

KRAFTWERKSEINSATZOPTIMIERUNG DER SCHWEIZ

WASSERKRAFT ALS SCHLÜSSELELEMENT

MASTERARBEIT
VON
DANIEL HOCHWARTER
MATRIKEL-NUMMER 0725210

12. NOVEMBER 2013

BETREUER:
AO.UNIV.PROF. DIPL.-ING. DR.TECHN. GERHARD THEIL
PROJEKTASS. MAG.RER.NAT. DR.TECHN. GERHARD TOTSCHNIG

EINGEREICHT AN DER
TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN





TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

MASTERARBEIT

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre weiters an Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland (einer Beurteilerin/einem Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, 12. November 2013

A handwritten signature in blue ink that reads 'Daniel Hochwarter'.

Daniel Hochwarter

Kurzfassung

Steigende Brennstoffpreise, die offensichtlichen Klimaveränderungen sowie die Gefahren der Kernenergie führen zu einem neuen Umwelt- und Energiebewusstsein. Dabei spielen Erneuerbare Energien wie Windenergie und Photovoltaik eine wesentliche Rolle. Die Netzintegration der stark schwankenden und schlecht prognostizierbaren Elektrizitätserzeugung stellt jedoch die Energieunternehmen vor große Herausforderungen.

Zum Ausgleich der schlecht vorhersagbaren Elektrizitätsproduktion der Erneuerbaren Energien bedarf es neuer Konzepte und eines ausgeklügelten europaweiten Kraftwerkseinsatzes. Um die Bedingungen und die Auswirkungen eines erhöhten Anteils an erneuerbaren Energieträgern zu analysieren, wurde am Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien unter dem Projekttitel *AutRES100* das Optimierungsmodell *HiREPS* entwickelt.

Das Kraftwerkseinsatzoptimierungsprogramm erlaubt die Untersuchung verschiedenster Energieerzeugungen, eventueller Speicherausbaumöglichkeiten und der Energieübertragungsnetze. Für dieses stündlich auflösende Modell werden genaue Daten der einzelnen Kraftwerke und der zugehörigen Anlagen gesammelt und verarbeitet. Historische Wetterdaten und Energiepreise ermöglichen eine realitätsnahe Analyse bestehender Kraftwerksparks sowie die Untersuchung möglicher Zukunftsszenarien.

Diese Arbeit beschäftigt sich hauptsächlich mit der Einsatzoptimierung der Schweizer Wasserkraftwerke. Dabei wurden alle modellrelevanten technischen, hydrologischen und geografischen Daten der Kraftwerke und deren zugehörigen Gewässern ermittelt. Einer der Hauptpunkte war die genaue Nachbildung des Kraftwerkseinsatzes, zu dem hochauflösende Abflusszeitreihen der letzten Jahrzehnte implementiert wurden.

Umfangreiche Simulationen des Spotmarktpreises und eines speziellen Zukunftsszenarios mit 90 prozentiger Dekarbonisierung sollen den fluktuierenden Einsatz der Wasserkraftwerke der Schweiz genauer zeigen. Dabei konnte der stärker fluktuierende Speicher- und Pumpspeichereinsatz bei erhöhtem Anteil der Erneuerbaren Energien gezeigt werden.

Abstract

Rising fuel costs, the obvious climate changes and the dangers of the nuclear power lead to a new energy and environmental awareness. Here, renewable energies like wind energy and photovoltaic play a major role. The grid integration of the greatly fluctuating and poorly predictable electricity generation however provides significant challenges for the energy companies.

To compensate the poorly predictable electricity production of renewable energies some new concepts and a sophisticated usage of the power plants are required. To analyze the conditions and the impact on an increased proportion of renewable energy sources, the optimization model *HiREPS* was developed at the Institute of Energy Systems and Electrical Drives of the Technical University of Vienna under the project title *AutRES100*.

The power plant operation optimization program allows the investigation of different energy types, possible memory expansion options and the energy transmission networks. For this model with hourly resolution, accurate data of individual power plants and corresponding facilities are collected and processed. Historical weather data and energy prices enable a realistic analysis of existing power plants and possible future scenarios.

This paper deals mainly with the optimisation of the Swiss hydropower plants. For this model all relevant technical, hydrological and geographical data of the power plants and their associated waters were determined. One of the main points was the exact reproduction of the power plant utilization, also high-resolution drain time series of recent decades have been implemented.

Extensive simulations of the spot market price and a specific future scenario with 90 percent decarbonisation should show the fluctuating operation of hydropower plants of Switzerland more accurately. Here, the more fluctuating storage and pumped storage operation at increased share of renewable energies could be demonstrated.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	11
1.1	Aufgabenstellung und Zielsetzung	11
1.2	Gliederung der Arbeit	12
1.3	Methodisches Vorgehen	13
2	Energieversorgung der Schweiz	14
2.1	Energiebilanz 2011	14
2.2	Energieperspektiven 2035	21
2.2.1	Szenarien der Energieperspektiven	21
2.2.2	Varianten des Elektrizitätsangebots	23
2.2.3	Schließung der Stromlücke	26
2.2.4	Nachfrageentwicklung	28
3	Grundlagen der Wasserkraftwerke	32
3.1	Nutzung der Wasserkraft	33
3.1.1	Energie des Wassers	34
3.2	Arten der Wasserkraftanlagen	36
3.2.1	Niederdruckanlagen	39
3.2.2	Mitteldruckanlagen	41
3.2.3	Hochdruckanlagen	42
3.3	Turbinentypen	44
3.3.1	Kaplan-Turbine	47
3.3.2	Francis-Turbine	48
3.3.3	Pelton-Turbine	48
4	Wasserkraftmodell der Schweiz	50
4.1	HiREPS Modell	50
4.2	Datenfindung und Verarbeitung	52
4.2.1	Kartografie	52
4.2.2	Freie Fließstrecken	58
4.2.3	Verluste in Druckrohrleitungen	59
4.2.4	Stauflächenbestimmung	61
4.2.5	Durchflusszeitreihen	62

5	Simulation und Auswertung	65
5.1	Inn-Kraftwerkskette	69
5.1.1	Jännerwoche	72
5.1.2	Juniwoche	72
5.1.3	Septemberwoche	74
5.2	Laufkraftwerk Ruppoldingen	77
5.2.1	Schwellbetrieb	80
6	Resümee	85
	Anhang	87
A	Energiebilanz 2011	87
A.1	Wärme	87
A.2	Zusammenfassung	88
A.3	Weitere Statistiken der Energiebilanz	88
B	Energieperspektiven	91
B.1	Stromgestehungskosten	91
B.1.1	Leistungsabhängige Kosten	93
B.1.2	Arbeitsabhängige Kosten	94
B.2	Energieperspektiven 2050	95
B.2.1	Szenarien der Energieperspektiven	95
B.2.2	Varianten des Elektrizitätsangebots	96
B.2.3	Schließung der Stromlücke	97
B.2.4	Nachfrageentwicklung	97
C	Wasserkraftwerke	99
C.1	Energie des Wassers	99
C.2	Schwell- und Kippbetrieb	102

Abbildungsverzeichnis

2.1	Elemente der Energiekette [19]	15
2.2	Import von Bruttoenergieträgern	16
2.3	Erneuerbare Anteile am Endverbrauch	17
2.4	Aufteilung des erneuerbaren Endverbrauchs	17
2.5	Gesamte Netto-Elektrizitätserzeugung	18
2.6	Zeitliche Entwicklung der Elektrizitätsproduktion verschiedener Technologien	19
2.7	Jährlicher Verlauf der Lauf- und Speicherkraftwerke	20
2.8	Jährlicher Verlauf des Landesverbrauchs und der Nettoerzeugnisse für Elektrizität	20
2.9	Übersicht der Angebotsvarianten nach Ausgabe [3]	26
2.10	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage [3]	27
2.11	Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich [3]	29
2.12	Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich [3]	29
2.13	Potentiale der Erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2035	31
3.1	Übersicht über die erschöpflichen und unerschöpflichen Energien [11] .	33
3.2	Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen [11]	34
3.3	Speichersee mit Schwerpunktshöhe und Verlauf der Abflussmenge [11]	35
3.4	Staffelungsarten bei Kraftwerksketten	40
3.5	Schema einer Niederdruckanlage	41
3.6	Bauarten von Umleitungskraftwerken	41
3.7	Dreiteiliges Mitteldruckkraftwerk [11]	42
3.8	Kavernenkraftwerk [11]	43
3.9	Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeichieranlage [11]	44
3.10	Varianten für die Zuordnung von Pumpwerk und Wasserkraftwerk unterschiedlicher Höhenlage [11]	45
3.11	Einsatzbereiche verschiedener hydraulischen Maschinen [11]	46
3.12	Wirkungsgrade der Turbinen [11]	46
3.13	Schema einer Kaplan-Turbine [23]	47
3.14	Schema einer Francis-Turbine [23]	49
3.15	Schema einer Pelton-Turbine [23]	49
4.1	Karte mit verwendeten Wasserkraftwerken der Schweiz	53
4.2	Karte mit verwendeten Speicherseen und Speicherbecken der Schweiz	54
4.3	Karte mit besonderen Staumauern der Schweiz	54

4.4	Karte mit den Druckrohrleitungen und Freispiegelleitungen der Schweiz	55
4.5	Karte mit Messstationen der Schweiz	56
4.6	Schema der Schweizer Wasserkraftwerke	57
4.7	Freie Fließstrecke zwischen KW Hauterive und Ölberg	59
4.8	Flächenbestimmung des Ausgleichbeckens Handeck	62
4.9	Abflusszeitreihe der Messstation La Punt	64
5.1	EEX-Pries 2006	67
5.2	Strompreis 2006 beim 90%-Dekarbonisierungsszenario	68
5.3	Karte der Inn-Kraftwerkskette	69
5.4	Schema der Inn-Kraftwerkskette	71
5.5	Pump- und Turbinenbetrieb der Inn-Kraftwerkskette – Winter	73
5.6	Turbinenbetrieb der einzelnen Kraftwerke – Winter, EEX-Preis	74
5.7	Pump- und Turbinenbetrieb der Inn-Kraftwerkskette – Sommer	75
5.8	Stauhöhe des Speichersees Lago di Livigno – EEX-Preis	76
5.9	Turbinenbetrieb der einzelnen Kraftwerke – Sommer, EEX-Preis	76
5.10	Pump- und Turbinenbetrieb der Inn-Kraftwerkskette – Herbst	78
5.11	Kraftwerkseinsatz Ova Spin und Stauhöhe des Lago di Livigno – 90%-Preis	79
5.12	Stauhöhe des Speichersees Lago di Livigno – 90%-Preis	79
5.13	Inflow und Schluckvermögen des Kraftwerks Ruppoldingen	80
5.14	Kraftwerkseinsatz Ruppoldingen	81
5.15	Schwellbetrieb (50 cm) des Kraftwerks Ruppoldingen	82
5.16	Aufteilung der Leistung nach Tagen bei verschiedenen Schwelltiefen	83
5.17	Erlös bei verschiedenen Schwelltiefen	83
A.1	Genutzte erneuerbare Wärme	87
A.2	Aufteilung des Endverbrauchs nach Verbrauchergruppen	89
A.3	Länderaufteilung der importierten und exportierten Elektrizität	89
A.4	Jahresverlauf der Leistungen der Wasserkraftwerke 2011 [5]	90
B.1	Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Ordnen der Kraftwerke nach Kosten → Kostenkurve [20]	92
B.2	Bildung der Systemgrenzkosten [19]	93
B.3	CO ₂ -Spotmarktpreis (EEX) [19]	95
B.4	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage (Energieperspektiven 2050) [4]	97
B.5	Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich (Energieperspektiven 2050) [4]	98
B.6	Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich (Energieperspektiven 2050) [4]	98
C.1	Geodätische Saughöhe	100
C.2	Schematische Darstellung des Kippbetriebs (oben) und des Schwellbetriebs (unten) [10]	104

Tabellenverzeichnis

2.1	Aufschlüsselung des Bruttoverbrauchs	15
2.2	Aufschlüsselung des Endverbrauchs	16
2.3	Berechnung und Unterschied zwischen Nettoproduktion und Endverbrauch der Elektrizität	19
2.4	Zielsetzungen für Szenario III	22
2.5	Zielsetzungen für Szenario IV	23
2.6	Kombinationen der Szenarien und Angebotsvarianten	24
2.7	Kraftwerksausbau nach Szenario und Angebotsvariante	28
2.8	Zusammenfassung der Ergebnisse nach Szenarien	30
3.1	Klassifizierung der Wasserkraftanlagen [11, 16]	39
4.1	Strickler-Beiwert für die Fließformel nach Manning-Strickler [14]	58
4.2	Zulässige Geschwindigkeiten in Druckrohrleitungen [22]	60
5.1	Vergleich der Kraftwerke Ruppoldingen und Ova Spin	81
A.1	Zusammenfassung der wichtigsten Werte der Energiebilanz 2011	88
B.1	Kombinationen der Szenarien und Angebotsvarianten (Energieperspektiven 2050)	96

Abkürzungsverzeichnis

A	Strömungsquerschnitt
α	Annuitätenfaktor
α	Coriolis-Beiwert
B	Barwert
BFE	Bundesamt für Energie
BIP	Bruttoinlandsprodukt
d_i	Rohrinnendurchmesser
E	Energie
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
E_k	kinetische Energie
E_p	potentielle Energie
η	Wirkungsgrad der Anlage
η	dynamische Viskosität
η_L	Wirkungsgrad der Triebwasserleitung
η_{Eig}	Eigenverbrauch
η_{Getr}	Wirkungsgrad des Getriebes
η_G	Wirkungsgrad des Generators
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad
η_{Trafo}	Wirkungsgrad des Transformators
η_T	Wirkungsgrad der Turbine
f_{CO_2}	CO ₂ -Faktor für den Brennstoff
g	Erdbeschleunigung
GKW	Gaskraftwerke
GuD	Gas- und Dampfkombinationsanlagen
GWK	Großwasserkraftwerke (über 10 MW)
H	mittlere Flusstiefe
h_E	gesamte Energiehöhe
h_f	Fallhöhe
h_k	kinetische Energiehöhe
h_p	potentielle Energiehöhe
H_U	unterer Heizwert
h_v	Verlusthöhe
I	Fließgefälle
k	Stromgestehungskosten
k_A	arbeitsabhängige Betriebskosten

K_{BF}	jährliche betriebsbedingte Festkosten
k_{CO_2}	CO ₂ -abhängige Kosten
k_E	Brennstoff- bzw. Energiekosten
K_J	jährliche Kapitalkosten
KKW	Kernkraftwerke
K_S	jährlicher Anteil der sonstigen Kosten
k_{st}	Strickler-Beiwert für die Gerinnerauheit
L	Länge der Druckrohrleitung
L	Länge der Fließstrecke
λ	Verlustbeiwert
LD	Lebensdauer der Anlage
m	Masse
NEP	Szenario „Neue Energiepolitik“
P	benetzter Umfang (Perimeter)
p	Druck
p_0	Atmosphärendruck, Normaldruck
p_B	Brennstoffpreis
p_{CO_2}	CO ₂ -Preis
P_{el}	elektrische Leistung
P_i	installierte Leistung
POM	Szenario „Politische Maßnahmen“
RAV	Regelarbeitsvermögen
Re	Reynolds-Zahl
R_h	hydraulischer Radius
ρ_w	Dichte des Wassers
T	Anzahl der jährlichen Volllaststunden (Lastfaktor)
T	Laufzeit
$t_{Vollast}$	Volllaststunden
V	Volumen
v	Fließgeschwindigkeit
v_m	mittlere Fließgeschwindigkeit
w	Fortpflanzungsgeschwindigkeit der Schwallwelle
WKK	Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen
WWB	Szenario „Weiter wie bisher“
z	Zinssatz
z	geodätische Höhe
ζ	Verlustbeiwert

Kapitel 1

Einleitung

„Ökostrom“, ein Begriff für die Jahrhundertwende. Immer mehr Menschen wünschen sich eine umweltschonende Energieerzeugung. Steigende Treibstoff- und Energiepreise, die offensichtlichen Klimaveränderungen sowie die Gefahren der Kernenergie führen zu einem neuen Umwelt- und Energiebewusstsein. Erneuerbare Energien führen längst kein Schattendasein mehr sondern prägen immer häufiger unser Landschaftsbild. Gleichzeitig steigt die Elektrizitätsnachfrage und der Wunsch nach Versorgungssicherheit. Diese Punkte in Einklang zu bringen stellt jedoch die Energieunternehmen vor große Herausforderungen.

Energiekonzepte wie Windenergie und Photovoltaik sind wetterabhängig und nur schwer vorherzusagen. Schwankende und weit verstreute Stromproduktion führt zu neuen Problemen in der Energieverteilung. Derzeitige Stromnetze sind nicht für diese steigende dezentrale, regional ungleich verteilte Energieproduktion ausgelegt.

Einer der größten Fragestellungen dabei ist, woher die Energie kommen soll, wenn gerade kein Wind geht oder keine Sonne scheint und wie überschüssige Energie für spätere Schwachlastzeiten gespeichert werden kann. Für die Schweiz ist die Antwort dieser Probleme die Wasserkraft.

Schon heute machen Wasserkraftwerke mehr als die Hälfte der Elektrizitätsproduktion der Schweiz aus. Durch die einzigartige Geografie können große Mengen Energie in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert und zu Spitzenlastzeiten bereitgestellt werden. Um Wasser jedoch für die Energieerzeugung optimal zu nutzen ist ein ausgeklügelter Kraftwerkseinsatz unabdingbar.

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Im Zuge des Forschungsprojekts *AutRES100* der Technischen Universität Wien wird ein Kraftwerkmodell für ganz Europa erstellt. Im Mittelpunkt der Untersuchungen steht der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern. Es soll die Möglichkeit aufgezeigt werden, wie ein hoher Anteil an Erneuerbaren Energien technisch und wirtschaftlich erreicht werden kann.

Mit dem am Institut der *Energy Economics Group* entwickelten Optimierungsmodell *HiREPS* können die Auswirkungen verschiedenster Parameter auf bestehende und zukünftige Kraftwerksparks untersucht werden. Dieses Modell ist für

stündliche Auflösung unterschiedlicher Daten und für eine detaillierte Modellierung des erneuerbaren Energieanteils konzipiert. Mit genauen Wetterdaten wie Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung im Zusammenhang mit Preisszenarien können ebenfalls Aussagen über die Zukunft getroffen werden.

Aufgabe dieser Masterarbeit war die Erstellung eines umfassenden Kraftwerksmodell der Schweizer Wasserkraft. Ziel ist es den Kraftwerkseinsatz zu simulieren und zu optimieren. Dabei sollen verschiedene Einflussfaktoren wie etwa der Preis untersucht werden. Ebenfalls kann so der zukünftige Einsatz der Pumpspeicher bei erhöhtem erneuerbarem Einsatz gezeigt werden.

Für das Kraftwerksmodell werden umfangreiche Daten der untersuchten Wasserkraftwerke und dessen Gewässer aufgenommen. Hierbei werden alle Wasserkraftanlagen über 5 MW elektrischer Leistung berücksichtigt. Das Zusammenspiel der einzelnen Kraftwerke mit ihren Staumauern, Speicherseen und Druckrohleitungen ist dabei von entscheidender Bedeutung.

Im ersten Schritt soll ein Vergleichsszenario mit einem historischen Energiepreis erstellt und mit der Realität verglichen werden, um anschließend die Auswirkung anderer Parameter plausibel darstellen zu können. Dabei sollen einige interessante Gebiete näher untersucht werden.

Zunächst werden die Schweizer Wasserkraftwerke gesondert betrachtet, später jedoch soll die vollständige Aufnahme aller Kraftwerkstypen der Schweiz folgen. Im nächsten Schritt kann das Modell der Schweiz mit den bereits bestehenden Kraftwerksmodellen der anderen Ländern wie Österreich und Deutschland verbunden werden um so auch länderübergreifende Energieversorgung zu simulieren.

1.2 Gliederung der Arbeit

Nach einer kurzen Einleitung in Kapitel 1 mit der Ausformulierung der Aufgabenstellung und der Zielsetzung sowie wenigen Worten über den methodischen Vorgang bei dieser Arbeit, wird im Kapitel 2 die Energieversorgung der Schweiz beschrieben. Hierbei wird einerseits der aktuelle Stand der Energienachfrage aufgezeigt und andererseits auf etwaige Zukunftsmodelle der Schweiz hingewiesen.

Während der Ausarbeitung und der Daten- bzw. Wissensbeschaffung für diese Arbeit haben sich einige Quellen aktualisiert. So ist beispielsweise während der Ausarbeitung die Energiebilanz 2011 mit dem Bericht des Jahres 2012 erweitert worden. Um jedoch konsistent zu bleiben, wurde die Auswertung der Daten von 2012 lediglich bei Zeitreihenbetrachtungen und manchen Grafiken berücksichtigt. Eine große Änderung trat während dieser Arbeit auch bei den Energieperspektiven der Schweiz auf, sodass es teilweise abgeänderte Energieperspektiven gibt. Hierbei spielt vor allem der Beschluss des Austritts aus der Kernenergie der Schweiz eine große Rolle. Um diese Änderungen jedoch zumindest zu erwähnen sind in Anhang B.2 die geänderten Szenarien grundsätzlich beschrieben.

In Kapitel 3 wird gezielt auf die in der Schweiz besonders wichtige Nutzung der Wasserkraft eingegangen. Beginnend mit den Grundlagen der Energie des Wassers, werden weiter die Grundarten der in der Schweiz hauptsächlich eingesetzten

Wasserkraftanlagen angeführt und anschließend kurz die drei wichtigsten Wasserturbinenarten aufgezählt.

Kapitel 4 beschreibt eine Kraftwerkseinsatzoptimierung mit dem *HiREPS*-Modell. Wichtig für die Modellierung ist die Datenfindung und die richtige Anwendung und Verarbeitung der Daten. Hierbei werden auch die geografischen Gegebenheiten sowie Kraftwerksschemen der Schweiz gezeigt.

Anschließend werden in Kapitel 5 ausgesuchte Ergebnisse der Modellierung angeführt und diskutiert. Dabei wird ein Kraftwerkspark mit einem Pumpspeicherkraftwerk und ein typisches Flusskraftwerk genauer unter die Lupe genommen.

Im abschließenden Kapitel 6 werden die wichtigsten Dinge dieser Arbeit zusammengefasst und ein Resümee gezogen. Ebenfalls wird die Wichtigkeit einer solchen Modellierung in der Zukunft erwähnt.

1.3 Methodisches Vorgehen

Erster Punkt bei diesem Projekt war die Erfassung des nötigen Hintergrundwissens der Energieversorgung der Schweiz. Speziell die Funktionsweise und alle benötigten Parameter der Wasserkraftwerke standen dabei im Mittelpunkt.

Es folgte eine umfangreiche Datenrecherche aller sich in der Schweiz befindlichen Wasserkraftwerke. Dabei wurden sowohl elektrotechnische, hydrologische und geografische Aspekte der Wasserkraftwerke und allen dazugehörigen Anlagen berücksichtigt.

Im Zuge dessen wurde parallel eine geographische Karte angefertigt um einerseits die Zusammenhänge der Wasserkraft in der Schweiz besser verstehen zu können und andererseits eine eventuell später folgende Lastflussberechnung zu erleichtern.

Im nächsten Schritt mussten hochauflösende Abflusszeitreihen mehrerer Jahre für jede Anlage gesammelt werden. Dazu gehören die Zu- und Abflüsse jeder für die Kraftwerke relevanten Speicherseen und Fließgewässer um im Anschluss einen Kraftwerkseinsatz zu simulieren.

Abschließend sollen ausgesuchte Kraftwerke simuliert und analysiert werden. Dabei soll mit dem Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodell *HiREPS* einige Anpassungen vorgenommen und ebenfalls untersucht werden.

Kapitel 2

Energieversorgung der Schweiz

2.1 Energiebilanz 2011

In der Gesamtenergiestatistik der Schweiz (GEST) wird der gesamte Energieverbrauch mittels einer Energiebilanz hergeleitet. In diesem Zusammenhang wird ebenfalls die genaue Umwandlung des Bruttoenergieverbrauchs in Endenergie aufgezeigt. Der gesamte Bruttoenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2011 betrug etwa 1,13 Millionen TJ, welcher in einem Endverbrauch von etwa 0,85 Millionen TJ resultiert. Die tatsächliche Eigenproduktion der Schweiz beträgt jedoch nur 0,23 Millionen TJ, wobei etwas mehr als die Hälfte dessen aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen wird [17]. Was diese Zahlen genau bedeuten und wie diese sich im Genauen zusammensetzten soll im Folgenden kurz erklärt werden.

Nur in den wenigsten Fällen steht Energie direkt zur Verfügung, sodass eine Energiequelle, wie etwa Wasserkraft, in mehreren Schritten umgewandelt werden muss, um schließlich dem Endverbraucher von Nutzen zu sein. Diese Umwandlungsschritte, auch Energiekette genannt, sind schematisch in Abbildung 2.1 dargestellt. Die Primärenergie wird unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten in Endenergie umgewandelt, z.B. Elektrizität. Diese kann weiter in Nutzenergie, wie etwa Wärme gewandelt werden um schließlich eine Dienstleistung an den Endverbraucher zu stellen.

Die Bruttoenergie (resp. -verbrauch) beschreibt in der Energiekette die Stufe der Primärenergie, jedoch sind in diesem Zusammenhang bereits die inländische Gewinnung, die Saldi des Außenhandels sowie eventuelle Lagerveränderungen berücksichtigt.

Die Endenergie (resp. -verbrauch) erfasst die letzte Stufe des Handels und beinhaltet die vom Endkonsumenten für einen bestimmten Nutzen eingekaufte Energie, beispielsweise Elektrizität. Die Differenz zur Bruttoenergie wird im Wesentlichen durch die Umwandlungsverluste der einzelnen Technologien bestimmt.

Die Nutzenergie ist die letzte genutzte Energieform beim Verbraucher, wie etwa Licht oder Wärme. In der behandelten Statistik ist die gelistete Wärme jene Größe, welche beim Verbraucher vom Erzeuger bereitgestellt wird, nicht jedoch die von Heizkörpern abgegebene Wärmemenge. Dies bedeutet, dass die Verteilverluste innerhalb von Gebäuden nicht berücksichtigt wurden. Ebenfalls ist darauf zu achten

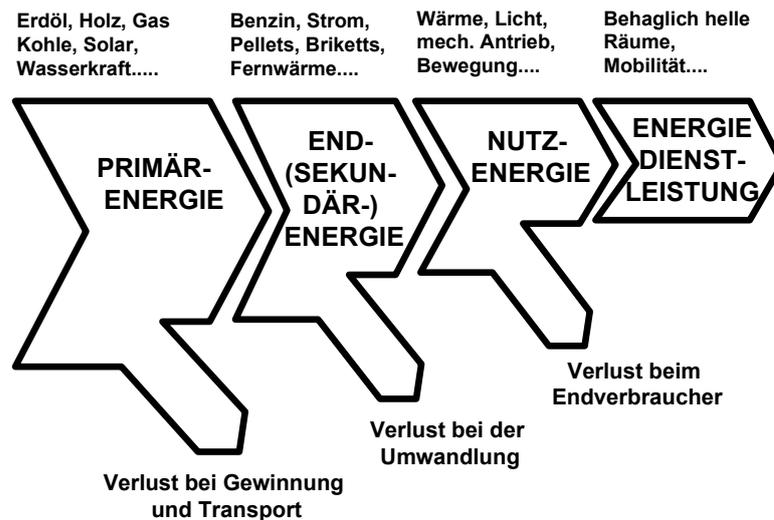


Abbildung 2.1: Elemente der Energiekette [19]

ob Wärme für Nutzenergie produziert wird oder diese in Kraftwerken entsteht und über Fernwärmekopplung genutzt werden kann. Letztgenanntes wird genauso wie Elektrizität zur Endenergie gezählt und um Verwechslungen mit der Nutzenergie Wärme zu vermeiden im weiteren Verlauf als Fernwärme bezeichnet. Dieser Sachverhalt wird später in der detaillierten Aufschlüsselung der Energiebilanz und der klaren Aufteilung zwischen Bruttoverbrauch, Endverbrauch und der genutzten Wärme verständlicher.

Wie bereits erwähnt setzt sich der Bruttoverbrauch eines Landes aus der Inlandsproduktion, dem Import sowie dem Export und der Lagerveränderung verschiedener Primärenergieträger zusammen. Da die Inlandsproduktion der Schweiz sehr gering ist und der Export 2011 sogar die Eigenproduktion überstieg, musste eine Energiemenge von rund 1,2 Millionen TJ eingekauft werden. Importiert werden vor allem jene Energieträger, die im Inland nicht selbst gewonnen werden können, wie etwa Kohle, Rohöl, Gas und Kernbrennstoffe. Im Zuge des Energiehandels wurden auch größere Mengen an Elektrizität von über 80 TWh¹ ein- bzw. verkauft. Die Aufteilung der Importe ist in Abbildung 2.2 grafisch dargestellt. Jährliche Lagerveränderungen betreffen hauptsächlich die fossilen Brennstoffe. Tabelle 2.1 zeigt die Zusammensetzung des Bruttoverbrauchs.

Tabelle 2.1: Aufschlüsselung des Bruttoverbrauchs

	229 070 TJ	Inlandsproduktion
+	1 185 850 TJ	Import
-	309 640 TJ	Export
+	26 340 TJ	Lagerveränderung
=	1 131 620 TJ	Bruttoverbrauch

¹1 TWh = 3600 TWh = 3600 TJ

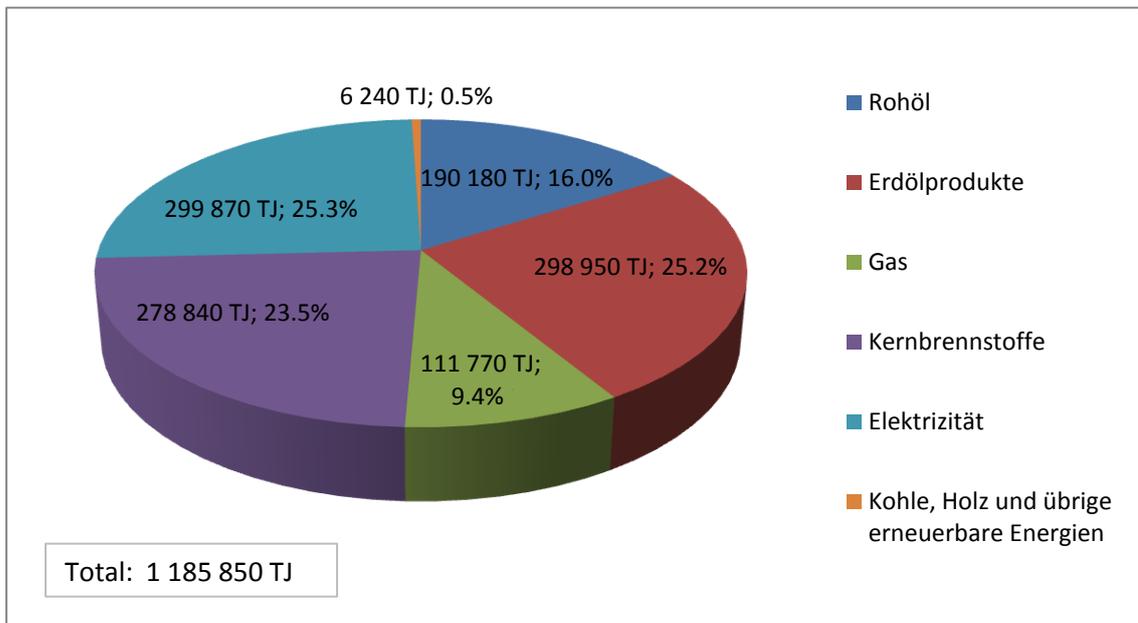


Abbildung 2.2: Import von Bruttoenergieträgern

Der Endverbrauch wiederum setzt sich nun aus dem Bruttoverbrauch abzüglich der Umwandlungsverluste der einzelnen Technologien, dem Eigenverbrauch des Energiesektors und den Übertragungs- bzw. Verteilverlusten zusammen, wie Tabelle 2.2 zeigt. Umwandlungsverluste entstehen neben jenen bei der Erzeugung von Elektrizität und Wärme auch bei der Herstellung von Erdölprodukten und Gas. Die Endenergie, welche sich aus den Anteilen von Elektrizität (25%), Fernwärme (2%) und anderen Produkten (73%) zusammensetzt, kann zum Teil von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden, wie Abbildung 2.3 zeigt.

Tabelle 2.2: Aufschlüsselung des Endverbrauchs

1 131 620 TJ	Bruttoverbrauch
– 216 150 TJ	Umwandlungsverluste
– 40 190 TJ	Eigenverbrauch, Übertragungs- u. Verteilverluste
– 22 950 TJ	nichtenergetischer Verbrauch, statistische Differenz
= 852 330 TJ	Endverbrauch

Der Anteil an Erneuerbaren Energien 2011 machte mit 161 643 TJ etwa 19% des gesamten Endverbrauchs der Schweiz aus, wobei Wasserkraft der größte erneuerbare Energieträger ist. Abbildung 2.4 stellt die Anteile der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten der erneuerbaren Ressourcen dar.

Da für die Einsatzoptimierung der Wasserkraftwerke in der Schweiz nur der elektrische Anteil der Energie betrachtet wird, soll im Folgenden nur mehr dieser behandelt werden, jedoch sei der Vollständigkeit halber ebenfalls auf die tatsächliche Wärmeberechnung und dessen Anteil durch erneuerbare Energieträger am gesamten Energiebedarf der Schweiz in Anhang A.1 hingewiesen.

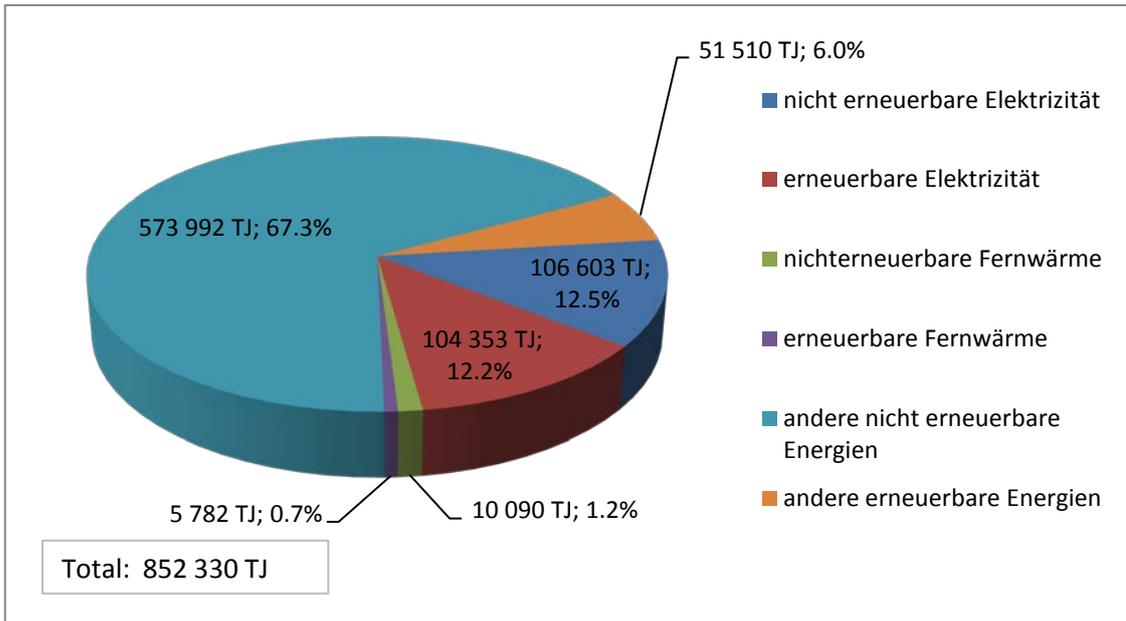


Abbildung 2.3: Erneuerbare Anteile am Endverbrauch

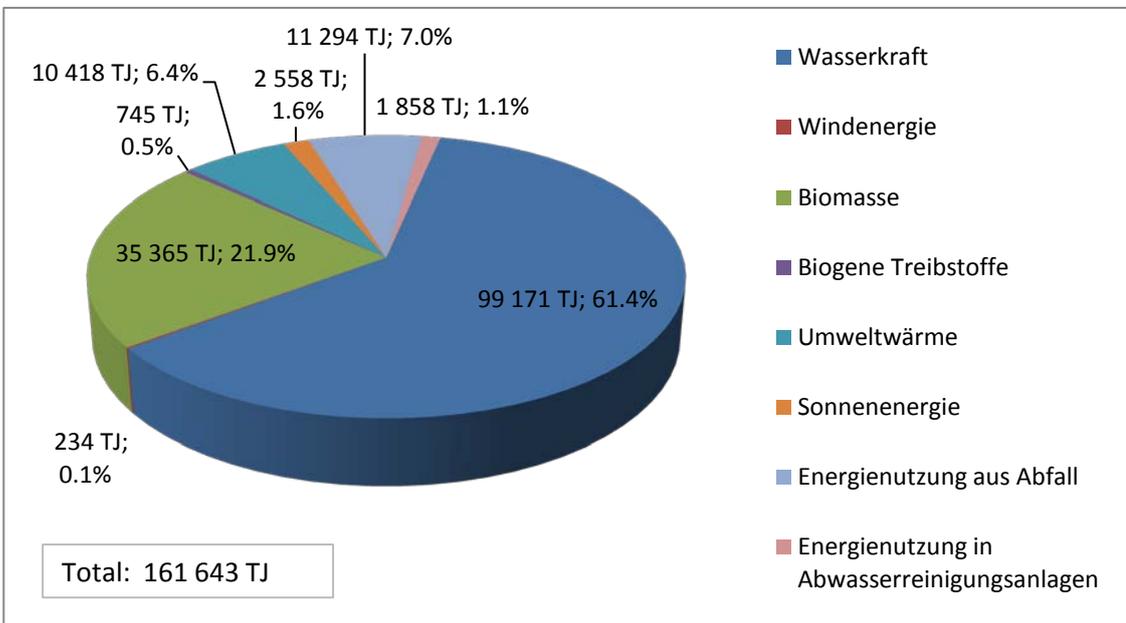


Abbildung 2.4: Aufteilung des erneuerbaren Endverbrauchs

Die gesamte erneuerbare Stromproduktion (ohne Eigenverbrauch und Übertragungsverluste, jedoch bereits mit Umwandlungsverlusten) betrug 2011 118 551 TJ bzw. in für elektrische Energie gebräuchlicherer Einheit 32 931 GWh. Abbildung 2.5 zeigt nochmals den Anteil an erneuerbaren Energieträgern an der Netto-Elektrizitätsproduktion und der Gewichtung der einzelnen Technologien. Der Unterschied zu Abbildung 2.3, wo die erneuerbare Elektrizitätserzeugung geringer dargestellt ist als jene der nichterneuerbaren Energieträger, stammt aus der unterschiedlichen Betrachtungsweise zwischen Endverbrauch und tatsächlich nach der Umwandlung ins Energienetz eingespeister Elektrizität. Neben anderer Aufteilung der Verluste spielen auch die unterschiedlichen Werte beim Import/Export eine Rolle. Um diesen Sachverhalt zu verdeutlichen ist der Rechenweg in Tabelle 2.3 aufgezeigt. Einerseits sind die Verluste bei den erneuerbaren Energieträgern größer und andererseits wird statistisch gesehen ein Teil der erneuerbaren Stromproduktion exportiert² wohingegen bei dem Anteil an nicht erneuerbaren Energien importiert wird.

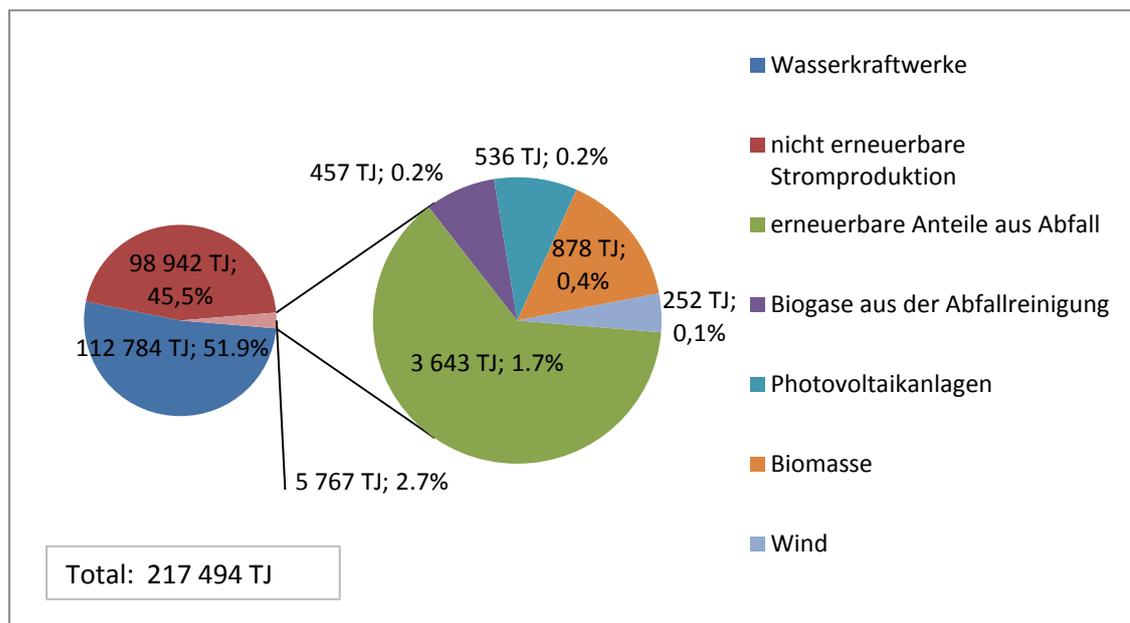


Abbildung 2.5: Gesamte Netto-Elektrizitätserzeugung

Abbildung 2.5 zeigt somit, dass 54,5% der gesamten Stromerzeugung in der Schweiz 2011 aus erneuerbaren Energieträgern besteht, wobei Wasserkraft den Großteil bildet. Ebenfalls interessant ist die Aufteilung der Wasserkraftwerke in Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke, welche sich in etwa zu gleichen Teilen aufteilen; Laufkraftwerke 53 039 TJ (47%) und Speicherkraftwerke 59 745 TJ (53%)³.

