

Diplomarbeit

Modell zur Ermittlung des Wasserwertes von Speicher- und Pumpspeichieranlagen

Christian Schusser

Begutachter

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing Dr.techn. Heinz Stigler

Betreuer

Dipl.-Ing. Thomas Nacht

Eingereicht im Februar 2013

am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen
der Technischen Universität Graz

Eidesstattliche Erklärung

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.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit untersucht die Auswirkungen der Einspeisung erneuerbarer Energien auf den Wasserwert von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in einem Elektrizitätsversorgungssystem. Durch Pumpspeicherkraftwerke wird in Zeiten geringer Nachfrage zu niedrigeren Grenzkosten erzeugte elektrische Energie in Form von potentieller Energie in einem Oberbecken gespeichert und bei Bedarf wieder in elektrische Energie umgewandelt.

Der Wasserwert beschreibt dabei den monetären Wert eines in das Speicherbecken eines bestimmten Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerkes gepumpten Kubikmeters Wasser, der vom Preis für elektrische Energie zum Zeitpunkt des Pumpens abhängt. Dieser dient in Kombination mit dem aktuellen Marktpreis als Entscheidungskriterium für den Betrieb der Speicherpumpen sowie der Turbinen.

Ausgegangen wird bei der Ermittlung des Wasserwertes von der Einsatzoptimierung eines Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks zur Maximierung des Gewinns. Zur Erstellung des Modells wurden die Programme GAMS (General Algebraic Modeling System) und Microsoft Office EXCEL herangezogen. Die Einsatzoptimierung wird durch einen Solver in GAMS durchgeführt und mit Hilfe von EXCEL erfolgt eine iterative Annäherung an einen stabilen Punkt, da sich der Preis für eine Megawattstunde elektrischer Energie an der Börse und der Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gegenseitig beeinflussen.

Durch den Einsatz des Modells sollen die Auswirkungen einer Änderung des Anteils erneuerbarer Energieerzeugung auf den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken qualitativ abgeschätzt werden. Verursacht wird dieser Einfluss durch den sogenannten „Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien“, da es wegen der höheren Erzeugung erneuerbarer Energien mit niedrigeren Grenzkosten bei gleicher Nachfrage zu geringeren Strompreisen kommt.

Anhand der untersuchten Szenarien, in denen unterschiedliche Einspeisungen von Laufwasserkraft, Photovoltaik und Winderzeugung betrachtet werden, lässt sich erkennen, dass eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien negative Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bei gewinnoptimiertem Einsatz hat.

Abstract

This thesis explores the effects of the generation from renewable energy source on the value of water stored in the reservoirs of storage and pumped storage power plants in an electricity system. In times of low demand pumped storage power plants store electrical energy, with lower market prices, in the form of potential energy in an upper reservoir. If necessary, this energy is converted back into electrical energy.

The water value describes the monetary value of a cubic meter of water that was pumped into the reservoir of a storage or pumped storage power plant. This value depends on the price of electric energy at the time of pumping. Combined with the current market price it serves as a criterion for the decision between operating the pumps or the turbines.

The determination of the water value starts with optimizing the use of storage and pumped storage powerplants to maximize the profit. The programs GAMS (General Algebraic Modeling System) and Microsoft Office Excel were used to create the model. The optimization itself is executed by a solver in GAMS whereas EXCEL is responsible for an iterative approximation of the energy price to a stable point. This is necessary because the price for a megawatt hour of electricity at the stock exchange and the use of storage and pumped storage power plants interact.

The use of this model should help to estimate the impact of a change in generation of renewable energies on the use of storage and pumped storage powerplants qualitatively. This influence is caused by the so-called "merit order effect of renewable energy", because a higher generation of renewable energies with lower marginal costs causes lower electricity prices for the same demand.

Based on the scenarios with different generations of hydroelectric power, photovoltaics and wind power it can be seen, that in case of profit optimizing use a high generation of renewable energy has a negative impact on the economic operation of storage and pumped storage powerplants.

Danksagung

In erster Linie möchte ich meinen Eltern Gabriele und Karl Schusser und meiner Schwester Viktoria für Ihre Unterstützung während des gesamten Studiums und vor allem während des Verfassens der Diplomarbeit danken, als Sie mir geholfen haben über manche schwierige Phase hinweg zu kommen.

Für die Möglichkeit, meine Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen zu verfassen, danke ich auch Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler.

Großer Dank gebührt auch meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Thomas Nacht für seine tatkräftige und auch geduldige Unterstützung während der gesamten Zeitdauer, die das Erstellen dieser Arbeit in Anspruch genommen hat.

Ebenfalls bedanke ich mich bei allen Mitarbeitern und Diplomanden am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen, für die angenehme Arbeitsatmosphäre und die aufbauenden und auch unterhaltsamen Gespräche.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Aufbau	1
2	Technische Beschreibung von Pumpspeicherkraftwerken	3
2.1	Geschichtlicher Hintergrund zu Pumpspeicherkraftwerken	3
2.2	Funktion von Pumpspeicherkraftwerken	4
2.3	Ausführung	6
2.3.1	Ausführung der Speicherbecken	7
2.3.2	Ausführung der Triebwasserleitung	10
2.3.3	Hydraulische Maschinen	12
2.3.4	Ausführung des Maschinenhauses.....	16
2.3.5	Hydraulischer Kurzschluss	18
3	Allgemeines zur Speicherbewirtschaftung	20
3.1	Strompreisbildung	20
3.2	Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Netzlast.....	21
3.3	Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken	23
3.3.1	Lastglättung und Ausgleich der Einspeisung erneuerbarer Energien	24
3.3.2	Bereitstellung von Regelernergie	26
3.3.3	Spannungshaltung und Blindleistungsregelung	28
3.3.4	Schwarzstartfähigkeit und Netzwiederaufbau	31
4	Allgemeines zur Optimierung.....	33
4.1	Lineare Optimierung.....	33
4.1.1	Graphische Lösung	34
4.1.2	Simplex-Algorithmus	37
4.2	Ansätze für die Modellierung	40
5	Datenrecherche.....	43
5.1	Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	44
6	Methode des Wasserwertes	49
6.1	Ermittlung des Wasserwertes	50
7	Beschreibung des Modells.....	52
7.1	Einfaches Modell	52
7.1.1	Modellierung	53
7.2	Iterative Annäherung an das Optimum.....	57
7.3	Alternative Preisbildung	62
7.4	Zuflüsse.....	63
7.5	Vollständiges Modell	65
7.5.1	Modellierung	65

7.5.2	Optimierungsablauf.....	68
8	Testen des Modells.....	71
8.1	Modellannahmen	71
8.2	Datenbasis	73
8.2.1	Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkspark	73
8.2.2	Last	76
8.2.3	Kraftwerkspark	77
8.2.4	Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien	81
8.3	Modelldurchlauf mit Standarddatensatz	81
8.4	Szenarien	84
8.4.1	Laufwasserkraftszenarien.....	85
8.4.2	Photovoltaikszzenarien	90
8.4.3	Winderzeugungsszenarien	96
8.4.4	Berücksichtigung von Handel	101
8.4.5	Keine Erzeugung aus Kernkraftwerken	110
9	Schlussfolgerungen.....	114
10	Verzeichnisse	118
10.1	Abbildungsverzeichnis	118
10.2	Tabellenverzeichnis	122
10.3	Literatur- und Quellenverzeichis	123

1 Einleitung

Speicher erfüllen seit jeher eine wichtige Aufgabe im europäischen Verbundsystem, indem Energie dann zur Verfügung gestellt werden kann, wenn sie benötigt wird. Bei Speicherkraftwerken geschieht dies durch die Zurückhaltung von Wasser, das ansonsten abfließen würde, in großen Speicherseen. Durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) wird eine gleichmäßigere Auslastung billiger Grundlastkraftwerke erreicht. Das geschieht, indem sie bei Bedarf elektrische Energie in Form von potentieller Energie von Wasser in einem hochgelegenen Becken speichern und bei entsprechender Nachfrage wieder in elektrische Energie umwandeln. Durch den Einsatz der Energiespeicher, deren maßgeblichsten Anteil Pumpspeicherkraftwerke darstellen, kommt es gewissermaßen zu einer zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch.

Heutzutage werden diese Eigenschaften vor allem zur besseren Einbindung der dargebotsabhängigen erneuerbar erzeugten, elektrischen Energie in das bestehende Elektrizitätsversorgungssystem genutzt. Unter einem weiteren starken Anwachsen erneuerbarer Erzeugungskapazitäten könnte jedoch die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherkraftwerke leiden, wodurch die Elektrizitätsversorgung vor immer neue Herausforderungen gestellt wird.

Da Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, nicht wie thermische Kraftwerke einen Brennstoff benötigen, durch den sich der Preis ergibt zu dem am Markt angeboten wird, ist es schwer, der erzeugten Energie einen Wert zuzuweisen. Dies geschieht durch den Wasserwert mit dessen Hilfe für den wirtschaftlichen Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke die Entscheidung erleichtert wird, zu welchem Zeitpunkt Energie erzeugt oder zum Speichern gepumpt werden soll. Außerdem ist es möglich den sich in den Speicherseen befindlichen Wassermassen einen momentanen Wert zuzuweisen. Mit Hilfe dieses fiktiven Wertes sollen die Auswirkungen erneuerbarer Energien auf den Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ermittelt werden.

1.1 Aufbau

Im ersten Teil der Arbeit soll ein Überblick über den technischen Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes, das heißt die Ausführung sowie auch die Anordnung der einzelnen Komponenten gegeben werden. Dadurch soll ein grundlegendes Verständnis für die Funktion einer solchen Anlage geschaffen werden, um zu verstehen, warum einem Speicher- oder PSKW im Verbundsystem bestimmte Aufgaben zukommen.

Diese Aufgaben werden in Kapitel 3 näher beschrieben. Außerdem wird in groben Zügen die Bildung des Strompreises an der Börse behandelt.

Im Anschluss wird auf die Grundlagen der linearen Optimierung sowie auf bereits bekannte Möglichkeiten zur Beantwortung der Fragestellung nach einem optimalen Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken eingegangen, um daraus Erkenntnisse zur eigenen Modellierung einer Einsatzoptimierung zu erlangen.

Nach einem kurzen Einblick in die Recherche von relevanten Daten für diese Arbeit werden die hinter dem Wasserwert steckende Idee und auch dessen Ermittlung beleuchtet.

Der nächste Teil setzt sich mit der Entstehung und dem Aufbau des für die Einsatzoptimierung des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks entwickelten Modells auseinander, welches aus einer

Kombination der Programme Microsoft EXCEL und dem CPLEX-Solver im General Algebraic Modelling System (GAMS) besteht.

In Kapitel 8 werden die für das Modell getroffenen Annahmen erläutert sowie die eingegebenen Daten beschrieben. Danach wird das erarbeitete Modell auf unterschiedliche Szenarien bezüglich der Einspeisung erneuerbarer Energien angewendet. Aus dem erhaltenen Kraftwerkseinsatz und dem daraus resultierenden Wasserwert werden Rückschlüsse auf den Einfluss erneuerbarer Energien gezogen.

Zum Abschluss werden die gewonnenen Erkenntnisse aus dieser Arbeit zusammengefasst und Vorschläge zu einer weiteren Verbesserung des Modells gemacht.

2 Technische Beschreibung von Pumpspeicherkraftwerken

In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick über die technischen Aspekte von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) gegeben. Dies betrifft sowohl den geschichtlichen Hintergrund zu Pumpspeicherkraftwerken, als auch deren technische Funktionsweise und Ausführungen. Weiters wird auch noch auf einige technische Besonderheiten näher eingegangen.

2.1 Geschichtlicher Hintergrund zu Pumpspeicherkraftwerken

Bereits seit Mitte des 19. Jahrhunderts wurde die Wasserkraft zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet. Dies geschah indem alte Mühlräder, anstelle von Hammer- und Mahlwerken, Generatoren antrieben (Mosonyi, 2009). Zu Beginn des letzten Jahrhunderts als im deutschen Ruhrgebiet die erzeugte elektrische Energie vor allem aus Braunkohlekraftwerken stammte, entstand ein Konzept zur Schaffung eines überregionalen Verbundes zur Elektrizitätsversorgung. Durch diesen Verbund sollten Großverbraucher, Industrie, Verkehr und auch private Haushalte mit größtmöglicher Sicherheit und so billig wie möglich mit Strom versorgt werden.

Zu diesem Zweck wurden Überlandleitungen zur Bildung eines hydrothermischen Verbundes der Braunkohlekraftwerke im Ruhrgebiet mit den Speicherkraftwerken in Süddeutschland und Österreich errichtet. Durch diesen Verbund war es möglich die Spitzenlast im Ruhrgebiet zu decken als auch die sichere Versorgung mit Energie bei einem Kraftwerksausfall zu gewährleisten. Da die Speicherkraftwerke in Süddeutschland und Österreich jedoch sehr weit von den Verbraucherzentren an der Ruhr und am Rhein entfernt waren, schlugen sich die auf Grund der weiten Entfernung hohen Übertragungskosten auch im Preis für elektrische Energie nieder. Das wiederum wirkte sich nachteilig auf das Ziel der preisgünstigen Energieversorgung aus.

Die Erzeugung wieder nahe an den Ort der Nachfrage zu verlagern war die einzige Möglichkeit die hohen Übertragungskosten zu vermeiden. Außerdem wollte man das Problem der Deckung der höchsten, erforderlichen Last ohne die Installation weiterer teurer Maschinensätze in den thermischen Kraftwerken lösen. Zu diesem Zweck war es notwendig überschüssig erzeugte Energie aus Zeiten geringer Nachfrage zu speichern. Da aber keine Technologie zur direkten Speicherung von großen Mengen elektrischer Energie verfügbar war, musste es in der Form von hydraulischer Fremdspeicherung, in einem der ersten beiden Großpumpspeicherkraftwerke, das in Abbildung 2.1 dargestellt ist, in einem kleinen Kreislauf (Tages- und Wochenspeicher) geschehen. Der Speicher des Koepchenwerks, das im Jahr 1930 in Betrieb genommen wurde, wird in Schwachlastzeiten durch Wasserpumpen gefüllt und die dadurch gespeicherte Energie zu Spitzenlastzeiten wieder in elektrische Energie umgewandelt. Durch den Standort direkt im Ruhrgebiet wurden die Übertragungswege kurz gehalten und eine fast gleichmäßige Auslastung der thermischen Kraftwerke während eines Tages erreicht (Prohl, 2003). Damals dienten Pumpspeicherkraftwerke hauptsächlich der Lastglättung bzw. der Energieveredelung, wohingegen heute wesentlich komplexere Aufgaben, von ihnen erfüllt werden, auf die in Kapitel 3.3 näher eingegangen wird.



Abbildung 2.1: Koepchenwerk, eines der ersten beiden Großpumpspeicherkraftwerke
(RWE Power AG, 2013)

2.2 Funktion von Pumpspeicherkraftwerken

Da eine direkte Speicherung von elektrischer Energie nicht möglich ist, wurde eine alternative Speichermöglichkeit für überschüssige elektrische Energie gesucht. Diese wird von einem PSKW geboten, dessen prinzipieller Aufbau in Abbildung 2.2 dargestellt wird. Die Speicher eines Pumpspeicherkraftwerkes sind ein Ober- und Unterbecken, in denen Wasser zur Erzeugung elektrischer Energie im Fall des Oberbeckens oder als Pumpwasser im Fall des Unterbeckens vorgehalten wird. Von ihnen führen Triebwasserleitungen zum Maschinenhaus, welches das eigentliche Kraftwerk darstellt, da darin die elektrischen und hydraulischen Maschinen zur Stromerzeugung untergebracht sind.

In einem PSKW wird elektrische Energie genutzt, um Wasser aus einem Unterbecken in ein höher gelegenes Becken zu pumpen, wo es gespeichert wird. Dabei werden oft bedeutende Höhen von mehreren hundert Metern überwunden, wodurch es möglich ist verhältnismäßig viel Energie als relativ geringes Wasservolumen zu speichern. Die im Oberbecken gespeicherte Energie berechnet sich aus der Formel für die potentielle Energie

$$E_{pot} = m \cdot g \cdot h$$

Mit: m Masse des sich im Speicher befindlichen Wassers in kg
 g Erdbeschleunigung in m/s^2
 h Höhendifferenz zwischen Wasserspiegel des Oberbeckens und Turbine in m .

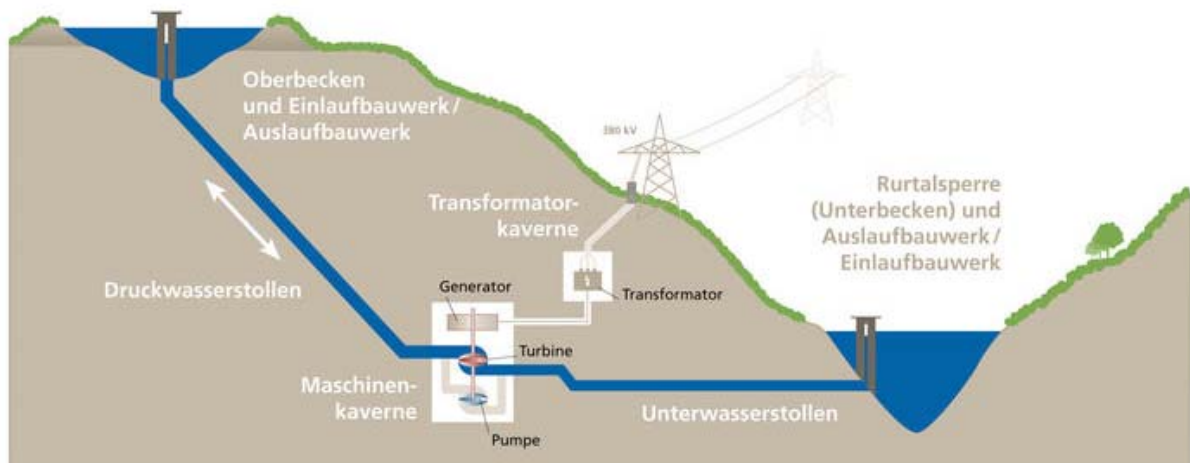


Abbildung 2.2: Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes (Trianel GmbH, 2013)

Wird die gespeicherte Energie benötigt, so wird das gespeicherte Wasser aus dem Oberbecken über die sich im Maschinenhaus befindliche Turbine abgebaut und durch den von der Turbine angetriebenen Generator wieder in elektrische Energie umgewandelt. Diesen Vorgang, bei dem elektrische Energie zuerst umgewandelt, gespeichert und dann wieder erzeugt wird, nennt man auch Umwälzung. Diese soll hier näher beschrieben werden.

Als erstes wird elektrische Energie aus dem Netz von einem Transformator auf ein geringeres Spannungsniveau gebracht. Die Spannungshöhe entspricht der Nennspannung eines Motors, der elektrische Energie in mechanische Energie umwandelt. Der Motor treibt die Pumpe an, die Wasser aus dem Unterbecken saugt und durch die Druckleitungen in das Oberbecken pumpt, wo wie bereits erwähnt Energie in Form von potentieller Energie des Wassers gespeichert wird.

Zur Erzeugung elektrischer Energie strömt das Wasser durch das Einlaufbauwerk des Oberbeckens in die Druckleitungen, die zur Turbine führen. Hier wird die kinetische Energie des strömenden Wassers durch die Turbine in mechanische Energie umgewandelt.

$$E_{kin} = \frac{m \cdot v^2}{2}$$

Mit: m Masse des in der Druckrohrleitung strömenden Wassers in kg
 v Strömungsgeschwindigkeit des Wassers in m/s

Im Generator, den die Turbine antreibt, wird aus der mechanischen Energie der Welle zwischen Turbine und Generator wieder elektrische Energie erzeugt, die über einen Transformator ins Netz zurückgespeist wird. All diese Umwandelungsschritte sind mit Verlusten behaftet. Wie in Abbildung 2.3 gezeigt, setzen sich diese aus Verlusten in den Transformatoren, den Rohrleitungen, dem Motor und Generator und dem größten Teil, der auf Pumpe und Turbine entfällt, zusammen. Berücksichtigt man all diese Verluste, so erhält man den sogenannten Umwälzwirkungsgrad, der bei modernen Pumpspeicherkraftwerken bis zu 80% erreichen kann und aussagt, welcher Anteil der Energie, der den Pumpen zugeführt wurde, schlussendlich wieder zurückgewonnen werden kann.

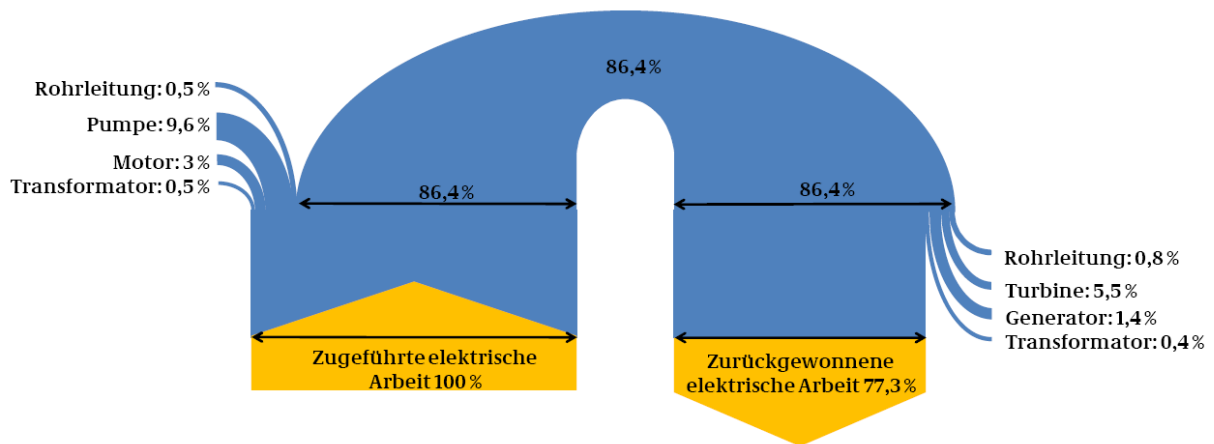


Abbildung 2.3: Speichernutzungsgrad (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008)

Die Leistung in kW , die durch das PSKW erzeugt werden kann, errechnet sich aus der Formel:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \quad 2.1$$

- Mit:
- η Anlagenwirkungsgrad des Kraftwerks
 - ρ spezifisches Gewicht von Wasser in t/m^3
 - g Erdbeschleunigung in m/s^2
 - h effektive Fallhöhe des Wassers in m
 - Q Durchflussmenge in m^3/s

Werden die Faktoren η , ρ und g zusammengefasst, ergibt sich unter der Annahme, dass $\eta \cdot \rho \cdot g \approx 0,8 \cdot 1,0 \cdot 10 = 8$ die Näherungsformel für die erzeugbare Leistung in kW mit:

$$P = 8 \cdot Q \cdot h \quad 2.2$$

2.3 Ausführung

In diesem Kapitel wird auf die bauliche Umsetzung der einzelnen Komponenten eines Pumpspeicherkraftwerkes und die Möglichkeit diese unterschiedlich zu gestalten, eingegangen. Diese Komponenten umfassen sowohl Speicherbecken, Druckleitungen, Wasserschloss und Maschinenhaus als auch die Anordnung und Ausführung der Maschinensätze. Diese Ausführungen gelten für alle Arten von Pumpspeicherkraftwerkstypen. Stammt mehr als die Hälfte des Turbinenzuflusses aus natürlichen Zuflüssen und Beileitungen, so handelt es sich um ein kombiniertes Speicherkraftwerk, ansonsten um ein PSKW. Sämtliche Informationen bezüglich unterschiedlicher Varianten für die einzelnen Komponenten von Pumpspeicherkraftwerken stammen, sofern nicht anders gekennzeichnet aus dem Buch „Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb“ der Autoren Jürgen Giesecke und Emil Mosonyi.

2.3.1 Ausführung der Speicherbecken

Eine erste allgemeine Unterscheidung für jede Art von Speicher erfolgt aufgrund der Menge des gespeicherten Wassers. Reicht die gespeicherte Wassermenge aus, um das Kraftwerk etwa für den Zeitraum eines Tages oder einer Woche bei voller Leistung zu betreiben, bevor der Speicherinhalt aufgebraucht ist, so handelt es sich um einen Tages- oder Wochenspeicher. Diese fallen in die Kategorie der sogenannten Kurzzeitspeicher. Bei großvolumigeren Speichern, bei denen es sich um Jahres- oder Überjahresspeicher handelt, spricht man von Langzeitspeichern. Um hohe Stromtransportverluste aufgrund häufiger Energietransfers weitestgehend zu vermeiden, eignen sich Speicher mit großer Entfernung zu den Verbrauchsschwerpunkten eher als Langzeitspeicher und nicht als Tagesspeicher.

Bei der Auswahl eines Standortes für ein PSKW ist ein großer Höhenunterschied zwischen Speicher und Krafthaus ein wichtiger Punkt. In gebirgigen Lagen werden zu diesem Zweck Talsperren errichtet. Dabei bildet ein Absperrbauwerk einen Stausee. Dieser wird durch die seitlichen Talflanken und die Talsperre begrenzt. Grundsätzlich werden zwei Arten der Talsperren unterschieden. Die Erste wären aufgeschüttete Dämme aus Steinen oder Erde, wie in Abbildung 2.4 dargestellt. Sie können eine Dichtung in ihrem Inneren besitzen, dann handelt es sich um einen Damm mit Kerndichtung, oder eine Schicht aus einem dichten Material wie Asphalt oder Beton an ihrer Oberfläche bildet die Dichtung. Sie wirken statisch nur durch ihr Gewicht und übertragen die Kräfte, die sich aus dem Wasserdruck ergeben über Reibung in den Untergrund, weshalb sie auch auf lockerem Untergrund errichtet werden können (Strobl, 2005).



Abbildung 2.4: Schüttdamm des Speichers Finstertal der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz (Volz, 2012)

Die zweite Variante für eine Talsperre sind Staumauern. Ein wichtiges Kriterium für den Bau einer Staumauer ist ein ausreichend standfester Fels als Untergrund. Für die Wahl des verwendeten Mauertyps sind vor allem die Geologie und die Talform maßgebend. Bei verhältnismäßig tiefen und schmalen Tälern wird eine Bogenstaumauer bevorzugt. Ihr Vorteil liegt im geringen Materialaufwand für den Bau, allerdings müssen die Talflanken des entsprechenden Talbereichs den hohen

Ableitungskräften des Wasserdrucks standhalten. Ein Beispiel für eine doppelt gekrümmte Bogenmauer findet sich in Abbildung 2.5. (Strobl, 2005)



Abbildung 2.5: Bogenstaumauer der Kölnbreinsperre (Verbund, 2012)

Bei breiten Tälern hingegen, in denen der Wasserdruck nicht in die Talflanken abgeleitet werden kann kommen Gewichts- und Pfeilerstaumauern zum Einsatz. Gewichtsstaumauern tragen dabei den Wasserdruck allein durch ihr Gewicht in den Untergrund ab. Pfeilerstaumauern haben dasselbe Prinzip, jedoch bei verringertem Materialaufwand. Je nach Topografie werden die unterschiedlichen Varianten für den Bau einer Talsperre auch miteinander kombiniert. Ein Beispiel hierfür ist die in Abbildung 2.6 dargestellte Talsperre von Roselend nahe Albertville in Frankreich, bei der eine Bogenstaumauer mit einer Pfeilerstaumauer kombiniert ist. (Strobl, 2005)



Abbildung 2.6: Roselend Talsperre in Frankreich (EDF-Group, 2012)

Damit diese künstlich errichteten Speicherseen auch gefüllt werden können, besitzen sie ein sehr großes Einzugs- oder Entwässerungsgebiet, dessen Niederschläge den Speicher füllen. Ist das

natürliche Einzugsgebiet nicht in der Lage das Stauziel¹ zu erreichen, so wird auch Wasser aus entfernteren Gegenden durch aufwändige Stollensysteme dem Speicher zugeführt. Wo sich der Bau einer Talsperre nicht lohnt beziehungsweise einen unverhältnismäßig großen Aufwand bedeutet werden auch Seen die sich in von Gletschern geschaffenen Karen gebildet haben als Speicher herangezogen und gegebenenfalls erweitert.

In Gebieten, in denen die Örtlichkeiten nicht zur Errichtung einer Talsperre geeignet sind, müssen auf andere Weise Staubecken geschaffen werden. Dies geschieht meist auf einer Bergkuppe, die abgetragen und mit einem Ringdamm, den man aus dem Abraum der Kuppe aufschüttet, eingefasst wird. Das so entstandene Becken muss nur noch mit Hilfe von Asphaltbeton, Wälzbeton oder ähnlichem abgedichtet werden. Ein Beispiel für einen solchen auf einem Hügel liegenden Ringdamm ist in Abbildung 2.7 dargestellt.



Abbildung 2.7: Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal (Vattenfall Europe AG, 2012)

Welches der erwähnten Sperrenbauwerke zur Anwendung kommt richtet sich nicht nur nach den Gegebenheiten des Untergrundes und der Topologie. Bei der Entscheidung zwischen einem Damm und einer Staumauer spielt auch das Vorhandensein von entsprechendem Material zur Schüttung und Abdichtung des Dammes oder die Verfügbarkeit von Zuschlagstoffen für Beton eine wichtige Rolle.

Das notwendige Unterbecken für ein PSKW entsteht meist durch die Aufweitung eines Flusslaufes und die Bildung eines Stauraumes durch eine Betonstaumauer oder einen geschütteten Damm. In dem Fall, dass der Speichersee eines Kraftwerkes sehr hoch gelegen ist, wird sein Inhalt nicht in einem Schritt abgebaut. Das Unterbecken der ersten Stufe ist viel mehr das Oberbecken der darunterliegenden Kraftwerksstufe. Dieses stufenweise Abarbeiten des zur Verfügung stehenden Wassers ist nicht nur auf zwei Kraftwerke beschränkt, sondern kann wie im Fall der Vorarlberger Illwerke AG eine ganze Kraftwerksgruppe umfassen. In dieser Kraftwerkskaskade werden die Inhalte der Speicher Silvretta-, Vermunt-, Kops- und Lünersee abgearbeitet. (Vorarlberger Illwerke AG, 2012b). Ein weiteres Beispiel für den Wasserabbau in mehreren Speicherstufen ist die Schluchseekraftwerksgruppe in Deutschland, die in Abbildung 2.8 dargestellt ist.

¹ Die nach der Zweckbestimmung der Stauanlage beim Regelbetrieb zulässige Wasserspiegelhöhe (Strobl, 2005)

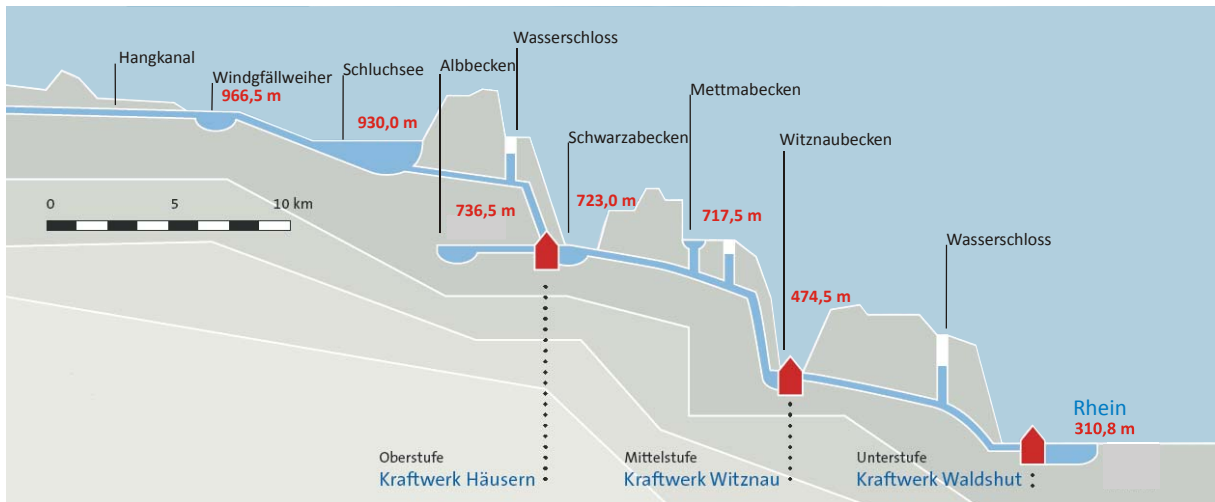


Abbildung 2.8: Kraftwerkskaskade der Schluchsee Gruppe (angepasste Darstellung nach (Schluchseewerk AG, 2012))

2.3.2 Ausführung der Triebwasserleitung

Durch die Triebwasserwege soll eine möglichst kurze und verlustarme Verbindung zwischen dem Speichersee und dem Krafthaus hergestellt werden. Aus diesem Grund verwendet man Druckrohrleitungen mit kreisförmigem Querschnitt, da durch die somit kleinstmögliche Oberfläche auch die Reibung an den Wänden der Rohrleitungen gering gehalten wird (Mosonyi, 2009). Der Triebwasserweg kann in zwei Bereiche unterteilt werden. Der Erste befindet sich zwischen Speicher und Wasserschloss. Dabei handelt es sich um einen Druckstollen mit lediglich geringer Neigung. Der andere steile Teil der Falleitung, der Druckschacht genannt wird, liegt zwischen Wasserschloss und Krafthaus.

Das Wasserschloss ist bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, bei denen zwischen Speicher und Krafthaus ein großer Höhenunterschied liegt, beim Übergang der Rohrleitung von geringer in starke Neigung angeordnet. Im Grunde ist das Wasserschloss ein Speicher, der als frei stehender Turm, wie in Abbildung 2.9 ersichtlich, oder im Berginneren als verborgener Schacht ausgeführt ist.

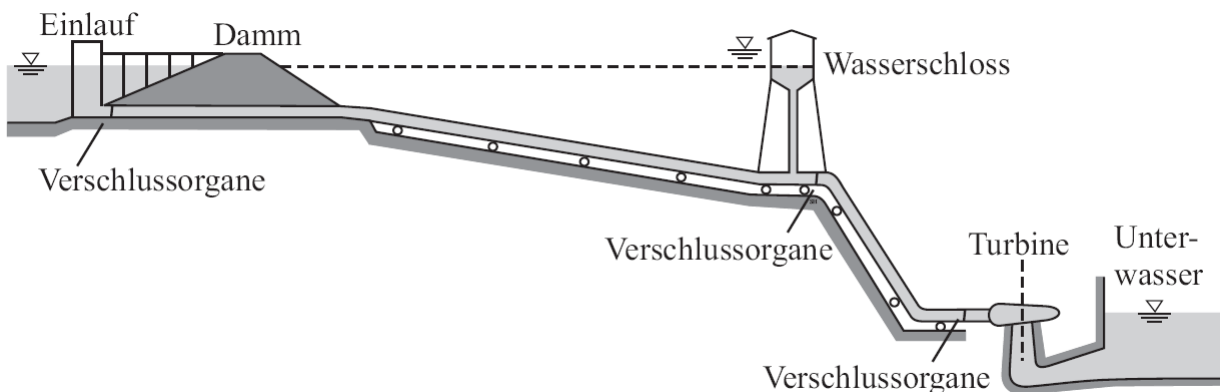


Abbildung 2.9: Freistehendes Wasserschloss (Mosonyi, 2009)

Der Zweck des Wasserschlosses ist es, Druckschwankungen in den Rohrleitungen und Stollen, die durch anfahren und abbremsen der hydraulischen Maschine und der dadurch bedingten Durchflussänderung verursacht werden, zu begrenzen. Dieses Begrenzen von Druckschwankungen kann noch genauer in vier Aufgaben gegliedert werden:

- **Hydraulische Trennung von Zuleitungsstollen und Fallleitung:**
Fängt Druckstöße aus der Hochdruckleitung zwischen Turbine und Wasserschloss auf, um den Niederdruckstollen zwischen Wasserschloss und Talsperre vor diesen abzuschirmen.
- **Dämpfung von Druckstößen:**
Die bei Schalthandlungen an Armaturen und Turbinenleitapparaten entstehenden Druckstöße, die sich zum Wasserschloss hinauf ausbreiten, sollen gedämpft werden, damit sie nicht mit selber Stärke reflektiert werden.
- **Verbesserung der Regelbarkeit:**
Durch die beschriebene Dämpfung von Druckstößen wird eine höhere Stabilität des die Turbine betreffenden Regelkreises erreicht.
- **Beschleunigung des Ausgleichs von Wasservolumina:**
Im Fall der Öffnung der Turbinen soll durch das Wasserschloss ein abreißen und anschließendes wieder zusammenschlagen der Wassersäule bedingt durch die Trägheit der ruhenden Wassermassen verhindert werden, da diese wiederum hohe Druckstöße verursachen würden.

Bei der Umsetzung der Fallleitung stehen wieder unterschiedliche Möglichkeiten zur Auswahl. Die Erste ist eine Hangrohrleitung. Sie wird bevorzugt aus Stahlrohren gefertigt und folgt im Längsschnitt der Hangneigung. Von oben betrachtet wird sie, wenn möglich, gerade ausgeführt. Diese Hangrohrleitungen können sowohl frei, wie in Abbildung 2.10 abgebildet, verlegt werden als auch mit einer Schicht Erde bedeckt sein. Der Vorteil der freien Verlegung liegt in der leichteren Überprüfbarkeit der Dichtheit des Rohrstranges. Aufgrund des fehlenden Schutzes gegen starke Temperaturschwankungen kommt es zu erheblichen Längsspannungen in den Leitungen, denen durch Dehnungs- und Ausgleichsglieder begegnet wird.



Abbildung 2.10: Hangrohrleitung des Pumpspeicherkraftwerkes Malta Hauptstufe (Verbund, 2012)

Sollte das Gelände den Bau einer Hangrohrleitung an der Oberfläche nicht zulassen oder es handelt sich um den Triebwasserweg für ein Kavernenkraftwerk, bei dem sämtliche Anlagenteile in Hohlräumen unter der Erdoberfläche untergebracht sind, so kommen Druckstollen zur Anwendung. Sie werden aufgrund der statischen Vorteile als auch wegen der geringen hydraulischen Reibung wie Druckrohrleitungen mit kreisförmigem Querschnitt gebaut. Dies erlaubt außerdem den Einsatz von Tunnelbohrmaschinen zu ihrem Vortrieb. Schwach geneigte und horizontale Teile des Triebwasserweges werden dabei als Druckstollen, stark geneigte und lotrechte Teile als Druckschacht bezeichnet. Um die Standfestigkeit dieser Wasserwege zu gewährleisten oder bei wasser-durchlässigem Gebirge die Dichtheit sicherzustellen und auch um die hydraulische Rauheit gering zu halten werden die Stollen noch mit einer aufwendigen Betonauskleidung versehen. In Skandinavien, wo man oft eine gute Felsqualität vorfindet, erübrigt sich nach dem Bohren eine weitere Behandlung der Schachtwandung.

2.3.3 Hydraulische Maschinen

Hydraulische Maschinen haben die Aufgabe die Energie eines strömenden Mediums zu erhöhen oder dieser Energie zu entziehen und in mechanische Energie umzuwandeln. Im Allgemeinen werden sie auch als Pumpen und Turbinen bezeichnet. Die für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer Fallhöhe in Frage kommenden Turbinen werden in Gleichdruckturbinen und Überdruckturbinen eingeteilt.

Bei Gleichdruckturbinen wird das Laufrad, abgesehen vom atmosphärischen Druck, druckfrei umströmt. Die in SKW und PSKW Anwendung findende Gleichdruckturbine ist die Pelton-turbine. Bei ihr werden nur einzelne Becher des Laufrades vom Wasser erfasst, was sich in Abbildung 2.12 erkennen lässt. Dabei ist darauf zu achten, dass das Laufrad nicht im Unterwasser wadet, woraus sich ein Leistungsverlust ergeben würde. Die Veränderung der Durchflussmenge erfolgt durch eine Düsen- und Strahlablenkerregelung. Das die Turbine beaufschlagende Wasser wird in einer Düse gebündelt, in der eine Nadel sitzt mit der die Wassermenge sehr genau geregelt werden kann. Da diese in der Düse sitzende Nadel nur langsam geschlossen werden kann, muss bei schnellen Regelvorgängen der Strahl teilweise abgelenkt oder vollständig umgelenkt werden, bis die Nadel folgen kann. Dieser Vorgang ist in Abbildung 2.11 veranschaulicht.

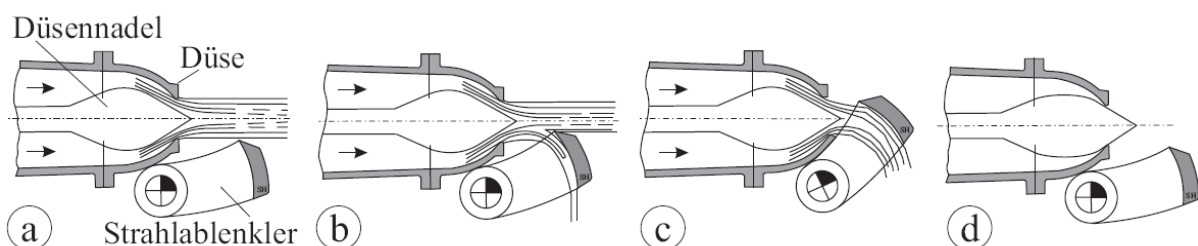


Abbildung 2.11: Regelung einer Pelton-turbine: a) voller Durchfluss; b) Strahlablenkung; c) Strahlumlenkung; d) geschlossene Düse (Mosonyi, 2009)

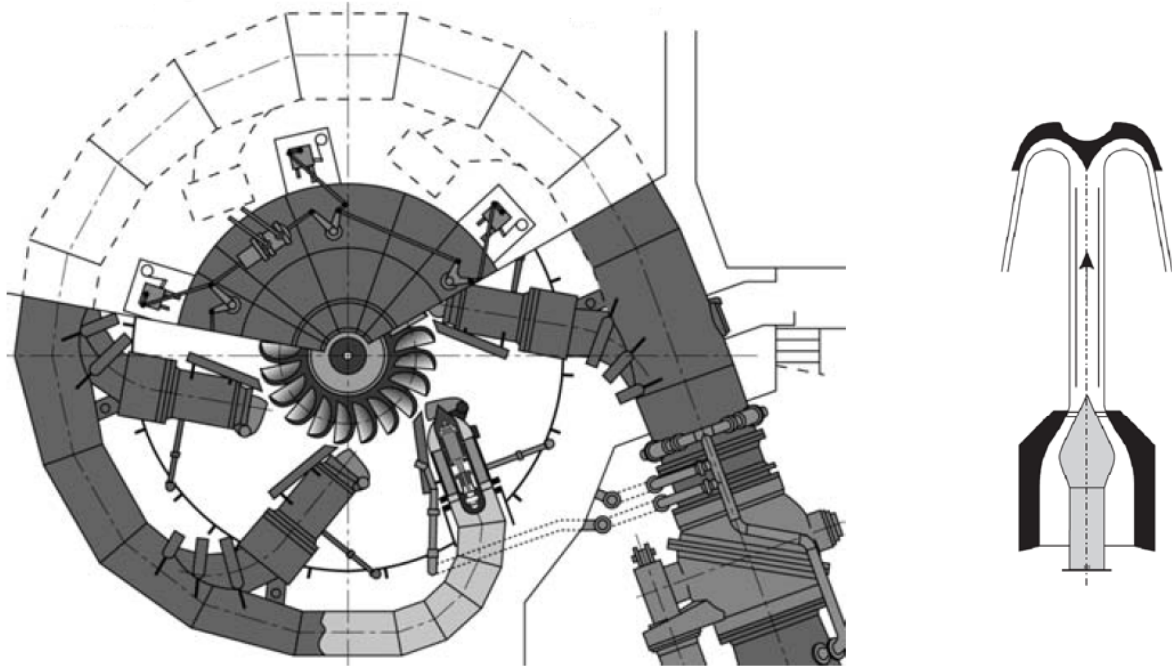


Abbildung 2.12: Sechsdüsige Pelton turbine und die Beaufschlagung eines Laufradbeckers
(Mosonyi, 2009)

Überdruckturbinen zu denen Francisturbinen als auch die in Niederdruckanlagen zum Einsatz kommenden Kaplan- und Propellerturbinen gehören, werden im Gegensatz zu Gleichdruckturbinen vollständig vom Arbeitsmedium umströmt und es kommt innerhalb des Laufrades, das von außen nach innen durchströmt wird, zu einem Druckabfall. Die Triebwasserzuführung erfolgt bei der Francisturbine durch ein Spiralgehäuse. Zwischen diesem und der Turbine sind neben der Statik dienenden Stützschaufeln die zu Regelung nötigen Leitschaufeln angeordnet. Durch die Leitschaufeln erhält das Wasser die gewünschte Geschwindigkeit und Richtung bevor es das Laufrad beaufschlagt. Außerdem kann durch sie die durchströmende Wassermenge verändert werden. Nach dem Laufrad ist das sogenannte Saugrohr angeordnet, in dem sich der Querschnitt langsam erweitert und dadurch die Geschwindigkeitsenergie, durch die Erhöhung des Querschnitts und die dadurch sich verringernde Strömungsgeschwindigkeit, zurückgewinnen lässt. Dargestellt ist dieser Aufbau in Abbildung 2.13. Da im sich aufweitenden Saugrohr der Druck abnimmt kann es zu Kavitation kommen. Darunter versteht man die Entstehung von Dampfblasen durch das Erreichen des Dampfdrucks von Wasser, die in Bereichen höherer Drücke wieder implodieren und sowohl Laufrad als auch Saugrohr schädigen können. Um dem entgegen zu wirken, wird die Turbine tiefer als der Wasserspiegel des Unterwasserbeckens angeordnet, da sich dadurch ein höherer Druck im Zulauf ergibt und die Entstehung von Dampfblasen und somit Kavitation verhindert wird (Mosonyi, 2009).

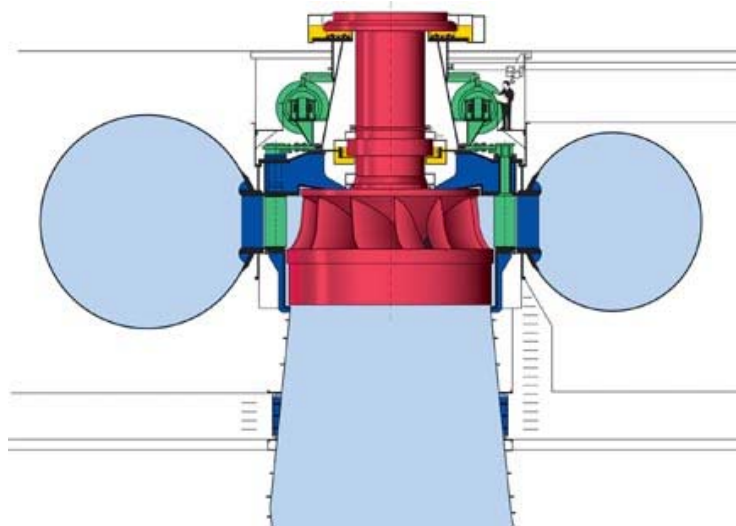


Abbildung 2.13: Francis-Turbine (Copyright: Voith Siemens, 2012)

Bezüglich des Einsatzbereichs überschneiden sich Pelton- und Francisturbine im Bereich von 200-750 m Fallhöhe. Wie in Abbildung 2.14 zu sehen, erreicht die Francisturbine bei einer Beaufschlagung mit 65-90 %igem Durchfluss einen Wirkungsgrad von 90-93%, die Pelton turbine hingegen einen um 2% niedrigeren Spitzenwirkungsgrad. Der Verlauf der Wirkungsgradkennlinie über den normierten Durchfluss ist jedoch bei der Pelton turbine wesentlich flacher, da sich die Eintrittsgeschwindigkeit des Wassers bei gleichbleibender Fallhöhe aber sich verändernden Durchfluss kaum und sich die kinetische Energie dadurch linear mit der Menge bzw. Masse an Wasser ändert. Aus diesem Grund ist die Pelton turbine bei häufig wechselnder Beaufschlagung oder oftmaliger Teilbeaufschlagung gegenüber der Francisturbine im Vorteil. Allerdings ist der benötigte Raum der Francisturbine bei gleicher Leistung geringer und es kommt zu keinem Fallhöhenverlust, da sie nicht wie ein Peltonlaufrad über dem Unterwasserspiegel angeordnet sein muss.

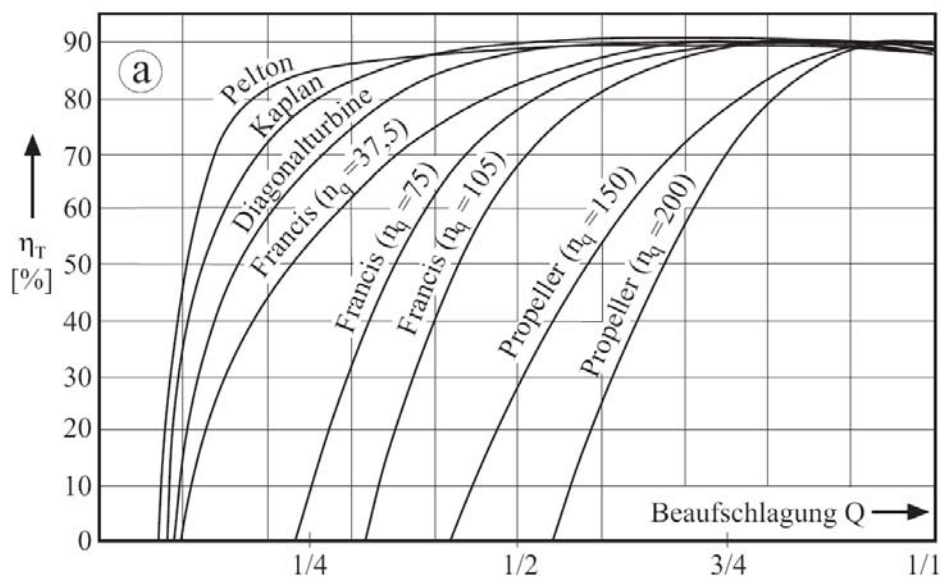


Abbildung 2.14: Wirkungsgradkennlinien von Turbinen (Mosonyi, 2009)

Wie der Name Pumpspeicherkraftwerk schon verrät kommen neben den Turbinen auch Pumpen zum Einsatz. Die verwendeten Pumpen gehören zur Kategorie der Kreiselpumpen und sind im Prinzip mit umgekehrter Drehrichtung betriebene Überdruckturbinen. Für die erforderlichen großen Förderhöhen werden langsam laufende Radialpumpen verwendet, deren Laufrad ähnlich dem der Francisturbine ist. Es besteht die Möglichkeit, dass Turbine und Generator sowie Pumpe und Motor zwei separate Maschinensätze bilden oder die Pumpe sitzt auf derselben Welle wie Turbine und Motorgenerator.

Im Fall des reinen Turbinenbetriebes ist es daher notwendig die Pumpe von der Welle mit Motorgenerator und Turbine zu entkoppeln. Diese Trennung erfolgt durch ausrückbare Kupplungen oder hydraulische Wandler. Im Falle einer nicht lösbaren Kupplung besteht die Notwendigkeit, das sich in der Pumpe befindliche Wasser mit Hilfe von Druckluft auszublansen, um einen Wirkungsgradverlust in Folge des hohen Widerstandes zu vermeiden. Soll wieder gepumpt werden, muss die Pumpe erst wieder mit Wasser geflutet werden, woraus sich lange Betriebsübergangszeiten ergeben.

Zur Reduktion der Kosten eines Pumpspeicherkraftwerkes wurden sogenannte reversible Wasserkraftmaschinen entwickelt, die in einer Drehrichtung als Turbine, in der anderen als Pumpe arbeiten. Da beim Wechsel von Pump- auf Turbinenbetrieb der Drehsinn gewechselt werden muss ergeben sich aufgrund des notwendigen Stillstandes wieder längere Umschaltzeiten, wie in Abbildung 2.15 veranschaulicht. Um diese Probleme auch bei Pumpspeicherkraftwerken mit nur einer hydraulischen Maschine zu vermeiden wurde die Isogyre-Pumpturbine entwickelt. In dieser Maschine sind innerhalb eines Spiralgehäuses zwei voneinander unabhängige Laufräder vereint, ein Turbinenrad und ein Pumpenrad, die jeweils optimal an ihren Betriebszustand angepasst sind. Wie in Abbildung 2.16 dargestellt, wird derjenige Teil der Pumpturbine der nicht in Betrieb ist durch einen Zylinderschütz vom Spiralgehäuse getrennt. Auf der Saugseite wird durch Druckluft der Wasserspiegel abgesenkt und durch eine Klappe vom Unterwasser getrennt.

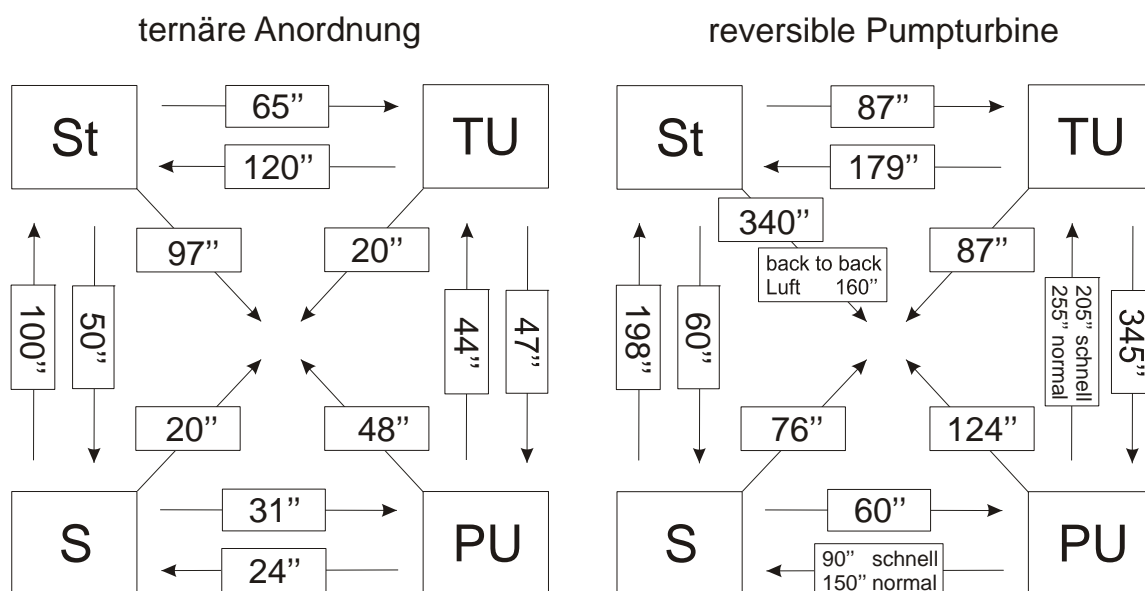


Abbildung 2.15: Übergangszeiten zwischen Betriebszuständen für ternäre Anordnung (Kops II) und reversible Pumpturbine (Dr. L. Heninger, 2009)

Mit:	St	Stillstand
	TU	Turbinenbetrieb
	PU	Pumpbetrieb
	S	Standby

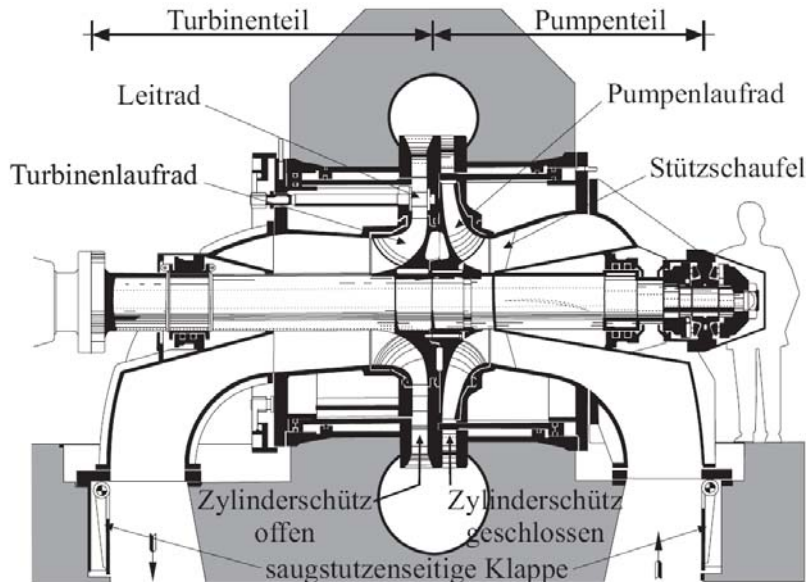


Abbildung 2.16: Isogyre-Pumpturbine im Turbinenbetrieb (Mosonyi, 2009)

2.3.4 Ausführung des Maschinenhauses

Das Krafthaus ist der Ort an dem die eigentliche Stromerzeugung stattfindet. Es kann als Freiluftkrafthaus als auch als Kavernenkrafthaus gestaltet sein und es finden sich darin die hydraulischen Maschinen, die dazugehörigen Generatoren und Motoren sowie Steuer- und Regelungseinrichtungen usw. Bei der Umsetzung eines Freiluftkrafthauses spielt vor allem die Einfügung in die Landschaft eine große Rolle, bei der hohe ästhetische Anforderungen gestellt werden. Wie bereits erwähnt spielen neben der maximalen Ausnutzung der Höhendifferenz zwischen Speicher und Krafthaus vor allem kurze Triebwasserwege bei der Standortwahl eine wichtige Rolle. Bei der Konzeption des Krafthauses sind wirtschaftliche Aspekte ausschlaggebend. Ausgehend vom Bautyp, der zur Ausführung kommt, kann mit der räumlichen Dimensionierung begonnen werden, die von der Anzahl und Anordnung der Maschinensätze abhängig ist. Entscheidet man sich für ein Kavernenkraftwerk, so fällt die Wahl der Anordnung der Maschinensätze meist auf die platzsparendste, die die Kaverne mit dem geringsten Ausbruchvolumen erfordert. Transformatoren und Hochspannungsschaltanlagen werden aus Kostengründen meist im Freien aufgestellt. Handelt es sich allerdings um ein Kavernenkraftwerk, so erfolgt die Unterbringung aus Sicherheitsgründen, welche die Brand- und Explosionsgefahr betreffen, wenn möglich in einer separaten Transformatorkaverne. In Abbildung 2.17 und Abbildung 2.18 ist sowohl die Anordnung des Maschinensatzes in der Maschinenkaverne als auch das Kavernensystem des Kraftwerks Kops II dargestellt.

