



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Pumpspeicherausbau bei erhöhtem Anteil erneuerbarer Energieträger

Ausgeführt am

Atominstitut

in Zusammenarbeit mit dem Institut für

Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG)

der

Technischen Universität Wien

unter der Anleitung von

Ao.Univ.Prof. DI Dr. Johann Summhammer

und des betreuenden Projektassistenten

Mag.rer.nat. Dr.techn. Gerhard Totschnig

durch

Johannes Radl

0525053

Wien, 29. September 2013

Johannes Radl

Kurzfassung

Um den Klimawandel nicht weiter zu beschleunigen, muss der Ausstoß von Treibhausgasen beachtlich reduziert werden. In der Elektrizitätswirtschaft kann dies durch die vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien erreicht werden.

Eines der Hauptprobleme bei der Durchdringung der neuen regenerativen Energien, Photovoltaik und Windstrom, ist die hohe Fluktuation in der Erzeugung. Dadurch, dass keine durchgehende sichere Erzeugung nur durch diese beiden Technologien gewährleistet werden kann, müssen für den Fall eines Energieengpasses entweder enorme Reservekapazitäten bereitgehalten werden, oder durch andere Erzeugungstechnologien die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Energieüberschüsse aus der Wind- und Photovoltaikerzeugung sollen nach Möglichkeit in diversen Speichertechnologien als Reserve behalten werden, um bei erhöhter Stromnachfrage die gespeicherte Energie zu verbrauchen, um dadurch den Einsatz konventioneller Kraftwerke so gering wie möglich zu halten.

Um eine Lösung zu diesen Problemen zu finden, wurde unter der Leitung von Dr. Gerhard Totschnig das Strommarktmodell HiREPS (High Resolution Power System Model) entwickelt. Im Rahmen der Diplomarbeit wurde ein hydrologisches Wasserkraftwerksmodell für Österreich erstellt sowie die Analyse, Simulation und Validierung der Wind- und Photovoltaikstromerzeugung behandelt.

Diese Arbeit fließt in das Gesamtmodell ein, welches zusätzlich die Wasserkraftwerkssimulation von Deutschland sowie die Simulation der thermischen Kraftwerke beinhaltet, welche maßgeblich für den Strompreis sind.

Im Referenzszenario wird der Wasserkraftwerkseinsatz anhand des Spotmarkt-Strompreises von 2006 simuliert, um die gegenwärtige Situation, insbesondere die klare Unterscheidung zwischen Jahres-, Wochen- und Tagesspeicher, zu verdeutlichen.

Durch die Simulation eines Energiesystems der Zukunft mit einem hohen Erzeugungsanteil aus erneuerbarer Energie für Österreich und Deutschland, werden diverse Speichertechnologien betrachtet und der optimale Kraftwerkspark und -einsatz berechnet, um den Anteil des CO₂-Ausstoßes an der Stromerzeugung um 90 % zu 2012 zu reduzieren, wobei der Fokus auf dem Pumpspeicherausbau liegt und auf die veränderte Bewirtschaftung spezifischer Speichertypen eingegangen wird.

Abstract

The emission of greenhouse gases has to be significantly reduced in order to avoid the acceleration of climate change. In the electricity industry, this can be achieved by increasing the usage of renewable energies. With the high market penetration of the renewable energies: solar and wind power, the highly fluctuating timing for production is one of the main problems. The fact that no continuous safe production can be ensured by these two technologies leads to either (a) keeping enormous reserve capacities, or (b) ensuring back up technologies in case of an energy shortage. Surplus energy from wind and photovoltaic generation needs to be retained in various reserve storage facilities. In case of increased electricity demand, this energy can be used to significantly decrease the usage of conventional power plants. In order to find a solution to these problems, the energy market model HiREPS (High Resolution Power System Model) was developed under the direction of Dr. Gerhard Totschnig. As part of this thesis, a hydrological model for water power plants in Austria was developed. As well, the analysis, simulation, and validation of wind and solar power generation were treated. This work is part of the overall model, which includes an additional hydroelectric power plant simulation for Germany, and the simulation of thermal power plants. The fuel costs of the thermal power plants are the main booster for electricity costs, and therefore cannot be neglected.

In the reference scenario, the water power plant use is based on the spot market price of electricity in 2006, to simulate the current situation. Particularly, the clear distinction of different hydro power storage types (day, week and year storage basins) is to be shown.

By simulating a future power system with a high proportion of renewable energies for Austria and Germany, various storage technologies need to be

considered. The optimum power plant system and power plant usage to decrease the CO₂ emission by 90 % from 2012 is to be found. The focus is on the pumped storage expansion and the change of usage from the different hydro power storage types.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einführung	8
1.1	Motivation.....	8
1.2	Aufgabenstellung.....	9
1.3	Methode.....	9
1.4	Aufbau der Arbeit.....	10
2.	Internationale und nationale Ziele und Vereinbarungen	12
2.1	Klimaschutzziele Kyoto Protokoll.....	12
2.2	Richtlinie 2009/28/EG.....	14
2.3	Ökostromgesetz 2012.....	15
2.4	Roadmap 2050.....	15
3.	Elektrizitätswirtschaft in Österreich	17
3.1	Bildung des Strompreises – Strommarktpreis.....	17
3.2	Stromerzeugung nach Energieträgern.....	20
3.3	Stromimport und Export.....	22
4.	Das HiREPS Modell	23
4.1	Modellbeschreibung.....	23
	4.1.1 Simulation der optimalen Wasserkraftwerksbewirtschaftung bei gegebenem Strompreis.....	24
	4.1.2 Simulation eines zukünftigen optimalen Kraftwerkparks.....	25
4.2	AutRES100 Projekt.....	25
4.3	Anmerkung zu Strompreis und Gebühren.....	26
4.4	Eingangsdaten.....	27
5.	Simulation der Stromerzeugung aus Wasserkraft	28
5.1	Allgemeines.....	28
5.2	Parameterbeschreibung.....	28
6.	Simulation der Stromerzeugung aus Photovoltaik	33
6.1	Allgemeines.....	33
6.2	Validierung.....	33

7.	Simulation der Stromerzeugung aus Windenergie.....	37
7.1	Das Cosmo-EU Wettermodell	38
7.2	Validierung der Windkraftsimulation.....	38
8.	Annahmen und Parameter.....	43
8.1	Thermische Kraftwerke	43
8.2	Speicher.....	44
8.3	Strombedarf 2050.....	45
8.4	Wärmebedarf 2050	46
8.5	Energiekosten 2050	46
8.6	Kraftwerks und Speicherkosten	47
9.	Referenzszenario – Optimaler Wasserkraftwerkseinsatz	49
9.1	Bewirtschaftung eines Jahres-Pumpspeichers am Beispiel Kaprun.....	50
9.2	Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers	55
9.3	Bewirtschaftung eines Tagesspeichers	57
10.	Lastszenario 2050 - 90% Dekarbonisierung	58
10.1	Annahmen	58
10.2	Resultate Stromerzeugung.....	59
10.3	Wärmeerzeugung und Wärmespeicherung.....	65
10.4	Bewirtschaftung der Wasserkraftspeicher	66
	10.4.1 Jahres-Pumpspeicher am Beispiel Kaprun.....	66
	10.4.2 Wochenpumpspeicher	70
	10.4.3 Tagesspeicher.....	72
10.5	Ausbau der Pumpspeicher	72
11.	Zusammenfassung.....	74
	Literaturverzeichnis.....	76
	Abbildungsverzeichnis.....	78
	Tabellenverzeichnis.....	81

1. Einführung

1.1 Motivation

Um den steigenden Ausstoß von Treibhausgasen und den daraus resultierenden Klimawandel entgegenzuwirken, besteht akuter Handlungsbedarf. Die EU hat sich dafür ausgesprochen die Nutzung von Energie aus erneuerbarer Quellen zu forcieren.

Die Stromproduktion aus regenerativer Energie ist längst Realität und mittlerweile auch wirtschaftlich. Während die Stromerzeugung aus fossilen Kraftstoffen heutzutage sehr flexibel ist und ganz der Nachfrage angepasst werden kann, so ist das große Problem bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, insbesondere bei Wind und Photovoltaik, die zeitliche und räumliche Verfügbarkeit. Da die Windkraft- und Photovoltaikerzeugung zurzeit absolut gesehen noch einen relativ geringen Anteil an der Gesamterzeugung hat, lässt sie sich in das bestehende System durch eine flexiblere Erzeugung der fossilen Kraftwerke integrieren. Sobald jedoch der Großteil der Stromerzeugung regenerativ erzeugt wird, wird ein neues Konzept benötigt.

Das langfristige Ziel ist die Stromversorgung ausschließlich aus erneuerbarer Energie. Um dies zu ermöglichen, muss der passende Mix aus erneuerbarer Erzeugung gefunden werden, sowie die nötigen Speichermöglichkeiten analysiert werden, um die Energiedifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

1.2 Aufgabenstellung

Das Ziel ist es zu ermitteln wie groß der Pumpspeicherbedarf und Pumpleistungsausbau für Österreich und Deutschland in der Zukunft sein wird. Um dies zu ergründen, müssen viele mögliche Technologien berücksichtigt werden, da die Entscheidung für einen Ausbau wirtschaftlich begründet sein muss.

Es müssen folgende Fragen behandelt werden:

- Wie kann das Energiesystem der Zukunft aussehen?
- Wie groß ist der Bedarf an Speicher und gibt es Alternativen zu Pumpspeicher?
- Wie weit sollen Pumpspeicher ausgebaut werden und ist der Ausbau rentabel und technisch machbar?

1.3 Methode

Der Arbeit zugrunde liegt das HiREPS Modell (High Resolution Power System Model). Es ist als lineares Optimierungsmodell ausgeführt, um bei veränderlichen Rahmenbedingungen den optimalen Kraftwerkspark bzw. die optimale Kraftwerksparkbewirtschaftung zu finden und die Energiegestehungskosten so niedrig wie möglich zu halten.

Es verfügt über eine detaillierte Kraftwerkeinsatzoptimierung und Simulation der Wasserkraft, der thermischen Kraftwerke sowie der Wind- und Solarerzeugung.

Die thermischen Kraftwerke sind für die Strompreisbildung hauptverantwortlich, jedoch liegt der Fokus dieser Arbeit auf der regenerativen Erzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik.

1.4 Aufbau der Arbeit

Zunächst wird die Motivation, diese Arbeit durchzuführen, durch diverse Richtlinien und Ziele im Bereich des **Klimaschutzes** unterstrichen.

Im Punkt „**Elektrizitätswirtschaft in Österreich**“ wird der Strommarkt beschrieben und wie sich der Strompreis bildet. Hier wird erläutert, wieso es sinnvoll, ist nachstehende Simulationen für Österreich und Deutschland durchzuführen.

Das **HiREPS Modell** bildet die Grundlage dieser Arbeit. Neben der Modellbeschreibung wird hier das Zustandekommen des Modells durch das AutRES100 Projekt beschrieben und welche Ziele für den Ausbau des Modells gesetzt wurden. Es gilt hier als wichtig zu erwähnen, dass das Modell nach dem günstigsten Energieversorgungssystem aus volkswirtschaftlicher Sicht strebt. Deshalb wurden bei den Simulationen Details wie Gebühren und Steuern nicht berücksichtigt.

In den Punkten 5, 6 und 7 wird auf die Simulation der **Stromerzeugung aus Wasserkraft, Photovoltaik und Windenergie** eingegangen

Unter „**Annahmen und Parameter**“ werden die vielen Details zu den verwendeten Technologien und deren Kosten behandelt.

Das **Referenzszenario** soll den derzeitigen Wasserkraftwerkseinsatz demonstrieren und optimiert die Kraftwerkseinsatzplanung nach dem Strompreis 2006.

Lastszenario 2050 - 90% Dekarbonisierung: Diese Simulation beinhaltet das Kriterium, dass der Anteil des CO₂ Ausstoßes bei der Stromerzeugung um 90% zu 2011 reduziert wird. Hierfür wird ein optimaler Kraftwerkspark erstellt, um diese Vorgabe zu erfüllen. Der Strompreis bildet sich durch den Einsatz dieses neuen Kraftwerksparks. Da das Modell nach dem optimalen System strebt, um

die Stromkosten zu minimieren, wird hier gezeigt, welche Technologie sich durchsetzt.

In der **Zusammenfassung** werden Veränderungen im Energiesystem beschrieben, insbesondere der Pumpspeicher.

Anmerkung:

Sämtliche angegeben Kosten beziehen sich auf das Jahr 2012 und berücksichtigen keine Inflation.

Der Ausbau der Stromnetze wird vorausgesetzt. Zum Zeitpunkt der Simulationen war der notwendige Netzausbau noch nicht implementiert, wird jedoch bei zukünftigen Simulationen des HiREPS Modells einbezogen werden.

Alle Darstellungen ohne Quellenangabe sind eigene Darstellungen, bzw. Darstellungen, die in der Arbeitsgruppe unter der Leitung von Dr. Gerhard Totschnig innerhalb der Energy Economics Group (EEG) entstanden sind.

2. Internationale und nationale Ziele und Vereinbarungen

2.1 Klimaschutzziele Kyoto Protokoll

Am 11. Dezember 1997 wurde auf der Klimakonferenz in Kyoto der erste weltweite Schritt zur Reduzierung der Emission von Treibhausgasen gesetzt. Im Kyoto Protokoll verpflichteten sich 37 Industriestaaten dazu, während des Zeitraums 2008 bis 2012 das Niveau der Emission von Treibhausgasen von 1990 um mindestens 5 % zu reduzieren. [KYO97]

Die Europäische Union erklärte sich bereit, bis 2010 die Treibhausgasemissionen um 8 % auf Basis von 1990 zu reduzieren, wobei man dieses Ziel gemeinsam erreichen wollte. Österreich verpflichtete sich in dieser Europäischen Lösung zu einer Reduktion von 13 % bis 2010 auf Basis von 1990.

Somit werden Österreich in den Jahren 2008 und 2012 im Schnitt 68,8 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent zugestanden, wobei dieses Ziel bereits im Jahr 2009 um 11,3 Mio. Tonnen verfehlt wurde. [KYO97, UBA11]

Um das angestrebte Ziel dennoch zu erreichen, wurde u.a. die Möglichkeit geschaffen, sogenannte Emissionsreduktionseinheiten zu erwerben. Diese können in Form von emissionsparenden Projekten in Entwicklungs- oder Schwellenländer erworben werden sowie durch den Handel mit Zertifikaten von Vertragsparteien, welche ihre Treibhausgasemissionen stärker senkten als vereinbart, um Strafzahlungen zu entgehen. [KYO97, UBA11]

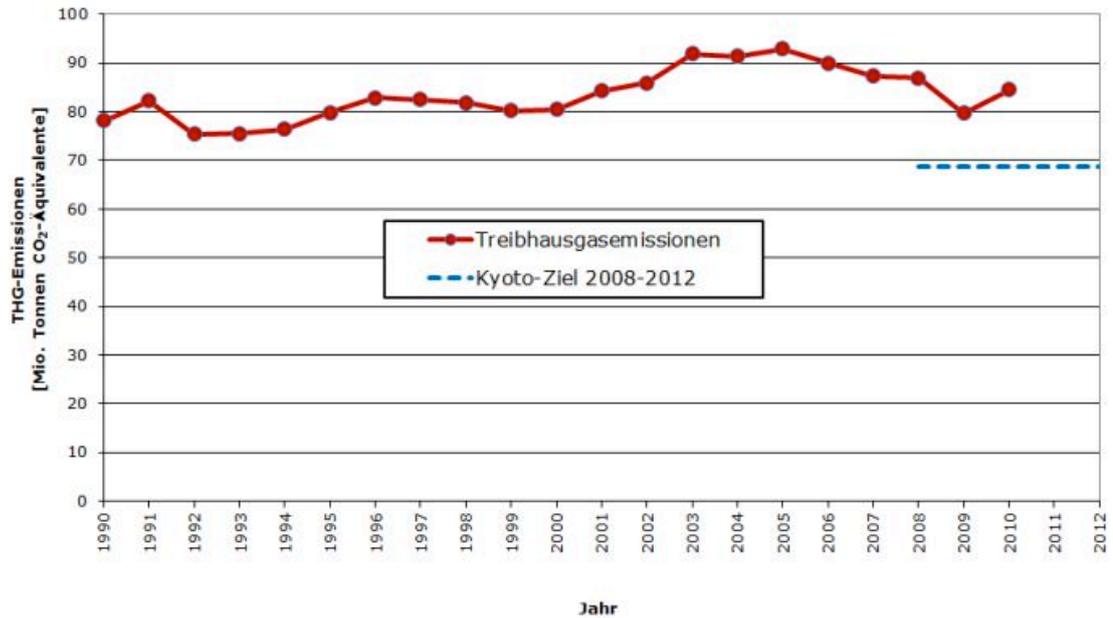


Abbildung 2-1: Verlauf der österreichischen Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Kyoto-Ziel 1990-2009, Quelle: Umweltbundesamt [UBA12]

Betrachtet man die Ursachen der österreichischen Treibhausgasemissionen, so ist die Energieaufbringung für 12,8 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent p.a. oder 16 % verantwortlich. In diesem Sektor sind wiederum die öffentliche Strom- und Wärmeproduktion sowie die Raffinerie die bedeutendsten Verursacher. [UBA11]

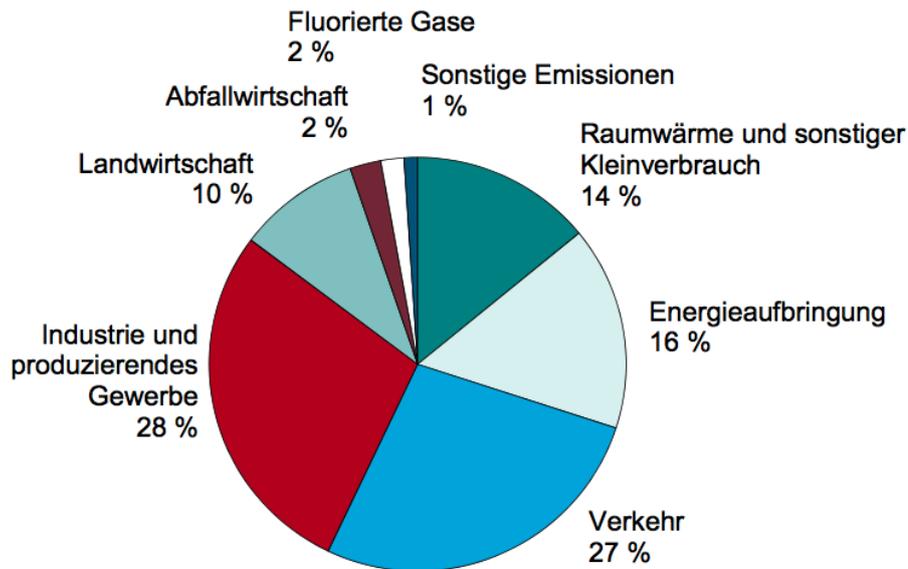


Abbildung 2-2: Anteil der Sektoren an den gesamten THG-Emissionen 2009
Quelle: Umweltbundesamt [UBA12]

2.2 Richtlinie 2009/28/EG

Um auch über das Jahr 2012 hinaus, also nach Auslaufen des Kyoto Protokolls, eine verpflichtende Reduktion der Treibhausgasemissionen zu gewährleisten, wurde von der EU die Richtlinie 2009/28/EG zur „Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ beschlossen.

Die bedeutendsten Ziele, welche bis zum Jahr 2020 in dieser Richtlinie umgesetzt werden, sind:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 % zum Referenzjahr 1990
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen auf 20 % am Bruttoendenergieverbrauch
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 %

Diese Vorschrift bildet die Grundlage zu den nationalen Aktionsplänen. Ähnlich der Lastenteilung im Kyoto Protokoll werden für jedes Land individuelle Ziele gesetzt, um einen Beitrag an der europäischen Zielerreichung zu leisten.

Konkret für Österreich bedeutet dies den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch von 23,3 % (2005) auf 34 % (2020) zu erhöhen. [EUR09]

2.3 Ökostromgesetz 2012

Die Europäische Richtlinie 2009/28/EG wurde national im Ökostromgesetz 2012 verwirklicht. Dieses schreibt einerseits vor, für den Zeitraum 2010 bis 2015 den Anteil des Ökostroms, gemessen am Gesamtstromanteil für Endverbraucher aus öffentlichen Netzen, auf 15 % zu erhöhen und benennt andererseits die Ausbauziele für die einzelnen Ökostromtechnologien von 2010 bis 2020. [OEKG12]

Ausbauziele 2010 - 2015:

- Wasserkraft: 700 MW
- Windkraft: 700 MW
- Biomasse: 100 MW

Ausbauziele 2010 - 2020:

- Wasserkraft 1000 MW (ca. 4 TWh)¹
- Windkraft: 2000 MW (ca. 4TWh)
- Biomasse und Biogas: 200 MW (ca. 1,3 TWh)
- Photovoltaik: 1200 MW (ca. 1,2 TWh)

[OEKG12]

2.4 Roadmap 2050

Durch den Anstieg der globalen Temperatur wird unsere Welt irreversibel verändert, wobei es schwer abzuschätzen ist, welche unaufhaltsamen Kettenreaktionen durch einen weiteren Temperaturanstieg in Gang gesetzt

¹ Die Klammerwerte entsprechen der prognostizierten zusätzlichen Stromerzeugung der einzelnen Technologien im Durchschnittsjahr

werden. Deshalb wurde 2010 auf der UN-Klimakonferenz in Cancun das 2°C-Ziel beschlossen. [EGSC08, UNF10]

Dieses besagt, dass die globale Durchschnittstemperatur nicht mehr als um 2°C in Bezug auf das vorindustrielle Level ansteigen darf, was nur durch eine drastische Reduktion der Treibhausgase erreichbar ist. [UNF10]

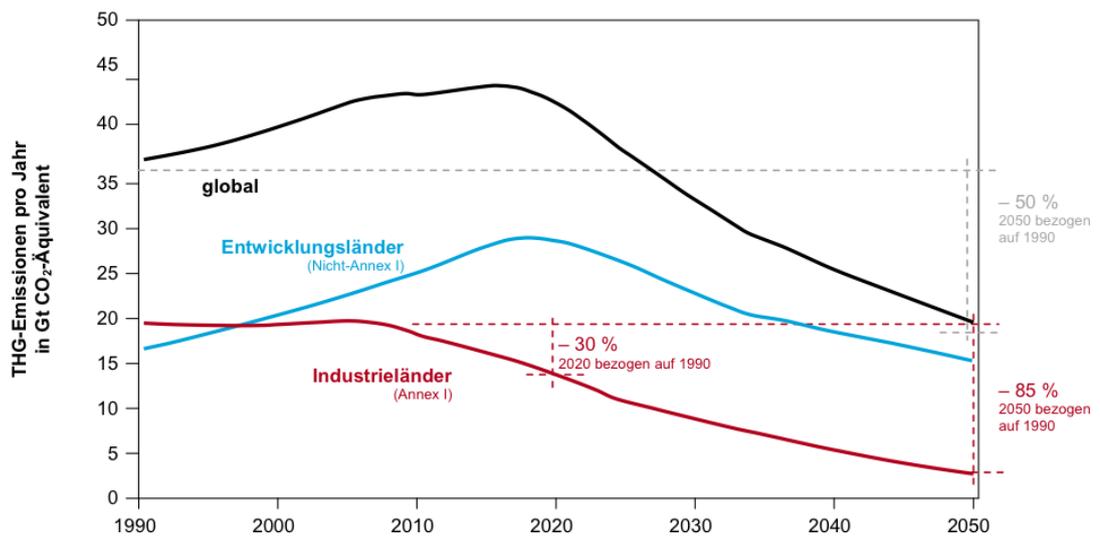


Abbildung 2-3: Treibhausgas-Emissionen - Pfad zur Erreichung des 2°C-Ziels
Quelle: Umweltbundesamt, 2011 nach EG Science, 2008 [UBA11, EGSC08]

Auf europäischer Ebene wurde die Roadmap 2050 ins Leben gerufen, um die Rahmenbedingungen zum Erreichen dieses Ziels zu ermöglichen. Ebenso wie beim Kyoto Protokoll sind die Ziele für jedes Land individuell gesetzt. [UBA11]

3. Elektrizitätswirtschaft in Österreich

3.1 Bildung des Strompreises – Strommarktpreis

Der Österreichische Strommarkt ist seit Oktober 2001 liberalisiert. Dadurch wurde das noch immer im Monopol stehende Elektrizitätsnetz von den Stromlieferanten getrennt und jeder Kunde kann wählen, von welchem Lieferanten er den Strom bezieht. Durch die Öffnung des Marktes kann ein Stromerzeuger, z.B. ein Kraftwerksbetreiber, an beliebige Marktteilnehmer verkaufen und ist nicht mehr an geografische Grenzen gebunden. Dadurch ist ein freier Markt zwischen Lieferanten und Stromerzeuger entstanden.

