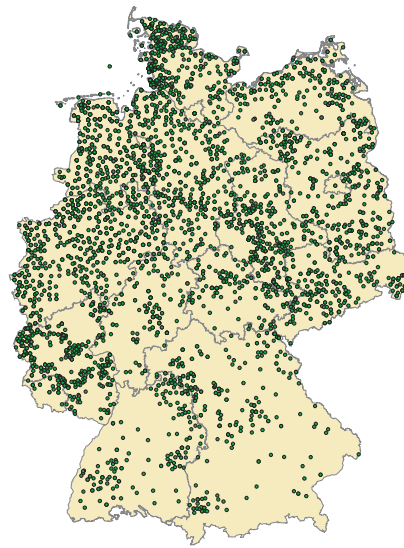


Abbildung 3.2: Nach geographischen und technischen Aspekten zusammengefasste Windkraftanlagen für das Modell zur Ermittlung der Windkrafteinspeisung im Untersuchungsgebiet Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Betreiber-Datenbasis, 2012), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)

Die Höhenanpassungsfaktoren dienen bei der späteren Kalibrierung des Modells als Stellgrößen.

$$v_{Windrad} = f_{h1} \cdot v_{Wind} \cdot \left(\frac{h_{Windrad}}{h_{Messstation}} \right)^{f_{h2}} \quad (3.1)$$

$v_{Windrad}$	Windgeschwindigkeit auf Höhe der Rotornabe in m/s
f_{h1}	Höhenanpassungsfaktor 1
f_{h2}	Höhenanpassungsfaktor 2
v_{Wind}	Windgeschwindigkeit auf Höhe der Messstation in m/s
$h_{Windrad}$	Höhe der Windradnabe in m
$h_{Messstation}$	Höhe der Messstation in m

Anhand der Windgeschwindigkeiten wird die Leistung einer Anlage über eine Leistungskennlinie ermittelt. Es wird für jede Anlage die selbe Kennlinie zugrunde gelegt, gewählt wird die Kennlinie einer Enercon E82-Anlage (Rothaar Wind GmbH, 2012), dargestellt in Abbildung 3.3. Um eine Anpassung an die tatsächlichen technischen Parameter der einzelnen Windkraftanlagen zu ermöglichen, fließen zusätzliche Größen wie installierte Leistung und Rotordurchmesser in die Gleichung zur Berechnung der Einspeisung mit ein, siehe Gleichung 3.2. Der Anpassungsfaktor $f_{Leistung}$ dient als Stellglied für die Kalibrierung des Modells. Die Erzeugungskennlinie basiert auf den Daten einer E82-Anlage, deren Leistung an die installierte Leistung der geographisch und technisch zusammengefassten Anlagen angepasst werden muss. Um eine zu hohe Produktion aufgrund der Skalierung über den Rotordurchmesser zu unterbinden, wird die Einspeisung mit der maximalen Leistung der zusammengefassten Anlagen gedeckelt.

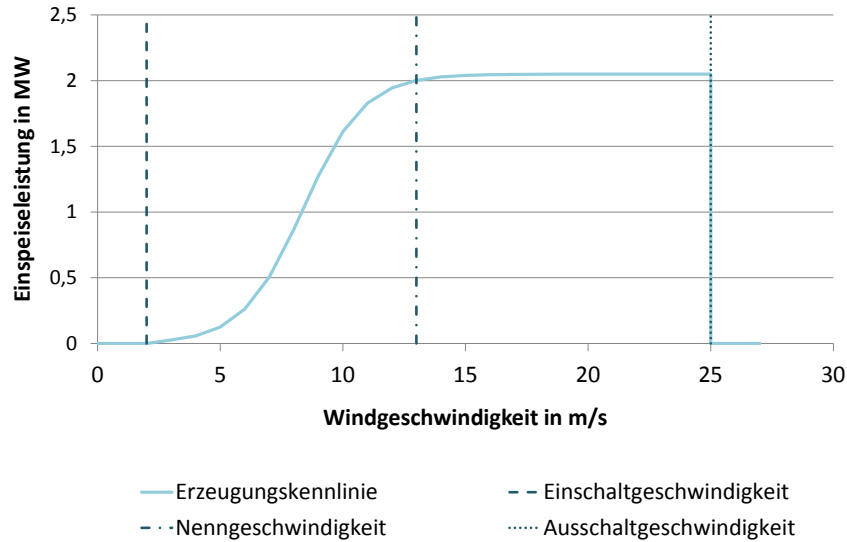


Abbildung 3.3: Leistungskennlinie der für die Modelle zugrunde gelegten Windkraftanlage Enercon E82 für die Berechnung der Einspeiseleistung auf Basis der Windgeschwindigkeit. Eigene Darstellung auf Basis von: (Rothaar Wind GmbH, 2012)

$$P_{Anlage} = \begin{cases} \frac{P_{Anlage_{max}}}{P_{E82_{max}}} \cdot P_{E82}(v_{Windrad}) \cdot \frac{f_{Leistung} \cdot d_{Windrad}^2}{d_{E82}^2} & \text{wenn } P_{Anlage} < P_{Anlage_{max}} \\ P_{Anlage_{max}} & \text{wenn } P_{Anlage} \geq P_{Anlage_{max}} \end{cases} \quad (3.2)$$

P_{Anlage}	Leistung der zusammengefassten Anlagen in MW
$P_{Anlage_{max}}$	Installierte Leistung der zusammengefassten Windkraftanlagen in MW
$P_{E82_{max}}$	Installierte Leistung einer Enercon EN82 Anlage in MW
$P_{E82}(v_{Windrad})$	Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit $v_{Windrad}$ gemäß der Leistungskennlinie in MW
$v_{Windrad}$	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der Windkraftanlage in m/s
$f_{Leistung}$	Leistungsanpassungsfaktor
$d_{Windrad}$	Rotordurchmesser der zusammengefassten Windkraftanlage in m
d_{E82}	Rotordurchmesser einer Enercon EN82 Anlage in m

Mittels dieser Gleichungen lassen sich aus stundengenauen Windgeschwindigkeitsmesswerten die stündlichen Einspeisungen des Deutschen Windkraftwerksparks ermitteln. Über die Georeferenzierung ist es möglich die Einspeisung den einzelnen Zonen der Übertragungsnetzbetreiber⁴ zuzuweisen, ein Schritt, der für die Kalibrierung notwendig ist.

⁴Amprion, TransnetBW, Tennet, 50Hertz.

3.2.2 Kalibrierung und Validierung

Durch die Zusammenfassung der Windkraftanlagen und die örtliche Distanz zwischen Anlage und Messstation ist es notwendig, das Modell über die Anpassungsfaktoren zu kalibrieren. Hierfür werden die tatsächlichen Windeinspeisewerte des Jahres 2010 (EEX, 2012) je Regelzone in Deutschland mit den Werten der Erzeugung laut Modell verglichen. Über den Optimierungs-Solver des Softwareprodukts EXCEL erfolgt eine Anpassung der Faktoren, bis das Quadrat der Abweichungen zwischen tatsächlichen Einspeisewerten und Modellergebnissen für jede Regelzone ein Minimum ergibt. Jede einzelne Regelzone erhält dabei eigene Werte für die entsprechenden Anpassungsfaktoren. Mit den so ermittelten Anpassungsfaktoren wird eine weitere Berechnung für das Jahr 2011 durchgeführt. Es werden sowohl der Kraftwerkspark als auch die Windgeschwindigkeiten des Jahres 2011 herangezogen und mit den tatsächlich gemessenen Einspeisewerten verglichen.

Die Qualität des Modells lässt sich anhand des Bestimmtheitsmaßes aus einer Korrelation der tatsächlichen Einspeisung mit den Modellergebnissen prüfen, siehe Tabelle 3.3. Ein hoher Übereinstimmungsgrad wird für die Gebiete 50Hertz und Tennet erreicht, die geringeren Werte für das Netzgebiet von Amprion und TransnetBW sind aufgrund der geringeren installierten Windkapazitäten akzeptabel.

Tabelle 3.3: Bestimmtheitsmaße aus der Korrelation von tatsächlicher Windeinspeisung (EEX, 2012) und Leistungswerten aus dem Modell für die Windkrafteinspeisung für die Jahre 2010 und 2011, aufgeschlüsselt nach Gebieten der Übertragungsnetzbetreiber im Betrachtungsgebiet Deutschland.

	50Hertz	Amprion	TransnetBW	TenneT
R_{2010}^2	84,1%	74,6%	76,5%	83,9%
R_{2011}^2	85,9%	72,5%	72,8%	86,6%

3.2.3 Erzeugungscharakteristik der Windkraftherzeugung

Anhand der Berechnungsergebnisse des Modells lassen sich Schlussfolgerungen über die Erzeugungscharakteristik der Einspeisung von Windkraft anstellen. Diese erfolgt, indem die Monatsmittelwerte der Einspeisungen aus den 32 Jahreszeitreihen ermittelt und dargestellt werden. Aus den Monatsmittelwerte werden jeweils der minimale, der maximale Wert sowie der Mittelwert der Monatsmittel aus den Zeitreihen erarbeitet und in Abbildung 3.4 dargestellt. Es zeigt sich, dass die mittlere monatliche Einspeisung aus Windkraft in den Wintermonaten stärker ausgeprägt ist als während der Sommermonate und, dass die Abweichung zwischen minimalem und maximalen Leistungsmittelwert in den Wintermonaten stärker ausgeprägt ist als während der Sommermonate.

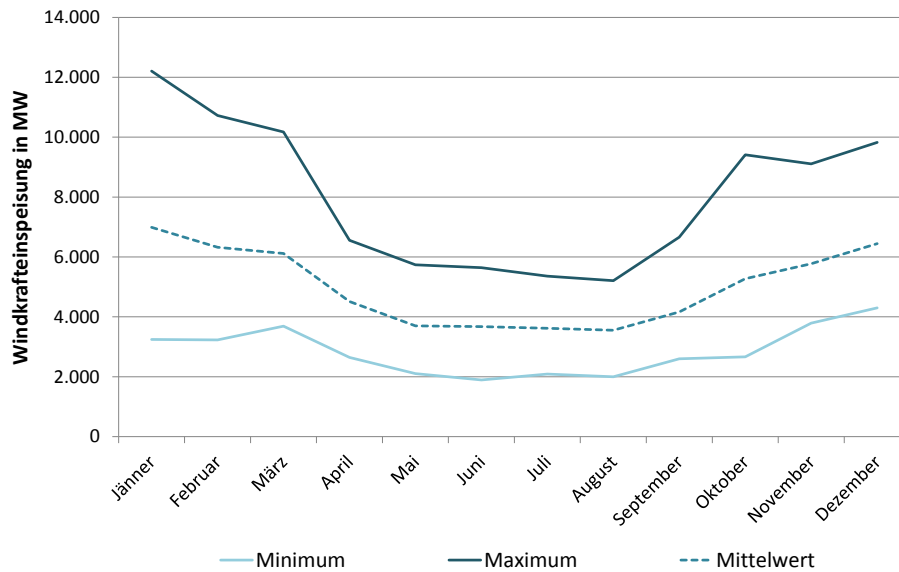


Abbildung 3.4: Einspeisecharakteristik der Windkraft in Deutschland, dargestellt anhand der minimalen, maximalen und mittleren auftretenden monatlichen Leistungsmittelwerte, aus dem Modell für die Windkrafteinspeisung auf Basis der Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit.

3.2.4 Vergleich zwischen Windeinspeisung und Last

Durch die Verwendung des Windkraftmodells ist es möglich, bei gegebenem Windanlagenpark aus Zeitreihen von Windgeschwindigkeitsmessdaten die daraus resultierenden stündlichen Leistungswerte zu berechnen. Werden diese mit den Werten der Last verglichen, kann der Beitrag der Windkraft zur Deckung hoher Lasten ermittelt werden. Die Daten zur stündlichen Last in Deutschland werden von der ENTSO-E (ENTSO-E, 2013) bezogen, da diese laut Manual nur etwa 91% der Netto-Last (ENTSO-E, 2010) umfassen, müssen die Lastwerte hoch-skaliert werden. Dabei wird berücksichtigt, dass die Jahresspitze einen Wert von 87,5 GW (ÜNB Deutschland, 2012, S.40) erreicht, und der Verbrauch 535,4 TWh (ÜNB Deutschland, 2012, S.39) beträgt.

Für den Vergleich werden die oberste Peakstunde sowie die obersten 88 und 176 Peakstunden herangezogen. Die Lastwerte dieser Stunden werden mit den Einspeisewerten der 32 Jahreszeitreihen für die Windkrafteinspeisung verglichen und daraus der Beitrag der Windkraft zur Deckung hoher Lasten ermittelt. Betrachtet werden jeweils der minimale, der maximale sowie der mittlere Beitrag aus den 32 Jahreszeitreihen. Für die Betrachtung der 88 und 176 obersten Peakstunden werden Last- und Einspeisewerte gemittelt. Die Ergebnisse des Vergleichs von eingespeister Leistung zu benötigter Energie sind in Tabelle 3.4 dargestellt. Diese zeigt jeweils die eingespeiste erneuerbare Leistung bezogen auf dem jeweiligen Energiebedarf im entsprechenden Zeitfenster. Der Beitrag der Windenergie zur Deckung hoher Lasten kann für die oberste Peakstunde bis zu 20% betragen. Dieser Wert wird jedoch nur im besten Fall erreicht. Die Betrachtung des schlechtesten Falls zeigt einen verschwindend geringen Beitrag von 1,2% an der Jahreshöchstlast. Im Mittel leistet die Einspeisung aus Windkraftanlagen einen Beitrag von etwa 7,6%.

Tabelle 3.4: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Windkrafteinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	1,2%	2,7%	3,4%
Maximal	20,0%	12,9%	11,8%
Mittelwert	6,6%	7,6%	7,9%

Werden diese Einspeisewerte auf die installierte Leistung bezogen, ergibt sich aus dem minimalen Ergebnis die sichere Einspeisung der Windkraft. Die Werte dafür sind in Tabelle 3.5 dargestellt. Die hier ermittelten Werte für die sichere Einspeisung liegen unter den Werten für die gesicherte Leistung der vorhin beschriebenen Studien, was daran liegt, dass hier die tatsächlich schlechtest mögliche Situation beleuchtet wird. Mit einer sicheren Einspeisung zur Jahreshöchstlast von etwa 4% ist der Beitrag der Windkraft im Bezug auf die installierte Leistung als gering zu bewerten.

Tabelle 3.5: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Windkrafteinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit, bezogen auf die installierte Leistung, zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	3,9%	8,4%	10,3%
Maximal	64,8%	39,5%	35,6%
Mittelwert	21,5%	23,1%	23,9%

3.3 Photovoltaik

Für die Ermittlung der Einspeisung von PV-Anlagen auf Basis der Globalstrahlung wird das Modell aus (Pattis, 2012) herangezogen, da keine Änderungen an dem Modell vorgenommen werden, werden an dieser Stelle nur die wesentlichsten Punkte des Modells dargestellt.

3.3.1 Photovoltaikmodell

Ähnlich wie bei der Ermittlung der Windkraft auf Basis von Messwerten diverser Messstationen funktioniert das PV-Modell mit gemessenen Stundenmittelwerten der Globalstrahlung. Diese liegen in Form von Rasterdaten vor und werden den einzelnen Photovoltaikanlagen über eine Geo-Referenzierung zugewiesen. Unter der Annahme des linearen Zusammenhangs zwischen Leistung und Strahlungsintensität, sowie unter Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen installierter PV-Leistung und benötigter Fläche,

lässt sich die Leistung einer Anlage mit Gleichung 3.3 berechnen.

$$P_{PV} = P_{Installiert} \cdot f_{Kalibrierung} \cdot f_{Korrektur_{Monat}} \cdot \Gamma \quad (3.3)$$

P_{PV}	Einspeisung der Photovoltaik in MW
$P_{Installiert}$	Installierte Leistung der PV-Anlage in MW
$f_{Kalibrierung}$	Kalibrierungsfaktor
$f_{Korrektur_{Monat}}$	Korrekturfaktor für jedes Monat
Γ	Strahlungsintensität in W/m^2

Das Modell wird anhand der Daten der EEX Transparency Plattform (EEX, 2012) kalibriert und validiert und liefert laut (Pattis, 2012) ausreichend genaue Ergebnisse.

Für die weiteren Berechnungen wird das PV-Modell mit den installierten Leistungen und der Verteilung der Anlagen aus der institutsinternen Datenbasis von ATLANTIS (Gutschi et al., 2012) beaufschlagt. Die installierte Leistung im Jahr 2010 beläuft sich dabei auf 17 GW. Die Daten für die Strahlungsintensität stammen vom Deutschen Wetterdienst (Deutscher Wetterdienst, 2013a) und liegen in stündlichen Messreihen für den Zeitraum 1983 bis 2004 vor. Die Daten für den Zeitraum 2005 bis 2011 stammen aus (Huld et al., 2012) und beinhalten ebenfalls stündliche Messwerte. Damit beläuft sich die gesamte Datenmenge auf stündliche Zeitreihen aus 29 Jahren, da jedoch die Daten der Jahre 2006 und 2009 große Lücken aufweisen, werden diese für die weiteren Untersuchungen vernachlässigt.

3.3.2 Erzeugungsearakteristik der Photovoltaik-Erzeugung

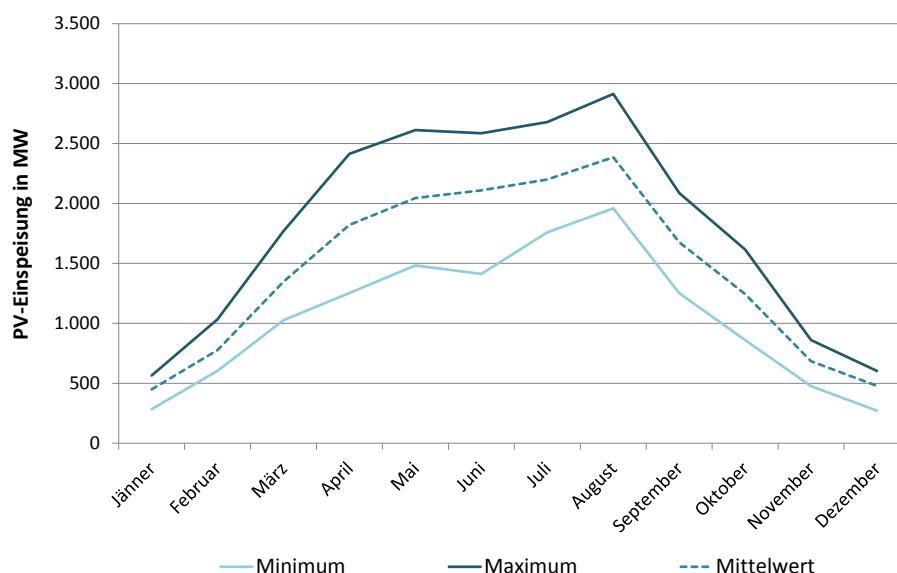


Abbildung 3.5: Einspeisecharakteristik der Photovoltaik in Deutschland, dargestellt anhand der minimalen, maximalen und mittleren auftretenden monatlichen Leistungsmittelwerte, aus dem Modell für die Photovoltaikeinspeisung auf Basis der Messzeitreihen der Globalstrahlung.

Wie bereits die Windkraft in Kapitel 3.2.3 wird auch die Photovoltaik hinsichtlich ihrer Erzeugungscharakteristik untersucht. Die Charakteristik der Einspeisung, siehe Abbildung 3.5, weist einen Verlauf auf, der durch eine hohe Einspeisung während der Sommermonaten, sowie einer niedrigen Einspeisung während der Wintermonate geprägt ist. Damit ist die Charakteristik der Photovoltaik gegenläufig zu der des Windes, vergleiche Abbildung 3.4.

3.3.3 Vergleich zwischen PV-Einspeisung und Last

Für die Ermittlung des Beitrags von Photovoltaik zur Deckung hoher Lasten wird der selbe Ansatz wie in Kapitel 3.2.4 angewendet. Die Ergebnisse der Betrachtung sind in Tabelle 3.6 dargestellt. Da die höchsten Lastzeitpunkte in Deutschland während der Wintermonate auftreten, ist aufgrund der Erzeugungscharakteristik der Photovoltaik der Beitrag zur Deckung hoher Lasten sehr gering. Zur Jahreshöchstlast wird in keiner der 27 Zeitreihen ein Beitrag der Photovoltaik registriert, was dem Umstand geschuldet ist, dass die Jahreshöchstlast in einer Abendstunde im Winter auftritt. Eine Ausweitung des Betrachtungsfeldes auf 88 bzw. 176 Stunden führt dazu, dass ein geringer Beitrag der PV zu verbuchen ist, dieser nimmt jedoch kein nennenswertes Ausmaß an.

Tabelle 3.6: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Photovoltaikeinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Globalstrahlung, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	0,0%	0,4%	0,6%
Maximal	0,0%	1,2%	1,5%
Mittelwert	0,0%	0,9%	1,1%

Ähnlich verhält es sich, wenn die Einspeisung auf die installierte Leistung bezogen wird, wie in Tabelle 3.7 dargestellt.

Tabelle 3.7: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Photovoltaikeinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Globalstrahlung, bezogen auf die installierte Leistung, zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	0,0%	1,8%	2,9%
Maximal	0,0%	5,9%	7,1%
Mittelwert	0,0%	4,2%	5,5%

3.4 Laufwasserkraft

Eine weitere betrachtete dargebotsabhängige Erzeugungsart ist die Laufwasserkraft. Diese nimmt im Betrachtungsgebiet Deutschland von der installierten Leistung und den vorhandenen Ausbaupotentialen (Anderer et al., 2010) im Vergleich zu Windkraft und Photovoltaik eine untergeordnete Rolle ein.

3.4.1 Modell zur Berechnung der Laufwasserkrafteinspeisung

Das Modell zur Bestimmung der Einspeisung aus Laufwasserkraft basiert auf dem Modell von (Schüppel, 2010) und wird den Anforderungen und Daten, die dieser Arbeit zugrunde liegen, angepasst. Als Datenbasis dienen die Durchflussmessungen des Ruhrverbandes (Ruhrverband, 2013) sowie die Messwerte des Bayerischen Landesamtes für Umwelt (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2013) und Daten der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), 2012). Die

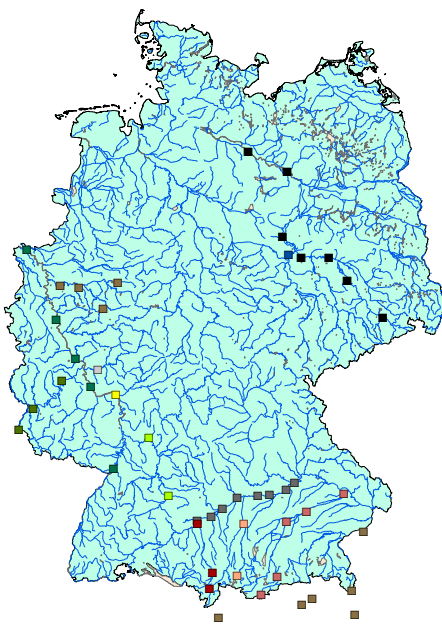


Abbildung 3.6: Ausgewählte Messpegel für das Modell zur Ermittlung der Laufwasserkrafteinspeisung im Untersuchungsgebiet Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Ruhrverband, 2013), (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2013), (Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), 2012), (Lebensministerium, 2009), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)

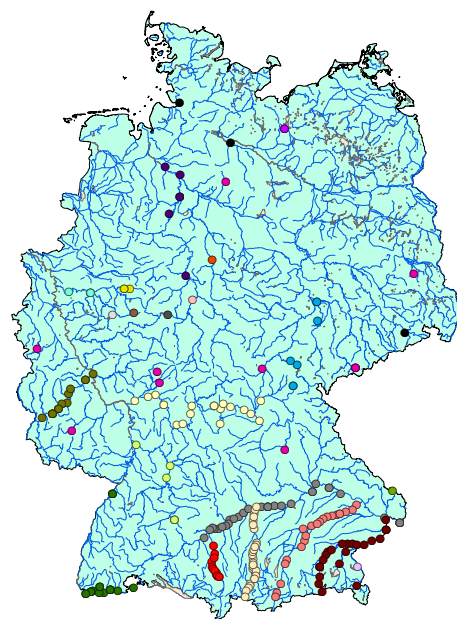


Abbildung 3.7: Laufwasserkraftwerke in Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Gutschi et al., 2012), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)

Daten liegen teilweise stundengenau, teilweise in Form von Tagesmittelwerten⁵ vor. Insgesamt stehen für

⁵Für die Tagesmittelwerte wird die Annahme getroffen, dass der Messwert der Zeitreihen für jede Stunde des entsprechenden Tages zutrifft.

die Untersuchung Messwerte aus 11 Jahren zur Verfügung. Die Standorte und technischen Parameter⁶ der Laufwasserkraftanlagen stammen aus der institutsinternen Datenbank von ATLANTIS (Gutschi et al., 2012). Für Kraftwerke mit einer installierten Leistung von weniger als 1 MW werden in ATLANTIS für jedes Bundesland Summenkraftwerke gebildet. Diese werden vereinfacht angenommen an einem Fluss an dem ein Messpegel vorhanden ist positioniert. Die installierte Leistung im Jahr 2010 beläuft sich auf 4.068 MW. Über die Standorte der Messstationen und die Standorte der Kraftwerke sowie Daten über den Verlauf der Gewässer in Deutschland (DIVA-GIS, 2013) ist es möglich, eine Zuweisung der Messpegel auf die einzelnen Kraftwerke durchzuführen. Dabei wird darauf geachtet, dass der dem Kraftwerk möglichst nahe gelegene Pegel verwendet wird, der sich im Flussverlauf vor dem Kraftwerk befindet. Die unterschiedlichen Farben der in Abbildung 3.6 dargestellten Messstationen stehen für jeweils einen Fluss in Deutschland und sind gleichbedeutend mit den Farben der Kraftwerke in Abbildung 3.7. Für Kraftwerke, auf die keine Messstation direkt zugewiesen werden kann, wird die Annahme getroffen, dass die nächstliegende mit dem Fluss in Verbindung stehende Messstation den Durchfluss vorgibt. Diese Annahme wird gewählt, da nur wenige der vorhandenen Kraftwerke davon betroffen sind.

Mittels der Zuweisung der Messstationen auf die einzelnen Kraftwerke ist es möglich, mit Gleichung 3.4 die Einspeiseleistung der Kraftwerke zu berechnen.

$$P = \rho \cdot \eta \cdot h \cdot Q \cdot f_{\text{Monat}} \text{ wobei gilt, dass: } Q \leq Q_{\text{max}} \text{ und } P \leq P_{\text{max}} \text{ ist} \quad (3.4)$$

P	Einspeisung des Laufwasserkraftwerkes in MW
ρ	Dichte des Wassers in kg/m^3
η	Wirkungsgrad der Anlage, kraftwerksabhängiger Kalibrierungsfaktor
Q	Durchfluss in m^3/s
f_{Monat}	monatsabhängiger Kalibrierungsfaktor
Q_{max}	Ausbauwassermenge der Anlage in m^3/s
P_{max}	installierte Leistung der Anlage in MW

3.4.2 Kalibrierung und Validierung des Modells

Gleichung 3.4 enthält zwei Kalibrierungsfaktoren, einen kraftwerksabhängigen und einen monatsabhängigen Faktor. Die Kalibrierung des Modells erfolgt in zwei Schritten: Zuerst wird eine Kalibrierung der einzelnen Kraftwerke auf Basis der technischen Parameter durchgeführt. Unter Vernachlässigung des monatsabhängigen Kalibrierungsfaktors in Gleichung 3.4 kann die stündliche Einspeisung und daraus die jährliche Erzeugung des Kraftwerkes mittels der Messzeitreihen berechnet werden. Diese wird dann über einen kraftwerksspezifischen Faktor an das tatsächlich vorhandene Regelarbeitsvermögen (RAV) angepasst. Dieser Prozess wird für jedes der Kraftwerke durchgeführt, wodurch eine erste Anpassung der Jahreserzeugung erfolgt.

Auf die Kalibrierung der Einzelanlagen folgt eine Kalibrierung anhand tatsächlicher Einspeisewerte. Die

⁶Die technischen Parameter beinhalten die installierte Leistung, die mittlere Fallhöhe, den Ausbaudurchfluss sowie das Jahres-Regelarbeitsvermögens

Kalibrierung erfolgt mittels monatlicher Erzeugungsdaten aus den Jahren 2002 bis 2010 (DESTATIS, 2013). Dabei wird mit den bereits ermittelten Kalibrierungsfaktoren je Kraftwerk die Einspeisung je Monat ermittelt und mit den realen Werten verglichen. Dadurch erfolgt eine ordnungsgemäße Aufteilung des RAVs auf die einzelnen Monate.

Die Bestimmung der Qualität des Modells erfolgt mittels dem Bestimmtheitsmaß aus der Korrelation von realen Daten und den Ergebnissen des Modells. Die Ergebnisse der Ermittlung des Bestimmtheitsmaßes sind in Tabelle 3.8 dargestellt.

Tabelle 3.8: Bestimmtheitsmaße aus der Korrelation von tatsächlicher Laufwasserkrafteinspeisung (DESTATIS, 2013) und Leistungswerten aus dem Modell für die Laufwasserkrafteinspeisung für die Jahre 2002 bis 2010 im Betrachtungsgebiet Deutschland.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Mittel
R^2	85,1%	98,1%	94,6%	97,2%	89,8%	93,1%	98,5%	93,9%	92,7%	93,7%

Die Kalibrierung des Modells zeigt gute Ergebnisse in Hinblick auf die Übereinstimmung zwischen realen Daten und Modellergebnissen. Im Mittel über den Vergleichszeitraum wird ein Wert für R^2 von 93,7% erreicht. Im schlechtesten Fall wird ein Wert von 85,1% im Jahr 2002 erreicht.

Neben der Kontrolle des Bestimmtheitsmaßes auf Monatsebene wird als zweiter Validierungsschritt ein Vergleich zwischen den erzeugten Energiemengen je Jahr und Monat angestellt. Dafür wird die Differenz zwischen den Modellergebnissen und den Werten in der Realität gebildet und in Bezug zur tatsächlichen Erzeugung gestellt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.9 dargestellt. Die Abweichung der Modellergebnisse kann in einzelnen Monaten Werte über 20% erreichen, in den meisten Fällen bleibt die Abweichung unter 10%. Im Mittel über alle verglichenen Jahre beträgt die maximale Abweichung 2% im Dezember, in den restlichen Monaten beträgt sie unter 2%. Somit erreicht das Modell für die folgenden Untersuchungen eine ausreichend hohe Genauigkeit.

Tabelle 3.9: Verhältnis von tatsächlicher monatlicher Laufwasserkrafterzeugung (DESTATIS, 2013) zu Ergebnissen des Laufwasserkraftmodells im Untersuchungsgebiet Deutschland für die Jahre 2002 bis 2010

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.
2002	1%	1%	-1%	-8%	-5%	-7%	-4%	-2%	-2%	-7%	4%	-8%
2003	-3%	-9%	-8%	-7%	-6%	-4%	0%	-2%	-2%	-8%	-10%	-7%
2004	0%	-7%	-11%	-9%	-6%	-6%	-9%	-9%	-9%	-11%	-12%	-9%
2005	-7%	-7%	-7%	-5%	-5%	-5%	-2%	4%	-2%	-2%	0%	-9%
2006	-8%	-1%	5%	15%	7%	7%	-4%	3%	4%	6%	6%	-18%
2007	2%	4%	3%	3%	2%	0%	3%	2%	1%	-2%	-6%	12%
2008	2%	5%	7%	7%	5%	4%	6%	-1%	5%	3%	3%	8%
2009	6%	4%	8%	2%	6%	9%	9%	4%	6%	22%	14%	28%
2010	9%	14%	9%	7%	5%	8%	5%	4%	2%	5%	7%	23%
Mittelwert	0%	0%	1%	1%	0%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	2%

3.4.3 Erzeugungskarakteristik der Laufwasserkraft

Durch die Erstellung des Modells zur Ermittlung der Einspeiseleistung auf Basis von Durchflussmessungen ist es möglich, die Erzeugungskarakteristik der Laufwasserkraft zu erstellen. Dabei wird wie bereits in Kapitel 3.2.3 beschrieben vorgegangen und die minimalen, maximalen und mittleren Erzeugung an den Leistungsmittelwerten je Monat der 11 Zeitreihen analysiert. Abbildung 3.8 zeigt die Erzeugungskarakteristik der Laufwasserkraft. Wie bei den Ergebnissen der Photovoltaik lässt sich auch bei der Laufwasserkraft eine ähnliche saisonale Abhängigkeit erkennen. Die Erzeugung ist während der Wintermonate schwächer ausgeprägt als während der Sommermonate.

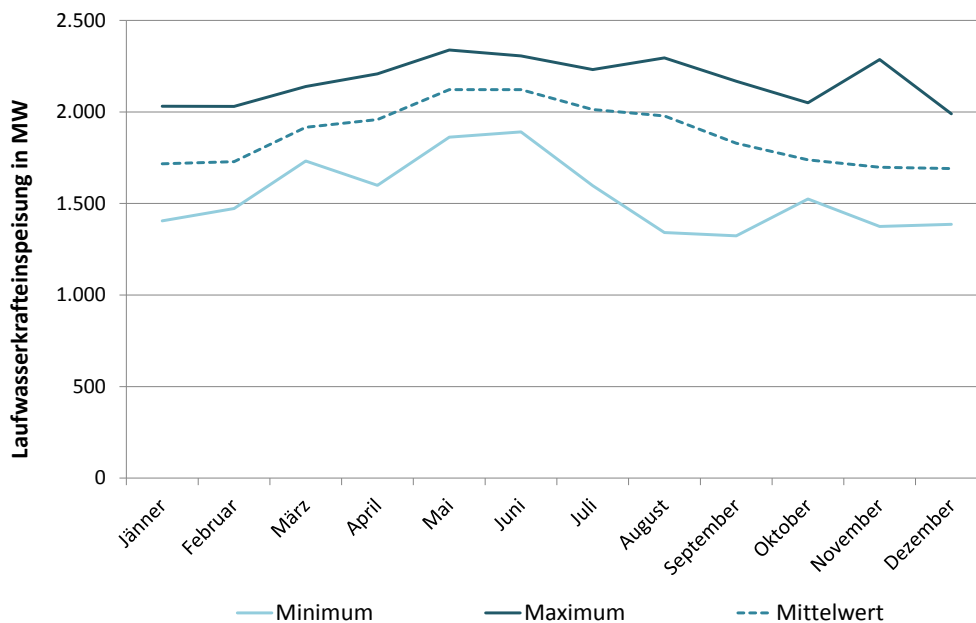


Abbildung 3.8: Einspeisecharakteristik der Laufwasserkraft in Deutschland, dargestellt anhand der minimalen, maximalen und mittleren auftretenden monatlichen Leistungsmittelwerte, aus dem Modell für die Laufwasserkrafteinspeisung auf Basis der Messzeitreihen des Wasserdurchflusses.

3.4.4 Vergleich zwischen der Einspeisung aus Laufwasserkraft und der Last

Für die Bemessung des Beitrags der Einspeisung aus der Laufwasserkraft wird der in Kapitel 3.2.4 beschriebene Ansatz gewählt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.10 dargestellt. Aus den Ergebnissen lässt sich ein grundsätzlich geringer Beitrag der Laufwasserkraft zur Deckung hoher Lasten ableiten. Der geringe Beitrag ist aber hauptsächlich der geringen installierten Leistung geschuldet, die mit 4 GW in etwa 4,6% der 87,5 GW der Jahreshöchstlast beträgt. Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass die Einspeisung der Laufwasserkraft im Vergleich zu Windkraft und PV über längere Zeitabschnitte als konstanter angesehen werden kann und keine so starken kurzzeitlichen Fluktuationen aufweist. Der als höher zu bemessende Beitrag der Laufwasserkraft wird ersichtlich, wenn man die sichere Einspeisung durch den Bezug der

Tabelle 3.10: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Laufwasserkrafteinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Wasserdurchflussmessungen, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	1,4%	1,7%	1,8%
Maximal	2,5%	2,5%	2,5%
Mittelwert	2,0%	2,1%	2,1%

eingespeisten Leistung auf die installierte Leistung ermittelt, siehe Tabelle 3.11. Mit einer minimalen sicheren Einspeisung von etwa 30% erreicht die Laufwasserkraft deutlich höhere Werte als Windkraft oder Photovoltaik.

Tabelle 3.11: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Laufwasserkraft, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Wasserdurchflussmessungen, bezogen auf die installierte Leistung, zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	30,1%	34,7%	35,3%
Maximal	53,0%	49,8%	49,7%
Mittelwert	42,5%	42,4%	42,5%

3.5 Vergleich zwischen der erneuerbaren Einspeisung und der Last

Abschließend wird anhand der Ergebnisse der vorherigen Kapitel der Beitrag der gesamten erneuerbaren Einspeisung zur Deckung der Last ermittelt. Dafür werden die einzelnen erneuerbaren Zeitreihen aufsummiert und mit der Last von 2010 verglichen. Da diese anhand von Daten unterschiedlich vieler Jahre ermittelt werden, müssen die fehlenden Jahreszeitreihen generiert werden. Um das Ausmaß an Unsicherheiten durch die Datengenerierung zu minimieren, werden nur Erzeugungszeitreihen für die Laufwasserkraft generiert. Unter Berücksichtigung der Photovoltaik werden insgesamt nur 27 Jahre betrachtet, da für alle Jahre in denen PV-Daten vorhanden sind, ebenfalls Daten für Windgeschwindigkeiten vorliegen. Zusätzlich ist die Erzeugung der Laufwasserkraft am besten für eine Generierung geeignet, da sie über den zeitlichen Verlauf eines Jahres wesentlich weniger Schwankungen aufweist als Photovoltaik und Windkraft.

3.5.1 Generierung der fehlenden Jahreszeitreihen der Laufwasserkraft

Um eine künstliche Erstellung von Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft zu rechtfertigen, muss zuerst die Unabhängigkeit der stündlichen Einspeisewerte der Laufwasserkraft von den Werten der anderen

erneuerbaren Erzeuger überprüft werden. Dafür wird eine Korrelation zwischen Zeitreihen der einzelnen erneuerbaren Erzeuger gebildet. Daraus wird das Bestimmtheitsmaß R^2 aus den Ergebnissen der Korrelation berechnet. Diese sind in Tabelle 3.12 dargestellt, wobei jeweils ein Vergleich der Stundenwerte und der Tagesmittelwerte durchgeführt wird. Da die Zeitreihen der Photovoltaik aus den Jahren 2006 und 2009 lückenhaft sind und keine Leistungsberechnung stattfindet, ist kein Vergleich möglich. Das Bestimm-

Tabelle 3.12: Bestimmtheitsmaße aus der Korrelation von stündlichen Werte sowie Tagesmittelwerten der Einspeisezeitreihen aus dem Modell für die Laufwasserkraft mit den Ergebnissen der Modelle für die Windkraft und die Photovoltaik, zur Bestimmung der Unabhängigkeit der einzelnen Zeitreihen voneinander.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<i>Wind_{Stunde}</i>	4,9%	0,8%	2,9%	0,1%	0,6%	4,4%	0,5%	0,2%	3,6%	0,9%	3,3%
<i>PV_{Stunde}</i>	3,7%	2,4%	0,7%	0,1%	3,1%	5,3%	x	1,1%	5,5%	x	3,5%
<i>Wind_{Tag}</i>	6,2%	1,0%	3,7%	0,1%	0,8%	5,4%	0,6%	0,3%	4,6%	1,3%	4,4%
<i>PV_{Tag}</i>	21,8%	13,0%	4,3%	0,4%	17,5%	31,3%	x	5,4%	31,4%	x	20,2%

heitsmaß aus der Korrelation von Windkraft und Laufwasserkraft zeigt eine geringere Abhängigkeit der beiden voneinander als Laufwasserkraft und Photovoltaik, was sich auch aus den Erzeugungscharakteristika der einzelnen erneuerbaren Erzeuger ableiten lässt. Für die weitere Generierung der Daten sind die Bestimmtheitsmaße gering genug, damit bei der Erstellung der Zeitreihen keine Rücksicht auf die jeweilige PV- und Windkraftherzeugung genommen werden muss.

Da für die fehlenden 16 Jahreszeitreihen keinerlei Daten für Durchflussmessungen zur Verfügung stehen, wird bei der Generierung der Daten auf die bestehenden Zeitreihen zurückgegriffen. Dabei wird die generierte Zeitreihe in einzelnen Schritten aufgebaut. Beginnend bei der ersten Stunde des Jahres, werden nacheinander Zeitfenster mit Werten gefüllt. Die Werte stammen dabei aus dem selben Zeitfenster eines zufällig gewählten Jahres der Zeitreihen auf Basis der Messwerte. Die Werte des Zeitfensters werden anschließend über einen randomisierten Skalierungsfaktor modifiziert. Dabei wird darauf geachtet, dass die Leistungsänderung zwischen zwei Zeitfenstern vernünftige Werte einhält und keine unzulässig hohen Leistungswerte auftreten. Zum Abschluss werden die Leistungswerte noch dadurch modifiziert, dass die Jahrerzeugung ins Band der Jahrerzeugungen jener Zeitreihen auf Basis tatsächlicher Messwerte gebracht wird.

3.5.2 Vergleich zwischen der erneuerbaren Einspeisung und der Last

Anhand der 27 Einspeisezeitreihen aus Windkraft und Photovoltaik sowie den 16 generierten und 11 gemessenen Zeitreihen der Laufwasserkraft, lässt sich der Beitrag der erneuerbaren Einspeisung für Stunden mit hoher Last aus dem Jahr 2010 ableiten. Es wird dafür der in Kapitel 3.2.4 beschriebene Ansatz verwendet. Daraus ergeben sich die in Tabelle 3.13 dargestellten Resultate. Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass der Gesamtbeitrag der erneuerbaren Einspeisung im Jahr 2010 im Mittel verhältnismäßig gering ausfällt. Die gesamt installierte Leistung von rund 48 GW würde rein theoretisch für eine Deckung von etwa 55% der Jahreshöchstlast ausreichen. Durch die Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren

Tabelle 3.13: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Erzeugung des gesamten erneuerbaren Kraftwerksparks in Deutschland aus dem Jahr 2010, auf Basis der zugrunde gelegten Messzeitreihen, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	2,9%	5,3%	6,5%
Maximal	22,3%	16,0%	15,1%
Mittelwert	8,1%	10,2%	10,9%

Energien werden im Mittel nur etwa 8% erreicht. Im besten Fall wird aus den 27 analysierten Zeitreihen ein Anteil der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung der Jahreshöchstlast von 22,3% erreicht. Da eine Leistungsunterdeckung zur Jahreshöchstlast unter keinen Umständen auftreten darf, kann dieser beste Fall nicht als Norm herangezogen werden, vor allem in Anbetracht des geringen minimalen und mittleren Beitrags der regenerativen Erzeugung.

Werden die Einspeisewerte auf die installierte Leistung von 48 GW bezogen, ergeben sich sehr geringe sichere Einspeisungen von etwa 5% im schlechtesten Fall, siehe Tabelle 3.14. Aus diesen Ergebnissen lässt

Tabelle 3.14: Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Erzeugung des gesamten erneuerbaren Kraftwerksparks in Deutschland aus dem Jahr 2010, auf Basis der zugrunde gelegten Messzeitreihen, bezogen auf die gesamt installierte erneuerbare Leistung zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.

	Oberste Peakstunde	Oberste 88 Peakstunden	Oberste 176 Peakstunden
Minimal	5,3%	9,2%	10,9%
Maximal	40,7%	27,4%	25,6%
Mittelwert	14,8%	17,5%	18,5%

sich ableiten, dass eine zeitliche Verlagerung der erneuerbaren Erzeugung zu jenen Stunden mit einer hohen Last möglich und sinnvoll ist. Für einen solchen Prozess werden Energiespeicher benötigt, die gezielt für den Effekt der Einspeisung zu Hochlastzeiten eingesetzt werden müssen.

4 Speicher in der Elektrizitätswirtschaft

Die Analyse der erneuerbaren Erzeugung hinsichtlich ihres Beitrags zur Deckung hoher Lasten hat die Frage nach der Verwendung von Speichern zur Verlagerung erneuerbarer Erzeugung in Hochlastzeiten aufgeworfen. Dieses Kapitel befasst sich mit den unterschiedlichen in weiterer Folge verwendeten Speichermethoden. Diese umfassen Pumpspeicherkraftwerken (PSKW), Druckluftspeicher oder „Compressed air energy storage“ (CAES) sowie die Speicherung von erzeugtem Wasserstoff (H₂S). Es folgt eine kurze Beschreibung der Funktionsweise der einzelnen Technologien, sowie eine kurze Aufarbeitung der Literatur bezüglich Investitionskosten und Potentialen. Aufgrund des weiten Umfangs der Thematik wird hier lediglich ein übersichtsmäßiger Abriss über die für diese Arbeit relevanten Informationen geboten.

4.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind die in der Elektrizitätswirtschaft am weitesten verbreitete Großenergiespeicher. Die ursprüngliche Aufgabe dieser Kraftwerke war die Energieveredelung und Spitzenlastdeckung und seit den 1980er Jahren vermehrt auch die Leistungsfrequenzregelung (Giesecke und Mosonyi, 2009, S.676). Die Betriebsführung im hydrothermischen Verbund sei hier erwähnt, in dem die Wasserkraftwerke (Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) in Kombination mit verbrauchsnahe, thermischen Kraftwerken interagierten, um die Last zu decken. Dabei kam den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken die Rolle zu, Schwankungen in der Laufwasserkraftzeugung abzufangen. Den Pumpspeicherkraftwerken wurde zusätzlich die Aufgabe zuteil, Lastschwankungen, positive wie negative, durch Pump- oder Turbinenbetrieb auszugleichen.

4.1.1 Funktionsweise und Einsatz

Die wesentlichen Komponenten eines Pumpspeicherkraftwerks sind in Abbildung 4.1 dargestellt. Diese umfassen ein Oberbecken, ein Unterbecken, eine Triebwasserleitung (inkl. Wasserschloss), sowie die hydraulischen und elektrischen Maschinen. Die Ausführungen der Einzelkomponenten kann mannigfaltig sein, vergleiche (Schusser, 2013, S.6ff.). Das Pumpspeicherkraftwerk wird so betrieben, dass es Wasser zwischen dem Unterbecken und dem Oberbecken bewegt. Für einen Umwälzzyklus¹ wird durch den Pumpbetrieb Wasser aus dem Unterbecken unter Verwendung elektrischer Energie zum Antrieb der

¹Unter einem Umwälzzyklus versteht man vereinfacht den Durchlauf durch einen Speicherzyklus.

Pumpen in das höher gelegene Oberbecken befördert. Dadurch wird die potentielle Energie des Wasser angehoben, siehe Gleichung 4.1. Anschließend lässt man im Turbinenbetrieb die zuvor gespeicherte Wassermenge vom Oberbecken in das Unterbecken strömen. Das herabströmende Wasser treibt eine Turbine an, welche mit einem Generator verbunden ist. Dieser erzeugt Strom, welcher ins Netz eingespeist wird. Bei den Umwandlungen von potentieller Energie in elektrische Energie und umgekehrt fallen Verluste an, schematisch sind diese in Abbildung 4.2 dargestellt.

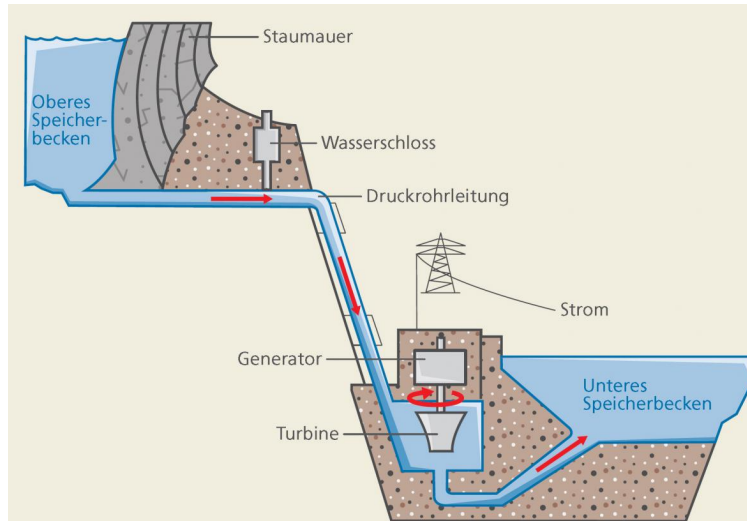


Abbildung 4.1: Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes mit den wesentlichen Bestandteilen, (BDEW, 2013)

$$\Delta E_{Pot} = m \cdot g \cdot \Delta h \quad (4.1)$$

ΔE_{Pot}	Änderung der potentielle Energie in <i>MWh</i>
m	Masse des Wassers in <i>kg</i>
g	Gravitationskraft in m/s^2
Δh	Änderung der Höhe <i>m</i>

Werden PSKW an einem Energy-Only Markt betrieben, wird günstiger Niederlaststrom eingekauft, verpumpt und zu Zeiten hoher Last und damit einhergehend hoher Preise wieder turbinert und verkauft. Da der Umwälzzyklus mit Verlusten behaftet ist, muss für die Erwirtschaftung eines Gewinns ein gewisser Unterschied zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis vorliegen, der sogenannte Price Spread. Ist dieser zu gering, erwirtschaftet der Speicher Verluste. Um hingegen einen Gewinn erzielen zu können, muss die Bedingung in Gleichung 4.2 für einen Umwälzzyklus erfüllt sein.

$$p_{Einkauf} \leq p_{Verkauf} \cdot \eta_{Umwandlung} \quad (4.2)$$

$p_{Einkauf}$	Einkaufspreis am Energie-Only-Market €/MWh
$p_{Verkauf}$	Verkaufspreis am Energie-Only-Market €/MWh
$\eta_{Umwandlung}$	Umwälzwirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerks

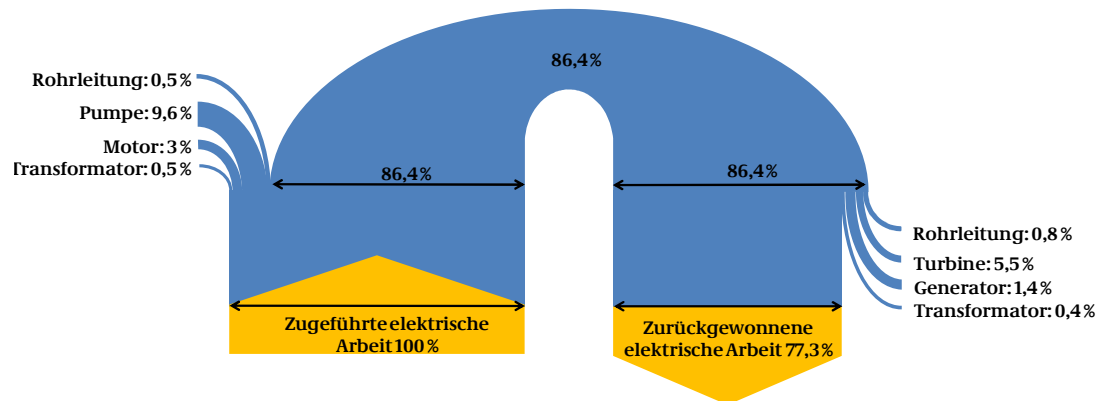


Abbildung 4.2: Darstellung der Verluste im Energieumwandlungsprozess eines Pumpspeicherkraftwerkes, (dena, 2008, S.21)

Durch den starken Ausbau der erneuerbaren Erzeugung sinkt der Price-Spread am Energiemarkt. Dies hat zur Folge, dass Pumpspeicher bei Beibehaltung dieser Betriebsführung nicht mehr so hohe Gewinne erwirtschaften und somit weniger rentabel sind (Asendorpf, 2013).

4.1.2 Kosten

Der Bau von Pumpspeicherkraftwerken ist ein langwieriges und kostenintensives Unterfangen. Sowohl bezüglich Bauzeit als auch bezüglich der anfallenden Kosten unterscheiden sich einzelne Projekte sehr stark voneinander. Diese Situation ist in Abbildung 4.3 dargestellt, welche die unterschiedlichen Investitionskosten für Speicherprojekte anzeigt. Dabei fällt auf, dass die Kostenangaben lediglich aus einem Kapazitätspreis in €/kW bestehen. Diese Angabe ist für Kraftwerke, die über keinen Speicher verfügen, vollkommen ausreichend, da PSKW über eine energiespezifische Komponente verfügen, müsste zwischen kapazitäts- und energiespezifischen Kosten unterschieden werden. In (Felberbauer et al., 2012, S.59) belaufen sich die Investitionskosten, die nur über einen kapazitätsspezifischen Teil verfügen auf 500 €/kW bis 2200 €/kW, es wird jedoch kein Verteilungsschlüssel auf kapazitäts- oder energiespezifische Kosten angeführt. Diese Bandbreite lässt sich dadurch erklären, dass es sehr viele unterschiedliche Einflussfaktoren² gibt. In (AIT, 2012) und (VDE, 2012) errechnen sich die Kosten für einen Speicher vereinfacht aus:

$$GK = P \cdot k_{Leistung} + Kap \cdot k_{Kap} \quad (4.3)$$

GK	Gesamte Investitionskosten in €
P	Installierte Leistung in kW
$k_{Leistung}$	Leistungsspezifische Kosten in €/kW
Kap	Fassungsvermögen des Reservoirs in kWh
k_{Kap}	Kapazitätsspezifische Kosten in €/kWh

²Anfangen von geographischen über geologische Einflussfaktoren bis hin zur Wahl der Bauart von Staumauer, Druckrohrleitung, etc.

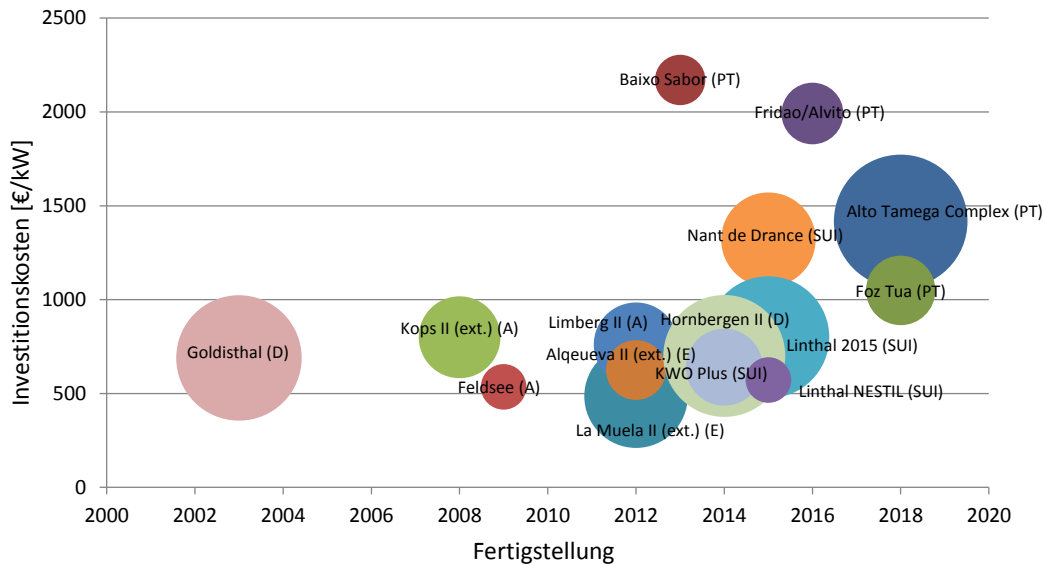


Abbildung 4.3: Darstellung der Investitionskosten unterschiedlicher Pumpspeicherkraftprojekte in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres und der installierten Kapazität (Durchmesser der jeweiligen Kreise), Quelle: (Felberbauer et al., 2012, S.59).

Tabelle 4.1: Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke aufgeschlüsselt nach leistungsspezifischen ($k_{Pumpensatz}$, $k_{Turbinen/Generator}$ und $k_{Leistung}$) und kapazitätsspezifischen Kosten (k_{Kap})

Kostenanteil	Kosten (VDE, 2012)	Kosten (AIT, 2012)
$k_{Pumpensatz}$ [€/kW]	300	k.A.
$k_{Turbinen/Generator}$ [€/kW]	250	k.A.
$k_{Leistung}$ [€/kW]	k.A.	450-1944
k_{Kap} [€/kWh]	10	0-75

Es wird somit eine Unterscheidung zwischen leistungs- und kapazitätsspezifischen Elementen getroffen. Die leistungsspezifischen Kosten umfassen Elemente wie Pumpen, Turbinen, Generatoren, Transformatoren etc., die Kosten für den Bau des Speicherbeckens usw. sind im kapazitätsspezifischen Anteil inkludiert. Bei der genauen Definition der Kosten kommen die verschiedenen Literaturquellen zu anderen Ergebnissen. Tabelle 4.1 zeigt Ergebnisse bzw. Annahmen für die einzelnen Kostenkomponenten aus (VDE, 2012, S.38) sowie (AIT, 2012, S.45). Für die Berechnung der Kosten für den Speicherausbau werden die Mittelwerte der Kosten aus (AIT, 2012) herangezogen. Es wird für die Leistungskosten jeweils der höhere Ausbaubedarf für entweder die Pumpleistung oder die Turbinenleistung herangezogen.

4.1.3 Ausbaupotentiale

Das Ausbaupotential von Pumpspeicherkraftwerken ist maßgeblich durch geologische Gegebenheiten definiert und daher eingeschränkt. Die Europäische Kommission ließ im Jahr 2013 eine Studie über die Potentiale für Pumpspeicherkraftwerke in der EU anstellen (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui, 2013).

Die hier dargestellten Ergebnisse sind dieser Studie zu entnehmen und stammen aus dem Szenario T2 $5k/50m^3$. Die Wahl fällt auf die Topologie T2, da sie mit hoher Wahrscheinlichkeit nur neue PSKW-Standorte beinhaltet (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui, 2013, S.19). Die Studie befasst sich nicht nur mit den Potentialen sondern auch mit den bestehenden Pumpspeicherkapazitäten und den installierten Leistungen auf Länderebene. Tabelle 4.2 zeigt die Ergebnisse der Studie für die Länder Deutschland, Österreich, die Schweiz und Norwegen. Diese Länder werden explizit hervorgehoben, da sie die Speicherkapazitäten für die weiteren Untersuchungen festlegen.

Tabelle 4.2: Vorhandene Kapazitäten (Kap_{Vorh}) und Leistungen (P_{Vorh}) von bestehenden Pumpspeicherkraftwerke und potentieller Kapazitäten (Kap_{Pot}) von Pumpspeichern in den für diese Arbeit berücksichtigten Ländern (Österreich, Schweiz, Deutschland, Norwegen), Datenquelle: (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui, 2013)

	P_{Vorh}	Kap_{Vorh}	Kap_{Pot}	Kap_{Summe}
Land	[MW]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
AT	3.365	125	143	268
CH	1.817	369	202	571
DE	6.777	39	201	240
NO	1.326	11.000	2.566	13.566

Aus den Werten für die Ausbaupotentiale der Pumpspeicherkraftwerke lassen sich die für diese Arbeit verwendeten Speicherkapazitäten ermitteln und die jeweils notwendigen Zubauten errechnen. Diese sind in Tabelle 4.3 dargestellt. Die Kapazitätspotentiale Kap_5 und Kap_6 aus Tabelle 4.3 sind aufgrund ihrer Größe und Distanz zum Untersuchungsgebiet nur als Back-Up vorgesehen, sollten die anderen Potentiale nicht ausreichen.

Tabelle 4.3: Für diese Arbeit verwendete Pumpspeicherkapazitäten, zusammengesetzt aus vorhandenen und potentiellen Kapazitäten in den Ländern Österreich, Schweiz, Deutschland und Norwegen, Datenquelle: (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Arántegui, 2013). Darstellung der vorhandenen Leistungen (P_{Vorh}), den vorhandenen Kapazitäten (Kap_{Vorh}) sowie den notwendigen Ausbaupotentiale (Kap_{Zubau}) zum Erreichen der vorgegebenen Gesamtkapazität (Kap_{Gesamt}).

		P_{Vorh}	Kap_{Vorh}	Kap_{Zubau}	Kap_{Gesamt}
Berücksichtigte Größen	Name	[MW]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
Ist _{DE}	Kap ₁	6.777	39	0	39
Pot _{DE}	Kap ₂	6.777	39	201	240
Ist _{DE,AT,CH}	Kap ₃	11.959	533	0	533
Pot _{DE,AT,CH}	Kap ₄	11.959	533	546	1.079
Pot _{DE,AT,CH} + Ist _{NO}	Kap ₅	13.285	11.533	546	12.079
Pot _{DE,AT,CH,NO}	Kap ₆	13.285	11.533	3.112	14.645

³In der Variante T2 (Topology 2) werden bestehende Seen oder Reservoirs zu Pumpspeichern umgebaut, indem in näherer Umgebung (5km) ein geeigneter Ort für das zweite Becken gesucht wird. Dabei muss eine minimale Höhendifferenz von 50m eingehalten werden.

4.2 Druckluftspeicher

Eine andere Methode zur Speicherung von Energie stellen Druckluftspeicher dar. In einer Studie des VDE (VDE, 2009) wird diese Technologie sehr ausführlich behandelt. Wenn nicht anders angegeben, bezieht sich dieses Kapitel auf Daten und Erkenntnisse aus dieser Studie.

Druckluftspeicher sind eine noch nicht sehr weit verbreitete Technologie. Eine Umsetzung des Konzepts erfolgte bislang in Huntorf, Deutschland und McIntosh, USA.

4.2.1 Funktionsweise und Einsatz

Druckluftspeicher nutzen die Möglichkeit Luft zu komprimieren und somit elektrische Energie in Form von potentieller Energie zu speichern. Die Ladung erfolgt, indem ein Kompressor, betrieben mit elektrischem Strom, Luft komprimiert und in eine geeignete Speicherstruktur z.B. Kavernen einführt. Aus Gründen, die bereits bei Pumpspeicherkraftwerken beschrieben wurden, ist ein Ladebetrieb zu Zeiten, in denen der Strom günstig ist, vorzuziehen. Für die Entladung des Speichers wird die komprimierte Luft im Speicher in einer Turbine entspannt, die dadurch rotierende Turbine treibt ihrerseits einen Generator an, der Strom erzeugt. Grundsätzlich wird zwischen einem diabaten und adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk unterschieden. Diese Bezeichnung bezieht sich auf die Art und Weise, wie mit der Wärme, die im Prozess entsteht oder vom Prozess benötigt wird, umgegangen wird. Beim diabaten CAES wird die Wärme, die während der Kompression entsteht, an die Umgebung abgegeben, die benötigte Wärmezufuhr während der Entspannung entsteht durch Zufeuerung von Erdgas in einer Brennkammer. Dabei werden laut (Felberbauer et al., 2012, S.61) Wirkungsgrade von 40 - 54% erreicht. Abbildung 4.4 zeigt das Funktionsprinzip

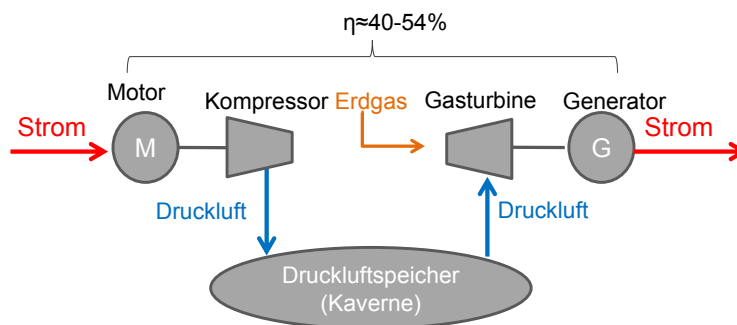


Abbildung 4.4: Funktionsschema, Bestandteile und Bereich der Wirkungsgrade des diabaten Druckluftspeichers, (Felberbauer et al., 2012, S.61)

des diabaten Druckluftspeichers. Der adiabate Prozess zeichnet sich dadurch aus, dass die Abwärme der Kompression in einem geeigneten Wärmespeicher zwischengespeichert und anschließend für die Wärmezufuhr bei der Entspannung verwendet wird. Dabei lassen sich laut (Felberbauer et al., 2012, S.61) deutlich höhere Wirkungsgrade von bis zu 70% erreichen. Der Abbildung 4.5 ist die Funktionsweise des adiabaten Druckluftspeichers zu entnehmen. Die Herausforderung bei der Umsetzung adiabater Druckluftspeicher ist

die hohe Temperaturbelastung des Kompressors. Das Einsatzgebiet von Druckluftspeichern überschneidet sich mit jenem von Pumpspeicherkraftwerken.

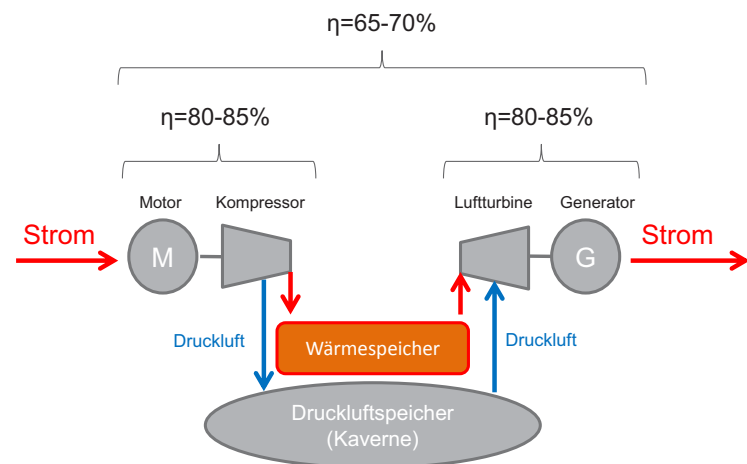


Abbildung 4.5: Funktionsschema, Bestandteile und Bereich der Wirkungsgrade des adiabaten Druckluftspeichers, (Felberbauer et al., 2012, S.62)

4.2.2 Kosten

Bei der Betrachtung der Kosten für den Bau von Druckluftspeicher ist eine Differenzierung der Kosten nach leistungsspezifischen Kosten und kapazitätsspezifischen Kosten sinnvoll. Bei Berücksichtigung einer adiabaten Betriebsweise müssen die Kosten für den Wärmespeicher mit berücksichtigt werden. In der Studie (VDE, 2009) werden die Kosten für diabate Druckluftspeicher mit Werten $>600 \text{ €/kW}$ bemessen, für adiabate Speicher um weitere 20-30% mehr.