Im Zentrum der Maschinenkaverne aus Abbildung 2.17 befindet sich der Maschinensatz mit stehender Welle. Eine stehende Welle hat bei Verwendung einer Gleichdruckturbine den Vorteil, dass sich die Turbine über dem Unterwasserspiegel des Kraftwerkes befindet, während für die am

untersten Ende der Welle angebrachte Pumpe ein ausreichender Druck von der Zulaufseite herrscht, sodass Kavitation vermieden wird. Zwischen diesen beiden hydraulischen Maschinen ist der Generator untergebracht. Durch den hydraulischen Wandler kann im Turbinenbetrieb die Pumpe, wie bereits erklärt, von Turbine und Generator entkoppelt werden. Auf der linken Seite der Abbildung der Maschinenkaverne befindet sich der Hochdruckteil der Wasserwege vom Speicher zum Kraftwerk auf der rechten Seite der Niederdruckteil in Richtung Unterwasserbecken.

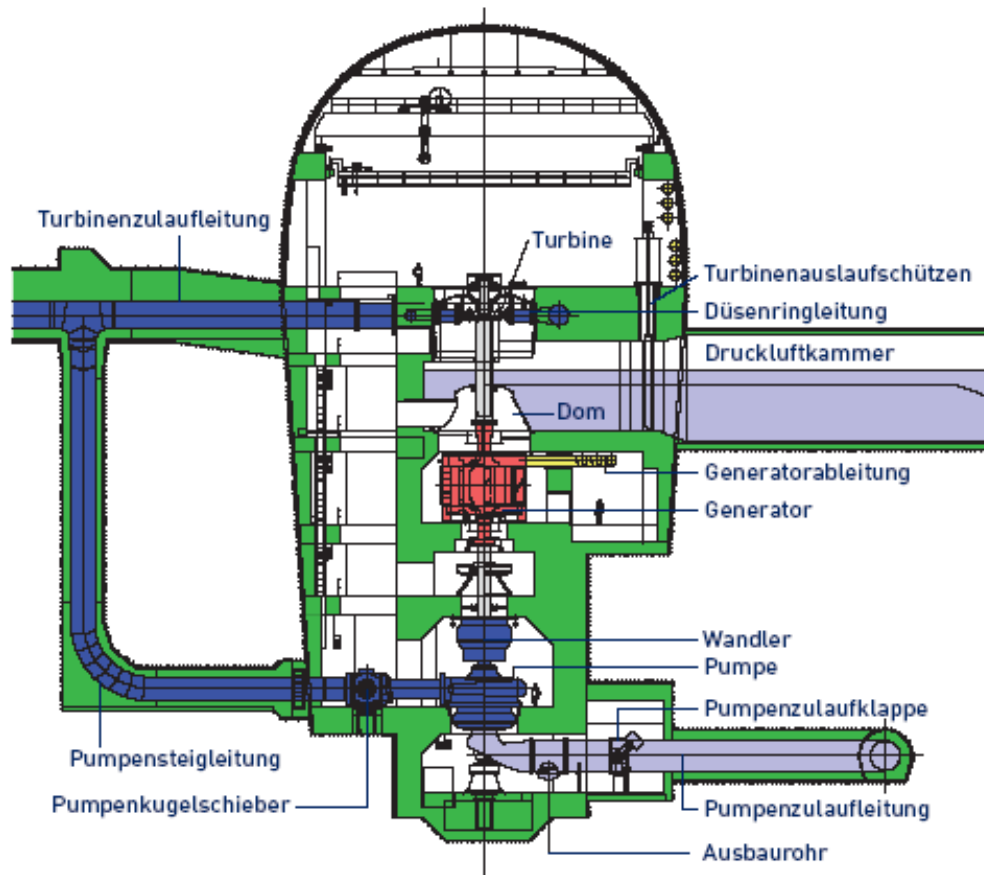


Abbildung 2.17: Maschinenkaverne Kops II (Vorarlberger Illwerke AG, 2012)

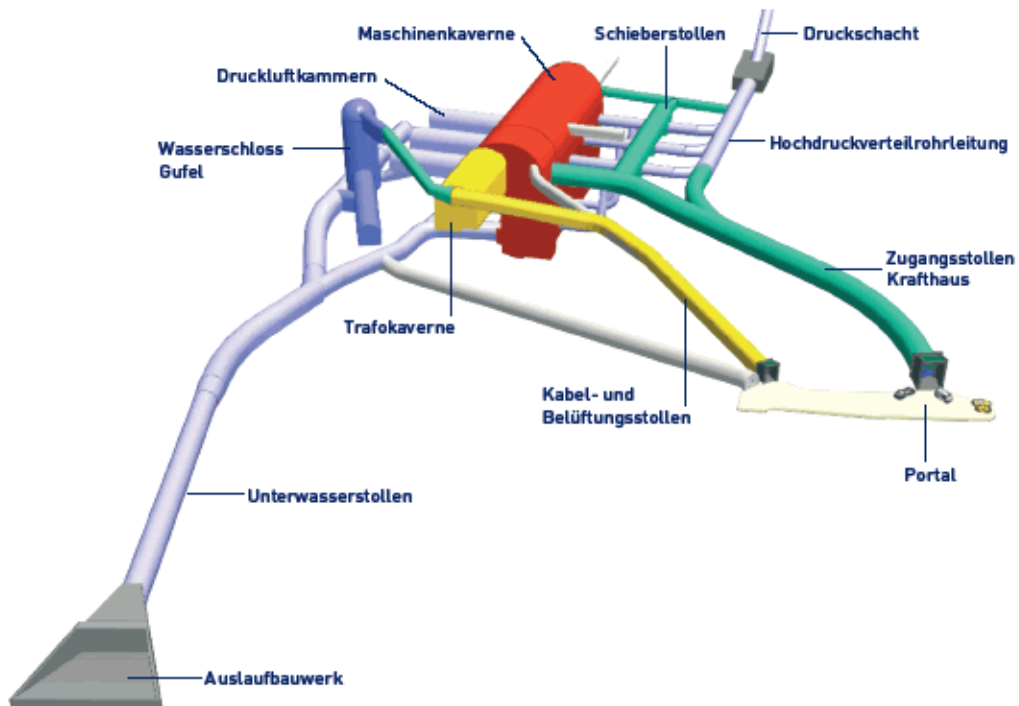


Abbildung 2.18: Kavernen- und Stollensystem des Kraftwerks Kops II (Vorarlberger Illwerke AG, 2012)

2.3.5 Hydraulischer Kurzschluss

Auf den letzten Seiten wurde näher auf die zur Anwendung kommenden hydraulischen Maschinen eingegangen und kurz auch deren Regelbarkeit erwähnt. Bei der Pelton-turbine erfolgt diese durch Düse und Strahlablenker, bei der Francisturbine durch Leitschaufeln. Auch bei Pumpen kann durch Veränderung der Drehzahl und der Schaufelstellung bei geringen Betriebskosten eine Regelung stattfinden. Soll jedoch eine sekundenschnelle Regelung über den gesamten Leistungsbereich des Pumpspeicherkraftwerks möglich sein, kommt die Betriebsart des hydraulischen Kurzschlusses zum Einsatz. Eine Voraussetzung für diesen Betrieb ist ein Maschinensatz mit getrenntem Pumpen- und Turbinenlaufrad, wobei die Pumpe nicht regelbar ausgeführt ist. Zudem sollten auch die Druckrohrleitungen, vor allem aber Abzweige im Druckrohrsystem so verlustarm wie möglich gestaltet sein.

Während des hydraulischen Kurzschlusses wird ständig ein Teil des gepumpten Wassers wieder über die Turbine dem Unterwasser zugeführt. Die resultierende Pumpleistung ergibt sich aus der konstanten Leistung der Pumpe, verringert um die momentane Erzeugung der Turbine. Der Einsatz von Pumpe und Turbine bei einem Leistungsüberschuss von 100 MW ist anhand eines Maschinensatzes des Pumpspeicherkraftwerks Kops II der Vorarlberger Illwerke AG in Abbildung 2.19 veranschaulicht.

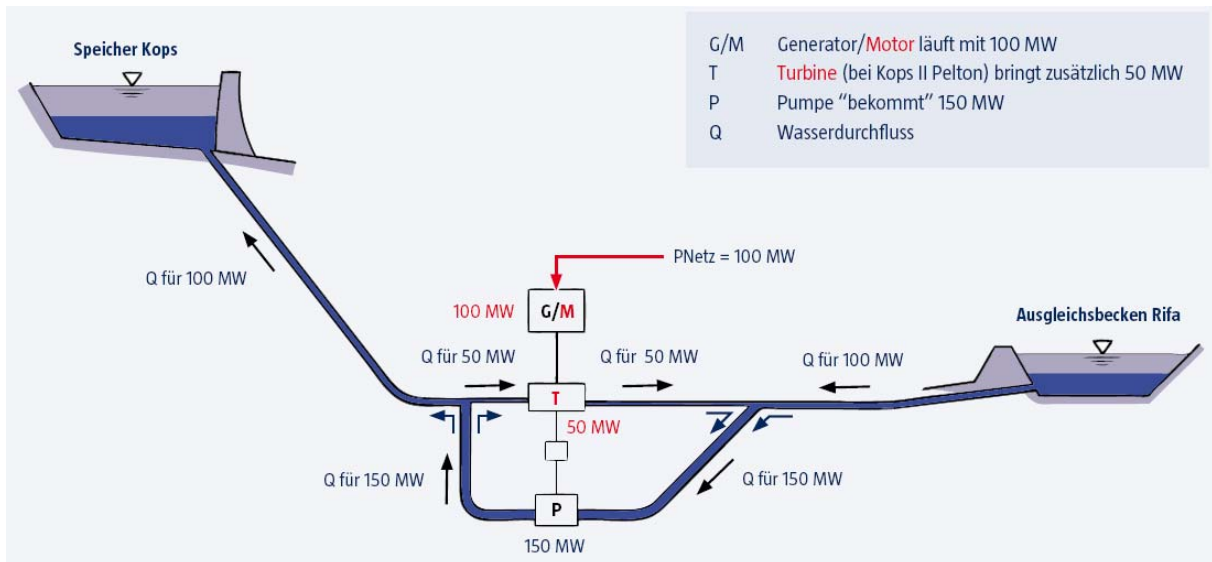


Abbildung 2.19: Prinzip des hydraulischen Kurzschluss (Vorarlberger Illwerke AG, 2012)

3 Allgemeines zur Speicherbewirtschaftung

In diesem Kapitel werden grundlegende Themen, wie die Lastdeckung im Netz, die Strompreisbildung an der Börse sowie spezielle Einsatzbereiche von Pumpspeicherkraftwerken erklärt, um den Einfluss des Einsatzes von Pumpspeicherkraftwerken im Energieversorgungssystem zu verstehen.

3.1 Strompreisbildung

Die Strompreisbildung bezieht sich auf das Zustandekommen des Preises für Energie an der Strombörse. Der Preis mit dem ein Stromerzeuger Energie an der Börse anbietet beträgt nur einen Teil der Stromerzeugungskosten.

$$K_a = K_L + K_A \quad 3.1$$

Die Stromerzeugungskosten K_a in €/a setzen sich aus fixen und variablen Kosten zusammen. Die fixen Kosten K_L werden auch als Leistungskosten bezeichnet, da sie bereits anfallen, wenn noch kein Strom erzeugt wird und der Kapitaleinsatz umso höher wird, je höher die installierte Leistung ist. Sie beinhalten auch Lohnkosten, Abschreibungskosten usw.

Die variablen Kosten K_A oder auch Arbeitskosten sind hingegen nur abhängig von der erzeugten Energiemenge. Der größte Anteil entfällt dabei auf die zum Einsatz kommenden Primärenergieträger. Zusätzlich zu den Brennstoffkosten fallen auch noch Instandhaltungskosten sowie Kosten für diverse Hilfsmittel an.

Diese variablen Kosten entsprechen den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung des jeweiligen Kraftwerks. Darunter versteht man diejenigen Kosten, die sich abhängig vom momentanen Betriebszustand des Kraftwerks ergeben würden, wenn eine zusätzliche Megawattstunde erzeugt wird. Betrachtet man die Kosten für die Erzeugung einer Megawattstunde an Energie, so bleiben die Arbeitskosten konstant, da für jede erzeugte MWh dieselbe Menge Brennstoff und dergleichen benötigt wird. Bei Fixkosten hingegen verhält es sich anders. Wird in einem Jahr nur eine Megawattstunde produziert so entfallen sämtliche jährliche Fixkosten auf diese eine MWh. Werden hingegen 1000 MWh erzeugt, so beläuft sich der Anteil der Fixkosten pro MWh auf 1/1000 der jährlich anfallenden Leistungskosten. Somit ist der Anteil an den Fixkosten, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, mit zunehmender Auslastung geringer (Dr.Jörg Borchert, 2008).

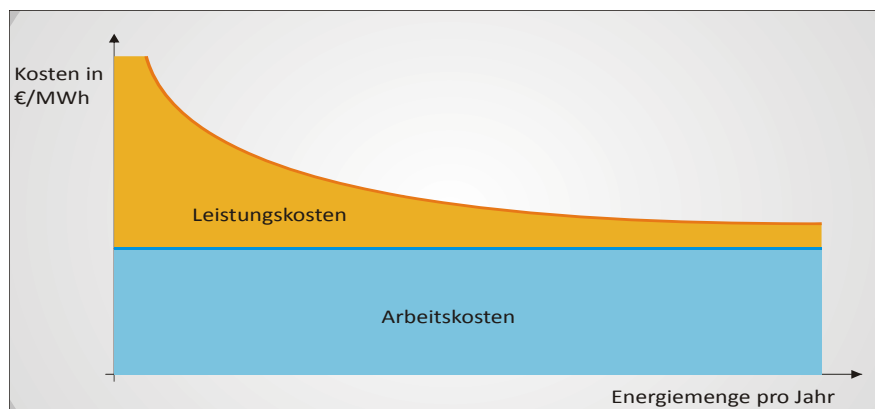


Abbildung 3.1: Fallender Anteil der leistungsbezogenen Kosten bei steigender Kraftwerksauslastung

Mit diesen Arbeitskosten oder kurzfristigen Grenzkosten bieten also die Stromerzeuger ihre Kraftwerksleistung an der Strombörse an. Alle angebotenen Kraftwerke bilden nach Höhe der Grenzkosten sortiert die Angebotskurve, auch Merit-Order genannt. Überlagert man dieser Angebotskurve die Nachfragekurve, wie in Abbildung 3.2 zu sehen, so bildet der Schnittpunkt der beiden Kurven den sogenannten Markträumungspreis. In Worten ausgedrückt entspricht der Marktpreis den Grenzkosten desjenigen Kraftwerks, welches gerade noch erforderlich ist, um die Stromnachfrage zu decken. Jedes Kraftwerk, welches unter dem momentanen Marktpreis anbietet, erwirtschaftet einen Deckungsbeitrag, der nach Möglichkeit die Fixkosten der Stromerzeugung decken soll, damit ein betriebswirtschaftlich sinnvoller Einsatz der Kraftwerke sicher gestellt ist (Dr.Jörg Borchert, 2008).

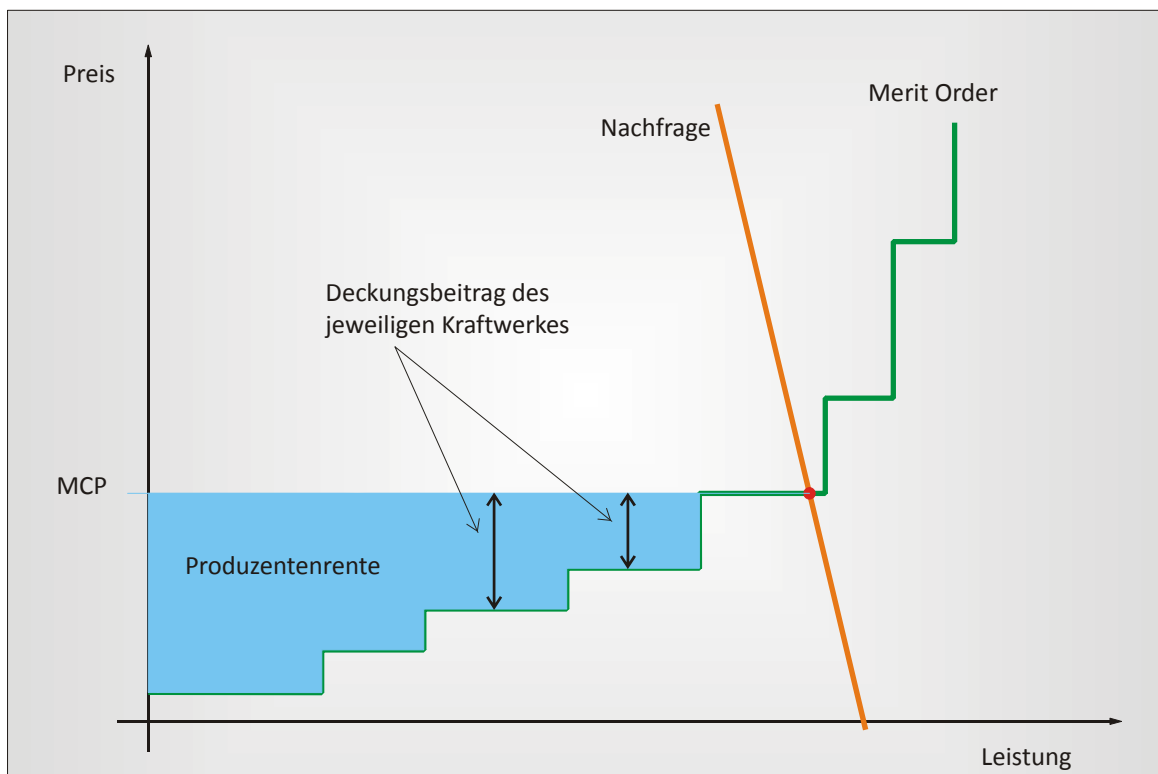


Abbildung 3.2: Erwirtschafteter Deckungsbeitrag

3.2 Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Netzlast

Der momentane Kraftwerkseinsatz ist von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen so vorzunehmen, dass die vorhandene Last zu jedem Zeitpunkt gedeckt ist. Das bedeutet, dass immer gleich viel elektrische Energie erzeugt werden muss, wie gerade verbraucht wird. Ist dies nicht der Fall und die Erzeugung ist größer als der Verbrauch, beginnt die Netzfrequenz zu steigen. Ist hingegen der Verbrauch größer als die zur Verfügung gestellte Energie, sinkt die Frequenz. Die Abweichung der Frequenz darf für Netzbenutzer nicht größer als 1%, d.h. $\pm 0,5$ Hz sein, um als verträglich angesehen zu werden (E-Control Austria, 2011).

Da thermische Kraftwerke aufgrund der großen Massen der Anlage, die erst auf die entsprechende Temperatur gebracht werden müssen, eine große thermische Trägheit und damit große Anfahrzeiten

sowie eine geringe Dynamik besitzen und der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken mit hohen Kosten einher geht, ist für einen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz eine möglichst exakte Lastprognose notwendig. Die Erfahrung hat gezeigt, dass sich die Lastkurven einzelner Tage stark ähneln. Deshalb bedient man sich der sogenannten Vergleichstagsmethode, bei der Informationen über den Lastverlauf vergangener Tage mit ähnlichen Einflussfaktoren, wie Wochentag, Temperatur, Witterung usw. herangezogen werden, um den zukünftigen Kraftwerkseinsatz so genau wie möglich zu planen (Schwab, 2012). In den folgenden zwei Abbildungen 3.3 und 3.4 sind die Lastgänge eines typischen Winter- und eines Sommertages dargestellt. Daraus erkennt man, dass es im Winter eine sehr ausgeprägte Abendspitze gibt, wohingegen Mittags- und Abendspitze im Sommer etwa gleich hoch sind. In beiden Lastgängen fällt um 22.00 Uhr eine kleine Lastspitze auf, die durch Rundsteueranlagen verursacht wird und bei der Einsatzplanung entsprechend berücksichtigt werden kann.

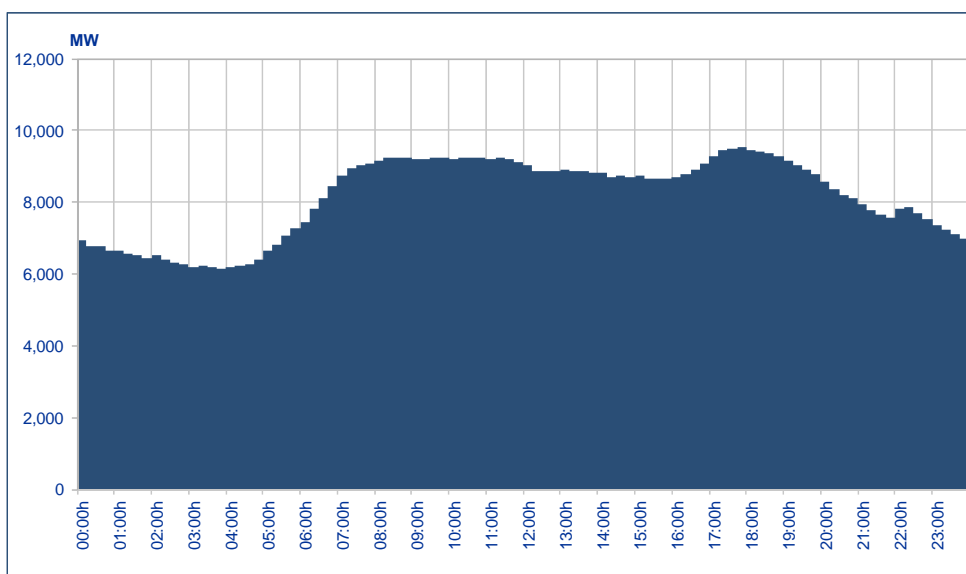


Abbildung 3.3: Tageslastgang vom 3. Mittwoch im Jänner 2011 (E-Control Austria, 2011)

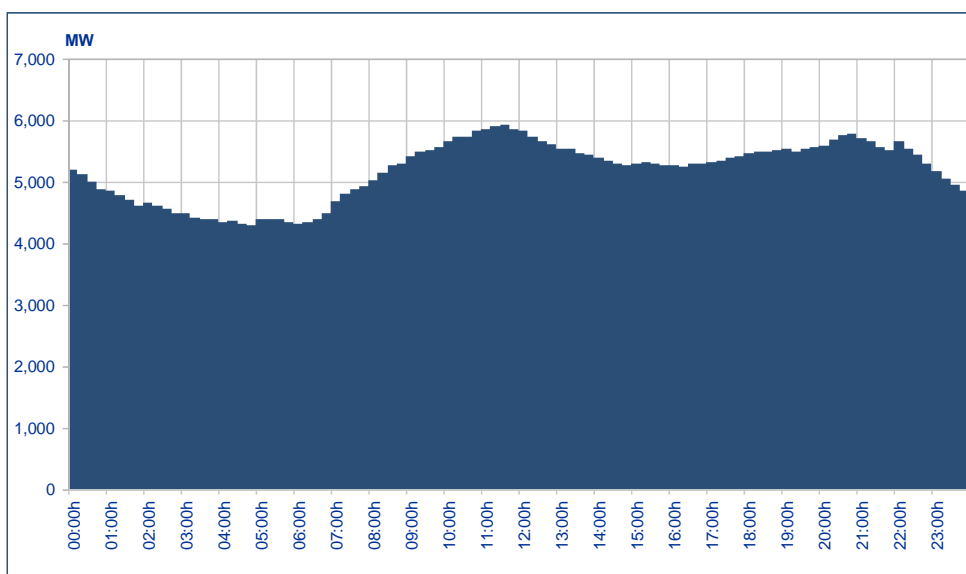


Abbildung 3.4: Tageslastgang vom 3. Mittwoch im August 2011 (E-Control Austria, 2011)

Als erstes werden zur Lastdeckung Kraftwerke mit geringen Brennstoffkosten herangezogen. Werden diese im Durchschnitt über 5000 h/a betrieben, so gehören sie zur Kategorie der Grundlastkraftwerke. Typischerweise fallen Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Laufwasserkraftwerke in diese Sparte. Sie haben zwar verhältnismäßig geringe oder wie beim Laufwasserkraftwerk keine Brennstoffkosten jedoch hohe Investitionskosten, aufgrund derer zwecks Amortisierung eine möglichst große Einsatzdauer während eines Jahres anzustreben ist (Tietz, 2006).

Kraftwerke, deren Einsatzdauer pro Jahr unter 5500 Stunden liegt, werden als Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bezeichnet. Zu den Mittellastkraftwerken gehören vor allem Steinkohle und Gaskraftwerke. Ihre Brennstoffkosten sind bereits höher als bei Grundlastkraftwerken, weshalb sie seltener eingesetzt werden. Die kurzzeitig auftretenden Lastspitzen werden von Kraftwerken mit hoher Dynamik gedeckt. Sie werden Spitzenlastkraftwerke genannt und können innerhalb kurzer Zeit in Betrieb gehen und schnellen Laständerungen rasch folgen. Verbreitete Spitzenlastkraftwerke sind Gasturbinenkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Da sie nur bis ca. 1500 Stunden pro Jahr in Betrieb sind, werden ihre hohen Brennstoffkosten (Erdgas und Pumpenergie) in Kauf genommen. Ölkraftwerke besitzen keine hohe Dynamik, wie Gasturbinen oder Pumpspeicherkraftwerke, kommen aber aufgrund ihrer hohen Kosten nur zur Spitzenlastdeckung zum Einsatz. Der Einsatz der Kategorien Grundlastkraftwerk, Mittellastkraftwerk und Spitzenlastkraftwerk während eines Tages im Sommer und im Winter ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

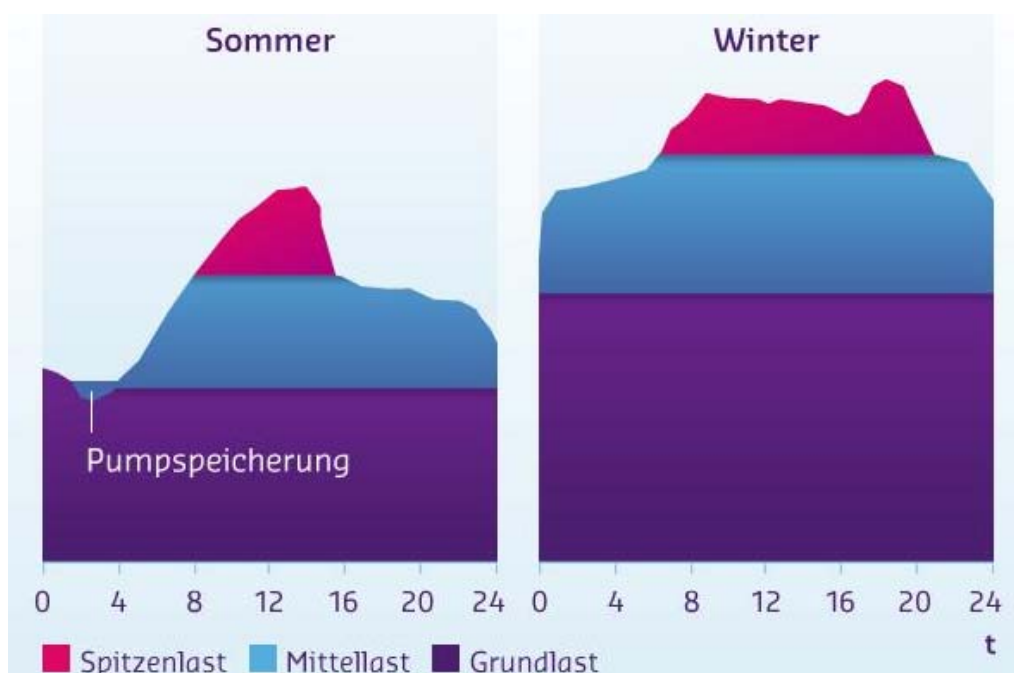


Abbildung 3.5: Grundlast, Mittellast und Spitzenlast (Amprion GmbH, 2009)

3.3 Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken

Die Fähigkeiten eines Pumpspeicherkraftwerkes werden aber nicht nur zur Deckung von Spitzenlast herangezogen. In den nächsten Unterkapiteln werden weitere Einsatzmöglichkeiten, wie die Lastglättung, die Bereitstellung von Regelenergie, die Spannungshaltung im Netz sowie die Schwarzstartfähigkeit näher erläutert.

3.3.1 Lastglättung und Ausgleich der Einspeisung erneuerbarer Energien

Bei der Lastglättung arbeitet das PSKW im Wälzbetrieb. Das bedeutet, Überschussleistung aus dem Grundlastbereich wird verwendet, um mit Hilfe der Pumpen Wasser im Oberbecken zu speichern. Dadurch ist es möglich Grundlastkraftwerke auch in Zeiten geringer Nachfrage mit voller Leistung zu betreiben. In Zeiten hoher Nachfrage wird die gespeicherte Energie durch das PSKW im Einsatz als Spitzenlastkraftwerk wieder turbinieren. Voraussetzung für diese Zwischenspeicherung ist natürlich ein ausreichender Preisunterschied zwischen Pumpstrom und Spitzenstrom, der zumindest die Verluste bei der Umwälzung decken soll, da mehr Pumpstrom eingekauft werden muss als zu einem späteren Zeitpunkt mit der gepumpten Wassermenge wieder erzeugt werden kann. Da hier, wie in Abbildung 3.6 zu sehen, billiger Strom aus Grundlastkraftwerken in wertvollen Strom zu Spitzenlastzeiten umgewandelt wird, spricht man auch von Energieveredelung.

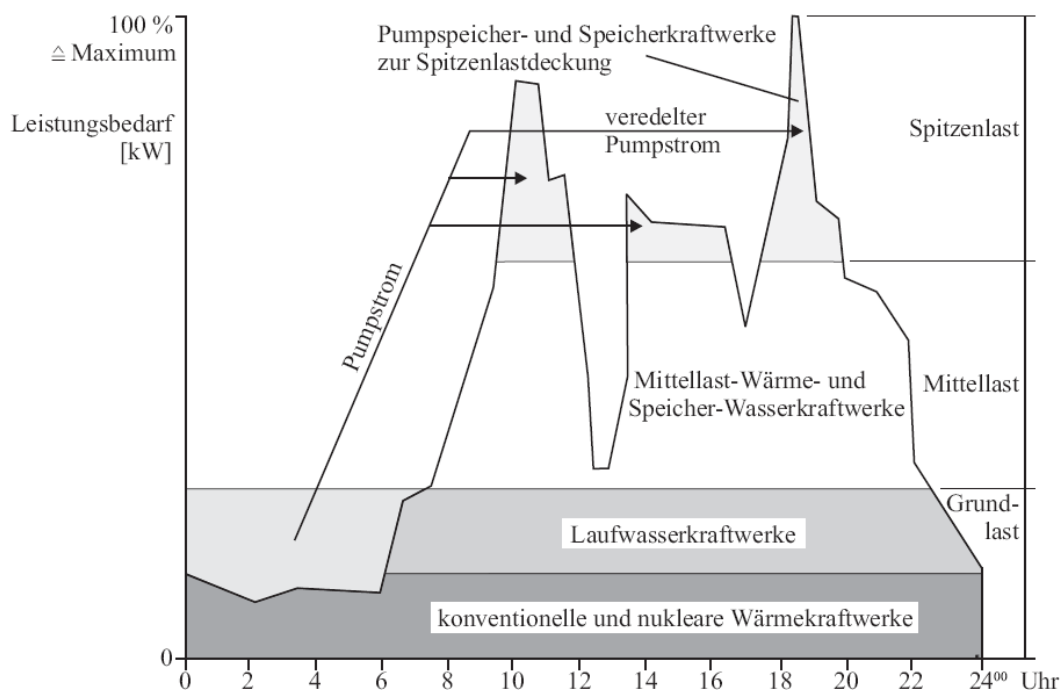


Abbildung 3.6: Lastglättung durch Pumpspeicher (Mosonyi, 2009)

In einem genügend großen Kraftwerkspark können durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken auch die Betriebskosten der Energieerzeugung verringert werden. In Zeiten geringer Nachfrage sind aufgrund des Einsatzes von Grund- und Mittellastkraftwerken die Kosten der Stromerzeugung gering. Zur sicheren Lastdeckung bei hoher Nachfrage kommen kurzzeitig teure Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz. Im Gegensatz zu Grund- und Mittellastkraftwerken haben diese eine viel geringere Auslastung und höhere Grenzkosten bei der Stromerzeugung. Durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken ist es möglich die Preisdifferenz zwischen Grundlast und Spitzenlast, wie in Abbildung 3.7 veranschaulicht, zu verkleinern und in nachfrageschwachen Zeiten eine kostenintensive Drosselung der Grund- und Mittellastkraftwerke zu vermeiden. Die beiden äußersten markierten Punkte in der folgenden dargestellten Merit-Order markieren die Extrema des Lastganges während eines betrachteten Zeitraumes. Die beiden mittleren Markierungen kennzeichnen die Extrema des Lastganges, die durch Lastveredelung mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken erreicht werden. Zu

erkennen sind auch wesentlich geringer ausfallende Preisschwankungen während des betrachteten Zeitraums. Diese Kostenreduktion durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken gilt jedoch nur, insofern die PSKW-Betreiber knapp unter dem Markträumungspreis anbieten und so die Möglichkeit haben den Preis zu beeinflussen.

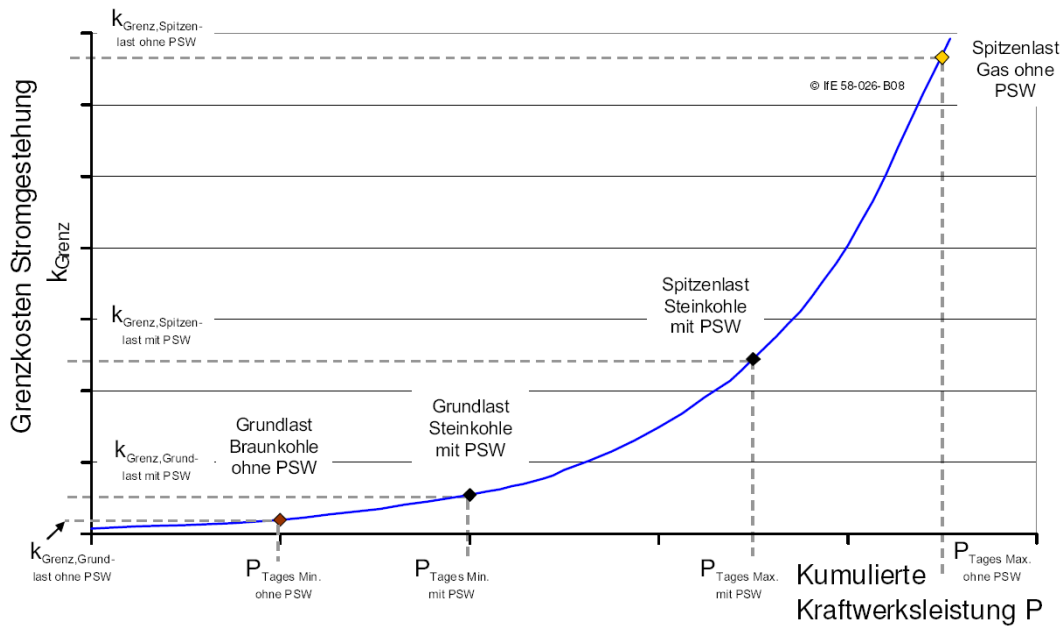


Abbildung 3.7: Kostenreduktion durch Pumpspeichereinsatz (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008)

Die Fähigkeit der Lastglättung kommt auch bei der Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem zum Tragen. Die Erzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind vom Dargebot des entsprechenden Energieträgers abhängig und können daher nicht wie konventionelle Kraftwerke im klassischen Sinn gesteuert werden. Aus diesem Grund kann ihre Einspeisung stark schwanken, was durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen werden kann. Voraussetzung dafür sind eine ausreichende Übertragungskapazität des Netzes sowie ausreichende Kapazitäten an Pumpspeicherkraftwerken zur Speicherung. Auch in Zeiten geringer Nachfrage und gleichzeitig großem Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien kommen Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz. Aus Gründen der Stabilität des Netzes muss ein bestimmter Anteil an Grundlastkraftwerken betrieben werden, um einen spontanen Rückgang der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleichen zu können. Diese fahren zwar mit reduzierter Leistung, jedoch kann beispielsweise bei starkem Wind das Angebot an Energie die Nachfrage übersteigen. Dieses Überangebot kann bei entsprechenden Kapazitäten, durch den Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken aufgenommen werden, da durch den Betrieb der Pumpen Last generiert und ein Anstieg der Netzfrequenz verhindert wird (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008). Insbesondere kann beispielsweise gewonnene Energie aus Photovoltaikanlagen, die im Sommer am meisten Energie erzeugen, in Saisonspeichern zwischengespeichert werden, um in Zeiten höheren Bedarfs, zum Beispiel im Winter zur Verfügung zu stehen.

3.3.2 Bereitstellung von Regellenergie

Zur Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität gehört es laut technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen der Energie-Control Austria auch die Netzfrequenz im Normalbetrieb in einem engen Band von 50 Hz \pm 60 mHz zu halten. Kommt es jedoch zu einer unvorhergesehenen Laständerung, so geht damit aufgrund des Mangels oder Überschusses an Wirkleistung eine Frequenzänderung einher. Der Zusammenhang zwischen Frequenzänderung bei entsprechender Leistungsänderung ergibt sich aus Formel 3.2. λ ist die Leistungszahl des Kraftwerksparks, die sich aus der Summe der einzelnen Leistungszahlen der Kraftwerke mit Primärregler ergibt. Der Primärregler dieser Kraftwerke verhält sich wie ein Proportionalregler mit Verstärkung $1/(\omega\sigma)$ (Herwig Renner, 2008):

$$\lambda = -\frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{1}{\sigma} \frac{P_n}{f_n} \quad 3.2$$

$$\sigma = -\frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n}$$

mit:	λ	Leistungszahl in <i>MW/Hz</i>
	ΔP	Leistungsänderung in <i>MW</i>
	Δf	Frequenzänderung in <i>Hz</i>
	σ	Kraftwerksstatik
	P_n	Nennleistung in <i>MW</i>
	f_n	Nennfrequenz in <i>Hz</i>

Unterschreitet bzw. überschreitet die Frequenz den Wert von 47,5 Hz bei Unterfrequenz oder 51,5 Hz bei Überfrequenz, so werden die Grenzen des kritischen Netzbetriebes überschritten und es kommt zur automatischen Abschaltung von Erzeugungsanlagen und zu Lastabwürfen. Es werden jedoch bereits bei wesentlich geringeren Abweichungen von der Nennfrequenz Maßnahmen zum Ausgleich eingeleitet (E-Control Austria, 2011).

Im Fall einer großen Lastschwankung erfolgt der Ausgleich dieses Leistungsüberschusses oder auch Leistungsdefizits in drei Schritten. Welche Regelmechanismen dabei wann und wo zum Einsatz kommen ist in Abbildung 3.8 veranschaulicht. In weiterer Folge werden diese genauer erklärt.

Damit das Verbundnetz leichter kontrolliert werden kann, ist es aus vielen kleineren Bereichen zusammengesetzt, die Regelzonen genannt werden. Jede dieser Regelzonen wird für sich selbst betrieben und der Regelzonenführer sorgt dafür, dass über die Grenze der Regelzone hinaus nur Energieaustausch zur Einhaltung von Stromlieferverträgen stattfindet. Ein erster Leistungsausgleich erfolgt bei einer unvorhergesehenen Lastschwankung durch die Primärregelung. Diese Primärregelleistung wird von allen Regelzonenführern im europäischen Verbundnetz nahezu unverzögert zur Verfügung gestellt und ihre Höhe ist durch eine gemeinsam beschlossene Formel auf Basis der Erzeugungsmenge festgelegt. Der Anteil einer Regelzone an der im gesamten ENTSO-E Netz

vorzuhaltenden Primärregelleistung von ± 3000 MW berechnet sich aus folgender Formel (ENTSO-E, 2004):

$$C_i = \frac{E_i}{E_u}$$

mit: C_i Beteiligungsfaktor der Regelzone i an der Primärregelung
 E_i gesamte elektrische Energieerzeugung in Regelzone i (inklusive Im- und Exporte)
 E_u gesamte Erzeugung im Synchronen Netz der ENTSO-E

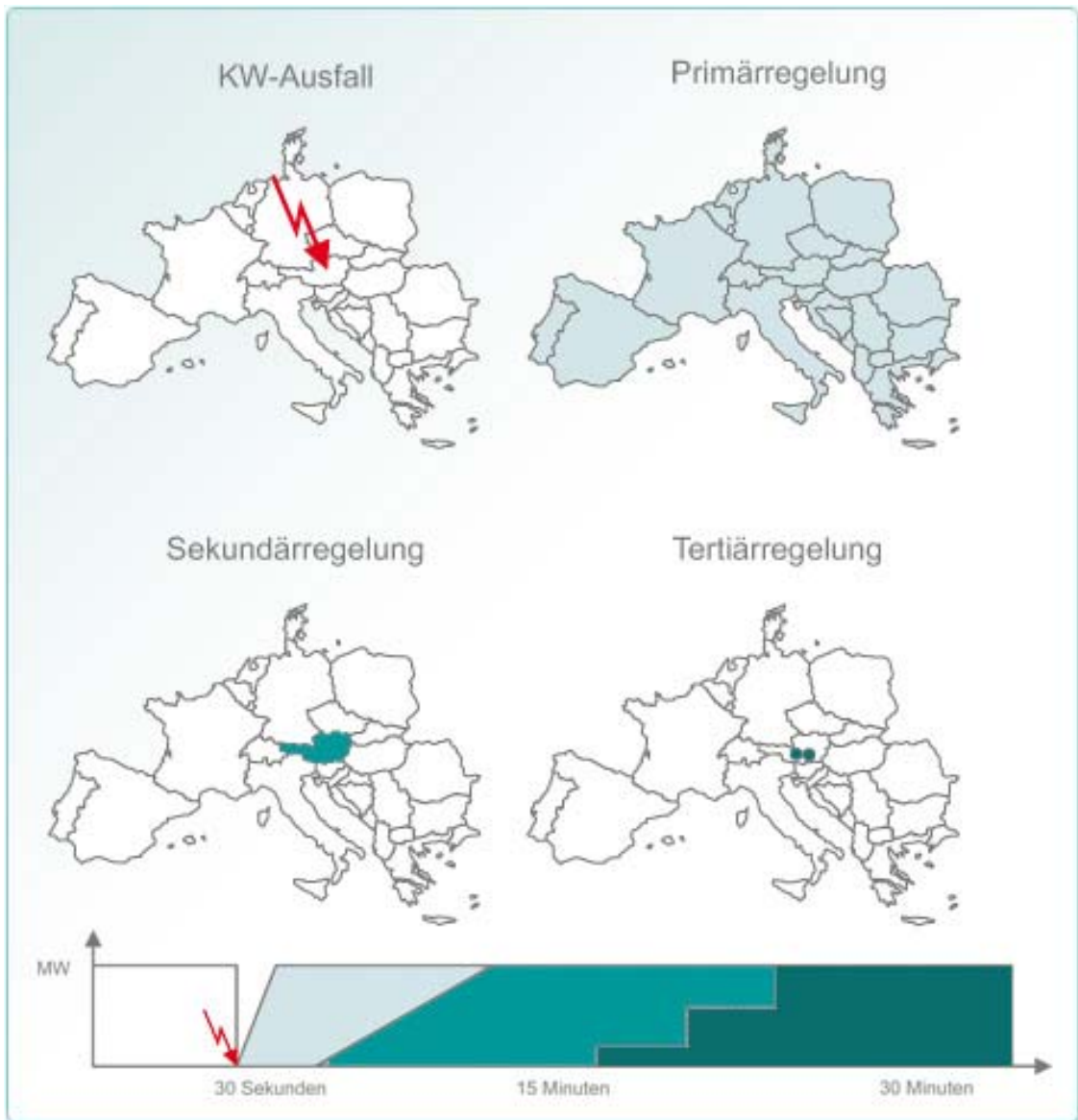


Abbildung 3.8: Leistungs-Frequenz-Regelung (E-Control Austria, 2009)

Grundsätzlich kann jedes Kraftwerk Primärregelleistung liefern, das mit einem geeigneten Turbinenregler ausgestattet ist. Bei kurzen Schwankungen reicht für eine Stabilisierung des Systems die Primärregelung aus, bei einem länger andauernden Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und

Verbrauch muss sie jedoch bis zu 30 Sekunden nach Störungseintritt in vollem Umfang zur Verfügung stehen und wird danach fließend von der Sekundärregelung abgelöst. (E-Control Austria, 2009)

Die Leistung für die Sekundärregelung stammt nur mehr aus Kraftwerken innerhalb der Regelzone, in der der Grund für die Störung lokalisiert wurde. Da sie bereits 30 Sekunden nach Eintritt der Störung bereitgestellt werden muss, eignen sich zur Sekundärregelung nur Kraftwerke, die eine sehr kurze Aktivierungszeit und eine sehr hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit besitzen. Zu diesen Kraftwerken zählen vor allem Speicher- und Gasturbinenkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke, die neben positiver auch negative Regelleistung durch anlaufen der Pumpen bereitstellen können. Bei einer Leistungsabweichung mit einer Zeitdauer von mehr als 15 Minuten erfolgt eine gegebenenfalls schrittweise Ablösung der Sekundärregelung durch die Tertiärregelung. Es kann bis zu 15 Minuten dauern, bis das Sekundärregelband wieder in seinem gesamten Leistungsumfang zur Verfügung steht, während die Zeit, für die die Tertiärregelung eingesetzt wird, nicht genau bestimmt ist. (E-Control Austria, 2009). Der Vorteil dieser Regelung in drei Stufen ist die schnelle Reaktion, da sich die unerwartete Lastdifferenz auf alle Regelzonen aufteilt und es leichter ist, einen kleinen Anteil an der Regelleistung schnell zur Verfügung zu stellen und die schnellen Kraftwerke für die Sekundärregelung Zeit bekommen, um ihre Erzeugung anzupassen. Außerdem ist es nach Ablöse der Primärregelung durch die Sekundärregelung und der Sekundärregelung durch die Tertiärregelung, den ersten beiden Stufen möglich auf eine erneute Lastschwankung zu reagieren.

3.3.3 Spannungshaltung und Blindleistungsregelung

Da das Verbraucherverhalten im Netz nicht konstant ist und immer wieder Schalthandlungen durchgeführt werden, die zu Lade- und Ausgleichsvorgängen an Leitungen führen, sind Spannungsschwankungen unvermeidbar. Damit die Netzspannung in einem engen Toleranzband gehalten werden kann und um eine hohe Spannungsqualität, die von langsamen und schnellen Spannungsänderungen, von der Frequenz, von Unsymmetrien, der Spannungsform und Spannungseinbrüchen usw. abhängt, zu garantieren, ist es notwendig den Blindleistungshaushalt des Übertragungsnetzes ausgeglichen zu halten. Wird zusätzliche Blindleistung in das Netz eingespeist bzw. eine kapazitive Last zugeschaltet, so steigt am Netzknoten, an dem eingespeist wird die Spannung. Wird die Blindleistungseinspeisung verringert oder gar Blindleistung aus dem Netz bezogen, so senkt sich die Spannung. Aus diesem Grund ist auch bei Blindleistung ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf wichtig (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008). Veranschaulicht sind die Auswirkungen zusätzlicher induktiver und kapazitiver Last in den Abbildungen 3.10 und 3.11 anhand einer leerlaufenden Synchronmaschine, deren vereinfachtes Ersatzschaltbild in Abbildung 3.9 dargestellt ist, an die eine Blindlast zugeschaltet wird. Um die Klemmenspannung U der Synchronmaschine konstant zu halten, wird entsprechend die Polradspannung E_p angepasst. Bei I handelt es sich um den fließenden Strom, bei X_d um die synchrone Längsreaktanz der Synchronmaschine (Crastan, 2012).

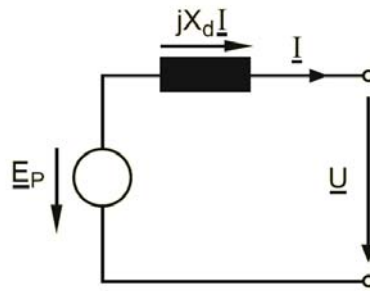


Abbildung 3.9: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Vollpol-Synchrongenerators (Schwab, 2012)

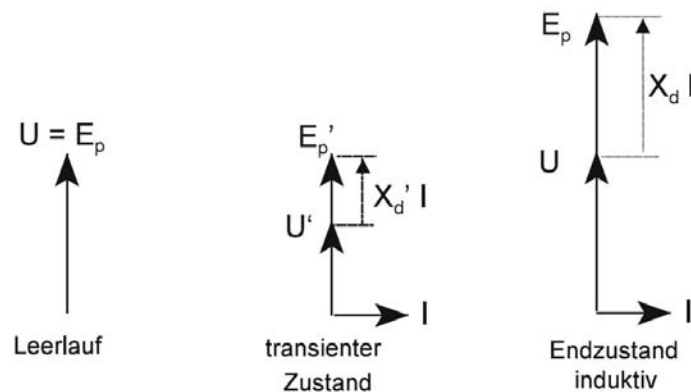


Abbildung 3.10: Zuschalten einer induktiven Last ab Leerlauf (Crastan, 2012)

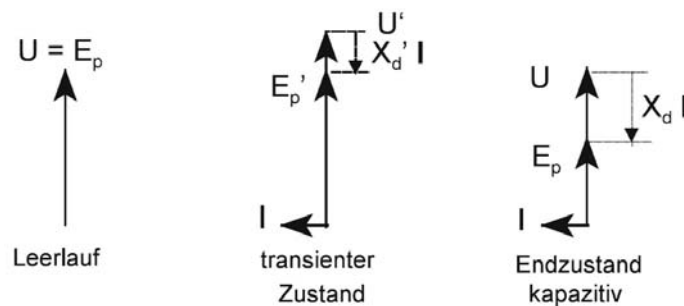


Abbildung 3.11: Zuschalten einer kapazitiven Last ab Leerlauf (Crastan, 2012)

Aufgrund dieser Auswirkungen von Blindlastschwankungen auf die Spannungshöhe in den entsprechenden Netzknoten ist auch bei der Blindleistungsbereitstellung auf ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf zu achten.

Wie viel Blindleistung erzeugt oder verbraucht wird, wird durch den Leistungsfaktor $\cos \varphi$ ausgedrückt. Er bewegt sich zwischen 0 und 1, wobei 0 reine Blindleistung- und 1 reine Wirkleistung bedeutet und errechnet sich aus dem Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008).

Die Anpassung der Polradspannung, um die Klemmenspannung konstant zu halten, erfolgt über die Erregung des Generators, da die Spannung am Polrad linear vom Erregerstrom abhängig ist. Um Blindleistung in das Netz liefern zu können, muss im Gegensatz zur reinen Wirkleistungslieferung der

Erregerstrom erhöht werden. Dieser Betriebszustand des Generators wird auch als übererregt bezeichnet und die Synchronmaschine wirkt wie eine zusätzliche Kapazität im Netz. Für die Aufnahme von Blindleistung aus dem Netz muss der Generator hingegen untererregt betrieben werden, wodurch er wie eine zusätzliche Induktivität wirkt (Crastan, 2012).

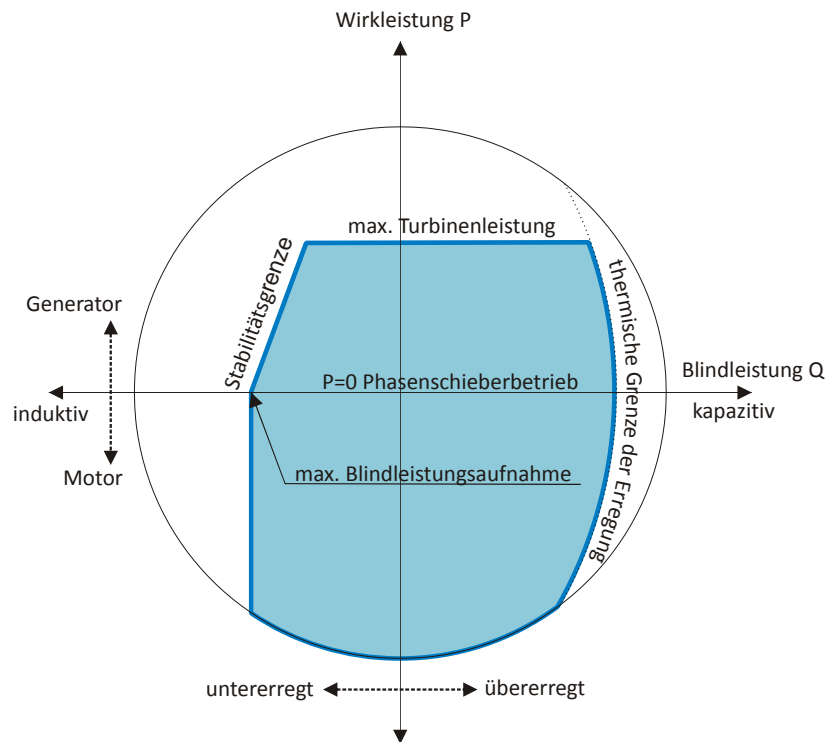


Abbildung 3.12: vereinfachtes Leistungsdiagramm der Synchronmaschine(eigene Darstellung auf Basis von (Crastan, 2012))

Grundsätzlich ist die maximale Abgabe von Wirk- und Blindleistung durch die Scheinleistung der Synchronmaschine bestimmt. Der Zusammenhang zwischen Schein-, Wirk- und Blindleistung ergibt sich aus folgender Formel:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Wobei: S Scheinleistung in VA
 P Wirkleistung in W
 Q Blindleistung in VAR

In Abbildung 3.12 ist die Scheinleistung als Kreis dargestellt. Die Synchronmaschine in einem PSKW mit hydraulischem Kurzschluss kann, innerhalb des blau markierten Betriebsbereiches, gleitend vom Generator- in den Motorbetrieb übergehen. Begrenzt wird dieser Bereich im Generatorbetrieb bei der Aufnahme von Blindleistung aus dem Netz durch die Stabilitätsgrenze der Synchronmaschine, die durch den maximal zulässigen Polradwinkel beschrieben wird, bei dessen Überschreitung die Maschine außer Tritt fallen würde. Die Abgabe von Blindleistung an das Netz ist durch den höchst zulässigen Erregerstrom und die Erzeugung von Wirkleistung durch die maximale Leistung der Turbine eingeschränkt (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008).

Wird der Motorgenerator von den hydraulischen Maschinen entkoppelt bzw. befindet er sich im Leerlauf und es wird keine Wirkleistung aufgenommen oder abgegeben, so kann er auch als Phasenschieber arbeiten und wirkt dabei als stufenlos verstellbare Spule oder stufenlos verstellbarer Kondensator zum Ausgleich der Phasenverschiebung im Netz (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008).

3.3.4 Schwarzstartfähigkeit und Netzwiederaufbau

Kommt es aufgrund von höherer Gewalt, wie einem Unwetter, wegen mangelnder Blindleistungsbereitstellung oder einem unvorhergesehenen Ausfall eines großen Kraftwerksblocks trotz aller Vorsichtsmaßnahmen zu einem großräumigen Ausfall des Netzes, so ist es zur bestmöglichen Vermeidung großer volkswirtschaftlicher Schäden notwendig, das Netz so schnell wie nur möglich wieder aufzubauen. Der volkswirtschaftliche Schaden eines einstündigen Stromausfalls in Österreich, an einem Wochentag, wird vom Institut für Höhere Studien Kärnten mit etwa € 60 Mio. angegeben (Bliem, 2005).

Kommt es durch das Überschreiten des zulässigen Toleranzbandes für Frequenz oder Spannung, so sollen sich Kraftwerke nach Möglichkeit im Eigenbedarf abfangen, das bedeutet die Kraftwerke trennen sich zur Vermeidung eines Totalausfalles der Erzeugungsanlagen vom Netz und decken nur noch ihren Eigenbedarf. Sofern diese Kraftwerke eine entsprechende Regelfähigkeit besitzen, auf die später in diesem Unterkapitel eingegangen wird, kann von ihnen aus der Wiederaufbau des Netzes erfolgen. Ist das jedoch nicht der Fall, so muss von einem Kraftwerk ausgegangen werden, das ohne externe Vorgabe von Frequenz und Spannung in den Leerlauf hochfahren kann. Kraftwerke die diese Eigenschaft besitzen, werden schwarzstartfähig genannt. Prinzipiell wäre es denkbar alle Kraftwerke schwarzstartfähig zu machen, jedoch wäre dies aus ökonomischer und technischer Sicht nicht sinnvoll, da beim Netzwiederaufbau nicht alle Erzeugungseinheiten gleichzeitig zugeschaltet werden, können da auch eine entsprechende Last erst schrittweise aufgebaut wird (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008).

Kam es zu einem Totalausfall des Netzes und alle benachbarten Netze sind ebenfalls ausgefallen, so werden ausgehend von schwarzstartfähigen Kraftwerken Inselnetze wieder aufgebaut die danach synchronisiert und wieder miteinander gekoppelt werden. Die Wiederherstellung des Netzes aus dieser Ausgangslage gestaltet sich als besonders schwierig, da die ständige Einhaltung der Systemgrenzen eine große Herausforderung darstellt.

Der Aufbau eines solchen Inselnetzes geht folgendermaßen vor sich. Als erstes wird ein schwarzstartfähiges Kraftwerk im Leerlauf hochgefahren. Ausgehend von diesem werden Leitungen zu anderen Kraftwerken elektrifiziert, um weitere Kraftwerke neu zu starten. Bereits bei der Elektrifizierung von Leitungen werden hohe Ansprüche an die Blindleistungsbereitstellung und Spannungsregelung des Kraftwerkes gestellt, da leerlaufende Leitungen sich kapazitiv verhalten und erst geladen werden müssen. Das schwarzstartfähige Kraftwerk muss daher in der Lage sein diese hohen Ladeströme auch liefern zu können. Infolge dieser Ladungsvorgänge kann es auch zu hohen Spannungen am Ende der Leitung kommen. Trotzdem dürfen die entsprechenden Grenzwerte für die Spannung an beiden Enden der Leitung nicht überschritten werden (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008).

