

Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Dynamische Wasserkraftmodellierung für Deutschland

Ein Optimierungsmodell

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Gerhard THEIL

(E372 Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Bereich: Elektrische Anlagen)

und

Mag. Dr. techn. Gerhard Totschnig

(E372 Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Bereich: Energy Economics Group)

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Valentin Wiedner

Matr.Nr. 0525978

Wien, im November 2012



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna University of Technology

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

Diplomarbeit

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre weiters Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbstständig 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 Ausland (einer Beurteilerin/einen Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, im Oktober 2012

Valentin Wiedner

Kurzfassung

Um die gesetzten Ziele der Steigerung des Einsatzes sauberer Energieerzeugung zu erreichen, wird der Bau erneuerbarer Erzeugungsanlagen immer mehr forciert. Dabei wird viel Potential im Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen gesehen und dementsprechend gehandelt. Die damit einhergehenden und auftretenden Herausforderungen bestehen in der Netzintegration der stark fluktuierenden und schlecht prognostizierbaren Energieerzeugung. Vielerlei Strategien zur Lösung der Probleme müssen dadurch in Angriff genommen werden. Sie betreffen Speichertechnologien, Maßnahmen der Netzveränderung, Verbrauchermanagement, Erzeugungsmanagement und Energiemarktentwicklungen.

Um diese Sachverhalte und Lösungsvorschläge zu analysieren, wurde das Optimierungsmodell HiREPS am Institut für Energiesysteme und elektrische Anlagen der TU Wien entwickelt. Es bietet die Möglichkeit, erneuerbare Energieerzeuger, Speichertechnologien, konventionelle Kraftwerke, Lastflüsse im Übertragungsnetz zu abstrahieren und Simulationen in stündlicher Auflösung durchzuführen. Historische Wetterdaten dienen als Grundlage um zukünftige Szenarien zu untersuchen. Im Rahmen des AutRES100 Projekts werden dazu genaue Daten mehrerer Länder Europas gesammelt und in das Modell eingefügt.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Optimierungsmodell der Wasserkraft Deutschlands aufgebaut. Alle notwendigen Daten sämtlicher deutschen Wasserkraftwerke mit einer Mindestgröße von 5 MW wurden dazu ermittelt. Um das Wasserdargebot nachzustellen, wurden umfangreiche Abflusswasserzeitreihen ausfindig gemacht und in das Modell eingebettet. Der Recherchezeitraum beschränkt sich dabei auf die Jahre 2003 bis 2009.

Durch umfangreiche Simulationsläufe wurde die Interaktion verschiedener Wasserkraftwerke (Pumpspeicher und Laufwasserkraftwerke) mit dem Spotmarkt untersucht. In der ersten Simulationsphase wurden die aufgenommenen und weiterverarbeiteten Daten auf Vollständigkeit, Fehlerfreiheit und Plausibilität geprüft. Bis auf die durch Abstrahierung entstandenen kleinen, nachweisbaren Abweichungen wurde die Korrektheit bewiesen. Im zweiten Schritt der Simulationsphase wurde der Schwellbetrieb von Laufwasserkraftwerken untersucht. Der besondere Fokus lag auf der Analyse der Auswirkungen eines Betriebs der Lech Kraftwerke als Schwellkette.

Abschließend wurde der Einfluss eines vollständigen Schwellbetriebs der aufgenommenen Laufwasserkraftwerke untersucht und das theoretische Potential, einen möglichen Beitrag zur künftigen Netzstabilisierung zu liefern, nachgewiesen.

Abstract

To reach the set targets of a clean energy production in future the construction of renewable power plants is hugely forced. Therefore a big potential is seen in solar and wind energy. Upcoming tasks concerning this trend are how to adapt the power system for integrating a high share of this most fluctuating and hardly prognosticating type of energy production. A lot of different strategies related to the head topics storage technologies, grid optimization, flexible generation and demand management have to be minded and followed.

For analysing and answering all these arising questions the optimization model HiREPS was developed at the Institute of Energy Systems and Electrical Drives of the Technical University of Vienna. The model includes detailed modelling of variable renewables, conventional power plants, different storage options, load flow in transmission grids and intelligent load response options. High resolution historical weather data is employed to investigate simulated future scenarios. During the AutRES100 project the required data of many different European countries is gathered and integrated into the model.

The aim of this thesis was to model the hydro power of Germany and to do simulations and analyses concerning their interactions with the spot market. All necessary data of the complete big German hydro power plants (>5MW) were identified and collected. To construct the supply of water quantity extensive discharge tables in a high resolution were recorded for the years 2003 to 2009.

Through extensive simulation runs the functions and interactions of different water power plants was inspected. During a first simulation phase basic simulations were done to verify and prove the correctness and completeness of all collected and processed data. In a second simulation step the influence of hydropeaking was investigated. The main focus was the analysis of prosecuting all plants of the river Lech in hydropeaking mode.

Finally the influence of a full hydropeaking operation of all recorded run off power plants was investigated. Moreover the theoretical potential of its stabilizing impact on the power grid was evidenced.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Zielsetzung und Aufgabenstellung	1
1.2	Methodisches Vorgehen	2
1.3	Aufbau der Arbeit.....	3
2	Grundlagen der Wasserkraft.....	4
2.1	Energie aus Wasser	5
2.2	Wasserkraftanlagen.....	8
2.2.1	Niederdruckkraftwerke.....	9
2.2.2	Mitteldruckkraftwerke.....	15
2.2.3	Hochdruckkraftwerke	16
2.3	Turbinentypen.....	20
2.3.1	Kaplan – Turbine	21
2.3.2	Francis – Turbine.....	21
2.3.3	Pelton – Turbine	22
3	Energie in Deutschland.....	23
3.1	Aktueller Stand	24
3.2	Wasserkraft	26
3.3	Ausbau der Wasserkraft	26
4	Netzintegration von erneuerbarer Energie	29
4.1	Probleme bei der Stromnetzintegration.....	32
4.2	Systemtechnische Strategien für die Netzintegration	36
4.2.1	Erzeugung	36
4.2.2	Netztechnische Maßnahmen	37
4.2.3	Speicherlösungen.....	38
4.2.4	Demand Response Programme.....	40
4.3	Regulatorische Maßnahmen am Energiemarkt	41
5	Wasserkraftmodell Deutschland	43
5.1	Das HiREPS Modell.....	43
5.2	Datenerhebung und -verarbeitung	46
5.2.1	Kraftwerke	47
5.2.2	Freie Fließstrecken.....	53
5.2.3	Staudämme	55

5.2.4	Abflusszeitreihen	57
6	Simulationen und Analysen	59
6.1	EEX - Simulation	59
6.1.1	Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal.....	61
6.1.2	Laufwasserkraftwerk Trier an der Mosel	64
6.2	Schwellbetrieb - Simulation.....	66
6.2.1	Kraftwerkskette Lech	66
6.2.2	Betrachtung ganz Deutschlands	73
7	Zusammenfassung und Ausblick	74
8	Literaturverzeichnis.....	76
8.1	Publikationsreferenzen	76
8.2	Internet – Referenzen	78
9	Abbildungsverzeichnis	79
10	Formelverzeichnis	81
11	Tabellenverzeichnis.....	82
12	Abkürzungsverzeichnis	83
Anhang	1

1 Einleitung

Viele Faktoren treiben den Trend der Energieerzeugung in eine umweltschonende, erneuerbare Richtung. Stark steigende Treibstoff- und Energiepreise, das aufgeschlossenerere Umwelt - und Energiebewusstsein und die offensichtliche Erkenntnis der Treibhausgasauswirkungen sind nur einige wenige viel besprochene Themen dieser Sachlage. Zerstörerische Naturgewalten und daraus folgende katastrophale und jahrelange Auswirkungen auf ganze Lebensräume lassen den öffentlichen Druck nach einem neuen, innovativen Energiekonzept und einer angepassten Energiepolitik steigen. Begriffe wie Sicherheit und Zukunftsorientierung rücken mehr und mehr in den Vordergrund. Mit der Festlegung von klimapolitischen Zielen auf europäischer und weltweiter Ebene wird die Bahn zum Einsatz von erneuerbarer Energieproduktion gefördert und geebnet.

Die Einbindung von erneuerbarer Energie stellt jedoch das Stromsystem vor immense Aufgaben. Wechselnde Wettereinflüsse haben große Auswirkungen auf die Energieerzeugung durch Photovoltaikanlagen, Windkraftwerke. Durch die fluktuierende Stromerzeugung entstehen somit große Herausforderungen für das bestehende Versorgungssystem. In vergangenen Jahrzehnten wurden Stromnetze nicht für stark dezentrale, regional ungleich verteilte Energieeinspeisung aufgebaut. Des Weiteren stellt sich die Frage, woher die Energie kommen soll, wenn gerade keine Sonne scheint und/oder kein Wind weht und wohin Energie fließen soll, wenn in produktionsstarken Zeiten kein Bedarf besteht.