Die meisten Geschäfte zwischen Lieferanten und Stromerzeuger laufen unter bilateralen Verträgen, aber ein Teil wird über offizielle Handelsplätze, den Strombörsen, wie der österreichischen Strombörse, EXAA, oder der deutschen Strombörse in Leipzig, EEX, getätigt. Dadurch, dass derzeit keine Leistungengpässe in der Stromübertragung zwischen Österreich und Deutschland bestehen, kann man hier von einem gemeinsamen Markt sprechen. Mit anderen Nachbarländern bestehen ebenfalls Handelsbeziehungen, jedoch ist hier der Markt aufgrund der Übertragungskapazitäten beschränkt. [EC013, OEE13]

An der Strombörse werden verschieden Stromprodukte gehandelt. Diese werden in verschiedene Zeitabschnitte, in denen der Strom angeboten wird, eingeteilt. Jedoch wird in dieser Arbeit nur der Spotmarkt behandelt, da hier der Strompreis mit einer stündlichen Auflösung verfügbar ist und er den Wert des Stromes zum gegebenen Zeitpunkt relativ gut abbildet.

Da für Österreich der deutsche Markt preisgebend ist, macht es keinen Sinn, den Strompreis nur für Österreich zu simulieren. Daher wird der Markt für

Österreich und Deutschland gemeinsam simuliert und der EEX Preis als Referenz herangezogen.

Die nachfolgende Grafik verdeutlicht, wie die deutsche PV-Einspeisung einerseits die Grundlasterzeugung, hier durch Kohlekraftwerke dargestellt, und den österreichischen EXAA Spotmarktpreis zur Mittagszeit beeinflusst.

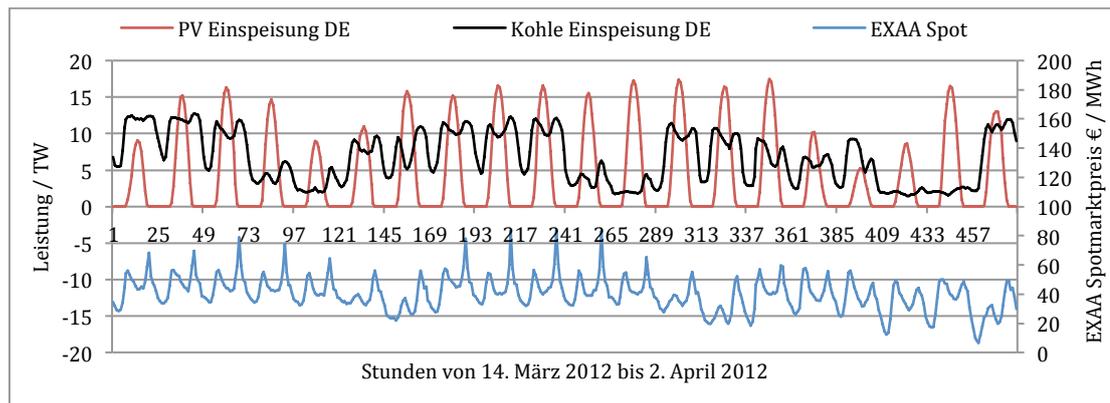


Abbildung 3-1: Effekt der deutschen PV Einspeisung auf den EXAA Spotmarktpreis

Der Strompreis ist stark an die Nachfrage gekoppelt wie in unterstehender Abbildung ersichtlich wird. Zur übersichtlicheren Darstellung wurde ein Mittelwert des Strompreises und der Nachfrage gebildet. Der Mittelwert versteht sich hier als durchschnittlicher Wert pro Stunde und Wochentag über ein ganzes Jahr.

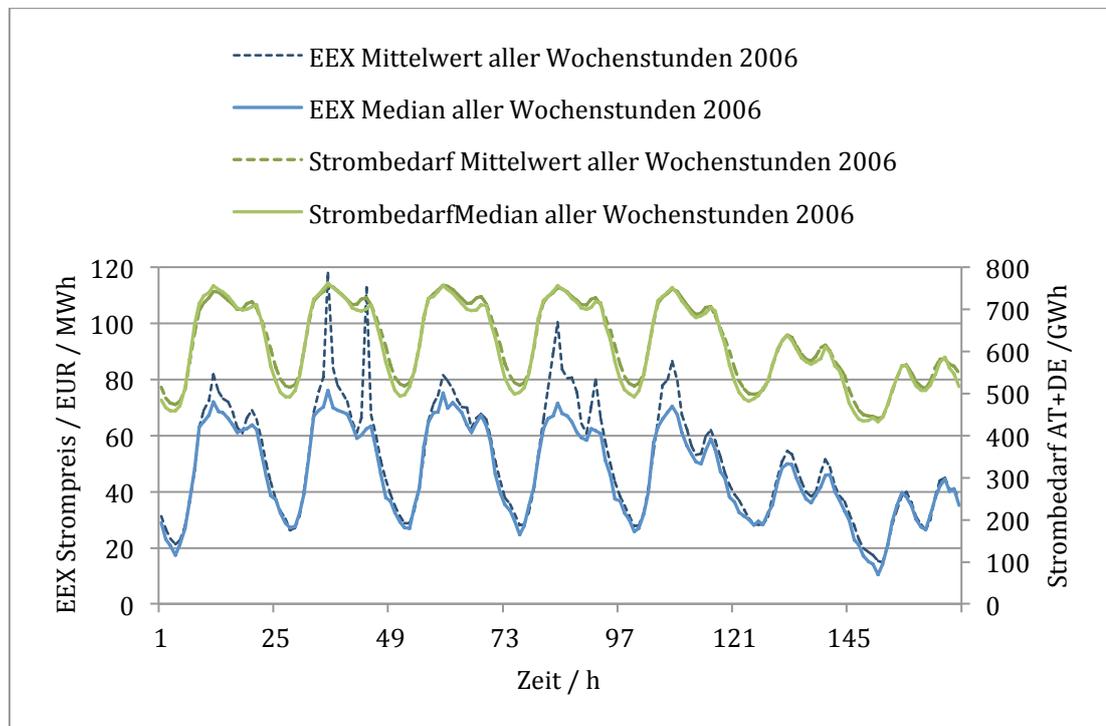


Abbildung 3-2: Typischer Strompreis und Nachfrage pro Woche (Mo. bis So.) 2006

Übers Jahr betrachtet ergibt sich ein ähnliches Bild. In Österreich und Deutschland ist der Strombedarf im Winter weit höher als im Sommer was sich ebenfalls in einem saisonal höheren Strompreis widerspiegelt. In unterstehender Grafik ist der Strompreis und Strombedarf durch den gleitenden Mittelwert über 7 Tage dargestellt, um den saisonalen Verlauf darzustellen.

Der Peak im Juli bildet eine Ausnahme. Hier kam es aufgrund einer Hitzewelle zu niedrigen Pegelständen in zahlreichen Flüssen, was wiederum zu einer Reduktion der Leistung einiger Atomkraftwerke führte. Diese unplanmäßige Fahrplanabweichung führte am Dienstag den 25. Juli 2006 um 11 Uhr zu einem

Jahresmaximum von über 2000 Euro pro MWh am Spotmarkt. [SPI06, EEG13, EEX13]

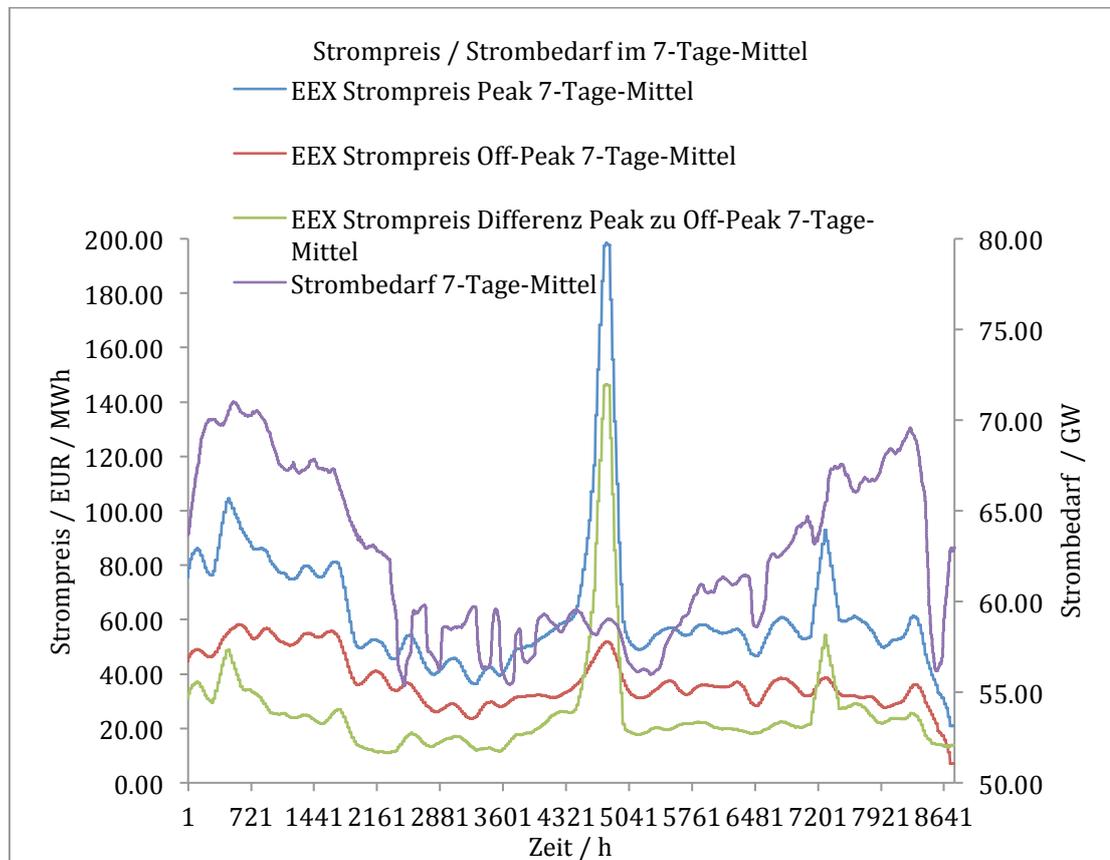


Abbildung 3-3: EEX Spotmarktpreis und Strombedarf für Österreich und Deutschland 2006

3.2 Stromerzeugung nach Energieträgern

Die dominierende Erzeugungsform in Österreich ist mit 52 % an der Gesamterzeugung die Wasserkraft (Pumpstrom bereits berücksichtigt).

Der Inlandsstromverbrauch betrug 2010 68,84 TWh, welcher sich aus dem Endverbrauch (63,2 TWh), den Netzverlusten (3,53 TWh) sowie dem Eigenbedarf der Kraftwerke (2,09 TWh) zusammensetzt. Für die Pumpspeicherung wurden 4,56 TWh aufgewendet.

	Erzeugung / GWh	Inst. Leistung 2010 / GW
Laufwasserkraftwerke	28,000	5,4
Speicherkraftwerke	13,572	7,5
Summe Wasserkraftwerke	41,572	12,9
Fossile Kraftwerke (ohne Bio)	22,278	
Biogene Kraftwerke	4,517	
Sonstige Wärmekraftwerke	0,551	
Summe Wärmekraftwerke	27,346	7,4
Wind	2,063	
PV	0,031	
Geothermie	0,001	
Summe Erneuerbare	2,096	1,054
Physikalische Importe	19,898	
Summe	90,972	

Tabelle 3-1: Brutto-Stromerzeugung 2010 und Kraftwerkspark zum 31.12.2010 [ECO11]

	Verbrauch / TWh
Endverbrauch	60,499
Netzverluste	3,520
Eigenbedarf	1,862
Inlandstromverbrauch	65,882
Pumpspeicherung	4,564
Physikalische Stromimporte	17,567
Summe	90,972

Tabelle 3-2: Brutto-Stromverbrauch 2010 [ECO11]

3.3 Stromimport und Export

Der Stromimport lag 2010 bei 19,9 TWh, wobei der Export um 2,3 TWh niedriger, bei 17,6 TWh lag. Die wichtigsten Importländer waren Deutschland und Tschechien, von denen Österreich 12,1 bzw. 6,5 TWh bezog.

	Import nach AT / TWh	Export aus AT / TWh
Deutschland	12,1	4,8
Tschechien	6,5	0,3
Schweiz	0,1	7,9
Slowakei	0,6	2
Ungarn	0,6	1
Italien	0,0	1,3
Liechtenstein	0,0	0,3

Tabelle 3-3: Physikalischer Stromtausch von Österreich mit Nachbarländern (auf eine Nachkommastelle TWh gerundet) [ECO11]

4. Das HiREPS Modell

4.1 Modellbeschreibung

Dieser Arbeit liegt ein hochauflösendes Strommarkt- und Investitionsmodell zugrunde, das HiREPS Modell (High Resolution Power System Model), mit welchem die wirtschaftlichen Möglichkeiten für das österreichische und deutsche Stromsystem analysiert werden, um eine Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energie zu erreichen. Das lineare Optimierungsmodell basiert auf einer stündlichen Auflösung und verknüpft ein sehr detailliertes Wasserkraftmodell, ein dynamisches Modell zur Simulation der thermischen Kraftwerke (inklusive der Anfahrkosten sowie der Verringerung des Wirkungsgrades bei Lastreduktion) und die Erzeugung der volatilen erneuerbaren Energieträger, Wind und PV.

Das Modell entscheidet selbstständig, welche Investitionen getätigt werden. Neben Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind eine Vielzahl an thermischen Kraftwerken mit individuellen Errichtungskosten und Energiepreisen implementiert.

Das Optimierungsmodell findet nach diversen Rahmenbedingungen eine Lösung, um die Summe der Stromgestehungskosten im Simulationszeitrahmen zu minimieren.

Dieses Modell hebt sich durch seinen hohen Detailgrad bei der Simulation der Wasserkraft grundlegend von anderen Strommarktmodellen ab, da die meisten Wasserkraftwerke mit einer Nettoleistung von über 5MW erfasst und ins Modell eingebunden wurden. Dadurch, dass Wasserkraft in Österreich zu einem

bedeuteten Teil als Energiespeicher genutzt wird, sind die vorhandenen Reservoirs der Kraftwerke im Modell berücksichtigt und detailgetreu implementiert. Ebenfalls ist der Speicherausbau sowie der Pump- und Turbinenleistungsausbau für Pumpspeicherkraftwerke implementiert, sodass ermittelt werden kann ob Investitionen sinnvoll sind.

Zur Simulation des zukünftigen Energiesystems und des zukünftigen Strompreises verwendet das Modell historische Zuflussdaten für die Wasserkraftwerke sowie historische Wind- und solare Strahlungsdaten der Jahre 2006-2009. In dieser Arbeit wurden Simulationen für ein Jahr durchgeführt und die Eingangsdaten des Jahres 2006 verwendet.

Die veränderlichen Rahmenbedingungen werden in der Stromerzeugung durch die Begrenzung des CO₂ Ausstoßes des Gesamtsystems verwirklicht.

Das Modell berechnet durch lineare Optimierung stündliche Daten der Stromerzeugung eines beliebigen Kraftwerksparks, wobei der Fokus auf den fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern (Wasser, Wind und Solar) sowie den Pumpspeichern liegt.

4.1.1 Simulation der optimalen Wasserkraftwerksbewirtschaftung bei gegebenem Strompreis

Bei dieser Simulation wird dem Modell ein Strompreis vorgegeben, wobei es den Wasserkraftwerkspark optimal einsetzt, um die Stromgestehungskosten zu minimieren.

Diese Simulation wird beim Referenzszenario verwendet, um den optimalen Kraftwerkseinsatz beim Strompreis 2006 zu analysieren.

4.1.2 Simulation eines zukünftigen optimalen Kraftwerkparks

Diese Simulation beinhaltet die Verknüpfung des thermischen Modells und des Wasserkraftwerkmodells. Nach den Annahmen und Parameter aus Kapitel 8 trifft das Modell Investitionsentscheidungen und eine Kraftwerkseinsatzplanung, um den neu generierten Strompreis zu minimieren. Alle Kraftwerke bis auf die Wasserkraftwerke werden neu „errichtet“ bzw. die Pumpspeicherkraftwerke werden nach Bedarf leistungsmäßig ausgebaut.

Für die Szenarien „90 % Dekarbonisierung“ wurde die Nebenbedingung eingeführt, dass 90 % des 2011 erzeugten CO₂ zur Stromerzeugung durch andere Technologien eingespart wird.

Die beiden Lastszenarien basieren auf dieser Simulation mit den Details, dass Pumpspeicherausbau erlaubt bzw. nicht erlaubt ist.

4.2 AutRES100 Projekt

Diese Arbeit ist im Rahmen des AutRES100 Projektes entstanden, in welchem einige Fragen zur zukünftigen Stromversorgung beantwortet werden.

Das Forschungsprojekt AutRES100 wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der 3. Ausschreibung des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ mit den Partnern TU Wien, ZAMG, Wegener Zentrum, Verbund Hydro Power sowie der österreichischen Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund) durchgeführt.

Das AutRES100 Projekt befasst sich damit, eine Lösung der österreichischen bzw. europäischen Stromversorgung bei einem hohen Anteil an erneuerbarer Energie in Richtung von 100 % zu finden. Es wird nicht untersucht, wie bzw. wo

erneuerbare Energiequellen erschlossen werden können, sondern vielmehr wie diese im österreichischen bzw. europäischen Stromsystem eingegliedert werden können.

Es gilt, folgende Punkte bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energie am Stromsystem zu behandeln:

- Kosteneffiziente Integration erneuerbarer Energieträger
- Systemzuverlässigkeit und Versorgungssicherheit
- Möglichkeiten, Ausgleichsenergie zu schaffen
- Strukturanpassung am historisch gewachsenen Kraftwerkspark
- Rolle der Pumpspeicherkraftwerke und andere Speichermöglichkeiten
- Bedeutung zukünftiger Netzausbauprojekte
- Nutzen von flexibler Nachfragesteuerung
- Chancen der Elektromobilität
- Einfluss des Klimawandels auf zukünftige Projekte zur Stromerzeugung

Um diese Themen zu bearbeiten, wurde das hochauflösende Stromsystemoptimierungsmodell „HiREPS“ entwickelt.

Die Kernfrage dieses Projektes ist es, einen Weg zu finden, Österreich bzw. Europa mit 100 % erneuerbarer Energie zu versorgen.

Vorrangig soll der Fokus auf Österreich gerichtet sein, jedoch ist eine vom restlichen Europa abgeschottete Stromversorgung nicht erstrebenswert, da innerhalb eines europaweiten Energiemarktes die Fluktuationen in der Erzeugung der jeweiligen Staaten besser kompensiert werden können.

Eines der größten Probleme bildet die Stromspeicherung. Erneuerbare Energien sind stark fluktuierend und benötigen deshalb enorme Mengen an Speicherkapazität. [EEG10]

4.3 Anmerkung zu Strompreis und Gebühren

Der im Modell behandelte bzw. simulierte Strompreis bezieht sich auf einen Deutsch-Österreichischen-Spotmarkt Preis ohne bilaterale Verträge. Aktuelle

Steuern und Gebühren, wie z.B. die Netzentgelte werden nicht behandelt, da für einen zukünftigen Strompreis wahrscheinlich andere Regeln gelten werden. Dies ist deshalb zu erwähnen, da zurzeit österreichische Pumpspeicher anteilig Netzkosten tragen müssen und somit einen Wettbewerbsnachteil gegenüber einigen deutschen Pumpspeichern haben.

Dieses Modell ist so aufgebaut, dass es nach dem günstigsten Energieversorgungssystem aus volkswirtschaftlicher Sicht bei gegebenen Rahmenbedingungen, z.B. CO₂-Preis, strebt. Im liberalisierten Strommarkt benötigt es Regelungen und Gesetze, damit so ein System entstehen kann. Nach den jetzigen Regelungen werden zwar Anreize geschaffen, um in Kraftwerke aus erneuerbarer Energie zu investieren, jedoch fehlen die Anreize, um auf Dauer eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten und gerade diese fluktuierende Energieerzeugung im Bedarfsfall auszugleichen.

Es ist die Aufgabe des Gesetzgebers, die Kriterien so festzusetzen, dass ein solches nachhaltiges, sicheres Energieversorgungssystem zu geringen Kosten auch in der freien Marktwirtschaft entstehen kann. [ECO12]

4.4 Eingangsdaten

Die Eingangsdaten vom HiREPS Modell verfügen über einen hohen Detailgrad mit einer sehr realitätsnahen Beschreibung der regenerativen Energieträger. Die Wind-, PV-, und Wasserkrafterzeugung basiert auf realen historischen Daten, welche nach zukünftigen Ausbaumöglichkeiten skaliert werden. Die Simulation dieser Daten wird in den folgenden drei Punkten beschrieben.

5. Simulation der Stromerzeugung aus Wasserkraft

5.1 Allgemeines

Jedes der über 400 Wasserkraftwerke, welche im HiREPS Modell implementiert wurden, verfügen über individuelle Eingangsdaten. Um ein bereits vorhandenes oder ein zukünftiges Wasserkraftwerk zu simulieren, benötigt man gewisse Parameter, die jedes Kraftwerk individuell definieren.

Die implementierten Kraftwerke lassen sich in die Gruppen der Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke einteilen. Es wurden mindestens 26 Tagesspeicher, 14 Wochenspeicher sowie 33 Jahresspeicher implementiert. Diese Einteilung wurde vom jeweiligen Energieversorger übernommen, wobei bei 40 Speicherkraftwerken die Angabe vom Energieversorger fehlte bzw. eine Einteilung nicht eindeutig erfolgen konnte.

5.2 Parameterbeschreibung

Die grundlegendsten vereinfachten Daten eines Wasserkraftwerkes sind:

- Leistung P_{max} : Die maximale Leistung der Turbinen und Pumpen
- Effizienz η : Die durchschnittliche Effizienz der Turbinen und Pumpen
- Durchfluss Q_{max} : Der maximale Durchfluss, welcher im Turbinen- und Pumpbetrieb möglich ist
- Fallhöhe $\Delta h = h_{S2} - h_{S1}$: Die Fallhöhe bestimmt sich aus der Niveaudifferenz des Pegelstandes des oberen und unteren Gewässers.