Abschließend soll ein Vergleich der Jahresentwicklung einiger ausgesuchter Technologien weitere Aufschlüsse geben [6]. Abbildung 2.6 zeigt einen starken Zuwachs

²Dies lässt sich eventuell dadurch erklären, dass die in der Schweiz produzierte Elektrizität zur Spitzenlastdeckung anderer Länder aus Wasserkraft stammt.

³Die Gesamtproduktion der Speicherkraftwerke betrug 2011 68 623 TJ, jedoch wird der Energieverbrauch der Speicherpumpen von 8878 TJ für den Pumpspeicherbetrieb für die Statistik abgezogen.

Tabelle 2.3: Berechnung und Unterschied zwischen Nettoproduktion und Endverbrauch der Elektrizität

Gesamt	erneuerbar	nicht erneuerbar	
217 494 TJ	118 551 TJ	98 943 TJ	Inlandsproduktion
9313 TJ	-5558 TJ	14 871 TJ	Import/Export
-15 851 TJ	-8640 TJ	-7211 TJ	Eigenverbrauch, Verteilverluste
=210 956 TJ	=104 353 TJ	=106 603 TJ	Endverbrauch

der Nutzung von Biogas, Photovoltaik und Windkraftanlagen. Abbildung 2.7 beschreibt die jährlichen Schwankungen der Wasserkraft, welche im Mittel um etwa 500 TJ pro Jahr zunimmt. Da etwa die Hälfte des elektrischen Energiebedarfs durch Wasserkraft gedeckt wird, ist ebenso der Import/Export stark witterungsabhängig. Dies wird ebenso ersichtlich, wenn der Landesverbrauch und die Nettoerzeugnisse für Elektrizität miteinander verglichen werden (s. Abbildung 2.8). Übersteigt der gesamte Landesverbrauch die Nettoerzeugnisse so muss elektrische Energie importiert werden.

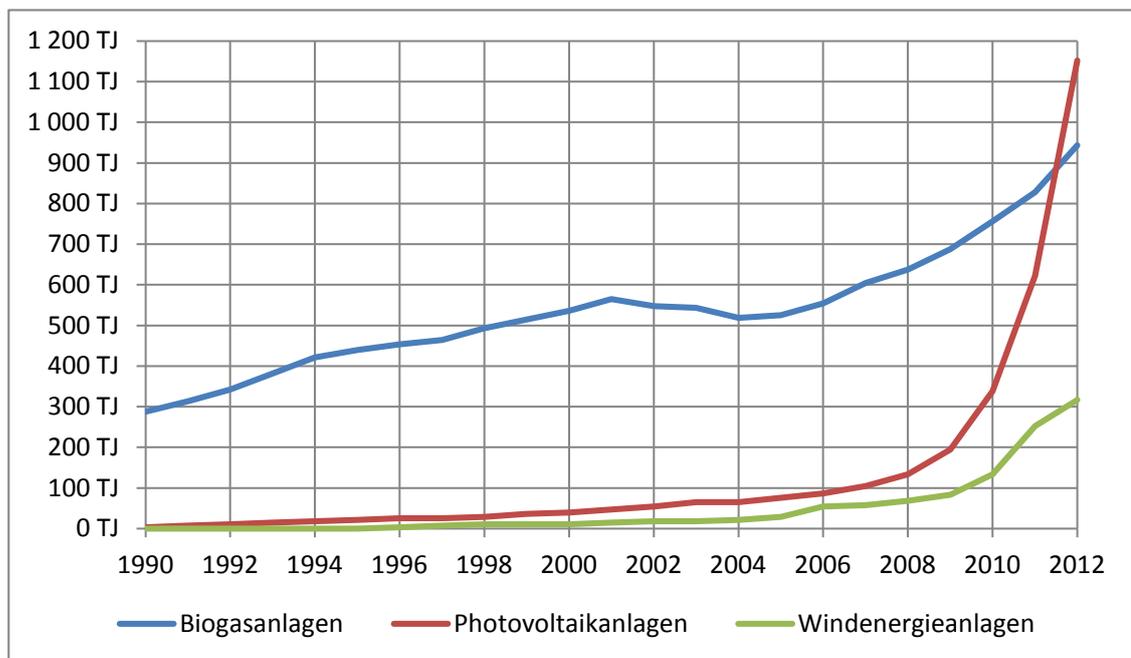


Abbildung 2.6: Zeitliche Entwicklung der Elektrizitätsproduktion verschiedener Technologien

Es gibt unzählige Auswertemöglichkeiten der Energiebilanz der Schweiz, jedoch würde die Weiterführung dessen die Übersichtlichkeit und die Nachvollziehbarkeit behindern, sodass neben der Zusammenfassung der wichtigsten genannten Energiewerte im Anhang A auch weitere Statistiken des Jahres 2011 genannt sind.

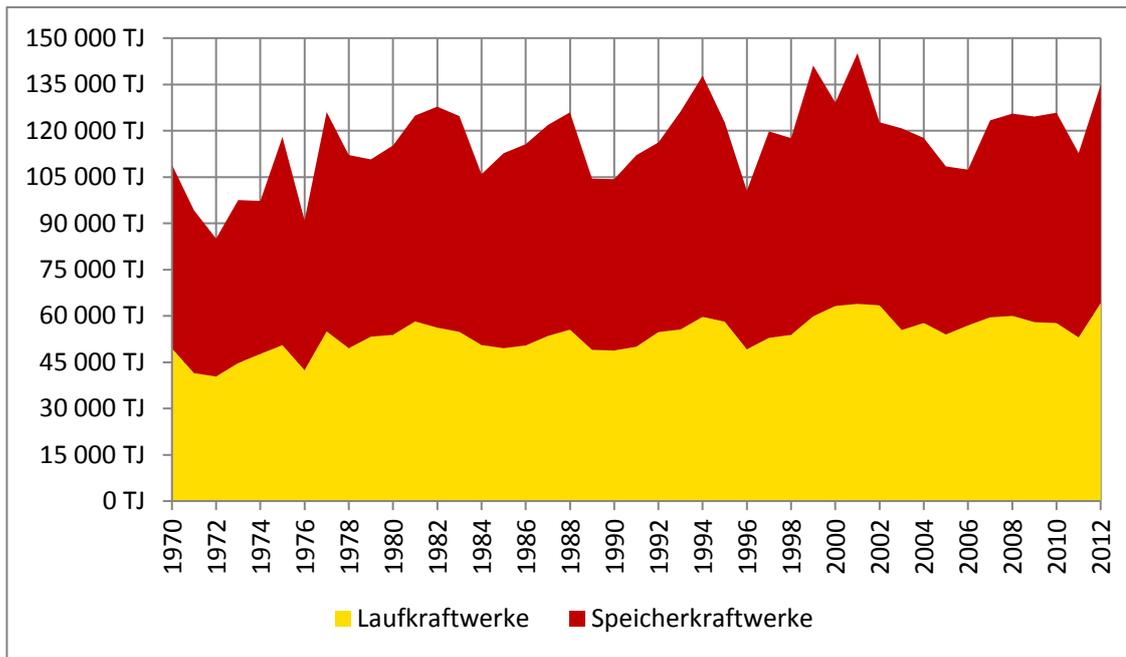


Abbildung 2.7: Jährlicher Verlauf der Lauf- und Speicherkraftwerke

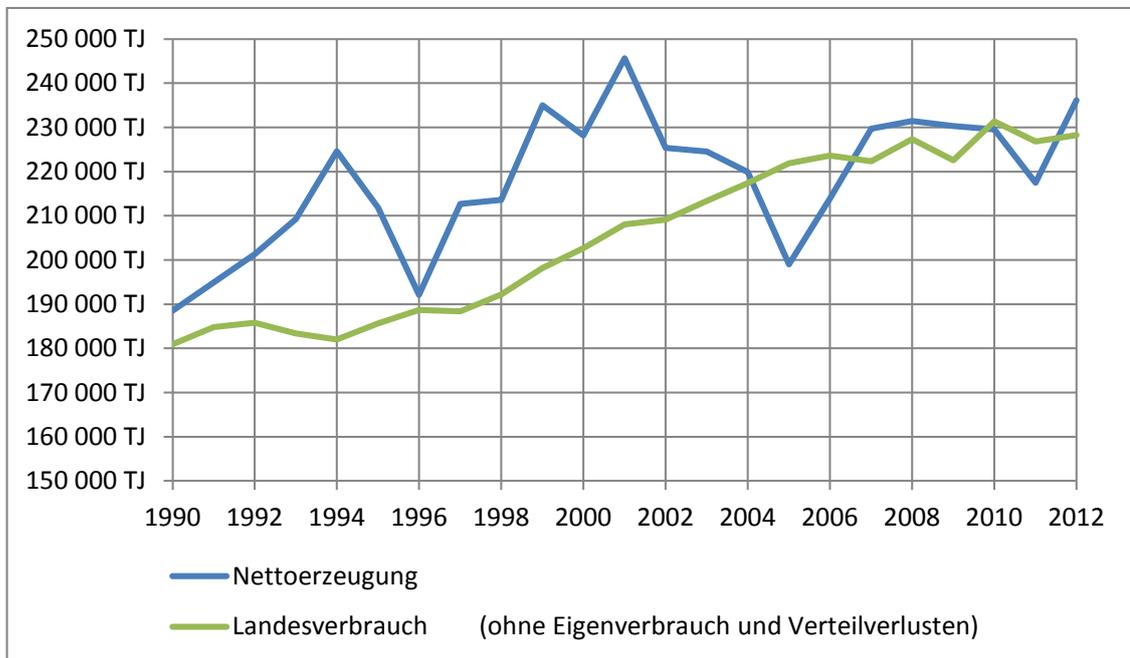


Abbildung 2.8: Jährlicher Verlauf des Landesverbrauchs und der Nettoerzeugnisse für Elektrizität

2.2 Energieperspektiven 2035

Zwischen 2004 und 2007 befasste sich das Bundesamt für Energie (BFE) mit verschiedenen Energieszenarien bis zum Jahr 2035 bzw. 2050 [3]. Grund dafür war das 2010 terminierte Energiemodell *EnergieSchweiz* und das CO₂-Gesetz. Ebenfalls werden 2019 und 2022 Schweiz älteste Kernkraftwerke an das Ende ihrer Laufzeit gelangen und daher über erweiterte Lebensdauer oder Ersatz nachgedacht. Hinzu kommen die auslaufenden (langfristigen) Importverträge mit Nachbarländern. Die durchgeführten Energiemodelle untersuchen die Rückwirkungen verschiedener Parameter, wie Kraftwerksmix, Energiepreise sowie Energieangebot und -nachfrage. Im Vordergrund der Ergebnisse steht die Analyse des Energiesystems auf Energiepreise, Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum sowie Vorschriften, preisliche Instrumente und Förderungsinstrumente.

Die im Folgenden angeführten Szenarien stellen keine Prognosen dar, sondern Wenn-Dann-Analysen; entschieden werden können dabei Politikinstrumente und entsprechende Rechtsgrundlagen sowie der zukünftige Kraftwerksmix. Dabei wird nur von langfristigen Trenderwartungen ausgegangen, jedoch werden ebenfalls Sensitivitätsanalysen durchgeführt wie das Energiesystem auf ein höheres Wirtschaftswachstum, erhöhte Energiepreise oder Klimaänderungen reagiert.

2.2.1 Szenarien der Energieperspektiven

Szenario I - „Weiter wie bisher“

Szenario I ist maßnahmenorientiert und beschreibt eine Fortsetzung der bisherigen Energiepolitik und der bereits in Kraft gesetzten Instrumente. Dabei wird ein autonomer Entwicklungstrend der Energieeffizienz berücksichtigt und Gebäudestandards werden im Laufe der Jahre dem angenommenen technischen Fortschritt nachgeführt. Die bereits bestehenden ordnungsrechtlichen Maßnahmen, wie Grenz- und Zielwerte, kantonales Baurecht, Luftreinheitsverordnung und Schwerverkehrsabgabe bleiben bestehen.

Szenario II - „Verstärkte Zusammenarbeit“

Szenario II ist ebenfalls maßnahmenorientiert, jedoch unterscheidet es sich durch eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft. Die moderate Verschärfung von Vorschriften und die Einfuhr einer CO₂-Abgabe auf Brennstoffe sind die Schlüsselpunkte dieses Szenarios. Gleichbedeutend werden auch die Förderungsinstrumente wesentlich verstärkt und eine effiziente Stromverwendung gefördert. Eine zusätzliche Förderung der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien soll durch eine Mehrkostenabgeltung durch einen Zuschlag auf den Netztarif finanziert werden. Die CO₂-Abgabe wird über Lohnnebenkosten rückverteilt und bleibt somit im Dienstleistungs- bzw. Industriesektor.

Szenario III - „Neue Prioritäten“

In dem zielorientierten Szenario III wird untersucht, mit welchen Politikinstrumenten und Technologien die geforderten Ziele erreicht werden könnten. Hierbei wird eine weltweite Prioritätensetzung auf Klimaschutz, Energieeffizienz und Ressourcenschonung vorausgesetzt. Konkrete Zielsetzungen könnten zum Beispiel sein; Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf, Reduktion der CO₂-Emissionen sowie ein bestimmter Anteil an neuen Erneuerbaren⁴ im Bereich Wärmeerzeugung, Treibstoffe und Elektrizitätsproduktion. Tabelle 2.4 zeigt die verwendeten Zielsetzungen bis zum Jahr 2035. Zentrales Element bei der Zielerreichung ist die Verteuerung der nicht erneuerbaren Energien und der Elektrizität mit einer Lenkungsabgabe. Dies würde eine Preiserhöhung von Treibstoffen wie Heizöl und Benzin um ungefähr 100% und 50% für Elektrizität bedeuten. Die Ziele sind so ausgelegt, dass die Ergebnisse jene des Szenario II deutlich übertreffen werden, jedoch mit bereits bekannten institutionellen Strukturen und bekannten Technologien erreicht werden können.

Tabelle 2.4: Zielsetzungen für Szenario III

Endenergieverbrauch pro Kopf	-20%
CO ₂ -Emissionen	-20%
Anteil der Erneuerbaren an der Wärmeerzeugung	20%
Anteil der Erneuerbaren an den Treibstoffen	5%
Anteil der neuen Erneuerbaren an der Elektrizitätserzeugung	10%

Szenario IV - „Auf dem Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“

Szenario IV ist wie Szenario III zielorientiert, jedoch mit wesentlich höheren Zielsetzungen und Anforderungen. Dies soll eine Möglichkeit einer Effizienzgesellschaft aufzeigen, welche unter dem Begriff der „2000-Watt-Gesellschaft“ von der Arbeitsgruppe NOVATLANTIS publik gemacht wurde [21]. Im globalen Mittel verbraucht der Mensch etwa 17 520 kWh pro Jahr, was einem kontinuierlichen Verbrauch von 2000 W entspricht. Umgelegt auf die Schweiz müsste der Endenergieverbrauch pro Kopf bis 2035 um etwa 35% gegenüber dem Basisjahr 2000 verringert werden, um bis 2100 der „2000-Watt-Gesellschaft“ zu genügen. Im Jahr 2000 betrug der umgerechnete kontinuierliche Endenergieverbrauch pro Person etwa 7500 W und 2011 immer noch über 6800 W⁵. Um eine derartige Verbrauchsreduktion zu erzielen muss ebenfalls eine Lenkungsabgabe eingeführt werden. Im Vergleich zu Szenario III erfolgt eine weitere Erhöhung der Abgaben um 11% auf Treibstoffe und bis zu 37% auf Elektrizität. Dies soll den Effizienzfortschritt weiter beschleunigen. Tabelle 2.5 gibt einen Überblick über die Zielsetzungen in Szenario IV.

⁴Unter neuen Erneuerbaren versteht man sämtliche erneuerbare Energieträger außer Wasserkraft. In der Schweiz zählen dazu hauptsächlich Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Biogas und eventuell für die Zukunft relevant ebenfalls die Geothermie.

⁵2000 - Endenergieverbrauch: 854 590 TJ, Einwohnerzahl: 7,209 Mio.; 2011 - Endenergieverbrauch: 852 330 TJ, Einwohnerzahl: 7,912 Mio. [6]

Tabelle 2.5: Zielsetzungen für Szenario IV

Endenergieverbrauch pro Kopf	−35%
CO ₂ -Emissionen	−35%
Anteil der Erneuerbaren an der Wärmeerzeugung	30%
Anteil der Erneuerbaren an den Treibstoffen	10%
Anteil der neuen Erneuerbaren an der Elektrizitätserzeugung	20%

Ein solch ehrgeiziger Weg ist jedoch nur durch ein globales Umdenken in Richtung Klima- und Ressourcenschutz denkbar. Ebenfalls kann dieses Ziel nur durch neue Errungenschaften in der Technologie und Effizienzsteigerung erreicht werden, so wird zum Beispiel mit einem technologischen Durchbruch der Geothermie und einem vermehrten Einsatz dessen in Szenario IV gerechnet.

Um die Komplexität dieser Energiemodellierung aufzuzeigen, sollen hier kurz einige wenige interessante und innovative Technologien bzw. Anpassungen aufgelistet werden, welche in der Modellierung berücksichtigt wurden: Vakuumdämmung und andere hocheffiziente Dämmungen, steuerbare Fensterbeschichtungen, neue Technologien für die Beleuchtung sowie Tageslichtnutzungssysteme im Gebäudesektor; Leichtbauweise durch neue Verbundwerkstoffe, Reduktion des Rollwiderstandes durch optimierte Reifen, neue Motorkonzepte wie Elektro- und Hybridantrieb sowie Start-Stop-Technologien im Fahrzeugsektor; und viele weitere Innovationen im Bereich Industrie und Energieträgerangebot.

2.2.2 Varianten des Elektrizitätsangebots

Ohne Änderung des derzeitigen Energiekonzeptes (also Szenario I) und ohne Verlängerung der Bezugsrechte aus dem Ausland sowie ausbleibende Ausbauten des bestehenden Kraftwerkparks wird bereits 2018 die inländische Stromproduktion dem Bedarf nicht mehr genügen. Um diese Stromlücke zu schließen wurden sieben (A - G) Hauptangebotsvarianten bis 2035 untersucht und anschließend mit weiteren neun (R - Z) Varianten bis 2050 ergänzt und sollen im Folgenden kurz erklärt werden.

A - Nuklear

Die derzeitigen, und etwa 2020 auslaufenden Kernkraftwerke (KKW) Beznau und Mühleberg werden durch ein neues KKW ersetzt. Da ein neu geplantes KKW frühestens 2030 in Betrieb gehen könnte, müsste das fehlende Jahrzehnt durch Stromimporte aus dem Ausland gedeckt werden.

B - Nuklear und Fossil zentral

In Variante B wird ebenfalls ein neues KKW eingesetzt, jedoch wird die Stromlücke bis zu dessen Inbetriebnahme durch inländische Produktion aus fossilen Brennstoffen gedeckt. Vorwiegend werden hierzu Erdgas-Kombikraftwerke eingesetzt. Eine weitere Möglichkeit wäre eine Kombination aus Variante A und Variante B, auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen werden soll.

C - Fossil zentral

Die Stromlücke wird durch zentrale Gaskraftwerke geschlossen. Vorteil solcher Gas- und Dampfkombinationskraftwerke (GuD) ist die relativ kurze Planungs- und Bauzeit sowie eine Lebensdauer von 30 Jahren.

D - Fossil dezentral

Hierbei werden zum Ausgleich der KKW und der auslaufenden Bezugsrechte vorwiegend dezentrale fossile Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen eingesetzt.

E - Erneuerbare Energien

Der Ausbaubedarf wird vollständig von Erneuerbaren Energien (EE) gedeckt. Hierbei kommen ebenfalls gekoppelte (Wärme und Strom) Anlagen zum Einsatz.

F - Veränderte Laufzeit

Untersucht wird einerseits eine verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke in der Schweiz und andererseits die Auswirkungen bei Verlängerung der Lebensdauer der bestehenden KKW. Bei der Verkürzung der Laufzeit soll vor allem die Möglichkeit der Schließung der so entstehenden Stromlücke durch Erneuerbare Energien untersucht werden.

G - Import

Die Differenz zum Energieverbrauch wird vorwiegend durch Importe gedeckt. Die bestehenden Importverträge werden verlängert oder neue langfristige abgeschlossen.

Da in Szenario I und Szenario II die politischen Grundlagen für entsprechende Fördermaßnahmen fehlen, ist die vollständige Lückenschließung durch Erneuerbare Energien oder WKK nach Variante D und Variante E unplausibel und wird nicht weiter behandelt. Für die Szenarien III und IV stehen auch Mixvarianten zur Verfügung. Tabelle 2.6 zeigt die möglichen Szenarien und deren Angebotsvarianten.

Tabelle 2.6: Kombinationen der Szenarien und Angebotsvarianten

	A	B	C	D	E	C&E	D&E	G
Szenario I	X	X	X					X
Szenario II	X	X	X					X
Szenario III	X		X	X	X	X	X	X
Szenario IV	X		X	X	X		X	X

Aufbauend auf die Varianten A bis G können weitere Varianten des Elektrizitätsangebots mit dem Ereignishorizont 2050 betrachtet werden.

R - Nuklear → Nuklear

Ausgehend von Variante A werden nach 2035 vermehrt KKW zugebaut.

S - Nuklear → EE

Nach dem Neubau der KKW bis 2035 aus Variante A werden vermehrt EE eingesetzt. Die zugebauten Kernkraftwerke laufen jedoch über das Jahr 2050 hinaus und bilden somit weiterhin einen Teil des Elektrizitätsmix.

T - Fossil zentral → Nuklear

Vor der frühesten Inbetriebnahme von KKW ab 2030 werden vorübergehend thermische Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen verwendet. Varianten B und C haben somit Übergangscharakter zum Betrieb mit KKW.

U - Fossil zentral → Fossil zentral

Hierbei wird Variante C mit zentralen fossil-thermischen Kraftwerken konsistent weiter betrieben.

V - Fossil zentral → EE

Die zunächst für die Schließung der Stromlücke bis 2035 eingesetzten fossil-thermischen Kraftwerke nach Variante C werden sukzessive durch EE ersetzt. Einige der zugebauten fossil-thermischen Kraftwerke bleibt nach 2050 noch bestehen.

W - Fossil dezentral → Fossil dezentral

Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme durch fossile Energieträger durch dezentrale Anlagen nach Variante D wird unverändert nach 2035 weitergeführt.

X - Fossil dezentral → EE

Variante D stellt mit WKK-Anlagen eine lang erprobte Energieversorgung dar. Teure und noch nicht wirtschaftliche EE müssen somit noch nicht eingesetzt werden, sollen jedoch bis 2050 dezentrale WKK-Anlagen ersetzen.

Y - EE → 100% EE

Die noch bestehenden KKW mit Lückenschließung durch EE bis 2035 nach Variante E oder F sollen bis 2050 vollständig durch EE ersetzt werden.

Z - Import → Import

Auslaufende Bezugsrechte und stillgelegte KKW werden zur Gänze durch Importe auch in Zukunft gedeckt.

Abbildung 2.9 zeigt eine Übersicht der Angebotsvarianten für 2035 und 2050.

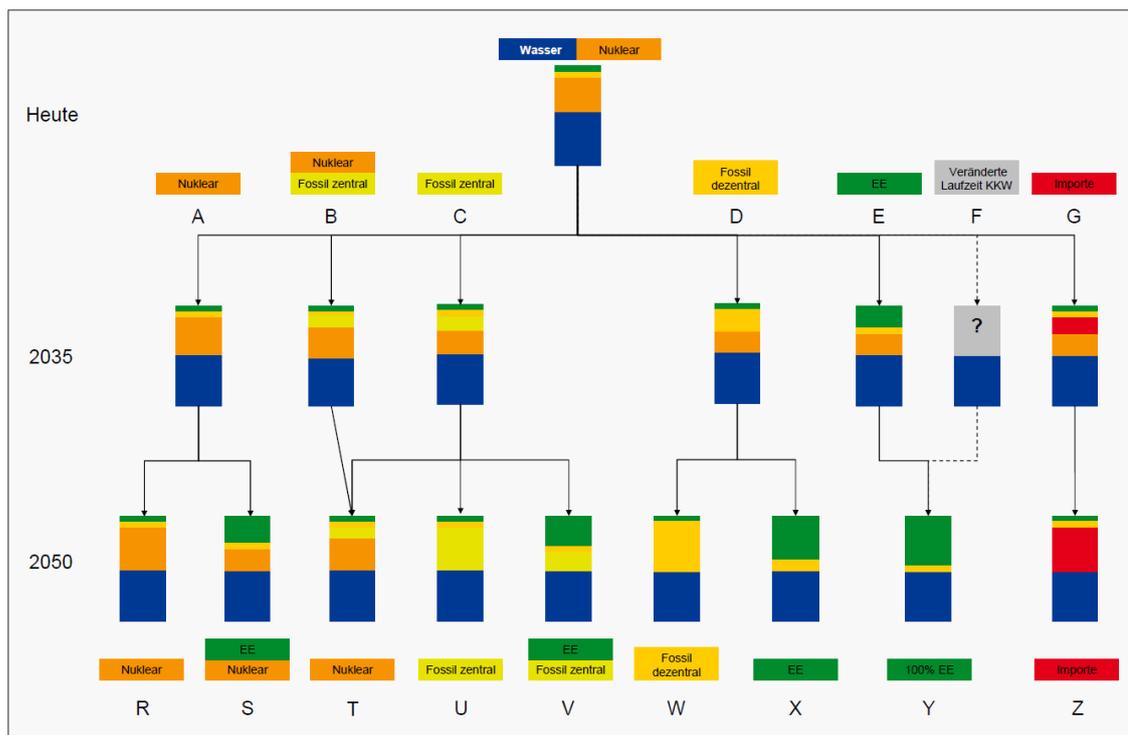


Abbildung 2.9: Übersicht der Angebotsvarianten nach Ausgabe [3]

2.2.3 Schließung der Stromlücke

Wie bereits erwähnt ist ab dem Jahr 2018 ohne weitere Maßnahmen damit zu rechnen, dass im durchschnittlichen Winterhalbjahr (höchster Energieverbrauch) die inländische Stromproduktion mit den auslaufenden Importverträgen nicht mehr ausreichen wird um eine zufriedenstellende und unterbrechungsfreie Versorgung sicherzustellen. Abbildung 2.10 veranschaulicht den voraussichtlichen Verlauf des Elektrizitätsverbrauchs der verschiedenen Szenarien. Die Stufen auf der rechten Seite zeigen die auslaufenden Kraftwerke der jeweiligen Technologie.

Eine eventuelle Änderung der Elektrizitätsnachfrage hat wenig Einfluss auf den Zeitpunkt des Eintritts der Stromlücke, da der Elektrizitätsverbrauch in allen Szenarien zunächst noch ansteigt. Hingegen ist langfristig betrachtet der Bedarf in Szenario I wesentlich größer als in Szenario IV. Ebenfalls ändert eine Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke auf 60 Jahre in den Szenarien I bis III nichts am Eintritt der Stromlücke im Jahr 2018. In Szenario IV jedoch, müsste ein Zubau von Produktionskapazitäten erst im Jahr 2030 erfolgen.

Um die Stromlücke zu schließen müssen je nach gewählter Variante des Elektrizitätsangebots nach Kapitel 2.2.2 verschiedene Kraftwerke zugebaut werden. Durch

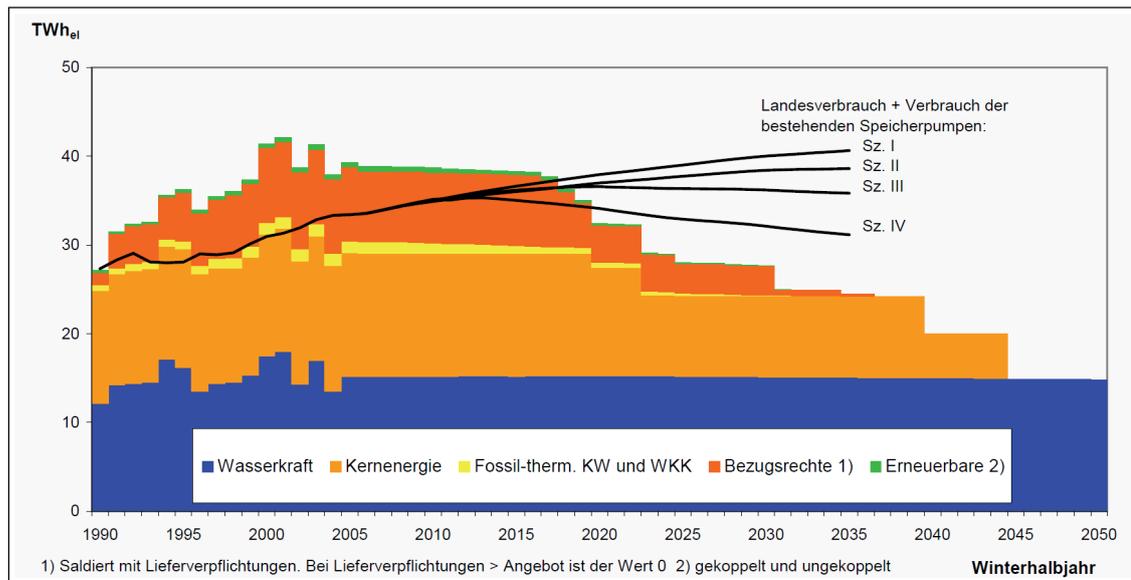


Abbildung 2.10: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage [3]

den Wegfall der bestehenden KKW hat die Schweiz hauptsächlich ein Grundlastproblem, welches vor allem bei Einsatz von EE berücksichtigt werden muss. Tabelle 2.7 zeigt den nötigen Ausbau des Kraftwerksmix je nach Szenario und Variante. Neu geplante KKW werden mit 1600 MW und neue GWK mit 550 MW gerechnet. Durch die Forderungen in Szenario II werden in jeder Variante etwa 5,7 TWh Erneuerbare Energien gefördert und gebaut. Weiters wird in allen Varianten aller Szenarien mit einem Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke mit zusätzlichen 5,1 TWh gerechnet, welche jedoch nur für Spitzenlastdeckung gedacht sind.

Bei vorhandener Akzeptanz wäre der Zubau von neuen KKW nach Angebotsvariante A am kostengünstigsten, jedoch nur bei langen Laufzeiten und gesicherter Abnahme der Grundlastproduktion⁶. Da Produktionskosten mit zunehmender Zahl von Anlagen sinken, wird in Zukunft ebenfalls vermehrt auf EE gesetzt. Vergleichsweise günstig sind Kleinwasserkraftwerke, Kehrriechverbrennungsanlagen, Abwasserreinigungsanlagen und Klärgasanlagen, wobei bei der Modellrechnung im Wesentlichen zuerst die kostengünstigeren Kraftwerke eingesetzt werden.

Bei Gaskraftwerken schlägt sich die zukünftige Entwicklung des Erdgaspreises stark auf die Gestehungskosten durch⁷. Auf die Gestehungskosten wird sich ebenfalls der CO₂-Preis auswirken und die Produktion durch fossile Energieträger dämpfen.

Szenario I ist bei allen Elektrizitätsangebotsvarianten bezüglich der Gestehungskosten am günstigsten, jedoch dicht gefolgt von Szenario IV. Dies liegt daran, dass aufgrund der nur geringen Stromlücke relativ kostengünstige Anlagen (überwiegend dezentral) genutzt werden können. Ist die Stromlücke jedoch groß, so ist die zentrale

⁶Am 25. Mai 2011 wurde jedoch vom Bundesrat der Schweiz der endgültige Austritt aus der Kernenergie beschlossen.

⁷Stromgestehungskosten sind in erster Linie Erzeugungskosten, welche sich in leistungsabhängige und arbeitsabhängige Kosten aufteilen (näheres s. Anhang B.1).

Tabelle 2.7: Kraftwerksausbau nach Szenario und Angebotsvariante

	A	B	C	D	E	C&E	D&E	G
I	2 KKW	1 KKW, 5 GWK	7 GWK	–	–	–	–	20,0 TWh
II	2 KKW, 5,7 TWh EE	1 KKW, 3 GWK, 5,7 TWh EE	5 GWK, 5,7 TWh EE	–	–	–	–	12,7 TWh, 5,7 TWh EE
III	1 KKW	–	4 GWK	17,4 TWh WKK	2,6 TWh GWK, 16,5 TWh EE	3 GWK, 8,1 TWh EE	12,1 TWh WKK, 9,6 TWh EE	11,5 TWh
IV	1 KKW	–	3 GWK	11,5 TWh WKK	1 TWh GWK, 10,3 TWh EE	–	7,6 TWh WKK, 6,2 TWh EE	6,6 TWh

Energiebedarfsdeckung am günstigsten. Auf die Gesamtkosten der Lückenschließung bezogen ist hingegen Szenario IV die preislich beste Variante. Die höchsten Gesamtkosten treten bei Szenario III in Kombination mit Angebotsvariante D&E auf.

2.2.4 Nachfrageentwicklung

Der Anstieg des gesamten Energieverbrauchs der Schweiz hat sich in den letzten Jahrzehnten allmählich verlangsamt, wohingegen die Steigung der Elektrizitätsnachfrage nahezu unverändert blieb. Abbildung 2.11 zeigt den zukünftigen Rückgang der gesamten Energienachfrage und Abbildung 2.12 zeigt den Trend des Elektrizitätsverbrauchs bis zum Jahr 2035.

Durch die stetige Effizienzsteigerung wird ein Anstieg der gesamten Energienachfrage bis 2035 von lediglich 2% bezogen auf das Jahr 2000 erwartet. Mit Szenario II kann der Energieverbrauch bereits um 4% gegenüber dem Basisjahr verringert werden. Ein klarer Richtungswechsel der Gesamtnachfrage ist jedoch erst mit Szenario III (14%) und IV (27%) zu erwarten.

Im Gegensatz zur gesamten Energieproduktion wird ohne weitere Maßnahmen die Elektrizitätsnachfrage weiterhin stark zunehmen. Trotz angenommener Effizienzsteigerung wird der Stromverbrauch in Szenario I bis zum Jahr 2035 weiter um etwa 29% anwachsen. Szenario II kann den Anstieg leicht verringern und erreicht 2035 23% gegenüber dem Basisjahr. In Szenario III steigt der Verbrauch zunächst noch bis etwa 2020 und sinkt dann wieder leicht ab, beträgt jedoch immer noch 13% im Vergleich zum Jahr 2000. Erst in Szenario IV kann der Stromverbrauch bis 2035 deutlich verringert werden und erreicht 2% unter der Elektrizitätsnachfrage von 2000.

Eine vom BFE durchgeführte Untersuchung der Auswirkungen des Bruttoinlandsproduktes bis ins Jahr 2035 hat ergeben, dass sich die Energienachfrage hierbei nur

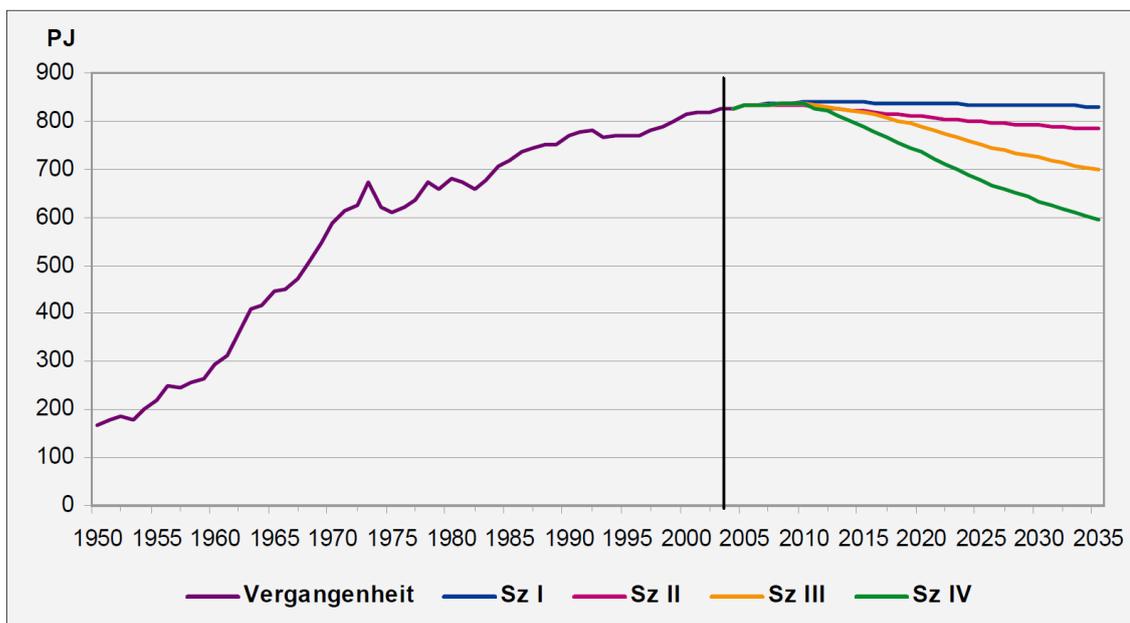


Abbildung 2.11: Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich [3]

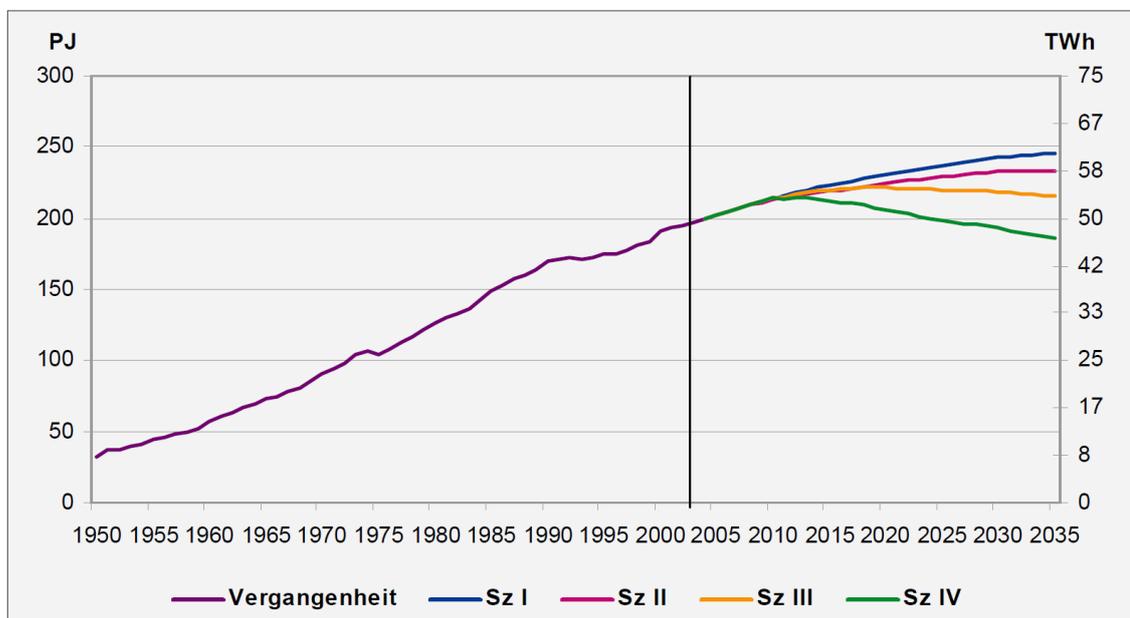


Abbildung 2.12: Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich [3]

geringfügig verändert. Ein um etwa 20% erhöhtes BIP führt bei Szenario I nur zu einer um knapp 5% höheren Endenergienachfrage und bei den restlichen Varianten wirkt sich dies nochmals geringer aus.

Ebenfalls wird eine erwartete Klimaerwärmung von 1,2°C im Jahr 2050 trotz geringfügiger Erhöhung des Strombedarfs durch Klimageräte zu einer Reduktion der Gesamtenergienachfrage aufgrund des geringeren Wärmebedarfs im Winter führen.

Interessant sind nun die Ergebnisse der vorgegebenen Ziele für Endenergieverbrauch, CO₂-Emissionen und Anteil der EE der verschiedenen Szenarien. Das *Kyoto-Ziel* einer Reduktion der Brennstoff- und Treibstoffnachfrage um 10% bis 2010 gegenüber dem Jahr 1990 kann ohne zusätzliche energiepolitische Eingriffe nicht erreicht werden. Selbst mit den Instrumenten von Szenario II mit einer CO₂-Lenkungsabgabe wird dieses Ziel knapp verfehlt. Szenario III und Szenario IV hingegen erfüllen das Kyoto-Ziel und weiters auch die landesinternen Forderungen. Die geforderten CO₂-Emissionen von -20% bzw. -35% der beiden Szenarien werden bei ausgewählten Angebotsvarianten mit -39% bzw. -48% sogar deutlich übertroffen.

Tabelle 2.8 fasst die Ergebnisse der Zukunftsmodellierung in Anlehnung an die Zielsetzungen für Szenario III (Tabelle 2.4) und Szenario IV (Tabelle 2.5) zusammen. Das Jahr 2000 ist hierbei wieder als Basisjahr zu betrachten.