Abgesehen von der Art der Energieerzeugung nimmt durch die stetig wachsende Bevölkerung auch der Gesamtenergiebedarf zu. Wichtig ist also nicht, den Ausbau von regenerativer Energie zu verhindern, sondern trotz der volatilen und verteilten Einspeisung an Strom jederzeit die Energiebereitstellung zu sichern. Kernthemen dabei sind, die Art der zwingenden Netztransformation, die Stellen, wo Netze ausgebaut werden müssen, inwieweit man über Wetterprognosen vorausplanen und dadurch die Netzstabilität unterstützt werden kann und vor allem, wie man übermäßig erzeugte Energie speichern und zu Starklastzeiten wieder einsetzen könnte.

1.1 Zielsetzung und Aufgabenstellung

Im Zuge des Forschungsprojektes AutRES100 wird ein Kraftwerks – und Stromsystem – Modell für mehrere Länder Europas entwickelt. Es soll die Möglichkeit bieten zu untersuchen, wie ein hoher Anteil von erneuerbarer Energie ökonomisch und technisch sinnvoll realisiert werden kann und wie die Integration ins zukünftige Stromnetz dieser Energie vonstattengehen kann.

Mittels des am Institut entwickelten, Optimierungsmodell HiREPS können Eigenschaften von volatilen erneuerbaren Energien, verschiedene Energiespeichermöglichkeiten, konventionelle Kraftwerke und das Stromübertragungsnetz modelliert werden. Mit genauen Wetterdaten (Globalstrahlung und Windgeschwindigkeitsdaten) und Strompreissdaten der Vergangenheit können Verhaltensweisen und Zusammenhänge simuliert und anschließend

analysiert werden. Die dem AutRES100 Projekt zu Grunde liegende Simulationsumgebung basiert auf der Modellierungssprache AMPL. Mathematische Gleichungen beschreiben dabei das nachzunehmende Verhalten.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit soll ein dynamisches Modell der Wasserenergieerzeugung Deutschlands erstellt werden, um Aussagen über Einsatzoptimierungen und zukünftige Szenarien treffen zu können. Dazu sollen umfangreiche Parameter aller deutschen Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit einer Minimalgröße von 5 MW elektrischer Leistung aufgenommen werden. Die zugehörigen Staudämme, Staubecken und Rohrsysteme müssen für die genaue funktionale Beschreibung ebenfalls analysiert werden. Alle Elemente sollen zusätzlich in einem KML – File verortet werden. Für die Simulation des Energiedargebots sollen genaue Wasserabflusszeitreihen für jedes Kraftwerk recherchiert und berechnet werden.

Zunächst soll nur die Koppelung mit einem gleichartigen, separat entwickelten Österreich – Modell möglich gemacht werden, um eine Basis für spätere Zusammenschlüsse mit anderen Ländermodellen zu schaffen.

In einem ersten Simulationsschritt, einem Referenzlauf aller deutschen Kraftwerke mit einer Optimierung in Kombination mit dem historischen Strompreis können die Daten auf Richtigkeit überprüft und plausibilisiert werden. Als Beispiel sollen verschiedene interessante Gebiete, sowie die verschiedenen Kategorien – Laufwasserkraftwerke zum einen und Speicher- und/oder Pumpspeicherkraftwerke zum anderen – untersucht werden.

Innerhalb eines zweiten Simulationslaufs soll das Potential eines kombinierten, gesamten Schwellbetriebs und dessen Auswirkung auf die Energieerzeugung erforscht werden.

1.2 Methodisches Vorgehen

Nach dem Erfassen des notwendigen Basiswissens rund um das Thema, sollen durch eine umfangreiche Datenrecherche alle beschreibenden, elektrotechnischen, hydrologischen und geographischen Charakteristika der gesamten großen deutschen Wasserkraftwerke und der dazugehörigen Anlagenelemente aufgenommen werden.

Im nächsten Schritt müssen hochauflösende Zeitreihen des Wasserabflusses jedes einzelnen Kraftwerks bestimmt werden, um das Energiedargebot nachstellen zu können. Als Recherchezeitraum dafür werden die Jahre 2003 bis 2009 gewählt.

Durch verschiedene Modellläufe sollen die aufgenommenen Daten analysiert und plausibilisiert werden. Abschließend sollen spezielle Simulationsläufe einen angewandten Einblick in das Potential des HiREPS – Modell bieten.

1.3 Aufbau der Arbeit

Nach einer kurzen allgemeinen Einführung zum Thema und der Beschreibung von Zielsetzung und dem methodischen Vorgang dieser Arbeit, wird im Kapitel 2 auf theoretische Grundlagen von Wasserkraftwerken und der daraus erzeugten Energie eingegangen. Zu Grunde liegende Gleichungen werden vorgestellt. Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckanlagen werden als Gesamtheit aller vorkommenden Kraftwerkstypen charakterisiert. Als spezieller Punkt wird auf Pumpspeichieranlagen eingegangen. Darauf folgend werden verschiedene Turbinentypen erklärt und deren unterschiedliche Einsatzgebiete dargestellt.

Kapitel 3 gibt eine Einführung in die Energieversorgung Deutschlands. Nach Besprechung der politischen Ziele der vergangenen und der zukünftigen Jahre wird speziell auf Verteilung der Energieerzeugung Deutschlands eingegangen. Anschließend wird einzeln der aktuelle Stand der deutschen Wasserkrafterzeugung vorgestellt. Als Ausblick wird das bestehende Wasserkraft – Ausbaupotential beschrieben.

Kapitel 4 beschäftigt sich mit der Integration erneuerbarer Energie in ein bestehendes, historisch gewachsenes Stromnetz. Nach einer kurzen Einleitung über die Eigenschaften regenerativer Energien werden die Probleme und Auswirkungen auf die konventionelle Erzeugung, die Strompreisbildung, den Regel- und Reserveleistungsbedarf und die Verteil- und Übertragungsnetze beschrieben. Abschließend befasst sich das Kapitel mit Strategien zur Lösung der auftretenden Probleme und einem kurzen Exkurs über regulatorisch und wirtschaftlich mögliche Maßnahmen am Energiemarkt.

In Kapitel 5 wird eine Einführung in das HiREPS Modell gegeben. Nach der Prinzip-Beschreibung eines Optimierungsmodells werden einige implementierte Grundgleichungen gezeigt. In Abschnitt 5.2 wird eine Zusammenfassung der benötigten Input-Daten gegeben. Darauf folgend wird ausführlich auf die Datenerhebung und die anschließende Verarbeitung eingegangen. Es werden verschiedene, verwendete Methoden zur Datenaufbereitung erläutert.

Kapitel 6 beschäftigt sich mit Simulationsläufen und deren Auswertungen. Nach einer kurzen Erklärung, wie die Daten überprüft und plausibilisiert wurden, werden in Abschnitt 6.1 grundlegende Simulationen mit vorgegebenem, historischem Strompreis präsentiert. Zwei verschiedene Kraftwerkstypen werden einzeln analysiert. Darauf folgend werden Simulationen zur Schwellbetriebsuntersuchung gezeigt.

Abschließend wird ein Resümee gezogen und ein Ausblick in zukünftige Jahre und nötige Entwicklungen gegeben.

2 Grundlagen der Wasserkraft

Die Energiegewinnung aus Wasser ist eine der ältesten Techniken. Im Gesamtüberblick aller Energieangebote ist sie als Unterordnung der Sonnenenergie einzutragen (vergleiche Abbildung 1). Durch die Sonneneinstrahlung auf die Erde wird ein hydrologischer Kreislauf in Gang gehalten, der die Wasserkraftnutzung regenerativ und dadurch für das zukünftige Energiesystem attraktiv werden lässt.

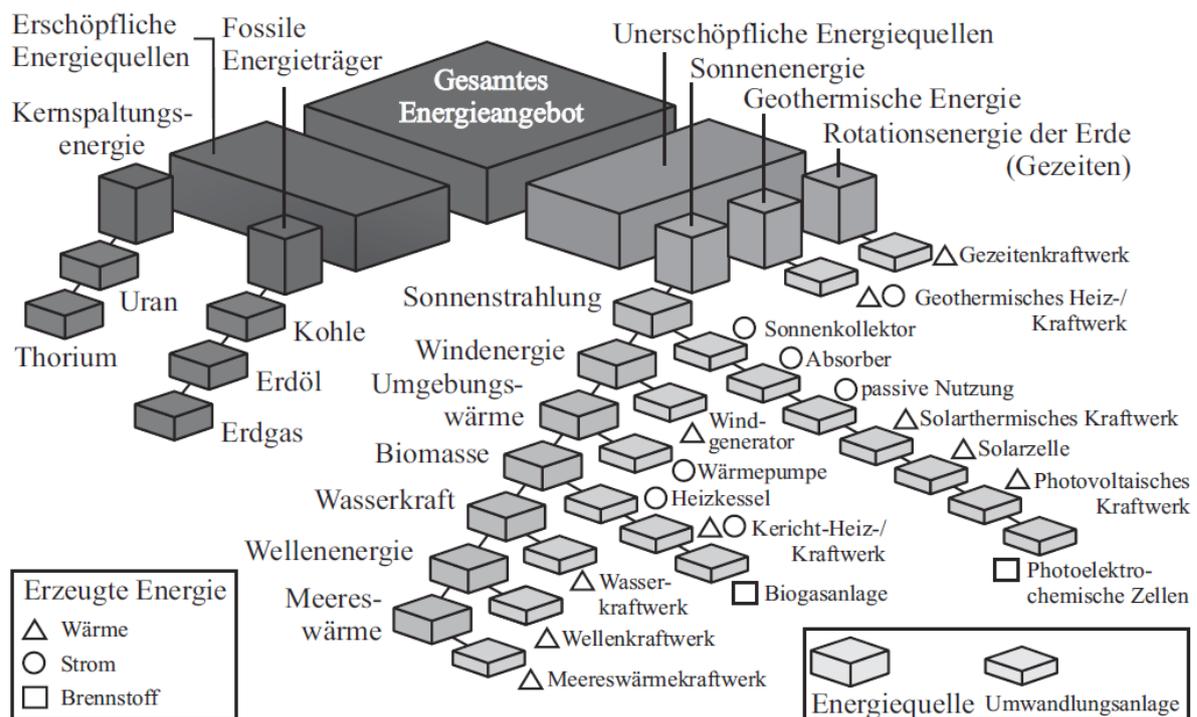


Abbildung 1: Einordnung der Wasserkraft [GIES09]