Zur Charakterisierung eines Stausees werden folgende Daten benötigt:

- Stauziel h_{SZ} , Absenkziel h_{AZ} , Schwerpunkthöhe h_{SP} . Die Schwerpunkthöhe ist definiert als die Höhe des mittleren Energieinhaltes eines Stausees und ist abhängig von der Form des Speichers
- Volumen V_{ges}
- Zufluss $Q(t)$

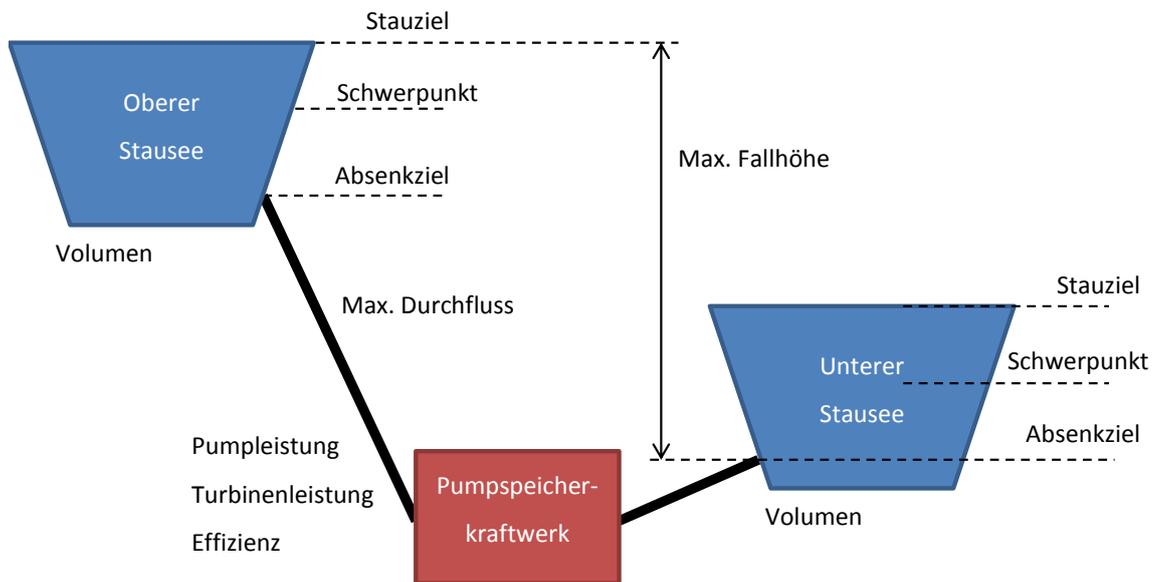


Abbildung 5-1: Charakterisierung Pumpspeicherkraftwerk

Des Weiteren benötigen die meisten Wasserkraftwerke eine zeitlich variable Zuflussmenge um zum jeweiligen Zeitschritt aus der potentiellen Energie des Stauseeinhalts elektrischen Strom zu erzeugen. Diese Zuflussdaten sind reale hydrologische Messdaten bzw. wurden aus typischen realen vergleichbaren Messdaten konstruiert.

Die erzeugte elektrische Energie setzt sich im jeweiligen Zeitraum t wie folgt zusammen:

$$E(t) = m(t) \cdot g \cdot \Delta h(t) \cdot \eta \leq P_{max} \cdot t$$

$$m(t) = Q(t) \cdot \rho \cdot t \text{ mit } Q(t) \leq Q_{max}$$

Wobei g die Erdbeschleunigung und ρ die Dichte des Wassers ist. Die Fallhöhe ergibt sich wiederum aus der Differenz der Stauhöhen der jeweiligen Speicher.

$$\Delta h = h_{S2} - h_{S1}$$

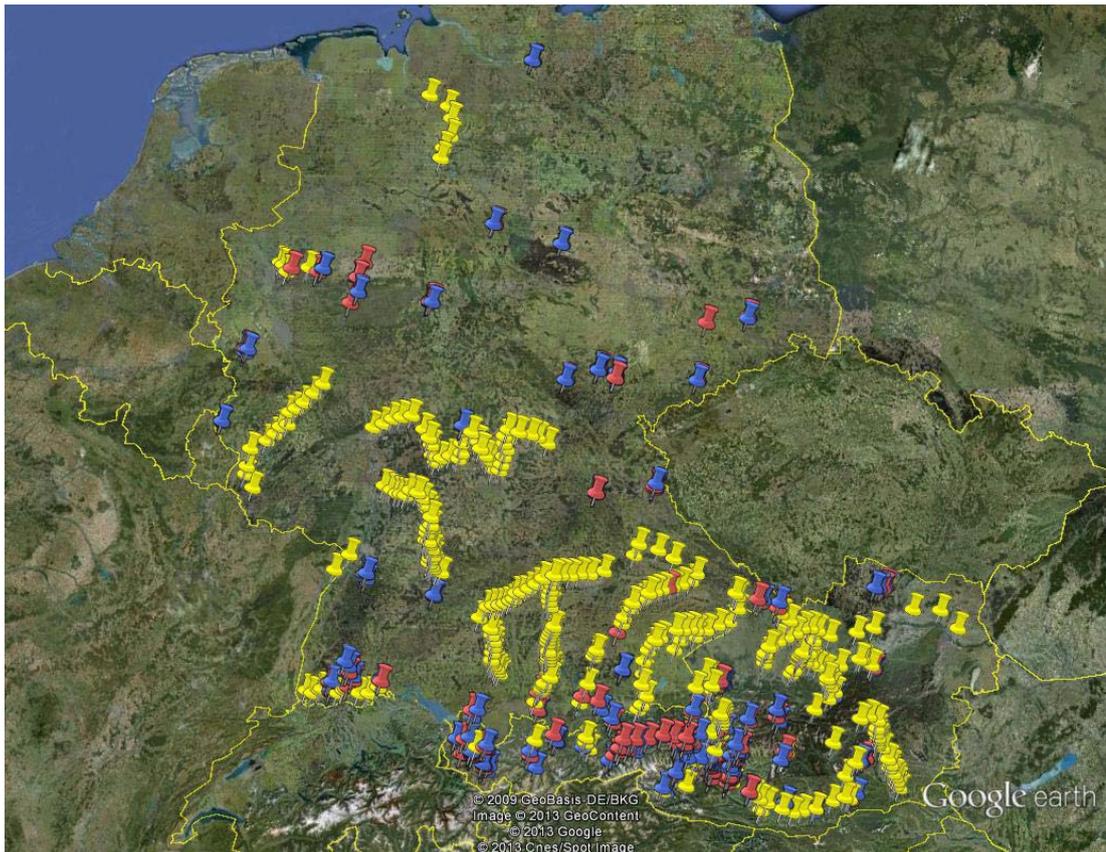


Abbildung 5-2: HiREPS Wasserkraftmodell für Österreich und Deutschland; gelb: Laufwasserkraftwerke, rot: Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, blau: Speicherseen, Quelle: Google Earth [GOEKW13]

Es muss berücksichtigt werden, dass der Zufluss von einem Kraftwerk oft von den obergelegenen Kraftwerken abhängt. Deshalb wurde ein hydrologisches Kraftwerksmodell für die Zuflüsse entworfen, bei welchem ein oberliegendes Kraftwerk den Zufluss des unteren durch seine verarbeitete Wassermenge beeinflusst. Die Zuflüsse liegen in täglichen Tagesmittelwerten vor und sind entweder aus realen Messwerten oder wurden durch die individuelle Charakteristik des jeweiligen Einzugsgebietes berechnet und konstruiert.

Da das Modell in einer stündlichen Auflösung ausgeführt ist, werden die Tagesmittelwerte der Zuflüsse in stündliche Zuflüsse unterteilt.

Die verarbeitete Wassermenge von einem Kraftwerk kommt jedoch zeitlich verzögert beim nächsten Kraftwerk an. Dies wurde mit einer individuellen Fließzeit pro Kraftwerk berücksichtigt und variiert mit der stündlichen Durchflussmenge.

Viele Flusskraftwerke sind eingestaut. Dies bedeutet, dass es keine freie Fließstrecke zwischen zwei Kraftwerken gibt und der Unterwasserbereich des oberen Kraftwerks gleich dem Staubereich des unteren Kraftwerks entspricht. Somit beeinflusst der Einsatz des unteren Kraftwerks den Unterwasserbereich des oberen, was sich auf die Fallhöhe des oberen Kraftwerks auswirkt. Um dies zu berücksichtigen, wurde jeder Staubereich der Flusskraftwerke im Modell eingebunden.

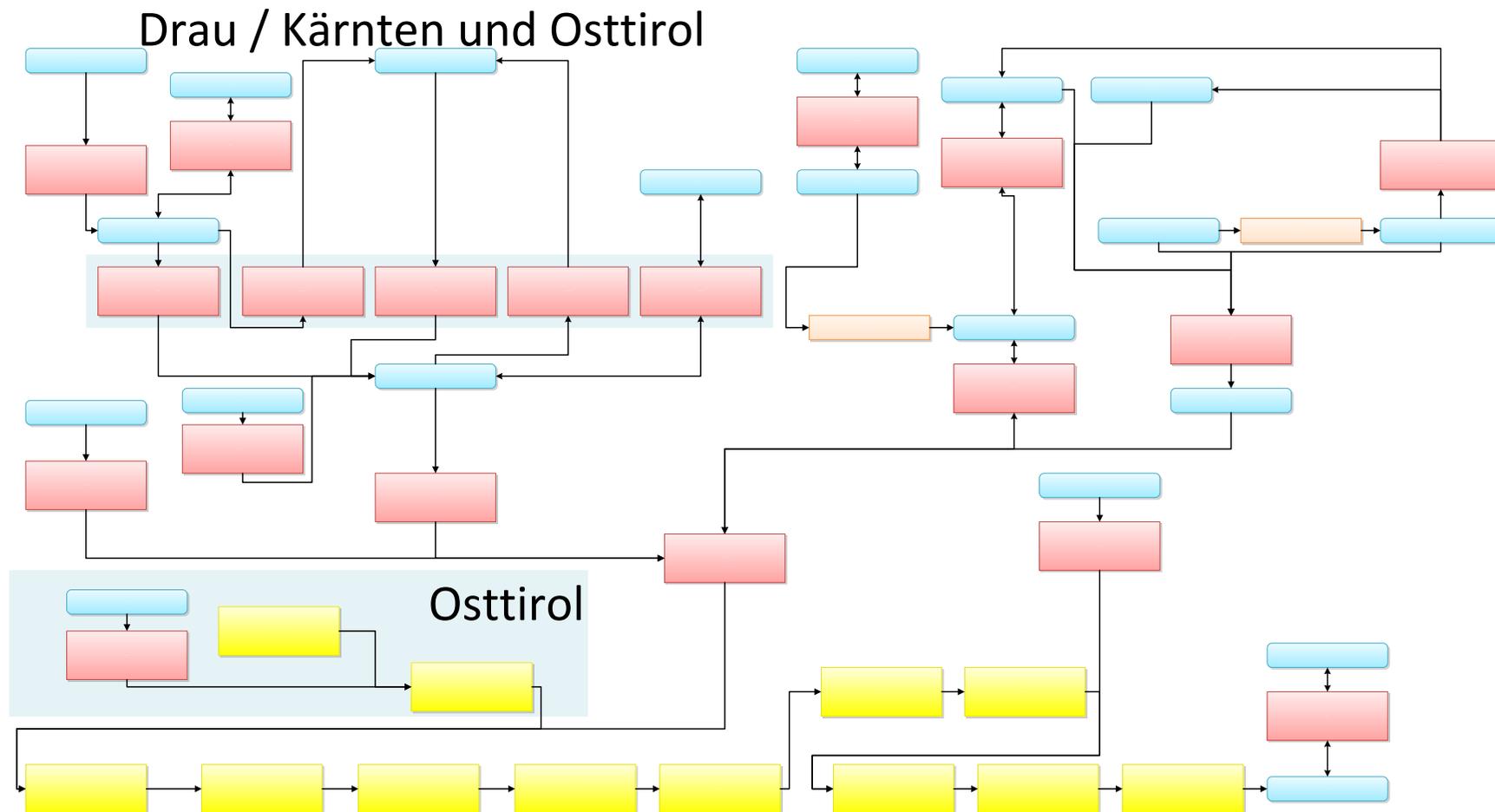


Abbildung 5-3: Hydrologisches Kraftwerksmodell für Kärnten und Osttirol – Schematische Darstellung. Rot: Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke; gelb: Laufwasserkraftwerke; blau: Speicherseen und Sammelbereiche; orange: Überleitungen zwischen zwei Seen; Pfeil vom Kraftwerk nach unten: Turbine; Pfeil vom Kraftwerk nach oben: Pumpe

6. Simulation der Stromerzeugung aus Photovoltaik

6.1 Allgemeines

Die PV-Erzeugung wurde mit tatsächlichen historischen Strahlungsdaten simuliert. Um die Erzeugung so detailliert wie möglich zu simulieren, wurde auf das Meteosat Wettermodell zurückgegriffen, welches in einer räumlichen Auflösung von 30 km die Solarstrahlung ausgibt. Hierbei ist sowohl die diffuse als auch die direkte Einstrahlung berücksichtigt.

Zur Simulation einer möglichen zukünftigen PV-Erzeugung wurde als Erzeugungsquelle pro Rasterpunkt ein Solarmodul mit südlicher Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von 30° gewählt. Um Grünflächen zu schützen, ist die Errichtung von PV Anlagen an Dächer auf bereits errichteten Gebäuden gebunden. Daher wurden die Strahlungsdaten nach der bebauten Fläche gewichtet, um den möglichen Ausbau so realitätsnah wie möglich zu simulieren.

Die Verluste wurden mit 28 % definiert und setzen sich wie folgt zusammen:

- 14 % Systemverluste
- 5 % Reflexion, Schnee, Abschattung, Dreck
- 6 % Temperaturverluste
- 6 % mittlere Degradationsverluste.

6.2 Validierung

Validiert wurden die PV-Erzeugungsdaten mit der realen Einspeisung der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland und der real installierten Leistung über den Zeitraum Ende 2010 bis Anfang 2012. Um einen übersichtlichen Vergleich zu ermöglichen, wurden die täglichen Werte um 12 Uhr herangezogen, da zu dieser Zeit die Wahrscheinlichkeit der größtmöglichen Erzeugung am höchsten ist. Des Weiteren wird zu diesen Zeitpunkten die

Auslastung verglichen, welche durch das Verhältnis der stündlichen Erzeugung zur maximalen Leistung definiert wird. Die maximale Leistung beinhaltet wiederum den Wirkungsgrad der Solarzelle und wird nicht näher behandelt, da es sich um eine Vielzahl verschiedener Solarmodule handelt, welche deutschlandweit installiert sind und hier nur auf die maximale Endleistung eingegangen wird.

Während bei der realen Erzeugung im Vergleichszeitraum die durchschnittliche Auslastung der PV-Anlagen bei 32,09 % lag, so weicht die mit Meteosat simulierte Auslastung um 4 % ab. Der Korrelationskoeffizient der beiden Datenreihen zeugt mit 0,98 von einer sehr guten Simulation der Realität.

Der empirische Korrelationskoeffizient zweier Datensätze (x, y) ist definiert als:

$$\rho_{x,y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_n)(y_i - \bar{y}_n)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_n)^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_n)^2}}$$

	Einspeisung	Meteosat
Auslastung	32.09%	30.76%
Korrelationskoeffizient	0,98	

Tabelle 6-1: Validierung der simulierten Erzeugung mit realer Einspeisung

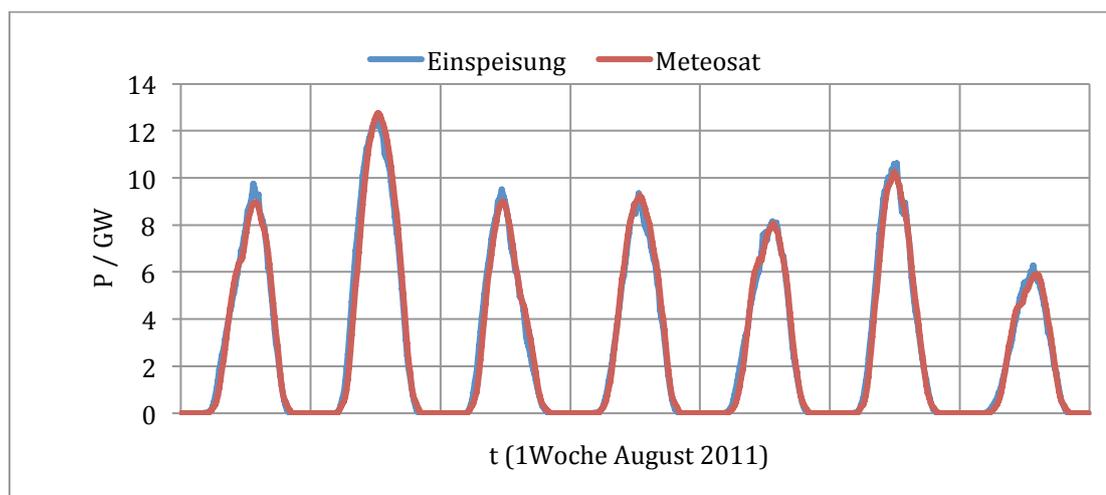


Abbildung 6-1: Validierung der simulierten Erzeugung mit der realen Solareinspeisung in Deutschland für eine Woche

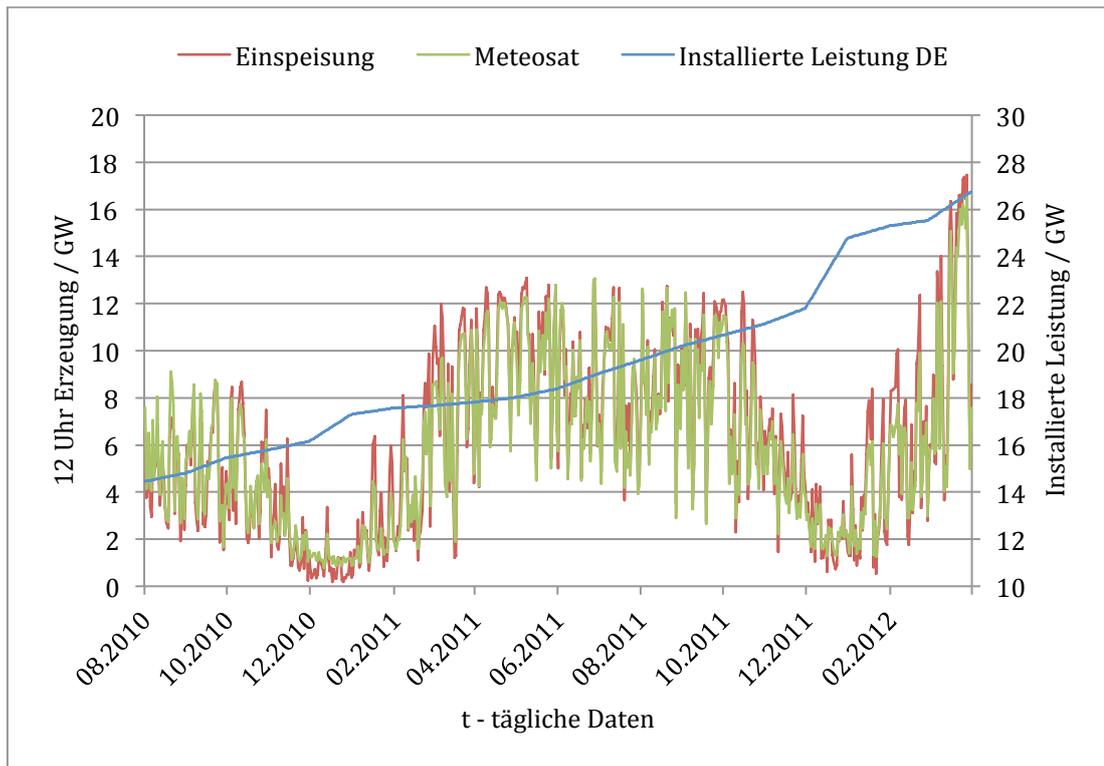


Abbildung 6-2: Validierung der simulierten 12 Uhr Erzeugung mit der realen 12 Uhr Solareinspeisung in Deutschland. Die simulierte Erzeugung ist gewichtet mit der Installierten Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt

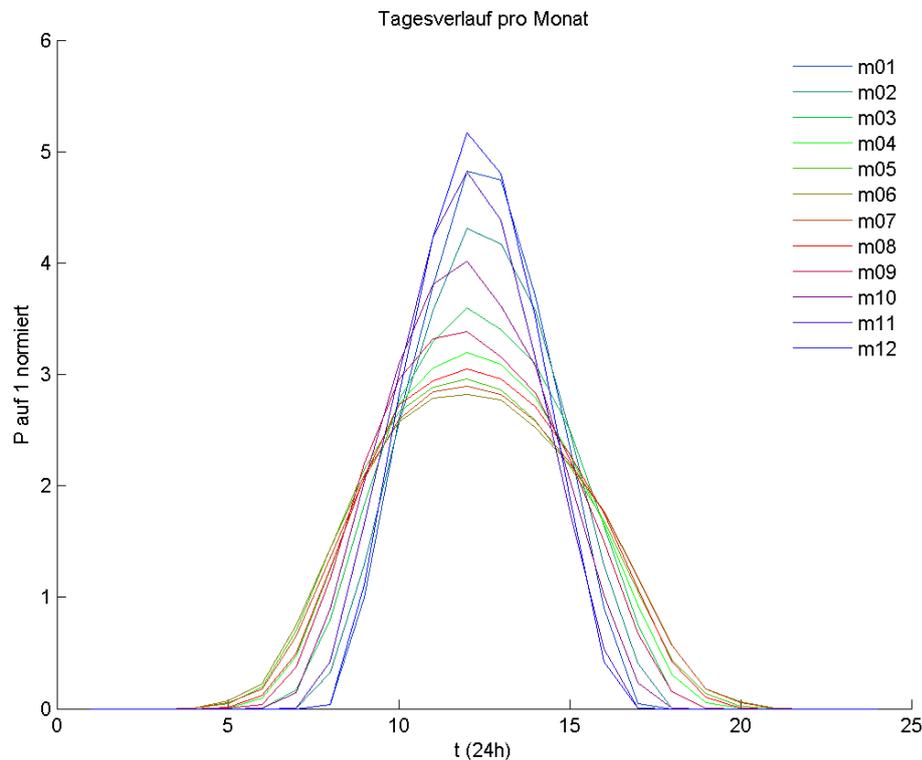


Abbildung 6-3: Variation der täglichen Solarstrahlung im Jahresverlauf. Tägliches mittleres Solareinstrahlungsprofil pro Monat, auf 1 normiert

Die Investitionskosten für eine Solaranlage werden mit 800 €/kW angenommen. Bei Berücksichtigung einer Kapitalverzinsung² von 7 %, einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren sowie jährlicher Betriebs- und Wartungskosten in der Höhe von 1 % der Investitionskosten ergeben sich jährliche Kosten in der Höhe von 77 €/kW, was bei durchschnittlich 855 Volllaststunden einen Arbeitspreis von 0,09 €/kWh ergibt. Die Degradation ist bereits in den Verlusten berücksichtigt und wird auf alle Solaranlagen in Form eines konstanten Faktors angewendet, da dadurch eine reale Verteilung aller Alterstypen wiedergespiegelt werden kann. [EEG13]

² $Annuität = Kreditsumme \cdot \frac{Zinssatz \cdot (1 + Zinssatz)^{Laufzeit}}{(1 + Zinssatz)^{Laufzeit} - 1}$

7. Simulation der Stromerzeugung aus Windenergie

Die Erzeugung von Strom aus Windkraft basiert auf den Winddaten des numerischen Wettermodells COSMO-EU. Es sind Winddaten für Europa in stündlicher Auflösung mit einem 7 km Rasterabstand vorhanden. An jedem Rasterpunkt wird die Windgeschwindigkeit in der Höhe von 100 m auf die Leistungskurve einer 3MW Enercon E101 Windkraftanlage mit 100 m Nabenhöhe angewendet um pro Rasterpunkt eine momentane Erzeugung zu generieren. Die Windkraftanlagen sind gleichmäßig auf Deutschland und Österreich verteilt, jedoch wurden Gebiete oberhalb von 1000m Höhe nicht berücksichtigt.

Der Ausbau von Offshore-Wind wurde separat simuliert.