Tabelle 2.8: Zusammenfassung der Ergebnisse nach Szenarien

	Sz. III	Sz. IV
Endenergieverbrauch pro Kopf	-18,5%	-30,6%
CO ₂ -Emissionen	-39% Var. E	-48,3% Var. E
	-33% Var. C	-40,6% Var. C
	-28% Var. D	
Anteil EE an der Wärmeerzeugung	23,8%	31,7%
Anteil EE an den Treibstoffen	10%	11,8%
Anteil neuer EE an der Elektrizitätserzeugung	27% Var. E	21,5% Var. E
	16% Var. D&E	15% Var. D&E
	13,5% Var. C&E	

Erneuerbare Energien bis 2035

Besonderes Augenmerk des AutRES100-Projekts liegt in der Betrachtung der Erneuerbaren Energien, sodass hier noch genauer auf die Ausbaumöglichkeiten gesuchter EE eingegangen wird. Neben der üblichen Nutzung von Biomasse, spielen Windenergie, Photovoltaik aber auch die Geothermie sowie die in späteren Kapitel genauer betrachtete Wasserkraft eine große Rolle unter den EE.

Abbildung 2.13 zeigt die möglichen Ausbaupotenziale der neuen EE bis ins Jahr 2035. Zu erkennen sind die unterschiedlichen Technologien bei den jeweiligen Varianten in den verschiedenen Szenarien.

Aufgrund der unveränderten Energiepolitik in Szenario I liefern die neuen EE nur einen geringfügigen Beitrag von etwa 2% an der Landeserzeugung. Dabei stammt die Hälfte der Stromerzeugung aus dem erneuerbaren Anteil der Kehrrihtanlagen.

In Szenario II bestimmt vor allem die Höhe der Förderungen den Anteil an EE. Die Modellierungen zeigen einen Ausbau von etwa 5,7 TW h der neuen Erneuerbaren, wobei hier aus Kostengründen die Photovoltaik kaum eine Rolle spielt. Die Kleinwasserkraftwerke liefern noch einen zusätzlichen Beitrag von 3,2 TW h.

Den größten Zuwachs an neuen EE erfolgt in Szenario III. Zusätzlich zum autonomen Zubau von fossilen WKK und Großwasserkraftwerken werden so 16 TW h durch neue EE gewonnen. Schwerpunkt dabei liegt auf dem Durchbruch der Geothermie. Neben der reinen erneuerbaren Variante E sind vor allem die Mischvarianten C&E sowie D&E interessant. Um die Stromlücke zu schließen wird hier ein Ausbau von 8 TW h bzw. 9,5 TW h benötigt.

Die Stromlücke von 6,6 TW h (im Winterhalbjahr) in Szenario IV kann fast vollständig durch Variante E gedeckt werden. Bei Variante D&E übernehmen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen einen Großteil der Energieerzeugung. Bei Variante E werden ca. 10 TW h EE zugebaut. Der im Vergleich zum vorherigen Szenario geringere Ausbau der EE ist lediglich durch die ebenfalls geringere Stromlücke begründet.

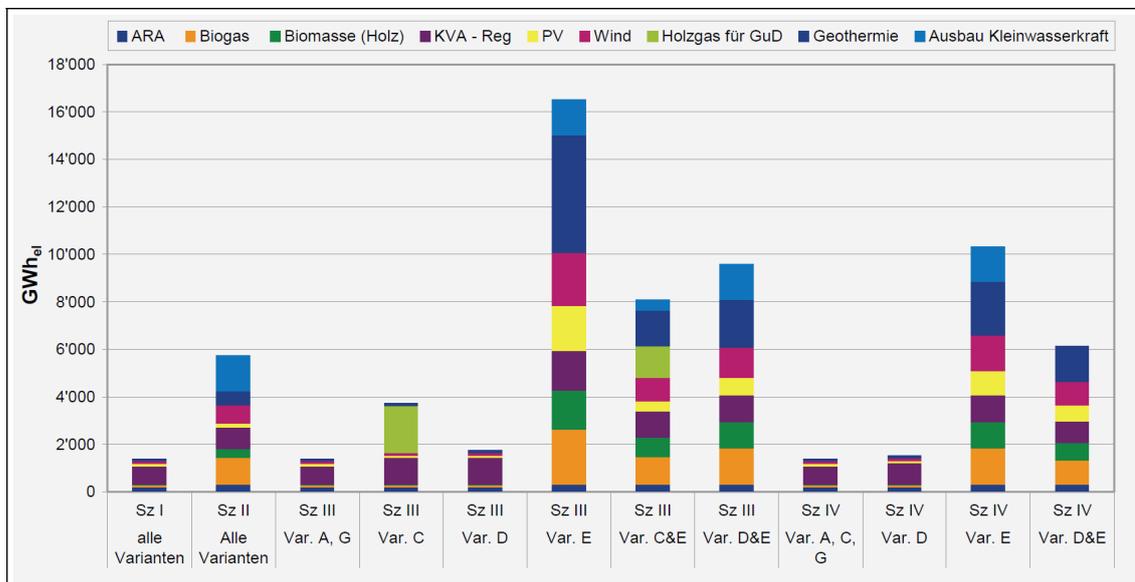


Abbildung 2.13: Potentiale der Erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2035

Kapitel 3

Grundlagen der Wasserkraftwerke

Das Grundelement Wasser prägte die Menschheit seit je her, sodass schon frühe Zivilisationen verstanden das Wasser für ihren Nutzen zu lenken. Angefangen vom Seeweg über eindrucksvolle Bewässerungsanlagen hin zu frühen Wasserradanlagen. Bereits einige Jahrhunderte v. Chr. wurden erste wasserradgetriebene Schöpfwerke und Mühlen entwickelt. Die anfänglich lediglich für geringe Arbeit ausgelegten Wasserräder wurden fast unverändert bis ins 19. Jahrhundert verwendet, ab diesem der technische Fortschritt im Bereich der Wasserkraft im großen Stil begann.

Die ersten bedeutenden hydraulischen Maschinen des Franzosen *Benoit Fourneyron* (1827) und die ersten Schritte zur Wasserturbine durch *Carl Anton Henschel*, *Walter Zuppinger* und *Friedrich Wilhelm Schwamkrug* bis Mitte des Jahrhunderts, ebneten den Weg für die noch heute bedeutenden Entwicklungen der Ingenieure *James Bicheno Francis* (Francis-Turbine 1849), *Lester Pelton* (Pelton-Turbine 1880) und *Viktor Kaplan* (Kaplan-Turbine 1913) [11].

Die erste Übertragung elektrischen Stroms, erzeugt aus Wasserkraft, erfolgte schließlich 1891 zur internationalen Elektrizitätsausstellung in Frankfurt am Main. Hierbei begannen 1000 elektrische Glühbirnen gleichzeitig zu leuchten und ein 10 m hoher Springbrunnen zu sprudeln und machte den Weg für eine neue Art der Energieversorgung frei. Dieses neue Konzept der zentralen Energiegewinnung durch Wasserkraft und Transport der elektrischen Energie über Leitungen zum Verbraucher, wird bis heute beibehalten und macht in der Schweiz die Mehrheit der Elektrizitätserzeugung aus.

Neben der Bereitstellung elektrischer Energie erfüllen moderne Anlagen eine Vielzahl an Aufgaben. Künstlich angelegte Speicherseen bilden durch kontrollierte Wasserabgabe einen effektiven Hochwasserschutz. Die Regulierung der Wasserstände und der Fließgewässer ermöglichen die Wassernutzung selbst in sensiblen Gebieten wie Städten durch nahezu konstanten Wasserpegel. Ebenfalls die gezielte und gleichmäßige Mindestwasserabgabe an den Unterlauf des Gewässers dient der Erhaltung und Förderung der dortigen Flora und Fauna. Weitere Mehrzweckaufgaben eines Wasserkraftwerkes sind unter anderem; Sicherstellung der Schifffahrt, Speicherung von Trink- und Brauchwasser sowie die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen.

3.1 Nutzung der Wasserkraft

Aufgrund des derzeitigen Umdenkens der Menschheit, weg von fossilen Brennstoffen und der Gefahr durch Kernenergie, treten Erneuerbare Energien und deren technische Nutzungsarten immer mehr in den Vordergrund. Die „unerschöpflichen“ Energiequellen bestehen aus den drei Grundsteinen Sonnenenergie, geothermischer Energie und Rotationsenergie der Erde (Gezeiten), wie Abbildung 3.1 veranschaulicht.

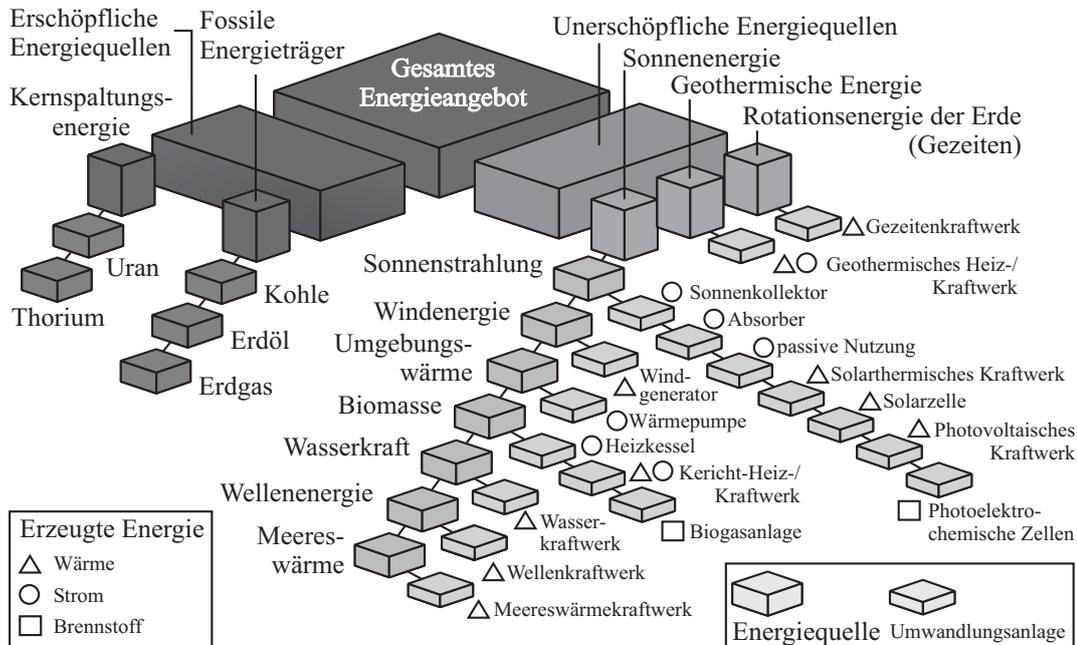


Abbildung 3.1: Übersicht über die erschöpflichen und unerschöpflichen Energien [11]

Dieser Abbildung nach ist Wasserkraft demnach eine Unterkategorie der Sonnenenergie. Durch die Verdunstung des Wasser durch Sonnenenergie und späterem Niederschlag wird ein hydrologischer Kreislauf auf der Erde erzeugt. Die direkte Nutzung der Sonnenstrahlen ist jedoch nur in sehr geringem Maße möglich. Die Leistungsdichte der Wasserkraft mit etwa 108 kW/m^2 hingegen ist mit großem Abstand die energiereichste Quelle unter den Erneuerbaren Energien. Je nach Region steht diese Energie bei Laufkraftwerken bis zu 8000 Stunden unter Vollast pro Jahr zur Verfügung. Speicherkraftwerke haben im Vergleich etwa 2500 Vollaststunden. Zudem haben Wasserkraftwerke den höchsten Wirkungsgrad der derzeit eingesetzten Kraftwerkstypen mit einem breit gefächertem Einsatzgebiet, von Kleinwasserkraftanlagen mit wenigen kW bis hin zu Großwasserkraftwerken im GW-Bereich¹ (s. Abbildung 3.2).

Zukünftig wird weltweit gesehen mit einem starken Ausbau der Wasserkraft gerechnet, jedoch gibt es neben den vielen Vorteilen auch einige zu berücksichtigende Unwägbarkeiten. Besonders in Entwicklungsländern gibt es große Probleme bei

¹Der Kraftwerkkomplex Grande Dixence in der Schweiz zum Beispiel, hat eine Produktionsleistung von über 2000 MW

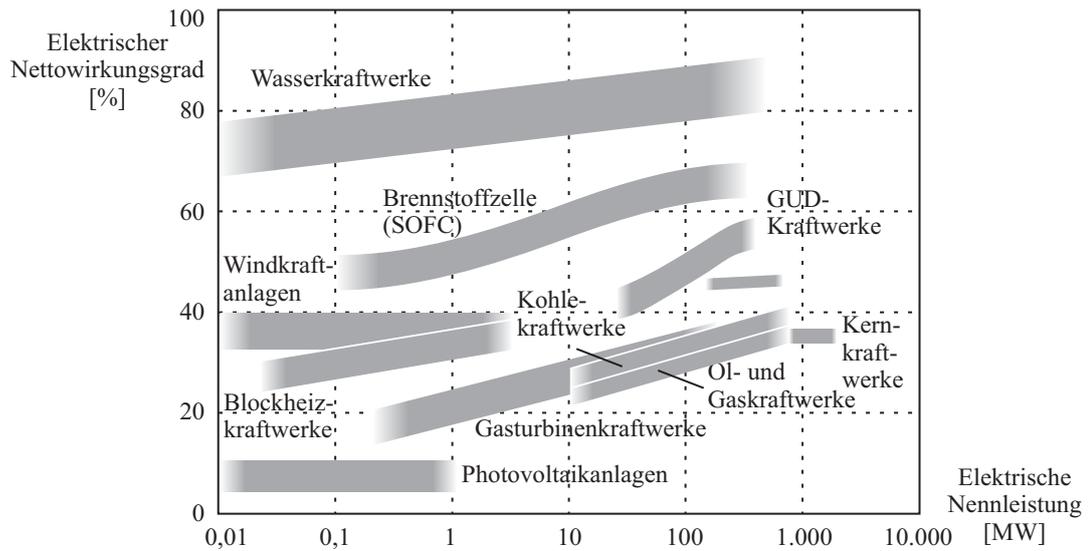


Abbildung 3.2: Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen [11]

der Umsiedlung bei einem neuen Wasserkraftwerksprojekt, da die betroffenen Menschen meist nicht gebührend entschädigt werden und so die Akzeptanz dessen fehlt. Ebenso sind Umweltverträglichkeitsprüfungen und Kostenüberschreitungen entwicklungs-dämpfende Punkte. Bei falsch angelegten Wasserkraftanlagen kehrt sich der zuvor erwähnte Vorteil bezüglich der ökologischen Bedingungen ins Gegenteil um. Künstlich angelegte Dämme und Talsperren schränken den natürlichen Lebensraum einiger Tierarten ein und verringerte Wasserdurchflussmengen in Bächen und Flüssen können zu einer Sauerstoffverarmung im Wasser führen. Auch die Gefahr durch Dammbüche steht dem Hochwasserschutz entgegen. Aus diesen Gründen dauert die Planungszeit größerer Wasserkraftwerke oftmals länger als 10 Jahre.

3.1.1 Energie des Wassers

Die genaue Energieberechnung aus Wasserkraft ist anlagenabhängig und von vielen Faktoren bestimmt, sodass in diesem Unterkapitel lediglich eine kurze Zusammenfassung aufgezeigt wird. Für genauere Informationen sei auf einschlägige Literatur [11, 16, 22] und das Kapitel C.1 im Anhang verwiesen.

Um Energie aus Wasserkraft zu gewinnen, wird das Wasser auf ein bestimmtes Niveau aufgestaut und die hierdurch entstehende potentielle Energie im Kraftwerk umgesetzt. Dabei spielt die Fallhöhe eine wesentliche Rolle, wie Gleichung (3.1) der allgemeinen potentiellen Energie für die Wasserkraft zeigt.

$$E_p = g \cdot m \cdot h_p \tag{3.1}$$

- E_p potentielle Energie
- h_p potentielle Energiehöhe
- g Erdbeschleunigung $g = 9,81 \text{ m/s}^2$
- m Masse

Die potentielle Energiehöhe ist in diesem Zusammenhang gleichbedeutend mit der Wasserspiegelhöhe des Speicherbeckens. Ersetzt man die Masse des Wassers durch das angestaute Volumen und die Dichte des Wassers, so lässt sich die Lageenergie des Wassers für ein Speichervolumen folgendermaßen anschreiben.

$$E_p = g \cdot \rho_w \cdot V \cdot h_p \quad (3.2)$$

ρ_w Dichte des Wassers
 V Volumen

Die angeschriebene Gleichung ist jedoch noch nicht die endgültig im Kraftwerk nutzbare Energie. Stellt man sich ein ungleichmäßiges Flussbett oder einen Gebirgssee vor, so ändert sich bei Absenkung des Wasserspiegels der Druck des Wassers und somit ebenfalls die Abflussmenge, wodurch sich wiederum die nutzbare Energie ändert. Berücksichtigt wird dies, indem anstatt der Wasserspiegelhöhe h_p mit der Schwerpunkthöhe des Gewässers gerechnet wird. Ein rechteckförmiges Speicherbeckenprofil hat näherungsweise eine Schwerpunktlage genau in der Mitte der Differenz zwischen Stauziel und Absenkziel, wohingegen bei einem typischen Gebirgssee diese etwa im oberen Drittel liegt, da der See sich nach unten hin verjüngt. Abbildung 3.3 zeigt die Schwerpunkthöhe eines Gebirgssees sowie die Leistung und die Durchflussmenge in Abhängigkeit der Höhe.

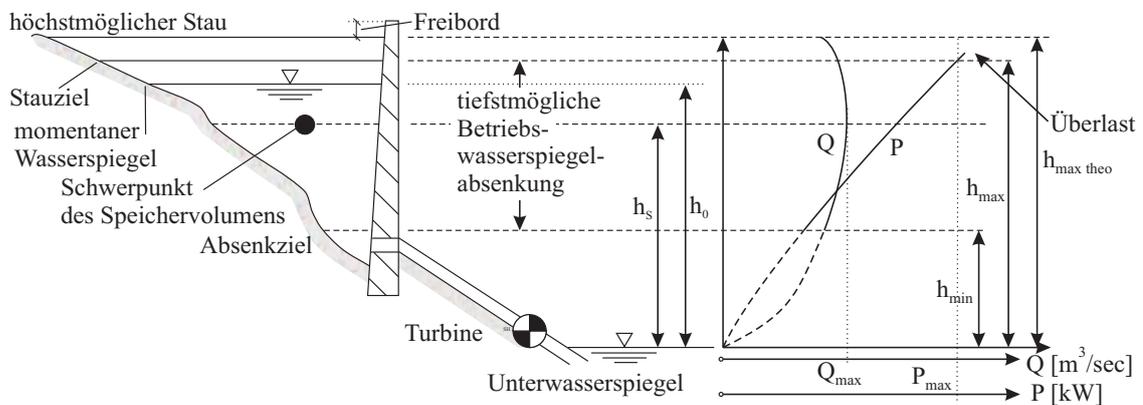


Abbildung 3.3: Speichersee mit Schwerpunkthöhe und Verlauf der Abflussmenge [11]

Gleichung (3.3) beschreibt nun die tatsächlich nutzbare Energie mit der beschriebenen Schwerpunkthöhe.

$$E = g \cdot \rho_w \cdot V \cdot h_S \quad (3.3)$$

h_S Schwerpunktshöhe

Die aus der Nutzenergie gewonnene elektrische Leistung, ist neben dem Gesamtwirkungsgrad der Anlage ebenfalls von der Durchflussmenge an der Turbine und der Fallhöhe bis zur Turbine abhängig, und ist in Gleichung (3.4) dargestellt.

$$P_{el} = \eta_{tot} \cdot g \cdot \rho_w \cdot Q \cdot h_f \quad (3.4)$$

P_{el} elektrische Leistung
 η_{tot} Gesamtwirkungsgrad der Anlage
 Q Durchflussmenge
 h_f Fallhöhe

Neben dem wichtigen Parameter der Fallhöhe ist demnach die Durchflussmenge von entscheidender Bedeutung und wie in Abbildung 3.3 gezeigt, von der Schwerpunktshöhe abhängig.

Eine für die Beurteilung des jährlichen Betriebs des Wasserkraftwerks wichtige Größe ist die Gesamtjahresenergie, das sogenannte Regelarbeitsvermögen RAV, welches sich über das Produkt der elektrischen Leistung mit der Volllaststundenzahl berechnen lässt.

$$RAV = P \cdot t_{Volllast} \quad (3.5)$$

RAV Regelarbeitsvermögen
 $t_{Volllast}$ Volllaststunden

Die Gleichungen (3.3) bis (3.5) zusammenfassend betrachtet zeigt die wichtigsten Einflussparameter eines Wasserkraftwerkes. Die Fallhöhe h_f und die Durchflussmenge Q zur Bestimmung der elektrischen Leistung P_{el} unter Berücksichtigung des Gesamtwirkungsgrades η_{tot} des Kraftwerks und der Volllaststundenzahl $t_{Volllast}$ um anschließend die Jahresarbeit, das Regelarbeitsvermögen RAV, zu berechnen.

3.2 Arten der Wasserkraftanlagen

Die Unterscheidungen der Wasserkraftanlagen sind vielseitig und nicht eindeutig abgrenzbar, da je nach Gegebenheiten verschiedenste Eigenschaften bzw. Unterteilungen kombiniert werden können. Eine strikte Gliederung von Wasserkraftwerken, beispielsweise nach Fallhöhe, Druck, Speicherfähigkeit oder anderem ist demnach nicht möglich, jedoch soll im Folgenden eine Aufteilung nach den wichtigsten und gebräuchlichsten Gesichtspunkten aufgezeigt werden [11].

Einteilung nach technischen Gesichtspunkten

1. Laufwasserkraftwerke
 - Flusskraftwerke
 - Umleitungskraftwerke
2. Speicherkraftwerke
 - Gletscherkraftwerke
 - Pumpspeicherkraftwerke
3. Gezeitenkraftwerke
4. Wellenkraftwerke
5. Gradientenkraftwerke
6. Depressionskraftwerke

Einteilung nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten

1. Grundlastkraftwerke
2. Mittellastkraftwerke
3. Spitzenlastkraftwerke

Einteilung nach der Nutzfalhöhe

1. Niederdruckanlagen
2. Mitteldruckanlagen
3. Hochdruckanlagen

Bei Laufwasserkraftwerken ist die Energieerzeugung abhängig von der für die energiewirtschaftliche Nutzung verfügbaren Zuflussmenge, und Wasser kann hierbei in der Regel nicht gespeichert werden². Da das Wasserdargebot über das Jahr schwankt und meist nicht dem Energiebedarf entspricht, werden Laufwasserkraftwerke in den meisten Fällen zu Deckung der Grundlast verwendet. Als Grundlast bei Laufwasserkraftwerken zählt jedoch nur der ständig verfügbare Teil der Elektrizitätserzeugung, da nur dieser für die Energieversorgung langfristig planbar ist [16]. Als Sonderform der Laufkraftwerke sei an dieser Stelle das Flusskraftwerk erwähnt. Diese sind meist als Niederdruckanlage ausgeführt und verarbeiten große Durchflussmengen mit einer geringen nutzbaren Fallhöhe.

Speicherkraftwerke haben im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken einen gewissen Stauraum, über diesen der Wasserzufluss langfristiger verfügt werden kann und in den meisten Fällen für Tages- oder Wochenspeicherung verwendet wird. Sogenannte Überjahresspeicher haben große Nutzvolumen und können zum Ausgleich

²Ausnahme bildet der Schwellbetrieb, wodurch sich wesentliche wirtschaftliche Vorteile erzielen lassen und dem im Anhang C.2 ein eigenes Kapitel gewidmet ist.

von trockenen Jahren verwendet werden und sind meist als Hochdruckanlage ausgeführt. Speicherkraftwerke werden vor allem für die Deckung der Spitzenlast verwendet und im Rahmen der Netzregelung für die Lieferung der ausgleichenden Regelleistung.

Gletscherkraftwerke sind eine besondere Form der Speicherkraftwerke, die gezielt das Schmelzwasser von großen Gletschern nutzen. Explizit werden jedoch im Hochgebirge diese Wassermengen in den Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken genutzt. Vor allem ist die Nutzung des Schmelzwassers der polaren Gletschermassen und Grönland gemeint, wobei die Energieübertragung über solch große Entfernungen zu den Verbrauchern ein großer Punkt ist.

Pumpspeicherkraftwerke fungieren einerseits wie Speicherkraftwerke und können andererseits überschüssige Energie speichern. Bei letzterem wird Wasser von einem unteren Speicherbecken in ein oberes gepumpt. Hierbei wird elektrische (überschüssige) Energie in potenzielle (speicherbare) Energie in einer höher gelegenen Wasserkraftanlage umgewandelt, um diese so in Spitzenlastzeiten nutzen zu können. Pumpspeicher sind im Vergleich zu reinen Speicherkraftwerken in der Wahl des Standortes flexibler, da diese auch ohne natürlichen Zufluss auskommen würden.

Gezeitenkraftwerke werden nach Abbildung 3.1 im Gegensatz zu den vorherigen Kraftwerkstypen nicht durch Sonnenenergie hervorgerufen, sondern durch Rotationsenergie der Erde und der Wechselwirkung mit anderen Himmelskörpern. Die Gezeitenerscheinung äußert sich unter anderem durch periodisches Fallen und Steigen des Wasserspiegels und der dadurch entstehenden Strömung. Diese weist dabei einen sinusförmigen Geschwindigkeitsverlauf auf, welcher etwa alle 6,2 Stunden wechselt [22]. Der Tidenhub, der maximale Höhenunterschied, ist ortsabhängig und kann über 10 m betragen. Die Gezeiten entstehen hauptsächlich durch die Gravitationskräfte der Sonne und des Mondes zusammen mit der Zentrifugalkraft. Die daraus entstehenden Strömungsbewegungen lassen sich durch Wasserturbinen in elektrische Energie umsetzen, wobei sich auf diese Weise theoretisch der gesamte Elektrizitätsbedarf der Welt decken ließe [11].

Wellenenergie entsteht neben denselben Ursachen der Gezeitenbewegungen ebenfalls durch Wind und seismische Aktivitäten. Die wirkungsvollsten Anlagen zur Wellenenergiegewinnung arbeiten nach dem Prinzip der schwingenden Wassersäule, wobei es sich um eine hydraulische Turbine handelt, die den potentiellen Energieanteil der Welle ausnutzt.

Gradientenkraftwerke nutzen den Temperaturunterschiede des Oberflächenwassers und des Tiefenwassers und betreiben mit diesem Temperaturgefälle Wärmepumpen. Diesen Namen tragen auch Kraftwerke, die sich einen unterschiedlichen Salzgehalt verschiedener Gewässer zunutze machen. Hierbei wird durch den Osmosevorgang, aufgrund von austretendem Süßwasser durch eine Membran in einem geschlossenen System, ein Druck von bis zu 27 bar erzeugt, der über Wasserturbinen abgearbeitet werden kann.

Depressionskraftwerke leiten Wasser durch Rohrleitungen in tiefer gelegene Becken, vorwiegend in heißen Regionen. Das Wasser in diesen Becken verdampft, wodurch stetig neues Wasser zufließen kann und Wasserturbinen antreibt. Es gibt bereits Fallstudien zu solchen Kraftwerksanlagen, die zum Beispiel Wasser vom Mit-

telmeer oder dem Roten Meer zum Verdunsten ins Tote Meer leiten, jedoch wurden bis jetzt noch keine derartigen Kraftwerke in Betrieb genommen.

Bei den für die Schweiz wesentlichen Kraftwerkstypen, den Laufkraftwerken und den Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken, empfiehlt es sich diese weiter nach der Nutzfallhöhe zu unterscheiden. Es wird dabei in Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckanlagen unterschieden, wobei ebenfalls verschiedene Turbinenarten eingesetzt werden.

Tabelle 3.1 zeigt eine Auflistung der üblicherweise auftretenden charakteristischen Eigenschaften und Unterscheidungen nach Einteilung der Nutzfallhöhe.

Tabelle 3.1: Klassifizierung der Wasserkraftanlagen [11, 16]

	Niederdruckanlage	Mitteldruckanlage	Hochdruckanlage
Nutzfallhöhe	$h_f < 15m$	$15m < h_f < 50m$	$h_f > 50m$
topografische Lage	Flachland	Hügelland	Gebirge
Durchfluss	groß	mittel	klein
Stauhaltung	feste, bewegliche Wehre	Stauwerke und Talsperren	Talsperren
Wasserführung	Fluss-, Ausleitungskraftwerke	Ausleitungskraftwerke	Triebwasserstollen
Turbinenart	Kaplan-, Rohr-, Propeller- und Francis-Turbinen	Kaplan-, Fancis-, und Propeller-Turbinen	Pelton- und Francis-Turbinen
Ausmaß der Speicherung	Laufkraftwerk, Tagesspeicher	Tages- Wochenspeicher	Tages- bis Überjahresspeicher
Lastbereich	Grundlast	Grundlast	Grund-, Mittel- und Spitzenlast

3.2.1 Niederdruckanlagen

Niederdruckanlagen werden meist als Laufkraftwerke gebaut und werden bei geringen Fallhöhen und eher großen Durchflussmengen betrieben. Dabei kommen vor allem Propeller-, Kaplan-, Rohr-, Straflo- und Durchströmturbinen zum Einsatz, welche in Kapitel 3.3 näher beschrieben werden. Bei den Niederdruckanlagen unterscheidet man weiter zwischen Flusskraftwerken und Umleitungskraftwerken, jeweils mit verschiedenen Bauweisen.

Flusskraftwerke

Flusskraftwerke sind Anlagen, die meist direkt in den Fluss oder ein fließendes Gewässer gebaut werden. Im Allgemeinen bilden Stauwehr und Maschinenhaus eine gemeinsame Einheit und ihre Längsrichtung ist quer zur Stromrichtung ausgerichtet. Um den größtmöglichen Ausnutzungsgrad zu erreichen, wird die gesamte Fallhöhe

einer Gewässerstrecke in mehreren Kraftwerksstufen abgebaut, der sogenannten Stufenbauweise. Ebenfalls wird diese Bauart aufgrund des Schiffsverkehrs bevorzugt, da so eine durchgehende Mindesttiefe gewährleistet werden kann. Ein derartiger Stufenausbau kann dabei grundsätzlich in drei Varianten eingeteilt werden; aussetzende, aneinandergereihte oder übergreifende Stauhaltung (s. Abbildung 3.4).

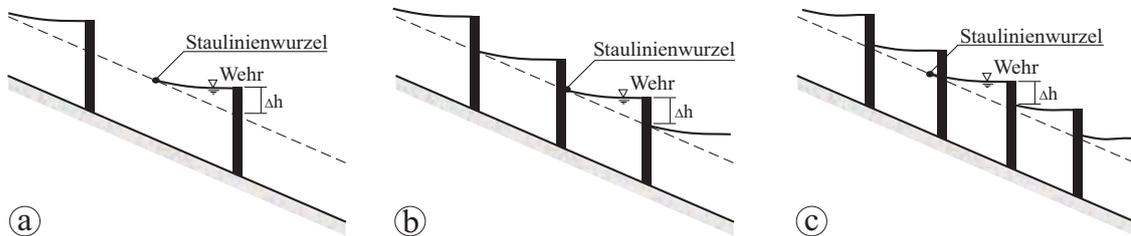


Abbildung 3.4: Stafflungsarten bei Kraftwerksketten
a) aussetzend, b) aneinandergereiht, c) übergreifend [11]

Laufwasserkraftwerke nutzen das natürliche Wasserdargebot mit einer relativ konstanten Durchflussmenge und dienen in dieser Konstellation der Grundlastdeckung. Mit einem kleinen Stauvolumen können diese jedoch mit Kipp- bzw. Schwellbetrieb auch zur Deckung der Spitzenlast verwendet werden (Durchlaufspeicherung). Beim Kippbetrieb werden die Wasserkraftwerke entlang einer Anlagenkette derart betrieben, dass durch alle Kraftwerke zeitgleich dieselbe Wassermenge fließt und kurzzeitig eine wesentlich höhere Leistungsabgabe möglich ist. Eine wesentlich bessere Fallhöhenausnutzung bietet der Schwellbetrieb. Hierbei werden die Wasserkraftwerke entsprechend der durchlaufenden Wassermenge derart in Betrieb genommen, dass je nach Energiebedarf eine angepasste Leistung abgegeben werden kann (näheres siehe Anhang C.2).

An diesem Punkt sei bereits auf eine wesentliche Optimierung der Wasserkraft hingewiesen. Vielerorts ist ein weiterer Ausbau der Wasserkraft nicht möglich, jedoch kann unter gewissen Voraussetzungen ein gezielter Schwellbetrieb die teuren Spitzenlastkraftwerke eventuell entlasten.

Abbildung 3.5 zeigt zur Veranschaulichung ein Schema eines Flusskraftwerkes, hier dargestellt in Blockbauweise mit Rohrturbinen. Weitere Anordnungsarten eines Flusskraftwerkes wären zweiteilige Kraftwerke (Zwillingskraftwerke), überströmbare (Wehr-)Kraftwerke, Pfeilerkraftwerke und Buchtenkraftwerke [16].

Umleitungskraftwerke

Die zweite Untergruppe der Laufwasserkraftwerke bilden die Umleitungskraftwerke, auch Ausleitungskraftwerke genannt und können teilweise ebenfalls in Mittel- und Hochdruckanlagen zum Einsatz kommen. Hierbei kann ebenfalls wieder in einzelne Bauarten unterteilt werden, in Kanalkraftwerke und Schleifen- bzw. Schlingenkraftwerke (s. Abbildung 3.6). Im Gegensatz zu reinen Flusskraftwerken findet der Bau des Maschinenhauses überwiegend im Trockenen statt. Ebenfalls können stark gewundene Flussabschnitte abgekürzt werden, wodurch die gesamte Fallhöhe dieses

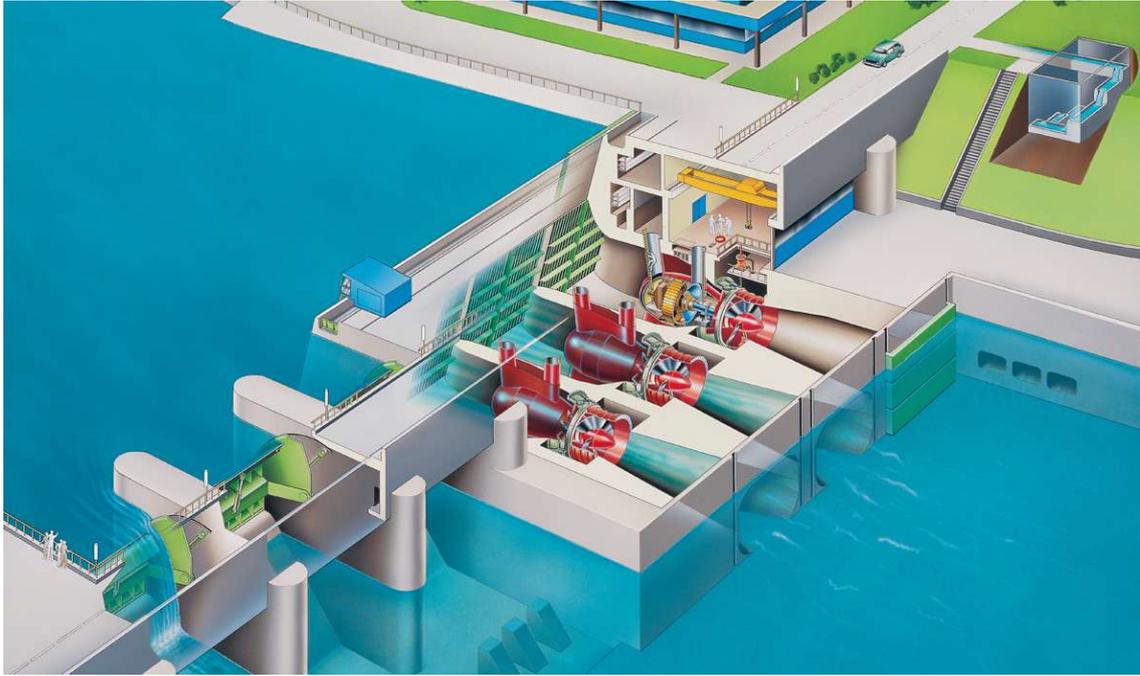


Abbildung 3.5: Schema einer Niederdruckanlage
 Quelle: <http://www.strom-online.ch>

Bereichs optimal ausgenutzt werden kann und überdies der Schiffsverkehr begünstigt wird.

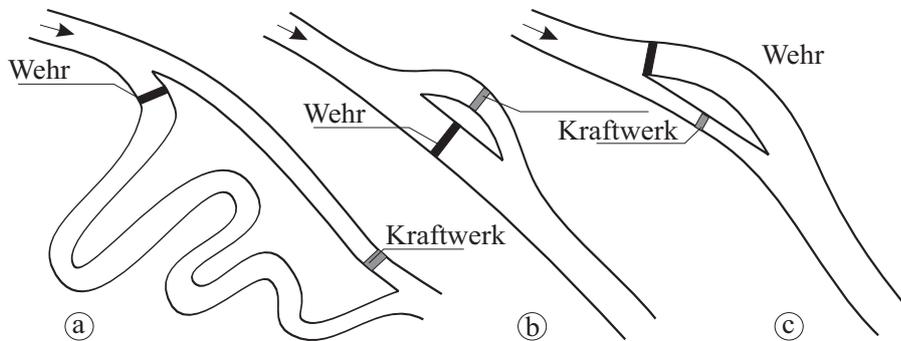


Abbildung 3.6: Bauarten von Umleitungskraftwerken
 a) Kanal-, b) Schleifen-, c) Schlingenkraftwerk [11]

3.2.2 Mitteldruckanlagen

Als Mitteldruckanlagen werden jene Wasserkraftwerke bezeichnet, die eine mittlere Fallhöhe von 15m bis 50m nutzen, wobei der Übergang von Niederdruckanlagen bzw. zu Hochdruckanlagen fließend ist und nicht klar getrennt werden kann. Mitteldruckanlagen sind mit höheren Wehren als Laufwasserkraftwerke anzutreffen, ebenso mit

niedrigen Talsperren als Speicherkraftwerke, jedoch seltener als Pumpspeicherkraftwerke. Diese Kraftwerkstypen dienen neben der Energieerzeugung mit ihren Talsperren oftmals ebenfalls dem Hochwasserschutz. Durch die meist nahe der Staumauer gebauten Kraftwerkshäuser, können kurze (daher geringe Verluste) und günstige Triebwasserleitungen eingesetzt werden. Als Turbinentypen bei Mitteldruckanlagen kommen überwiegend Francis-Turbinen, seltener Kaplan oder gar Pelton-Turbinen zum Einsatz [11].

Abbildung 3.7 zeigt einen Schnitt einer solchen Mitteldruckanlage. Gezeigt ist der meist dreiteilige Aufbau aus Talsperre, Druckrohrleitung und Turbinenhaus (hier mit Francis-Turbine).

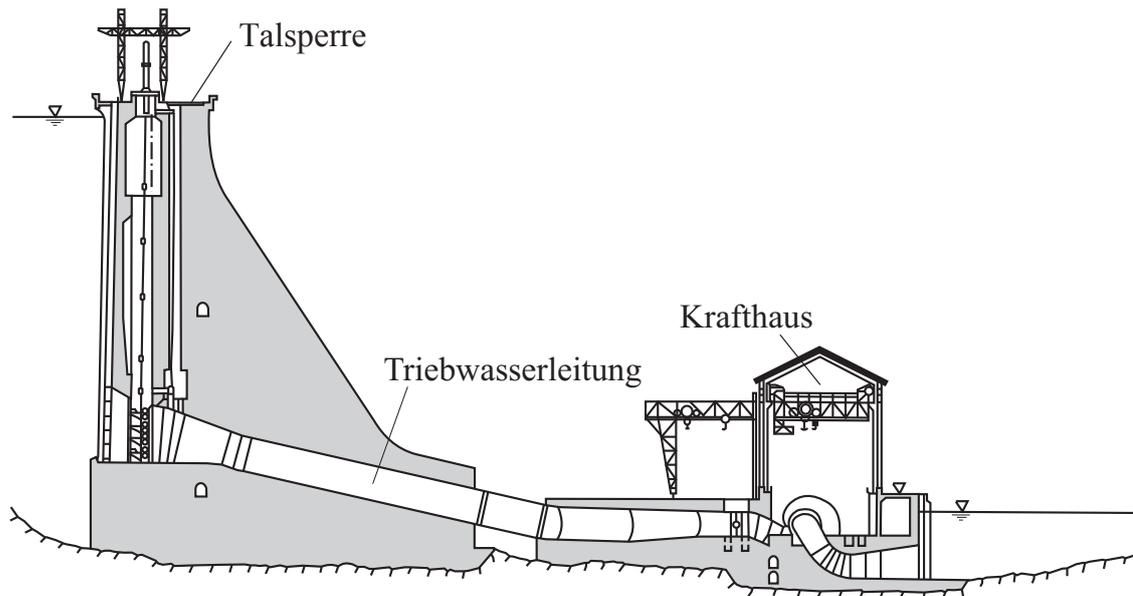


Abbildung 3.7: Dreiteiliges Mitteldruckkraftwerk [11]

3.2.3 Hochdruckanlagen

Unter Hochdruckanlagen werden vorwiegend Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke mit einer Fallhöhe größer $50m$ verstanden. Wie Gleichung (3.4) zeigt ist neben der Durchflussmenge die Fallhöhe für die Energieproduktion entscheidend. Im Gegensatz zu Flüssen bieten Gebirgsseen eher geringe Wassermenge, welche durch große Fallhöhen jedoch ebenso bedeutende Jahresenergie (RAV) bereitstellen kann. Die derzeit größte genutzte Fallhöhe einer einzigen Kraftwerksstufe weltweit beträgt $1883m$, die Kraftwerksstufe *Bieudron* in der Schweiz mit dem Gebirgssee *Lac des Dix*, und erzeugt eine Jahresenergie von über 1200 GW h .