Eine Aufspaltung der Kosten in leistungs- und kapazitätsspezifische Kosten erfolgt in den Studien (VDE, 2012, S.39), hier werden die Kosten für einen adiabaten Druckluftspeicher definiert. Auch in (Wietschel et al., 2010, S.565) wird diese Aufspaltung vorgenommen, jedoch ist nicht klar definiert ob es sich dabei um einen diabaten oder adiabaten Druckluftspeicher handelt. Tabelle 4.4 stellt die Kosten für Druckluftspeicher aus den beiden Quellen gegenüber.

Tabelle 4.4: Investitionskosten für Druckluftspeicher aufgeschlüsselt nach leistungsspezifischen ($k_{\text{Kompressor}}$, k_{Turbinen} und k_{Leistung}) und kapazitätsspezifischen Kosten (k_{Kap})

Kostenanteil	Kosten (Wietschel et al., 2010)	Kosten (VDE, 2012)
$k_{\text{Kompressor}} [\text{€/kW}]$	k.A	450
$k_{\text{Turbinen}} [\text{€/kW}]$	k.A	400
$k_{\text{Leistung}} [\text{€/kW}]$	600-800	k.A
$k_{\text{Kap}} [\text{€/kWh}]$	80-120	41

Wie bereits bei Pumpspeicherkraftwerken, siehe Kapitel 4.1.2, unterscheiden sich die Daten zu den Inves-

titionskosten auch bei Druckluftspeicherkraftwerken. Hier sind es vor allem die kapazitätsspezifischen Kosten, die sich stark voneinander unterscheiden.

4.2.3 Ausbaupotentiale

Das zukünftige Potential wird stark davon beeinflusst, ob die notwendige Technologie für eine adiabate Speicherung eine tatsächliche Umsetzung findet. Erreicht diese Art der Druckluftspeicherung die Marktreife, stellt sie eine interessante Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken dar und kann an Standorten errichtet werden, die für einen Pumpspeicherausbau nicht von Interesse sind, oder an denen die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken schlichtweg nicht möglich ist. Die Ermittlung der Potentiale

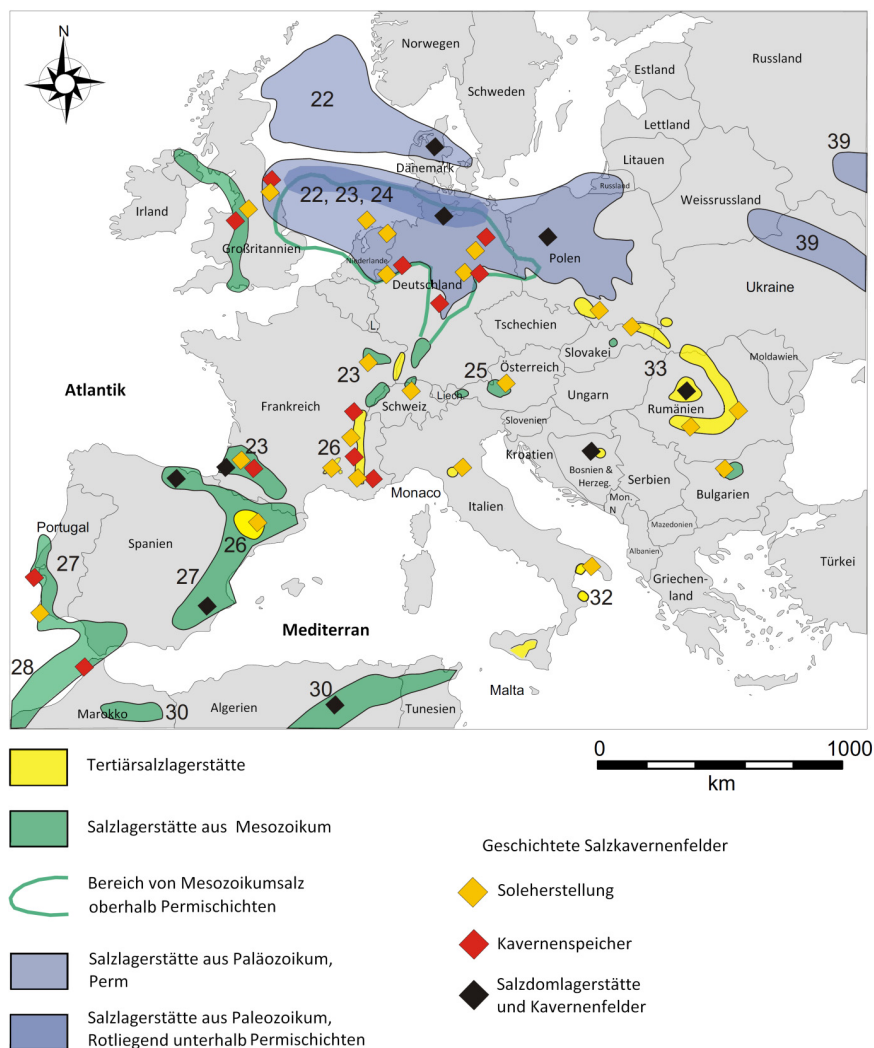


Abbildung 4.6: Salzkavernen in Europa die für die Speicherung von Druckluft und Wasserstoff geeignet wären, Quelle: (Crotono, 2011)

von Druckluftspeichern hinsichtlich der Lokalisierung der Standorte richtet sich im Wesentlichen nach der Verfügbarkeit von geeigneten Kavernen. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten würden sich für

den Bau von Druckluftspeichern Salzkavernen, die durch eine Aussohlung⁴ verfügbar gemacht werden, gut eignen. Die tatsächliche Festlegung und Ermittlung eines Ausbaupotentials für die Zukunft gestaltet sich als schwierig, da die Standorte, die für den Bau eines Druckluftspeichers geeignet sind, ebenfalls für Erdgas- bzw. Wasserstoffspeicherung verwendet werden können. Somit stehen diese Technologien in direkter Konkurrenz. Außerdem ist eine genaue geologische Untersuchung an den einzelnen potentiellen Standorten durchzuführen. Abbildung 4.6 zeigt potentielle Standorte für die Errichtung von Druckluftspeicherkraftwerken. Gerade in Deutschland sind die Potentiale dort gegeben, wo sich die Windkraftherzeugung in Zukunft konzentrieren wird.

4.3 Speicherung von Wasserstoff

Die dritte betrachtete Technologie ist die Speicherung von Wasserstoff, deren Entwicklung heute in einem sehr frühen Stadium steckt. Bei Erreichen der Marktreife bzw. einer großräumigen Umsetzung könnte diese Technologie durchaus zur Speicherung großer Energiemengen herangezogen werden. Wasserstoff eignet sich durch seine hohe gravimetrische Energiedichte von $33,3 \text{ kWh/kg}$ als Speichermedium, dieser Eigenschaft steht jedoch die geringe volumetrische Energiedichte gegenüber, wodurch sich die Speicherung als technisch anspruchsvoll gestaltet.

4.3.1 Funktionsweise

Anders als bei Pumpspeichern und Druckluftspeichern steht das Speichermedium bei der Wasserstoffspeicherung nicht ohne Weiteres zur Verfügung. Daher ist der Prozess der Speicherung von Wasserstoff komplexer als jener von Pumpspeicher- oder Druckluftspeicherkraftwerken. Für den Ablauf muss sowohl die Wasserstofferzeugung als auch die Wiederverstromung als Teil der gesamten Speicherkette berücksichtigt werden. Das Einsatzprinzip eines Wasserstoffspeichers basiert darauf, dass zu Zeiten hoher regenerativer Einspeisung oder niedriger Strompreise Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt wird, siehe Abbildung 4.7. Der so erzeugte Wasserstoff wird in geeigneten Gesteins- oder Salzformationen, in Tanks (unter hohem Druck oder verflüssigt), Metallhydriden etc. (Wietschel et al., 2010, S.310) gespeichert. Besteht ein Bedarf an der gespeicherten Energie wird diese entweder in einer Brennstoffzelle⁵, siehe Abbildung 4.7, oder in einer GuD-Anlage verstromt, siehe Abbildung 4.8.

Bei der Elektrolyse wird Wasser durch Zuführung von Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten, siehe Gleichung 4.4 (Rummich, 2009, S.40). Die benötigte Energie für die Umwandlung entspricht der Energie, die aus dem Netz bezogen wird. Die Verstromung in einer Brennstoffzelle ist die Umkehrung der

⁴Die Aussohlung ist ein Prozess bei dem in einer Salzkaverne durch Ausschwemmung des Salzes ein Hohlraum für die Speicherung von Erdgas, Wasserstoff oder Druckluft geschaffen wird.

⁵(Felberbauer et al., 2012) sieht den Einsatz von Brennstoffzellen zur Wasserstoffverstromung eher im kleinen lokalen Bereich, da höhere Wirkungsgrade bei kleinen Anlagen im Vergleich zur Verstromung in einer GuD-Anlage erreicht werden.

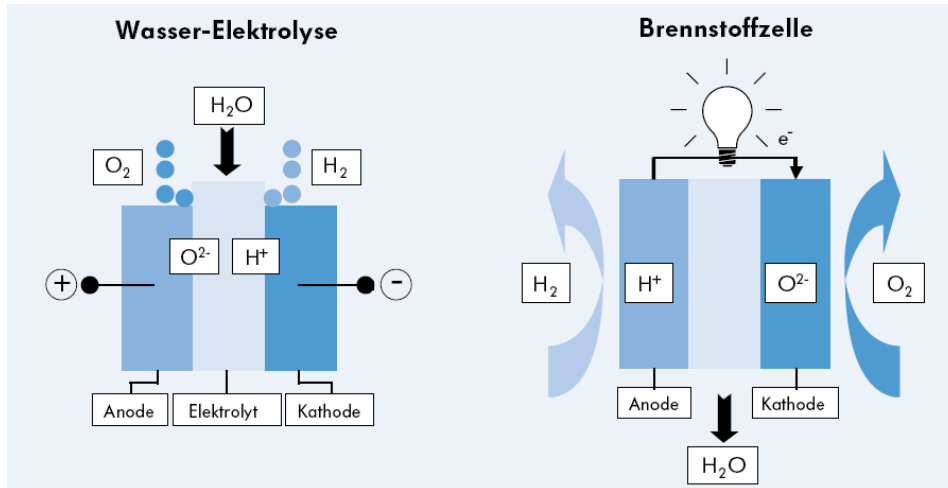


Abbildung 4.7: Funktionsschema der Wasser-Elektrolyse (links) und der Brennstoffzelle (rechts), (Felberbauer et al., 2012, S.61)

Elektrolyse unter Abgabe von Energie, dargestellt in Abbildung 4.7.



Der Ablauf des Gesamtprozesses mit der Verbrennung des Wasserstoffs in einer GuD-Anlage ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass sich der Prozess durch einen verhältnismäßig geringen Wirkungsgrad auszeichnet, (Felberbauer et al., 2012, S.52ff) beziffert die Wirkungsgrade für einen Umwandlungszyklus mit Brennstoffzelle mit 24-56%, erfolgt die Stromerzeugung in einer GuD-Anlage beträgt der Wirkungsgrad 27-38%.

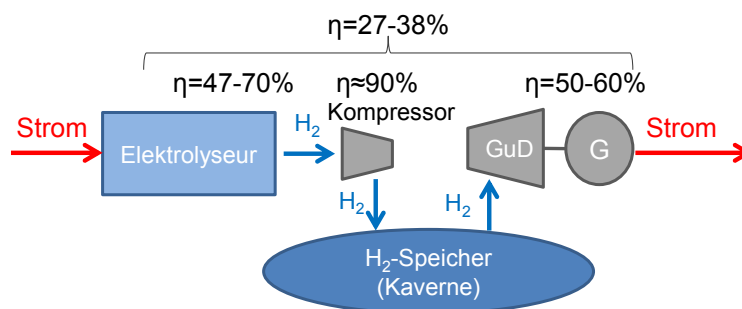


Abbildung 4.8: Funktionsschema, Bestandteile und Bereich des Wirkungsgrades der Speicherung elektrischer Energie mittels Wasserstoff, (Felberbauer et al., 2012, S.53)

Für eine Speicherung in Salzkavernen ist in Abhängigkeit von der Tiefenlage ein Druck von 160-180 bar realistisch. Im Bereich der petrochemischen und chemischen Industrie findet Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen in den USA und Großbritannien bereits Anwendung.

4.3.2 Kosten

Da sich die Speicherung von Wasserstoff noch nicht etabliert hat, und sich zu einem großen Teil noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befindet, ist eine Kostenabschätzung schwierig. In den Studien (VDE, 2012, S.43) und (Wietschel et al., 2010) werden Werte zu den leistungs- und kapazitätsspezifischen Kosten für Wasserstoffspeicherung mit Verstromung in einer GuD-Anlage angegeben; diese sind in Tabelle 4.5 dargestellt.

Tabelle 4.5: Investitionskosten für Wasserstoffspeicherung mit Verstromung in einer GuD-Anlage aufgeschlüsselt nach leistungsspezifischen ($k_{\text{Elektrolyseur/Kompressor}}$ und k_{Turbinen}) und kapazitätsspezifischen Kosten ($k_{\text{Speicherkaverne}}$).

Kostenanteil	Kosten (VDE, 2012)	Kosten (Wietschel et al., 2010)
$k_{\text{Elektrolyseur/Kompressor}} [\text{€}/\text{kW}]$	800	1160
$k_{\text{Turbinen}} [\text{€}/\text{kW}]$	700	550
$k_{\text{Speicherkaverne}} [\text{€}/\text{kWh}]$	0,6	0,2-0,5

4.3.3 Ausbaupotentiale

In Bezug auf die Speicherung an sich sieht (VDE, 2009) den heutigen Stand der Technik im Ausbau von Salzkavernen zu Speicherung als ausreichend an, um eine Umsetzung für Wasserstoffspeicherung zu realisieren. Bisherige Projekte in England und den USA dienen als Grundlage für diese Aussage. Neben der Speicherung an sich sind die einzelnen Elemente der Speicherkette zu berücksichtigen. Sinnvoll wäre eine Umsetzung von Hochdruckelektrolyseuren um den für die Speicherung notwendigen Kompressionsaufwand zu reduzieren. Weitere Forschung und Entwicklung muss auch bezüglich der Erhöhung der Leistungen erfolgen. Die heute verfügbaren Verdichter sind in der Lage, die für die Speicherung notwendigen Drücke zu erzeugen. Ein weiteres Element der Kette ist die GuD-Anlage zur Wiederverstromung des Wasserstoffs. Bei heute erhältlichen Turbinen ist eine Verbrennung von reinem Wasserstoff nicht ohne Weiteres möglich. Daher wird in solchen Anlagen Wasserstoff mit Erdgas vermischt verbrannt.

Das Potential der Speicherkapazität in Untergrundspeichern ist dem von Druckluftspeichern, siehe Kapitel 4.2.3, gleichzusetzen. Damit stehen die beiden Technologien, was die Untergrundspeicherung angeht, in Konkurrenz zueinander. Wird berücksichtigt, dass diese Untergrundspeicher heute teilweise für Erdgasspeicherung herangezogen werden, wird das zukünftige Potential weiter eingeschränkt (Crotagino, 2011, S.27). Die heute vorhandene Kapazität für Wasserstoffspeicherung wird laut (Crotagino, 2011) mit 251 TWh beziffert und es werden zusätzliche, wenn auch weniger optimale, Standorte für die Zukunft gesehen. Es wird jedoch kein Auskunft darüber gegeben, inwieweit diese Potentiale bereits zur Speicherung anderer Medien genutzt bzw. vorgesehen sind.

5 Speichereinsatzstrategien zur Erhöhung des Wertes erneuerbarer Energien

Die Analyse der erneuerbaren Erzeugung hinsichtlich ihres Beitrags zur Deckung hoher Lasten, siehe Kapitel 3, zeigt, dass dieser als sehr gering zu bewerten ist. Die Wandlung des Energiesystems hin zu einem System mit hohen Durchdringungsraten regenerativer Erzeugung kann nur durch Zubau erneuerbarer Erzeugungseinheiten erfolgen. Dadurch trägt ein steigender Anteil des Kraftwerksparks wenig zur Deckung hoher Lasten bei. Um die Lastdeckung stets zu gewährleisten, müssen entsprechende Reservekapazitäten installiert und im Bedarfsfall aktiviert werden. Diese Kraftwerke werden oft nur wenige Stunden im Jahr betrieben, und sind in der heutigen Marktumgebung unter Umständen nicht in der Lage ihre Vollkosten zu decken.

Ein marktorientierter Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke, siehe Gleichung 4.2, führt zwar zu einer Reduktion der maximalen Restlast, die durch den thermischen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, jedoch erfolgt dieser Effekt nicht koordiniert. Der Prozess der Umwandlung von Strom zu niedrigen Preisen (ein Produkt niedriger Last) zu Strom mit einem hohen Preis (Verkauf zu Hochlastzeiten) ist preisgesteuert. Dabei wird der Speicher nicht für ein Lastreduktionsoptimum bzw. für die optimale Integration erneuerbarer Energien sondern für eine Gewinnmaximierung betrieben.

In dieser Arbeit wird ein Ansatz gewählt, der die Speichertechnologien aus der Marktumgebung löst und ihnen ein neues Einsatzziel gibt. Die Definition und Umsetzung dieser neuen Einsatzstrategie sowie die Beschreibung der angewendeten Methodik werden in diesem Kapitel ausgeführt. Zuerst wird ein Einblick in aktuelle Studien über den zukünftigen Bedarf an Energiespeichern und die verwendete Methodik zur Ermittlung der Speichergrößen gegeben. Anschließend werden die für diese Arbeit zugrunde gelegten Speichereinsatzstrategien beleuchtet.

5.1 Aktuelle Methoden zur Ermittlung des Speicherbedarfs für die Zukunft

Da der Umgang mit erneuerbarer Erzeugung und die Verwendung von Speichern zur Integration selbiger ein derzeit vieldiskutiertes Thema ist, bietet dieses Kapitel lediglich einen Abriss ausgewählter Arbeiten. Es wird kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben.

In der Studie von (Weiss et al., 2013) wird die benötigte Speicherkapazität für eine maximale Integra-

tion erneuerbarer Erzeugung am Beispiel von Deutschland in drei Schritten ermittelt. Zuerst wird die Residuallast aus Last und nicht regelbarer erneuerbarer Einspeisung¹ gebildet. Bei dieser Betrachtung kann es zu negativen Werten kommen, wenn die erneuerbare Einspeisung die Last überschreitet. Für die Einspeisung der erneuerbaren Erzeuger werden zum Teil reale Einspeisewerte oder Daten auf Basis von Modellen verwendet. Die Erzeugung der Wasserkraft basiert auf Daten der EEX, die Zeitreihen von Windkraft und Photovoltaik stammen aus Modellen mit Daten des Deutschen Wetterdienstes als Input. Die Untersuchungen werden mit Szenarien mit unterschiedlicher Zusammensetzung erneuerbarer Einspeisung durchgeführt, siehe Tabelle 5.1.

Tabelle 5.1: Annahmen zum Kraftwerkspark in der Studie von (Weiss et al., 2013) für die drei Szenarien A, B und C zur Ermittlung der Speicherkapazität für die maximale Integration erneuerbarer Erzeugung.

Erzeugungseinheit	A	B	C
Thermische Kraftwerke		19,0GW	
Kraft-Wärme-Kopplung		33,9GW	
Windkraft	86GW	93GW	76GW
davon Offshore	26GW	30GW	21GW
PV	70GW	45GW	100GW
Wasserkraft		5,7GW	
andere Erneuerbare		4,2GW	
Spitzenlast		80,1GW	

Das Ziel des Speichereinsatzes ist es, das Maximum an erneuerbarer Energie ins System zu integrieren. Dafür wird der Speicher so eingesetzt, dass er Residuallastspitzen abschneidet (Energie aus dem Speicher) und Täler auffüllt (Energie in den Speicher). Es wird in dieser Studie ein Speicher mit einer Kapazität von 60 GWh und einer Maximalleistung von 8 GW berücksichtigt. Zur Umsetzung wird für ein Fenster von N-Stunden² der Durchschnitt der Residuallast gebildet. Ist der aktuelle Residuallastwert höher als der Durchschnitt, wird Energie aus dem Speicher ins System gespeist, es folgt eine Lastreduktion. Ist die Residuallast niedriger als der Durchschnittswert, wird die Differenz in den Speicher gespeist. Während jedes Ladevorganges wird die Energie aus dem Ladevorgang berechnet und die untere Grenze der Residuallast ermittelt, das ist der minimal in dieser Ladeperiode auftretende Residuallastwert. Eine Division von Ladeenergie und Dauer des Ladevorgangs ergibt die maximale Leistung des Speichers während der Periode. Anschließend werden die maximalen Leistungswerte des Speichers berücksichtigt und die Einsatzkurve dementsprechend angepasst, dass sie die Leistungsgrenzen einhalten. Nach einem Durchlauf des Prozesses kann es dazu kommen, dass nicht die gesamte Speicherkapazität genutzt wird. Durch die Anpassung an einen Mittelwert der Residuallast wird unter Umständen nicht der gesamte Speicherinhalt verwendet oder nicht die gesamte erneuerbare Energiemenge integriert. Dann wird der Prozess unter Berücksichtigung des bereits ermittelten Speichereinsatzes wiederholt. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt bis die gesamte

¹Dies beinhaltet die Einspeisung aus Windkraft, Photovoltaik und Solarthermie, sowie den nicht regelbaren Anteil der Laufwasserkraft.

²Die Anzahl der gewählten Stunden gibt den Grad der Residuallastglättung vor. Für die Durchschnittsbildung werden die N/2-Stunden vor und nach dem aktuellen Zeitpunkt berücksichtigt.

Speicherkapazität genutzt wird, oder keine erneuerbare Energie mehr zu integrieren ist.

Für einen steigenden Anteil erneuerbarer Erzeugung im System kommen zusehends negative Residuallasten zustande, diese müssen vom Speicher abgefangen werden. Für den Fall, dass die vorhandene Kapazität des Speichers nicht ausreicht, wird ein Speicher mit unlimitierter Kapazität und Leistung implementiert. Über den Einsatz dieses Speichers lassen sich Rückschlüsse über den Bedarf an zusätzlichen Speichern ableiten, siehe Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2: Ergebnisse der Ermittlung der notwendigen zusätzlichen Lade- und Entladeleistung sowie Speicherkapazität für die maximale Integration erneuerbarer Einspeisung aus der Studie von (Weiss et al., 2013) für die Szenarien A und B.

Szenario	Ladeleistung	Entladeleistung	Kapazität
	in GW	in GW	in GWh
A	38,79	25,17	1.308
B	31,85	25,74	1.534

In (Schill, 2013) wird auf die Vermeidung von Überschusserzeugung³ von Windkraft und PV durch Verwendung eines Speichers eingegangen. Für die Bestimmung des Speicherbedarfs wird ein lineares Optimierungsmodell herangezogen. Bei dem Modell handelt es sich um ein Einsatzoptimierungsmodell mit dem Ziel der Kostenminimierung. Es wird auf der Speicherseite zwischen bestehenden Pumpspeichern und drei Kategorien (Kurzzeit-, Tages- und Saisonspeicher⁴) unterschieden, bei Bedarf kann aus den drei Kategorien zugebaut werden. Eine Abregelung der erneuerbaren Erzeugung ist möglich. Bei den Berechnungen wird Deutschland als Insel betrachtet, eventuelle Engpässe im Netz werden vernachlässigt, es gilt somit die Annahme einer „Kupferplatte“. Das Modell wird mit unterschiedlichen Eingangsparametern gespeist, dabei werden die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, die erneuerbare Einspeisung, der Anteil an must-run Kraftwerken, die zulässige Abregelung der erneuerbaren Erzeugung sowie Einspeiseart der Biomasseerzeugung variiert.

Es wird davon ausgegangen, dass die Ergebnisse des Modells aufgrund der getroffenen Annahmen den tatsächlich benötigten Speicherausbau unterschätzen, da kein Speichernutzen für die Bereitstellung gesicherter Leistung und Systemdienstleistung berücksichtigt werden. Dem entgegen wirkt die Vernachlässigung eines Austausches mit dem Ausland, sowie weiterer Lastflexibilisierungsmaßnahmen. Es wird angenommen, dass die Überschussproduktion der erneuerbaren Erzeuger überschätzt wird, da eine lineare Skalierung der Wind- und PV-Erzeugungsprofile erfolgt, ohne dass auf eventuelle Standortänderungen Rücksicht genommen wird.

Als Datengrundlage für die Untersuchungen werden die Szenarien aus dem NEP₂₀₁₂ (ÜNB Deutschland, 2012) gewählt. Als Datenbasis für die Windeinspeisung dienen Windgeschwindigkeits-Messzeitreihen aus 7 Jahren für Onshore-Wind und 3 Jahren für Offshore-Wind, für PV liegen Datenreihen des Primärenergie-trägers im Ausmaß von 2 Jahren vor. Der resultierende benötigte Ausbau der Speicher variiert in der Studie

³Damit sind negative Residuallasten gemeint.

⁴Als Kurzzeitspeicher werden Lithium-Ionen Batterien mit einem Energie zu Leistungs-Verhältnis von 2 und einem Wirkungsgrad von 89%, als Tagesspeicher Pumpspeicherkraftwerke mit einem Verhältnis von 8 und einem Wirkungsgrad von 79% und für Saisonspeicher Power-to-Gas mit einem Verhältnis von 500 und einem Wirkungsgrad von 35% angenommen.

zwischen 32 GW bis 74 GW für die Szenarien 2022 und 2032 und bis zu 92 GW für das Szenario 2050 für die unterschiedlichen betrachteten Szenarien. Die Möglichkeit der Abregelung der erneuerbaren Erzeugung reduziert den Speicherbedarf drastisch, der gleiche Effekt wird mit einer zusätzlichen Flexibilisierung der Erzeugung (kein Must-run etc.) erreicht. Ein weiteres Ergebnis der Studie ist, dass die Kostenreduktion durch den Speichereinsatz die Investitionskosten in den Ausbau der Speicher nicht wettmacht.

Ein weiterer Ansatz zur Ermittlung des Speicherbedarfs ist in (VDE, 2012) zu finden. Wie in den anderen Studien wird auch hier ein stundengenaue Ansatz gewählt. Der Stromhandel mit Nachbarländern wird vernachlässigt. Für die Bestimmung der Speichergröße wird der Ansatz gewählt, aus den Berechnungsergebnissen mit sinnvollen Annahmen über mögliche Speicherausbaugrößen Rückschlüsse über die tatsächlich benötigten Speicherausbauten zu ziehen. Eine Berücksichtigung des Netzes und der Auswirkungen der Speicherallokation erfolgt erst in einem zweiten Schritt der Untersuchung.

Der Ablauf eines Berechnungsdurchlaufs mit angenommener Speicherkapazität, vorgegebener Last und erneuerbarer Erzeugung sowie hinterlegtem thermischen Kraftwerkspark erfolgt, indem zuerst die Residuallast aus der tatsächlichen Last und der erneuerbaren Einspeisung erzeugt wird, und anschließend anhand eines Optimierungsmodells der kostenminimale Speicher- und Kraftwerkseinsatz ermittelt wird. Anhand der Ergebnisse lassen sich die Investitions- und Betriebskosten näher analysieren. Die Berücksichtigung des Netzes erfolgt über Berechnungen mit sinnvollen Netzausbauvarianten.

Die Ermittlung des Speicher- und Kraftwerkseinsatzes erfolgt mittels einer Jahresbetriebssimulation. Abbildung 5.1 zeigt den schematischen Ablauf der Optimierung sowie die Eingangsdaten und Ergebnisse. Aufgrund der Komplexität erfolgt die Optimierung in zwei Schritten. Zuerst werden Ganzzahligkeitsent-

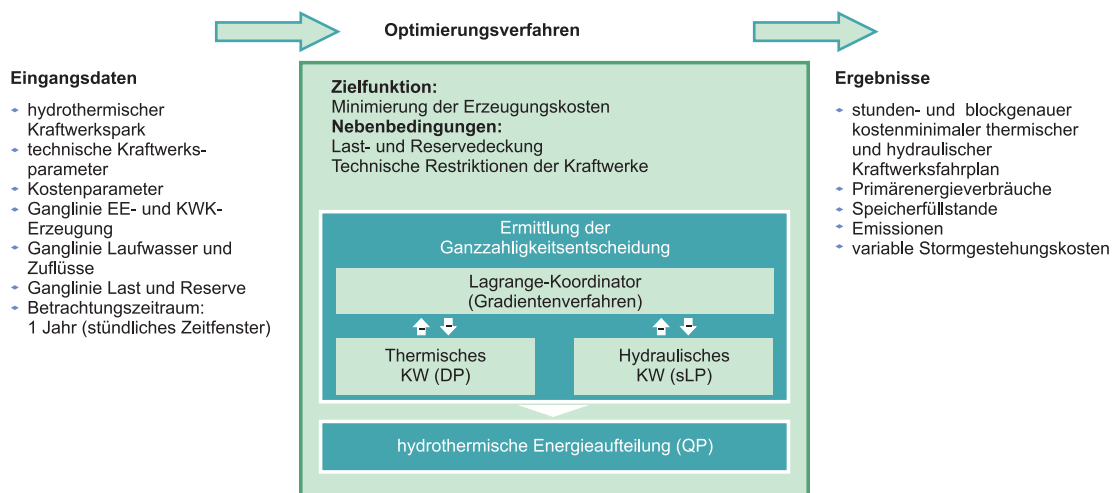


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparks für die Ermittlung des zukünftig notwendigen Speicherkapazität, eigene Darstellung basierend auf (VDE, 2012)

scheidungen bestimmt, mittels Dekompositionsansatz und Lagrange-Koordinator werden die Kraftwerksblöcke einzeln unter Einhaltung der Restriktionen optimiert, für die Einhaltung garantieren Lagrange-Multiplikatoren. Die Optimierung der Teilprobleme bei vorhandenen Lagrange-Multiplikatoren wird so lange abwechselnd durchgeführt bis es zur Konvergenz kommt. Dieser Ansatz verlangt nach einer

Startlösung, von der ausgegangen wird. Der zweite Schritt umfasst eine sukzessive quadratische Programmierung auf Basis der ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen. Dafür werden die kontinuierlichen Variablen verworfen und unter Berücksichtigung der Ganzzahligkeitsentscheidungen in einem geschlossenen Optimierungsverfahren erneut berechnet.

Die Modellierung thermischer Kraftwerke erfolgt über gemischt-ganzzahlige Variablen für die Beschreibung des Betriebszustandes und der Leistung. Die Kosten der Erzeugung errechnen sich aus einer quadratischen Wärmeverbrauchskurve zur Leistungserzeugung. Die Optimierung erfolgt mittels dynamischer Programmierung. Hydraulische Kraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) werden mittels Kontinuitätsgleichung des Füllstandes beschrieben. Diese berücksichtigt Einspeisung und Entnahme aus dem Speicherbecken sowie Zuläufe und Verdunstung. Die Erzeugungskosten werden über Opportunitätskosten, diese ergeben sich aus den vermiedenen Kosten thermischer Erzeugung, dargestellt. Unter Annahme eines konstanten Wirkungsgrades und konstanter Fallhöhe lässt sich das Teilbeispiel mit linearen Programmierungsmethoden lösen.

Als Eingangsdaten für die Untersuchungen dient die Studie (Nitsch et al., 2012). Abhängig von den verschiedenen Speicherausbaustrategien, vergleiche (VDE, 2012, S.27,28) und den zugrundelegten Zukunftsszenarien, siehe (VDE, 2012, S.18,19) ergeben sich die in Tabelle 5.3 dargestellten Werte. Die Szenarienebene bezieht sich dabei darauf, wie die Flexibilität der Bilanzierung gewährleistet wird, der Prozentwert gibt den Anteil der erneuerbaren Energie an der gesamten Stromerzeugung an.

Tabelle 5.3: Ergebnisse der Untersuchungen von (VDE, 2012) über den Bedarf an Speicherkapazität (Kurz- und Langzeitspeicher) in den unterschiedlichen Szenarien, für die Art der Flexibilisierung der Bilanzierung (A-E) und Anteil der erneuerbarer Erzeugung an der Jahresstromerzeugung (Prozentwerte).

Szenario	Kurzzeitspeicher			Langzeitspeicher			Gas-KW $P_{Ges.}$ in GW
	P_{Lade} in GW	$P_{Entlade}$ in GW	Kapazität in GWh	P_{Lade} in GW	$P_{Entlade}$ in GW	Kapazität in GWh	
A _{40%}	-	-	-	-	-	-	17,8
B _{40%}	16	14,8	80	-	-	-	17,5
C _{40%}	-	-	-	29,1	20,0	3.792	32,6
D _{40%}	16	14,8	80	23,3	16,9	2.111	29,6
E _{40%}	8	8	40	11,6	11,1	2.557	32,6
A _{80%}	-	-	-	-	-	-	40,2
B _{80%}	28	26	140	-	-	-	38,7
C _{80%}	-	-	-	44,7	30,1	9.042	45,8
D _{80%}	28	25,8	140	35,7	28,6	7.982	44,4
E _{80%}	14	14	70	17,8	17,8	7.465	38,3

Anhand der zusammengefassten Studien lässt sich bereits die Bandbreite an Ansätzen für zukünftige Speicherbewirtschaftung und die unterschiedlichen für die Speicherbemessung verwendeten Methoden erahnen. Dementsprechend unterschiedlich fallen auch die Ergebnisse der einzelnen Studien aus.

5.2 Gewählte Einsatzstrategien für Speichertechnologien

Bevor auf die einzelnen Strategien zum Einsatz des Speichers eingegangen wird, müssen die in diesem und den folgenden Kapiteln verwendeten Begriffe erläutert werden.

- **Last** (P_{Last} in MW) ist die vorhandene Last der Verbraucher je Stunde (exklusive etwaigen Ladebedarfs durch den Speicher).
- **Residuallast** ($P_{Residual}$ in MW) stellt die Last abzüglich jeglicher Einspeisung der Erzeuger Wind-, Laufwasserkraft und Photovoltaik ($P_{Erneuerbare}$ in MW) dar.

$$P_{Residual}(t) = P_{Last}(t) - P_{Erneuerbare}(t) \quad (5.1)$$

- **Restlast** (P_{Rest} in MW) ist jene Last, die der regelbare konventionelle Kraftwerkspark zu decken in der Lage sein muss, d.h. die Residuallast abzüglich der aktuellen Einspeiseleistung des Speichers ($P_{Speichererzeugung}$ in MW) bzw. zuzüglich der aktuellen Netzentnahme des Speichers ($P_{Speicherverbrauch}$ in MW).

$$P_{Rest}(t) = P_{Residual}(t) - P_{Speichererzeugung}(t) + P_{Speicherverbrauch}(t) \quad (5.2)$$

In Abbildung 5.2 ist der zeitliche Verlauf der Größen schematisch dargestellt. Auf der positiven y-Achse

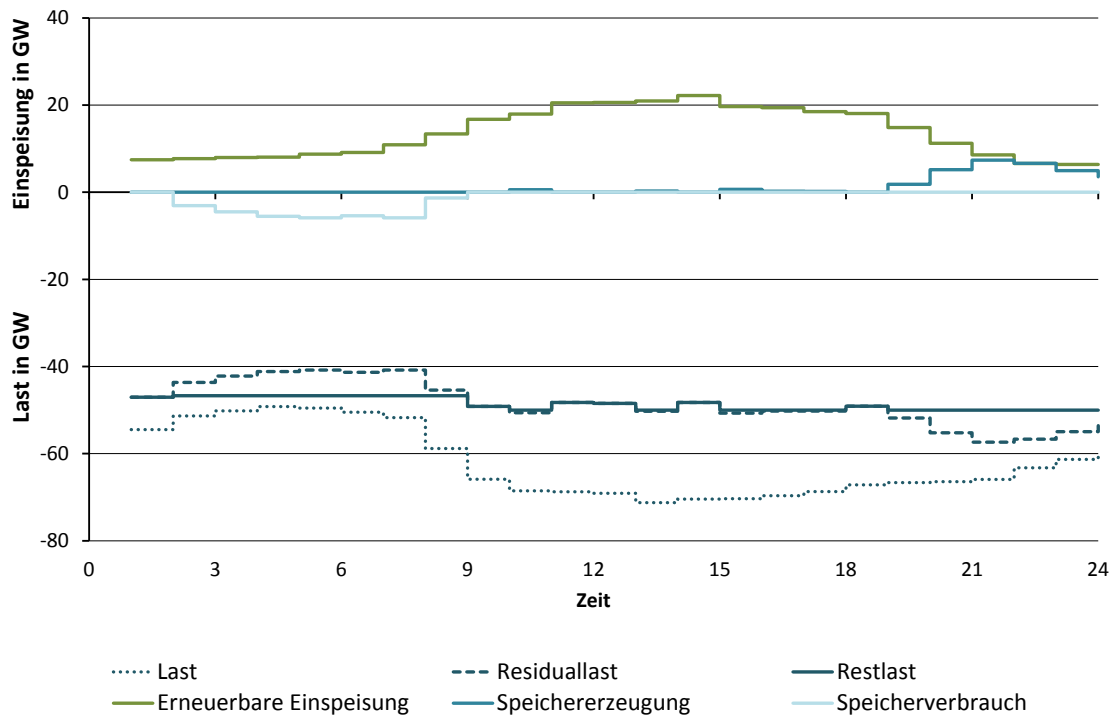


Abbildung 5.2: Darstellung der Begriffe Last, Residuallast und Restlast anhand des zeitlichen Verlaufs der Größen über ein Zeitfenster von 24 Stunden. Auf der negativen y-Achse sind Entnahmen aus dem Netz, auf der positiven y-Achse Einspeisungen in das Netz aufgetragen.

sind die Werte für die Einspeisungen in das Netz, in diesem Fall sind das die erneuerbare Erzeugung und die Speichererzeugung, aufgetragen. Diese führen zu einer Reduktion der resultierenden Restlast. Die

negative y-Achse zeigt Lasten, also Entnahmen aus dem Netz. Unter Verwendung der Gleichungen 5.1 und 5.2 lässt sich die Restlast ermitteln. Diese spiegelt jenen Leistungswert wider, den der regelbare Kraftwerkspark decken muss.

Die Verwendung von kapitalintensiven und langlebigen, vom Ausbaupotential begrenzten und nach gewinnorientierten Ansätzen betriebenen Speichern ist in Kombination mit einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung nicht mehr sinnvoll. Zum einen geht der Unterschied zwischen Peak- und Offpeakpreisen zurück, wodurch die Bedingung aus Gleichung 4.2 nicht mehr erfüllt ist. Zum anderen ist durch die geringe sichere Einspeisung der erneuerbaren Erzeuger zur Deckung hoher Lasten ein Handlungsbedarf gegeben. Daher wird in dieser Arbeit ein neuer Ansatz für die Verwendung der Speichertechnologien entwickelt und hinsichtlich seiner Auswirkungen analysiert.

Der gewählte Ansatz, dessen Grundzüge in (Nacht und Stigler, 2014) bereits veröffentlicht wurden, verfolgt das Ziel, dass während des gesamten Jahres die Restlast zu jeder einzelnen Stunde einen oberen Grenzwert nicht überschreiten darf. Dieser Wert wird als **obere Restlastgrenze** bezeichnet. Die Einhaltung wird durch eine zeitliche Verschiebung von Energie durch Speicherkraftwerke erreicht. Abbildung 5.3 zeigt diesen Effekt am Beispiel eines kurzen Zeitfensters. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die Restlast

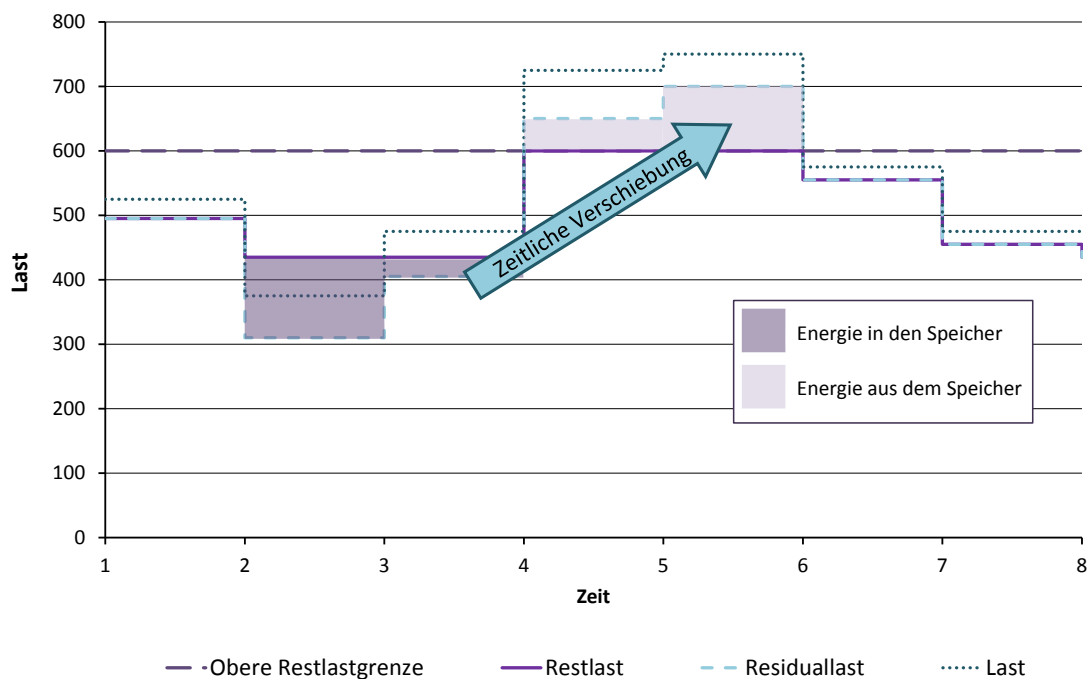


Abbildung 5.3: Schematische Darstellung der zeitlichen Verschiebung von Energie durch einen Speicher, resultierend aus dem Verlauf der Last sowie der Residuallast (durch die Einspeisung erneuerbarer Energie) und der Notwendigkeit zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze.

zu Hochlastzeiten durch den Einsatz des Speichers unter die Residuallast reduziert wird. Die für die Reduktion benötigte Energie stammt von einem früheren Zeitpunkt, mit dem Effekt, dass die Restlast dort höher als die Residuallast ist, teilweise sogar höher als die ursprüngliche Last. Diese zeitliche Verschiebung hat zwei für diese Arbeit relevante Auswirkungen zur Folge:

- **Eine Vergleichmäßigung der Lastspitzen:**

Weitet man diesen Effekt zeitlich aus, siehe Abbildung 5.4, so ist ersichtlich, dass über den gesamten Betrachtungszeitraum die vom regelbaren konventionellen Erzeugungspark zu deckenden Leistungsspitzen abflachen. Daraus resultiert, dass die Anzahl an notwendigen Spitzenlastkraftwerken zurückgeht. Je nachdem wie weit man die obere Restlastgrenze absenken kann, reduziert sich der Bedarf an Kraftwerken zur Deckung der Spitzenlasten.

- **Erhöhung des erneuerbaren Beitrags zur Deckung hoher Lasten.**

Damit der Speicher die Möglichkeit zur Lastreduktion hat, muss er zuerst geladen werden. Die Ladung geschieht durch einen Bezug von Energie, was eine Erhöhung der Last zur Folge hat. Je nachdem ob zu dem Bezugszeitpunkt regenerative Erzeugung vorhanden ist oder nicht, stammt ein gewisser Anteil der Energie im Speicher aus erneuerbaren Quellen. Dadurch ergibt sich eine zeitliche Verschiebung erneuerbarer Einspeisung, diese wird in weiterer Folge als **indirekte erneuerbare Einspeisung** bezeichnet. Somit ist es möglich, erneuerbare Energie vom Zeitpunkt der Erzeugung zum Zeitpunkt des Bedarfs zu „transferieren“. Die restliche Energie im Speicher stammt aus konventionellen Quellen und wird als **indirekte thermische Einspeisung** bezeichnet.

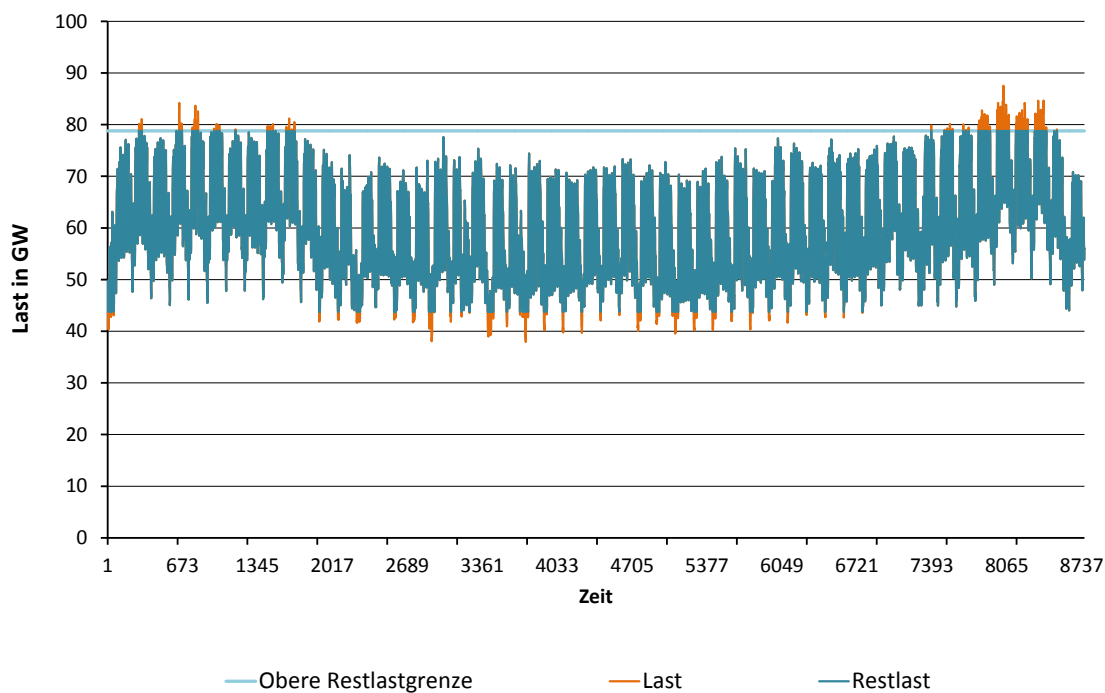


Abbildung 5.4: Auswirkungen der Einhaltung der oberen Restlastgrenze, durch den koordinierten Einsatz eines Speichers mittels eines Bezugs von Energie bei Unterschreitung einer unteren Restlastgrenze, auf den Lastverlauf über einen Zeitraum von 8760 Stunden.

Durch die Festlegung der oberen Restlastgrenze wird definiert, wann der Speicher Energie bzw. Leistung abgeben muss, nämlich sobald die Residuallast diese Grenze überschreitet.

Um den Speicher zu befüllen, muss dieser Energie bzw. Leistung aus dem Netz beziehen; dafür muss der Speicher in den „Ladebetrieb“ wechseln. In dieser Arbeit wird grundsätzlich zwischen zwei unterschiedliche Strategien für den Ladebetrieb unterschieden, zusätzlich wird noch eine dritte Einsatzstrategie verwendet.

5.2.1 Ladung des Speichers nach Einsatzstrategie 1

Bei dieser Strategie ist es dem Speicher möglich, die für die Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendige Energie zu jedem beliebigen Zeitpunkt zu beziehen. Dabei ist es irrelevant, welche Höhe die Restlast durch die Lasterhöhung zur Ladung des Speichers erreicht, solange die obere Restlastgrenze nicht überschritten wird. Mit dieser Strategie soll es möglich sein, bei einer sehr geringen Speicherkapazität die Einhaltung der Restlastgrenze zu garantieren. Für diese Einsatzstrategie muss die Bedingung in Gleichung 4.2 außer Kraft gesetzt werden. Der Speicher muss somit außerhalb des Energy-Only Marktes vergütet werden, da durch die Betriebsführung Situationen eintreten können, in denen der Preis-Spread zwischen Lade- und Entladebetrieb verschwindend gering ist. Es wird angenommen, dass die Einspeisung bzw. der zusätzliche Verbrauch des Speichers direkt auf die Last aufgeschlagen wird. Eine vollkommene

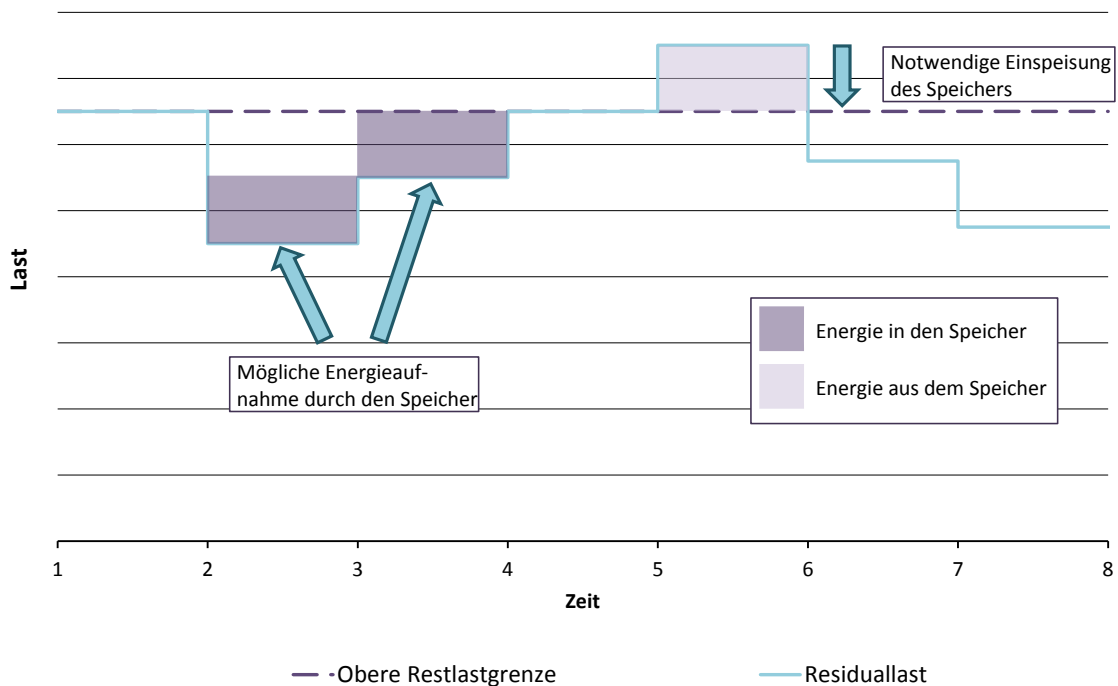


Abbildung 5.5: Darstellung möglicher Zeitpunkte für den Ladebetrieb des Speichers unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 um die Einhaltung der oberen Restlastgrenze zu gewährleisten, anhand des Verlaufs von Residuallast und oberer Restlastgrenze über ein Zeitfenster von 8 Stunden.

Willkür des Ladebetriebes ist nicht vorgesehen. Es kann passieren, dass mehrere Stunden für einen Energiebezug des Speichers in Frage kommen, siehe Abbildung 5.5. Der Speicher könnte in beiden gezeigten Stunden den Energiebedarf für die anschließende Lastreduktion beziehen, da das Endergebnis, nämlich, dass genug Energie im Speicher ist, in dieser Situation unabhängig vom gewählten Ladezeitpunkt

ist. In einer solchen Situation wird anhand von drei Faktoren eine Entscheidung für den tatsächlich verwendeten Bezugszeitpunkt und die Bezugsmenge getroffen.

- **Erzeugungskosten des thermischen Kraftwerksparks:**

Bei der Wahl des Zeitpunktes für den Ladebetrieb sind die resultierenden Kosten aus dem thermischen Kraftwerkspark von hoher Wichtigkeit. Damit sind jene Kosten gemeint, die aus der Deckung der resultierenden Restlast entstehen. Aus den möglichen Zeitpunkten für die Ladung des Speichers soll jener Zeitpunkt gewählt werden, der die geringsten Kosten aufweist. Damit soll über den gesamten Betrachtungszeitraum eine möglichst kostengünstige Deckung der Restlast erreicht werden.

- **Einspeisung erneuerbarer Erzeugung:**

Ein zweites Entscheidungskriterium für die Wahl des Zeitpunktes, zu dem ein Speicher Energie aus dem Netz aufnimmt, soll die vorhandene erneuerbare Einspeisung sein. Da das Ziel des Speichereinsatzes die zeitliche Verschiebung erneuerbarer Erzeugung hin zu Zeitpunkten, zu denen sie benötigt wird, ist, soll nach Möglichkeit auch viel regenerative Energie bezogen werden. Damit sollen unter Berücksichtigung der Erzeugungskosten des thermischen Kraftwerksparks jene Zeitpunkte, an denen eine regenerative Einspeisung vorhanden ist, für den Ladebetrieb des Speichers Vorrang haben.

- **Beschränkung der Ladeleistung:**

Um die Kosten für einen Ausbau der Speicher möglichst gering zu halten, wird versucht, die Ladeleistung gering zu halten.

Eine Umsetzung dieser Einsatzstrategie in der Realität stellt eine Herausforderung an die Prognose von Last und erneuerbarer Erzeugung dar. Was sich damit begründen lässt, dass mit der Qualität der Prognose die Einhaltung der oberen Restlastgrenze sowie die Bestimmung der Ladezeitpunkte zusammenhängen.

5.2.2 Ladung des Speichers nach Einsatzstrategie 2

Einsatzstrategie 2 hat im gleichen Maß wie Strategie 1 die Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Ziel. Sie unterscheidet sich aber hinsichtlich der Zeitpunkte für den Ladebetrieb. Die Einsatzstrategie 2 lehnt sich von der prinzipiellen Funktionsweise an den heutigen Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken an, auch wenn der tatsächliche Einsatz koordinierter und nicht mit dem Ziel eines maximalen Gewinns erfolgt. Es folgt ein Übergang von einem kosten- hin zu einem lastinduzierten Einsatz. Analog zur Gleichung 4.2 ergibt sich der höchste Gewinn für Pumpspeicherkraftwerke, wenn die Preisdifferenz zwischen Einkaufspreis der Pumpenergie zu Verkaufspreis der turbinieren Energie möglichst hoch ist. Aufgrund der Funktionsweise des Energy-Only Marktes ist ein niedriger Preis mit einer niedrigen Residuallast verbunden. Um diese Gegebenheit abzubilden, gleichzeitig aber den Übergang zu einem lastinduzierten Einsatz zu schaffen, wird für die Einsatzstrategie 2 zusätzlich eine **untere Restlastgrenze** eingeführt. Diese Grenze fungiert als Schwellwert, ab wann der Speicher in den Ladebetrieb gehen darf. Unterschreitet die Residuallast diese Schwelle, wird der Speicher geladen. Im Vergleich zur Einsatzstrategie 1 wird diese Strategie eine höhere Speicherkapazität aufweisen, da die Ladung zeitlich konzentriert erfolgt, und nicht wie bei der Einsatzstrategie 1 verteilt ist. Abbildung 5.6 zeigt die Verwendung des Speichers unter Einsatzstrategie 2. Die Betriebsführung nach Strategie 2 dürfte sich in Realität einfacher gestalten als jene der Strategie 1,

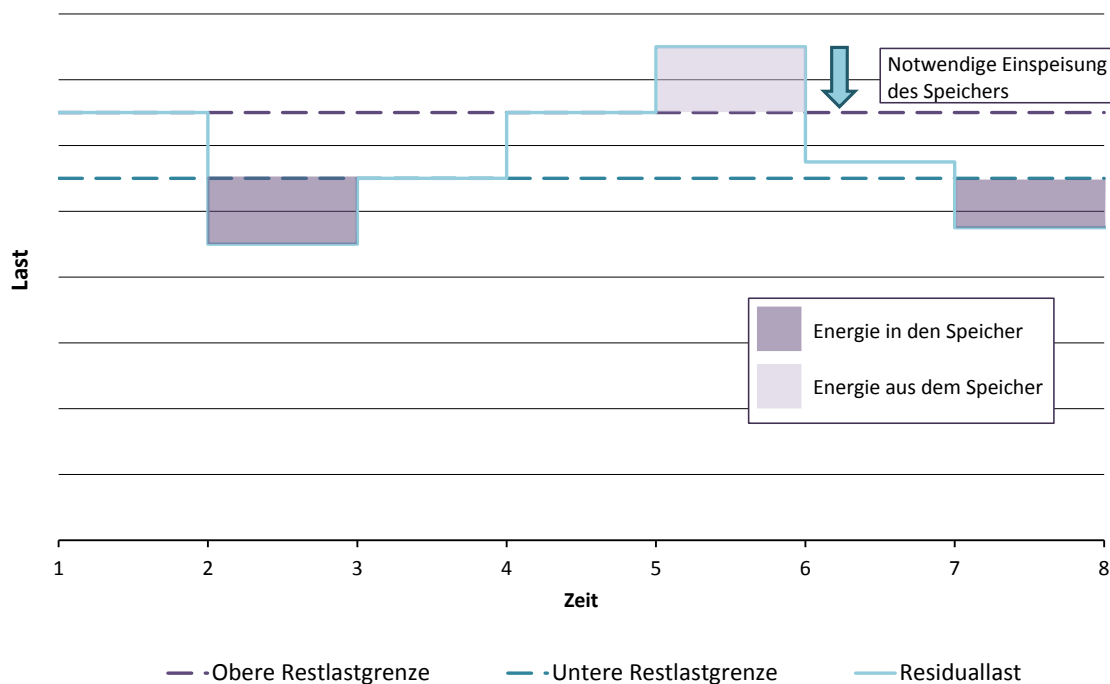


Abbildung 5.6: Darstellung der Lade- und Entladezeitpunkte für einen Speicher unter Verwendung der Einsatzstrategie 2 unter Berücksichtigung der oberen und unteren Restlastgrenze sowie der Residuallast in einem Zeitfenster von 8 Stunden.

da eine fixe Bedingung für den Lade- und Entladebetrieb gegeben ist. Die Schwierigkeit ergibt sich bei der Festlegung der Restlastgrenzen, da diese auf die Residuallast abzielen, welche für die Planung eines ganzen Jahres stark von der Qualität der Prognose abhängt.

5.2.3 Sonderfall: Hoher Anteil erneuerbarer Energie

Wenn ein steigender Anteil erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstromverbrauch erwünscht ist, müssen die installierten Leistungen der erneuerbaren Erzeuger erhöht werden. Die in Kapitel 3 dargestellten Erzeugungscharakteristika der regenerativen Erzeugung zeigen, dass sich die erneuerbare Erzeugung nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt. Das teilweise konzentrierte Auftreten erneuerbarer Einspeisung kann dazu führen, dass die erneuerbare Erzeugung größer ist als die Last. Betrachtet man beispielsweise das Szenario B2032 des Netzentwicklungsplanes Strom 2012 (ÜNB Deutschland, 2012, S.36), sind dort die Summenleistung von PV, Laufwasser- und Windkraft mit 162,4 GW angegeben. Bei einer zugrunde gelegten Jahreshöchstlast von 84 GW ist das Potential für negative Residuallasten ersichtlich.

Eine negative Residuallast im System entspräche einer Überproduktion, ein Zustand der nicht zulässig ist. Um diese Situation zu vermeiden, muss die Last erhöht oder die erneuerbare Einspeisung gedrosselt werden. Da eine Drosselung der erneuerbaren Einspeisung aber nicht im Sinne eines maximalen Anteils erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf sein kann, muss die Last beeinflusst werden. Abbildung 5.7 zeigt anhand der in Kapitel 3 beschriebenen Modelle, welche Auswirkungen hohe installierte regenerative

Leistungen haben und wie viel negative Residuallast einen Ausgleich durch flexible Lasten erfahren müsste. Ein Speicher im Ladebetrieb stellt im Wesentlichen eine variable Last dar, die sich zum Ausgleich der

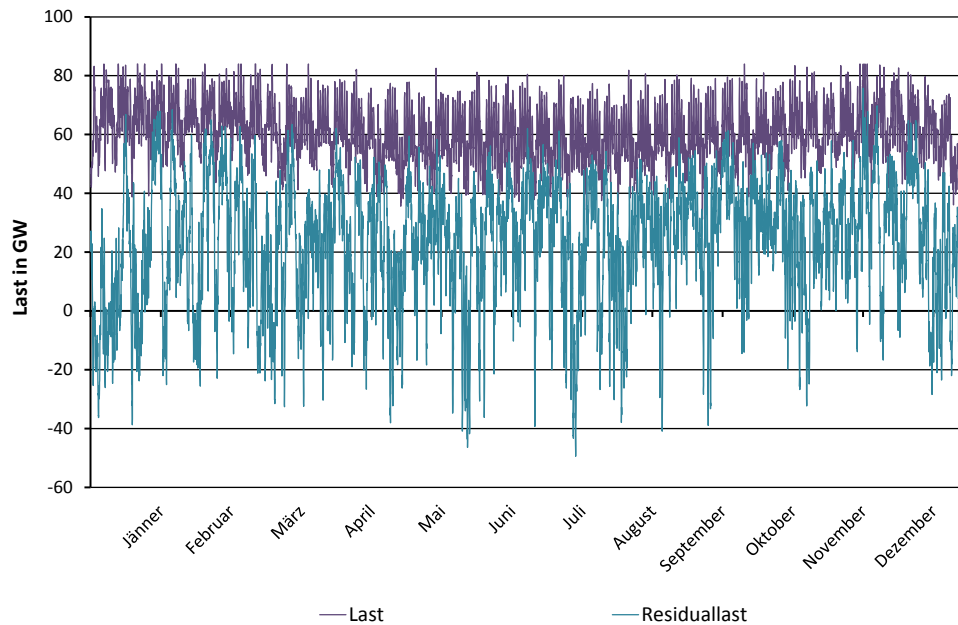


Abbildung 5.7: Verlauf der Last und Residuallast unter der Annahme eines hohen Anteils erneuerbarer Erzeugung zur Veranschaulichung der Häufigkeit von negativen Residuallasten durch ein Übermaß erneuerbarer Erzeugung.

negativen Residuallasten eignen würde. Das ursprüngliche Ziel des Speichers ist die Einhaltung der oberen Restlastgrenze. Mit steigender erneuerbarer Leistung im System kann jedoch der Fall eintreten, dass die Energie, die für die Reduktion der Last zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze benötigt wird, geringer ist als die Energie aus der Überproduktion durch erneuerbare Erzeugung. Bei strikter Einhaltung der oberen Restlastgrenze würde somit in einigen Stunden des Jahres eine negative Restlast bestehen bleiben. Wie bereits erwähnt, stellt das einen unzulässigen Betriebszustand dar. Tritt dieser Fall ein, wird die Betriebsweise des Speichers von einer Einhaltung der oberen Restlastgrenze hin zu einer Aufnahme der negativen Residuallasten geändert.

Um die aufgenommene Energie wieder aus dem Speicher entleeren zu können, ist es dem Speicher möglich, die Restlast auch unter die obere Restlastgrenze durch einen Entladebetrieb zu reduzieren. Eine Betriebsweise die sonst nicht erlaubt wäre. Das Resultat einer solchen Betriebsführung ist beispielhaft in Abbildung 5.8 dargestellt. Aus der Grafik ist ersichtlich, dass die Restlast über große Zeiträume des Jahres weiter reduziert wird, obwohl sie bereits geringer als die obere Restlastgrenze ist. Damit wird gewährleistet, dass die gesamte negative Residuallast vom Speicher aufgenommen werden kann. Ist eine solche Betriebsführung notwendig, ergeben sich aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen ähnliche Ergebnisse für Einsatzstrategie 1 und Einsatzstrategie 2.

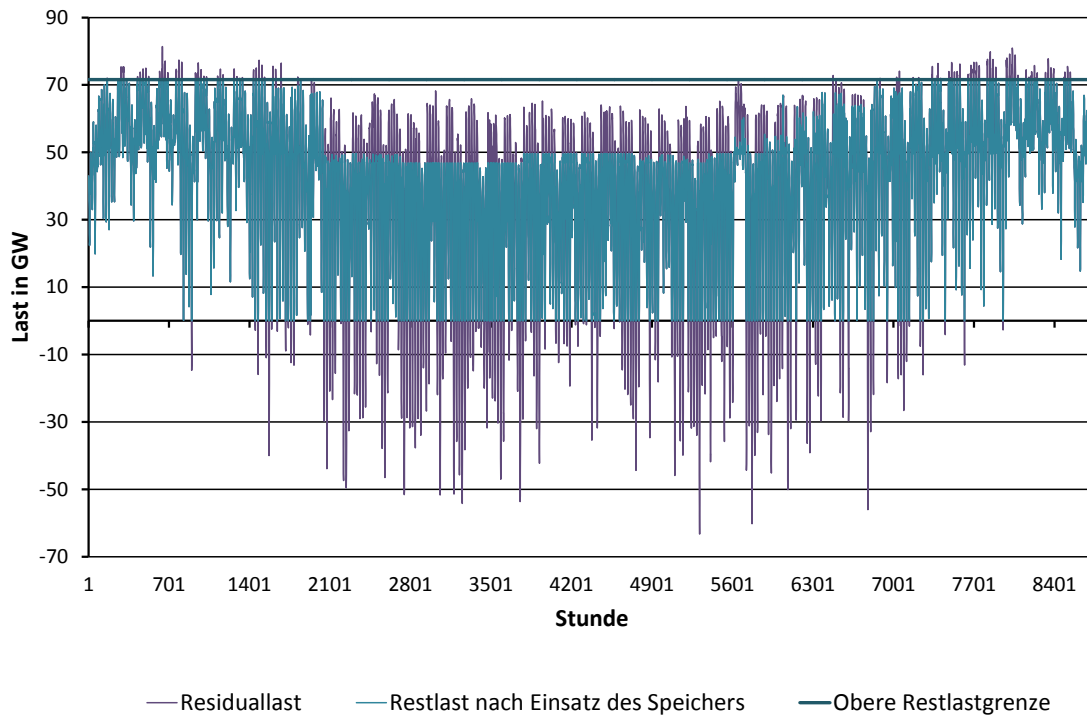


Abbildung 5.8: Änderung der Betriebsweise des Speichers hin zur Aufnahme negativer Residuallasten, da die Energie aus den negativen Residuallasten die Energie für die Lastreduktion überschreitet.