Konnte durch die Inbetriebnahme weiterer Kraftwerke die Schwungmasse des Netzes erhöht werden, kann mit der Lastzuschaltung begonnen werden. Unter Schwungmasse versteht man die rotierenden Teile der an der Erzeugung beteiligten Maschinen, die das Absinken der Frequenz bei Lastzuschaltungen in Grenzen hält. Da die zugeschaltete Last nicht genau vorhergesagt werden kann, muss ein schwarzstartfähiges Kraftwerk eine hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit besitzen, um auf das Absinken der Frequenz bei der Zuschaltung der Last ausreichend schnell reagieren zu können. Zusammenfassend lassen sich 3 wichtige Eigenschaften für Schwarzstartfähige Kraftwerke benennen (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008):

- schnelle Regelbarkeit der Einspeiseleistung bei Lastzuschaltungen, um die Frequenz stabil zu halten (siehe 3.3.2 Bereitstellung von Regelenergie),
- flexible Blindleistungseinspeisung und hohe Leistung beim Zuschalten von Leitungen, um die Spannung möglichst konstant zu halten und die Leitungen schnell laden zu können (siehe 3.3.3 Spannungshaltung und Blindleistungsregelung),
- außerdem ist eine große Leistung von Vorteil, da größere Teilasten auf einmal zugeschaltet werden können und das Netz dadurch schneller wieder aufgebaut werden kann.

Betrachtet man die Fähigkeiten von Pumpspeicherkraftwerken, so erkennt man, dass sie sich gut zum Schwarzstart eignen. Bei der Lastzuschaltung kommt auch die Lastgenerierung durch die Speicherpumpen zum Tragen, wodurch Überschussleistung im empfindlichen Inselnetz aufgenommen werden kann. Außerdem sind Pumpspeicherkraftwerke, sofern ihr Speicher gefüllt ist, gegenüber anderen Kraftwerken, die eine hohe Regelfähigkeit besitzen unabhängig von einer externen Brennstoffzufuhr. Bei Gasturbinenkraftwerken, deren Regelfähigkeit ebenfalls sehr hoch ist, kann es passieren, dass die Regelwerke der Gasversorgung durch den Stromausfall in Mitleidenschaft gezogen werden (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008).

4 Allgemeines zur Optimierung

Ein wichtiger Teil dieser Arbeit ist die Erstellung eines Modells zur Einsatzoptimierung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, weshalb in diesem Kapitel ein kurzer Einblick in die Grundlagen der linearen Optimierung gegeben wird sowie Möglichkeiten zur Herangehensweise an die Einsatzoptimierung vorgestellt werden.

4.1 Lineare Optimierung

In vielen Bereichen des Lebens ist man bestrebt, aus geringem Aufwand den größten möglichen Nutzen zu ziehen. Der Bereich der Mathematik, der sich mit dieser Thematik befasst, nennt sich Optimierung. Ein wichtiger Bereich der Optimierung beschäftigt sich mit der Lösung von Problemen, die durch lineare Gleichungen und Ungleichungen beschrieben werden können. Er wird lineare Optimierung oder auch lineare Programmierung genannt.

Ein lineares Programm wird beschrieben durch eine sogenannte Zielfunktion, sie ist die Funktion, die optimiert werden soll sowie durch Nebenbedingungen, die den erlaubten Lösungsraum einschränken.

Man unterscheidet bei linearen Optimierungsproblemen zwischen Minimierungsproblemen, bei denen die Zielfunktion den kleinstmöglichen Wert und Maximierungsproblemen, bei denen die Zielfunktion den größtmöglichen Wert annehmen soll. Allerdings lässt sich jedes Minimierungsproblem auch als Maximierungsproblem darstellen und umgekehrt (Sauer, 2003), sodass in weiterer Folge nur auf das Aussehen und die Lösung von Maximierungsproblemen eingegangen wird. Die bereits erwähnte Zielfunktion eines Optimierungsproblems sieht folgendermaßen aus:

$$F(x) = c^T x \quad 4.1$$

mit: $F(x)$ Zielfunktion,
 x Vektor der Optimierungsvariablen,
 c^T transponierter Vektor der Konstanten, mit denen die entsprechenden, Optimierungsvariablen multipliziert werden.

Da die Zielfunktion für sich alleine noch keine Einschränkung besitzt, würde sie bei einer Maximierung mit größer werdendem x bis ins Unendliche anwachsen. Um jedoch eine sinnvolle Lösung zu erhalten, müssen Nebenbedingungen eingehalten werden, die die Optimierungsvariablen auf einen zulässigen Bereich begrenzt halten. Im Falle einer Maximierung haben die Nebenbedingungen die Form:

$$Ax \leq b \quad 4.2$$

mit: A Matrix der Faktoren mit denen die Optimierungsvariablen multipliziert werden,
 x Vektor der Optimierungsvariablen,
 b Nebenbedingungsvektor.

Außerdem muss noch die Nichtnegativitätsbedingung $x \geq 0$ eingehalten werden.

Ein vollständiges lineares Optimierungsproblem wird daher mathematisch wie folgt beschrieben:

$$\begin{aligned} \max \quad & c^T x \\ Ax \leq & b \\ x \geq & 0, \end{aligned} \tag{4.3}$$

Wobei A eine $n \times m$ – Matrix ist und $b \in \mathbb{R}^m$ sowie $c, x \in \mathbb{R}^n$ liegen.

Handelt es sich bei diesem Optimierungsproblem um ein Problem mit nur zwei Optimierungsvariablen, ist es möglich diese Optimierung graphisch durchzuführen. Handelt es sich dabei jedoch um ein Problem mit mehr als zwei Variablen, so muss ein anderes Verfahren zur Anwendung kommen.

4.1.1 Graphische Lösung

Zum besseren Verständnis wird die graphische Lösung eines linearen Optimierungsproblems an einem einfachen Beispiel (H.R.Schwarz, 1988) demonstriert. Die Zielfunktion lautet:

$$\max \quad 16x + 32y$$

Die Nebenbedingungen sind gegeben durch:

$$20x + 10y \leq 8000$$

$$4x + 5y \leq 2000$$

$$6x + 15y \leq 4500$$

Weiters muss noch die sogenannte Nichtnegativitätsbedingung berücksichtigt werden. Diese lautet:

$$x \geq 0$$

$$y \geq 0$$

Um die maximale Lösung der Zielfunktion finden zu können, muss zuerst der Bereich ermittelt werden, in dem sich die Lösung befinden darf. Zu diesem Zweck werden die Nebenbedingungen herangezogen. Ersetzt man in den Nebenbedingungen das \leq oder \geq durch ein $=$, so erhält man eine Gerade der Form $ax + by = c$. Formt man diese um, so erhält man die bekanntere Form $y = kx + d$, wobei $k = -\frac{a}{b}$ und $d = \frac{c}{b}$ sind. Jede dieser Geraden teilt die yx -Ebene in zwei Halbebenen. Da in den tatsächlichen Nebenbedingungen allerdings ein \leq oder \geq anstatt des $=$ steht, ist nur eine dieser Halbebenen als Lösung zulässig. Bei einem \leq in der Nebenbedingung ist die erlaubte Halbebene diejenige, die unter der zuvor ermittelten Geraden liegt, bei einem \geq die Obere, wie in Abbildung 4.1 veranschaulicht.

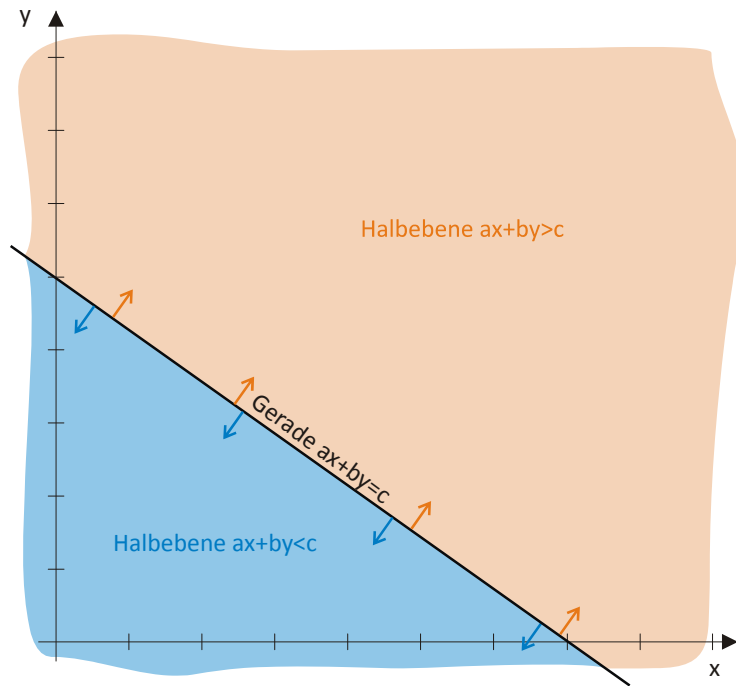


Abbildung 4.1: Halbebenen des Lösungsraumes

Der zulässige Lösungsraum, der sich durch die Anwendung der Halbebenen auf die oben genannten Nebenbedingungen ergibt, bildet ein sogenanntes konvexes Polygon, welches den möglichen Lösungsraum, der in Abbildung 4.2 dargestellt ist.

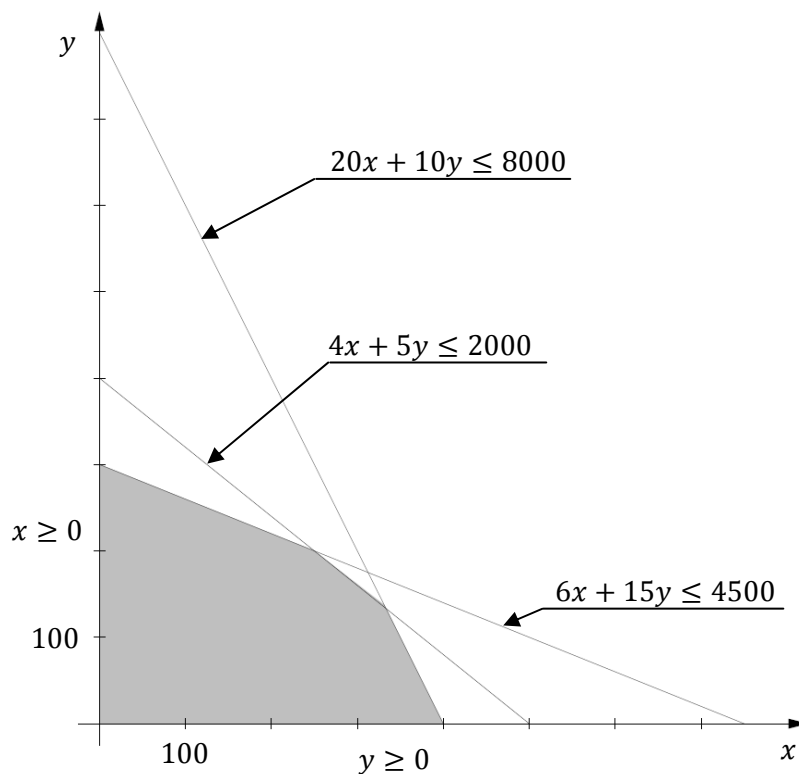


Abbildung 4.2: Durch Nebenbedingungen festgelegter zulässiger Lösungsraum (angepasste Darstellung nach (Sauer, 2003))

An dieser Stelle soll die Konvexität eines Polygons erklärt werden. Am einfachsten geschieht das mit Hilfe einer einfachen Parabel. Diese hat die allgemeine Form $f(x) = ax^2 + bx + c$ und ergibt eine nach oben oder unten geöffnete Parabel, wie sie in Abbildung 4.3 dargestellt sind.

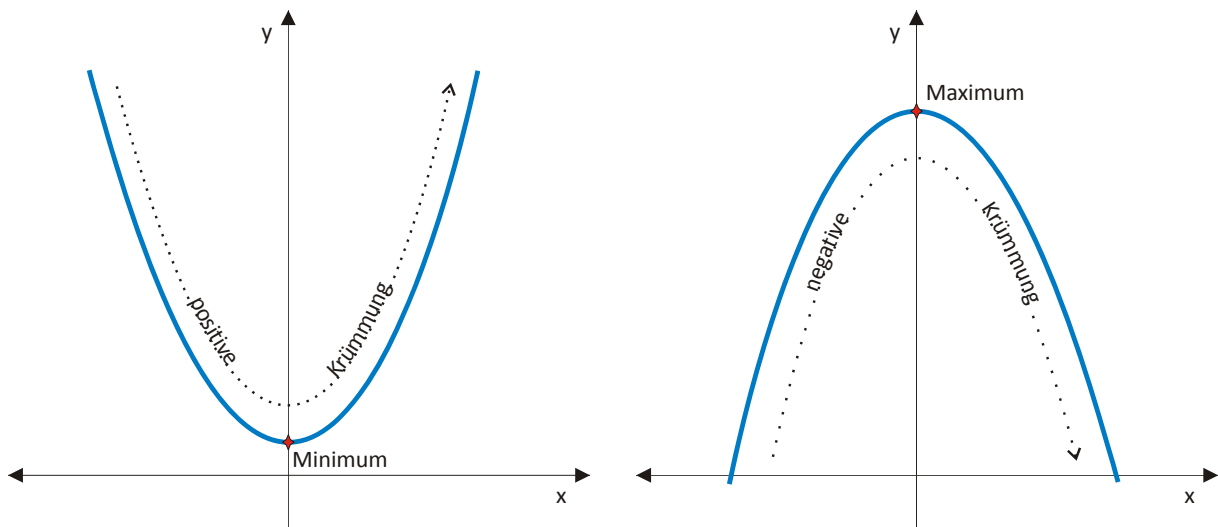


Abbildung 4.3: Parabel als „konvexe“ und als „konkave“ Funktion

Sucht man ein Minimum oder Maximum dieser beiden Parabeln, so sucht man eine Stelle, an der die erste Ableitung Null ist, da diese den Anstieg der Funktion beschreibt. Sie lautet $f'(x) = 2ax + b$ und ändert im Maximum oder Minimum ihr Vorzeichen. Zur Feststellung, ob es sich auch um ein globales Extremum handelt, wird die zweite Ableitung der Funktion, die auch Krümmung genannt wird herangezogen. Sie lautet bei einer Parabel $f''(x) = 2a$ und ist nicht mehr von x abhängig, das bedeutet, sie ist abhängig von a entweder positiv oder auch konvex beziehungsweise negativ oder auch konkav und gleichzeitig ein Beweis für ein globales Extremum. Anders sieht das bei der Funktion $f(x) = x^3$, wie in Abbildung 4.4 veranschaulicht aus.

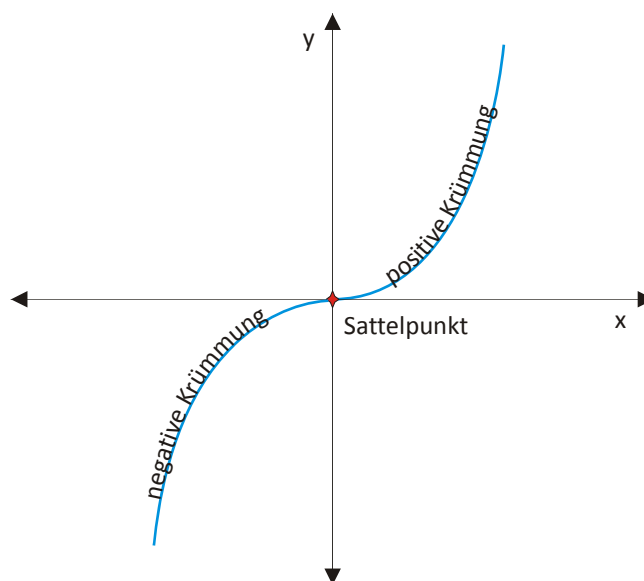


Abbildung 4.4: Funktion x^3

Die erste Ableitung $f'(x) = 3x^2$ ist an der Stelle $x = 0$ gleich Null, was auf ein mögliches Extremum hindeutet. Betrachtet man allerdings die Krümmung der Funktion, d.h. die zweite Ableitung $f''(x) = 6x$, so ist diese von x abhängig und für $x < 0$ negativ, für $x > 0$ allerdings positiv. Das bedeutet, dass es sich bei der Stelle $f(0) = 0$ trotz Anstieg null, nicht um ein Extremum sondern lediglich um einen Sattelpunkt handelt.

Legt man den Begriff „konvex“ auf einen Polyeder um, so bedeutet das, dass sich in unmittelbarer Nähe zu einem beliebigen Punkt am Polyeder ein Punkt befindet, der sich näher am Maximum befindet, als der Erste.

Zur Ermittlung der optimalen Lösung wird die Zielfunktion herangezogen. Sie wird gleich Null gesetzt und die dadurch im Koordinatenursprung liegende Gerade ermittelt. Dies geschieht analog zur Bestimmung der Geraden, die aus den Nebenbedingungen zur Einschränkung des möglichen Lösungsraumes, gewonnen werden. Anschließend erfolgt eine Parallelverschiebung der Geraden der Zielfunktion zur entferntesten Ecke des den Lösungsraum einschließenden Polyeders, wie in Abbildung 4.5 zu sehen ist. Hier können die entsprechenden Werte der Optimierungsvariablen für die optimale Lösung abgelesen werden.

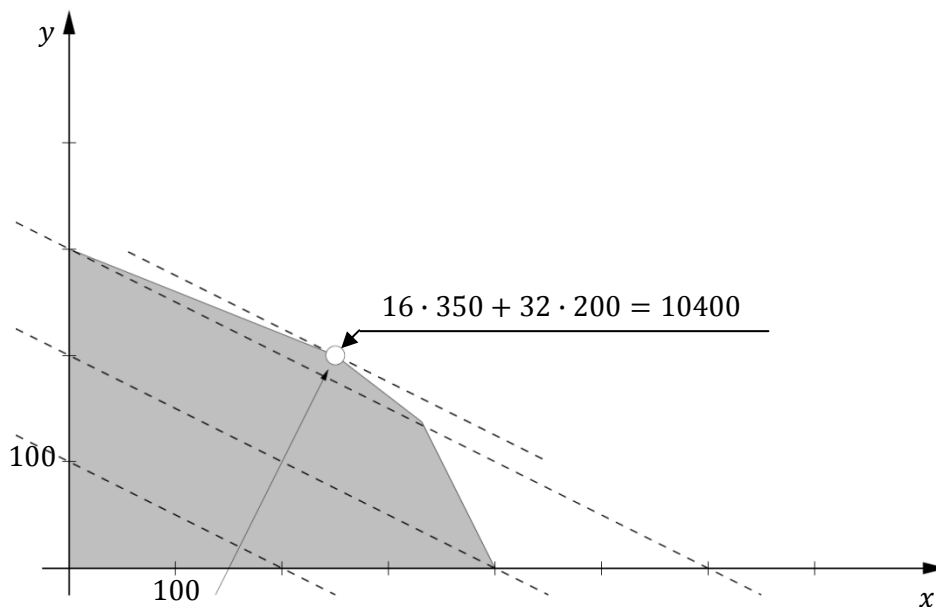


Abbildung 4.5: Ermittlung der optimalen Lösung (angepasste Darstellung nach (Sauer, 2003))

4.1.2 Simplex-Algorithmus

Die Lösung eines Optimierungsproblems auf dem grafischen Weg, stößt wie bereits erwähnt, bei einem Optimierungsproblem mit zwei Optimierungsvariablen an seine Grenzen. Da es sich bei Optimierungen oft um recht komplexe und umfangreiche Problemstellungen handelt, bedarf es einer allgemeinen Lösungsmethode für lineare Programme. Eine solche Methode, die Simplex-Algorithmus genannt wird, entwickelte G. B. Danzig im Jahr 1947 (Sauer, 2003). Sinngemäß stammt das Unterkapitel über den Simplexalgorithmus aus dem Skript der Vorlesung Mathematik II für Wirtschaftswissenschaftler von Prof. Kugelmann von der Universität Greifswald (Kugelmann, 2008).

Ausgegangen wird von einem Optimierungsproblem in der 1. Normalform, das folgendes Aussehen hat:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ Ax \geq & b \\ x \geq & 0, \end{aligned} \tag{4.4}$$

mit: x Vektor der Optimierungsvariablen,
 c^T transponierter Vektor der Konstanten, mit denen die entsprechenden, Optimierungsvariablen multipliziert werden,
 A Matrix der Faktoren mit denen die Optimierungsvariablen multipliziert werden,
 b Nebenbedingungsvektor.

Da der Simplexalgorithmus jedoch von der Lösung eines Gleichungssystems ausgeht, muss das Optimierungsproblem entsprechend angepasst werden, indem aus den Ungleichungsnebenbedingungen, durch die Einführung sogenannter Schlupfvariablen, Gleichungsnebenbedingungen gemacht werden. Die Nebenbedingungen haben ursprünglich folgendes, allgemeines Aussehen:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 &\geq b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 &\geq b_2 \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 &\geq b_3 \end{aligned} \tag{4.5}$$

Die zweite Normalform, die das Optimierungsproblem als Gleichungssystem darstellt wird folgendermaßen angeschrieben:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ (A|E) \begin{pmatrix} x \\ s \end{pmatrix} &= b \\ x \geq 0; s &\geq 0 \end{aligned} \tag{4.6}$$

mit: $(A|E)$ Nebenbedingungsmatrix A mit angehängter Einheitsmatrix E ,
 $\begin{pmatrix} x \\ s \end{pmatrix}$ Vektor der Optimierungsvariablen x erweitert um die Schlupfvariablen s .

Durch Überführung in die zweite Normalform werden aus den Ungleichungsnebenbedingungen die Gleichungsnebenbedingungen:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + s_1 &= b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + s_2 &= b_2 \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 + s_3 &= b_3 \end{aligned} \tag{4.7}$$

unter der Voraussetzung, dass: $s_1 \geq 0; s_2 \geq 0; s_3 \geq 0$

Nachdem die Nebenbedingungen angepasst wurden, kann das Optimierungsproblem in der zweiten Normalform angeschrieben werden:

Anhand der zweiten Normalform kann eine Tabelle zur Lösung des Optimierungsproblems aufgestellt werden, das sogenannte Simplextableau mit folgendem Aussehen:

	x_1	\cdots	x_n	s_1	\cdots	s_n	
s_1	a_{11}	\cdots	a_{1n}	1	0	0	b_1
\vdots	\vdots	\ddots	\vdots	0	1	0	\vdots
s_m	a_{m1}	\cdots	a_{mn}	0	0	1	b_m
	c_1	\cdots	c_n	0	0	0	z

dabei sind:

- a_{11}, \dots, a_{mn} Einträge der Nebenbedingungsmatrix A ,
- b_1, \dots, b_m Komponenten des Nebenbedingungsvektors b ,
- c_1, \dots, c_n Komponenten des Zielfunktionsvektors c ,
- x_1, \dots, x_n Basisvariablen, deren Wert muss für die optimale Lösung bestimmt werden,
- s_1, \dots, s_n Schlupfvariablen,
- z Wert der Zielfunktion, wenn x_1, \dots, x_n auf Null gesetzt werden.

Die Lösung eines Optimierungsproblems anhand des Simplextableaus soll nun noch theoretisch erklärt werden. Dazu wird am, durch die Nebenbedingungen eingeschlossenen, Polytop² an der Ecke begonnen, an der die Optimierungsvariablen null sind. Wurde festgestellt, dass diese Ecke keine optimale Lösung ist, wird eine benachbarte Ecke betrachtet, die ein optimaleres Ergebnis liefert. Da es sich wie bereits erwähnt, um ein konvexes Polytop handelt, existiert immer eine Ecke, für die das der Fall ist. Die Ecken des Polytops werden nach der Reihe so lange überprüft, bis das Optimum gefunden ist.

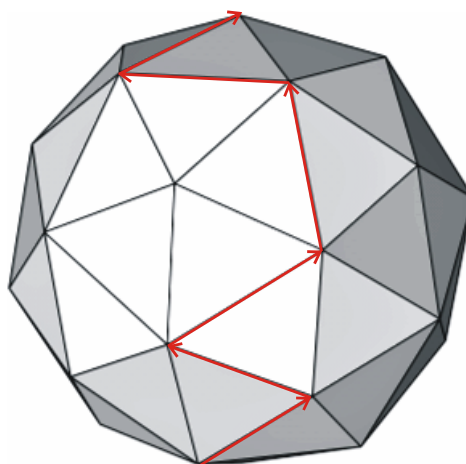


Abbildung 4.6: Graphische Darstellung der Optimumsuche mit dem Simplex-Algorithmus (Börgens, 2012)

² Verallgemeinertes Polygon in beliebiger Dimension

4.2 Ansätze für die Modellierung

In diesem Unterkapitel geht es um Ansätze zur Maximierung des Gewinns von Pumpspeicherkraftwerken im Verbund mit einem konventionellen Kraftwerkspark, mit denen diesem Problem in der Vergangenheit begegnet wurde und die Denkanstöße zum Modell dieser Arbeit liefern. Eine der wohl bekanntesten wissenschaftlichen Veröffentlichungen aus dem Jahr 1988, die sich mit dieser Thematik auseinandersetzt, stammt von den Brasilianern Pereira und Pinto (M.V.F.Pereira, 1991). Diese lösten das Optimierungsproblem des optimalen Kraftwerkseinsatzes durch mehrphasige stochastische Programmierung. Die Mehrphasigkeit dieser Optimierung ergibt sich aus der Tatsache das bei der Betrachtung über eine gewisse Zeitdauer, wie zum Beispiel einem Jahr, der Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerkes in einem Monat unmittelbare Auswirkung auf die darauffolgenden Monate hat, da sich der Pump- oder Turbinenbetrieb auf den verfügbaren Inhalt des Speichersees auswirkt. Außerdem haben auch noch stochastische Größen wie natürliche Zuflüsse, die durch Niederschläge bedingt sind, Einfluss auf den Speicherinhalt. Die grundlegende Idee der mehrphasigen stochastischen Programmierung lässt sich am einfachsten durch die Vorgangsweise bei der dual dynamischen Programmierung (DDP) erklären. Ein DDP-Problem kann als folgendes lineares Programm dargestellt werden:

$$\begin{array}{ll}
 \min & c_1x_1 + c_2x_2 \\
 \text{unter} & A_1x_1 \geq b_1, \\
 & E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2
 \end{array} \tag{4.8}$$

mit:

- c_1x_1 Anteil der 1.Phase an der Zielfunktion, wobei x_1 Optimierungsvariable ist,
- c_2x_2 Anteil der 2.Phase an der Zielfunktion, wobei x_2 Optimierungsvariable ist,
- A_1x_1 Nebenbedingungen der 1.Phase,
- b_1 Nebenbedingungsvektor der 1.Phase,
- E_1x_1 Einfluss der 1.Phase auf die Nebenbedingungen der 2. Phase,
- A_2x_2 von der 1.Phase unabhängiger Teil der Nebenbedingungen für die 2.Phase,
- b_2 Nebenbedingungsvektor der 2.Phase.

Die Lösung dieses Optimierungsproblems erfolgt in 2 Schritten, weshalb es auch wie folgt angeschrieben werden kann:

Problem der ersten Phase:

$$\begin{array}{ll}
 \min & c_1x_1 + \alpha_1(x_1) \\
 \text{unter} & A_1x_1 \geq b_1
 \end{array} \tag{4.9}$$

Problem der 2.Phase:

$$\begin{array}{ll}
 \alpha_1(x_1) = \min & c_2x_2 \\
 \text{unter} & A_2x_2 \geq b_2 - E_1\hat{x}_1
 \end{array} \tag{4.10}$$

mit: $\alpha_1(x_1)$ Zukünftige Kosten abhängig von der Entscheidung für x_1 ,
 \hat{x}_1 In der ersten Phase gewählter Wert für x_1 .

Im ersten Schritt der DDP wird für x_1 ein Wert gewählt, sodass die Nebenbedingungen $A_1 x_1 \geq b_1$ erfüllt werden. Dieser Wert wird in der 2. Phase \hat{x}_1 genannt und ist bekannt, weshalb er auf der rechten Seite der Nebenbedingungen für die 2. Phase steht. In der 2. Phase wird für die zukünftigen Kosten $c_2 x_2$ eine Funktion erstellt, die abhängig von x_1 ist. Ist diese Funktion, die $\alpha_1(x_1)$ genannt wird, bekannt, kann das Zweiphasenproblem 4.8 als Einphasenproblem 4.9 gelöst werden. Für den mehrphasigen und stochastischen Fall bedarf es noch einiger Erweiterungen des DDP-Algorithmus, die jedoch zu sehr in die Tiefe gehen würden.

Ein weiterer wichtiger Teil der Einsatzoptimierung betrifft die Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes an sich. Einen guten Ansatz dafür liefert eine Veröffentlichung der Spanier Bayón, Grau, Ruiz und Suárez (Bayón L., 2011), auf die im Anschluss näher eingegangen wird.

In diesem Artikel wird vom physikalischen Zusammenhang zwischen der erzeugten Leistung P (in MW), der abgebauten Wassermenge z' (in m^3/s) und der Fallhöhe h (in m) ausgegangen. Dieser lautet:

$$P = \frac{z' h}{G} \tag{4.11}$$

Die Variable G wird dabei als sogenannte Effizienz (in m^4/MWh) bezeichnet und beschreibt eine charakteristische Größe für jedes Speicher- bzw. PSKW. Außerdem wird aufgrund der in Verhältnis zu den Stauspiegelschwankungen großen Fallhöhen von einer konstanten mittleren Fallhöhe ausgegangen. Die Leistung wird als lineare Gleichung mit Abhängigkeit von der zeitlich sich verändernden abgebauten Wassermenge $z'(t)$ dargestellt als:

$$P(z'(t)) = A \cdot z'(t) \tag{4.12}$$

Die Variable A , die auch Effektivität genannt wird, vereint die Parameter Fallhöhe und Effizienz. Pumpspeicherkraftwerke werden zur Energieveredelung benutzt, indem Wasser zu Schwachlastzeiten in den Speicher gepumpt wird und in Starklastzeiten in das Unterbecken abgearbeitet wird. Werden die Verluste des Pumpprozesses sowie Verluste durch Verdampfung berücksichtigt, so ergibt sich ein Umwälzwirkungsgrad von 70%-85%. Aus diesem Grund muss im Pumpbetrieb der Wirkungsgrad η in das Modell mit einbezogen werden und die Leistung wird als stückweise Funktion definiert.

$$P(z') := \begin{cases} A \cdot z' & \text{wenn } z' \geq 0 \\ \eta \cdot A \cdot z' & \text{wenn } z' < 0 \end{cases} \tag{4.13}$$

Die Herangehensweise von Pereira und Pinto verdeutlicht die Auswirkungen eines momentanen Kraftwerkseinsatzes auf die zukünftige Einsatzbarkeit eines Pumpspeicherkraftwerks. Der Grund dafür ist der aktuelle Speicherfüllstand, der von Pump- und Turbinenbetrieb in der Vergangenheit sowie von natürlichen Zuflüssen abhängt und die maßgeblichste Einschränkung für den Betrieb des Kraftwerkes darstellt. Anstatt jedoch DDP anzuwenden wird die Optimierung des Pumpspeicher-

einsetzes nicht für jeden Monat in Abhängigkeit der vorangegangenen durchgeführt sondern der gesamte beobachtete Zeitraum in einem Schritt optimiert.

Die spanische Veröffentlichung zeigt eine gute Möglichkeit die grundlegenden Funktionen eines Pumpspeicherkraftwerks zu modellieren. Sie baut auf der Wassermenge auf, die pro Sekunde die hydraulischen Maschinen der Anlage passiert. Es müssen allerdings noch Einschränkungen von technischer Seite, wie minimal und maximal möglicher Wasserabbau berücksichtigt werden. Durch die Multiplikation der erzeugten Leistung mit dem, als bekannte exogene Variable angenommen, Preis für eine MWh Energie in jeder einzelnen Stunde, kann der Gewinn als Zielfunktion optimiert werden.

5 Datenrecherche

Dieses Kapitel beschreibt die Suche nach den benötigten Parametern zur Beschreibung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksanlagen, deren Einsatz durch das in Unterkapitel 7.5 beschriebene Modell zur Ermittlung der Wasserwerte der einzelnen Anlagen optimiert wird.

Ausgehend von der Aufgabenstellung für das zur Einsatzoptimierung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu erstellende Modell, wurde ermittelt, welche Parameter notwendig sind, um eine entsprechende Erzeugungsanlage ausreichend zu beschreiben. Diese sollten die Erzeugungskapazitäten und die Fähigkeit Energie zu speichern abdecken, sowie die installierte Leistung mit der Speicherkapazität in Beziehung setzen. Im Fall eines Speicherkraftwerkes sind diese Parameter die maximal erzeugbare Leistung, das Speichervolumen und der Ausbaudurchfluss³. Für ein PSKW müssen noch die beiden Parameter installierte Leistung der Pumpen sowie der Umwälzwirkungsgrad der Anlage hinzugefügt werden.

Die Ausgangslage für die Datenrecherche bildete eine Liste aus einer institutsinternen Datenquelle, welche die Namen der im betrachteten Marktgebiet (Deutschland und Österreich) sich in Betrieb befindlichen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke umfasst. Zusätzlich waren noch die maximal erzeugbare Leistung, die Pumpleistung einer Anlage, deren Umwälzwirkungsgrad und die monatlichen Zuläufe gegeben.

Mit Hilfe der Anlagennamen war es möglich, die Betreiber der einzelnen Anlagen herauszufinden. Zum Teil konnte auf deren Homepages der vorhandene Kraftwerkspark mit einigen seiner wichtigsten Eigenschaften betrachtet und daraus Parameter für das Model entnommen werden. In einigen Fällen bedurfte es der Kontaktaufnahme mit dem Kraftwerksbetreibern, um an die nötigen Informationen zu gelangen. Zur Zuordnung von Speicherseen zu Kraftwerksbetreibern und Kraftwerken in Österreich war auch die Homepage des österreichischen Nationalkomitees für Talsperren sehr hilfreich (ATCOLD, 2012). Im Fall der Speicherseen und auch Speicherbecken von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland konnten sämtliche Informationen den Homepages der Kraftwerksbetreiber entnommen werden.

Im Idealfall war das Volumen des entsprechenden Speichersees oder Speicherbeckens in Kubikmetern angegeben. Das war jedoch nur für etwa die Hälfte der Speicherseen der Fall. Bei den übrigen Speichern musste auf eine andere Möglichkeit zur Ermittlung des Speichervolumens in m^3 zurückgegriffen werden, da von Seiten der Betreiber Informationen in der Form von MWh oder GWh sowie in Stunden, während derer die Erzeugung bei Volllast möglich ist, zur Verfügung standen. In diesen Fällen errechnet sich der Speicherinhalt in m^3 durch folgende Formel:

$$S_{p_vol}[m^3] = S_{p_vol}[MWh] \frac{3600 \cdot Ad [m^3/s]}{P_{t_max}[MW]} \quad 5.1$$

mit: S_{p_vol} Speichervolumen,
 Ad Ausbaudurchfluss,
 P_{t_max} maximale Leistung im Turbinenbetrieb.

³ Wassermenge in m^3 , die von einer Anlage maximal pro Sekunde verarbeitet werden kann

5.1 Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Tabelle 5.1 und Tabelle 5.2 beinhalten sämtliche Kraftwerke mit deren Ausbaudurchfluss und dem Volumen des dazugehörigen Speichers in Kubikmeter, die sich in Österreich befinden. In Tabelle 5.3 sind die Kraftwerke aus Deutschland angegeben und in Tabelle 5.4 die in Österreich und Deutschland vorhandenen Kraftwerkskaskaden. In Abbildung 5.1 sind die installierten Leistungen der ermittelten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke größenordnungsmäßig und deren Lage im betrachteten Marktgebiet dargestellt.

Kraftwerksname	Ausbau- durchfluss in m ³ /s	Speicher- inhalt in m ³
Achensee	28	80.600.000
Alberschwende	38	350.000
Andelsbuch	29	120.000
Teigitsch-Arnstein	16,5	120.000
Bodendorf-Paal	10	220.000
Dießbach	4	4.920.000
Feldsee 1	14,7	1.050.000
Feldsee 2	14,7	1.050.000
Fragant Ausserfragant Nord	15	5.902.352
Fragant Ausserfragant Sued	8	2.747.647
Freibach	5,75	5.300.000
Fragant Haselstein	1,7	175.000
Fragant Oscheniksee	10,1	33.000.000
Fragant Wurtenboden	2,2	1.100.000
Fragant Wurten	15,6	2.700.000
Fragant Zirknitz	5,6	27.600.000
Oberstufe Gampadels	1,2	30.000
Unterstufe Gampadels	3	32.000
Gerlos II	28	561.713
Gerlos	13,5	271.286
Gerlos-Funsingau	26	48.700.000
Gosau	9,5	8.500.000
Gasteinertal Böckstein	11,56	216.000
Gasteinertal Naßfeld	11,6	18.730.000
Heiterwang	35	1.100.000
Hiefiau	84	1.950.000
Hintermuhr neu	21	14.900.000
Kamering	7	1.150.000
Kaprun Hauptstufe	32,5	26.533.333
Kaprun Oberstufe	36	83.200.000
Kaunertal-Prutz	54	140.000.000
Klösterle	6	6.900
Kopswerk 2	80,1	29.174.228

Tabelle 5.1: Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aus Österreich Teil 1

Kraftwerksname	Ausbau- durchfluss in m ³ /s	Speicher- inhalt in m ³
Koralpe neu	8	16.200.000
Kreuzeck Tagesspeicher	9	204.000
Krumau	30	20.000.000
Langenegg	32	6.500.000
Limberg 2	144	53.070.000
Oberstufe Lutz	19	2.000.000
Unterstufe Lutz	14	129.000
Malta Hauptstufe	80	6.076.000
Malta Oberstufe	70	198.200.000
Mandling	5	10.000
Ottenstein	100	73.000.000
Partenstein	26	736.000
Plansee	30	7.100.000
Ranna	12	2.350.000
Reisseck Jahrespeicher	5	914.065
Reisseck Tagesspeicher	5,3	39.000
Rotgülden	6,2	58.000
Salza	8,6	11.000.000
Schwarzach	107	1.800.000
Sölk	34	1.400.000
Sellrain Silz Kühtai	80	60.000.000
Sellrain Silz Silz	48	3.000.000
Steeg	7,8	17.000.000
Teigitsch-St.Martin	16,5	13.200.000
Strubklamm	18,4	9.100.000
Kopswerk 1	36	13.725.777
Rifawerk	28	135.000
Latschauwerk	40	500.000
Luenerseewerk	25	78.300.000
Rodund 1	60	417.721
Rodund 2	98	582.278
Obervermuntwerk 1	14	38.600.000
Vermuntwerk	26	5.300.000
Walgauwerk	68	2.100.000
Wagrain	8	85.000
Wald	14,1	58.500
Wiestal	39	7.300.000
Zederhaus	4,867	104.000
Zemm Ziller Bösdornau	14,9	100.000
Zemm Ziller Häusling	65	84.970.000
Zemm Ziller Mayrhofen	92	6.665.000
Zemm Ziller Roßhag	52	123.970.000

Tabelle 5.2: Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aus Österreich Teil 2

Kraftwerksname	Ausbau- durchfluss in m ³ /s	Speicher- inhalt in m ³
Geesthacht	66	3.300.000
Happburg	110	1.800.000
Leitzach	112	2.000.000
Niederwartha	36	1.981.000
Tanzmühle	40	1.500.000
Bleiloch	195	215.000.000
Erzhausen	104	1.618.000
GLEMS	36	810.000
Goldisthal A / Schwarzatal	26	3.000.000
Goldisthal B / Schwarzatal	26	3.000.000
Goldisthal C / Schwarzatal	26	3.000.000
Goldisthal D / Schwarzatal	26	3.000.000
Häusern	86	108.000.000
Hohenwarte II	129	3.280.000
Hohenwarte I	55	180.000.000
Höllenstein	39	1.600.000
Koepchenwerk/Herdecke	110	1.533.000
Langenprozelten / Main	72	1.500.000
Markersbach	70	6.300.000
Rönkhausen / Glingetal	44	1.000.000
Säckingen	96	2.100.000
Sorpetalsperre	16,2	70.000.000
Sylvenstein	26	124.000.000
Walchensee	84	110.000.000
Waldeck	28	595.000
Waldshut / Rhein	140	1.350.000
Waldeck II / Eder	174	3.700.000
Waldeck I / Eder	25	730.000
Wehr	180	4.400.000
Wendefurth A	39	985.000
Wendefurth B	39	985.000
Witznau	133	1.290.000

Tabelle 5.3: Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aus Deutschland

Oberes Kraftwerk	Unteres Kraftwerk
Österreich	
Zemm Ziller Häusling	Zemm Ziller Mayrhofen
Zemm Ziller Roßhag	Zemm Ziller Mayrhofen
Andelsbuch	Alberschwende
Oberstufe Gampadels	Unterstufe Gampadels
Gerlos-Funsingau	Gerlos
Gasteinertal Naßfeld	Gasteinertal Böckstein
Kaprun Oberstufe	Kaprun Hauptstufe
Oberstufe Lutz	Unterstufe Lutz
Malta Oberstufe	Malta Hauptstufe
Ottenstein	Krumau
Sellrain Silz Kühtai	Sellrain Silz Silz
Kopswerk	Rifawerk
Rifawerk	Latschauwerk
Kopswerk 2	Latschauwerk
Latschauwerk	Rodund 1
Luenerseewerk	Rodund 2
Obervermuntwerk 1	Vermuntwerk
Vermuntwerk	Rifawerk
Deutschland	
Häusern	Witznau
Witznau	Waldshut

Tabelle 5.4: Kraftwerkskaskaden in Österreich und Deutschland

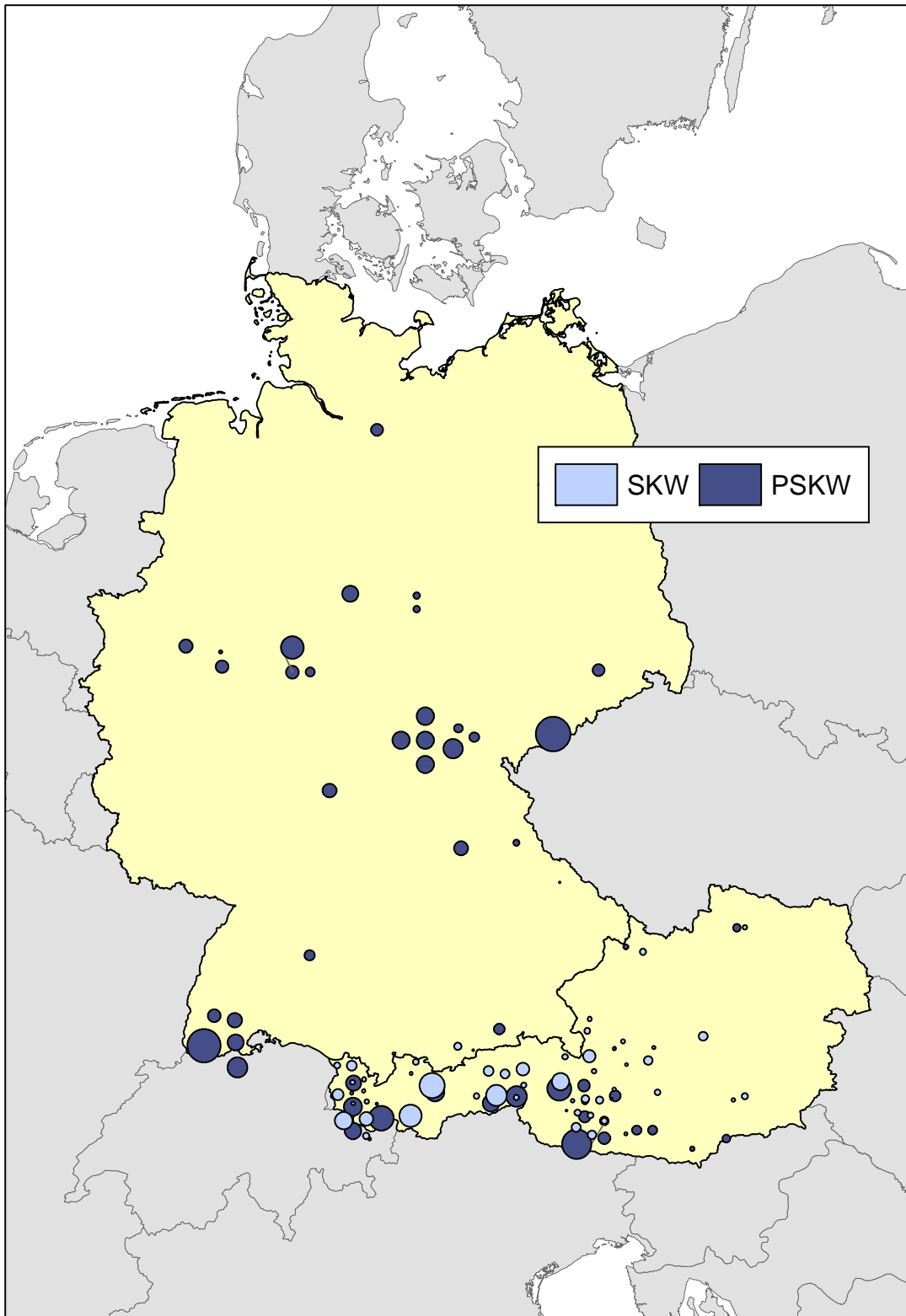


Abbildung 5.1: Geografische Lage und Größenordnung der installierten Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im betrachteten Markt „Österreich-Deutschland“

6 Methode des Wasserwertes

Bei der Methode des Wasserwertes handelt es sich um die Zuweisung eines monetären Wertes für einen Kubikmeter Wasser in den Speicherseen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Warum aber ist dieser Wasserwert von Interesse? Dieser Fragestellung widmet sich dieses Kapitel.

Seit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EU, 1996) im Jahr 1996, die das Ziel hatte, Teile des Elektrizitätsmarktes den Regeln des freien Marktes zu unterwerfen, machen Kraftwerksbetreiber den Einsatz ihrer Kraftwerke vom aktuellen Preis an der Börse abhängig. Sofern es nicht zu Preisbeeinflussungen durch Kapazitätsrückhaltung oder durch Angebot über den variablen Kosten (Dr.Jörg Borchert, 2008) kommt oder Netzengpässe berücksichtigt werden müssen, wird der günstigste Kraftwerkseinsatz, wie bereits in Kapitel 3.1 näher erklärt, durch die Preisbildungsmechanismen bei freiem Wettbewerb bestimmt.

Wie bekannt erfolgt das Angebot der Erzeugungsunternehmen zu den variablen Grenzkosten der jeweiligen Erzeugungsanlage, wobei der größte Anteil auf die Brennstoffkosten entfällt. Erzeugungsanlagen, wie Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke, benötigen jedoch keinen Brennstoff im herkömmlichen Sinn. Lediglich bei reinen Pumpspeicherkraftwerken, die auch alleine stehen, d.h. sie erhalten kein Wasser aus einem höher gelegenen Kraftwerk in einer Kraftwerkskaskade und keine natürlichen Zuflüsse haben, kann von einer Analogie zu Brennstoffkosten gesprochen werden. Diese Analogie bezieht sich auf die Aufwendungen für aus dem Netz bezogene Energie im Pumpbetrieb, da ein solches PSKW nur Wasser turbinieren kann, das zuvor hochgepumpt wurde. Abhängig von der Aufwendung für das Hochpumpen eines Kubikmeters Wasser, der sich in einem Speichersee befindet, und dem Preis der mit derselben Menge Wasser erzielt werden kann, wird eine Entscheidung für den Betrieb des Kraftwerkes getroffen. Ausschlaggebend ist dabei die Differenz der Wasserwerte bei Pumpbetrieb und Turbinenbetrieb, da sich daraus nach Berücksichtigung der Verluste bei der Umwälzung der Gewinn eines Pumpspeicherkraftwerkes ergibt.

Da bei einem PSKW die Kosten, die beim Betrieb der Speicherpumpen anfallen, den Brennstoffkosten eines konventionellen Kraftwerkes entsprechen, ist ein direkter Vergleich dieser Technologien bzw. ein Angebot nach den variablen Grenzkosten möglich. Anders verhält es sich allerdings bei Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichen Zuflüssen, da sich hier das zur Verfügung stehende Wasser ohne Aufwand vermehrt und zur Energieerzeugung genutzt werden kann. Der extremste Fall betrifft allerdings ein reines Speicherkraftwerk. Hier stammt der ganze Speicherinhalt aus natürlichen Zuflüssen, weshalb das abgebaute Wasser auch nicht in die Grenzkosten zum Angebot am Markt eingeht. Diese Tatsache macht eine Bepreisung der Energie aus Speicherkraftwerken schwierig. Abhilfe könnte hier durch die Anwendung der fiktiven Größe des Wasserwertes geschafft werden. In dieser Arbeit wird jedoch keine Ermittlung des absoluten Wasserwertes vorgenommen sondern, qualitative Änderungen des Wasserwertes als Auswirkung von unterschiedlicher Erzeugung erneuerbarer Energien betrachtet.

6.1 Ermittlung des Wasserwertes

In diesem Abschnitt soll die grundlegende Vorgehensweise bei der Ermittlung des Wasserwertes für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in einem bekannten Markt näher gebracht werden. Die Kenntnis über den betrachteten Markt umfasst sowohl den gesamten Kraftwerkspark an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken mit allen für die Einsatzplanung notwendigen Eigenschaften, sämtliche Anlagen die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und einspeisen sowie deren Leistungen und auch konventionelle thermische Kraftwerke einschließlich ihrer Leistung und variablen Grenzkosten, mit denen sie an der Strombörse anbieten. Der letzte Punkt, der noch von Interesse ist, betrifft die Last. Ausgehend von diesen Informationen kann, unter der Annahme, dass das Übertragungsnetz keine Einschränkung des Kraftwerksbetriebes verursacht, mit der Berechnung des Wasserwertes begonnen werden.

Im ersten Schritt erfolgt die Bestimmung des Markträumungspreises für eine MWh elektrischer Energie, der durch die gegebene Last bestimmt wird. Zu dieser Preisermittlung wird die Merit-Order herangezogen, die durch sämtliche Kraftwerke des betrachteten Marktes gebildet wird. Ausgenommen davon sind Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, da deren Einsatz optimiert werden muss. Ausgehend von diesem Preis kann ein vorläufiger Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke geplant werden. Vorläufig deshalb, weil ihr Einsatz Auswirkungen auf den Markträumungspreis hat. Ein starker Pumpbetrieb bedeutet einen Zuwachs für die Last, was eine erhöhte Nachfrage und dadurch einen höheren Marktpreis bedeutet. Eine vermehrte Erzeugung aus den Speicher- und Pumpspeichieranlagen wirkt sich, wie in Abbildung 6.1 veranschaulicht, auf die zur Preisbildung herangezogene Merit-Order aus. Der Grund für die Beeinflussung der Merit-Order liegt darin, dass die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Modell knapp unter dem Markträumungspreis anbieten und eine zusätzliche Erzeugungskapazität darstellen, die alle teurer anbietenden Kraftwerke in der Merit-Order nach rechts verschieben.

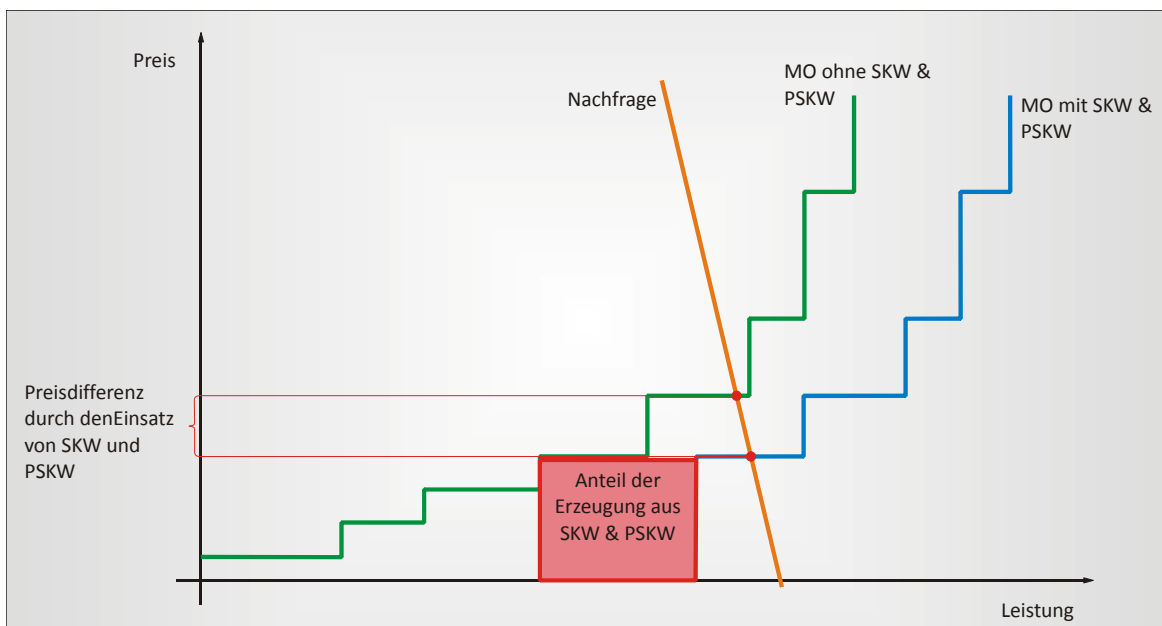


Abbildung 6.1: Auswirkungen des Einsatzes von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken auf die Merit-Order

Eine Veränderung des Marktpreises zieht eine unmittelbare Änderung des optimalen Einsatzes von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken nach sich. Da sich dieser optimale Einsatz auf eine Maximierung des erwirtschafteten Gewinns des SKW- und PSKW-Parks bezieht und sich dieser aus der Formel $Gewinn = \text{Markträumungspreis} \cdot \text{Leistung} \cdot \text{Zeitdauer}$ errechnet, würde dies in einem Modell, das diese Optimierung in einem Schritt durchführt zu einem nicht linearen Optimierungsproblem führen, da der Markträumungspreis in der Zielfunktion ebenfalls abhängig von der Optimierungsvariable *Leistung* wäre.

Eine Möglichkeit, dieses Problem zu umgehen, bietet ein iterativer Ansatz zur Optimierung des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkseinsatzes. Im ersten Schritt wird der Einsatz mit dem durch die Last und die Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks ermittelten Preis optimiert. Im nächsten Schritt wird ausgehend von den gepumpten bzw. turbinieren Leistungen aus der Optimierung der neue Marktpreis errechnet, der die Ausgangslage für die nächste Optimierung bildet. Dieser Vorgang wird so oft wiederholt, bis sich der Marktpreis und die erzeugte oder durch die Speicherpumpen bezogene Leistung des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks auf einen konstanten Wert eingependelt haben.

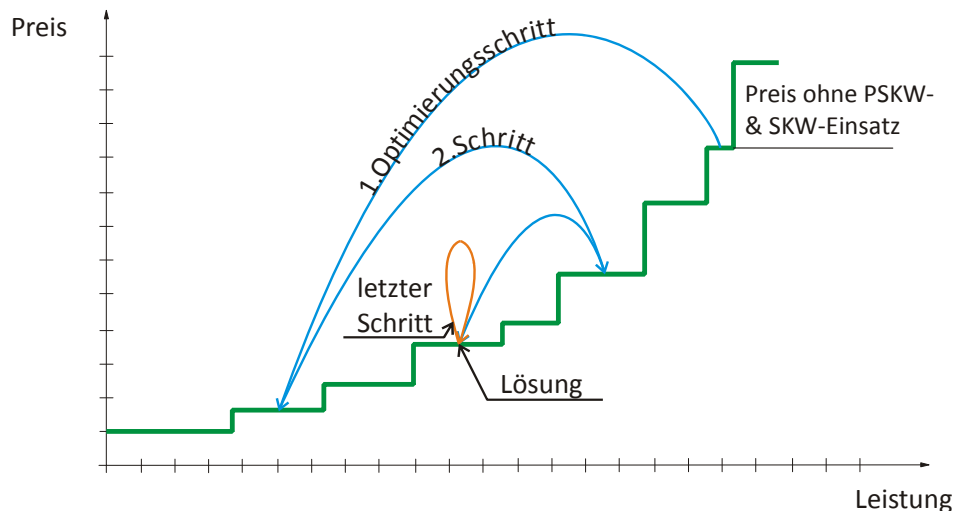


Abbildung 6.2: Schrittweise Annäherung an die optimale Lösung

Ausgehend von den aus der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erhaltenen erzeugten oder aus dem Netz bezogenen Leistung jedes einzelnen Kraftwerks und den dadurch bedingten Preis für eine Megawattstunde kann mit Hilfe folgender Formel der Wert eines Kubikmeters Wasser berechnet werden:

$$WW = \frac{MCP \cdot P_{nenn}}{3600 \cdot Ad} \quad 6.1$$

- mit: WW Wasserwert in $\text{€}/\text{m}^3$,
 MCP Markträumungspreis in $\text{€}/\text{MWh}$,
 P_{nenn} Installierte Leistung des Kraftwerks in MW ,
 Ad Ausbaudurchfluss (Wasserabbau bei Nennleistung) in m^3/s .

Der Unterschied dieser iterativen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes im Vergleich zu Pereira und Pinto liegt in der Optimierung des gesamten betrachteten Zeitraumes in einem Schritt, wohingegen diese den optimalen Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke separat für jeden Monat optimierten, wobei der mögliche Einsatz von allen Einsätzen in früheren Monaten abhängig ist.

7 Beschreibung des Modells

Die Aufgabe dieses Modells ist die Ermittlung des Wasserwertes für einen Kraftwerkspark bestehend aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, die gemeinsam in einem System mit konventionellen Kraftwerken, wie Kernkraftwerken, anderen thermischen Kraftwerken und Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen arbeiten. Um den wirtschaftlichen Gegebenheiten der Gegenwart zu entsprechen soll dieser SKW- und PSKW-Park einen maximalen Gewinn erwirtschaften. Ausgehend vom aus der Gewinnoptimierung resultierenden Kraftwerkseinsatz und den sich dadurch ergebenden Börsenpreisen soll für jedes Speicher- und PSKW der Wasserwert im Fall des Turbinenbetriebes und im Fall des Einsatzes der Speicherpumpen ermittelt werden. Begonnen wird mit der Beschreibung eines einfachen Modells, das in mehreren Schritten zum vollständigen Modell erweitert wird.