Aufgrund der großen Wasserdrücke kommen vorwiegend Pelton-Turbinen zum Einsatz, wobei das Wasser mit hoher Geschwindigkeit über mehrere einstellbare Düsen auf becherartige Turbinenblätter gelenkt wird.

Hochdruckanlagen können wie die Mitteldruckanlagen ebenfalls wieder als Umleitungskraftwerk oder als Druckstollenkraftwerke ausgeführt sein. Ersteres zeichnet

sich üblicherweise durch niedrige Wehranlagen aus, die lediglich der Wasserfassung dienen und über einen Freispiegelstollen umgeleitet werden. Bei Druckstollenkraftwerken wird die in einem See aufgestaute Wassermenge über eine Druckrohrleitung direkt mit dem Kraftwerk verbunden. Dadurch hängt, im Gegensatz zu einem Umleitungskraftwerk, die Stauhöhe am Dammbauwerk direkt mit der Energiegewinnung zusammen. Aus diesem Grund wird stets ein möglichst großes Stauziel angestrebt.

Durch das große Stauvolumen kann einerseits unabhängiger von Zuflüssen konstant Energie bereitgestellt werden, andererseits kann rasch auf Schwankungen in der Elektrizitätsnachfrage reagiert werden, indem kurzfristig die Wassermenge erhöht wird. Um den natürlichen Verlauf des Unterwassers durch ungleichmäßige Wasserabgabe des Kraftwerks ökologisch nicht zu stören, wird in den meisten Fällen ein kleines Ausgleichsbecken zwischen Auslass des Kraftwerks und Einmündung in den Fluss verbaut um die Wassermengen gleichmäßig abgeben zu können.

Werden Druckrohrleitung und Maschinenhaus direkt im Inneren des Gebirges gebaut, so werden diese Hochdruckanlagen auch Kavernenkraftwerke genannt. Geologische und topographische Gegebenheiten, die örtlichen Verhältnisse, aber auch andere bauliche Gründe, wie etwa der kürzere Triebwasserweg, statische Gründe, Schutz vor Lawinen und Witterung, Betriebssicherheit sowie aus ästhetischen Gründen können teurere Kavernenbauten rechtfertigen [22]. Ein solches Kraftwerk ist schematisch in Abbildung 3.8 dargestellt.

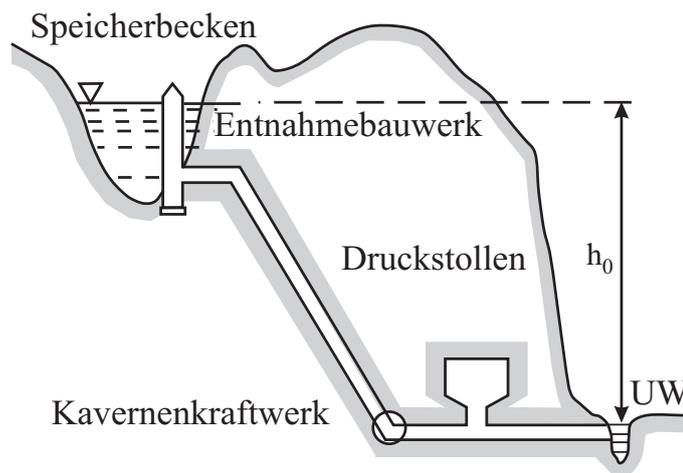


Abbildung 3.8: Kavernenkraftwerk [11]

Ebenfalls vorwiegend als Hochdruckanlage ausgeführte Kraftwerke sind, die für den Energiehaushalt der Schweiz (und auch Europa) besonders wichtigen Pumpspeicherkraftwerke. Diese liegen zwischen zwei Speichervolumen und haben neben den Turbinen ebenfalls eine oder mehrere Wasserpumpen um bei Energieüberproduktion (vorwiegend nachts) oder zur Speicherung für spätere Spitzenlast Wasser vom unteren zum oberen Staubecken zu pumpen. Durch den gezielten Einsatz von Turbinen und Pumpen können Schwankungen im Elektrizitätsnetz teilweise ausgeglichen werden und reduzieren somit die Kosten von speziellen Regelkraftwerken. Pumpspeicherkraftwerke bieten somit die einzige großtechnisch nutzbare Speichermöglichkeit für Energie.

Bei diesem Prinzip der Energiespeicherung geht trotz hoher Effizienz ein Teil der Energie durch Verluste verloren, wobei hier Verdunstung kaum eine Rolle spielt. Hauptverluste entstehen in den Rohrleitungen, den hydraulischen Maschinen und den Energiewandlern. Bei der Speicherung kann, hauptsächlich durch die Verluste der Pumpe verursacht, nur etwa 86,4% der gesamten zugeführten elektrischen Arbeit genutzt werden. Wird diese gestaute Wasserenergie anschließend wieder turbiniert, so entstehen weitere Verluste sodass am Ende etwa 77,3% elektrische Arbeit zurückgewonnen werden kann [11]. Dies wird anschaulich in Abbildung 3.9 gezeigt.

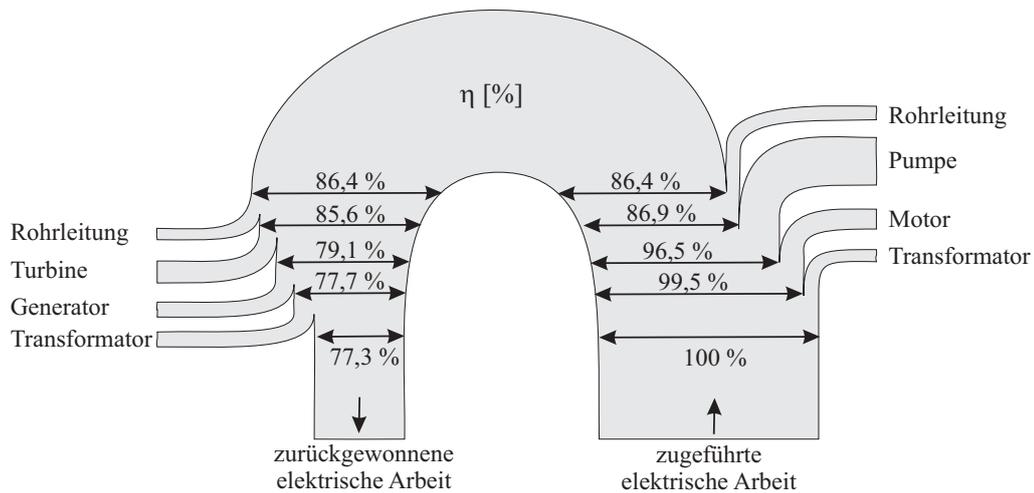


Abbildung 3.9: Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeicheranlage [11]

Eine für die Modellierung der Wasserkraftwerke besondere Rolle spielen die unterschiedlichen Kombinationen von Förderhöhe und Fallhöhe. In den meisten Fällen sind die beiden geodätischen Höhen gleich, jedoch muss vor allem beim Betrieb mit mehreren Speicherbecken darauf geachtet werden, wie Abbildung 3.10 anhand verschiedener Konstellationen veranschaulicht.

3.3 Turbinentypen

In diesem Kapitel wird kurz auf die verschiedenen Typen von Turbinen und Pumpen, allgemein hydraulische Maschinen, sowie auf einige Unterschiede eingegangen, jedoch nicht auf deren genaue Funktionsweise. Für nähere Information siehe [11, 16, 22].

Allgemein versteht man unter einer hydraulischen Maschine eine mechanische Anordnung, durch die dem durchströmenden Wasser über das Laufrad, Wasserrad o. ä. Energie entzogen wird und in weiterer Folge entweder direkte mechanische Arbeit verrichtet wird oder über einen Generator elektrische Energie erzeugt wird. Ebenfalls der umgekehrte Weg von bereitgestellter Energie in hydraulische Energie durch Pumpen wird in diese Kategorie eingeordnet [11].

Hinsichtlich ihrer Betriebsweise können hydraulische Maschinen in Gleichdruckturbinen und Überdruckturbinen unterschieden werden. Gleichdruck bedeutet, dass die Turbinenblätter druckfrei (lediglich Normaldruck) und nur teilweise umströmt

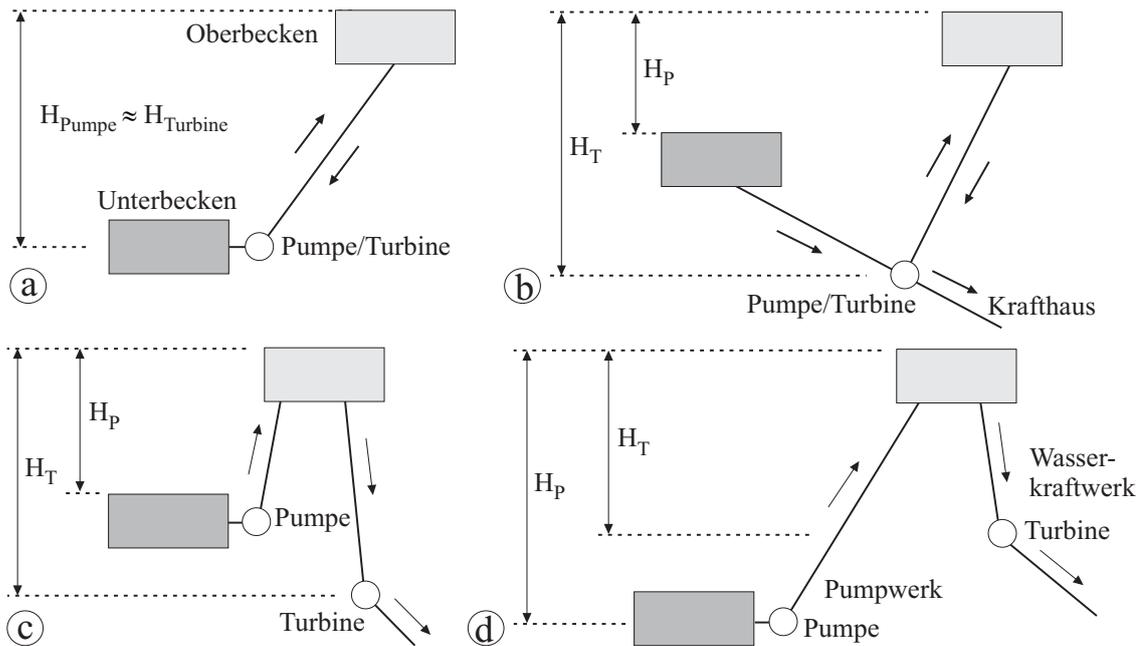


Abbildung 3.10: Varianten für die Zuordnung von Pumpwerk und Wasserkraftwerk unterschiedlicher Höhenlage [11]

werden. Ein klassischer Vertreter von Gleichdruckturbinen ist die Pelton-Turbine. Hierbei wird der durch die hohe Fallhöhe entstehende Druck am Laufradeintritt vollständig in Bewegungsenergie des Wassers umgewandelt, wodurch nach der Turbine ebenfalls der gleiche Druck herrscht.

Bei Überdruckanlagen (Propeller-, Kaplan-, Rohr-, Straflo-, Francis-Turbine etc.) befindet sich die gesamte Wasserturbine im durchfließenden Wasser und erfährt somit einen Gegendruck. Aufgrund des Druckabfalls wird nicht die gesamte Energie in Bewegungsenergie umgewandelt, wodurch diese (zumindest bei niedrigen Wassermengen) einen schlechteren Wirkungsgrad aufweisen³.

Um einige Unterschiede grafisch darzustellen zeigt Abbildung 3.11 unterschiedliche Turbinenarten in Abhängigkeit der Fallhöhe und der spezifischen Drehzahl. Erkennbar ist der bevorzugte Einsatzbereich der Pelton-Turbine bei großen Fallhöhen, wie etwa bei Gebirgsspeicherseen und andererseits die Kaplan-Turbine bei hohen Drehzahlen bzw. hohen Durchflussmengen, wodurch sie sich gut für Flusskraftwerken eignen. Francis-Turbinen bilden eine überlappende Lückenschließung im Hinblick auf den Einsatzbereich und können sowohl bei höheren Fallhöhen eingesetzt werden, als auch bei großen Wassermengen. Nachteil jedoch der Francis-Turbinen ist der geringere Wirkungsgrad im Gegensatz zu Kaplan- oder Pelton-Turbinen, wie Abbildung 3.12 im Zusammenhang mit der beaufschlagten Durchflussmenge zeigt.

Aus letzterer Grafik lässt sich erkennen, dass die Wirkungsgrade der verschiedenen Turbinenarten teilweise stark von der Wassermenge abhängt. Größten Wir-

³Jedoch können durch Saugrohrkonstruktionen Teile der verlorenen Energie zurückgewonnen werden, wie es beispielsweise bei der Erweiterung einer Kaplan-Turbine zur Rohrturbine bzw. Straflo-Turbine Anwendung findet.

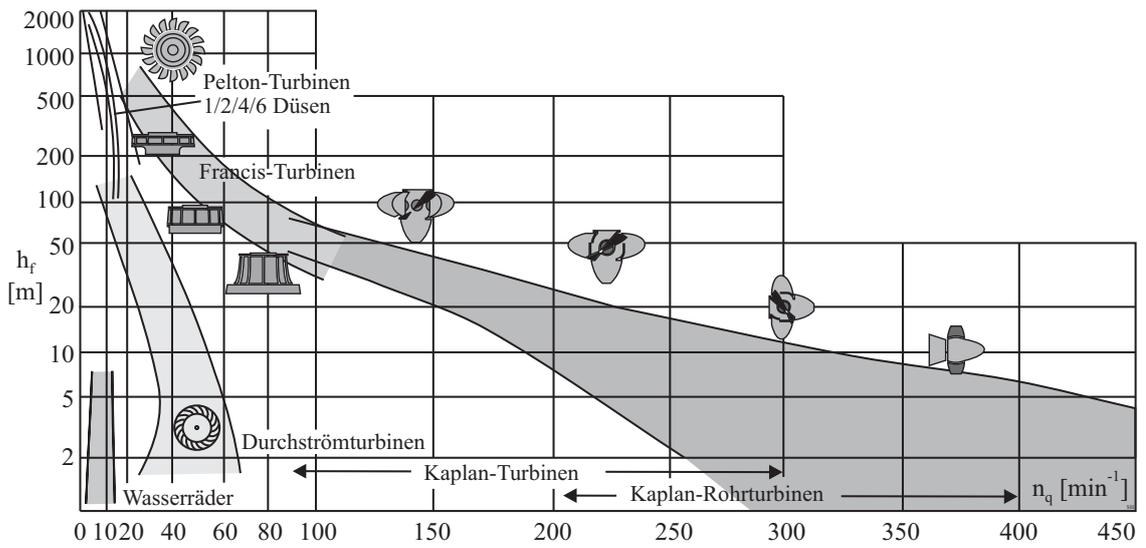


Abbildung 3.11: Einsatzbereiche verschiedener hydraulischer Maschinen [11]

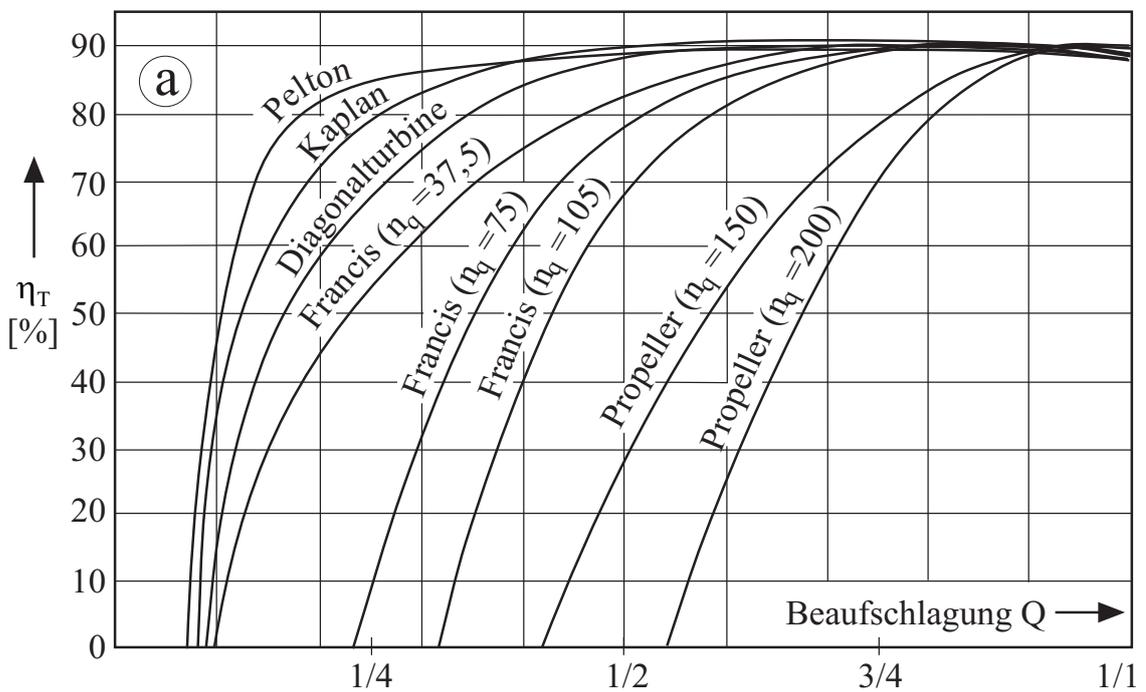


Abbildung 3.12: Wirkungsgrade der Turbinen [11]

kungsgrad, und relativ unabhängig von der Durchflussmenge wodurch sie sich besonders bei variablem Betrieb eignet, besitzt die Pelton-Turbine, dicht gefolgt von der Kaplan-Turbine. Francis-Turbinen haben hingegen wie erwähnt einen schlechteren Wirkungsgrad und werden zudem ineffizienter bei sinkendem Wasserdurchfluss.

3.3.1 Kaplan-Turbine

Die Kaplan-Turbine kann theoretisch bis zu einer Fallhöhe von $80m$ kavitationsfrei⁴ arbeiten, wird jedoch nur bis etwa $60m$ eingesetzt. Im Gegensatz zu seinem Vorgänger, der **Propeller-Turbine**, hat die Kaplan-Turbine verstellbare Schaufelblätter, wodurch sie in einem weiten Belastungsbereich einsetzbar wurde. Dies ermöglicht einen weiteren Vorteil, denn durch das Schließen der Laufradschaufeln wird kein zusätzlicher Verschluss benötigt. Ebenso sind die großen Schaufelblätter weitgehend unempfindlich gegen kleinere Fremdkörper im Wasser, wodurch ein Feinrechen entfallen kann [11, 16].

Abbildung 3.13 zeigt ein Schema der stets axial angeströmten Wasserturbine, welche sowohl vertikal als auch horizontal (Rohrturbine) eingebaut werden kann.

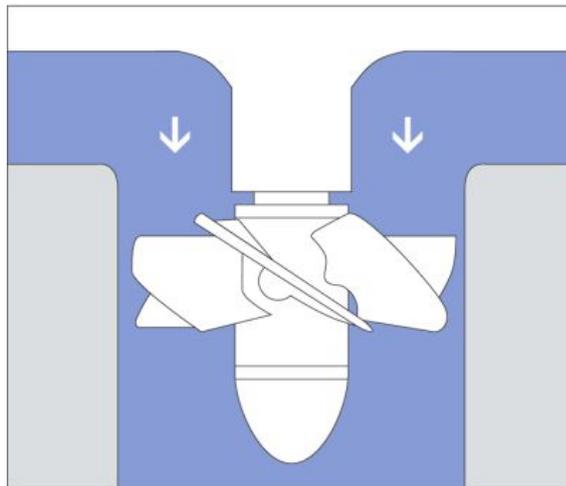


Abbildung 3.13: Schema einer Kaplan-Turbine [23]

Neben der klassischen Kaplan-Turbine gibt es noch Weiterentwicklungen dieser; die Rohrturbine, die Straflo-Turbine und die Diagonalturbine.

Rohrturbine

Bei der Rohrturbine handelt es sich um eine spezielle Bauform der Kaplan-Turbine. Hierbei liegt die Turbine horizontal oder leicht gegen die Horizontale geneigt im

⁴Bei der Kavitation oder Hohlraumbildung handelt es sich um Dampfbildung in Folge von sinkendem statischen Druck an Stellen hoher Strömungsgeschwindigkeiten entsprechend dem *Gesetz von Bernoulli*. Die entstandenen Kavitationsblasen stürzen schlagartig wieder in sich zusammen, sobald diese wieder in einen Bereich höheren Druckes gelangen und erzeugen enorme Verdichtungsstöße [16].

Saugrohr. Durch diese Anordnung wird die sonst notwendige mehrfache Krümmung des Wasserweges vermieden und so ein höherer Ausnutzungsgrad erzielt.

Straflo-Turbine

Die Straflo-Turbine (Abkürzung für Straight-Flow) ist ihrerseits wieder eine Weiterentwicklung der Rohrturbine. Durch eine spezielle Anordnung, indem Turbine und Generator eine einzige Einheit bilden, können sehr kleine Abmessungen der Wasserkraftanlage erreicht werden. Der Generator sitzt dabei oberhalb der Turbine, über spezielle Dichtungen, im Trockenem und leicht zugänglich.

Diagonalturbine

Diese Sonderform wird selten im reinen Turbinenbetrieb eingesetzt und stellt mit einer Fallhöhe von bis zu 150m eine Übergangsform der Francis-Turbine dar. Bei der Diagonalturbine nach *Kwiatkowski* beispielsweise sind die Leitschaufeln ähnlich wie bei der vertikalen Kaplan-Turbine senkrecht angeordnet, die Laufradschaufeln im Gegensatz dazu diagonal [11].

3.3.2 Francis-Turbine

Francis-Turbinen bieten einen großen Einsatzbereich, indem sie Fallhöhen von etwa 30m bis über 700m abarbeiten können. Sie kennzeichnen sich weiter durch kompakte Bauweise und den Betrieb mit hohen Drehzahlen, wodurch sie meist direkt mit dem Generator gekoppelt sind.

Normalerweise werden Francis-Turbinen bei etwa 40% bis 100% ihrer Maximalleistung betrieben, wobei diese bei optimalem Durchfluss Wirkungsgrade über 80% erreichen können. Obwohl die weitest verbreitete Francis-Turbine auch bei niedrigen Fallhöhen eingesetzt werden kann, wird sie heute bei Niederdruckanlagen fast gänzlich durch Kaplan-Turbinen und deren Weiterentwicklungen ersetzt.

Bei dieser Art der Überdruckturbinen strömt das Wasser radial von außen nach innen und tritt axial wieder aus, wie in Abbildung 3.14 schematisch dargestellt ist. Wie bei der Kaplan-Turbine lassen sich die einzelnen Turbinenschaufeln optimal ausrichten. Zur Effizienzsteigerung ist die Wasserspirale um die Turbinenblätter wie ein Schneckengehäuse ausgebildet um auch bei Wasserabnahme stets den gleichen Druck zu erreichen [16].

3.3.3 Pelton-Turbine

Obwohl die Pelton-Turbine aufgrund der ständigen Verbesserung und der großen Fallhöhen von der Francis-Turbine immer mehr verdrängt wird, ist sie doch bei Höchstdruckanlagen immer noch vorherrschend. Pelton-Turbinen haben, gerade bei Großprojekten, die geringsten Investitionskosten durch den einfachen und robusten Aufbau. Ebenfalls hat diese den flachsten Wirkungsgradverlauf, wodurch sie sich besonders für stark schwankenden Durchfluss und Leistungsabgaben eignet.

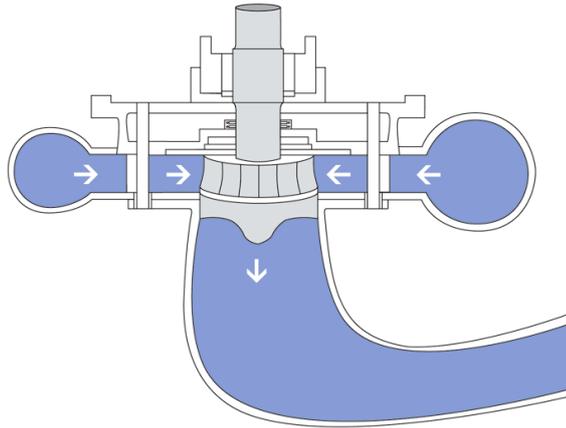


Abbildung 3.14: Schema einer Francis-Turbine [23]

Im Unterschied zu den beiden anderen Turbinentypen ist die Pelton-Turbine eine Gleichdruckturbine, da die Fallhöhe von speziellen Düsen in direkte Bewegungsenergie des Wassers umgewandelt wird. Dabei ist der Aufbau noch am ehesten mit einem klassischen Wasserrad zu vergleichen (s. Abbildung 3.15). Um den Wirkungsgrad bei dieser Freistrahlturbine zu vergrößern kommen mehrere Düsen, welche radial verteilt sind, zum Einsatz. Hierbei wird die gleichmäßig verteilte ausströmende Wassermenge jeder Düse ebenfalls wieder durch einen Schneckenförmigen Aufbau sichergestellt.

Die Wirkungsgrade reichen ebenfalls bis etwa 90%, wobei Anlagen mit Fallhöhen von über $2000m$ in Verwendung kommen.

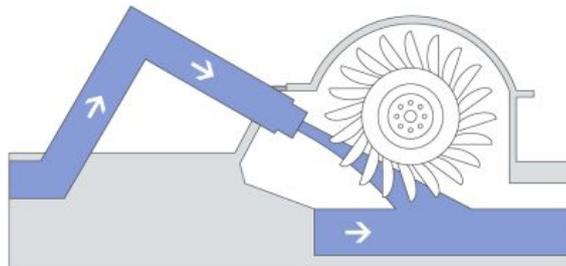


Abbildung 3.15: Schema einer Pelton-Turbine [23]

Kapitel 4

Wasserkraftmodell der Schweiz

Auf der einen Seite soll ein Kraftwerk so wirtschaftlich wie möglich betrieben werden, andererseits muss die ortsabhängige Energienachfrage optimal gedeckt werden. Um diesen beiden teilweise gegensätzlichen Forderungen gerecht zu werden, ist ein ausgeklügelter Kraftwerkseinsatz unabdingbar. Um das Verhalten eines geographisch verteilten Energieerzeugungsnetzwerkes darzustellen und analysieren zu können, wurde im Zuge des *AutRES100*-Projekts der Technischen Universität Wien ein Kraftwerksmodell entwickelt. Dieses Modell soll in den nächsten Jahren für ganz Europa fertiggestellt werden, um auch länderübergreifende Mechanismen zu berücksichtigen.

Durch verstärkten Einsatz von wetterabhängigen Erneuerbaren Energien wie Photovoltaikanlagen und Windkraftwerken, wird es zu starken und rasch wechselnden Schwankungen in der Tageslastkurve der Energieproduktion kommen. Der Ausgleich dieser Schwankungen wird dabei von entscheidender Rolle sein. Aus diesem Grund spielen die Wasserkraftwerke der Schweiz eine besondere Rolle und werden in diesem Kapitel gesondert von anderen Kraftwerkstypen betrachtet.

Derzeit gibt es über 600 Wasserkraftwerkszentralen in der Schweiz wobei nur Großwasserkraftwerke (< 50 MW) in das Modell aufgenommen wurden [7]. Diese werden mit ihren wichtigsten Parametern tabellarisch in ein mathematisches Programm eingegeben und anschließend mit bestimmten Modellinputs, wie etwa Energienachfrage oder Energiepreis simuliert. Als Programm wurde die mathematische Programmiersprache *AMPL* („A Modeling Language for Mathematical Programming“) verwendet [1]. Hierbei finden verschiedenste situationsbedingte Gleichungen in abstrakter und algebraischer Form Anwendung.

4.1 HiREPS Modell

HiREPS steht für „High Resolution Power System Model“ und ist ein, am Institut für *Energiesysteme und Elektrische Anlagen* (Fachbereich: *Energy Economics Group*) entwickeltes Optimierungsmodell. Dieses Modell ist für eine stündliche Auflösung verschiedenster Daten und für eine detaillierte Modellierung des erneuerbaren Energieanteils (Wasserkraft, Wind und Sonnenenergie) konzipiert. Weiter werden Konzepte der Energiespeicherung, konventionelle Kraftwerke, das Übertragungs-

und Verteilnetz sowie die Möglichkeit intelligenter Verbrauchersysteme (e-mobility, smart grid, ect.) berücksichtigt [13].

Um den zukünftig hohen Anteil an Erneuerbaren Energien zuverlässig simulieren zu können, sind hochauflösende Wetterdaten wie Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeiten wichtig.

Das Hauptaugenmerk dieser Kraftwerkseinsatzoptimierung liegt in der Beantwortung folgender Fragen:

- Wie kann ein möglichst hoher erneuerbarer Energieanteil wirtschaftlich erreicht werden?
- Wie kann man betrieblich und wirtschaftlich die Systemzuverlässigkeit und die Versorgungssicherheit garantieren?
- Was sind die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten um die nötige Regelenergie bereitzustellen?
- Welche Anpassungen sind für den bereits bestehenden Kraftwerkspark notwendig?
- Welche Rolle spielen Pumpspeicher und andere fortgeschrittene elektrische Speicherkonzepte?
- Welche Bedeutung haben zukünftige Ausbauten der Stromnetze?
- Welchen möglichen Einfluss haben flexible und intelligente Verbrauchersysteme (e-mobility, smart grid, ect.)?
- Welche Möglichkeiten ergeben sich durch die miteinander verbundenen europäischen Übertragungsnetze?

Der Programmcode sowie die genau verwendeten mathematischen Zusammenhänge in diesem Optimierungsmodell unterliegen der Geheimhaltung, jedoch soll im Folgenden kurz auf die wichtigsten Optimierungsgleichungen eingegangen werden.

Wasserspeichervolumen:

$$\begin{aligned}
 V_{dam}(t+1) = & V_{dam}(t) + \Delta V_{natural\ inflow}(t) + \Delta V_{outflow\ of\ upper\ dams}(t) \\
 & - \Delta V_{outflow\ into\ lower\ dams}(t) + \Delta V_{overflow\ of\ upper\ dams}(t) \\
 & - \Delta V_{overflow\ into\ lower\ dams}(t)
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

In diesem Zusammenhang bezeichnet „Inflow“ den natürlichen Wasserzufluss zu einem bestimmten Zeitpunkt t , welche zum Stauvolumen des Damms gezählt wird und für die spätere Stromproduktion zur Verfügung steht. „Outflow“ bezeichnet das Volumen, welches gerade durch die Turbine eines Wasserkraftwerkes strömt und daher für den Zeitpunkt $t+1$ nicht mehr genutzt werden kann. Jedoch wird der „Outflow“ eines Kraftwerkes zum Gesamtspeichervolumen des unteren Speichersees dieses Kraftwerkes hinzugezählt. Schließlich beschreibt der „Overflow“ das über die Staumauer oder Stauwehr ungenutzt fließende Wasser.

Leistungsgleichung:

In Anlehnung an Gleichung (3.4) wird die Wassermenge, welche vom Damm zum Kraftwerk strömt, in elektrische Leistung umgewandelt.

$$MW_{max} = \Delta V_{outflow\ into\ lower\ dams} \cdot g \cdot h_f \cdot \eta \quad (4.2)$$

Energienachfragegleichung:

$$\begin{aligned} Demand = & Power(Nuclear) + Power(CCGT) + Power(Coal) \\ & + Power(Wind) + Power(GT) + Power(Hydro) + \dots \end{aligned} \quad (4.3)$$

Brennstoffkostengleichung:

In folgenden Gleichungen werden die Kraftwerkstypen zusammengefasst und mit *PPL* (Power Plant) abgekürzt.

$$Fuelcost(PPL) = \frac{Power(PPL)}{Efficiency(PPL)} \cdot Fuelprice(PPL) \quad (4.4)$$

Kapazitätskostengleichung:

$$Capacitycost(PPL) = Installed\ units(PPL) \cdot Cost\ per\ unit(PPL) \quad (4.5)$$

Systemkostengleichung:

Dies ist die Zielfunktion des Optimierungsprogramms. Dabei wird stets das Minimum der Systemkosten gesucht.

$$Systemcost = Capacitycost(PPL) + \sum Fuelcost(PPL) \quad (4.6)$$

4.2 Datenfindung und Verarbeitung

4.2.1 Kartografie

Um das Zusammenspiel der verschiedenen Wasserkraftwerke zu verstehen und später simulieren zu können, war der erste Schritt die genaue Ortserfassung der verwendeten Wasserkraftwerke, Staumauern, Speicherbecken und Druckrohrleitungen. Dazu wurden diese mit Pinnnadeln in *Google Earth* markiert. Bei diesem Schritt war bereits die Unterscheidung zwischen Kleinwasserkraftwerk und Großwasserkraftwerk sowie Laufwasserkraftwerk und Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerk von Bedeutung. Da Speicherkraftwerke in gewissem Maße ebenfalls Pumpen könnten und diese erst ab einer Pumpleistung von etwa 50% des Kraftwerksbetriebs dezidiert als Pumpspeicherkraftwerke bezeichnet werden, wurde in diesem ersten Schritt keine

Unterscheidung zwischen diesen getroffen. Ebenfalls wird hier noch nicht auf die Unterschiede zwischen Druckrohrleitung und Freispiegelleitung eingegangen, welche jedoch im Zusammenhang mit der Länge des Wasserweges die Verluste beeinflussen.

Abbildung 4.1 zeigt eine Karte der Schweiz mit allen ins Modell aufgenommenen Wasserkraftwerken. Rote Pins stehen für Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke und gelbe Pins für Laufkraftwerke. Im nördlichen Flachland der Schweiz werden überwiegend Laufkraftwerke, spezieller Flusskraftwerke, eingesetzt, wohingegen im Alpenbereich gleichermaßen Speicherkraftwerke eingesetzt werden. Im Gebirge eingesetzte Laufkraftwerke sind hingegen oftmals als Umleitungskraftwerke ausgeführt. Die Position der Kraftwerke ist ebenfalls für eine später gedachte Lastflussberechnung vorteilhaft.

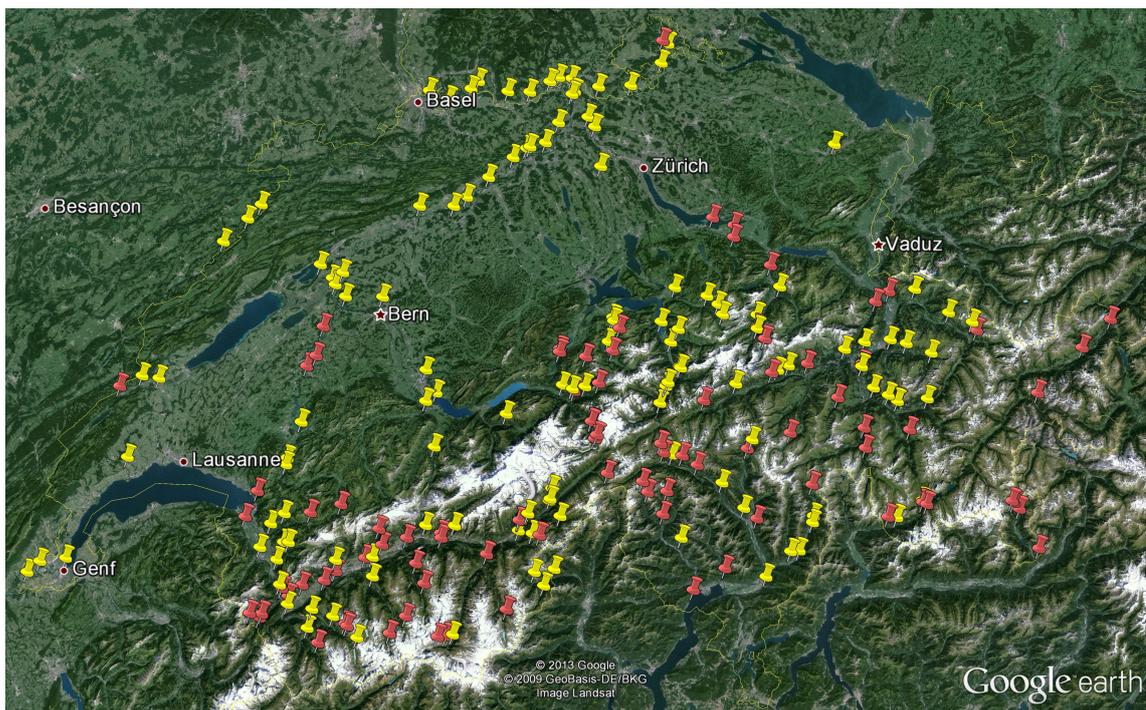


Abbildung 4.1: Karte mit verwendeten Wasserkraftwerken der Schweiz

Um die Karten nicht zu überladen sind in Abbildung 4.2 gesondert alle verwendeten Speicherseen und Speicherbecken für die ins Modell aufgenommenen Kraftwerke blau eingezeichnet. Für die Datenrecherche der Kraftwerke sehr hilfreich war die Lage und die genaue Bezeichnung der größeren Staumauern der Speicherseen und Speicherbecken, die in Abbildung 4.3 weiß eingezeichnet sind.

Für das Verständnis der teilweise komplexen Zusammenhänge mehrerer Kraftwerke mit mehreren unterschiedlichen Speicherseen und Speicherbecken, wurden zudem die wichtigsten Druckrohrleitungen (Blau) und Überläufe (Rot) in die Karte der Schweiz eingetragen. Die Druckrohrleitungen bzw. Freispiegelleitungen wurden aus mehreren Quellen zusammengeführt und verlaufsgenau eingetragen (s. Abbildung 4.4), wobei sich Schweizer Wanderkarten als äußerst hilfreich entpuppten. Gelbe Linien kennzeichnen die wenigen Druckrohrleitungen bei denen der genaue Verlauf nicht eruiert werden konnte.



Abbildung 4.2: Karte mit verwendeten Speicherseen und Speicherbecken der Schweiz



Abbildung 4.3: Karte mit besonderen Staumauern der Schweiz



Abbildung 4.4: Karte mit den Druckrohrleitungen und Freispiegelleitungen der Schweiz

Für die schließlich benötigten Durchflussmengen der Flüsse und Bäche, wurden ebenfalls die öffentlichen Schweizer Messstationen eingetragen, wie Abbildung 4.5 abschließend zeigt.

Aus dem genauen Zusammenspiel von Wasserfassungen, Speicherseen sowie Ausgleichsbecken und den verschiedenen Wasserkraftwerken konnte eine Gesamtübersicht in *Microsoft Visio* erstellt werden, welche als Bild im Anschluss an dieses Unterkapitel eingefügt wurde und die Größe und die Komplexität der Kraftwerksmodellierung der Schweiz zeigen soll. Dabei können die Kraftwerke 9 großen Flüssen zugeordnet werden: Rhein, Aare, Reuss, Limmat, Rhone, Ticino (dt. Tessin), Adda, Inn und Etsch.

Zu beachten ist, dass manche Kraftwerke teilweise im Hoheitsgebiet der Nachbarländer liegen, jedoch trotzdem zur Wasserkraft der Schweiz zählen. Ebenso kommt es vor allem entlang des Rhein zur landesübergreifenden prozentuellen Aufteilung der Energieproduktion. So gehört beispielsweise das Rheinlaufkraftwerk Laufenburg zu gleichen Teilen Deutschland und der Schweiz. Das letzte Kraftwerk am Rhein mit Schweizer Anteil bevor der Rhein endgültig nach Deutschland abbiegt, ist das Kraftwerk Birsfelden. Der Inn mit seinen 517 km als einer der längsten Alpenflüsse, entspringt in der Schweiz und fließt nach dem Speicherkraftwerk Martina nach Österreich und mündet schließlich in der Donau. Im Süden verlässt die Adda die Schweiz Richtung Italien über mehrere Zweigflüsse und Seen. Und schließlich trifft die Rhone bei den beiden Kraftwerken Chancy-Pougny nach dem Genfersee und La Goule im Nordwesten auf Frankreich.