5.2.4 Ladung des Speichers nach Einsatzstrategie 3

Die dritte in dieser Arbeit untersuchte Einsatzstrategie stellt eine Untersuchung des maximal Möglichen dar. Sie zeichnet sich dadurch aus, dass der Versuch unternommen wird, die Restlast über das gesamte Jahr hinweg in ein konstantes Band zu bringen. Somit stellt diese Strategie eine Sonderform der Einsatzstrategie 2 dar, in der die obere Restlastgrenze gleich der unteren Restlastgrenze ist. Aus einer solchen Betriebsführung resultiert der höchste Bedarf an Speicherkapazität, da der Speicher die gesamte Fluktuation des Systems ausgleichen muss. Diese Einsatzstrategie wird nicht als sinnvolle oder gar realistische Alternative für die Zukunft gesehen, sondern dient lediglich der Veranschaulichung dessen, was möglich ist.

6 Beschreibung der angewendeten Methoden

Nachdem die grundsätzlichen Begriffe und Einsatzstrategien, die dieser Arbeit zugrunde liegen, im vorherigen Kapitel erklärt wurden, widmet sich dieses Kapitel den unterschiedlichen Analysen, mittels derer die Wertsteigerung aus einer Kombination von Speichern und erneuerbarer Erzeugung ermittelt werden soll.

Der Ablauf gliedert sich im wesentlichen in die folgenden Schritte, deren detaillierte Beschreibung in den jeweiligen Unterkapiteln erfolgt:

- **Ermittlung des benötigten Speicherbedarfs für verschiedene Werte der oberen Restlastgrenze:**

Anhand der Einsatzstrategie 3 wird der bestmöglich erreichbare Wert der oberen Restlastgrenze (in %-Anteilen der Jahreshöchstlast) und der für die Einhaltung selbiger benötigten Speicherkapazität ermittelt. Anschließend wird beginnend bei einer oberen Restlastgrenze von 95% die Restlastgrenze in jedem weiteren Berechnungsdurchlauf um weitere 5% abgesenkt. Je Durchlauf wird die Kapazität für die Strategie 1 und Strategie 2 ermittelt. Betrachtet werden hier verschiedene Arten von Speichern sowie unterschiedliche Einspeisungen erneuerbarer Erzeugung. Damit lassen sich die unterschiedlichen Einsatzstrategien, Speicherarten sowie Zusammensetzungen der erneuerbaren Einspeisung hinsichtlich ihres Speicherbedarfs miteinander vergleichen.

- **Ermittlung der Restlastgrenze für eine bestimmte Speicherkapazität:**

Ab diesem Arbeitsschritt werden ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt, da sich ein Ausbaupotential für die Technologien CAES und H₂S nur schwer abschätzen lässt und die folgenden Untersuchungen auf die zukünftigen Potentiale für den Ausbau von Speichern basieren. Da dieses Potential begrenzt ist, wird in diesem Schritt eine maximal mögliche Speicherkapazität vorgegeben. Es wird anhand der Daten aus der vorherigen Berechnung ermittelt, welche obere Restlastgrenze sich bei dieser Kapazität erreichen ließe. Dadurch lässt sich ein Vergleich der unterschiedlichen Einsatzstrategien und Einspeisezusammensetzungen hinsichtlich der möglichen Restlastgrenzen bei Einhaltung der vorhandenen Potentiale anstellen.

- **Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Einspeisung zu Hochlastzeiten:**

Mit den Ergebnissen aus den vorhergehenden Berechnungen lässt sich der Beitrag der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung hoher Lasten bestimmen. Für die Ermittlung der Beitragssteigerung wird der direkte erneuerbare Beitrag herangezogen. Dabei handelt es sich um die aktuell tatsächlich vorhandene Einspeisung. Des Weiteren wird über den Anteil erneuerbarer Energie im Speicher der indirekte erneuerbare Beitrag analysiert. Die direkten und indirekten Beiträge werden für den

über das Jahr resultierenden Energiebedarf aus der Lastreduktion sowie für die Lastdeckung zur Jahreshöchstlast und der 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden berechnet.

- **Ermittlung der Kostenersparnisse und -steigerungen durch den koordinierten Speichereinsatz:**

Es wird analysiert, welche Auswirkungen der koordinierte Speichereinsatz auf den Preis am Energy-Only Markt hat, welche Kraftwerkskapazitäten durch den Speichereinsatz eingespart werden können und welche Kosten durch den Bau des Speichers entstehen. Des Weiteren wird betrachtet, welche Überschusserzeugung der erneuerbaren Energien durch den Speicher integriert werden kann.

Diese Schritte werden jeweils für verschiedene Szenarien und unter unterschiedlichen Gesichtspunkten durchgeführt und unterliegen den folgenden Annahmen:

- **Beschränkung auf Deutschland:**

In den Untersuchungen wird ausschließlich der Kraftwerkspark sowie die Last von Deutschland berücksichtigt. Dies betrifft sowohl die erneuerbare als auch die konventionelle Erzeugung. Aufgrund dieser Annahme findet kein Stromhandel mit den Nachbarländern statt.

- **Keine Netzrestriktionen:**

Da die Standorte zukünftiger Speicher mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind und die Annahme eines ausreichenden Netzausbaus in Deutschland gilt, wird das Netz als „Kupferplatte“ behandelt.

- **Speicherkapazitäten außerhalb Deutschlands:**

Da der Standort Deutschland, insbesondere im Bezug auf Pumpspeicherkraftwerke, nur sehr beschränkte Ausbaupotentiale aufweist, wird die Annahme getroffen, dass Speicher im Ausland für Deutschland genutzt werden können. Es wird außerdem angenommen, dass zu diesen Speichern direkte Verbindungen ohne jegliche Restriktionen bestehen.

- **Vernachlässigung reiner Speicherkraftwerke:**

Da in dieser Arbeit rein auf den Effekt einer Kombination aus Speichern mit der Fähigkeit, die Restlast zu erhöhen (durch Füllen des Speichers) oder zu senken (durch Entleeren des Speichers) eingegangen wird, werden konventionelle Speicherkraftwerke vernachlässigt.

- **Vernachlässigung des natürlichen Zuflusses:**

Der natürliche Zufluss wird vernachlässigt. Ziel der Arbeit ist es, die Wertsteigerung durch einen koordinierten Speichereinsatz zu ermitteln, eine Berücksichtigung der natürlichen Zuflüsse würde die Ergebnisse verfälschen.

- **Preisermittlung am Energy-Only Markt anhand der Restlast:**

Die Preisermittlung am Energy-Only Markt erfolgt anhand der Restlast, d.h. unter Berücksichtigung der erneuerbaren Einspeisung und dem Einsatz der Speicher. Dadurch wird für die Marktpreisermittlung nur der konventionelle regelbare Kraftwerkspark berücksichtigt.

- **Speicherbefüllung mit erneuerbarer Energie:**

Wenn der Speicher befüllt wird, wird davon ausgegangen dass 100% der verfügbaren erneuerbaren Energie in den Speicher fließt, reicht die erneuerbare Energie nicht aus um die Bezugsmenge zu decken, wird der Rest durch thermische Erzeugung bereitgestellt.

- **Ein Großspeicher:**

Der ermittelte Speicher wird als ein einzelner Großspeicher behandelt.

- **Bilanz des Speicherinhalts:**

Es gilt die Annahme, dass der Speicherinhalt zu Beginn des Jahres gleich dem Inhalt am Ende des Jahres sein muss. Damit wird gewährleistet, dass für das folgende Jahr ein sicherer koordinierter Betrieb möglich ist.

- **Abbildung der Speichertypen über ihre Wirkungsgrade:**

Die einzelnen untersuchten Speichertypen werden anhand ihrer Wirkungsgrade unterschieden. Tabelle 6.1 zeigt die angenommenen Wirkungsgrade für die einzelnen Speichertechnologien.

Tabelle 6.1: Lade- und Entladewirkungsgrade der Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher, Datenquellen: (dena, 2008, S.21, 66), (Felberbauer et al., 2012, S.53)

Speichertyp	η_{Lade}	$\eta_{Entlade}$
Pumpspeicherkraftwerk	92%	86%
CAES	77%	70%
Wasserstoff	72%	60%

6.1 Beschreibung der zu untersuchenden Szenarien

In dieser Arbeit wird die Auswirkung einer Kombination von koordiniertem Speichereinsatz und volatiler erneuerbarer Erzeugung untersucht. Dabei werden die Ergebnisse verschiedener Szenarien miteinander verglichen, um daraus Schlussfolgerungen über die Wertigkeit der Verbindung von Speicher und erneuerbarer Erzeugung im Allgemeinen ziehen zu können, sowie Aussagen darüber zu treffen, welcher Typ erneuerbarer Erzeugung in Kombination mit einem Speicher wie sinnvoll ist.

6.1.1 Referenzszenario: 2010

Das Referenzszenario: 2010 bildet den Stand der Elektrizitätswirtschaft Deutschlands aus dem Jahr 2010 ab. In diesem Szenario werden die folgenden Untersuchungen durchgeführt:

- **Berücksichtigung eines erneuerbaren Einspeisetyps:**

Ziel dieser Betrachtung ist es, die einzelnen erneuerbaren Erzeugungstypen miteinander vergleichen zu können. Dafür wird jeweils nur die Einspeisung aus einer erneuerbaren Quelle berücksichtigt. Die installierten Leistungen und somit auch die Einspeisungen der anderen regenerativen Erzeuger werden null gesetzt.

- **Berücksichtigung der gesamten erneuerbaren Einspeisung:**

In dieser Betrachtung wird die gesamte 2010 zur Verfügung stehende regenerative Erzeugung berücksichtigt. Damit soll im Vergleich zur Betrachtung der einzelnen Erzeugungstypen gezeigt werden, ob es durch die Kombination mehrerer erneuerbarer Energien zu Ausgleichseffekten kommt, oder ob sich die resultierenden Auswirkungen linear addieren.

Kraftwerkspark

Mit den Ergebnissen des Szenarios soll eine Grundlage für weitere Vergleiche gelegt und gezeigt werden, welche Auswirkungen ein koordinierter Speichereinsatz gehabt hätte. Dafür wird der erneuerbare und konventionelle Kraftwerkspark Deutschland aus dem Jahr 2010 hinterlegt. Dieses Szenario bildet das Basis- bzw. Referenzszenario. Die Daten für dieses Szenario stammen aus der institutsinternen Datenbank von ATLANTIS (Gutschi et al., 2012) und sind in Tabelle 6.2 dargestellt. P_{inst} gibt die installierte Leistung an, $t_{Volllast}$ die angenommenen Volllaststunden und $\bar{k}_{Erzeugung}$ die mittleren Erzeugungskosten je Technologie.

Tabelle 6.2: Daten für den Kraftwerkspark im Referenzszenario: 2010. Zuweisung der installierten Leistung (P_{inst}), der angenommenen Volllaststunden der erneuerbaren Erzeugung ($t_{Volllast}$) und der mittleren Erzeugungskosten ($\bar{k}_{Erzeugung}$) auf die im Szenario verwendeten Erzeugungstechnologien, Datenquelle: (Gutschi et al., 2012).

KW-Typ	P_{inst} [GW]	$t_{Volllast}$ [h]	$\bar{k}_{Erzeugung}$ [€/MWh]
Kernkraft	20,5	-	11,8
Braunkohle	20,3	-	27,6
Steinkohle	25,2	-	51,9
Erdgas CC	18,2	-	55,1
Erdgas GT	3,3	-	88,7
Erdgas	3,8	-	69,2
Biomasse	4,4	-	26,5
Abfall	2,0	-	31,21
Öl GT	1,5	-	178,8
Öl	1,3	-	98,91
Wind _{Onshore}	27	1634	-
PV	17,4	726	-
Laufwasserkraft	4,1	4000	-

Last

Die Last für das Jahr 2010 entspricht den Werten aus (ENTSO-E, 2013), da diese aber laut (ENTSO-E, 2010) lediglich rund 91% der Netto-Last betragen, werden die stündlichen Lastwerte hochskaliert. Dabei werden die Lastwerte so angepasst, dass der Jahreshöchstlastwert von 87,5 GW (ÜNB Deutschland, 2012, S.40) und der Jahresverbrauch von 535,4 TWh (ÜNB Deutschland, 2012, S.38) eingehalten werden.

Speicherpotentiale

In diesem Szenario werden die Speicherkapazitäten Kap₁ bis Kap₄ aus Tabelle 4.3 zugrunde gelegt.

6.1.2 Szenario 2032

Das Szenario 2032 stellt die zukünftige Entwicklung der Deutschen Elektrizitätswirtschaft gemäß dem Szenario B2032 aus dem NEP 2012 (ÜNB Deutschland, 2012) dar. Im Szenario 2032 wird eine Untersuchung

anhand der gesamten erneuerbaren Einspeisung durchgeführt. Diese Untersuchung dient dazu, den zukünftigen Bedarf an Speicherkapazität abzuschätzen und die Auswirkung in der Zukunft abzuleiten.

Kraftwerkspark

Dieses Szenario dient dazu, einen möglichen zukünftigen Entwicklungspfad abzudecken und die damit verbundenen benötigten Speicherkapazitäten und die resultierenden Effekte abzubilden. Die installierten Leistungen entsprechen den Werten des Szenarios B2032 (ÜNB Deutschland, 2012, S.36), siehe Tabelle 6.3. Die zugrunde gelegten Volllaststunden entstammen ebenfalls dem NEP2012 (ÜNB Deutschland, 2012, S.78), mit Ausnahme der Laufwasserkraft, da im NEP2012 möglicherweise eine Überschätzung der Volllaststunden für die Laufwasserkraft erfolgt ist (ÜNB Deutschland, 2012, S.81):

„Die von den ÜNB verwendete Zeitreihe für Laufwasser beruht auf historischen Einspeiseprofilen von nur wenigen Laufwasserkraftwerken. Hierdurch kam es zu einer Überschätzung der Erzeugung aus Laufwasser. Eine Verbesserung der Zeitreihen für Laufwasser in den folgenden Netzentwicklungsplänen wird angestrebt.“

Aus diesem Grund wird für die Laufwasserkraft eine alternative Quelle für die Volllaststunden herangezogen. In einer Studie für die Laufwasserkraftpotentiale in Deutschland (Anderer et al., 2010) werden zukünftige Potentiale der Laufwasserkraft mit 727 MW bei 5500 Volllaststunden und 133 MW bei 4500 Volllaststunden bestimmt. Rechnet man diese Potentiale zum bestehenden Laufwasserkraftwerkspark bei den gegebenen Volllaststunden hinzu, kommt man auf den in Tabelle 6.3 angeführten mittleren Volllaststundenwert für die gesamte Laufwasserkraft.

Tabelle 6.3: Daten für den Kraftwerkspark im Szenario 2032. Zuweisung der installierten Leistung (P_{inst}), der angenommenen Volllaststunden der erneuerbaren Erzeugung ($t_{Volllast}$) und der mittleren Erzeugungskosten ($\bar{k}_{Erzeugung}$) auf die im Szenario verwendeten Erzeugungstechnologien, Datenquellen: (ÜNB Deutschland, 2012), (Anderer et al., 2010)

KW-Typ	P_{inst} [GW]	$t_{Volllast}$ [h]	$\bar{k}_{Erzeugung}$ [€/MWh]
Kernkraft	-	-	-
Braunkohle	13,9	-	81,34
Steinkohle	21,2	-	132,31
Erdgas	40,1	-	168,3
Biomasse	9,4	-	42,75
Sonstige	2,7	-	92,8
Öl	0,5	-	357,2
Wind _{Onshore}	64,5	2125	-
Wind _{Offshore}	28,0	4221	-
PV	65,0	901	-
Laufwasserkraft	4,9	4272	-

Last

Für die Last im Jahr 2032 wird die Last aus dem Jahr 2010 insofern angepasst, dass sie den Vorgaben aus (ÜNB Deutschland, 2012, S.38) mit einer Jahreshöchstlast von 84,0 GW und einem Jahresbedarf von 535,4 TWh entspricht.

Speicherpotentiale

Aufgrund der hohen Anteile erneuerbarer Erzeugung im System werden sämtliche Kapazitäten der Pumpspeicher zugelassen.

6.1.3 5%-Szenario

Durch das 5%-Szenario soll ein Energiesystem mit einem geringen Anteil an erneuerbarer Erzeugung dargestellt werden. Die erneuerbare Erzeugung hat einen Anteil von 5% am Gesamtstrombedarf. Untersucht werden in diesem Szenario eine exklusive Einspeisung aus jeweils einer der erneuerbaren Quellen, entweder ausschließlich Laufwasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik. Damit wird eine Vergleichbarkeit der einzelnen erneuerbaren Erzeugungsarten möglich. Im Unterschied zum Referenzszenario: 2010 ist hier der energetische Beitrag der einzelnen regenerativen Erzeugungsarten gleich groß und somit direkt vergleichbar. Ziel der Untersuchungen mit diesem Szenario ist es, die einzelnen erneuerbaren Erzeuger hinsichtlich ihrer Wechselwirkung mit einem Speicher miteinander zu vergleichen.

Kraftwerkspark

Der Kraftwerkspark entspricht mit Ausnahme der erneuerbaren Erzeuger dem in Tabelle 6.2 dargestellten

Tabelle 6.4: Annahmen für die installierte Leistung (P_{inst}) und Volllaststunden ($t_{Volllast}$) des erneuerbaren Kraftwerkspark im 5%-Szenario

KW-Typ	P_{inst} in GW	$t_{Volllast}$ in h
Wind _{Gesamt}	16,5	1634
PV	36,9	726
Laufwasserkraft	6,4	4200

Kraftwerkspark. Die installierten Leistungen und angenommenen Volllaststunden der erneuerbaren Erzeuger sind in Tabelle 6.4 angeführt. Die Volllaststunden für Windkraft und PV entsprechen den Werten aus dem Jahr 2010. Da die Leistung der Wasserkraft für das 5%-Szenario die Werte aus dem Szenario 2032 bei weitem übersteigt und über dem Ausbaupotential in Deutschland liegt (Anderer et al., 2010) werden geringere Volllaststundenzahlen als für das Szenario 2032 angenommen.

Last

Die Last entspricht der Last aus dem Jahr 2010, vergleiche Kapitel 6.1.1. Es wird die Last aus dem Jahr 2010 für alle weiteren Betrachtungen zugrunde gelegt. Diese Entscheidung lässt sich damit begründen, dass

somit Änderungen nur aufgrund der Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung nicht aber aufgrund einer Laständerungen berücksichtigt werden.

Speicherpotentiale

Es werden die selben Kapazitäten wie im Referenzszenario 2010 verwendet.

6.1.4 35%-Szenario

Das 35%-Szenario verfolgt einen ähnlichen gedanklichen Ansatz wie das 5%-Szenario, mit dem Unterschied, dass der Beitrag der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung des Gesamtstrombedarfs auf 35% angehoben wird. Es wird wie bereits im 5%-Szenario ein Vergleich der exklusiven Einspeisung der erneuerbaren Erzeugungsquelle angestellt. In diesem Szenario wird die Laufwasserkraft nicht berücksichtigt, da das Laufwasserkraftpotential in Deutschland bei weitem nicht ausreichen würde um eine so hohe Laufwasserkrafterzeugung zu ermöglichen. Mit diesem Szenario sollen die Effekte der Kombination aus erneuerbarer Einspeisung und PSKW-Einsatz in einem System mit einem hohen Anteil regenerativer Erzeugung untersucht werden.

Kraftwerkspark

Um einen Vergleich zwischen dem 5%-Szenario und dem 35%-Szenario zu ermöglichen wird für diese Betrachtung der Kraftwerkspark für die regelbare Erzeugung aus dem Jahr 2010 verwendet, siehe Tabelle 6.2. Die Volllaststunden für die erneuerbaren Erzeuger basieren auf den Werten des Szenarios 2032. Die installierten Leistungen werden entsprechend dem Einspeiseziel von 35% des Gesamtstrombedarfs angepasst, siehe Tabelle 6.5.

Tabelle 6.5: Annahmen für die installierte Leistung (P_{inst}) und Volllaststunden ($t_{Volllast}$) des erneuerbaren Kraftwerkspark im 35%-Szenario

KW-Typ	P_{inst} in GW	$t_{Volllast}$ in h
Wind _{Gesamt}	72,8	2580
PV	208,0	902
Laufwasserkraft	-	-

Last

Aus Gründen der Vergleichbarkeit bezüglich des benötigten Speicherbedarfs und der erreichbaren oberen Restlastgrenze wird für das 35% Szenario ebenfalls die Last aus dem Jahr 2010 herangezogen.

Speicherpotentiale

Es werden die selben Kapazitäten wie im Referenzszenario 2010 verwendet.

6.1.5 Vergleichsszenario

Nachdem für die Analysen im 5% und 35% Szenario jeweils nur eine exklusive Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen zugelassen wird, wird keine Information über die optimale Zusammensetzung des regenerativen volatilen Erzeugungsparks gewonnen. In diesem Szenario soll dieses Versäumnis beseitigt werden, indem die erneuerbare Erzeugung erneut einen Anteil von 35% des Jahresstrombedarfs deckt, sich aber aus einer Kombination aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik zusammensetzt. In unterschiedlichen Varianten betragen die Anteile der gesamten erneuerbaren Erzeugung, bei gleichbleibender Laufwasserkrafterzeugung, andere Verhältnisse von PV/Windkraft. Je nach Variante wird 100%, 83,3%, 66,7%, 50%, 33,3% , 16,7% oder 0% jener Energiemenge, die nicht durch die Laufwasserkrafterzeugung gedeckt wird, durch PV und der Rest durch Windkraft erzeugt. Anhand der Auswertung der Ergebnisse der 6 betrachteten Varianten soll sich ein Rückschluss über ein sinnvolles Verhältnis von PV- zu Windkrafterzeugung im System treffen lassen.

Kraftwerkspark

Wie bereits im 35%-Szenario wird auch in diesem Szenario der regelbare Kraftwerkspark von 2010 zugrunde gelegt. Das selbe gilt für die Laufwasserkraft, auch hier werden die Werte aus dem Jahr 2010 herangezogen. Tabelle 6.6 zeigt die installierten Leistungen der verschiedenen Variationen von Windkraft und Photovoltaik.

Tabelle 6.6: Installierte Leistungen der Photovoltaik (P_{PV}), Windkraft ($P_{Windkraft}$) und Laufwasserkraft ($P_{Laufwasserkraft}$) für verschiedene Verhältnisse von PV/Wind-Erzeugung im 35%-Vergleichsszenario.

	P_{PV} [GW]	$P_{Windkraft}$ [GW]	$P_{Laufwasserkraft}$ [GW]
PV/Wind = 100%/0%	189,6	0,0	4,1
PV/Wind = 83,3%/16,7%	158,0	11,1	4,1
PV/Wind = 66,7%/33,3%	126,4	22,1	4,1
PV/Wind = 50%/50%	94,8	33,1	4,1
PV/Wind = 33,3%/66,7%	63,2	44,2	4,1
PV/Wind = 16,7%/83,3%	31,6	55,2	4,1
PV/Wind = 0%/100%	0	66,3	4,1

Last

Für die Last wird in Analogie zum 5%- und 35%-Szenario die Last aus dem Jahr 2010 verwendet.

Speicherpotentiale

Es werden die selben Kapazitäten wie im Referenzszenario 2010 verwendet.

6.1.6 Methodik zur Anpassung der erneuerbaren Zeitreihen an die Szenariowerte

Die in Kapitel 3 dargestellten Modelle für die Abbildung der erneuerbaren Einspeisung auf Basis von Messwerten der Primärenergieträger sind für die Jahre 2010 und 2011 kalibriert und validiert. Um die Leistungs- und Volllaststundenwerte der Szenarien erreichen zu können, müssen die Eingangsdaten der

Modelle entsprechend der Vorgaben der Szenarien angepasst werden. Dabei wird zwischen zwei Fällen unterschieden: nämlich ob es zu einer Steigerung der Volllaststundenzahl kommt oder nicht. Bleiben die Volllaststundenzahlen gleich wie bei einer Kraftwerksverteilung im Kalibrierungs- bzw. Validierungsjahr, werden die Leistungen der einzelnen Anlagen linear hochskaliert und die Modelle für die Messwerte-Zeitreihen nochmal durchgeführt. Kommt es zu einer Steigerung der Volllaststundenzahl, wie beispielsweise im 35%-Szenario, wird untersucht, welche Anlagen sich durch verhältnismäßig hohe Volllaststundenzahlen auszeichnen. Die Erhöhung der installierten Leistung erfolgt in diesem Fall nicht mehr linear, sondern es wird vermehrt die Leistung jener Anlagen mit hohen Volllaststunden erhöht, was in weiterer Folge eine Erhöhung der mittleren Volllaststundenzahl zur Folge hat. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis die Volllaststundenzahlen und Leistungswerte den Vorgaben entsprechen.

6.2 Methodik zur Ermittlung des benötigten Speicherbedarfs

Das Ziel der hier beschriebenen Methodik ist es, die benötigte Speicherkapazität für eine gegebene obere Restlastgrenze zu ermitteln. Die Ermittlung erfolgt vereinfacht ausgedrückt in zwei Schritten. Der erste Schritt dient dazu, den „Deckel obere Restlastgrenze“ zu ermitteln. In einem zweiten Schritt werden für unterschiedliche obere Restlastgrenzen die benötigten Speicherkapazitäten ermittelt.

Der Ablauf der Ermittlung der niedrigst möglichen oberen Restlastgrenze ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Zu Beginn der Berechnung wird eines der Szenarien aus Kapitel 6.1 ausgewählt. Dieses Szenario gibt für

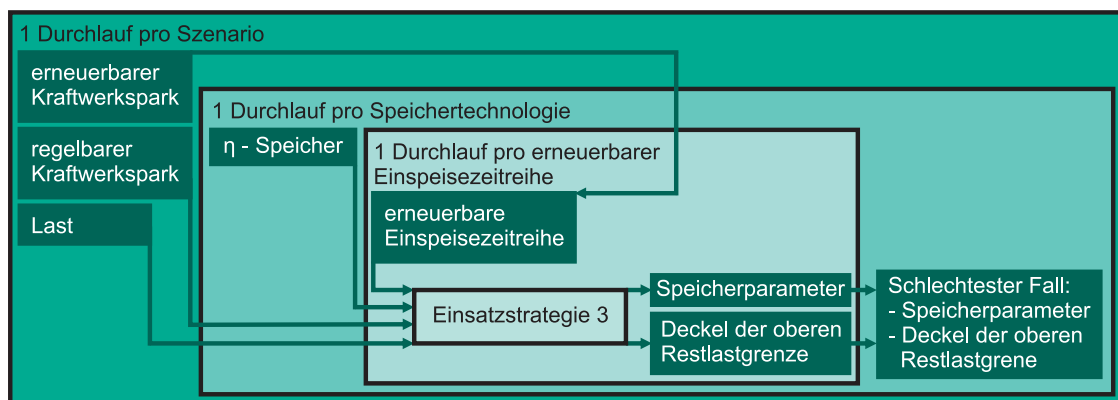


Abbildung 6.1: Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung des Deckels der oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Einsatzstrategie 3, für unterschiedliche Szenarien, Speichertechnologien und erneuerbare Einspeisezeitreihen.

diese Untersuchung den erneuerbaren Kraftwerkspark, den regelbaren Kraftwerkspark und die Last vor. Anschließend wird eine der drei verfügbaren Speichertechnologien (PSWK, CAES oder H₂S) ausgewählt, die ausgewählte Technologie gibt die Wirkungsgrade für den Speicher, vergleiche Tabelle 6.1, vor. Dann werden anhand der Daten aus dem Szenario die erneuerbaren Zeitreihen, welche mit der in Kapitel 6.1.6 beschriebenen Methode errechneten werden, ausgewählt. Auf jede Zeitreihe wird das Modell der Einsatzstrategie 3 angewendet. Als Ergebnis erhält man die obere Restlastgrenze bei gegebener Last,

gewählter erneuerbarer Zeitreihe sowie regelbarem Kraftwerkspark und gewählter Speichertechnologie. Dies entspricht dem Deckel, d.h. der kleinsten oberen Restlastgrenze bei gegebenen Eingangsparametern. Die Ergebnisse können je nach zugrunde gelegter erneuerbarer Einspeisezeitreihe stark variieren. Um eine für jeden Fall gültige obere Restlastgrenze bei gegebenem Szenario und gegebener Speichertechnologie festlegen zu können, wird aus den Ergebnissen der einzelnen Einspeisezeitreihen der schlechteste Wert, also die höchste obere Restlastgrenze, ausgewählt. Dieser Wert kann in jedem Fall von einem genügend großen Speicher erreicht werden. Ein weiteres Ergebnis des Modells ist die notwendige Speicherkapazität, wobei hier aus den verschiedenen Ergebnissen immer der höchste Wert gewählt wird, was auch dem schlechtesten möglichen Fall entspricht. Durch die Wahl des schlechtesten Falles wird garantiert, dass dieses Ergebnis sicher erreicht werden kann, es können keine „schlechteren“ Werte für die obere Restlastgrenze oder den Speicherbedarf resultieren.

Nach der Ermittlung des Deckels für die obere Restlastgrenze wird der Speicherbedarf für die Einhaltung verschiedener Werte der oberen Restlastgrenze ermittelt. In Abbildung 6.2 ist der schematische Ablauf dafür dargestellt. Wie bei der Ermittlung des Deckels für die obere Restlastgrenze wird auch in diesem Schritt ein Szenario gewählt, welches der erneuerbaren Kraftwerkspark, und damit die Einspeisezeitreihen, den regelbaren Kraftwerkspark und die Last vorgibt. Die gewählte Speichertechnologie gibt den Wirkungsgrad des Speicher vor. Im Unterschied zur Ermittlung des Deckels der oberen Restlastgrenze wird hier jeweils eine obere Restlastgrenze vorgegeben. Dabei wird bei einem Wert von 95% der Jahreshöchstlast begonnen. Dieser Wert wird nach jedem Durchlauf um weitere 5% abgesenkt. Diese Prozedur wird so lange wiederholt, bis die maximal erreichbare obere Restlastgrenze erreicht wird. Für jede so gewählte obere Restlastgrenze werden die erneuerbaren Einspeisezeitreihen, neben den anderen Eingangsparametern, in die Modelle für die Einsatzstrategie 1 und die Einsatzstrategie 2 eingespeist. Für jede Zeitreihe ergibt sich eine Set an benötigten Speicherkapazität zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze. Aus dem Ergebnisset werden jene Ergebnisse ausgewählt, die den schlechtesten Fall widerspiegeln, d.h. den jeweils höchsten Wert für Speicherkapazität. Damit wird sichergestellt, dass jener Speicher ermittelt wird, der die Einhaltung der oberen Restlastgrenze unter allen Umständen und in jedem Einspeisefall garantiert.

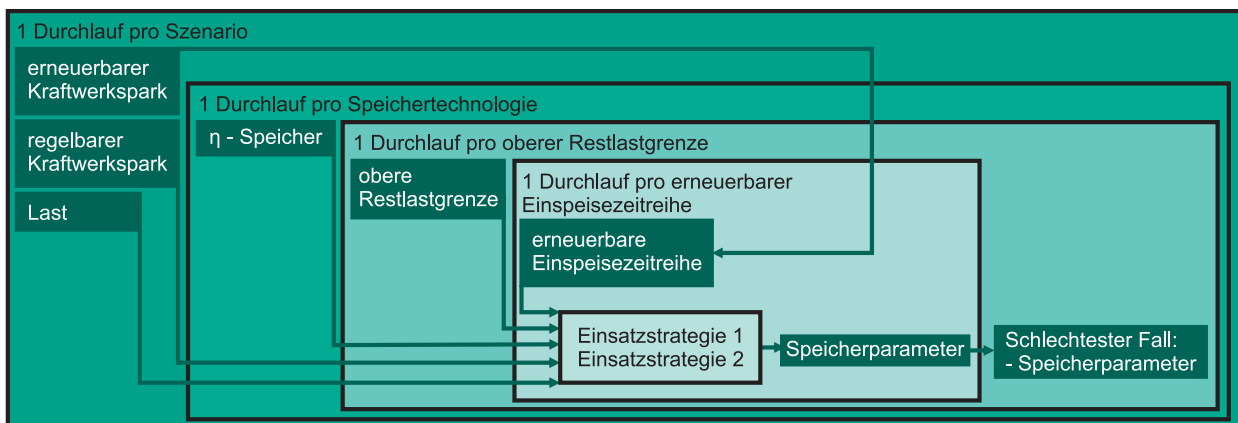


Abbildung 6.2: Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung der benötigten Speicherparameter zur Einhaltung einer gegebenen oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Speichereinsatzstrategie 1 oder 2 für unterschiedliche Szenarien, Speichertechnologien und erneuerbare Einspeisezeitreihen.

Somit ergeben sich für die unterschiedlichen Kombinationen aus Szenario, Speichertechnologie und oberer Restlastgrenze die jeweils benötigten Speicherkapazität, anhand derer Vergleiche angestellt werden können.

In weiterer Folge werden die Modelle der einzelnen Einsatzstrategien im Detail beschrieben. Für die einzelnen Gleichungen wird die folgende Festlegung getroffen: Größen, die im Rahmen der Optimierung veränderbar sind, werden Variablen genannt und mit einem groß geschriebenen Symbol versehen. Größen die fix vorgegeben sind und damit durch den Solver nicht geändert werden können, also Skalare und Parameter, werden mit klein geschriebenem Formelzeichen versehen.

6.2.1 Modellierung der Einsatzstrategie 1 zur Ermittlung der Speicherparameter

Die Einsatzstrategie 1 verfolgt das Ziel, die Einhaltung der oberen Restlastgrenze durch Abgabe von Energie aus dem Speicher zu gewährleisten. Die dafür benötigte Energie kann der Speicher zu jedem beliebigen Zeitpunkt beziehen, solange die obere Restlastgrenze dadurch nicht verletzt wird, siehe Kapitel 5.2.1. Für die Umsetzung des Modells der Einsatzstrategie 1 werden die Softwareprodukte Microsoft EXCEL sowie GAMS verwendet.

Die benötigten Daten werden anfangs in EXCEL eingelesen und in eine für GAMS verarbeitbare Form gebracht. Anschließend wird die Ermittlung der minimal notwendigen Speichergröße zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze bei gegebenen Eingangsgrößen in GAMS ermittelt und abgespeichert. Zusätzlich wird in GAMS der Einsatz der Lade- und Entladeeinheiten ermittelt. Sobald die Optimierung in GAMS abgeschlossen ist, werden die Ergebnisse wieder an EXCEL übergeben und abgespeichert. Aus den gespeicherten Daten wird in EXCEL das Maximum der auftretenden Speicherkapazität ermittelt.

Eingangsdaten für EXCEL

- **Wirkungsgrade des Speichers:** In Abhängigkeit von der gewählten Speichertechnologie werden die Wirkungsgrade für die Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe verwendet.
- **Last:** Diese Daten umfassen 8760 stündliche Lastwerte für den im Szenario definierten Lastverlauf.
- **Regelbarer Kraftwerkspark:** Das Datenset des Kraftwerksparks beinhaltet nach Erzeugungskosten gruppierte Kraftwerke mit den jeweilig installierten Summenleistungen und den entsprechenden Erzeugungskosten.
- **Erneuerbare Einspeisung:** 8760 stündliche Werte der erneuerbaren Einspeisung aus den Modellen unter Vorgabe des gewählten Szenarios.
- **Obere Restlastgrenze:** Die für diese Untersuchung gewählte obere Restlastgrenze in %-Anteilen der Jahreshöchstlast.

6.2.2 Modell in GAMS

Die Speichergrößenermittlung lässt sich als ein lineares Optimierungsproblem mit dem Ziel, die Kapazität des Speichers unter Einhaltung von Nebenbedingungen zu minimieren, darstellen. Dafür wird der untergeordnete regelbare Kraftwerkspark nach einem Optimum der Erzeugungskosten eingesetzt, die Speicherentnahme und -befüllung erfolgt nach Notwendigkeit zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze. Das Modell wird in der Optimierungsumgebung GAMS unter Verwendung des SIMPLEX-Solvers formuliert und gelöst.

Eingangsgrößen

Aus EXCEL werden an GAMS die folgenden Daten übergeben:

- Eine Datenreihe t mit den einzelnen Stunden des Jahres
- Eine Datenreihe $p_{Residual}(t)$ mit den stundengenauen Residuallastwerten
- Der Wert für die obere Restlastgrenze $p_{Grenze_{oben}}$
- Die Werte für Lade- und Entladewirkungsgrad, η_{Lade} und $\eta_{Entlade}$
- Die Daten des regelbaren Kraftwerksparks, diese beinhalten die maximalen Leistungen $p_{max}(kw)$ sowie die Erzeugungskosten $k_{var}(kw)$.

Zielfunktion

Die Zielfunktion des Modells, siehe Gleichung 6.1, stellt eine abstrakte Kostenstruktur dar. Abstrakt deshalb, weil die resultierenden „Kosten“ nur als Hilfsgröße für die Minimierung der einzelnen Komponenten verwendet werden. Der Speicherkapazität werden dabei sehr hohe „Kosten“ zuteil, über die Minimierung der Zielgröße wird gewährleistet, dass die Speicherkapazität möglichst gering gehalten wird. Weitere Komponenten sind die Erzeugungskosten des regelbaren Kraftwerksparks. Diese Kosten werden minimiert, um aus jenen möglichen Zeitpunkten an denen der Speicher gefüllt werden kann, die erzeugungskostentechnisch günstigsten gewählt werden. Zusätzlich werden die Leistung für Speichererladung und Speicherentladung mit einem Kostenfaktor bewertet, um einen für die Einhaltung der Nebenbedingungen unnötigen Umwälzbetrieb des Speichers zu vermeiden. Neben den Einsatzleistungen von Lade- und Entladevorgang wird ebenso die maximale Ladeleistung sowie die maximale Entladeleistung mit sehr geringen Kostenfaktoren verbunden. Damit soll sichergestellt werden, dass diese Leistungen keine unvernünftig hohen Werte annehmen, da zu hohe Leistungen mit sehr hohen Investitionskosten verbunden sind.

$$\begin{aligned} \min \rightarrow & Kap_S \cdot \alpha + \sum_{kw} \sum_{t=1}^{8760} (P_{kw}(kw, t) \cdot k_{var}(kw)) \\ & + \sum_{t=1}^{8760} (P_{Lade}(t) + P_{Entlade}(t)) \cdot \beta + (P_{Entlade_{max}} + P_{Lade_{max}}) \cdot \gamma \end{aligned} \quad (6.1)$$

Kap_S	Kapazität des Speichers in MWh
α	Kostenfaktor für die Bewertung der Speicherkapazität in $€/MWh$
$P_{kw}(kw, t)$	Einspeiseleistung eines Kraftwerkes kw zur Stunde t in MW
$k_{var}(kw)$	Variable Erzeugungskosten des Kraftwerkes kw in $€/MWh$

$P_{Lade}(t)$	Ladeleistung des Speichers zur Stunde t in MW
$P_{Entlade}(t)$	Entladeleistung des Speichers zur Stunde t in MW
β	Kostenfaktor für die monetäre Bewertung der Lade- und Entladeleistung in €/MW
$P_{Entlade_{max}}$	Maximal mögliche Entladeleistung in MW
$P_{Lade_{max}}$	Maximal mögliche Ladeleistung in MW
γ	Kostenfaktor für die monetäre Bewertung der maximalen Lade- und Entladeleistung in €/MW

Nebenbedingungen

Die Nebenbedingungen begrenzen den Raum des Möglichen für die einzelnen Variablen und beschreiben die physikalischen und logischen Zusammenhänge der einzelnen Größen zueinander.

Begrenzung des maximalen Speicherinhaltes:

Diese Nebenbedingung gewährleistet, dass der aktuelle Inhalt des Speichers den Maximalwert nicht überschreitet.

$$Inh_S(t) \leq Kap_S \quad (6.2)$$

$Inh_S(t)$	Aktueller Inhalt des Speichers zum Zeitpunkt t in MWh
------------	---

Ermittlung des aktuellen Speicherinhaltes:

Über diese Gleichung wird der Zusammenhang zwischen Speicherfüllstand und den Einspeisungen in und Entnahmen aus dem Speicher definiert. Nachdem es keine natürlichen Zu- oder Abflüsse in oder aus dem Speicher gibt, ergibt sich der aktuelle Inhalt des Speichers aus dem Wert der vorherigen Stunde und der aktuell entnommenen oder eingespeisten Energiemenge. Über die Multiplikation der Ladeleistung $P_{Lade}(t)$ mit dem Wirkungsgrad η_{Lade} werden die Ladeverluste berücksichtigt. Die Division der Entladeleistung $P_{Entlade}(t)$ mit dem Wirkungsgrad $\eta_{Entlade}$ lässt sich damit begründen, dass für eine Reduktion der Residuallast unter die obere Restlastgrenze eine gewisse Leistung durch den Speicher notwendig ist, welche in Form von Entladeleistung bereitgestellt wird. Dafür muss aber aufgrund der Verluste bei der Entladung mehr Energie aus dem Speicher bezogen werden, als für die Reduktion notwendig ist.

$$Inh_S(t) = Inh_S(t-1) + P_{Lade}(t) \cdot \eta_{Lade} - \frac{P_{Entlade}(t)}{\eta_{Entlade}} \quad (6.3)$$

$Inh_S(t-1)$	Inhalt des Speichers zum Zeitpunkt $(t-1)$ in MWh
η_{Lade}	Wirkungsgrad für die Ladung des Speichers
$\eta_{Entlade}$	Wirkungsgrad für die Entladung des Speichers

Ermittlung des Speicherinhaltes zu Beginn des Jahres:

Aufgrund dessen, dass sich die Berechnung des Speicherinhaltes auf die vorherige Stunde bezieht, muss für den Anfang des Jahres eine separate Gleichung aufgestellt werden.

$$Inh_S(t=1) = Inh_{Anfang} + P_{Lade}(t) \cdot \eta_{Lade} - \frac{P_{Entlade}(t)}{\eta_{Entlade}} \quad (6.4)$$

$Inh_S(t = 1)$	Inhalt des Speichers in der ersten Stunde des Jahres in <i>MWh</i>
Inh_{Anfang}	Inhalt des Speichers zu Beginn des Jahres in <i>MWh</i>

Gleichgewicht zwischen Ladung und Entladung des Speichers:

Eine der Annahmen für die Untersuchungen dieser Arbeit ist, dass der Inhalt des Speichers am Ende des Jahres gleich dem Inhalt zu Beginn des Jahres sein muss. Um dies zu gewährleisten, muss ein Gleichgewicht zwischen dem Speicher entnommener Energie und dem Speicher zugeführter Energie gegeben sein.

$$\sum_{t=1}^{8760} (P_{Lade} \cdot \eta_{Lade}) = \sum_{t=1}^{8760} \left(\frac{P_{Entlade}}{\eta_{Entlade}} \right) \quad (6.5)$$

Leistungsgrenzen der regelbaren Kraftwerke:

Mittels dieser Gleichung wird sichergestellt, dass die einzelnen regelbaren Kraftwerke ihre jeweiligen maximalen Leistungen nicht überschreiten.

$$P_{kw}(kw, t) \leq p_{max}(kw) \quad (6.6)$$

$p_{max}(kw)$	Maximale Leistung des Kraftwerkes <i>kw</i> in MW
---------------	---

Leistungsbilanz von Erzeugung und Verbrauch:

Diese Nebenbedingung bewirkt, dass zu jedem Zeitpunkt im Jahr die Summe der eingespeisten Leistungen gleich der Summe der Lasten ist. Diese Nebenbedingung wird für die Minimierung der Einspeisekosten für den regelbaren Kraftwerkspark verwendet.

$$p_{Residual}(t) - \sum_{kw} (P_{kw}(kw, t)) + P_{Lade}(t) - P_{Entlade}(t) = 0 \quad (6.7)$$

$p_{Residual}(t)$	Residuallast zum Zeitpunkt <i>t</i> in MW
-------------------	---

Einhaltung der oberen Restlastgrenze:

Über diese Gleichung wird definiert, dass die Restlast (Residuallast inklusive Speichereinsatz) nicht über der oberen Restlastgrenze liegen darf.

$$p_{Grenze_{oben}} + P_{Entlade}(t) - P_{Lade}(t) \geq p_{Residual}(t) \quad (6.8)$$

$p_{Grenze_{oben}}$	Obere Restlastgrenze in MW
---------------------	----------------------------

Beschränkung der Entladeleistung:

Die Nebenbedingung schränkt die maximal zulässige Entladeleistung ein.

$$P_{Entlade}(t) \leq P_{Entlade_{max}} \quad (6.9)$$

Beschränkung der Ladeleistung:

Die Nebenbedingung schränkt die maximal zulässige Ladeleistung ein.

$$P_{Lade}(t) \leq P_{Lade_{max}} \quad (6.10)$$

Positive Variablen:

Für die folgenden Variablen gilt die zusätzliche Nebenbedingung, dass sie einen Wert größer gleich null einnehmen müssen: $P_{Lade}(t)$, $P_{Entlade}(t)$, $Inh_S(t)$, $Inh_S(t = 1)$, $P_{kw}(kw, t)$

Kontrolle und Auswertung der Ergebnisse in EXCEL

Nach der Optimierung der Speichergröße werden die Speichergrößen und der Anfangsfüllstand sowie die stündlichen Lade- und Entladeleistungen an EXCEL exportiert. Aus diesen stündlichen Leistungen werden die maximalen Werte abgeleitet, diese Werte ergeben die Leistungswerte für den Speicher. Zusätzlich wird eine Kontrolle der Ergebnisse durchgeführt. Im Anschluss an die Ergebniskontrolle werden die Speicherparameter (maximale Speicherkapazität, maximale Lade- und Entladeleistung sowie Füllstand des Speichers zu Beginn des Jahres) und der Verlauf des Füllstandes bezogen auf die Speicherkapazität gespeichert.

Nach Vollendung der Berechnungen für jede erneuerbare Zeitreihe werden die einzelnen Teilergebnisse der Speicherparameter hinsichtlich ihrer Verteilung analysiert und für die Bestimmung des schlechtesten möglichen Falles stets der höchste auftretende Wert jedes einzelnen Parameters ermittelt.

6.2.3 Modellierung der Einsatzstrategie 2

Wie bei der Einsatzstrategie 1 wird auch bei dieser Einsatzstrategie das Ziel der Einhaltung der oberen Restlastgrenze verfolgt, jedoch unterscheidet sich diese Strategie hinsichtlich der Zeitpunkte des Ladens, siehe Kapitel 6.2.3. Für die Umsetzung wird erneut eine Kombination aus GAMS und EXCEL verwendet, wobei bei dieser Strategie zusätzlich eine Optimierung in EXCEL durchgeführt und der GAMS-Optimierung vorangestellt wird.

Die benötigten Daten des Szenarios werden in EXCEL eingelesen. Da bei der Einsatzstrategie 2 ein Ladevorgang des Speichers nur dann erlaubt wird, wenn eine untere Restlastgrenze von der Residuallast unterschritten wird, muss eine Optimierung in EXCEL durchgeführt werden. Ziel der Optimierung ist, dass die Energie aus dem Entladevorgang des Speichers der Energie aus dem Ladevorgang des Speichers entspricht. Dies wird durch einer Änderung der unteren Restlastgrenze bewerkstelligt.

Eingangsdaten für EXCEL

- Wirkungsgrade des Speichers
- Last
- regelbarer Kraftwerkspark
- erneuerbare Einspeisung
- obere Restlastgrenze

Ermittlung der unteren Restlastgrenze in EXCEL

Für die Optimierung zur Ermittlung der unteren Restlastgrenze wird die Differenz der Summen aus vom Speicher bezogener Energie zu vom Speicher bereitgestellter Energie gebildet und minimiert.

Bezogene Energie vom Speicher:

$$E_{Lade}(t) = \begin{cases} 0 & \text{wenn } p_{Residual}(t) \geq P_{Grenze_{unten}} \\ (P_{Grenze_{unten}} - p_{Residual}(t)) \cdot \eta_{Lade} & \text{wenn } p_{Residual}(t) < P_{Grenze_{unten}} \end{cases} \quad (6.11)$$

$E_{Lade}(t)$ in den Speicher eingebrachte Energiemenge zum Zeitpunkt t in *MWh*

$P_{Grenze_{unten}}$ untere Restlastgrenze für den Einsatz des Ladebetriebs in *MW*

Abgegebene Energie des Speichers:

$$E_{Entlade}(t) = \begin{cases} 0 & \text{wenn } p_{Residual}(t) \leq P_{Grenze_{oben}} \\ \frac{p_{Residual}(t) - P_{Grenze_{oben}}}{\eta_{Entlade}} & \text{wenn } p_{Residual}(t) > P_{Grenze_{oben}} \end{cases} \quad (6.12)$$

$E_{Entlade}(t)$ aus dem Speicher entnommene Energie zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze im Zeitpunkt t in *MWh*

Ziel der Optimierung:

Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Differenz der Summen von bezogener und abgegebener Energie des Speichers.

$$\min \rightarrow \sum_{t=1}^{8760} (E_{Lade}(t)) - \sum_{t=1}^{8760} (E_{Entlade}(t)) \quad (6.13)$$

Nach der Ermittlung der unteren Restlastgrenze werden die Daten in ein für GAMS verwertbares Format gebracht und ausgegeben.

Modell in GAMS

Die Aufgabe des GAMS-Modells ist die Ermittlung der notwendigen Speicherparameter für die Einhaltung der Regeln für die obere und untere Restlastgrenze. Bei dem Optimierungsbeispiel handelt es sich erneut um ein lineare Optimierungsmodell, welches unter Verwendung des CPLEX-Solvers gelöst wird.

Eingangsgrößen

Aus Excel werden die folgenden Daten an GAMS übergeben:

- Eine Datenreihe t mit den einzelnen Stunden des Jahres
- Eine Datenreihe $p_{Residual}(t)$ mit den stundengenauen Residuallastwerten
- Der Wert für die obere Restlastgrenze $p_{Grenze_{oben}}$

- Der Wert für die untere Restlastgrenze $p_{Grenze_{unten}}$
- Die Werte für Lade- und Entladewirkungsgrad, η_{Lade} und $\eta_{Entlade}$
- Die Daten des regelbaren Kraftwerksparks

Zielfunktion

Bei der Zielfunktion handelt es sich um eine abstrahierte Kostenfunktion für die Minimierung der Speichergröße. Zusätzlich werden für eine Unterbindung unnötiger Umwälzbetriebe die Lade- und Entladeleistung mit einem Kostenfaktor multipliziert. Die Kosten der Erzeugung des regelbaren Kraftwerksparks finden sich in dieser Zielfunktion nicht wieder, da aufgrund der Festlegung der unteren Restlastgrenze keine erzeugungskostengesteuerte Entscheidung über den Zeitpunkt des Ladebetriebs getroffen werden muss. Ebenso wenig muss die maximale Ladeleistung beschränkt werden, da diese über die untere Restlastgrenze vorgegeben ist. Die Entladeleistung wird über einen Kostenfaktor eingerechnet.

$$\min \rightarrow Kap_S \cdot \alpha + \sum_{t=1}^{8760} (P_{Lade}(t) + P_{Entlade}(t)) \cdot \beta + P_{Entlade_{max}} \cdot \gamma \quad (6.14)$$

Nebenbedingungen

Einige der Nebenbedingungen des Modells werden direkt aus dem Modell für die Einsatzstrategie 1 übernommen und werden hier nicht nochmals beschrieben:

- Begrenzung des maximalen Speicherinhaltes, Gleichung 6.2
- Ermittlung des aktuellen Speicherinhaltes, Gleichung 6.3
- Ermittlung Speicherinhaltes zu Beginn des Jahres, Gleichung 6.4
- Gleichgewicht zwischen Ladung und Entladung des Speichers, Gleichung 6.5
- Einhaltung der oberen Restlastgrenze, Gleichung 6.8
- Einhaltung der maximalen Entladeleistung, Gleichung 6.9

Einhaltung der unteren Restlastgrenze

Diese Nebenbedingung legt fest, dass die Restlast nicht unter der unteren Restlastgrenze liegen darf.

$$p_{Grenze_{unten}} - P_{Lade}(t) + P_{Entlade}(t) \leq p_{Residual}(t) \quad (6.15)$$

Positive Variablen:

Für die folgenden Variablen gilt die zusätzliche Nebenbedingung, dass sie einen Wert größer gleich null einnehmen müssen: $P_{Lade}(t), P_{Entlade}(t), Inh_S(t), Inh_S(t = 1)$

Kontrolle und Auswertung der Ergebnisse in EXCEL

Nachdem die Optimierung abgeschlossen ist, werden die Ergebnisse aus GAMS an EXCEL exportiert. Es erfolgt eine Kontrolle der Einhaltung der Speichergröße. Bei erfolgreicher Kontrolle werden erneut die Speicherparameter sowie der auf die maximale Speicherkapazität bezogene Füllstand des Speichers abgesichert.

Nach Abschluss der Berechnungen jeder einzelnen Zeitreihe werden wie bereits bei der Einsatzstrategie 1

die Verteilung der einzelnen Parameter ermittelt und wieder die jeweils höchsten Werte der einzelnen Parameter für die weiteren Berechnungen und Vergleiche herangezogen.

6.2.4 Modellierung der Einsatzstrategie 3

Für die Modellierung der Einsatzstrategie 3 wird das Modell der Strategie 2 herangezogen. Einziger Unterschied ist, dass zusätzlich die folgende Bedingung erfüllt sein muss:

$$P_{Grenze_{unten}} = P_{Grenze_{oben}} \quad (6.16)$$

Daraus ergibt sich eine über das ganz Jahr konstante Restlast. Der restliche Aufbau des Modells und der Ablauf für die Wertetermination ist ident mit der Herangehensweise für die Einsatzstrategie 2 und wird daher an dieser Stelle nicht erneut beschrieben.

6.3 Ermittlung der erreichbaren Restlastgrenze

Für die weiteren Untersuchungen werden innovative Speichertechnologien (CAES, H₂S) nicht weiter berücksichtigt, d.h. es werden nur mehr Pumpspeicherkraftwerke herangezogen, dargestellt. Dieser Schritt

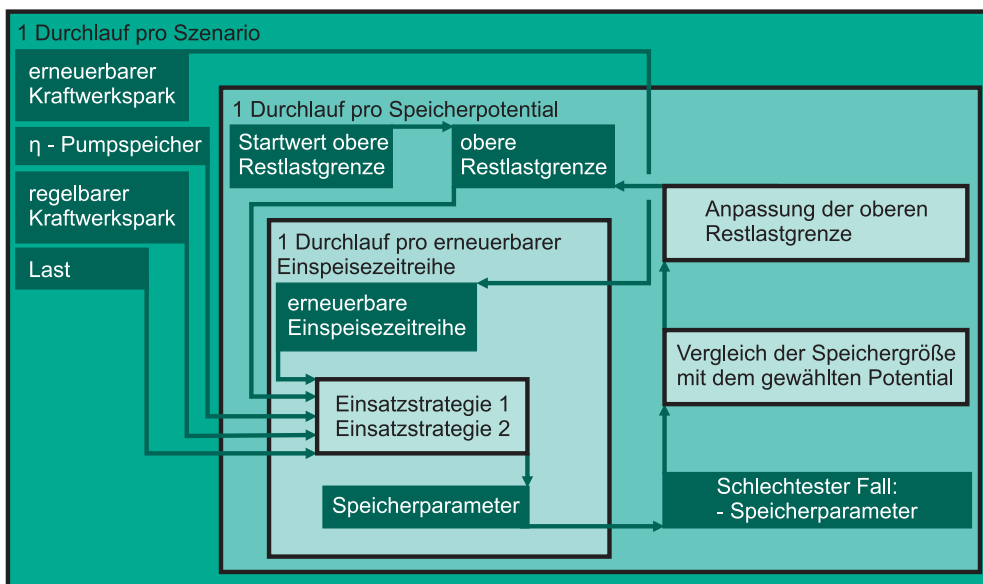


Abbildung 6.3: Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung der möglichen oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Speichereinsatzstrategie 1 oder 2 für unterschiedliche Szenarien, Speicherpotentiale und erneuerbare Einspeisezeitreihen.

lässt sich dadurch begründen, dass die folgenden Untersuchungen auf genutzten und zukünftigen Potentialen von Speichern basieren. Detaillierte Angaben zu Potentialen wurden für Pumpspeicherkraftwerke in (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Aránategui, 2013) gefunden, die Potentiale für CAES und H₂S lassen sich nur schwer abschätzen, da zum einen noch sehr viel Forschungsaufwand betrieben werden muss und

zum anderen die Potentiale für die Speicherorte selbst in Konkurrenz zu anderen Technologien stehen, vergleiche Kapitel 4.

Es wird anhand der verfügbaren Pumpspeicherausbaupotentiale in Deutschland und in ausgewählten Ländern in der EU ermittelt, welche oberen Restlastgrenzen sich unter Ausnutzung der jeweiligen Potentiale erreichen ließen. Die für diese Untersuchung verwendeten Potentiale sind in Tabelle 4.2 angeführt. Unter Zuhilfenahme der Ergebnisse aus der Speichergrößenermittlung wird mittels der bereits beschriebenen Modelle die Restlastgrenze bei gegebener Speichergröße ermittelt. Dafür wird der Wert für die Restlastgrenze schrittweise verändert, bis die resultierende Speichergröße dem Wert des gewünschten Potentials entspricht. Der Ablauf ist schematisch in Abbildung 6.3 Mit dieser Untersuchung wird es möglich, die unterschiedlichen Betrachtungen innerhalb eines Szenarios bei gegebener Speichergröße miteinander zu vergleichen. Außerdem kann anhand dieser Untersuchung überprüft werden, ob ein koordinierter Speichereinsatz nach einer der beiden Einsatzstrategien unter Ausnutzung eines gegebenen Potentials überhaupt realisierbar, oder ob das vorhandene Potential in dieser Situation als zu gering zu bewerten ist.

6.4 Methodik zur Ermittlung des erneuerbaren Beitrags

Der Beitrag der erneuerbaren Einspeisung wird für die mit den in Kapitel 6.3 beschriebenen Methoden ermittelten Restlastgrenzen berechnet. Der Beitrag wird für verschiedene Zeitfenster ermittelt, den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast und die 88 sowie 176 Stunden mit den höchsten Lasten im Jahr. Zusätzlich wird bestimmt, welcher Anteil des Energiebedarfs als Resultat der Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze durch die erneuerbare Einspeisung gedeckt wird. Der gesamte Beitrag errechnet sich aus zwei Teilfaktoren, dem direkten und dem indirekten Anteil erneuerbarer Einspeisung. Der direkte Anteil ist die Erzeugung der erneuerbaren Erzeugung zu der betrachteten Stunde, d.h. die Einspeisung resultierend aus dem Messwert der Primärenergiequelle zu dem betrachteten Zeitpunkt bzw. den betrachteten Stunden. Bei der indirekten Einspeisung hingegen handelt es sich um erneuerbare Energie, die zu einem früheren Zeitpunkt im Speicher (in diesem Fall Pumpspeicher) gespeichert wurde, und nun im Bedarfsfall wieder abgegeben werden kann. Die Addition aus direktem und indirektem Beitrag ergibt den gesamten Beitrag der erneuerbaren Einspeisung in dem betrachteten Zeitfenster. Der schematische Ablauf für die Ermittlung des erneuerbaren Beitrags ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Es wird in dieser Untersuchung ebenfalls zwischen den beiden Einsatzstrategien 1 und 2 unterschieden. EXCEL wird bei dieser Analyse für beiden Strategien zu Beginn für die Datenaufbereitung und nach der Optimierung für die Auswertung herangezogen. Für die Ermittlung des erneuerbaren Beitrags sind alle Speicherparameter aus den vorherigen Untersuchungen gegeben, die Aufgabe die GAMS zukommt, ist es, den Speicher gemäß den beiden Einsatzstrategien zu betreiben. Der EXCEL-Teil für Datenaufbereitung und Auswertung ist hinsichtlich des Aufbaus und der benötigten Daten für beide Einsatzstrategien gleich und unterscheidet sich nur in Anbetracht der an die GAMS-Modelle weitergegebenen Daten.

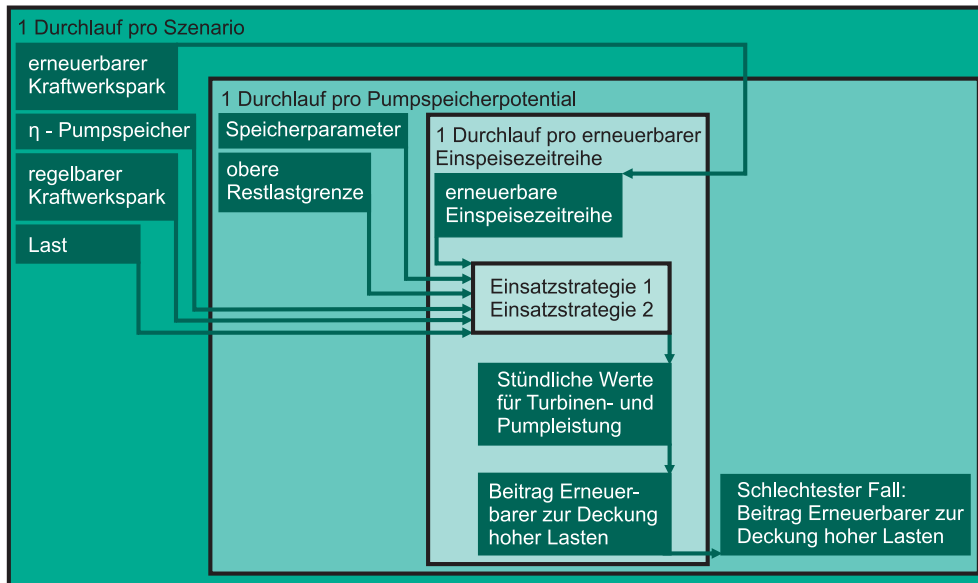


Abbildung 6.4: Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Energien zur Deckung hoher Lasten unter Verwendung der Speichereinsatzstrategie 1 oder 2 für unterschiedliche Szenarien, Speicherpotentiale und erneuerbare Einspeisezeitreihen.

6.4.1 Eingangsdaten für Excel

Von Excel werden die folgenden Daten für GAMS aufbereitet:

- Wirkungsgrade des Pumpspeicherkraftwerks
- Pump- und Turbinenleistung
- Maximaler Speicherfüllstand
- Füllstand zu Beginn des Jahres
- Last
- regelbarer Kraftwerkspark
- erneuerbare Einspeisung
- obere Restlastgrenze

6.4.2 Modell der Einsatzstrategie 1 für die Ermittlung des erneuerbaren Beitrags

Bei dem GAMS-Modell zur Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Erzeugung zur Deckung hoher Lasten handelt es sich um ein Mixed Integer Programming (MIP) Modell. Das bedeutet, dass für einige der Variablen nur ganzzahlige Werte zulässig sind. Der Schritt weg von einem linearen zu einem MIP-Modell ist notwendig, da für die Umsetzung dieses Modells binäre Variablen für den Schaltzustand der Pumpe bzw. der Turbine notwendig sind. Die Verwendung dieser binären Variablen verlangt nach einer Umsetzung als MIP-Modell. Als Solver wird weiterhin der CPLEX-Solver verwendet. Bei diesem Einsatzmodell sind die Parameter des Speichers gegeben und es ist der Einsatz von Pumpen und Turbinen so zu optimieren, dass

die Kosten aus dem Einsatz des thermischen Kraftwerksparks sowie der Einsatz der Pumpe und der Turbine minimiert wird, und die Nebenbedingungen eingehalten werden. Dabei darf die obere Restlastgrenze nicht überschritten werden.

Eingangsdaten für das GAMS Modell

- Obere Restlastgrenze ($p_{Grenze_{oben}}$)
- Wirkungsgrad der Pumpe und Turbine (η_{Lade} und $\eta_{Entlade}$)
- Kapazität des Speichers (kap_S)
- Inhalt des Speichers am Anfang des Jahres ($inh_S(t = 1)$)
- Maximale Leistung der Pumpe und der Turbine ($p_{max_{Lade}}$ und $p_{max_{Entlade}}$)
- Daten des regelbaren Kraftwerkspark
- Stundengenaue Werte der erneuerbaren Einspeisung ($p_{Erneuerbar}(t)$)
- Stundengenaue Werte der Residuallast ($p_{Residual}(t)$)
- Kostenstruktur für Abweichungen über die obere Restlastgrenze

Zielfunktion

Die Zielfunktion des Modells stellt wie bei den anderen beschriebenen Modellen eine abstrakte Kostenfunktion dar. Es werden die einzelnen Leistungskomponenten mit Kosten belegt, um den gewünschten Einsatz zu erhalten. Auffällig in Gleichung 6.17 ist die Aufteilung der Pumpleistung in einen normalen und einen erneuerbar-spezifischen Anteil mit geringerem Kostenfaktor. Dieser Ansatz garantiert, dass in Zusammenhang mit den anderen Nebenbedingungen bevorzugt die erneuerbare Energie verpumpt wird. Bereits bekannt ist die Bepreisung des regelbaren Kraftwerksparks für die Ermittlung des Kraftwerkseinsatz mit den geringsten Erzeugungskosten. Neu sind zwei Kostenpunkte die für eine sichere Lösbarkeit des Modells garantieren. Zum einen wird jede Überschreitung der Restlast über die Restlastgrenze über die Variable $P_{Abweichung}(t)$ mit sehr hohen Kosten beaufschlagt, zum anderen wird ein zusätzlicher Kostenfaktor über eine Kostenstruktur für die Abweichung implementiert. Durch diese zusätzlichen Kostenfaktoren wird erreicht, dass das Modell selbst bei einer Überschreitung der oberen Restlastgrenze weiterhin lösbar bleibt, diese Möglichkeit aber aufgrund der hohen Kosten nur im absoluten Notfall genutzt wird. Über die zusätzliche Kostenstruktur wird eine preisliche Abstufung, diese ist ähnlich aufgebaut wie der regelbare Kraftwerkspark, der Überschreitungsleistung erreicht. Damit wird sichergestellt, dass eher viele leistungsmäßig kleine Überschreitungen der oberen Restlastgrenze auftreten als eine hohe Überschreitung.

$$\begin{aligned} \min \rightarrow & \sum_{t=1}^{8760} \left((P_{Lade}(t) + P_{Entlade}(t)) \cdot \alpha + P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) \cdot (\alpha - \epsilon) + P_{Abweichung}(t) \cdot \beta \right) \\ & \sum_{kp} \sum_{t=1}^{8760} \left(P_{Ausgleich}(kp, t) \cdot k_{Ausgleich}(kp) \right) + \sum_{kw} \sum_{t=1}^{8760} \left(P_{kw}(kw, t) \cdot k_{var}(kp) \right) \end{aligned} \quad (6.17)$$

$P_{Lade_{Erneuerbar}}(t)$

Ladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt t aus erneuerbarer Quelle

α

Kostenfaktor für die monetäre Bewertung der Lade- und Entladeleistung
in €/MWh

ϵ	Reduktionsfaktor für die Bevorzugung von erneuerbarer Energie für die Ladung des Speichers in €/MWh
β	Kostenfaktor für die direkte monetäre Bewertung der Überschreitung der oberen Restlastgrenze in €/MWh
$P_{Abweichung}(t)$	Leistungsüberschreitung der Restlast über die obere Restlastgrenze zum Zeitpunkt t in MW
$P_{Ausgleich}(kp, t)$	Abgestufte Überschreitungsleistung der Stufe kp zum Zeitpunkt t in MW
$k_{Ausgleich}(kp)$	Überschreitungskosten der Stufe kp in €/MWh

Nebenbedingungen

Einige der genutzten Nebenbedingungen können direkt aus dem Modell für die Speichergrößenermittlung mit Methode 1 übernommen werden.