Zur Anwendung kommen bei der Modellierung die Programme GAMS und Microsoft Office EXCEL. Bei GAMS (General Algebraic Modeling System) handelt es sich um eine Modellierungssprache für mathematische Modelle, die einem Solver übergeben werden. Dieser übernimmt die Lösung des linearen Programms des Wasserwertmodells. Die eigentliche Benutzeroberfläche für das Modell bildet EXCEL. Hier werden die Inputdaten für das GAMS-Modell aufbereitet. Diese umfassen sowohl exogene Inputdaten, wie Zuflüsse zu den Speicherseen, den konventionellen Kraftwerkspark mit allen seinen für das Modell erforderlichen Eigenschaften, die Last usw. Auch Inputdaten, die durch Ergebnisse aus der linearen Optimierung beeinflusst werden, wie zum Beispiel den Börsenpreis für eine MWh elektrischer Energie, werden herangezogen. Außerdem übernimmt EXCEL die Leitung des iterativen Prozesses während der Optimierung sowie nach dem Lösen des Problems die Darstellung der erhaltenen Ergebnisse.

7.1 Einfaches Modell

In diesem ersten einfachen Modell soll anhand fiktiver Daten gezeigt werden, wie ein Pumpspeicherkraftwerk modelliert wird und wie sich sein Einsatz auf ein kleines System auswirkt. Als erstes müssen jedoch einige Rahmenbedingungen festgelegt werden:

Es handelt sich um einen betrachteten Zeitraum von 2 Monaten (mit gleicher Dauer), von denen eines ein Schwachlastmonat, das andere ein Hochlastmonat darstellt.

Der konventionelle Kraftwerkspark gestaltet sich folgendermaßen, dass die Kraftwerkskapazitäten so gewählt sind, dass durch beliebigen Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke keine Beeinflussung des Preises stattfindet, wodurch ein lineares Modell vorliegt, das in einem Durchgang gelöst wird und nur den Einsatz von GAMS erfordert. Zu diesem Zweck wird die Last so angenommen, dass bei der zugrundegelegten Merit-Order, die in Abbildung 7.1 dargestellt ist, trotz Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke das preisgebende Kraftwerk dasselbe bleibt.

Der Umwälzwirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke wird zur leichteren Überprüfbarkeit des Ergebnisses vorläufig mit $\eta = 1$ angenommen. Außerdem ist es möglich, die Leistung des Pumpspeicherkraftwerks stufenlos zwischen der maximalen Pumpleistung und der maximalen Turbinenleistung, die gleich groß sind, jedoch im Modell unterschiedliche Vorzeichen besitzen, zu regeln.

Weiters wird keine Rücksicht auf den maximalen und minimalen Speicherinhalt der Pumpspeicherkraftwerke genommen und auch die Betrachtung natürlicher Zuflüsse entfällt. Allerdings soll dieselbe Menge an Wasser, die zur Stromerzeugung abgebaut wurde, auch wieder in den Speicher gepumpt werden, um am Ende des betrachteten Zeitraumes wieder denselben Füllstand des Speichers vorzuweisen, wie zu Beginn der Optimierung. Die Betrachtung der Menge des gepumpten bzw. turbinieren Wassers erfolgt der Einfachheit halber in MWh, da es sich bei einem Pumpspeicherkraftwerk mit Umwälzwirkungsgrad 1 bei einer gepumpten und einer abgebauten MWh um dieselbe Menge Wasser handelt.

7.1.1 Modellierung

Bei Gleichung 7.1 handelt es sich um die Zielfunktion der Einsatzoptimierung, die maximiert werden soll. Beschrieben wird durch die Zielfunktion der Gewinn der Pumpspeicherkraftwerke. Dieser errechnet sich aus der Summe der Erlöse bzw. Aufwendungen in den einzelnen Monaten, die Abhängig von der erzeugten oder verbrauchten Leistung $P(mon)$, der Dauer des Monats $t(mon)$ und dem Preis $Preis(mon)$ für eine Megawattstunde elektrischer Energie sind:

$$\max \sum_{mon} P(mon) \cdot t(mon) \cdot Preis(mon) \quad 7.1$$

mit: mon Monat mon ,
 $P(mon)$ Leistung in MW, die von allen PSKW in Zeitabschnitt mon erzeugt, oder verbraucht wird,
 $t(mon)$ Dauer des Zeitabschnitts mon in Stunden,
 $Preis(mon)$ Preis für eine MWh im Zeitabschnitt mon .

Die Formel 7.2 beschreibt die gesamte vom Pumpspeicherkraftwerkspark erzeugte bzw. verbrauchte Leistung $P(mon)$ in einem Monat. Diese berechnet sich aus der Summe der erzeugten Leistungen $P_{turb}(mon, kw)$ aller Pumpspeicherkraftwerke in einem Monat vermindert um die Summe der gepumpten Leistungen $P_{pump}(mon, kw)$ aller Pumpspeicherkraftwerke in einem Monat:

$$P(mon) = \sum_{kw} P_{turb}(mon, kw) - \sum_{kw} P_{pump}(mon, kw) \quad 7.2$$

mit: kw Kraftwerk kw ,
 $P_{turb}(mon, kw)$ Leistung, die vom Kraftwerk kw im Zeitabschnitt mon erzeugt wird,
 $P_{pump}(mon, kw)$ Leistung, die vom Kraftwerk kw im Zeitabschnitt mon zum pumpen, aufgenommen wird.

Die Nebenbedingung 7.3 stellt sicher, dass sich nach dem Kraftwerkseinsatz im betrachteten Zeitraum wieder dieselbe Menge Wasser im Speichersee eines Pumpspeicherkraftwerkes befindet, wie zu Beginn. Dies wird dadurch sichergestellt, dass die gesamte im betrachteten Zeitraum turbinierete Energie, die sich aus der Summe der monatlich erzeugten Energien, die sich aus dem Produkt der in einem Monat von einem Kraftwerk erzeugten Leistung $P_{turb}(mon, kw)$ und der Zeitdauer des Monats $t(mon)$ berechnet, gleich der gesamten Energie ist, die von Kraftwerk kw im betrachteten Zeitraum gepumpt wurde. Diese gepumpte Energie ergibt sich aus der Summe der

gepumpten Energien aller Monate, die sich aus dem Produkt der von einem PSKW in einem bestimmten Monat bezogenen Pumpleistung $P_{pump}(mon, kw)$, der Zeitdauer des entsprechenden Monats $t(mon)$ und dem Umwälzwirkungsgrad $\eta(kw)$ berechnen lassen:

$$\sum_{mon} P_{turb}(mon, kw) \cdot t(mon) - \sum_{mon} P_{pump}(mon, kw) \cdot t(mon) \cdot \eta(kw) = 0 \quad 7.3$$

mit: $\eta(kw)$ Umwälzwirkungsgrad des Kraftwerks kw .

Die Nebenbedingungen aus 7.4 beschränken die Pumpleistung $P_{pump}(mon, kw)$ jedes Pumpspeicherkraftwerks, sodass diese zwischen der minimal möglichen Leistung $P_{min}(kw)$ und maximal möglichen Leistung $P_{max}(kw)$ der Pumpen liegt. Die binäre Variable $bin_{pump}(mon, kw)$ kann die Werte 1 und 0 annehmen und besagt, ob das entsprechende Kraftwerk in einem bestimmten Monat pumpt ($bin_{pump}(mon, kw) = 1$) oder nicht ($bin_{pump}(mon, kw) = 0$). Dies gilt analog für die Nebenbedingungen 7.5 zur Beschränkung der turbinieren Leistung $P_{turb}(mon, kw)$. In Nebenbedingung 7.6 wird sichergestellt, dass nur eine dieser beiden binären Variablen 1 sein kann und damit von einem PSKW entweder gepumpt oder turbiniert wird und nicht beides zu gleich:

$$P_{pump}(mon, kw) \leq bin_{pump}(mon, kw) \cdot P_{max}(kw) \quad 7.4$$

$$P_{pump}(mon, kw) \geq bin_{pump}(mon, kw) \cdot P_{min}(kw)$$

$$P_{turb}(mon, kw) \leq bin_{turb}(mon, kw) \cdot P_{max}(kw) \quad 7.5$$

$$P_{turb}(mon, kw) \geq bin_{turb}(mon, kw) \cdot P_{min}(kw)$$

$$bin_{pump}(mon, kw) + bin_{turb}(mon, kw) = 1 \quad 7.6$$

mit: $bin_{turb}(mon, kw)$ binäre Variable, ist 1 wenn PSKW kw im Zeitabschnitt mon Energie erzeugt,
 $bin_{pump}(mon, kw)$ binäre Variable, ist 1 wenn PSKW kw im Zeitabschnitt mon Energie verbraucht (pumpt),
 $P_{max}(kw)$ Maximale Leistung die von PSKW kw aufgenommen bzw. erzeugt werden kann,
 $P_{min}(kw)$ Minimale Leistung die von PSKW kw aufgenommen bzw. erzeugt werden kann.

Ausgegangen wird von einer Merit-Order, die von zwei Kraftwerken mit einer Leistung von jeweils 300 MW und variablen Erzeugungskosten von 1 €/MWh bzw. 10€/MWh gebildet wird und in Abbildung 7.1 links dargestellt ist. Die nachgefragte Last, die im rechten Diagramm in blau dargestellt ist, beträgt im ersten Monat 200 MW und in Monat zwei, 500 MW. Der Pumpspeicherkraftwerkspark besteht aus zwei Kraftwerken mit jeweils 25 MW Turbinen- als auch Pumpenleistung.

Ergebnis:

Die Lösung des Optimierungsproblems durch GAMS ergibt erwartungsgemäß in Schwachlastmonat 1 einen Pumpeneinsatz des PSKW-Parks von 50 MW und in Starklastmonat 2 eine Erzeugung von 50 MW. Die Auswirkungen auf die Last sind im rechten Diagramm, rot gepunktet abgebildet. Bei der Dauer eines Monats von 744 Stunden ergibt sich dabei ein Gewinn von 334.800€.

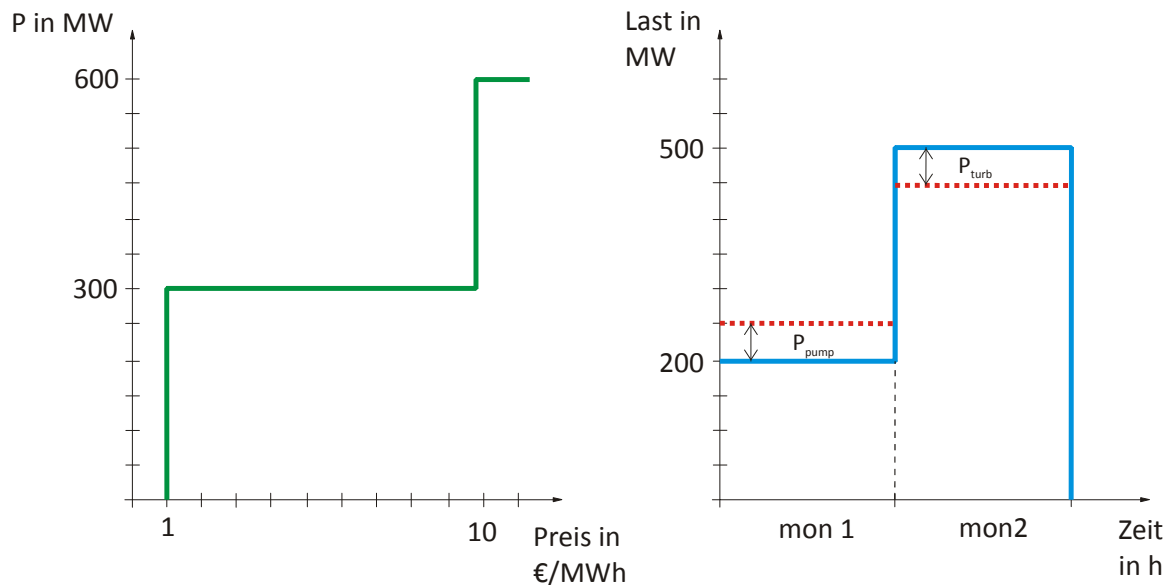


Abbildung 7.1: Eingangsdaten und Lösung für das einfache Modell

Ausgehend von diesem einfachen Modell, welches eigentlich nur die Grundfunktion von Pumpspeicherkraftwerken und ihre Auswirkung auf ein bestehendes System darstellt, kann mit der Erweiterung begonnen werden.

Der erste Schritt dieser Erweiterung ist die Zuweisung eines Umwälzwirkungsgrades für das PSKW. Die Auswirkung des Umwälzwirkungsgrades ist ein erhöhter Zeitaufwand, um denselben Anteil an Wasser in den Speicher pumpen zu können, der verbraucht wird, wenn man mit derselben Leistung turbinert.

Einfaches Modell mit realem Umwälzwirkungsgrad:

Zur Veranschaulichung des Einflusses des Umwälzwirkungsgrades dient das einfache Modell von oben mit einer kleinen Veränderung, die den Umwälzwirkungsgrad betrifft. Dieser ändert sich von zuvor 1 auf einen realitätsnahen Wert von $\eta = 0,74$. Dieser hat Auswirkungen auf die Energie die von Pumpspeicherkraftwerken umgewälzt wird. Das wirkt sich, wie in Abbildung 7.2 dargestellt, auch auf die Leistung aus. In Monat 1 kann zwar mit voller Leistung gepumpt werden, um am Ende der Optimierung allerdings denselben Speicherfüllstand zu erreichen von dem ausgegangen wurde, kann im zweiten Monat von jedem PSKW nur mit 18,5 MW, d.h. in Summe 37 MW turbiniert werden, was auch den Erwartungen entspricht. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf den Gewinn, der sich nur mehr auf 238.080 € beläuft.

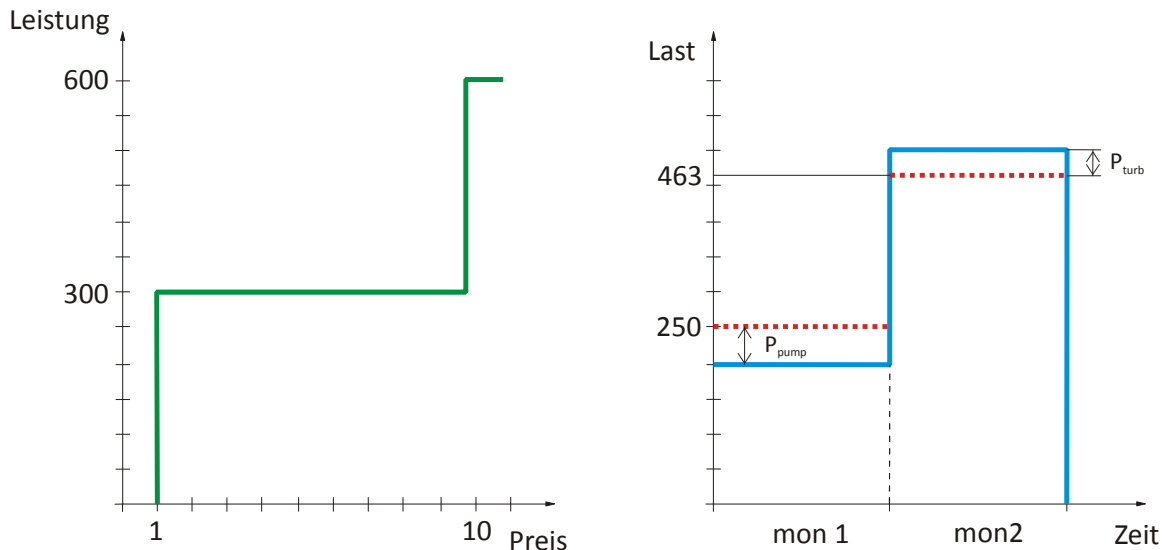


Abbildung 7.2: Eingangsdaten und Lösung für das einfache Modell mit Umwälzwirkungsgrad $\eta = 0,74$

Bei der Betrachtung von zwei Monaten kommt es in einem Monat zum Einsatz der Turbine, im anderen zum Einsatz der Pumpe, um die Bedingung desselben Speicherfüllstandes zu Beginn und zum Ende der Optimierung sicherzustellen.

Ein weiterer Schritt im Wachstum des Modells stellt die Verlängerung des betrachteten Zeitraumes dar. Wird beispielsweise die Optimierung auf vier anstatt nur zwei Monate erweitert, so ist es möglich, dass bei entsprechender Last das PSKW in gewissen Monaten gar nicht zum Einsatz kommt. Ein mögliches Szenario, in dem dies vorkommt, ist folgendes:

Modell mit 4 Monaten:

Es gelten für das Modell die gleichen Annahmen wie auch schon beim vorherigen Modell, mit wenigen Ausnahmen. Diese betreffen die betrachtete Zeitdauer, die jetzt vier Monate beträgt. Außerdem liegt der Optimierung eine andere Merit-Order zu Grunde, die in Abbildung 7.3 oben dargestellt ist. Im unteren Diagramm derselben Abbildung ist die vorhandene Last aufgetragen. Sie setzt sich aus einem Hochlastmonat, einem Schwachlastmonat und zwei Monaten mit mittlerer Last zusammen. Aus der Optimierung ergibt sich im ersten Monat ein Einsatz der Turbinen von 18,5 MW pro PSKW, was in Summe 37 MW ergibt. Im dritten Monat wird mit 50 MW gepumpt, um zum Ende des betrachteten Zeitraumes den erforderliche Füllstand wieder erreicht zu haben. In den Monaten 2 und 4 stehen die Kraftwerke still, da ein Einsatz der Turbine in einem dieser Monate einen Einsatz der Pumpen im anderen verursachen würde. Da in diesen beiden Monaten der Preis pro Megawattstunde derselbe ist und aufgrund des Umwälzwirkungsgrades zur Einhaltung des Speicherfüllstandes ein erhöhter Pumpbetrieb erforderlich ist, würde sich daraus ansonsten ein Verlust ergeben. Bei ermittelten Kraftwerkseinsatz ergibt sich ein Gewinn von 89.280 €.

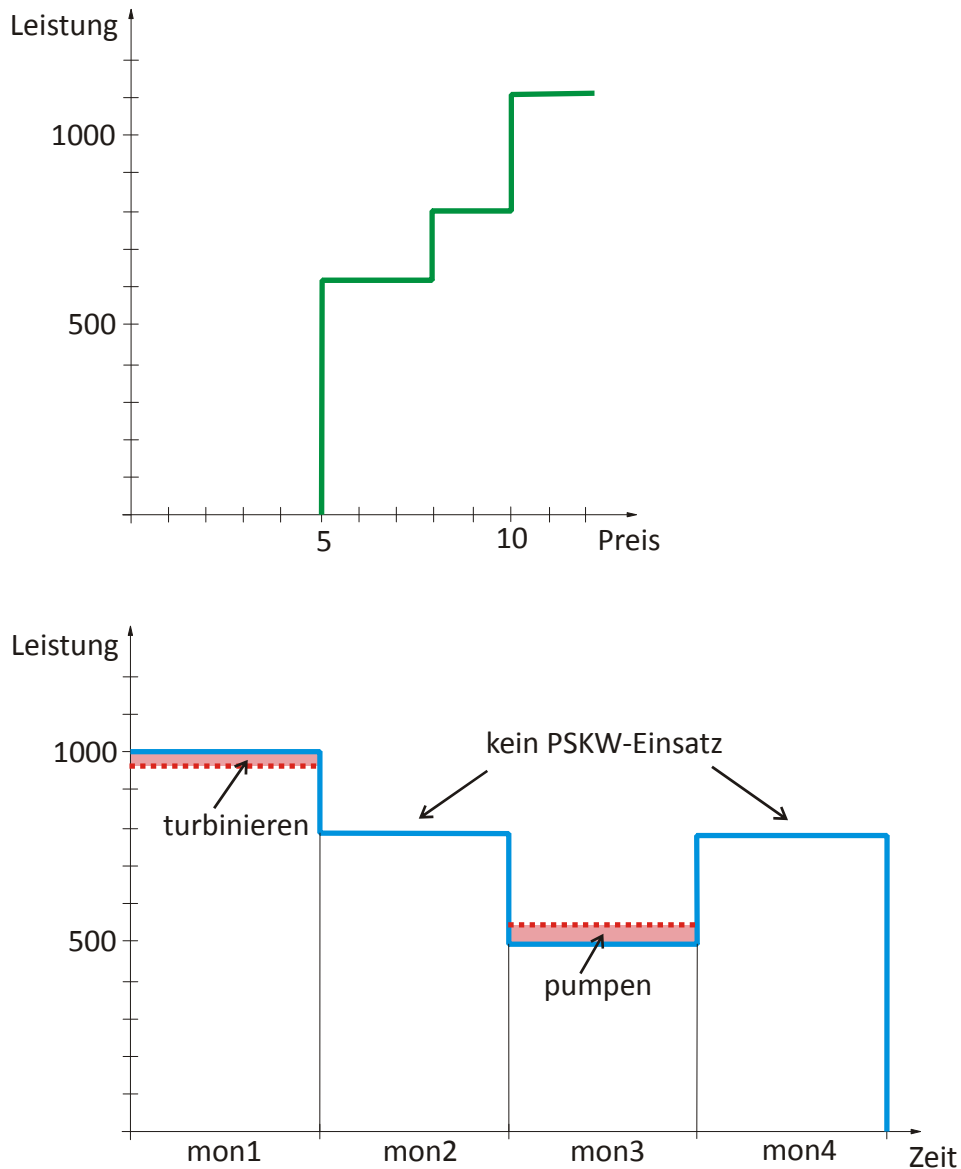


Abbildung 7.3: Eingangsdaten und Lösung für das einfache Modell mit Betrachtung von 4 Monaten

7.2 Iterative Annäherung an das Optimum

Bei den bisherigen Betrachtungen wurden, wie bereits in Kapitel 7.1 erwähnt, verschiedene Annahmen getroffen, um eine Beeinflussung des Börsenpreises für eine MWh an elektrischer Energie durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke zu vermeiden. Diese Annahmen betrafen die vorhandene Last, die der Preisbildung zu Grunde liegende Merit-Order sowie die maximale Pumpen- bzw. Turbinenleistung der Pumpspeicherkraftwerke, die so gewählt wurden, dass das preisbildende Kraftwerk bei beliebigem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke dasselbe blieb.

Der nächste Schritt der Erweiterung des Modells hat zum Ziel, die Beeinflussung des Börsenpreises durch den Pumpspeichereinsatz zu berücksichtigen, da ein veränderter Preis wiederum einen anderen optimalen Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke nach sich zieht. Wie bereits in Kapitel 6.1 erwähnt, wird zur Vermeidung eines nicht linearen Optimierungsproblems eine iterative Annäherung an den optimalen Pumpspeicherkraftwerkseinsatz angewendet, die es erlaubt die Modellierung des

Problems in GAMS unverändert zu lassen. Allerdings muss das in GAMS modellierte Optimierungsproblem mit EXCEL kombiniert werden, das als übergeordnete Oberfläche die Leitung des iterativen Prozesses übernimmt. Der Ablauf der Optimierung ist in Abbildung 7.4 veranschaulicht.

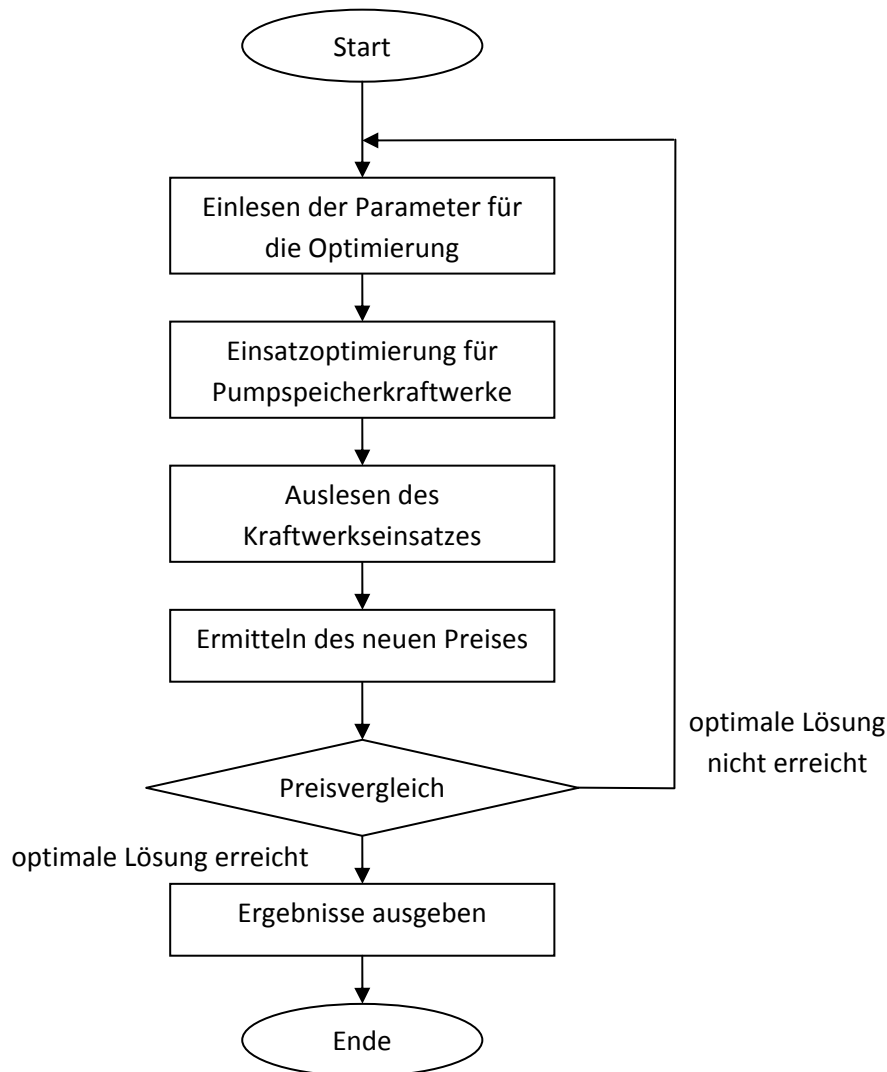


Abbildung 7.4: Flussdiagramm der iterativen Kraftwerkseinsatzoptimierung

Der Start der Optimierung erfolgt über den Aufruf eines Makros in EXCEL. Hier wurde bereits auf Basis des konventionellen Kraftwerksparks und der nachgefragten Last der Börsenpreis für eine Megawattstunde gebildet. Darauf folgt das Einlesen der Parameter für die Optimierung. Diese umfassen den Preis, sämtliche Eigenschaften der Pumpspeicherkraftwerke, wie maximale Pump- und Turbinenleistung sowie Umwälzwirkungsgrad und Speicherinhalt in MWh. Auf Basis dieser Daten erfolgt die Optimierung in GAMS, wobei das Modell um vier Nebenbedingungen für die Berücksichtigung des Speicherinhalts erweitert werden muss. Diese Nebenbedingungen für den größten und geringsten erlaubten Speicherinhalt sehen folgendermaßen aus:

Nebenbedingung 7.7 betrifft den Speicherinhalt eines PSKW im ersten Monat $S_{p_inh}(mon1, kw)$. Es wird von einem zur Hälfte gefülltem Speicher ausgegangen, der bereits im ersten Zeitabschnitt den

Betrieb von Pumpe oder Turbine erlaubt. Um den Speicherinhalt am Ende des Monats zu erhalten, muss der Speicherstand zu Beginn des Monats um die gepumpte Energiemenge erhöht werden, diese errechnet sich aus $P_{pump}(mon1, kw) \cdot \eta(kw) \cdot t(mon1)$ und um die turbinierete Energiemenge $P_{turb}(mon1, kw) \cdot t(mon1)$ verringert werden. Analog gilt dies auch für die Nebenbedingung 7.8, welche die Speicherinhalte zum Ende jedes weiteren Monats berechnet, mit der Ausnahme, dass der Speicherinhalt zu Beginn des Monats nicht das halbe Speichervolumen sondern der Speicherinhalt vom Ende des vorhergehenden Monats ist.

$$0,5 \cdot S_{p_vol}(kw) + \left(P_{pump}(mon1, kw) \cdot \eta(kw) \cdot t(mon1) - P_{turb}(mon1, kw) \cdot t(mon1) \right) = S_{p_inh}(mon1, kw) \quad 7.7$$

$$S_{p_inh}(mon, kw) + P_{pump}(mon + 1, kw) \cdot \eta(kw) \cdot t(mon + 1) - P_{turb}(mon + 1, kw) \cdot t(mon + 1) = S_{p_inh}(mon + 1, kw) \quad 7.8$$

mit: $mon1$ erster Monat,
 $mon + 1$ auf mon folgender Monat,
 $S_{p_vol}(kw)$ Speichervolumen von Kraftwerk kw in MWh ,
 $P_{pump}(mon, kw)$ Pumpleistung von PSKW kw in Monat mon ,
 $P_{turb}(mon, kw)$ Erzeugte Leistung von PSKW kw in Monat mon ,
 $\eta(kw)$ Umwälzwirkungsgrad von PSKW kw ,
 $t(mon)$ Dauer von Monat mon in Stunden,
 $S_{p_inh}(mon, kw)$ Speicherinhalt von PSKW kw im Monat mon in MWh .

In den Nebenbedingungen 7.9 wird sichergestellt, dass der Speicherinhalt nicht größer als das Speichervolumen sein darf und keine Erzeugung mehr stattfindet, wenn der Speicher leer ist.

$$S_{p_inh}(mon, kw) \leq S_{p_vol}(kw) \quad 7.9$$

$$S_{p_inh}(mon, kw) \geq 0$$

Nach der Optimierung des PSKW-Einsatzes und dem Auslesen der Ergebnisse erfolgt eine Berechnung der durch den Pumpspeichereinsatz bedingten Marktpreise in jedem Monat. Darauf folgt die Überprüfung der Abbruchbedingung. Ist der Marktpreis mit dem die Optimierung durchgeführt wurde in jedem Monat gleich dem Preis der aus dem PSKW-Einsatz resultiert, so ist der optimale Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke gefunden und die Ergebnisse werden in EXCEL dargestellt.

Wird die Abbruchbedingung jedoch nicht erfüllt, so kommt es zu einem erneuten Durchlauf der Einsatzoptimierung mit dem aus der vorangegangenen Optimierung erhaltenen Marktpreisen.

Im Idealfall pendelt sich nach einigen Durchläufen der Preis in jedem Monat auf einen bestimmten Wert ein. Es ist aber auch möglich, dass sich die Preisannäherung derart gestaltet, dass in einem oder mehreren Monaten kein stationärer Zustand für den Preis erreicht wird. Der Preis pendelt dabei in zumindest einem Monat zwischen zwei benachbarten Stufen der Merit-Order, was beim Optimierungsablauf aus Abbildung 7.4 in einer Endlosschleife endet. Der Grund dafür liegt darin, dass

wie in Abbildung 7.5 veranschaulicht der Kraftwerkseinsatz zu Preis A den Preis B verursacht und umgekehrt.

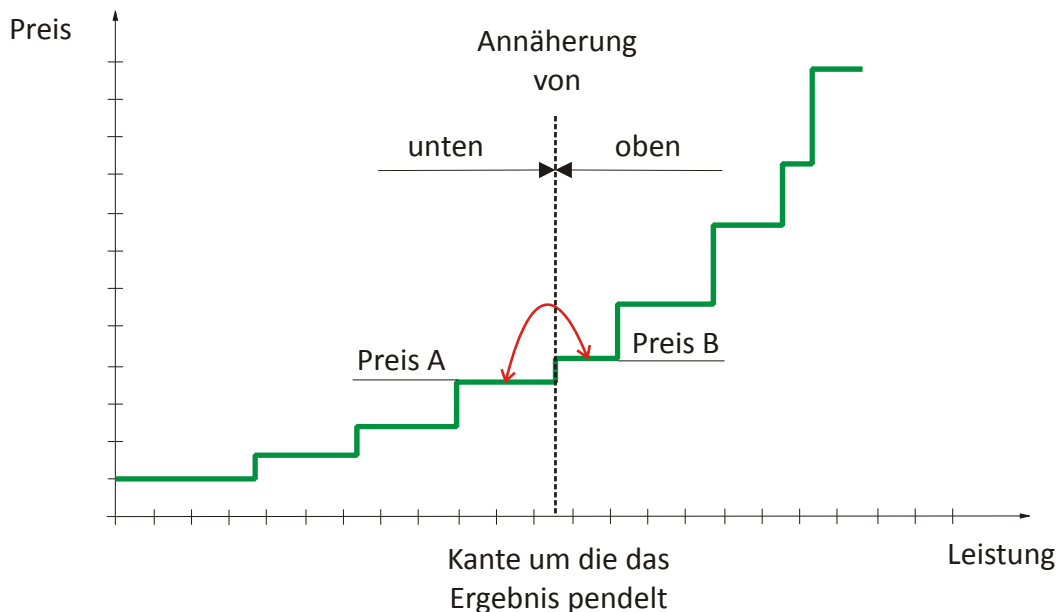


Abbildung 7.5: Pendeln des Marktpreises zwischen zwei Stufen der Merit-Order

Eine Möglichkeit diesem Problem zu begegnen ist es, die erzeugte bzw. verbrauchte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke dahin gehend zu beeinflussen, dass die im System dadurch resultierende Last genau am Sprung zwischen den betreffenden Preisstufen der Merit-Order liegt. Zu diesem Zweck ist ein anderer Ablauf der Optimierung notwendig.

Bis zum Schritt, bei dem der ermittelte Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ausgelesen wird, ist der Ablauf bereits bekannt, mit der Ausnahme, dass die Marktpreise für jeden Optimierungsdurchlauf gespeichert werden. Nachdem die auf der Einsatzoptimierung basierenden Marktpreise ermittelt und gespeichert wurden erfolgt ein Vergleich mit den Preisdatensätzen aus allen, vorhergehenden Optimierungsdurchläufen. Dieser Vergleich kann drei verschiedene weitere Vorgehensweisen nach sich ziehen:

- Die Preise aller Monate sind dieselben die aus der vorhergehenden Optimierung resultierten. In diesem Fall ist das Optimum erreicht und die Lösung kann ausgegeben und dargestellt werden.
- Die erhaltenen Preise sind von den Preisen für die Optimierung verschieden. In diesem Fall bilden sie die Marktpreise für einen erneuten Optimierungsdurchlauf.
- Die erhaltenen Preise sind nicht gleich den Preisen mit denen die Optimierung durchgeführt wurde, allerdings gleichen sie dem Preisdatensatz eines früheren Optimierungsdurchlaufs. Dadurch kann auf eine zyklische Wiederholung des Kraftwerkseinsatzes und der dadurch resultierenden Preise, d.h. ein Pendeln des Marktpreises eines oder mehrerer Monate, geschlossen werden.

In diesem Fall wird für die betroffenen Monate diejenige Stufe in der Merit-Order bestimmt, um die das Pendeln stattfindet. Es wird ausgehend von der nachgefragten Last des entsprechenden Monats der Pumpspeichereinsatz ermittelt, der die Annäherung an die

betreffende Kante von oben und von unten beschreibt. Der Einsatz der PSKW's in diesen Monaten wird für die kommenden zwei Einsatzoptimierungen als gegeben angenommen. Aus den Ergebnissen dieser beiden Optimierungen wird das bessere gewählt und kann als Lösung ausgegeben werden.

Der Ablauf der eben beschriebenen Optimierung ist in Abbildung 7.6 als Flussdiagramm dargestellt.

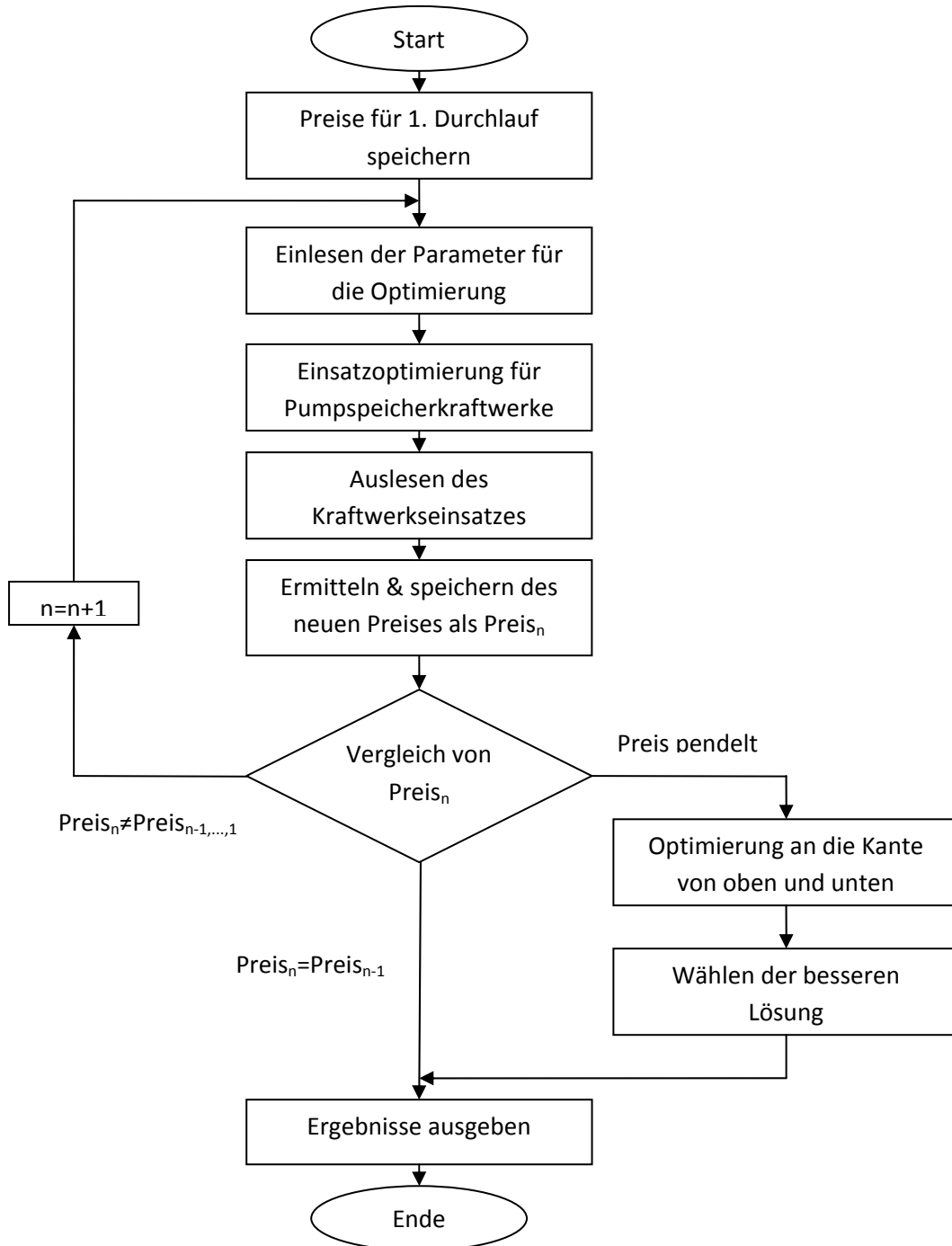


Abbildung 7.6: Flussdiagramm für die Optimierung an die Kante der Merit-Order

7.3 Alternative Preisbildung

Bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes für einen Markt, der einen sehr großen Anteil an Stromerzeugung aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken besitzt, kann es bei der Erreichung eines optimalen Zustandes zu einem Problem kommen. Da bisher der Preis für eine MWh der aus der letzten durchgeführten Optimierung resultierte, den Startwert für den nächsten Durchlauf darstellt, gibt es mit größer werdendem Pumpspeicheranteil nur eine langsame Annäherung an den optimalen Einsatz. Bei einem großen Anteil an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken führt dies möglicherweise sogar dazu, dass es zwar zu einer zyklischen Wiederholung der Optimierungsergebnisse kommt, was zwar einem Pendeln zwischen zwei Stufen entspricht, jedoch liegen diese Stufen so weit auseinander, dass eine Annäherung an die Kante der betreffenden Stufe in der Merit Order nicht nur ein schlechtes sondern sogar ein absolut falsches Ergebnis liefert. Der Grund dafür ist, dass durch die bisherige Implementierung des Vergleiches zwischen aktuellen und vorhergehenden Preisen angenommen wurde, dass die durch das Pendeln des Preises betroffenen Stufen der MO nebeneinander liegen. Dadurch wird ein großer Bereich des möglichen Kraftwerkseinsatzes, der zwischen den beiden betreffenden Stufen liegt einfach von der Betrachtung ausgenommen.

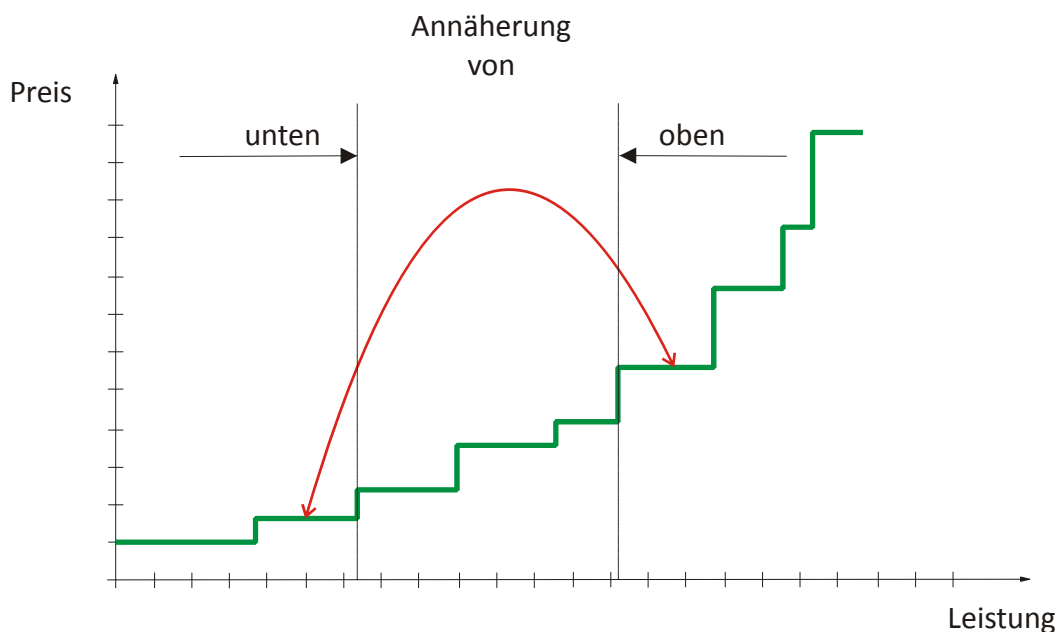


Abbildung 7.7: Pendeln des Marktpreises bei großem Pumpspeicheranteil

Um diesen ungünstigen Fall des Pendelns zwischen zwei weit auseinander liegenden Stufen der Merit-Order zu verhindern, bedarf es einer Änderung der Preisbildung für den nächsten Optimierungsdurchlauf. Wie bereits in Kapitel 7.2 erwähnt, lieferte der vorangegangene Optimierungsdurchlauf die Preise für die nächste Optimierung. Um ein starkes Pendeln auszuschließen und auch eine schnellere Annäherung an den optimalen Kraftwerkseinsatz wahrscheinlicher zu machen, wird das preisbildende Kraftwerk für die nächste Optimierung anders bestimmt. Wie in Abbildung 7.8 gezeigt, wird das Kraftwerk gewählt, das in der Mitte zwischen den beiden Stufen liegt, welche den Preis für den Optimierungsdurchlauf bzw. dem Preis der aus der Optimierung resultiert repräsentieren.

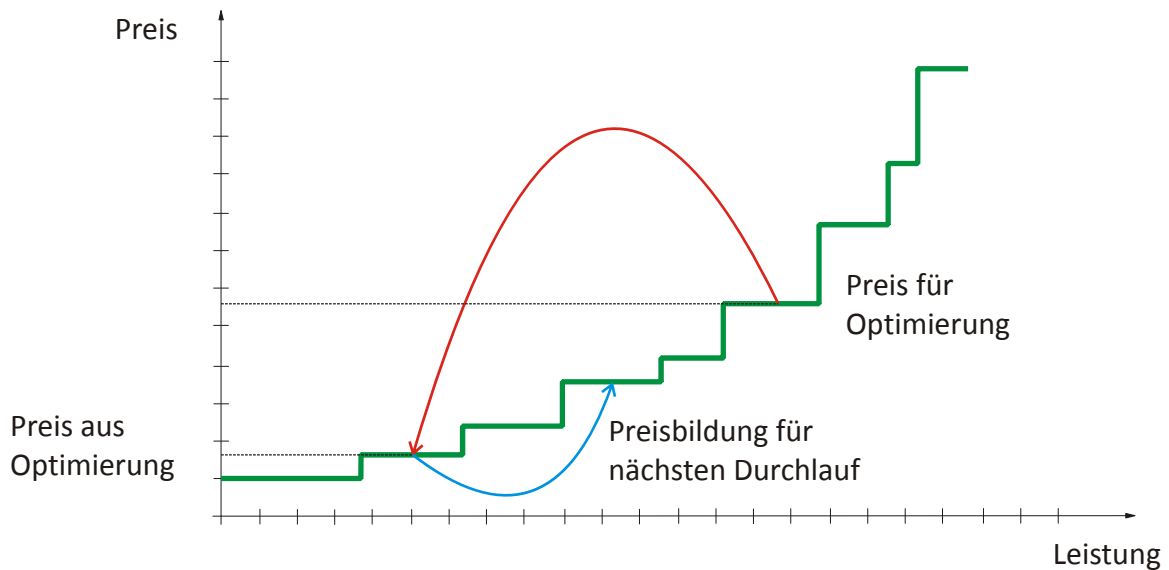


Abbildung 7.8: Alternative Preisbildung bei großem Pumpspeicheranteil

7.4 Zuflüsse

Bisher wurden bei sämtlichen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im Modell nur Zu- und Abflüsse zum Speicher betrachtet, die durch den Betrieb der Pumpen und Turbinen des Kraftwerks verursacht werden. Da viele Hochdruckwasserkraftwerke vor allem in gebirgigen Regionen nicht als reine Pumpspeicherkraftwerke arbeiten ist es notwendig, auch monatliche Zuläufe aus Niederschlägen und anderen Beileitungen zu berücksichtigen. Diese Zuflüsse erhöhen auch die Energieerzeugung der Kraftwerke, da zur Einhaltung der Bedingung desselben Speicherfüllstandes zu Beginn und zu Ende des betrachteten Zeitraumes zumindest die Zuflüsse abgebaut werden müssen. Da diese Zuflüsse für jeden Speicher separat angegeben sind, wäre es möglich die bisherige Betrachtung der betreffenden Wassermenge in MWh beizubehalten. Bei der Implementierung von Speicherkaskaden muss jedoch ein anderer Ansatz gewählt werden.

Bei der Betrachtung von Kraftwerkskaskaden muss beachtet werden, dass das Pumpen und Turbinieren eines Kraftwerks unmittelbare Auswirkungen auf den Speicherinhalt des darunterliegenden Kraftwerks hat. Da sich aber ein jedes Speicher- und PSKW von einem anderen durch Faktoren wie Fallhöhe, Ausbaudurchfluss und Nennleistung unterscheidet, ist bei jedem Kraftwerk eine andere Menge Wasser von Nöten um eine MWh Energie zu erzeugen. Aus diesem Grund ist es notwendig den Wasserbedarf beim Pumpen bzw. Turbinieren in Kubikmetern zu betrachten. Die Formel, die den Zusammenhang zwischen erzeugter Leistung und der damit verbundenen Wassermenge beschreibt lautet:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \quad 7.10$$

mit:

- η Anlagenwirkungsgrad des Kraftwerks,
- ρ spezifisches Gewicht von Wasser in kg/m^3 ,
- g Erdbeschleunigung in m/s^2 ,
- h effektive Fallhöhe des Wassers in m ,
- Q Durchflussmenge in m^3/s .

Bei Nennleistung wird der Wasserabbau eines Kraftwerks durch den sogenannten Abbaudurchfluss angegeben. Betrachtet man den Wirkungsgrad verschiedener Wasserturbinen aus Abbildung 2.14, der über der zur Verfügung stehenden Wasserdurchflussmenge aufgetragen ist, so erkennt man, dass die zum Einsatz kommenden Turbinen über einen recht großen Bereich für den sich ändernden Wasserdurchfluss einen verhältnismäßig konstanten Wirkungsgrad aufweisen. Dies gilt vor allem für die Peltonturbine, die bei Speicherkraftwerken mit großen Fallhöhen zum Einsatz kommt. Nimmt man für die Abbildung im Modell der Einfachheit halber einen Anlagenwirkungsgrad an der für einen Wasserabbau von Null bis zum Ausbaudurchfluss konstant ist, so ergibt sich ein linearer Zusammenhang zwischen abgebauter Wassermenge und erzeugter Leistung. Umgesetzt wird dies im Modell durch den Faktor 7.11. Multipliziert man diesen mit der tatsächlich erzeugten Leistung, so erhält man die dabei abgebaute Wassermenge in m^3/h :

$$\frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t,max}} \quad 7.11$$

mit: kw Kraftwerk kw ,
 $Ad(kw)$ Ausbaudurchfluss von Kraftwerk kw in m^3/s ,
 $P_{t,max}$ Turbinenleistung bei Ausbaudurchfluss in MW .

Von der technischen Universität Rostock wurde eine Ultraschallmessung der Wasserdurchflussmenge beim PSKW Geesthacht an der Elbe durchgeführt. Bei diesem Pumpspeicherkraftwerk wird der hydraulische Kurzschluss angewandt und aus den Ergebnissen der Messung, die in Abbildung 7.9 dargestellt sind, ergibt sich ein nahezu exakt linearer Zusammenhang zwischen Wasserabbau und erzeugter Leistung über den gesamten Leistungsbereich (Artinger G., 2003). Dies bestätigt die Modellannahme des linearen Zusammenhangs zwischen abgebauter und gepumpter Wassermenge und der erzeugten bzw. aufgenommenen Leistung des Pumpspeicherkraftwerks.

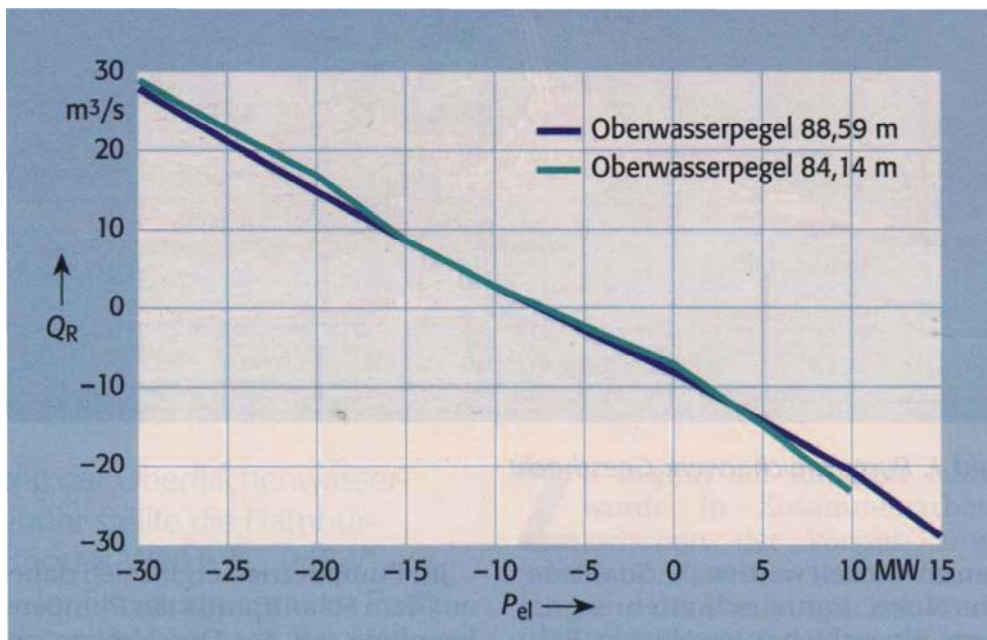


Abbildung 7.9:Wasserabbau bei hydraulischem Kurzschluss

7.5 Vollständiges Modell

Bisher wurde auf die Umsetzung der verschiedenen Problemstellungen des Modells eingegangen und Problematiken, die bei der Modellierung aufgetreten sind, diskutiert. Bevor die genaue Ausführung des Modells erläutert wird, müssen noch dessen Rahmenbedingungen angeführt werden:

- Betrachtet wird ein Zeitraum von einem Jahr, dessen Monate in 4 Abschnitte unterschiedlicher Zeitdauer aufgeteilt sind.
- Die nachgefragte Last wird in Form einer in 4 Stufen diskretisierten Dauerlinie für jeden Monat angegeben.
- Der konventionelle Kraftwerkspark, der die zur Preisbildung herangezogene Merit-Order bildet, setzt sich zum einen aus dargebotsabhängigen Kraftwerken zusammen, deren Leistung und Einspeisecharakteristik gegeben ist. Zum anderen besteht sie aus nicht dargebotsabhängigen Kraftwerken, deren installierte Leistung und variablen Grenzkosten gegeben sind.
- Der Kraftwerkspark bestehend aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und deren Eigenschaften wie Leistung im Pump- und Turbinenbetrieb, Ausbaudurchfluss, Umwälzwirkungsgrad, Speichervolumen und Speicherinhalt zu Beginn des betrachteten Zeitraumes.
- Die natürlichen Zuflüsse zu den Speicherseen pro Monat.

7.5.1 Modellierung

Aufgrund der iterativen Annäherung des Kraftwerkseinsatzes ist wie bereits erwähnt der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkseinsatz ein lineares Optimierungsproblem, was vor allem für eine rasche Ausführung von Vorteil ist. Im weiteren Verlauf dieses Unterkapitels wird näher auf die einzelnen Gleichungen und Nebenbedingungen eingegangen.

Die Zielfunktion 7.12 soll maximiert werden. Es handelt sich dabei um den Gewinn der durch den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erwirtschaftet wird. Dieser Gewinn berechnet sich aus der Summe der Gewinne aus den 48 betrachteten Zeitabschnitten, der sich aus der aufgenommen oder abgegebenen Leistungen $P(mon, kw)$ aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke multipliziert mit der Zeitdauer $t(mon)$ und dem Energiepreis $Preis(mon)$ des betrachteten Abschnitts errechnet:

$$\sum_{mon} \sum_{kw} P(mon, kw) \cdot t(mon) \cdot Preis(mon) \quad 7.12$$

mit: $P(mon, kw)$ Leistung in MW, die von Kraftwerk kw in Zeitabschnitt mon erzeugt oder verbraucht wird,
 $t(mon)$ Dauer des Zeitabschnitts mon in Stunden,
 $Preis(mon)$ Preis für eine MWh im Zeitabschnitt mon .

Die Gleichung für den Leistungsbedarf $P_{sys}(mon)$ in 7.13 berechnet sich aus der Last $P_{last}(mon)$ und der Summe der Leistungen $P(mon, kw)$, die von sämtlichen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erzeugt oder verbraucht werden. Diese muss in jedem Monat von der verfügbaren Leistung des konventionellen Kraftwerkspark $P_{kwpark}(mon)$ gedeckt werden:

$$P_{sys}(mon) = P_{last}(mon) - \sum_{kw} P(kw, mon) \quad 7.13$$

$$P_{sys}(mon) \leq P_{kwpark}(mon)$$

- mit: $P_{sys}(mon)$ Im System resultierende Last nach Einsatz der SKW und PSKW im Zeitabschnitt mon ,
 $P_{last}(mon)$ Von den Verbrauchern nachgefragte Leistung im Zeitabschnitt mon in MW,
 $P_{kwpark}(mon)$ Last die vom konventionellen Kraftwerkspark (ohne SKW und PSKW) im Zeitabschnitt mon gedeckt werden kann, in MW.

Die Nebenbedingung 7.14 sorgt dafür, dass immer in der letzten Periode eines Monats der Inhalt der Speicherseen innerhalb der vorgegebenen Schranken liegt. Während der drei ersten Zeitabschnitte eines betrachteten Monats ist es dem Speicherinhalt auch erlaubt sich über die Grenzen hinaus zu bewegen. Der Grund dafür liegt im Zustandekommen der Dauerlinie, das in Abbildung 7.10 dargestellt wird, nach der der Kraftwerkseinsatz optimiert wird. Betrachtet man beispielsweise die Peak A Periode eines Monats, so wird der Speicherinhalt zwar wegen des Turbinierens negativ, in Wirklichkeit aber setzt sich diese Peak A Periode aus den Hochlastzeiten aller Tage eines Monats zusammen. Somit liegen zwischen den Zeiten in denen turbiniert wird immer einige Stunden, in denen wieder gepumpt werden kann bzw. Wasser nachfließt. Aus diesem Grund muss erst am Ende des Monats die Bedingung für den Speicherinhalt wieder erfüllt sein.

$$S_{p_inh}(last_{per}, kw) \geq 0,1 \cdot S_{p_vol}(kw) \quad 7.14$$

$$S_{p_inh}(last_{per}, kw) \leq S_{p_vol}(kw)$$

- mit: $S_{p_inh}(last_{per}, kw)$ Speicherinhalt von Kraftwerk kw in der letzten Periode eines Monats,
 $S_{p_vol}(kw)$ Speichervolumen von Kraftwerk kw in m^3 .