Verluste:

Es werden Verluste der Windanlagen von 12 % angenommen:

- 7 % Verfügbarkeit, Elektrische Verluste sowie Vereisungsverluste
- 5 % Windparkverluste

Die Investitionskosten einer Enercon E101 3MW mit 100 m Nabenhöhe betragen:

- Wind Festland: 1100 €/kW
- Wind Offshore: 3100 €/kW

Bei Berücksichtigung einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren, einem Zinssatz von 7 % sowie jährlicher Nebenkosten von 2 % der Investitionskosten bei Anlagen am Festland bzw. 2,4 % bei Offshore-Anlagen ergeben sich folgende Arbeitspreise:

- Wind Festland: 0,042 €/kWh bei 2781 Volllaststunden
- Wind Offshore: 0,079 €/kWh bei 4292 Volllaststunden

7.1 Das Cosmo-EU Wettermodell

Das numerische Wettervorhersagemodell COSMO-EU überdeckt mit seinen 665 x 657 Gitterpunkten ganz Europa. Mit seiner Maschenweite von 7 km werden ebenfalls kleinräumige meteorologischen Strukturen abgebildet. In horizontaler Richtung wird die Atmosphäre von Boden an bis in etwa 24 km Höhe in 40 Schichten aufgelöst simuliert.

Im Vergleich zu regionalen Modellen wird im COSMO-EU Modell ganz Europa simuliert. Dies war entscheidend für die Wahl dieses Wettermodells, da es das langfristige Ziel ist, das HiREPS Modell für ganz Europa zu erstellen und somit für ganz Europa Windkraftherzeugung simuliert werden kann. Ebenfalls sind für einen relativ langen Zeitraum (Februar 2005 bis Dezember 2010) durchgehend stündliche Daten vorhanden. [DWD13]

7.2 Validierung der Windkraftsimulation

Zur Validierung des COSMO-EU Wettermodells mit realen Windkraft- Erzeugungsdaten und Messstellen wurde für ausgewählte Standorte die Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 100 m Höhe ausgegeben.

Es wurden reale Erzeugungsdaten von Vestas V-90 2MW Windkraftanlagen in Deutschland, Österreich und Tschechien, die Windgeschwindigkeiten des Messmastes in Karlsruhe sowie der Messstationen Fino 1-3 in der Nord- und Ostsee zur Analyse herangezogen.

Die Windkraftanlagen befinden sich in einer Höhe von 100 bzw. 105 m, die Messstationen Karlsruhe, Fino1 sowie Fino3 auf 100 m und Fino2 auf 102 m.

Die Luftdichte wirkt sich auf die Stromerzeugung durch Windkraftanlagen aus, wurde jedoch aufgrund der Unvollständigkeit der benötigten Messdaten vernachlässigt. Bei Standardbedingungen ergibt sich bei einer Vestas V-90 Windkraftanlage bei einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s (geschätzter

Standardlastbereich) bei Variation des Luftdruckes zwischen +5°C und +25°C eine Veränderung der Luftdichte von 1,18 auf 1,27 kg/m³ was eine Leistungsänderung von etwa 10 kW bei einer Leistung von 400 kW verursacht.

Das COSMO-EU Modell gibt nur Windgeschwindigkeiten aus, deshalb wurden die Windgeschwindigkeiten mit der entsprechenden Leistungskurve der Windkraftanlage umgerechnet um die Leistungen und insbesondere die jährliche Erzeugung, die Volllaststunden zu überprüfen.

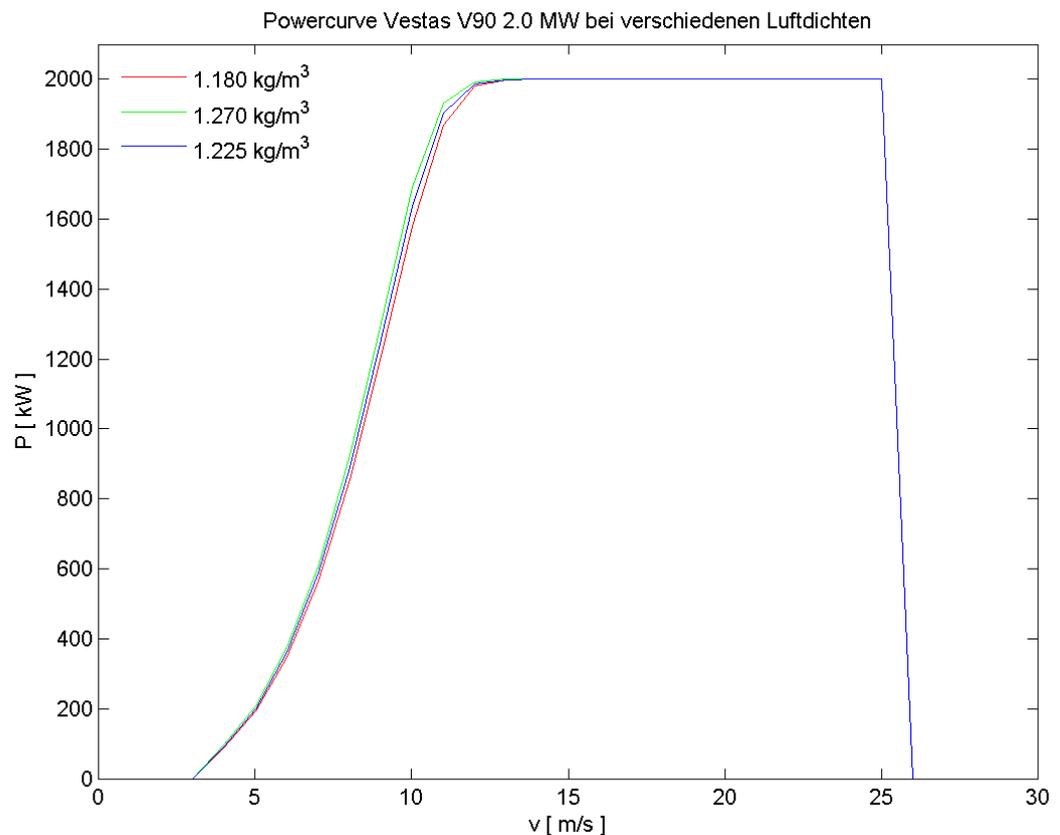


Abbildung 7-1: Leistungskurve einer Vestas V90 2.0 MW Windkraftanlage

Es wurde jeweils eine Anlage pro Windpark analysiert, da sich die Windkraftanlagen in einem Windpark sowohl in ihrer zeitlichen Abfolge der Erzeugung noch in ihrer gesamten Erzeugung kaum unterscheiden.

Als Vergleichswert dient das Verhältnis der Volllaststunden (VLS) der simulierten Daten vom COSMO-EU Modell zu der realen Erzeugung sowie der Korrelationskoeffizienten der beiden Datenserien.

Windkraftanlage	VLS Real	VLS Cosmo	VLS Cosmo / Real	Korrelations -koeff. Wind	Korrelations- koeff. Leistung
1	2594	2858	1.10	0.82	0.75
2	2621	2760	1.05	0.70	0.75
3	2104	2032	0.97	0.76	0.78
4	2864	3808	1.33	0.86	0.84
5	2716	3258	1.20	0.81	0.81
6	3373	3309	0.98	0.61	0.80
7	3196	3090	0.97	0.78	0.80
Mittel	2781	3016	1.09	0.76	0.79

Tabelle 7-1: Volllaststunden und Korrelationskoeffizienten der Windkraftanlagen und den COSMO-EU Daten

Der Korrelationskoeffizient ist stark abhängig von der Größe der Stichprobe. Wird anstatt der Korrelation der Erzeugung von einer Anlage die Summe der Erzeugung eines Windparks bzw. mehrerer Windparks analysiert, so kann man einen bemerkenswerten Glättungseffekt feststellen.

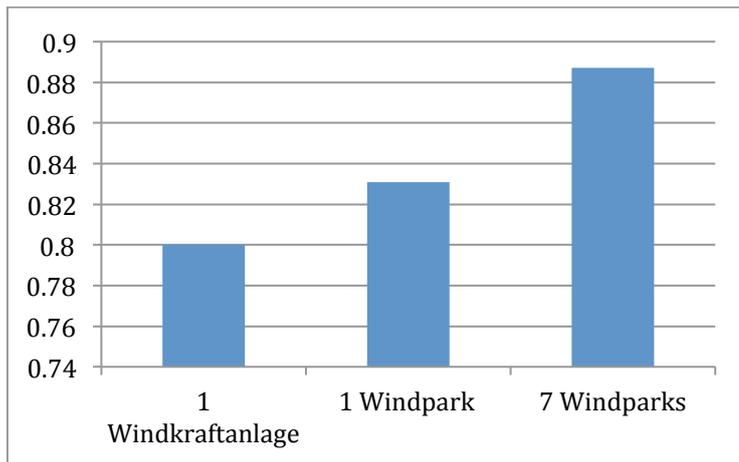


Abbildung 7-2: Korrelationskoeffizient der tatsächlichen, stündlichen Einspeiseleistung über die Jahre 2007 bis 2011 und den simulierten Daten für eine Windkraftanlage, einen Windpark und mehrere Windparks in DE, AT und CZ

	Mittlere Geschwindigkeit Cosmo/Messstation
Fino1	0,995
Fino2	1,1
Fino3	0,964
Karlsruhe	1,09

Tabelle 7-2: Verhältnisse der mittleren Geschwindigkeiten von COSMO-EU mit den Messstationen

Betrachtet man das Verhältnis der Volllaststunden von COSMO-EU zu den Werten der Windkraftanlagen, so kann man doch einige Fluktuationen zwischen den Messstellen feststellen. Betrachtet man jedoch den Mittelwert der einzelnen Anlagen zu den entsprechenden COSMO-EU Daten, so nimmt das Verhältnis der Volllaststunden der beiden den Faktor 1,09 an. Dieser Faktor ist ein Indiz für die Verluste und wird in der Literatur mit 7 % beziffert [Institutsinterne Datenbank EEG]. Das heißt, dass für die Vergleichsstellen das COSMO-EU Modell um 2 Prozentpunkte mehr Windkraftenergie erzeugt als in der Realität. Da die Stichprobe der 7 Windparks nicht so groß ist und die Werte untereinander stark fluktuieren, wird dennoch der Wert aus der Literatur herangezogen und

Verluste für Verfügbarkeit, elektrische Verluste, Vereisungsverluste von 7 % angenommen.

Die Windgeschwindigkeit für die Messstationen Fino und den Messmast Karlsruhe wurden mit einem Verhältnis von COSMO-EU zu der Messstation von 0,96 bis 1,09 sehr realitätsnah simuliert.

Wie in obiger Abbildung gezeigt wurde, wird durch die Mittelung über viele Rasterpunkte der Fehler der jeweiligen Zeitreihen viel geringer.

8. Annahmen und Parameter

8.1 Thermische Kraftwerke

In den Zukunftsszenarien werden neben den Wasserkraftwerken auch die thermischen Kraftwerke simuliert. Die Simulation beinhaltet folgende Details:

- **Startup Kosten**

Thermische Kraftwerke benötigen vom Anfahren bis zur Stromproduktion Energie. Die Kosten der Brennstoffe sowie der Abnutzung während dieses Prozesses werden hier angeführt.

- **Vorgaben zu minimalen Einschalt und Ausschalt Dauern**

Je nach Kraftwerkstypen müssen unterschiedlich lange Ein- und Ausschalt dauern eingehalten werden, bevor das Kraftwerk außer Betrieb gestellt wird bzw. wieder in Betrieb geht.

- **Effizienzkurven für Teillastbetrieb**

Die Effizienz der Strom- bzw. Wärmeerzeugung variiert mit der Auslastung und wurde für die einzelnen Kraftwerkstypen berücksichtigt.

- **Koppelung mit Wärmenetzen**

In Deutschland werden derzeit Gas- und Dampfkraftwerke massiv gefördert, um einen großen Teil des Heizbedarfes über Wärmenetze abzudecken. Deshalb ist bei der Simulation des Strommarktes für Deutschland die Berücksichtigung und Simulation der Wärmenetze notwendig, da sie abhängig vom Strompreis sowie des Wärmebedarfes agieren.

8.2 Speicher

Neben der Investition in Kraftwerke hat das Modell die Möglichkeit, in Wärme- und „Stromspeicher“ zu investieren. Dabei werden die Speichermöglichkeiten mit den Kosten implementiert und das Modell wählt die günstigste Lösung für das Gesamtsystem. Es gibt keine Bedingung, dass ein gewisser Speichertyp gebaut werden muss.

- **Pumpspeicherkraftwerke: Speicherausbau**

Bei vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken kann die Pump- und Turbinenleistung ausgebaut werden. Der Speicherinhalt bleibt unverändert mit der Argumentation, dass die Errichtung und der Ausbau von Speicherbecken stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängig sind.

Kostenannahme: 900€/kW für die Pump- und Turbinenleistung

- **Power2Heat**

Als preiswerte Möglichkeit, überschüssigen Strom zu verbrauchen, wurde eine Stromheizung implementiert, die mit sehr geringen Investitionskosten überschüssige Wärme ins Wärmenetz bringt. Diese Energieumwandlung ist ökonomischer als das alternative Szenario, bei dem die Leistung der Windkraftwerke reduziert werden muss. Im nächsten Ausbauschnitt des Modells werden zusätzlich Wärmepumpen installiert.

- **Power to Gas – P2G**

Eine Möglichkeit, Strom zu speichern, könnte in Zukunft das Konzept P2G bieten. Hier wird die Überproduktion an Strom verwendet, um mittels Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff zu gewinnen und des Weiteren durch Methanisierung aus Wasserstoff und Kohlendioxid Methan zu erzeugen, welches ins Gasnetz eingespeist wird. Da bei diesem Konzept bereits vorhandene Infrastruktur vorausgesetzt wird,

liegt der Fokus der Kosten auf der CO₂ Speicherung. Diese CO₂ Speicher werden mit realen Kosten implementiert. Die Umwandlung in Strom erfolgt anschließend nach Bedarf in einem der implementierten Gaskraftwerke. Der Wirkungsgrad von P2G wird hier mit 60 % angenommen.

- **Wärmespeicher**

Die Wärmebereitstellung wird bei vorgegebenem Wärmebedarf modelliert, wobei in Wärmespeicher investiert werden kann.

8.3 Strombedarf 2050

Der Strombedarf für Österreich und Deutschland liegt bei 616 TWh im Jahr 2010 und wird bis zum Jahr 2050 auf 749 TWh um mehr als 20 % ansteigen. Diese Annahme wurde dem „Primes Reference Scenario“ entnommen und bezieht sich auf ein Szenario ohne großartige politische Veränderungen. Auch wenn es der Wunsch ist, die Stromnachfrage bis 2050 zu reduzieren, gibt es keine Gewissheit, dass dieses Szenario eintreffen wird. [NTUA11, UNF10]

Da die Simulation der Nachfragesteuerung des Stromverbrauches ebenfalls eine sehr aufwendige Sache ist, wurde sie bis jetzt noch nicht implementiert. Deshalb wurde der stündliche Stromverbrauch von Österreich und Deutschland vom Jahre 2006 herangezogen und auf den erwarteten Verbrauch 2050 hochskaliert.

Darüber hinaus wird die Versorgungssicherheit gewährleistet, sodass in jedem Fall eine gesicherte Leistung vorhanden sein muss, welche um 15 % größer ist als die Maximallast.

8.4 Wärmebedarf 2050

Für den Wärmebedarf werden deutliche Einsparungen erwartet. Der Trend geht in Richtung dezentrale Wärmenetze, wobei die Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung um 30 % reduziert und die biogene Wärmebereitstellung um 60 % zunehmen wird. Bei Wärme aus nicht regenerativer Erzeugung ist eine Reduktion von 70 % zu erwarten. Durch den Trend in Richtung Passivhäusern und der Annahme eines hohen Anteils an Gebäudesanierungen wird bis 2050 der Wärmebedarf um 50 % zurückgehen. [EEGWUK10]

8.5 Energiekosten 2050

Für die Simulation eines optimalen Kraftwerkparks für ein Zukunftsszenario wurde die Annahme getroffen, dass alle thermischen Kraftwerke neu errichtet werden ohne Rücksicht auf bereits abgeschriebene Investitionen oder Investitionen, welche bis zu dem jeweiligen Zukunftsszenario getätigt werden. Die Kraftwerke werden mit jenen Kosten errichtet, welche den Annuitäten der entsprechenden Investitionskosten sowie den jährlichen anfallenden Betriebskosten für den simulierten Zeitraum entsprechen. Die Brennstoffkosten sind in den jährlichen Betriebskosten nicht enthalten.

Primes Reference Szenario:

	Einheiten	2010	2020	2030	2050	2050/2010
Kohle	€/MWh* ³	7.1	9.4	17.6	19.6	2.8
Gas	€/MWh*	18.3	29.7	41.2	57.5	3.2
Öl	€/MWh*	29.7	46.6	55.1	74.1	2.5
CO2	€/tCO2	11.9	18.7	42.8	53.6	4.5
Strombedarf AT+DE ⁴	TWh	616	638	661	749	1.22

Tabelle 8-1: Entwicklungsdaten des Primes Reference Szenarios, [NTUA11]

8.6 Kraftwerks und Speicherkosten

Die Kosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen und Speicher wurden durch Mittelwerte der Investitionskosten bestehender Kraftwerksprojekte und Speicher bzw. marktüblicher Preise oder prognostizierter Kosten ermittelt.

Es wurde versucht eine Vielzahl verschiedener Technologien einzubeziehen. Diese lassen sich unterteilen in:

- Fossile konventionelle Kraftwerke (Gas- und Kohle basierend)
- PV ist nur mit einem „Durchschnittsmodul“ vertreten
- Wind ist in Festland und Offshore unterteilt
- Erneuerbare Wärmekraftwerke Biomasse, Biogas und Müllverbrennung
- Speicherkraftwerke: Druckluftspeicher, Pumpspeicher
- Konversionsmöglichkeiten: Power2Gas und Power2Heat
- Diverse Speicher

³ *Bezogen auf den unteren Heizwert

⁴ Stromverbrauch DE+AT 2010 Quelle: Entso-E mit der Wachstumsrate vom Primes Szenario adaptiert [ENT13]

Kraftwerkstechnologie	Investitionskosten	Einheiten
PV	800	€ / kW-el
Wind Festland	1100	€ / kW-el
Wind Offshore	3100	€ / kW-el
Gas	490	€ / kW-el
GuD ⁵	700	€ / kW-el
GuD - KWK ⁶	840	€ / kW-el
Kohle	1400	€ / kW-el
Kohle - KWK	1540	€ / kW-el
GuD mit CCS ⁷	1102	€ / kW-el
PC ⁸ mit CCS	1962	€ / kW-el
Biomasse - KWK	3094	€ / kW-el
Biomasse mit CCS	3931	€ / kW-el
Biogas - KWK	3319	€ / kW-el
Müllverbrennungsanlage - KWK	6733	€ / kW-el
Druckluftspeicher Leistung	813	€ / kW-el
Druckluftspeicher Speicher	60	€ / kW-el
Pumpspeicher Leistung	900	€ / kW-el
Power2Gas ⁹	1000	€ / kW-el
Thermischer Gas Spitzenkessel	50	€ / kW-therm
Wärmespeicher-Zentral	1.7	€ / kW-therm
Power2Heat ¹⁰	10	€ / kW-el
CO2-Kavernenspeicher (Methanisierung)	0.54	€ / t CO2

Tabelle 8-2: Technologiekosten 2050 [EEG13]

⁵ GuD=Gas- und Dampfkraftwerk

⁶ KWK=Kraft-Wärme-Kopplung

⁷ CCS=Carbon Dioxide Capture and Storage, CO2-Abscheidung und Speicherung

⁸ PC=Pulverised Coal Power Plant, Kohlestaubkraftwerk

⁹ EE-Gas=Wasserelektrolyse-Methanisierung und Einspeisung im Gasnetz

¹⁰ Stromheizung des Wärmenetzes

9. Referenzszenario – Optimaler Wasserkraftwerkseinsatz

In diesem Szenario wird das Stromsystem der Gegenwart simuliert und dient der Simulation des aktuellen Einsatzes der Wasserkraftwerke. Der Einsatz der Wasserkraftwerke richtet sich dabei nach dem tatsächlichen Strompreis 2006, wobei das System so optimiert wird, dass in Summe der Ertrag aller Wasserkraftwerke maximiert wird. Entgegen dem Dekarbonisierungsszenario wird hier nur die Wasserkraft simuliert.

Einen bedeutenden Anteil an der Energiespeicherung haben die Jahresspeicher aufgrund der großen Fallhöhen sowie der Volumina der aufgestauten Wassermengen. Bei Betrachtung des Gesamtenergieinhaltes aller implementierten Stauseen, Speicherbecken und Staubereiche wird die zeitliche Verlagerung der Zuflüsse im Vergleich zu den natürlichen Zuflüssen deutlich.

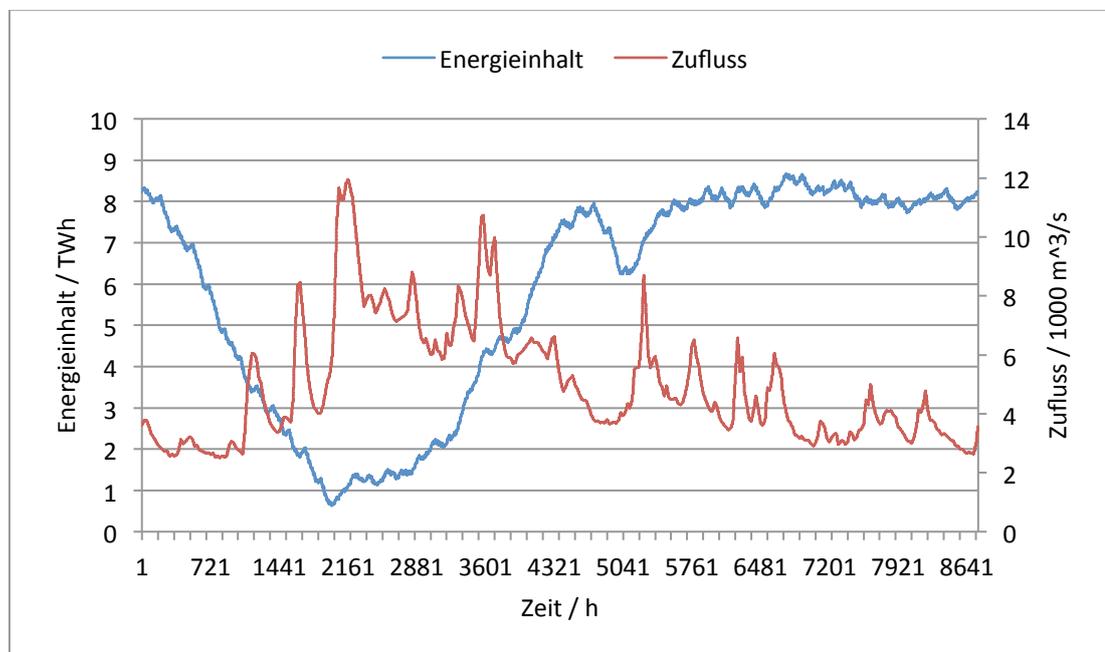


Abbildung 9-1: Gesamtenergieinhalt der Stauseen und Staubereiche sowie die Summe aller natürlicher Zuflüsse der Wasserkraftwerke im Jahresverlauf

9.1 Bewirtschaftung eines Jahres-Pumpspeichers am Beispiel Kaprun

Jahresspeicher sind in Österreich in höheren Lagen zu finden. Dort unterscheiden sich die Zuflüsse stark von niedrigeren Lagen. Ein Großteil der Zuflüsse tritt hier aufgrund der viel später einsetzenden Schneeschmelze bzw. der Gletscherschmelze erst mit dem Ansteigen der Temperaturen im Jahresverlauf später als in niedrigeren Lagen auf.