- Begrenzung des maximalen Speicherinhaltes, Gleichung 6.2
- Leistungsgrenzen der regelbaren Kraftwerke, Gleichung 6.6

Ermittlung des aktuellen Speicherinhaltes:

Erweiterung der Gleichung 6.3 um den Term für die Ladeleistung aus erneuerbaren Quellen.

$$Inh_S(t) = Inh_S(t-1) + P_{Lade}(t) \cdot \eta_{Lade} + P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) \cdot \eta_{Lade} - \frac{P_{Entlade}(t)}{\eta_{Entlade}} \quad (6.18)$$

Ermittlung des Speicherinhaltes zu Beginn des Jahres:

Gleichung 6.4 zuzüglich der Ladeleistung aus erneuerbarer Erzeugung.

$$Inh_S(t=1) = Inh_{Anfang} + P_{Lade}(t) \cdot \eta_{Lade} + P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) \cdot \eta_{Lade} - \frac{P_{Entlade}(t)}{\eta_{Entlade}} \quad (6.19)$$

Gleichgewicht zwischen Ladung und Entladung des Speichers:

Um zu gewährleisten, dass der Speicherinhalt am Ende des Jahres gleich dem Wert zu Beginn des Jahres ist, muss Gleichung 6.5 ebenfalls um die Ladeleistung durch erneuerbare Erzeugung erweitert werden.

$$\sum_{t=1}^{8760} (P_{Lade} \cdot \eta_{Lade}) + \sum_{t=1}^{8760} (P_{Lade_{Erneuerbar}} \cdot \eta_{Lade}) = \sum_{t=1}^{8760} \left(\frac{P_{Entlade}}{\eta_{Entlade}} \right) \quad (6.20)$$

Einschränkung der maximalen Ladeleistung des Speichers:

Über diese Nebenbedingung wird gewährleistet, dass die maximal auftretende Ladeleistung die installierte Pumpenkapazität des PSKW nicht überschreitet. Zusätzlich wird in dieser Gleichung eine binäre Variable verwendet. Diese nehmen dann den Wert 1 an, wenn die Pumpe in Betrieb ist und werden für den „Ausschluss einer gleichzeitigen Ladung und Entladung“ benötigt.

$$P_{Lade}(t) + P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) \leq p_{max_{Lade}} \cdot Bin_{Lade}(t) \quad (6.21)$$

$p_{max_{Lade}}$	maximal mögliche Leistung für den Ladebetrieb in MW
$Bin_{Lade}(t)$	binäre Variable für die Aktivierung des Ladebetriebs

Einschränkung der maximalen Entladeleistung des Speichers:

$$P_{Entlade}(t) \leq p_{max_{Entlade}} \cdot Bin_{Entlade}(t) \quad (6.22)$$

$p_{max_{Entlade}}$	maximal mögliche Leistung für den Entladebetrieb in MW
$Bin_{Entlade}(t)$	binäre Variable für die Aktivierung des Entladebetriebs

Ausschluss einer gleichzeitigen Ladung und Entladung:

Um einen gleichzeitigen Lade- und Entladebetrieb zu verhindern, werden in den Nebenbedingungen für die Leistungseinschränkung binäre Variablen eingeführt. Sobald entweder der Lade- oder der Entladebetrieb aktiviert ist, werden die entsprechenden binären Variablen auf den Wert „1“ gesetzt. Mit dieser Nebenbedingung wird verhindert, dass die binären Variablen von Lade- und Entladebetrieb zum gleichen Zeitpunkt t beide den Wert eins' einnehmen können. Das hat über die Nebenbedingungen der Leistungseinschränkung den Effekt, dass entweder Lade- oder Entladeleistung zwangsläufig null' sein muss.

$$Bin_{Lade}(t) + Bin_{Entlade}(t) \leq 1 \quad (6.23)$$

Einhaltung der oberen Restlastgrenze:

Die Nebenbedingung für die Einhaltung der oberen Restlastgrenze wird im Vergleich zu Gleichung 6.7 um die Variablen für die Ladeleistung aus erneuerbaren Quellen $P_{Laden_{Erneuerbare}}(t)$ und die Variable für die Abweichung von der oberen Restlastgrenze $P_{Abweichung}(t)$ erweitert.

$$p_{Residual}(t) + P_{Lade}(t) + P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) - P_{Entlade}(t) - P_{Abweichung}(t) \leq p_{Grenze_{oben}} \quad (6.24)$$

Einschränkung der Leistung der Kostenstruktur für Abweichungen über die oberen Restlastgrenze:

Wenn es zu einer Abweichung von über die obere Restlastgrenze kommt, soll diese Abweichung möglichst gering gehalten werden. Diese Nebenbedingung wird lediglich als Sicherheit verwendet, um ein Lösen des Modells zu garantieren. Es wird das Ziel verfolgt, dass, wenn eine Abweichung notwendig ist, diese sich möglichst mit geringem Wert auf mehrere Stunden aufteilen soll. Damit dieses Verhalten vom Modell umgesetzt wird, wird die abgestufte Kostenstruktur für die Abweichung eingeführt. Diese verhält sich ähnlich dem regelbaren Kraftwerkspark, da jede Stufe kp eine gewisse maximale Leistung besitzt, welche sie zur Deckung der Abweichung von der oberen Restlastgrenze zur Verfügung stellen kann. Mittels dieser Nebenbedingung wird sichergestellt, dass jede Stufe auch nur tatsächlich Leistung bis zu ihrem Maximum bereitstellt.

$$P_{Ausgleich}(kp, t) \leq p_{Max_{Ausgleich}}(kp) \quad (6.25)$$

$P_{Ausgleich}(kp, t)$	Hilfsvariable für die stufenweise Kostenzuweisung bei einer Abweichung von der oberen Restlastgrenze in MW
$p_{Max_{Ausgleich}}(kp)$	Maximalleistung für die einzelnen Stufen der Kostenzuweisung in MW

Zuweisung der Abweichung von der oberen Restlastgrenze auf die Kostenstruktur:

In dieser Nebenbedingung wird die Verbindung zwischen gestufter Kostenstruktur und dem Leistungsbedarf durch eine Überschreitung der oberen Restlastgrenze hergestellt. Die gesamte Leistung aus den

verschiedenen Kostenstufen muss der Leistung der Abweichung zum Zeitpunkt t entsprechen.

$$\sum_{kp} P_{Ausgleich}(kp, t) = P_{Abweichung}(t) \quad (6.26)$$

Einsatz des regelbaren Kraftwerksparks:

Die Nebenbedingung für den Einsatz des regelbaren Kraftwerksparks aus Gleichung 6.5 muss um die Variable für die Ladeleistung aus erneuerbaren Quellen erweitert werden.

$$\sum_{kp} P_{kw}(kw, t) = p_{Residual}(t) + P_{Lade}(t) + P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) - P_{Entlade}(t) \quad (6.27)$$

Ermittlung der Ladeleistung aus der Einspeisung aus erneuerbaren Quellen:

Mit dieser Gleichung wird die Ladeleistung aus der Einspeisung von erneuerbaren Quellen beschränkt. Da die Energie aus erneuerbaren Quellen mit geringeren Kosten behaftet ist als die aus regelbaren Quellen, wird bevorzugt diese Ladeleistung zum Befüllen des Speichers verwendet. Damit das Ausmaß der Ladeleistung aus erneuerbaren Quellen die vorhandene erneuerbare Einspeisung nicht überschreitet, wird sie nach oben durch die zu dieser Stunde verfügbare erneuerbare Einspeisung beschränkt.

$$P_{Lade_{Erneuerbar}}(t) \leq p_{Erneuerbar}(t) \quad (6.28)$$

$p_{Erneuerbar}(t)$

Einspeisung aus erneuerbaren Quellen zum Zeitpunkt t in MW

Positive Variablen:

Für die folgenden Variablen gilt die zusätzliche Nebenbedingung, dass sie einen Wert größer gleich null einnehmen müssen: $P_{Lade}(t)$, $P_{Entlade}(t)$, $P_{Lade_{Erneuerbar}}(t)$, $Inh_S(t)$, $P_{kw}(kw, t)$, $P_{Ausgleich}(kp, t)$, $P_{Abweichung}(t)$

6.4.3 Modell der Einsatzstrategie 2 für die Ermittlung des erneuerbaren Beitrags

Dieses Modell unterscheidet sich zum Modell der Einsatzmethode in Kapitel 6.2.3 hinsichtlich der Tatsache, dass keine Optimierung in EXCEL mehr stattfindet, die Bestimmung der unteren Restlastgrenze erfolgt direkt in GAMS, neben der Optimierung der Lade- und Entladeleistungen. Im Unterschied zu dem Modell für die Erneuerbarenermittlung mit der Einsatzmethode 1 ist hier aufgrund des Einsatzes der unteren Restlastgrenze keine Aufteilung der Ladeleistung in einen Teil aus regelbarer Erzeugung und einen Teil aus erneuerbaren Quellen nötig. Die Einsatzmethode 2 wird auch mittels eines MIP-Modells dargestellt und unter Verwendung des CPLEX-Solvers gelöst.

Eingangsdaten für das GAMS-Modell

- Stundengenaue Werte der erneuerbaren Einspeisung ($p_{Erneuerbar}(t)$)
- Stundengenaue Werte der Residuallast ($p_{Residual}(t)$)
- Obere Restlastgrenze ($p_{Grenze_{oben}}$)

- Wirkungsgrad der Pumpe und Turbine (η_{Lade} und $\eta_{Entlade}$)
- Kapazität des Speichers (kap_S)
- Inhalt des Speichers am Anfang des Jahres ($inh_S(t = 1)$)
- Maximale Leistung der Pumpe und der Turbine ($p_{max_{Lade}}$ und $p_{max_{Entlade}}$)
- Daten des regelbaren Kraftwerkspark

Zielfunktion

Die Zielfunktion stellt wieder eine abstrakte Kostenfunktion dar, mittels derer Ladung und Entladung auf ein Minimum reduziert und die untere Restlastgrenze möglichst gering gehalten werden soll. Zusätzlich wird eine abgestufte Kostenstruktur für die Leistung der Abweichung von der oberen Restlastgrenze implementiert, der Grundgedanke dahinter ist in Kapitel 6.4.2 bereits erklärt. Die Kosten für den regelbaren Kraftwerkspark fallen hier weg, da über die Verwendung der unteren Restlastgrenze keine Optimierung dieses Kraftwerksparks notwendig ist. Über Berücksichtigung des negativen Wertes der unteren Restlastgrenze in Kombination mit einem Kostenfaktor wird sichergestellt, dass die untere Restlastgrenze so hoch wie möglich gesetzt wird.

$$\begin{aligned} \min \rightarrow & \sum_{t=1}^{8760} \left((P_{Lade}(t) + P_{Entlade}(t)) \cdot \alpha + P_{Abweichung}(t) \cdot \beta \right) \\ & \sum_{kp} \sum_{t=1}^{8760} \left(P_{Ausgleich}(kp, t) \cdot k_{Ausgleich}(kp) \right) - P_{Grenze_{unten}} \cdot \gamma \end{aligned} \quad (6.29)$$

γ Kostenfaktor für die Minimierung der unteren Restlastgrenze

Nebenbedingungen

Einige der genutzten Nebenbedingungen wurden bereits beschrieben, und werden hier nicht mehr explizit angeführt:

- Begrenzung des maximalen Speicherinhaltes, Gleichung 6.2
- Ermittlung des aktuellen Speicherinhaltes, Gleichung 6.3
- Ermittlung Speicherinhaltes zu Beginn des Jahres, Gleichung 6.4
- Gleichgewicht zwischen Ladung und Entladung des Speichers, Gleichung 6.5
- Einschränkung der Leistung der Kostenstruktur für Abweichungen von der oberen Restlastgrenze, Gleichung 6.25
- Zuweisung der Abweichung von der oberen Restlastgrenze auf die Kostenstruktur, siehe Gleichung 6.26
- Einschränkung der maximalen Entladeleistung des Speichers, Gleichung 6.22
- Ausschluss einer gleichzeitigen Ladung und Entladung, Gleichung 6.23

Einschränkung der maximalen Ladeleistung des Speichers:

Anders als bei der Einsatzmethode 1 muss hier keine zusätzliche Variable für die zu speichernde erneuerbare Energie berücksichtigt werden.

$$P_{Lade}(t) \leq p_{max_{Lade}} \cdot Bin_{Lade}(t) \quad (6.30)$$

Einhaltung der oberen Restlastgrenze:

Durch die Vernachlässigung der Unterscheidung zwischen Ladung durch erneuerbare Energie und Ladung durch nicht-erneuerbare Energie verändert sich die Nebenbedingung zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze.

$$p_{Residual}(t) - P_{Entlade}(t) + P_{Lade}(t) - P_{Abweichung}(t) \leq p_{Grenze_{oben}} \quad (6.31)$$

Einhaltung der unteren Restlastgrenze:

In dieser Nebenbedingung wird der Ladebetrieb über die Optimierung von sowohl der unteren Restlastgrenze als auch die Optimierung der Lade- und Entladeleistungen gesteuert.

$$P_{Grenze_{unten}} - P_{Lade}(t) + P_{Entlade}(t) \leq p_{Residual}(t) \quad (6.32)$$

Positive Variablen:

Für die folgenden Variablen gilt die zusätzliche Nebenbedingung, dass sie einen Wert größer gleich null einnehmen müssen: $P_{Lade}(t)$, $P_{Entlade}(t)$, $P_{Lade_{Erneuerbar}}(t)$, $Inh_S(t)$, $P_{kw}(kw, t)$, $P_{Ausgleich}(kp, t)$, $P_{Abweichung}(t)$, $P_{Grenze_{oben}}$.

6.4.4 Verarbeitung der Ergebnisse in EXCEL

Nachdem die Optimierungen in GAMS abgeschlossen sind, werden die Ergebnisse über die stündlichen Lade- und Entladeleistungen an EXCEL exportiert. Für die Ermittlung des direkten und indirekten Beitrags der erneuerbaren Erzeugung werden die Stunde der Jahreshöchstlast, sowie die 88 und 176 Stunden mit den höchsten Lasten des Jahres genauer analysiert. Zusätzlich wird der Beitrag der regenerativen Energien für die Deckung des Energiebedarfs aus der Lastreduktion über das ganze Jahr ermittelt. Der direkte Beitrag ergibt sich aus der Einspeisung aus erneuerbaren Quellen in dem betrachteten Zeitfenster.

$$P_{Erneuerbar_{direkt}}(t) = P_{Einspeisung_{Erneuerbar}}(t) \quad (6.33)$$

$P_{Erneuerbar_{direkt}}(t)$ Direkter Anteil der erneuerbaren Einspeisung zum Zeitpunkt t in MW

$P_{Einspeisung_{Erneuerbar}}(t)$ Erneuerbare Einspeisung aus den Modellen zum Zeitpunkt t in MW

Die Ermittlung des indirekten Anteils erneuerbarer Einspeisung basiert auf dem Anteil erneuerbarer Energie im Speicher. Es wird angenommen, dass sich die Abgabeleistung aus dem Speicher in erneuerbare und nicht-erneuerbare Teile gemäß dem Verhältnis von erneuerbarer zu nicht-erneuerbarer Energie im Speicher aufteilt. An dieser Stelle sei nochmals erwähnt, dass sich die hier erwähnte erneuerbare Energie ausschließlich auf dargebotsabhängige regenerative Energie bezieht. Der Anteil erneuerbarer Energie im Speicher setzt sich im Wesentlichen aus zwei Komponenten zusammen, eine beschreibt die Aufteilung von erneuerbaren zu nicht-erneuerbaren Anteilen zu Beginn des Jahres, die andere Komponente behandelt das Verhältnis von erneuerbaren zu nicht-erneuerbaren Anteilen der Lade- und Entladeenergie. Es wird angenommen, dass die Aufteilung der Energie im Speicher zu Beginn des Jahres gleich der aufsummierten

Aufteilung über die Lade- und Entladevorgänge über das gesamte Jahr ist.

$$A_{Ern_{Anfang}} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P_{Lade_{Ern}}(t) \cdot \eta_{Lade}}{\sum_{t=1}^{8760} (P_{Lade_{Ern}}(t) \cdot \eta_{Lade} + P_{Lade_{Nicht-Ern}}(t) \cdot \eta_{Lade})} \quad (6.34)$$

$A_{Ern_{Anfang}}$	Anteil erneuerbarer Energie am Gesamtinhalt des Speicher zu Jahresbeginn in Prozent
$P_{Lade_{Ern}}(t)$	erneuerbarer Anteil der Ladeleistung, entspricht der verwendeten regenerativen Energie die zum Zeitpunkt des Ladens t zur Verfügung steht, in MW
$P_{Lade_{Nicht-Ern}}(t)$	nicht-erneuerbarer Anteil der Ladeleistung, entspricht der verwendeten Energie aus regelbaren Kraftwerken die zum Zeitpunkt des Ladens t zur Verfügung steht, in MW

Dieser Wert wird im Verlauf der Zeitreihe durch die aktuelle stündliche Ladung des Speichers verändert. Die Entladung nimmt keinen Einfluss auf das Verhältnis von erneuerbarer zu nicht-erneuerbarer Energie im Speicher, da jede Entnahme sich gemäß der Anteile aufteilt. Das aktuell vorherrschende Verhältnis im Speicher lässt sich mit Gleichung 6.35 berechnen.

$$A_{Ern}(t) = \frac{Inh_S(t=1) \cdot A_{Ern_{Anfang}} + \sum_{t=1}^t P_{Lade_{Ern}}(t) \cdot \eta_{Lade}}{Inh_S(t=1) + \sum_{t=1}^t (P_{Lade_{Ern}}(t) \cdot \eta_{Lade} + P_{Lade_{Nicht-Ern}}(t) \cdot \eta_{Lade})} \quad (6.35)$$

$A_{Ern}(t)$	Anteil erneuerbarer Energie am Gesamtspeichereinhalt zum Zeitpunkt t
$Inh_S(t=1)$	Inhalt des Speichers zu Beginn des Jahres in MWh

Über die aktuellen Anteilsverhältnisse lässt sich der erneuerbare Anteil einer Entnahme aus dem Speicher ermitteln, dieser Wert entspricht der indirekten erneuerbaren Einspeisung.

$$P_{Erneuerbar_{indirekt}}(t) = P_{Entlade}(t) \cdot A_{Ern}(t) \quad (6.36)$$

$P_{Erneuerbar_{indirekt}}(t)$	Indirekter Anteil der erneuerbaren Einspeisung zum Zeitpunkt t in MW
$P_{Entlade}(t)$	Entladeleistung des Speichers zum Zeitpunkt t in MW

Der gesamte erneuerbare Beitrag ergibt sich aus der Addition von direkter und indirekter erneuerbarer Einspeisung.

$$P_{Erneuerbar_{gesamt}}(t) = P_{Erneuerbar_{direkt}} + P_{Erneuerbar_{indirekt}} \quad (6.37)$$

Anhand des gesamten Beitrags der erneuerbaren Einspeisung zur Deckung hoher Lasten werden die folgenden Untersuchungen angestellt:

- **Anteil der erneuerbaren Erzeugung an der Energie durch die Jahreslastreduktion:**

Es wird die über das Jahr benötigte Energie für die Reduktion der Residuallast auf die obere Restlastgrenze ermittelt und anhand des gesamten erneuerbaren Beitrags untersucht, welchen Beitrag die erneuerbaren Erzeugung zur Deckung dieser Energiemenge leisten.

- **Sicherer Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten:**

Für diese Analyse wird für jede betrachtete Jahreszeitreihe die direkte sowie die gesamte regenerative Einspeisung, zu den Betrachtungszeitpunkten in ein Verhältnis zur installierten Leistung gesetzt. Anhand dieser Größe lässt sich der Beitrag der erneuerbaren Erzeugung ermessen. Um den sicheren Beitrag zu erhalten, werden aus den Ergebnissen der einzelnen Zeitreihen jeweils die schlechtesten Ergebnisse herangezogen. Zusätzlich wird die notwendige Lastreduktion zur Einhaltung der Restlastgrenze auch auf die installierte Leistung bezogen, um einen Vergleich der Relationen zu ermöglichen. Über diese Herangehensweise lassen sich die unterschiedlichen Szenarien, aber vor allem die unterschiedlichen Zusammensetzungen volatiler erneuerbarer Einspeisung miteinander vergleichen.

6.5 Methodik zur Ermittlung der Kosten und Ersparnisse

Bei dem Nutzen, den der koordinierte Betrieb der Pumpspeicher mit sich bringt, dürfen die Kosten für die Errichtung der Kraftwerke nicht außer Acht gelassen werden. Dem gegenüber stehen die Einsparungen durch den Verzicht auf den Bau von Spitzenlastkraftwerken und die eventuell vorhandenen Einsparungen durch die günstigere Erzeugung der regelbaren Kraftwerke. Die hier angestellte Kostenbetrachtung ist stark vereinfacht und dient lediglich dazu, einen grundsätzlichen Überblick zu gewähren. Es gilt, dass der Pumpspeicher aus dem Energie-Handel aufgrund der koordinierten Betriebsführung herausgenommen ist. Die Art und Weise, wie die Vergütung der Vollkosten erfolgen soll, wird hier nicht weiter diskutiert.

Für die Analyse der Kosten werden aus den Ergebnissen der Berechnungen des Speichereinsatzes auf Basis der Zeitreihen jeweils die mittleren Ersparnisse an Betriebskosten über alle Zeitreihen mit und ohne Speicher gegenüber gestellt. Die Betriebskosten errechnen sich aus den variablen Kosten der Erzeugung mit den nominellen Brennstoffpreisen bei einer angenommenen Inflation von 2%. Dabei werden die resultierenden Kosten mit und ohne Speichereinsatz miteinander verglichen. Für einen Vergleich der Investitionskosten wird die Annahme getroffen, dass durch den Bau und den koordinierten Einsatz von Pumpspeichern Kraftwerkskapazitäten eingespart werden können. Vereinfachend wird angenommen, dass es sich dabei um Gasturbinenkraftwerke handelt. Würden also die Pumpspeicherkraftwerke nicht gebaut und koordiniert betrieben, müsste man die Differenz zwischen Residuallast und oberer Restlastgrenze, in jenen Fällen in denen die Residuallast größer der Grenze ist, durch diese Kraftwerke decken. Dabei handelt es sich um eine sehr grobe Abschätzung, da gerade bei den 5% und 35% Szenarien ein eigentlich ausreichender Kraftwerkspark hinterlegt wird. Demnach sind diese Kraftwerke „schon gebaut“. Ähnlich verhält es sich auch im 2032-Szenario. Um dennoch eine Bemessung der „fiktiv“ ersparten Kapazitätskosten durchführen zu können, wird der vereinfachte Ansatz mit der Einsparung von GT-Kraftwerken getroffen.

Demnach stehen die nominellen Baukosten dieser Gasturbinenkraftwerke den Baukosten für den Pumpspeicher gegenüber. Aus allen erneuerbaren Zeitreihen und der Last wird die maximale Überschreitung der oberen Restlastgrenze durch die Residuallast ermittelt, diesen Leistungswert müssen die zusätzlichen Gasturbinenkraftwerke kompensieren. Es wird hier der maximale Wert gewählt, da der konventionelle Kraftwerkspark auf den schlechtest möglichen Fall ausgelegt werden muss. Dabei belaufen sich die Investitionskosten auf $400 \text{ €}_{2010}/kW$ und werden auf nominelle Werte für das jeweilige Jahr umgerechnet. Für Pumpspeicherkraftwerke werden gemäß den Vorgaben aus Tabelle 4.1 die energiespezifischen Kosten mit $35 \text{ €}_{2010}/kWh$ und die leistungsspezifischen Kosten mit $1200 \text{ €}_{2012}/kW$ angenommen. Dies entspricht dem Mittelwert der Angaben aus (AIT, 2012). Da diese vereinfachte Betrachtung die Lebensdauern der einzelnen Kraftwerkstypen nicht berücksichtigt, werden nicht die gesamten Investitionskosten sondern die jährlichen Abschreibungen miteinander verglichen. Dafür wird eine lineare Abschreibung bei Pumpspeicherkraftwerken über 50 Jahre (Schlenkhoff, 2011) und bei Gasturbinenkraftwerken über 20 Jahre (Posch, 2010) angenommen.

Neben der Betrachtung der Kosten darf ein weiterer Faktor nicht außer Acht gelassen werden. In Situationen, in denen die erneuerbare Erzeugung die Last übersteigt, müsste unter der Voraussetzung, dass es keinerlei Speicher im System gibt, die erneuerbare Produktion gedrosselt werden, um negative Residuallasten zu vermeiden. Diese Situation tritt nicht ein, wenn Speicher eingesetzt werden. Aus diesem Grund wird neben den Kosten noch die nicht verwertbare regenerative Erzeugung aufsummiert und dargestellt. Dafür wird aus den vorhandenen Zeitreihen jeweils die mittlere nicht verwertbare Energie angeführt.

Für die Analyse der laufenden Kosten und Kostenersparnisse durch den Speicher werden die tatsächlichen Erzeugungskosten mit und ohne Speicher miteinander verglichen. Dabei errechnen sich die gesamten laufenden Kosten in einem Jahr aus der Summe der Einspeisungen der einzelnen regelbaren Kraftwerke und ihren jeweiligen Erzeugungskosten, siehe Tabellen 6.2 und 6.3.

$$K_{laufend} = \sum_{kw} \sum_{t=1}^{8760} P_{kw}(kw, t) \cdot k_{Erzeugung}(kw) \quad (6.38)$$

$K_{laufend}$	gesamte Kosten aus dem Betrieb der regelbaren Kraftwerke in €
kw	Betrachtete Kraftwerkseinheit
$P_{kw}(kw, t)$	Einspeiseleistung einer Kraftwerkseinheit kw zum Zeitpunkt t in MW
$k_{Erzeugung}(kw)$	Erzeugungskosten einer Kraftwerkseinheit kw in €/MWh

Die Berechnung der Vergleichskosten werden für alle Jahre der erneuerbaren Zeitreihen durchgeführt und gemittelt.

7 Ergebnisse der Szenarien

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus den Berechnungen der einzelnen Szenarien dargestellt. Die Szenarien werden dabei einzeln behandelt. Zur Ermittlung der Ergebnisse wird nach dem in Kapitel 6 beschriebenen Ablauf vorgegangen und es werden die dort erklärten Methoden verwendet:

- **Ermittlung des Speicherbedarfs bei unterschiedlichen Restlastgrenzen:**

Zuerst werden die Ergebnisse der maximal erreichbaren oberen Restlastgrenze anhand der Einsatzstrategie 3 ermittelt. Anschließend werden die Ergebnisse, resultierend aus einer Verwendung der Strategie 1 oder 2 miteinander verglichen.

- **Ermittlung der möglichen oberen Restlastgrenzen bei der Nutzung von Ausbaupotentialen:**

Auf Basis der vorhergehenden Analyse werden die erreichbaren oberen Restlastgrenzen, unter Verwendung der in Tabelle 4.2 dargestellten Speicherkapazitäten für die Strategie 1 und 2 errechnet, dargestellt und verglichen.

- **Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Erzeugung zur Deckung hoher Lasten:**

Die Ergebnisse aus der Ermittlung der sicheren Einspeisung dienen als Grundlage für die Bewertung der Kombination von koordiniertem Speichereinsatz und erneuerbarer Erzeugung.

- **Analyse der Kosten:**

Abschließend werden die Kosten bzw. Ersparnisse durch den koordinierten Speichereinsatz dargestellt und verglichen.

Aufgrund der Fülle an Ergebnissen die aus der hohen Anzahl unterschiedlicher Berechnungen resultieren, werden in den folgenden Kapitel nur die wesentlichen Ergebnisse dargestellt. Diese dienen dazu, die prinzipiellen Erkenntnisse zu erläutern. Die Sammlung aller Ergebnisse befinden sich im Anhang dieser Arbeit und wird in den Kapiteln entsprechend referenziert.

7.1 Referenzszenario: 2010

Die Ergebnisse in diesem Kapitel beziehen sich auf das in Kapitel 6.1.1 beschriebene Szenario und den darin enthaltenen Angaben für Last sowie erneuerbaren und regelbaren Kraftwerkspark. Dieses Szenario bildet den Stand des Jahres 2010 ab und repräsentiert somit ein System mit geringer erneuerbarer Durchdringung.

7.1.1 Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen

Der ersten Schritt der Untersuchung ist die Ermittlung der bestmöglichen oberen Restlastgrenze unter Berücksichtigung der Annahmen des Szenarios und unter Verwendung der Einsatzstrategie 3. Abbildung 7.1 zeigt die erreichbaren oberen Restlastgrenzen, sowie die dafür notwendigen Speicherkapazitäten. Eine

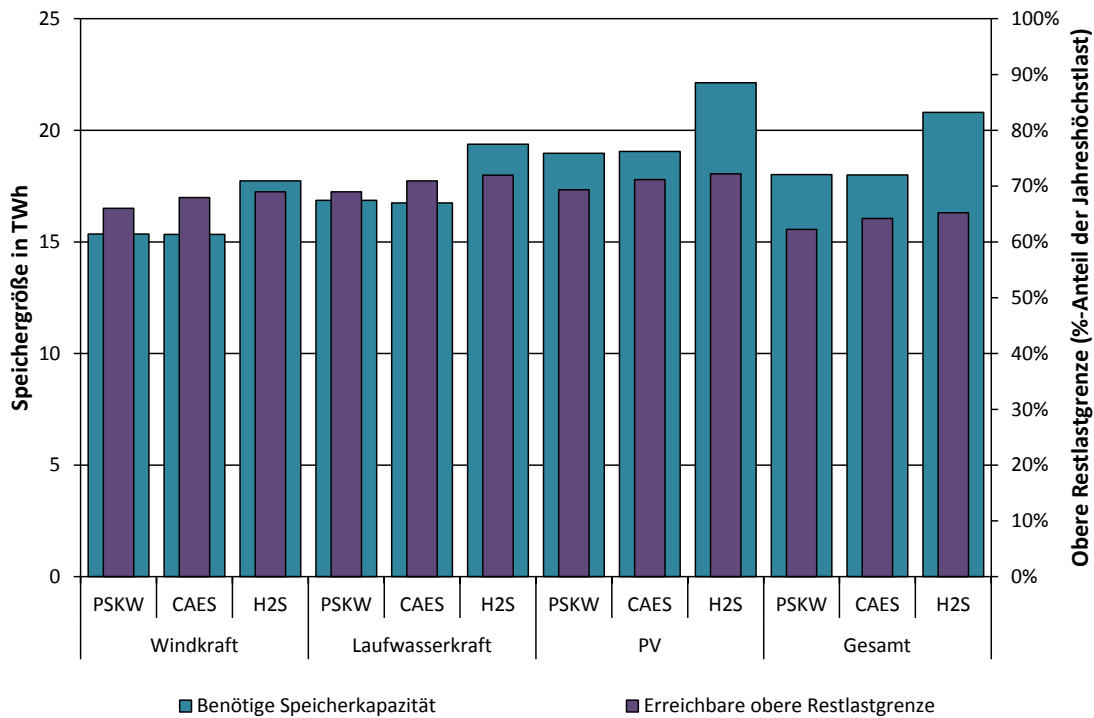


Abbildung 7.1: Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H2S) nach Strategie 3 im Referenzszenario 2010 für die exklusive Einspeisung aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik, bzw. der 2010 gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung.

Betrachtung der Ergebnisse für die benötigte Speicherkapazität ergibt, dass ein Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke nach Einsatzstrategie 3 nicht sinnvoll ist. Mit benötigten Speicherkapazitäten für PSKW zwischen etwa 15 TWh und 19 TWh je nach Zusammensetzung der erneuerbaren Erzeugung werden die in Tabelle 4.2 verfügbaren Kapazitäten bei weitem übertroffen, da die Kapazitäten und Potentiale Norwegens in diesem Szenario nicht berücksichtigt werden. In allen betrachteten Zusammensetzungen der erneuerbaren Einspeisung zeigt sich, dass eine Verwendung von PSKW zu den niedrigsten oberen Restlastgrenzen bei gleichzeitig geringstem Speicherbedarf führt, gefolgt von CAES und H2S. Die Unterschiede lassen sich über die verschiedenen Wirkungsgrade der Technologie erklären. PSKW weisen wie in Tabelle 6.1 dargestellt den höchsten Wirkungsgrad auf. Die Kombination der exklusiven erneuerbaren Erzeugung zu einer gemeinsamen Einspeisung, dargestellt durch den Eintrag „Gesamt“ im Diagramm, hat die niedrigsten oberen Restlastgrenzen zur Folge, was sich über die hohe Menge erneuerbarer Energie im Vergleich zu den exklusiven Einspeisungen erklären lässt. Dieser Umstand führt zu dem hohen Bedarf an Speicherkapazität, der nur im Fall einer exklusiven PV-Einspeisung übertroffen wird, jedoch bei einer höheren erreichbaren

oberen Restlastgrenze. Aus diesem Ergebnis lässt sich ableiten, dass im Referenzszenario 2010 die exklusive Einspeisung durch PV die schlechteste Situation darstellt. Bei exklusiver Laufwasserkraft-Einspeisung werden gleiche Werte für die obere Restlastgrenze erreicht wie im Fall der PV-Einspeisung, mit dem Unterschied einer geringeren installierten Leistung und einer geringeren notwendigen Speicherkapazität. Eine exklusive Erzeugung aus Windkraft hat die geringste benötigte Speicherkapazität zur Folge und wird hinsichtlich der oberen Restlastgrenze nur vom Fall der „gesamten“ erneuerbaren Einspeisung übertroffen. Dieses Ergebnis ist vor allem der Charakteristik der Windkraftherzeugung geschuldet, die aufgrund des Erzeugungsschwerpunktes im Winter einen geringeren Speicherbedarf zur Folge hat.

Beginnend bei einer oberen Restlastgrenze von 95% der Jahreshöchstlast werden für die unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugungsarten und die unterschiedlichen Speichermethoden die benötigten Speicherkapazitäten für die Einsatzstrategie 1 und 2 ermittelt. Repräsentativ für die benötigte Speicherkapazität werden die Ergebnisse für Pumpspeicherkraftwerke in Abbildung 7.2 dargestellt. Eine Sammlung aller Ergebnisse

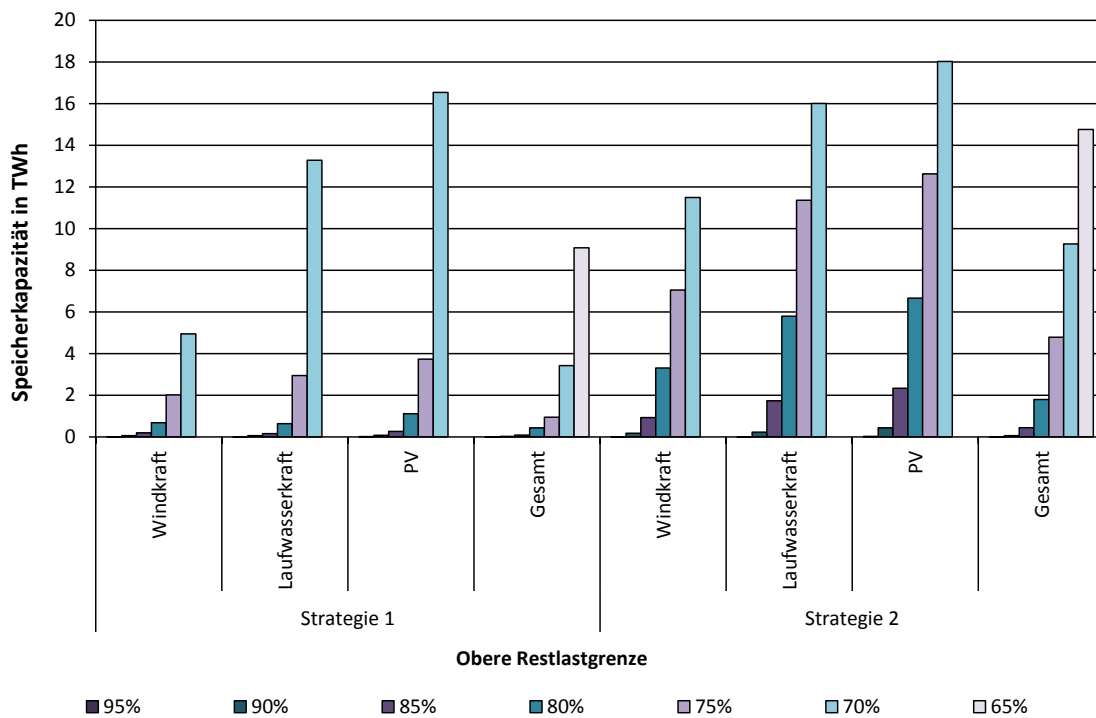


Abbildung 7.2: Notwendige Pumpspeicherkapazität für den Einsatz nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamten zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im Referenzszenario 2010.

dieser Untersuchung ist in Tabelle A.1 dargestellt. Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass mit sinkender oberer Restlastgrenze der Speicherbedarf ansteigt. Dieser Anstieg ist nicht-linear, was damit zusammenhängt, dass die Energiemenge, die durch die Restlastgrenzensenkung durch den Speicher verschoben werden muss, nicht linear mit dem Betrag der Senkung zusammenhängt. Der benötigte Speicherbedarf liegt zwischen 3 GWh und 18 TWh, abhängig von der Zusammensetzung der erneuerbaren Einspeisung, der Speichertechnologie sowie der Einsatzstrategie. Wie bei einer Verwendung der Einsatzstrategie 3 stellt

sich auch hier das Ergebnis ein, dass aufgrund der schlechteren Wirkungsgrade von CAES und H₂S bei gleicher oberen Restlastgrenze ein höherer Speicherbedarf resultiert. Wird nach Art der erneuerbaren Einspeisung unterschieden, ergibt sich der höchste Speicherbedarf für eine exklusive PV-Einspeisung. Dieses Ergebnis stellt sich ungeachtet der gewählten Einsatzstrategie und des gewählten Speichertyps ein. Den allgemein geringsten Speicherbedarf hat die Kombination der einzelnen exklusiven Einspeisungen zur Folge, also die gesamte in 2010 installierte volatile erneuerbare Erzeugung. Zusätzlich kann in diesem Fall eine geringere obere Restlastgrenze erreicht werden. Ein Vergleich des Speicherbedarfs der exklusiven Windeinspeisung und jenem Bedarf resultierend aus einer exklusiven Laufwasserkrafteinspeisung zeigt keine eindeutige Bevorzugung einer der beiden Erzeugungstechnologien bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 und einer oberen Restlastgrenze über 75%. Erst wenn die obere Restlastgrenze einen geringeren Wert annimmt (75% für PSKW unter Verwendung der Einsatzstrategie 1), ist der Speicherbedarf für die Windkrafteinspeisung geringer. Dieser Zustand ergibt sich durch die im Vergleich zur Windeinspeisung niedrige aber gleichmäßigere Erzeugung aus Laufwasserkraft. Mit sinkender oberer Restlastgrenze reicht die Erzeugung aus Laufwasserkraft vermehrt nicht mehr zur Reduktion der Last aus, wodurch der Speicher für die Verschiebung größerer Energiemengen ausreichen muss.

Damit lässt sich schlussfolgern, dass sich die Einsatzstrategie 1 im Vergleich zur Einsatzstrategie 2 durch einen geringeren Kapazitätsbedarf auszeichnet. Der Vergleich der verschiedenen Arten von erneuerbarer Erzeugung zeigt, dass eine gemeinsame Einspeisung aller Erzeugungstypen die besten Ergebnisse liefert, gefolgt von Wind- und Laufwasserkraft sowie PV.

7.1.2 Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential

Unter Berücksichtigung der Angaben in Tabelle 4.2 werden die erreichbaren oberen Restlastgrenzen unter Einhaltung der verfügbaren Kapazitäten und Ausbaupotentiale für Pumpspeicherkraftwerke untersucht. Die anderen Speichertechnologien werden bei dieser Betrachtung außer Acht gelassen, siehe Kapitel 6. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 7.3 dargestellt. Aus der Abbildung ist ersichtlich, was auch die Darstellung der Ergebnisse in Kapitel 7.1.1 zeigt, dass mit steigender Speichergröße die erreichbare obere Restlastgrenze abgesenkt wird. Ähnlich wie im vorherigen Unterkapitel gezeigt, führt die Verwendung der Einsatzstrategie 1 zu besseren Ergebnissen als ein Einsatz der PSKW nach Strategie 2. Hinsichtlich der notwendigen Leistungen für Pumpen und Turbinen weist die Einsatzstrategie 2 geringere Anforderungen auf. Ein Resultat der höheren oberen Restlastgrenze sowie der Betriebsführung. Tendenziell zeigt sich, dass eine niedrigere obere Restlastgrenze einen höheren Leistungsbedarf mit sich bringt. Auch ergibt sich aus der gemeinsamen Einspeisung aller erneuerbaren Erzeuger wieder die geringste resultierende obere Restlastgrenze. Es stellen sich allgemein ähnliche Verhältnisse wie in Kapitel 7.1.1 ein.

Unter Ausnutzung aller tatsächlich vorhandenen Speicherkapazitäten und der verfügbaren Potentiale im Gebiet Deutschland, Österreich und der Schweiz ließe sich mit der gesamten erneuerbaren Einspeisung aus dem Jahr 2010 eine Reduktion der oberen Restlastgrenze auf etwa 75% der Jahreshöchstlast erreichen. Somit müsste über das gesamte Jahr der regelbare konventionelle Kraftwerkspark auf eine Leistung von 66 GW ausgelegt werden. Wird nicht das gesamte Potential verwendet, ließen sich dennoch gute Ergebnisse

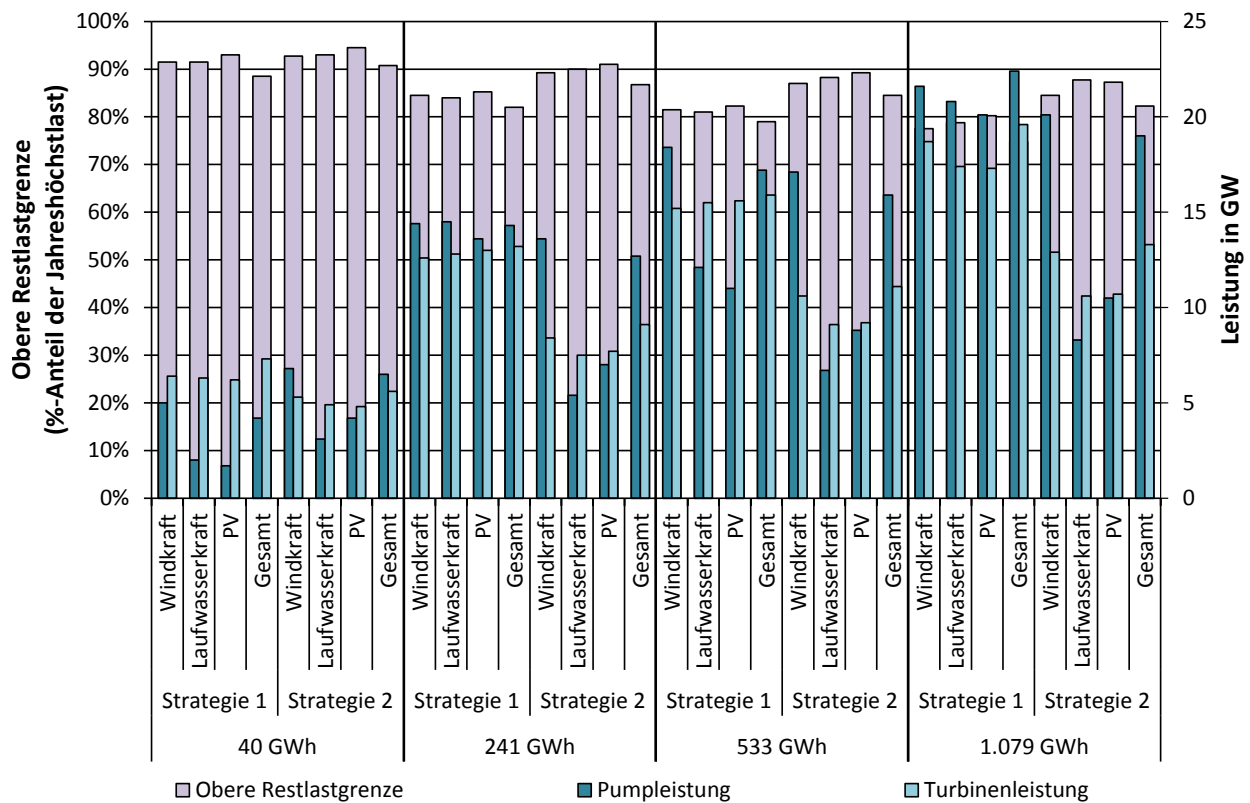


Abbildung 7.3: Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (40 GWh, 241 GWh, 533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 und Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario: 2010.

bezüglich der Lastreduktion erzielen.

Ungeachtet der installierten Leistungen und erzeugten Jahresenergiemengen der einzelnen regenerativen Erzeuger, führt eine exklusive PV-Einspeisung zu marginal schlechteren Ergebnissen bezüglich der oberen Restlastgrenze. Unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 sind Wind- und Laufwasserkraft als ähnlich zu bewerten, die Einsatzstrategie 2 begünstigt eine exklusive Windeinspeisung.

7.1.3 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung hoher Lasten

Für die Ermittlung des Beitrags erneuerbarer Energien zur Deckung hoher Lasten wird zwischen der direkten und indirekten Einspeisung unterschieden. Grundsätzlich gilt, dass die Leistung für die Reduktion der Last auf die Restlastgrenze entweder direkt aus der erneuerbaren Erzeugung oder indirekt aus dem Speicher bezogen werden kann. Der Bezug aus dem Speicher, genannt indirekte Einspeisung, kann entweder aus zu vorherigen Zeitpunkten gespeicherter regelbarer thermischer oder erneuerbarer Erzeugung bestehen.

Aus der Reduktion der Last auf die obere Restlastgrenze resultiert ein Energiebedarf, der durch die erneu-

erbaren Energien und den Einsatz des Speichers gedeckt werden muss. Tabelle A.2 stellt den resultierenden Bedarf dar und zeigt, zu welchen Teilen dieser durch direkte und indirekte Einspeisung gedeckt wird. Zu erkennen ist, dass mit steigender Speichergröße die Energie für die Lastreduktion ansteigt, ein Ergebnis das sich aus der Senkung der oberen Restlastgrenze durch die Vergrößerung des Speichers ableiten lässt. Aus dem selben Grund ist bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 ein höherer Wert für den Energiebedarf zu erkennen als bei Verwendung der Strategie 2. Die Ergebnisse der Analyse des Energiebedarfs decken sich mit den Ergebnissen für die oberen Restlastgrenzen, da eine Reduktion der oberen Restlastgrenze eine Erhöhung des Energiebedarfs zur Folge hat. Generell zeigt sich, dass die Verwendung der Strategie 1 bei einer gesamt-erneuerbaren Einspeisung zum höchsten Energiebedarf führt, unabhängig von der gewählten Speichergröße. Dieser beläuft sich auf maximal 21,3 TWh im Falle eines 1.079-GWh-Speichers. Bei der Untersuchung, wie der resultierende Energiebedarf gedeckt wird, werden die höchsten absoluten Werte für die direkte Einspeisung für die gesamte erneuerbare Einspeisung unter Einsatzstrategie 1 erzielt. Wird die Energiemenge der direkten Erzeugung auf die notwendige Energiemenge bezogen, ergeben sich die höchsten Werte für die gesamt-erneuerbare Einspeisung bei Einsatzstrategie 2, was ein Resultat der höheren oberen Restlastgrenze ist. Bei Verwendung der gesamten erneuerbaren Erzeugung ist es möglich beinahe in jedem Fall den resultierenden Energiebedarf ausschließlich aus erneuerbarer Erzeugung zu decken. Ist der Speicher nicht zu 100% mit erneuerbarer Energie gefüllt, wird ein Teil der notwendigen Leistung durch indirekte thermische Einspeisung gedeckt. Hinsichtlich der Absolutwerte der gesamten erneuerbaren Einspeisung werden die besten Ergebnisse bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 erzielt, unabhängig von der gewählten Speichergröße. Lässt man die „Gesamt“-Einspeisung außer Acht, werden mit Ausnahme des Falls eines 40-GWh-Speichers die höchsten Werte bei exklusiver Windkrafteinspeisung erreicht. Bei einer Betrachtung dessen, welchen Anteil die direkte und indirekte erneuerbare Erzeugung am Energiebedarf aus der Lastreduktion nimmt, zeigt die Einsatzstrategie 2 unter Verwendung des gesamten 2010 verfügbaren erneuerbaren Kraftwerksparks die besten Ergebnisse. Es werden unabhängig von der gewählten Speichergröße 100% des Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen gedeckt. Ein separater Vergleich der exklusiv erneuerbaren Einspeisungen zeigt, dass die besten Ergebnisse unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 und bei exklusiver Windeinspeisung resultieren, gefolgt von einer ausschließlichen Einspeisung aus Laufwasserkraft. Die schlechtesten Ergebnisse werden erzielt, wenn der erneuerbare Erzeugungspark nur aus PV-Anlagen besteht, sowohl bei der direkten erneuerbaren als auch der gesamten erneuerbaren Einspeisung. Ungeachtet der Zusammensetzung des erneuerbaren Kraftwerksparks oder der gewählten Einsatzstrategie ergibt sich durch den koordinierten Einsatz der Speicher eine mitunter starke Erhöhung des Gesamtbeitrags der erneuerbaren Erzeugung zur Lastreduktion über das gesamte Jahr.

Neben den Anteilen erneuerbarer Erzeugung zur Deckung des resultierenden Energiebedarfs, sind vor allem die sicheren Einspeisungen als Anteilswerte an der installierten Leistung von Interesse. Diese werden anhand der erneuerbaren Einspeisungen zur Stunde der Jahreshöchstlast sowie zu den 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden ermittelt. Die Werte der sicheren Einspeisung leiten sich aus der für die Lastreduktion notwendigen Leistung ab. Im Fall der 88 und 176 Stunden wird die mittlere benötigte Leistung zur Lastreduktion angeführt. Es wird ermittelt, welchen Beitrag die erneuerbaren Energien zur Deckung dieses Leistungsbedarfs leisten. Beispielfhaft werden die Ergebnisse für die oberste Peakstunde bei einer Speichergröße von 1.079 GWh in Abbildung 7.4 und für die 88 Jahreshöchstlaststunden mit der selben

Speichergröße in Abbildung 7.5 dargestellt. In den Abbildungen sind die direkten und indirekten Beiträge der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung der Jahreshöchstlast für die beiden Einsatzstrategien 1 und 2 sowie für unterschiedlichen Zusammensetzungen des erneuerbaren Kraftwerksparks dargestellt. Es wird die installierte Leistung dem Lastreduktionsbedarf gegenüber gestellt, und die Zusammensetzung dieses Leistungsbedarfs in direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung, sowie indirekte regelbare Einspeisung aus dem konventionellen Kraftwerkspark dargestellt. Die angeführten Prozentwerte beziehen sich auf die installierte Leistung und nicht auf den Lastreduktionsbedarf. Die Sammlung aller Ergebnisse befindet sich im Anhang in den Tabellen A.3, A.4 und A.5.

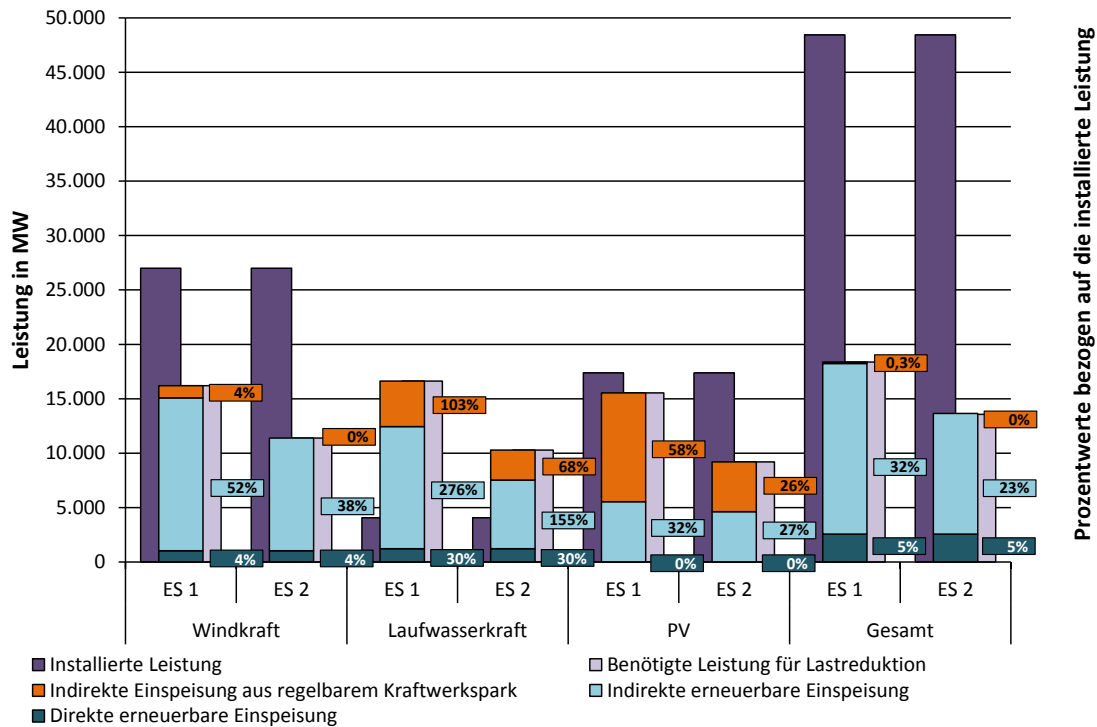


Abbildung 7.4: Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers, eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario: 2010.

Die Ergebnisse in den Tabellen geben Auskunft darüber, welchen Anteil die erneuerbare Leistung zur Lastreduktion an der installierten Leistung einnimmt. Aufgrund der Funktionsweise des Speichermodells ist die Einspeisung aus dem Speicher auf die Differenz zwischen benötigter Leistung und direkter erneuerbarer Einspeisung begrenzt. Das heißt, selbst wenn der Speicher noch mehr Leistung bereitstellen könnte, wird er das nicht tun, solange die obere Restlastgrenze eingehalten wird. Neben dem Verhältnis der benötigten Leistung zur installierten Leistung des erneuerbaren Kraftwerksparks wird die direkte erneuerbare sowie die gesamte (direkte + indirekte) erneuerbare Einspeisung ebenfalls auf die installierte Leistung bezogen. Die Werte für gesamte erneuerbare Einspeisung und Leistung für die Lastreduktion können voneinander

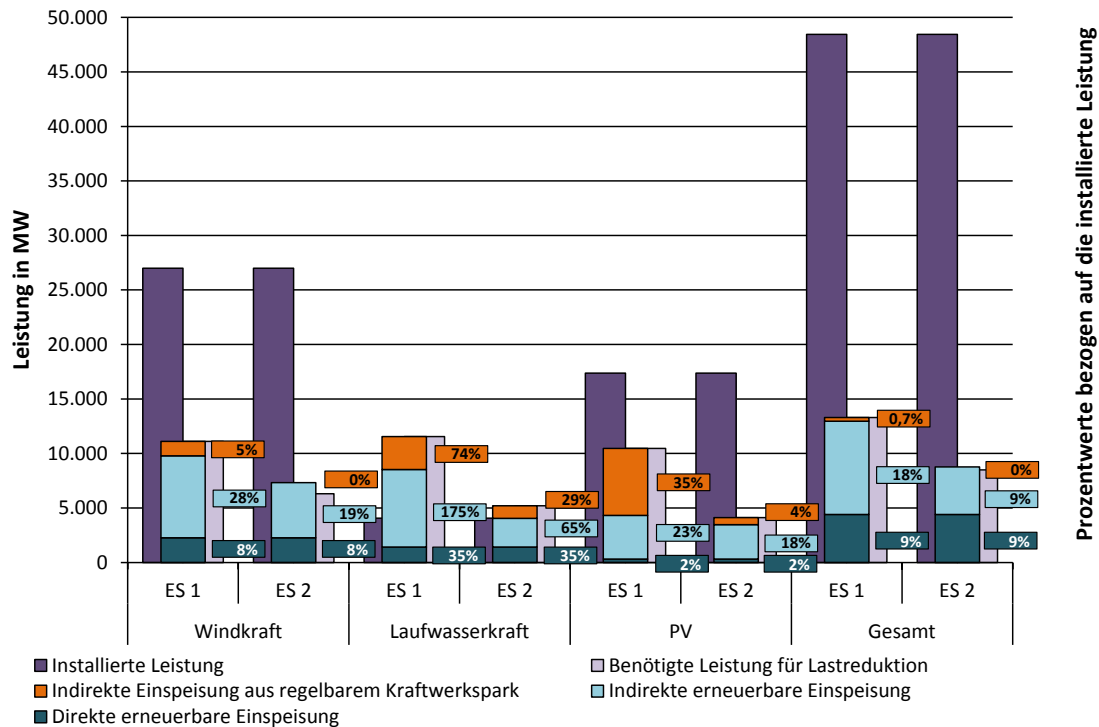


Abbildung 7.5: Darstellung der installierten Leistung sowie der mittleren notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers, eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario: 2010.

abweichen, die Differenz wird über indirekte Erzeugung aus dem regelbaren Kraftwerkspark, die im Speicher vorhanden ist, bereitgestellt.

Im Fall der Betrachtung der Jahreshöchstlast stellt sich ein sehr positives Ergebnis in Bezug auf die Wertsteigerung der erneuerbaren Erzeugung ein. Durch die Kombination mit dem koordinierten Speichereinsatz wird die sichere Einspeisung der regenerativen Erzeuger teilweise sehr stark angehoben. Beispielsweise wird im Fall der Photovoltaik, die eine sichere Einspeisung von 0% der installierten Leistung ohne Speicher aufweist, durch ein Kombination mit dem Speicher Werte im Bereich von 23% bis 33% erreicht. Ähnliche Effekte lassen sich auch bei Windkraft und Laufwasserkraft beobachten. Bei der Laufwasserkraft werden Einspeisungen bezogen auf die installierte Leistung von über 100% erreicht. Eine sichere Einspeisung mit einem Wert über 100% der installierten Leistung resultiert aus dem Umstand, dass die benötigte Leistung zur Lastreduktion die installierte Leistung übersteigt. Damit muss der Speicher die fehlende Leistungsmenge ausgleichen. Durch die Erhöhung der Speichergröße steigt über die Absenkung der oberen Restlastgrenze der Leistungsbedarf zur Lastreduktion. Da die Menge erneuerbarer Energie im System begrenzt ist, führt diese Steigerung des Leistungsbedarfs dazu, dass mehr thermische Erzeugung im Speicher zwischengelagert werden muss und bei Bedarf wieder abgegeben wird. Dieser Umstand erklärt, wieso mit steigender Speichergröße der Anteil indirekter thermischer Einspeisung ansteigt. Dieser Effekt

tritt fast ausschließlich bei einer separaten Betrachtung der einzelnen erneuerbaren Erzeugungen auf. Wird der gesamte 2010 vorhandene erneuerbare Kraftwerkspark verwendet, wird meist beinahe der gesamte Leistungsbedarf aus regenerativer Energie gedeckt. Die höchsten Absolutwerte für die notwendige Leistung zur Lastreduktion im Fall der Jahreshöchstlast werden für die gesamte-erneuerbare Einspeisung erreicht, diese erzielt auch die höchsten absoluten Werte für direkte Einspeisung und die Kombination aus direkter und indirekter Einspeisung. Bezieht man die jeweiligen Werte auf die installierte Leistung, ergeben sich die besten Resultate für eine exklusive Laufwasserkrafterzeugung, welche sich durch eine geringe installierte Leistung auszeichnet. Es zeigt sich, dass bei der exklusiven Einspeisung der erneuerbaren Erzeugungstypen die Aufwertung durch den Speicher stärker ausgeprägt ist als im Fall der Gesamteinspeisung. Dies resultiert aus der bereits beschriebenen Tatsache, dass der Speicher mehr Leistung zur Verfügung stellen könnte, aber durch die Beschränkung auf die obere Restlastgrenze daran gehindert wird.

Wird das Betrachtungszeitfenster von der Stunde der Jahreshöchstlast auf die 88 bzw. 176 Jahreshöchstlaststunden ausgeweitet, ergeben sich sehr ähnliche Resultate. Es kommt jedoch aufgrund der Betrachtung von Durchschnittswerten für die benötigte Leistung für die Lastreduktion (es wird der Leistungsbedarf der 88 bzw. 176 Stunden gemittelt) zu einem Absinken des Verhältnisses aus Leistung für die Lastreduktion und installierter Leistung. Der gegenläufige Effekt, der sich aber auf die selbe Weise begründen lässt, stellt sich bei der direkten erneuerbaren Einspeisung ein. Da der Mittelwert der Einspeisung aus mehreren Stunden berücksichtigt wird, steigt der Wert für die direkte Einspeisung an. Dennoch lässt sich durch die Kombination mit einem Speicher der Beitrag der erneuerbaren Energien mitunter stark steigern. Zu beobachten ist, dass bei der Betrachtung der größeren Zeitfenster der Effekt eintritt, dass die gesamte erneuerbare Erzeugung (direkt + indirekt) höher wird als die Leistung zur Lastreduktion. Dieser Effekt stellt sich aufgrund der Mittelwertbildung ein, da es bei einer Betrachtung mehrerer Stunden dazu kommen kann, dass die erneuerbare Einspeisung alleine mehr Leistung als den Leistungsbedarf zur Einhaltung der Restlastgrenze bereitstellen kann. Dadurch kommt es bei der Mittelwertbildung zu einer Überbewertung. Dieser Effekt tritt vor allem bei hohen oberen Restlastgrenzen ein, da hier die notwendige Lastreduktion geringer ausfällt. Zu beobachten ist auch, dass bei einem Anstieg des direkten Anteils der regenerativen Erzeugung der indirekte Anteil sukzessive zurückgeht.

Zusammenfassend lässt sich die folgende Aussage treffen: Unabhängig davon, welche Einsatzstrategie verwendet wird oder wie die erneuerbare Erzeugung zusammengesetzt ist, stellt sich durch die Kombination von erneuerbaren Erzeugern und koordiniertem Speichereinsatz ein positiver Effekt für die sichere Einspeisung aus erneuerbaren Quellen zu Zeiten hoher Lasten ein.

7.2 5%-Szenario

Die Ergebnisse in diesem Kapitel beziehen sich auf das in Kapitel 6.1.3 beschriebene Szenario und den darin enthaltenen Angaben für Last, erneuerbaren und regelbaren Kraftwerkspark. Die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen beträgt 5% des Jahresstrombedarfs und wird immer exklusiv aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik bereitgestellt. Damit wird ein System mit einer niedri-

gen Durchdringungsrate der erneuerbaren Erzeugung abgebildet, in dem die einzelnen Erzeuger einen energetisch äquivalenten Beitrag leisten.

7.2.1 Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen

Eine Abschätzung der bestmöglichen erreichbaren oberen Restlastgrenze wird anhand der Einsatzmethode 3 durchgeführt. Da die Erzeugungen der einzelnen erneuerbaren Quellen in diesem Szenario gleichwertig sind, aufgrund unterschiedlicher Volllaststunden ergeben sich verschiedene Werte für die installierten Leistungen, lässt sich ein Vergleich leichter bewerkstelligen als im Referenzszenario: 2010. Abbildung 7.6 zeigt die Ergebnisse der Ermittlung der maximale erreichbaren oberen Restlastgrenze durch Verwendung der Einsatzstrategie 3. Durch die Annahme, dass alle erneuerbaren Erzeuger die selbe Energiemenge produzieren, können durch den koordinierten Einsatz der Speicher sehr ähnliche Werte für die obere Restlastgrenze erreicht werden. Aufgrund der niedrigeren Wirkungsgrade von CAES und H₂S werden schlechtere, heißt höhere Werte für die Restlastgrenze erzielt. Der Vergleich der notwendigen Kapazitäten zeigt, dass bei gleicher Jahreserzeugung der Speicherbedarf aus exklusiver Windeinspeisung am geringsten ist, gefolgt von Laufwasserkraft und Photovoltaik. Mit notwendigen Kapazitäten zwischen 15 TWh und etwa 25 TWh liegen die Werte höher als die zugrunde gelegten Potentiale in den berücksichtigten Ländern, siehe Tabelle 4.3.