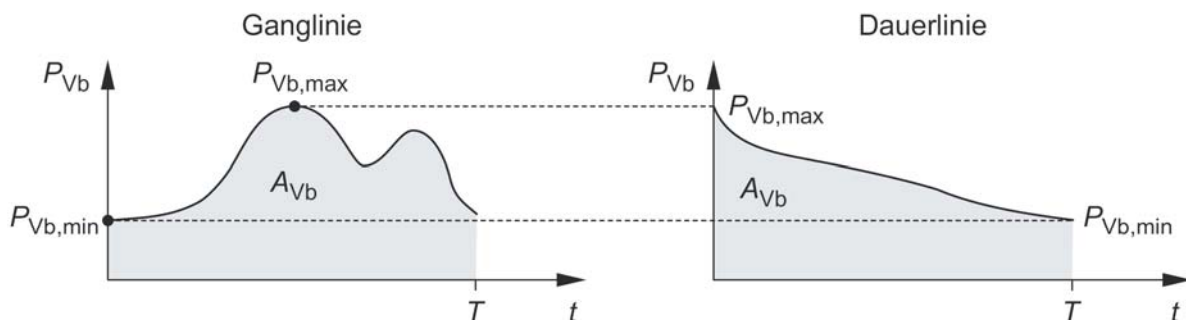


Abbildung 7.10: Konstruktion einer Dauerlinie (Klaus Heuck, 2007)

Die Gleichungen 7.15 beschreiben das Zustandekommen des Speicherinhalts $S_{p_inh}(mon_{1-1}, kw)$ für den ersten betrachteten Zeitabschnitt, für den als Ausgangswert der Speicherinhalt $S_{p_START}(kw)$ des jeweiligen Kraftwerks zu Beginn der Optimierung gilt. Vermehrt wird der Speicherinhalt durch Zuläufe von einem wenn vorhanden in der Kaskade höher gelegenen Kraftwerk $Z_{ulauf_o}(mon, kw)$. Veränderungen des Speicherinhalts, die durch den eigenen Betrieb entstehen $(P_{pump}(mon_{1-1}, kw) \cdot \eta(kw) - P_{turb}(mon_{1-1}, kw)) \cdot t(mon_{1-1})$ sowie natürliche Zuläufe, die ebenfalls als Energie in Form von Anteilen am Regelarbeitsvermögen des Kraftwerkes gegeben sind, müssen durch den bereits in Unterkapitel 7.4 erwähnten Faktor $\frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t_max}}$ in Kubikmeter umgerechnet werden. Dieselbe Art und Weise der Berechnung des Speicherinhalts gilt in der Nebenbedingung 7.16 auch für alle übrigen Monate. Allerdings wird hier wieder vom Speicherinhalt am Ende des Vormonats ausgegangen:

$$S_{p_inh}(mon_{1-1}, kw) = S_{p_START}(kw) + Z_{ulauf_o}(mon_{1-1}, kw) + \frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t_max}} \cdot \left((P_{pump}(mon_{1-1}, kw) \cdot \eta(kw) - P_{turb}(mon_{1-1}, kw)) \cdot t(mon_{1-1}) + Z_{ulauf}(mon_{1-1}, kw) \right) \quad 7.15$$

$$S_{p_inh}(mon_{+1}, kw) = S_{p_inh}(mon, kw) + Z_{ulauf_o}(mon_{+1}, kw) + \frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t_max}} \cdot \left((P_{pump}(mon_{+1}, kw) \cdot \eta(kw) - P_{turb}(mon_{+1}, kw)) \cdot t(mon) + Z_{ulauf}(mon_{+1}, kw) \right) \quad 7.16$$

mit:	$S_{p_inh}(mon, kw)$	Speicherinhalt von Kraftwerk kw im Zeitabschnitt mon ,
	$S_{p_START}(kw)$	Füllstand des Speichers von Kraftwerk kw zu Beginn des betrachteten Optimierungszeitraumes im Verhältnis zum Speichervolumen,
	$Z_{ulauf_o}(mon, kw)$	Zulauf aus einem in der Kraftwerkskaskade darüber liegenden Kraftwerk in den Speichersee des Kraftwerks kw im Zeitabschnitt mon in m^3 ,
	$Z_{ulauf}(mon, kw)$	Natürlicher Zulauf des PSKW kw im Zeitabschnitt mon in GWh,
	$Ad(kw)$	Ausbaudurchfluss des Kraftwerks kw in m^3/s ,
	$P_{turb}(mon, kw)$	Leistung, die vom Kraftwerk kw im Zeitabschnitt mon erzeugt wird,
	$P_{pump}(mon, kw)$	Leistung, die vom Kraftwerk kw im Zeitabschnitt mon zum pumpen aufgenommen wird,
	$\eta(kw)$	Umwälzwirkungsgrad des Kraftwerks kw .

Gleichung 7.17 legt fest, dass die Summe sämtlicher Zuflüsse natürlicher Art $Z_{ulauf}(mon, kw)$ und durch Pumpen $P_{pump}(mon, kw) \cdot \eta(kw) \cdot t(mon)$ sowie Abflüsse bedingt durch Turbinenbetrieb $P_{turb}(mon, kw) \cdot t(mon)$, die wiederum durch $\frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t_max}}$ in Kubikmeter Wasser umgerechnet werden und Zuläufe durch, falls vorhanden, in der Kaskade höher gelegene Kraftwerke über den gesamten betrachteten Zeitraum gleich Null sind. Dadurch wird sichergestellt, dass der Speicherinhalt am Ende des beobachteten Zeitraumes gleich ist wie zu Beginn:

$$\sum_{mon} (P_{pump}(mon, kw) \cdot \eta(kw) \cdot t(mon) - P_{turb}(mon, kw) \cdot t(mon) + Z_{ulauf}(mon, kw) \cdot 1000) \quad 7.17$$

$$\cdot \frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t,max}} + Z_{ulauf_o}(mon, kw) = 0$$

Gleichung 7.18 beschreibt das Zustandekommen der Speicherinhaltserhöhung bzw. -verringering durch ein in der Kaskade höher liegendes Kraftwerk:

$$\sum_{kw_o} (P_{turb}(mon, kw_o) \cdot t(mon) - P_{pump}(mon, kw_o) \cdot \eta(kw_o) \cdot t(mon)) \cdot \frac{3600 \cdot Ad(kw)}{P_{t,max}} \quad 7.18$$

$$= Z_{ulauf_o}(mon, kw)$$

Die Nebenbedingungen aus 7.19 legen wie in Unterkapitel 7.1.1 näher beschrieben die Grenzen, in denen sich die erzeugte oder aufgenommene Leistung eines Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerkes bewegen darf, fest und stellen sicher, dass ein Kraftwerk entweder pumpt oder turbinert, wenn es nicht gerade stillsteht.

$$P_{pump}(mon, kw) \leq bin_{pump}(mon, kw) \cdot P_{p,max}(kw)$$

$$P_{pump}(mon, kw) \geq bin_{pump}(mon, kw) \cdot P_{p,min}(kw)$$

$$P_{turb}(mon, kw) \leq bin_{turb}(mon, kw) \cdot P_{t,max}(kw) \quad 7.19$$

$$P_{turb}(mon, kw) \geq bin_{turb}(mon, kw) \cdot P_{t,min}(kw)$$

$$bin_{pump}(mon, kw) + bin_{turb}(mon, kw) \leq 1$$

mit:

$bin_{turb}(mon, kw)$	binäre Variable, ist 1 wenn PSKW kw im Zeitabschnitt mon Energie erzeugt,
$bin_{pump}(mon, kw)$	binäre Variable, ist 1 wenn PSKW kw im Zeitabschnitt mon Energie verbraucht (pumpt),
$P_{t,max}(kw)$	Maximale Leistung die von PSKW kw erzeugt werden kann,
$P_{t,min}(kw)$	Minimale Leistung die von PSKW kw erzeugt werden kann,
$P_{p,max}(kw)$	Maximale Leistung die von PSKW kw aufgenommen werden kann,
$P_{p,min}(kw)$	Minimale Leistung die von PSKW kw aufgenommen werden kann.

7.5.2 Optimierungsablauf

Den ersten Schritt, der im Flussdiagramm Abbildung 7.11 nicht dargestellt ist, stellt die Eingabe aller notwendigen Daten dar. Die Optimierung des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkseinsatzes bei gegebenem Marktpreis für eine MWh Energie erfolgt dabei durch das in Unterkapitel 7.5.1 beschriebene Modell.

Nach dem Start des die Optimierung ausführenden Makros in EXCEL werden sämtliche Tabellen an die bereits erwähnten Inputdaten, die die Rahmenbedingungen des Modells darstellen, angepasst. Ebenso wird abhängig von der Last der für die erste Einsatzoptimierung zur Anwendung kommende Strompreis ermittelt und gespeichert.

Im nächsten Schritt erfolgt die Erstellung von include-Dateien, der für das GAMS-Modell erforderlichen Eingangsdaten zur Einsatzoptimierung in Form von Textdokumenten. Diese Daten umfassen:

- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit den Parametern:
 - maximale Leistung im Turbinenbetrieb,
 - minimale Leistung im Turbinenbetrieb,
 - maximale Leistung im Pumpbetrieb,
 - minimale Leistung im Pumpbetrieb,
 - Umwälzwirkungsgrad,
 - Speicherinhalt zu Beginn des betrachteten Zeitraumes,
 - Volumen des Speichersees;
- Zeitabschnitte in die der betrachtete Zeitraum gegliedert wird und deren Dauer,
- Zuläufe zu den Speicherseen,
- Vorhandene Kraftwerkskaskaden,
- Verfügbare Leistung des konventionellen Kraftwerksparks,
- Strompreise in den einzelnen Zeitabschnitten.

Mit diesen Daten wird die Einsatzoptimierung durchgeführt. Nach erfolgter Optimierung wird der erhaltene Kraftwerkseinsatz von EXCEL eingelesen und gemeinsam mit den daraus resultierenden Preisen als Datensatz gespeichert. Es folgt ein Vergleich der Preise mit denen die Einsatzoptimierung durchgeführt wurde und den daraus resultierenden Preisen. Stimmen diese überein, so ist der Optimale Kraftwerkseinsatz gefunden. Ist das nicht der Fall und stimmen die erhaltenen Preise auch nicht mit Preisen aus anderen früheren Optimierungen überein, müssen die monatlichen Preise für eine erneute Optimierung bestimmt werden.

Bei einer Übereinstimmung mit einem vorhergehenden Preis-Datensatz werden die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkseinsätze aller Preiskonfigurationen die zwischen den Optimierungsdurchläufen mit gleichen resultierenden Preisen liegen und der Einsatz der letzten erhaltene Preiskonfiguration so optimiert, dass die preisgebende Stufe der Merit-Order in jedem Zeitabschnitt nicht mehr verlassen werden darf. Das bedeutet, dass der PSKW- und SKW-Einsatz dieselben Preise ergibt mit denen er ermittelt wurde.

Aus den daraus erhaltenen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkseinsätzen wird derjenige gewählt, der den höchsten Gewinn abwirft. Aus den Börsenpreisen kann für jedes zum Einsatz kommende SKW oder PSKW mit Hilfe der Formel 6.1 der Wasserwert in jedem Zeitabschnitt berechnet werden. Anschließend werden noch alle für die entsprechende Lösung relevanten Ergebnisse in einem Diagramm dargestellt.

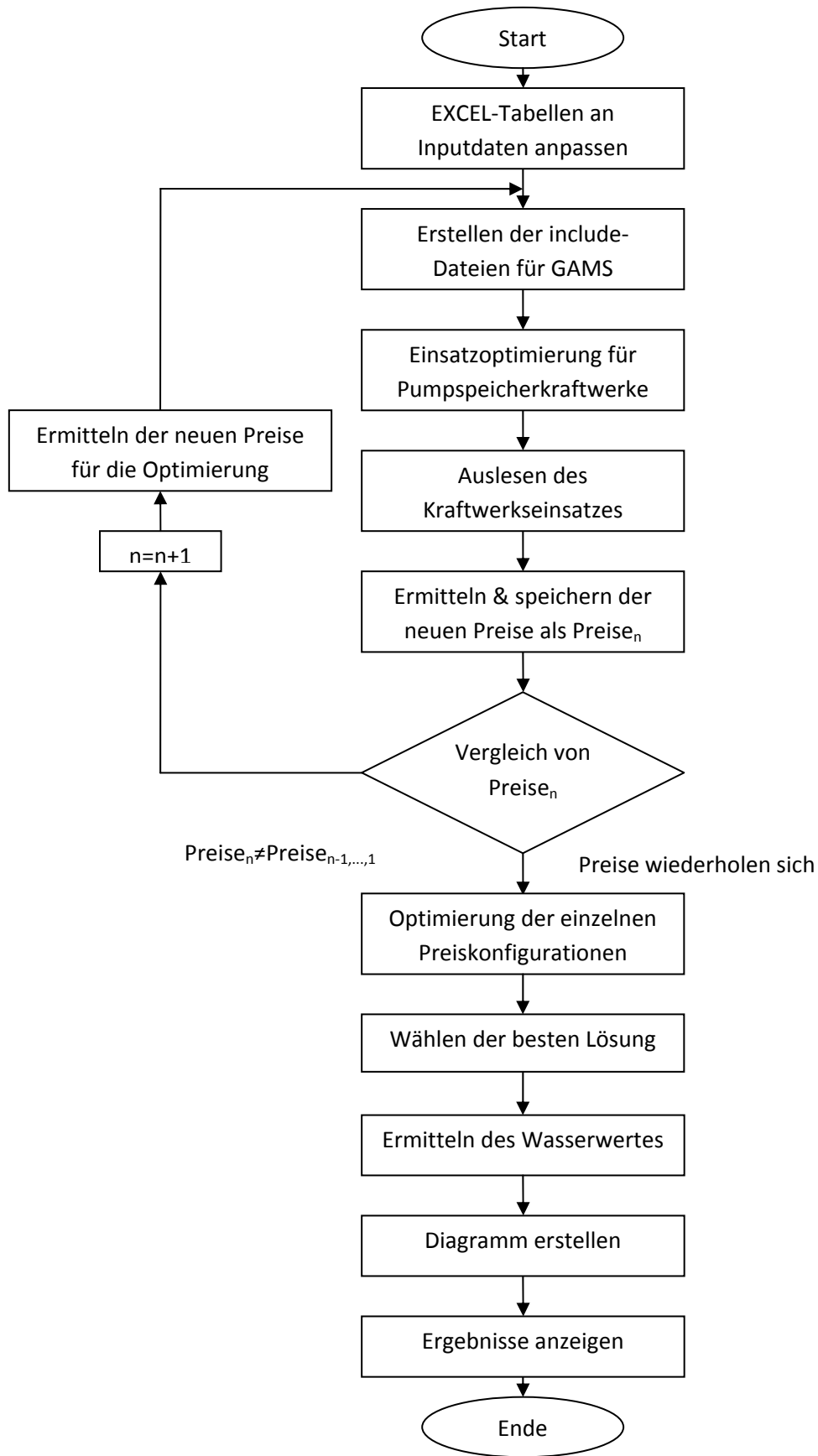


Abbildung 7.11: Flussdiagramm des vollständigen Modells

8 Testen des Modells

In diesem Kapitel wird mit Hilfe des in Kapitel 7.5 beschriebenen Modells eine Einsatzplanung für einen Kraftwerkspark bestehend aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken durchgeführt. Zu diesem Zweck müssen Annahmen getroffen werden, die im folgenden Unterkapitel beschrieben werden. Ausgehend von der Einsatzplanung wird der Wasserwert ermittelt. Weiters werden die Auswirkungen unterschiedlicher Einspeiseszenarien für erneuerbare Energien betrachtet und deren Auswirkungen auf den Wasserwert untersucht, wobei es weniger um absolute Zahlen als um Trends geht. Der Grund für die Untersuchung dieser Trends ist, dass die Eingangsdaten aus gemittelten, gereihten und diskretisierten Werten bestehen und daher nur Mittelwerte über einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen. Dadurch erübrigt sich eine zu detaillierte Betrachtung der absoluten Wasserwerte, die ebenfalls nur gemittelte Werte darstellen.

8.1 Modellannahmen

Das Modell ermittelt die Wasserwerte der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in einem zusammenhängenden Markt bestehend aus Österreich und Deutschland. Betrachtet wird das Jahr 2011, dessen Monate wie bereits in Unterkapitel 7.5 erwähnt aufgrund der Diskretisierung der Last in jeweils 4 Abschnitte aufgeteilt werden. Diese vier Abschnitte werden Peak-A und B sowie Offpeak-A und B benannt. Zur Berechnung der Zeitdauer jedes Abschnitts wird angenommen, dass sich ein Monat wie in Abbildung 8.1 in einen Peak-Bereich und einen Offpeak-Bereich aufteilt. Der Peak-Bereich teilt sich im Verhältnis 30/70 in den Peak-A Teil und den Peak-B Teil. Der Offpeak-Bereich splittet sich ebenfalls in Offpeak-A und Offpeak-B, jedoch beträgt hier das Verhältnis der Zeitdauern 80/20.

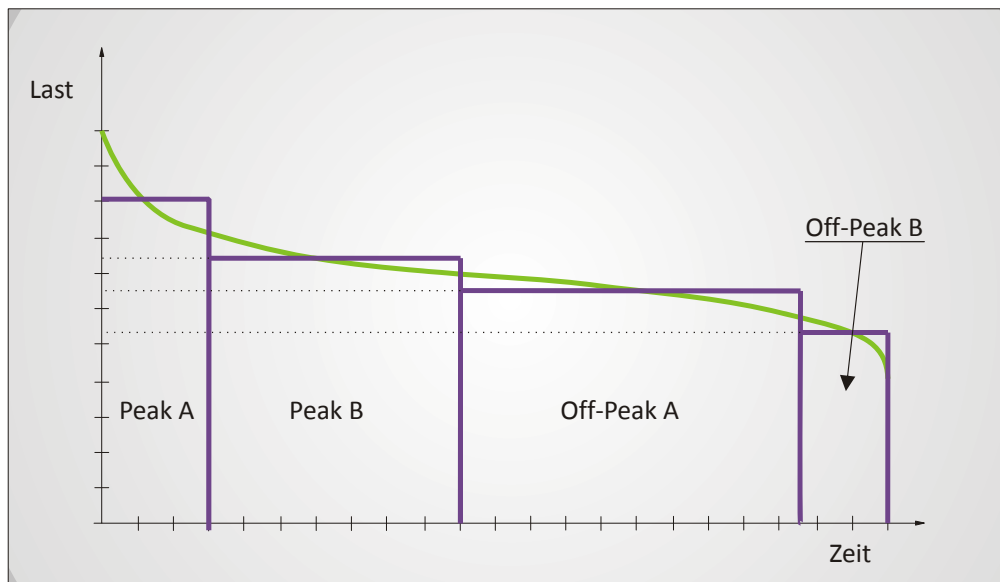


Abbildung 8.1: In 4 Stufen diskretisierte Dauerlinie

Eine weitere Annahme betrifft den betrachteten Markt. Es wird davon ausgegangen, dass kein Handel mit benachbarten Märkten stattfindet. Dies verringert die Komplexität des Modells, da es

nicht mit einem zusätzlichen Marktmodell gekoppelt werden muss. Dadurch kann es jedoch passieren, dass die Last in einem gewissen Zeitraum nicht durch thermische Kraftwerke und Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt ist und somit ein Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zwingend notwendig ist, obwohl durch einen anderen Einsatz ein höherer Gewinn erwirtschaftet werden könnte. Im Fall der Kopplung mit andern Märkten würde, bei einer nicht Deckung der Last durch eigene Erzeugung in einem Marktgebiet, Energie importiert werden. Außerdem würde es auch bei entsprechender Preisdifferenz zwischen den Märkten zu mehr Exporten und Importen kommen.

In einem Teil der Modellberechnungen wird ein Handel von außen vorgegeben. Dieser betrifft die übertragenen Leistungen zwischen dem Markt Österreich-Deutschland und deren Nachbarstaaten in jeder der bereits beschriebenen 48 Perioden des Jahres 2011. Die übertragenen Leistungen stammen aus einer institutsinternen Berechnung mit einem Marktmodell und werden durch eine Änderung der Last in dieses Modell einbezogen. Exportierte Leistung wirkt dabei als eine Erhöhung der Last, importierte Leistung als eine Verringerung.

In beiden Annahmen, mit und ohne Handel, wird bezüglich des Netzes von der sogenannten „Kupferplatte“ ausgegangen, da das Modell zur Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes nicht mit einem Lastflussmodell gekoppelt ist. Darunter versteht man eine gedachte Kupferplatte anstelle des Übertragungsnetzes, mit der elektrische Energie im Marktgebiet verteilt wird, ohne sich Gedanken über die in Realität vorhandenen Kapazitäten der Übertragungsleitungen zu machen. Bei einer Berücksichtigung des Übertragungsnetzes würden aufgrund von möglichen Leitungsempfängen bestimmte Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ihren Betrieb einschränken.

Zur Veranschaulichung des Wasserwertes, der wie bereits erwähnt bei selben Markträumungspreis von Strom für jedes Kraftwerk anders ist, wird ein Referenzkraftwerk herangezogen, das aus den Mittelwerten der Parameter für alle Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gebildet wird und eine installierte Leistung von 132,66 MW und einen Ausbaudurchfluss von 43,6 m³/s besitzt. Der Grund dafür ist, dass der Solver bei der Lösung des Optimierungsproblems nicht immer dieselben Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke einsetzt. Der gemittelte Wasserwert über die eingesetzten Kraftwerke besitzt daher wenig Aussagekraft. Zur Erinnerung soll noch einmal erwähnt werden, dass verschiedene Nebenbedingungen den Einsatz der einzelnen Kraftwerke einschränken und zum Beispiel ein Betrieb nicht möglich ist, wenn sich kein Wasser im Speicher befindet.

Wird in einem Zeitabschnitt kein Speicher- oder- PSKW eingesetzt, so wird durch das Referenzkraftwerk der Wasserwert angegeben, den ein Einsatz in diesem Zeitabschnitt bei gegebenem Preis für eine Megawattstunde ergeben würde.

Auch bei der Modellierung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wurden verschiedene Annahmen zu Vereinfachung getroffen. Bei Speicherkraftwerken fällt bei sehr geringem Wasserabbau der Turbinenwirkungsgrad wie in Abbildung 2.14 stark ab, wodurch die minimal turbinierbare Leistung bei einigen Prozent der maximalen liegen würde. Da ein exakter Wert für die minimale erzeugbare Leistung allerdings nicht recherchiert wurde, wird der Einfachheit halber ein konstanter Wirkungsgrad über den gesamten Leistungsbereich angenommen. Aus dieser Annahme ergibt sich die freie Regelbarkeit der hydraulischen Maschinen. Ebenso wird von einer konstanten Fallhöhe zwischen Wasserspiegel des Speichersees und den hydraulischen Maschinen im Krafthaus

ausgegangen, der nicht durch das Abarbeiten von Wasser gesenkt oder durch das Hochpumpen von Wasser angehoben wird.

Aus diesen Annahmen ergibt sich ein linearer Zusammenhang zwischen erzeugter Leistung und abgebauter Wassermenge sowie eine minimale Pumpleistung und Turbinenleistung von Null.

Aufgrund der starken möglichen Schwankungen bezüglich des Wasserpegels in den Speicherseen wird bei reinen Pumpspeicherkraftwerken, wegen ihrer meist verhältnismäßig kleinen Speicherbecken und ihres Einsatzes vor allem als Tagesspeicher, von einem zu Beginn der Optimierung zur Gänze gefüllten Speicher ausgegangen. Bei Speicherkraftwerken und kombinierten Speicherkraftwerken beträgt der anfängliche Speicherinhalt die Hälfte des Speichervolumens.

Eine weitere Annahme betrifft die Grenzkosten, mit denen angeboten wird. Bei der Einspeisung erneuerbarer Energie wird von Grenzkosten der Stromerzeugung von 0 €/MWh ausgegangen. Der Grund dafür ist, dass ihre Erzeugung keine Brennstoffe erfordert oder diese Anlagen gefördert sind. Die Preise der thermischen Kraftwerke werden mit 5,9 €/MWh bis 256 €/MWh angenommen und stammen aus einem institutsinternen Modell.

8.2 Datenbasis

Zur Ausführung des Modells selbst ist ein umfangreicher Datensatz erforderlich, der die wichtigsten Charakteristika des betrachteten Simulationsraumes beschreibt. Diese wären:

- Der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkspark mit allen seinen erforderlichen Parametern. Diese stammen, wie Kapitel 5 zu entnehmen, zum Teil aus einer institutsinternen Datenquelle und aus eigener Recherche.
- natürliche Zuläufe zu den Speicherseen,
- bestehende Kraftwerkskaskaden aus eigener Recherche,
- die Last,
- der konventionelle Kraftwerkspark bestehend aus Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien und thermischen Kraftwerken einschließlich deren Grenzkosten der Stromerzeugung,
- Einspeisecharakteristika der erneuerbaren Energien.

8.2.1 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkspark

Der ein PSKW beschreibende Datensatz für dieses Modell umfasst acht Parameter. Die ersten beiden Parameter die allen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken gemein sind, sind die maximale und minimale Leistung mit der turbinieren werden kann. Wie bereits erwähnt gilt unter der Annahme, dass bei sämtlichen Pumpspeicherkraftwerken der hydraulische Kurzschluss Anwendung findet, eine minimale Leistung mit der turbinieren werden kann sowie eine minimale Pumpleistung von Null.

Einen weiteren Parameter stellt die maximale Leistung der Pumpen dar. Hier sei noch einmal auf die Unterscheidung zwischen Speicherkraftwerken, die nur elektrische Energie erzeugen und Pump-

speicherkraftwerken, die elektrische Energie sowohl erzeugen als auch aufnehmen können, hingewiesen.

Beim nächsten Parameter handelt es sich um den Umwälzwirkungsgrad, dessen Werte aus einer institutsinternen Datenquelle stammen. Da dieser nur bei den Pumpspeicherkraftwerken Anwendung findet, hat er bei den übrigen Speicherkraftwerken den Wert 1. Bei den Pumpspeichern hingegen bewegt er sich im Bereich von etwa 0,7 bis 0,8, je nach Ausführung der entsprechenden Anlage. Da sich der Umwälzwirkungsgrad, wie in Abbildung 2.3 dargestellt, aus mehreren Teilwirkungsgraden zusammensetzt, kann dieser je nach Sorgfalt der Auslegung oder dem neuesten Stand der Technik bezüglich der einzelnen Komponenten zum Zeitpunkt der Errichtung der Anlage unterschiedliche Werte annehmen.

Wie bereits erwähnt wurde, sind im Modell auch Kraftwerkskaskaden implementiert, wodurch es nicht mehr ausreicht, die Speicherinhalte und den Wasserabbau in MWh zu betrachten, was in Unterkapitel 7.4 erklärt wurde. Zu diesem Zweck ist ein Parameter nötig, durch den es gelingt den Zusammenhang zwischen erzeugter Energie in MWh und den dazu erforderlichen Bedarf an Wasser herzustellen. Diese Lücke wird durch den Ausbaudurchfluss Ad geschlossen, der den Wasserbedarf bei Nennleistung in m^3/s beschreibt. Die Umrechnung von MWh in m^3 erfolgt durch den in Formel 7.11 beschriebenen Faktor.

Die beiden noch nicht erwähnten Parameter betreffen das Speicherbecken eines Kraftwerks. Beim Ersten handelt es sich um den Speicherinhalt, dessen Recherche in Kapitel 5 beschrieben ist. Der letzte Parameter für die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke betrifft den Speicherinhalt in Teilen von 1 mit dem die Einsatzoptimierung des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks beginnen und auch enden soll.

Sofern vorhanden, sind auch die natürlichen Zuläufe zu den Speicherseen von Interesse. Außer bei einigen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, deren Oberbecken keine natürlichen Zuläufe besitzen, da sie an der höchsten Stelle der Umgebung errichtet sind oder das Oberbecken eines Kraftwerkes das Unterbecken eines höher gelegenen Kraftwerkes ist, werden diese in monatlichen Anteilen am Regelarbeitsvermögen (RAV) in Gigawattstunden angegeben. Das Regelarbeitsvermögen beschreibt bei Wasserkraftwerken die auf Basis langjähriger Zeitreihen zu erwartende Erzeugungsmöglichkeit aus natürlichen Zuflüssen (E-Control Austria, 2010). Durch die Angabe der Zuflüsse als Energie kann mit Hilfe der Formel 5.1, mit der der Speicherinhalt von MWh in Kubikmeter umgerechnet wurde auch das Volumen der monatlich zufließenden Wassermenge für jeden Speichersee berechnet werden.

Die letzten Daten bezüglich Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, die noch in das Modell eingegeben werden können, betreffen Kraftwerkskaskaden. Die im betrachteten Marktgebiet ermittelten Kaskaden sind in Tabelle 5.4 dargestellt.

Der in Österreich und Deutschland vorhandene Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkspark besitzt eine installierte Leistung von 14.195 MW und Pumpen mit einer Leistung von insgesamt 9.190 MW. Dabei entfallen, wie in Abbildung 8.2 zu sehen, 7553 MW zur Erzeugung auf Österreich und

6642 MW auf Deutschland. Bei der Nutzung der Speicher durch Pumpen von Wasser sind die Kapazitäten von Deutschland mit einer Pumpleistung von 5905 MW um etwa 80% höher als in Österreich mit einer installierten Pumpleistung von 3285 MW.

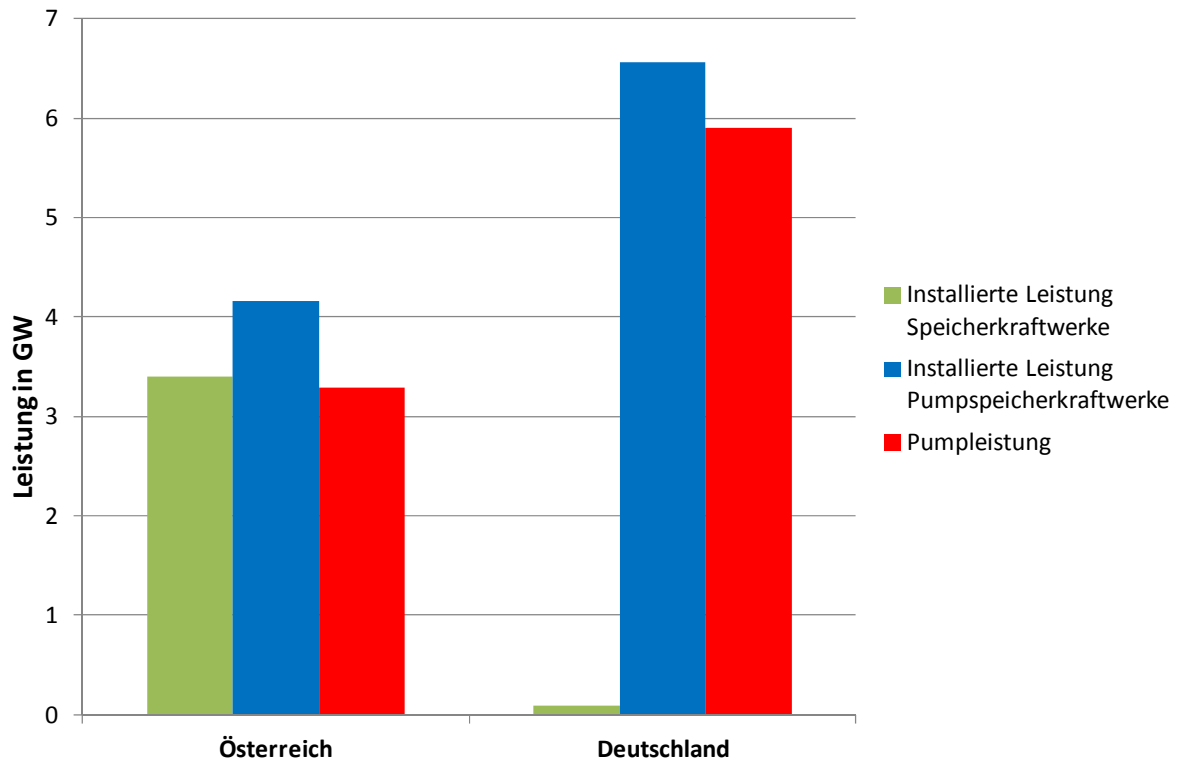


Abbildung 8.2: Installierte Leistungen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und Deutschland

Das Regelarbeitsvermögen dieser Kraftwerke oder anders ausgedrückt, die Energie, die ohne den Einsatz der Pumpen nur aus natürliche Zuläufen erzeugt werden kann, beträgt 10.074 GWh/a und die Aufteilung auf die beiden Märkte ist in Abbildung 8.3 ersichtlich. Der Grund für den hohen Anteil Österreichs am Regelarbeitsvermögen liegt an seiner Geografie. Durch die Alpen besitzt Österreich viele Speicherseen in hohen Lagen mit großen Wassereinzugsgebieten. Dadurch ist es möglich viel Energie ohne den Einsatz der Pumpen zu erzeugen. In Deutschland hingegen gibt es, wie in Abbildung 8.2 zu sehen ist und aus Abbildung 8.3 geschlossen werden kann, beinahe nur reine Pumpspeicherkraftwerke.

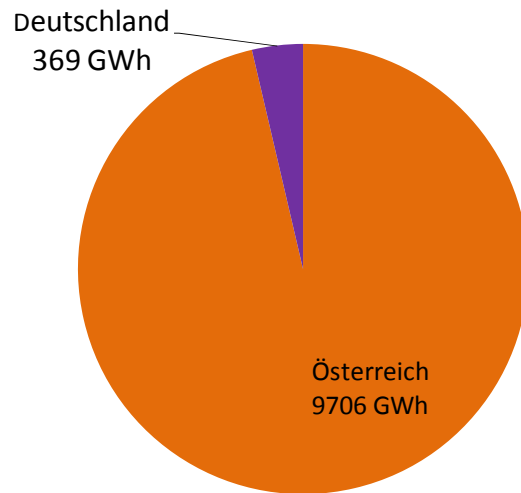


Abbildung 8.3: Anteil von Deutschland und Österreich am Regelarbeitsvermögen des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks

8.2.2 Last

Einen weiteren wichtigen Teil bildet die Last, die in den betrachteten Märkten Österreich und Deutschland im Jahr 2011 nachgefragt wurde. Diese liegt in Form von zwölf Monatsdauerlinien vor, die wie bereits erwähnt jeweils in 4 Stufen diskretisiert sind. In Abbildung 8.4 ist die Last zu sehen, wie sie dem Modell zur Verfügung steht. Darin ist zu erkennen, dass die höchste Last in der kalten Jahreszeit auftritt, während die im Sommer auftretenden Spitzenlasten wesentlich geringer sind. Daraus lässt sich der Einfluss des Heizens, aufgrund niedriger Außentemperatur, und des Lichtbedarfs, wegen der kurzen Wintertage, erkennen. Ebenfalls macht sich der verringerte Stromverbrauch bedingt durch die Weihnachtsfeiertag im letzten Monat bemerkbar.

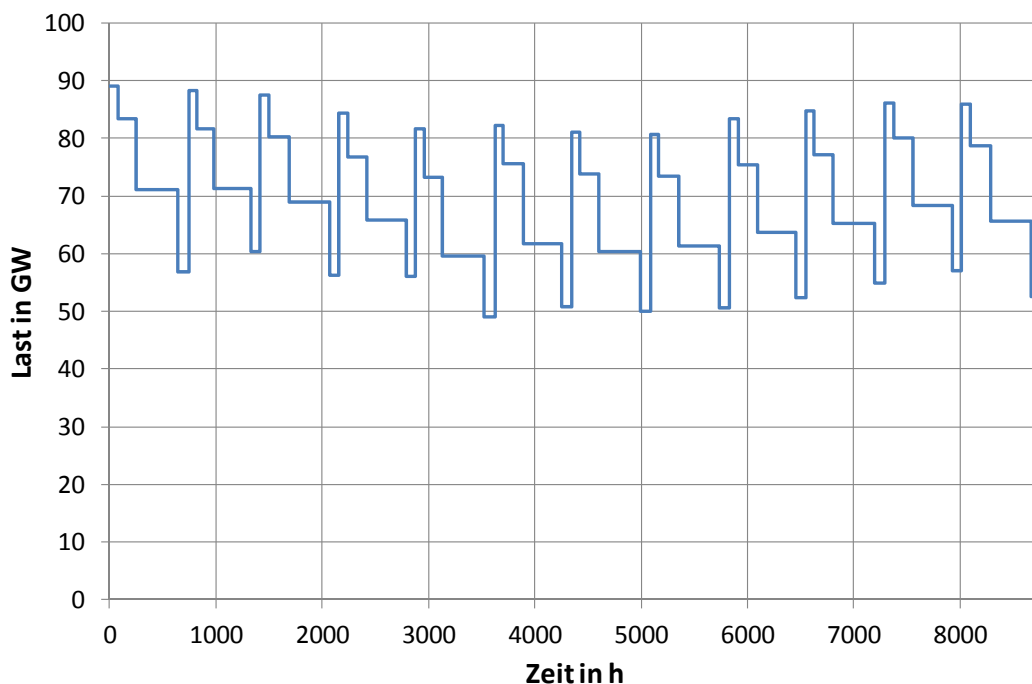


Abbildung 8.4: Lastverlauf für das Modell

8.2.3 Kraftwerkspark

Einen weiteren wichtigen Teil des erforderlichen Datensatzes bildet der „konventionelle“ Kraftwerkspark. Dieser stammt ebenfalls aus einer institutsinternen Datenquelle und umfasst sämtliche Kraftwerke im betrachteten Marktgebiet „Österreich-Deutschland“ im Jahr 2011, die keine Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke sind. Er teilt sich auf in nicht dargebotsabhängige Kraftwerke und dargebotsabhängige Kraftwerke.

Die dargebotsabhängigen Kraftwerke umfassen 1057 Erzeugungsanlagen aus Laufwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft und gehen, wie bereits erwähnt mit Grenzkosten von 0 €/MWh in die zur Modellausführung herangezogene Merit-Order ein. Die Kapazität der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist zwar als installierte Leistung angegeben, eine genauere Aussage über die erzeugte Energie aus Erneuerbaren liefert jedoch deren Einspeisecharakteristik. Diese ist, wie bei den Zuflüssen zu den Speicherseen, in monatlichen Anteilen am Regelarbeitsvermögen der jeweiligen Anlage angegeben. Das Regelarbeitsvermögen ist definiert als die tatsächliche durchschnittliche Erzeugung der letzten drei Betriebsjahre (ÖSG, 2011). Da es nicht möglich ist aus der erzeugten Energie in einem Monat Informationen über die erzeugte Leistung während der gleichzeitig auftretenden Last zu entnehmen kann, lediglich die durchschnittliche Leistung mit der eine Anlage während eines Monats einspeist mit folgender Formel errechnet werden:

$$P[MW] = \frac{RAV[GWh] \cdot A_{mon}[1] \cdot 1000}{t_{mon}[h]} \quad 8.1$$

mit: P Durchschnittliche erzeugte Leistung pro Monat,
 RAV Regelarbeitsvermögen,
 A_{mon} Monatlicher Anteil am Regelarbeitsvermögen in Teilen von 1,
 t_{mon} Dauer des Monats in Stunden.

Die installierte Leistung der 323 zur Verfügung stehenden Laufwasserkraftwerke in den betrachteten Märkten beträgt 6937 MW. Wie im Diagramm der Einspeisecharakteristik aus Laufwasserkraft in Abbildung 8.5 zu sehen ist, beträgt die Einspeisung in Hochlastzeiten nur etwa die Hälfte der installierten Leistung und steigert sich im Sommer auf ca. 82%. Die Ursache für die geringe Einspeisung im Winter sind die großen Mengen an Niederschlägen, die in Form von Schnee vorliegen oder aufgrund von Frost nicht in die Flüsse gelangen. Mit Beginn der Schneeschmelze steigt das Angebot an Wasser wieder und es kann durch die Laufwasserkraftwerke wieder mehr Energie erzeugt werden.

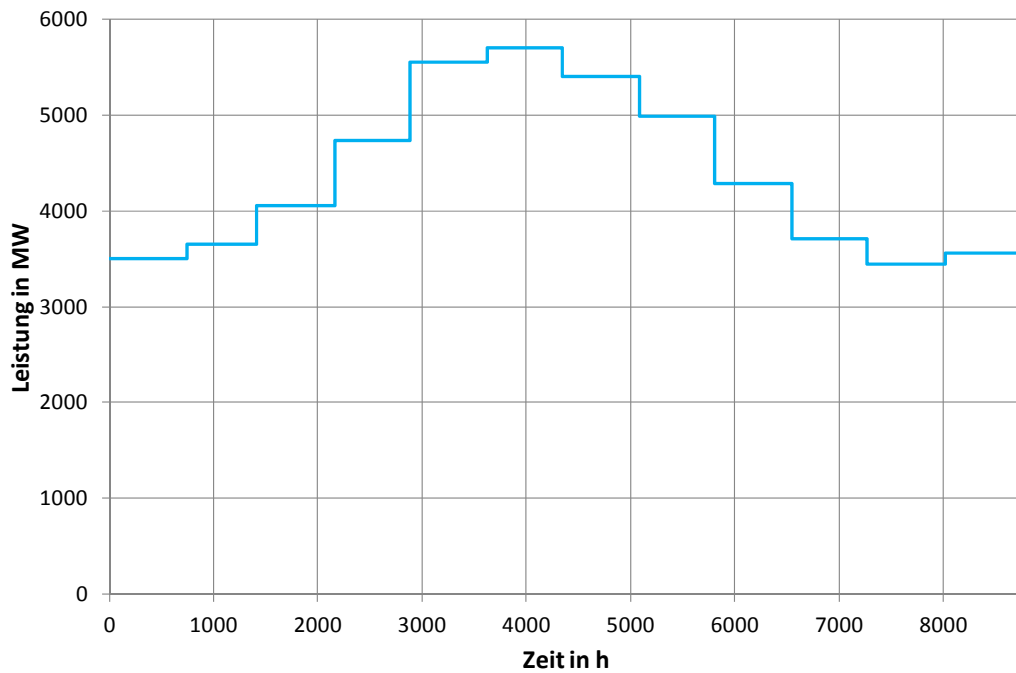


Abbildung 8.5: Einspeisecharakteristik der Laufwasserkraft

Ähnlich verhält es sich mit der Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen, die eine installierte Leistung von 8003 MW aufweisen. Ihre höchste Einspeisung liegt ebenfalls in der nachfrageschwachen Zeit im Sommer und beträgt, wie Abbildung 8.6 zu entnehmen, mit 1330 MW maximal 16,6 % der installierten Leistung. Die Ursache dafür ist, dass es in der Nacht wegen fehlenden Sonnenlichts zu keiner Erzeugung kommt und die Erzeugung über den ganzen Monat, also auch über die Nachtstunden gemittelt wird. Die geringe Einspeisung aus Photovoltaik im Winter kann durch den flachen Einfallswinkel der Sonnenstrahlen zu dieser Jahreszeit als auch durch eine Bedeckung der Paneele mit Schnee erklärt werden.

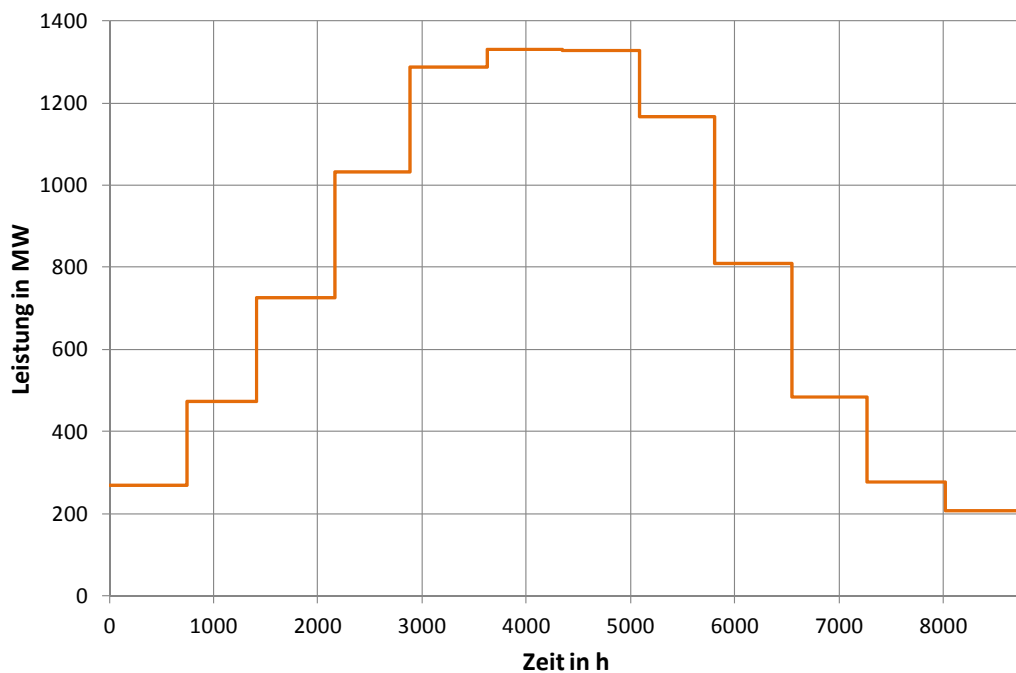


Abbildung 8.6: Einspeisecharakteristik der Photovoltaik

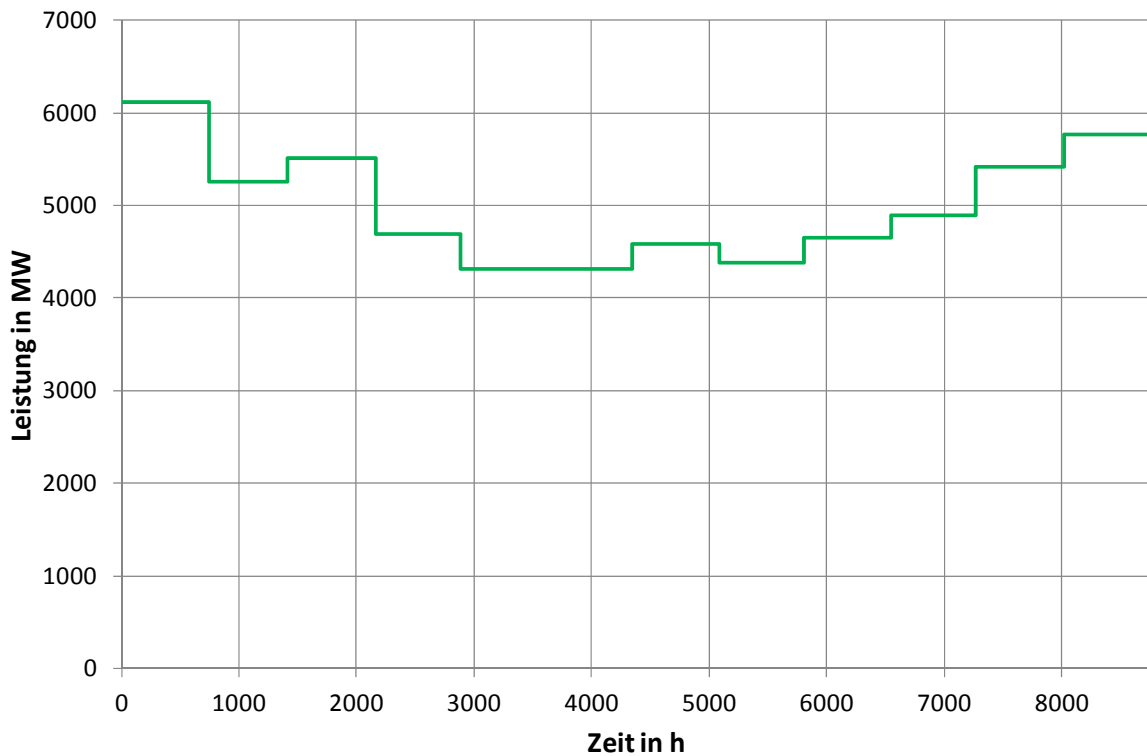


Abbildung 8.7: Einspeisecharakteristik der Windkraft

Die Windkraft ist im Vergleich zu Laufwasserkraft und Photovoltaik die einzige erneuerbare Energieerzeugung, die im betrachteten Marktgebiet eine „Bedarfsgerechtigkeit“ erkennen lässt, da der Verlauf ihrer Einspeisung, der in Abbildung 8.7 veranschaulicht ist, Ähnlichkeit mit dem Verlauf der nachgefragten Last während eines Jahres aufweist. Allerdings fällt auch hier eine geringe Einspeisung von maximal 6115 MW im Vergleich zu einer installierten Leistung von 25.250 MW auf. Der Grund dafür ist wieder die Mittelung der erzeugten Leistung über einen ganzen Monat.

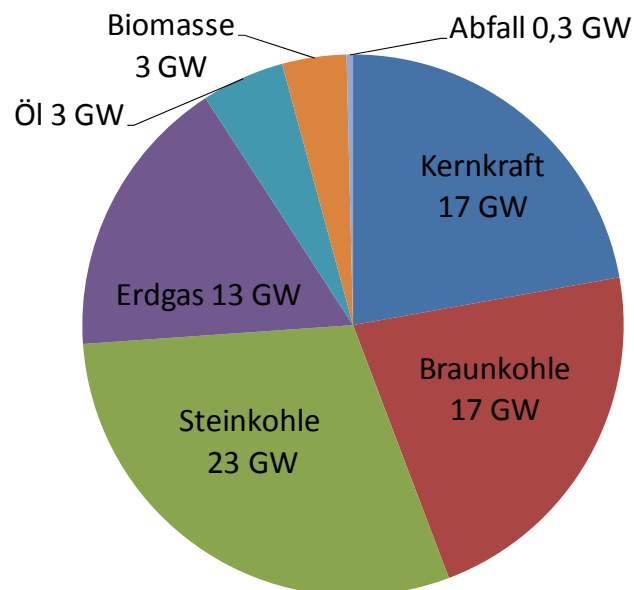


Abbildung 8.8: Installierte Leistungen thermischer Kraftwerke

Die nicht dargebotsabhängigen Kraftwerke umfassen sämtliche thermischen Erzeugungsanlagen. Im betrachteten Zeitraum stehen 281 Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 78.155 MW zur Verfügung. Der Anteil der jeweiligen Energieträger an der installierten Leistung, die bei der Stromerzeugung zum Einsatz kommt, ist in Abbildung 8.8 dargestellt. Weiters kann dieser Darstellung entnommen werden, dass über 70 % der installierten Leistung thermischer Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen befeuert wird.

Die Stromgestehungskosten dieser Anlagen reichen, wie bereits erwähnt, von 5,9 €/MWh bis 256 €/MWh und stammen aus einem institutseigenen Modell. Sie bilden den Teil der Grenzkostenkurve, der je nach Erzeugung aus erneuerbaren Energien in der Merit-Order nach links oder rechts verschoben wird, wodurch sich für jeden Monat eine geringfügig unterschiedliche Grenzkostenkurve ergibt. Um die entsprechende Altersstruktur des thermischen Kraftwerksparks abzubilden, sind sie nicht nach Art der Erzeugung zu Kraftwerksgruppen mit den selben Grenzkosten zusammengefasst sondern werden jedes für sich betrachtet und ergeben die Grenzkostenkurve aus Abbildung 8.9.

Die Beschreibung der Grenzkostenkurve beginnt von links. Hier wird der erste und auch billigste Teil der Grenzkostenkurve thermischer Erzeugung durch Kernkraftwerke mit Grenzkosten von durchschnittlich 11,5 €/MWh gebildet, die wie bereits in Abbildung 8.8 dargestellt, etwa 17 GW zur Verfügung stellen. Die zweite markante Stufe bilden Biomassefeuerungen und Müllverbrennungsanlagen mit Grenzkosten um etwa 30 €/MWh. Die dritte Stufe, die sich im Bereich von 22-28 GW befindet und Grenzkosten von 40-43 €/MWh aufweist, wird von Braunkohlekraftwerken gebildet. Danach folgt ein Bereich mit einer Leistung von 45 GW, der aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken und Erdgasfeuerungen mit Stromgestehungskosten von 43-75 €/MWh besteht. Der abschließende steile Ast am rechten Ende der Merit-Order wird durch teure Spitzenlastkraftwerke gebildet. Diese setzen sich aus Gasturbinenkraftwerken und Ölfeuerungen zusammen und weisen Stromgestehungskosten bis zu 256 €/MWh auf.

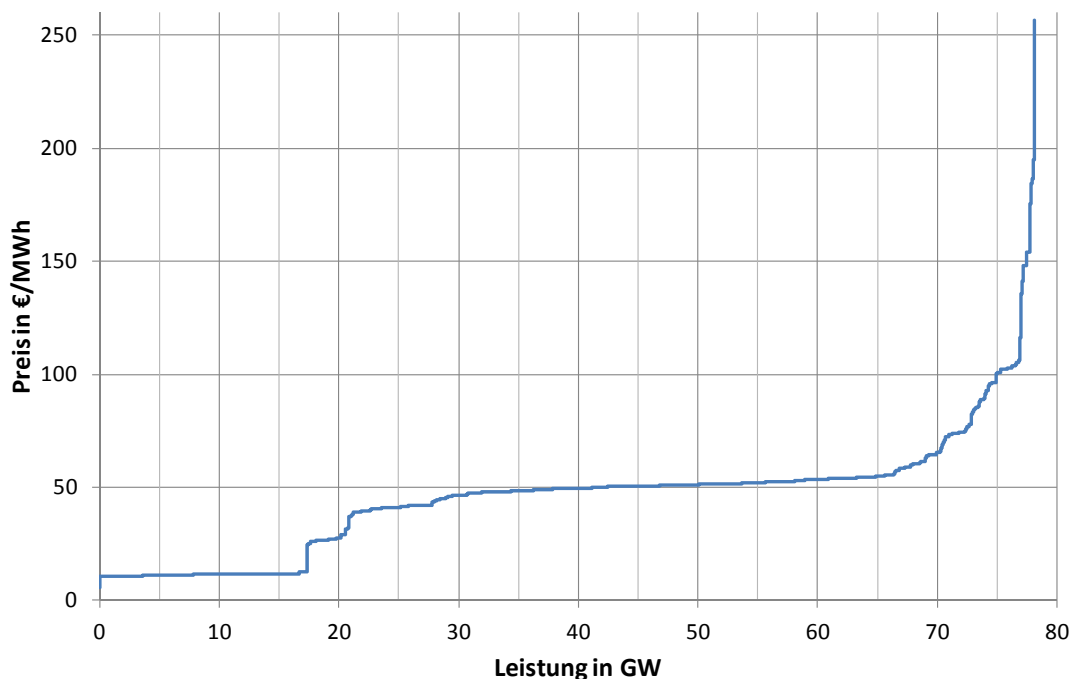


Abbildung 8.9: Merit-Order des thermischen Kraftwerksparks

8.2.4 Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien

Dieser Effekt beschreibt den Einfluss erneuerbarer Energien auf die zur Preisbildung herangezogene Merit-Order. Da erneuerbare Energien mit sehr geringen Grenzkosten anbieten ergibt sich daraus eine Verschiebung der Grenzkostenkurve, wodurch aus einer höheren Einspeisung erneuerbarer Energien bei gleicher Nachfrage ein geringerer Markträumungspreis resultiert (Christoph Weber, 2007). Das Prinzip dieses Effekts ist in Abbildung 8.10 veranschaulicht.

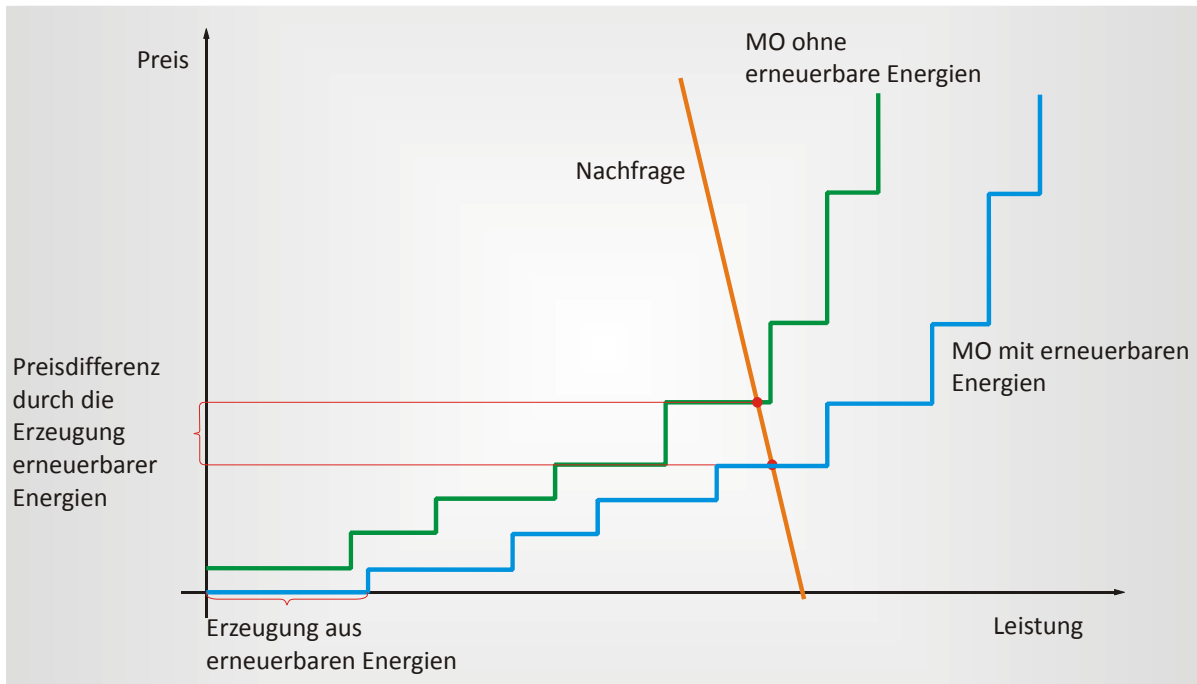


Abbildung 8.10: Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien

8.3 Modelldurchlauf mit Standarddatensatz

Auf Basis der in Unterkapitel 8.2 beschriebenen Daten, die in weiterer Folge als Standarddatensatz bezeichnet werden, soll eine Einsatzoptimierung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stattfinden. Der aus der Optimierung erhaltene Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke und der daraus resultierende Wasserwert des bereits erwähnten Referenzkraftwerkes sollen mit den Eingangsgrößen wie Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Last in Zusammenhang gebracht werden.

Wie bereits erwähnt wird eine Einsatzoptimierung für den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerkspark des Simulationsraumes „Österreich-Deutschland“ durchgeführt, auf Basis derer der Wasserwert für ein Referenzkraftwerk ermittelt wird. In Abbildung 8.12 sind die Markträumungspreise mit und ohne den Einsatz des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks dargestellt. Vor dem Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke fallen in den ersten zwei Peak-A Perioden des Jahres die hohen Preise auf. Das liegt daran, dass der gesamte thermische Kraftwerkspark und Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien nicht in der Lage sind die Last zu decken. Der Grund dafür ist, dass, wie bereits erwähnt, kein Handel mit benachbarten Märkten berücksichtigt wird, wodurch die Last trotz Fehlen von Erzeugungskapazitäten gedeckt wäre.

Im Modell ist jedoch festgelegt, dass bei der Einsatzoptimierung zumindest die fehlende Erzeugung gedeckt werden muss, auch wenn sich dies durch die daraus resultierenden hohen Preise von selbst ergibt. Bei der Betrachtung des Pumpspeichereinsatzes in Abbildung 8.13 fällt auf, dass in der kalten Jahreszeit die höchste Erzeugung sowie auch der Einsatz der Pumpen stattfinden. Der Grund dafür ist die höhere Last im Winter und die zur gleichen Zeit auftretende geringe Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die in Abbildung 8.11 dargestellt ist. Das verursacht einen erhöhten Bedarf an Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, wodurch die Speicher geleert werden und damit im nächsten Monat mit gewinnbringender Preisspanne zwischen Peak und Offpeak ein Einsatz wieder möglich ist, müssen die Speicher am Ende eines Monats wieder einen entsprechenden Füllstand aufweisen.