Obwohl Wasser zu den erneuerbaren Rohstoffen gehört, der CO_2 Haushalt damit nicht in erster Linie belastet wird und fossile Ressourcen gespart werden, gibt es nicht nur Vorteile an Wasserenergieerzeugung. Die Nutzung der Wasserkraft und der damit verbundene Eingriff in natürliche Kreisläufe führt zu teilweise großen ökologischen Auswirkungen. Dies ist ein gesellschaftlich und umwelttechnisch nicht außer Acht zu lassender Aspekt, weshalb im nachstehenden Absatz die positiven und negativen Kernpunkte umrissen werden:

- ⊕ Unabhängigkeit von konventionellen Energieträgern
- ⊕ erneuerbare Energie
- ⊕ keine CO_2 – Emission durch den direkten Betrieb
- ⊕ Energieausbeute hat relativ niedrige Schwankungsbreite im Vergleich zu anderen EE
- ⊕ beste Wirkungsgrade
- ⊕ Hochwasserschutzmaßnahmen möglich
- ⊕ Speicherseen fungieren gleichzeitig als Wasserreservat

- ⊖ Eine Verringerung der Wasserfließgeschwindigkeit führt zu einer Reduktion des Sauerstoffgehalts im Wasser und zur Erhöhung der Wassertemperatur, was negative Auswirkungen auf Tiere, Flora und Fauna der Flusslandschaft haben kann.
- ⊖ Talsperren und Dammvorrichtungen bilden ökologische Barrieren, durch die Fische und andere Lebewesen in ihrer natürlichen Wanderung gehindert werden.
- ⊖ Stauseen lassen CO₂ und Methan entstehen, was negative Auswirkungen auf die globale Erwärmung hat.
- ⊖ Bei Anlegen von großen Stauseen werden weite Flächen geflutet, wobei Lebens- und Kulturraum verloren gehen.
- ⊖ Bei Damnbrüchen besteht erhöhte Gefahr von Überflutungen.
- ⊖ Einfluss auf Sedimentation und Erosion des Gewässerlaufes

Für genaue Urteilsbildungen oder Abwägungen muss jede Stauanlage bzw. jedes Kraftwerk für sich, beispielsweise durch eine Umweltverträglichkeitsprüfung, analysiert werden. In vielen Fällen können einige negativ ausfallende Punkte vernachlässigt oder gar ins Gegenteil umgekehrt werden. Genehmigungs- und Planungszeiten von Wasserkraftwerken sind dadurch oftmals um einen Faktor drei bis vier länger im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen. [GIES09]

2.1 Energie aus Wasser

Der Energieinhalt von Wasser ergibt sich aus seiner potentiellen Energie, die es auf Grund seiner relativen Lage zu einem bestimmten Bezugsniveau besitzt. Formel 1 zeigt diesen Zusammenhang.

$$E_p = \frac{1}{3.6 * 10^6} * g * m * h_p$$

E_p	potenzielle Energie	[kWh]
g	Fallbeschleunigung	[m/s ²]
m	Masse	[kg]
h_p	potenzielle Energiehöhe	[m]

Formel 1: Energieinhalt von Wasser [GIES09]

Durch Aufstauen von Wasserläufen mittels Sperrbauwerken wird der gesamte Höhenunterschied auf einzelne Gesamtfallhöhen konzentriert und die Lageenergie nutzbar gemacht. Viele Flusslandschaften sind durch die Anordnung ganzer Stauketten geprägt. Das Wasser kann durch die geographisch zusammengefasste Fallhöhe über Turbinen gesteuert abgeleitet und so Strom durch Generatoren erzeugt werden.

Eine weitere maßgebliche Größe ist die erzeugte, elektrische Leistung, die sich aus folgender Gleichung (Formel 2) errechnen lässt:

$$P = \eta_{tot} \frac{\rho_w * g}{10^3} * Q * h_f$$

P	elektrische Energie	[kW]
η_{tot}	Gesamtwirkungsgrad	[1]
h_f	Fallhöhe	[m]
Q	Durchfluss	[m ³ /s]
ρ_w	Dichte des Wassers	[kg/m ³]

Formel 2: Elektrische Leistung aus Wasser [GIES09]

Neben dem elementaren Parameter der Fallhöhe ist der zweite wichtige Faktor die Durchflussmenge, die sich aus der Massebilanz zwischen Ober – und Unterwasser ergibt.

Wirkungsgrad

Der bei dem Gesamtvorgang erzielte Wirkungsgrad η_{tot} setzt sich, wie in Formel 3 beschrieben, aus der Effizienz der Turbine, des Generators, der Umspannanlage und einem Wirkungsgrad der Triebwasserleitung wie folgt zusammen:

$$\eta_{tot} = \eta_L * \eta_T * \eta_G * \eta_{Trafo}$$

η_L	Wirkungsgrad der Triebwasserzuleitung	[%]
η_T	Wirkungsgrad der Turbine	[%]
η_G	Wirkungsgrad des Generators	[%]
η_{Trafo}	Wirkungsgrad der Umspannanlage	[%]

Formel 3: Gesamtwirkungsgrad der Wasserkraftnutzung [GIES09]

Die Energieverluste auf Grund der Triebwasserleitung entstehen durch Verluste in Folge von Reibung, Umlenkungen, Ein- und Austrittsverlusten, Querschnittsänderungen, sowie Verschluss – und Regelorganen in der Wasserzuführung.

Der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken ist der höchste und beste im Vergleich zu anderen Kraftwerksanlagen, wie man in Abbildung 2 erkennen kann. Je nach Turbinentyp und Kraftwerksgröße liegt er zwischen 70% und knapp 90% und damit weit über dem der Brennstoffzelle, Windkraft- und Photovoltaikanlagen und allen anderen konventionellen Kraftwerkstypen.

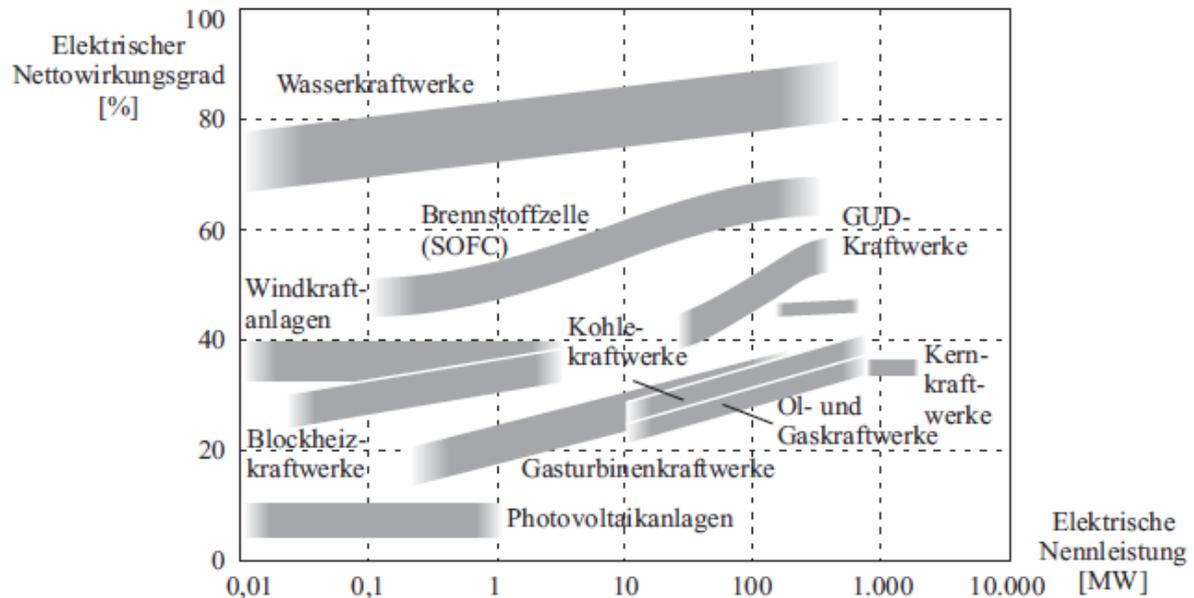


Abbildung 2: Nettowirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung [GIES09]

Regelarbeitsvermögen

Die elektrische Energie E [kWh] (oder auch elektrische Arbeit) in einem bestimmten Zeitraum ergibt sich als Summenintegral der jeweils erzeugten elektrischen Leistung P [kW].