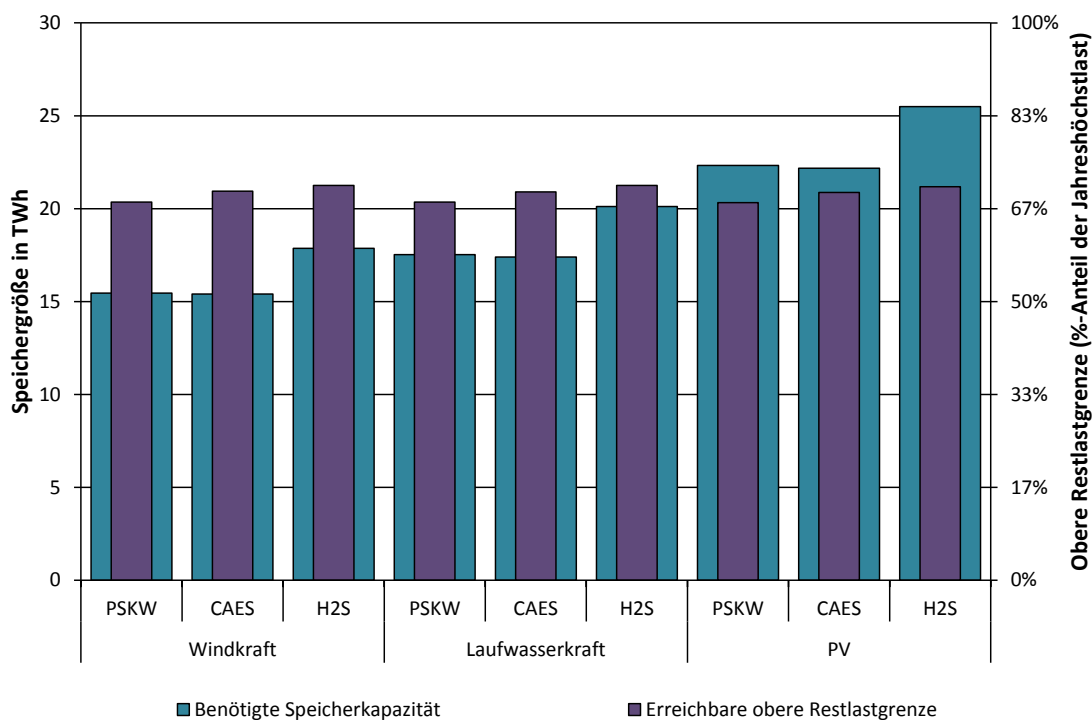


Abbildung 7.6: Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H₂S) nach Strategie 3 im 5%-Szenario für die exklusive Einspeisung aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik.

Im nächsten Schritt werden die Speicherkapazitäten für unterschiedliche Stufen, beginnend bei 95% der Jahreshöchstlast, ermittelt. Abbildung 7.7 zeigt die Ergebnisse der Speicherbedarfsermittlung der einzelnen exklusiven Einspeisungen bei einer Verwendung eines Pumpspeicherkraftwerks. In Tabelle A.6 im Anhang

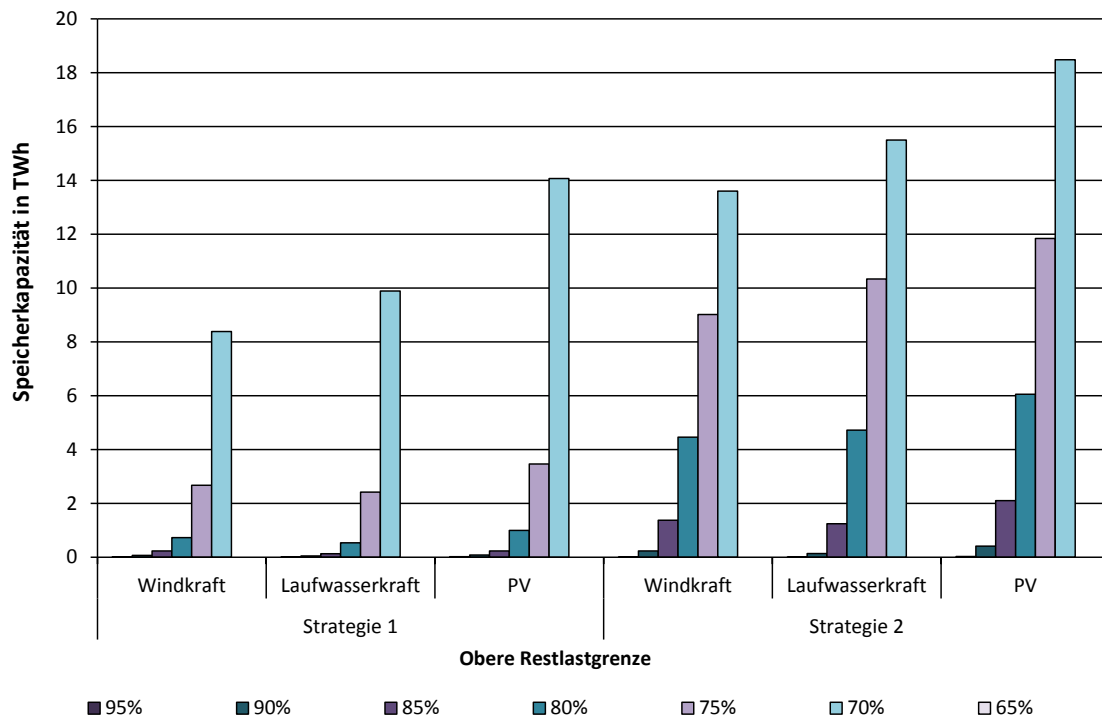


Abbildung 7.7: Notwendige Speicherkapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im 5%-Szenario.

sind die Ergebnisse für alle betrachteten Speichertechnologien angeführt. Grundsätzlich zeigt sich erneut der Zusammenhang zwischen Höhe der oberen Restlastgrenze und benötigter Speicherkapazität. Außerdem ergibt, wie bereits im Referenzszenario: 2010 beobachtet, eine Verwendung der Einsatzstrategie 2 einen höheren Bedarf an Speicherkapazität als ein Einsatz der Speicher nach Strategie 1. Gleich verhält es sich auch mit den einzelnen Speichertechnologien, von denen Pumpspeicherkraftwerke aufgrund des höchsten Wirkungsgrades die besten Ergebnisse erzielen. Bezüglich der einzelnen regenerativen Erzeugungstechnologien lässt sich eine Abhängigkeit der notwendigen Speichergröße von der Art der erneuerbaren Einspeisung ableiten. Bis einschließlich einer oberen Restlastgrenze von 75% bedingt die Laufwasserkraft den geringsten auftretenden Speicherbedarf bei einer Umsetzung der Strategie 1, mit sinkender oberer Restlastgrenze nähert sich der Speicherbedarf der Laufwasserkraft immer mehr dem Bedarf aus der Windkrafteinspeisung an, was sich mit der geringeren installierten Leistung der Laufwasserkraft erklären lässt. Da die Leistungsdifferenz zwischen Last und oberer Restlastgrenze zusehends weniger durch eine direkte Einspeisung der Laufwasserkraft gedeckt werden kann, muss der Speicher vermehrt zur Kompensation herangezogen werden. Bei einer oberen Restlastgrenze von 70% ergibt sich eine Bevorzugung einer exklusiven Windkrafteinspeisung. Wird die Einsatzstrategie 2 verwendet, findet dieser Positionswechsel zwischen Windkraft und

Laufwasserkraft bereits bei einer oberen Restlastgrenze von 80% statt. Zu bemerken ist, dass sich dieser Reihungswechsel bei jeder verwendeten Speichertechnologie einstellt.

7.2.2 Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential

Nach der Ermittlung der notwendigen Speichergrößen für die Einhaltung diverser oberer Restlastgrenzen wird untersucht, welche oberen Restlastgrenzen sich mit den vorgegebenen Potentialen erreichen lassen. In Abbildung 7.8 sind die Ergebnisse für die erreichbare obere Restlastgrenze sowie die notwendigen

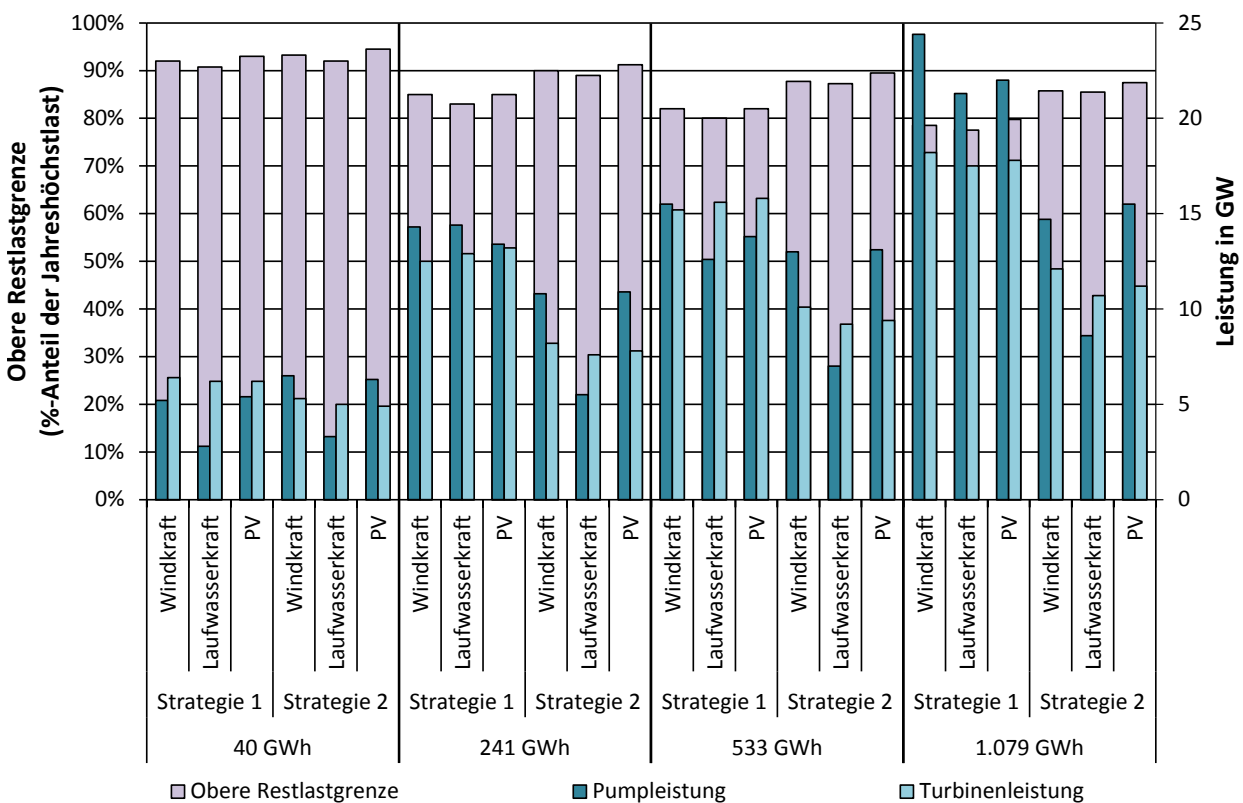


Abbildung 7.8: Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (40 GWh, 241 GWh, 533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik im 5%-Szenario.

Leistungen für Pumpen und Turbinen dargestellt. Unter Nutzung der vorgegebenen Speicherkapazitäten ergeben sich bei einer exklusiven Laufwasserkrafteinspeisung unabhängig von der gewählten Einsatzstrategie die niedrigsten und somit besten Werte für die obere Restlastgrenze. Zusätzlich erfordert diese auch die geringsten installierten Leistungen von Pumpen und Turbinen. Dies kann über die im Verhältnis zu den anderen Technologien gleichmäßige Erzeugung der Laufwasserkraft erklärt werden. Obwohl es Unterschiede bei den oberen Restlastgrenzen als Resultat der verwendeten erneuerbaren Einspeisung bei gleicher gewählter Einsatzstrategie gibt, sind diese im geringen Prozentbereich. Werden hingegen die oberen Restlastgrenzen von Strategie 1 mit Strategie 2 verglichen, ergeben sich höhere Differenzen, deren

tatsächlicher Wert von der Höhe der Speicherkapazität abhängt. Dabei werden unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 niedrigere Werte für die obere Restlastgrenze erreicht. Anders verhält es sich mit den notwendigen Leistungen für die Pumpen und Turbinen; diese sind unter Einsatzstrategie 2 geringer. Dieses Ergebnis resultiert zum Teil aus den höheren oberen Restlastgrenzen. Eine höhere obere Restlastgrenze bedingt einen geringeren Leistungsbedarf zur Lastreduktion, wodurch die Turbinenleistung geringer ausfällt. Die niedrigere Pumpenleistung ergibt sich durch die Verwendung der unteren Restlastgrenze als Schwelle für den Pumpbetrieb, welche ausschließlich bei Einsatzstrategie 2 eine Anwendung findet.

7.2.3 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung hoher Lasten

Anhand der erreichbaren oberen Restlastgrenzen lässt sich der Energiebedarf durch die Lastreduktion über das gesamte Jahr errechnen. Dieser hängt nicht-linear mit der Höhe der oberen Restlastgrenze zusammen und steigt mit sinkender Grenze. Den höchsten Energiebedarf ergibt die Laufwasserkraft bei Verwendung der Einsatzstrategie 1, da sie ebenfalls die niedrigste obere Restlastgrenze aufweist. Zu sehen ist, dass der Energiebedarf für jede Art der erneuerbaren Einspeisung bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 höher ist als beim jeweiligen Pendant bei Verwendung der Strategie 2. In jeder untersuchten Variante dieses Szenarios kommt es durch die Kombination der Einspeisung mit einem Speicher zu einer Erhöhung des Beitrags der erneuerbaren Energien, siehe Tabelle A.7. Dabei kann der Gesamtbeitrag der erneuerbaren Einspeisung zur Deckung des Energiebedarfs aus der Lastreduktion zwischen 58,1% und 100% liegen, ist aber mit Ausnahme der PV unter Einsatzstrategie 1 stets über 85%. Das schlechte Abschneiden der PV unter Einsatzstrategie 1 kann damit erklärt werden, dass für den Ladevorgang des Speichers oft Zeitpunkte mit geringer PV-Einspeisung herangezogen werden. Hinsichtlich der Absolutbeträge der direkten und gesamten erneuerbaren Einspeisung werden bei exklusiver Laufwasserkrafteinspeisung die höchsten Werte erzielt. Bezogen auf die notwendige Energie ist das Ergebnis nicht so eindeutig, vergleiche Tabelle A.7. Generell zeigt sich, dass mit sinkender oberer Restlastgrenze der gesamte erneuerbare Beitrag am Energiebedarf bezogen auf die notwendige Energiemenge zurückgeht. Dieser Effekt wird damit begründet, dass vermehrt günstigere thermische Erzeugung vom Speicher aufgenommen und verlagert wird. Ebenso ist ein Absinken der auf die notwendige Energiemenge bezogenen direkten erneuerbaren Einspeisung zu beobachten, der sich daraus ergibt, dass der Anteil der regenerativen Erzeugung in diesem Szenario gering und somit das Einspeisepotential begrenzt ist. Ein Vergleich des gesamten erneuerbaren Beitrags bezogen auf die benötigte Energiemenge einer Technologie bei verschiedenen Einsatzstrategien zeigt ähnliche Ergebnisse, mit Ausnahme der PV. Hier kommt es bei Betrachtung der relativen Werte, zu einem signifikant schlechteren Abschneiden, bei Verwendung der Einsatzstrategie 1. Dieser Umstand ist zum Teil ein Resultat der niedrigeren oberen Restlastgrenze, ergibt sich aber ebenso aus den den Strategien zugrunde gelegten Überlegungen. Der Gedanke einer unteren Restlastgrenze, wie sie bei Einsatzstrategie 2 ihre Anwendung findet, bevorzugt die konzentrierte Einspeisung der PV und führt zu einer häufigen Verpumpung der PV-Einspeisung. Ein Umstand der bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 nicht gegeben sein muss. Ein direkter Vergleich zwischen Windkraft und Photovoltaik ist anhand der Ergebnisse der Einsatzstrategie 1 bei einer Speichergröße von 241 GWh und 533 GWh anzustellen. In diesem Fall hat eine exklusive Einspeisung aus jeweils einer der beiden Technologien die selbe obere Restlastgrenze zur Folge

und somit den selben Energiebedarf aus der Lastreduktion. Eine Gegenüberstellung des direkten und gesamten erneuerbaren Beitrags zeigt, dass die Windkraft sowohl einen höheren direkten als auch einen höheren Gesamtbeitrag als die Photovoltaik leistet.

Im Anschluss an die Untersuchung des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Deckung des Energiebedarfs aufgrund der Lastreduktion wird der Beitrag zur Deckung der hohen Lasten, bzw. die sichere Einspeisung näher betrachtet. Abbildung 7.9 stellt den Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast unter Verwendung eines Speichers mit einer Kapazität von 1.079 GWh dar. Dabei werden die installierte Leistung und die für die Lastreduktion benötigte Leistung gegenübergestellt, sowie die Aufteilung der benötigten Leistung in direkte und indirekte erneuerbare sowie indirekte regelbare konventionelle Einspeisung dargestellt. Aus dieser Analyse der Stunde mit der Jahreshöchstlast, siehe

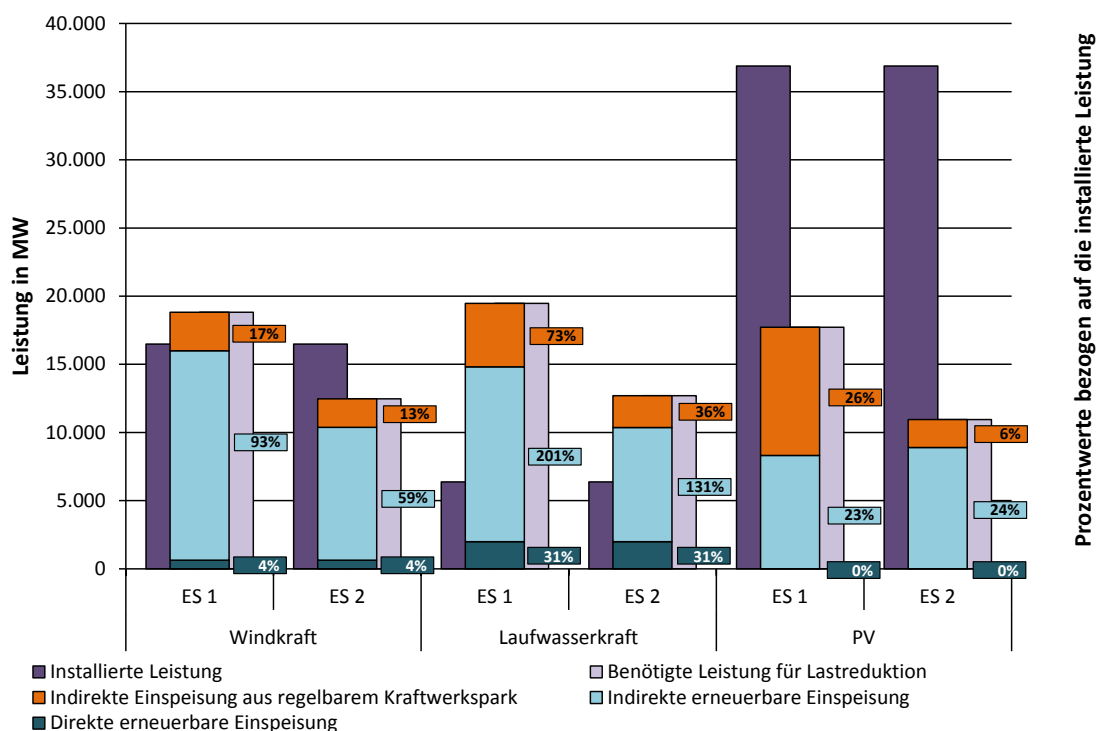


Abbildung 7.9: Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik im 5%-Szenario.

Tabelle A.8, lässt sich ableiten, dass in jedem Fall die sichere Einspeisung der erneuerbaren Energien durch die Kombination mit dem Speicher angehoben wird. Sogar für Photovoltaik, die eine direkte sichere Einspeisung von 0% aufweist, ergeben sich in Kombination mit dem koordinierten Einsatz des Speichers Werte von 13,1% bis 24,1%. Es zeigt sich die generelle Tendenz, dass mit steigender Speichergröße auch der Anteil der gesamten erneuerbaren Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung ansteigt. Dieser Effekt hängt damit zusammen, dass durch eine Vergrößerung des Speichers eine niedrigere obere Restlastgrenze

erreicht werden kann. Damit wird der Lastreduktionsbedarf zur Jahreshöchstlast größer, was sich auch am steigenden Verhältnis von Lastreduktion zu installierter Leistung bei steigender Speichergröße erkennen lässt. Ein weiteres Ergebnis aus dieser Untersuchung ist, dass mit steigender Speichergröße, der Anteil nicht-erneuerbarer Leistung aus dem Speicher (dies entspricht der Differenz zwischen $P_{Reduktion} / P_{Installiert}$ und $A_{Erneuerbar_{Direkt+Indirekt}}$ in der Ergebnistabelle) für die Lastreduktion zur Jahreshöchstlast zunimmt. Für einen Speicher der Größe 49 TWh kann für Windkraft und Laufwasserkraft in beiden Strategien, für PV nur unter Strategie 2 der Leistungsbedarf ohne indirekte thermische Erzeugung gedeckt werden. Generell wird bei größeren Speicherkapazitäten bei der Verwendung der Einsatzstrategie 1 mehr indirekte thermische Einspeisung benötigt, was zu einem großen Teil an den niedrigeren oberen Restlastgrenzen und dem damit verbundenen höheren Leistungsbedarf zur Lastreduktion liegt. Besonders stark ist dieser Effekt bei einer exklusiven PV-Einspeisung zu beobachten. Im 5%-Szenario zeichnen sich Wind- und Laufwasserkraft durch gute Resultate aus, wobei die Verwendung der Einsatzstrategie 1, sowohl was die absoluten als auch die auf die installierte Leistung bezogenen Werte angeht, die besseren Ergebnisse erreicht. Unterscheidet man die einzelnen exklusiven Einspeisungen, so weist die Laufwasserkraft in beinahe allen Fällen sowohl absolut als auch relativ gesehen die besten Ergebnisse auf, mit sicheren Einspeisungen die höher als die installierte Leistung sind. Ausschließlich im Fall eines 1.079-GWh-Speichers unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 ist die absolute direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung bei exklusiver Windkrafteinspeisung höher als bei Laufwasserkraft. In diesem Fall wird die sichere Einspeisung der Windkraft ebenfalls höher als die installierte Leistung. Sehr ähnliche Ergebnisse resultieren ebenfalls aus der Betrachtung der Stunden mit den 88 Jahreshöchstlaststunden, vergleiche Tabelle A.9 bzw. 176 Jahreshöchstlaststunden, vergleiche Tabelle A.10. In Abbildung 7.10 ist der mittlere Beitrag für die 88 Stunden der höchsten Lasten des Jahres für einen Speicher mit der Kapazität von 1.079 GWh dargestellt. Für diese beiden Zeitfenster tritt der Fall, dass der Mittelwert der bereitgestellten direkten und indirekten Einspeisung den Bedarf übersteigt, erneut ein. Ein Umstand der in Kapitel 7.1.3 erklärt wird.

Aus den Untersuchungen hinsichtlich des Beitrag erneuerbarer Erzeugung zur Deckung hoher Lasten im 5%-Szenario lässt sich eine starke Auswirkung der Kombination aus Speicher und erneuerbarer Energie auf die sichere Einspeisung ableiten. Die positiven Effekte sind vor allem im Fall der exklusiven Laufwasserkraft und auch bei exklusiver Windeinspeisung zu bemerken. Für einen Kraftwerkspark bestehend aus PV-Anlagen ergeben sich im Vergleich zu den anderen beiden Erzeugungstechnologien weniger starke Auswirkungen, eine Steigerung der sicheren Einspeisung ist aber dennoch zu verbuchen.

7.2.4 Analyse der Ersparnisse und Kosten

Im vorherigen Kapitel wird festgestellt, dass es zu positiven Effekten durch einen koordinierten PSKW-Einsatz kommt. Es wird nun untersucht, inwieweit sich aus dieser Kombination zusätzliche Kosten oder Ersparnisse ergeben. Die Ergebnisse des Vergleichs sind im Anhang in Tabelle A.11 dargestellt. Dabei werden die jährlichen Abschreibungskosten für die ersparten Gasturbinen den Abschreibungskosten für die Erweiterung des Pumpspeichers gegenüber gestellt. Es werden die Änderung der Erzeugungskosten des regelbaren konventionellen Kraftwerksparks sowie etwaig gedrosselte Energie aus erneuerbaren Quellen

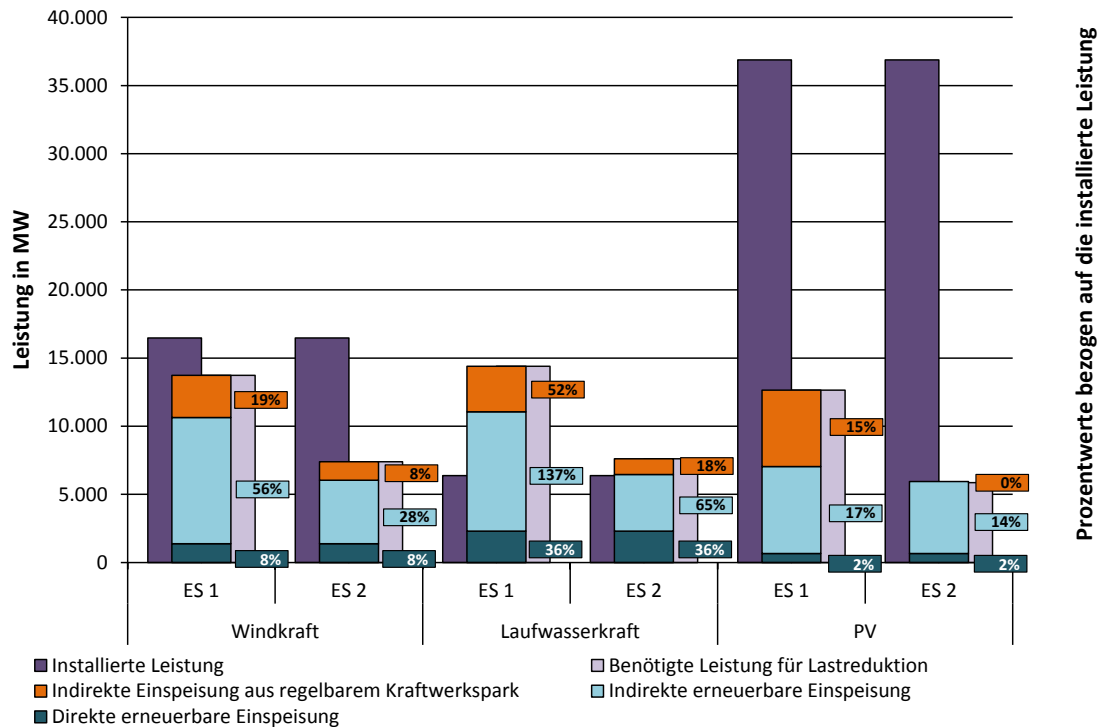


Abbildung 7.10: Darstellung der installierten Leistung sowie der mittleren notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im 5%-Szenario

bei einem „Nichtausbau“ des Speichers dargestellt. Aufgrund des geringen Anteils erneuerbarer Erzeugung in diesem Szenario treten keine negativen Residuallasten auf, damit ist auch die gedrosselte erneuerbare Erzeugung in jedem der betrachteten Fälle gleich null. Da der Einsatz des Speichers nach Strategie 1 niedrigere obere Restlastgrenzen und damit einen höheren Leistungsbedarf für Pumpen und Turbinen mit sich bringt, fallen höhere Abschreibungen für den Ausbau der Speicher an, als es bei Strategie 2 der Fall ist. Bis inklusive einer Speichergröße von 533 GWh sind die Kosten für den Speicherausbau bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 geringer als die Kosten für den Ausbau von GT-Anlagen. Ausnahmen sind bei Verwendung der Einsatzstrategie 2 die exklusive Wind- und PV-Einspeisung. Generell fallen die Kosten für den Ausbau der GT, auf die mit einem Speicher verzichtet werden kann, bei Verwendung der Speicher nach Strategie 1 höher aus. Durch Verwendung einer unteren Restlastgrenzen für den Pumpbetrieb werden bei Einsatzstrategie 2 geringere mittlere Erzeugungskosten als bei Strategie 1 erreicht. Zusätzlich tritt bei Einsatzstrategie 1 der Effekt ein, dass mit Ausnahme der Windkraft eine Erhöhung der mittleren Erzeugungskosten durch den Einsatz der Speicher resultiert. Dadurch wird gezeigt, dass aufgrund der Betriebsführung und Limitierung der Kapazität des Speichers auch zu verhältnismäßig teuren Zeitpunkten gepumpt wird. Stellt man die mittleren Erzeugungskosten mit und ohne Speichereinsatz gegenüber, so werden die höchsten Änderungen bei einer Speichergröße von 1.079 GWh, dem Einsatz der Speicher nach

Strategie 2 und einer exklusiven PV-Einspeisung erzielt. Da es sich dabei um einen relativen Wert handelt, dürfen die anfallenden mittleren Erzeugungskosten aus dem Einsatz des Speichers nicht außer Acht gelassen werden, die in diesem Fall im Verhältnis zu den anderen Ergebnissen bei gleicher Speichergröße hoch ausfallen.

Die Gegenüberstellung der jährlichen Kosten mit Speicher zeigt, dass Einsatzstrategie 2 zu geringeren jährlichen Kosten führt. Die niedrigsten jährlichen Kosten lassen sich für den Fall einer exklusiven Windkrafteinspeisung bei einem Speicher der Größe 533 GWh und Einsatzstrategie 2 erreichen.

Der höchste Nutzen aus dem Verzicht auf den Bau von Gasturbinen-Anlagen wird für den Fall eines Speicher der Größe 1.079 GWh für Windkraft und PV erreicht, da hier auf die meisten Anlagen verzichtet werden kann. Die geringsten jährlichen Kosten durch Abschreibung und Erzeugung des Stroms werden bei gleicher Speichergröße, Verwendung der Strategie 2 und einem erneuerbaren Kraftwerkspark bestehend aus ausschließlich Windkraftanlagen erreicht.

7.3 35%-Szenario

Nach der Ermittlung der Ergebnisse für ein Szenario mit geringem Anteil erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf, werden hier die Ergebnisse für ein Szenario mit einem Anteil erneuerbarer Erzeugung von 35% am Gesamtstrombedarf dargestellt. Die Ergebnisse in diesem Kapitel beziehen sich auf das in Kapitel 6.1.4 beschriebene Szenario und den darin enthaltenen Angaben für Last, erneuerbaren und regelbaren Kraftwerkspark. Die Erzeugung wird entweder ausschließlich aus Windkraft oder Photovoltaik bereitgestellt. Das Ausbaupotential für Laufwasserkraft in Deutschland ist zu gering um die vorgegebenen Anteile am Gesamtstrombedarf decken zu können.

7.3.1 Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen

Die erreichbaren Werte für die obere Restlastgrenze sowie die dafür notwendigen Speicherkapazitäten unter Verwendung der unterschiedlichen Speichertechnologien und Einsatzstrategien sind in Abbildung 7.11 dargestellt. Wie bereits bei dem Szenario mit einem Anteil von 5% erneuerbarer Energie am Gesamtstrombedarf zeigt sich auch in diesem Szenario, dass der Speicherbedarf mit sinkendem Wirkungsgrad der eingesetzten Technologie ansteigt. Im Vergleich zum Szenario mit 5% erneuerbarem Anteil fällt hier der Bedarf an Speicherkapazität wesentlich höher aus, dafür lässt sich bei einem höheren Anteil erneuerbarer Erzeugung ebenso eine niedrigere Restlastgrenze erreichen. Bei Verwendung eines Pumpspeichers können obere Restlastgrenzen von 50% der Jahreshöchstlast erreicht werden.

Im Gegensatz zum 5%-Szenario kommt es bei diesem Szenario erstmals zum Auftreten negativer Residuallasten, mit dem Effekt, dass bei hohen oberen Restlastgrenzen die Energiemenge der negativen Residuallasten den Wert für die Energie zur Lastreduktion überschreitet. Dies ist an den Werten für den

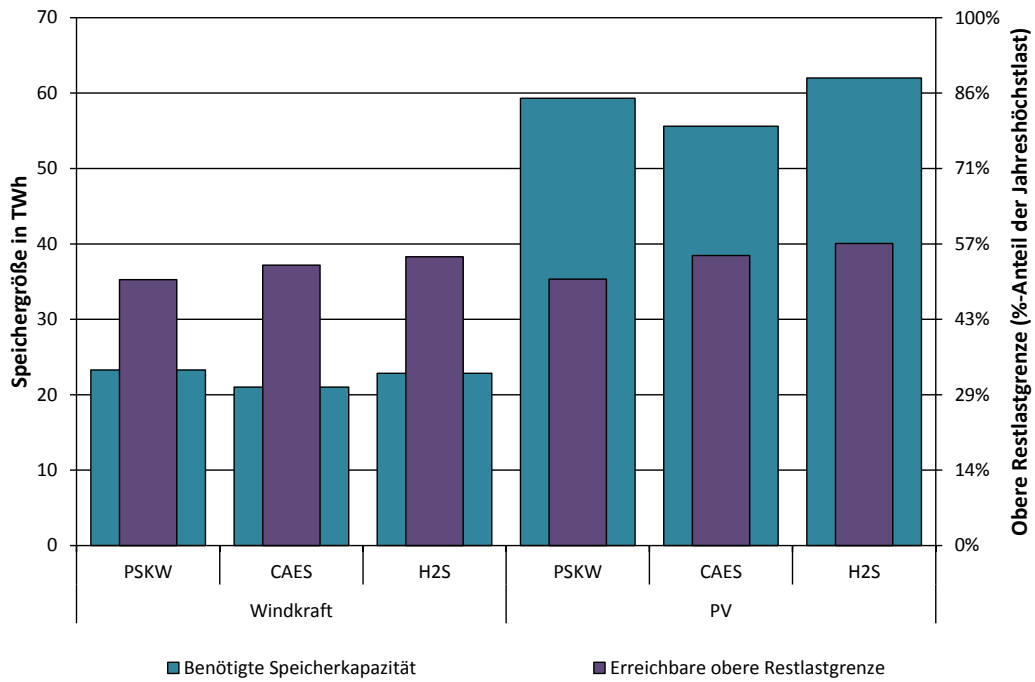


Abbildung 7.11: Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H2S) nach Strategie 3 im 35%-Szenario für die exklusive Einspeisung aus entweder Windkraft oder Photovoltaik.

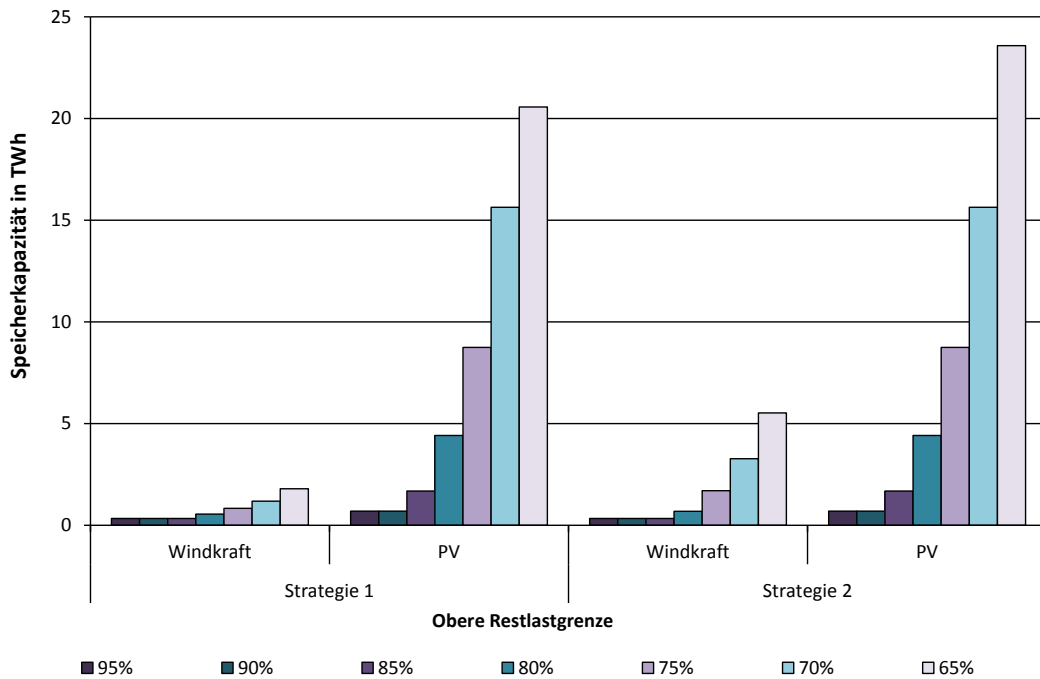


Abbildung 7.12: Notwendige Speicherkapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im 35%-Szenario

Speicherbedarf in Tabelle A.12 sowie in Abbildung 7.12 zu erkennen, wo für eine Restlastgrenze bei beiden Strategien der gleiche Wert für die Speichergröße resultiert. Auffällig ist der geringere Speicherbedarf bei CAES und H₂S, der auftritt, solange der Speicher für den Ausgleich negativer Residuallasten betrieben wird. Diese Gegebenheit findet ihre Begründung im geringen Ladewirkungsgrad, der dazu führt, dass von der aufgenommenen Energie weniger im Speicher landet. Die so ermittelten Werte für die Speichergröße stellen die minimal notwendigen Kapazitäten dar, um das System ohne Drosselung der regenerativen Erzeugung betreiben zu können.

Die Analyse zeigt eine klare Bevorzugung eines Systems mit exklusiver Windeinspeisung gegenüber einem System in dem die erneuerbare Erzeugung ausschließlich aus PV-Anlagen stammt. Es wird für die gleichen oberen Restlastgrenzen eine bis um den Faktor 13 geringere Speicherkapazität benötigt. Die Ergebnisse legen weiterhin nahe, dass die Einsatzstrategie 1 der Strategie 2 vorzuziehen ist, sobald der Speicher nicht mehr für das Auffangen negativer Residuallasten genutzt wird.

7.3.2 Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential

Aus der Untersuchung der notwendigen Speichergröße für die Einhaltung verschiedener Restlastgrenzen resultiert, dass für ein Szenario mit einem 35%igen Anteil erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf die Speichergrößen 40 GWh und 241 GWh auf jeden Fall zu gering sind um einen ordnungsgemäßen Betrieb zu gewährleisten. Aus diesem Grund werden für die Untersuchung der erreichbaren Restlastgrenze unter Einhaltung der vorgegebenen Potentiale nur noch die Speichergrößen 533 GWh sowie 1.079 GWh berücksichtigt. Es stellt sich heraus, dass bei einer Verwendung einer exklusiven PV-Einspeisung, das 533-GWh-Potential für einen Betrieb ebenfalls als zu gering anzusehen ist. Abbildung 7.13 stellt die erreichbaren Restlastgrenzen für eine ausschließliche Windkraft- bzw. Photovoltaikeinspeisung dar. Es ist im Falle einer Speichergröße von 533 GWh bei exklusiver Windeinspeisung zu erkennen, dass die erreichbaren oberen Restlastgrenzen und die Leistungen für Pumpen und Turbinen bei den beiden Einsatzstrategien sehr ähnlich sind. Dieses Ergebnis lässt darauf schließen, dass die Speichergröße von 533 GWh ein wenig größer als die benötigte Mindestgröße zum Ausgleich der negativen Residuallasten ist. Für die Betrachtung einer erneuerbaren Erzeugung ausschließlich aus Windkraft und einer zugrunde gelegten Speichergröße von 1.079 GWh sind bereits starke Unterschiede zwischen Strategie 1 und Strategie 2 zu erkennen. Die Verwendung der Strategie 1 führt zu einer niedrigeren oberen Restlastgrenze, hat jedoch höhere Leistungsanforderungen an Pumpen und Turbinen zur Folge. Bei einer exklusiven Erzeugung durch PV sind die Ergebnisse für Einsatzstrategie 1 und 2 ident, was davon zeugt, dass der Speicher bei dieser Größe noch ausschließlich für den Ausgleich negativer Residuallasten arbeitet und sich somit kein Unterschied in den Ergebnissen manifestieren kann. Die erreichbare Restlastgrenze ist wesentlich höher im Vergleich zur Situation einer exklusiven Windkrafteinspeisung, ebenso wie die notwendigen Leistungen. Der hohe Wert der benötigten Pumpleistung lässt sich mit der hohen installierten Leistung der PV und den daraus resultierenden hohen negativen Residuallasten erklären.

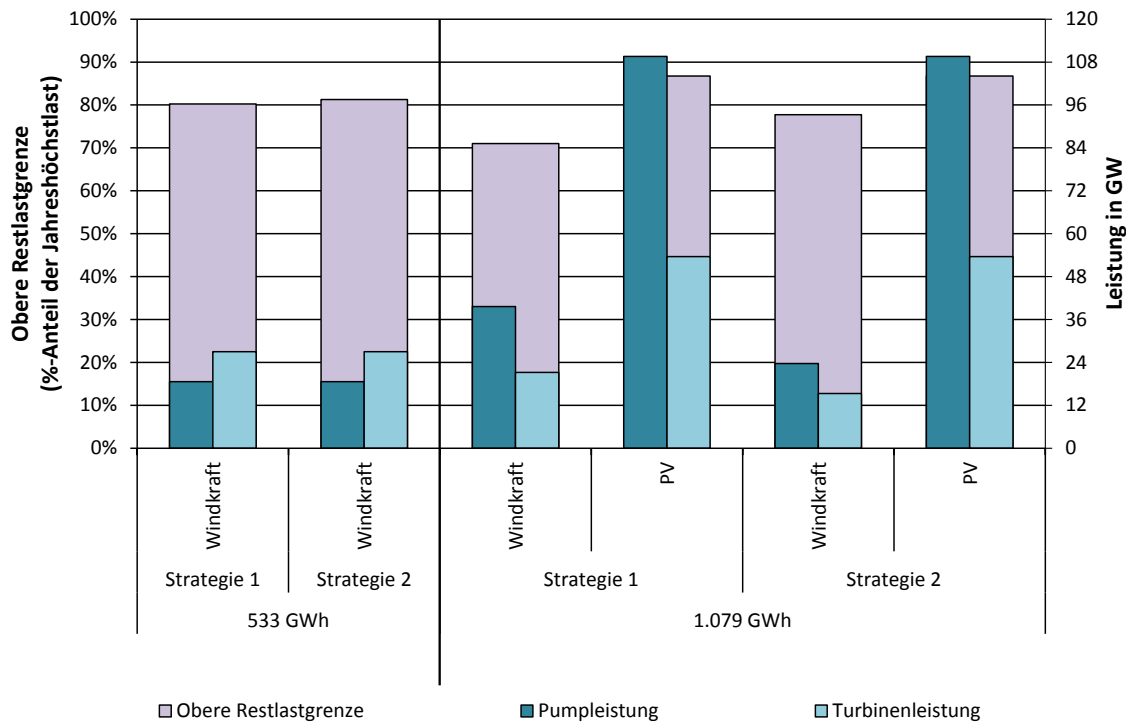


Abbildung 7.13: Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik im 35%-Szenario

7.3.3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten

Durch den hohen Beitrag an erneuerbarer Erzeugung und dem damit verbundenen hohen Speicherbedarf sind die Beiträge der erneuerbaren Erzeugung vor allem bei einer exklusiven Einspeisung der Photovoltaik nicht als ideal anzusehen. Bei einer Speichergröße von 1.079 GWh ist man noch nicht über den Punkt hinaus an dem die Energie für die Lastreduktion kleiner als die Energie aus den negativen Residuallasten ist. Anders verhält es sich bei reiner Windkräfteeinspeisung. Die Ergebnisse der Analyse der notwendigen Energie aus der Lastreduktion sind in Tabelle A.13 im Anhang angeführt. Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass bei einer exklusiven Windeinspeisung sehr viel der benötigten Energie für die Lastreduktion direkt bezogen werden kann, mit Werten zwischen 84% und 91%. Der restliche Beitrag wird durch die Speicher geleistet. Bei einer exklusiven Einspeisung aus Photovoltaik fällt die notwendige Energiemenge für die Lastreduktion im Vergleich zu dem Fall reiner Windeinspeisung gering aus, auch der direkte Beitrag der Photovoltaik ist mit rund 34% geringer als jener der Windkraft. Dennoch wird durch den koordinierten Einsatz des Speichers ein gesamter Beitrag (direkt + indirekt) der erneuerbaren PV-Einspeisung von 100% durch eine zeitliche Verlagerung der Einspeisung erreicht. Werden die absoluten Werte der Untersuchungsgrößen betrachtet, zeigt sich eine klare Bevorzugung der Strategie 1 und einer exklusiven Windkräfteeinspeisung.

Die Ergebnisse der Untersuchung der Beiträge der erneuerbaren Einspeisung zur Deckung der Jah-

reshöchstlasten sind in den Tabellen A.14, A.15 und A.16 dargestellt. Für die Jahreshöchstlast, siehe Abbildung 7.14 für eine Speichergröße von 1.079 GWh, zeigt sich, dass der sichere direkte erneuerbare

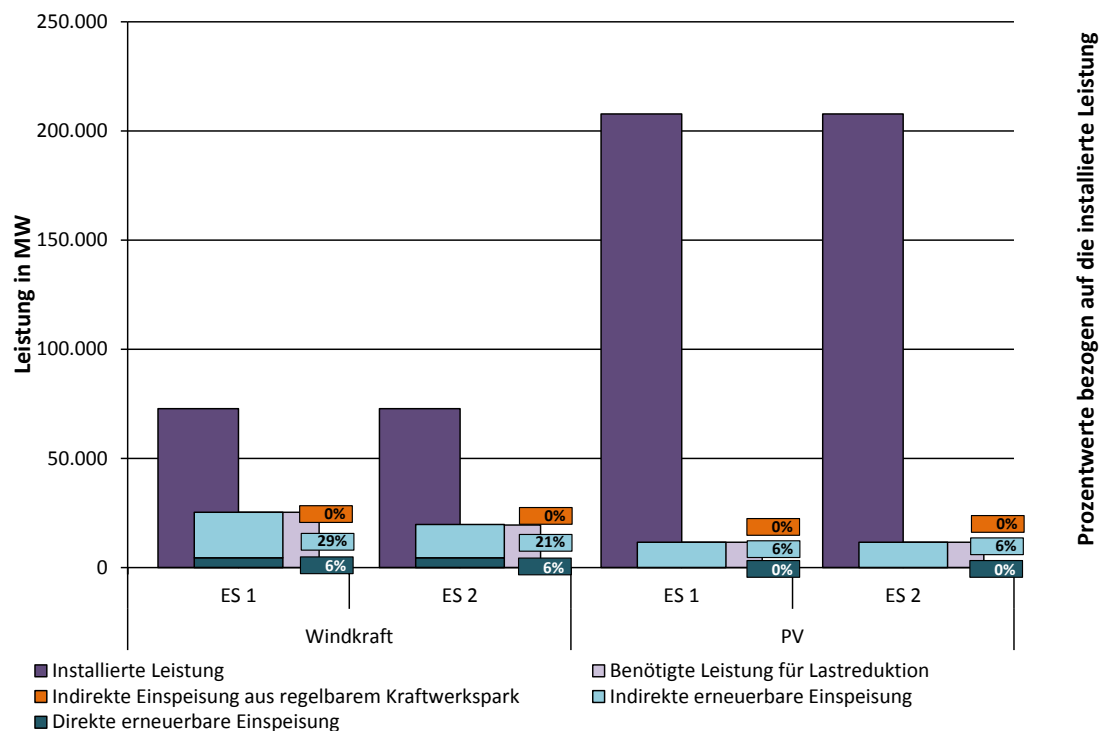


Abbildung 7.14: Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik im 35%-Szenario

Beitrag erneut mit 6% für Windkraft und 0% für PV sehr gering ausfällt. Trotz der hohen installierten Leistung der Windkraft lässt sich unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 bei einer Speichergröße von 1.079 GWh eine sichere gesamt-erneuerbare Einspeisung von 35% der installierten Leistung erreichen, 24% bei 533 GWh. Der indirekte Beitrag aus regelbaren konventionellen Kraftwerken, der durch den Speicher zeitlich verlagert wird, ist in beiden Fällen 0%. Daraus folgt, dass die gesamte für die Lastreduktion zur Jahreshöchstlast notwendige Leistung aus erneuerbaren Quellen stammt. Da die Deckung des Leistungsbedarfs zur Lastreduktion zu 100% aus regenerativen Quellen erfolgt, ist anzunehmen, dass die Beschränkung der Einspeisung aus dem Speicher durch die obere Restlastgrenze schlagend wird. Es ist weiters anzunehmen, dass für den Speicher grundsätzlich die Möglichkeit bestünde, mehr Leistung zur Verfügung zu stellen. Da dies aber aufgrund einer bereits erfolgten Einhaltung der oberen Restlastgrenze nicht notwendig ist, wird darauf verzichtet. Bei Verwendung der Einsatzstrategie 2 fallen die Werte aufgrund der geringeren notwendigen Leistung, die obere Restlastgrenze hat einen höheren Wert, geringer aus. Dennoch stammt die gesamte für die Lastreduktion benötigte Leistung aus erneuerbaren Quellen. Bei erneuerbarer Einspeisung aus PV-Anlagen sind die Ergebnisse für die Jahreshöchstlast bei beiden Einsatzstrategien aus den bereits genannten Gründen gleich. Der direkte Beitrag ist, wie auch in den anderen bisher betrachteten Szenarien,

mit 0% der installierten Leistung zu bewerten. Dadurch, dass bei dieser Speichergröße eine verhältnismäßig hohe obere Restlastgrenze, 86,75% der Jahreshöchstlast, erreicht wird, fällt auch der gesamte erneuerbare Beitrag mit 6% eher gering aus. Eine Betrachtung der Absolutwerte der untersuchten Größen zeigt eine klare Bevorzugung der Windkraft gegenüber der Photovoltaik, dieses Ergebnis spiegelt sich, wie bereits beschrieben, auch in den auf die installierte Leistung bezogenen Werten wieder. Generell zeigt sich auch, dass die Einsatzstrategie 1 zu besseren Ergebnissen führt als die Einsatzstrategie 2. Ähnliche Ergebnisse liefern auch die Betrachtungen der 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden. Auch hier kommt es zu einem guten Abschneiden der Windkraft und einem verhältnismäßig schlechten Ergebnis für die Photovoltaik. Diese Ergebnisse in Kombination mit den Ergebnissen in Kapitel 7.3.1 zeigen, dass für eine sinnvolle Ausschöpfung und Verwendung der exklusiven Wind- und PV-Einspeisung größere Speicher anzuraten wären. Diese Annahme trifft vermehrt auf eine exklusive PV-Erzeugung zu.

Zusammenfassend zeigt die Analyse des Beitrags der erneuerbaren Erzeugung zur Deckung hoher Lasten, dass eine ausschließliche erneuerbare Einspeisung der Photovoltaik bei einem Anteil von 35% am Gesamtstrombedarf nicht zielführend ist. Eine exklusive Einspeisung von Windenergie hingegen bei der Höchstlastdeckung gute Resultate erzielt.

7.3.4 Analyse der Ersparnisse und Kosten

Die exklusive Einspeisung der Photovoltaik hat aufgrund der sehr hohen installierten Kapazitäten zur Folge, dass die Residuallast im System sehr oft negativ wird. Dieser Effekt tritt bei einer exklusiven Windkrafteinspeisung nicht so stark auf, da die installierte Leistung um den Faktor 3 geringer ist. Die mittlere Energiemenge aus den negativen Residuallasten beläuft sich bei der Photovoltaik auf etwa 26,1 TWh, bei der Windkraft hingegen nur auf rund 0,6 TWh, bei einer Gesamterzeugung von etwa 188 TWh können 14% der Photovoltaikerzeugung somit nicht verwertet werden. Aus dieser Tatsache ergibt sich hinsichtlich der Berechnung der Erzeugungskosten eine Besonderheit, die es zu beachten gilt: Negative Residuallasten stellen einen unzulässigen Systemzustand dar und müssen durch Anhebung der Last oder Drosselung der erneuerbaren Einspeisung aufgehoben werden. Wird davon ausgegangen, dass eine Lastanhebung im notwendigen Ausmaß nicht möglich ist, bleibt für die Kompensation nur noch die Drosselung der Einspeisung als Möglichkeit bestehen. Dies hat zur Folge, dass im Vergleich zu einer Situation in der die Energie aus den negativen Residuallasten durch einen Speicher verschoben wird, weniger Energie zur Lastreduktion zur Verfügung steht. Der Betrag entspricht der nicht verschobenen Energiemenge. Daraus resultiert eine hohe Differenz bei den mittleren Erzeugungskosten zwischen einer Betrachtung mit und ohne Speicher, da durch den Speichereinsatz mehr günstige erneuerbare Energie verwendet werden kann.

Die Ergebnisse der Kostenanalyse sind in Tabelle 7.1 dargestellt. Die zusätzlichen Kosten für den Ausbau des Speichers übersteigen bei jeder Betrachtung die Kostenersparnis durch die Verwendung des Speichers. Ein Vergleich der Situation mit exklusiver PV-Einspeisung mit der Situation exklusiver Windkrafteinspeisung ergibt für die Photovoltaik wesentlich höhere Investitionskosten in neue Speicher. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass aufgrund der hohen negativen Residuallasten die Kapazität der Pumpen stark

Tabelle 7.1: Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen durch den koordinierten Einsatz des Speichers im 35%-Szenario. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der Gasturbinen-Kraftwerke ($k_{\text{Abschreibung GT}}$) mit den Kosten für die Erweiterung des Pumpspeichers ($k_{\text{Abschreibung PSKW}}$) und der daraus resultierende Differenz ($\Delta k_{\text{Abschreibung}}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$) mit und ohne Speicher und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{\text{Verworfen}}$) im 35% Szenario für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen und exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik.

		$k_{\text{Abschreibung GT}}$ in Mio.€/Jahr	$k_{\text{Abschreibung PSKW}}$ in Mio.€/Jahr	$\Delta k_{\text{Abschreibung}}$ in Mio.€/Jahr	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€/Jahr ohne Speicher	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€/Jahr mit Speicher	$\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio.€/Jahr	k_{Jahr} in Mio€/Jahr mit Speicher	$\bar{E}_{\text{Verworfen}}$ in TWh
533 GWh Speicher									
Strategie 1	Windkraft	264	361	97	7.325	7.298	-27	7.659	0,6
Strategie 2	Windkraft	248	361	113	7.325	7.296	-29	7.657	0,6
1.079 GWh Speicher									
Strategie 1	Windkraft	424	1.046	622	7.325	7.205	-120	8.251	0,6
	Photovoltaik	224	2.726	2.502	9.187	8.171	-1.017	10.896	26,1
Strategie 2	Windkraft	288	664	376	7.325	7.253	-73	7.917	0,6
	Photovoltaik	224	2.726	2.502	9.187	8.171	-1.017	10.896	26,1

gesteigert werden muss, um diese zu kompensieren. Die Gegenüberstellung der Betriebskosten zeigt die oben beschriebene Besonderheit bei der Einspeisung durch Photovoltaik. Eine Reduktion der mittleren Erzeugungskosten von etwa 1000 Mio.€ können erreicht werden. Dieser Wert ist aber hinsichtlich der Aufschlüsselung der Kosten auf die Situation mit und ohne Speichereinsatz trügerisch. Obgleich die Kostenreduktion beinahe um den Faktor 10 größer ausfällt als bei der Windkraft, erreicht eine Kombination aus Windkraft und Speicher wesentlich geringere mittlere Erzeugungskosten. Die Reduktion der mittleren Erzeugungskosten wird in jedem der betrachteten Fälle von den zusätzlichen Kosten durch den Bau des Speichers übertroffen; damit entstehen unter den getroffenen Annahmen zusätzliche Kosten durch den koordinierten Betrieb des Speichers. Diese Kosten sind jedoch den erneuerbaren Energiemengen von 0,6 TWh für Windkraft und 26 TWh für Photovoltaik gegenüberzustellen die aufgrund resultierender negativer Residuallasten nicht integriert werden können. Eine Gegenüberstellung der beiden Einsatzstrategien hat nur bei exklusiver Einspeisung aus Windkraft und einer Speichergröße von 1.079 GWh einen Sinn, da hier der Speicher groß genug ist, um tatsächliche Unterschiede zu bemerken. Wie bereits im 5%-Szenario zeigt ein Vergleich der beiden Einsatzstrategien eine Bevorzugung der Strategie 2 aufgrund niedrigerer jährlicher Kosten. Die zusätzlichen Kosten der Abschreibung der GT-Anlagen sind bei Einsatz nach Strategie 1 zwar

höher, dafür sind aber auch die Kosten für den Speicherausbau höher. Die mittleren Erzeugungskosten sind bei Einsatzstrategie 1 geringer. Die geringsten jährlichen Kosten mit Einsatz eines Speichers ergeben sich bei einem Speicher mit einer Größe von 533 GWh unter Verwendung der Strategie 2.

7.4 Vergleichsszenario

Die Betrachtung einer exklusiven Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik hat im 35% Szenario eine klare Bevorzugung der Windkraft ergeben. Dies wirft die Frage auf, ob es ein ideales Verhältnis von Windkraft/PV gibt. Die Annahmen in diesem Kapitel beziehen sich auf das in Kapitel 6.1.5 beschriebene Szenario und den darin enthaltenen Angaben für Last, erneuerbaren und regelbaren Kraftwerkspark. Das Szenario dient zum Vergleich, wie sich unterschiedliche Zusammensetzungen der erneuerbaren Erzeugung auf Speicherbedarf etc. auswirken.

In diesem Szenario wird der thermische regelbare Kraftwerkspark von 2010 zugrunde gelegt. In Übereinstimmung damit wird auch die volatile Erzeugung der Laufwasserkraft aus diesem Jahr berücksichtigt. Um einen hohen Anteil der erneuerbaren Erzeugung darzustellen, wird die gesamte erneuerbare Erzeugung auf 35% des Jahresverbrauchs ausgelegt. Ein Teil dieser 35% wird durch die Laufwasserkraft gedeckt und ist ungeachtet des Wind/PV-Verhältnisses immer gleich groß. Die in den Ergebnissen angegebenen Verhältnisse von Wind/PV beziehen sich auf die restliche notwendige Energiemenge zum Erreichen der besagten 35% des Gesamtstrombedarfs.

7.4.1 Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen

Die Ergebnisse der Berechnungen der maximal erreichbaren oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Einsatzstrategie 3 sind in Abbildung 7.15 dargestellt. Die obere Restlastgrenze beträgt in allen betrachteten Fällen etwa 50% der Jahreshöchstlast. Hinsichtlich des notwendigen Speicherbedarfs ist ersichtlich, dass mit einem steigenden Anteil an Photovoltaik im Erzeugungsmix der Speicherbedarf ansteigt. Dabei befindet sich der Bedarf an Speicherkapazität zwischen 21 TWh bis 55 TWh. Die Ausnahme bilden jene Fälle, in denen sich das PV/Wind Verhältnis mit 0%/100% bzw. 16,7%/83,3% zusammensetzt, da hier der notwendige Speicherbedarf etwa gleich groß ist. Diese Werte übersteigen das vorhandene Potential bei weitem, stellen aber die unterschiedlichen Erzeugungszusammensetzungen gut gegenüber. Zu beobachten ist außerdem, dass der Anstieg des Speicherbedarfs nicht linear erfolgt.

Im Anhang befinden sich in Tabelle A.17 die Ergebnisse der benötigten Speicherkapazitäten für unterschiedliche obere Restlastgrenzen. Die Ergebnisse der Analyse, dargestellt in Abbildung 7.16, zeigen bei einer hohen oberen Restlastgrenze gleiche Werte für die notwendige Speicherkapazität bei Strategie 1 und 2. Daraus lässt sich, in Übereinstimmung mit den anderen bereits behandelten Szenarien, ableiten, dass hier der Speicher zur Behebung negativer Residuallasten eingesetzt wird. Die notwendige obere Restlastgrenze für einen Wechsel weg von dieser Betriebsführung ist abhängig vom Anteil der PV am erneuerbaren

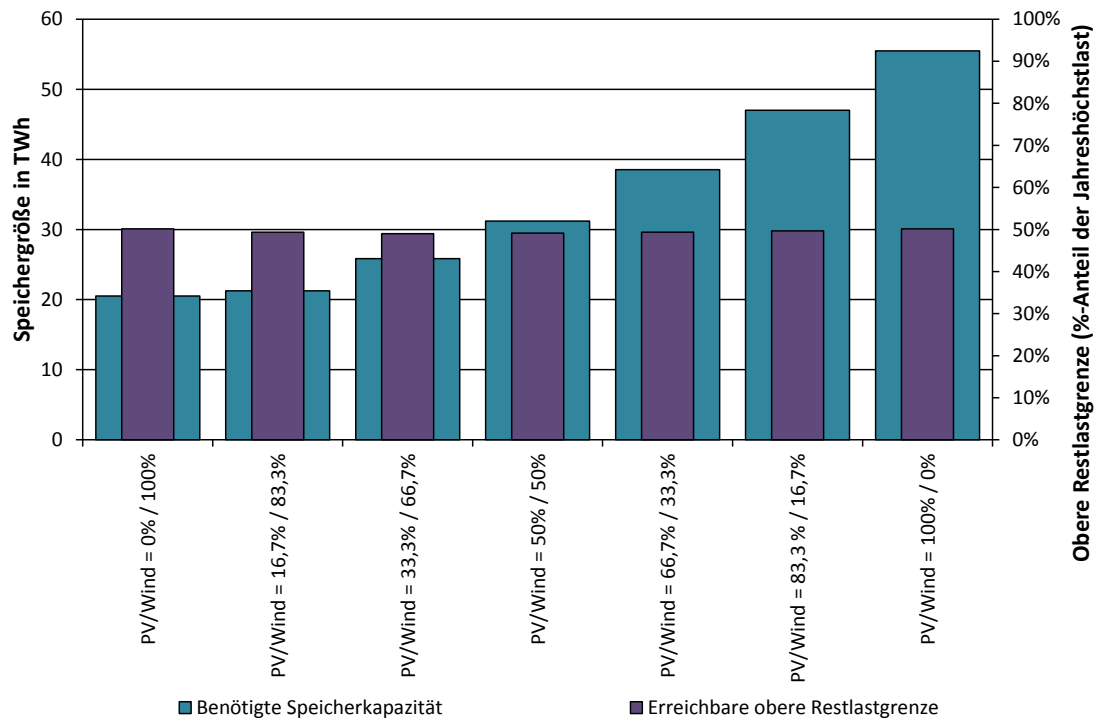


Abbildung 7.15: Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Windkraftenerzeugung nach Strategie 3 im Vergleichsszenario.

Kraftwerkspark. Mit steigendem Anteil muss eine tiefere obere Restlastgrenze erreicht werden. Dieser Effekt lässt sich mit dem konzentrierten Auftreten von PV-Einspeisung und der hohen installierten Leistung erklären.

Die Ergebnisse der Betrachtung des notwendigen Speicherbedarfs zeigen grundsätzlich den Trend, dass mit sinkendem PV-Anteil ebenso der Speicherbedarf sinkt. Diese Aussage ist nur bedingt richtig, da für höhere Werte der oberen Restlastgrenze nicht das System mit einem PV/Wind-Verhältnis von 0%/100% den niedrigsten Speicherbedarf bedingt. Solange der Speicher für den Ausgleich negativer Residuallasten herangezogen wird, sind die Verhältnisse 16,7%/83,3% sowie 33,3%/66,7% vorzuziehen. Sobald der Speicher tatsächlich für die Reduktion der Last auf die obere Restlastgrenze eingesetzt wird, ist bis zu einer oberen Restlastgrenze von 65% der Jahreshöchstlast bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 und 80% bei Einsatzstrategie 2 ein PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% vorzuziehen. Da die Speicherkapazität in diesem Szenario durch Vorgabe der Kapazitäten und Potentiale auf maximal 1.079 GWh beschränkt ist, trifft die eben beschriebene Reihung der Zusammensetzung des erneuerbaren Erzeugungsparks zu. Generell zeigt sich ein nicht linearer Zusammenhang zwischen Speicherbedarf und Anteilen der Photovoltaik im Erzeugungsmix. Neben der generellen Bevorzugung eines Systems mit niedrigen Anteilen an PV-Einspeisung zeigt diese Untersuchung, dass, wie bereits in den anderen Szenarien gesehen, der Einsatz der Speicher nach Strategie 1 einen geringeren Speicherbedarf mit sich bringt.