Wie aus dem Diagramm für den Pumpspeichereinsatz in Abbildung 8.13 zu entnehmen, wird trotz der niederen Preise in den Offpeak Perioden in den Sommermonaten nicht gepumpt. Das liegt an der höheren Einspeisung erneuerbarer Energien und der geringen Last, wodurch die Nachfragekurve in einen Teil der Merit-Order mit geringem Anstieg verschoben wird, weshalb die Preisdifferenz zwischen Peak und Offpeak für einen gewinnbringenden Einsatz der Pumpen zu klein wird. Aus diesem Grund werden nur natürliche Zuflüsse abgearbeitet, um ein Überlaufen der Speicher zu verhindern.

Der erhaltene Wasserwert aus Abbildung 8.14 hat seine höchsten Werte in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig hoher Last. Daraus lässt sich eine Kompensation geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch die Nutzung von Speichern erkennen. Diese Erkenntnis legt eine Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher Einspeisungen aus Laufwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft auf den Wasserwert nahe.

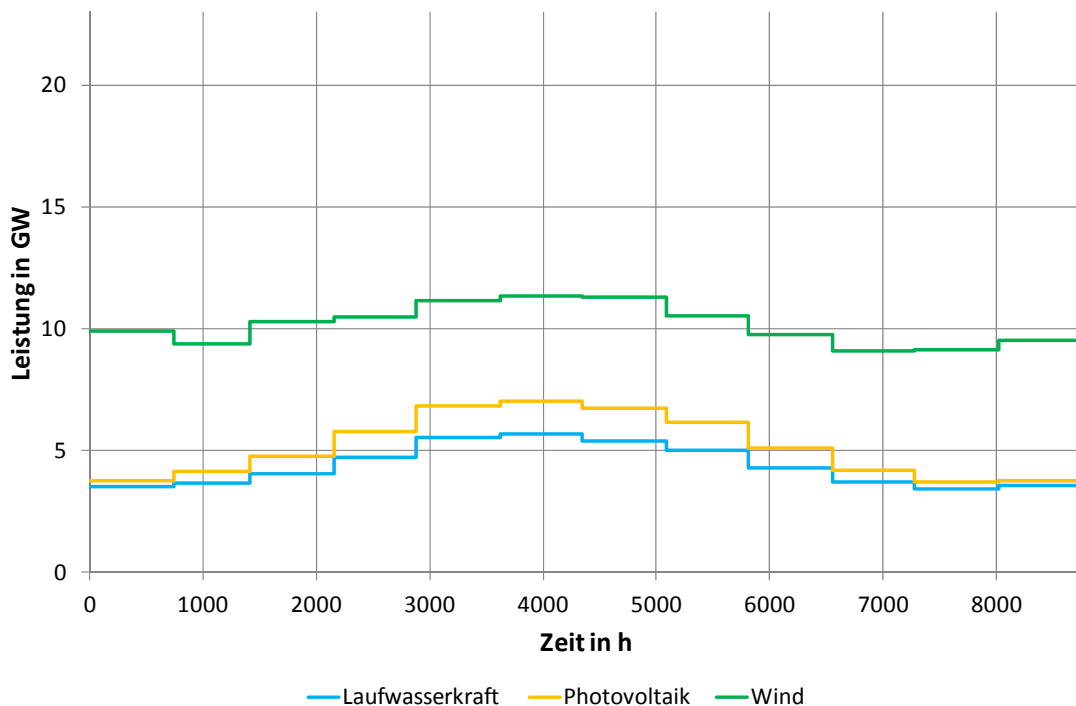


Abbildung 8.11:Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien

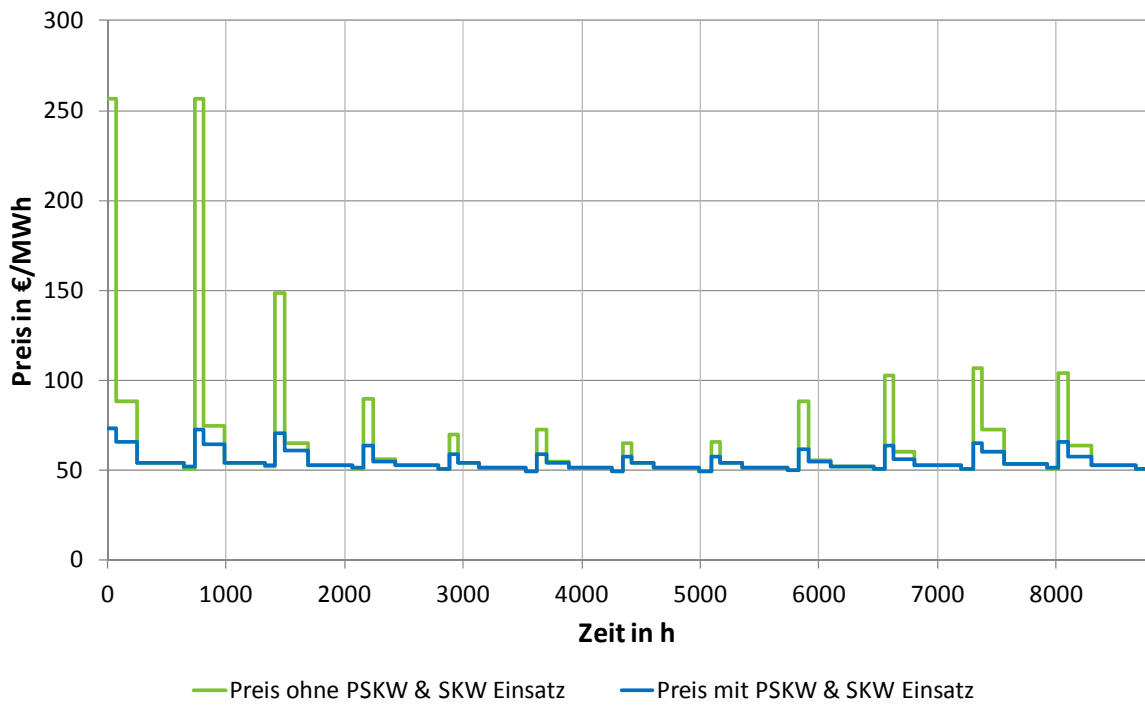


Abbildung 8.12: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung

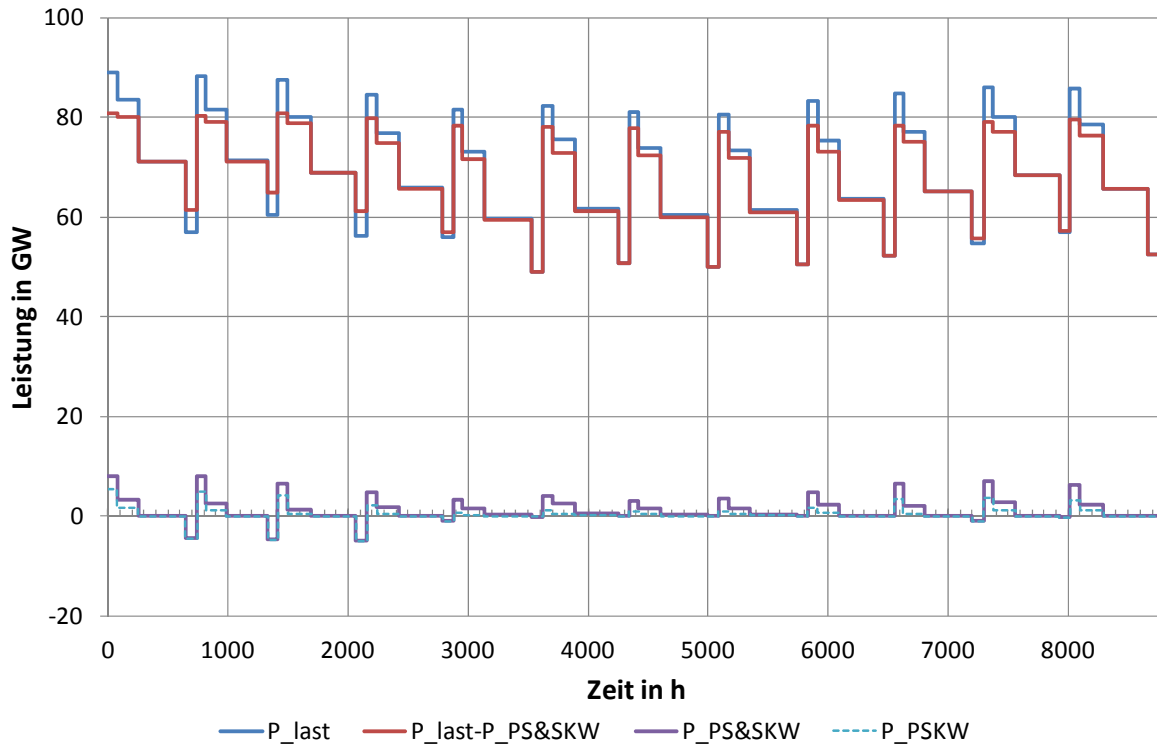


Abbildung 8.13: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes

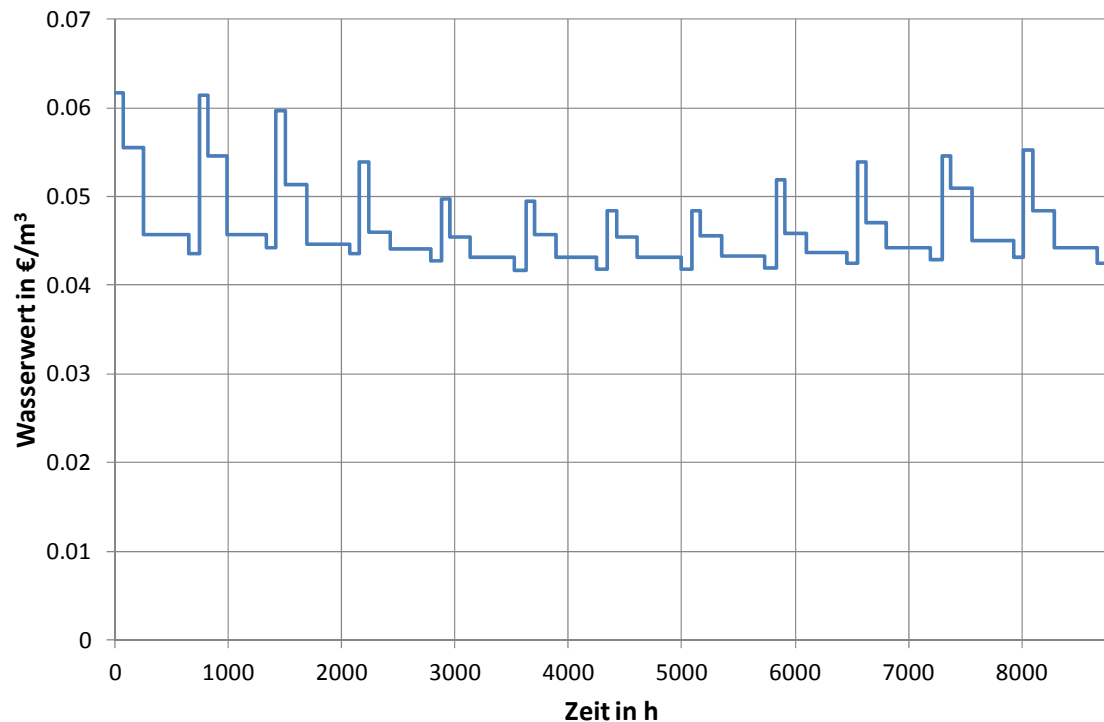


Abbildung 8.14: Wasserwert bei Standarddaten

8.4 Szenarien

In diesem Unterkapitel wird das Modell mit unterschiedlichen Einspeiseszenarien erneuerbarer Energien ausgeführt und ihr Einfluss auf die Höhe des Wasserwertes untersucht. Wie bereits zu Beginn des Kapitels erwähnt, geht es aufgrund der Vereinfachungen, die für die Erstellung des Modells vorgenommen wurden, um eine qualitative Auswertung des Einflusses. In den betrachteten Szenarien wird jeweils die eingespeiste Energie einer erneuerbaren Energieform verändert, da ihre Einspeisecharakteristika eines Jahres, wie bereits in Unterkapitel 8.2.3 bemerkt wurde, unterschiedliche Verläufe aufweisen und sich daraus ein unterschiedlicher Einfluss auf den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ergibt.

Ebenso werden noch drei Szenarien betrachtet, in denen durch Veränderung der Last, wie in Unterkapitel 8.1 beschrieben, ein Handel mit benachbarten Märkten angenommen und der Einfluss unterschiedlicher Einspeisung von Windkraftanlagen betrachtet wird. Durch die Veränderung der Windkraft, auf die einen sehr hohen Anteil der Einspeisung erneuerbarer Energien entfällt, kann bei Verringerung auf ein Drittel der eingespeisten Energie im Gegensatz zum Standardfall der Einfluss geringer erneuerbarer Erzeugung mit ausgeprägter Sommerspitze betrachtet werden. Bei der Verdreifachung der Windkräfteeinspeisung zeigen sich die Auswirkungen konstant hoher Erzeugung während eines ganzen Jahres. Außerdem soll noch untersucht werden, wie sich im Fall des Szenarios mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung erneuerbarer Energien eine Deckung der Last in jedem Zeitabschnitt durch, im ungünstigsten Fall, das teuerste Kraftwerk auf den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke auswirkt.

Die letzten beiden Szenarien betreffen einen Ausstieg aus der nuklearen Energieerzeugung und den zwingenden Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, um die Last zu decken und eine

einen Gewinnoptimierung zu erreichen. Zur reinen Gewinnoptimierung wird die Erzeugungskapazität des teuersten Kraftwerkes erhöht, wodurch die Last im Modell auch ohne den Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken immer gedeckt ist.

Die betrachteten Szenarien sind in folgender Liste zusammengefasst:

- Reduktion der Einspeisung aus Laufwasserkraft auf ein Drittel,
- Erhöhung der Einspeisung aus Laufwasserkraft auf das Dreifache,
- Reduktion der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auf ein Drittel,
- Erhöhung der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auf das Dreifache,
- Reduktion der Einspeisung aus Windkraft auf ein Drittel,
- Erhöhung der Einspeisung aus Windkraft auf das Dreifache,
- Handel und normale Einspeisung erneuerbarer Energien,
- Handel und Reduktion der Einspeisung aus Windkraft auf ein Drittel,
- Handel und Erhöhung der Einspeisung aus Windkraft auf das Dreifache,
- keine Kernkraft, kein Handel und die Last wird mit Hilfe von PSKW & SKW gedeckt,
- keine Kernkraft, kein Handel und die Last wird immer durch das teuerste thermische Kraftwerk gedeckt.

8.4.1 Laufwasserkraftszenarien

In diesem Szenario wird die Erzeugung aus Laufwasserkraft auf ein Drittel reduziert und es ergibt sich daraus die in Abbildung 8.15 dargestellte Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern. Der Verlauf der Einspeisung ist über das Jahr betrachtet relativ konstant. Die durch die geringe Einspeisung der erneuerbaren Energien bedingten fehlenden Erzeugungskapazitäten machen sich bei der Darstellung der Preise vor der Einsatzoptimierung in Abbildung 8.16 durch eine ungedeckte Last in 6 Peak-A Perioden bemerkbar. Im Fall einer Berücksichtigung von Handel mit benachbarten Märkten würde dieses Erzeugungsdefizit durch Importe gedeckt werden. Ebenso würde es bei günstiger Erzeugung in benachbarten Märkten zu Importen und bei günstigerer Erzeugung als in benachbarten Märkten zu Exporten kommen.

Die geringe Einspeisung erneuerbarer Energie macht sich, wie in Abbildung 8.17 zu sehen, vor allem durch einen erhöhten Pumpbetrieb während des ganzen Jahres bemerkbar. Da das, durch die fehlenden Laufwasserkapazitäten bedingte Erzeugungsdefizit durch die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gedeckt wird, sind große Pumpspeicherkapazitäten bei hohen Preisen im Einsatz und dadurch wird ein hoher Gewinn verursacht. Da die Offpeak-B Preise während des gesamten Jahres annähernd gleich hoch sind machen die Kraftwerke mit einem guten Umwälzwirkungsgrad auch bei geringeren Preisdifferenzen die höchsten Gewinne. Weil sie jedoch nur begrenzte Speicherkapazitäten haben, kann im Sommer nicht mehr gepumpt werden als am Ende des Jahres.

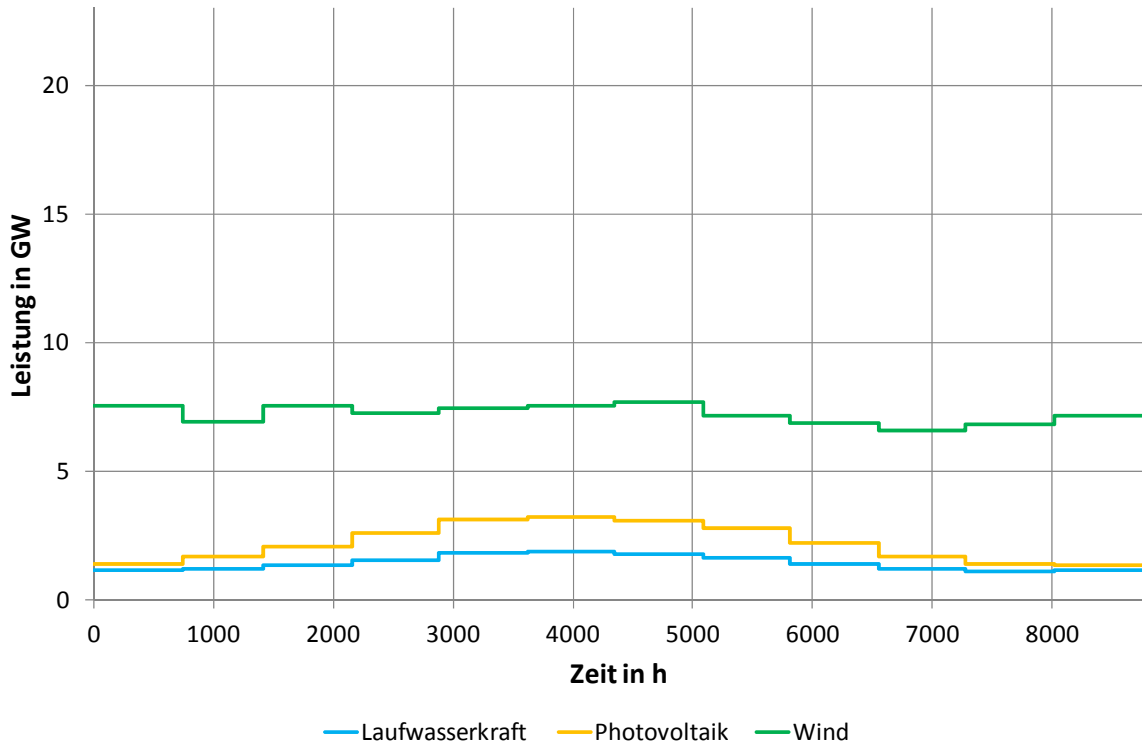


Abbildung 8.15: Aufsummierte Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Szenario „1/3 Laufwasserkraft“

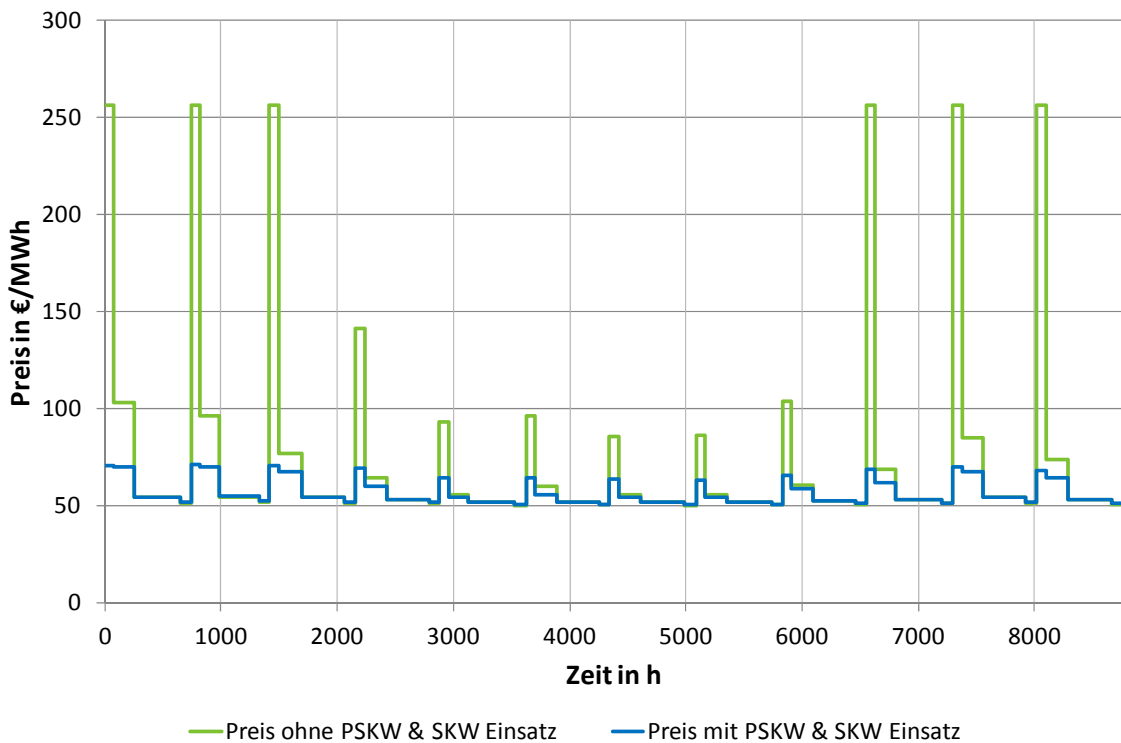


Abbildung 8.16: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „1/3 Laufwasserkraft“

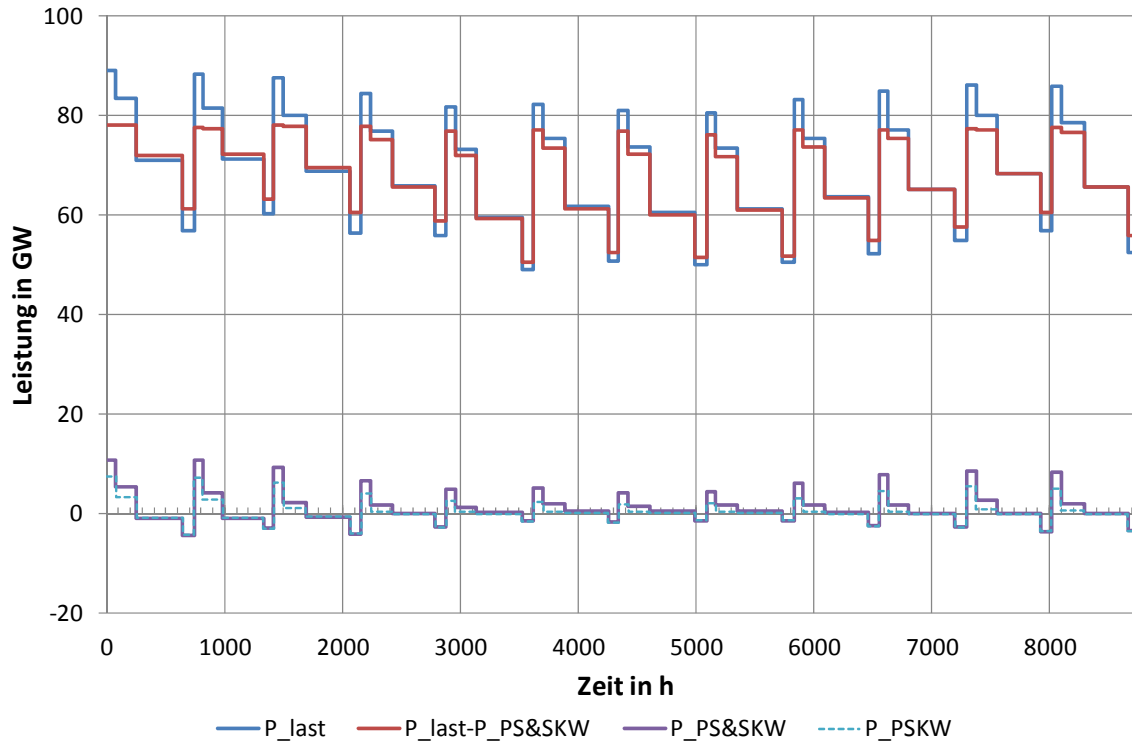


Abbildung 8.17: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „1/3 Laufwasserkraft“

Im nächsten Szenario wird die Erzeugung aus Laufwasserkraft auf das Dreifache erhöht. Diese ergibt, wie in Abbildung 8.18 zu sehen, eine stark ausgeprägte Spitze der Einspeisung erneuerbarer Energie während der nachfrageschwachen Zeit im Sommer. Aufgrund der bereits verhältnismäßig hohen Einspeisung erneuerbarer Energie in den nachfragestarken Monaten im Winter ergeben sich, wie in Abbildung 8.19 erkennbar, bereits niedrige Strompreise. Diese lohnen einen Einsatz der Speicherpumpen nicht, da keine großen Erzeugungskapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erforderlich sind, um die Last zu decken und aus diesem Grund entsprechende Gewinne verheißen. Dies führt, wie aus Abbildung 8.20 zu entnehmen ist, zur reinen Abarbeitung der natürlichen Zuflüsse zu den Speicherseen.

Durch die hohe erneuerbare Einspeisung verschiebt sich die Nachfragekurve in der Merit-Order in einen Bereich mit sehr geringem Anstieg, wodurch der Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit Ausnahme der Peakperioden in den Wintermonaten, in denen am wenigsten erneuerbare Energie eingespeist wird, zu geringen Änderungen der Strompreise führen. In diesem Fall würde das große Angebot günstiger erneuerbare Energie bei Handel mit benachbarten Märkten zu Exporten führen.

Durch die bereits geringe Differenz zwischen Peak- und Offpeak-Preisen wird in diesem Szenario durch das Abarbeiten der natürlichen Zuflüssen die Preisdifferenz so weit verringert, dass durch Pumpspeichereinsatz kein weiterer Gewinn mehr erwirtschaftet werden kann.

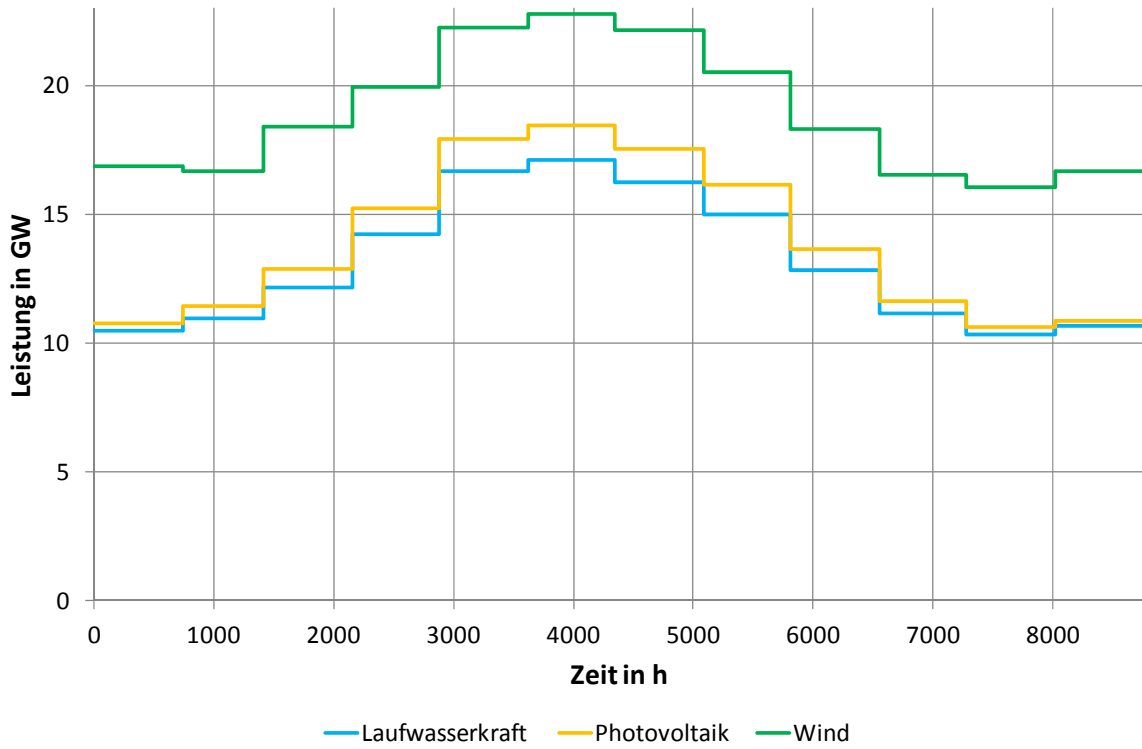


Abbildung 8.18: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „dreifache Laufwasserkraft“

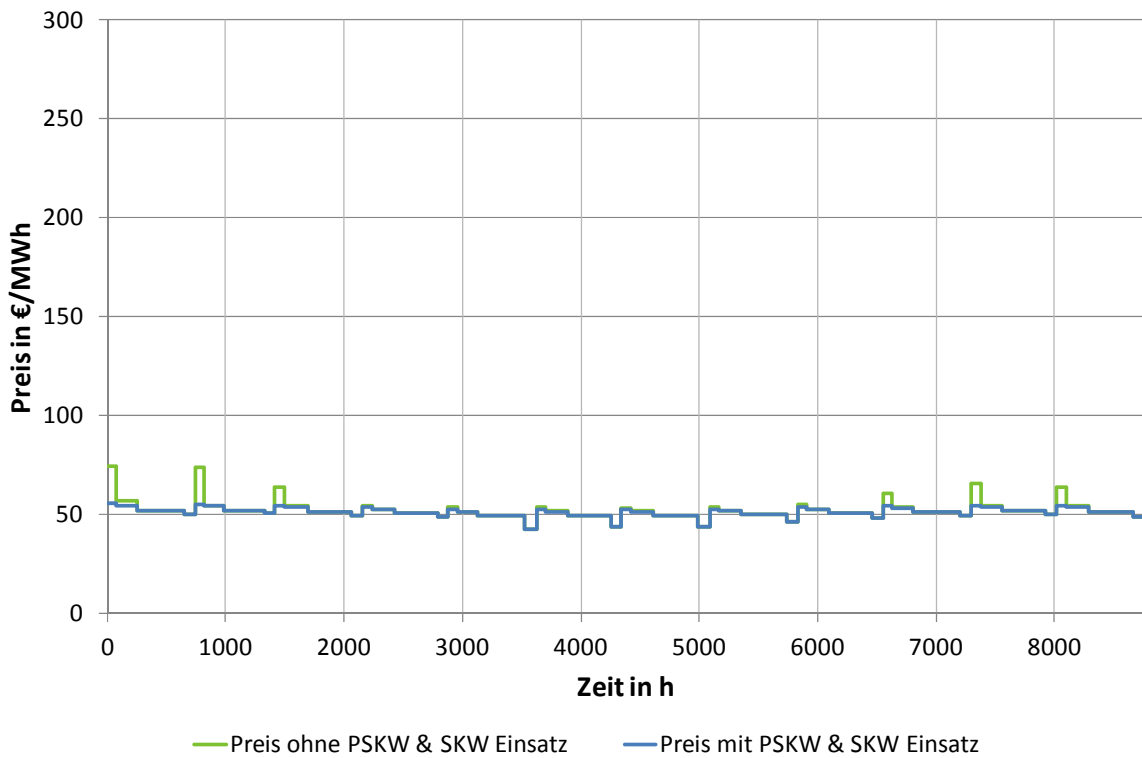


Abbildung 8.19: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „dreifache Laufwasserkraft“

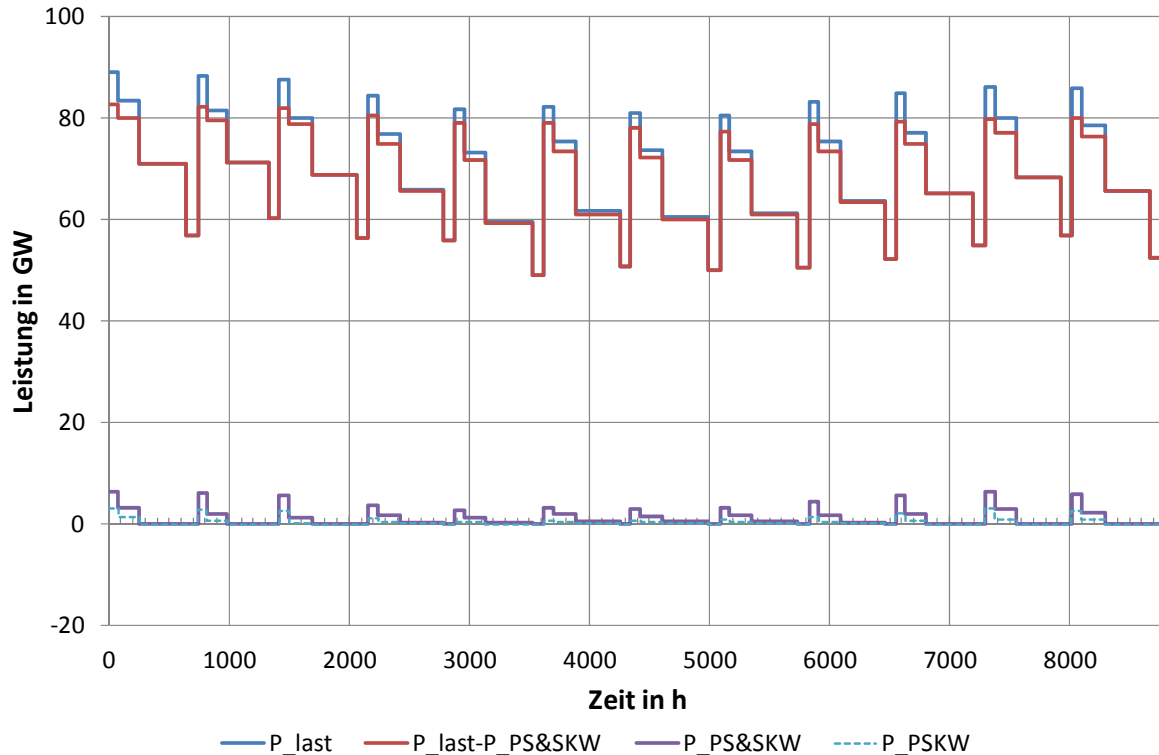


Abbildung 8.20: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „dreifache Laufwasserkraft“

In Abbildung 8.21 sind die Wasserwerte für das verwendete Referenzkraftwerk bei unterschiedlicher Einspeisung aus Laufwasserkraft aufgetragen, die aus den beiden vorangegangenen Einsatzoptimierungen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erhalten wurden. Verglichen werden diese mit den Wasserwerten aus der in Unterkapitel 8.3 behandelten Einsatzoptimierung mit dem Standarddatensatz.

Die Verringerung der eingespeisten Leistung aus Laufwasserkraft auf ein Drittel, im Vergleich zum Standardmodell lässt einen höheren Wasserwert vermuten. Das ist auch bis auf die zwei ersten Peak-A Perioden des Jahres der Fall. Warum in diesen beiden Perioden der Wasserwert geringer ist als bei höherer Einspeisung erneuerbarer Energien soll anhand der Peak A Periode des ersten Monats erklärt werden. In dieser ergibt sich aus einer Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke von 10.805 MW ein Markträumungspreis von 70,8 €/MWh, was in diesem Zeitabschnitt mit einer Dauer von 72 Stunden einen Gewinn von 55.079.568 € ergibt.

Anzunehmen war jedoch ein Wasserwert, der größer oder zumindest gleich dem Wasserwert im Standardfall ist. Das wäre bei einem Markträumungspreis von 73 €/MWh der Fall. Damit sich dieser Preis ergibt dürften die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke jedoch nur 10.479 MW erzeugen, wodurch sich ein Gewinn von 55.077.624 € erwirtschaften ließe, was trotz des höheren Preises für eine Megawattstunde Energie ein weniger optimales Ergebnis wäre.

Anders ausgedrückt bedeutet das, der Preis im Szenario mit geringer Laufwasserkrafterzeugung ist in der betreffenden Periode um 3,014 % geringer als dies bei Standarddaten der Fall wäre. Um den

gleich hohen Preis wie bei Standarddaten zu erreichen und trotz geringerer Leistung, die von den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erzeugt wird, denselben Gewinn zu erwirtschaften wäre eine um höchstens 3,014 % geringere erzeugte Leistung zulässig, damit das Produkt aus erzeugter Leistung und Preis gleich oder höher ist. Um den Preis aus dem Standardmodell zu erreichen, ist die Erzeugung des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks allerdings um 3,017 % kleiner. In einfachen Worten ausgedrückt bedeutet das für diese Modellkonfiguration, dass im betreffenden Zeitabschnitt mehr erzeugte Leistung, die zu einem geringeren Preis angeboten wird mehr Ertrag liefert als weniger erzeugte Leistung, die zu einem höheren Preis veräußert wird.

Bei der Erhöhung der Laufwasserkrafteinspeisung auf das Dreifache sind, wie erwartet, die Wasserwerte in jedem betrachteten Zeitabschnitt geringer als bei der Einsatzoptimierung mit Standarddaten. Besonders auffällig sind die geringen Wasserwerte in den Offpeak-B Perioden in den Sommermonaten, die ihre Ursache in der in diesem Szenario hohen Einspeisespitze erneuerbarer Energie im Sommer haben.

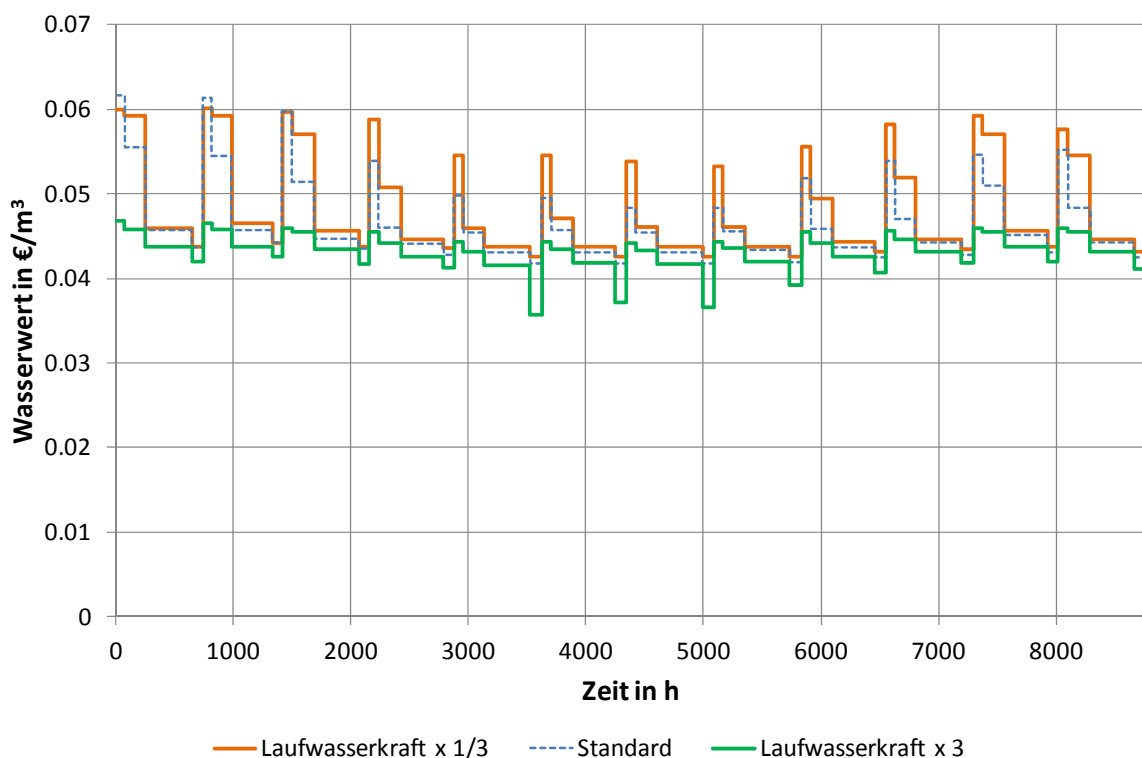


Abbildung 8.21: Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Laufwasserkraft

8.4.2 Photovoltaikszzenarien

Im ersten Photovoltaikszzenario wird die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen auf ein Drittel reduziert und verursacht, wie in Abbildung 8.23 an den hohen Peak-A Preisen zu erkennen ist, in den ersten beiden Monaten eine Lastunterdeckung, wodurch eine höhere Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke forciert wird. Dies erklärt den erhöhten Einsatz der Speicherpumpen in den ersten drei Monaten, der aus Abbildung 8.24 zu entnehmen ist, um die verringerten Speicherinhalte wieder auszugleichen. Durch die bereits geringen Preise in der nachfrageschwachen Zeit im Sommer,

die aus einer niederen Last und, wie Abbildung 8.22 zu entnehmen, einer im Vergleich zu restlichen Jahr etwas höheren Einspeisung erneuerbarer Energien resultieren, können die Speicherpumpen hier nicht gewinnbringend eingesetzt werden. Um die Pumpen gewinnbringend einzusetzen müsste die Bedingung 8.2 erfüllt werden, die den Umwälzwirkungsgrad beinhaltet. Dieser beschreibt den Mehraufwand an Energie, der zum Pumpen einer gewissen Wassermenge benötigt wird im Verhältnis zur Energie, die aus derselben Menge Wasser erzeugt werden kann:

$$Preis_{verk} \geq \frac{Preis_{eink}}{\eta} \quad 8.2$$

mit: η Umwälzwirkungsgrad,
 $Preis_{verk}$ Verkaufspreis für 1 MWh,
 $Preis_{eink}$ Einkaufspreis für 1 MWh.

Im Falle der betreffenden Sommermonate, in denen der Offpeak-B Preis im Durchschnitt 49,7 €/MWh beträgt müsste bei einem Umwälzwirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerksparks von 0,73 der Verkaufspreis für eine Megawattstunde größer als 68,1 € sein, um einen Gewinn erwirtschaften zu können. Wie aus Abbildung 8.23 ersehen werden kann, ist der Peak-A Preis in den betreffenden Monaten jedoch nicht höher als 63 €/MWh, weshalb die Pumpen in dieser Zeit auch nicht eingesetzt werden.

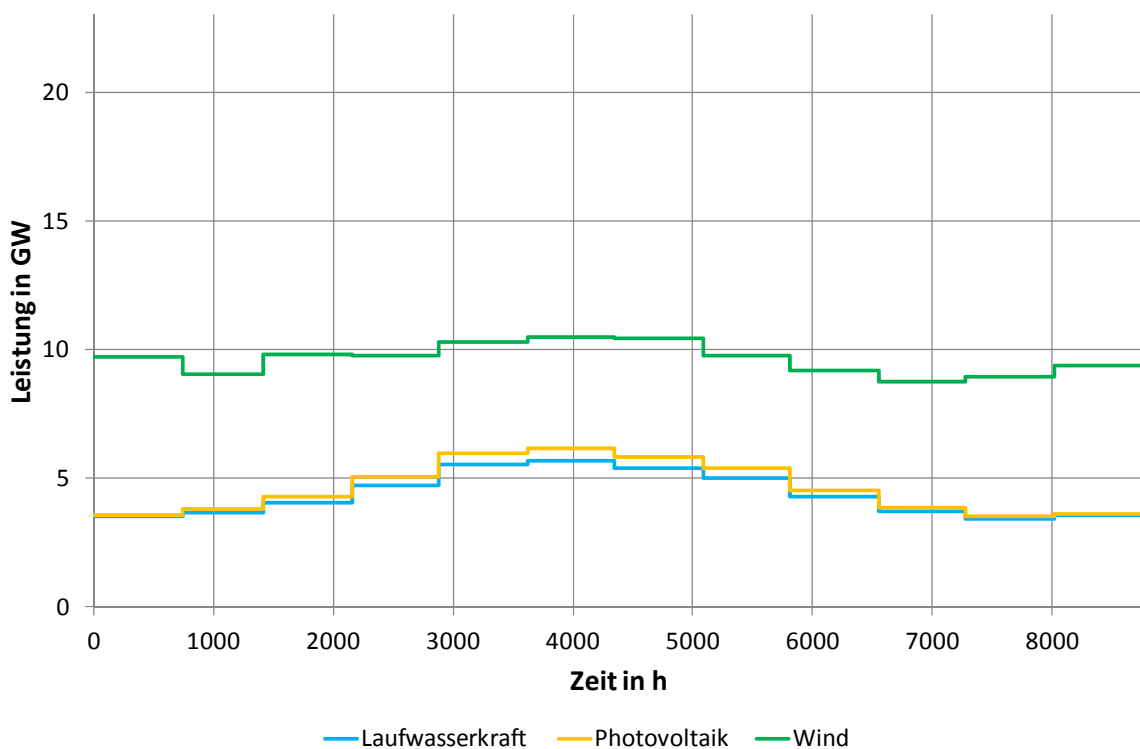


Abbildung 8.22: Aufsummierte Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Szenario „1/3 Photovoltaikeinspeisung“

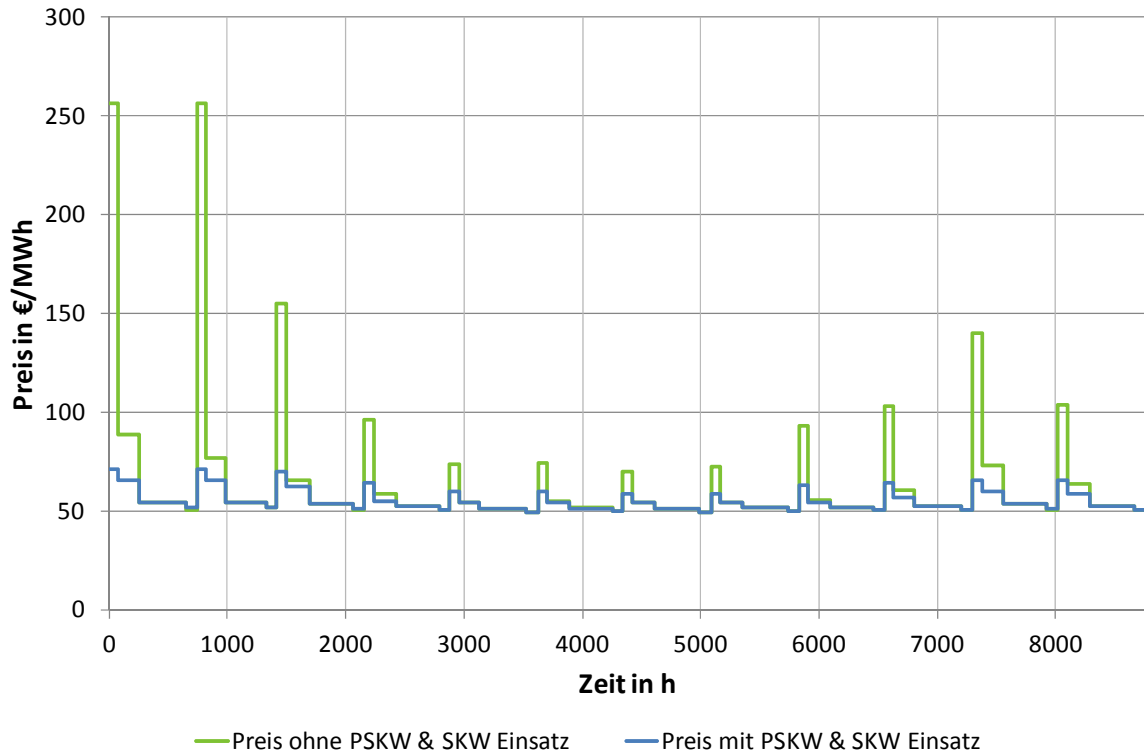


Abbildung 8.23: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „1/3 Photovoltaikeinspeisung“

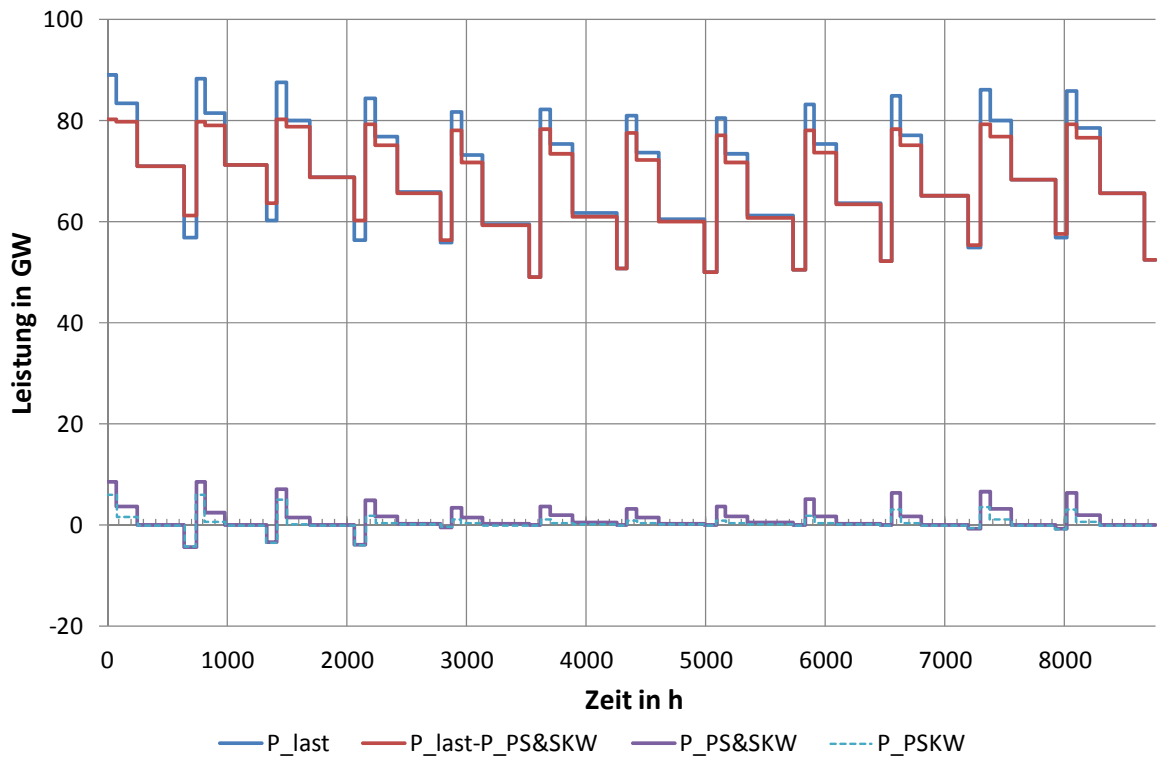


Abbildung 8.24: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „1/3 Photovoltaikeinspeisung“

Das nächste Szenario betrachtet den Speicher- und Pumpspeichereinsatz bei dreifacher Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Das verursacht, wie in Abbildung 8.25 zu sehen, eine ausgeprägte Spitze der Einspeisung erneuerbarer Energien in den Sommermonaten. Diese macht einen Einsatz der Speicherpumpen, wie in Abbildung 8.27 zu erkennen ist, mit Ausnahme der Zeiten höchster Last zu Beginn des Jahres, unattraktiv. Im ersten Monat hingegen ist die Last wie in der Darstellung der Preise vor der Einsatzoptimierung in Abbildung 8.26 zu erkennen ist, durch den konventionellen Kraftwerkspark nicht gedeckt. Der Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke zur Deckung der Last zieht in den ersten beiden Monaten auch einen Einsatz der Speicherpumpen nach sich, auch wenn dieser nur gering ist.

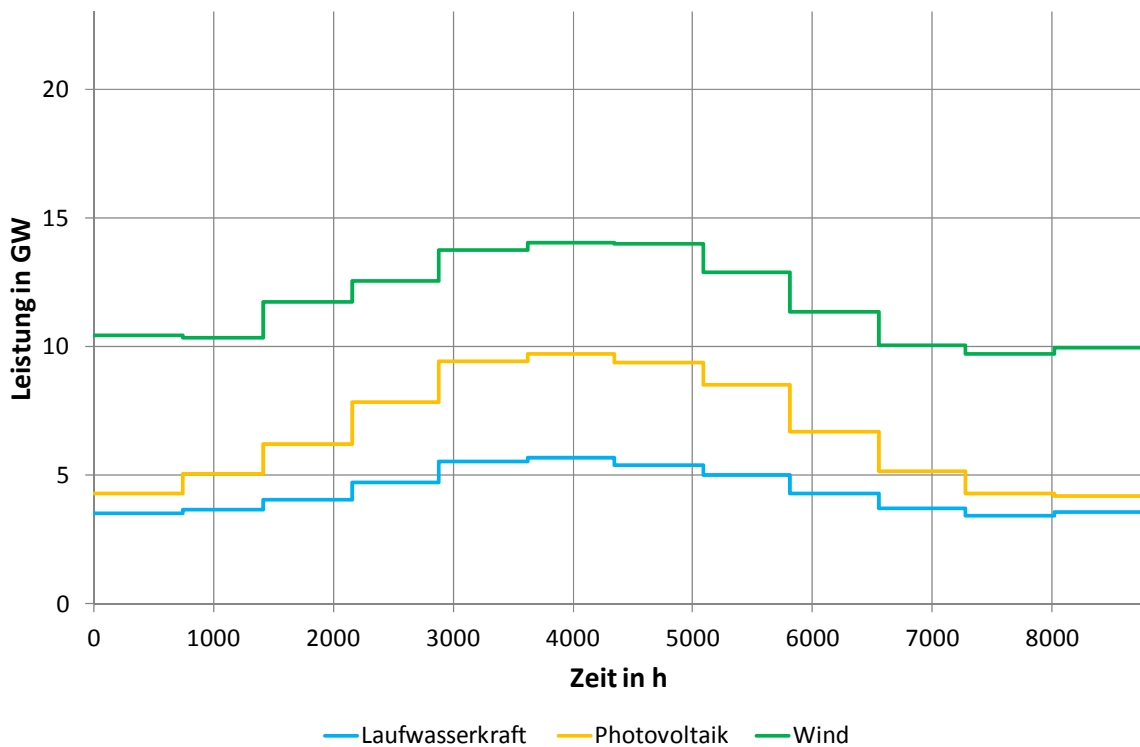


Abbildung 8.25: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „dreifache Photovoltaikeinspeisung“

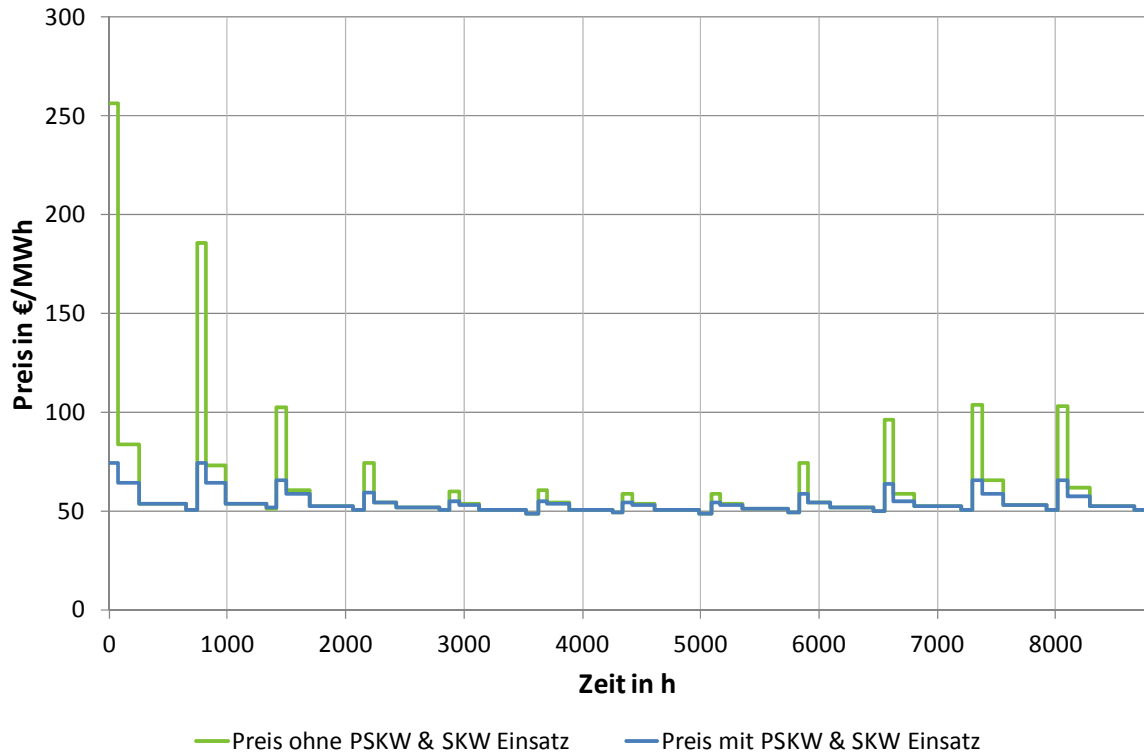


Abbildung 8.26: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „dreifache Photovoltaikeinspeisung“

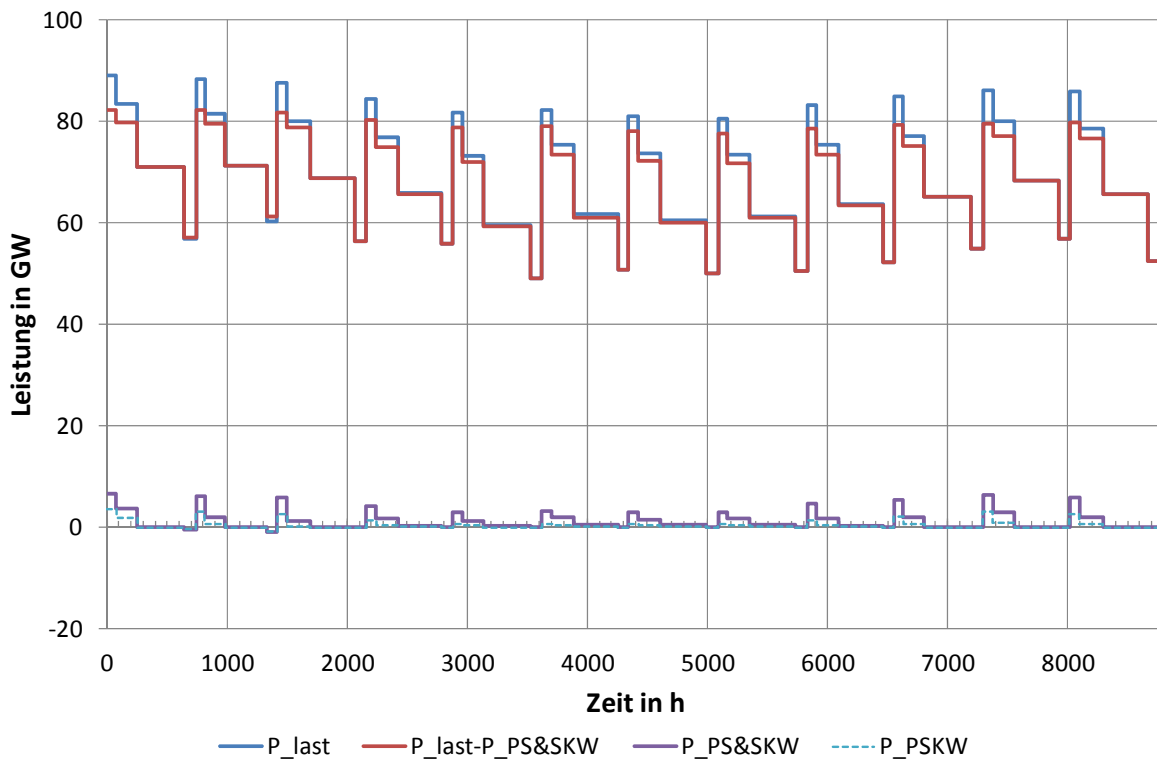


Abbildung 8.27: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „dreifache Photovoltaikeinspeisung“

Der Betrachtung der erhaltenen Wasserwerte aus unterschiedlich starker Photovoltaikeinspeisung in Abbildung 8.28 gestaltet sich als interessant. Beim Vergleich der Wasserwerte aus dem Szenario mit einem Drittel der Photovoltaikerzeugung und den Wasserwerten bei Standarteinspeisung sind anders als erwartet in den ersten drei Peak-A Perioden die Wasserwerte höher als im Standardfall. Dies hat den selben Grund wie bei der Reduktion der Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken in Unterkapitel 8.4.1, da hier wieder das Verhältnis von prozentueller Leistungsänderung zu prozentueller Preisänderung größer als 1 ist kann auch hier wieder bei niederen Preis ein höherer Gewinn erwirtschaftet werden.