Das Verhältnis aus der elektrischen Jahresarbeit E_a und der installierten, elektrischen Leistung wird in der Energiewirtschaft als Volllaststundenanzahl oder Benutzungsdauer genannt. Die gewonnene elektrische Energie lässt sich somit aus Formel 4 berechnen:

$$E_a = t_{voll} * P$$

E_a	elektrische Jahresarbeit	[kWh/a]
P	elektrische Leistung	[kW]
t_{voll}	Volllaststunden	[h/a]

Formel 4: Elektrische Jahresarbeit [GIES09]

Die Jahreserzeugung wird auch als Regularbeitsvermögen RAV bezeichnet und stellt eine der wichtigsten Größen zur Charakterisierung von Kraftwerken und für energiewirtschaftliche Vergleiche dar.

Zusammenfassend wird deutlich, dass sich die Stromerzeugung aus Wasserkraft durch die folgenden Größen beeinflussen lässt:

- Fallhöhe h
- Durchfluss Q
- Gesamtwirkungsgrad η_{tot}
- Volllaststundenanzahl t_{voll}

2.2 Wasserkraftanlagen

Wasserkraftwerke können nach unterschiedlichen Hauptmerkmalen unterschieden und klassifiziert werden. Eine genaue und strikte Abgrenzung der einzelnen Kraftwerksgruppen ist jedoch nicht möglich; der Übergang ist fließend. Nach gewässer- und bautechnischen Gesichtspunkten lassen sich die Anlagen wie folgt einteilen [GIES09]:

1. Laufwasserkraftwerke
 - i. Flusswasserkraftwerke
 - ii. Ausleitungskraftwerke
 - iii. Schleifen-/ Schlingenausbau
2. Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss
3. Pumpspeicherkraftwerke ohne und mit natürlichem Zufluss
4. Gezeitenkraftwerke
5. Wellenkraftwerke
6. Gletscherkraftwerke
7. Depressionskraftwerke
8. Wasserkraft mit unterirdischen Speichersystemen

Hinweis:

Die Punkte 4 – 8 sind nicht Kernthema dieser Arbeit und spielen für Deutschland eine eher untergeordnete Rolle. Sie seien an dieser Stelle nur vollständigheitshalber erwähnt und werden im Folgenden nicht weiter behandelt.

Weitere Aspekte, nach denen eine Einteilung getroffen werden kann, sind topografische Gesichtspunkte, die Art der Stauhaltung, Merkmale der Energieerzeugung, die Art der Wasserführung, die Art der eingesetzten Turbinen, unterschiedliche Betriebsweisen (Insel- oder Verbundbetrieb) und je nach wasserwirtschaftlichem Einsatz des Staudamms (ausschließlich zur Energieerzeugung oder Mehrzweckanlage). Das Hauptunterscheidungsmerkmal ist aber die Nutzfallhöhe. Diese trennt das Spektrum der Wasserkraftwerke am ehesten in systematisierbare Gruppen. Zur Fallhöhe können die meisten oben erwähnten charakterisierenden Punkte auch sinnhaft zugeordnet werden. Es ergibt sich eine Unterscheidung in Nieder-, Mittel- und Hochdruckkraftwerke.

Eine zusammenfassende Kurzübersicht bietet Tabelle 1:

Designmerkmal	Niederdruckanlage	Mitteldruckanlage	Hochdruckanlage
Nutzfallhöhe	< 15m	15 - 50m	>50m
topographische Lage	Flachland (Hügelland)	Mittelgebirge	Mittel-/Hochgebirge
Stauhaltung	feste und bewegliche Wehre	Talsperren (Dämme oder Staumauern)	Talsperren (Dämme oder Staumauern)
Wasserführung	Fluss- / Ausleitungskraftwerke	Ausleitungskraftwerke, seltener Flusskraftwerke	Ausleitungskraftwerke oder Kraftwerke mit Triebwasserstollen

Wesentliche Bauelemente	Einlauf > Maschinenhaus > Auslauf	Einlauf > Druckrohrleitung/ - stollen > Maschinenhaus > Auslauf	Einlauf > Druckstollen > Wasserschloss > Druckrohrleitung > Maschinenhaus > Auslauf
Maschinensatz	Kaplan-/ Propeller-/ Rohr-/ Francis-Turbinen	Francis-/ Kaplan-/ Propeller-Turbinen	Francis-/ Pelton-Turbinen
Ausmaß der Speicherung	Laufkraftwerke oder Tagesspeicherung	Tages- oder Wochenspeicherung	Tages- bis Überjahresspeicherung
Merkmale der Energieerzeugung	schwankend, u. U. unterbrochen	kleine Schwankungen, stetig	in Anpassung an den Bedarf
Lastbereich im Verbundbetrieb	Grundlastkraftwerk	Grundlastkraftwerk	Grund-/ Mittel-/ Spitzenlastkraftwerk

Tabelle 1: Klassifizierung von Wasserkraftanlagen [GIES09]

Eine weitere Klassifizierung richtet sich nach der installierten Leistung der Anlagen:

- Kleinwasserkraftwerke (< 1MW)
- Mittlere Wasserkraftwerke (< 100MW)
- Großwasserkraftanlagen (> 100MW)

Für die spätere, weitere Behandlung der Datenaufnahme und der folgenden Simulation ist es wichtig, die einzelnen Kraftwerkstypen und deren Betriebsarten zu kennen, weshalb sie in den folgenden Abschnitten näher erklärt werden.

2.2.1 Niederdruckkraftwerke

Diese zeichnen sich durch geringe Fallhöhen (<15m) aus und sind meist als Laufkraftwerke konzipiert. Die häufigste Art der Niederdruckkraftwerke sind **Laufwasserkraftwerke**. Darunter werden Wasserkraftanlagen bezeichnet, die abgesehen vom Zusammenschluss zu Schwellketten keine ausgeprägte Menge an Wasservolumen über längere Zeiträume speichern können. Die wiederum größte in die Kategorie fallende Gattung sind **Flusskraftwerke**.

Es werden oft mehrere Stauhaltungen mit Erzeugungsanlagen hintereinander direkt in den Flusslauf gebaut. Es entsteht somit im Fluss ein so genannter Stufen- oder Staffelausbau, wie in Abbildung 3 zu sehen ist. Weil somit das Flussgefälle optimal genutzt wird, maximiert sich die Energieausbeute der Staukette. Schleusen und Fischaufstiege sind häufig Teil der Sperrbauwerke. Sie ermöglichen einerseits die Fischwanderung und andererseits die Aufrechterhaltung des Schifffahrtsverkehrs.

Reicht die Staulinienwurzel, wie in Abbildung 3b, bis zum oberhalb liegenden Kraftwerk, so gilt dies als „eingestaut“ oder aneinander gereiht. Reicht die Staulinienwurzel nicht ganz zurück (Abbildung 3a), befindet sich zwischen den Kraftwerken eine so genannte freie Fließstrecke.

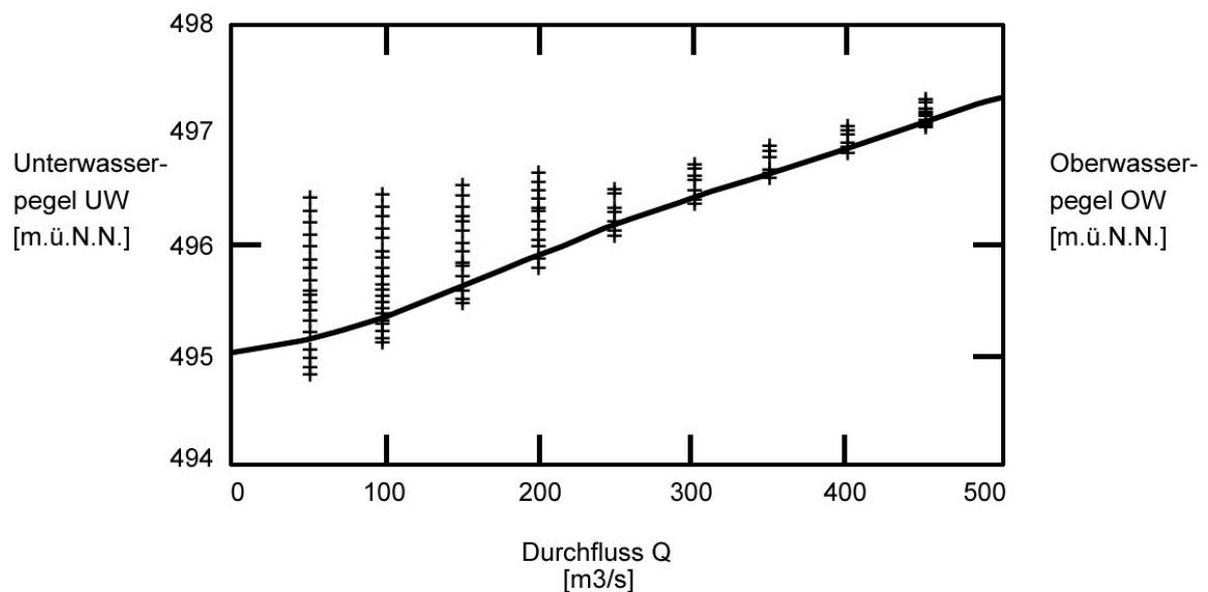


Abbildung 5: Beeinflussung des Unterwasserpegels [HÜLS95]

Es ist erkennbar, dass bei geringen Durchflussmengen das Verhalten des UW stark vom OW beeinflusst wird, während sich bei Durchflüssen ab 250 m³/s immer weniger Abhängigkeit zeigt. Diesem Effekt muss später im Modell Rechnung getragen werden.