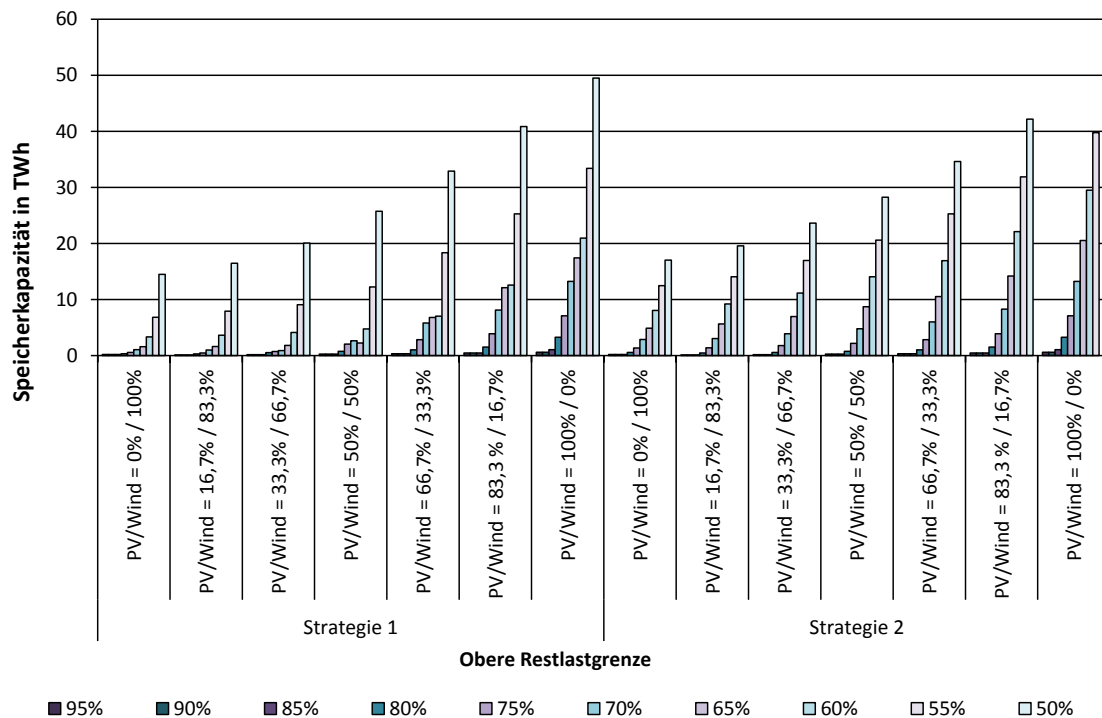


Abbildung 7.16: Notwendige Kapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz nach Strategie 1 oder 2 bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Winderzeugung als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im Vergleichsszenario

7.4.2 Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential

Die Analyse der notwendigen Speichergrößen für die Einhaltung der oberen Restlastgrenzen hat gezeigt, dass es im Bereich der ausgewählten Speicherkapazitäten keine eindeutige Bevorzugung eines Systems ohne PV-Anteile gibt. Dieses Ergebnis kommt ebenfalls bei der Betrachtung der erreichbaren Restlastgrenzen und gegebenen Speicherkapazitäten zustande, vergleiche Abbildung 7.17. Aufgrund des hohen Gesamtanteils erneuerbarer Erzeugung ist eine Speicherkapazität von 40 GWh nicht ausreichend, um die anzuwendenden Speichereinsatzstrategien umzusetzen. Erst ab einer Größe von 241 GWh ist eine Umsetzung bis zu einem PV/Wind-Verhältnis von 33,3%/66,7% möglich. Die Verwendung eines Speichers mit einer Kapazität von 533 GWh ermöglicht eine Umsetzung der Speichereinsatzziele bis zu einem PV/Wind-Verhältnis von 83,3%/16,7%. Die Zusammensetzung der erneuerbaren Erzeugung aus ausschließlich Laufwasserkraft und Photovoltaik ist lediglich mit einem Speicher der Größe 1.079 GWh möglich. Bei der Bewertung der einzelnen Einsatzstrategien muss zwischen einem normalen Speicherbetrieb und einem Betrieb zum Ausgleich negativer Residuallasten unterschieden werden. Für den Bereich des normalen Betriebs ergibt die Analyse der erreichbaren oberen Restlastgrenzen eine Bevorzugung der Einsatzstrategie 1 gegenüber der Strategie 2, da hier bei gegebener Speichergröße, geringere obere Restlastgrenzen erreicht werden können. Bei einer geringen Speicherausbaugröße von 241 GWh fällt der Unterschied zwischen Strategie 1 und 2 noch verhältnismäßig gering aus und beläuft sich je nach verwendetem PV/Wind-Verhältnis auf 0-1%. Dies ist damit zu begründen, dass bei dieser Speichergröße die Kapazität des Speichers gerade

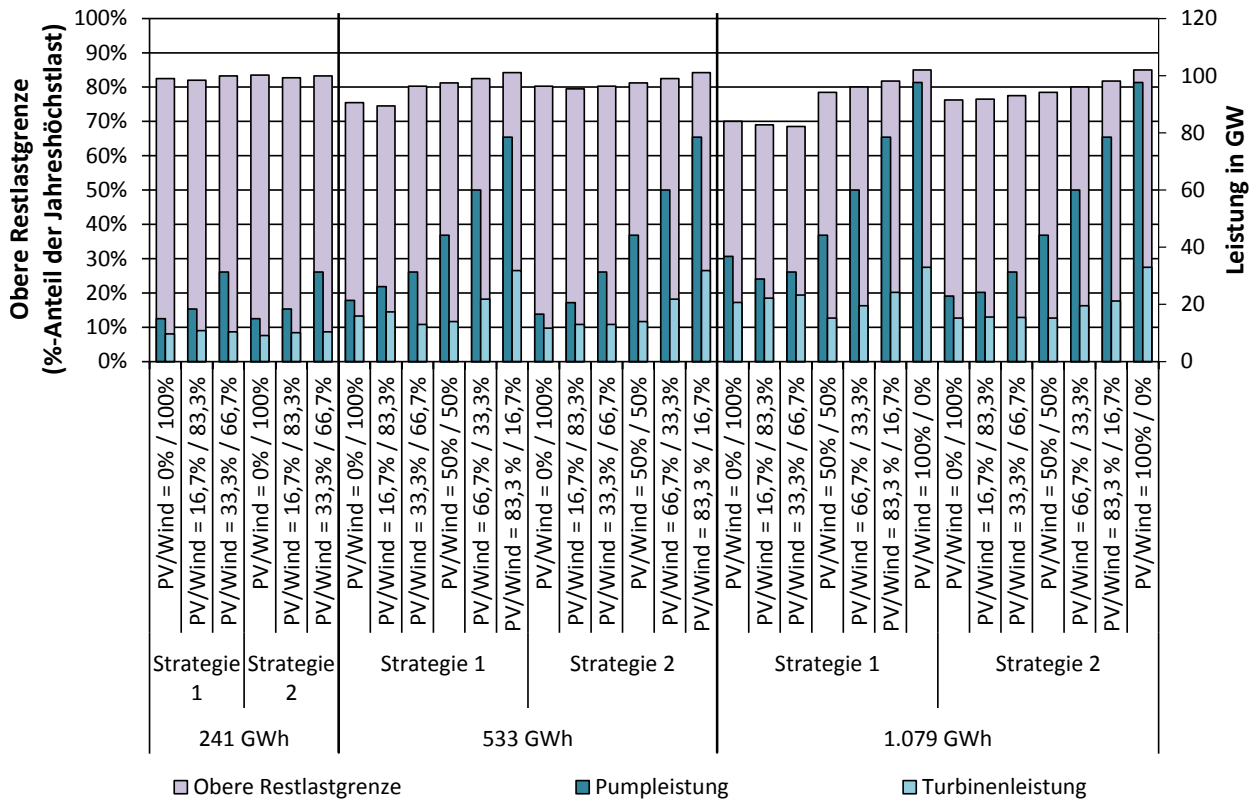


Abbildung 7.17: Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (241 GWh, 533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit unterschiedlichen Verhältnissen der PV/Winderzeugung im Vergleichsszenario.

ausreicht, um die negativen Residuallasten auszugleichen. Mit steigender Speichergröße und dem damit verbundenen Wechsel von einem Ausgleich der negativen Residuallasten hin zu einer Erfüllung der Einsatzstrategie, wächst der Unterschied zwischen Strategie 1 und 2 an. Dabei werden Unterschiede in der oberen Restlastgrenze von bis zu 7,5% der Jahreshöchstlast erreicht, vorausgesetzt der Anteil an PV im System ist gering, bei steigendem Anteil an Photovoltaik sinkt die Differenz bis zu einem Wert von 0% ab. An diesem Punkt übersteigt die Energie als Resultat der negativen Residuallasten den Energiebedarf aus der Restlastreduktion.

Bei der Verwendung der Einsatzstrategie 1 führt ein PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% zu den besten Ergebnissen hinsichtlich der oberen Restlastgrenze für Speicher der Größe 241 GWh und 533 GWh. Steht ein Speicher mit einer Kapazität von 1.079 GWh zur Verfügung, bringt ein Verhältnis von 33,3%/66,7% leicht bessere Ergebnisse bezüglich der oberen Restlastgrenze. Unter Verwendung der Einsatzstrategie 2 verhält es sich ähnlich, ein PV/Wind Verhältnis von 16,7%/83,3% ist im Falle einer Speichergröße von 241 GWh sowie 533 GWh aus Sicht der erreichbaren oberen Restlastgrenze vorzuziehen. Bei einer Größe von 1.079 GWh führt ein System mit ausschließlich Laufwasserkraft- und Windkraftherzeugung zu besseren Ergebnissen. Diese Ergebnisse zeigen, dass es durchaus Sinn macht, einen geringen Anteil an PV im Erzeugungsmix zu haben, da dadurch niedrigere obere Restlastgrenzen erreicht werden können.

Hinsichtlich der notwendigen Leistungen für die Pumpen und Turbinen ergibt die Einsatzstrategie 2 erneut einen geringeren Leistungsbedarf, vorausgesetzt der Speicher wird nicht zur Bewältigung negativer Residuallasten eingesetzt.

7.4.3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten

Bei der Untersuchung des Beitrags der erneuerbaren Einspeisung wird auf Tabelle A.18 verwiesen. Diese zeigt den Beitrag der erneuerbaren Einspeisung zur Deckung des resultierenden Energiebedarfs aus der Lastreduktion für die einzelnen Zusammensetzungen erneuerbarer Erzeugung. Durch den hohen Anteil von 35% regenerativer Erzeugung am Gesamtstromverbrauch wird in jeder Situation der gesamte Energiebedarf aus der Lastreduktion durch direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung gedeckt. Dabei ist es gleich, welcher Erneuerbarenmix oder welche Einsatzstrategie gewählt wird. Die Deckung des resultierenden Energiebedarfs erfolgt stets zu 100% aus erneuerbarer Energie. Durch die unterschiedlichen erreichbaren oberen Restlastgrenzen ergibt sich in den einzelnen Situationen jeweils ein anderer Energiebedarf. Dieser leitet sich aus der Höhe der oberen Restlastgrenze ab. Bei einer Speichergröße von 241 GWh und 533 GWh wird bei einem PV-/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% der höchste Absolutwert für den direkten Beitrag der erneuerbaren Energien erreicht, bei einer Speichergröße von 1.079 GWh trifft diese Aussage auf das Verhältnis 33,3%/66,7% zu. Bei Verwendung der Einsatzstrategie 2 ist in jedem Fall für ein Verhältnis von 16,7%/83,3% der höchste absolute Beitrag zu verbuchen. Daraus lässt sich ableiten, dass es zu positiven Ausgleichsvorgängen der einzelnen Erzeugungstypen kommt, die sich wiederum positiv auf den direkten Energiebeitrag auswirken. Dieser Effekt lässt sich auch im Falle eines 1.079-GWh-Speichers bei einem PV/Wind-Verhältnis von 100%/0% erkennen, da hier der direkte Beitrag der erneuerbaren Erzeugung sprunghaft absinkt, da keinerlei Windkraft für besagte Ausgleichsvorgänge vorhanden ist. Eine Betrachtung der Absolutbeträge der direkten Erneuerbaren zeigt, dass die höchsten direkten Einspeisungen mit den benötigten Energiemengen korrelieren. Bezogen auf den jeweiligen Energiebedarf ergeben sich tendenziell eher bei Verwendung der Einsatzstrategie 2 höhere Werte für die direkte Einspeisung bei einem PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% sowie 33,3%/66,7%.

Der Vergleich der Ergebnisse über den Beitrag der regenerativen Erzeugung zur Deckung hoher Lasten, siehe Tabellen A.19, zeigt, dass für den Fall der Jahreshöchstlast die gesamte benötigte Leistung für die Lastreduktion aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden kann. Dieses Ergebnis tritt ungeachtet des gewählten Erzeugungsmixes oder der gewählten Einsatzstrategie ein. Auch kommt es in jedem Fall durch den Speicher zu einer Erhöhung des Beitrags der erneuerbaren Einspeisung. Bei der Unterscheidung zwischen den einzelnen Zusammensetzungen der erneuerbaren Einspeisung ist zu erkennen, dass mit steigendem Anteil an PV im System die sichere Einspeisung als Anteil der installierten Leistung zurück geht; dieser Effekt ist in Abbildung 7.18 für einen Speicher mit einer Größe von 533 GWh dargestellt. Die Analyse der Absolutbeträge der notwendigen Leistung für die Lastreduktion zeigen, dass der meiste Leistungsbedarf bei einem Verhältnis von PV/Wind von 83,3%/16,7% für die Speicher der Größe 241 GWh und 533 GWh resultiert. Bei einem Speicher mit einer Kapazität von 1.079 GWh ergibt sich der höchste absolute Leistungsbedarf zur Lastreduktion im Falle eines PV/Wind-Verhältnisses von 33,3%/66,7%. Auch

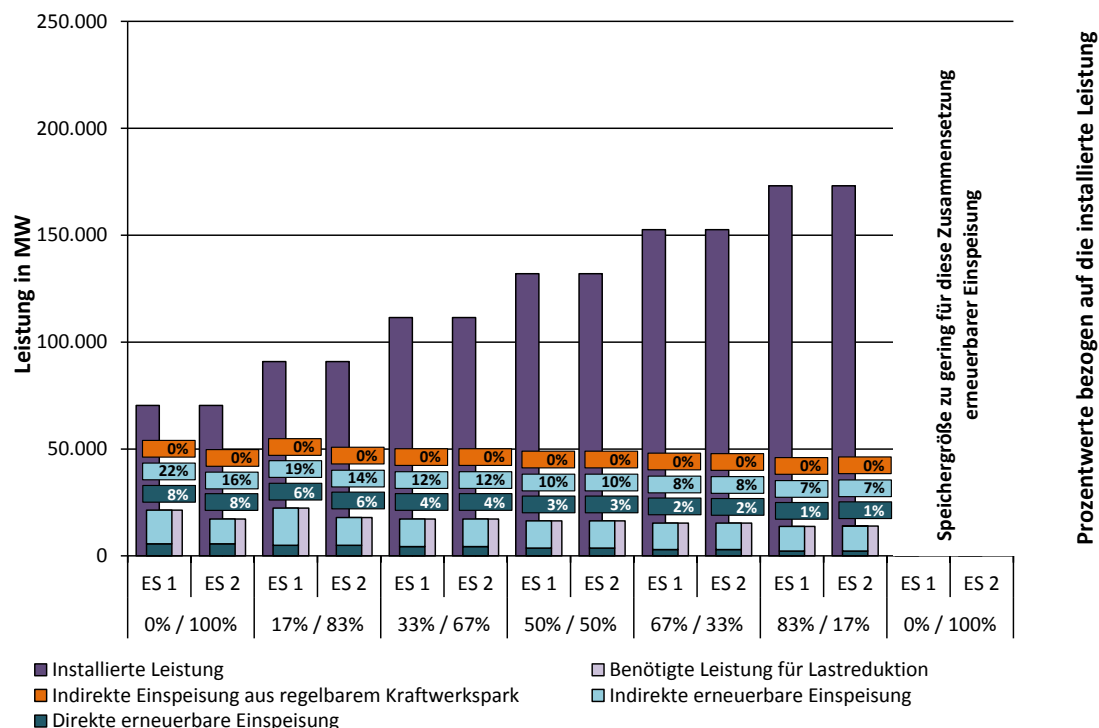


Abbildung 7.18: Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 533-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Winderzeugung im Vergleichsszenario

ersichtlich ist, dass mit steigendem Anteil an PV im System die direkte regenerative Einspeisung sukzessive zurückgeht, was mit der höheren installierten Leistung und dem höheren Anteil von Photovoltaik zu erklären ist. Dieses Ergebnis spiegelt sich sowohl in den absoluten als auch den auf die installierte Leistung bezogenen Werten wider. Bewertet man die einzelnen Einspeisungszusammensetzungen nach den relativen Ergebnissen, liegt die Vermutung nahe, dass ein Erneuerbarenerzeugungsmix ohne Photovoltaik anzustreben ist, da die sichere Leistung in diesem Fall je nach Speichergröße mit Werten von 22% bis 37% am höchsten ist.

Diese Ergebnisse lassen sich grundsätzlich ebenfalls für 88 und 176 Höchstlaststunden ableiten, siehe dazu Tabelle A.20 und Tabelle A.21. Die Ergebnisse in diesen beiden Fällen unterscheiden sich von ihrer Aussage her jedoch in einem Punkt von den Ergebnissen für die Jahreshöchstlast. Durch die Betrachtung eines größeren Zeitraumes (88 und 176 Stunden) kommt es vermehrt zu Situationen, in denen die Photovoltaik einen Beitrag zur direkten Einspeisung leistet. Dadurch sind die Maxima für die Absolutwerte der direkten Einspeisung bei höheren Anteilen an Photovoltaik vorzufinden.

Generell führt die Verwendung der Einsatzstrategie 1 zu höheren Anteilen erneuerbarer Einspeisung bezogen auf die installierte Kapazität, solange der Speicher nicht primär zum Ausgleich negativer Residuallasten herangezogen wird. Das verhältnismäßig schlechte Abschneiden der PV ist mit deren geringer

Volllaststundenzahl und Erzeugungscharakteristik zu begründen. Dadurch muss im Verhältnis zur Windkraft überproportional viel Leistung zugebaut werden, um die selbe Energiemenge zu erzeugen.

7.4.4 Analyse der Ersparnisse und Kosten

Bei der Analyse der Kosten, siehe Tabelle A.22, geht es weniger darum, die tatsächlichen Kosten zu ermitteln, da die unterschiedlichen beleuchteten Situationen in dieser Form nicht eintreten werden. Viel mehr geht es darum, einen Vergleich der einzelnen Zusammensetzungen des Erzeugungsmixes aus regenerativen Quellen anzustellen. Aus den unterschiedlichen Zusammensetzungen der Erzeugung resultiert, dass mit steigendem Anteil an PV die Menge der nicht ins System integrierbaren erneuerbaren Energie ohne Verwendung von Speichern ansteigt. Dieser Effekt ist in erster Linie mit den höheren installierten Leistungen und dem konzentrierteren Auftreten der Erzeugung durch den erhöhten Anteil an PV im System zu erklären. Dieser „Aufwärtstrend“ wird nur vom Fall eines Verhältnisses PV/Wind von 16,7%/83,3% unterbrochen, da hier weniger Erzeugung verloren ginge als bei einem Verhältnis von 0%/100%. Aus dieser Erkenntnis lässt sich ableiten, dass es zu Ausgleichsvorgängen zwischen Wind- und PV-Erzeugung kommen muss, die bei diesem Verhältnis besonders zum Tragen kommen. Bei der Betrachtung der anfallenden jährlichen Kosten entstehen durch den koordinierten Speichereinsatz generell höhere Kosten als ohne Speichereinsatz. Die Ausnahme bilden hier die Fälle, in denen ein Verhältnis von 0%/100% oder 16,7%/83,3% bei einer Speichergröße von 533 GWh vorliegt. Dieses Ergebnis stellt sich ein, da bei Verwendung der Speicherkapazität von 533 GWh weniger Kosten durch den Ausbau des Speicher resultieren, da auf bereits vorhandene Kapazitäten in den Ländern Deutschland, Österreich und der Schweiz gesetzt wird. Generell zeigt sich die Tendenz, dass mit sinkendem Anteil an PV im Erzeugungsmix die jährlich anfallenden Kosten sinken, sowohl mit als auch ohne Speicher. Die Ausnahme bildet hier der Fall mit einem PV/Wind-Verhältnis von 0%/100% bei dem ein Anstieg der Kosten zu vermerken ist. Dieser Effekt steht in Verbindung mit der Menge der nicht ins System integrierbaren erneuerbaren Energie durch einen Verzicht auf den Einsatz der Speicher. Zusätzlich kommt es auch zu einem Absinken der Kostendifferenz zwischen der Betrachtung mit und ohne Speicher mit sinkenden PV-Anteilen.

Die Betrachtung der Ergebnisse zeigt, dass die höchsten Kosten für eine etwaige Abschreibung von Gasturbinen bei einem Speicher mit einer Kapazität von 1.079 GWh und einem PV/Wind-Verhältnis von 33,3%/66,7% resultieren. Dieses Ergebnis ergibt sich aus der in diesem Fall auftretenden niedrigen oberen Restlastgrenze. Die geringsten Kosten für einen Ausbau der Speicher sind bei einem 533-GWh-Speicher unter Einsatz der Strategie 2 bei einem PV/Wind-Verhältnis von 0%/100% zu registrieren. Bei einer Speichergröße von 533 GWh werden ausschließlich bestehende Speicherkapazitäten verwendet, zusätzliche Kosten entstehen nur durch den Ausbau der Pumpen- und Turbinenleistungen. Da bei Verwendung der Strategie 2 ein niedrigerer Bedarf für den Ausbau der Pumpen- und Turbinenleistungen vorliegt, ergeben sich geringere Kosten für die Leistungserweiterung. Die Bevorzugung des 0%/100%-Verhältnisses ergibt sich daraus, dass hier der geringste zusätzliche Bedarf an Leistung zu erkennen ist. Ohne den Einsatz eines Speichers ergeben sich die geringsten mittleren Erzeugungskosten im Falle eines PV/Wind-Verhältnisses von 16,7%/83,3%, was sich mit der geringsten auftretenden nicht integrierbare erneuerbare Energiemenge

von etwa 0,2 TWh erklären lässt. In einigen Fällen kann es dazu kommen, dass die Ersparnisse aus dem Verzicht auf einen Bau von GT-Anlagen die Kosten für den Bau von Speichern überschreiten. Die besten Ergebnisse werden hier ebenfalls bei einer Speichergröße von 533 GWh, Einsatz der Speicher nach Strategie 2 und einem PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/88,3% erreicht. Aufgrund des hohen Ausmaßes verworfener Energie bei einem hohen Anteil von PV am Erzeugungsmix kommt es bei der Verwendung eines Speichers mit der Größe 1.079 GWh und einem PV-Anteil von 100% zu einer starken Reduktion der mittleren Erzeugungskosten durch den Einsatz der Speicher. Bewertet man die einzelnen betrachteten Fälle nach den resultierenden Kosten durch den Einsatz der Speicher zeigt sich, dass die Einsatzstrategie 2 bei einer Speicherkapazität von 533 GWh die geringsten Gesamtkosten verursacht, wenn ein PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% eingehalten wird. Die Analyse der Kosten zeigt eine Bevorzugung eines Systems ohne PV, wenn es um den Vergleich der Fixkosten aus Spitzenlastkapazität und Speicherausbau geht. Bei der Betrachtung der Erzeugungskosten des regelbaren thermischen System ist ein System mit einem PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% vorzuziehen. Stellt man die jährlichen Kosten für die Abschreibungen und die jährlichen Kosten durch die Erzeugung gegenüber, wird ersichtlich, dass die Variante mit einem PV/Wind-Verhältnis von 16,7%/83,3% die besten Resultate liefert.

7.5 Szenario 2032

Die Ergebnisse in diesem Kapitel beziehen sich auf das in Kapitel 6.1.2 beschriebene Szenario und den darin enthaltenen Angaben für Last, erneuerbaren und regelbaren Kraftwerkspark. Mit diesem Szenario sollen der zukünftige Bedarf an Speicherausbau und die daraus resultierenden Effekte beleuchtet werden. In diesem Szenario wird daher ausschließlich die Gesamterzeugung aus den erneuerbaren Quellen beleuchtet und nicht nach exklusiver Einspeisung differenziert.

7.5.1 Speicherbedarf bei verschiedenen Restlastgrenzen

Der Vergleich der erreichbaren oberen Restlastgrenzen unter Verwendung der Einsatzstrategie 3 führt im Szenario 2032 zu sehr hohen benötigten Speicherkapazitäten jenseits der 25 TWh. Diese Werte sind um vieles höher als die vorgesehenen Ausbaupotentiale und lassen in diesem Szenario einen hohen Speicherbedarf erahnen. Die besten Ergebnisse bezüglich der oberen Restlastgrenze lassen sich mit Pumpspeicherkraftwerken bei einem Wert von 34% der Jahreshöchstlast erzielen, vergleiche Abbildung 7.19.

Die Analyse des Speicherbedarfs bei unterschiedlichen Restlastgrenzen ergibt die in Abbildung 7.20 und Tabelle A.23 gezeigten Resultate. Da der jeweilige Speicherbedarf je Speichertechnologie ungeachtet der Einsatzmethode bis zum Erreichen einer oberen Restlastgrenze von 60% ident ist, lässt sich ableiten, dass die Energiemenge aus den negativen Residuallasten höher als die Energiemenge für die Lastreduktion ist. Damit stellt eine Speichergröße von 2,3 TWh für PSKW, 1,5 TWh für CAES und 1,6 TWh für H₂S die absolut minimale Speichergröße für den Umgang mit dieser Menge an erneuerbarer Erzeugung dar. Die niedrigeren Speicherkapazitäten für CAES und H₂S lassen sich mit den niedrigeren Wirkungsgraden für

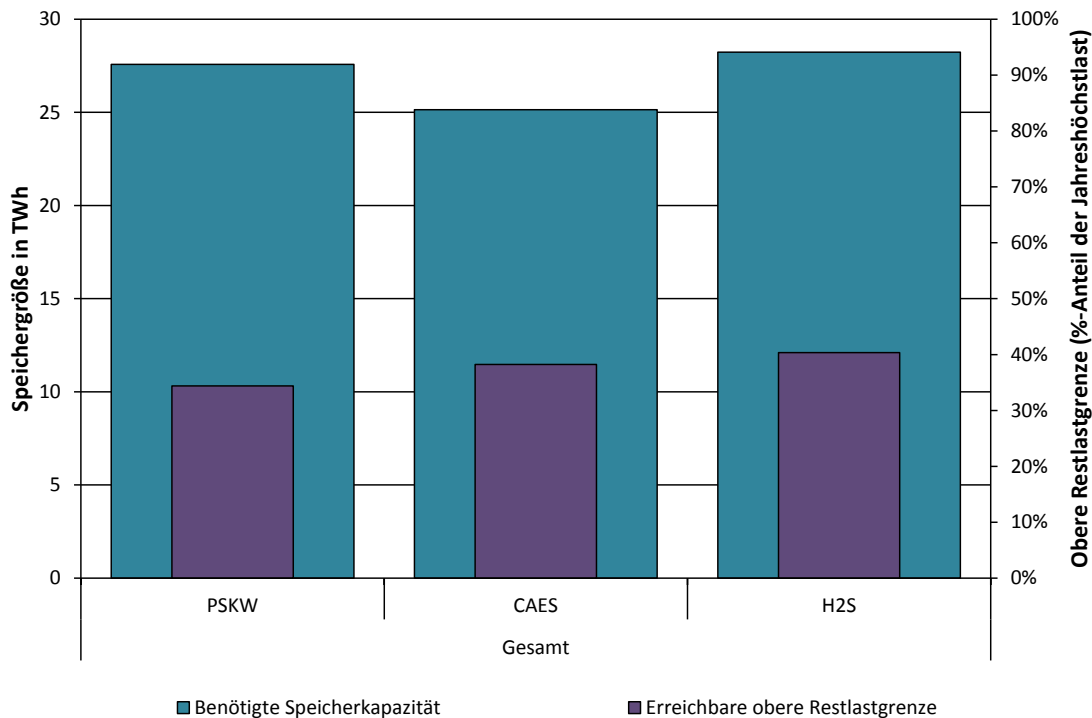


Abbildung 7.19: Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H2S) nach Strategie 3 im Szenario 2032 für die gesamt zur Verfügung stehende erneuerbarer Erzeugung.

den Ladebetrieb erklären. Durch diesen gelangt ein geringerer Anteil der aufgenommenen Leistung in den Speicher. Obwohl H2S einen geringeren Gesamtwirkungsgrad als CAES aufweist, ist der Speicherbedarf bei dieser Technologie dennoch höher als bei CAES, da diese Technologie über einen höheren Ladewirkungsgrad verfügt. Ab einer oberen Restlastgrenze von 55% (die Ausnahme bildet hier der H2S, hier tritt der Effekt bereits bei 60% ein) beginnt der Speicherbedarf zu steigen, da nun die Energie aus der notwendigen Lastreduktion die Überhand gewinnt. Mit dem Wechsel der Betriebsführung von „Aufnahme negativer Residuallasten“ zu „Reduktion der Residuallast unter die obere Restlastgrenze“ unterscheiden sich die Ergebnisse von Strategie 1 und 2. Das PSKW hat aufgrund des höchsten Wirkungsgrades den geringsten Speicherbedarf. Aus den Ergebnissen lässt sich ungeachtet der tatsächlich gewählten oberen Restlastgrenze ein sehr hoher Speicherbedarf ableiten. Mit den Potentialen in Deutschland, Österreich und der Schweiz alleine ließe sich diese Menge an erneuerbarer Erzeugung nicht bewältigen. Aus diesem Grund wird für dieses Szenario das Potential Norwegens als verfügbar angenommen. Wie in den anderen betrachteten Szenarien erreicht hier ebenfalls die Einsatzstrategie 1 bessere Ergebnisse bezüglich der notwendigen Kapazität bei gegebener oberer Restlastgrenze.

7.5.2 Erreichbare Restlastgrenzen bei gegebenem Speicherpotential

Aus der Berechnung der maximal erreichbaren oberen Restlastgrenze wird ersichtlich, dass ein sehr hoher Ausbaubedarf für die Pumpspeicherkraftwerke besteht, weswegen nur die Potentiale Kap_5 und Kap_6 aus

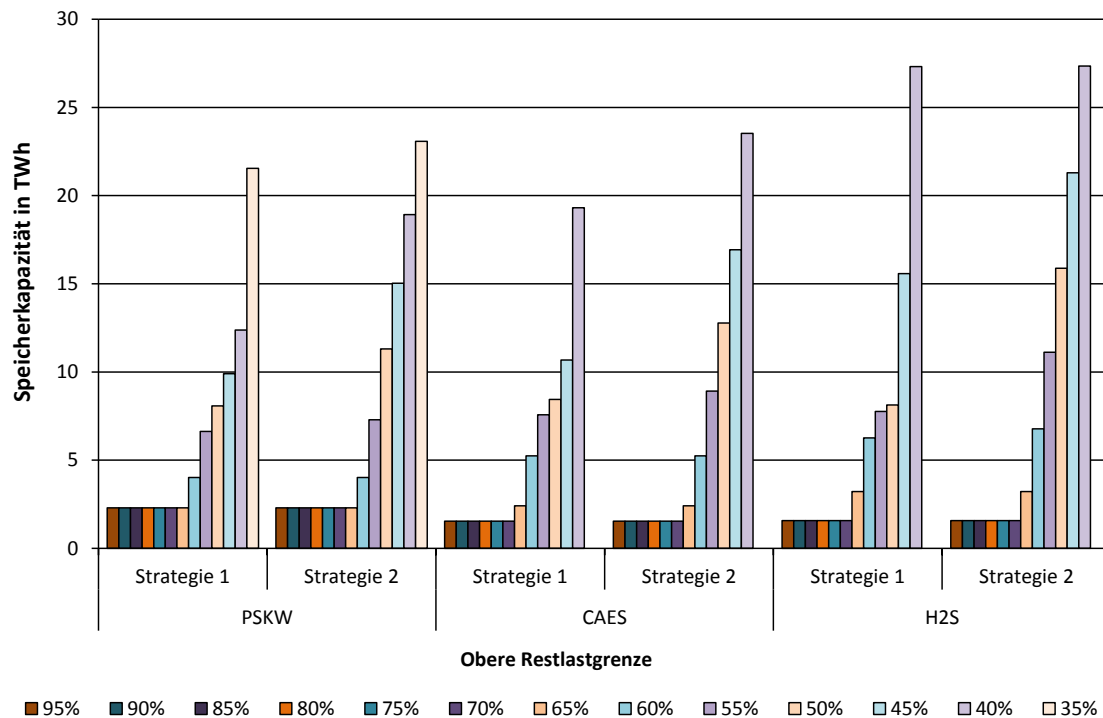


Abbildung 7.20: Notwendige Speicherkapazitäten für die untersuchten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H₂S) für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des Systems mit der gesamt im Szenario 2032 verfügbaren erneuerbaren Erzeugung.

Tabelle 4.3 für weitere Untersuchungen in Frage kommen. Anhand dieser beiden Potentiale lässt sich die erreichbare obere Restlastgrenze, wie in Abbildung 7.21 dargestellt, herleiten. Bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung am Strombedarf, wie er im Szenario 2032 angenommen wird, in Kombination mit einem starken Speicherausbau, können obere Restlastgrenzen von unter 50% der Jahreshöchstlast erreicht werden. Im besten Fall wird eine Grenze von 38,5% der Jahreshöchstlast bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 und einem Speicher mit 14,6 TWh Speicherkapazität erreicht werden. Die Verwendung der größeren Speicherkapazität hat auch zur Folge, dass ein höherer Leistungsbedarf sowohl bei Pumpen, als auch bei Turbinen resultiert. In dieser Untersuchung ergeben sich für die Einsatzstrategie 1 bei der selben Speichergröße geringere obere Restlastgrenzen als bei Verwendung der Strategie 2. Im Unterschied zu Strategie 1 weist die Einsatzstrategie 2 einen geringeren Bedarf an Pump- und Turbinenleistung auf, was sich über die niedrigere obere Restlastgrenze erklären lässt. Damit ergibt sich die in jedem Szenario auftretende Situation, dass aus einem Einsatz der Speicher nach Strategie 2 ein geringerer Leistungsbedarf bei einer höheren oberen Restlastgrenze resultiert.

7.5.3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten

In jedem der betrachteten Fälle wird durch den Einsatz der Speicher der Beitrag der erneuerbaren Einspeisung am Energiebedarf aus der Lastreduktion erhöht, siehe Tabelle A.24. Der Energiebedarf wird stets zu 100% aus regenerativen Quellen gedeckt. Aufgrund der Zusammensetzung des erneuerbaren

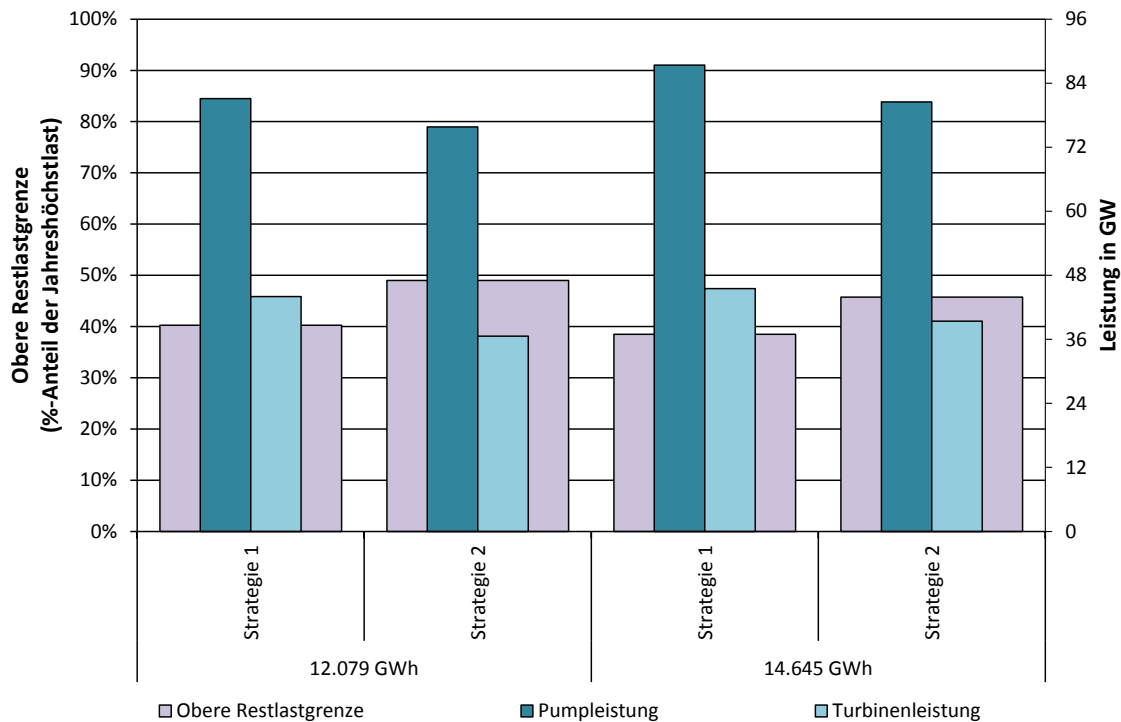


Abbildung 7.21: Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (12.079 GWh oder 14.645 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit der gesamten im Szenario 2032 verfügbaren erneuerbaren Erzeugung.

Erzeugungsmixes und der hohen installierten Leistung ist es möglich, dass ein hoher Anteil (79% bis 85%) des Energiebedarf direkt aus den erneuerbaren Quellen gedeckt wird. Der restliche Bedarf wird durch indirekte erneuerbare Einspeisung aus dem Speicher gedeckt. Dadurch, dass sich bei Verwendung der Einsatzstrategie 2 eine höhere obere Restlastgrenze mit dem verfügbaren Speicher erreichen lässt, fällt der Energiebedarf aus der Lastreduktion geringer aus. Durch die Verwendung eines größeren Speichers folgt eine Reduktion der oberen Restlastgrenze und somit ein Anstieg des Energiebedarfs zur Lastreduktion. Die Ergebnisse in Tabelle A.24 zeigen, dass durch die Vergrößerung des Speichers ein höherer Energiebedarf aus der Lastreduktion resultiert. Dabei ist zu bemerken, dass ein Anstieg der Speicherkapazität um etwa 21% von 12.079 TWh auf 14.645 TWh lediglich einen Anstieg des Energiebedarfs zur Lastreduktion von 5,4% bewirkt. Dieses Ergebnis legt die Vermutung nahe, dass sich ein Ausbau der Speicherkapazität auf 14.645 TWh nicht lohnen wird.

Eine Untersuchung der Jahreshöchstlast zeigt, siehe Tabelle A.25, wie bereits in allen anderen Szenarien, dass es durch den koordinierten Einsatz des PSKW zu einem Anstieg der sicheren Leistung kommt. Die Zusammensetzung der erneuerbaren Erzeugung, wie im Szenario 2032 vorgegeben, ermöglicht eine sichere direkte Einspeisung von 5% der installierten Kapazität. Dieser Wert ist sehr gering, lässt sich aber mit dem hohen Anteil an PV und Wind im System erklären. Durch den Einsatz des Speichers kann der Wert auf bis zu 32% bei Verwendung der Strategie 1 und auf bis zu 28% bei Einsatz nach Strategie 2 erhöht werden. Der Einsatz des Speichers nach Strategie 1 führt sowohl bei den absoluten als auch bei den

auf die installierte Leistung bezogenen Werten zu höheren Ergebnissen, unabhängig von der gewählten Speichergröße. Zusätzlich ist zu erkennen, dass die erneuerbare Erzeugung im System ausreicht, dass der gesamte Bedarf an Lastreduktion durch erneuerbare Einspeisung gedeckt werden kann. Wie bereits bei der Betrachtung der Energie für die Lastreduktion vermutet, wirkt der Ausbau der Speicherkapazität von 12.079 GWh auf 14.645 GWh sich nicht wesentlich auf die Steigerung der sicheren Einspeisung der erneuerbaren Energien aus. Lediglich eine Steigerung von 1% ist zu verbuchen.

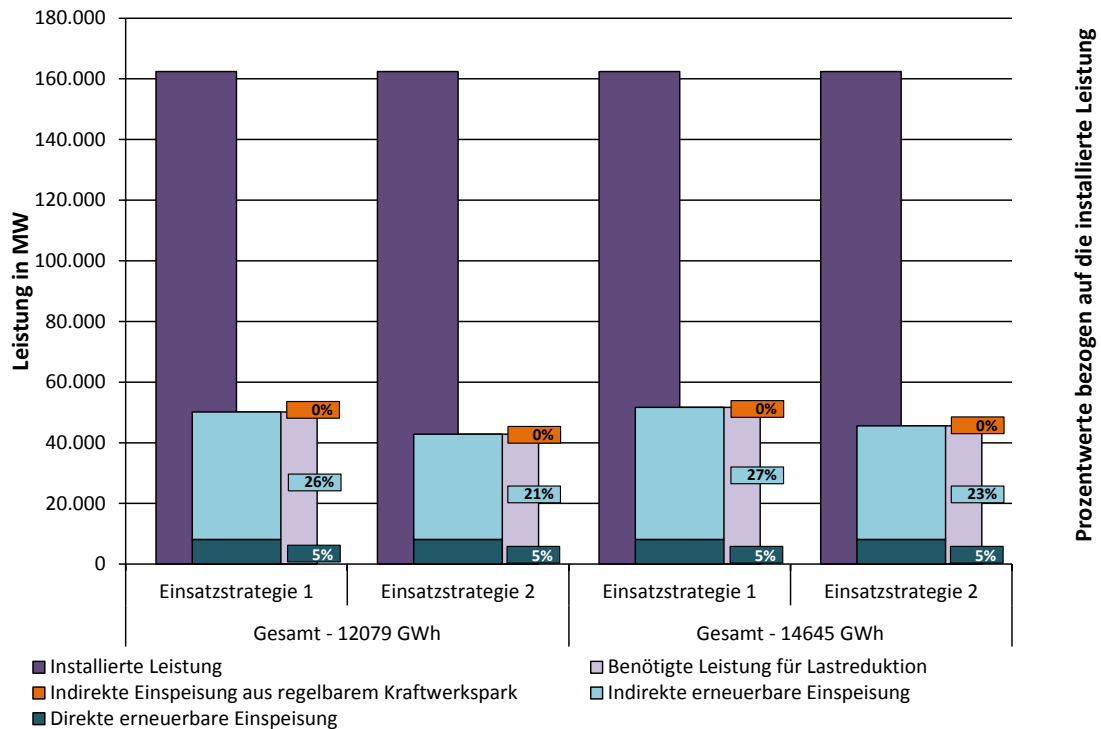


Abbildung 7.22: Darstellung der installierten Leistung der erneuerbaren Erzeuger sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken unterschiedlicher Kapazitäten eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 und 2. Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit der gesamten im Szenario 2032 zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung.

Bei einer Ausweitung des Betrachtungszeitraum auf 88 bzw. 176 Stunden, siehe Tabellen A.26 und A.27, ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der Betrachtung der Jahreshöchstlast. Die höheren Werte für die sichere Leistung bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 ergibt eine Bevorzugung dieser Strategie. Durch die Vergrößerung des Zeitfensters steigt die mittlere direkte Einspeisung an, da mehr Stunden für die Berechnung berücksichtigt werden. Auch bei der Betrachtung der 88 bzw. 176 Stunden führt die Erhöhung der Speicherkapazität auf 14.645 GWh zu keiner signifikanten Erhöhung der sicheren Einspeisung.

7.5.4 Analyse der Ersparnisse und Kosten

Die Einbindung der erneuerbaren Erzeuger im Szenario 2032 wird erst unter Verwendung der Kapazitäten und Potentiale Norwegens möglich. Werden ausschließlich vorhanden Kapazitäten verwendet, übersteigt

der Bestand Norwegens die Kapazitäten und Potentiale aus Deutschland, Österreich und der Schweiz bei weitem. Hinsichtlich der Analyse der Kosten bedeutet das, dass eine Einbindung der bestehenden Kapazitäten von Norwegen bei gleichzeitiger Nutzung der vorhandenen und potentiellen Kapazitäten aus Deutschland, Österreich und der Schweiz einen starken Anstieg der Kapazität zur Folge hat. Die Kosten steigen im Verhältnis dazu nur gering an, da nur die Kosten für den Ausbau der Potentiale in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie etwaige Leistungserhöhungen anfallen. Erst eine Einbindung der Potentiale Norwegens führen zu einer starken Erhöhung der Kosten für den Speicherausbau. Diese Gegebenheit muss bei der Betrachtung der Kosten und Ersparnisse berücksichtigt werden, und erklärt die überdurchschnittlich guten Ergebnisse bei Verwendung eines Speichers der Größe von 12.079 GWh.

Tabelle 7.2: Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen durch den koordinierten Einsatz des Speichers im Szenario 2032. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der Gasturbinen-Kraftwerke ($k_{\text{Abschreibung GT}}$) mit den Kosten für die Erweiterung des Pumpspeichers ($k_{\text{Abschreibung PSKW}}$) und der daraus resultierende Differenz ($\Delta k_{\text{Abschreibung}}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$) mit und ohne Speicher und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{\text{Verworfen}}$) im Szenario 2032 für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen.

	$k_{\text{Abschreibung GT}}$ in Mio.€/Jahr	$k_{\text{Abschreibung PSKW}}$ in Mio.€/Jahr	$\Delta k_{\text{Abschreibung}}$ in Mio.€/Jahr	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€/Jahr ohne Speicher	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€/Jahr mit Speicher	$\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio.€/Jahr	k_{Jahr} in Mio€/Jahr mit Speicher	$\bar{E}_{\text{Verworfen}}$ in TWh
12.079 GWh Speicher								
Strategie 1	1.308	1.663	356	17.481	14.791	-2.690	16.454	18,8
Strategie 2	1.082	1.399	318	17.481	14.794	-2.687	16.193	18,8
14.645 GWh Speicher								
Strategie 1	1.343	4.386	3.043	17.481	14.674	-2.807	19.059	18,8
Strategie 2	1.153	4.168	3.015	17.481	14.757	-2.724	18.925	18,8

Durch die Verwendung des koordinierten Einsatzes des Speichers kommt es zu hohen Einsparungen durch den Verzicht auf den Bau neuer Gasturbinen-Kraftwerke zum Ausgleich der Spitzenlast, siehe Tabelle 7.2. Die höchsten Einsparungen werden dabei unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 und bei einer Speichergröße von 14.645 GWh erreicht. Die Einsparungen bei Verwendung eines kleineren Speicher sind nicht wesentlich kleiner, aber auch hier folgen aus einer Verwendung der Einsatzstrategie 1 die höheren Einsparungen. Der Unterschied der Einsparungen durch den Verzicht auf den Bau von Gasturbinenanlagen beträgt zwischen Strategie 1 und 2 etwa 30%. Anders verhält es sich, wenn man die Kosten für den Ausbau der Speicher betrachtet. Aufgrund der oben beschriebenen Situation resultieren

aus Verwendung des Speichers mit einer Kapazität von 12.079 *GWh* wesentlich geringere Kosten als bei Verwendung des größeren Speichers. Die Ausbaurkosten sind aufgrund des geringeren Leistungsbedarfs für Pumpen und Turbinen bei Strategie 2 geringer als bei Strategie 1. Die sich einstellenden mittleren Erzeugungskosten durch Verwendung eines Speichers bevorzugen die Strategie 1 gegenüber der Strategie 2. Aufgrund der hohen Menge nicht ins System integrierbarer erneuerbarer Energie (18,8 *TWh*) bei Verzicht auf den Betrieb der Speicher sind die mittleren Erzeugungskosten bei einem koordinierten Einsatz des Speichers wesentlich niedriger als ohne Verwendung eines Speichers und betragen in etwa 85% bei einer Speichergröße von 12.079 *GWh* und 84% bei 14.645 *GWh*. Eine Gegenüberstellung der jährlichen Kosten mit Speicher, bestehend aus den Ausbaurkosten für den Speicher und den mittleren Erzeugungskosten, zeigt, dass eine Erhöhung der Speicherkapazität unter den getroffenen Annahmen nicht sinnvoll erscheint. Bei Verwendung eines Speichers mit einer Größe von 12.079 *GWh* ergibt sich aus Strategie 2 eine höhere Kostenersparnis (negative Kostenänderung), der Unterschied zu Strategie 1 beträgt jedoch nur wenige Prozent.

Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der Speichergrößen 12.079 *GWh* und 14.645 *GWh* zeigt, dass sich der Speicherausbau in diesem Fall nicht lohnt. Die weitere Reduktion durch den Speicherausbau ist sehr gering und die zusätzlichen Kosten für den Ausbau des Speichers lassen sich nicht über die zusätzlichen Einsparungen rechtfertigen.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Dieses Kapitel soll einen Überblick über die angewendeten Methodiken und die wesentlichsten Aussagen und deren Herleitung aus den Ergebnissen der Szenarien bieten. Es wird auf die einzelnen Kernpunkte dieser Arbeit eingegangen und relevante Schlussfolgerung aus den Szenarioberechnungen abgeleitet. Außerdem werden Denkanstöße für zukünftige Weiterentwicklungen und detaillierte Betrachtungen der erstellten Modelle und Herangehensweisen geliefert.

8.1 Resultierende Aussagen

Die hier angeführten Aussagen bilden die Kernergebnisse dieser Arbeit und werden aus der Zusammenfassung der Ergebnisse in den folgenden Kapiteln hergeleitet.

Wahl der Strategie für den Einsatz der Speicher:

- Die Verwendung der Einsatzstrategie 3 würde zu einem Ausbau der **Speicherkapazitäten von bis zu 26 TWh** führen, damit wird Potential von Pumpspeicherkraftwerken im Betrachtungsraum teilweise bei weitem überschritten. Diese Strategie ist daher nicht zielführend.
- Ein Einsatz der Speicher nach Strategie 1 führt zu einer **im Schnitt 25%** geringeren notwendigen Speicherkapazitäten als die Verwendung der Strategie 2.
- Bezüglich der Steigerung des Wertes erneuerbarer Energien, bemessen an dem sicheren Beitrag zur Deckung hoher Lasten, liefert Strategie 1 **im Mittel 1,5 fach höhere Ergebnisse** als Strategie 2.
- Ein Einsatz der Speicher nach Strategie 2 hat bei einem höheren Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtstrombedarf geringere jährliche Kosten zur Folge.

Betrachtung der unterschiedlichen Speichertechnologien:

- Der Umwälzwirkungsgrad der gewählten Speichertechnologie wirkt sich maßgeblich auf die notwendige Speicherkapazität aus. Wird der Speicher nicht ausschließlich zur Kompensation negativer Residuallasten eingesetzt, resultiert aus einem hohen Wirkungsgrad ein geringerer Speicherbedarf.
- Bei einem Einsatz des Speichers zur Kompensation negativer Residuallasten ist ein niedrigerer Ladewirkungsgrad von Vorteil, da die resultierende notwendige Speicherkapazität geringer ausfällt.

Generelle Einflussgrößen auf die Speicherparameter:

- Die Leistungen der Pumpen müssen **im Mittel 1,6 mal** größer sein als die Leistungen der Turbinen, insbesondere bei hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf steigt das Verhältnis weiter an.
- Je größer die Kapazität des Speichers gewählt wird, desto höher fällt die Lastreduktion zu Spitzenlastzeiten aus. Jedoch verändert sich die Reduktion nicht linear mit der Speichergröße, wodurch bei sehr großen Speicherkapazitäten die zusätzliche Reduktion durch eine Erweiterung des Speichers nur noch gering ausfällt.
- Solange negative Residuallasten nicht häufig auftreten und schwach ausgeprägt sind, lassen sich mit den vorhandenen Kapazitäten und den Ausbaupotentialen von Pumpspeicherkraftwerken in den Ländern Deutschland, Österreich und Schweiz sehr gute Ergebnisse bezüglich der Spitzenlastreduktion erzielen.
- Mit steigendem Anteil an erneuerbarer Erzeugung im System steigt der Bedarf an Speicherkapazität durch das vermehrte auftreten negativer Residuallasten.
- Der Ausbau des erneuerbaren Kraftwerksparks gemäß den Vorgaben in Szenario 2032, bedingt einen **minimalen Bedarf an Pumpspeicherkapazität von 2,3 TWh**, der mit den vorhandenen und potentiellen Kapazitäten in Deutschland, Österreich und der Schweiz nicht zu decken ist. Erst eine Einbindung der vorhandenen Kapazitäten Norwegens ermöglicht einen sinnvollen Umgang mit diesen Mengen erneuerbarer Energie

Erneuerbare Energien mit und ohne koordinierten Speichereinsatz:

- Die sicheren Beiträge der erneuerbaren Erzeuger zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast fallen ohne den koordinierten Einsatz von Speichern sehr gering aus.
- Der koordinierte Einsatz der Speicher führt zu einem teils sehr starken Anstieg der sicheren Einspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Die Erhöhung bezogen auf die jeweilig installierte Leistung beläuft sich auf **bis zu 90% bei Windkraft, 276% bei Laufwasserkraft und bis zu 35% bei PV**.

Differenzierung nach Art der erneuerbaren Erzeugung:

- Die Betrachtung der Fälle mit exklusiver PV-Einspeisung zeigt, dass hier die höchsten Anforderungen für die Kapazität und Leistung des Speichers bei gleichzeitigem Auftreten der geringsten Lastreduktion resultieren. Der Kapazitätsbedarf ist **im Schnitt 3,7 mal größer** als der Bedarf bei exklusiver Windeinspeisung.
- Bei einem Anteil erneuerbarer Energie von 35% des Gesamtstrombedarfs ergibt sich ein optimales Ergebnis für den resultierenden Speicherbedarf, wenn sich die erneuerbare Erzeugung aus einem dem Ausbaupotential entsprechenden Wert für die Laufwasserkraft und einem **PV/Windkraft-Erzeugungsverhältnis von 16,7%/83,3%** zusammensetzt.
- Die Zusammensetzung des erneuerbaren Kraftwerkspark aus ausschließlich Photovoltaik ist nicht sinnvoll, mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf verstärken sich die negativen Effekten durch die Photovoltaik.

- Besteht die erneuerbare Erzeugung ausschließlich aus Photovoltaik, resultieren höhere Kosten als bei einer exklusiven Windeinspeisung.
- Der Vergleich unterschiedlicher Zusammensetzungen erneuerbarer Erzeugung zeigt, dass sich die geringsten Kosten bei einem Verhältnis der PV/Wind-Erzeugung von **16,7%/83,3%** ergibt.

Aussagen bezüglich der resultierenden Kosten:

- Der koordinierte Einsatz von Speichern bei gleichzeitigem Ausbau von sowohl der Kapazität als auch der Leistung von Pumpen und Turbinen hat stets höhere Kosten als ein Verzicht auf Speicher zur Folge, jedoch sind diese Kosten immer in Relation zu der durch den Verzicht auf den Betrieb eines Speichers nicht integrierbaren regenerativen Erzeugung zu sehen.
- Reicht die vorhandene Speicherkapazität aus, um alle negativen Residuallasten auszugleichen, ist ein Verzicht auf den Ausbau der Speicherkapazität aus Sicht der Kosten besser, da die resultierenden Ersparnisse die Kosten für den Ausbau nicht abdecken.

8.2 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung hoher Lasten

Die Volatilität der erneuerbaren Einspeisung ist weitestgehend bekannt, es stellt sich jedoch die Frage, ob die auftretenden Schwankungen der Einspeisungen ein Ausmaß annehmen, welches einen Einsatz von Speichermedien zur Verlagerung der Energie notwendig macht. Für die Beantwortung dieser Frage sollen die Charakteristik der Einspeisung sowie der Beitrag der regenerativen Erzeugung zur Deckung hoher Lasten ermittelt und analysiert werden. Es werden daher die einzelnen erneuerbaren Erzeugungstypen Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik am Beispiel des Betrachtungsgebietes Deutschland näher untersucht. Auf Basis mehrjähriger Messzeitreihen mit stündlicher Auflösung werden anhand erstellter Modelle die stündlichen Einspeisungen ermittelt. Da die Daten für die Modelle mehrere Jahre umfassen, lassen sich allgemeine Schlussfolgerungen über die regenerativen Erzeuger anstellen. Die verwendeten Modelle werden mit realen Leistungsmesswerten (EEX, 2012) und (DESTATIS, 2013) kalibriert und validiert. In den Modellen werden die Messwerte der Windgeschwindigkeit, des Wasserdurchflusses sowie der Globalstrahlung den entsprechenden Erzeugungsanlagen zugewiesen und daraus die jeweiligen stündlichen Einspeisewerte berechnet. Dabei liefern die Validierungen gute Ergebnisse hinsichtlich des erreichten Bestimmtheitsmaßes, woraus eine genügend genau Arbeitsweise der Modelle ergründet wird.

Anhand der erstellten und verwendeten Modelle zur Ermittlung der Einspeisungen auf Basis von mehrjährigen stundengenauer Messzeitreihen lässt sich für die drei untersuchten erneuerbaren Erzeuger Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik eine klare saisonale Abhängigkeit ableiten. Abbildung 8.1 zeigt die mittleren monatliche Einspeisungen der drei erneuerbaren Erzeugungstypen resultierend aus einer Verwendung des Kraftwerksparks von 2010 und der Beaufschlagung des selbigen mit den mehrjährigen Messzeitreihen. Dabei werden die Einspeisewerte auf die jeweilig installierten Leistungen bezogen. Die Analyse ergibt die Einspeiseschwerpunkte für Windkraft in den Wintermonaten, ein Effekt der als positiv zu bewerten ist, da die Lastspitze in Deutschland ebenfalls im Winter vorzufinden ist. Laufwasserkraft und

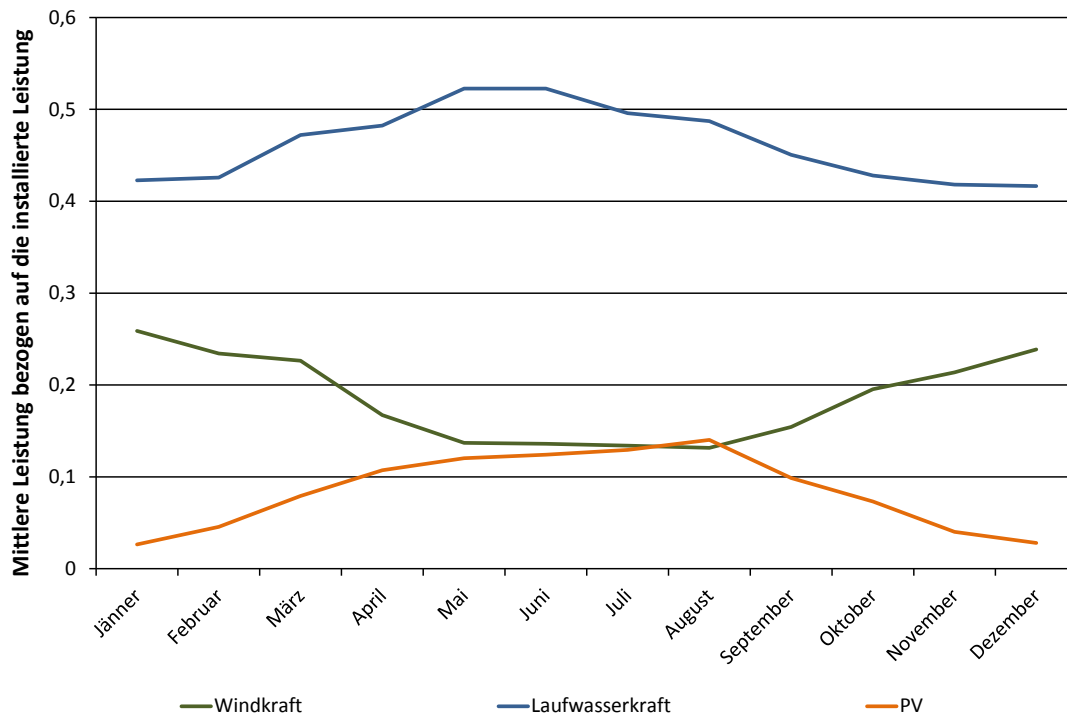


Abbildung 8.1: Charakteristik der regenerativen Erzeuger, dargestellt anhand der monatlichen Leistungsmittelwerte aus den Ergebnissen der Modelle für Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik auf Basis der Messzeitreihen, bezogen auf die jeweilig installierte Leistung

Photovoltaik zeigen hingegen ihren Erzeugungsschwerpunkt während der Sommermonate. Zu bemerken ist, dass die Laufwasserkraft die höchste mittlere Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung aufzeigt, gefolgt von Windkraft und Photovoltaik.

Neben der Charakteristik der Einspeisung ist für die Notwendigkeit einer Energieverlagerung noch interessant, welchen Beitrag die einzelnen erneuerbaren Erzeuger zur Deckung hoher Lasten leisten. Analysiert werden jeweils die minimale, maximale und mittlere Einspeisung von Wind-, Laufwasserkraft und Photovoltaik zur Jahreshöchstlast, sowie die entsprechenden minimalen, maximalen und mittleren Einspeisemittelwerte für die 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 8.2 dargestellt. Für die sichere Einspeisung wird vom schlechtest möglichen Fall ausgegangen, dargestellt durch den minimalen Beitrag in der Abbildung. Aus den Ergebnissen ist der geringe sichere Beitrag der erneuerbaren Erzeuger zur Deckung hoher Lasten ersichtlich. Die Laufwasserkraft hat mit einer Einspeisung von etwa 30%¹ den höchsten sicheren Beitrag, gefolgt von Windkraft mit einer sicheren Einspeisung von etwa 4% der installierten Leistung. Die Photovoltaik leistet keinerlei Beitrag zur Jahreshöchstlast. Eine Ausweitung des Betrachtungsfensters auf 88 bzw. 176 Jahreshöchstlaststunden zeigt eine Steigerung des mittleren Beitrags, der aber dennoch als gering anzusehen ist.

Die Qualität der erstellten Modelle zur Ermittlung der regenerativen Erzeugung hängt maßgeblich von

¹Dieser geringe Wert wird nur in einem der betrachteten Jahre erreicht. Der zweit geringste beobachtete Beitrag bezogen auf die installierte Leistung beläuft sich auf 37%

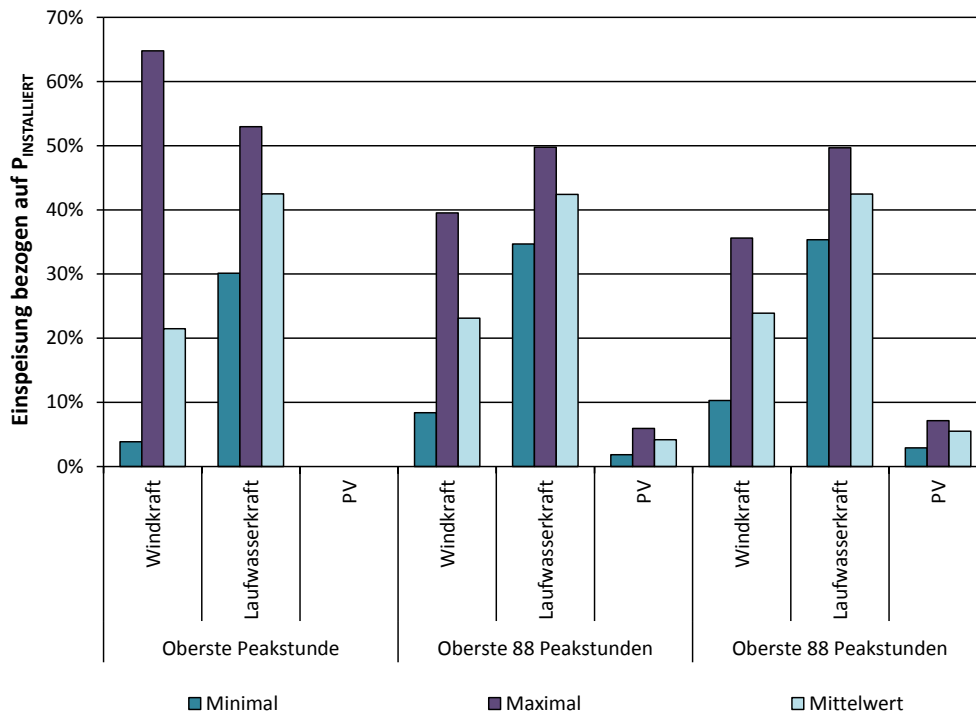


Abbildung 8.2: Darstellung des minimalen, maximalen und mittleren direkten Beitrags der erneuerbaren Erzeuger (Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik) zur Deckung des Energiebedarfs zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sowie der 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden ermittelt aus den vorhandenen Messzeitreihen der Primärenergieträger, bezogen auf die jeweilig installierte Leistung, unter Vernachlässigung eines Einsatzes von Speichern.

der Qualität der Eingangsdaten ab. Eine Kalibrierung und Validierung der Modelle muss immer auf Basis tatsächlich gemessener Einspeisungen der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstypen erfolgen. Umso mehr Jahre hier berücksichtigt werden können und desto feiner die zeitliche Auflösung, desto genauer sind die entsprechenden Modelle. Bei der Betrachtung der Windkrafteinspeisung muss zukünftig berücksichtigt werden, dass vermehrt Offshore-Windkraftanlagen Verwendung finden, die entsprechend in das Modell eingepflegt werden müssen.

Fazit

- Die sicheren Beiträge der erneuerbaren Erzeuger zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast fallen ohne den koordinierten Einsatz von Speichern sehr gering aus.

8.3 Benötigte Speicherkapazität

In dieser Arbeit erfolgt der Einsatz der Speicher anhand von drei Strategien. Strategie 1 und 2, welche die hauptsächlich verwendeten Strategien darstellen, unterscheiden sich hinsichtlich der Zeitpunkte an

denen der Speicher in den Ladebetrieb gehen darf. Die Strategie 3, welche eine Sonderform der Strategie 2 ist, verfolgt das Ziel, die Restlast über das gesamte Jahr hinweg konstant zu halten. Unter der Restlast ist jene Last zu verstehen die sich aus der tatsächlichen Last, der erneuerbaren Einspeisung und dem Einsatz der Speicher ergibt. Diese Last muss vom thermischen Kraftwerkspark gedeckt werden. Alle Einsatzstrategien verfolgen das gemeinsame Ziel der Einhaltung einer oberen Restlastgrenze. Die dafür notwendige Energie darf bei Strategie 1 zu jedem beliebigen Zeitpunkt bezogen werden, vorausgesetzt die obere Restlastgrenze wird dabei nicht verletzt. Die bevorzugte Verwendung erneuerbarer Energie und die resultierenden Kosten werden beim Ladebetrieb nach Strategie 1 ebenfalls berücksichtigt. Bei Strategie 2 ist ein Laden des Speichers erst möglich, wenn die Residuallast eine untere Restlastgrenze unterschreitet. Den Berechnungen der notwendigen Kapazitäten in den Szenarien geht immer die Ermittlung der Speicherkapazität und die Ermittlung der bestmöglichen oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Einsatzstrategie 3 voraus. Dadurch, dass bei dieser Strategie ein kontinuierlicher Wert für die Restlast über das gesamte Jahr angestrebt wird, resultiert ein sehr hoher Speicherbedarf. Je nach betrachtetem Szenario ergeben sich für die Speicherkapazität ein Wert zwischen 15 TWh und 60 TWh. Dieser Wert ist angesichts der vorhandenen Potentiale in den berücksichtigten Ländern viel zu hoch, als dass eine Umsetzung der Strategie 3 sinnvoll oder zielführend wäre. Nachdem die Ermittlung der bestmöglichen oberen Restlastgrenze durchgeführt wurde, werden einzelne Speichergrößenoptimierungen mit unterschiedlichen Werten für die obere Restlastgrenze durchgeführt. Dabei wird beginnend bei einem Wert von 95% der Jahreshöchstlast die obere Restlastgrenze bei jedem neuen Durchlauf um 5% der Jahreshöchstlast abgesenkt. Bei einer vorgegebenen Konfiguration von Eingangsparametern ergeben sich aufgrund der mehrjährigen Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung mehrere Werte für die notwendige Speicherkapazität zur Einhaltung der verwendeten oberen Restlastgrenze. Aus diesen Ergebnissen wird die größte Speicherkapazität als Ergebnis verwendet.