Anders verhält es sich bei dreimal so hoher Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Wegen der sehr hohen Einspeisung erneuerbarer Energien im Sommer und der daraus resultierenden geringen Preisspanne zwischen Peak-A und Offpeak-B ist ein Einsatz der Speicherpumpen nicht rentabel. In den ersten beiden Monaten jedoch können aufgrund einer entsprechenden Nachfrage die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gewinnbringend eingesetzt werden. Da auch reine Pumpspeicherkraftwerke ohne natürliche Zuflüsse eingesetzt werden, werden die Speicher im selben Monat wieder gefüllt, bevor im Sommer die Differenz zwischen Peak- und Offpeak Preis wieder sehr klein wird. Am Ende des betrachteten Zeitraumes, muss der Speicherinhalt wieder dem Füllstand zu Beginn des Jahres entsprechen.

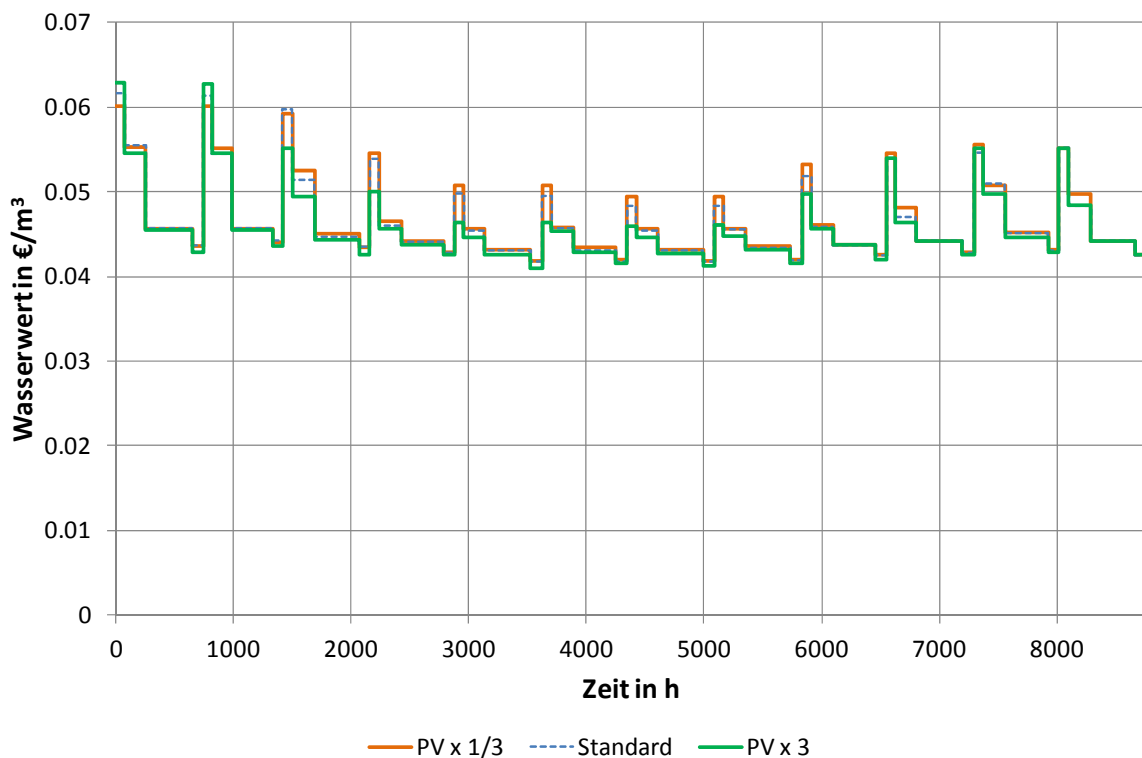


Abbildung 8.28: Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Photovoltaikanlagen

8.4.3 Winderzeugungsszenarien

Wird, wie in diesem Szenario die Einspeisung aus Windkraftanlagen auf ein Drittel reduziert, weist die gesamte Einspeisung aus erneuerbaren Energien über das gesamte Jahr betrachtet, wie Abbildung 8.29 zu entnehmen ist, wieder eine ausgeprägte Spitze im Sommer auf. Wegen der zugleich geringen Last kommt es deshalb wie in Abbildung 8.30 zu sehen, im Sommer auch bereits ohne Einsatz der Speicher- und Pumpspeichieranlagen zu relativ geringen Strompreisen. In den Peak-A Perioden der kalten Jahreszeit kann hingegen die Last von dargebotsabhängigen und thermischen Erzeugungsanlagen nicht gedeckt werden, weshalb der Preis für eine Megawattstunde hier den Grenzkosten des teuersten thermischen Kraftwerkes entspricht.

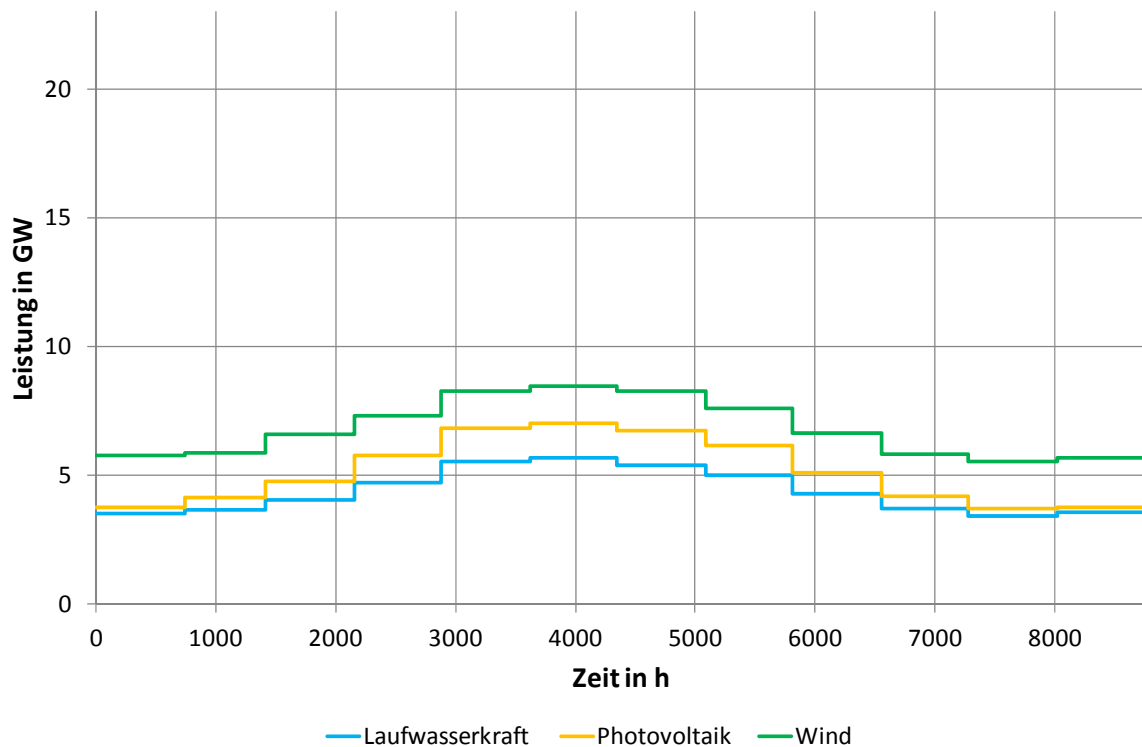


Abbildung 8.29: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „1/3 Winderzeugung“

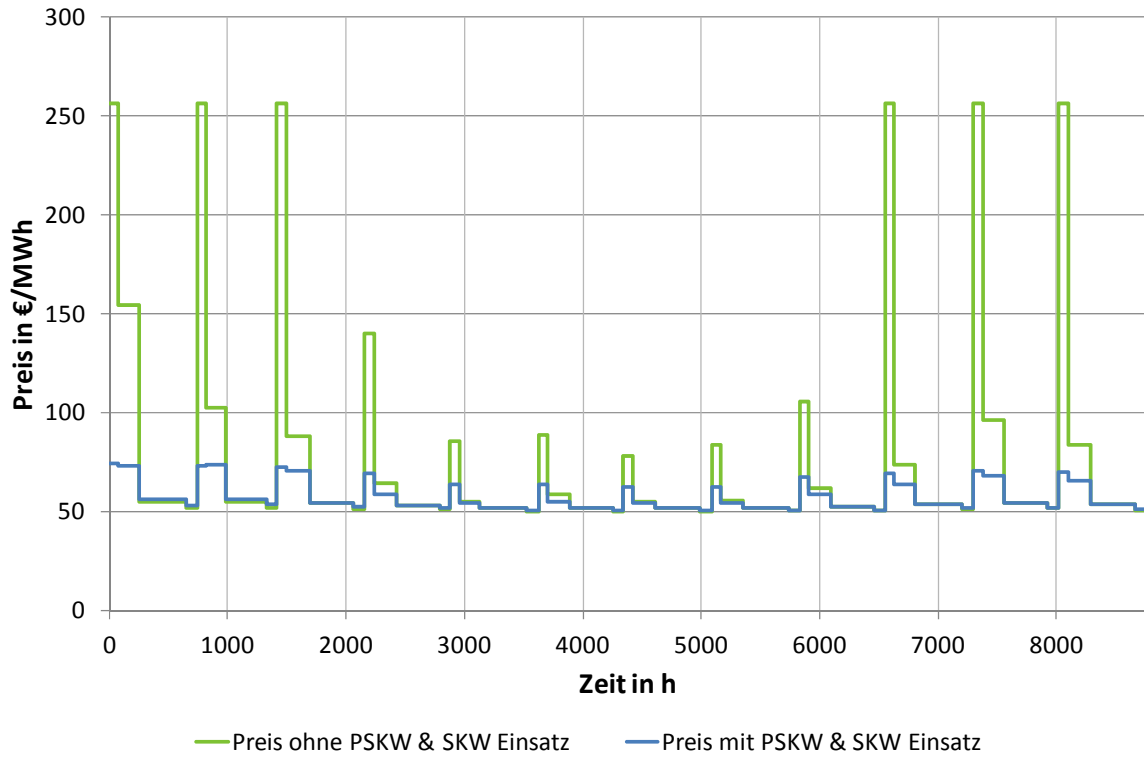


Abbildung 8.30: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „1/3 Winderzeugung“

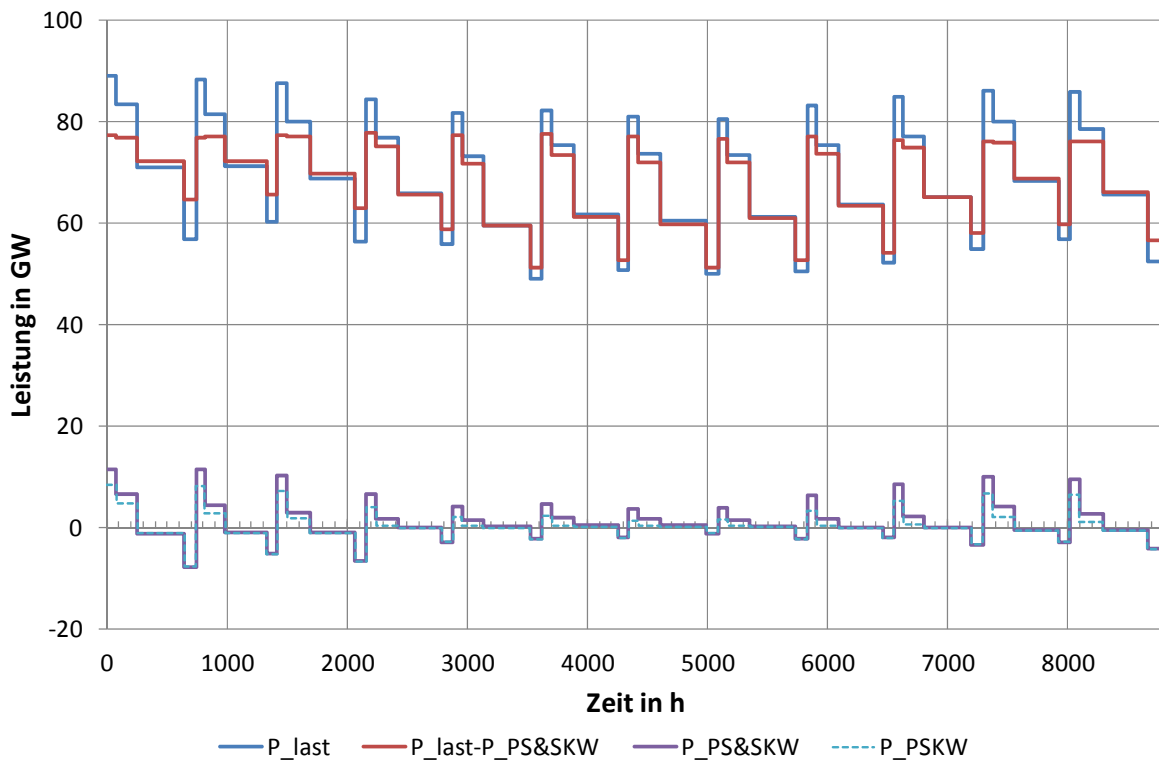


Abbildung 8.31: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „1/3 Winderzeugung“

Wie in Abbildung 8.31 zu sehen, kommt es in den ersten und letzten drei Monaten des Jahres aufgrund des Einsatzes der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, um die Last zu decken, zu einer hohen Erzeugung derselben. Zum Ausgleich des Speicherfüllstandes bedarf dies eines erhöhten Pumpaufkommens. Ohne den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke liegen die Offpeakpreise der Sommermonate bei etwa 50 €/MWh, wohingegen sie in den drei letzten Monaten des Jahres aufgrund des Pumpeinsatzes etwa 51 €/MWh betragen.

Wird wie im letzten Szenario, die Einspeisung aus Windkraftanlagen verdreifacht kommt es, wie in Abbildung 8.32 dargestellt, während des ganzen Jahres zu einer beinahe konstanten sehr hohen Einspeisung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Dies führt, wie in Abbildung 8.33 zu sehen, bereits ohne den Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zu sehr geringen Strompreisen. Wegen der geringen Preisdifferenz zwischen Peak und Offpeak-Perioden, können, wie Abbildung 8.34 entnommen werden kann, in diesem Szenario die Speicherpumpen nicht gewinnbringend eingesetzt werden. Deshalb werden nur die natürlichen Zuflüsse zu den Speicherseen zur Energieerzeugung eingesetzt. Da sich wegen der hohen erneuerbaren Einspeisung die Nachfragekurve in einem sehr flachen Teil der Merit-Order befindet, ruft die Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke nur eine geringe Änderung der Preise für eine Megawattstunde hervor.

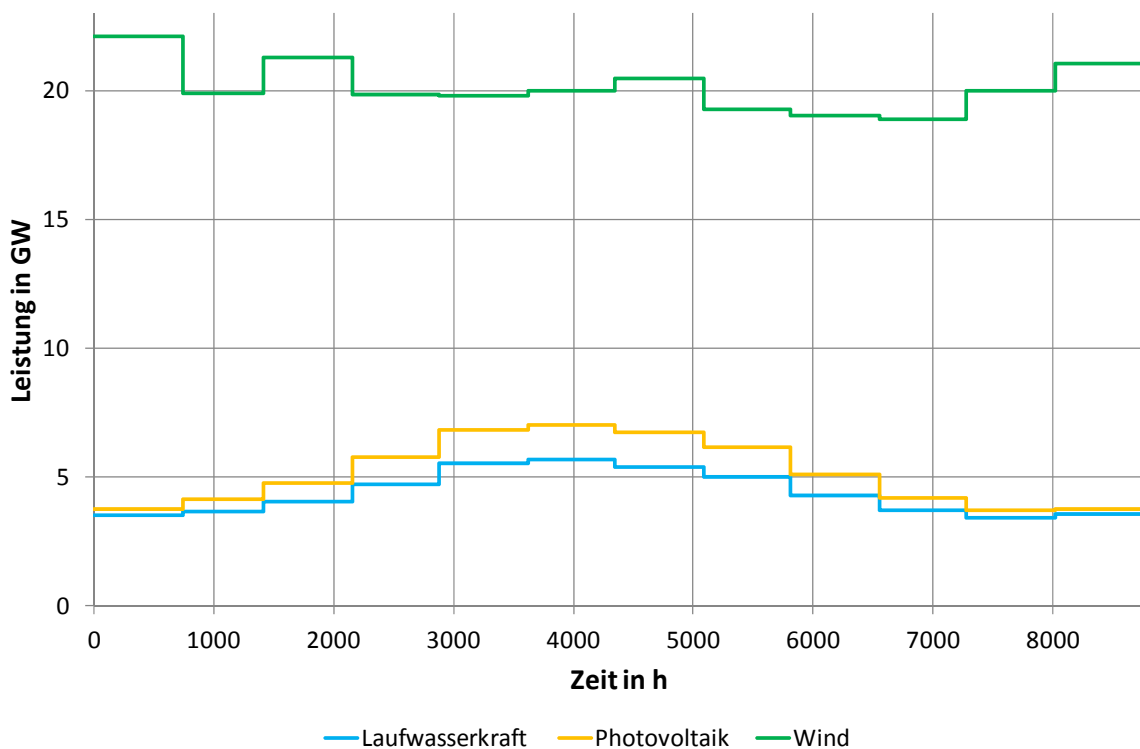


Abbildung 8.32: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „dreifache Winderzeugung“

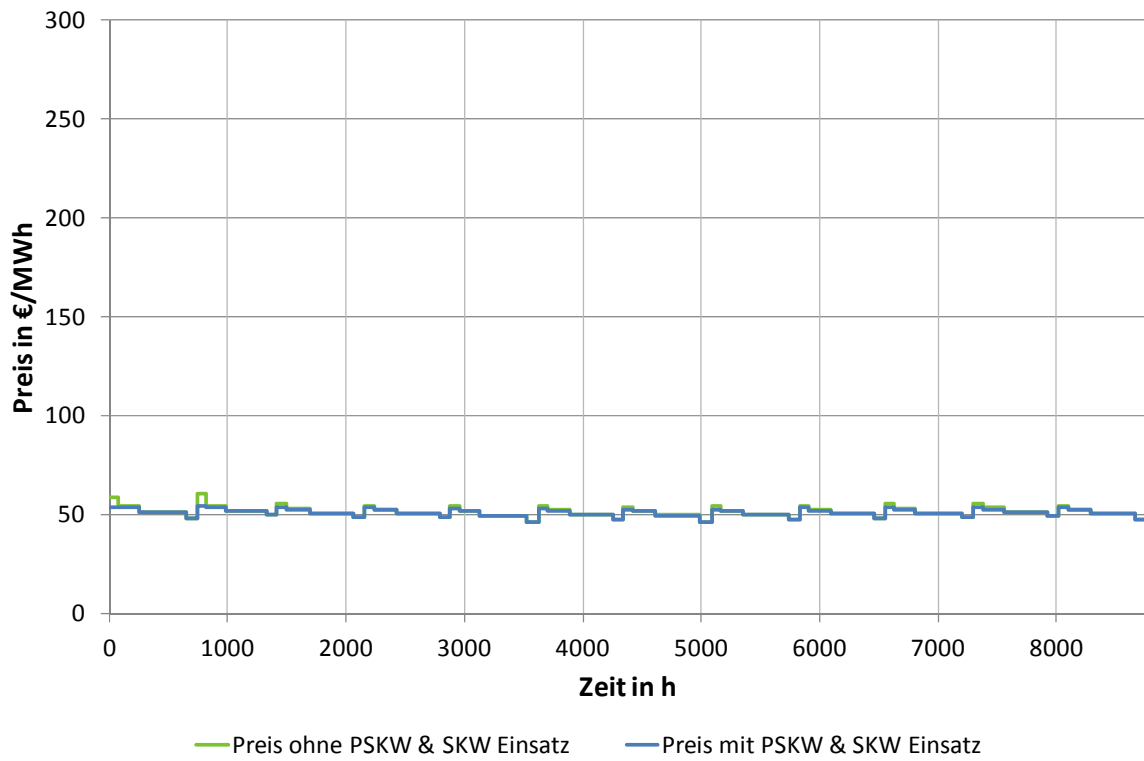


Abbildung 8.33: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „dreifache Winderzeugung“

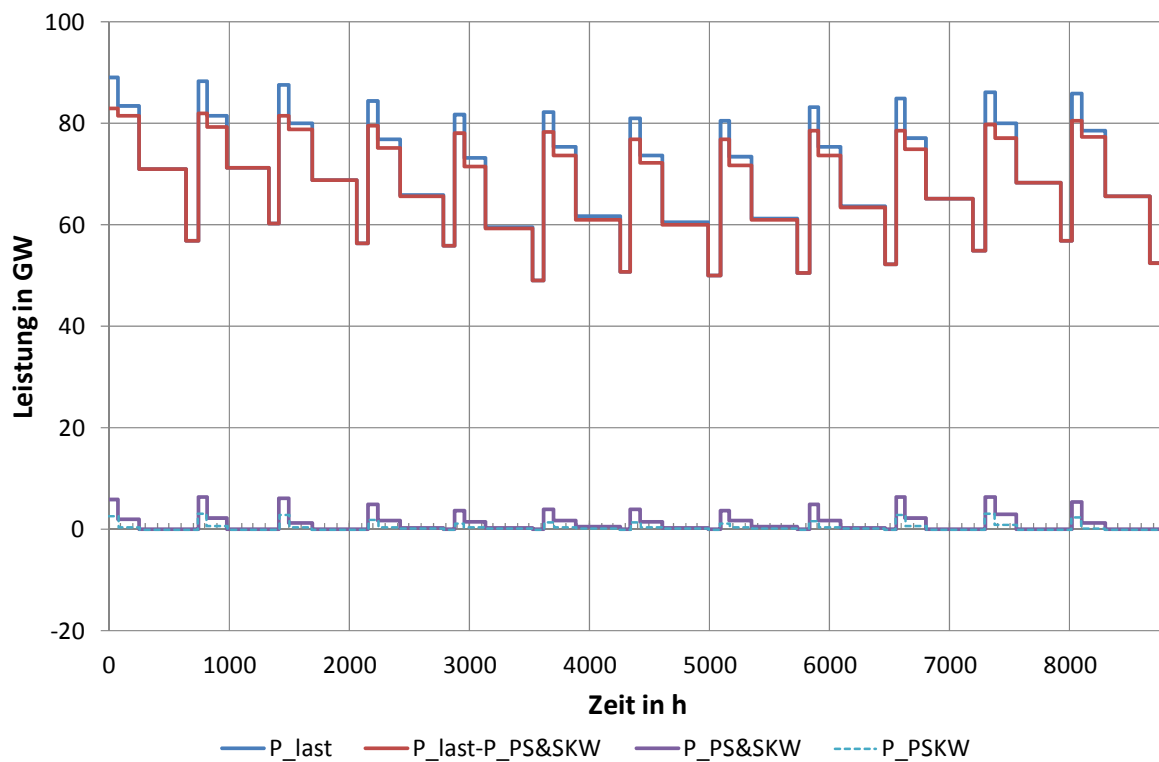


Abbildung 8.34: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „dreifache Winderzeugung“

Bei der Betrachtung der Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Windkraftanlagen, in Abbildung 8.35, erkennt man wie erwartet, dass diese bei dreifacher Windkrafteinspeisung in jeder Periode geringer als im Standardfall sind. Außerdem liegen die Wasserwerte der Peak und Offpeakperioden enger beieinander, das lässt sich durch den in Unterkapitel 8.2.4 erklärten Effekt der Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Merit-Order begründen, da sich die Nachfragekurve in einen Teil der Grenzkostenkurve mit sehr geringem Anstieg verschiebt.

Beim Szenario mit einem Drittel der normalen Einspeisung aus Windkraftanlagen entsprechen die Wasserwerte auch den Erwartungen und sind in jeder Periode höher als im Standardfall. Ein interessanter Aspekt verbirgt sich hinter dem Wasserwert der Peak-A Periode des zweiten Monats, der geringer ist als in der Peak-B Periode.

Wäre hier der Preis von Peak-A gleich hoch wie der der Peak-B Periode, so würde sich durch die geringere erzeugte Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke auch bei höherem Wasserwert ein geringerer Gewinn für diese Kraftwerke ergeben. Diese Tatsache beruht auf demselben Effekt, der schon bei der Betrachtung der Wasserwerte aus unterschiedliche Laufwasserkraft- und Photovoltaikeinspeisungen durch das Verhältnis zwischen Leistungsänderung und Preisänderung erklärt wurde. Betrachtet man auch noch den Einsatz der Pumpen in diesem Monat, unter der Annahme, dass der Speicherinhalt am Ende des Monats derselbe ist, so würde ein geringerer Einsatz der Turbinen in der Peak-A Periode einen geringeren Einsatz der Speicherpumpen in der Offpeak-B Periode verursachen. Da sich aber das preisbildende Kraftwerk in dieser Periode ein Steinkohlekraftwerk mit einer installierten Leistung von 1260 MW ist, würde ein geringerer Pumpeinsatz, bedingt durch den geringeren Wasserabbau in der Peak-A Periode, keine Auswirkung auf den Strompreis zeigen, wodurch sich auch kein positiver Einfluss auf den Gewinn ergibt.

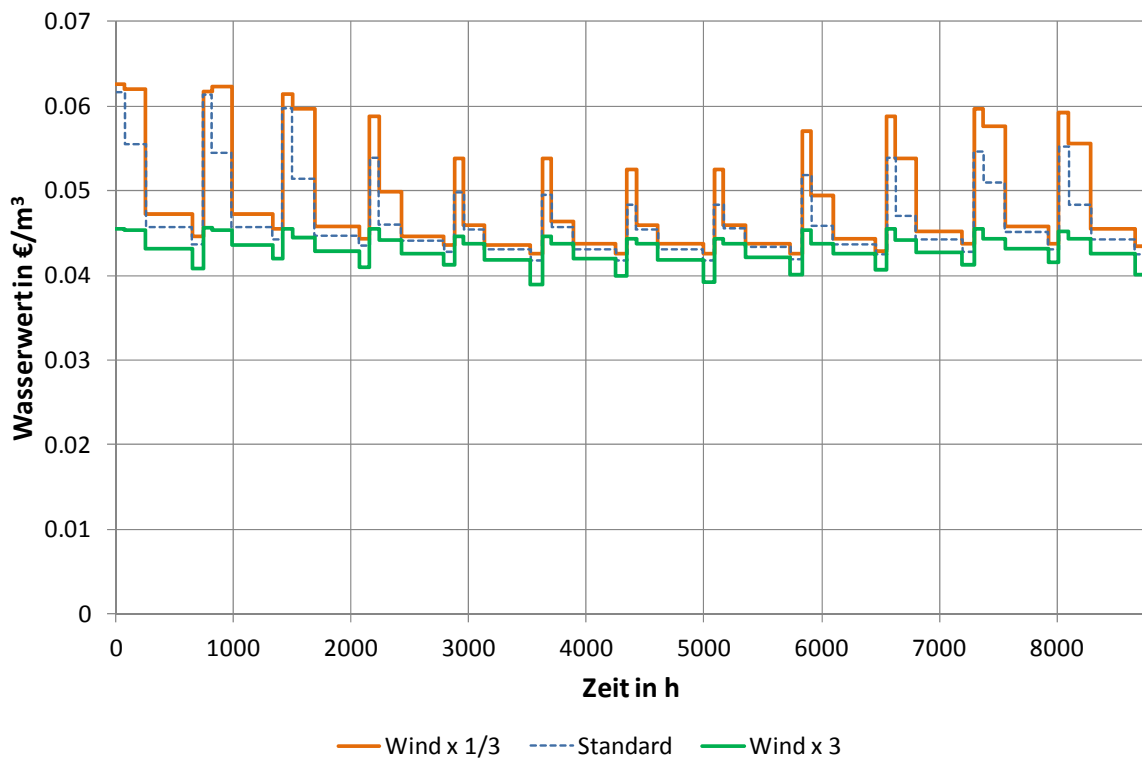


Abbildung 8.35: Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Windkraftanlagen

Abschließend lassen sich die Auswirkungen der Einspeisung erneuerbarer Energien auf den Wasserwert folgendermaßen beschreiben. Bewegt sich die Last in einem Monat im Bereich des Übergangs der Grenzkostenkurve von geringem zu starkem Anstieg, so ergibt sich eine starke Differenz zwischen Peak-Wasserwert und Offpeak-Wasserwert. Dagegen kommt es zu Wasserwerten mit sehr geringer Schwankung, wenn sich die Nachfragekurve aufgrund hoher Einspeisung erneuerbarer Energien während eines Monats im flachen Teil der Merit-Order bewegt.

Da der betrachtete Simulationsraum teilweise von Märkten umgeben ist, die sich aufgrund ihrer Topografie nicht zur Errichtung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken eignen kann der betrachtete Markt „Österreich-Deutschland“ als Zwischenspeicher für die benachbarten Märkte angesehen werden, wodurch es zu Importen und Exporten kommt, die bei der Einsatzplanung berücksichtigt werden müssen

8.4.4 Berücksichtigung von Handel

Der Handel wird durch Vorgabe der gehandelten Energie und dadurch bedingte Veränderung der Last in den einzelnen Perioden der Monatsdauerlinien im Modell berücksichtigt. Die gehandelte Energie stammt ebenfalls aus einer institutsinternen Simulation und berücksichtigt die ausgetauschte Energie zwischen dem Markt Österreich-Deutschland und allen benachbarten Märkten. Durch die Diskretisierung der Dauerlinie eines Monats in 4 Zeitabschnitte wird diese Energie als konstante Leistung während einer Periode in die Optimierung mit einbezogen. Die Exporte und Importe der betrachteten Märkte Österreich und Deutschland sind in Abbildung 8.36 dargestellt, wobei negative Werte als Import verstanden werden. Wie in der Darstellung zu sehen, überwiegen während der kalten Jahreszeit die Energieexporte. Während des Sommers hingegen wird in den Peakperioden Energie importiert, in den Offpeak-A Perioden mit Ausnahme des Septembers hingegen exportiert. Nicht zu vergessen ist, dass der Handel starr vorgegeben ist. Das bedeutet, er wird durch keinerlei Vorgänge im Modell beeinflusst. Aufgrund der Verteilung der Importe und Exporte im Jahresverlauf lässt sich bereits im Vorhinein erkennen, dass es im Winter aufgrund der erhöhten Last und entsprechender Differenz zwischen Peak- und Offpeakpreisen durch die Exporte zu einem starken Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke kommen wird, wohingegen im Sommer aufgrund der weiteren Verringerung der Last durch Importe und der daraus resultierenden geringen Preisdifferenz zwischen Peak und Offpeak, nur natürliche Zuläufe abgebaut werden, um ein Überlaufen der Speicher zu verhindern.

Es werden drei Szenarien betrachtet, wobei das Erste mit der im Unterkapitel über den konventionellen Kraftwerkspark beschriebenen Einspeisung aus erneuerbaren Energien durchgeführt wird. Im zweiten und dritten Szenario wird jeweils einmal die eingespeiste Energie aus Windkraftanlagen auf ein Drittel verringert und auf das Dreifache erhöht. Die erhaltenen Wasserwerte werden wieder miteinander verglichen.

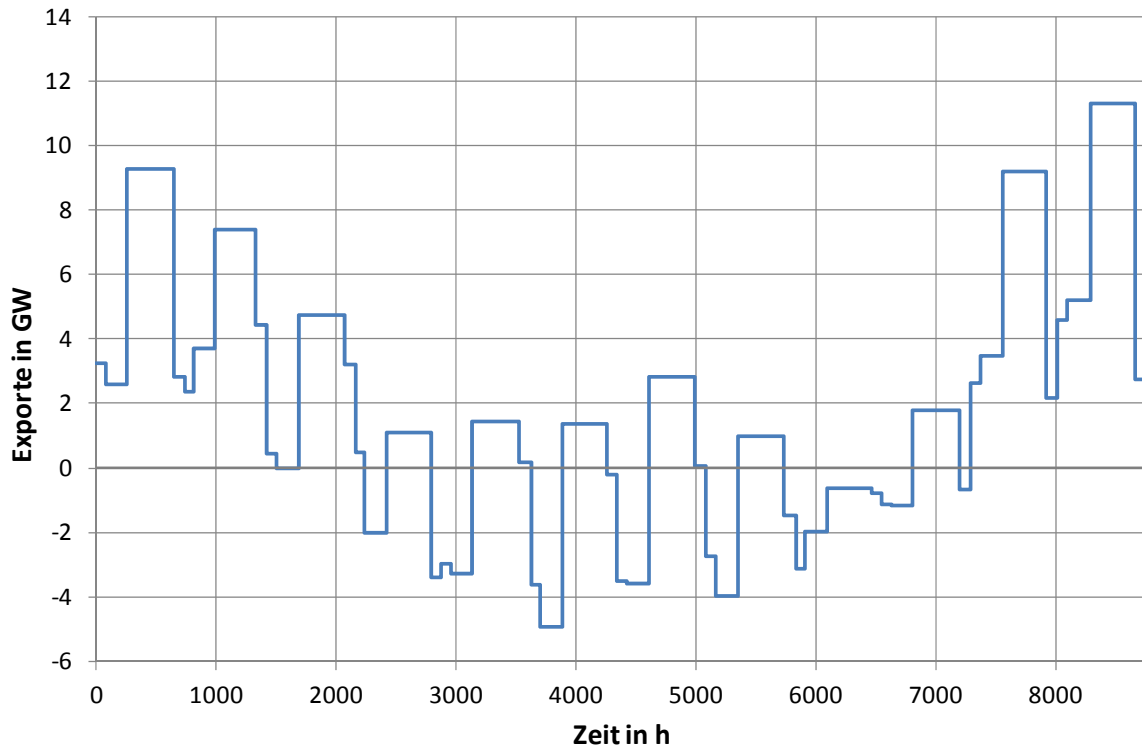


Abbildung 8.36: Berücksichtigte Exporte und Importe

Im ersten Szenario, das den Handel mit benachbarten Märkten berücksichtigt, ergibt sich durch den Handel eine höhere Last im Winter und eine geringere Last im Sommer. In Abbildung 8.37 erkennt man an den hohen Preisen ohne den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Winter eine nicht Deckung der Last. Im Sommer hingegen, in dem die Last durch Importe leichter gedeckt wird und verursacht durch die gleichzeitige Sommerspitze der Einspeisung erneuerbarer Energien, die bereits in Abbildung 8.11 dargestellt wurde, ist die Differenz zwischen Peak- und Offpeakpreisen bereits sehr gering.

Wie in Abbildung 8.38 zu sehen, verursacht die hohe Last in den Peak-A Perioden im Winter eine hohe Erzeugung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die auch einen starken Pumpeinsatz nach sich zieht, da es sich bei einer großen Erzeugungskapazität von Pumpspeicherkraftwerken um Tagesspeicher handelt und durch ihren Einsatz ein hoher Gewinn erzielt wird. Damit der große Wasserabbau der Erzeugung im Winter ausgeglichen werden kann, wird auch im Sommer aufgrund der sehr niederen Preise gepumpt.

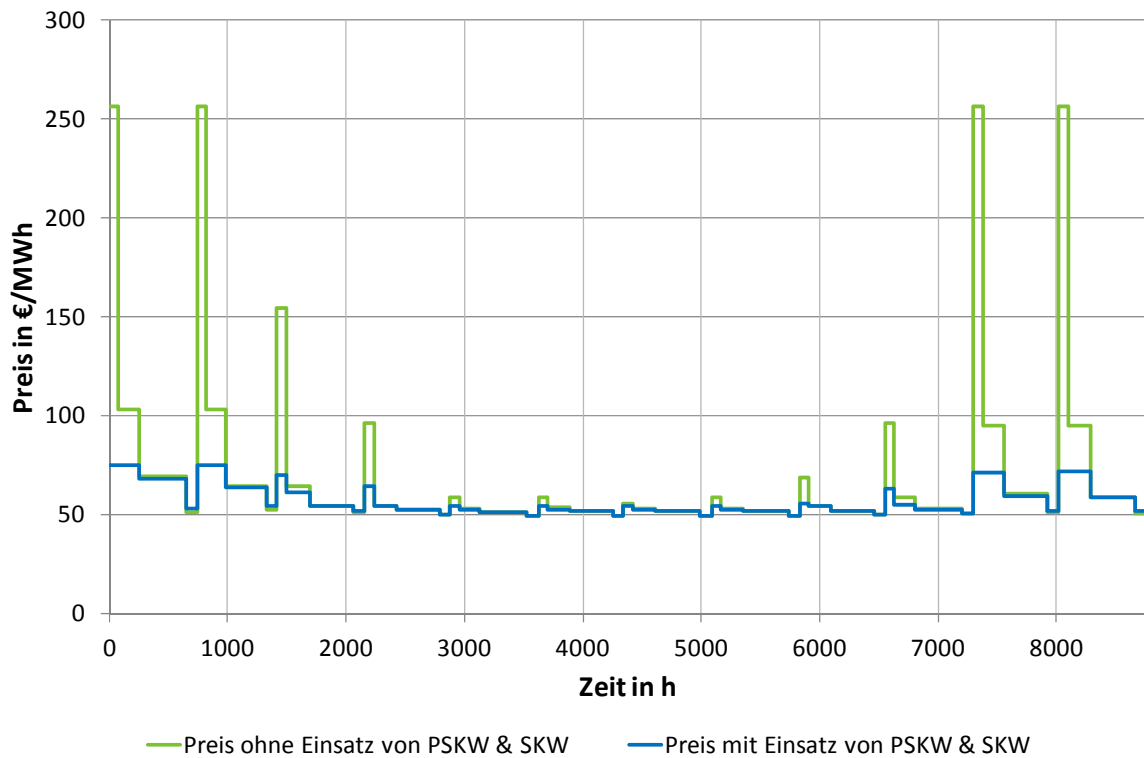


Abbildung 8.37: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien

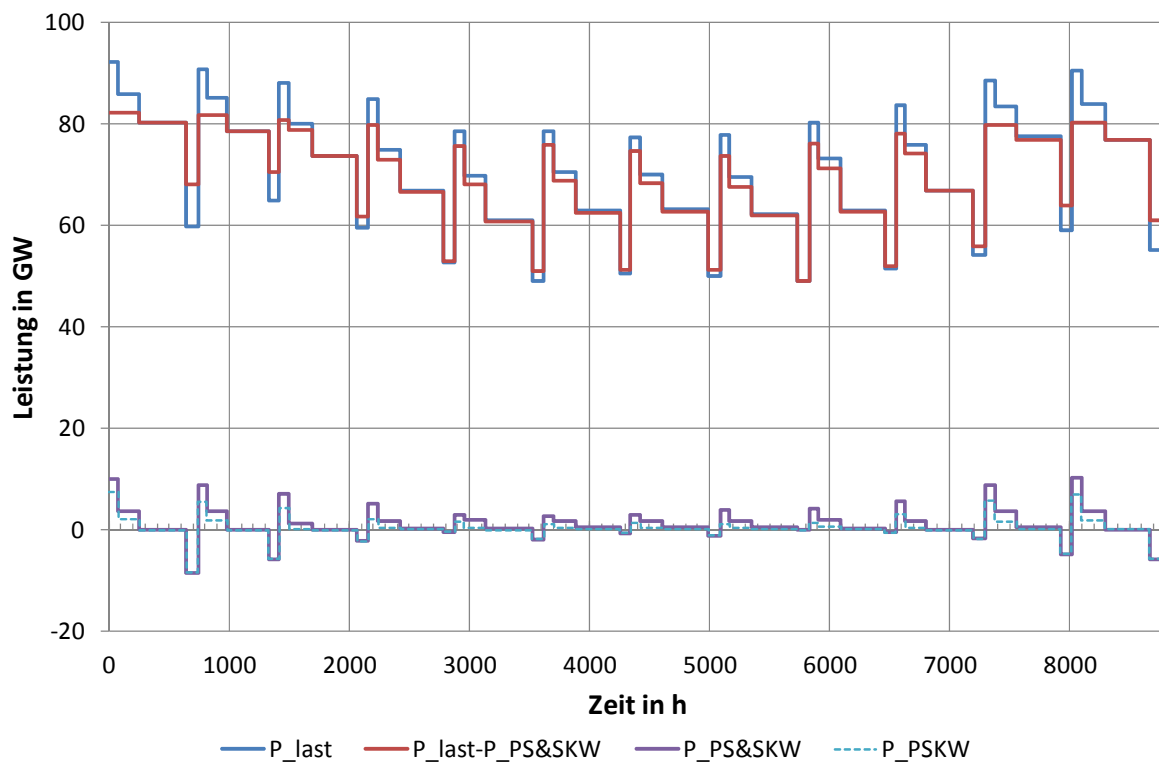


Abbildung 8.38: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien

Das zweite Szenario, das Handel mit benachbarten Märkten berücksichtigt, betrachtet eine Verringerung der Einspeisung aus Windkraftanlagen auf ein Drittel. Durch die Reduktion der Einspeisung aus Windkraftanlagen macht sich in den Wintermonaten ein großes Erzeugungsdefizit bemerkbar, welches in Abbildung 8.39 an den hohen Preisen in den Peak-Perioden zu erkennen ist. Im Sommer hingegen ergeben sich trotz der geringen Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgrund der Importe sehr niedere Markträumungspreise.

Wie in Abbildung 8.40 zu sehen, kommt es im Winter wegen der großen Nachfrage sowie den Exporten zu einem starken Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, sowohl was die Erzeugung als auch den Pumpeinsatz betrifft. Damit der große Wasserbedarf zur Stromerzeugung in den Wintermonaten gedeckt werden kann und die Bedingung für den Speicherfüllstand am Ende der Einsatzoptimierung eingehalten wird, kommt es auch während des Sommers zu einem Einsatz der Speicherpumpen.

Trotz der großen Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke fällt in Abbildung 8.39 eine deutliche Schwankung der Markträumungspreise im Verlauf des Jahres auf. Dieser hat im Vergleich der Peak Perioden von Winter- und Sommermonaten das Verhältnis 2/1.

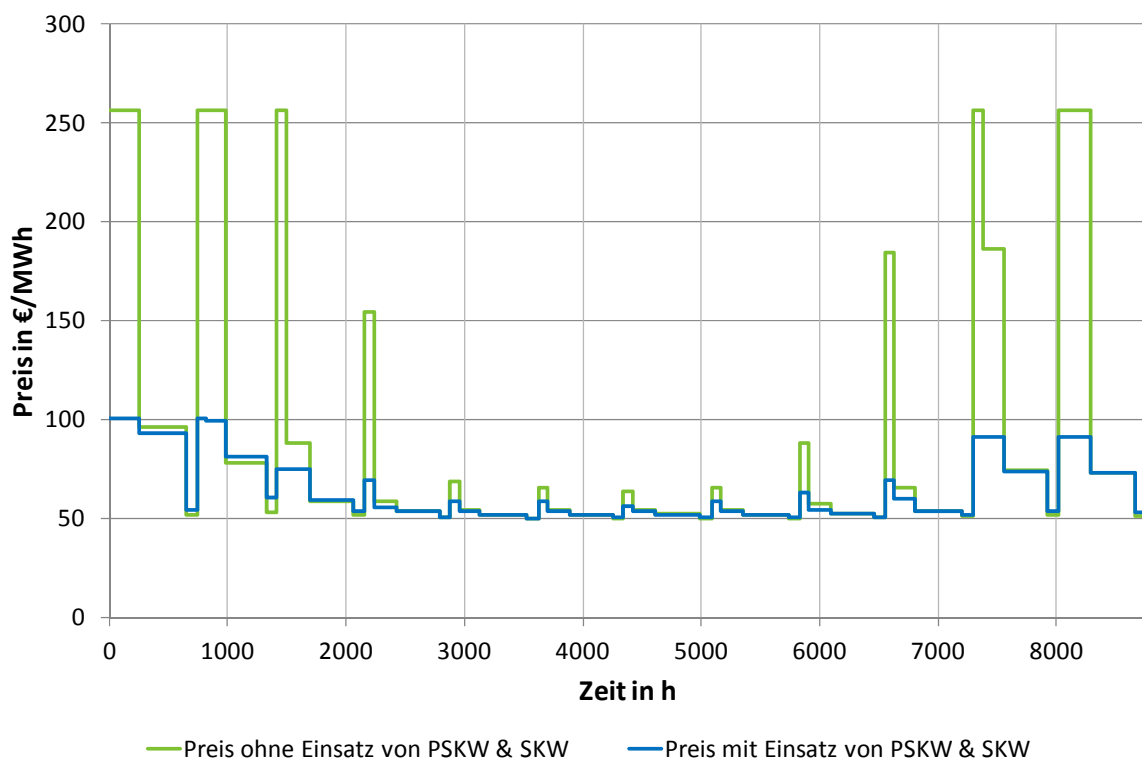


Abbildung 8.39: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „1/3 Winterzeugung“

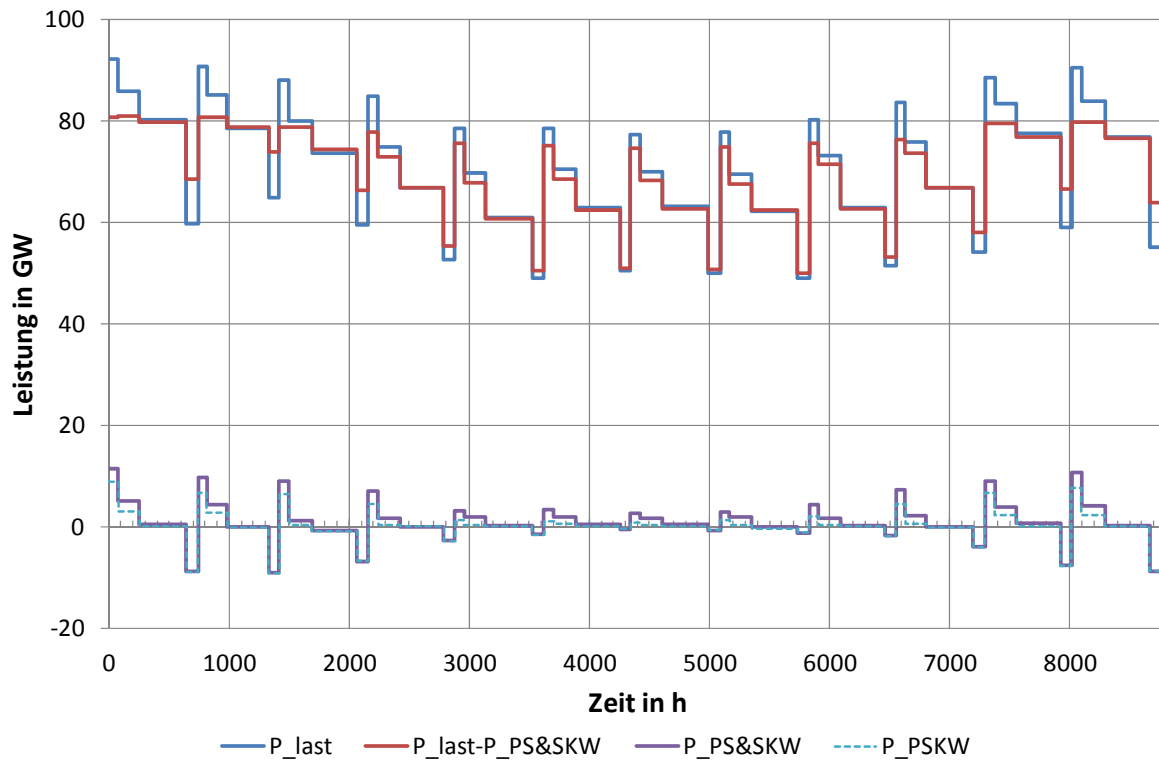


Abbildung 8.40: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „1/3 Winderzeugung“

Im Szenario mit dreifacher Windeinspeisung kommt es, wie in der Darstellung der Markträumungspreise in Abbildung 8.41 ersichtlich, bereits ohne den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu sehr geringen Unterschieden zwischen Peak und Offpeak-Preisen während des ganzen Jahres. Daraus ergibt sich, wie in Abbildung 8.42 dargestellt, während des ganzen Jahres kein Einsatz der Speicherpumpen, was bedeutet, dass nur natürliche Zuflüsse zu den Speicherseen turbinieren werden. Diese Stromerzeugung wirkt sich nur in den Monaten mit großer Nachfrage in den Peak-Perioden merkbar auf den Markträumungspreis aus, der sich nach dem Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke während des ganzen Jahres in einem Bereich von 46-54 €/MWh bewegt.

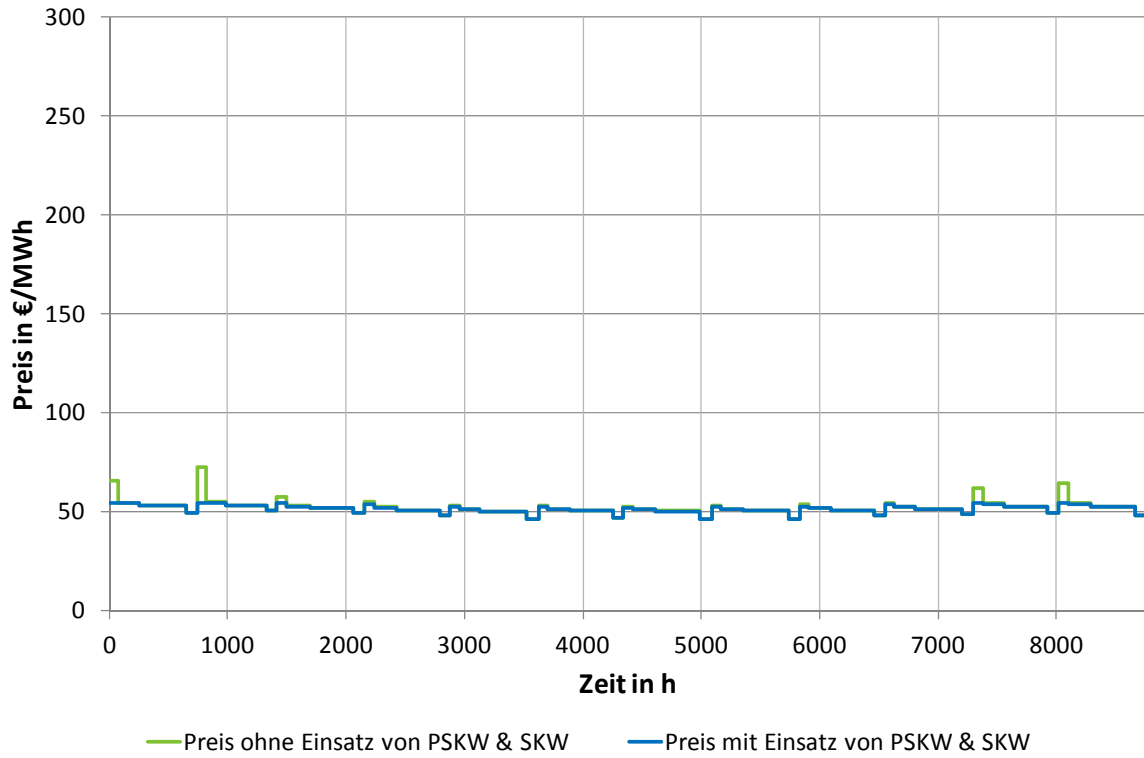


Abbildung 8.41: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „dreifacher Winderzeugung“

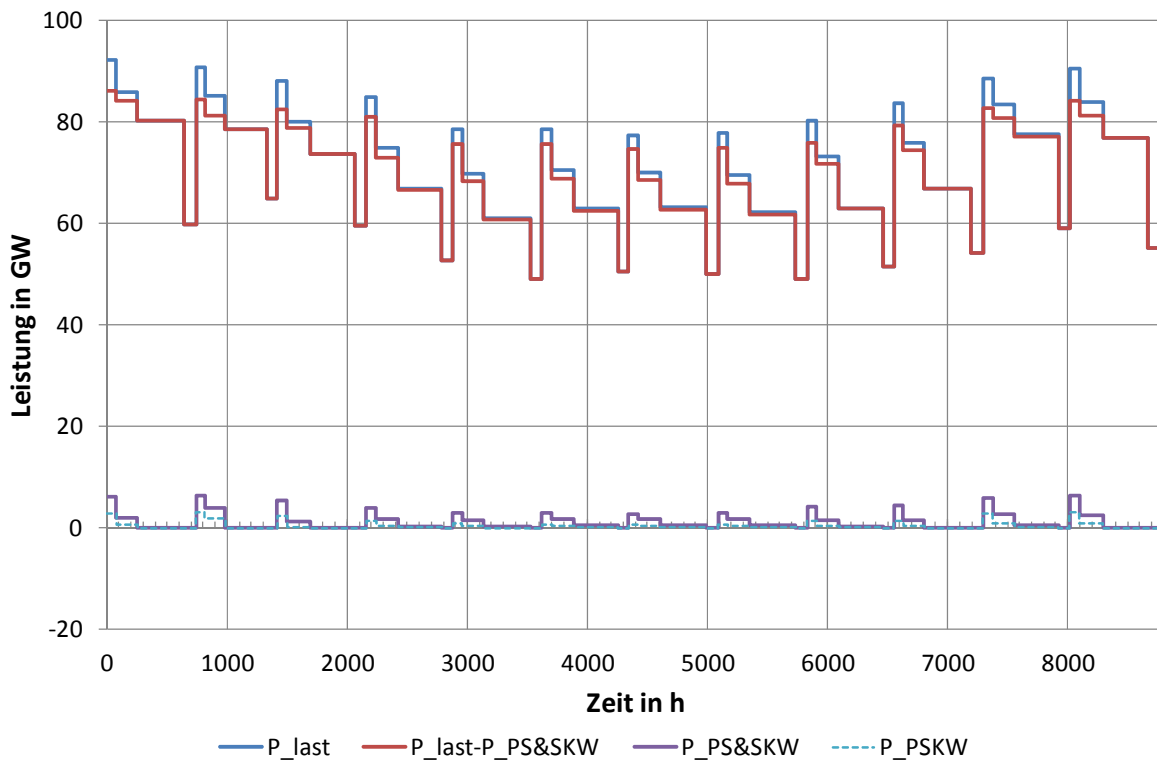


Abbildung 8.42: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „dreifacher Winderzeugung“

In Abbildung 8.43 sind die Wasserwerte der Szenarien aufgetragen, in denen Handel mit benachbarten Märkten betrachtet wird. Die Wasserwerte des Szenarios mit Stark-Wind sind im Verlauf des Jahres relativ konstant und zeigen auch zwischen Peak und Offpeak-Perioden nur geringe Unterschiede. Im Szenario mit normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien macht sich eine saisonale Veränderung von hohen Wasserwerten in den Wintermonaten hin zu geringen Wasserwerten in den Sommermonaten bemerkbar. Am ausgeprägtesten ist diese, wegen der sehr geringen Einspeisung aus erneuerbaren Energien aber einer doch ausgeprägten Sommerspitze und der Importe in der Periode geringer Last, im Szenario mit einem Drittel der Einspeisung aus Windkraftanlagen. Auffallend sind auch die großen Unterschiede der Wasserwerte der Peak-A und der Offpeak-B Perioden im Winter. Dieser Unterschied ist vor allem im Szenario mit geringer Windeinspeisung sehr deutlich zu erkennen, da sich die Nachfragekurve während dieser Zeit in einem sehr steilen Teil der Grenzkostenkurve bewegt und es so auch bei geringerer Differenz zwischen nachgefragter Leistung in Peak und Offpeak Periode, als dies im Sommer der Fall ist, zu größeren Preisunterschieden kommt. Hier sei noch einmal auf die Problematik der starren Implementierung der Exporte und Importe hingewiesen, da der Import von günstigen Pumpstrom und Export von Spitzenstrom der auch von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erzeugt wird unmittelbar mit deren Einsatz, der im Modell optimiert wird, zusammenhängt.