Flusskraftwerkstypen

Grundsätzlich gibt es drei verschiedene Bauarten von Flusskraftwerken, die sich durch die Anordnung von Krafthaus und Wehranlage unterscheiden:

1. Zusammenhängende Bauweise
 - i. Blockbauweise (Abb. 6a)
z.B. Laufwasserkraftwerk Säckingen (7.956501° O, 47.55795° N) am Hochrhein
 - ii. Buchtenbauweise (Abb. 6e)
z.B. Wasserkraftwerk Laufenburg (8.049116° O, 47.555909° N) am Hochrhein
2. Aufgelöste Bauweise
 - i. Zwillingsbauweise (Abb. 6b)
z.B. Rheinkraftwerk Augst-Whylen (7.707047° O, 47.538188° N)
 - ii. Pfeilerkraftwerk (Abb. 6c)
z.B. Kraftwerk Nußdorf (12.1348° O, 47.7447° N) und Kraftwerk Oberaudorf (12.198275° O, 47.641234° N) am Inn
3. Überströmbare Bauweise (Abb. 6d)
z.B. Kraftwerke der Lechstautufen Finsterau (10.928721° O, 47.834189° N) – Pitzling (10.877519° O, 48.009194° N)

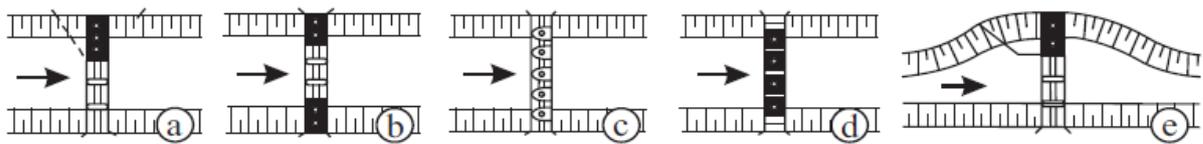


Abbildung 6: Flusskraftwerkstypen; a) Blockbauweise, b) Zwillingbauweise, c) Pfeilerkraftwerk, d) überströmbares Kraftwerk, e) Buchtenkraftwerk [GIES09]

Ausleitungskraftwerke an Flüssen

Bei Ausleitungskraftwerken handelt es sich um eine Sonderform von Flusskraftwerken. Dazu zählen alle verschiedenen Typen der Kanal-, Schleifen- und Schlingenkraftwerke. Auf der einen Seite schlägt zwar der teure Kanalbau negativ zu Buche, auf der anderen Seite ist es einfacher, ein Kraftwerk im Trockenbau zu errichten. Ökologisch gesehen ist die mögliche Beeinträchtigung der Flusslandschaft durch die Wassermengenveränderungen ein Diskussionspunkt. Bei entsprechendem Höhenunterschied kann diese Art der Bauweise auch bei Mittel – oder sogar Hochdruckkraftwerken Anwendung finden.

Es gibt mehrere Typen von Ausleitungskraftwerken: Stark windende Flussläufe werden manchmal mit künstlichen Kanälen abgekürzt. So konzentriert sich die Fallhöhe und kann besser genutzt werden. Ein Beispiel für ein Kanalkraftwerk (7a) im deutschen Raum ist das Kraftwerk Tacherting (12.575562° O, 48.067526° N) an der Alz.

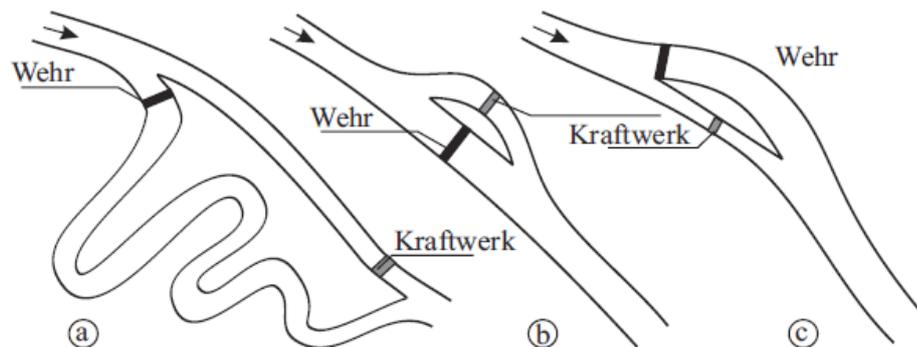


Abbildung 7: Typen von Ausleitungskraftwerken; a) Kanalkraftwerk, b) Schleifenkraftwerk, c) Schlingenkraftwerk [GIES09]

Der zweite Typus, zu sehen in Abbildung 7b, nennt sich Schleifenkraftwerk. Das Kraftwerk befindet sich dabei in einem kleinen, künstlich angelegten Kanal (Schleife). Beim Schlingenkraftwerk (Abb. 7c) hingegen wird, wie beim Hochrheinkraftwerk Albruck-Dogern (8.13325° O, 47.5858° N), eine kurze Flusswindung mit dem Kraftwerkskanal durchschnitten.

Bei dem geplanten Einsatz zur Grundlastenergieversorgung wird ein möglichst niedriger Ausbaugrad gewählt, weil dadurch eine relativ hohe Abgabesicherheit über lange Zeiträume besteht. Dies ist der Fall bei Wasserkraftanlagen die im Laufbetrieb, also ohne nennenswerte Speicherung, mit dem natürlichen Wasserdargebot betrieben werden.

Ein höherer Ausbaugrad dient eher einer Spitzenlastabdeckung und wird bei flacheren Abflussdauerlinien mit ausgeprägter Hochwasserspitze, aber auch für schwellfähige Laufwasserkraftwerke gewählt.

Betriebsweisen

Hinsichtlich der Betriebsweisen von Laufwasserkraftwerken können Anlagen neben dem Laufbetrieb auch mit Durchlaufspeicherung betrieben werden, um die Erzeugung an den Strombedarf anzupassen. [GIES09]

Die zwei grundsätzlich möglichen Betriebsarten der Durchlaufspeicherung sind der Kipp- und der Schwellbetrieb. Beim Kippbetrieb werden alle Anlagen der Kette mit der gleichen Durchflussmenge beaufschlagt, so dass vom ersten Moment an die gesamte Leistung zur Verfügung steht. Beim Schwellbetrieb wird darauf gesetzt, die Anlagen einer Staukette nacheinander mit erhöhtem Wasserabfluss zu beaufschlagen. Die benötigten Wassermengen werden zunächst am Anfang der Schwellkette zurückgehalten. Damit es durch die vorgetäuschte Quasiflut und –ebbe nicht zu negativen ökologischen Auswirkungen kommt, werden solche Systeme meist abgeschlossen betrieben. Das oberste Kraftwerk der Kette fungiert als Ober – oder Kopfspeicher, während am Ende der Schwellkette ein Ausgleichsbecken für einen einigermaßen ausgeglichenen Wasserhaushalt sorgt. Prinzipiell kann jedes Laufwasserkraftwerk in geringem Maße im Schwellbetrieb gefahren werden.

Die Steuerung solcher Vorgänge kann komplexe Ausmaße annehmen, womit immer aufwendigere Steuerungs- und Simulationsanwendungen nötig werden. Die Komplexität entsteht einerseits durch die hohe Anzahl der verschiedenen Steuermechanismen, mit denen der Wasserfluss beeinflusst werden kann (Wehre, Turbinenablässe, Schiffsschleusen, Fischaufstiege, Grundwasserablässe, sowie künstliche Zuleitungen und Entwässerungsleitungen), der Vielfalt der beeinflussenden Kontrollorgane und nicht zuletzt der oft nicht prognostizierbaren Stochastik der natürlichen Niederschläge und damit der örtlich vorhandenen Wassermengen. Es entsteht eine nichtlineare Systemdynamik, zusammengesetzt aus allen ökonomischen, hydrologischen und ökologischen Parametern.

Um die bestmögliche Flusstauregelung zu erreichen, müssen ständig alle notwendigen Eingangsgrößen gemessen, gesammelt und ausgewertet werden. Mit diesen Daten können dann Vorgaben für alle Regelaktuatoren und -organe bestimmt, eine Optimierungssequenz vorgenommen und alle Kraftwerke angesteuert werden.