Die Untersuchung der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstechnologien zeigt, dass sich diese voneinander mitunter stark unterscheiden. Es drängt sich daher die Frage auf, wie sich die einzelnen Erzeugungstypen hinsichtlich des notwendigen Speicherbedarfs und der Effekte aus der Kombination mit dem koordinierten Speichereinsatz auswirken. Außerdem ist es angesichts der geplanten Ausbauszenarien für die erneuerbaren Energien von Interesse, ob es ein ideales Verhältnis von erzeugter Energie aus Photovoltaik und Windkraft gibt, welches es in Zukunft zu berücksichtigen gäbe. Die Laufwasserkraft wird bei diesem Verhältnis als konstante Größe angesehen, da die zukünftigen Ausbaupotentiale in Deutschland bereits stark ausgereizt sind. Abbildung 8.3 zeigt die Bandbreite der unterschiedlichen Speicherkapazitäten für die einzelnen erneuerbaren Erzeuger, die aus der Festlegung unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen resultieren. Dafür werden die Ergebnisse des 5%-Szenarios und des 35%-Szenarios herangezogen. Daraus lässt sich ableiten, dass es bezüglich der notwendigen Speichergröße klare Unterschiede zwischen den einzelnen regenerativen Erzeugungsquellen gibt. Tendenziell zeigt sich, dass Windkrafterzeugung den geringsten Speicherbedarf bedingt, was durch die aus Lastsicht als positiv zu bewertende Erzeugungseigenschaft bedingt ist. Der höchste Speicherbedarf resultiert aus einer exklusiven Photovoltaik-Einspeisung. Die Laufwasserkraft findet bei solch niedrigen oberen Restlastgrenzen keine Berücksichtigung, die Ausbaupotentiale der Laufwasserkraft nicht ausreichen um solche Werte zu erreichen. Die Ergebnisse für die niedrigen oberen

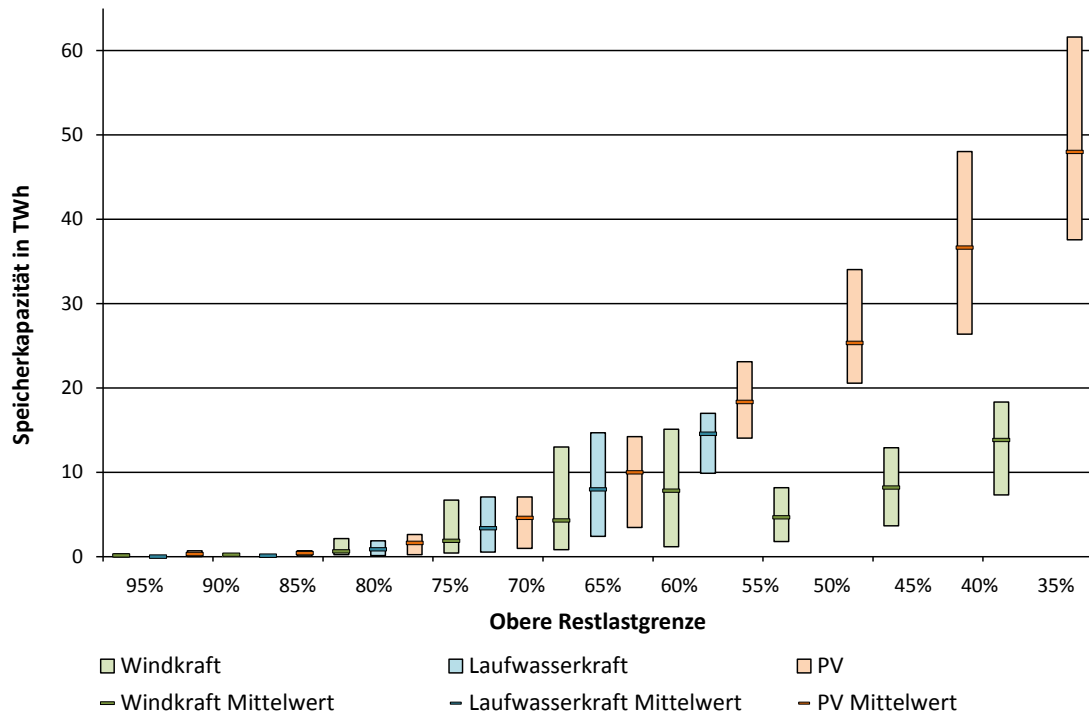


Abbildung 8.3: Bereich der benötigten Pumpspeicherkapazitäten bei unterschiedlichen Werten für die obere Restlastgrenze zur Darstellung der Auswirkungen der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstypen

Restlastgrenzen stammen aus dem 35%-Szenario, in diesem Szenario wird die Laufwasserkraft aufgrund mangelnder Ausbaupotentiale nicht berücksichtigt.

Für die Bestimmung des optimalen Verhältnisses von PV/Wind-Erzeugung wird angenommen, dass die gesamte erneuerbare Erzeugung 35% des Gesamtstrombedarfs deckt. Diese setzen sich aus der Laufwasserkrafterzeugung aus dem Jahr 2010 und unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Wind-Erzeugung zusammen. Die Untersuchung nach einem optimalen Verhältnis von PV/Wind-Erzeugung hat gezeigt, dass sich unter Verwendung der zugrunde gelegten Speichergrößen die idealen Ergebnisse bei einem Verhältnis von 16,7% PV-Erzeugung und 83,3% Windkrafterzeugung ergeben. Bei diesem Verhältnis handelt es sich um die Erkenntnis aus einem Szenario, in dem 35% des Gesamtstrombedarfs durch Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik gedeckt wird. Dies ist in Abbildung 8.4 dargestellt.

Da die Ausbaupotentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke beschränkt sind, befasst sich ein Teil dieser Arbeit mit dem Vergleich unterschiedlicher Speichertechnologien hinsichtlich ihrer jeweiligen Ausbaupotentiale und Investitionskosten. Außerdem wird untersucht, welche Speicherkapazitäten notwendig wären, um gewisse obere Restlastgrenzen unter Verwendung der beiden Einsatzstrategien einhalten zu können. Untersucht werden Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher. Diese drei Technologien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen Umsetzung und der Art des verwendeten Speichermediums sowie des Speicherortes. Während Pumpspeicherkraftwerke die heute am weitesten verbreiteten Großspeicher sind, sind Druckluft- und Wasserstoffspeicher noch nicht in großem Stil implementiert. Druckluftspeicherkraftwerke wurden bereit in den USA und Deutschland vereinzelt

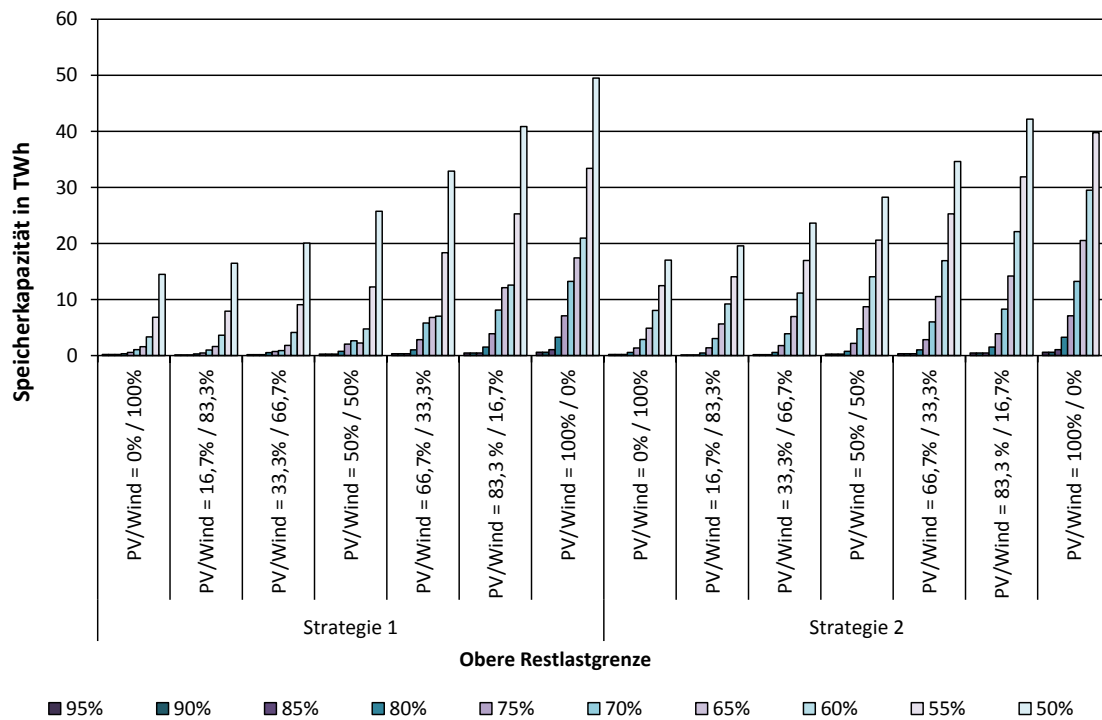


Abbildung 8.4: Notwendige Speicherkapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Winderzeugung als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im Vergleichsszenario

umgesetzt, Wasserstoffspeicherung dient bisher hauptsächlich der Industrie und weniger als tatsächlicher Energiespeicher. Der für diese Arbeit relevante Unterschied zwischen den einzelnen Technologien beruht auf den unterschiedlichen Wirkungsgraden für den Lade- und Entladebetrieb. Pumpspeicher weisen den höchsten Umwälzwirkungsgrad auf, gefolgt von Druckluft- und Wasserstoffspeicherkraftwerken.

Abbildung 8.5 zeigt die Bandbreiten der möglichen notwendigen Speicherkapazitäten für die Einhaltung verschiedener oberer Restlastgrenzen bei Verwendung der Einsatzstrategie 1, Abbildung 8.6 jene für die Einsatzstrategie 2. In den Diagrammen sind neben den Bandbreiten auch die mittleren benötigten Speicherkapazitäten für die unterschiedlichen Speichertypen dargestellt. Was bei den Ergebnisse auffällt, ist der Sprung des Speicherbedarfs bei einer oberen Restlastgrenze von 60% und darunter für CAES und H₂S, bei PSKW ab einer Grenze von 50%. Dieser Sprung kommt zustande, da so niedrige obere Restlastgrenzen nur in einem der betrachteten Szenarien erreicht werden, bzw. CAES und H₂S im Vergleichsszenario (dieses Szenario liefert Ergebnisse im entsprechenden Bereich) nicht berücksichtigt werden. In jedem der betrachteten Szenarien kommt es zu einem starken Anstieg der notwendigen Speicherkapazität wenn sich die obere Restlastgrenze dem maximal unter diesem Szenario möglichen Wert annähert. Dieser maximal mögliche Wert ist maßgeblich von der Menge erneuerbarer Einspeisung abhängig. Aus den Diagrammen ist ersichtlich, dass die Einsatzstrategie 1 einen geringeren Kapazitätsbedarf aufweist als ein Einsatz der Speicher nach Strategie 2. Zu erkennen ist außerdem, dass die Höhe der notwendigen Speicherkapazität sowie deren Bandbreite mit sinkender oberer Restlastgrenze ansteigt. Dieser Anstieg erfolgt bis zum oben beschriebenen Sprung der notwendigen Kapazitäten. Nach diesem Sprung ergibt sich erneut ein Anstieg

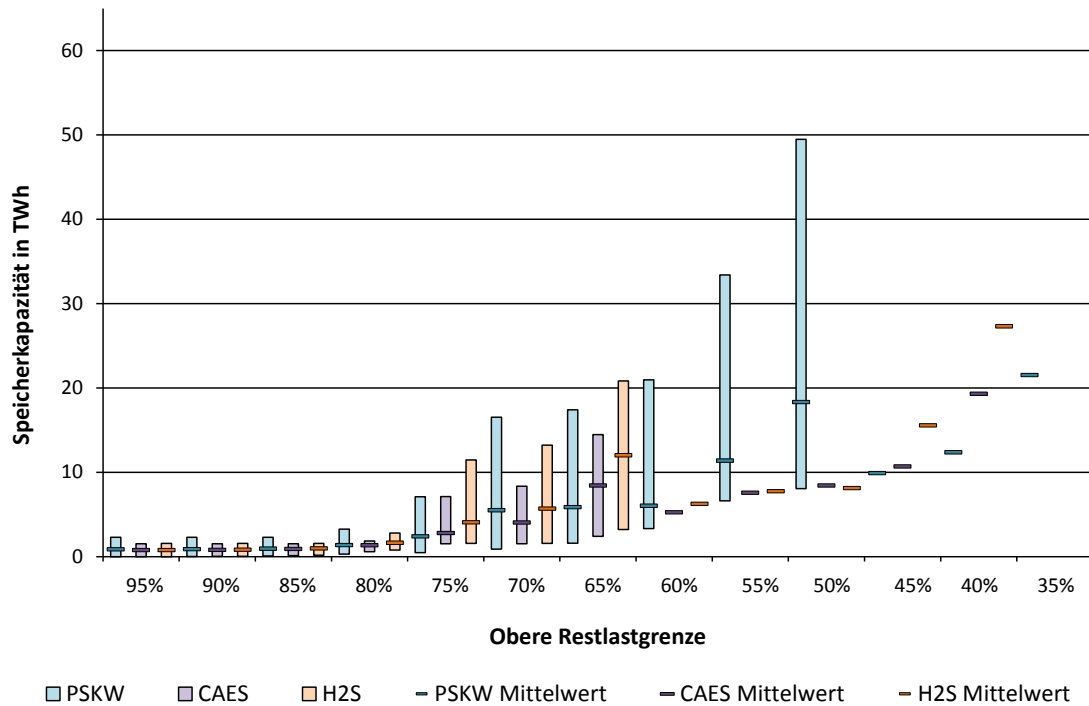


Abbildung 8.5: Resultierende Bandbreiten und auftretende Mittelwerte der notwendigen Speicherkapazitäten aus den Ergebnissen der einzelnen betrachteten Szenarien für die untersuchten Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher, die nach Einsatzstrategie 1 betrieben werden, in Abhängigkeit der gewählten oberen Restlastgrenze.

der benötigten Kapazität mit sinkender Restlastgrenze. Eine Bewertung der einzelnen Speichertypen resultiert in einer Bevorzugung von Pumpspeicherkraftwerken gegenüber den anderen Technologien, da der höchste Umwälzwirkungsgrad vorliegt. Die Ergebnisse zeigen, dass Speicherkapazitäten bis 50 TWh für Pumpspeicherkraftwerke benötigt werden können. Der minimal notwendige Speicherbedarf für die Einhaltung der oberen Restlastgrenze kann sich auf bis zu $21,5 \text{ TWh}$ unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 und 23 TWh bei Verwendung der Strategie 2 belaufen.

Zusätzlich muss bei der Ermittlung der Speichergröße zwischen zwei Situationen unterschieden werden: Die erste Situation tritt ein, wenn genügend erneuerbare Erzeugung vorhanden ist, um das Auftreten negativer Residuallasten zu ermöglichen. In diesem Fall kann es dazu kommen, dass durch die Wahl einer hohen oberen Restlastgrenze der Energiebedarf für die Lastreduktion geringer ist als der Energiebedarf aus der Kompensation der negativen Residuallasten. Dabei ist zu beachten, dass negative Residuallasten im System unzulässig sind und deswegen aufgehoben werden müssen. In diesem Fall, bei dem die Speicher zur Behebung der negativen Residuallasten eingesetzt werden, resultiert ein geringerer Speicherbedarf bei jenen Speichertechnologien, die über einen schlechten Ladewirkungsgrad verfügen. Ob die geringere Speichergröße an dieser Stelle ein tatsächlicher Vorteil ist, ist fraglich, da im Endeffekt diese niedrigere Speichergröße nur durch erhöhte Verluste beim Laden des Speichers entstehen. In diesem Fall ist es notwendig eine minimale Speichergröße zu erreichen um mit dieser Situation umzugehen. Abbildung 8.7 zeigt die minimal notwendigen Speicherkapazitäten für den Umgang mit auftretenden negativen Residuallasten

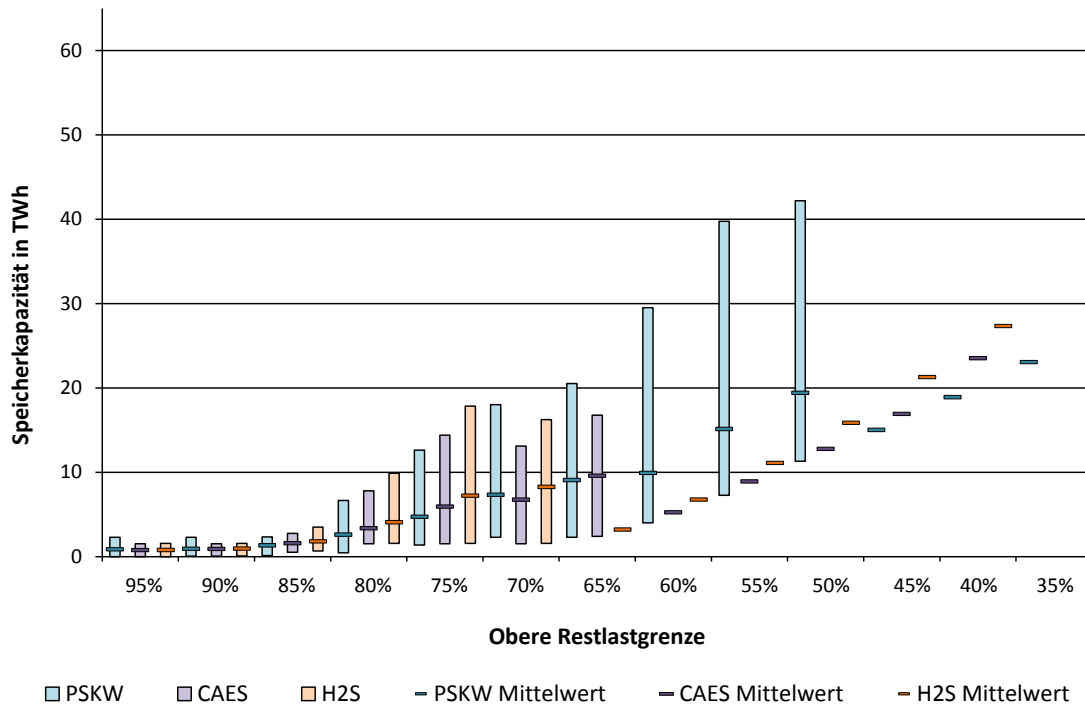


Abbildung 8.6: Resultierende Bandbreiten und auftretende Mittelwerte der notwendigen Speicherkapazitäten aus den Ergebnissen der einzelnen betrachteten Szenarien für die untersuchten Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher, die nach Einsatzstrategie 2 betrieben werden, in Abhängigkeit der gewählten oberen Restlastgrenze.

in den einzelnen relevanten Szenarien und den darin betrachteten Fällen. Die Ergebnisse zeigen, dass die minimale Speicherkapazität im Vergleich zu PSKW für die innovativen Speichertechnologien CAES und H2S geringere Werte annehmen, was sich über den geringeren Ladewirkungsgrad erklären lässt. Außerdem zeigt sich eine starke Abhängigkeit der minimal notwendigen Speicherkapazität vom Anteil an der erneuerbaren Erzeugung am Gesamtstrombedarf. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Einspeisung steigt die notwendige Speicherkapazität.

Der zweite betrachtete Fall stellt die Situation dar, dass der Speicher zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze betrieben wird. Hier zeigt sich, dass ein hoher Umwälzwirkungsgrad von Vorteil ist, da die geringsten notwendigen Speichergrößen resultieren. Dieser Effekt ist in den Abbildungen 8.5 und 8.6 zu erkennen, welche den notwendigen Speicherbedarf der unterschiedlichen Speichertechnologien für verschiedene Werte der oberen Restlastgrenze zeigen. Aus den Abbildungen ist die Bevorzugung von Pumpspeicherkraftwerken gegenüber den anderen Technologien ersichtlich. In jenen Fällen bei denen für Pumpspeicher eine Bandbreite, für CAES und H2S nur ein Mittelwert angegeben ist, ergibt sich ein sehr hoher Speicherbedarf bei Pumpspeicherung, was zu einer Verzerrung der Ergebnisse führt. Der hohe Bedarf resultiert daraus, dass hier in einem der Szenarien eine Umsetzung dieser oberen Restlastgrenze unter Verwendung eines Pumpspeichers gerade noch möglich ist, daraus resultiert der hohe Speicherbedarf, bei Verwendung der anderen Technologien ist eine Umsetzung nicht möglich, weshalb es keine Ergebnisse und daher keine Bandbreite gibt.

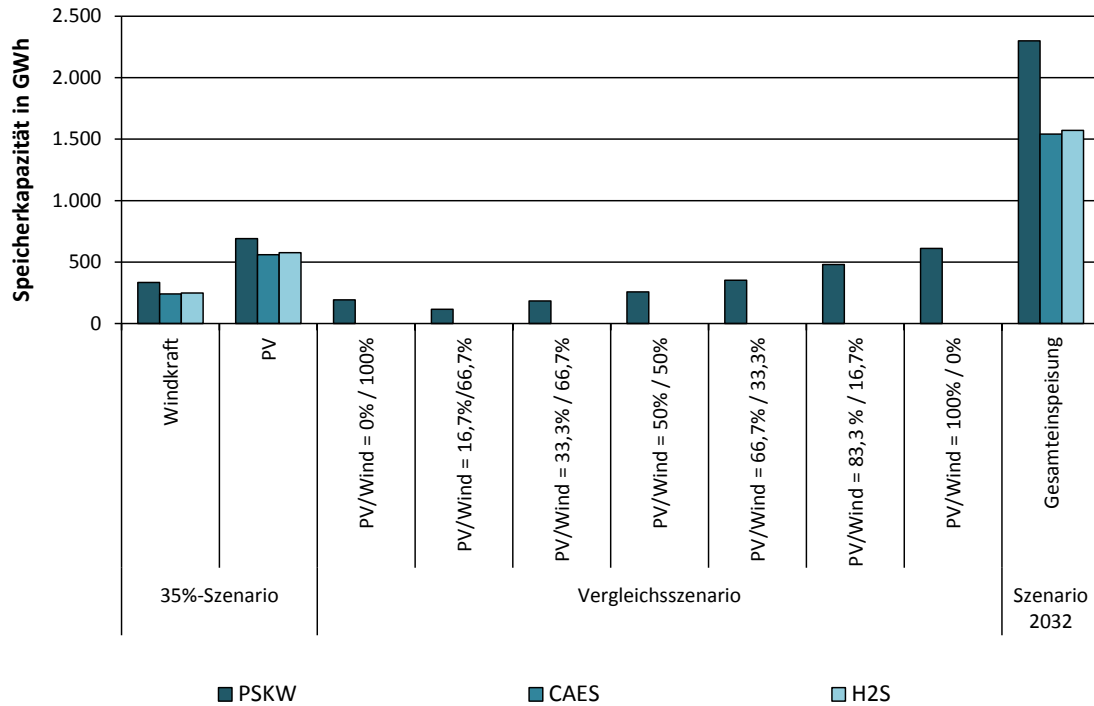


Abbildung 8.7: Darstellung der minimal notwendigen Speicherkapazitäten für die Kompensation auftretender negativer Residuallasten für die Speichertechnologien Pumpspeicher, Druckluftspeicher sowie Wasserstoffspeicher. Eine Unterscheidung erfolgt auf Basis der unterschiedlichen Szenarien und deren unterschiedlichen Betrachtungsfälle in denen negative Residuallasten auftreten

Hinsichtlich der Speichereinsatzstrategien ist es für die Zukunft interessant, eventuelle Mischformen von Strategie 1 und Strategie 2 zu implementieren und zu untersuchen. Die beiden in dieser Arbeit verwendeten Strategien stellen, solange kein Übermaß an erneuerbarer Erzeugung im System ist, zwei unterschiedliche Herangehensweisen zur Speicherbewirtschaftung dar. Die optimale Betriebsführung für Speicher könnte sich also aus einer Kombination der beiden Strategien ergeben. Denkbar wäre an dieser Stelle eine Anpassung der unteren Restlastgrenze an die zu erwartende Residuallast des System, um den notwendigen Speicherbedarf zu reduzieren und die erreichbaren Ergebnisse für die Wertsteigerung der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Für zukünftige Untersuchungen würde es sich anbieten, weitere Technologien in die Betrachtung miteinzubeziehen und eventuelle Kombinationen aus den einzelnen Speichertechnologien zu berücksichtigen, vor allem in Anbetracht der begrenzten Ausbaupotentiale. Eine feinere Gliederung der PV/Wind-Verhältnisse bei der Suche nach der optimalen Zusammensetzung der erneuerbaren Erzeugung würde detailliertere Ergebnisse liefern. Ebenso wäre es von Interesse ob sich das optimale Verhältnis bei einer höheren oder niedrigeren Anteil erneuerbarer Erzeugung im System ändert.

Fazit

- Ein Einsatz der Speicher nach Strategie 1 führt zu einer **im Schnitt 25%** geringeren notwendigen Speicherkapazitäten als die Verwendung der Strategie 2.

Fazit

- Die Verwendung der Einsatzstrategie 3 würde zu einem Ausbau der **Speicherkapazitäten von bis zu 26 TWh** führen, damit wird Potential von Pumpspeicherkraftwerken im Betrachtungsraum teilweise bei weitem überschritten. Diese Strategie ist daher nicht zielführend.
- Der Umwälzwirkungsgrad der gewählten Speichertechnologie wirkt sich maßgeblich auf die notwendige Speicherkapazität aus. Wird der Speicher nicht ausschließlich zur Kompensation negativer Residuallasten eingesetzt, resultiert aus einem hohen Wirkungsgrad ein geringerer Speicherbedarf.
- Bei einem Einsatz des Speichers zur Kompensation negativer Residuallasten ist ein niedrigerer Ladewirkungsgrad von Vorteil, da die resultierende notwendige Speicherkapazität geringer ausfällt.
- Die Betrachtung der Fälle mit exklusiver PV-Einspeisung zeigt, dass hier die höchsten Anforderungen für die Kapazität und Leistung des Speichers bei gleichzeitigem Auftreten der geringsten Lastreduktion resultieren. Der Kapazitätsbedarf ist **im Schnitt 3,7 mal größer** als der Bedarf bei exklusiver Windeinspeisung.
- Bei einem Anteil erneuerbarer Energie von 35% des Gesamtstrombedarfs ergibt sich ein optimales Ergebnis für den resultierenden Speicherbedarf, wenn sich die erneuerbare Erzeugung aus einem dem Ausbaupotential entsprechenden Wert für die Laufwasserkraft und einem **PV/Windkraft-Erzeugungsverhältnis von 16,7%/83,3%** zusammensetzt.
- Die Zusammensetzung des erneuerbaren Kraftwerkspark aus ausschließlich Photovoltaik ist nicht sinnvoll, mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf verstärken sich die negativen Effekten durch die Photovoltaik.

8.4 Notwendige Speicherparameter zur Erfüllung des Einsatzziels

Im Detail sind bei der Untersuchung der Speicherparameter die Leistungen für Pumpen und Turbinen von Pumpspeicherkraftwerken von Interesse. Um diese genauer Analysieren zu können, werden Speicherkapazitäten vorgegeben, anhand derer sich die maximal möglichen oberen Restlastgrenzen ermitteln und die zur Einhaltung notwendigen Leistungen ableiten lassen. Zur Ermittlung der Parameter wird die obere Restlastgrenze sukzessive verändert und die notwendige Speicherkapazität zur Einhaltung dieser oberen Restlastgrenze ermittelt. Sobald die resultierende Speicherkapazität den Vorgaben entspricht, wird das Ergebnis sowie die notwendigen Leistungen abgeleitet. Die vorgegebenen Speicherkapazitäten beruhen auf den vorhandenen und potentiellen Kapazitäten von ausgewählten Ländern.

Für diese Kapazitäten werden in der Abbildung 8.8 die Bandbreiten der erreichbaren oberen Restlastgrenzen und notwendigen Lade- und Entladeleistungen für die Pumpspeicherkraftwerke unter Verwendung der Strategie 1 dargestellt. Speichergrößen über 1.079 GWh werden nur in einem Szenario verwendet, was

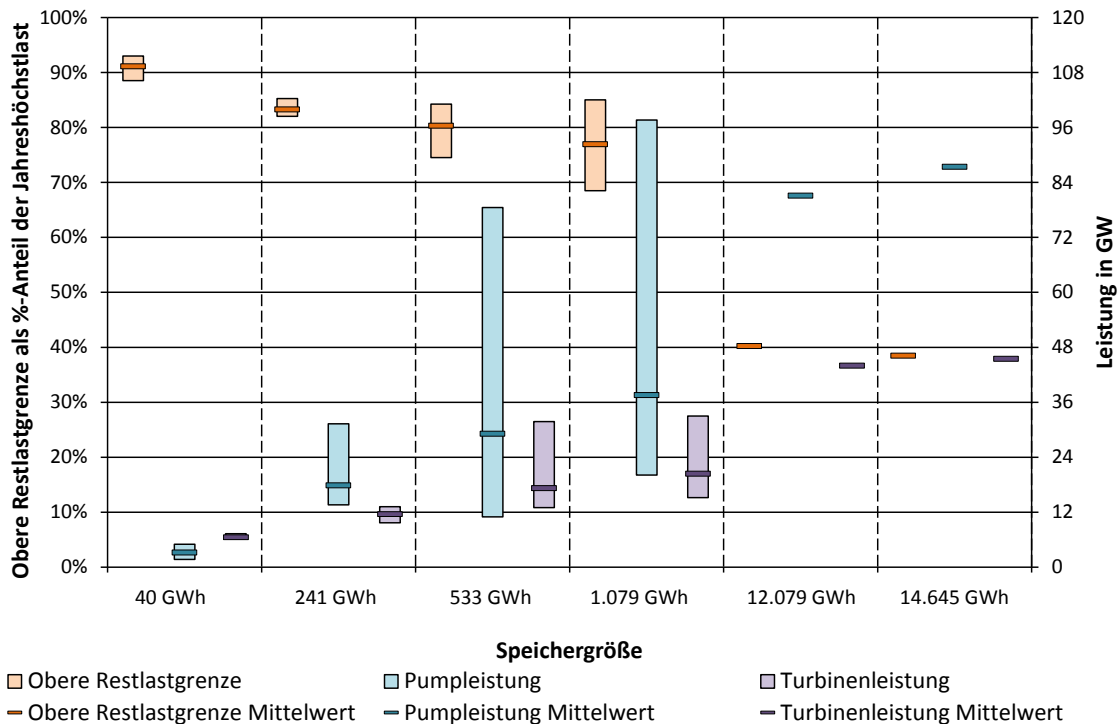


Abbildung 8.8: Bandbreiten und Mittelwerte der Ergebnisse von erreichbaren oberen Restlastgrenzen sowie den notwendigen Lade- und Entladeleistungen bei Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerkes mit unterschiedlichen Kapazitäten (dargestellt auf der x-Achse) nach Einsatzstrategie 1 aus den berücksichtigten Szenarien. Die Werte der oberen Restlastgrenzen beziehen sich auf die linke, die Ergebnisse für die Leistungen auf die rechte y-Achse.

erklärt, wieso es für diese Speichergrößen keine Bandbreite an Ergebnissen sondern nur die angeführten Mittelwerte gibt. Aus den Berechnungen mit den vorgegebenen Speicherkapazitäten lässt sich ableiten, dass sich mit steigender Speicherkapazität geringere obere Restlastgrenzen erreichen lassen. Daraus resultiert aber ebenfalls, dass durch die geringeren erreichbaren oberen Restlastgrenzen eine höhere Lastreduktion erfolgt. Aus Abbildung 8.8 ist ebenfalls ersichtlich, dass die Reduktion der oberen Restlastgrenze nicht linear mit der steigenden Speicherkapazität zusammenhängt, mit dem Ergebnis, dass die Lastreduktion durch die Einhaltung der oberen Restlastgrenze ebenfalls nicht linear mit der Speicherkapazität verbunden ist. Die Beleuchtung der notwendigen Leistungen für Pumpen und Turbinen zeigt, dass generell die Leistung für die Pumpen höher ausfallen muss als jene für die Turbinen. Die Bandbreite reicht dabei bis zu einem Wert von 100 GW für Pumpen und 48 GW für die Turbinen. Auffällig ist, dass die obere Grenze der notwendigen Leistungen für Pumpen und Turbinen bei beiden verwendeten Einsatzstrategien gleich hoch ausfällt. Unter Verwendung der vorhandenen Speicherkapazitäten der Länder Deutschland, Österreich und der Schweiz (die Summe beläuft sich auf 533 GWh) lassen sich bereits sehr gute Ergebnisse bezüglich der erreichbaren oberen Restlastgrenze umsetzen, es kann eine obere Restlastgrenze über das gesamte Jahr von etwa 75% der Jahreshöchstlast erreicht werden. Daraus resultiert eine maximale Last über das Jahr von rund 66 GW. Das Problem bei dieser im Verhältnis zu Norwegen geringen Kapazität ist, dass sie mit steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung im System nicht mehr ausreicht, um die negativen Residuallasten vollständig kompensieren zu können. Dieser Effekt ist in Abbildung 8.7 dargestellt, welche

die minimal notwendigen Speicherkapazitäten für den Umgang mit negativen Residuallasten zeigt. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass mit steigendem Anteil der erneuerbaren Erzeugung im System der Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten ebenfalls ansteigt. Im Szenario 2032, welches über den höchsten Anteil erneuerbarer Energie verfügt, übersteigt die minimal notwendige Speicherkapazität die vorhandenen und potentiellen Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken in den Ländern Deutschland, Österreich und der Schweiz. Eine Verwendung der Speicherkapazitäten in Norwegen ist notwendig.

Fazit

- Die Leistungen der Pumpen müssen **im Mittel 1,6 mal** größer sein als die Leistungen der Turbinen, insbesondere bei hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung am Gesamtstrombedarf steigt das Verhältnis weiter an.
- Je größer die Kapazität des Speichers gewählt wird, desto höher fällt die Lastreduktion zu Spitzenlastzeiten aus. Jedoch verändert sich die Reduktion nicht linear mit der Speichergröße, wodurch bei sehr großen Speicherkapazitäten die zusätzliche Reduktion durch eine Erweiterung des Speichers nur noch gering ausfällt.
- Solange negative Residuallasten nicht häufig auftreten und schwach ausgeprägt sind, lassen sich mit den vorhandenen Kapazitäten und den Ausbaupotentialen von Pumpspeicherkraftwerken in den Ländern Deutschland, Österreich und Schweiz sehr gute Ergebnisse bezüglich der Spitzenlastreduktion erzielen.
- Mit steigendem Anteil an erneuerbarer Erzeugung im System steigt der Bedarf an Speicherkapazität durch das vermehrte auftreten negativer Residuallasten.
- Der Ausbau des erneuerbaren Kraftwerksparks gemäß den Vorgaben in Szenario 2032, bedingt einen **minimalen Bedarf an Pumpspeicherkapazität von 2,3 TWh**, der mit den vorhandenen und potentiellen Kapazitäten in Deutschland, Österreich und der Schweiz nicht zu decken ist. Erst eine Einbindung der vorhandenen Kapazitäten Norwegens ermöglicht einen sinnvollen Umgang mit diesen Mengen erneuerbarer Energie

8.5 Steigerung des Wertes erneuerbarer Energien

Die Berechnung der möglichen oberen Restlastgrenzen hat gezeigt, welche Lastreduktion über das gesamte Jahr durch den koordinierten Einsatz der Speicher realisierbar ist. Die Reduktion der Restlast auf einen %-Anteil der Jahreshöchstlast alleine gibt jedoch noch keine Auskunft darüber ob und wie viel erneuerbare Energie durch den Speicher verschoben und an lastkritischen Zeitpunkten genutzt werden kann. Es wird daher untersucht, wie viel indirekte erneuerbare Einspeisung durch eine Verlagerung erneuerbarer Einspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sowie zu den 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden nutzbar gemacht werden kann. Dieser Wert ist zur sicheren direkten regenerativen Erzeugung hinzuzuzählen, um die gesamte Einspeisung zu ermitteln. Die Berechnung erfolgt, indem die vorgegebenen Speicherparameter festgehalten und daraus der optimale Einsatz der Pumpen und Turbinen ermittelt wird. Daraus lässt sich

der Anteil erneuerbarer Energie im Speicher zu jeder Stunde bestimmen. Anhand dieses Anteils ist es möglich, die indirekte erneuerbare Einspeisung zu definieren und damit die Wertsteigerung herzuleiten.

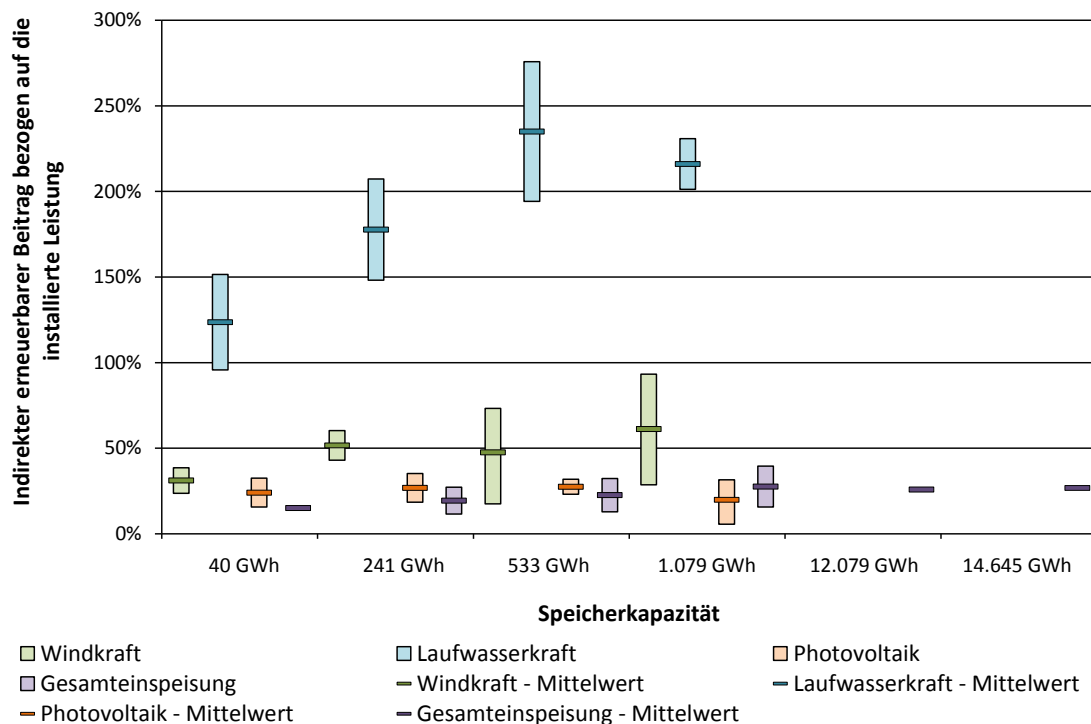


Abbildung 8.9: Resultierende Bandbreiten der indirekten erneuerbaren Einspeisungen bezogen auf die jeweilig installierte Leistung der erneuerbaren Erzeugungsarten Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik sowie der gesamt verfügbaren erneuerbaren Erzeugung aus den betrachteten Szenarien durch den Einsatz eines Pumpspeichers mit unterschiedlichen Kapazitäten (dargestellt auf der x-Achse) nach Strategie 1.

Für die Darstellung der Beitragssteigerung erneuerbarer Einspeisung zur Deckung hoher Lasten wird erneut der Ansatz gewählt, die Bandbreiten der Ergebnisse aus den unterschiedlichen Szenarien und den darin behandelten Fällen für die einzelnen verwendeten Speichergrößen darzustellen. Es wird bei der Darstellung der Ergebnisse zwischen den einzelnen betrachteten regenerativen Erzeugungstypen Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik und der gesamt verfügbaren erneuerbaren Erzeugung unterschieden und die jeweilige Steigerung des Beitrages bemessen. Abbildung 8.9 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung für die Stunde der Jahreshöchstlast unter Verwendung der Strategie 1. In der Grafik wird die Steigerung der sicheren Einspeisung bezogen auf die jeweilig installierte Leistung der erneuerbaren Erzeugungsquelle dargestellt. Dieser Wert der Erhöhung ist die indirekte erneuerbare Einspeisung bezogen auf die installierte Leistung. Die Darstellung zeigt, dass es in jedem der betrachteten Fälle, ungeachtet der Art der erneuerbaren Erzeugung zu einer mitunter sehr starken Erhöhung der sicheren Einspeisung kommt. Zu erwähnen ist, dass bei einem Einsatz der Speicher nach Strategie 1 die Bandbreite an möglichen Steigerungen der sicheren Einspeisung höher ausfällt und höhere Ergebnisse erzielt werden. Damit lässt sich zeigen, dass sich durch den koordinierten Einsatz der Speicher eine stark positive Wirkung auf die sichere Einspeisung einstellt.

Die Berechnungen und Untersuchungen bezüglich der Beitragssteigerung regenerativer Erzeugung basiert auf Szenariorechnungen, für die gewisse Vereinfachungen und Annahmen zugrunde gelegt werden.

Auch für die Modelle zur Ermittlung der Ergebnisse selbst werden vereinfachende Annahmen getroffen. Für detaillierte und mitunter genauere Ergebnisse über die Beitragssteigerung und die notwendigen Speicherkapazitäten wäre die Einbeziehung eines internationalen Stromhandels eine sinnvolle Erweiterung. Dadurch ließe sich der notwendige Speicherbedarf unter Umständen reduzieren, wobei die Menge an erforderlichen Daten stark anstiege, da nicht nur Deutschland, sondern auch das Umland abgebildet werden müsste. Eine weitere Möglichkeit, das Modell zu erweitern, ist die Einbindung des Netzes um etwaige Netzengpässe berücksichtigen zu können. Mit der Einbindung des Netzes würde die Aufspaltung des hier angenommenen Großspeichers in kleinere Speicher erfolgen, deren Betriebsführung koordiniert werden müsste. Die hier angeführten Untersuchungen werden ausschließlich mit Pumpspeicherkraftwerken durchgeführt, eine Erweiterung um andere Speichertechnologien und die Untersuchung hinsichtlich einer Mischung der einzelnen Speicherarten wäre sinnvoll.

Fazit

- Der koordinierte Einsatz der Speicher führt zu einem teils sehr starken Anstieg der sicheren Einspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Die Erhöhung bezogen auf die jeweilig installierte Leistung beläuft sich auf **bis zu 90% bei Windkraft, 276% bei Laufwasserkraft und bis zu 35% bei PV.**
- Bezüglich der Steigerung des Wertes erneuerbarer Energien, bemessen an dem sicheren Beitrag zur Deckung hoher Lasten, liefert Strategie 1 **im Mittel 1,5 fach höhere Ergebnisse** als Strategie 2.

8.6 Betrachtung der Kosten und Ersparnisse

Die Untersuchung der Beitragssteigerung zeigt positive Effekte durch den koordinierten Einsatz des Pumpspeicherkraftwerks. Jedoch resultieren daraus ebenfalls Kosten. Diese werden in dieser Arbeit über einen einfachen Vergleich der jährlichen Abschreibungen für den Ausbau der Pumpspeicher und der Abschreibungen für ersparte Spitzenlastkraftwerke sowie über die Kosten aus dem Einsatz der regelbaren konventionellen Kraftwerke bewertet.

Die Berechnungen ergeben, dass in den meisten der betrachteten Fälle die Kosten für die Erweiterung des Speichers die Einsparungen aus dem Verzicht auf Spitzenlastkraftwerke übersteigen. Ausgenommen davon sind einige der betrachteten Fälle in denen hauptsächlich vorhanden Speicherkapazitäten genutzt werden, und nur eine Erweiterung der Pump- und Turbinenleistungen notwendig ist. Generell zeigt sich aber, dass es durch den koordinierten Einsatz des Speichers zu einer Reduktion der Erzeugungskosten des Kraftwerksparks kommt. Diese fällt mitunter sehr hoch aus, vor allem in jenen Szenarien die einen höheren Anteil erneuerbarer Einspeisung aufweisen. Dieser Effekt tritt ein, da bei einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung vermehrt negative Residuallasten auftreten, die durch einen Speichereinsatz vermieden werden. Ohne Speicher müsste die regenerative Erzeugung abgeregelt werden und steht

damit nicht mehr für eine Kostenreduktion zur Verfügung. Dennoch reicht die Kostenreduktion der Erzeugungskosten in den meisten Fällen nicht aus, um die höheren Investitionskosten zu kompensieren. Daraus lässt sich die generelle Schlussfolgerung ableiten, dass der Ausbau und die Nutzung der Speicher für die koordinierte Betriebsführung zu höheren Kosten führt als ein Verzicht auf die Speicher. Dennoch müssen diese höheren Kosten immer unter Berücksichtigung der ohne Speichereinsatz nicht integrierbaren erneuerbaren Erzeugung betrachtet werden. Die einfache Analyse der Kosten zeigt auch, dass durch die Verwendung einer exklusiven Einspeisung aus Photovoltaik höhere Kosten resultieren als im Falle anderer exklusiver Einspeisungen. Diese Kosten steigen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energie am Gesamtstrombedarf. Eine Gegenüberstellung der Einsatzstrategien resultiert in einer Bevorzugung der Strategie 2 bei höheren Anteilen erneuerbarer Erzeugung, da die jährlichen Kosten geringer ausfallen. Bei der Betrachtung unterschiedlicher Verhältnisse der PV/Wind-Erzeugung ergeben sich die geringsten Kosten im Falle eines Verhältnisses von 16,7%/83,3%.

Für weiterführende Untersuchungen wäre eine genauere Betrachtung der Kosten und Ersparnisse sinnvoll. Gerade was die Investitionskosten betrifft wäre es bedeutsam nicht nur ein Jahr zu betrachten und einen Kostenvergleich anhand der jährlichen Abschreibungen anzustellen, sondern ein durchlaufendes Szenario mit Ausbaupfaden für die erneuerbare Erzeugung zu analysieren. Auch werden in dieser Arbeit die Kosten für die Erzeugung elektrischer Energie vereinfacht durch die jeweiligen Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke berechnet.

Fazit

- Der koordinierte Einsatz von Speichern bei gleichzeitigem Ausbau von sowohl der Kapazität als auch der Leistung von Pumpen und Turbinen hat stets höhere Kosten als ein Verzicht auf Speicher zur Folge, jedoch sind diese Kosten immer in Relation zu der durch den Verzicht auf den Betrieb eines Speichers nicht integrierbaren regenerativen Erzeugung zu sehen.
- Reicht die vorhandene Speicherkapazität aus, um alle negativen Residuallasten auszugleichen, ist ein Verzicht auf den Ausbau der Speicherkapazität aus Sicht der Kosten besser, da die resultierenden Ersparnisse die Kosten für den Ausbau nicht abdecken.
- Besteht die erneuerbare Erzeugung ausschließlich aus Photovoltaik, resultieren höhere Kosten als bei einer exklusiven Windeinspeisung.
- Ein Einsatz der Speicher nach Strategie 2 hat bei einem höheren Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtstrombedarf geringere jährliche Kosten zur Folge.
- Der Vergleich unterschiedlicher Zusammensetzungen erneuerbarer Erzeugung zeigt, dass sich die geringsten Kosten bei einem Verhältnis der **PV/Wind-Erzeugung von 16,7%/83,3%** ergibt.

8.7 Resümee

In dieser Arbeit wird versucht die Vor- und Nachteile eines koordinierten Speichereinsatzes aufzuzeigen. Dabei zeigt sich, dass sich der Einsatz der Speicher zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze positiv auf die sichere Einspeisung der erneuerbaren Erzeuger auswirkt und somit einen Beitrag zur Systemsicherheit leistet. Außerdem kommt es durch die Reduktion der Last auf die obere Restlastgrenze zu einem geringeren Bedarf an Spitzenlastkraftwerken. Durch die Analyse der einzelnen Arten erneuerbarer Erzeugung werden die Unterschiede in der Erzeugungscharakteristik sowie der Effekte durch die Kombination mit einem Speicher aufgezeigt und diskutiert. Die aus der Volatilität der regenerativen Erzeugung resultierenden negativen Residuallasten werden durch den koordinierten Einsatz des Speichers abgefangen und für die Lastreduktion verfügbar gemacht. Diesen positiven Effekten stehen die erhöhten Kosten für den Ausbau des Speichers gegenüber. Es ist daher abzuwägen, ob die zusätzlichen Kosten tragbar sind, um die positiven Effekte durch den koordinierten Einsatz der Speicher zu erhalten.

Hinsichtlich der Methodik besteht für zukünftige Untersuchungen Potential zur Erweiterung, indem man durchgängige Szenarien sowie verschiedene Zusammensetzungen des Speicherparks für die Untersuchungen heranzieht. Im Bezug auf die Analyse der Kosten ergäben sich belastbarere Ergebnisse, wenn diese anhand durchgängiger Szenarien mit einem hinterlegten Ausbau der Kraftwerkskapazitäten berechnet würden.

Literatur

- AIT, Austrian Institute of Technology (2012). *Leistungsautarkie Römerland Carnuntum*. Endbericht. Energy Department, S. 44 (siehe S. 27, 28, 79).
- Anderer, Pia, Ulrich Dumont, Albert Ruprecht, Ulrich Wolf-Schumann und Stephan Heimerl (2010). *Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie*. Schlussbericht. Aachen: Ingenieurbüro Floecksmühle u. a. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/potential_wasserkraft_lang_bf.pdf (siehe S. 17, 55, 56).
- Asendorpf, Dirk (2013). *Wende rückwärts. Speicherkraftwerke, wichtig für die Energiewende, lohnen sich immer weniger*. Hrsg. von Die Zeit. URL: <http://www.zeit.de/2013/17/pumpspeicherkraftwerke-energie-wende> (download am 24.02.2014) (siehe S. 27).
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (2013) (siehe S. 17).
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013). *Energie macht Schule*. URL: <http://www.energie-macht-schule.de/content/pumpspeicherkraftwerk-0> (download am 23.02.2014) (siehe S. 26).
- Betreiber-Datenbasis (2012). *Betriebsdaten von Windanlagen*. URL: <http://www.btrdb.de/sto.html> (download am 03.07.2012) (siehe S. 9, 10).
- Crotogino, Fritz (2011). *Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund. Stand der Technik und Potential*. Hrsg. von KBB Underground Technologies. URL: http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/05/201111_K%C3%83%C2%B6ln_Cro-Wasserstoffspeicherung-im-geol-Untergrund.pdf (download am 26.02.2014) (siehe S. 32, 35).
- dena, Deutsche Energie-Agentur GmbH (2008). *Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken*. Abschlussbericht. Vattenfall Europe Transmission GmbH, S. 21, 66 (siehe S. 27, 53).
- dena, Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010). *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf (download am 02.03.2014) (siehe S. 7, 8).
- DESTATIS, Statistisches Bundesamt (2013). *Genesis-Online Datenbank*. URL: <https://www-genesis.destatis.de/> (download am 02.07.2013) (siehe S. 19, 121).
- Deutscher Bundestag (2012). *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)*. URL: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf (siehe S. 1).

- Deutscher Wetterdienst (2013a). *Cmsaf - climate monitoring*. URL: http://wui.cmsaf.eu/safira/action/%20viewHome;jsessionid=A7EAD6410BA418ED1179EF351AEE4794.ku_2 (download am 03.07.2013) (siehe S. 15).
- Deutscher Wetterdienst (2013b). *Webwerdis - Weather Request and Distribution system*. URL: https://werdis.dwd.de/werdis/start_js_JSP.do (download am 03.07.2013) (siehe S. 9, 10).
- DIVA-GIS (2013). URL: <http://www.diva-gis.org/> (download am 01.07.2013) (siehe S. 10, 17, 18).
- EEX (2012). *Transparency in Energy Markets - Tatsächliche Produktion Wind*. URL: http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind (download am 12.10.2012) (siehe S. 12, 15, 121).
- ENTSO-E (2010). *Load and consumption data: Specificities of member countries*. URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf (siehe S. 13, 54).
- ENTSO-E (2013). *Data Portal Consumption Data*. URL: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/> (download am 04.07.2013) (siehe S. 13, 54).
- Europäisches Parlament und Europäischer Rat (2009). *Richtlinie 2009/28/EC*. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:en:PDF> (siehe S. 1).
- Felberbauer, Karl-Peter, Kurt Kloess, Gerfried Jungmeier, Reinhard Haas, Kurt Könighofer, Wolfgang Prügler, Johanna Pucker, Rusbeh Rezaia, Martin Beermann und Anton Wenzel (2012). *Energiespeicher der Zukunft. Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel- Technologie für zukünftige Energiesysteme*. Endbericht. Joanneum Research, TU Wien, S. 52, 59. URL: http://www.umwelttechnik.at/fileadmin/content/Downloads/Joanneum_Research_Energiespeicher_der_Zukunft.PDF (siehe S. 1, 27, 28, 30, 31, 33, 34, 53).
- Giesecke, Jürgen und Emil Mosonyi (2009). *Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb*. Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-540-88989-2. DOI: 10.1007/978-3-540-88989-2. URL: <http://link.springer.com/book/10.1007/978-3-540-88989-2/page/1> (siehe S. 25).
- Gimeno-Gutiérrez, Marcos und Roberto Lacal-Arántegui (2013). *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage. A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential*. Joint Research Centre Institute for Energy und Transport. DOI: 10.2790/86815. URL: http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_20130503_assessment_european_phs_potential.pdf (siehe S. 28, 29, 68).
- Gutschi, Christoph, Christoph Huber, Gernot Nischler, Andreas Schüppel, Thomas Nacht, Gerald Feichtinger, Alexander Jagl, Daniel Hütter, Udo Bachhiesl und Heinz Stigler (2012). „Atlantis - Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation“. In: *Symposium Energieinnovation 2012: Alternativen für die Energiezukunft Europas*. ISBN: 978-3-85125-200-2. URL: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF_Gutschi.pdf (siehe S. 15, 17, 18, 54).
- Hau, Erich (2008). *Windkraftanlagen*. 4. Aufl. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. Kap. 13.3 Charakteristische Größen und Gesetzmäßigkeiten, S. 517. ISBN: 978-3-540-72150-5. DOI: 10.1007/978-3-540-72151-2 (siehe S. 9).
- Huld, Thomas, Richard Müller und Attilio Gambardella (2012). „A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. Solar Energy“. In: *SOLAR ENERGY vol. 86 no. 6*

- p. 1803-1815. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>. URL: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/111111111/26890> (siehe S. 15).
- Lebensministerium (2009). *eHyd*. URL: <http://ehyd.gv.at/> (siehe S. 17).
- Nacht, Thomas und Heinz Stigler (2013). „Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke in der neuen Elektrizitätswirtschaft. Erneuerbare Energien: Überforderte Märkte“. In: *IEWT 2013*. Hrsg. von Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien, Energy Economics Group und Austrian Association for Energy Economics, S. 196. URL: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P_248_Nacht_Thomas_12-Feb-2013_13:20.pdf (siehe S. 9).
- Nacht, Thomas und Heinz Stigler (2014). „Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke. Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende“. In: *ENINNOV2014*. Hrsg. von IEE/TU Graz, S. 1–15. URL: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/1f/LF_Nacht.pdf (siehe S. 43).
- Nitsch, Joachim et al. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Schlussbericht. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt u. a. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf (siehe S. 7, 8, 41).
- Oehsen, Amany von, Michael Sterner, Yves-Marie Saint-Drenan und Norman Gerhardt (2010). „Anforderungen an den Fluktuationsausgleich für die Stromversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien“. In: *11. Symposium Energieinnovation*. URL: <http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2010> (siehe S. 8, 9).
- Pattis, Florian (2012). „Modellierung der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland“. Magisterarb. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz (siehe S. 8, 14, 15).
- Posch, Christoph (2010). „Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologie“. Magisterarb. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz (siehe S. 79).
- Rothaar Wind GmbH (2012). *Kennlinie der Enercon E82*. URL: http://www.rothaarwind.de/windenergie/mod_content_page/seite/Kennlinie_der_Enercon_E82/index.html (download am 15.09.2012) (siehe S. 10, 11).
- Ruhrverband (2013). Hrsg. von Abteilung Mengenwirtschaft und Morphologie (siehe S. 17).
- Rummich, Erich (2009). *Energiespeicher. Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen*. Hrsg. von expert verlag. ISBN: 978-3-8169-2736-5 (siehe S. 33).
- Schill, Wolf-Peter (2013). „Integration von Wind- und Solarenergie. Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse“. In: *DIW-Wochenbericht* 80 (34), S. 3–14. ISSN: 1860-8787. URL: <http://econpapers.repec.org/article/diwdiwob/80-34-1.htm> (siehe S. 39).
- Schlenkhoff, Andreas (2011). „Potential und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichieranlagen mit kleinen Fallhöhen“. In: *34. Dresdner Wasserbaukolloquium 2011*, S. 5 (siehe S. 79).
- Schüppel, Andreas (2010). „Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung“. Magisterarb. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz (siehe S. 8, 9, 17).

- Schusser, Christian (2013). „Modell zur Ermittlung des Wasserwertes von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken“. Magisterarb. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Betreuer: Thomas Nacht, 7ff. (Siehe S. 25).
- ÜNB Deutschland (2012). *Netzentwicklungsplan Strom 2012*. Szenariorahmen, S. 36, 39, 40. URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf (siehe S. 13, 39, 47, 54–56).
- VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2009). *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Study. ETG Task Force Energiespeicher (siehe S. 30, 31, 35).
- VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2012). *Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Gesamttext. ETG-Task Force Energiespeicherung, S. 38, 39. URL: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/StudieSpeicherungsbedarf.aspx> (siehe S. 27, 28, 31, 35, 40, 41).
- Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) (2012). Hrsg. von Bundesanstalt für Gewässerkunde (BfG) (siehe S. 17).
- Weiss, Thomas, Arno Lücken und Detlef Schulz (2013). „An empirical approach to calculate short and long term energy storage needs of an electricity system“. In: *Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities'*. DOI: 10.1109/UPEC.2013.6714953 (siehe S. 37–39).
- Wietschel, Martin, Marlene Arens, Christian Dötsch, Sebastian Herkel, Wolfram Krewitt, Peter Markewitz, Dominik Möst und Martin Scheufen (2010). *Energietechnologien 2050*. Technologiebericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, S. 565. URL: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1185350.pdf> (siehe S. 31, 33, 35).