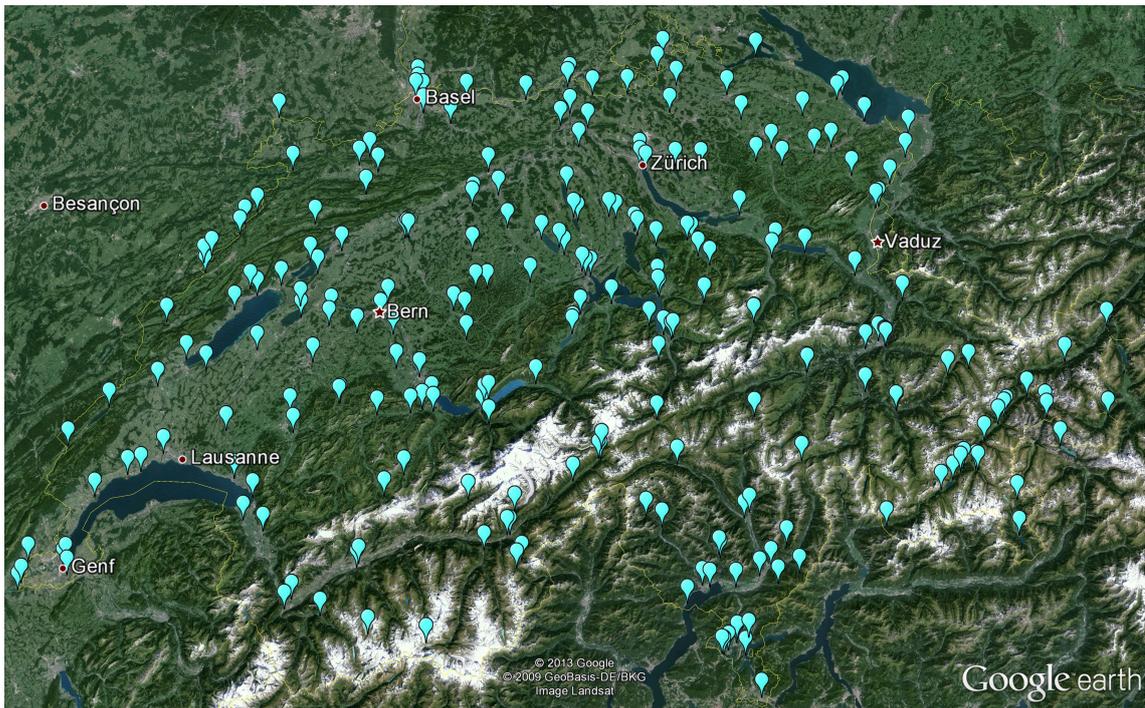


Abbildung 4.5: Karte mit Messstationen der Schweiz

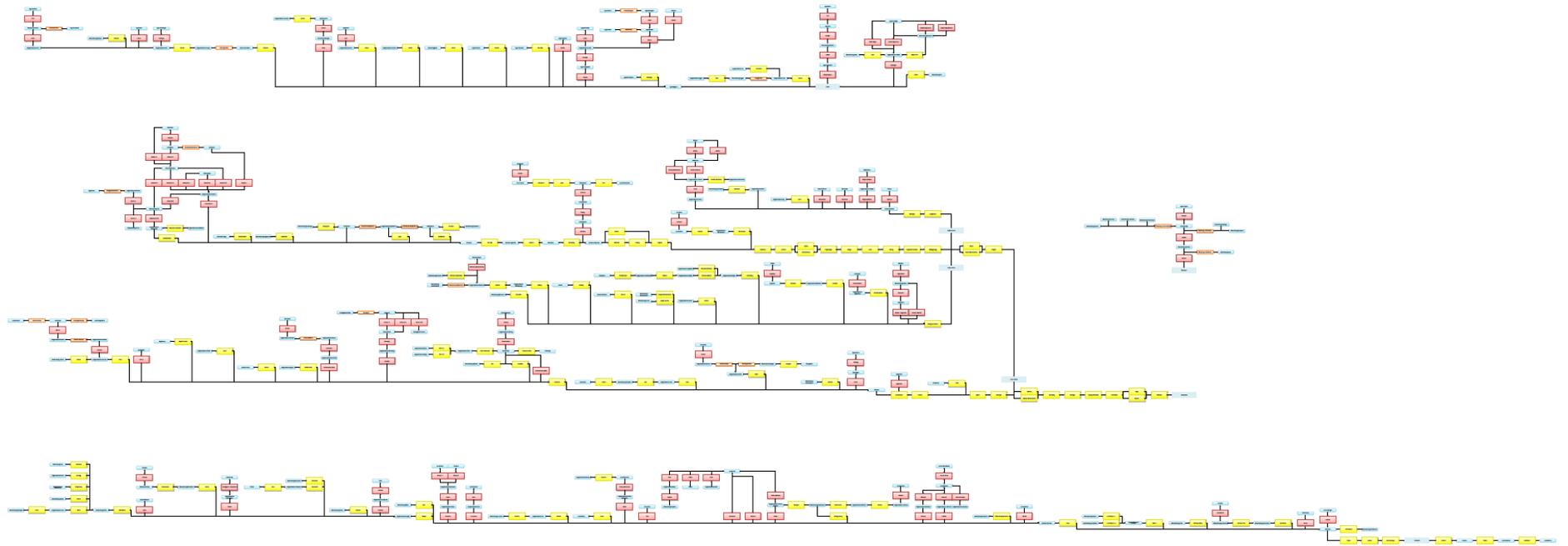


Abbildung 4.6: Schema der Schweizer Wasserkraftwerke

4.2.2 Freie Fließstrecken

Wie bereits bei Abbildung 3.4 erwähnt, gibt es nicht nur aneinandergereihte Kraftwerksketten, sondern auch aussetzende. Dies bedeutet, dass die Stauwurzel nicht mehr bis zum vorherigen Wehr zurück reicht und so eine freie Fließstrecke entsteht.

Im ersten Schritt wird im Modell angenommen, dass Wasser, welches von einem oberen Kraftwerk abgegeben wird, gleichzeitig auch am unteren Stauwehr ankommt, jedoch ist dies nur eine Näherung und muss für exakte Rechenergebnisse berücksichtigt werden. Für offene Gerinne kann zum Beispiel die Fließformel von *Manning-Strickler* für die Berechnung der Laufzeit herangezogen werden.

Die in Gleichung (4.7) bereits vereinfachte Formel beschreibt den Zusammenhang zwischen der Fließgeschwindigkeit und gewässerbedingten Parametern [14,15]. Neben der Berücksichtigung des Reibungsbeiwertes des Fließgewässers, dem Fließgefälle und der geodätischen Höhe sowie den Abmessungen des Gewässers, werden in der genauen Formel ebenfalls Zähigkeit, Strömungsgeschwindigkeiten und Verengungen berücksichtigt und kann in der Literatur [22] bei den Triebwasserleitungen nachgelesen werden.

$$v_m = k_{st} \cdot R_h^{\frac{2}{3}} \cdot I^{\frac{1}{2}} \quad \text{mit} \quad R_h = \frac{A}{P} \quad (4.7)$$

v_m	mittlere Fließgeschwindigkeit
k_{st}	Strickler-Beiwert für die Gerinnerauheit in $\frac{\text{m}^{1/3}}{\text{s}}$
R_h	hydraulischer Radius
I	Fließgefälle
A	Strömungsquerschnitt
P	benetzter Umfang (Perimeter)

Der Abflussbeiwert für die Gerinnerauheit ist eine experimentell bestimmte Größe und ist stark von der Oberflächenbeschaffung des Flussbettes abhängig. Tabelle 4.1 listet einige typische Werte des Strickler-Beiwertes für die Bestimmung der Gerinnerauheit auf.

Tabelle 4.1: Strickler-Beiwert für die Fließformel nach Manning-Strickler [14]

Gerinnetypen	k_{st}
Erdkanäle, mit groben Steinen angelegt	25–30
Erdkanäle, mit sandigem Untergrund	20–25
Kanäle aus Mauerwerk	60
Beton geglättet	90
glatte Holzgerinne	95
natürliches Flussbett	30–40
mäandrierendes Flussbett mit Bodenbewuchs	20–30
Wildbäche mit groben Geröll	25–28

Der hydraulische Radius bildet sich aus dem Quotient von Strömungsquerschnitt und dem benetzten Umfang. Bei großen Flüssen kann der Querschnitt näherungsweise als rechteckig angenähert werden. Wird weiter angenommen, dass die Breite des Flusses wesentlich größer als dessen Tiefe ist, so reduziert sich der hydraulische Radius lediglich auf die Tiefe des Gewässers.

Als Beispiel sei die freie Fließstrecke zwischen den Kraftwerken Hauterive und Ölberg in Abbildung 4.7 gezeigt. Der durch diese Kraftwerkskette fließende Fluss Saane wird an der Staumauer Maigrange des unteren Kraftwerkes bis etwa zur Brücke zwischen Freiburg in der Schweiz und Marly aufgestaut und bildet den Péroilles-See. Von dem Kraftwerksauslass des Kraftwerkes Hauterive ergibt sich so eine freie Fließstrecke von etwa 5,26 km. Der Höhenunterschied der gesamten freien Fließstrecke beträgt etwa 20 Höhenmeter, wodurch sich gemeinsam mit der Länge ein Fließgefälle I errechnen lässt. Der Abflussbeiwert nach Stricker wurde nach Tabelle 4.1 zu $25 \frac{\text{m}^{1/3}}{\text{s}}$ gewählt und als durchschnittliche Tiefe des Flusses wurde eine geschätzte Tiefe von 1,5 m angenommen. Mit diesen Werten und der Gleichung (4.7) lässt sich eine mittlere Fließgeschwindigkeit von etwa 2 m/s ermitteln. Dies bedeutet, dass Wasser für die gesamte Fließstrecke bis in den Péroilles-See eine knappe dreiviertel Stunde benötigt und erst dann für die weitere Energieproduktion im Kraftwerk Ölberg zur Verfügung steht.

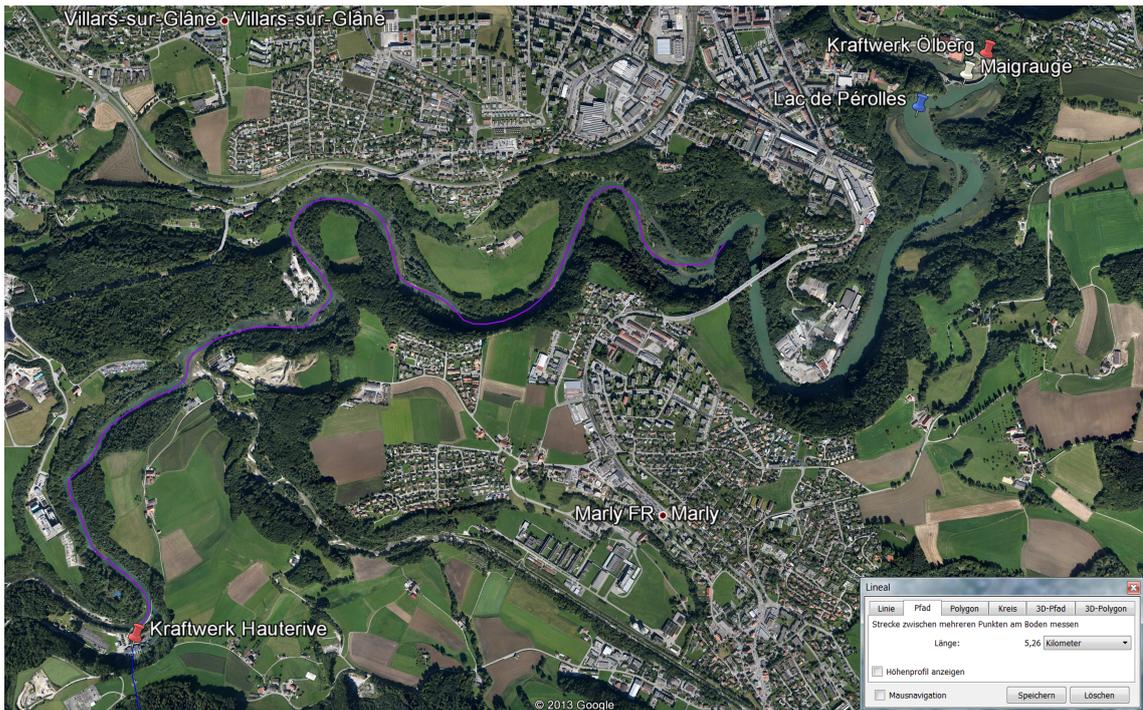


Abbildung 4.7: Freie Fließstrecke zwischen KW Hauterive und Ölberg

4.2.3 Verluste in Druckrohrleitungen

Wie in vorangestelltem Kapitel gibt es für das Modell auch weitere Spezialisierungen bei durchströmten Druckrohrleitungen. Hierbei sind vor allem die Verluste in-

teressant. Bei Druckrohrleitungen werden diese als Verlusthöhe für das Kraftwerk angeschrieben. Die Fließgeschwindigkeit soll für folgende Berechnungen in diesem Fall bekannt sein und kann beispielsweise Tabelle 4.2 entnommen werden.

Tabelle 4.2: Zulässige Geschwindigkeiten in Druckrohrleitungen [22]

Druckstollentyp	Fließgeschwindigkeit
Unverkleidet mit sehr rauem Fels	1–2 m/s
Unverkleidet mit geglättetem Fels	1,5–3 m/s
Betonverkleidung	2–4 m/s
Stahlauskleidung	2,5–7 m/s
Stahlauskleidung bei Sandschliffgefahr	2–2,5 m/s

Als ersten Schritt legt man, wenn nicht bekannt, den erforderlichen Rohrdurchmesser fest, indem nach Gleichung (4.8) die Durchflussmenge und die Fließgeschwindigkeit des Wassers durch die Druckrohrleitung berücksichtigt wird. Diese Formel kann auch zur Berechnung der maximalen Durchflussmenge bei bekanntem Rohrdurchmesser verwendet werden [11].

$$Q = \frac{d_i^2 \cdot \pi}{4} \cdot v \quad \rightarrow \quad d_i = \sqrt{\frac{4}{\pi}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} = 1,128 \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad (4.8)$$

d_i Rohrdurchmesser
 Q Durchflussmenge
 v Fließgeschwindigkeit

Im nächsten Schritt wird nun die Verlusthöhe berechnet. Hierbei kommt die Länge der Druckrohrleitung und ebenfalls wieder ein Verlustbeiwert ins Spiel.

$$h_v = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} \quad (4.9)$$

h_v Verlusthöhe
 λ Verlustbeiwert
 L Länge der Druckrohrleitung
 g Erdbeschleunigung

Man kann erkennen, dass die Verluste mit steigender Druckrohrlänge zunehmen, jedoch bei größer werdendem Rohrdurchmesser stark verringert werden können. Der Verlustwert wiederum wird durch die Rauheit der Wände der Druckrohrleitung bestimmt und kann über die *Reynolds*-Zahl wie folgt berechnet werden.

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} = \frac{64 \cdot \eta}{\rho_w \cdot v \cdot d_i} \quad (4.10)$$

Re	Reynolds-Zahl
η	dynamische Viskosität
ρ_w	Dichte des Wassers

Die Viskosität ist ein Maß für die Zähflüssigkeit eines Fluids und ist bei Wasser temperaturabhängig und stark druckabhängig und kann in Tabellen, wie etwa in den Tabellen der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt¹ oder in der Literatur [14] nachgelesen werden. Die Viskosität des Wassers mit einer Temperatur von 10 °C beispielsweise hat bei Normaldruck eine Viskosität von $1,300 \cdot 10^{-3}$ Ns/m² und kann bei Gleichdruckturbinen wie der Pelton-Turbine näherungsweise verwendet werden.

Setzt man nun die Gleichungen (4.8) bis (4.10) zusammen so vereinfacht sich die Gleichung für die Verlusthöhe je nach gegebenen Parameter folgendermaßen.

$$\begin{aligned}
 h_v &= \frac{8 \cdot \pi \cdot \eta \cdot L \cdot v^2}{\rho_w \cdot g \cdot Q} \\
 &= \frac{32 \cdot \eta \cdot L \cdot v}{\rho_w \cdot g \cdot d_i^2} \\
 &= \frac{128 \cdot \eta \cdot L \cdot Q}{\rho_w \cdot g \cdot \pi \cdot d_i^4}
 \end{aligned} \tag{4.11}$$

4.2.4 Staufflächenbestimmung

Neben bekannten Namen für Staubecken und Stauseen wurden die beiden Begriffe Wasserfassung und Ausgleichsbecken verwendet. Wasserfassungen sind meist kleine Talsperren, die Wasser von kleineren Flüssen oder Bächen auffangen und weiterleiten. Ausgleichsbecken können zwei Funktionen übernehmen. Einerseits können sie lediglich als Schwallbecken dafür sorgen, dass Wasser nach dem Kraftwerk gleichmäßig und kontrolliert an einen Fluss oder ein Gewässer abgegeben wird. In diesem Fall können im Modell solche Becken vernachlässigt werden und es wird so gerechnet als würde das turbinierete Wasser direkt abgegeben werden. Andererseits können Ausgleichsbecken ebenfalls der zeitweisen Speicherung geringer Wassermengen dienen. Es werden dadurch ebenfalls Schwankungen ausgeglichen und Turbinen werden stets mit Wasser versorgt.

Im zweiten Fall werden Ausgleichsbecken genauso wie Speicherseen verwendet und benötigen somit einen Speicherinhalt, Schwerpunktshöhe und Stauseefläche. Einer dieser oftmals nicht bekannten Größen ist die Fläche. Wie bei der Bestimmung freier Fließstrecken wurde diese mit Google Earth grafisch bestimmt, wie ein Beispiel des Ausgleichsbecken Handeck in Abbildung 4.8 zeigt. Hierbei münden mehrere Druckrohrleitungen in dieses Ausgleichsbecken, wobei gleichzeitig von und zu diesem Becken turbinieret und gepumpt werden kann.

¹<http://www.ptb.de/index.html>

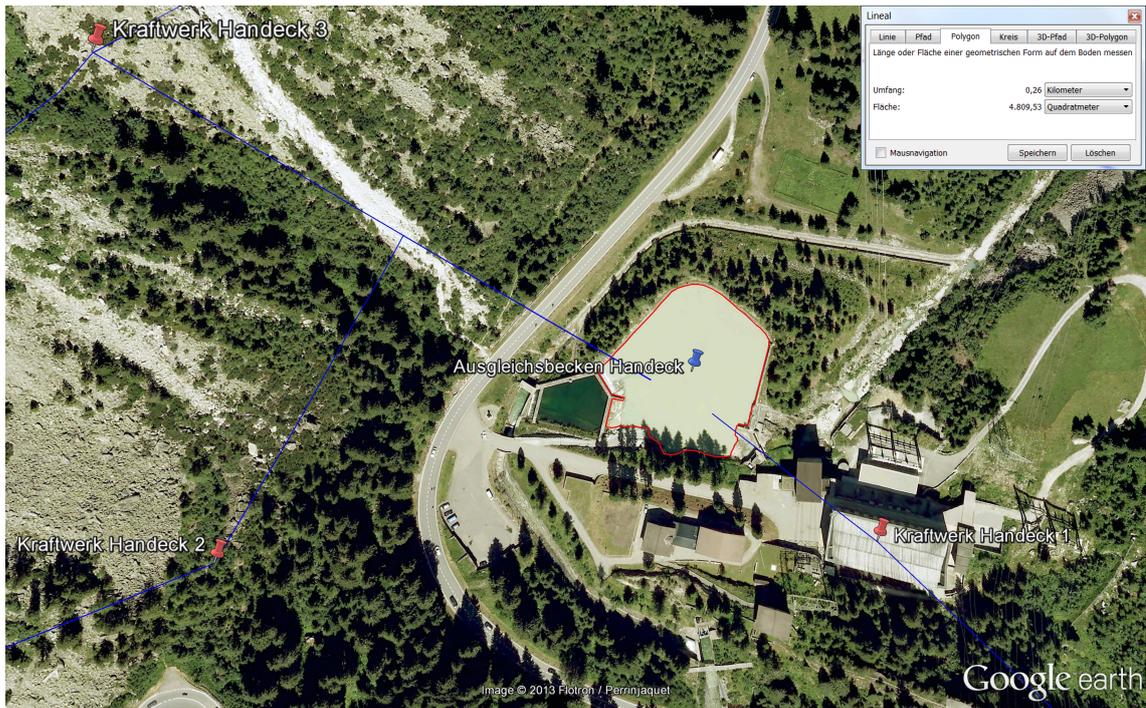


Abbildung 4.8: Flächenbestimmung des Ausgleichbeckens Handeck

4.2.5 Durchflusszeitreihen

Eine der wichtigsten Punkte für die Kraftwerkseinsatzoptimierung ist die Kenntnis des jeweils aktuellen Wasserdargebots. Für eine möglichst exakte Nachbildung ist ein zumindest täglicher Wassermengenverlauf für jedes Kraftwerk und jeden Speichersee unabdingbar.

In der Schweiz gibt es etwa 250 Messstellen die vom Bundesamt für Energie verwaltet werden. Die Daten konnten hiervon in täglichen Mittelwerten der Durchflussmengen bezogen werden [8]. In der überwiegenden Zahl der Fälle reichen die wenigen Messstationen jedoch nicht aus um für jedes Speicherbecken oder jede Wasserfassung eine solche Zeitreihe zu erhalten. Eine weitere Datenquelle wären die Kraftwerksbetreiber, jedoch gelten die Durchflussmengen jeder Turbine als sensible Daten und wurden nur in den seltensten Fällen bereitgestellt oder wenn, dann nur Jahres- oder Halbjahresmittelwerte, was für eine genaue Modellierung jedoch ungenügend ist.

Bei fehlenden Messreihen können verschiedene Methoden zur Schätzung herangezogen werden. Zum einen kann ein bekannter Jahresmittelwert verwendet werden, indem dieser dem Verlauf von ähnlichen in der Nähe befindlichen Flüssen oder Seen mit ähnlichem Einzugsgebiet angeglichen wird und dabei der Mittelwert unverändert bleibt. Dies wurde zum Beispiel im Inn-Gebiet bei den beiden Wasserfassungen Vallember und Varusch gemacht (s. auch Kapitel 5.1). Die beiden Fassungen wurden dem Verlauf der in der Nähe befindlichen Messstation La Punt nachgebildet.

Bei Speicherseen kann ebenfalls ein vergleichbarer See (in Größe, Einzugsgebiet und Lage) verwendet werden um die Zu- und Abflusszeitreihen zu erstellen. Dabei ist vor allem darauf zu achten, dass die Regionen ähnlichen Wetterbedingungen

ausgesetzt sind. Auch ist es möglich über das Einzugsgebiet und einer Niederschlagsverteilung auf die Durchflussmengen zu schließen.

Eine weitere Variante bei Speicherseen ist, die benötigte Zuflussmenge anhand des Regelarbeitsvermögens zu schätzen. Im Prinzip kann dafür die Gleichung (3.4) umgeformt werden, indem die Leistung durch das auf Stunden bezogene jährliche Regelarbeitsvermögen ersetzt wird.

$$Q = \frac{RAV/8760 \text{ h}}{\eta_{tot} \cdot g \cdot \rho_w \cdot h_f} \quad (4.12)$$

Mit dieser Hilfe konnte zum Beispiel dem Speichersee Lago di Livigno mit dem zugehörigen Kraftwerk Ova Spin eine durchschnittliche Abflussmenge gegeben werden. Um einen täglichen Verlauf zu erhalten, kann ebenfalls wieder eine benachbarte bekannte Messstation dienen.

Zu einem Speichersee gehören neben den Zuflüssen durch Wasserefassungen ebenso alle natürlichen Zuflüsse, wie Bäche oder Flüsse, die ebenfalls erfasst werden müssen. Sind große Zuflüsse, durch einen Fluss etwa, bekannt, so können eventuell kleinere Bäche vernachlässigt werden.

Ein ebenfalls sehr wichtiger Punkt ist die Restwassermenge einer Stauhaltung. Um Fließstrecken nicht vollständig austrocknen zu lassen ist meistens eine gewisse Mindestwasserabgabemenge erforderlich, die im Modell gesondert eingetragen wird. Diese Restwassermenge zählt anschließend in vielen Fällen als Inflow für andere Speicher.

Sind Zeitreihen lückenhaft so werden die fehlenden Stellen durch bekannte interpoliert. Dabei wurden vereinfacht von bekannten Tagesabflussmengen ein Mittelwert gebildet und verwendet. Die so entstehenden Werte weisen ebenfalls einen ähnlich schwankenden Tagesverlauf auf. Neben der Tatsache, dass diese Werte für alle fehlenden Jahre gleich angenommen werden, wurde ebenfalls auf die Berücksichtigung eines jährlichen Trends verzichtet. Bei der Betrachtung der Zeitreihen mehrerer Messstationen kann ein geringer Rückgang der Wassermengen bemerkt werden, wie Abbildung 4.9 am Beispiel der Messstation La Punt veranschaulicht.

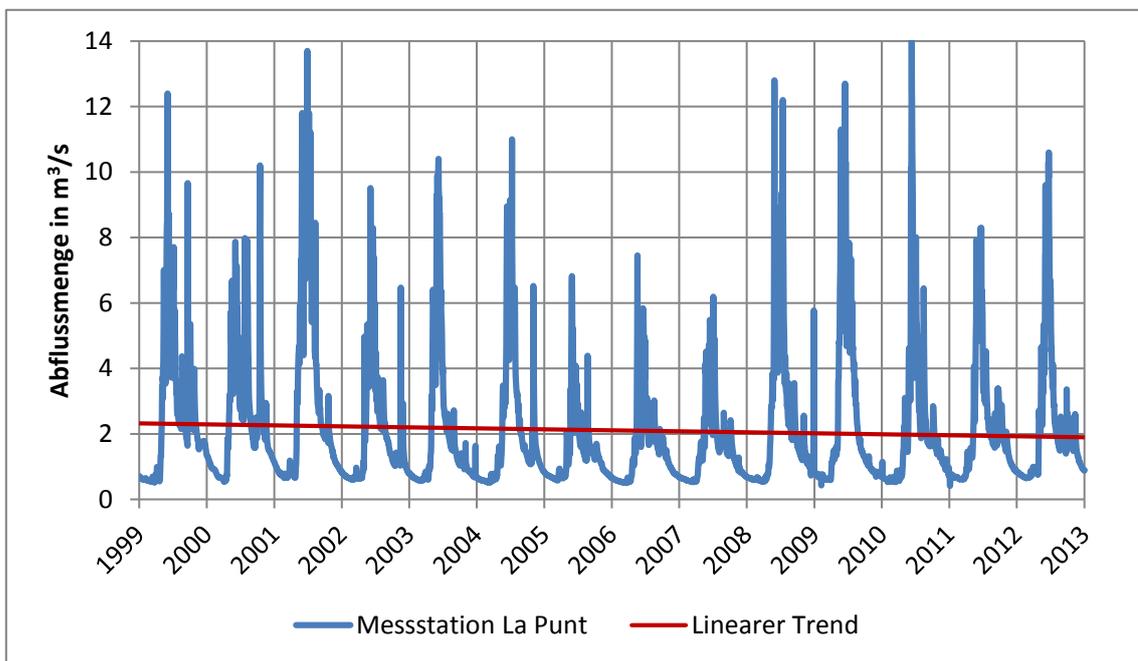


Abbildung 4.9: Abflusszeitreihe der Messstation La Punt

Kapitel 5

Simulation und Auswertung

In diesem Kapitel werden einige ausgesuchte Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgestellt. Bei der Simulation können einzelne Kraftwerke, Flussabschnitte, Regionen oder eben das ganze Land betrachtet werden. Dabei können verschiedene Parameter untersucht werden, wie etwa Preise, unterschiedliche Zeitreihen oder zum Beispiel der Schwellbetrieb.

Um die Plausibilität der Modellergebnisse zu überprüfen, wird zunächst ein Kraftwerkseinsatz mit bekanntem Strompreis und bekannten Zuflussmengen nachgebildet und mit historischen Werten verglichen. Dabei wird vorrangig die Jahresenergie der Wasserkraftwerke der Schweiz mit dem Modell verglichen und eventuellen Abweichungen nachgegangen. Bei der Datenrecherche gab es viele widersprüchliche Angaben der Kraftwerksdaten, teilweise auch derselben Betreiber. Ebenfalls wurden nur Kraftwerke mit einer Leistung von größer oder gleich 5 MW erfasst, sodass kleine Abweichungen zustande kommen, jedoch im Modell extra berücksichtigt werden können.

Da sich das Modell der Schweiz derzeit noch in der Entwicklungsphase befindet und noch nicht alle Abflusszeitreihen und somit noch nicht alle der bereits vollständig ermittelten Kraftwerksdaten berücksichtigt werden können, steht die Endgültige Überprüfung der Richtigkeit des Modells noch aus, jedoch können anhand der Unternehmensdaten erste Aussagen getroffen werden.

Als Betrachtungszeitraum sei das Jahr 2006 gewählt. Im Prinzip könnte jedoch jedes andere Jahr ausgesucht werden oder auch eine Simulation über mehrere Jahre erfolgen, jedoch schien die Betrachtung eines einzigen Jahres als anschaulicher. Interessant sind ebenso Untersuchungen mit Zukunftsszenarien.

Einer der wichtigsten Punkte der den Kraftwerkseinsatz bestimmt, ist der Strompreis. Hierbei soll im Folgenden zwischen zwei Preisen unterschieden werden, dem EEX-Preis und einem speziellen Strompreis, der sich bei einer Dekarbonisierung von 90% ergeben würde.

EEX-Preis

Bei dem EEX-Preis handelt es sich um einen exogen vorgegebenen und realen Energiepreis der *European Energy Exchange* - Energiebörse. Für die Modellierung

werden stündliche Werte in €/MWh aufgenommen. Abbildung 5.1 zeigt den Verlauf des EEX-Preises für den betrachteten Zeitraum 2006. Das zweite Bild dieser Abbildung zeigt einen Wochenausschnitt einer Winterwoche und das dritte Bild einen Ausschnitt einer Sommerwoche. Die beiden Spitzen Ende Juli und Anfang November sind für eine bessere Darstellung abgeschnitten worden und erreichen Werte zwischen 2000 €/MWh und 2500 €/MWh

Der Jahresverlauf zeigt einen mittleren Strompreis von etwa 50 €/MWh, jedoch können teilweise große Spitzenwerte auftreten. Weiter zeigt der Wochenvergleich im Winter und im Sommer einen deutlich günstigeren Tarif in den warmen Sommermonaten. Dies liegt zum Teil am höheren Energieverbrauch im Winter aufgrund von Heizungen. Unabhängig von der Jahreszeit ist bei den beiden letzten Bildern der allgemein übliche Rückgang des Stromverbrauchs am Wochenende und damit des Strompreises zu sehen.

90%-Dekarbonisierungsszenario 2050

Bei dem 90%-Dekarbonisierungsszenario 2050 geht es um die Verringerung der CO₂-Emissionen bei der Elektrizitätserzeugung um 90% bis zum Jahr 2050. Um dieses Ziel zu erreichen wurde ein CO₂-Preis für die Strom- und Wärmeerzeugung von 110 Euro pro Tonne CO₂ festgelegt und dadurch wiederum vermehrt Erneuerbare Energieträger, wie Wind und Photovoltaik eingesetzt. Der Preis für das Jahr 2006 ergibt sich schließlich durch die Berechnung der Forderungen mit den Wetterdaten des Jahres 2006.

Abbildung 5.2 zeigt dieselben Bilder wie jene des vorherigen Preisszenarios, jedoch mit dem Energiepreis des 2050-Szenarios. Dabei wurde auf gleiche Skalierung geachtet um diese miteinander vergleichen zu können.

Im Jahresverlauf erkennt man weniger ausgeprägte Spitzen, jedoch einen wesentlich höheren Mittelwert von etwa 110 €/MWh. Deutlich zu erkennen sind ebenfalls die stärkeren Schwankungen des Preises, die teilweise fast die Nulllinie erreichen, was auf eine kurzzeitige Überproduktion hinweisen kann. Die Wochenverteilung kann nun nicht mehr klar nach Tagen oder Tagesverläufen eingeteilt werden, da ein höherer Anteil an Erneuerbaren Energien des 2050-Szenario durch schwankende Energieproduktion ebenfalls schwankende Energiepreise verursacht. Auch der Unterschied zwischen Sommer und Winter ist nicht so stark ausgeprägt wie beim EEX-Preis.

Für den Wasserkraftwerkseinsatz wird mit diesem Szenario im Allgemeinen ein stärker wechselndes Verhalten erwartet. Pumpbetrieb und Turbinenbetrieb werden sich häufiger abwechseln.

Im Vergleich zu den Energieperspektiven in Kapitel 2.2 würde dieses Preisszenario am ehesten dem Szenario IV mit der Angebotsvariante E entsprechen. Ein ebenso moderater Preis wäre in den anderen Szenarien aufgrund des höheren Elektrizitätsverbrauches nicht zu erwarten. Ebenfalls könnte die 90%-Dekarbonisierung mit dem Szenario VII im Anhang B.2 verglichen werden, wo speziell auf die CO₂-Emissionen eingegangen wird.

Mit weiteren simulierten Preisszenarien könnte der Kraftwerkseinsatz genau an beschriebene Energieszenarien und Angebotsvarianten angeglichen werden. Ebenfalls der beschriebene Kraftwerksausbau, wie zum Beispiel dargestellt in Tabelle

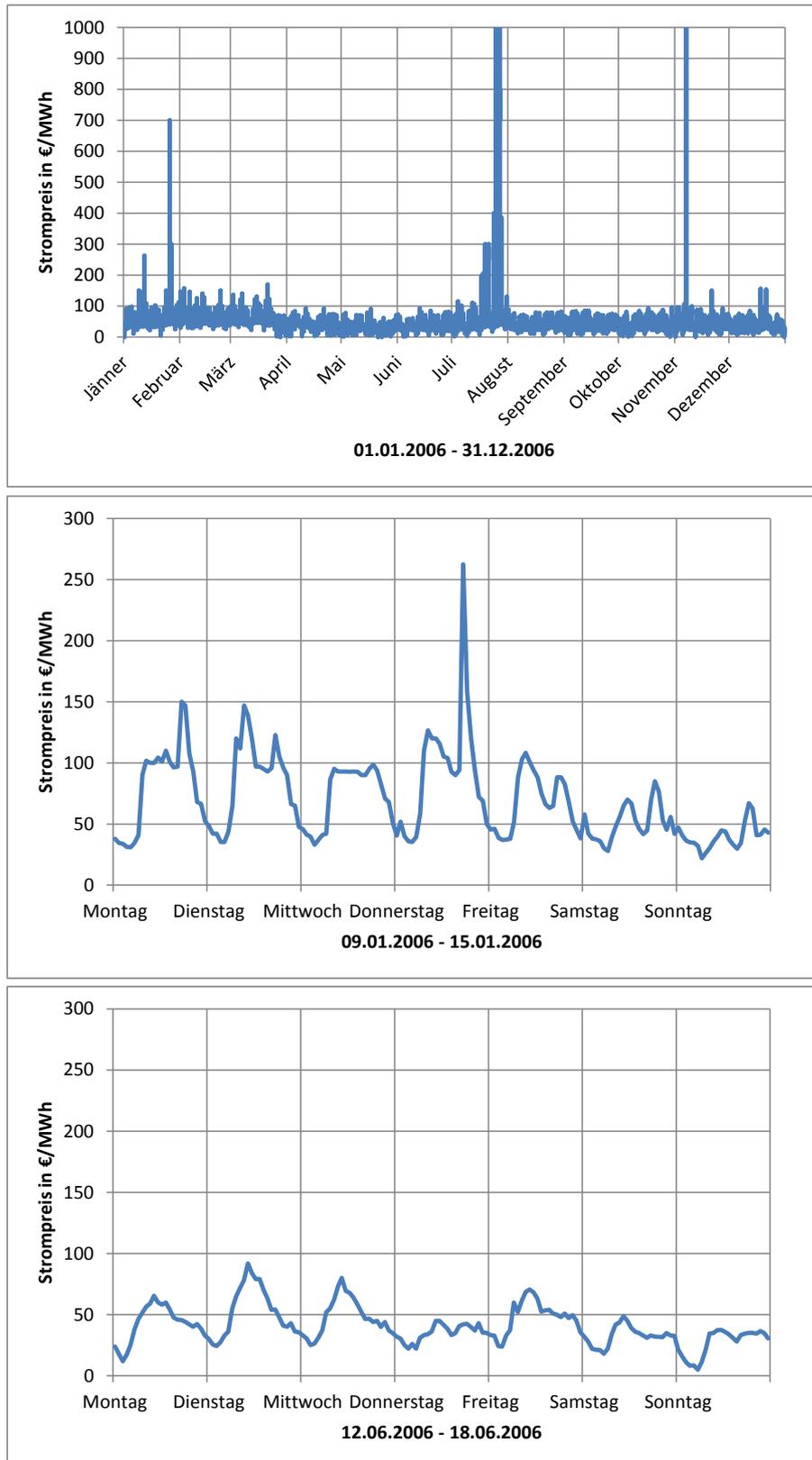


Abbildung 5.1: EEX-Preis 2006

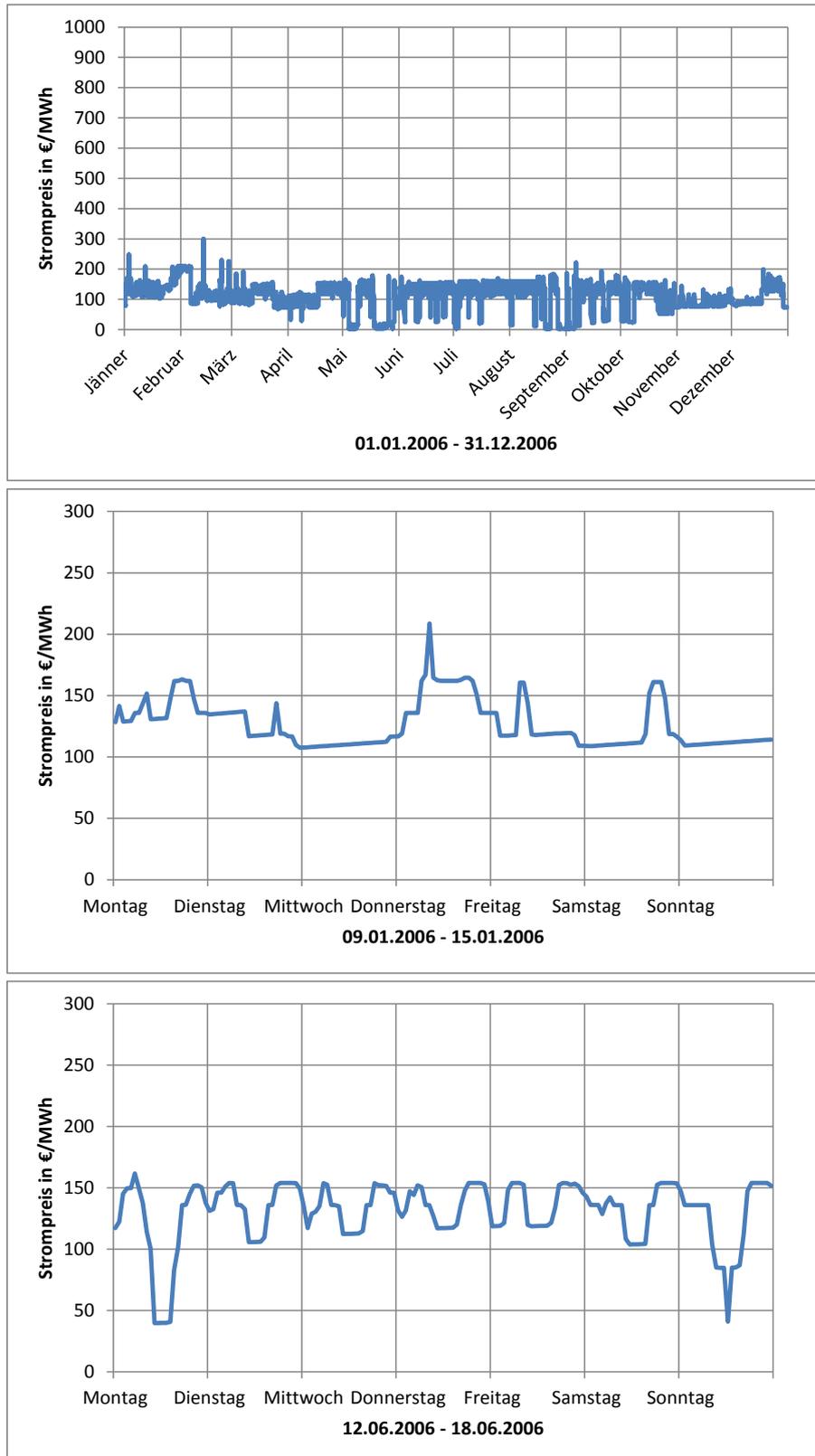


Abbildung 5.2: Strompreis 2006 beim 90%-Dekarbonisierungsszenario

2.7, kann mit bestimmten Ausbaubestimmungen im Modell untersucht werden. In Anlehnung an die Wasserkraft, kann überdies der in den Energieperspektiven 2035 erwähnte Pumpspeicherausbau mit zusätzlichen 5,1 TW h genau berücksichtigt werden.

5.1 Inn-Kraftwerkskette

Das Inn-Gebiet in der Schweiz wird durch eine kleine aber interessante Kraftwerkskette an der Grenze zu Österreich gebildet. Dieser Kraftwerkspark setzt sich aus einem Pumpspeicherkraftwerk und zwei reinen Speicherkraftwerken zusammen. Das Pumpspeicherkraftwerk Ova Spin liegt zwischen zwei Gebirgsseen, dessen Wasser nach dem Speicherkraftwerk Pradella gemeinsam mit einer Wasserfassung des Inns in der letzten Stufe, dem Speicherkraftwerk Martina, nach Österreich abgeleitet wird. Abbildung 5.3 veranschaulicht diesen Zusammenhang wieder mit einer Kartenansicht aus Google Earth.