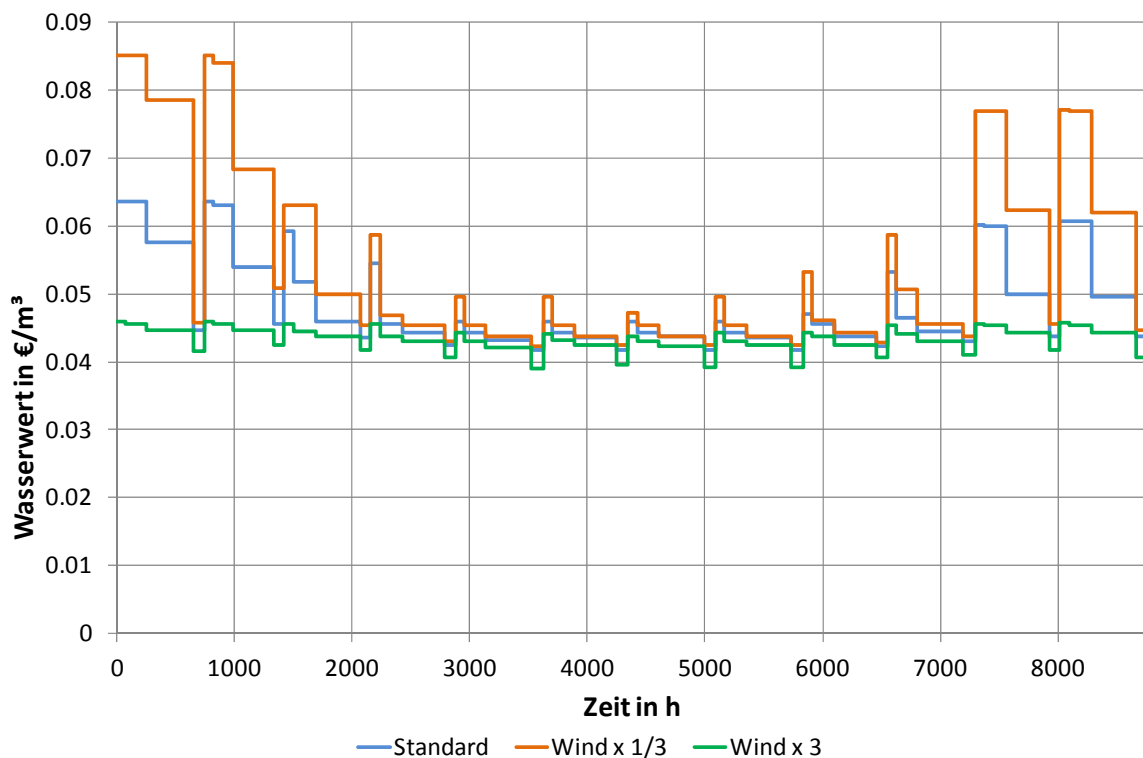


Abbildung 8.43: Wasserwerte der Szenarien mit Berücksichtigung von Exporten und Importen

Im folgenden Szenario wird die Kapazität des teuersten Kraftwerkes so groß gewählt, dass die Last in Fall normaler Einspeisung erneuerbarer Energien immer durch thermische Kraftwerke und erneuerbare Energien gedeckt wird. Dadurch wird verhindert, dass ein Speicher- oder PSKW turbinieren muss, obwohl bei den gegebenen Preisen ein optimalerer Einsatz möglich wäre.

Wie an den Preisen in Abbildung 8.44 und dem Diagramm der Leistungen in Abbildung 8.45 zu sehen ist, ergibt sich derselbe Kraftwerkseinsatz wie im Szenario, in dem die Last durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gedeckt werden muss. Deshalb kommt es auch in jedem Zeitabschnitt der beiden Szenarien zu denselben Wasserwerten, die in Abbildung 8.46 aufgetragen sind. Der Grund dafür ist, dass beispielsweise in der ersten Peak-A Periode etwa 4.200 MW der Last nicht gedeckt sind aber Erzeugungskapazitäten des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks von ungefähr 14 GW zur Verfügung stehen, was Spielraum zur Optimierung des Einsatzes lässt.

Damit wurde gezeigt, dass im Fall der bisher betrachteten Szenarien die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke deshalb eingesetzt wurden, weil dadurch der höchstmögliche Gewinn erzielt werden konnte und nicht weil sie zur Deckung der Last eingesetzt werden mussten.

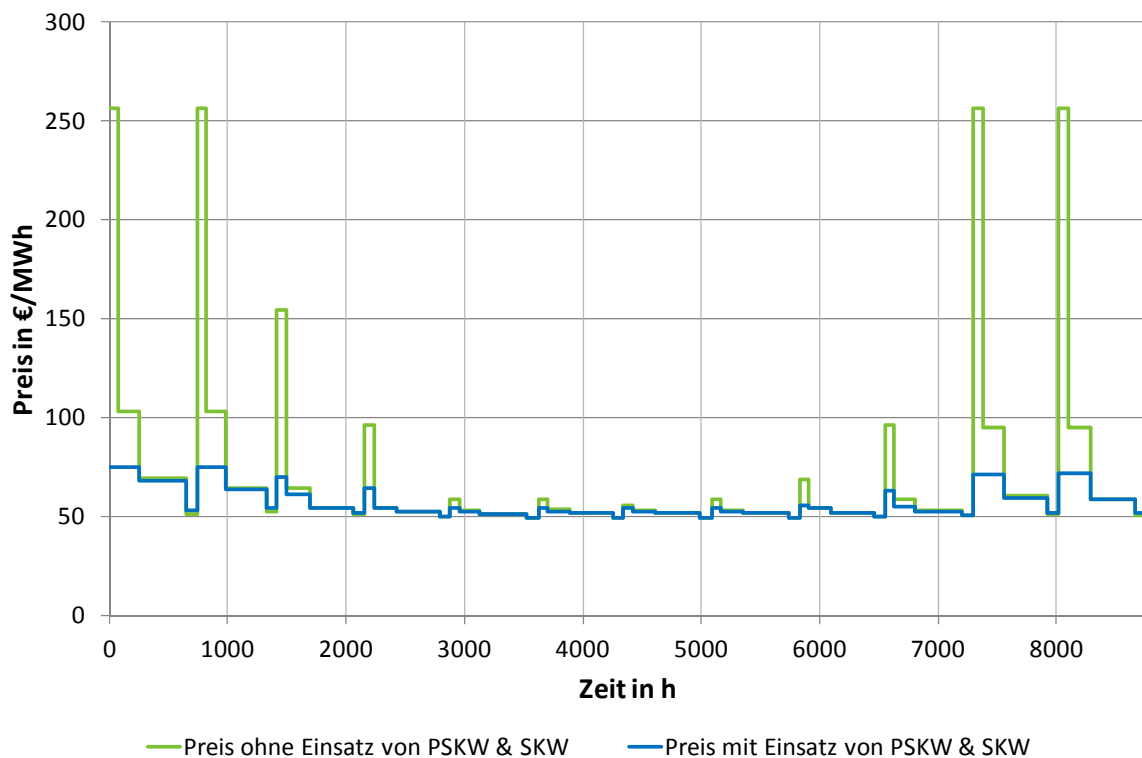


Abbildung 8.44: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie fixer Deckung der Last

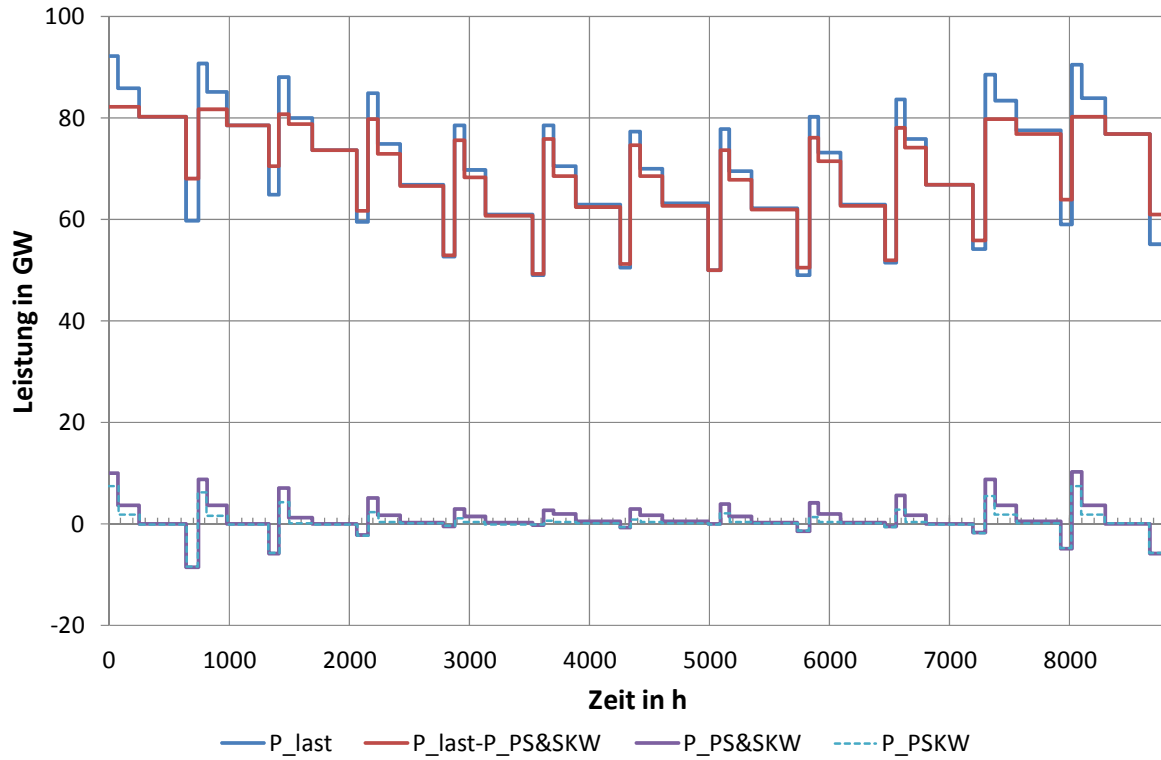


Abbildung 8.45: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie fixer Deckung der Last

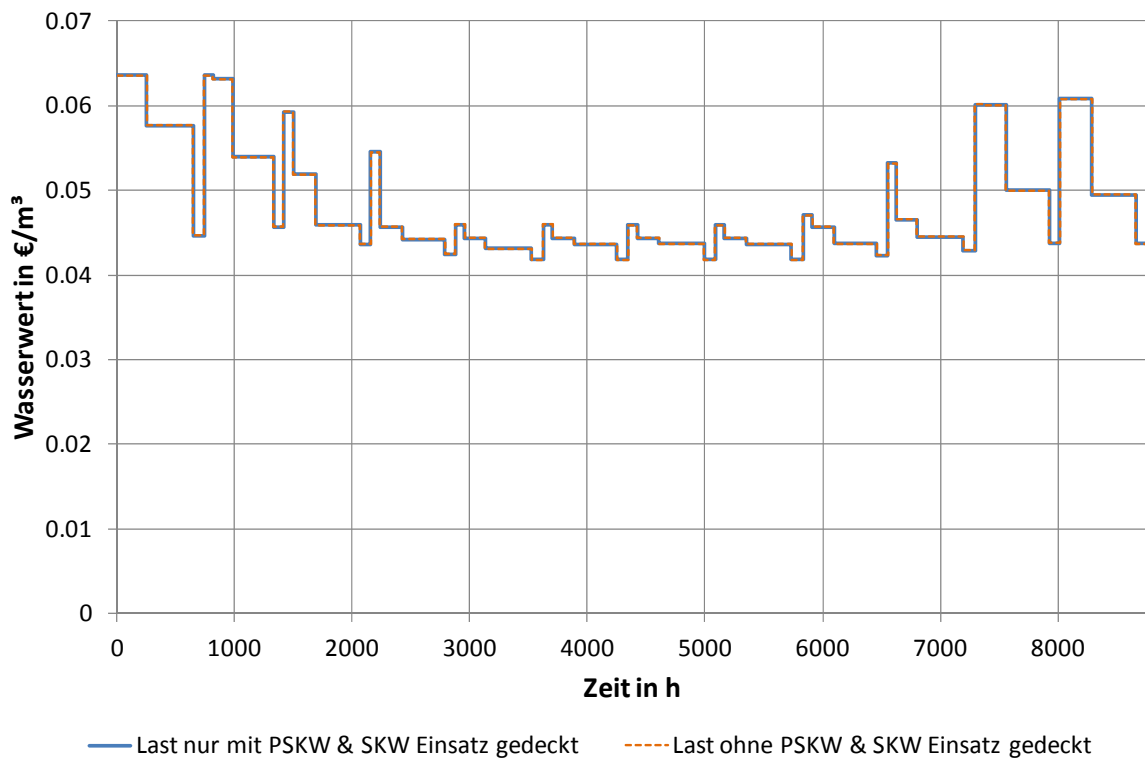


Abbildung 8.46: Wasserwerte der Szenarien mit fixer Deckung der Last und Lastdeckung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

8.4.5 Keine Erzeugung aus Kernkraftwerken

Im ersten Szenario der Betrachtung der Wasserwerte in einem Simulationsraum ohne Kernkraftwerke mit normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der starren Berücksichtigung von Handel wird die Erzeugungskapazität des teuersten Kraftwerkes so groß angenommen, dass jeder Lastfall dadurch abgedeckt ist.

Aufgrund des Fehlens der Erzeugung aus Kernkraftwerken kommt es, wie in Abbildung 8.47 zu sehen, in den Wintermonaten zu den höchst möglichen Preisen, da die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke so eingesetzt werden, dass mit geringstem Aufwand der größte Gewinn erzielt wird. Dies wird dadurch erreicht, dass nur darauf geachtet wird, dass die Speicher nicht überlaufen, weil auch der Einsatz sämtlicher Kapazitäten des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks keine Auswirkung auf den Preis hat. Im Sommer hingegen verschiebt sich die Nachfragekurve in einen Teil der Merit-Order, der einem sehr gewinnbringenden Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke erlaubt, da die hohen Differenzen zwischen Peakpreisen und Offpeakpreisen optimal ausgenutzt werden können. Dieser Bereich, in dem die Pumpspeicherkraftwerke ihre Stärken ausspielen können, ist in Abbildung 8.48, in der sämtliche Leistungen dargestellt sind, durch einen roten Balken kenntlich gemacht.

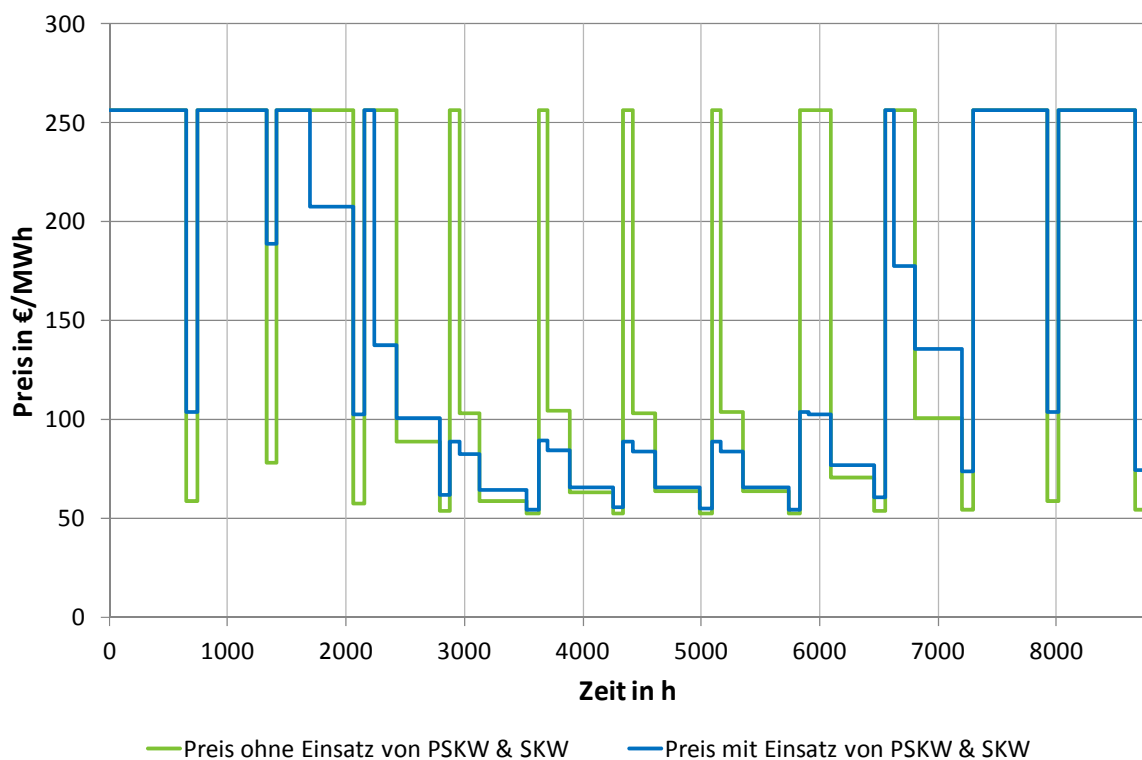


Abbildung 8.47: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und fixer Deckung der Last

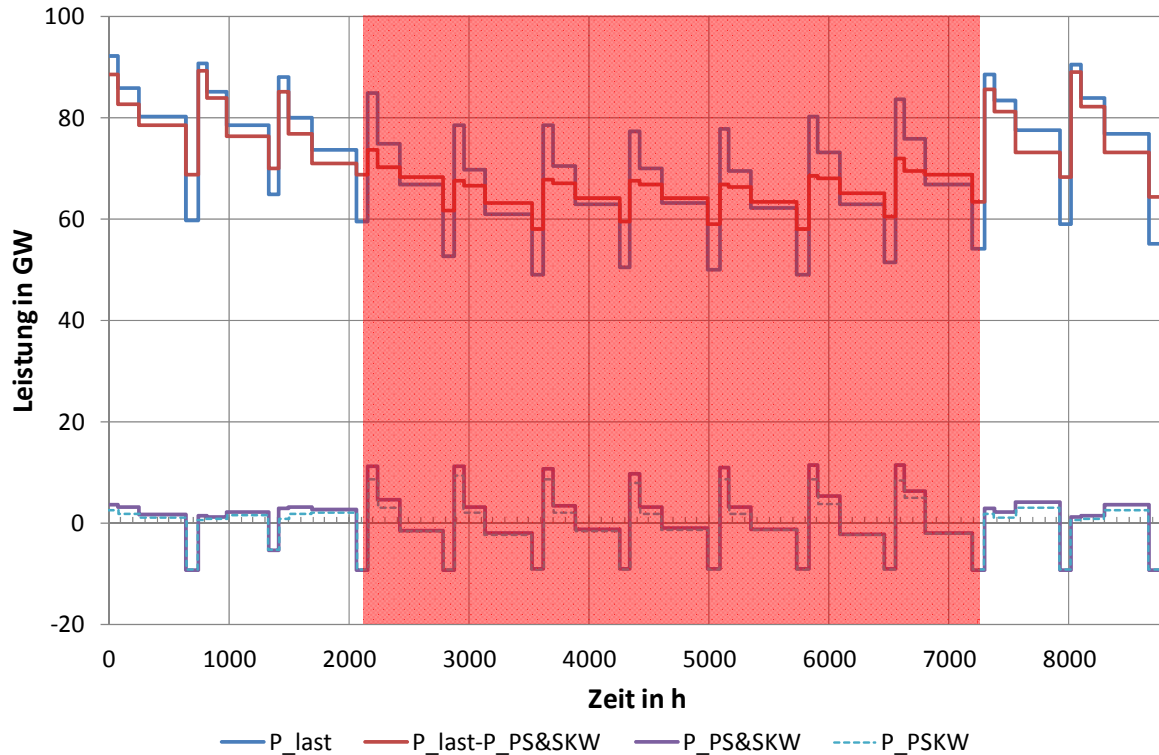


Abbildung 8.48: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und fixer Deckung der Last

Im folgenden Szenario gelten dieselben Rahmenbedingungen wie beim ersten Szenario ohne Kernkraftwerke. Der Unterschied ist, dass die Last, die durch Erzeugungsanlagen im eigenen Marktgebiet gedeckt werden muss, größer ist als die Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien und der thermischen Kraftwerke. Die Differenz muss von den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken aufgebracht werden.

Auch hier ergeben sich, wie in Abbildung 8.49 zu sehen, ähnliche Preise wie im Szenario, in dem das teuerste Kraftwerk jeden Lastfall abdeckt. Die Unterschiede haben ihre Ursache in der hohen Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die zur Deckung der Last unbedingt notwendig ist. Wie in Abbildung 8.50 zu sehen, verursacht dies gegenüber dem vorigen Szenario einen erhöhten Pumpbedarf in der Offpeak-B Periode des zweiten Monats und verhindert eine höhere Erzeugung in der Offpeak-Periode des dritten Monats, um die Bedingungen für den Speicherinhalt einzuhalten.

Dieses Szenario verursacht über das ganze Jahr einen sehr gleichmäßigen Einsatz der Speicher und Pumpspeicherkraftwerke jedoch muss eine sehr wichtige Unterscheidung getroffen werden. In den rot markierten Bereichen in Abbildung 8.50 ist der Einsatz nur durch die Bedingung zur Deckung der Last bedingt, während im nicht markierten Bereich der Einsatz durch die Optimierung des Gewinns verursacht wird.

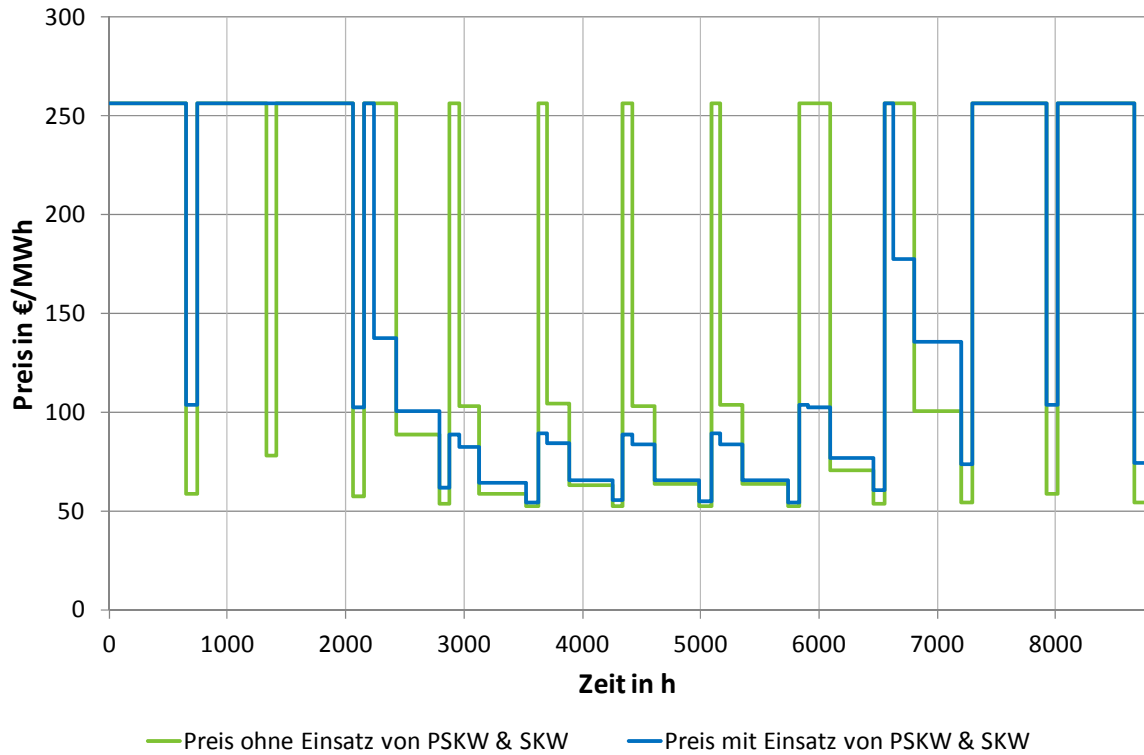


Abbildung 8.49: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und Lastdeckung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

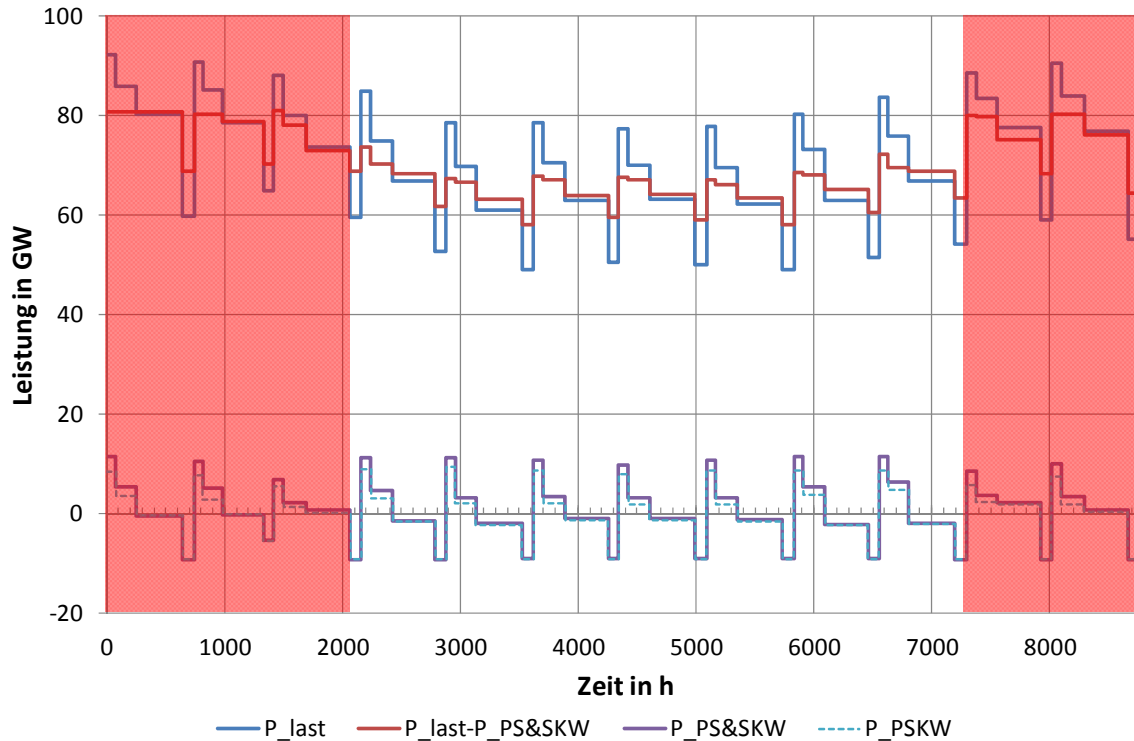


Abbildung 8.50: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und Lastdeckung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

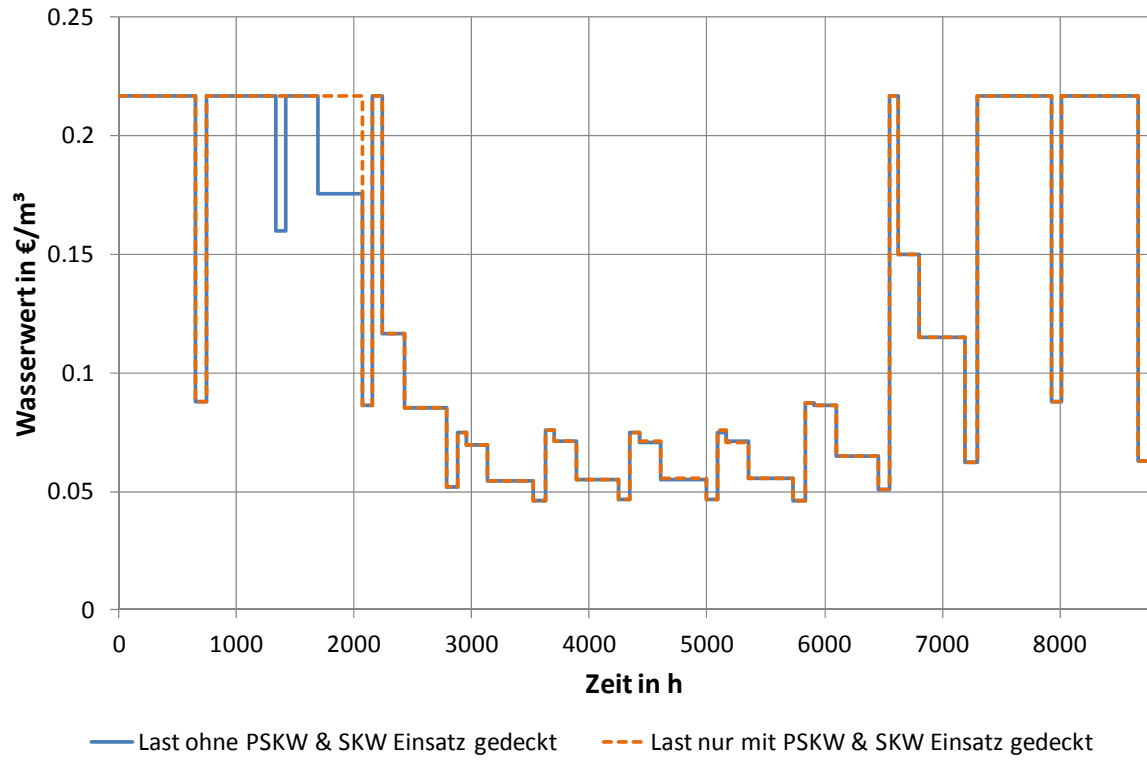


Abbildung 8.51: Wasserwerte der Szenarien ohne Kernkraftwerke

9 Schlussfolgerungen

Da die einzige bisher im großen Maßstab umgesetzte Speichertechnologie die der Pumpspeicherkraftwerke ist, ist es von Interesse zu wissen, welchen Wert die gespeicherte Energie in den Oberbecken der Kraftwerke hat. Das lässt sich durch den Wert beschreiben, den das in den Speicherseen befindliche Wasser in jedem Augenblick abhängig vom momentanen Zustand des Elektrizitätssystems besitzt.

Diese Arbeit beschreibt die Ermittlung des Wasserwertes eines Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparkes auf Basis des gewinnbringendsten Einsatzes dieser Anlagen. Dieser Einsatz wurde durch ein Modell ermittelt, welches sich aus den Programmen EXCEL und GAMS zusammensetzt. Dabei wurde durch den Solver in GAMS der gewinnbringendste Einsatz eines Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparkes zu Bedingungen ermittelt, die zuvor in EXCEL berechnet wurden.

Es zeigt sich eine starke Abhängigkeit des aus dem Kraftwerkseinsatz berechneten Wasserwertes und damit auch des Einsatzes der Speicher- und Pumpspeichieranlagen von der Erzeugung erneuerbarer Energien. Verursacht wird dies durch eine Verschiebung der Merit-Order, verursacht durch die Einspeisung erneuerbarer Energien zu geringen Grenzkosten. Aufgrund der unterschiedlichen Einspeisecharakteristika der Photovoltaik, Laufwasserkraft- und Windkraftherzeugung zeigt der Effekt der erneuerbaren Einspeisung auf die Grenzkostenkurve unterschiedliche Auswirkungen auf den Wasserwert und damit den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

Die Szenarien mit Reduktion der Einspeisung aus Laufwasserkraft- und Winderzeugung auf ein Drittel weisen nur eine geringe Erzeugung erneuerbarer Energien auf. Sie zeigen eine große Ähnlichkeit bei den resultierenden Wasserwerten, deren Peakwerte im Winter etwa um die Hälfte größer sind als die Offpeakwerte, die während des ganzen Jahres relativ konstant sind. Im Sommer hingegen geht die Differenz zwischen Peak-Wasserwert und Offpeak-Wasserwert auf etwa ein Viertel der Offpeakwerte von 0,045 €/m³ zurück. Beim Szenario mit Verdreifachung der Laufwasserkraftherzeugung kommt es bei der Erzeugung erneuerbarer Energien, die generell hoch ist, zu einer ausgeprägten Sommerspitze. Diese Sommerspitze verursacht vergleichsweise geringe Wasserwerte in den Offpeak-Perioden, wohingegen die Wasserwerte in den Peakperioden über das ganze Jahr recht konstant aber nicht hoch sind. Durch die geringen Wasserwerte kommt es während des ganzen Jahres zu keinem Einsatz der Speicherpumpen.

Die Verdreifachung der Windkraft, die ihre höchste Erzeugung im Winter hat, bewirkt eine hohe über das Jahr betrachtet konstante Einspeisung erneuerbarer Energien, die niederen Wasserwerte sowohl in den Peak- als auch den Offpeak-Perioden aufweist und keiner nennenswerten, jahreszeitlichen Schwankung unterliegt.

Da der Anteil der Photovoltaik an der Erzeugung erneuerbarer Energieträgern nur klein ist, verursacht die Steigerung und die Reduktion ihrer Einspeisung keine außergewöhnliche Änderung am Jahresverlauf des Wasserwertes.

In Tabelle 9.1 sind charakteristische Wasserwerte der verschiedenen Einspeiseszenarien erneuerbarer Energien in Prozent der erhaltenen Werte im Standardfall angegeben. Sie umfassen den minimalen, den maximalen und den mittleren Wasserwert während eines Jahres. Den

aussagekräftigsten Wert jedes Szenarios stellt allerdings der mittlere Spread dar. Bei der Berechnung wird jede Peak-Offpeak-Spanne der Wasserwerte eines Monats auf den entsprechenden Offpeak-B Wasserwert bezogen und der Mittelwert über ein Jahr gebildet.

Vergleicht man diese Werte mit den Einsätzen der Speicherpumpen aus Kapitel 8.4 so erkennt man, dass ein Einsatz der Speicherpumpen stattfindet, sobald sich der Umwälzungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke, der im Mittel bei 73,9% liegt, und der Spread der Wasserwerte des entsprechenden Szenarios auf etwa 100 % ergänzen.

	Standard	Laufwasserkraft		Photovoltaik		Windkraft	
		x 1/3	x 3	x 1/3	x 3	x 1/3	x 3
Maximaler Wasserwert		97,4%	75,8%	97,5%	102,0%	101,5%	74,0%
Minimaler Wasserwert		102,0%	85,4%	100,1%	98,3%	102,0%	93,1%
Durchschnittlicher Wasserwert		104,1%	91,3%	100,5%	98,4%	105,1%	91,1%
Mittlerer Spread	26,4%	32,0%	13,3%	27,3%	24,0%	32,6%	11,3%

Tabelle 9.1: Charakteristische Wasserwerte für unterschiedliche Einspeisungen erneuerbarer Energien

Aus der Betrachtung der Wasserwerte und des Einsatzes der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke kann entnommen werden, dass sich bei konstantem und hohem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung die Preisdifferenz zwischen Peak und Offpeak in einem Maß verringert, welche die bisherige Betriebsweise von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken weniger rentabel macht.

In den Szenarien mit Berücksichtigung von Handel, wurde dieser durch starre Veränderung der Last in das Modell eingebunden. Da die aus einem institutsinternen Modell stammenden Daten, hohe Exporte im Winter und hohe Importe im Sommer aufweisen, kommt es im Vergleich zu den Szenarien ohne Handel zu einer größeren jahreszeitlichen Schwankung des Lastverlaufes. Dabei werden die Nachfragekurven der Sommermonate aller drei betrachteten Szenarien in einen Teil der Merit-Order verschoben, der so flach ist, dass sich eine nähere Betrachtung dieses Zeitraums nicht lohnt. Anders verhält es sich in den Wintermonaten. Bei Reduktion der Windkrafteinspeisung auf ein Drittel beträgt das Verhältnis der Wasserwerte einer Peak-A Periode und einer Offpeak-B Periode eines Wintermonats 2/1, wodurch sich gute Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Pumpspeicherbetrieb ergeben. Bei Verdreifachung der Windkrafteinspeisung hingegen beträgt das Verhältnis während des ganzen Jahres nahezu 1/1.

Die Charakteristischen Wasserwerte dieser Szenarien sind in Tabelle 9.2 dargestellt.

	Standard	Windkraft	
		x 1/3	x 3
Maximaler Wasserwert		133,9%	72,2%
Minimaler Wasserwert		101,4%	93,5%
Durchschnittlicher Wasserwert		112,3%	88,8%
Mittlerer Spread	24,8%	40,8%	10,8%

Tabelle 9.2: Charakteristische Wasserwerte für unterschiedliche Einspeisungen erneuerbarer Energien, mit Berücksichtigung von Handel

Anhand des Szenarios, in dem es keine Erzeugung aus Kernkraftwerken gibt, konnte auch gezeigt werden, dass es trotz eines sehr gleichmäßigen Betriebes der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Jahresverlauf zu einem Einsatz aus zwei unterschiedlichen Motiven kommen kann. Diese sind der Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund eines Erzeugungseinganges und der Einsatz zur Maximierung des Gewinns. Merkbliche Unterschiede treten erst auf, wenn ein großer Anteil der zur Verfügung stehenden Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten unbedingt nötig ist, um die Last zu decken. Der Unterschied macht sich jedoch nicht im resultierenden Preis sondern im Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bemerkbar.

Ein erster großer Schritt zur Verbesserung des Modells wäre eine realitätsnähere Berücksichtigung von Handel. Anstatt der eingesetzten statischen Vorgabe von Leistungen, die während eines Monats über die Grenzen des betrachteten Marktraumes übertragen werden, wäre es eine gute Lösung ein dynamisches Marktmodell in die Einsatzoptimierung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit einzubeziehen, da die Speicher des betrachteten Simulationsraumes auch umliegenden Märkten als Zwischenspeicher dienen und sich daher der Handel unmittelbar auf den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke auswirkt.

Es wäre möglich, bereits durch geringe Verbesserungen hinsichtlich der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten noch realistischere Ergebnisse für den Einsatz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu erhalten. Dies betrifft vor allem die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die in mittleren erzeugten Leistungen für ein Monat gegeben sind und somit eine gröbere Auflösung als die Verteilung der Last besitzen. Durch die Angabe einer durchschnittlichen Leistung während eines Monats werden hohe Einspeisespitzen sowie auch Phasen mit sehr geringer Einspeisung geglättet. Diese Glättung betrifft vor allem die Erzeugung von Photovoltaikanlagen, die in der Nacht beispielsweise gar nicht vorhanden und auch während des Tages vom Bewölkungsgrad abhängig ist. Auch die Einspeisung von Windkraftanlagen ist sehr vereinfacht abgebildet. Dadurch gehen während des ganzen Jahres Informationen im Zusammenhang mit der Last und gleichzeitig hoher oder geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien verloren, die auch in Sommer, in dem im Modell ein geringer Anreiz für den Einsatz der Speicherpumpen besteht, zu einem lukrativen Einsatz derselben führen würden.

Ein Lösung des Problems der Gleichzeitigkeit von Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien wäre bei höherer zeitlicher Auflösung, das Weglassen der Reihung monatlicher Leistungswerte, das heißt die Verwendung von Ganglinien anstatt Dauerlinien. Für das Modell würde das die Änderung einer Nebenbedingung bedeuten. Der Speicherinhalt müsste nicht erst am Ende des letzten Zeitabschnittes eines Monats sondern in jedem einzelnen Zeitabschnitt innerhalb der erlaubten Grenzen liegen.

Die Beachtung der Kapazitäten des Übertragungsnetzes im Zusammenhang mit der Last und der Erzeugung wären ein weiterer Punkt, der sich auf den modellierten Speicher- und Pumpspeichereinsatz auswirken würden. Beim Auftreten von Engpässen im Übertragungsnetz müsste ein entsprechender Kraftwerkseinsatz gewählt werden, der an die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität angepasst ist.

Abschließend kann gesagt werden, dass durch das Modell gute Erkenntnisse bezüglich der zu erwartenden größeren Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien und deren Auswirkungen auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gewonnen wurden. So macht, wie bereits erwähnt eine hohe und gleichzeitig konstante Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den klassischen Pumpspeicherbetrieb weniger oder nicht gewinnbringend. Dadurch gäbe es Anlass zur Suche neuer Einsatzstrategien und Einsatzgebiete der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Jedoch kann aus der Betrachtung der einzelnen Szenarien darauf geschlossen werden, dass sich vor allem eine stark fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien weiterhin positiv auf den Betrieb der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke auswirkt.

10 Verzeichnisse

10.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Koepchenwerk, eines der ersten beiden Großpumpspeicherkraftwerke	4
Abbildung 2.2: Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerkes (Trianel GmbH, 2013)	5
Abbildung 2.3: Speichernutzungsgrad (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008)	6
Abbildung 2.4: Schüttdamm des Speichers Finstertal der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz (Volz, 2012) ..	7
Abbildung 2.5: Bogenstaumauer der Kölnbreinsperre (Verbund, 2012)	8
Abbildung 2.6: Roselend Talsperre in Frankreich (EDF-Group, 2012).....	8
Abbildung 2.7: Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal (Vattenfall Europe AG, 2012) ..	9
Abbildung 2.8: Kraftwerkskaskade der Schluchseegruppe (angepasste Darstellung nach (Schluchseewerk AG, 2012)).....	10
Abbildung 2.9: Freistehendes Wasserschloss (Mosonyi, 2009)	10
Abbildung 2.10: Hangrohrleitung des Pumpspeicherkraftwerkes Malta Hauptstufe (Verbund, 2012) ..	11
Abbildung 2.11: Regelung einer Pelton-turbine: a) voller Durchfluss; b) Strahlableitung; c) Strahlumlenkung; d) geschlossene Düse (Mosonyi, 2009).....	12
Abbildung 2.12: Sechsdüsige Pelton-turbine und die Beaufschlagung eines Laufradbechers.....	13
Abbildung 2.13: Francis-Turbine (Copyright: Voith Siemens, 2012)	14
Abbildung 2.14: Wirkungsgradkennlinien von Turbinen (Mosonyi, 2009)	14
Abbildung 2.15: Übergangszeiten zwischen Betriebszuständen für ternäre Anordnung (Kops II) und reversible Pumpturbine (Dr. L. Heninger, 2009)	15
Abbildung 2.16: Isogyre-Pumpturbine im Turbinenbetrieb (Mosonyi, 2009).....	16
Abbildung 2.17: Maschinenkaverne Kops II (Vorarlberger Illwerke AG, 2012).....	17
Abbildung 2.18: Kavernen- und Stollensystem des Kraftwerks Kops II (Vorarlberger Illwerke AG, 2012)	18
Abbildung 2.19: Prinzip des hydraulischen Kurzschluss (Vorarlberger Illwerke AG, 2012)	19
Abbildung 3.1: Fallender Anteil der leistungsbezogenen Kosten bei steigender Kraftwerksauslastung	20
Abbildung 3.2: Erwirtschafteter Deckungsbeitrag	21
Abbildung 3.3: Tageslastgang vom 3. Mittwoch im Jänner 2011 (E-Control Austria, 2011).....	22
Abbildung 3.4: Tageslastgang vom 3. Mittwoch im August 2011 (E-Control Austria, 2011)	22
Abbildung 3.5: Grundlast, Mittellast und Spitzenlast (Amprion GmbH, 2009).....	23
Abbildung 3.6: Lastglättung durch Pumpspeicher (Mosonyi, 2009)	24
Abbildung 3.7: Kostenreduktion durch Pumpspeichereinsatz (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008)	25
Abbildung 3.8: Leistungs-Frequenz-Regelung (E-Control Austria, 2009)	27
Abbildung 3.9: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Vollpol-Synchrongenerators (Schwab, 2012).....	29
Abbildung 3.10: Zuschalten einer induktiven Last ab Leerlauf (Crastan, 2012).....	29
Abbildung 3.11: Zuschalten einer kapazitiven Last ab Leerlauf (Crastan, 2012)	29
Abbildung 3.12: vereinfachtes Leistungsdiagramm der Synchronmaschine (eigene Darstellung auf Basis von (Crastan, 2012))	30
Abbildung 4.1: Halbebenen des Lösungsraumes	35

Abbildung 4.2: Durch Nebenbedingungen festgelegter zulässiger Lösungsraum (angepasste Darstellung nach (Sauer, 2003))	35
Abbildung 4.3: Parabel als „konvexe“ und als „konkave“ Funktion.....	36
Abbildung 4.4: Funktion x^3	36
Abbildung 4.5: Ermittlung der optimalen Lösung (angepasste Darstellung nach (Sauer, 2003))	37
Abbildung 4.6: Graphische Darstellung der Optimumsuche mit dem Simplex-Algorithmus (Börgens, 2012).....	39
Abbildung 5.1: Geografische Lage und Größenordnung der installierten Leistung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im betrachteten Markt „Österreich-Deutschland“	48
Abbildung 6.1: Auswirkungen des Einsatzes von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken auf die Merit-Order	50
Abbildung 6.2: Schrittweise Annäherung an die optimale Lösung	51
Abbildung 7.1: Eingangsdaten und Lösung für das einfache Modell	55
Abbildung 7.2: Eingangsdaten und Lösung für das einfache Modell mit Umwälzwirkungsgrad $\eta = 0,74$	56
Abbildung 7.3: Eingangsdaten und Lösung für das einfache Modell mit Betrachtung von 4 Monaten	57
Abbildung 7.4: Flussdiagramm der iterativen Kraftwerkseinsatzoptimierung	58
Abbildung 7.5: Pendeln des Marktpreises zwischen zwei Stufen der Merit-Order	60
Abbildung 7.6: Flussdiagramm für die Optimierung an die Kante der Merit-Order	61
Abbildung 7.7: Pendeln des Marktpreises bei großem Pumpspeicheranteil	62
Abbildung 7.8: Alternative Preisbildung bei großem Pumpspeicheranteil	63
Abbildung 7.9:Wasserabbau bei hydraulischem Kurzschluss	64
Abbildung 7.10: Konstruktion einer Dauerlinie (Klaus Heuck, 2007)	66
Abbildung 7.11: Flussdiagramm des vollständigen Modells	70
Abbildung 8.1: In 4 Stufen diskretisierte Dauerlinie	71
Abbildung 8.2: Installierte Leistungen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und Deutschland	75
Abbildung 8.3: Anteil von Deutschland und Österreich am Regelarbeitsvermögen des Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks	76
Abbildung 8.4: Lastverlauf für das Modell	76
Abbildung 8.5: Einspeisecharakteristik der Laufwasserkraft	78
Abbildung 8.6:Einspeisecharakteristik der Photovoltaik.....	78
Abbildung 8.7: Einspeisecharakteristik der Windkraft.....	79
Abbildung 8.8: Installierte Leistungen thermischer Kraftwerke	79
Abbildung 8.9: Merit-Order des thermischen Kraftwerksparks.....	80
Abbildung 8.10: Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien.....	81
Abbildung 8.11:Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien	82
Abbildung 8.12: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung.....	83
Abbildung 8.13: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes	83
Abbildung 8.14: Wasserwert bei Standarddaten	84
Abbildung 8.15: Aufsummierte Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Szenario „1/3 Laufwasserkraft“	86
Abbildung 8.16: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „1/3 Laufwasserkraft“	86
Abbildung 8.17: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „1/3 Laufwasserkraft“ ...	87

Abbildung 8.18: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „dreifache Laufwasserkraft“.....	88
Abbildung 8.19: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „dreifache Laufwasserkraft“	88
Abbildung 8.20: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „dreifache Laufwasserkraft“	89
Abbildung 8.21: Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Laufwasserkraft.....	90
Abbildung 8.22: Aufsummierte Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Szenario „1/3 Photovoltaikeinspeisung“	91
Abbildung 8.23: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „1/3 Photovoltaikeinspeisung“	92
Abbildung 8.24: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „1/3 Photovoltaikeinspeisung“	92
Abbildung 8.25: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „dreifache Photovoltaikeinspeisung“	93
Abbildung 8.26: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „dreifache Photovoltaikeinspeisung“	94
Abbildung 8.27: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „dreifache Photovoltaikeinspeisung“	94
Abbildung 8.28: Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Photovoltaikanlagen	95
Abbildung 8.29: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „1/3 Winderzeugung“	96
Abbildung 8.30: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „1/3 Winderzeugung“	97
Abbildung 8.31: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „1/3 Winderzeugung“	97
Abbildung 8.32: Aufsummierte Einspeisung erneuerbarer Energien im Szenario „dreifache Winderzeugung“	98
Abbildung 8.33: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario „dreifache Winderzeugung“	99
Abbildung 8.34: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario „dreifache Winderzeugung“	99
Abbildung 8.35: Wasserwerte bei unterschiedlicher Einspeisung aus Windkraftanlagen	100
Abbildung 8.36: Berücksichtigte Exporte und Importe	102
Abbildung 8.37: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien.....	103
Abbildung 8.38: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien.....	103
Abbildung 8.39: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „1/3 Winderzeugung“	104
Abbildung 8.40: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „1/3 Winderzeugung“	105
Abbildung 8.41: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „dreifacher Winderzeugung“	106
Abbildung 8.42: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und „dreifacher Winderzeugung“	106
Abbildung 8.43: Wasserwerte der Szenarien mit Berücksichtigung von Exporten und Importen	107

Abbildung 8.44: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie fixer Deckung der Last	108
Abbildung 8.45: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario mit Berücksichtigung von Handel und normaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie fixer Deckung der Last	109
Abbildung 8.46: Wasserwerte der Szenarien mit fixer Deckung der Last und Lastdeckung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	109
Abbildung 8.47: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und fixer Deckung der Last	110
Abbildung 8.48: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und fixer Deckung der Last	111
Abbildung 8.49: Preise vor und nach der Einsatzoptimierung im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und Lastdeckung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	112
Abbildung 8.50: Last und Leistung des Pumpspeichereinsatzes im Szenario ohne Kernkraftwerke mit Berücksichtigung von Handel und Lastdeckung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	112
Abbildung 8.51: Wasserwerte der Szenarien ohne Kernkraftwerke.....	113

10.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 5.1: Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aus Österreich Teil 1.	44
Tabelle 5.2: Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aus Österreich Teil 2.	45
Tabelle 5.3: Recherchierte Daten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aus Deutschland	46
Tabelle 5.4: Kraftwerkskaskaden in Österreich und Deutschland	47
Tabelle 9.1: Charakteristische Wasserwerte für unterschiedliche Einspeisungen erneuerbarer Energien	115
Tabelle 9.2: Charakteristische Wasserwerte für unterschiedliche Einspeisungen erneuerbarer Energien, mit Berücksichtigung von Handel	115

10.3 Literatur- und Quellenverzeichnis

- Amprion GmbH. (2009). *amprion.net*. Abgerufen am 01. 10 2012 von <http://www.amprion.net/grundlast-mittellast-spitzenlast>
- Artinger G., S. U. (2003). Berechnung der Durchflussmengen in einem Pumpspeicherwerk. *Elektrizitätswirtschaft Jg.102 Heft 5*, S. 20-25.
- ATCOLD. (2012). *Österreichisches Nationalkomitee für Talsperren*. Abgerufen am 12. 01 2012 von <http://www.atcold.at/de/talsperren>
- Bayón L., G. J. (2011). *Optimization of a pumped-storage fixed-head hydro-plant: the bang-singular-bang solution*. University of Oviedo, Department of Mathematics, Spain.
- Bliem, M. (02 2005). *Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz*. Klagenfurt, Kärnten.
- Börgens, P. D. (2012). Abgerufen am 03. 12 2012 von <http://homepages.fh-friedberg.de/boergens/problem/problem082loentwurf.htm>
- Christoph Weber, O. W. (06. 09 2007). *Merit-Order-Effekte von erneuerbaren Energien - Zu schön um wahr zu sein?* Abgerufen am 18. 01 2013 von http://www.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp0701_Weber_Woll_Merit-Order-Effekt_WP.pdf
- Copyright: Voith Siemens. (24. 10 2012). *wikipedia.org*. Von http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/5/5f/M_vs_francis_schnitt_1_zoom.jpg abgerufen
- Crastan, V. (2012). *Elektrische Energieversorgung 1* (Bd.). Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2008). *NNE-Pumpspeicher*. Berlin.
- Dr. L. Heninger, D. F. (01. 12 2009). Innovationen bei Pumpspeicheranlagen. *OVE Nachrichten*, S. a25-a31.
- Dr.Jörg Borchert, D. C. (2008). Möglichkeiten der Strompreisbeeinflussung im oligopolistischen Markt. *Zeitschrift für neues Energierecht*, S. 216-225.
- E-Control Austria. (2009). Abgerufen am 21. 06 2012 von <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/ausgleichsenergie>
- E-Control Austria. (12. 2010). *(Nicht)Verfügbarkeitskennzahlen der Lauf-, Speicher- und Wärmekraftwerke in Österreich*. Abgerufen am 12. 12 2012 von E-Control Austria: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/NVStat2009.pdf>

- E-Control Austria. (2011). *E-Control Austria*. Abgerufen am 29. 10 2012 von http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_E_20110302_V2-1.pdf
- E-Control Austria. (2011). *E-Control Austria*. Abgerufen am 19. 11 2012 von <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2011>
- EDF-Group. (2012). *EDF*. Abgerufen am 20. 11 2012 von <http://energie.edf.com/hydraulique/hydraulique/carte-des-centrales-et-barrages/unite-de-production-alpes/presentation-47755.html>
- ENTSO-E. (24. 06 2004). *European network of transmission system operators for electricity*. Abgerufen am 19. 11 2012 von <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook/>
- EU. (19. 12 1996). Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Straßburg.
- H.R.Schwarz. (1988). Numerische Mathematik. In H.R.Schwarz, *Numerische Mathematik*. Stuttgart: B.G.Teubner.
- Herwig Renner, M. S. (02 2008). Skript zur Vorlesung Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit. Graz.
- Klaus Heuck, K.-D. D. (2007). Investitionsrechnung und wirtschaftlichkeitsberechnung für elektrische Anlagen. In K.-D. D. Klaus Heuck, *Elektrische Energieversorgung* (S. 655). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
- Kugelmann, P. D. (2008). *Institut für Mathematik und Informatik der UNiversität Greifswald*. Abgerufen am 22. 08 2012 von http://stubber.math-inf.uni-greifswald.de/numerik/kugelmann/vorlesungen/Mathematik_II.htm
- M.V.F.Pereira, L. P. (01. 05 1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, S. 359-375.
- Mosonyi, J. G. (2009). Wasserkraftanlagen; Planung, Bau und Betrieb. In J. G. Mosonyi, *Wasserkraftanlagen; Planung, Bau und Betrieb* (S. 363). Berlin- Heidelberg: Springer-Verlag.
- ÖSG, Ö. 2. (29. 06 2011). *E-Control*. Abgerufen am 27. 12 2012 von http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/%C3%96SG%202012_Kundmachung_BGBLA_2011_I_75_29.07.2011.pdf
- Prohl, H. (2003). Pionier Prof.Arthur Koepchen. In V. f. e.V., *Pulheimer Beiträge zur Geschichte* (S. 178-185). Pulheim: Verein f. Geschichte und Heimatkunde e.V.

- RWE Power AG. (2013). Abgerufen am 18. 01 2013 von <http://www.rwe.com/web/cms/de/333808/rwe-power-ag/presse-downloads/mediathek/bilder/>
- Sauer, T. (2003). *www.uni-giessen.de*. Abgerufen am 21. 08 2012 von www.uni-giessen.de/tomas.sauer/Skripten/HaFOptimierung.pdf
- Schluchseewerk AG. (2012). Abgerufen am 20. 11 2012 von <http://www.schluchseewerk.de/de/downloads.html>
- Schwab, P. D.-I. (2012). *Elektroenergiesysteme*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Strobl, U.-P. D.-I. (2005). *Persönliche homepage von roland Haselsteiner*. Abgerufen am 10. 10 2012 von http://www.dr-haselsteiner.de/Skripten/GK_Wasserbau_Muc_05_06.pdf
- Tietz, P. D.-I.-P. (2006). Stromversorgung. In P. D.-I.-P. Tietz, *Systeme der Ver- und Entsorgung* (S. 43-118). Wiesbaden: B.G.Teubner Verlag / GWV Fachverlage.
- Trianel GmbH. (2013). Abgerufen am 14. 06 2012 von <http://www.trianel-rur.de/de/wasserkraftwerk/funktionsschema.html>
- Vattenfall Europe AG. (07. 02 2012). Abgerufen am 14. 06 2012 von <http://kraftwerke.vattenfall.de/powerplant/goldisthal>
- Verbund. (20. 11 2012). *Verbund*. Von <http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe> abgerufen
- Verbund. (2012). *Verbund*. Abgerufen am 20. 11 2012 von <http://www.verbund.com/tm/de/malta-hochalmstrasse>
- Volz, C. (2012). *Homepage von Christian Volz*. Abgerufen am 22. 10 2012 von http://www.christian-volz.de/bilder_divers.html
- Vorarlberger Illwerke AG. (2012). Abgerufen am 18. 06 2012 von <http://www.kopswerk2.at/inhalt/at/84.htm>
- Vorarlberger Illwerke AG. (2012). *kopswerk2.at*. Abgerufen am 23. 10 2012 von <http://www.kopswerk2.at/inhalt/at/121.htm>
- Vorarlberger Illwerke AG. (2012b). Abgerufen am 31. 08 2012 von <http://www.illwerke.at/inhalt/at/182.htm>

Quellen der Kraftwerksrecherche in Österreich:

Kelag:
http://konzern.kelag.at/content/page_kraftwerke-8335.jsp

Tiwag:

<http://www.tiroler-wasserkraft.at/de/hn/stromerzeugung/kraftwerkspark/index.php>

Verbund:

<http://www.verbund.com/pp/de/>

Vorarlberger Illwerke AG:

<http://www.illwerke.at/inhalt/at/184.html>

Vorarlberger Kraftwerke AG:

<http://www.vkw.at/inhalt/at/52.htm>

Salzburg AG:

<http://www.salzburg-ag.at/herkunft/anlagen/Energie AG OÖ>

EWR:

<http://www.ewr.at/at/unternehmen/kraftwerke>

Evn Naturkraft:

<http://www.evn-naturkraft.at/Unternehmen/Zahlen---Fakten.aspx>

Quellen der Kraftwerksrecherche in Deutschland:

Vattelfall:

<http://kraftwerke.vattenfall.de/#/energy-source/hydro/countries/germany/view/list>

e-on:

http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk_de/Energiefakten/Regenerative_Energie/E.ON_Wasserkraft/index.htm

<http://www.eon.com/de/geschaeftsfelder/stromerzeugung/wasser/wasserkraftwerke/standorte.html>

Stadtwerke München:

<http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/erzeugungsanlagen/wasserkraft.html>

EnBW:

http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/enbw_gesellschaften/trading_gmbh/kraftwerksdaten/kraftwerke_leistung/index.jsp;JSESSIONIDREMIT=750B12EBD7383AFADB86FF5F704A85E4.emit199

<http://www.schluchseewerk.de/de/standorte.html>

RWE:

<http://www.rwe.com/web/cms/de/1472194/rwe-power-ag/standorte/wasserkraft/rwe-wasserkraftwerke/>

Enervie:

http://www.enervie-gruppe.de/PortalData/2/Resources/enervie/medienarchiv/broschueren_erzeugung/Mark_E_Roenkh ausen.pdf

Ruhrverband:

<http://www.ruhrverband.de/fileadmin/pdf/presse/gewaesser/Sorpetalsperre.pdf>