Die Kraftwerksgruppe Kaprun befindet sich in den hohen Tauern und nutzt deren Schmelzwasser zur Energieerzeugung. Grundlegend für das System sind die Speicher Mooserboden und Wasserfallboden mit den Stauzielen 2036 m und 1672 m. Vom Speicher Mooserboden gelangt das Wasser über das Pumpspeicherkraftwerk Kaprun Oberstufe in den Speicher Wasserfallboden. Seit 2011 ist das Pumpspeicherkraftwerk Limberg II in Betrieb und ist dem Kraftwerk Kaprun Oberstufe parallel geschaltet. Über das Kraftwerk Kaprun Oberstufe wird das Wasser weiter abgearbeitet und gelangt in die Kapruner Ache. Zusätzlich wird Wasser vom Margaritzenstausee, welches das Schmelzwasser vom Pasterzengletscher einfängt, über das Möllpumpwerk dem Stausee Mooserboden zugeführt.

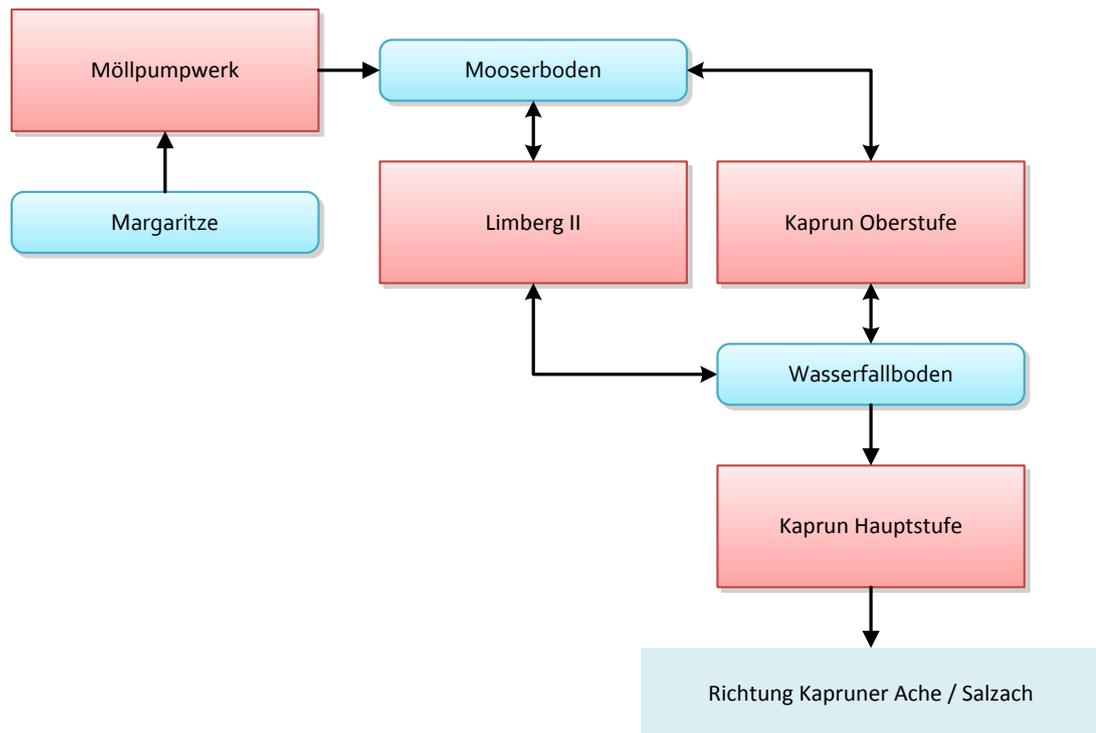


Abbildung 9-2: Schematische Darstellung der Kraftwerksgruppe Kaprun. Rot: Kraftwerke bzw. Pumpwerke; blau: Speicherseen

In obiger Abbildung ist die Simulation der Bewirtschaftung des Stausees Mooserboden abgebildet. Er befindet sich nördlich vom Großglockner auf etwa 2000 m Höhe und hat für diese Lage ein sehr charakteristisches Verhalten des natürlichen Zuflusses. In den Wintermonaten ist der natürliche Zufluss nur sehr gering, da der Niederschlag in Form von Schnee und Eis am Berg gespeichert wird. Mit steigenden Temperaturen und Einsetzen der Schneeschmelze erreicht der Zufluss im Juli oder August seinen Höhepunkt. Mit abklingenden Temperaturen werden wieder Schneevorräte gebildet.

Der Speicher wird so bewirtschaftet, dass das ganze Jahr über gepumpt und turbinert werden kann, um Preisdifferenz zwischen Peak- und Off-Peak Strom auszunützen. Die Energie wird bis in den Winter aufgespart, um die höheren Strompreise zu nützen.

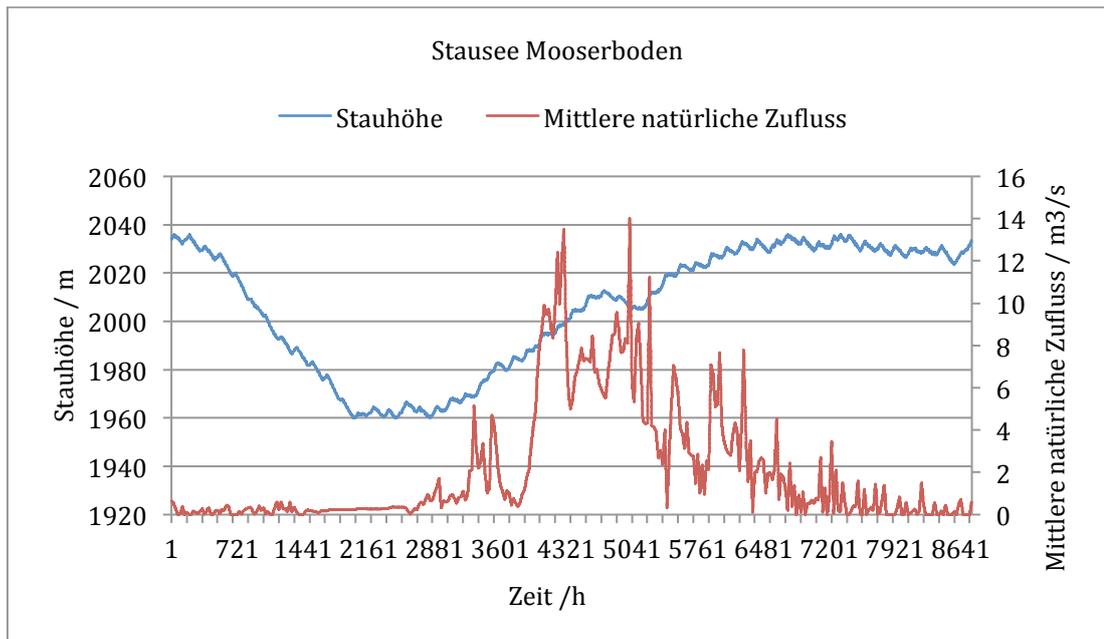


Abbildung 9-3: Füllstand und Zufluss des Stausee Mooserbodens

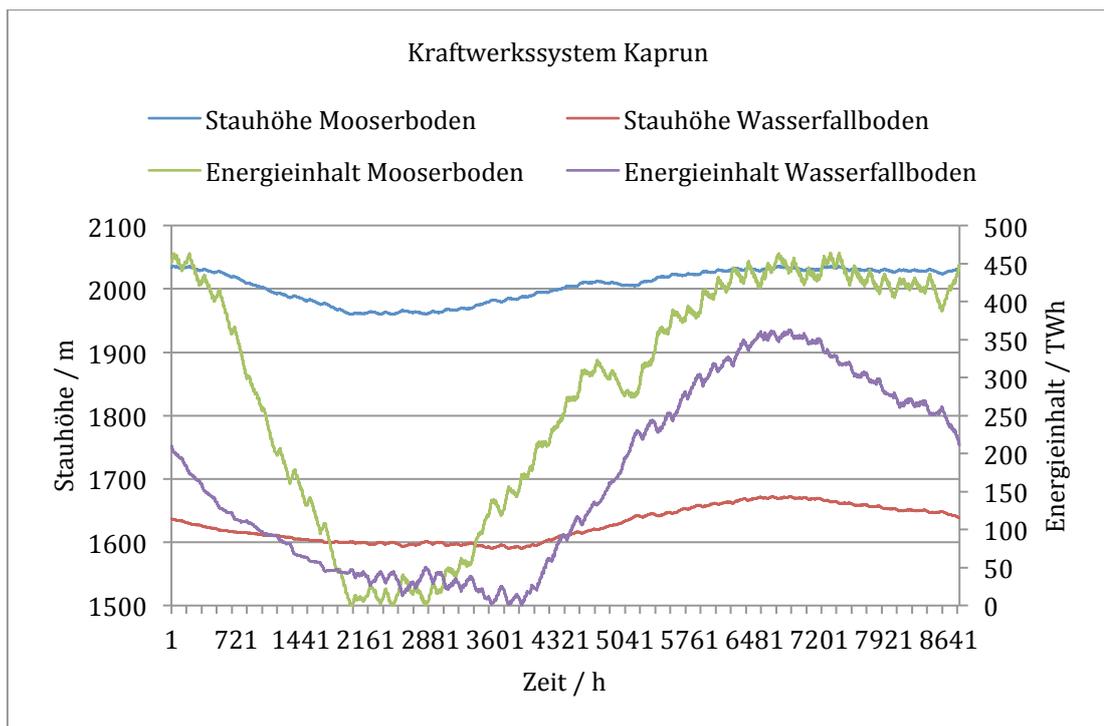


Abbildung 9-4: Jahresbewirtschaftung des Kraftwerkssystems Kaprun. Oberer Stausee Mooserboden und unterliegender Stausee Wasserfallboden. Energieinhalt bezogen auf Meereshöhe

Wie in den folgenden Abbildungen sichtbar wird, ist bei dieser Simulation das Kraftwerk Kaprun Hauptstufe zwischen März und Juni kaum im Einsatz, da der Strompreis zu gering ist und der Speicher Wasserfallboden fast leer ist. Um den Jahresverlauf übersichtlich darzustellen wurde der gleitende Mittelwert über 7 Tage gebildet.

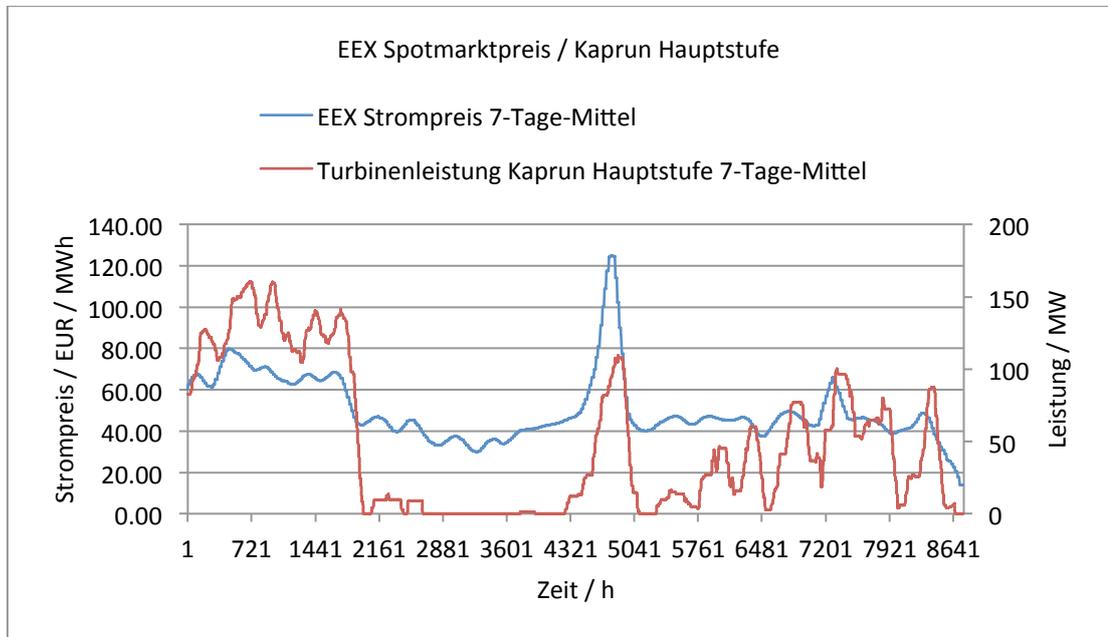


Abbildung 9-5: Turbineneinsatz Kaprun Hauptstufe

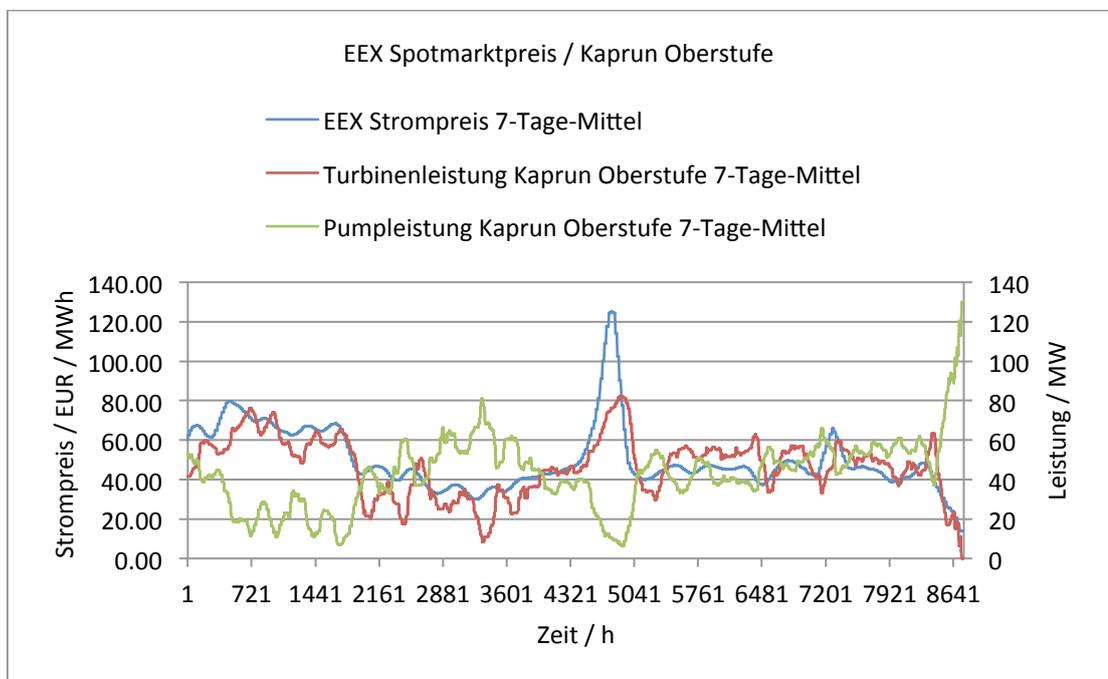


Abbildung 9-6: Pump- und Turbineneinsatz Kaprun Oberstufe

Der zackenförmige Verlauf der Stauhöhe lässt sich durch den Pumpspeichereinsatz erklären und spiegelt die tägliche und wöchentliche Bewirtschaftung des Stausees wider. In unten stehender Abbildung ist die Stauseebewirtschaftung einer Woche dargestellt: links beginnend mit Montag. Bei geringer Stromnachfrage am Abend sinkt der Strompreis. Sobald er ein gewisses Niveau erreicht, werden die Pumpen aktiviert und das Wasser vom unteren Stausee in den oberen gepumpt. Bei steigender Stromnachfrage wird in den Turbinenbetrieb umgeschaltet und es wird aus der gespeicherten potentiellen Energie Strom erzeugt. Am Wochenende sind die Nachfrage und somit auch der Strompreis meistens niedriger, weshalb am Wochenende mehr gepumpt als turbiniert wird. Dies erklärt auch die Zacken des Füllstandes bei der Jahresbewirtschaftung, was wiederum zu einem Steigen des Füllstandes führt.

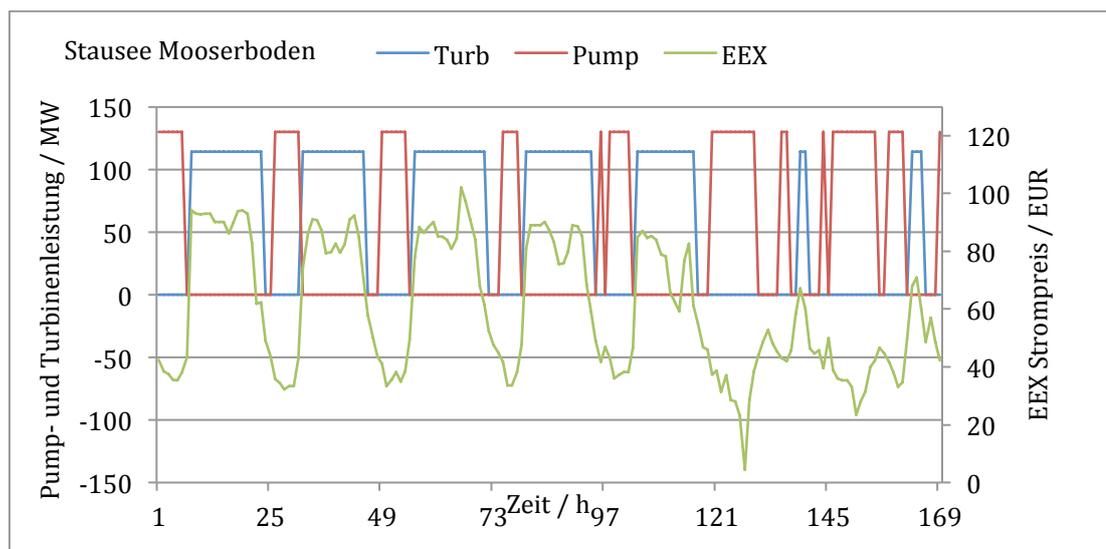


Abbildung 9-7: Pump- und Turbineneinsatz nach dem EEX Strompreis - eine Woche im Jänner

9.2 Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers

Ein Wochenspeicher ist vom Speicherinhalt und den Turbinen bzw. Pumpen so ausgelegt, dass er den erhöhten Stromverbrauch unter der Woche decken kann und sich innerhalb einer Woche völlig entleeren kann. Zu Off-Peak Zeiten sowie am Wochenende wird der Speicher entweder durch natürlichen Zufluss oder durch den Pumpbetrieb wieder aufgefüllt. Der hier betrachtete Speicher wird einige Male im Jahr komplett entleert. In nachfolgender Abbildung wird der Verlauf eines Wochenspeichers¹¹ verdeutlicht.

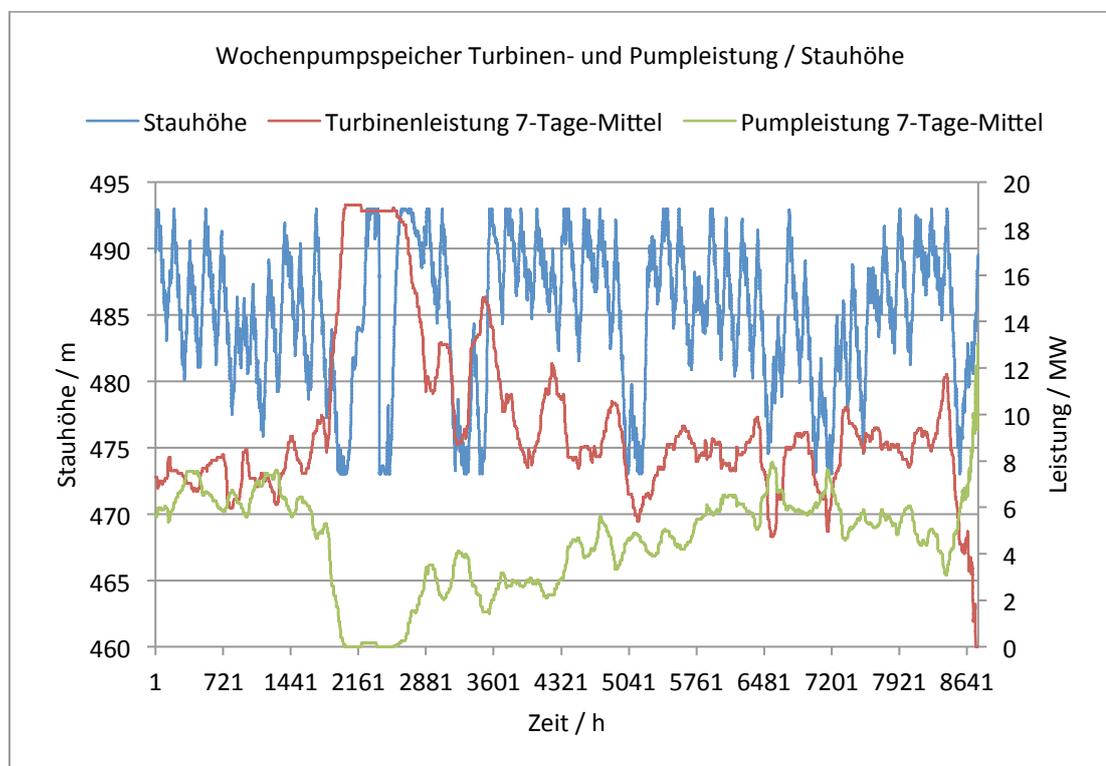


Abbildung 9-8: Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers im Jahresverlauf

Die Intervalldauer zwischen zwei Zacken ist jeweils eine Woche. Die nachfolgende Darstellung zeigt für zwei Wochen eine typische Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers. Während der Peak-Zeiten untertags wird turbinert und zu Off-Peak-Zeiten der Speicher wieder befüllt.

¹¹ Der Name dieses Speichers darf aufgrund einer Geheimhaltungsverpflichtung nicht genannt werden.

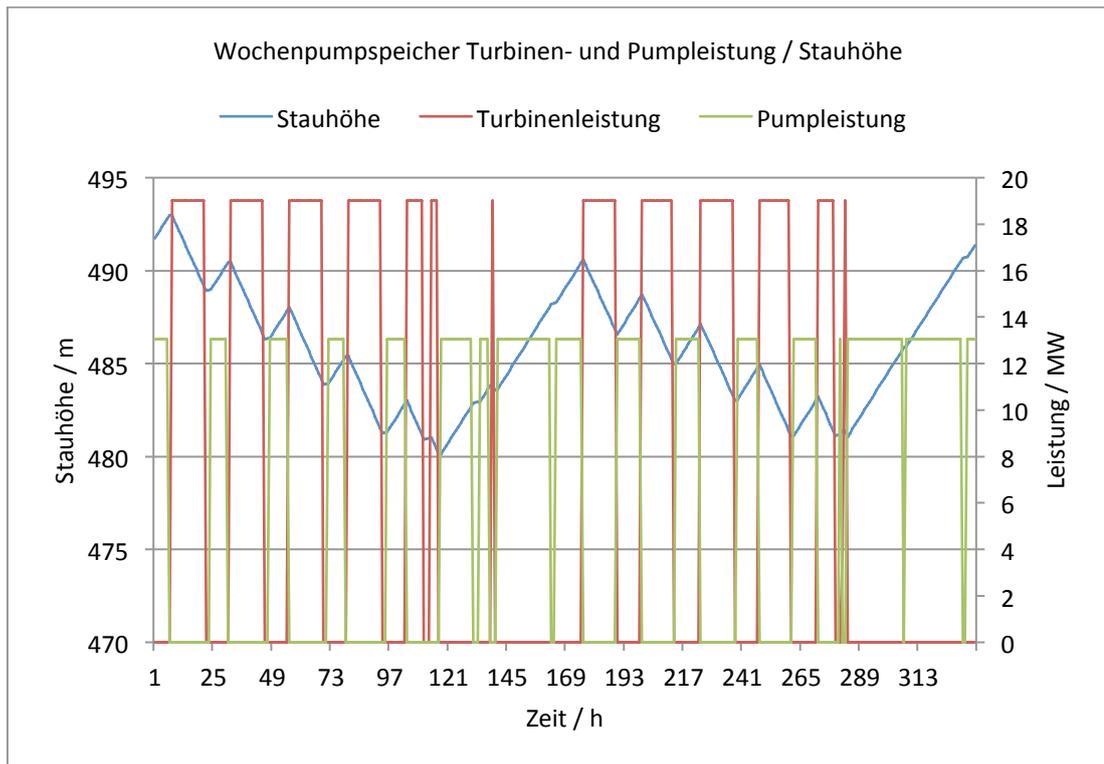


Abbildung 9-9: Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers in 2 Wochen im Jänner, beginnend mit Montag

Dieser Wochenspeicher wurde zur Beschreibung ausgewählt, da er ein sehr ausgeprägtes Verhalten eines typischen Wochenspeichers besitzt. Bei vielen anderen Wochen- bzw. Tagesspeichern lässt sich nicht eindeutig zeigen, dass es sich auch wirklich um den vom Energieversorger definierten Speichertyp handelt. Bei der hier durchgeführten Simulation verschwinden oft die Grenzen typischer Wochen- bzw. Tagesspeichers und können von den tatsächlichen Fahrplänen der Kraftwerke abweichen, da sich Energieversorgungsunternehmen nicht nur am Spotmarktpreis orientieren sondern an diverse Liefervereinbarungen gebunden sind. Dadurch ergibt sich oft ein veränderter Fahrplan, da sich die Kraftwerke bei dieser Simulation nur nach dem Spotmarktpreis richten.