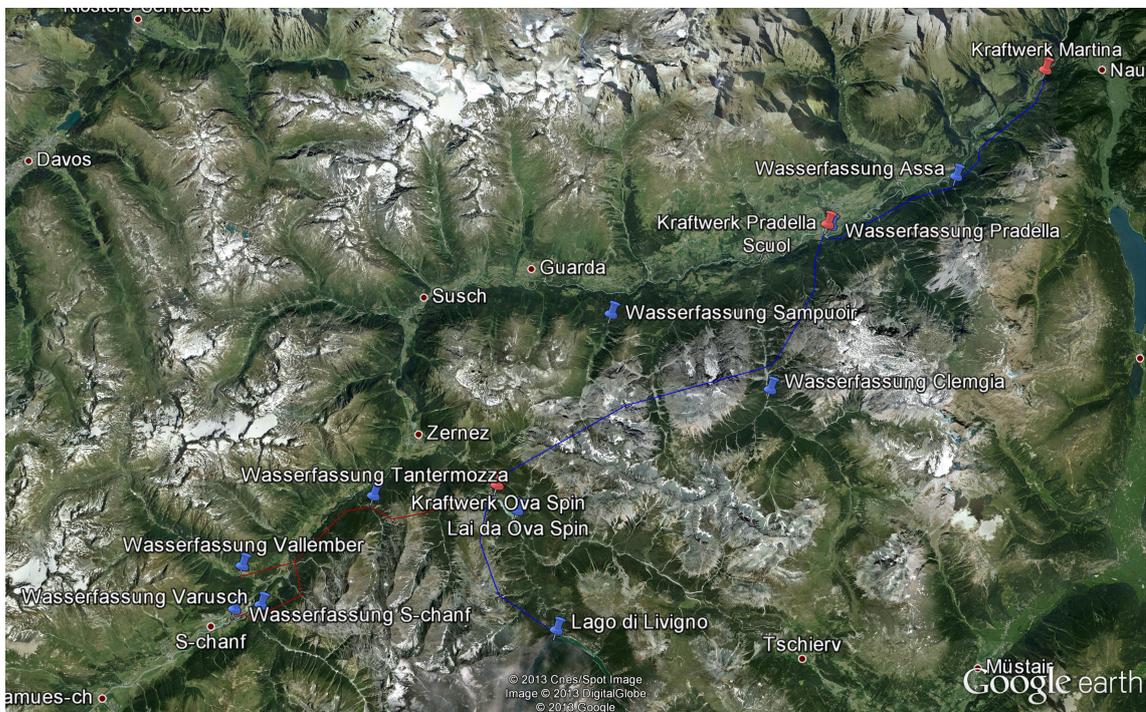


Abbildung 5.3: Karte der Inn-Kraftwerkskette

Neben der erwähnten Wasserfassung Pradella sind noch weitere Wasserfassungen eingezeichnet. Die Wasserfassung Sampuoir, Assa, Clemgia und Tantermozza wurden aufgrund der geringen Wassermengen vernachlässigt. Die wesentlich bedeutenderen Wasserfassungen Varusch, S-chanf und Vallember leiten alle das Wasser über Überleitungen in den Speichersee Lai da Ova Spin. Die Wasserfassung S-chanf spielt dabei eine besondere Rolle, da diese das Wasser des Inns ableitet. Ein zweites mal geschieht dies anschließend bei der Wasserfassung Pradella. Abbildung 5.4 zeigt zum besseren Verständnis ein Schema des gesamten Kraftwerkspark.

Hierbei sind, gleichbedeutend mit den Pins in der Karte, rote Blöcke Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke, gelbe Blöcke Laufkraftwerke und blaue abgerundete Blöcke Speicherseen, Wasserfassungen oder Ausgleichsbecken. Die Pfeile zwischen den einzelnen Blöcken stellen den Wasserfluss dar. Zeigt ein Pfeil dabei zu einem höher gezeichneten Block so wird zu diesem gepumpt, zeigt dieser von einem oberen zu einem unteren Speicherbecken so wird turbiniert. Ist ein Doppelpfeil eingezeichnet kann sowohl turbiniert als auch gepumpt werden und der farbige Block zwischen den Becken ist demnach ein Pumpspeicherkraftwerk. Liegt jedoch zwischen zwei Speicherseen kein Kraftwerk handelt es sich um eine Überleitung, welche Orange umrandet ist und zur Unterscheidung im Modell mit den Buchstaben „UL“ beginnt. Zwischendurch sind ebenfalls nicht umrandete bläuliche Rechtecke eingezeichnet, welche immer Übergänge symbolisieren. Einerseits zeigen diese die Landesgrenzen und andererseits die Mündung eines Hauptflusses in einen anderen.

Das Speicherkraftwerk Martina ähnelt einem Umleitungskraftwerk, also einem Laufkraftwerk, da das einzige Speichervolumen die kleine Wasserfassung mit etwa 260 m³ darstellt. Dieses Kraftwerk nutzt hauptsächlich das abgegebene Wasser des Kraftwerks Pradella und das Wasser aus dem Inn.

Nach dem ersten Schritt der Datenerfassung für die Kraftwerke und Speicherbecken, ist die Zeitreihenbeschaffung der Abflusszeitreihen notwendig. Für den Stausee Lago di Livigno waren keine genauen Zuflussdaten bekannt, sodass hier der mittlere Zufluss über das Regelarbeitsvermögen berechnet wurde. Der stündliche Verlauf ist anschließend jenem der Messstation Punt La Drossa nachempfunden worden. Diese Messstation liegt genau am freien Zufluss (Fluss nordöstlich des Sees Lago di Livigno) und zählt ebenfalls zum Zufluss für den unteren Speichersee Lai da Ova Spin. Neben diesem Fluss und den zuvor beschriebenen Wasserfassungen ist für die gesamte Wassermenge des Lai da Ova Spin auch noch die Mindestabgabemenge des Lago di Livigno zu berücksichtigen.

Die folgenden Unterkapiteln zeigen drei verschiedene simulierte Wochen des Jahres 2006. Die beiden Preise, der historische EEX-Preis des Jahres 2006 und der 90%-Preis des Zukunftsszenarios des Jahres 2050, werden um diese vergleichen zu können mit Wetterdaten des Jahres 2006 analysiert. Es ergibt sich somit ein (realer) vergangener Kraftwerkseinsatz (EEX%-Preis)¹ und ein theoretisch möglicher Einsatz mit Parametern des 2050-Szenarios (90%-Preis), zurückgerechnet auf dieselben Bedingungen des Jahres 2006.

¹Die Simulation mit dem realen EEX-Strompreis und den realen Wetterdaten des Jahres 2006 ergeben modelliert theoretisch den echten historischen Kraftwerkseinsatz. Abweichungen zum tatsächlichen Kraftwerkseinsatz der Schweiz dienen dabei der Fehlersuche und der Überprüfung der Plausibilität.

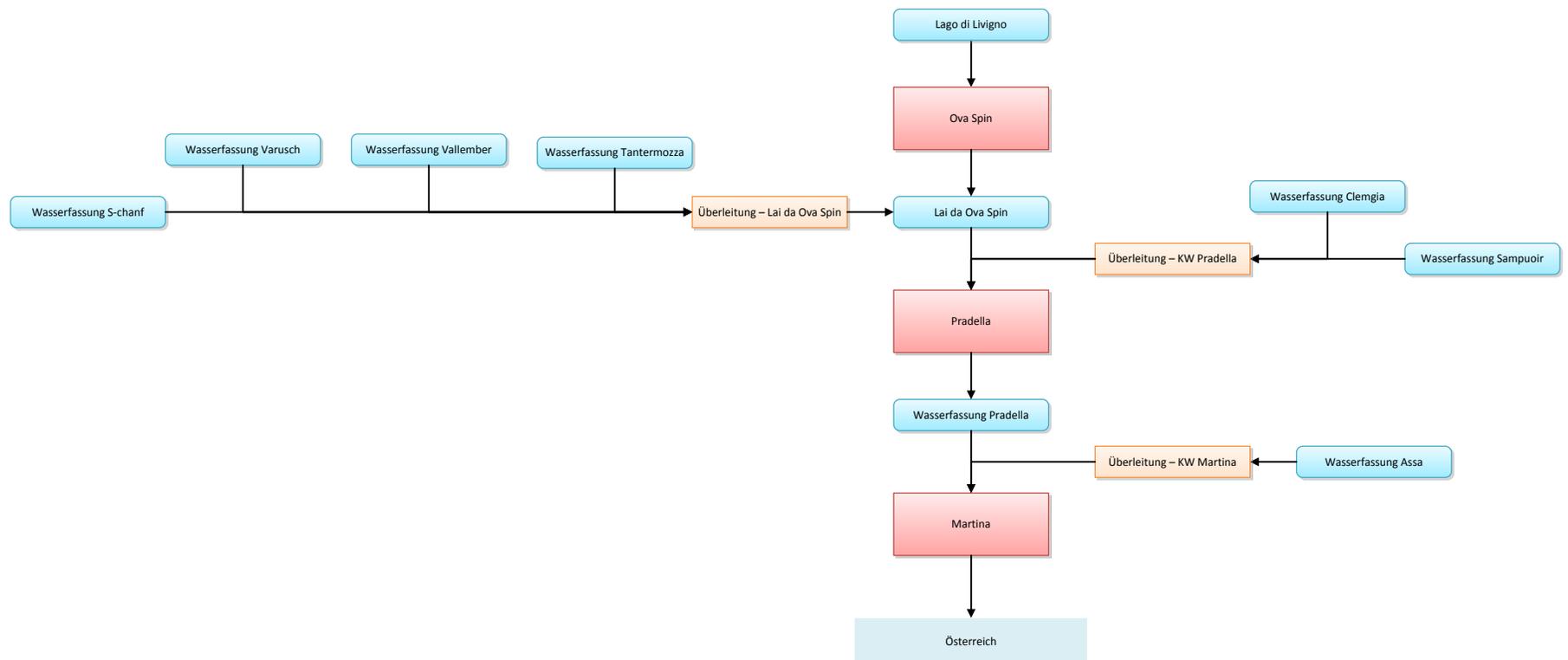


Abbildung 5.4: Schema der Inn-Kraftwerkskette

5.1.1 Jännerwoche

Ohne weiter auf Details der Datenerfassung einzugehen ist in Abbildung 5.5 die Pump- und Turbinenaktivität der Kraftwerkskette für eine Winterwoche gezeigt, jeweils EEX-Preis und 90%-Dekarbonisierungsszenario. Hierbei ist der Kraftwerkseinsatz abhängig von den beiden Preisen mit dem Programm *HiREPS* stündlich optimiert. Dabei werden stets die geringsten Systemkosten als Zielfunktion angestrebt. Die eingesetzte Turbinenleistung ergibt sich daher aus dem Strompreis und der verfügbaren Wassermenge.

Deutlich zu erkennen ist der Einfluss des Preises bzw. der Nachfrage. In Perioden mit niedrigem Strompreis, also zu Schwachlastzeiten, wird Wasser vom unteren Speichersee Lai da Ova Spin zum oberen Speichersee Lago di Livigno gepumpt. Auch ist der Tagesrhythmus mit den Nachtpausen deutlich. Weiter herrscht wie erwähnt in den Wintermonaten ein allgemein höherer Energieverbrauch, sodass im Beispiel des EEX-Preises nur vereinzelt am Wochenende gepumpt werden kann. Auffällig ist ebenfalls, dass sich Pump- und Turbinenbetrieb stets abwechseln, was in diesem Beispiel auf einen maximalen Leitungseinsatz schließen lässt. Im Fall des 90%-Dekarbonisierungsszenario liegt der Strompreis derart hoch, dass in der ausgesuchten Woche der Pumpbetrieb unwirtschaftlich wäre, obwohl zeitweise nicht turbinert wird, wie etwa am Mittwoch und am Sonntag.

Der Verlauf lässt auch darauf schließen, dass in dieser Woche die Kraftwerkskette größtenteils zur Tagesbedarfsdeckung eingesetzt wird und sich stark der Tagesganglinie anpasst. Am Wochenende werden diese dann größtenteils nur noch zur Spitzenlastdeckung verwendet. Selbst das Kraftwerk Martina fährt ihren Betrieb teilweise ganz zurück, wie zusätzlich Abbildung 5.6 zeigt. Die Aufteilung der drei Kraftwerke zeigt, dass lediglich das Kraftwerk Martina die Schwankungen ausgleicht, wohingegen die anderen Kraftwerke, wenn diese in Betrieb sind, zu meist bei voller Leistung gefahren werden. In dieser Abbildung ist ebenfalls der Erlös der Kraftwerkskette dargestellt. Am Sonntag liegt dieser beinahe bei null, im Wochendurchschnitt jedoch bei knapp 20 000 €/h.

5.1.2 Juniwoche

Abbildung 5.7 hingegen zeigt eine typische Sommerwoche mit niedrigem Preisniveau und geringeren Energieschwankungen.

Hier werden die Kraftwerke fast durchgehend betrieben und dienen eher der Grundlastdeckung. Beim EEX-Preis fährt die Kraftwerksstufe lediglich in den Nächten zurück. Beim 90%-Dekarbonisierungsszenario sogar nur bei wirklicher Überproduktion anderer Kraftwerke, wie etwa Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen, wodurch der Strompreis kurzfristig sehr gering wird.

Im Gegensatz zur Winterwoche werden auch die Pumpen der Kraftwerksstufe Ova Spin vermehrt eingesetzt. Zunächst scheint dies widersprüchlich, da ja gleichzeitig Energie durch die Turbinen gewonnen wird und andererseits wieder aufgewendet werden muss um Wasser in den oberen Gebirgssee zurückzupumpen. In den Sommermonaten ist der Energiepreis jedoch am niedrigsten, sodass dies genutzt werden kann, um einerseits den Speichersee wieder aufzufüllen und andererseits um Energie

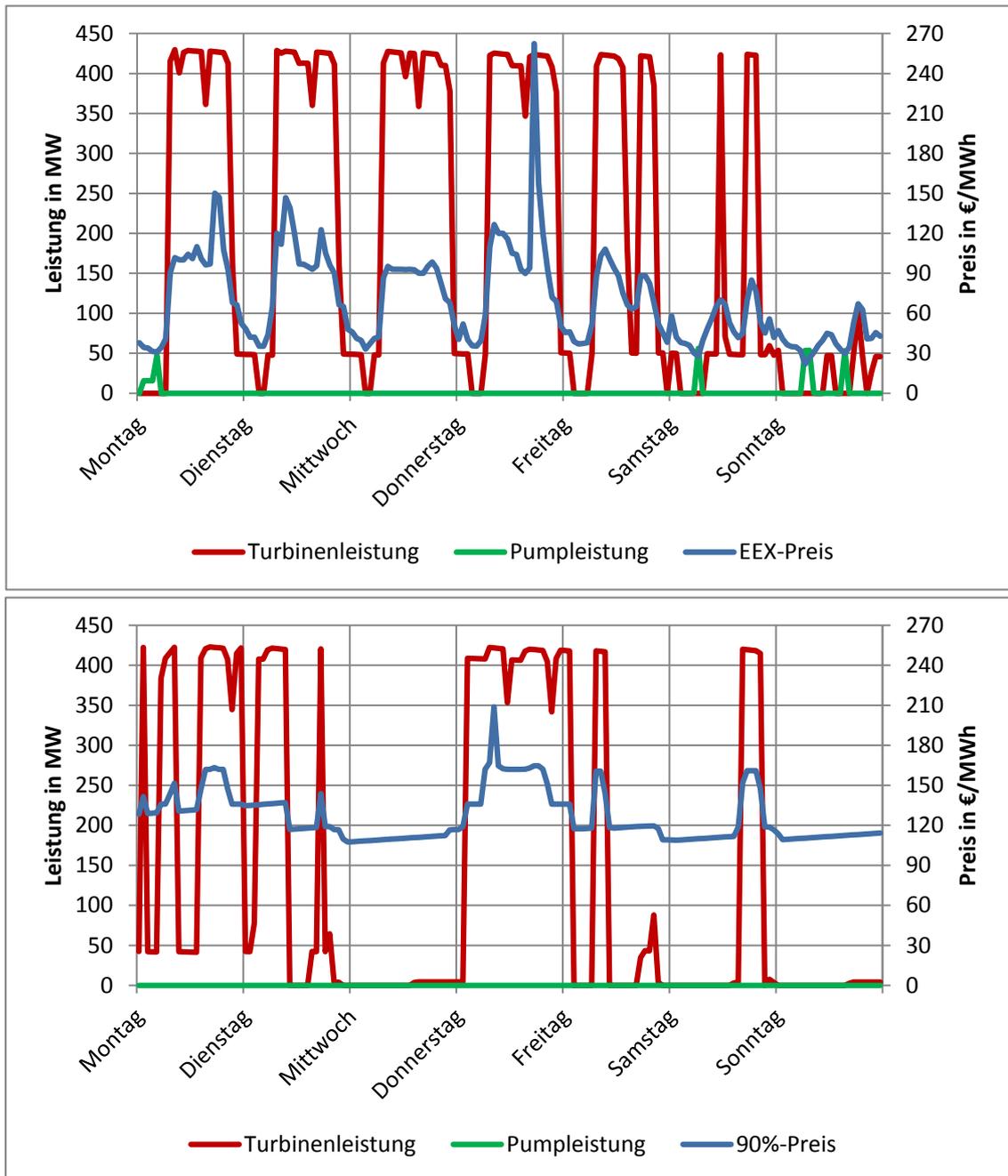


Abbildung 5.5: Pump- und Turbinenbetrieb der Inn-Kraftwerkskette – Winter (09.01.2006 – 15.01.2006)

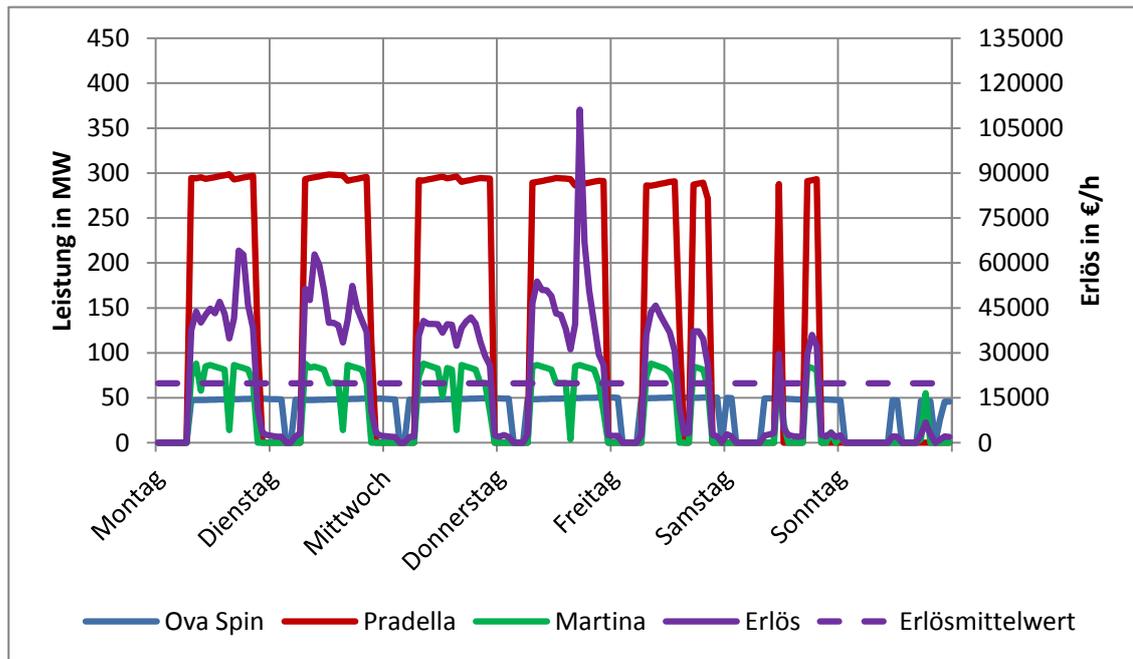


Abbildung 5.6: Turbinenbetrieb der einzelnen Kraftwerke – Winter, EEX-Preis (09.01.2006 – 15.01.2006)

für Spitzenlastzeiten und den nächsten Winter zu speichern. Abbildung 5.8 zeigt dazu den Verlauf des Wasserfüllstandes des Speichersees Lago di Livigno.

In den Wintermonaten wird der Speichersee sukzessive bis zu dessen Absenkenziel von 1700m entleert und in den günstigen Sommermonaten wieder vollständig aufgefüllt und anschließend annähernd konstant gehalten.

Durch den Pumpbetrieb ändert sich auch die Leistungsaufteilung der drei Kraftwerke, wie in Abbildung 5.9 anhand des EEX-Preises dargestellt ist. Da sich die Kraftwerksstufe Ova Spin im Pumpbetrieb befindet werden nur die anderen beiden Kraftwerke eingesetzt. Lediglich zu Spitzenlastzeiten schalten die Pumpen ab und das Defizit wird durch dieses Kraftwerk gedeckt. Diese kurzen Einsätze lassen sich auch in der vorherigen Abbildung 5.7 im ersten Bild durch die gleichen Spitzen erkennen. Dass die Turbinenleistung des Kraftwerks Ova Spin die Leistung von etwa 50 MW wie in der Jännerwoche nicht erreichen kann, liegt an der deutlich geringeren Stauhöhe von etwa 1770 m und dadurch ebenfalls geringeren Fallhöhe in dieser Woche. Die maximale Stauhöhe bei denen die 54 MW möglich wären liegt bei 1804,7 m². Der Erlös erreicht in dieser Woche nur knapp 15 000 €/h, liegt damit jedoch immer noch leicht über dem Jahresmittel von 13 500 €/h.

5.1.3 Septemberwoche

Als letztes soll noch eine Woche im September gezeigt werden, bei der das Kraftwerk Ova Spin in gleichem Maße turbinert wie pumpt. Zunächst ist in Abbildung 5.10

²Die Leistung hängt von der Fallhöhe ab, sodass ebenfalls die Stauhöhe des unteren Stausees berücksichtigt werden muss, wie in Abbildung 3.10 des Kapitels 3.2.3 bereits gezeigt.

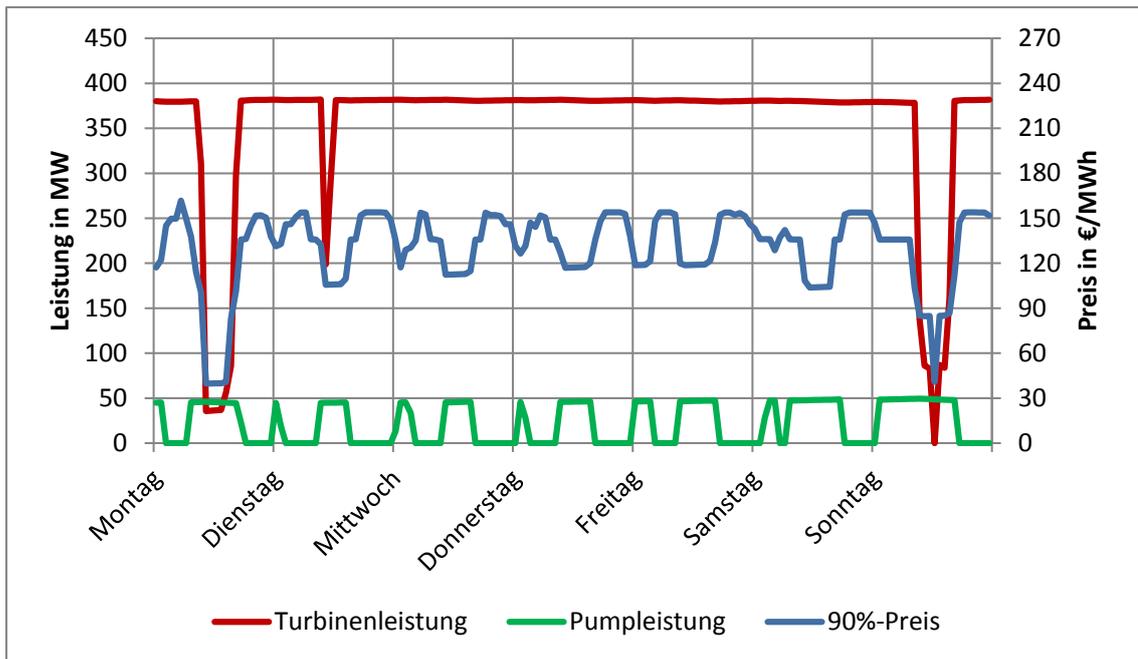
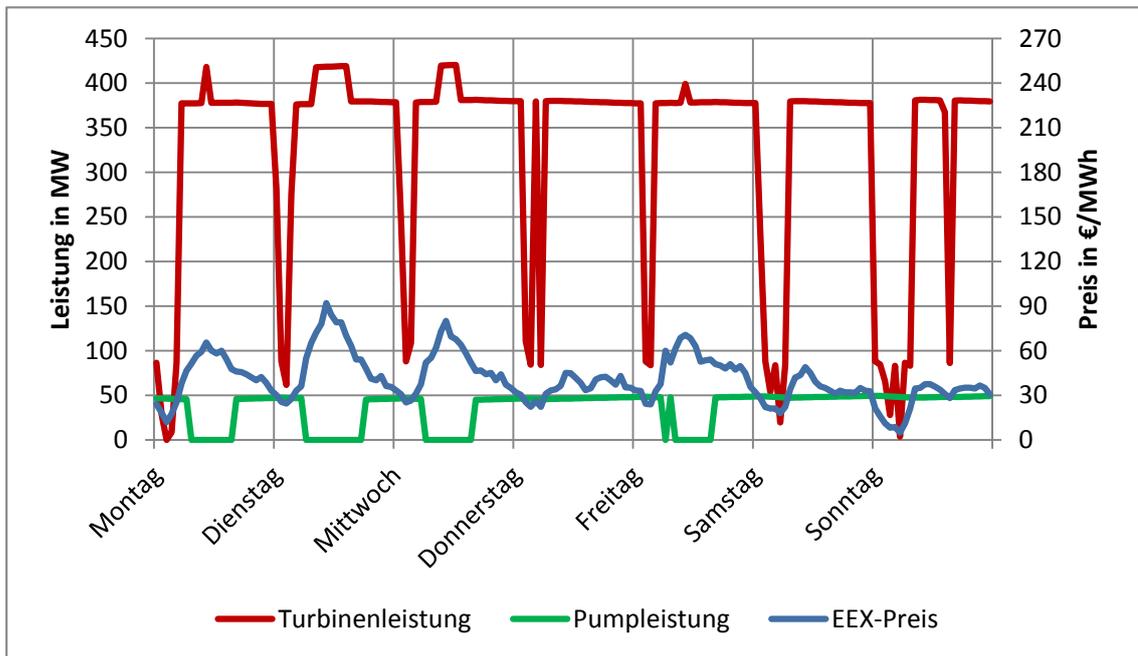


Abbildung 5.7: Pump- und Turbinenbetrieb der Inn-Kraftwerkskette – Sommer (12.06.2006 – 18.06.2006)

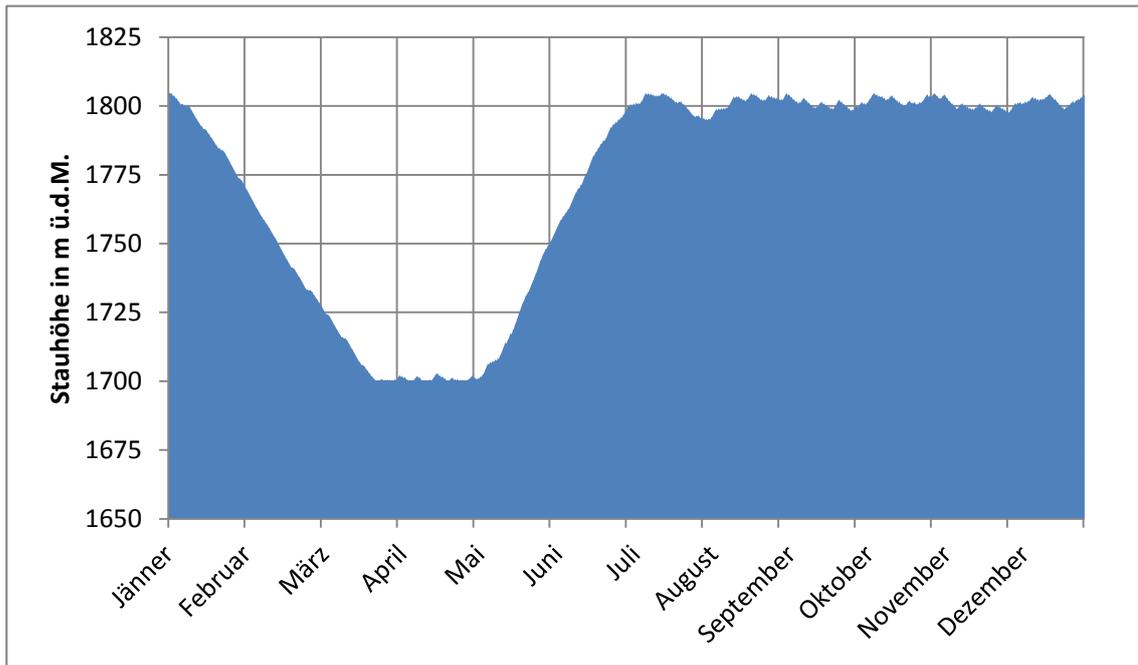


Abbildung 5.8: Stauhöhe des Speichersees Lago di Livigno – EEX-Preis
(01.01.2006 – 31.12.2006)

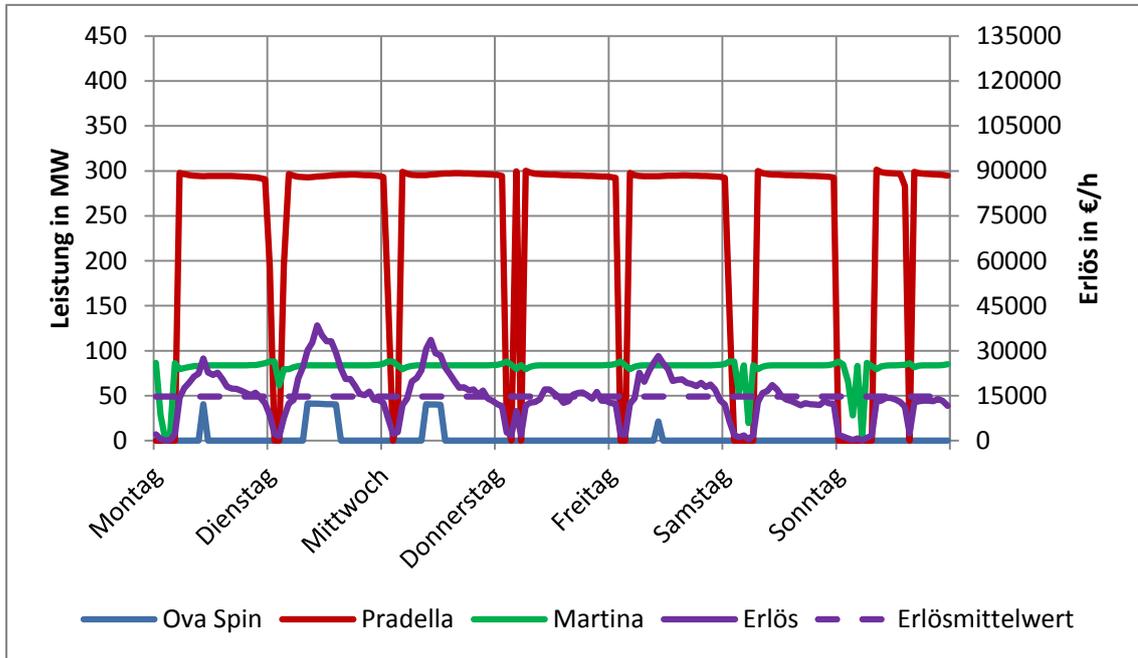


Abbildung 5.9: Turbinenbetrieb der einzelnen Kraftwerke – Sommer, EEX-Preis
(12.06.2006 – 18.06.2006)

wieder die Gesamtleistung der drei Kraftwerke und die Pumpleistung der Kraftwerksstufe Ova Spin gezeigt. Bereits hier erkennt man den lückenlosen Wechselbetrieb zwischen pumpen und turbinieren bei beiden Preisszenarien.

Auffällig jedoch ist der Strompreis beim 90%-Dekarbonisierungsszenario. Dass der mit Wetterdaten simulierte Strompreis teilweise die Nulllinie erreicht, liegt unter anderem womöglich an der Überproduktion von Windkraftwerken durch erhöhtes Windaufkommen im Herbst. Diese Zeitspannen werden jedoch genutzt um die überschüssige Energie durch den Pumpspeicher zu Nutzen und für Windflauten beispielsweise wieder zu verwenden.

In diesem Zusammenhang ist der Kraftwerkseinsatz des Pumpspeicherkraftwerkes Ova Spin mit gemeinsamer Darstellung der Stauhöhe des oberen Speichersees Lago di Livigno interessant, wie dargestellt in Abbildung 5.11. Zu sehen ist der direkte Zusammenhang des Pump- bzw. Turbinenbetriebs und dem steigendem bzw. sinkendem Wasserpegel. Der zwischen dem Turbinenbetrieb, wo auch kein Pumpbetrieb herrscht, wieder leicht steigende Wasserspiegel hängt mit den natürlichen Zuflüssen zusammen.

Der gänzlich andere Kraftwerkseinsatz des 90%-Dekarbonisierungsszenario zum EEX-Szenario zeigt sich auch einfach anhand der Stauhöhe des Speichersees Lago di Livigno in Abbildung 5.12 im Vergleich zum Füllstand des Speichersees beim EEX-Preis in der zuvor gezeigten Abbildung 5.8.

5.2 Laufkraftwerk Ruppoldingen

Ein typischer Vertreter der Laufkraftwerke ist das Kraftwerk Ruppoldingen. Mit seinen zwei Rohrturbinen und einer mittleren Fallhöhe von 6,5 m leistet dieses rund 115 GW h.

Das Flusskraftwerk Ruppoldingen liegt in der Mitte der Aare bei Aarburg in der Schweiz, etwa 11 km nach dem Doppelkraftwerk Wynau und Schwarzhäusern. Der Fluss wird in diesem Abschnitt bis zu 8,4 km aufgestaut und besitzt so eine Staufläche von etwas über 0,7 km². Die freie Fließstrecke kann hierbei jedoch vernachlässigt werden.

Der maximale Durchfluss der Aare im äußerst wasserreichen Jahr 2006 beträgt 810 m³/s und das Schluckvermögen der Turbinen im Kraftwerk Ruppoldingen etwa 475 m³/s. Kraftwerke werden jedoch nie auf den selten auftretenden Maximalwert ausgelegt, sondern richten sich nach einem gewichteten Mittelwert, bei dem eher die durchschnittlichen Maxima berücksichtigt werden. Dass das Kraftwerk ausreichend dimensioniert ist, zeigt auch der Mittelwert des Gesamtdurchflusses der Aare mit etwa 313,808 m³/s und die Grafik in Abbildung 5.13.

Eingezeichnet ist neben dem Durchfluss der Aare, gemessen an der Messstation Murgenthal, auch das maximale Schluckvermögen der Turbinengruppe. Der Bereich oberhalb dieser Linie fließt ungenutzt über die Wehre des Kraftwerks und wird als Overflow im Modell ebenfalls berücksichtigt.

An den Punkten wo der Fluss mehr oder gleich viel Wasser führt wie das Kraftwerk verarbeiten kann, ist die Leistung gemäß Gleichung 3.4 ein Maximum. Grafisch äußert sich dies ebenfalls im Kraftwerkseinsatz in Abbildung 5.14 durch die bei der

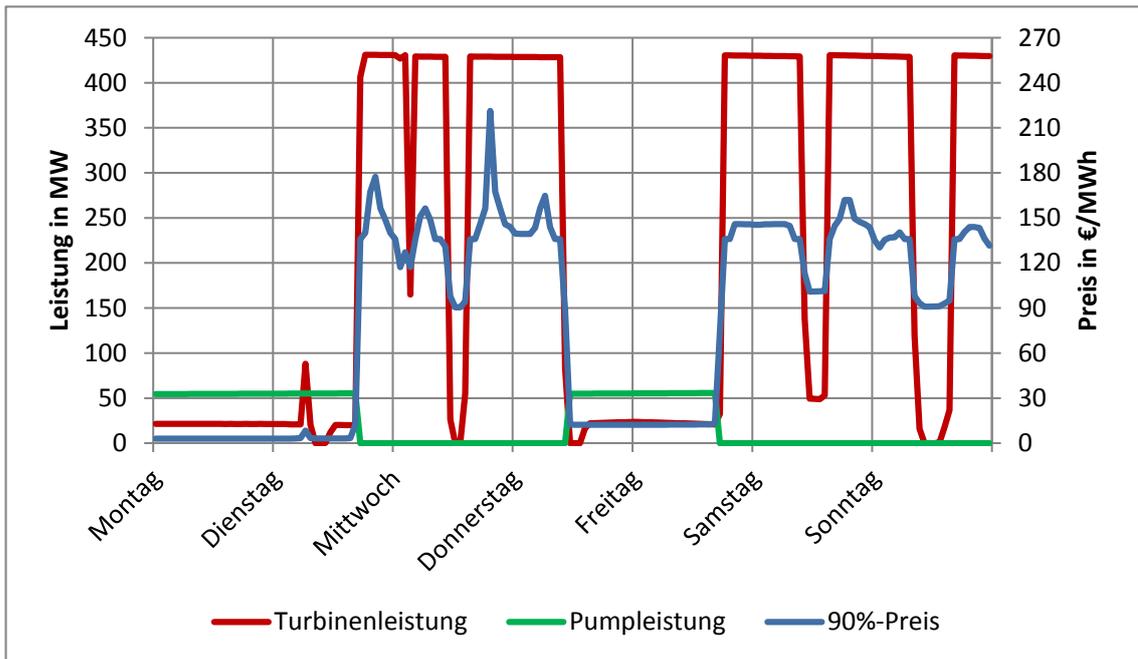
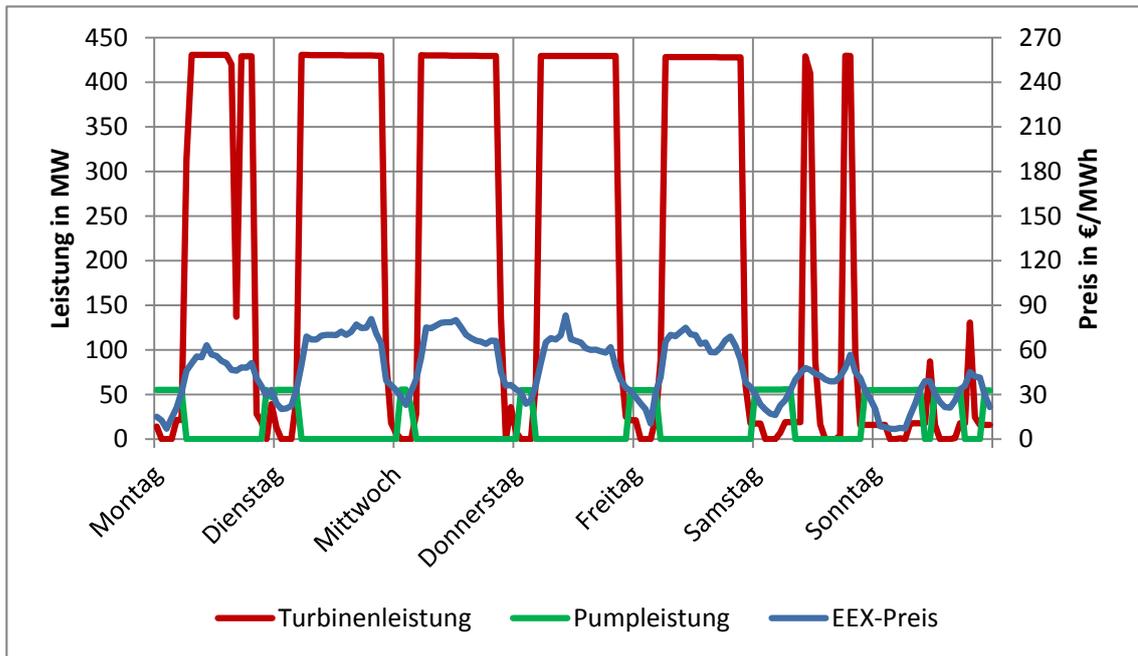


Abbildung 5.10: Pump- und Turbinenbetrieb der Inn-Kraftwerkskette – Herbst (04.09.2006 – 10.09.2006)

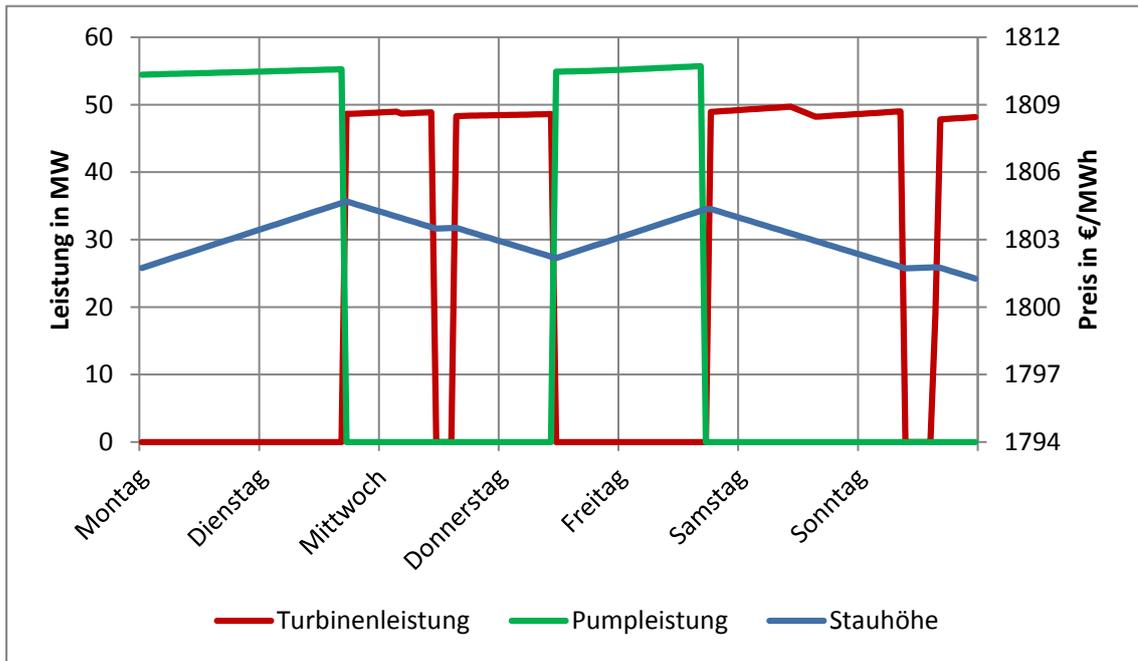


Abbildung 5.11: Kraftwerkseinsatz Ova Spin und Stauhöhe des Lago di Livigno – 90%-Preis

(04.09.2006 – 10.09.2006)

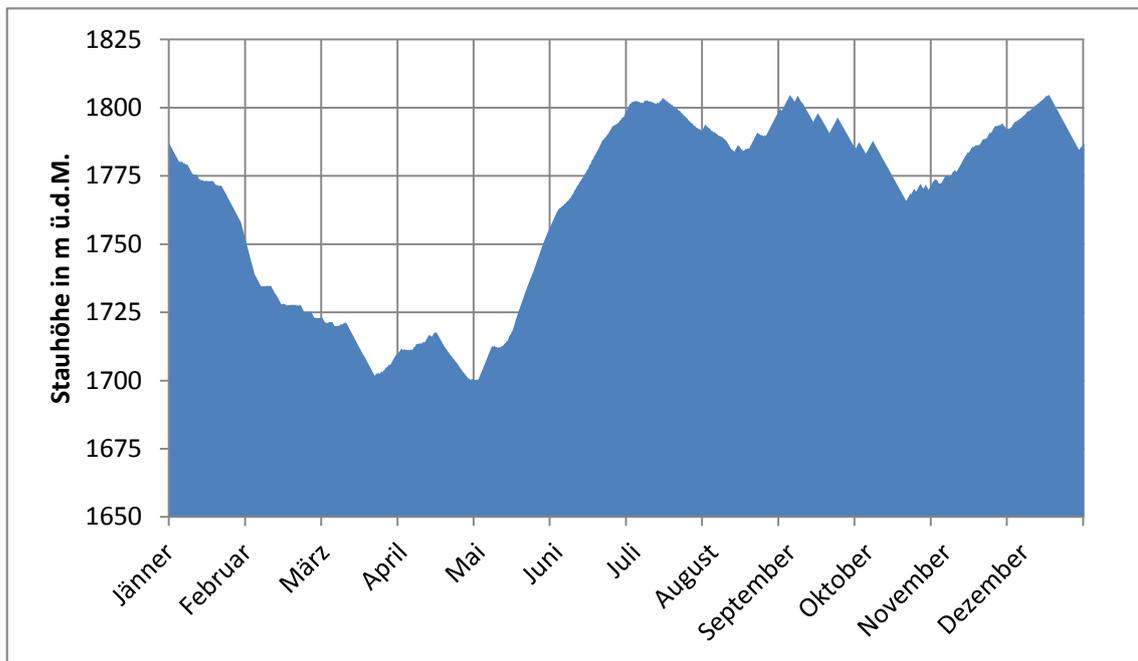


Abbildung 5.12: Stauhöhe des Speichersees Lago di Livigno – 90%-Preis

(01.01.2006 – 31.12.2006)

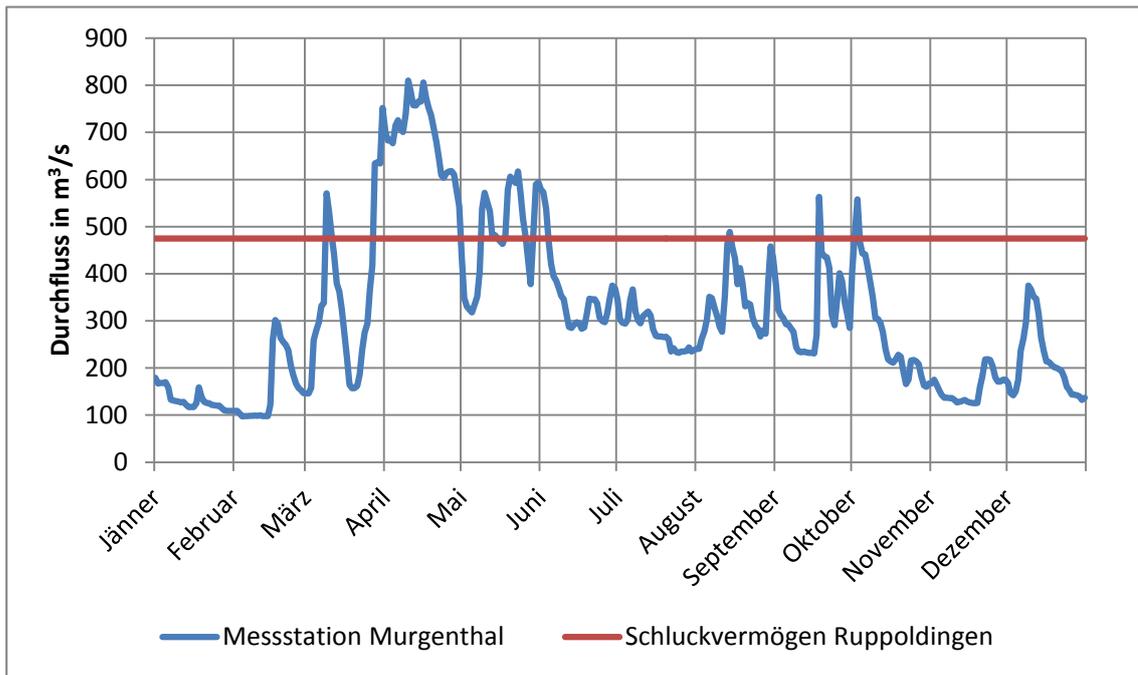


Abbildung 5.13: Inflow und Schluckvermögen des Kraftwerks Ruppoldingen (01.01.2006 – 31.12.2006)

maximalen Turbinenleistung von 23 MW abgeflachte Kurve. Modelliert wurde dieses und die folgenden Bilder des Laufkraftwerks Ruppoldingen mit dem Strompreis des 90%-Dekarbonisierungsszenario, jedoch reagiert das Kraftwerk kaum auf den Preis sondern richtet sich eher nach dem Durchfluss. Im Normalbetrieb ohne Schwellbetrieb ist der Kraftwerkseinsatz der beiden Preisszenarien identisch.