Abbildungsverzeichnis

3.1	Ausgewählte Windmessstationen für das Modell zur Ermittlung der Windkrafteinspeisung im Untersuchungsgebiet Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Deutscher Wetterdienst, 2013b), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)	10
3.2	Nach geographischen und technischen Aspekten zusammengefasste Windkraftanlagen für das Modell zur Ermittlung der Windkrafteinspeisung im Untersuchungsgebiet Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Betreiber-Datenbasis, 2012), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)	10
3.3	Leistungskennlinie der für die Modelle zugrunde gelegten Windkraftanlage Enercon E82 für die Berechnung der Einspeiseleistung auf Basis der Windgeschwindigkeit. Eigene Darstellung auf Basis von: (Rothaar Wind GmbH, 2012)	11
3.4	Einspeisecharakteristik der Windkraft in Deutschland, dargestellt anhand der minimalen, maximalen und mittleren auftretenden monatlichen Leistungsmittelwerte, aus dem Modell für die Windkrafteinspeisung auf Basis der Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit.	13
3.5	Einspeisecharakteristik der Photovoltaik in Deutschland, dargestellt anhand der minimalen, maximalen und mittleren auftretenden monatlichen Leistungsmittelwerte, aus dem Modell für die Photovoltaikeinspeisung auf Basis der Messzeitreihen der Globalstrahlung.	15
3.6	Ausgewählte Messpegel für das Modell zur Ermittlung der Laufwasserkrafteinspeisung im Untersuchungsgebiet Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Ruhrverband, 2013), (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2013), (Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV), 2012), (Lebensministerium, 2009), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)	17
3.7	Laufwasserkraftwerke in Deutschland, eigene Darstellung auf Basis von: (Gutschi et al., 2012), Kartenmaterial: (DIVA-GIS, 2013)	17
3.8	Einspeisecharakteristik der Laufwasserkraft in Deutschland, dargestellt anhand der minimalen, maximalen und mittleren auftretenden monatlichen Leistungsmittelwerte, aus dem Modell für die Laufwasserkrafteinspeisung auf Basis der Messzeitreihen des Wasserdurchflusses.	20
4.1	Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes mit den wesentlichen Bestandteilen, (BDEW, 2013)	26
4.2	Darstellung der Verluste im Energieumwandlungsprozess eines Pumpspeicherkraftwerkes, (dena, 2008, S.21)	27
4.3	Darstellung der Investitionskosten unterschiedlicher Pumpspeicherkraftprojekte in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres und der installierten Kapazität (Durchmesser der jeweiligen Kreise), Quelle: (Felberbauer et al., 2012, S.59).	28

4.4	Funktionsschema, Bestandteile und Bereich der Wirkungsgrade des diabaten Druckluftspeichers, (Felberbauer et al., 2012, S.61)	30
4.5	Funktionsschema, Bestandteile und Bereich der Wirkungsgrade des adiabaten Druckluftspeichers, (Felberbauer et al., 2012, S.62)	31
4.6	Salzkavernen in Europa die für die Speicherung von Druckluft und Wasserstoff geeignet wären, Quelle: (Crotogino, 2011)	32
4.7	Funktionsschema der Wasser-Elektrolyse (links) und der Brennstoffzelle (rechts), (Felberbauer et al., 2012, S.61)	34
4.8	Funktionsschema, Bestandteile und Bereich des Wirkungsgrades der Speicherung elektrischer Energie mittels Wasserstoff, (Felberbauer et al., 2012, S.53)	34
5.1	Schematische Darstellung der Jahresbetriebssimulation des Erzeugungs- und Speicherparks für die Ermittlung des zukünftig notwendigen Speicherkapazität, eigene Darstellung basierend auf (VDE, 2012)	40
5.2	Darstellung der Begriffe Last, Residuallast und Restlast anhand des zeitlichen Verlaufs der Größen über ein Zeitfenster von 24 Stunden. Auf der negativen y-Achse sind Entnahmen aus dem Netz, auf der positiven y-Achse Einspeisungen in das Netz aufgetragen.	42
5.3	Schematische Darstellung der zeitlichen Verschiebung von Energie durch einen Speicher, resultierend aus dem Verlauf der Last sowie der Residuallast (durch die Einspeisung erneuerbarer Energie) und der Notwendigkeit zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze.	43
5.4	Auswirkungen der Einhaltung der oberen Restlastgrenze, durch den koordinierten Einsatz eines Speichers mittels eines Bezugs von Energie bei Unterschreitung einer unteren Restlastgrenze, auf den Lastverlauf über einen Zeitraum von 8760 Stunden.	44
5.5	Darstellung möglicher Zeitpunkte für den Ladebetrieb des Speichers unter Verwendung der Einsatzstrategie 1 um die Einhaltung der oberen Restlastgrenze zu gewährleisten, anhand des Verlaufs von Residuallast und oberer Restlastgrenze über ein Zeitfenster von 8 Stunden.	45
5.6	Darstellung der Lade- und Entladezeitpunkte für einen Speicher unter Verwendung der Einsatzstrategie 2 unter Berücksichtigung der oberen und unteren Restlastgrenze sowie der Residuallast in einem Zeitfenster von 8 Stunden.	47
5.7	Verlauf der Last und Residuallast unter der Annahme eines hohen Anteils erneuerbarer Erzeugung zur Veranschaulichung der Häufigkeit von negativen Residuallasten durch ein Übermaß erneuerbarer Erzeugung.	48
5.8	Änderung der Betriebsweise des Speichers hin zur Aufnahme negativer Residuallasten, da die Energie aus den negativen Residuallasten die Energie für die Lastreduktion überschreitet.	49
6.1	Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung des Deckels der oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Einsatzstrategie 3, für unterschiedliche Szenarien, Speichertechnologien und erneuerbare Einspeisezeitreihen.	59

6.2	Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung der benötigten Speicherparameter zur Einhaltung einer gegebenen oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Speichereinsatzstrategie 1 oder 2 für unterschiedliche Szenarien, Speichertechnologien und erneuerbare Einspeisezeitreihen.	60
6.3	Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung der möglichen oberen Restlastgrenze unter Verwendung der Speichereinsatzstrategie 1 oder 2 für unterschiedliche Szenarien, Speicherpotentiale und erneuerbare Einspeisezeitreihen.	68
6.4	Schematischer Ablauf der Methode zur Ermittlung der des Beitrags erneuerbarer Energien zur Deckung hoher Lasten unter Verwendung der Speichereinsatzstrategie 1 oder 2 für unterschiedliche Szenarien, Speicherpotentiale und erneuerbare Einspeisezeitreihen.	70
7.1	Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H ₂ S) nach Strategie 3 im Referenzszenario 2010 für die exklusive Einspeisung aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik, bzw. der 2010 gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung.	82
7.2	Notwendige Pumpspeicherkapazität für den Einsatz nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im Referenzszenario 2010.	83
7.3	Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (40 GWh, 241 GWh, 533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 und Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario: 2010.	85
7.4	Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers, eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario: 2010.	87
7.5	Darstellung der installierten Leistung sowie der mittleren notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers, eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario: 2010.	88

- 7.6 Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H₂S) nach Strategie 3 im 5%-Szenario für die exklusive Einspeisung aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik. 90
- 7.7 Notwendige Speicherkapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im 5%-Szenario. 91
- 7.8 Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (40 GWh, 241 GWh, 533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik im 5%-Szenario. 92
- 7.9 Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik im 5%-Szenario. 94
- 7.10 Darstellung der installierten Leistung sowie der mittleren notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik oder der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung im 5%-Szenario 96
- 7.11 Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H₂S) nach Strategie 3 im 35%-Szenario für die exklusive Einspeisung aus entweder Windkraft oder Photovoltaik. 98
- 7.12 Notwendige Speicherkapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im 35%-Szenario 98
- 7.13 Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik im 35%-Szenario 100

- 7.14 Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 1.079-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit einer exklusiven erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft oder Photovoltaik im 35%-Szenario 101
- 7.15 Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Windkrafterzeugung nach Strategie 3 im Vergleichsszenario. 105
- 7.16 Notwendige Kapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz nach Strategie 1 oder 2 bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Winderzeugung als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im Vergleichsszenario 106
- 7.17 Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (241 GWh, 533 GWh, 1.079 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit unterschiedlichen Verhältnissen der PV/Winderzeugung im Vergleichsszenario. 107
- 7.18 Darstellung der installierten Leistung sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung eines 533-GWh-Speichers eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 (ES1) und 2 (ES2). Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Winderzeugung im Vergleichsszenario 109
- 7.19 Erreichbare obere Restlastgrenze (rechte y-Achse) und dafür notwendige Speicherkapazität (linke y-Achse) für den Einsatz einer der drei berücksichtigten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H2S) nach Strategie 3 im Szenario 2032 für die gesamt zur Verfügung stehende erneuerbarer Erzeugung. 112
- 7.20 Notwendige Speicherkapazitäten für die untersuchten Speichertechnologien (PSKW, CAES, H2S) für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des Systems mit der gesamt im Szenario 2032 verfügbaren erneuerbaren Erzeugung. 113
- 7.21 Erreichbare obere Restlastgrenzen (linke y-Achse) und dafür notwendige Pump- und Turbinenleistungen (rechte y-Achse) bei einem Einsatz eines Pumpspeichers mit vordefinierter Kapazität (12.079 GWh oder 14.645 GWh) nach Einsatzstrategie 1 oder 2 bei Beaufschlagung des System mit der gesamten im Szenario 2032 verfügbaren erneuerbaren Erzeugung. . . . 114
- 7.22 Darstellung der installierten Leistung der erneuerbaren Erzeuger sowie der notwendigen Leistung für die Lastreduktion resultierend aus der Einhaltung der oberen Restlastgrenze zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bei Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken unterschiedlicher Kapazitäten eingesetzt nach Einsatzstrategien 1 und 2. Die notwendige Leistung ist aufgeteilt in die direkte und indirekte erneuerbare Einspeisung sowie die indirekte thermische Einspeisung bei Beaufschlagung des System mit der gesamten im Szenario 2032 zur Verfügung stehenden erneuerbaren Einspeisung. 115

8.1	Charakteristik der regenerativen Erzeuger, dargestellt anhand der monatlichen Leistungsmittelwerte aus den Ergebnissen der Modelle für Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik auf Basis der Messzeitreihen, bezogen auf die jeweilig installierte Leistung	122
8.2	Darstellung des minimalen, maximalen und mittleren direkten Beitrags der erneuerbaren Erzeuger (Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik) zur Deckung des Energiebedarfs zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sowie der 88 und 176 Jahreshöchstlaststunden ermittelt aus den vorhandenen Messzeitreihen der Primärenergieträger, bezogen auf die jeweilig installierte Leistung, unter Vernachlässigung eines Einsatzes von Speichern.	123
8.3	Bereich der benötigten Pumpspeicherkapazitäten bei unterschiedlichen Werten für die obere Restlastgrenze zur Darstellung der Auswirkungen der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstypen	125
8.4	Notwendige Speicherkapazitäten für Pumpspeicherkraftwerke für den Einsatz der Speicher nach Strategie 1 oder 2 bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV/Winderzeugung als Resultat unterschiedlicher oberer Restlastgrenzen im Vergleichsszenario	126
8.5	Resultierende Bandbreiten und auftretende Mittelwerte der notwendigen Speicherkapazitäten aus den Ergebnissen der einzelnen betrachteten Szenarien für die untersuchten Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher, die nach Einsatzstrategie 1 betrieben werden, in Abhängigkeit der gewählten oberen Restlastgrenze.	127
8.6	Resultierende Bandbreiten und auftretende Mittelwerte der notwendigen Speicherkapazitäten aus den Ergebnissen der einzelnen betrachteten Szenarien für die untersuchten Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher, die nach Einsatzstrategie 2 betrieben werden, in Abhängigkeit der gewählten oberen Restlastgrenze.	128
8.7	Darstellung der minimal notwendigen Speicherkapazitäten für die Kompensation auftretender negativer Residuallasten für die Speichertechnologien Pumpspeicher, Druckluftspeicher sowie Wasserstoffspeicher. Eine Unterscheidung erfolgt auf Basis der unterschiedlichen Szenarien und deren unterschiedlichen Betrachtungsfälle in denen negative Residuallasten auftreten	129
8.8	Bandbreiten und Mittelwerte der Ergebnisse von erreichbaren oberen Restlastgrenzen sowie den notwendigen Lade- und Entladeleistungen bei Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerkes mit unterschiedlichen Kapazitäten (dargestellt auf der x-Achse) nach Einsatzstrategie 1 aus den berücksichtigten Szenarien. Die Werte der oberen Restlastgrenzen beziehen sich auf die linke, die Ergebnisse für die Leistungen auf die rechte y-Achse.	131
8.9	Resultierende Bandbreiten der indirekten erneuerbaren Einspeisungen bezogen auf die jeweilig installierte Leistung der erneuerbaren Erzeugungsarten Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik sowie der gesamt verfügbaren erneuerbaren Erzeugung aus den betrachteten Szenarien durch den Einsatz eines Pumpspeichers mit unterschiedlichen Kapazitäten (dargestellt auf der x-Achse) nach Strategie 1.	133

Tabellenverzeichnis

3.1	Gesicherte Leistungen der erneuerbaren Erzeuger Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik in Deutschland, Datenquelle: (dena, 2010)	8
3.2	Gesicherte Leistungen der erneuerbaren Erzeuger Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik in Deutschland, Datenquelle: (Nitsch et al., 2012)	8
3.3	Bestimmtheitsmaße aus der Korrelation von tatsächlicher Windeinspeisung (EEX, 2012) und Leistungswerten aus dem Modell für die Windkrafteinspeisung für die Jahre 2010 und 2011, aufgeschlüsselt nach Gebieten der Übertragungsnetzbetreiber im Betrachtungsgebiet Deutschland.	12
3.4	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Windkrafteinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	14
3.5	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Windkrafteinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit, bezogen auf die installierte Leistung, zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	14
3.6	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Photovoltaikeinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Globalstrahlung, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	16
3.7	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Photovoltaikeinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Globalstrahlung, bezogen auf die installierte Leistung, zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	16
3.8	Bestimmtheitsmaße aus der Korrelation von tatsächlicher Laufwasserkrafteinspeisung (DESTATIS, 2013) und Leistungswerten aus dem Modell für die Laufwasserkrafteinspeisung für die Jahre 2002 bis 2010 im Betrachtungsgebiet Deutschland.	19
3.9	Verhältnis von tatsächlicher monatlicher Laufwasserkrafterzeugung (DESTATIS, 2013) zu Ergebnissen des Laufwasserkraftmodells im Untersuchungsgebiet Deutschland für die Jahre 2002 bis 2010	19
3.10	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Laufwasserkrafteinspeisung, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Wasserdurchflussmessungen, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	21
3.11	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Laufwasserkraft, aus den zugrunde gelegten Messzeitreihen der Wasserdurchflussmessungen, bezogen auf die installierte Leistung, zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	21

3.12	Bestimmtheitsmaße aus der Korrelation von stündlichen Werte sowie Tagesmittelwerten der Einspeisezeitreihen aus dem Modell für die Laufwasserkraft mit den Ergebnissen der Modelle für die Windkraft und die Photovoltaik, zur Bestimmung der Unabhängigkeit der einzelnen Zeitreihen voneinander.	22
3.13	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Erzeugung des gesamten erneuerbaren Kraftwerksparks in Deutschland aus dem Jahr 2010, auf Basis der zugrunde gelegten Messzeitreihen, bezogen auf den Energiebedarf zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	23
3.14	Minimaler, maximaler und mittlerer Beitrag der Erzeugung des gesamten erneuerbaren Kraftwerksparks in Deutschland aus dem Jahr 2010, auf Basis der zugrunde gelegten Messzeitreihen, bezogen auf die gesamt installierte erneuerbare Leistung zur obersten Peakstunde sowie den obersten 88 und 176 Peakstunden.	23
4.1	Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke aufgeschlüsselt nach leistungsspezifischen ($k_{\text{Pumpensatz}}$, $k_{\text{Turbinen/Generator}}$ und k_{Leistung}) und kapazitätsspezifischen Kosten (k_{Kap})	28
4.2	Vorhandene Kapazitäten (Kap_{Vorh}) und Leistungen (P_{Vorh}) von bestehenden Pumpspeicherkraftwerke und potentieller Kapazitäten (Kap_{Pot}) von Pumpspeichern in den für diese Arbeit berücksichtigten Ländern (Österreich, Schweiz, Deutschland, Norwegen), Datenquelle: (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Aránategui, 2013)	29
4.3	Für diese Arbeit verwendete Pumpspeicherkapazitäten, zusammengesetzt aus vorhandenen und potentiellen Kapazitäten in den Ländern Österreich, Schweiz, Deutschland und Norwegen, Datenquelle: (Gimeno-Gutiérrez und Lacal-Aránategui, 2013). Darstellung der vorhandenen Leistungen (P_{Vorh}), den vorhandenen Kapazitäten (Kap_{Vorh}) sowie den notwendigen Ausbaupkapazitäten (Kap_{Zubau}) zum Erreichen der vorgegebenen Gesamtkapazität (Kap_{Gesamt}).	29
4.4	Investitionskosten für Druckluftspeicher aufgeschlüsselt nach leistungsspezifischen ($k_{\text{Kompressor}}$, k_{Turbinen} und k_{Leistung}) und kapazitätsspezifischen Kosten (k_{Kap})	31
4.5	Investitionskosten für Wasserstoffspeicherung mit Verstromung in einer GuD-Anlage aufgeschlüsselt nach leistungsspezifischen ($k_{\text{Elektrolyseur/Kompressor}}$ und k_{Turbinen}) und kapazitätsspezifischen Kosten ($k_{\text{Speicherkaverne}}$).	35
5.1	Annahmen zum Kraftwerkspark in der Studie von (Weiss et al., 2013) für die drei Szenarien A, B und C zur Ermittlung der Speicherkapazität für die maximale Integration erneuerbarer Erzeugung.	38
5.2	Ergebnisse der Ermittlung der notwendigen zusätzlichen Lade- und Entladeleistung sowie Speicherkapazität für die maximale Integration erneuerbarer Einspeisung aus der Studie von (Weiss et al., 2013) für die Szenarien A und B.	39
5.3	Ergebnisse der Untersuchungen von (VDE, 2012) über den Bedarf an Speicherkapazität (Kurz- und Langzeitspeicher) in den unterschiedlichen Szenarien, für die Art der Flexibilisierung der Bilanzierung (A-E) und Anteil der erneuerbarer Erzeugung an der Jahresstromerzeugung (Prozentwerte).	41

6.1 Lade- und Entladewirkungsgrade der Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher, Datenquellen: (dena, 2008, S.21, 66), (Felberbauer et al., 2012, S.53) 53

6.2 Daten für den Kraftwerkspark im Referenzszenario: 2010. Zuweisung der installierten Leistung (P_{inst}), der angenommenen Volllaststunden der erneuerbaren Erzeugung ($t_{Volllast}$) und der mittleren Erzeugungskosten ($\bar{k}_{Erzeugung}$) auf die im Szenario verwendeten Erzeugungstechnologien, Datenquelle: (Gutschi et al., 2012). 54

6.3 Daten für den Kraftwerkspark im Szenario 2032. Zuweisung der installierten Leistung (P_{inst}), der angenommenen Volllaststunden der erneuerbaren Erzeugung ($t_{Volllast}$) und der mittleren Erzeugungskosten ($\bar{k}_{Erzeugung}$) auf die im Szenario verwendeten Erzeugungstechnologien, Datenquellen: (ÜNB Deutschland, 2012), (Anderer et al., 2010) 55

6.4 Annahmen für die installierte Leistung (P_{inst}) und Volllaststunden ($t_{Volllast}$) des erneuerbaren Kraftwerkspark im 5%-Szenario 56

6.5 Annahmen für die installierte Leistung (P_{inst}) und Volllaststunden ($t_{Volllast}$) des erneuerbaren Kraftwerkspark im 35%-Szenario 57

6.6 Installierte Leistungen der Photovoltaik (P_{PV}), Windkraft ($P_{Windkraft}$) und Laufwasserkraft ($P_{Laufwasserkraft}$) für verschiedene Verhältnisse von PV/Wind-Erzeugung im 35%-Vergleichsszenario. 58

7.1 Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen durch den koordinierten Einsatz des Speichers im 35%-Szenario. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der Gasturbinen-Kraftwerke ($k_{Abschreibung\ GT}$) mit den Kosten für die Erweiterung des Pumpspeichers ($k_{Abschreibung\ PSKW}$) und der daraus resultierende Differenz ($\Delta k_{Abschreibung}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{Erzeugung}$) mit und ohne Speicher und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{Erzeugung}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{Verworfen}$) im 35% Szenario für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen und exklusiver erneuerbarer Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik. 103

7.2 Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen durch den koordinierten Einsatz des Speichers im Szenario 2032. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der Gasturbinen-Kraftwerke ($k_{Abschreibung\ GT}$) mit den Kosten für die Erweiterung des Pumpspeichers ($k_{Abschreibung\ PSKW}$) und der daraus resultierende Differenz ($\Delta k_{Abschreibung}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{Erzeugung}$) mit und ohne Speicher und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{Erzeugung}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{Verworfen}$) im Szenario 2032 für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen. 116

- A.1 Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen (Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik) oder der gesamt im Referenzszenario 2010 zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen. 158
- A.2 Beitrag der exklusiven erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario 2010 aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik bzw. der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität und Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) und einen gesamten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten. 159
- A.3 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im Referenzszenario 2010. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder die gesamte im Referenzszenario 2010 verfügbare erneuerbare Erzeugung) verwendet wird. 160
- A.4 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im Referenzszenario 2010. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder die gesamte im Referenzszenario 2010 verfügbare erneuerbare Erzeugung) verwendet wird. 161
- A.5 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im Referenzszenario 2010. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder die gesamte im Referenzszenario 2010 verfügbare erneuerbare Erzeugung) verwendet wird. 162

- A.6 Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen (Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik) bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen im 5%-Szenario. 163
- A.7 Beitrag der exklusiven erneuerbaren Einspeisung im 5%-Szenario aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität und Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) und einen gesamten erneuerbaren Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten. 164
- A.8 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im 5%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) sowie den gesamten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) verwendet wird. . . . 165
- A.9 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im 5%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) sowie den gesamten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) verwendet wird. 166
- A.10 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im 5%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) sowie den gesamten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) verwendet wird. 167

- A.11 Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen durch den koordinierten Einsatz des Speichers im 5%-Szenario. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der Gasturbinen-Kraftwerke ($k_{\text{Abschreibung GT}}$) mit den Kosten für die Erweiterung des Pumpspeichers ($k_{\text{Abschreibung PSKW}}$) und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta k_{\text{Abschreibung}}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$) mit und ohne Speicher und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{\text{Verworfen}}$) im 5%-Szenario für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen. 168
- A.12 Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen (Windkraft oder Photovoltaik) bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen im 35%-Szenario. 169
- A.13 Beitrag der exklusiven erneuerbaren Einspeisung im 35%-Szenario aus entweder Windkraft oder Photovoltaik bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{\text{Lastreduktion}}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) und einen gesamten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten. 170
- A.14 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im 35%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{\text{Reduktion}}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{\text{Installiert}}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Windkraft oder Photovoltaik) verwendet wird. 171
- A.15 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im 35%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{\text{Reduktion}}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{\text{Installiert}}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Windkraft oder Photovoltaik) verwendet wird. 172

- A.16 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im 35%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Windkraft oder Photovoltaik) verwendet wird. 173
- A.17 Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz eines Pumpspeichers nach Strategie 1 oder 2 bei unterschiedlichen Verhältnissen der PV/Winderzeugung und unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen im Vergleichsszenario. 174
- A.18 Beitrag der erneuerbaren Einspeisung im Vergleichsszenario als Resultat unterschiedlicher Verhältnisse von PV/Wind-Erzeugung bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) und einen gesamten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten. 175
- A.19 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im Vergleichsszenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welches Verhältnis von PV/Winderzeugung verwendet wird. 176
- A.20 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im Vergleichsszenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welches Verhältnis von PV/Winderzeugung verwendet wird. 177

- A.21 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im Vergleichsszenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welches Verhältnis von PV/Winderzeugung verwendet wird. 178
- A.22 Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen im Vergleichsszenario. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der GT-Anlage ($k_{Abschreibung\ GT}$) mit den Kosten für die Erweiterung des PSKW ($k_{Abschreibung\ PSKW}$) und der resultierenden Differenz ($\Delta k_{Abschreibung}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{Erzeugung}$) mit und ohne Speicher und der resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{Erzeugung}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{Verworfen}$) für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen. 179
- A.23 Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 Verwendung der gesamt im Szenario 2032 zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen. 180
- A.24 Beitrag der erneuerbaren Einspeisung im Szenario 2032 aus der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität und Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) und einen gesamten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten. 180
- A.25 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im Szenario 2032. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie verwendet wird. 181
- A.26 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im Szenario 2032. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie verwendet wird. 182

- A.27 Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im Szenario 2032. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie verwendet wird. 183

Anhang A

Tabellen

Tabelle A.1: Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen (Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik) oder der gesamt im Referenzszenario 2010 zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen.

	Kaps in GWh							
	Strategie 1				Strategie 2			
	Windkraft	Laufwasserkraft	PV	Gesamt	Windkraft	Laufwasserkraft	PV	Gesamt
	PSKW							
95%	8	7	18	3	8	8	29	3
90%	59	61	80	26	172	230	437	59
85%	192	161	267	89	928	1.731	2.335	442
80%	683	637	1.118	437	3.309	5.793	6.659	1.799
75%	2.014	2.946	3.738	942	7.055	11.363	12.623	4.786
70%	4.950	13.286	16.535	3.427	11.494	16.009	18.027	9.266
65%				9.082				14.758
	CAES							
95%	9	9	22	4	10	10	34	4
90%	71	73	95	32	206	275	522	70
85%	327	278	407	128	1.112	2.053	2.756	530
80%	868	1.271	1.860	587	3.955	6.827	7.815	2.181
75%	2.999	4.334	7.114	1.696	8.331	12.854	14.401	5.710
70%	8.363			4.735	13.108			10.847
65%				14.471				16.783
	H2S							
95%	12	11	28	5	13	13	44	5
90%	91	94	122	41	265	353	669	88
85%	472	412	568	176	1.427	2.618	3.507	680
80%	1.303	2.043	2.795	787	5.055	8.655	9.893	2.819
75%	4.215	8.053	11.473	2.591	10.552	15.855	17.862	7.348
70%	13.216			6.447	16.256			13.718
65%				20.838				

Tabelle A.2: Beitrag der exklusiven erneuerbaren Einspeisung im Referenzszenario 2010 aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik bzw. der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität und Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) und einen gesamten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV		Gesamt	
		[GWh]		[GWh]		[GWh]		[GWh]	
40 GWh Speicher									
	$E_{Lastreduktion}$	225,1		225,1		97,8		880,8	
Strat. 1	Erneuerbar _{Dir.}	148,8	[66,1%]	132,8	[59,0%]	5,7	[5,8%]	767,6	[87,2%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	225,1	[100,0%]	224,5	[99,7%]	92,2	[94,2%]	880,8	[100,0%]
	$E_{Lastreduktion}$	112,9		97,8		36,3		332,6	
Strat. 2	Erneuerbar _{Dir.}	78,8	[69,8%]	62,8	[64,2%]	0,2	[0,6%]	296,7	[89,2%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	111,1	[98,4%]	96,4	[98,5%]	35,5	[98,0%]	332,6	[100,0%]
241 GWh Speicher									
	$E_{Lastreduktion}$	3.171,7		3.626,0		2.567,3		5.905,9	
Strat. 1	Erneuerbar _{Dir.}	1.828,6	[57,7%]	1.386,9	[38,2%]	495,4	[19,3%]	4.653,4	[78,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.068,8	[96,8%]	2.801,0	[77,2%]	1.373,5	[53,5%]	5.877,1	[99,5%]
	$E_{Lastreduktion}$	658,1		473,3		292,8		1.625,6	
Strat. 2	Erneuerbar _{Dir.}	417,5	[63,4%]	262,0	[55,4%]	41,6	[14,2%]	1.376,8	[84,7%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	658,1	[100,0%]	423,8	[89,5%]	259,6	[88,7%]	1.625,6	[100,0%]
533 GWh Speicher									
	$E_{Lastreduktion}$	6.592,6		7.328,9		5.578,9		10.843,0	
Strat. 1	Erneuerbar _{Dir.}	3.673,8	[55,7%]	2.413,9	[32,9%]	1.209,2	[21,7%]	8.234,8	[75,9%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	6.245,0	[94,7%]	6.113,4	[83,4%]	2.547,2	[45,7%]	10.768,9	[99,3%]
	$E_{Lastreduktion}$	1.497,8		966,2		592,2		3.171,7	
Strat. 2	Erneuerbar _{Dir.}	910,9	[60,8%]	470,6	[48,7%]	96,8	[16,4%]	2.587,8	[81,6%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	1.480,4	[98,8%]	814,3	[84,3%]	502,7	[84,9%]	3.171,7	[100,0%]
1.079 GWh Speicher									
	$E_{Lastreduktion}$	14.067,5		11.346,2		8.537,7		21.370,9	
Strat. 1	Erneuerbar _{Dir.}	7.240,9	[51,5%]	3.394,2	[29,9%]	1.942,1	[22,7%]	15.348,1	[71,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	13.549,6	[96,3%]	7.359,9	[64,9%]	3.784,2	[44,3%]	20.909,7	[97,8%]
	$E_{Lastreduktion}$	3.171,7		1.157,1		1.157,1		5.578,9	
Strat. 2	Erneuerbar _{Dir.}	1.828,6	[57,7%]	541,0	[46,8%]	207,4	[17,9%]	4.409,8	[79,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.027,0	[95,4%]	905,9	[78,3%]	730,8	[63,2%]	5.578,3	[100,0%]

Tabelle A.3: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im Referenzszenario 2010. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder die gesamte im Referenzszenario 2010 verfügbare erneuerbare Erzeugung) verwendet wird.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV		Gesamt	
		[MW]		[MW]		[MW]			
$P_{Installiert}$		27.000		4.068		17.370		48.438	
40 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	7.441	[27,6%]	7.441	[182,9%]	6.128	[35,3%]	10.067	[20,8%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	7.440	[27,6%]	7.389	[181,6%]	5.649	[32,5%]	9.857	[20,4%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	6.347	[23,5%]	6.128	[150,6%]	4.815	[27,7%]	8.097	[16,7%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	6.340	[23,5%]	5.923	[145,6%]	4.072	[23,4%]	8.097	[16,7%]
241 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	13.568	[50,3%]	14.006	[344,3%]	12.912	[74,3%]	15.757	[32,5%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	12.663	[46,9%]	9.656	[237,4%]	6.126	[35,3%]	15.757	[32,5%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	9.410	[34,9%]	8.754	[215,2%]	7.878	[45,4%]	11.599	[23,9%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	9.410	[34,9%]	6.974	[171,4%]	4.494	[25,9%]	11.657	[24,1%]
533 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	16.195	[60,0%]	16.632	[408,9%]	15.538	[89,5%]	18.383	[38,0%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	15.078	[55,8%]	12.443	[305,9%]	5.539	[31,9%]	18.235	[37,6%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	11.380	[42,1%]	10.286	[252,8%]	9.192	[52,9%]	13.568	[28,0%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	11.380	[42,1%]	7.521	[184,9%]	4.618	[26,6%]	13.657	[28,2%]
1.079 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	19.696	[72,9%]	18.602	[457,3%]	17.289	[99,5%]	22.103	[45,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	17.733	[65,7%]	10.618	[261,0%]	5.481	[31,6%]	21.745	[44,9%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	13.568	[50,3%]	10.723	[263,6%]	10.723	[61,7%]	15.538	[32,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.040	[3,9%]	1.226	[30,1%]	0	[0,0%]	2.557	[5,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	13.520	[50,1%]	7.510	[184,6%]	5.371	[30,9%]	15.538	[32,1%]

Tabelle A.4: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im Referenzszenario 2010. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder die gesamte im Referenzszenario 2010 verfügbare erneuerbare Erzeugung) verwendet wird.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV		Gesamt		
		[MW]		[MW]		[MW]				
	$P_{Installiert}$	27.000		4.068		17.370		48.438		
40 GWh Speicher										
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	2.360	[8,7%]	2.360	[58,0%]	1.112	[6,4%]	4.986	[10,3%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.752	[13,9%]	2.865	[70,4%]	1.749	[10,1%]	6.419	[13,3%]	
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	1.283	[4,8%]	1.112	[27,3%]	412	[2,4%]	3.016	[6,2%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.400	[12,6%]	2.742	[67,4%]	1.583	[9,1%]	6.038	[12,5%]	
241 GWh Speicher										
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	8.488	[31,4%]	8.925	[219,4%]	7.831	[45,1%]	10.676	[22,0%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	7.913	[29,3%]	6.105	[150,1%]	4.095	[23,6%]	10.517	[21,7%]	
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	4.329	[16,0%]	3.673	[90,3%]	2.798	[16,1%]	6.518	[13,5%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.474	[20,3%]	3.199	[78,6%]	2.577	[14,8%]	7.301	[15,1%]	
533 GWh Speicher										
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	11.114	[41,2%]	11.551	[284,0%]	10.457	[60,2%]	13.302	[27,5%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	9.790	[36,3%]	8.535	[209,8%]	4.315	[24,8%]	12.950	[26,7%]	
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	6.299	[23,3%]	5.205	[127,9%]	4.111	[23,7%]	8.488	[17,5%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	7.316	[27,1%]	4.043	[99,4%]	3.468	[20,0%]	8.766	[18,1%]	
1.079 GWh Speicher										
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	14.615	[54,1%]	13.521	[332,4%]	12.208	[70,3%]	17.023	[35,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	13.157	[48,7%]	7.620	[187,3%]	4.640	[26,7%]	15.626	[32,3%]	
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	8.488	[31,4%]	5.643	[138,7%]	5.643	[32,5%]	10.457	[21,6%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.261	[8,4%]	1.411	[34,7%]	310	[1,8%]	4.410	[9,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	8.625	[31,9%]	5.841	[143,6%]	3.989	[23,0%]	10.455	[21,6%]	

Tabelle A.5: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im Referenzszenario 2010. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder die gesamte im Referenzszenario 2010 verfügbare erneuerbare Erzeugung) verwendet wird.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV		Gesamt	
		[MW]		[MW]		[MW]			
$P_{Installiert}$		27.000		4.068		17.370		48.438	
40 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	1.279	[4,7%]	1.279	[31,4%]	556	[3,2%]	3.852	[8,0%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	4.211	[15,6%]	2.892	[71,1%]	1.933	[11,1%]	7.045	[14,5%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	642	[2,4%]	556	[13,7%]	206	[1,2%]	1.882	[3,9%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.912	[14,5%]	2.770	[68,1%]	1.767	[10,2%]	6.876	[14,2%]
241 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	7.353	[27,2%]	7.791	[191,5%]	6.697	[38,6%]	9.542	[19,7%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	7.451	[27,6%]	5.407	[132,9%]	3.269	[18,8%]	10.274	[21,2%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	3.195	[11,8%]	2.539	[62,4%]	1.664	[9,6%]	5.384	[11,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	500	[2,9%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.227	[19,4%]	2.805	[68,9%]	1.877	[10,8%]	7.659	[15,8%]
533 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	9.979	[37,0%]	10.417	[256,1%]	9.323	[53,7%]	12.168	[25,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	9.292	[34,4%]	7.837	[192,6%]	3.235	[18,6%]	12.413	[25,6%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	5.165	[19,1%]	4.070	[100,1%]	2.976	[17,1%]	7.353	[15,2%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	7.190	[26,6%]	3.264	[80,2%]	2.231	[12,8%]	8.726	[18,0%]
1.079 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	13.481	[49,9%]	12.387	[304,5%]	11.074	[63,8%]	15.888	[32,8%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	12.367	[45,8%]	6.983	[171,7%]	3.619	[20,8%]	14.991	[30,9%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	7.353	[27,2%]	4.508	[110,8%]	4.508	[26,0%]	9.323	[19,2%]
	Erneuerbar _{Dir.}	2.773	[10,3%]	1.438	[35,3%]	494	[2,8%]	5.249	[10,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	8.592	[31,8%]	4.327	[106,4%]	2.761	[15,9%]	10.215	[21,1%]

Tabelle A.6: Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen (Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik) bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen im 5%-Szenario.

	<i>Kap_S</i> in GWh					
	Strategie 1			Strategie 2		
	Windkraft	Laufwasserkraft	PV	Windkraft	Laufwasserkraft	PV
	PSKW					
95%	10	5	18	12	5	29
90%	67	49	80	232	135	415
85%	232	129	235	1.377	1.246	2.103
80%	726	539	994	4.462	4.720	6.055
75%	2.671	2.419	3.462	9.019	10.337	11.843
70%	8.386	9.886	14.065	13.598	15.497	18.482
	CAES					
95%	13	6	22	14	6	34
90%	80	59	95	278	161	497
85%	371	179	369	1.672	1.480	2.499
80%	1.193	866	1.658	5.270	5.575	7.084
75%	3.790	3.499	5.244	10.426	11.842	13.772
70%	14.296	15.904	19.999	15.112	17.006	20.887
	H ₂ S					
95%	16	7	28	18	7	44
90%	103	76	122	357	207	636
85%	526	288	520	2.155	1.890	3.181
80%	1.830	1.435	2.490	6.706	7.087	8.972
75%	5.320	5.119	9.177	13.007	14.700	17.286

Tabelle A.7: Beitrag der exklusiven erneuerbaren Einspeisung im 5%-Szenario aus entweder Windkraft, Laufwasserkraft oder Photovoltaik bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität und Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) und einen gesamten erneuerbaren Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV	
		[GWh]		[GWh]		[GWh]	
40 GWh Speicher							
Strat. 1	$E_{Lastreduktion}$	173,4		332,6		97,8	
	Erneuerbar _{Dir.}	91,9	[53,0%]	252,9	[76,0%]	6,4	[6,6%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	172,8	[99,7%]	332,6	[100,0%]	93,9	[96,0%]
Strat. 2	$E_{Lastreduktion}$	83,9		173,4		36,3	
	Erneuerbar _{Dir.}	48,1	[57,4%]	137,6	[79,4%]	4,0	[11,1%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	83,9	[100,0%]	173,4	[100,0%]	36,3	[100,0%]
241 GWh Speicher							
Strat. 1	$E_{Lastreduktion}$	2.757,8		4.667,3		2.757,8	
	Erneuerbar _{Dir.}	1.235,3	[44,8%]	2.474,3	[53,0%]	808,4	[29,3%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	2.417,2	[87,6%]	4.031,1	[86,4%]	1.868,0	[67,7%]
Strat. 2	$E_{Lastreduktion}$	473,3		727,4		257,2	
	Erneuerbar _{Dir.}	237,4	[50,2%]	517,6	[71,2%]	41,6	[16,2%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	455,7	[96,3%]	714,2	[98,2%]	257,2	[100,0%]
533 GWh Speicher							
Strat. 1	$E_{Lastreduktion}$	5.905,9		8.971,7		5.905,9	
	Erneuerbar _{Dir.}	2.553,1	[43,2%]	4.183,3	[46,6%]	1.874,5	[31,7%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.341,4	[90,4%]	7.978,2	[88,9%]	3.825,0	[64,8%]
Strat. 2	$E_{Lastreduktion}$	1.157,1		1.376,7		592,2	
	Erneuerbar _{Dir.}	549,0	[47,4%]	887,9	[64,5%]	128,3	[21,7%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	1.044,0	[90,2%]	1.311,1	[95,2%]	591,0	[99,8%]
1.079 GWh Speicher							
Strat. 1	$E_{Lastreduktion}$	11.863,0		13.493,5		9.420,6	
	Erneuerbar _{Dir.}	4.707,7	[39,7%]	5.772,2	[42,8%]	3.080,0	[32,7%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	10.344,4	[87,2%]	11.640,6	[86,3%]	5.469,4	[58,1%]
Strat. 2	$E_{Lastreduktion}$	2.215,8		2.386,9		1.263,1	
	Erneuerbar _{Dir.}	995,9	[44,9%]	1.411,3	[59,1%]	322,4	[25,5%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	1.909,9	[86,2%]	2.173,6	[91,1%]	1.224,3	[96,9%]

Tabelle A.8: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im 5%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) verwendet wird.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV	
		[MW]		[MW]		[MW]	
$P_{Installiert}$		16.482		6.374		36.879	
40 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	7.003	[42,5%]	8.097	[127,0%]	6.128	[16,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	7.003	[42,5%]	8.097	[127,0%]	5.770	[15,6%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	5.909	[35,9%]	7.003	[109,9%]	4.815	[13,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.909	[35,9%]	6.996	[109,8%]	4.815	[13,1%]
241 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	13.131	[79,7%]	14.882	[233,5%]	13.131	[35,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	10.573	[64,2%]	11.441	[179,5%]	6.808	[18,5%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	8.754	[53,1%]	9.629	[151,1%]	7.660	[20,8%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	8.716	[52,9%]	9.111	[142,9%]	7.614	[20,6%]
533 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	15.757	[95,6%]	17.508	[274,7%]	15.757	[42,7%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	12.707	[77,1%]	14.375	[225,5%]	8.540	[23,2%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	10.723	[65,1%]	11.161	[175,1%]	9.192	[24,9%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	9.911	[60,1%]	9.939	[155,9%]	8.418	[22,8%]
1.079 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	18.821	[114,2%]	19.477	[305,6%]	17.727	[48,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	16.002	[97,1%]	14.820	[232,5%]	8.316	[22,6%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	12.474	[75,7%]	12.693	[199,1%]	10.942	[29,7%]
	Erneuerbar _{Dir.}	635	[3,9%]	1.996	[31,3%]	0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	10.379	[63,0%]	10.367	[162,6%]	8.896	[24,1%]

Tabelle A.9: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im 5%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) verwendet wird.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV	
		[MW]		[MW]		[MW]	
$P_{Installiert}$		16.482		6.374		36.879	
40 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	1.922	[11,7%]	3.016	[47,3%]	1.112	[3,0%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	397	[1,1%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	2.775	[16,8%]	3.773	[59,2%]	1.949	[5,3%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	953	[5,8%]	1.922	[30,2%]	412	[1,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	397	[1,1%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	2.657	[16,1%]	3.677	[57,7%]	1.703	[4,6%]
241 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	8.050	[48,8%]	9.801	[153,8%]	8.050	[21,8%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	657	[1,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	6.347	[38,5%]	7.626	[119,7%]	5.164	[14,0%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	3.673	[22,3%]	4.548	[71,4%]	2.579	[7,0%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	657	[1,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	4.231	[25,7%]	4.532	[71,1%]	3.376	[9,2%]
533 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	10.676	[64,8%]	12.427	[195,0%]	10.676	[28,9%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	657	[1,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	8.760	[53,1%]	10.074	[158,0%]	7.376	[20,0%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	5.643	[34,2%]	6.080	[95,4%]	4.111	[11,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	657	[1,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.075	[30,8%]	5.573	[87,4%]	4.503	[12,2%]
1079 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	13.740	[83,4%]	14.396	[225,9%]	12.646	[34,3%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	657	[1,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	10.637	[64,5%]	11.053	[173,4%]	7.037	[19,1%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	7.393	[44,9%]	7.612	[119,4%]	5.861	[15,9%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.380	[8,4%]	2.297	[36,0%]	657	[1,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	6.030	[36,6%]	6.453	[101,2%]	5.941	[16,1%]

Tabelle A.10: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im 5%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik) verwendet wird.

		Windkraft		Laufwasserkraft		PV	
		[MW]		[MW]		[MW]	
$P_{Installiert}$		16.482		6.374		36.879	
40 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	985	[6,0%]	1.882	[29,5%]	556	[1,5%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.088	[18,7%]	3.818	[59,9%]	2.602	[7,1%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	477	[2,9%]	985	[15,5%]	206	[0,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	2.970	[18,0%]	3.722	[58,4%]	2.356	[6,4%]
241 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	6.915	[42,0%]	8.666	[136,0%]	6.915	[18,8%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.835	[35,4%]	6.823	[107,0%]	4.104	[11,1%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	2.539	[15,4%]	3.414	[53,6%]	1.461	[4,0%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.010	[2,7%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	3.788	[23,0%]	4.072	[63,9%]	3.140	[8,5%]
533 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	9.542	[57,9%]	11.292	[177,2%]	9.542	[25,9%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	8.003	[48,6%]	9.253	[145,2%]	5.379	[14,6%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	4.508	[27,4%]	4.946	[77,6%]	2.976	[8,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	4.470	[27,1%]	4.638	[72,8%]	4.015	[10,9%]
1079 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	12.605	[76,5%]	13.262	[208,1%]	11.511	[31,2%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	9.951	[60,4%]	10.316	[161,8%]	5.345	[14,5%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	6.259	[38,0%]	6.478	[101,6%]	4.727	[12,8%]
	Erneuerbar _{Dir.}	1.693	[10,3%]	2.342	[36,7%]	1.050	[2,8%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.656	[34,3%]	5.574	[87,5%]	4.668	[12,7%]

Tabelle A.11: Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen durch den koordinierten Einsatz des Speichers im 5%-Szenario. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der Gasturbinen-Kraftwerke ($k_{\text{Abschreibung GT}}$) mit den Kosten für die Erweiterung des Pumpspeichers ($k_{\text{Abschreibung PSKW}}$) und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta k_{\text{Abschreibung}}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerksparks ($\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$) mit und ohne Speicher und der daraus resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($\bar{E}_{\text{Verworfen}}$) im 5%-Szenario für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen.

		$k_{\text{Abschreibung GT}}$ in Mio€ / Jahr	$k_{\text{Abschreibung PSKW}}$ in Mio€ / Jahr	$\Delta k_{\text{Abschreibung}}$ in Mio€ / Jahr	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€ / Jahr ohne Speicher	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€ / Jahr mit Speicher	$\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio€ / Jahr	k_{Jahr} in Mio€ / Jahr mit Speicher	$\bar{E}_{\text{Verworfen}}$ in TWh
40 GWh Speicher									
Strategie 1	Windkraft	128	1	-127	12.981	12.980	-0,5	12.981	0
	Laufwasserkraft	128	1	-127	12.994	12.993	-0,5	12.994	0
	Photovoltaik	128	1	-127	13.000	13.000	-0,7	13.000	0
Strategie 2	Windkraft	112	1	-111	12.981	12.980	-1,0	12.980	0
	Laufwasserkraft	112	1	-111	12.994	12.993	-0,8	12.993	0
	Photovoltaik	96	1	-95	13.000	12.999	-1,6	12.999	0
241 GWh Speicher									
Strategie 1	Windkraft	248	224	-24	12.981	12.978	-2,9	13.202	0
	Laufwasserkraft	256	225	-31	12.994	12.998	4,1	13.223	0
	Photovoltaik	264	214	-50	13.000	13.004	3,4	13.218	0
Strategie 2	Windkraft	152	186	34	12.981	12.970	-11,2	13.155	0
	Laufwasserkraft	160	150	-10	12.994	12.989	-4,4	13.140	0
	Photovoltaik	144	187	43	13.000	12.993	-7,4	13.180	0
533 GWh Speicher									
Strategie 1	Windkraft	280	39	-241	12.981	12.975	-5,6	13.014	0
	Laufwasserkraft	312	40	-272	12.994	13.011	17,3	13.051	0
	Photovoltaik	288	42	-246	13.000	13.014	13,9	13.057	0
Strategie 2	Windkraft	184	11	-173	12.981	12.963	-17,9	12.974	0
	Laufwasserkraft	184	0	-184	12.994	12.983	-10,1	12.983	0
	Photovoltaik	160	13	-147	13.000	12.986	-13,8	12.999	0
1.079 GWh Speicher									
Strategie 1	Windkraft	360	519	159	12.981	12.979	-1,4	13.498	0
	Laufwasserkraft	336	485	149	12.994	13.022	28,2	13.507	0
	Photovoltaik	360	493	133	13.000	13.020	20,2	13.513	0
Strategie 2	Windkraft	240	412	172	12.981	12.957	-23,5	13.370	0
	Laufwasserkraft	216	382	166	12.994	12.974	-19,3	13.357	0
	Photovoltaik	224	421	197	13.000	12.975	-25,4	13.396	0

Tabelle A.12: Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 bei exklusiver Einspeisung aus einer der erneuerbaren Quellen (Windkraft oder Photovoltaik) bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen im 35%-Szenario.

	Kap _S in GWh			
	Strategie 1		Strategie 2	
	Windkraft	PV	Windkraft	PV
PSKW				
95%	334	691	334	691
90%	334	691	334	691
85%	334	1.685	334	1.685
80%	549	4.418	686	4.418
75%	835	8.747	1.703	8.747
70%	1.188	15.636	3.276	15.636
65%	1.796	20.567	5.520	23.582
60%	3.662	26.394	9.460	33.045
55%	7.317	37.560	14.279	43.691
CAES				
95%	241	560	241	560
90%	241	560	241	560
85%	259	2.041	259	2.041
80%	438	5.322	822	5.322
75%	863	10.916	2.022	10.916
70%	1.434	17.570	3.902	18.347
65%	2.482	22.748	6.439	27.127
60%	5.065	31.323	10.576	38.215
55%	11.370	49.070	15.359	
H ₂ S				
95%	248	576	248	576
90%	248	576	248	576
85%	332	2.631	332	2.631
80%	506	6.878	1.055	6.878
75%	1.131	14.241	2.581	14.241
70%	1.846	19.634	4.998	23.121
65%	3.507	23.970	8.174	34.044
60%	7.486	42.920	12.926	48.036
55%	16.348	61.621	18.341	

Tabelle A.13: Beitrag der exklusiven erneuerbaren Einspeisung im 35%-Szenario aus entweder Windkraft oder Photovoltaik bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) und einen gesamten erneuerbaren Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten.

		Windkraft	PV		
		[GWh]	[GWh]		
533 GWh Speicher					
	$E_{Lastreduktion}$	8.537,7			
Strat. 1	$Erneuerbar_{Dir.}$	7.776,6	[91,1%]		
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	8.537,7	[100,0%]		
	$E_{Lastreduktion}$	6.954,6			
Strat. 2	$Erneuerbar_{Dir.}$	6.358,6	[91,4%]		
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	6.954,6	[100,0%]		
1.079 GWh Speicher					
	$E_{Lastreduktion}$	34.005,0		1.625,6	
Strat. 1	$Erneuerbar_{Dir.}$	28.642,9	[84,2%]	546,8	[33,6%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	34.005,0	[100,0%]	1.625,6	[100,0%]
	$E_{Lastreduktion}$	13.493,5		1.625,6	
Strat. 2	$Erneuerbar_{Dir.}$	12.079,1	[89,5%]	546,8	[33,6%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	13.466,7	[99,8%]	1.625,6	[100,0%]

Tabelle A.14: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im 35%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Windkraft oder Photovoltaik) verwendet wird.

		Windkraft		PV	
		[MW]		[MW]	
$P_{Installiert}$		72.835		207.749	
533 GWh Speicher					
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	17.288,8	[23,7%]		
	Erneuerbar _{Dir.}	4.490,7	[6,2%]		
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	17.288,8	[23,7%]		
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	16.413,5	[22,5%]		
	Erneuerbar _{Dir.}	4.490,7	[6,2%]		
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	16.413,5	[22,5%]		
1.079 GWh Speicher					
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	25.386,1	[34,9%]	11.599	[5,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	4.490,7	[6,2%]	0,0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	25.386,1	[34,9%]	11.599	[5,6%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	19.477,3	[26,7%]	11.599	[5,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	4.490,7	[6,2%]	0,0	[0,0%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	19.790,7	[27,2%]	11.599	[5,6%]

Tabelle A.15: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im 35%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Windkraft oder Photovoltaik) verwendet wird.

		Windkraft	PV	
		[MW]	[MW]	
$P_{Installiert}$		72.835	207.749	
533 GWh Speicher				
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	12.207,9	[16,8%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	10.995,8	[15,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	16.896,2	[23,2%]	
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	11.332,5	[15,6%]	
	Erneuerbar _{Dir.}	10.995,8	[15,1%]	
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	17.230,1	[23,7%]	
1.079 GWh Speicher				
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	20.305,2	[27,9%]	6.518 [3,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	10.995,8	[15,1%]	4.610,6 [2,2%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	22.816,2	[31,3%]	11.246 [5,4%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	14.396,4	[19,8%]	6.518 [3,1%]
	Erneuerbar _{Dir.}	10.995,8	[15,1%]	4.610,6 [2,2%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	18.592,4	[25,5%]	11.246 [5,4%]

Tabelle A.16: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im 35%-Szenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welche Einspeisung aus erneuerbaren Quellen (nur Windkraft oder Photovoltaik) verwendet wird.

		Windkraft	PV		
		[MW]	[MW]		
$P_{Installiert}$		72.835	207.749		
533 GWh Speicher					
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	11.073,6	[15,2%]		
	Erneuerbar _{Dir.}	13.052,8	[17,9%]		
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	18.493,7	[25,4%]		
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	10.198,2	[14,0%]		
	Erneuerbar _{Dir.}	13.052,8	[17,9%]		
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	18.511,2	[25,4%]		
1.079 GWh Speicher					
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	19.170,9	[26,3%]	5.384	[2,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	13.052,8	[17,9%]	7.361,7	[3,5%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	23.535,7	[32,3%]	13.099	[6,3%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	13.262,0	[18,2%]	5.384	[2,6%]
	Erneuerbar _{Dir.}	13.052,8	[17,9%]	7.361,7	[3,5%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	19.985,5	[27,4%]	13.036	[6,3%]

Tabelle A.17: Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz eines Pumpspeichers nach Strategie 1 oder 2 bei unterschiedlichen Verhältnissen der PV/Winderzeugung und unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen im Vergleichszenario.

		Kaps in GWh													
		Strategie 1					Strategie 2								
		PV/Wind = 0% / 100%	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	PV/Wind = 50% / 50%	PV/Wind = 66,7% / 33,3%	PV/Wind = 83,3% / 16,7%	PV/Wind = 100% / 0%	PV/Wind = 193	PV/Wind = 116	PV/Wind = 184	PV/Wind = 257	PV/Wind = 353	PV/Wind = 480	PV/Wind = 611
95%		193	116	184	257	353	480	611	193	116	184	257	353	480	611
90%		193	116	184	257	353	480	611	193	116	184	257	353	480	611
85%		193	121	184	257	353	480	1.050	193	121	184	257	353	480	1.050
80%		326	307	541	754	1.030	1.540	3.260	562	464	579	754	1.030	1.540	3.260
75%		571	477	745	2.052	2.855	3.911	7.094	1.367	1.400	1.796	2.192	2.855	3.911	7.094
70%		1.073	984	898	2.647	5.802	8.123	13.235	2.863	3.028	3.897	4.802	6.010	8.275	13.235
65%		1.598	1.641	1.829	2.265	6.802	12.117	17.420	4.893	5.662	6.964	8.709	10.550	14.182	20.534
60%		3.330	3.643	4.148	4.769	7.051	12.573	20.975	8.051	9.217	11.146	14.052	16.943	22.118	29.514
55%		6.824	7.918	9.069	12.257	18.348	25.281	33.395	12.477	14.057	16.955	20.611	25.276	31.871	39.765
50%		14.489	16.461	20.057	25.761	32.914	40.866	49.489	17.048	19.591	23.649	28.262	34.628	42.194	

Tabelle A.18: Beitrag der erneuerbaren Einspeisung im Vergleichsszenario als Resultat unterschiedlicher Verhältnisse von PV/Wind-Erzeugung bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität bei Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{Lastreduktion}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) und einen gesamten erneuerbaren Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten.

	PV/Wind [GWh]	PV/Wind 16,7% / 100%	PV/Wind [GWh]	PV/Wind 33,3% / 83,3%	PV/Wind [GWh]	PV/Wind 50% / 50%	PV/Wind [GWh]	PV/Wind 66,7% / 33,3%	PV/Wind [GWh]	PV/Wind 83,3% / 16,7%	PV/Wind [GWh]
241 GWh Speicher											
$E_{Lastreduktion}$	5.262		5.906		4.388						
Strat. 1 Erneuerbar _{Dir.}	4.944	[94%]	5.632	[95%]	4.164	[95%]					
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	5.262	[100%]	5.906	[100%]	4.388	[100%]					
$E_{Lastreduktion}$	4.122		4.958		4.388						
Strat. 2 Erneuerbar _{Dir.}	3.887	[94%]	4.738	[96%]	4.164	[95%]					
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	4.122	[100%]	4.958	[100%]	4.388	[100%]					
533 GWh Speicher											
$E_{Lastreduktion}$	19.201		22.122		8.538				5.262		3.394
Strat. 1 Erneuerbar _{Dir.}	17.441	[91%]	20.334	[92%]	8.036	[94%]			4.731	[90%]	2.864
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	19.201	[100%]	22.121	[100%]	8.538	[100%]			5.262	[100%]	3.394
$E_{Lastreduktion}$	8.538		9.881		8.538				5.262		3.626
Strat. 2 Erneuerbar _{Dir.}	7.961	[93%]	9.335	[94%]	8.036	[94%]			4.731	[90%]	3.059
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	8.538	[100%]	9.881	[100%]	8.538	[100%]			5.262	[100%]	3.626
1.079 GWh Speicher											
$E_{Lastreduktion}$	37.797		41.763		43.813				8.972		6.244
Strat. 1 Erneuerbar _{Dir.}	32.656	[86%]	37.050	[89%]	38.546	[88%]			7.970	[89%]	5.217
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	37.797	[100%]	41.763	[100%]	43.813	[100%]			8.972	[100%]	6.244
$E_{Lastreduktion}$	17.162		16.513		14.068				8.972		6.593
Strat. 2 Erneuerbar _{Dir.}	15.676	[91%]	15.362	[93%]	13.071	[93%]			7.970	[89%]	5.501
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	17.162	[100%]	16.513	[100%]	14.068	[100%]			8.972	[100%]	6.593

Tabelle A.19: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im Vergleichsszenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welches Verhältnis von PV/Winderzeugung verwendet wird.

	PV/Wind 0% / 100%	PV/Wind 16,7% / 83,3%	PV/Wind 33,3% / 66,7%	PV/Wind 50% / 50%	PV/Wind 66,7% / 33,3%	PV/Wind 83,3% / 16,7%	PV/Wind 100% / 0%
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
$P_{Installiert}$	70.356	90.909	111.462	132.015	152.568	173.121	193.674
241 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$ 15.319	15.757	14.663	14.663	15.319	13.787	13.787
	[22%]	[17%]	[13%]	[13%]	[10%]	[8%]	[8%]
Erneuerbar _{Dir.}	5.685	5.004	4.323	4.323	2.960	2.278	2.278
	[8%]	[6%]	[4%]	[4%]	[2%]	[1%]	[1%]
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	15.319	15.757	14.663	14.663	15.319	13.787	13.787
	[22%]	[17%]	[13%]	[13%]	[10%]	[8%]	[8%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$ 14.444	15.100	14.663	14.663	15.319	14.006	14.006
	[21%]	[17%]	[13%]	[13%]	[10%]	[8%]	[8%]
Erneuerbar _{Dir.}	5.685	5.004	4.323	4.323	2.960	2.278	2.278
	[8%]	[6%]	[4%]	[4%]	[2%]	[1%]	[1%]
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	14.444	15.100	14.663	14.663	15.319	14.006	14.006
	[21%]	[17%]	[13%]	[13%]	[10%]	[8%]	[8%]
533 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$ 21.447	22.322	17.289	16.413	15.319	13.787	13.787
	[30%]	[25%]	[16%]	[12%]	[10%]	[8%]	[8%]
Erneuerbar _{Dir.}	5.685	5.004	4.323	3.641	2.960	2.278	2.278
	[8%]	[6%]	[4%]	[3%]	[2%]	[1%]	[1%]
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	21.447	22.322	17.289	16.413	15.319	13.787	13.787
	[30%]	[25%]	[16%]	[12%]	[10%]	[8%]	[8%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$ 17.289	17.945	17.289	16.413	15.319	14.006	14.006
	[25%]	[20%]	[16%]	[12%]	[10%]	[8%]	[8%]
Erneuerbar _{Dir.}	5.685	5.004	4.323	3.641	2.960	2.278	2.278
	[8%]	[6%]	[4%]	[3%]	[2%]	[1%]	[1%]
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	17.289	17.945	17.289	16.413	15.319	14.006	14.006
	[25%]	[20%]	[16%]	[12%]	[10%]	[8%]	[8%]
1.079 GWh Speicher							
Strategie 1	$P_{Reduktion}$ 26.262	27.137	27.575	18.821	17.508	15.976	13.131
	[37%]	[30%]	[25%]	[14%]	[11%]	[9%]	[7%]
Erneuerbar _{Dir.}	5.685	5.004	4.323	3.641	2.960	2.278	1.226
	[8%]	[6%]	[4%]	[3%]	[2%]	[1%]	[1%]
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	26.262	27.137	27.575	18.821	17.508	16.195	13.131
	[37%]	[30%]	[25%]	[14%]	[11%]	[9%]	[7%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$ 20.790	20.572	19.696	18.821	17.508	16.195	13.131
	[30%]	[23%]	[18%]	[14%]	[11%]	[9%]	[7%]
Erneuerbar _{Dir.}	5.685	5.004	4.323	3.641	2.960	2.278	1.226
	[8%]	[6%]	[4%]	[3%]	[2%]	[1%]	[1%]
Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	20.790	20.572	19.696	18.821	17.508	16.195	13.131
	[30%]	[23%]	[18%]	[14%]	[11%]	[9%]	[7%]

Tabelle A.20: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im Vergleichszenario. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie sowie danach welches Verhältnis von PV/Winderzeugung verwendet wird.

		PV/Wind	PV/Wind	PV/Wind	PV/Wind	PV/Wind	PV/Wind	PV/Wind	PV/Wind
		[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
	$P_{Installiert}$	70.356	90.909	111.462	132.015	152.568	173.121	193.674	
		0% / 100%	16,7% / 83,3%	33,3% / 66,7%	50% / 50%	66,7% / 33,3%	83,3% / 16,7%	100% / 0%	
241 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	10.238	10.676	9.582					
	Erneuerbar _{Dir.}	11.380	11.486	11.592					
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	15.511	15.694	16.875					
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	9.363	10.019	9.582					
	Erneuerbar _{Dir.}	11.380	11.486	11.592					
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	14.886	15.406	16.068					
533 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	16.366	17.241	12.208					
	Erneuerbar _{Dir.}	11.380	11.486	11.592					
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	19.526	19.045	17.489					
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	12.208	12.864	12.208					
	Erneuerbar _{Dir.}	11.380	11.486	11.592					
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	16.566	16.611	17.489					
1.079 GWh Speicher									
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	21.181	22.056	22.494					
	Erneuerbar _{Dir.}	11.380	11.486	11.592					
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	23.316	23.364	23.222					
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	15.709	15.491	14.615					
	Erneuerbar _{Dir.}	11.380	11.486	11.592					
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	19.243	18.105	18.330					

Tabelle A.22: Ergebnisse aus der Analyse der Kosten und Einsparungen im Vergleichsszenario. Gegenüberstellung der Fixkosten für die Abschreibung der GT-Anlage ($k_{\text{Abschreibung GT}}$) mit den Kosten für die Erweiterung des PSKW ($k_{\text{Abschreibung PSKW}}$) und der resultierenden Differenz ($\Delta k_{\text{Abschreibung}}$) sowie der mittleren variablen Kosten des thermischen Kraftwerks ($\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$) mit und ohne Speicher und der resultierenden Differenz ($\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$). Darstellung der jährlichen Kosten (k_{Jahr}) und der bei Verzicht auf den Einsatz von Speichern nicht integrierbaren erneuerbaren Energie ($E_{\text{Verworfen}}$) für unterschiedliche vorgegebene Speichergrößen.

		$k_{\text{Abschreibung CT}}$ in Mio.€/Jahr	$k_{\text{Abschreibung PSKW}}$ in Mio.€/Jahr	$\Delta k_{\text{Abschreibung}}$ in Mio.€/Jahr	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio.€/Jahr ohne Speicher	$\bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio.€/Jahr mit Speicher	$\Delta \bar{k}_{\text{Erzeugung}}$ in Mio.€/Jahr	k_{Jahr} in Mio.€/Jahr mit Speicher	$E_{\text{Verworfen}}$ in TWh
241 GWh Speicher									
Strategie 1	PV/Wind = 0% / 100%	184	339	155	7.214	7.202	-12	7.552	0,3
	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	200	420	220	7.069	7.059	-9	7.489	0,2
	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	208	730	522	7.112	7.088	-24	7.842	0,5
Strategie 2	PV/Wind = 0% / 100%	184	339	155	7.214	7.196	-17	7.552	0,3
	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	200	420	220	7.069	7.046	-22	7.489	0,2
	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	208	730	522	7.112	7.071	-42	7.842	0,5
533 GWh Speicher									
Strategie 1	PV/Wind = 0% / 100%	312	227	-85	7.214	7.181	-32	7.440	0,3
	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	344	342	-2	7.069	7.037	-32	7.410	0,2
	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	264	464	200	7.112	7.086	-26	7.576	0,5
	PV/Wind = 50% / 50%	248	774	526	7.325	7.232	-92	8.098	2,0
	PV/Wind = 66,7% / 33,3%	232	1.153	921	7.693	7.438	-255	8.846	5,9
	PV/Wind = 83,3% / 16,7%	216	1.597	1.381	8.198	7.707	-491	9.795	12,4
Strategie 2	PV/Wind = 0% / 100%	240	111	-129	7.214	7.158	-56	7.325	0,3
	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	264	207	-57	7.069	7.007	-62	7.276	0,2
	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	264	464	200	7.112	7.013	-99	7.576	0,5
	PV/Wind = 50% / 50%	248	774	526	7.325	7.133	-192	8.098	2,0
	PV/Wind = 66,7% / 33,3%	232	1.153	921	7.693	7.352	-342	8.846	5,9
	PV/Wind = 83,3% / 16,7%	216	1.597	1.381	8.198	7.760	-438	9.795	12,4
1.079 GWh Speicher									
Strategie 1	PV/Wind = 0% / 100%	424	978	554	7.214	7.108	-105	8.192	0,3
	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	448	789	341	7.069	6.983	-85	7.857	0,2
	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	480	846	366	7.112	7.017	-95	7.958	0,5
	PV/Wind = 50% / 50%	296	1.156	860	7.325	7.231	-93	8.481	2,0
	PV/Wind = 66,7% / 33,3%	288	1.535	1.247	7.693	7.429	-264	9.229	5,9
	PV/Wind = 83,3% / 16,7%	280	1.979	1.699	8.198	7.688	-510	10.177	12,4
Strategie 2	PV/Wind = 100% / 0%	240	2.438	2.198	8.813	8.007	-807	11.251	20,7
	PV/Wind = 0% / 100%	312	645	333	7.214	7.078	-135	7.858	0,3
	PV/Wind = 16,7% / 83,3%	304	676	372	7.069	6.948	-121	7.745	0,2
	PV/Wind = 33,3% / 66,7%	312	846	534	7.112	6.954	-158	7.958	0,5
	PV/Wind = 50% / 50%	296	1.156	860	7.325	7.045	-279	8.481	2,0
	PV/Wind = 66,7% / 33,3%	288	1.535	1.247	7.693	7.238	-456	9.229	5,9
	PV/Wind = 83,3% / 16,7%	280	1.979	1.699	8.198	7.538	-659	10.177	12,4
	PV/Wind = 100% / 0%	240	2.438	2.198	8.813	7.926	-887	11.251	20,7

Tabelle A.23: Benötigte Speicherkapazitäten durch den Einsatz der Speichertechnologien PSKW, CAES oder PSKW nach Strategie 1 oder 2 Verwendung der gesamt im Szenario 2032 zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei unterschiedlichen oberen Restlastgrenzen.

	Kap _S in GWh							
	Strategie 1		Strategie 2		Strategie 1		Strategie 2	
	PSKW		CAES		H ₂ S			
95%	2.299	2.299	1.541	1.541	1.571	1.571		
90%	2.299	2.299	1.541	1.541	1.571	1.571		
85%	2.299	2.299	1.541	1.541	1.571	1.571		
80%	2.299	2.299	1.541	1.541	1.571	1.571		
75%	2.299	2.299	1.541	1.541	1.571	1.571		
70%	2.299	2.299	1.541	1.541	1.571	1.571		
65%	2.299	2.299	2.408	2.408	3.218	3.218		
60%	4.014	4.014	5.243	5.243	6.264	6.775		
55%	6.628	7.287	7.571	8.916	7.763	11.114		
50%	8.078	11.304	8.438	12.776	8.129	15.883		
45%	9.905	15.033	10.680	16.928	15.573	21.291		
40%	12.376	18.917	19.307	23.523	27.318	27.347		
35%	21.542	23.074						

Tabelle A.24: Beitrag der erneuerbaren Einspeisung im Szenario 2032 aus der gesamt zur Verfügung stehenden erneuerbaren Erzeugung bei einem Einsatz eines Pumpspeichers unterschiedlicher Kapazität und Verwendung der Einsatzstrategie 1 oder 2. Die Bemessung erfolgt anhand der notwendigen Energie zur Lastreduktion ($E_{\text{Lastreduktion}}$) und der Aufteilung dieser in einen direkten erneuerbaren Anteil ($\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}}$) und einen gesamten erneuerbaren Anteil ($\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}+\text{Indir.}}$). Die Angaben erfolgen jeweils in absoluten und auf die notwendige Energie zur Lastreduktion bezogenen Werten.

		Gesamte Einspeisung [GWh]	
12.079 GWh Speicher			
	$E_{\text{Lastreduktion}}$	239.224	
Strat. 1	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}}$	191.330	[80%]
	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}+\text{Indir.}}$	239.224	[100%]
	$E_{\text{Lastreduktion}}$	174.890	
Strat. 2	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}}$	150.181	[86%]
	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}+\text{Indir.}}$	174.890	[100%]
14.645 GWh Speicher			
	$E_{\text{Lastreduktion}}$	252.102	
Strat. 1	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}}$	198.469	[79%]
	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}+\text{Indir.}}$	252.102	[100%]
	$E_{\text{Lastreduktion}}$	198.753	
Strat. 2	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}}$	166.495	[84%]
	$\text{Erneuerbar}_{\text{Dir.}+\text{Indir.}}$	198.753	[100%]

Tabelle A.25: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für die Stunde der Jahreshöchstlast im Szenario 2032. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) sowie den gesamten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie verwendet wird.

		Gesamte Einspeisung [MW]	
		162.400	
		12.079 GWh Speicher	
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	50.190	[31%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	8.131	[5%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	50.190	[31%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	42.840	[26%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	8.131	[5%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	42.840	[26%]
		14.645 GWh Speicher	
Strategie 1	$Erneuerbar_{Dir.}$	8.131	[5%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	51.660	[32%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	45.570	[28%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	8.131	[5%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	45.570	[28%]

Tabelle A.26: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 88 Jahreshöchstlaststunden im Szenario 2032. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil (Erneuerbar_{Dir.}) sowie den gesamten Anteil (Erneuerbar_{Dir.+Indir.}) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie verwendet wird.

		Gesamte Einspeisung [MW]	
$P_{Installiert}$		162.400	
		12.079 GWh Speicher	
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	45.314	[28%]
	Erneuerbar _{Dir.}	20.478	[13%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	47.639	[29%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	37.964	[23%]
	Erneuerbar _{Dir.}	20.478	[13%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	42.899	[26%]
		14.645 GWh Speicher	
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	46.784	[29%]
	Erneuerbar _{Dir.}	20.478	[13%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	48.128	[30%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	40.694	[25%]
	Erneuerbar _{Dir.}	20.478	[13%]
	Erneuerbar _{Dir.+Indir.}	44.793	[28%]

Tabelle A.27: Beitrag der erneuerbaren Erzeugung für das Zeitfenster der 176 Jahreshöchstlaststunden im Szenario 2032. Dargestellt anhand der für die Lastreduktion zur Einhaltung der oberen Restlastgrenze notwendigen Leistung ($P_{Reduktion}$), der Aufteilung in den direkten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.}$) sowie den gesamten Anteil ($Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$) der erneuerbaren Erzeugung. Die Darstellung erfolgt in absoluten Werten und in relativen Werten bezogen auf die installierte Leistung der jeweiligen erneuerbaren Erzeugung ($P_{Installiert}$). Unterschieden wird nach Größe des Pumpspeichers und verwendeter Einsatzstrategie verwendet wird.

		Gesamte Einspeisung	
		[GWh]	
$P_{Installiert}$		162.400	
		12.079 GWh Speicher	
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	44.226	[27%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	24.747	[15%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	49.212	[30%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	36.876	[23%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	24.747	[15%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	46.251	[28%]
		14.645 GWh Speicher	
Strategie 1	$P_{Reduktion}$	45.696	[28%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	24.747	[15%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	50.046	[31%]
Strategie 2	$P_{Reduktion}$	39.606	[24%]
	$Erneuerbar_{Dir.}$	24.747	[15%]
	$Erneuerbar_{Dir.+Indir.}$	47.087	[29%]