2.2.2 Mitteldruckkraftwerke

Dazu zählen Kraftwerke mit einer Fallhöhe von circa 15m bis 50 m, wobei die Übergänge von Nieder- zu Mitteldruck und Mittel- zu Hochdruck fließend sind. Kraftwerke dieser Art sind oft bei niedrigen Talsperren oder Laufwasserkraftwerken mit hohen Wehren angesiedelt und treten sehr häufig in Verbindung mit Wasserspeichern auf. Neben diversen Aufgaben für die Energienutzung, wie Spitzenbedarfsdeckung, Pumpspeichersystemen oder Abflusswassermengenausgleich können auch noch andere ökologische, wirtschaftliche oder gesellschaftliche Belange (Hochwasserschutz, Freizeit und Erholungsangebot, Trinkwasserversorgung, etc.) mit solchen Anlagen in Verbindung stehen. Ein typisches Beispiel ist das Pumpspeicherkraftwerk Bleiloch an der Oberen Saale in Thüringen (11.714996° O, 50.5253° N) mit einer Fallhöhe von rund 58 Metern (vgl. Abbildung 9). Das Krafthaus kann etwas flussabwärts liegen und durch Druckrohrleitungen versorgt werden oder aber auch direkt am Fuße des Damms angeordnet sein.

Für Speicherkraftwerke berechnet sich der Ausbaugrad, gemäß Formel 6 aus dem Verhältnis von Speichervolumen zum Jahreswasserdargebot der Zuflüsse.

$$f_a = \frac{V_{sp}}{V_{zu}}$$

f_a	Ausbaugrad	[1]
V_{sp}	Speichervolumen	[m ³]
V_{zu}	Jahreswasserfracht der Zuflüsse	[m ³]

Formel 6: Ausbaugrad von Speicherkraftwerken [GIES09]

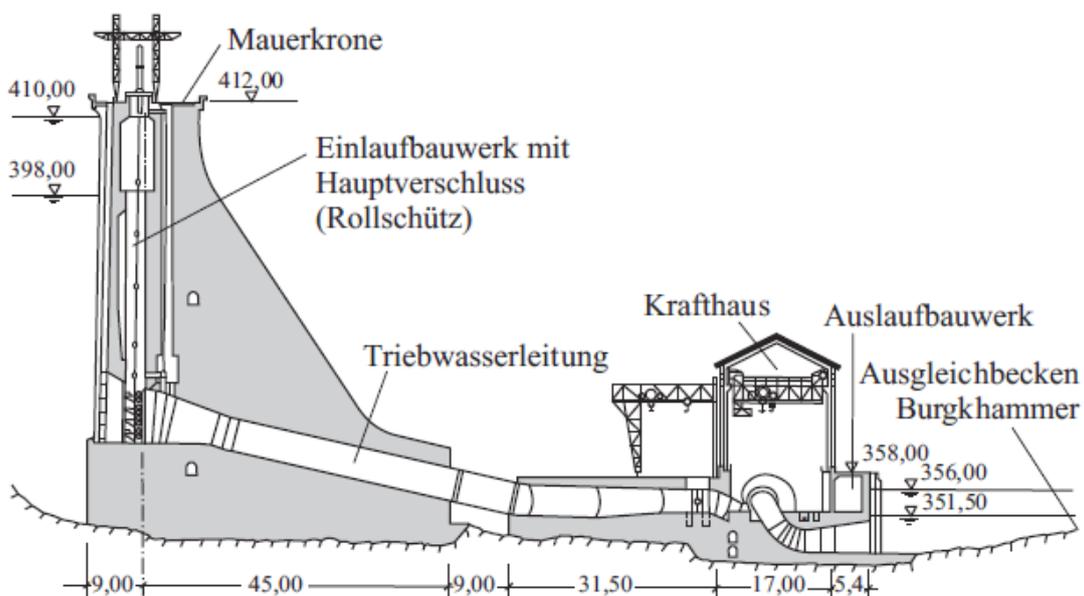


Abbildung 9: Typischer Aufbau eines Mitteldruckkraftwerk: Bleilochtalsperre [GIES09]

Anhand des Ausbaugrades kann dann das Abflussregime erkannt werden und der Speicher in verschiedene Arten unterteilt werden. Bei Ausbaugraden über 1 spricht man von Überjahreswasserspeicher und knapp unter 1 von Jahresspeicher. Je niedriger der Wert wird, desto weniger lang kann die Speicherung aufrechterhalten werden. Man spricht je nach dem von Monats- oder Tagesspeichern.

2.2.3 Hochdruckkraftwerke

Bei Fallhöhen über 50m spricht man von Hochdruckkraftwerken. Die Stauhöhen sind nicht selten einige hundert Meter hoch und können sogar in und über die Tausend gehen. Solche Höhen weisen schon darauf hin, dass diese Anlagen eher im Mittel- und Hochgebirge zu finden sind.

Zur Energiegewinnung kommt nur eine verhältnismäßig geringe Durchflussmenge zum Einsatz. Wegen der teilweise sehr großen Fallhöhen fallen Schwankungen des Wasserstands relativ gering ins Gewicht. Änderungen der Abflussmengen hingegen beeinflussen den Energiegewinn sehr stark. Dadurch werden Zuleitungen von benachbarten Einzugsgebieten und Speichern geschaffen, kombiniert betrieben und geregelt.

Die Stauhaltung wird durch Talsperren und große Staudämme realisiert. Das Wasser wird über Druckstollen zum eigentlichen Krafthaus im Tal transportiert. Teilweise können sehr große Wassermengen gespeichert und bei Bedarf genutzt werden.

Es gibt drei grundsätzliche Hochdruckanlagentypen [GIES09]:

1. Hochdruckanlagen mit Freispiegelkanal, Einlaufbecken und Druckstollen
2. Hochdruckanlagen mit gänzlicher Druckleitung (Stollen, Rohrleitung)
3. Speicher- bzw. Talsperrenkraftwerke

Ähnlich wie bei Ausleitungskraftwerken können Freispiegelumleitungen auch größere Fallhöhen erzeugen. Das Einlaufbecken gilt dabei nicht als primäres Stauwehr, sondern mehr als ausgleichende Wasserfassung. Abbildung 10 zeigt einen solchen Anlagentyp in Grund- und Aufriss.

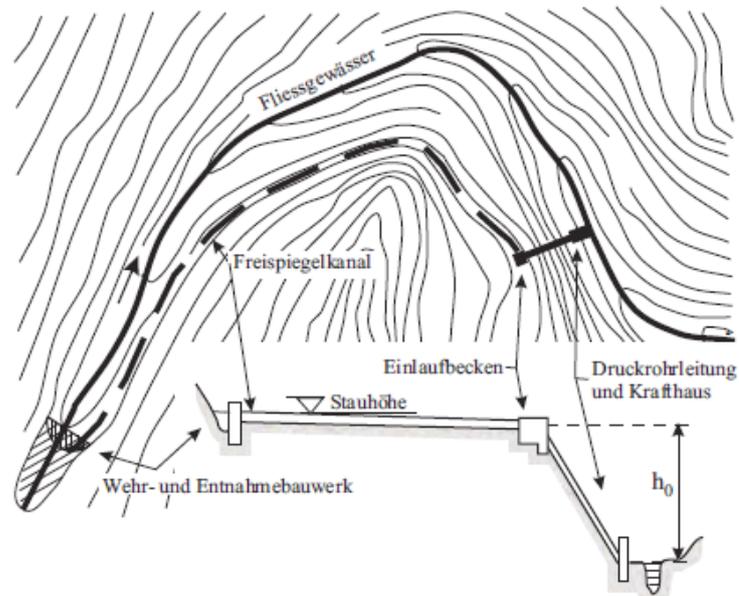


Abbildung 10: Hochdruckkraftwerk mit Freispiegelkanal [GIES09]

Den Typ der direkten Druckrohrleitung, wie bei der Hornbergstufe (7.939013° O, 47.652560° N) – in Abbildung 11 ersichtlich – wird dann sinnvoll, wenn sich durch den Stollendurchstich eine Verkürzung der Fließstrecke und damit eine Erhöhung der Fallhöhe ergeben. Da sich das eigentliche Krafthaus oft in Kavernen unter Tage befindet und sich auch teilweise komplexe, unterirdisch zusammenhängende Systeme mit mehreren Wasserspeichern finden, ist dieser Kraftwerkstyp und seine Funktionen recht schwer erkennbar und dementsprechend schwierig bei der Datenrecherche.