Im Gegensatz zu den vorher beschriebenen Speicherkraftwerken mit ihrem schwankendem Einsatz, wird das Laufkraftwerk Ruppoldingen kontinuierlich zur Stromproduktion eingesetzt. Dies deckt sich mit der allgemeinen Klassifizierung der Wasserkraftanlagen der Tabelle 3.1. Zum Vergleich sind das Kraftwerk Ruppoldingen und das Kraftwerk Ova Spin in Tabelle 5.1 gegenübergestellt.

5.2.1 Schwellbetrieb

Ein weiterer interessanter Aspekt der verwendeten Kraftwerkseinsatzoptimierung ist der Schwellbetrieb. Wie beschrieben besteht vielerorts die Möglichkeit einen Flussabschnitt aufzustauen und das Stauvolumen für wenige Stunden zu speichern.

Für das betrachtete Jahr 2006 würde sich mit einer Schwellhöhe von 50 cm der in Abbildung 5.15 gezeigte Einsatzverlauf des Kraftwerkes ergeben. Deutlich zu erkennen ist, dass nun das Kraftwerk nicht mehr konstant betrieben wird und öfters bis an die maximale Leistungsgrenze der Turbine gefahren werden kann. Vorteil bringt dieser Betrieb vor allem in Spitzenlastzeiten, wo der Durchfluss kurzzeitig erhöht werden könnte um die Mehrleistung zu decken. Ebenfalls kann das Wasser bei Schwachlastzeiten zurückgehalten werden um eine optimale Ausnutzung zu ge-

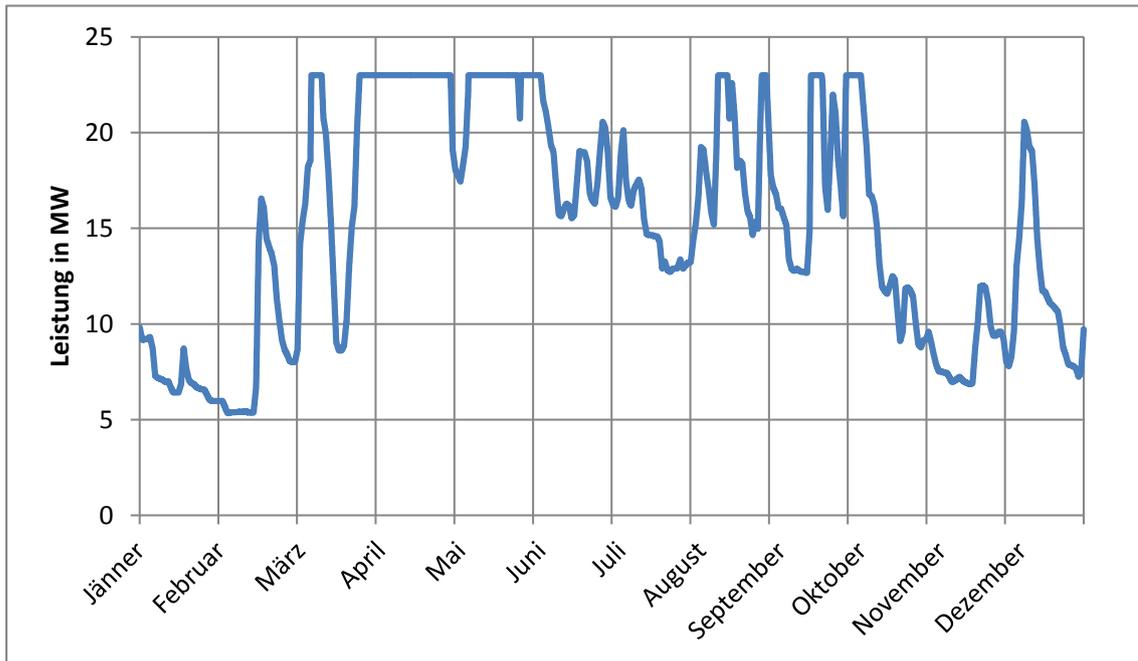


Abbildung 5.14: Kraftwerkseinsatz Ruppoldingen
(01.01.2006 – 31.12.2006)

Tabelle 5.1: Vergleich der Kraftwerke Ruppoldingen und Ova Spin

	Ruppoldingen	Ova Spin
Nutzfallhöhe	6,5 m	205 m
topografische Lage	Flachland	Gebirge
Schluckvermögen	475 m ³ /s	33 m ³ /s
Stauhaltung	Stauwehr	130 m hohe Bogenstaumauer
Wasserführung	Flusskraftwerk	7,6 km Triebwasserstollen
Turbinenart	Rohrturbine	Francis-Turbine
Ausmaß der Speicherung	Laufkraftwerk	Tagesspeicher
Lastbereich	Grundlast	Grund- und Spitzenlast
RAV	115 GW h	87,4 GW h
Nutzvolumen	< 1 Mio m ³	164 Mio m ³
Staufläche	0,714 km ²	4,71 km ²

währleisten. Je größer der Schwellwert gewählt wird, desto stärker passt sich das Kraftwerk dem Strompreis und nicht mehr nur dem Durchfluss an.

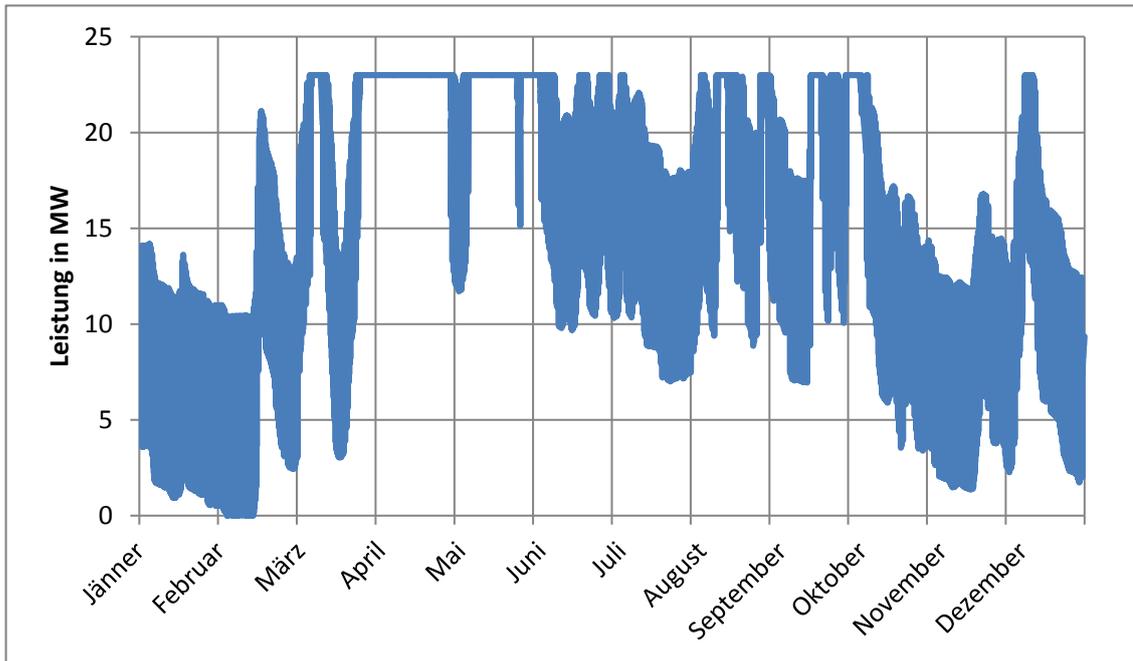


Abbildung 5.15: Schwellbetrieb (50 cm) des Kraftwerks Ruppoldingen
(01.01.2006 – 31.12.2006)

Abbildung 5.16 veranschaulicht die Auswirkung des Schwellbetriebs auf die eingesetzte Turbinenleistung. Dargestellt ist die Anzahl der Tage mit der die Turbinen mit einer bestimmten Leistung betrieben werden. Dabei wurden die stündlichen Leistungsdaten aus dem Modell auf ganze Zahlen gerundet und schließlich ganze Tage gebildet. Ohne Schwellbetrieb dient das Kraftwerk Ruppoldingen wie erwähnt lediglich der Grundlastdeckung und erreicht an knapp 84 Tagen die maximale Leistung der Turbinen von 23 MW. Ebenfalls zu erkennen ist der durchgehende Betrieb, da die Mindestabgabeleistung des Kraftwerks bei 5 MW liegt.

Lässt man jedoch eine Schwelltiefe von 0,5 m oder gar 1 m zu, so kann die maximale Turbinenleistung öfter erreicht werden. Zudem gibt es auch Phasen bei denen kaum turbiniert wird und lediglich Schwankungen ausgeglichen werden. Bei 1 m ist das Kraftwerk an bereits 95 Tagen voll ausgelastet. Die mittlere Leistung sinkt dabei jedoch um knapp 0,8 MW.

Abschließend ist in Abbildung 5.17 der Erlös der verschiedenen Schwelltiefen gezeigt. Der Vergleich mit dem Strompreis zeigt, dass mit steigender Schwelltiefe auch die Höhe des maximalen Erlöses bei teurem Strompreis steigt, also die gestaute Wassermenge vermehrt zur Elektrizitätsproduktion verwendet wird. Bei sinkendem Strompreis und einem einzigen Kraftwerk wird anschließend das Stauvolumen vor dem Kraftwerk wieder aufgefüllt. Bei längeren konstanten Strompreisphasen bleibt jedoch auch die Turbinenleistung konstant.

Bei Betrachtung einer ganzen Schwellkette kann so wesentlich zur Spitzenlastdeckung beigetragen werden. Durch Einrichten eines Speicherbeckens am Beginn der

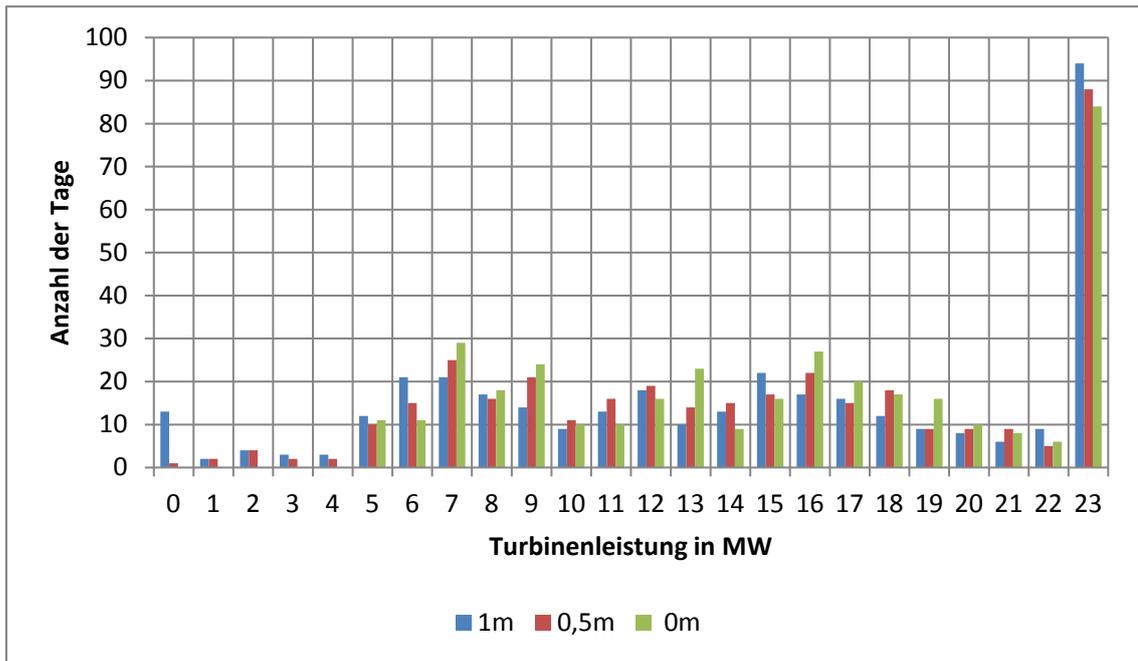


Abbildung 5.16: Aufteilung der Leistung nach Tagen bei verschiedenen Schwelltiefen (01.01.2006 – 31.12.2006)

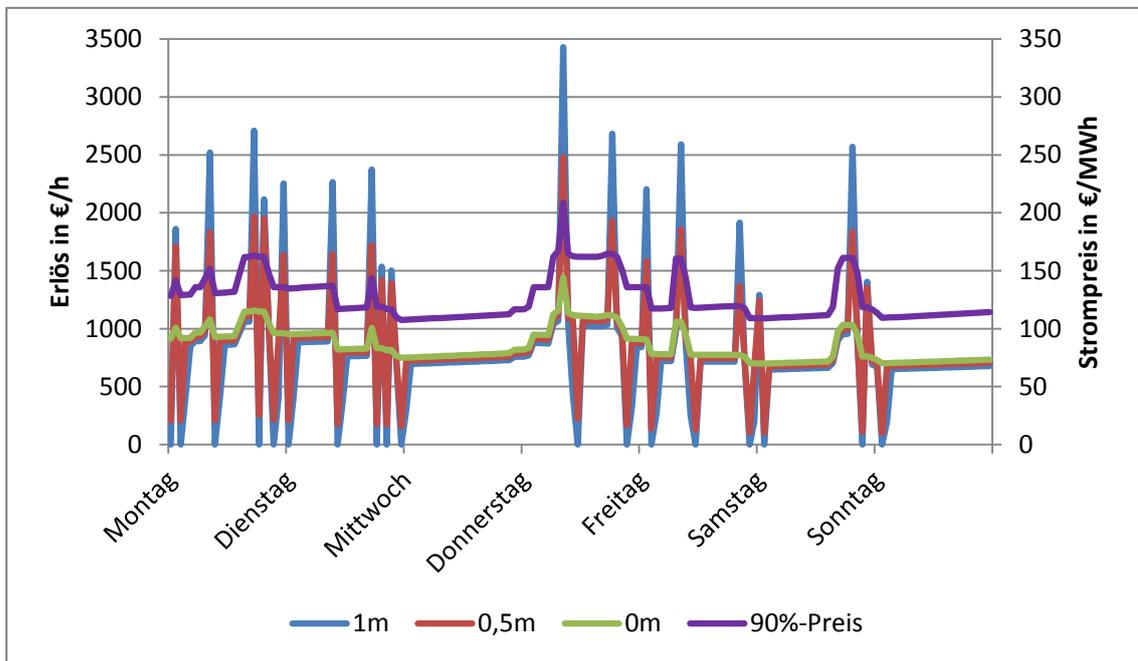


Abbildung 5.17: Erlös bei verschiedenen Schwelltiefen (09.01.2006 – 15.01.2006)

Schwellkette, wie im Anhang C.2 erwähnt, kann über die gesamte Schwellkette ein hoher Erlös erzielt werden, ohne die Stauvolumen vor den jeweiligen Stauwehren der Kraftwerke wieder auffüllen zu müssen. Bei einem einzelnen Kraftwerk ohne nennenswertes Staubecken würde sich hingegen ein leicht geringerer Erlös im Schwellbetrieb einstellen.

Kapitel 6

Resümee

Die Untersuchung der Energieversorgung der Schweiz zeigt einen klaren neuen Trend in Richtung Erneuerbare Energien. Steigende Brennstoffpreise und die CO₂ Belastungen führen zu einer Umstrukturierung bei der Energieerzeugung. So lag die Elektrizitätserzeugung der neuen Erneuerbaren Energien im Jahr 1990 noch bei 88 GW h, heute erreichen diese bereits 921 GW h, ein Zuwachs von knapp 950%. Windenergie spielt aufgrund der geografischen Lage der Schweiz eher eine kleinere Rolle, hingegen konnte sich die Photovoltaik mit 320 GW h im Jahr 2012 als größter Energieträger der neuen Erneuerbaren Energien etablieren.

Der jedoch wichtigste Energieträger überhaupt in der Schweiz ist die Wasserkraft. Mit knapp 40 000 GW h im Jahr 2012 decken die fast 600 Wasserkraftwerke der Schweiz etwa 60% der Elektrizitätsnachfrage. Ebenso spielen diese eine entscheidende Rolle bei der Energieversorgung zukünftiger Energieszenarien. Speicherkraftwerke werden aufgrund der großen wetterbedingten Schwankungen der Erneuerbaren Energien vermehrt für die Deckung der Spitzenlast benötigt. Durch die (großtechnisch) einzigartige Fähigkeit der Pumpspeicherkraftwerke kann zudem überschüssige Energie wirtschaftlich gespeichert werden. Eine weitere Möglichkeit Schwankungen der Energieproduktion auszugleichen ist der Schwellbetrieb einer Flusskette.

Weiters fordert der Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie im Jahr 2011 rasch neue Energieperspektiven für die Zukunft. Da mit einem weiteren Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs gerechnet wird, ist eine Optimierung der bestehenden und zukünftigen Kraftwerke unabdingbar.

Daher wurde an der Technischen Universität Wien das Projekt *AutRES100* ins Leben gerufen um zu untersuchen, wie ein möglichst hoher erneuerbarer Anteil technisch und wirtschaftlich implementiert werden könnte. Mit dem Kraftwerkseinsatzoptimierungsprogramm *HiREPS* kann europaweit ein solches Szenario simuliert werden. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen zeigen einen Teil des umfangreichen Modells. Mit stündlichen Wetterdaten können verschiedenste Parameter untersucht werden und schließlich plausible Vorhersagen für die Zukunft getroffen werden.

Im speziellen wurden dabei die Kraftwerke des Inn-Gebietes behandelt. Es wurde gezeigt wie sich der Kraftwerkspark bei einem bestehenden Strompreis verhält. Dabei konnten interessante Aspekte des Pumpspeicherbetriebs gezeigt werden. Großer

Vorteil dieses Optimierungsmodells ist die Betrachtung über einen beliebigen Zeitraum, bis hin zu mehreren Jahrzehnten.

Neben der Betrachtung des historischen Strompreises konnten ebenfalls wertvolle Kenntnisse über die Änderungen des Kraftwerkseinsatzes bei einem Zukunftsszenario mit erhöhtem Anteil an Erneuerbaren Energien erlangt werden. Hierbei zeigt sich eine gänzlich andere Nutzung der Wassermengen und vor allem eine stärker schwankende Energieproduktion. Tages- und Wochengang kann nicht mehr vorhergesehen werden und benötigt einen ständigen Ausgleich durch Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke.

Mit dem Zusammenschluss mehrerer separater Ländermodelle kann zukünftig ein flächendeckendes Energiesystem simuliert werden und Optimierungen getroffen werden. Wetterabhängige Erneuerbare Energien wie Windenergie und Photovoltaik werden in Zukunft vermehrt eine länderübergreifende Energieversorgung benötigen. Ein einheitliches Modell der Kraftwerke Europas ist für den optimalen Betrieb und zur Simulation verschiedener Parameter daher notwendig.

Mit weiteren Anpassungen, wie etwa Schwellbetrieb, Pumpspeicherausbau und einer Lastflussberechnung mit Netzintegration bietet das Optimierungsmodell *Hi-REPS* viele weitere Forschungs- und Entwicklungsmöglichkeiten.

Anhang A

Energiebilanz 2011

A.1 Wärme

Für die erneuerbare Wärmeproduktion der Schweiz kommt Sonnenenergie, Biomasse, Nutzung der Umweltwärme, sowie Nutzung aus Abfall und Abwasserreinigungsanlagen zum Einsatz. Insgesamt wurde 2011 eine Wärmenergie von 43 765 TJ zusätzlich 5 782 TJ Fernwärme¹ produziert und deckt etwas über 10% des gesamten Wärmebedarfs der Schweiz. Die Aufteilung der erneuerbaren Energieträgern zeigt Abbildung A.1.

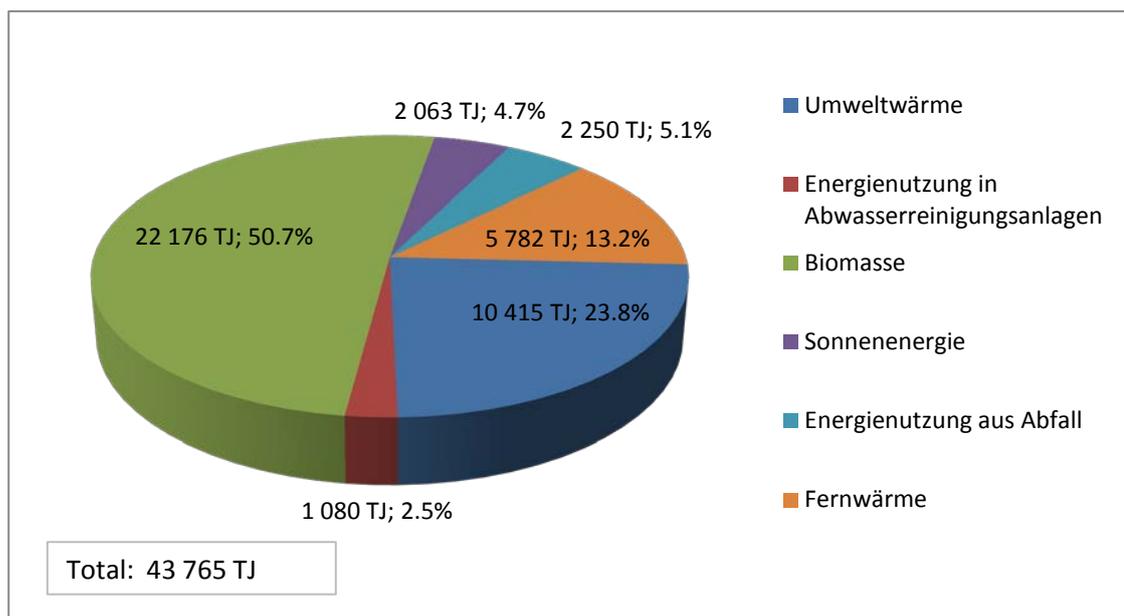


Abbildung A.1: Genutzte erneuerbare Wärme

¹Die Fernwärme setzt sich zu 94,5% aus der Elektrizitätsproduktion der Abfallnutzung und zu 5,5% aus der Stromproduktion durch Biomasse zusammen.

A.2 Zusammenfassung

Tabelle A.1: Zusammenfassung der wichtigsten Werte der Energiebilanz 2011

Bruttoenergieverbrauch	1 131 620 TJ
Endenergieverbrauch	852 330 TJ
Erneuerbarer Endenergieverbrauch	161 643 TJ
Bruttoenergieimport	1 185 850 TJ
Bruttoenergieexport	309 640 TJ
Importierte Elektrizität	299 873 TJ
exportierte Elektrizität	290 560 TJ
Importierte erneuerbare Elektrizität	3641 TJ
exportierte erneuerbare Elektrizität	9199 TJ
Bruttoinlandsverbrauch Elektrizität	235 685 TJ
Landeserzeugung Elektrizität (brutto)	226 372 TJ
Verbrauch der Speicherpumpen	8878 TJ
Landeserzeugung Elektrizität (netto)	217 494 TJ
erneuerbare Elektrizitätsproduktion	118 551 TJ
Endverbrauch Elektrizität Total	210 956 TJ
Jahresstromproduktion Laufkraftwerke	53 039 TJ
Jahresstromproduktion Speicherkraftwerke (brutto)	68 623 TJ
Jahresstromproduktion Speicherkraftwerke (netto)	59 745 TJ

A.3 Weitere Statistiken der Energiebilanz

Abbildung A.2 zeigt eine Aufteilung des Endverbrauchs nach Verbrauchergruppen. Ebenfalls können die Importe bzw. Exporte an Elektrizität den verschiedenen Nachbarländern zugeordnet werden, wie Abbildung A.3 zeigt [5]. Ebenso ist der stündliche Jahresverlauf (s. Abbildung A.4) der Wasserkraftwerke für die Modellierung interessant. Deutlich zu erkennen sind die Tagesschwankungen mit dem Maximum in den Mittagsstunden und der Jahresverlauf mit dem Mehrverbrauch in den Wintermonaten.

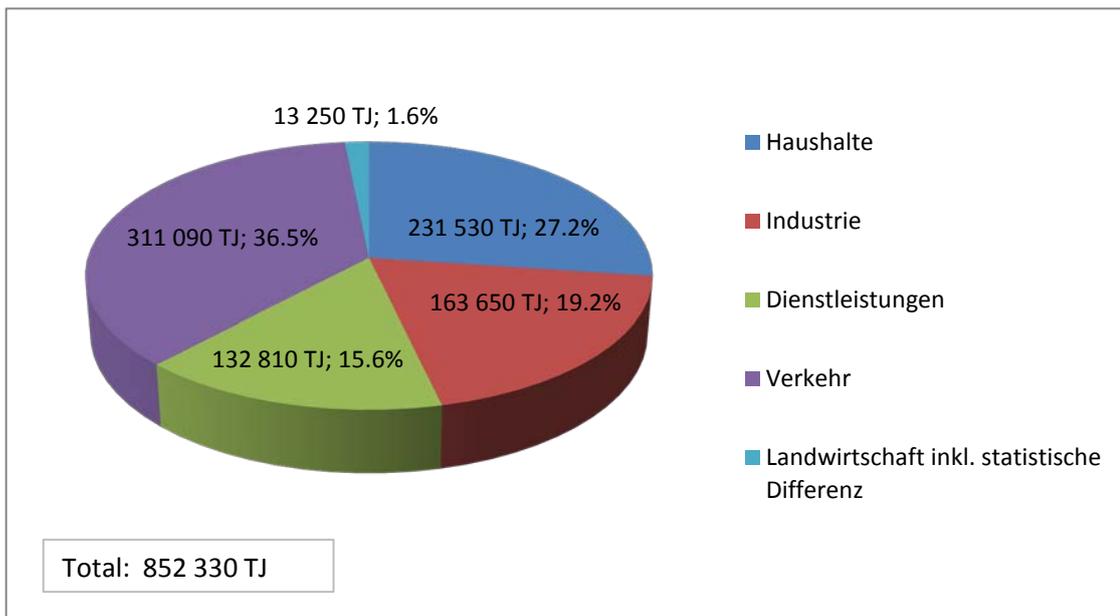


Abbildung A.2: Aufteilung des Endverbrauchs nach Verbrauchergruppen

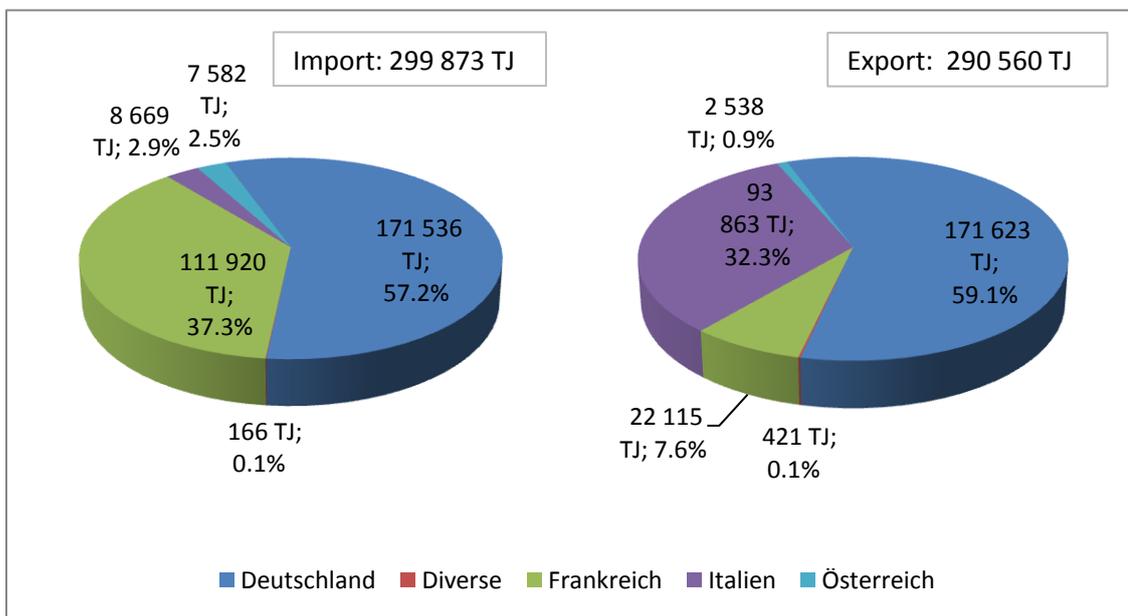


Abbildung A.3: Länderaufteilung der importierten und exportierten Elektrizität

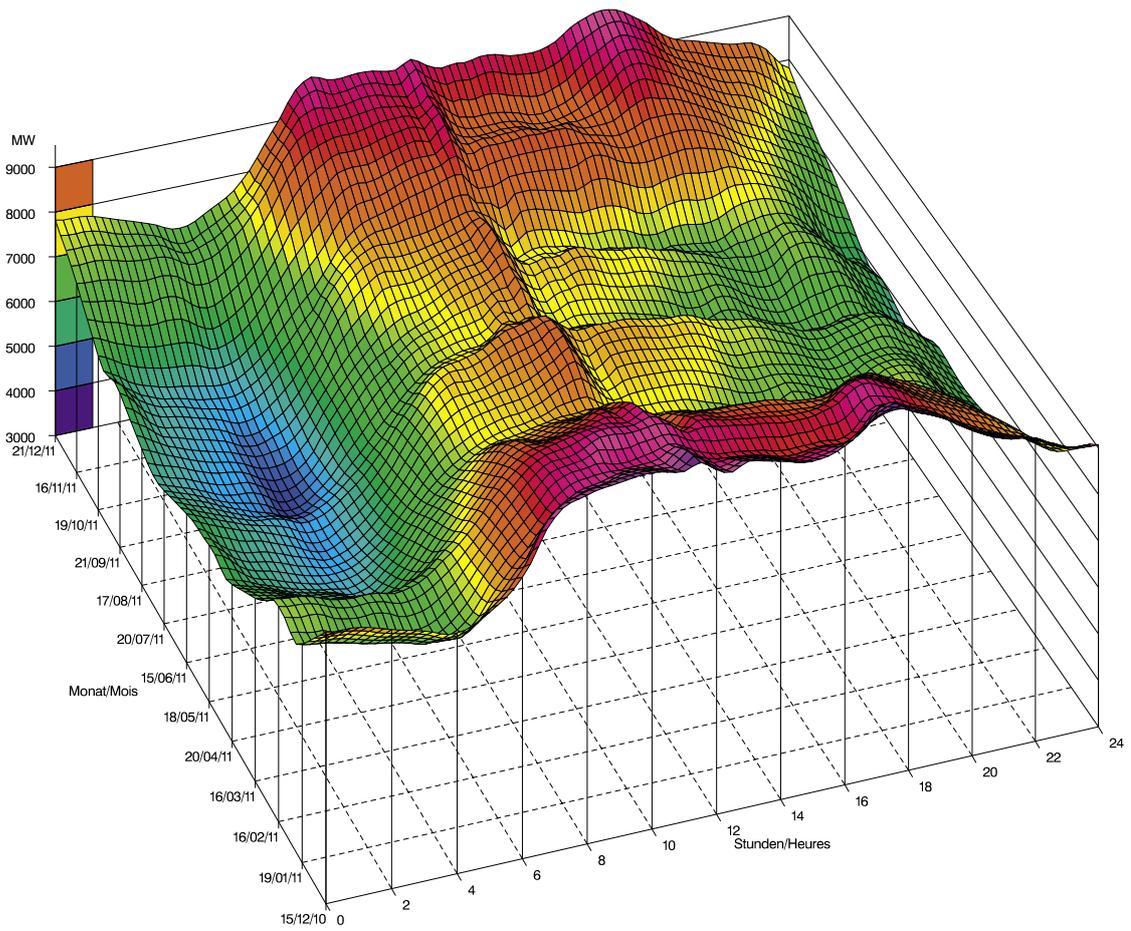


Abbildung A.4: Jahresverlauf der Leistungen der Wasserkraftwerke 2011 [5]

Anhang B

Energieperspektiven

B.1 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten (bzw. Stromerzeugungskosten) sind in erster Linie Erzeugungskosten, welche sich in leistungsabhängige und arbeitsabhängige Kosten aufteilen. Zu den leistungsabhängigen Kosten zählen unter anderem Kapitalkosten, betriebsbedingte Festkosten und Stilllegungskosten. Zu den arbeitsabhängigen Kosten zählen vorwiegend die Brennstoffkosten [19]. Die Grundformel für die Stromgestehungskosten ist in Gleichung (B.1) dargestellt und für alle Kraftwerkstypen gültig.

$$k = \frac{K_J + K_{BF} + K_S}{T} + k_E + k_A + k_{CO_2} \quad (\text{B.1})$$

k	Stromgestehungskosten
K_J	jährliche Kapitalkosten
K_{BF}	jährliche betriebsbedingte Festkosten
K_S	jährlicher Anteil der sonstigen Kosten
T	Anzahl der jährlichen Volllaststunden (Lastfaktor)
k_E	Brennstoff- bzw. Energiekosten
k_A	arbeitsabhängige Betriebskosten
k_{CO_2}	CO ₂ -abhängige Kosten

Fixe und variable Kosten

Fixe Kosten sind jene Kosten, die unabhängig von der Produktion entstehen, wie etwa Investitionskosten. Quasi-fixe Kosten sind ebenfalls vom Outputniveau unabhängige Kosten, die jedoch nur anfallen, wenn das Unternehmen überhaupt produziert, zum Beispiel Anfahrkosten bei einem Kraftwerk. Variable Kosten hingegen sind direkt abhängig von der produzierten Strommenge, wie etwa die Brennstoffkosten oder CO₂ abhängige Kosten.

kurzfristige und langfristige Kosten

Zu den kurzfristigen Kosten zählen nur die direkt an der Energieproduktion beteiligten Faktoren. Hierzu zählen zum Beispiel Brennstoffkosten und Übertragungskosten. Kurzfristig betrachtet muss ein Deckungsbeitrag von mindestens null erwirtschaftet werden, welcher sich hauptsächlich aus den variablen Kosten zusammensetzt. Langfristig müssen jedoch neben den variablen Grenzkosten auch die Fixkosten gedeckt werden. Die langfristigen Grenzkosten bezeichnen die Zusatzkosten unter Berücksichtigung von Kapazitätsausbauten. Die kurzfristigen Grenzkosten eines Kraftwerksparks sehen üblicherweise stufenförmig aus, da Kraftwerke immer bis an die Erzeugungsgrenze gefahren werden bevor das nächst teurere Kraftwerke zugeschaltet wird. Abbildung B.1 zeigt diesen Sachverhalt schematisch anhand eines Kraftwerksoptimierungsbeispiels eines verfügbaren Kraftwerksparks.