9.3 Bewirtschaftung eines Tagesspeichers

Ein Tagesspeicher nutzt im Normalfall die Differenz zwischen Peak- und Off-Peak-Strompreis aus. Der hier betrachtete Speicher¹² verfügt über keine Pumpen, jedoch ist der natürliche Zufluss groß genug, sodass er täglich komplett entleert und wieder befüllt werden kann.

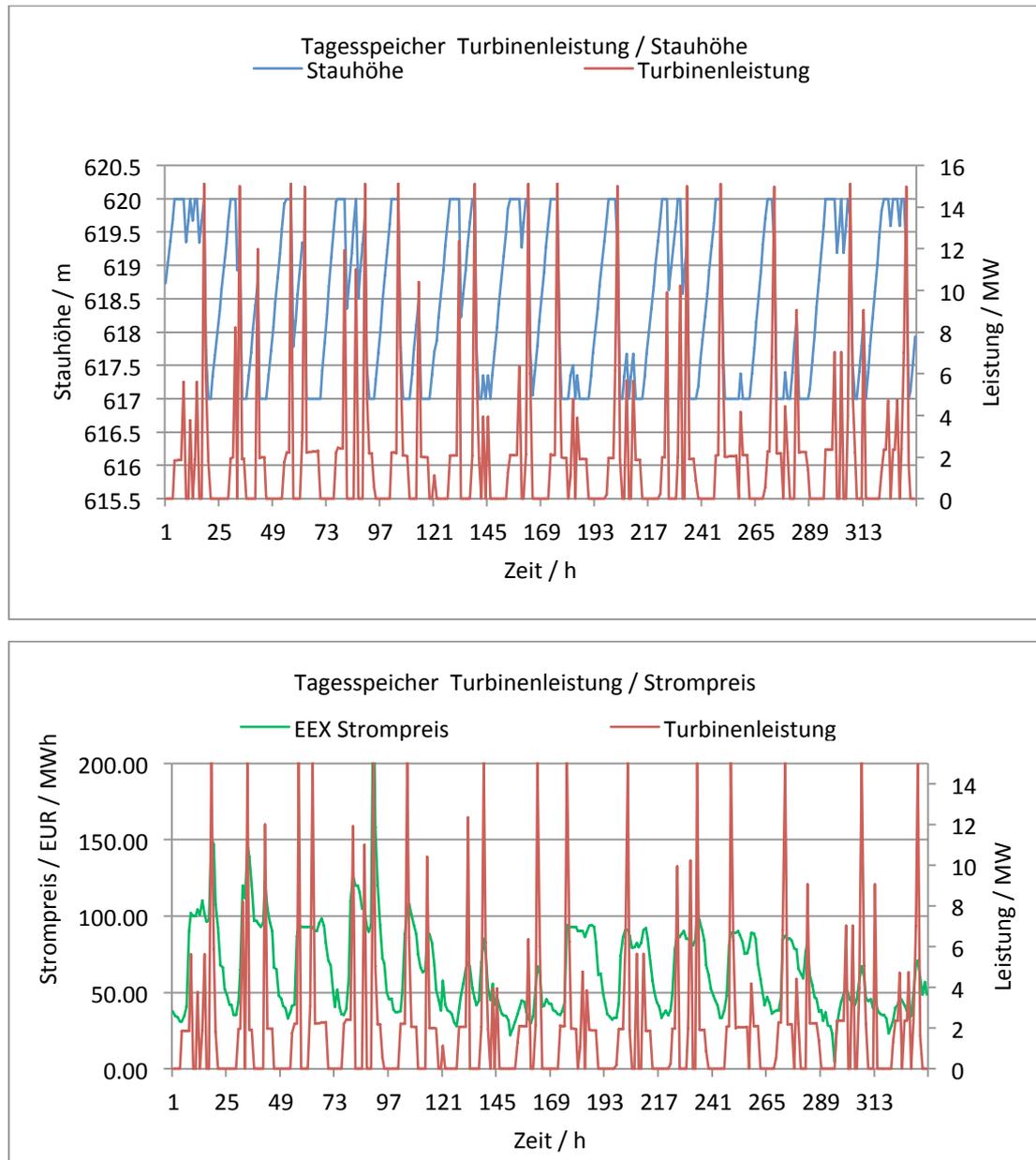


Abbildung 9-10: Bewirtschaftung eines Tagesspeichers in 2 Wochen im Jänner, beginnend mit Montag

¹² Der Name dieses Speichers darf aufgrund einer Geheimhaltungsverpflichtung nicht genannt werden.

10. Lastszenario 2050 - 90% Dekarbonisierung

10.1 Annahmen

Während im vorherigen Szenario der optimale Kraftwerkseinsatz nach gegebenem Strompreis ermittelt wurde, wird hier basierend auf den resultierenden Kosten des Gesamtsystems inklusive der Wärmebereitstellung für die Fernwärmenetze ein neuer Strompreis simuliert. Diese Kosten beinhalten die Investitionskosten für einen komplett neu errichteten Kraftwerkspark als auch die variablen Kosten der thermischen Kraftwerke. Die Wasserkraftwerke werden wie im Referenzszenario als gegeben angenommen, jedoch ist ein Ausbau zu den in Kapitel 8.6 beschriebenen Kosten möglich.

Als Vorgabe gilt eine Dekarbonisierung des Stromsystems von 90 % zu erreichen. Während 2011 für Österreich und Deutschland das Stromsystem im Schnitt 518 g CO₂ / kWh Strom für den Endverbrauch verursacht hat, werden diese Emissionen um 90 % reduziert, um für das simulierte Jahr 2050 einen Ausstoß von 51,8 g CO₂ / kWh elektrische Energie zu erreichen.

10.2 Resultate Stromerzeugung

Die Windstromerzeugung ist mit über 60 % Anteil an der Erzeugung die wichtigste Technologie im Stromsystem. PV macht nur 10 % der erzeugten Energie aus, da es mit der hohen Auslastung der Windkraftwerke kaum mithalten kann.

Bei den nicht erneuerbaren Technologien konnten sich nur Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD) sowie die einfache Gasturbine durchsetzen, wobei diese mit einer Auslastung von 2 % hauptsächlich als Backup dient.

Technologie	TWh	% der Erz	GW	Auslastung
Wind Festland	474.7	55	200.0	0.27
Wind Offshore	49.5	6	11.5	0.49
PV	89.5	10	104.7	0.10
Laufwasser	41.5	5	7.6	0.62
Speicher Netto	13.3	2	24.7	0.21
Biomasse	43.8	5	8.4	0.60
Biogas	33.7	4	5.8	0.67
Bio-Müll	6.1	1	1.0	0.73
GuD	113.5	13	114.4	0.11
Gas-Turbine	1.2	0.1	64.6	0.002
Summe	866.77	100	542.57	
Stromheizung	-88.21	10	76.45	0.13
Bedarf	-748.92			
Überproduktion	29.64			

Tabelle 10-1: Stromerzeugung nach Technologie

Bei den Speichertechnologien haben sich nur die Pumpspeicher bewähren können. Als Kompensation zu Spitzenzeiten haben mit einer Auslastung von 10 % die Stromspeicher eine bedeutende Rolle in der Wärmeerzeugung, wofür die geringen Investitionskosten ausschlaggebend waren. Andere Speichertechnologien wie Druckluftspeicher oder P2G haben sich nicht rentiert.

Die Turbinenleistungen der Speicher wurden um zwei Drittel auf 25 GW erhöht sowie die Pumpleistung auf 20 GW verdoppelt. Die in Tabelle 10-1 angeführte Technologie „Speicher Netto“ ist die Differenz zwischen verbrauchter bzw.

gewonnener Turbinen- und Pumpenergie und beinhaltet die Energiegewinnung durch die natürlichen Zuflüsse der Speicher sowie die Verluste bei der Speicherung.

Speicher	TWh	GW	Auslastung
Turbinen Bestand		14.5	
Turbinen Neubau		10.1	
Turbinen Summe	45.18	24.65	0.21
Pumpen Bestand		9.7	
Pumpen Neubau		10.1	
Pumpen Summe	31.84	19.83	0.18
Differenz	13.34		

Tabelle 10-2: Nettoerzeugung- und Verbrauch der Speicher und Pumpspeicherkraftwerke

Stromerzeugung Winter

Beim Vergleich der Stromerzeugung in Abbildung 10-1 mit den Stromkosten in Abbildung 10-2 sieht man wie stark die Gaskraftwerke den Strompreis beeinflussen. Die Bio-Technologien haben die Rolle der Grundlastkraftwerke eingenommen.

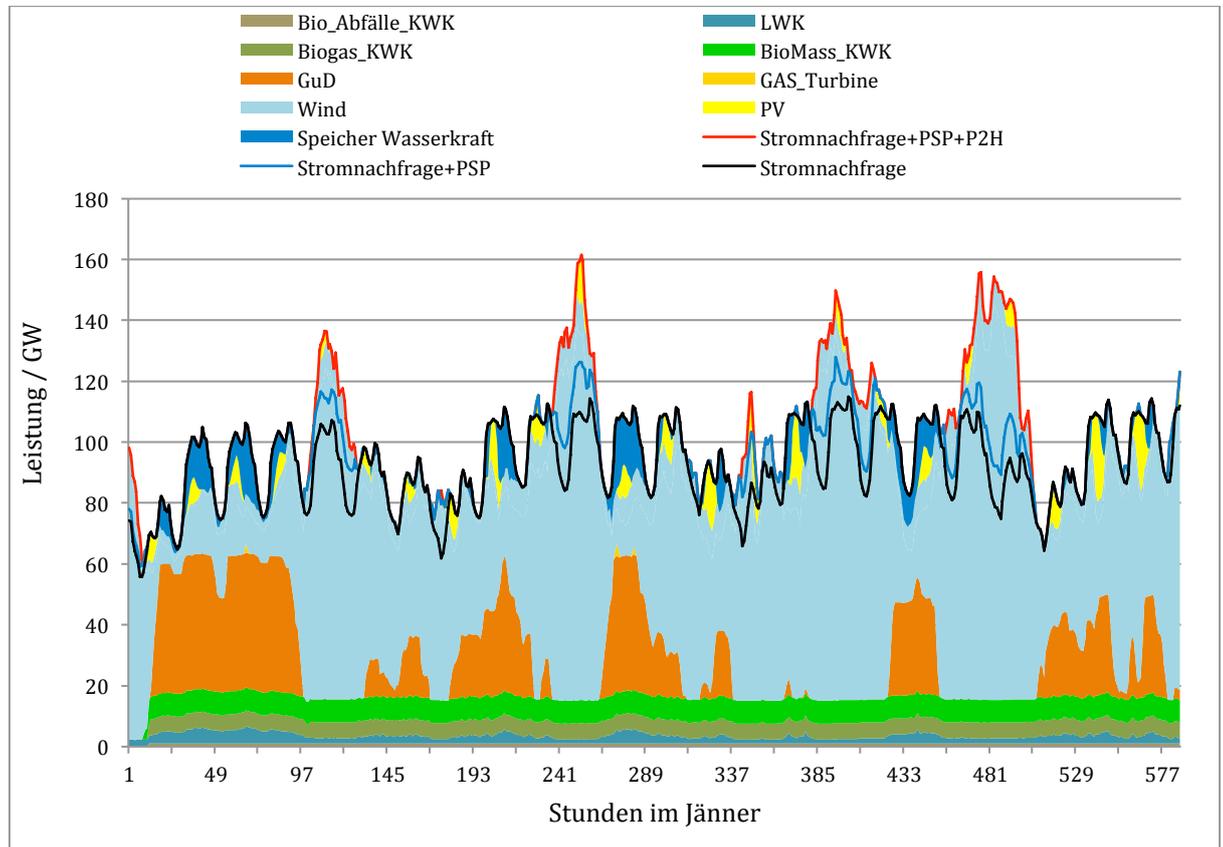


Abbildung 10-1: Stromerzeugung nach Energieträger 90%-Szenario Winter

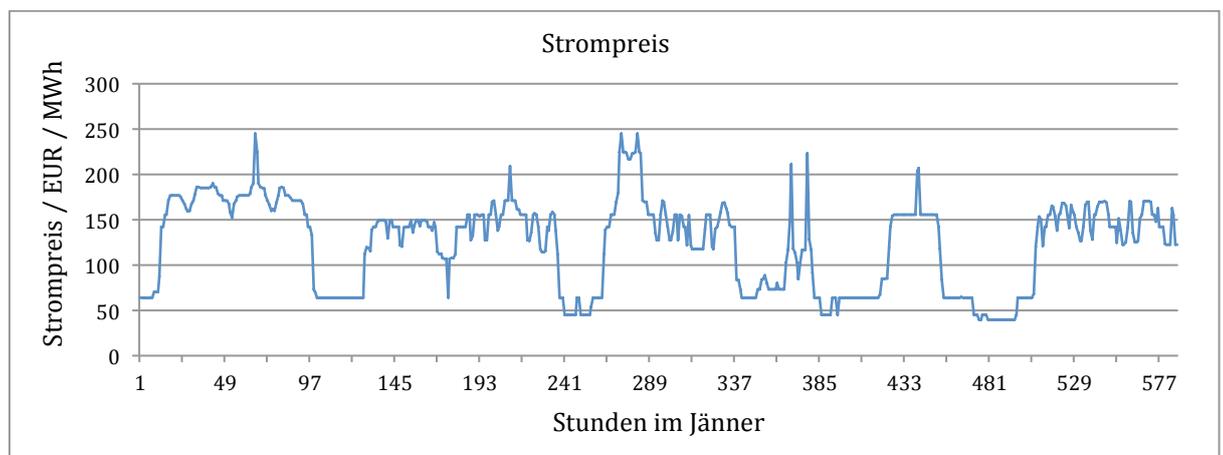


Abbildung 10-2: Strompreis 90%-Szenario Winter

Stromerzeugung Sommer

Durch die starke PV-Einspeisung im Sommer sowie der geringeren Wärmenachfrage werden die Wärmekraftwerke sehr flexibel geregelt. In Abbildung 10-3 ist sehr gut sichtbar, wie die Spitzenlast um die Mittagszeit durch die Photovoltaikanlagen abgedeckt wird.

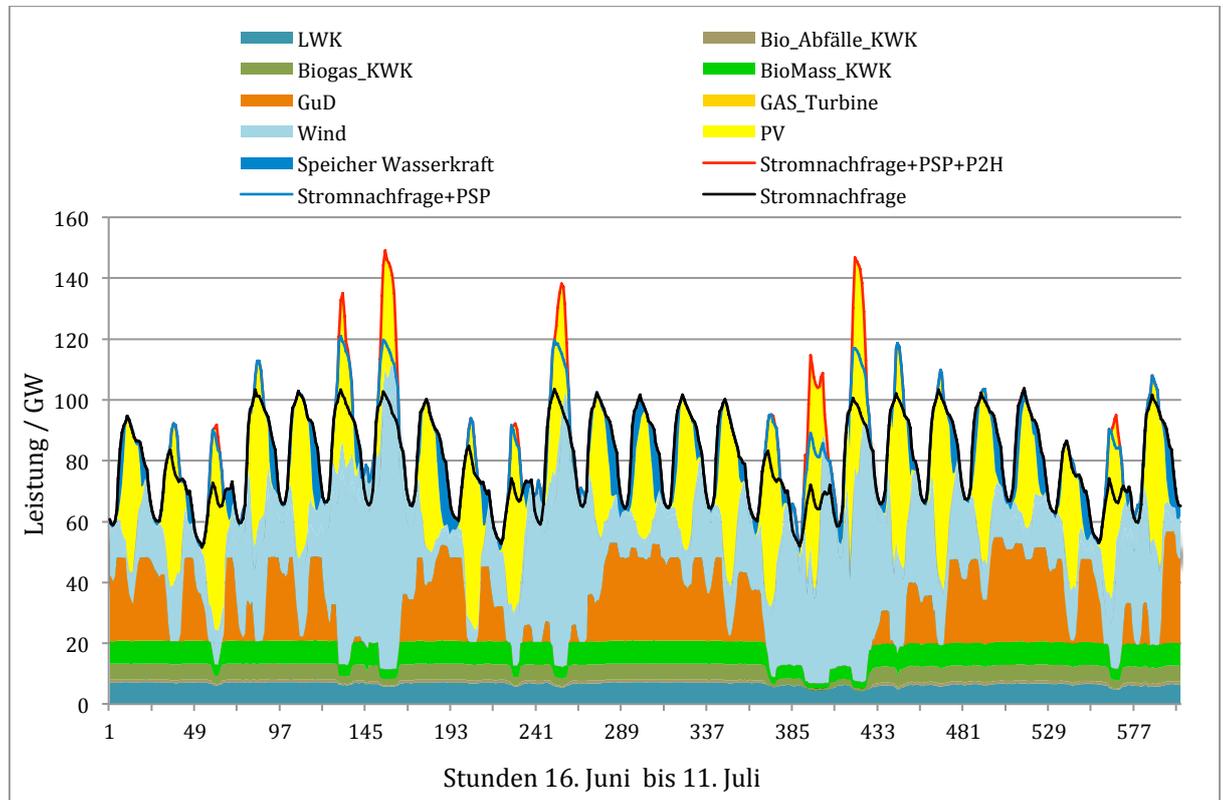


Abbildung 10-3: Stromerzeugung nach Energieträger 90%-Szenario Sommer

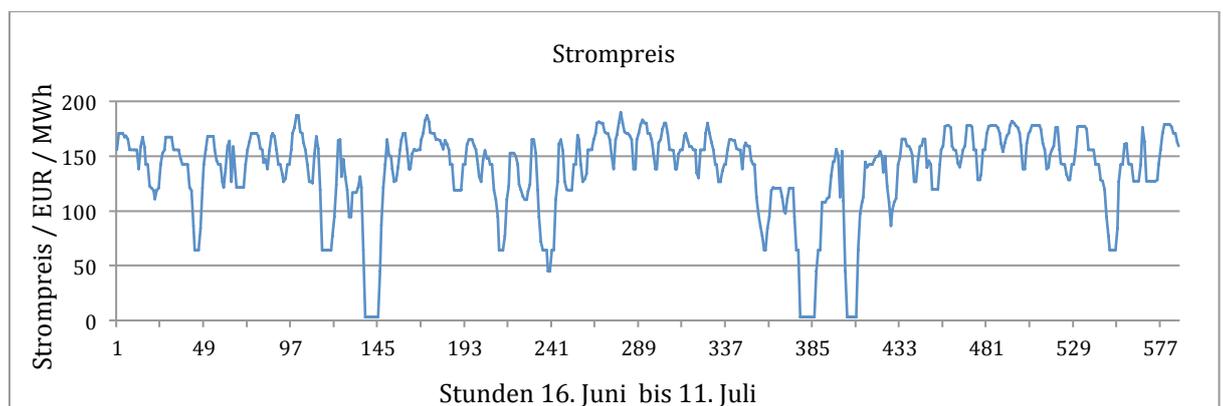


Abbildung 10-4: Strompreis 90%-Szenario Sommer

Aufgrund der hohen installierten Kapazitäten an Windkraft zeigt sich eine starke Abhängigkeit des Strompreises eben von dieser Technologie. Zu Zeitpunkten hoher Windkrafterzeugung wird der Stromgestehungspreis stark reduziert. Im Mittel auf 7 Tage verhält sich der Strompreis indirekt proportional zur Windstromerzeugung. In den Sommermonaten bei geringer Windkrafterzeugung bleibt der Strompreis hoch. Die erhöhte Solarstromerzeugung fällt aufgrund der geringen installierten Kapazitäten nur gering ins Gewicht. Zur übersichtlicheren Darstellung wurde hier wieder der gleitende Mittelwert über 7 Tage gebildet.

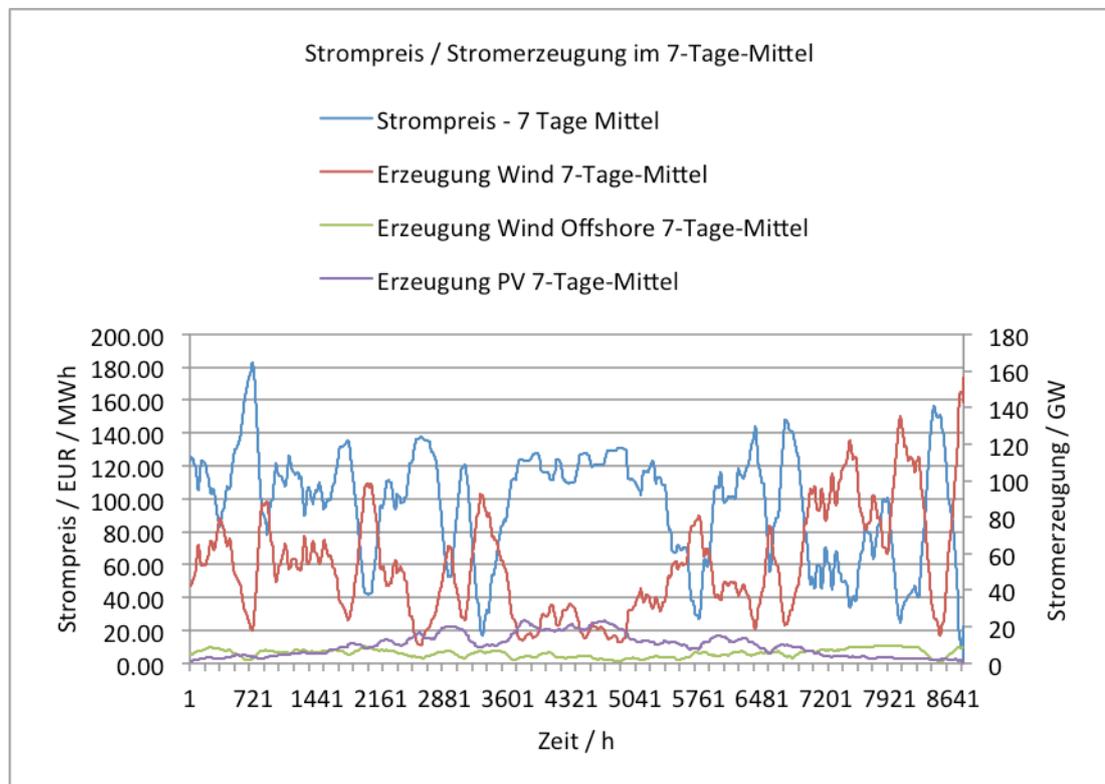


Abbildung 10-5: Strompreis / Stromerzeugung in einem Jahr, alle Werte sind 7-Tages-Mittelwerte

Bei Betrachtung der stündlichen Erzeugungsverläufe wird sichtbar, wie eine hohe PV-Erzeugung im Sommer den Strompreis zu Mittag beeinträchtigt. Die Kapazitäten an installierten Photovoltaikanlagen sind trotzdem zu gering, um eine Versorgung nur durch diese Technologie zu erreichen. Die anderen erneuerbaren Technologien können den Bedarf ebenfalls nicht decken, was zu einem hohen Strompreis durch den Einsatz der konventionellen Kraftwerke führt.