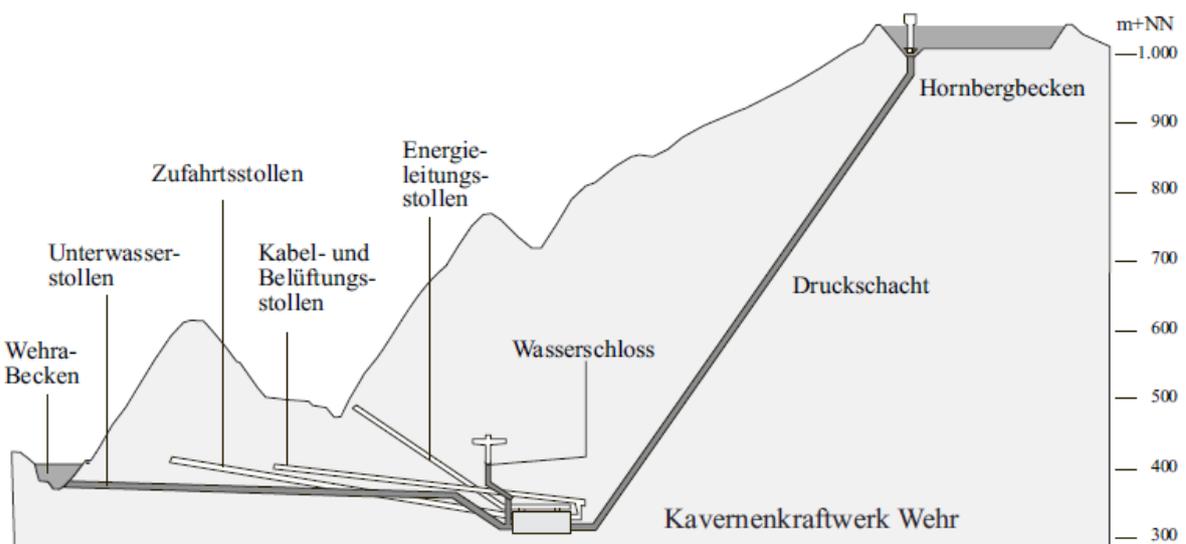


Abbildung 11: Hochdruckkraftwerk mit durchgehendem Druckstollen: Hornbergstufe, Baden-Württemberg, Deutschland [GIES09]

Auch Speicher- und hohe Talsperrenkraftwerke sind klassische Typen für Hochdruckanlagen. Sie gleichen dem Aufbau von Mitteldruckkraftwerken dieser Art,

natürlich mit erhöhten Fallhöhen. Durch das oft größere Speichervolumen mit der Bereitstellung der Abflusswassermenge ergeben sich bei diesem Typen weitaus weniger Probleme.

Hochdruckanlagen dienen oft der Spitzenlastabdeckung. Somit ist der Wechsel im Unterwasser zwischen sehr wenig Wasserfluss (Speicherung) und sehr großem, plötzlich auftretendem Wasserfluss (Turbinierung) aus ökologischer Sicht problematisch. Rückhalte- und Ausgleichbecken regeln deshalb das Wasserregime. Doppelt sinnvoll sind diese Ausgleichsbecken eben dann, wenn von dort eine Pumpspeicherung zum Oberbecken betrieben werden kann.

Pumpspeicherkraftwerke

Im Gegensatz zu Kern-, Kohle-, Schweröl- und Laufwasserkraftwerken, die meist die erforderte Grundlast decken, kommen Speicherkraftwerke zur Spitzenlastabdeckung aber auch für Feinregelung im Gesamtnetz zum Einsatz. Eine besondere Bedeutung kommt dabei Pumpspeicherkraftwerken zu.

„Pumpspeicherkraftwerke erzeugen im Wesentlichen keinen zusätzlichen Strom - abgesehen von der zusätzlichen Nutzung natürlicher Zuflüsse - und bieten die einzigste großtechnisch nutzbare Speichermöglichkeit für Energie in regionalen und überregionalen Stromversorgungsnetzen. Deren Ausgleich von Lastschwankungen spielt sich in Bereichen optimaler Wirkungsgrade ab, und sie stellen wichtige Regelelemente dar. Die Fähigkeit der Energiespeicherung ermöglicht letztlich überhaupt erst den Einsatz der regenerativen Energieträger wie Sonne, Wind und teilweise Biomasse.“¹

Abbildung 12 zeigt das Prinzip eines Pumpspeicherkraftwerks. In Schwachlastzeiten und Zeiten übermäßiger Stromproduktion wird überschüssiger, billiger Strom dazu verwendet Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Speicherbecken hinaufzupumpen.

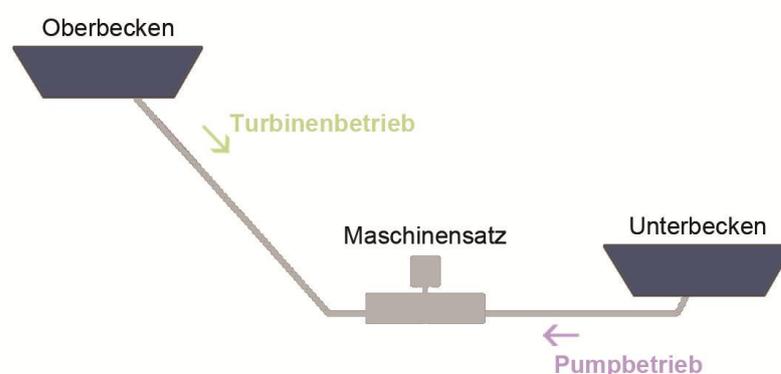


Abbildung 12: Pumpspeicherprinzip [VDE12]

¹ Giesecke, J ; Mosonyi, E: Wasserkraftanlagen, Planung, Bau und Betrieb; 5., aktualisierte und erweiterte Auflage; Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, 2009,S.115

Zu Zeiten von kurzfristig auftretenden hohen Leistungsanfragen wird das gespeicherte Wasser über die Turbinen in das Unterbecken abgelassen und Strom erzeugt. Ein weiterer besonderer Vorteil ist die Schwarzstartfähigkeit nach Netzausfällen und die mögliche, akute Einsatzbereitschaft der Turbinen, womit Leistungsschwankungen sehr schnell abgefangen werden können. Die Inbetriebnahme der vollen Stromerzeugung liegt je nach Anlagentyp zwischen einer und drei Minuten. [GIES09]

Die Technologie besteht jahrzehntelang und ist gut erforscht. Der hohe Wirkungsgrad – zwischen rund 75% und 85% – ermöglicht eine extrem hohe Effizienz und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Elektroenergiespeichern. Lebensdauer, Speicherverluste und Zyklusfestigkeit sind ebenfalls große Pluspunkte dieser Technologie.

Den nahezu unschlagbaren Vorteilen steht die starke Abhängigkeit der Topographie, der hohe Flächenbedarf und wie bei vielen Wasserkraftwerktechnologien die Beeinträchtigung der Umwelt entgegen.

Pumpspeicherkraftwerke können nach Kombinationen der Förderhöhe und der Fallhöhe kategorisiert werden. Für die Modellierung spielt dies eine zentrale Rolle. In überwiegenden Fällen sind beide Höhen identisch, wie in Abbildung 13a zu sehen. Beispiele dafür ist die deutsche Hornbergstufe (7.939013° O, 47.652560° N) oder das deutsche PSW Glems (9.286822° O, 48.505196° N).

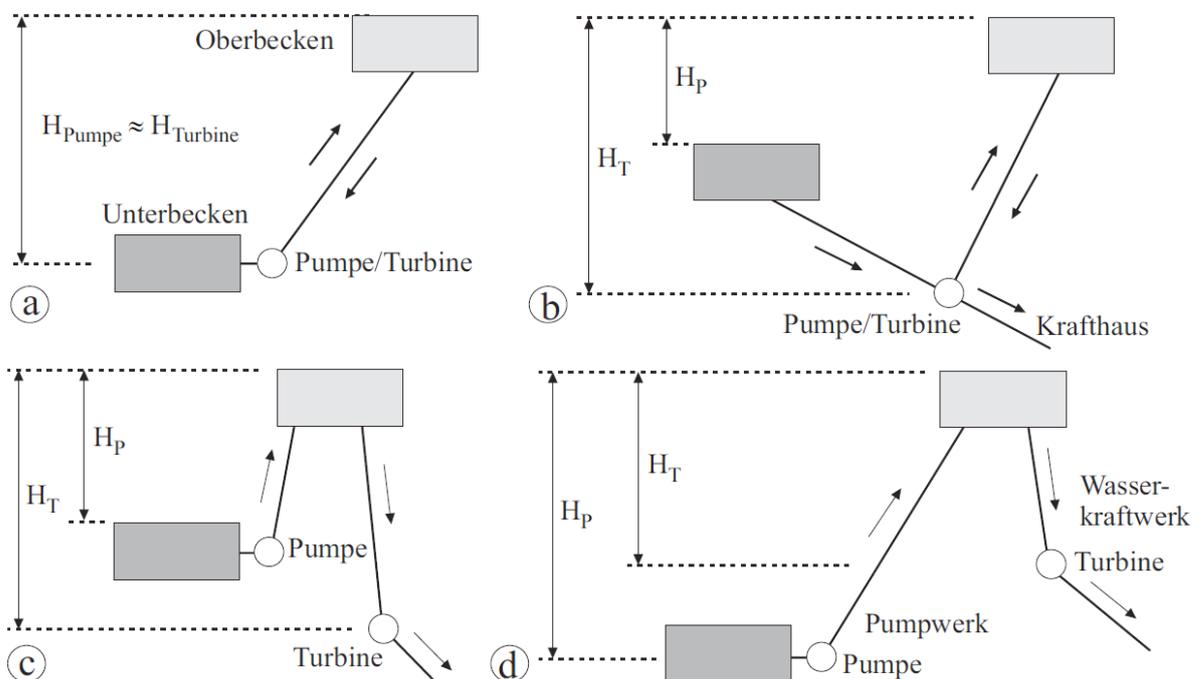


Abbildung 13: Kategorisierung von PSW nach Förder- und Fallhöhe [GIES09]

Abbildung 13b zeigt abstrahiert den Fall des deutschen RFW Werk Schwarzenbach (8.353394° O, 48.669504° N), bei dem aus der Murgtalsperre entweder Wasser zu

bedarfsschwachen Zeiten in die Schwarzenbachtalsperre gepumpt werden kann und von dort in das noch tiefer liegende Krafthaus am Forbach turbinieren werden kann. Fall c und d zeigen Szenarien, bei denen der Wasserabfluss im Vergleich zur Förderhöhe auf anderen Höhen liegt. Für Beispiel d kann die zukünftig erweiterte Hotzenwaldkraftwerksgruppe (7.953915° O, 47.565397° N) an der deutsch-schweizerischen Grenze angegeben werden. Es soll überschüssiges Wasser aus dem Unterbecken Wehr über das Oberbecken Hornberg in den zukünftigen Linadauspeicher übergeleitet werden, woraus es dann über das Kraftwerk Atdorf und Säckingen abgearbeitet werden kann. [GIES09]

2.3 Turbinentypen

Je nach Kraftwerkstyp und Einsatzart gibt es speziell angepasste Turbinen. Prinzipiell können sie in drei wichtige Grundgattungen kategorisiert werden. Abbildung 14 zeigt eine Übersicht, bei welchen Durchflussmengen und Fallhöhen welche Turbinenart zum Einsatz kommen kann.