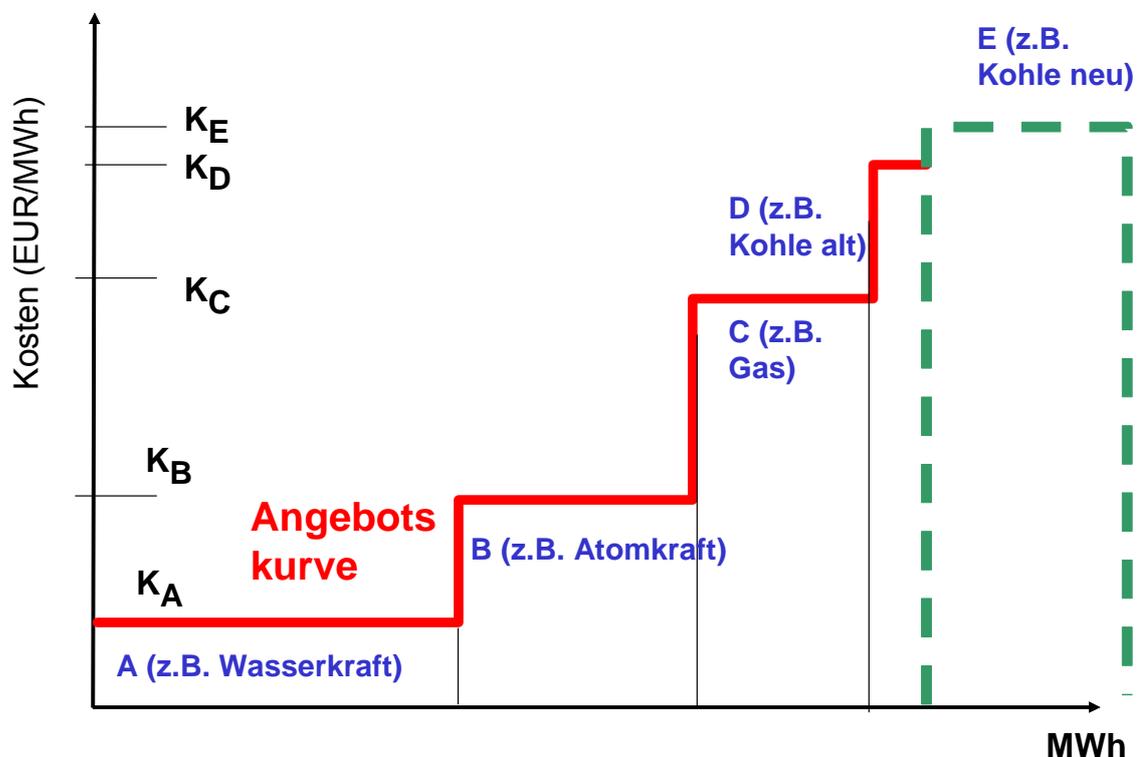


Abbildung B.1: Kraftwerkseinsatzoptimierung durch Ordnen der Kraftwerke nach Kosten → Kostenkurve [20]

Grenzkosten

Die Grenzkosten sind die Kosten für ein weiteres Kraftwerk, welches für die Stromproduktion zugeschaltet werden muss. Der Preis richtet sich dabei, wie in Abbildung B.2 veranschaulicht, nach der Nachfrage. Reicht eine Kraftwerkskette nicht für die Deckung des Bedarfs aus, so wird wie beschrieben das nächst teurere Kraftwerk zugeschaltet und somit ergibt sich ein stufenförmiger Verlauf der Kostenkurve mit dem (zumeist) teuersten Kraftwerk für die Grenzkosten. Der schraffierte Bereich,

abgegrenzt durch die Kostenkurve und den Systemgrenzkosten, ist der Gewinn des Kraftwerksbetreibers.

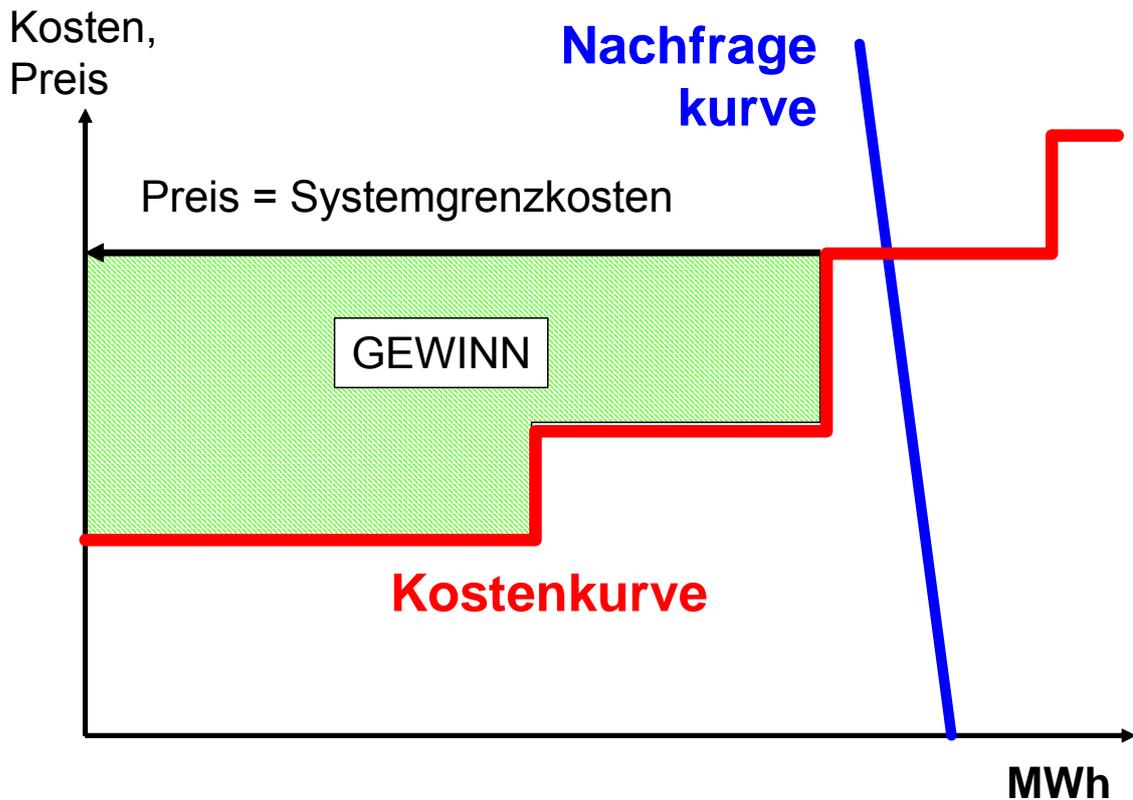


Abbildung B.2: Bildung der Systemgrenzkosten [19]

B.1.1 Leistungsabhängige Kosten

Die wichtigsten leistungsabhängigen Kosten eines Unternehmens sind die Kapitalkosten, darunter sind sämtliche jährlich anfallenden Zahlungen für Kreditrückzahlungen, Zinsen, Steuern und Versicherung zu verstehen. Berechnen lassen sich diese Kosten zum Beispiel mit der Annuitätenmethode.

Dabei werden die Investitionen derart auf die Nutzungsdauer einer Anlage verteilt, dass ein bestimmter Zielwert pro Jahr entsteht und erlaubt so eine Beurteilung der Investitionskosten im Sinne einer Einkommensmaximierung. Hauptfaktoren dabei sind der Barwert, der gleichbedeutend mit dem gesamten zurückzuzahlenden Kapital ist, und der gesamten Kraftwerksleistung sowie dem Annuitätenfaktor.

$$K_J = \alpha \cdot \frac{B}{P_i} \quad (\text{B.2})$$

K_J jährliche Kapitalkosten
 α Annuitätenfaktor

B Barwert
 P_i installierte Leistung

Der sich jährlich ändernde Investitionswert, dargestellt durch den Annuitätenfaktor, lässt sich über die Lebensdauer und den Zinssatz ermitteln.

$$\alpha = \frac{z(1+z)^{LD}}{(1+z)^{LD} - 1} \quad (\text{B.3})$$

z Zinssatz
 LUD Lebensdauer der Anlage

B.1.2 Arbeitsabhängige Kosten

Einen großen Teil der arbeitsabhängigen Kosten eines Kraftwerksbetreibers nehmen die Brennstoffkosten und die CO₂-Kosten ein. Die Brennstoffkosten sind abhängig vom Heizwert eines Brennstoffes sowie vom Wirkungsgrad der Anlage und vom vorherrschenden Brennstoffpreis.

$$k_E = \frac{p_B}{H_U \cdot \eta} \quad (\text{B.4})$$

k_E Brennstoffkosten
 p_B Brennstoffpreis
 H_U unterer Heizwert
 η Wirkungsgrad der Anlage

Die bei fossilen Brennstoffen anfallenden CO₂-Kosten können wie folgt berücksichtigt werden. Der CO₂-Faktor beschreibt dabei die Menge CO₂ die bei der Verbrennung entsteht.

$$k_{CO_2} = \frac{p_{CO_2} \cdot f_{CO_2}}{\eta} \quad (\text{B.5})$$

k_{CO_2} CO₂-Kosten
 p_{CO_2} CO₂-Preis
 f_{CO_2} CO₂-Faktor für den Brennstoff

Abbildung B.3 zeigt dazu einen Verlauf des CO₂-Preises der EEX-Energiebörse.

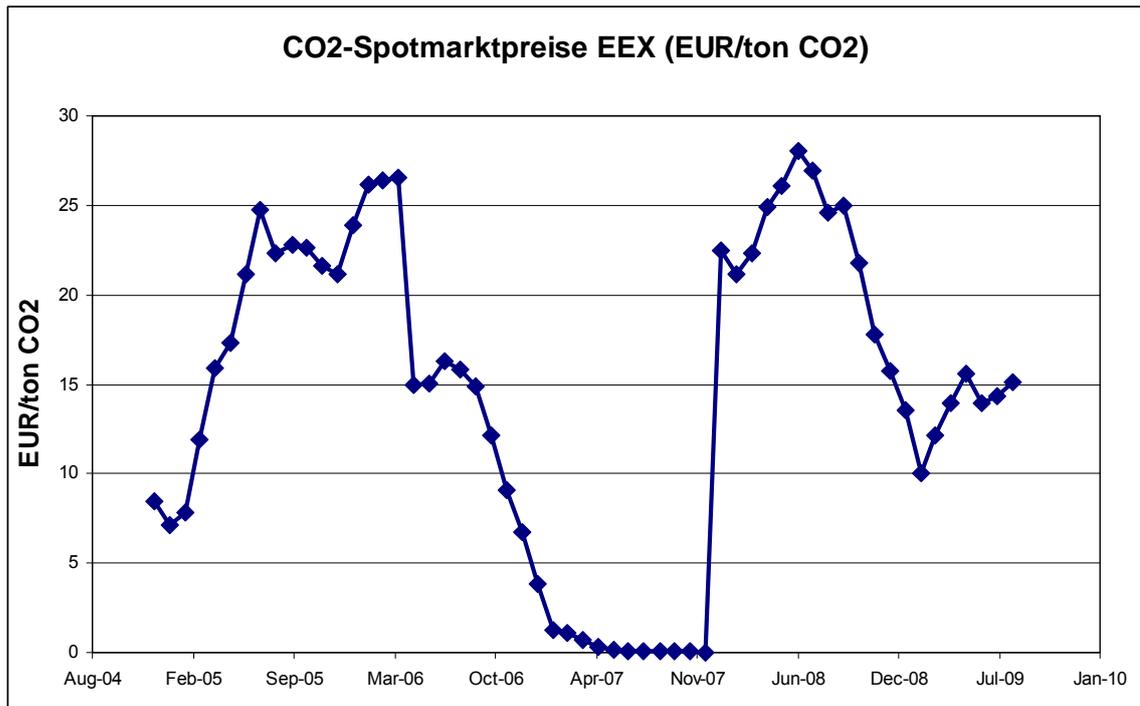


Abbildung B.3: CO₂-Spotmarktpreis (EEX) [19]

B.2 Energieperspektiven 2050

Am 25. Mai 2011 beschloss der Bundesrat der Schweiz den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie. Mit diesem Schritt und den neusten Entwicklungen seit den Konzepten der *Energieperspektiven 2035* aus dem Jahr 2007 war es notwendig ein neues und weitreichenderes Energiemodell der Schweiz zu entwickeln, die *Energieperspektiven 2050*. Bei dieser erneuerten Auflage wurden die sozioökonomischen Grunddaten aufdatiert, die technischen Errungenschaften aktualisiert und neue energiepolitische Entwicklungen berücksichtigt [4].

Ausgehend von den Szenarien aus Kapitel 2.2.1 der Energieperspektiven 2035 wurden 3 abgeleitete Szenarien neu definiert. Neben den bisher genannten ziel- und maßnahmenorientierten Szenarien wurde ebenfalls ein politisch getriebenes Instrumentenszenario entworfen, welches besonders die Rolle des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie berücksichtigt. Ebenfalls wurde vermehrt auf die Auswirkungen auf das Stromnetz eingegangen.

B.2.1 Szenarien der Energieperspektiven

Szenario V - „Weiter wie bisher“

Das Szenario V entspricht der Definition des Szenario I der Energieperspektiven 2035, doch Aufgrund der seit dem gesetzten energiepolitischen Maßnahmen entspricht dieses Szenario inhaltlich eher dem Szenario II.

Das Szenario „Weiter wie bisher“ ist maßnahmenorientiert und untersucht bis

zum Zeitpunkt 2050 die sich einstellende Energienachfrage bei bereits in Betrieb befindlichen Kraftwerken und bestehenden energiepolitischen Instrumenten, Maßnahmen und Gesetzen. Es wird von einem unveränderten Energienachfrageverhalten und einem autonomen Technologiefortschritt ausgegangen.

Szenario VI - „Neue Energiepolitik“

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist zielorientiert und simuliert den Entwicklungsweg des Energieverbrauchs der Schweiz mit einer CO₂-Emission von 1 bis 1,5 t pro Person bis zum Jahr 2050 als Ziel. Diese Vorgehensweise entspricht somit dem Szenario IV mit einigen Erweiterungen. Als wichtige Nebenbedingung wurde die Begrenztheit der nachhaltig verfügbaren Biomasseressourcen eingeführt.

Szenario VII - „Politische Maßnahmen“

Szenario VII ist maßnahmenorientiert und untersucht die vom Bundesrat vorgeschlagenen politischen Maßnahmenpakete auf die Energienachfrage. Die rund 50 vorgeschlagenen Maßnahmen basieren auf bekannte Technologien sowie in naher Zukunft absehbaren Weiterentwicklungen dessen. Dabei liegt der Schwerpunkt in der Effizienzsteigerung.

B.2.2 Varianten des Elektrizitätsangebots

Aufgrund des gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie sind die in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Hauptvarianten A und B nicht mehr von Bedeutung. Varianten C bis E und dessen Kombinationen stehen weiterhin zur Verfügung. Die Lückenschließung ausschließlich durch EE nach Variante E ist vor allem nach den Jahren 2035 - 2045 nicht möglich und der Restbedarf wird durch Importe gedeckt (E → E&G). Laufzeitveränderungen der KKW (Variante F) wurden in dieser Ausgabe der Energieperspektiven jedoch nicht mehr behandelt.

Zusätzlich zu den Grundvarianten werden zwei zusätzliche kombinierte Strategien verwendet, C&E sowie C&D&E. Bei der bereits in der Ausgabe von 2007 verwendeten Mischvariante C&E wird ein verstärkter Ausbau der EE betrachtet. Die fehlenden Erzeugnisse werden hierbei nicht durch Importe gedeckt sondern durch Zubau inländischer Gaskombikraftwerke. Bei der Variante C&D&E wird der Restbedarf, welcher durch EE nicht mehr gedeckt werden kann, durch einen Mix aus Gaskombikraftwerken und WKK-Anlagen erzeugt. Tabelle B.1 zeigt die in den Energieperspektiven 2050 abgehandelten Szenarien und dessen Angebotsvarianten.

Tabelle B.1: Kombinationen der Szenarien und Angebotsvarianten (Energieperspektiven 2050)

	C	E&G	C&E	C&D&E
Szenario V	X	X		X
Szenario VI	X	X	X	X
Szenario VII	X	X	X	X

B.2.3 Schließung der Stromlücke

Die in den nächsten beiden Kapiteln gezeigten Diagramme zeigen einen Vergleich der Energieperspektiven 2050 und für die in Kapitel 2.2 behandelten Energieperspektiven 2035. Für nähere Beschreibung sei auf die Dokumentation [4] im Literaturverzeichnis verwiesen.

Der Vergleich der Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks der beiden Energieperspektiven zeigt gute Übereinstimmungen (s. Abbildung 2.10 und B.4). Lediglich die Szenarien wurden etwas angepasst und können optimistischer angesehen werden.

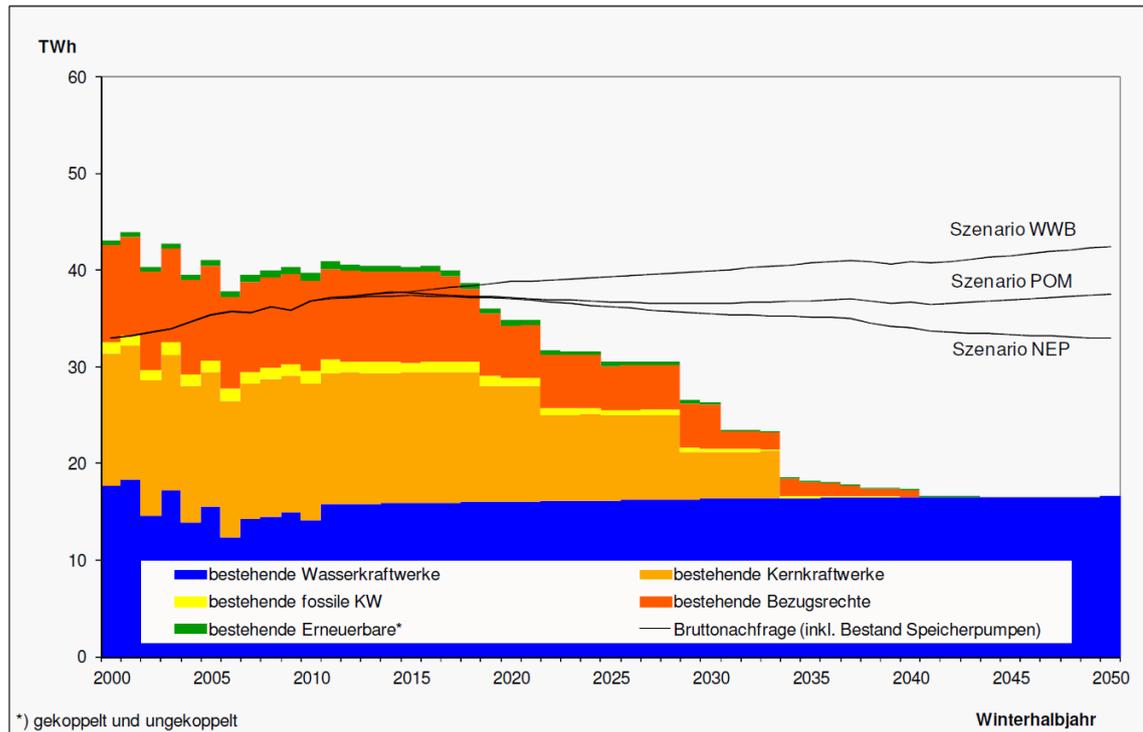


Abbildung B.4: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage (Energieperspektiven 2050) [4]

B.2.4 Nachfrageentwicklung

Wie bereits erwähnt sind die Energieperspektiven 2035 etwas zu vorsichtig prognostiziert worden, denn die Gesamtenergienachfrage ist stärker zurückgegangen als ursprünglich vorhergesagt, wie der Vergleich der Abbildungen 2.12 und B.6 zeigt. Hierbei muss beachtet werden, dass dieses Bild nicht in absoluten Werten angegeben ist sondern in GJ p.c..

Abbildung B.6 im Unterschied zu Abbildung 2.12 zeigt ein etwas contraires Bild. Nach neuesten Studien ist die Elektrizitätsnachfrage der Schweiz gerade am Sinken, jedoch wird diese bis Mitte des Jahrhunderts vermutlich wieder steigen.

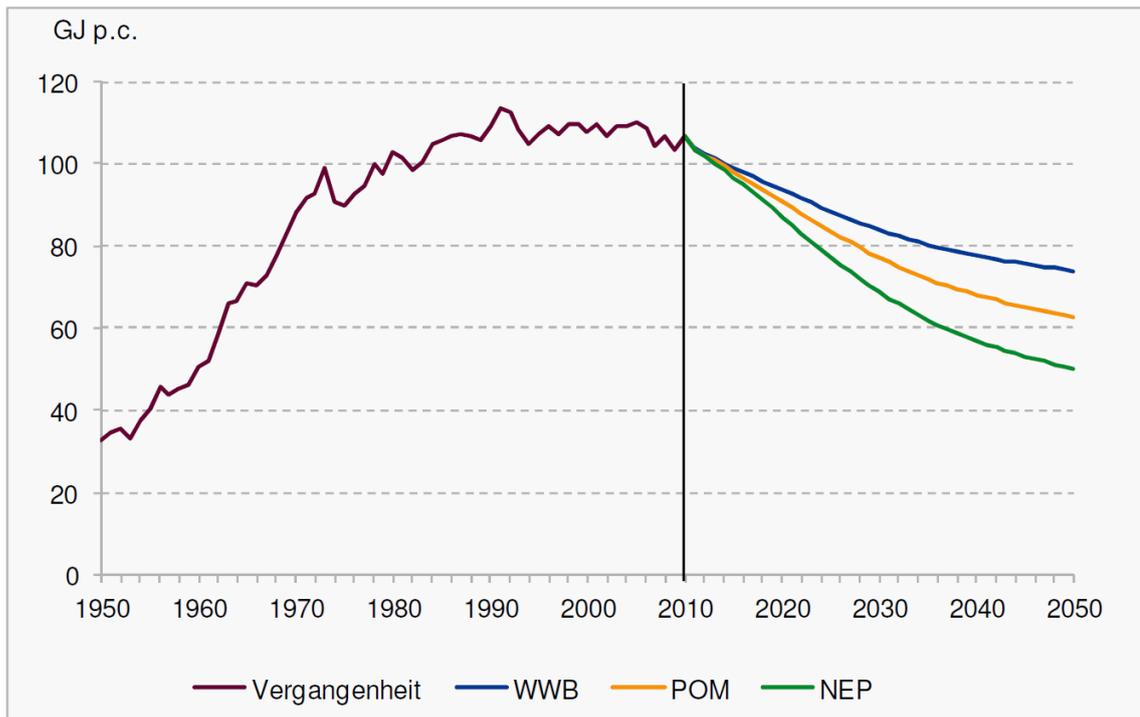


Abbildung B.5: Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich (Energieperspektiven 2050) [4]

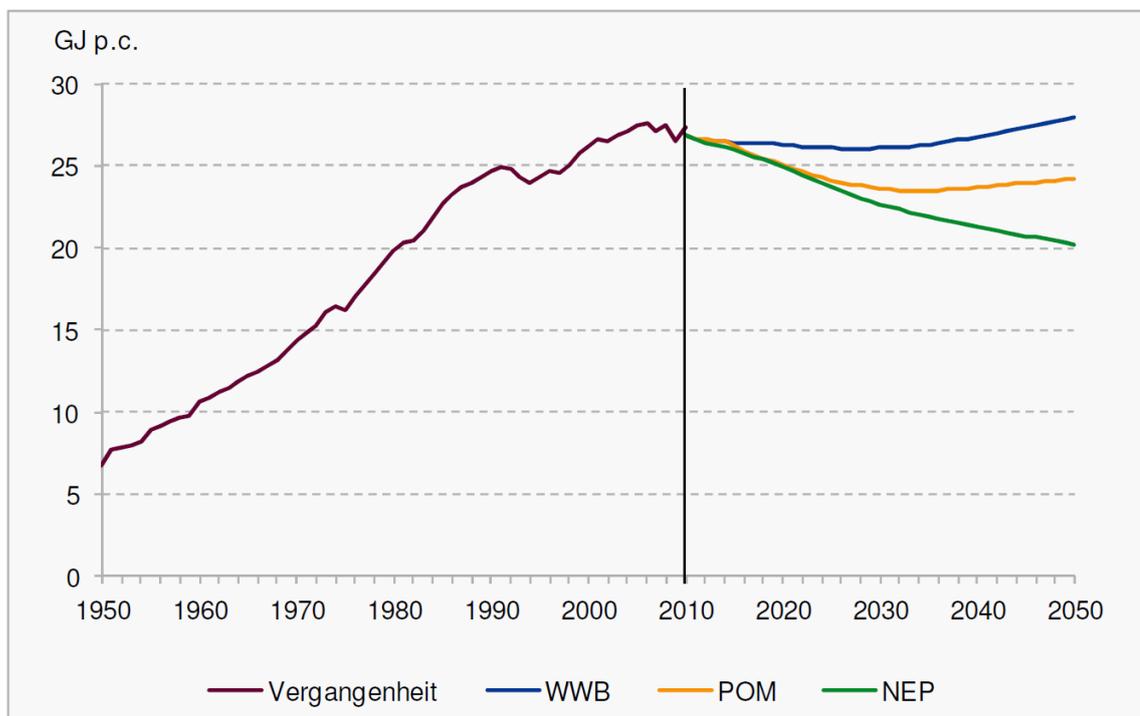


Abbildung B.6: Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich (Energieperspektiven 2050) [4]

Anhang C

Wasserkraftwerke

C.1 Energie des Wassers

Die Gesamtenergie des Wassers ist abhängig von der Energiehöhe, welche sich wiederum, bei Vernachlässigung der Reibungsverluste, aus den Termen der potentiellen und der kinetischen Energie zusammensetzt.

$$\begin{aligned} E &= g \cdot m \cdot h_E \\ E &= E_p + E_k = g \cdot m \cdot (h_p + h_k) \end{aligned} \tag{C.1}$$

E	gesamte Energie
E_p	potentielle Energie
E_k	kinetische Energie
h_E	gesamte Energiehöhe
h_p	potentielle Energiehöhe
h_k	kinetische Energiehöhe
g	Erdbeschleunigung $g = 9,81 \text{ m/s}^2$
m	Masse

Die potentielle Höhe errechnet sich aus der hydrostatischen Grundgleichung unter Berücksichtigung der geodätischen Höhe. Die hydrostatische Grundgleichung beschreibt den Wasserdruck in einer bestimmten Höhe unter Annahme der Inkompressibilität.

$$\begin{aligned} p(h_D) &= p_0 + \rho_w \cdot g \cdot h_D \\ \rightarrow h_D &= \frac{p(h_D) - p_0}{\rho_w \cdot g} \end{aligned} \tag{C.2}$$

$$h_p = h_D + z$$

- $p(h_D)$ absoluter Druck, gemessen in der Druckhöhe
- p_0 Atmosphärendruck bzw. Normaldruck, $p_0 = 101,325 \text{ kPa}$
- ρ_w Dichte des Wassers, $\rho_w = 999,73 \text{ kg/m}^3$ bei 10°C , Normaldruck
- z geodätische Höhe

Die geodätische Saughöhe bezeichnet jene Höhe zwischen dem durchschnittlichen Wasserpegel der Saugseite (z.B. Wasserschacht) und der Auslasshöhe des anderen Beckens und muss vor allem bei Pumpbetrieb berücksichtigt werden, wie Abbildung C.1 verdeutlicht.

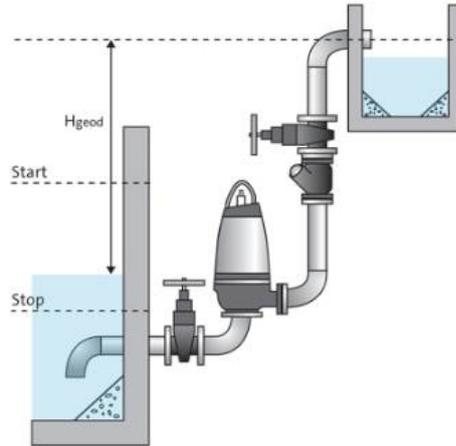


Abbildung C.1: Geodätische Saughöhe
Quelle: <http://cbs.grundfos.com>

Die potentielle Energie setzt sich demnach wie folgt zusammen:

$$E_p = g \cdot m \cdot h_p = g \cdot m \cdot \left(\frac{p(h_D) - p_0}{\rho_w \cdot g} + z \right) \quad (\text{C.3})$$

Die zweite Energie, die kinetische Energie, ist die mechanische Bewegungsenergie. Im einfachsten Fall ist diese durch $m \cdot v^2/2$ beschrieben. Auf dieselbe Form wie die potentielle Energie umgeformt und mit Verwendung des *Coriolis*-Beiwertes, kann die kinetische Energie des Wassers wie folgt beschrieben werden.

$$\begin{aligned}
 E_k &= g \cdot m \cdot h_k \\
 \text{mit } h_k &= \alpha \cdot \frac{v^2}{2g} \\
 E_k &= m \cdot \alpha \cdot v^2
 \end{aligned} \quad (\text{C.4})$$

- α Coriolis-Beiwert, vereinfachend $\alpha = 1$
- v Geschwindigkeit des Wassers

Der Coriolis-Beiwert ist ein Korrekturbeiwert für die Geschwindigkeit, da sich je nach Querschnittfläche die Geschwindigkeitsverteilung über den Querschnitt unterschiedlich verteilt.

Da in der Praxis ebenfalls mit Verlusten im Wasserweg zu rechnen ist, wird die potentielle und die kinetische Energie mit einem Verlustterm erweitert. Die Verluste treten bei reibungsbehafteten Flüssigkeiten auf, welche sich im Wesentlichen aus den Einflüssen der Reibung an den Wänden, der Oberflächenspannung der Flüssigkeit und Flüssigkeitsturbulenzen zusammensetzt. Um ebenfalls eine konsistente Schreibweise zu verwenden, wird eine örtliche Verlusthöhe $h_{v,i}$ eingeführt, die im Wesentlichen von der Fließgeschwindigkeit des Wassers abhängt.

$$h_{v,i} = \zeta \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad (\text{C.5})$$

ζ Verlustbeiwert

Die gesamte Energiehöhe setzt sich nun folgendermaßen zusammen und ist ebenso unter dem Namen (erweiterte) *Bernoulli*-Gleichung bekannt.

$$h_E = h_p + h_k + h_{v,i} = \frac{p(h_D) - p_0}{\rho_w \cdot g} + z + \frac{v^2}{2g} + \zeta \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad (\text{C.6})$$

Wird Wasser für die elektrische Stromproduktion verwendet so ist die elektrische Leistung eines Kraftwerks von Bedeutung. Diese setzt sich aus dem Wirkungsgrad der Anlage, der Wasserdurchflussmenge und der Fallhöhe zusammen.

$$P_{el} = \eta_{tot} \cdot \rho_w \cdot g \cdot Q \cdot h_f \quad (\text{C.7})$$

P_{el} elektrische Leistung
 η_{tot} Gesamtwirkungsgrad
 h_f Fallhöhe

Der Gesamtwirkungsgrad setzt sich, wie in Gleichung C.8 beschrieben, aus den einzelnen Wirkungsgraden der Triebwasserleitung, der Turbine, des Getriebes, des Generators, der Leitungen, des Transformators und des Eigenverbrauchs der Anlage zusammen und liegt in der Regel zwischen 70% und 90%.

$$\eta_{tot} = \eta_L \cdot \eta_T \cdot \eta_{Getr} \cdot \eta_G \cdot \eta_{Trafo} \cdot \eta_{Eig} \quad (\text{C.8})$$

η_L	· · · · ·	Wirkungsgrad der Triebwasserzuleitung
η_T	· · · · ·	Wirkungsgrad der Turbine
η_{Getr}	· · · · ·	Wirkungsgrad des Getriebes
η_G	· · · · ·	Wirkungsgrad des Generators
η_{Trafo}	· · ·	Wirkungsgrad des Transformators
η_{Eig}	· · · ·	Eigenversorgung der Wasserkraftanlage

Für die Beurteilung des jährlichen Betriebs des Wasserkraftwerks wird die Gesamtjahresenergie, das sogenannte Regelarbeitsvermögen RAV, beurteilt, welches sich über das Integral der elektrischen Leistung über der Zeit berechnen lässt.

$$E_a = \text{RAV} = \int_0^t P(t) dt = P \cdot t_{Vollast} \quad (\text{C.9})$$

E_a, RAV	· ·	Gesamtjahresenergie bzw. Regelarbeitsvermögen
$t_{Vollast}$	· · ·	Volllaststunden

C.2 Schwell- und Kippbetrieb

Flusskraftwerke als Unterkategorie der Laufkraftwerke, zählen zu den Niederdruckanlagen und lassen sich in zwei Betriebsarten, dem Schwell- bzw. dem Kippbetrieb unterscheiden. Beim Kippbetrieb werden die Wasserkraftwerke entlang einer Anlagenkette derart betrieben, dass durch alle Kraftwerke zeitgleich dieselbe Wassermenge fließt. Eine wesentlich bessere Fallhöhenausnutzung bietet der Schwellbetrieb. Hierbei werden die Wasserkraftwerke entsprechend der durchlaufenden Wassermenge derart in Betrieb genommen, dass je nach Energiebedarf eine angepasste Leistung abgegeben werden kann [11].

Da die Schwallgeschwindigkeit von der Wassertiefe abhängig ist, sind eher tiefe Flussbette zu bevorzugen, ebenso erfordert der Schwellbetrieb ein oberes und ein unteres Speicherbecken. In den meisten Fällen wird dieses Speicherwasser in mehreren Kraftwerksstufen dem unteren Speicherbecken zugeführt. Das untere Speicherbecken, auch Gegenspeicher genannt, kann unter gewissen Umständen weggelassen werden, jedoch entstehen dadurch unregelmäßige Wasserabgaben an die weitere Flussstrecke. Die Laufkraftwerke zwischen den beiden Speicherbecken können das abgegebene Schwallwasser bei Spitzenlast zusätzlich zur Grundlastdeckung nutzen. Dafür müssen diese wiederum für höhere Stauziele und größeren Beanspruchungen ausgelegt werden, was zu zusätzlichen Kosten führt. [22]

Um eine Spitzenlastdeckung zu bewirken, werden die Kraftwerke nacheinander in Betrieb genommen um gezielt die Schwellwassermenge abzuarbeiten. Die Einsatzzeiten der einzelnen Kraftwerke sind von der Fortpflanzungsgeschwindigkeit der durch die Schwellwassermenge bedingten Schwall- bzw. Sunkwelle abhängig. Die Sunkwelle ist eine sich flussaufwärts bewegende Entnahmesunkwelle, während sich

im Unterwasser flussabwärts die Füllschwallwelle ausbreitet. Für kleine Wellenhöhen kann folgende Gleichung als Näherung für die Fortpflanzungsgeschwindigkeit der Schwallwelle herangezogen werden.

$$w = v \pm \sqrt{g \cdot H} \quad (\text{C.10})$$

w Fortpflanzungsgeschwindigkeit der Schwallwelle
 v Fließgeschwindigkeit vor dem Schwellbetrieb
 H mittlere Flusstiefe vor dem Schwellbetrieb

Aus dieser Gleichung kann man mit der Länge der Fließstrecke zwischen zwei Kraftwerkstufen ebenso die Laufzeit der Schwallwelle näherungsweise ableiten, um so im Schwellbetrieb den Kraftwerkseinsatz zu optimieren.

$$T = \frac{L}{\sqrt{g \cdot H}} \quad (\text{C.11})$$

T Laufzeit der Schwallwelle
 L Länge der Fließstrecke zwischen zwei Kraftwerkstufen

Statt des Schwellbetrieb kann auch im Kippbetrieb gefahren werden. Dabei werden alle Anlagen der Kraftwerkskette gleichermaßen gleichzeitig betrieben, wobei erhebliche Einbußen aufgrund der Verringerung der nutzbaren Fallhöhe auftreten. Schematisch betrachtet entsteht im Gegensatz zum normalen Laufwasserbetrieb eine schräge Wasserspiegelfläche, wodurch sich oberwasserseitig eine Verringerung und unterwasserseitig eine Erhöhung des Wasserspiegels einstellt, wie Abbildung C.2 veranschaulicht.

Im Schwellbetrieb kann zumindest oberwasserseitig durch gestaffelten Kraftwerksbetrieb der Wasserspiegel gehalten werden, jedoch tritt aufgrund der Schwallwelle, ebenso wie beim Kippbetrieb eine Verringerung der Fallhöhe auf. Aus diesem Grund fällt die Tageserzeugung etwas geringer als beim Laufbetrieb aus, jedoch werden diese Einbußen durch den Vorteil ausgeglichen, dass die durch den Schwell- bzw. Kippbetrieb gewonnene Energie zu Zeiten des Spitzenbedarfs zur Verfügung steht.

Neben der etwas geringeren Gesamtenergiegewinnung gibt es jedoch noch weitere Punkte, die den Einsatz des Schwellbetriebs behindern können. Zum einen müssen aufgrund des höheren Wasserspiegels und der Schwallwelle die Stauhaltungen vergrößert und verstärkt werden, zudem müssen eventuell durch die stärkeren Unterschiede zwischen Schwall und Sunk weitere bauliche Maßnahmen am Uferbereich getroffen werden. Ebenfalls gibt es einige Auswirkungen auf den Schiffsverkehr, sodass unter anderem automatische Vorkehrungen bei Kraftwerksausfall getroffen werden müssen [10, 22].

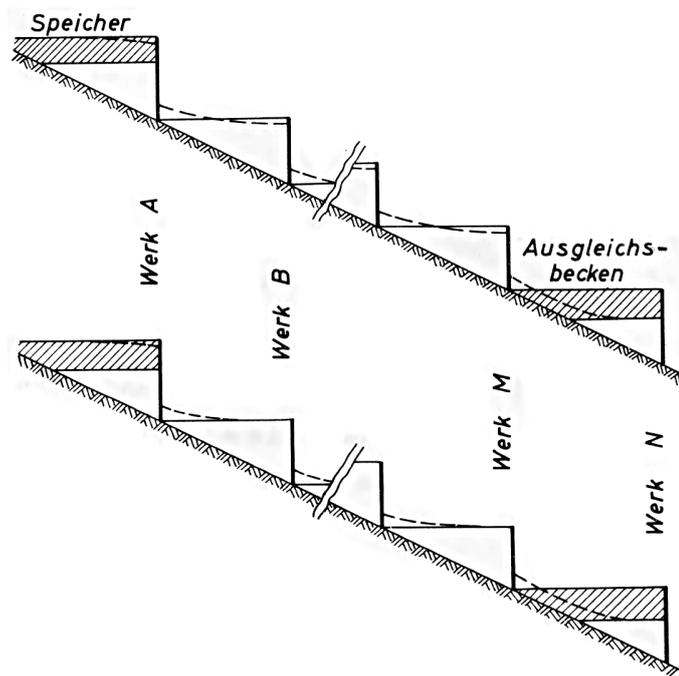


Abbildung C.2: Schematische Darstellung des Kippbetriebs (oben) und des Schwellbetriebs (unten) [10]

Literaturverzeichnis

- [1] AMPL: *What is AMPL.* <http://www.ampl.com/FAQ/#WhatisAMPL>.
Version: 24.10.2013
- [2] BÖHM, C. : *Modellverfeinerung für die Einsatzoptimierung eines hydraulischen Kraftwerksystems mittels dynamischer Programmierung*, Technische Universität Wien, Diplomarbeit, 1992
- [3] BUNDESAMT FÜR ENERGIE BFE: *Die Energieperspektiven 2035.* 2007
- [4] BUNDESAMT FÜR ENERGIE BFE: *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050.* 2012
- [5] BUNDESAMT FÜR ENERGIE BFE: *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2011.* 2012
- [6] BUNDESAMT FÜR ENERGIE BFE: *Schweizerische Gesamtenergiestatistik.* Ausgabe 2011. 2012
- [7] BUNDESAMT FÜR ENERGIE BFE: *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz.* 2012
- [8] BUNDESAMT FÜR ENERGIE BFE: *Hydrologisches Jahrbuch der Schweiz 2009.* 2013
- [9] CONSENTEC GMBH IM AUFTRAG VOM BUNDESAMT FÜR ENERGIE: *Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz.* 2012
- [10] FELKEL, K. : *Der Schwellbetrieb der Flußkraftwerke.* 1959
- [11] GIESECKE, J. ; MOSONYI, E. : *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb.* 4., aktualisierte und erweiterte Auflage. Springer-Verlag, 2005
- [12] GRIGULL, U. ; MAYINGER, F. ; BACH, J. : *Viskosität, Wärmeleitfähigkeit und Prandtl-Zahl von Wasser und Wasserdampf.* 1. Auflage. Springer-Verlag, 1968
- [13] HIREPS: *High Resolution Power System Model.* http://www.eeg.tuwien.ac.at/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=133.
Version: 24.10.2013

- [14] JIRKA, H. GERHARD: *Einführung in die Hydromechanik*. 3., überarbeitete und ergänzte Auflage. Universitätsverlag Karlsruhe, 2007
- [15] JIRKA, H. GERHARD: *Einführung in die Gerinnehydraulik*. 1. Auflage. Universitätsverlag Karlsruhe, 2009
- [16] KACZYNSKI, J. : *Stauanlagen, Wasserkraftanlagen*. 1. Auflage. Werner-Verlag, 1991
- [17] KAUFMANN, U. ; DR. EICHER+PAULI AG: *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien*. Ausgabe 2011. Bundesamt für Energie BFE, 2012
- [18] NACHT, T. ; GUTSCHI, C. ; NISCHLER, G. ; STIGLER, H. : *Auswirkungen unterschiedlicher Stromangebotsvarianten auf die Schweizer Elektrizitätswirtschaft*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation Technische Universität Graz, 2012
- [19] NAKICENOVIC, N. ; HAAS, R. : *Energieökonomie*. Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft - Energy Economics Group, 2010
- [20] NAKICENOVIC, N. ; HAAS, R. : *Energiemodelle und Analysen*. Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft - Energy Economics Group, 2011
- [21] NOVATLANTIS: *Leichter Leben - Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energiezukunft am Beispiel der 2000-Watt-Gesellschaft*. <http://www.novatlantis.ch/>. Version: 2010
- [22] PRESS, H. : *Stauanlagen und Wasserkraftwerke, III. Teil - Wasserkraftwerke*. zweite, erweiterte Auflage. Verlag von Wilhelm Ernst & Sohn, 1967
- [23] VDE: *Positionspapier zur Wasserkraft*. <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Wasserkraft.aspx>. Version: 22.10.2013