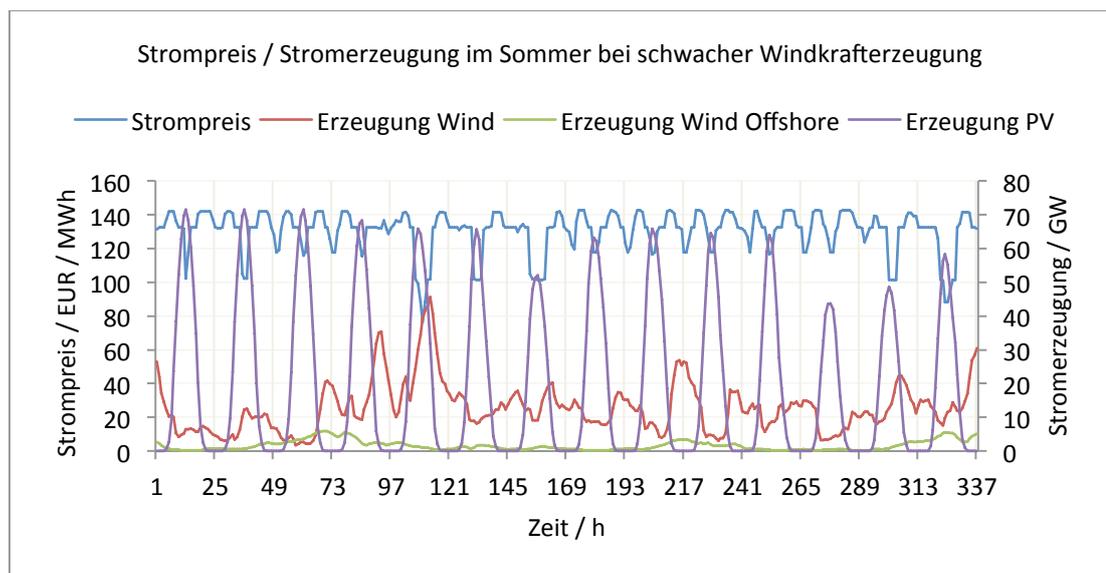


Abbildung 10-6: Strompreis / Stromerzeugung im Sommer bei schwacher Windkraftherzeugung - Ausschnitt über 2 Wochen, beginnend mit Montag

Eine hohe Windkraftherzeugung führt zu einer starken Senkung des Strompreises. In der folgenden Abbildung wird sichtbar, wie ein Einbruch in der Windkraftherzeugung an einem Wochenende (Stunden 121-168) trotz geringerer Nachfrage zu einem höheren Strompreis als unter der Woche führt.

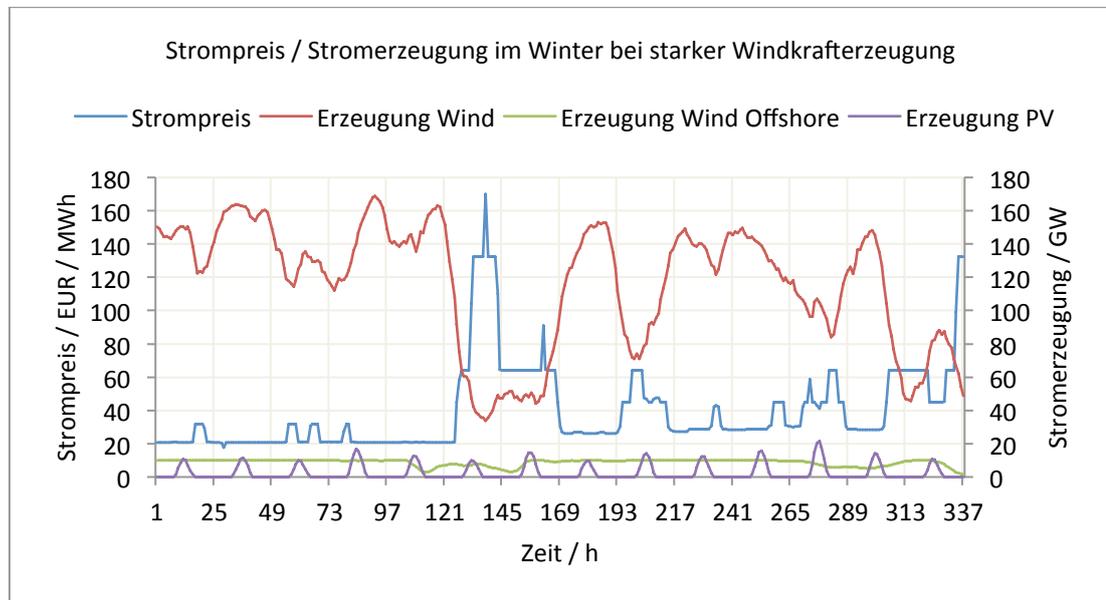


Abbildung 10-7: Strompreis / Stromerzeugung im Winter bei starker Windkraftherzeugung - Ausschnitt über 2 Wochen, beginnend mit Montag

10.3 Wärmeerzeugung und Wärmespeicherung

Bei der Wärmeerzeugung und Speicherung wird im Modell zwischen Fernwärme und dezentraler Versorgung unterschieden. Aufgrund der Eigenschaft, dass bei der Stromerzeugung durch Gas- und Dampfkraftwerke die Abwärme zur Fernwärmeversorgung genutzt werden kann, wird z.B. in Deutschland diese Wärmeversorgungsform massiv gefördert. Die dezentrale Versorgung ist im Modell durch Gas und Biomasse implementiert sowie einer zusätzlichen Stromheizung, um eine gesteuerte Last im Stromsystem zu ermöglichen. Zum Zeitpunkt dieser Arbeit waren Wärmepumpen im Modell noch nicht implementiert, was dazu führt, dass 88 GWh in Stromheizungen verbraucht werden. In Summe werden Wärmespeicher für 730 GWh thermische Energie in Form von zentralen Heißwasserspeichern errichtet.

10.4 Bewirtschaftung der Wasserkraftspeicher

10.4.1 Jahres-Pumpspeicher am Beispiel Kaprun

Der Gesamtenergieinhalt des Speichersystems Kaprun ist abhängig vom natürlichen Zufluss sowie dem Betrieb vom Kraftwerk Kaprun Hauptstufe. Im Gegensatz zum Referenzszenario wird hier keine Jahresspeicherung vorgenommen. Der Gesamtenergieinhalt wird auf einem Niveau gehalten, bei welchem der Pumpspeicherbetrieb trotz Ausbaus uneingeschränkt möglich ist. Der übers Jahr betrachtete Turbineneinsatz vom Kraftwerk Kaprun Hauptstufe richtet sich demnach hauptsächlich nach dem natürlichen Zufluss sowie nach einigen Strompreisspitzen.

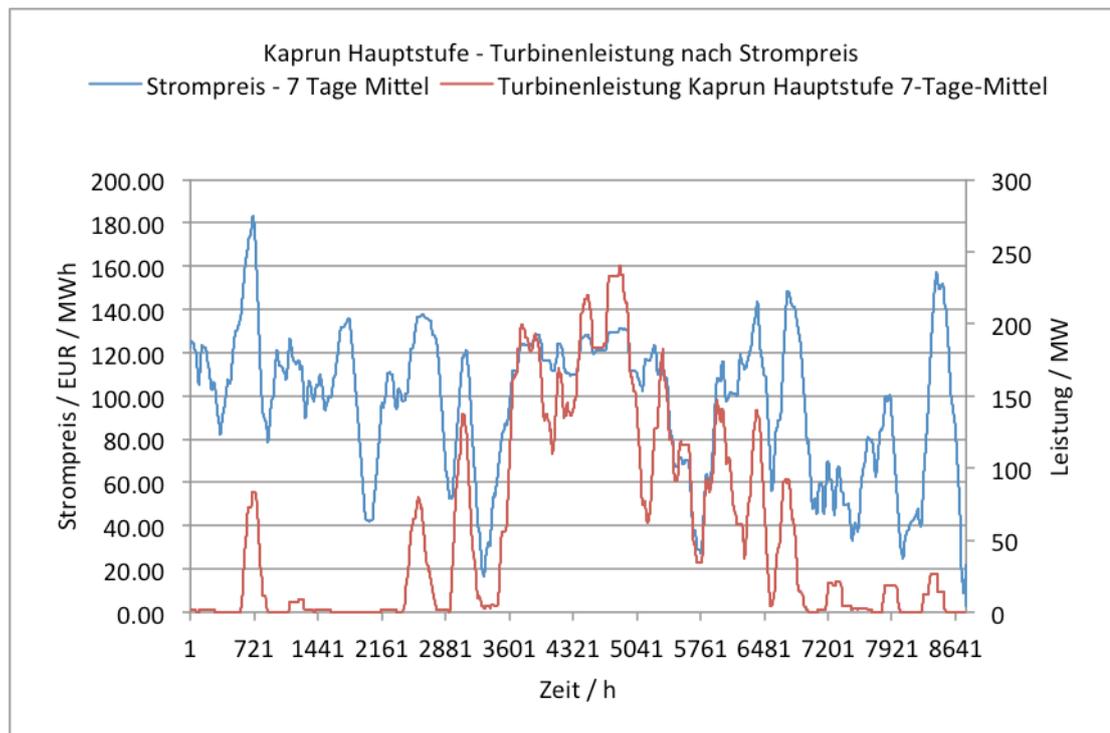


Abbildung 10-8: Turbinenbetrieb des Kraftwerks Kaprun Hauptstufe im Vergleich zum Strompreis in einem Jahr

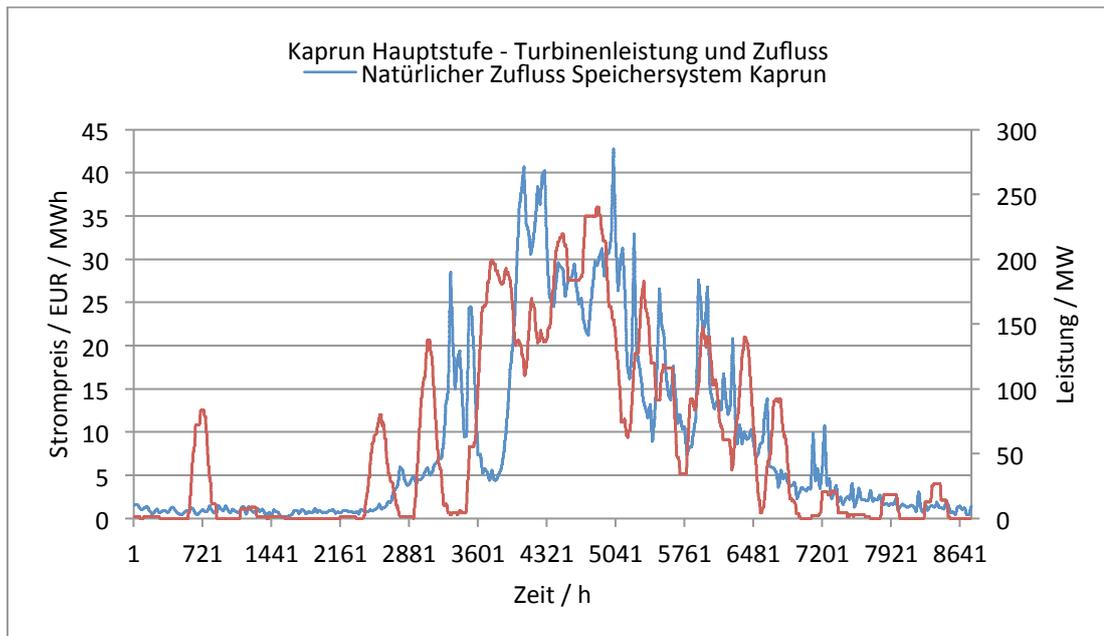


Abbildung 10-9: Turbinenbetrieb des Kraftwerks Kaprun Hauptstufe im Vergleich mit dem natürlichen Zufluss in einem Jahr

Zu Zeitpunkten des Turbineneinsatzes der Hauptstufe wird das Speichersystem entladen und der Speicherinhalt sinkt. Die natürlichen Zuflüsse bewirken wieder ein Anheben des Speicherstandes.

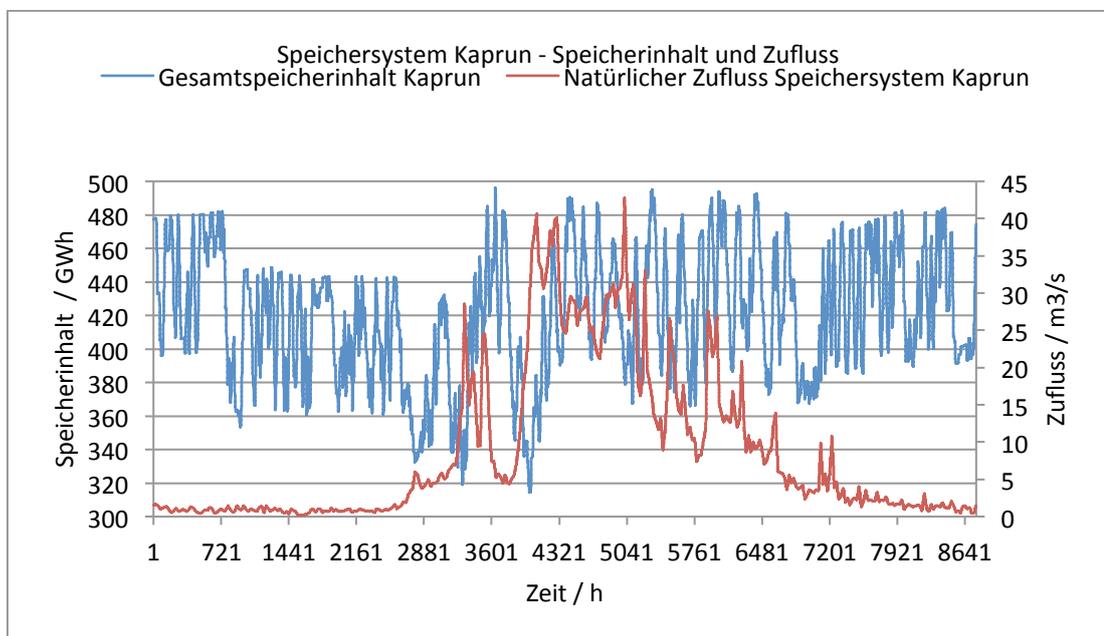


Abbildung 10-10: Gesamtenergieinhalt des Speichersystems Kaprun im Vergleich mit dem natürlichen Zufluss in einem Jahr

Das Kraftwerk Kaprun Oberstufe wird so betrieben, dass beinahe übers ganze Jahr hinweg der Pumpspeicherbetrieb uneingeschränkt möglich ist. Im Gegensatz zum Referenzszenario wird das Kraftwerk eher wie ein Tages- bzw. Wochenspeicher eingesetzt und teilweise innerhalb eines Tages komplett entladen. Der Einsatz der Turbinen und Pumpen ist wie im Referenzszenario stark an den Strompreis gebunden, jedoch verschwindet aufgrund des neuen Strompreises die übliche Tag- und Nachtbewirtschaftung.

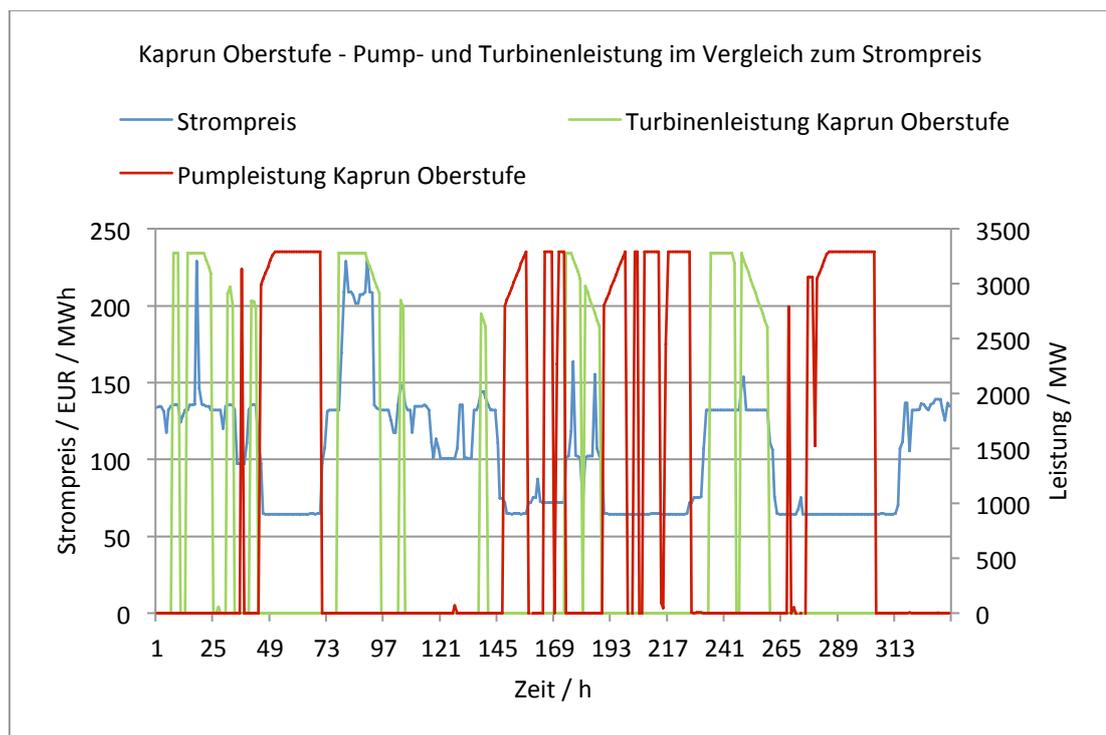


Abbildung 10-11: Einsatz des Kraftwerks Kaprun Oberstufe in 2 Wochen im Jänner

Der Energieinhalt des Stausees ist im Gegensatz zum Referenzszenario nicht als Jahresspeicher ausgelegt. Auch bei Betrachtung eines Mittelwertes des Energieinhaltes über 7 Tage lässt sich keine Sommer-Winter-Verlagerung feststellen.

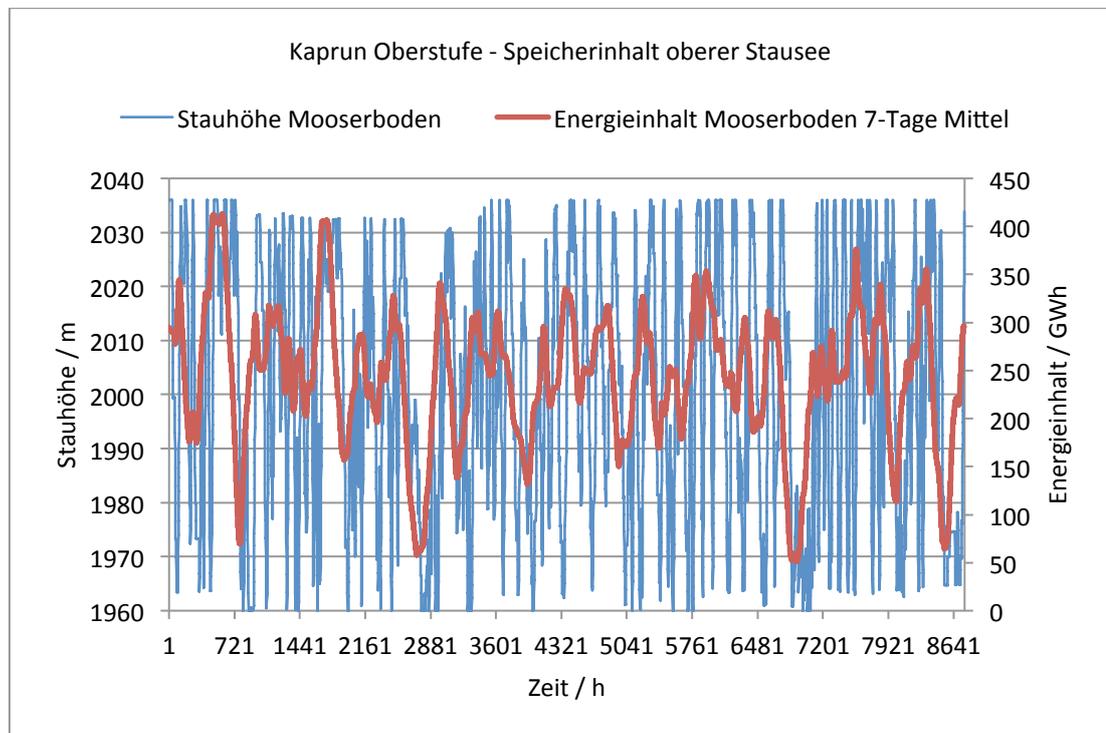


Abbildung 10-12: Stauhöhe und Energieinhalt Stausee Mooserboden im Jahresverlauf

In der nachfolgenden Grafik wird verdeutlicht wie der Stausee Mooserboden zu Zeiten eines niedrigen Strompreises innerhalb eines Tages komplett gefüllt wird und während eines hohen Strompreises wieder entladen wird. Der tägliche Einsatz ist nicht mehr an den Tag-Nacht-Gradienten des Strompreises wie beim Referenzlauf gebunden.

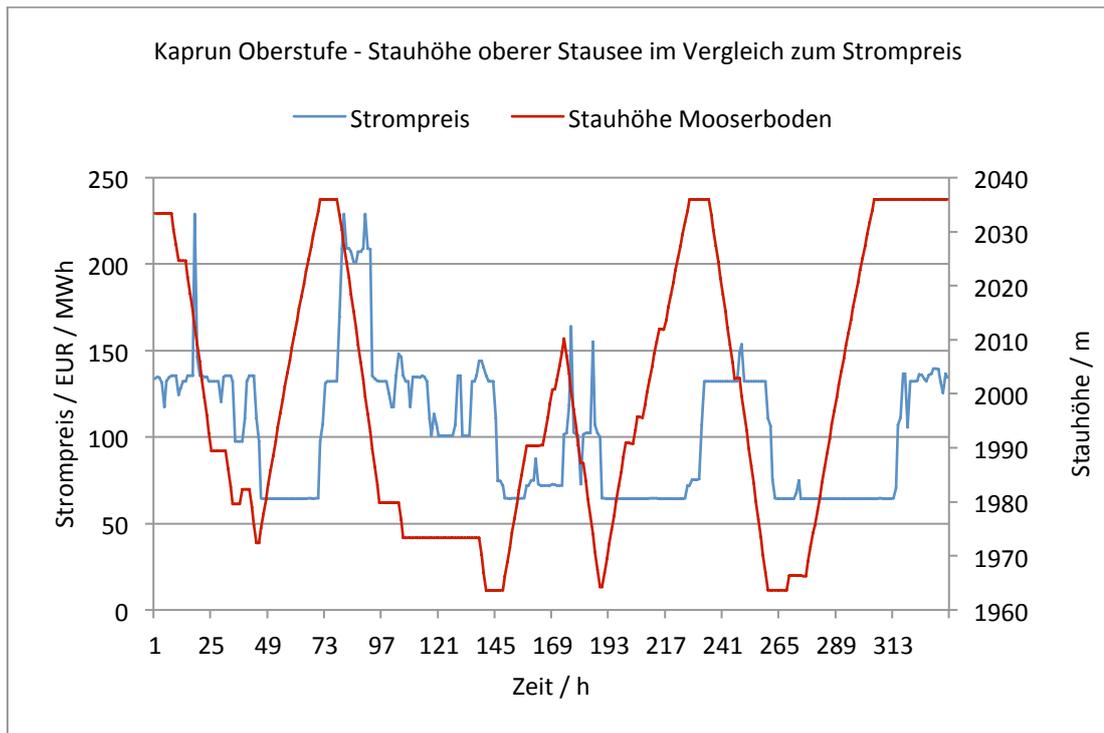


Abbildung 10-13: Stauhöhe des Stausees Mooserboden und der Strompreis in 2 Wochen im Jänner

10.4.2 Wochenpumpspeicher

Der Wochenpumpspeicher verändert seine typische Lade- und Entladekurve im Vergleich zum Referenzszenario. Aufgrund des massiven Leistungsausbaus um 53 MW bei vorhandenen Turbinen und Pumpleistungen von 19 MW bzw. 13 MW kann er innerhalb eines Tages be- und entladen werden. Betrug die Entladezeit ohne Ausbau mehr als 33 Stunden, so ist dies nun innerhalb von fast 10 Stunden möglich. Bei Vergleich der beiden folgenden Grafiken wird ersichtlich, dass bei einem Windkraftüberschuss der Speicher vollgeladen wird.

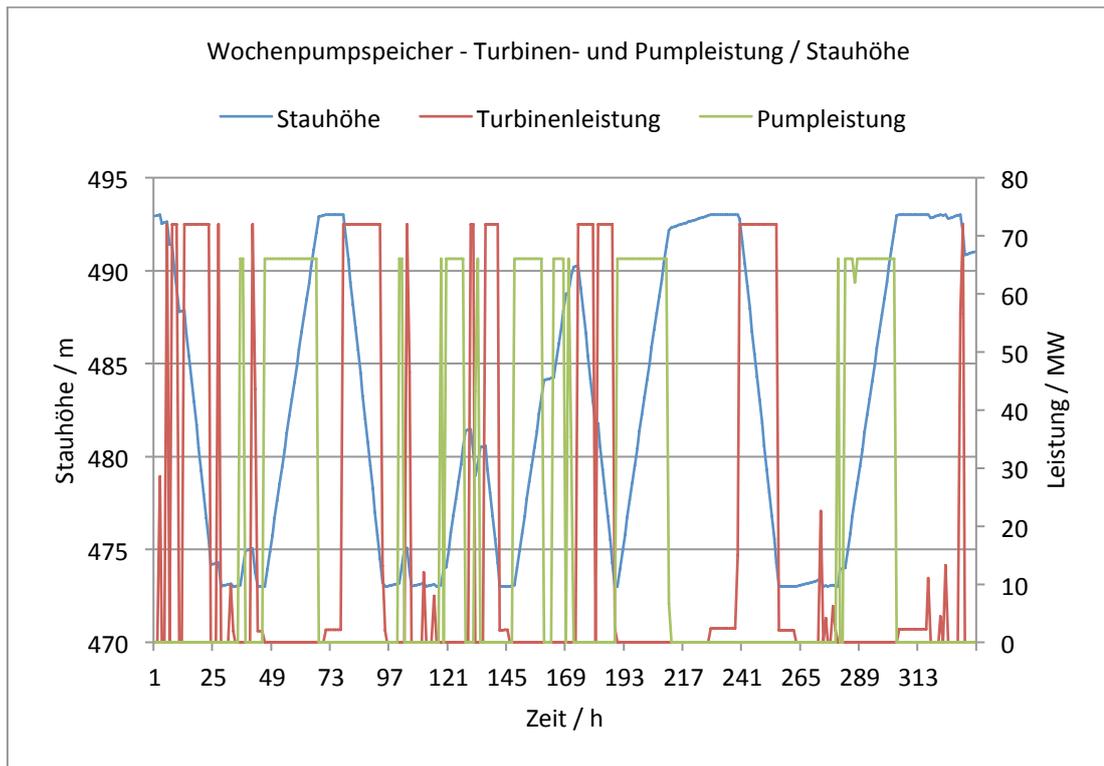


Abbildung 10-14: Stauhöhe sowie Turbinen- und Pumpeinsatz eines Wochenpumpspeichers in 2 Wochen im Jänner

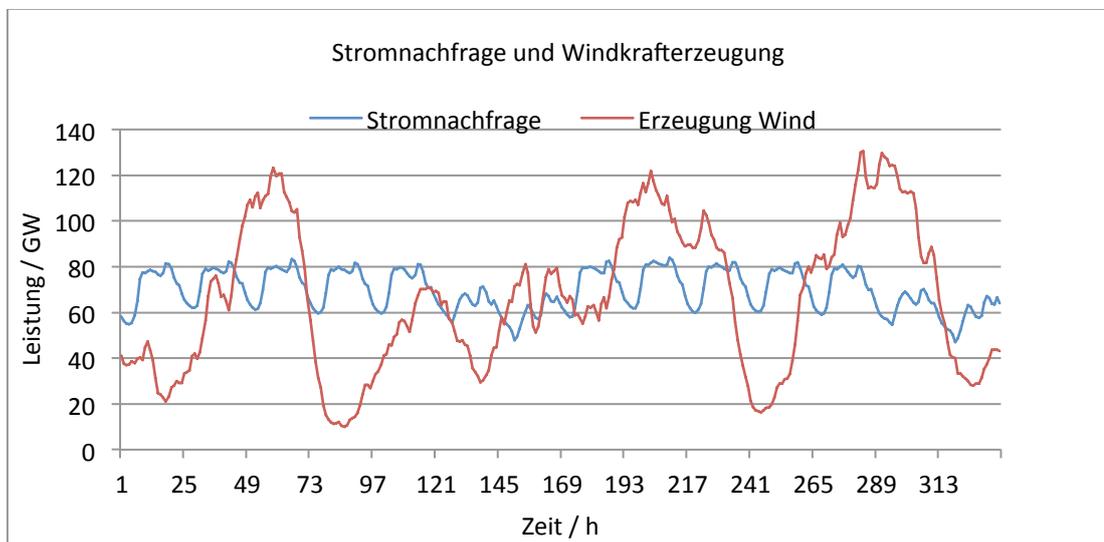


Abbildung 10-15: Stromnachfrage und Windkraftherzeugung in 2 Wochen im Jänner

10.4.3 Tagesspeicher

Während der Tagesspeicher im Referenzszenario zur Abdeckung der Verbrauchspitzen diente, wird er in diesem Szenario auch häufig zu Off-Peak Zeiten eingesetzt. Der Zeitpunkt des Betriebs der Turbinen verändert sich im Vergleich zum Referenzlauf, jedoch bleibt der ebenso kurzzeitige Einsatz zu Versorgungsengpässen gleich.

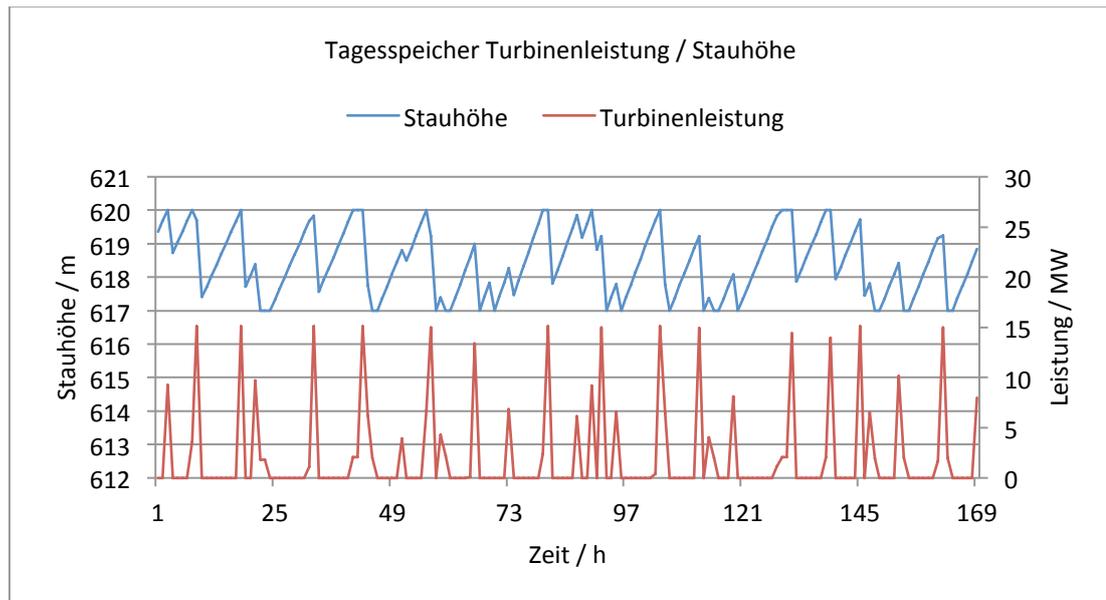


Abbildung 10-16: Stauhöhe sowie Turbineneinsatz eines Tagesspeichers in 2 Wochen im Jänner

10.5 Ausbau der Pumpspeicher

Der Pumpspeicherausbau ist in diesem Szenario nicht beschränkt, dennoch gibt es erhebliche Einschränkungen des Ausbaus, wenn die Speicher nicht über das notwendige Volumen, insbesondere bei den unterliegenden Staubecken, verfügen. Ist das untere Staubecken zu klein, so ist ein Ausbau dennoch sinnvoll, wenn es sich bei dem unteren Reservoir z.B. um einen Fluss mit einem großen Durchfluss handelt und somit permanent genügend Wasser für den Pumpbetrieb vorhanden ist.

Von den 45 implementierten Pumpspeicherkraftwerken wurden 26 nicht ausgebaut. Hiervon handelt es sich in 4 Fällen um Jahrespumpspeicher, die

aufgrund eines nicht genügend großen unteren Staubeckens bereits am Limit des Pumpbetriebes arbeiten. Die restlichen sind Tagespumpspeicher, welche das Volumen bzw. den Zufluss der Staubecken im Tagesbetrieb bereits voll ausnützen.

Insgesamt werden 19 Pumpspeicherkraftwerke in Summe um 9830 MW ausgebaut, was bei einer vorhandenen Pumpleistung dieser Kraftwerke von 1950 MW eine Verfünfachung bedeutet. Zusätzlich werden drei Jahresspeicher mit Pumpen mit einer Leistung von 24 MW versehen. Die gesamte Pumpleistung der implementierten Kraftwerke für Österreich und Deutschland wird von 9590 MW um 9860 MW mehr als verdoppelt.

Unter den implementierten Kraftwerken findet der höchste Ausbau bei den Kraftwerken der Schluchsee-Gruppe statt. Hier wird die Pumpleistung von 324 MW um 4571 MW erhöht. Das Besondere an diesem Ausbau ist, dass als unteres Reservoir der Staubecken des Laufwasserkraftwerks Albbbruck-Dogern am Rhein verwendet wird und somit der Zufluss ausreichend ist, um solch einen Pumpbetrieb zu ermöglichen.

Mit 3164 MW findet der zweithöchste Ausbau bei dem Kraftwerk Kaprun Oberstufe statt. Die Pumpleistung wird von 130 MW auf 3294 MW erhöht. Hier gilt zu erwähnen, dass das Kraftwerk Kaprun Oberstufe bereits 2011 mit der Erweiterung von Limberg II um 480 MW ausgebaut wurde. Dies wurde bei diesem Szenariolauf nicht berücksichtigt, da sich sonst eine Verzerrung zum Referenzlauf des Jahres 2006 ergeben hätte.

Hier ist der Ausbau sinnvoll, da der obere und untere Speicher ein ähnliches Volumen von 85 bzw. 81 Mio. m³ haben und somit beinahe als abgeschlossenes System fungieren können.

Ebenfalls wurde im Referenzszenario die Kapazität der Stauseen eher zur langfristigen Jahresspeicherung und nur gering zur Tagesspeicherung ausgenutzt, was sich in diesem Szenario grundlegend ändert.

11. Zusammenfassung

Durch die Vorgabe, den CO₂ Ausstoß im Stromsystem um 90 % zu verringern, ergibt sich ein völlig neuer Energieerzeugungsmix. Kohlekraftwerke werden aufgrund ihres hohen CO₂-Ausstoßes nicht verwendet. Durch das gemeinsame Simulieren der Wärme- und Stromerzeugung setzen sich GuD-Kraftwerke als fossile Strom- und Wärmeerzeugungsform durch und sind die dominierende Technologie, welche bei schwacher Erzeugung aus erneuerbaren Quellen die Lücken füllt.

Die Windkraft ist mit einem Anteil von 61 % an der Stromerzeugung der dominanteste Stromerzeugungstyp. Dadurch richtet sich die Bewirtschaftung aller Kraftwerke besonders nach der Windkraftherzeugung.

Im Vergleich zum Referenzszenario verändert sich der Fahrplan für Pumpspeicherkraftwerke völlig. Die Jahresspeicherung fällt fast völlig weg. Es gibt kaum mehr Tag- und Nachtbewirtschaftung sondern die Speicherung der Windkraft sowie die Abdeckung des Strombedarfes zu Zeiten schwacher Windstromerzeugung bestimmen den Fahrplan.

Bei der Simulation des Lastszenarios 2050 – 90% Dekarbonisierung ergibt sich in etwa eine Verdopplung des Strompreises. Dadurch, dass bei der Simulation Subventionen und Abgaben nicht berücksichtigt wurden, konnte ein optimierter Kraftwerkspark simuliert werden, um die Kosten für das Gesamtsystem so gering wie möglich zu halten. Es gilt jedoch zu erwähnen, dass der nötige Netzausbau zu dem Zeitpunkt der Simulation nicht berücksichtigt wurde.

Der Pumpspeicherausbau ist sinnvoll und ergibt für Österreich und Deutschland eine Verdopplung der Pumpleistung um 9860 MW auf 19459 MW. Hier wurde

versucht, die meisten Pumpspeicher zu berücksichtigen, die Gesamtleistung kann jedoch von den tatsächlich installierten Leistungen abweichen.

Der Ausbau bezieht sich jedoch nur auf einen reinen Pump- und Turbinenleistungsausbau und nicht auf den Ausbau der Speicherbecken selbst. Viele der vorhandenen Pumpspeicher bestehen aus künstlichen Becken, jedoch sind hierfür die Kosten sowie die räumlichen Möglichkeiten nur sehr schwer abzuschätzen.

Literaturverzeichnis

[DWD13] DWD, 2013; Verfügbar am 02.04.2013 unter: <http://www.dwd.de>

[ECO11] E-Control, 2013; Verfügbar am 04.05.2013 unter:
<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/e-control-statistikbroschuere-2011.pdf>

[ECO12] E-Contol, 2012; Verfügbar am 30.10.2012 unter:
<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom>

[ECO13] E-Control, 2013; Verfügbar am 04.05.2013 unter:
<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/>

[EEGWUK10] EEG (Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie) , 2010; Verfügbar am 02.04.2012 unter: <http://eeg.tuwien.ac.at/wuk>

[EEG10] EEG (Autres100), 2010; Verfügbar am 01.03.2012 unter:
<http://www.eeg.tuwien.ac.at/AutRES100>

[EEG13] EEG (Institutsinterne Datenbank), 2013

[EEX13] Europäische Strombörse, Marktgebiet Deutschland/Österreich
<http://www.eex.com>

[EGSC08] EG Science, 2008 nach UNFCCC, 2010; Verfügbar am 07.09.2013 unter:
http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/future/docs/brochure_2c_en.pdf

[ENT13] Entso-E (adaptiert), 2012; Verfügbar am 02.04.2012 unter:
<https://www.entsoe.eu>

[EUR09] EU (Europäische Richtlinie 2009/28/EG); Verfügbar am 02.04.2013 unter:
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:de:PDF>

[GOEKW13] Eigene Kartendarstellung aus Google Earth; Quelle: Google GeoBasis-DE/BKG, 2009; GeoContent, 2013; Google, 2013; Cnes/Spot Image, 2013

[KY097] UNFCCC (Kyotoprotokoll), 1997; Verfügbar am 07.09.2013 unter: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php

[NREAP10] European Environment Agency (National Renewable Energy Action Plan), 2010; Verfügbar am 02.04.2012 unter: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/national-renewable-energy-action-plan>

[NTUA11] National Technical Univeristy of Athens (Primes Reference Scenario); Weitere Informationen verfügbar am 02.04.2013 unter: <http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/>

[OEE13] Österreichs Energie, 2013; Verfügbar am 04.05.2013 unter: <http://oesterreichsenergie.at/Liberalisierung.html>

[OEKG12] Bundeskanzleramt (Ökostromgesetz 2012); Verfügbar am 07.09.2013 unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/news/themen-archiv/oeko-energie-news/oekostromgesetz-2012>

[SPI06] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/energienot-stromboerse-meldet-drastischen-preisanstieg-a-428697.html> vom 18.09.2013 Spiegel Online

[UBA11] Umweltbundesamt (Klimaschutzbericht), 2011; Verfügbar am 07.09.2013 unter: www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0334.pdf

[UBA12] Umweltbundesamt, 2012; Verfügbar am 02.04.2013 unter: <http://www.umweltbundesamt.at/>

[UNF10] UNFCCC, 2010; Verfügbar am 07.09.2013 unter: http://unfccc.int/meetings/cancun_nov_2010/meeting/6266.php

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Verlauf der österreichischen Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Kyoto-Ziel 1990-2009, Quelle: Umweltbundesamt [UBA12]	13
Abbildung 2-2: Anteil der Sektoren an den gesamten THG-Emissionen 2009 Quelle: Umweltbundesamt [UBA12]	14
Abbildung 2-3: Treibhausgas-Emissionen - Pfad zur Erreichung des 2°C-Ziels Quelle: Umweltbundesamt, 2011 nach EG Science,2008 [UBA11,EGSC08]	16
Abbildung 3-1: Effekt der deutschen PV Einspeisung auf den EXAA Spotmarktpreis.....	18
Abbildung 3-2: Typischer Strompreis und Nachfrage pro Woche (Mo. bis So.) 2006.....	19
Abbildung 3-3: EEX Spotmarktpreis und Strombedarf für Österreich und Deutschland 2006.....	20
Abbildung 5-1: Charakterisierung Pumpspeicherkraftwerk	29
Abbildung 5-2: HiREPS Wasserkraftmodell für Österreich und Deutschland; gelb: Laufwasserkraftwerke, rot: Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, blau: Speicherseen, Quelle: Google Earth [GOEKW13]	30
Abbildung 5-3: Hydrologisches Kraftwerksmodell für Kärnten und Osttirol – Schematische Darstellung. Rot: Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke; gelb: Laufwasserkraftwerke; blau: Speicherseen und Sammelbereiche; orange: Überleitungen zwischen zwei Seen; Pfeil vom Kraftwerk nach unten: Turbine; Pfeil vom Kraftwerk nach oben: Pumpe..	32
Abbildung 6-1: Validierung der simulierten Erzeugung mit der realen Solareinspeisung in Deutschland für eine Woche	34
Abbildung 6-2: Validierung der simulierten 12 Uhr Erzeugung mit der realen 12 Uhr Solareinspeisung in Deutschland. Die simulierte Erzeugung ist gewichtet mit der Installierten Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt.....	35

Abbildung 6-3: Variation der täglichen Solarstrahlung im Jahresverlauf. Tägliches mittleres Solareinstrahlungsprofil pro Monat, auf 1 normiert....	36
Abbildung 7-1: Leistungskurve einer Vestas V90 2.0 MW Windkraftanlage	39
Abbildung 7-2: Korrelationskoeffizient der tatsächlichen, stündlichen Einspeiseleistung über die Jahre 2007 bis 2011 und den simulierten Daten für eine Windkraftanlage, einen Windpark und mehrere Windparks in DE, AT und CZ.....	41
Abbildung 9-1: Gesamtenergieinhalt der Stauseen und Staubereiche sowie die Summe aller natürlicher Zuflüsse der Wasserkraftwerke im Jahresverlauf	49
Abbildung 9-2: Schematische Darstellung der Kraftwerksgruppe Kaprun. Rot: Kraftwerke bzw. Pumpwerke; blau: Speicherseen	51
Abbildung 9-3: Füllstand und Zufluss des Stausee Mooserbodens	52
Abbildung 9-4: Jahresbewirtschaftung des Kraftwerksystems Kaprun. Oberer Stausee Mooserboden und unterliegender Stausee Wasserfallboden. Energieinhalt bezogen auf Meereshöhe.....	52
Abbildung 9-5: Turbineneinsatz Kaprun Hauptstufe	53
Abbildung 9-6: Pump- und Turbineneinsatz Kaprun Oberstufe	53
Abbildung 9-7: Pump- und Turbineneinsatz nach dem EEX Strompreis - eine Woche im Jänner	54
Abbildung 9-8: Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers im Jahresverlauf	55
Abbildung 9-9: Bewirtschaftung eines Wochenpumpspeichers in 2 Wochen im Jänner, beginnend mit Montag.....	56
Abbildung 9-10: Bewirtschaftung eines Tagesspeichers in 2 Wochen im Jänner, beginnend mit Montag	57
Abbildung 10-1: Stromerzeugung nach Energieträger 90%-Szenario Winter....	61
Abbildung 10-2: Strompreis 90%-Szenario Winter	61
Abbildung 10-3: Stromerzeugung nach Energieträger 90%-Szenario Sommer.	62
Abbildung 10-4: Strompreis 90%-Szenario Sommer	62
Abbildung 10-5: Strompreis / Stromerzeugung in einem Jahr, alle Werte sind 7- Tages-Mittelwerte	63

Abbildung 10-6: Strompreis / Stromerzeugung im Sommer bei schwacher Windkraftherzeugung - Ausschnitt über 2 Wochen, beginnend mit Montag	64
Abbildung 10-7: Strompreis / Stromerzeugung im Winter bei starker Windkraftherzeugung - Ausschnitt über 2 Wochen, beginnend mit Montag	65
Abbildung 10-8: Turbinenbetrieb des Kraftwerks Kaprun Hauptstufe im Vergleich zum Strompreis in einem Jahr.....	66
Abbildung 10-9: Turbinenbetrieb des Kraftwerks Kaprun Hauptstufe im Vergleich mit dem natürlichen Zufluss in einem Jahr	67
Abbildung 10-10: Gesamtenergieinhalt des Speichersystems Kaprun im Vergleich mit dem natürlichen Zufluss in einem Jahr	67
Abbildung 10-11: Einsatz des Kraftwerks Kaprun Oberstufe in 2 Wochen im Jänner.....	68
Abbildung 10-12: Stauhöhe und Energieinhalt Stausee Mooserboden im Jahresverlauf.....	69
Abbildung 10-13: Stauhöhe des Stausees Mooserboden und der Strompreis in 2 Wochen im Jänner	70
Abbildung 10-14: Stauhöhe sowie Turbinen- und Pumpeinsatz eines Wochenpumpspeichers in 2 Wochen im Jänner	71
Abbildung 10-15: Stromnachfrage und Windkraftherzeugung in 2 Wochen im Jänner.....	71
Abbildung 10-16: Stauhöhe sowie Turbineneinsatz eines Tagesspeichers in 2 Wochen im Jänner	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Brutto-Stromerzeugung 2010 und Kraftwerkspark zum 31.12.2010 [ECO11].....	21
Tabelle 3-2: Brutto-Stromverbrauch 2010 [ECO11].....	21
Tabelle 3-3: Physikalischer Stromtausch von Österreich mit Nachbarländern (auf eine Nachkommastelle TWh gerundet) [ECO11]	22
Tabelle 6-1: Validierung der simulierten Erzeugung mit realer Einspeisung	34
Tabelle 7-1: Vollaststunden und Korrelationskoeffizienten der Windkraftanlagen und den COSMO-EU Daten	40
Tabelle 7-2: Verhältnisse der mittleren Geschwindigkeiten von COSMO-EU mit den Messstationen	41
Tabelle 8-1: Entwicklungsdaten des Primes Reference Szenarios, [NTUA11]....	47
Tabelle 8-2: Technologiekosten 2050 [EEG13].....	48
Tabelle 10-1: Stromerzeugung nach Technologie	59
Tabelle 10-2: Nettoerzeugung- und Verbrauch der Speicher und Pumpspeicherkraftwerke	60