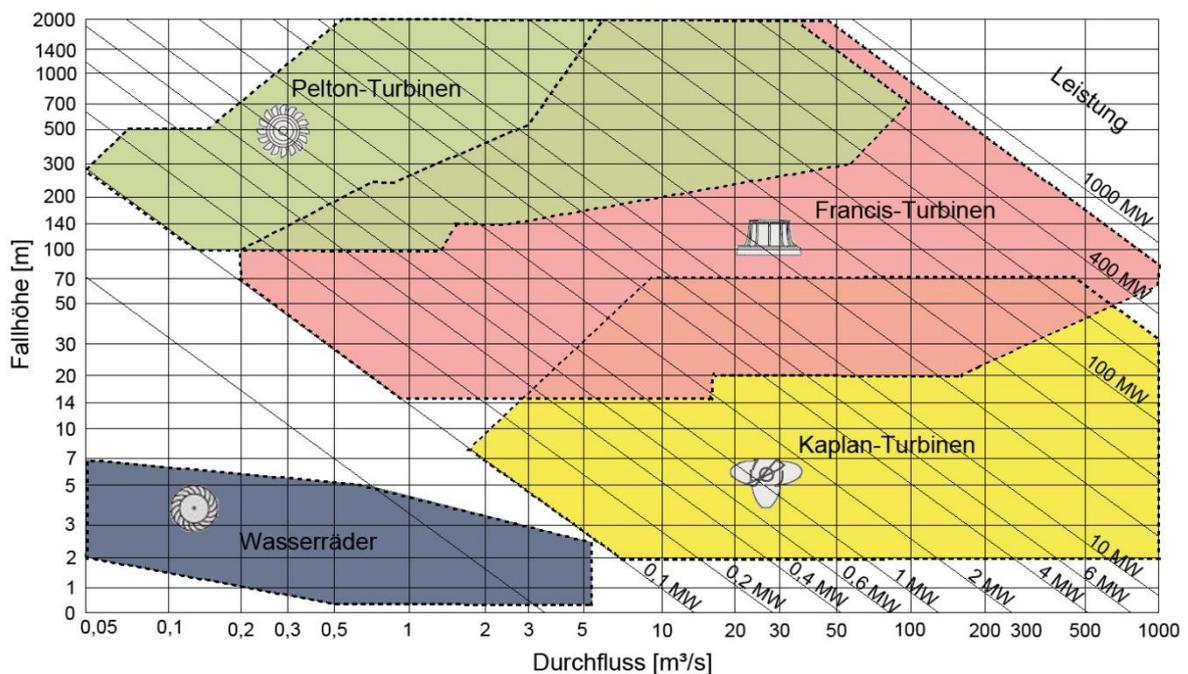


Abbildung 14: Turbinenkennlinienfeld [GIES09]

Obwohl es Überlappungen zwischen den einzelnen Betriebsbereichen gibt, kann man in Analogie zur Einteilung der Kraftwerksanlagen eine allgemeine Zuordnung von Turbinen treffen: Für große Durchflussmengen und kleine Fallhöhen kommen vorwiegend Kaplan-Turbinen zum Einsatz, was zutreffend für die meisten Niederdruckkraftwerke ist. Für mittlere bis hohe Fallhöhen und etwas ärmere Durchflussmengen verwendet man Francis-Turbinen, zutreffend für Mitteldruck- und teilweise Hochdruckkraftwerke. Bei sehr großen Fallhöhen

wird die potentielle Energie meist mittels Pelton - Turbinen umgewandelt, zutreffend bei Hochdruckkraftwerken. In den einzelnen Hauptkategorien gibt es noch eine Vielzahl von unterschiedlichen, einsatzspezifisch optimierten Bauformen, auf die jedoch hier nicht weiter eingegangen wird. Zur augenscheinlicheren Vorstellung ist am linken Rand der Bereich von Wasserrädern eingezeichnet.

Eine Abschätzung der möglichen erzeugten Leistung kann für einzelne Fallhöhen und Durchflusswerte aus den schräg eingezeichneten Leistungslinien abgelesen werden. Bei einer Fallhöhe von beispielsweise 7m und einem ungefähren Durchfluss von 120 m³/s können rund 6MW aus einer Kaplan - Rohrturbine gewonnen werden.

2.3.1 Kaplan – Turbine

Die Kaplan -Turbine ist eine axial angeströmte Wasserturbine. Sie kann sowohl vertikal (wie in Abbildung 15) als auch horizontal verbaut werden. Das Laufrad ähnelt einem klassischen Schiffspropeller.

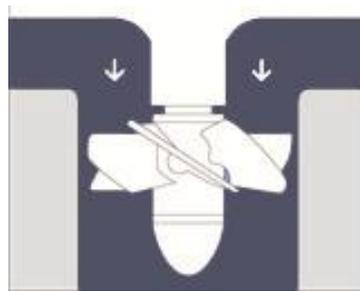


Abbildung 15: Querschnitt Kaplan - Turbine [VDE12]

Die Schaufeln des Laufrads können während des Betriebs verstellt werden, um die Turbine optimal auf den Wasserdurchfluss einstellen zu können. Typischerweise werden sie bei Fallhöhen bis zu 65m mit Wirkungsgraden zwischen 80% bis 95% eingesetzt.

2.3.2 Francis – Turbine

Diese Turbine ist der am weitesten verbreitete Turbinentyp, da sie sehr universell einsetzbar ist. Durch spezielle Rohrsysteme wird das Wasser gleichmäßig dem Laufrad zugeführt (siehe Abbildung 16). Es wird von den verstellbaren Schaufeln des feststehenden Leittrads auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln abgelenkt und durch ein Saugrohr in axialer Richtung abgeführt.

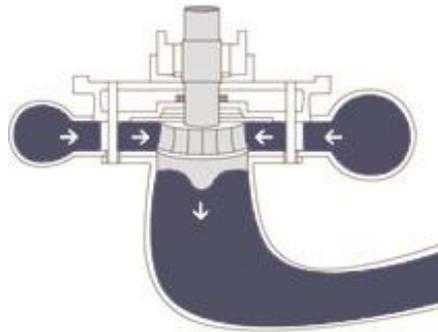


Abbildung 16: Querschnitt Francis - Turbine [VDE12]

Francis – Turbinen werden bei Wirkungsgraden um die 90% und Fallhöhen von 50m bis rund 700m eingesetzt.

2.3.3 Pelton – Turbine

Wie aus Abbildung 17 zu sehen, ähnelt die Pelton - Turbine dem klassischen Wasserrad am ehesten. Im Gegensatz zu den beiden anderen Typen ist die Pelton - Turbine eine Gleichdruckturbine. Das Wasser strömt strahlenartig aus einer oder mehreren Düsen mit sehr hoher Geschwindigkeit an die je nach Bauart 20 bis 40 Schaufeln der Turbine. Der Strahl wird durch die spezielle Becherform der Schaufeln so abgelenkt, dass er nahezu seine ganze Energie an das Laufrad abgibt.

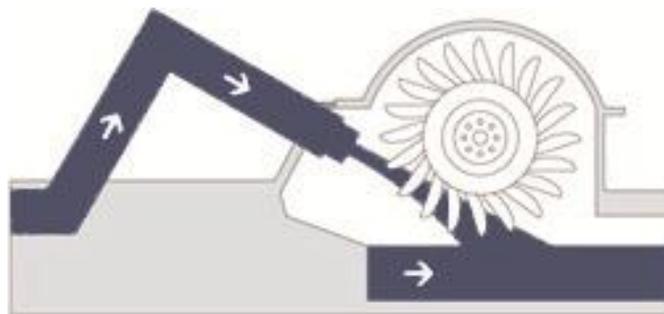


Abbildung 17: Querschnitt Pelton - Turbine [VDE12]

Die Wirkungsgrade liegen bei Pelton - Turbinen bei 85% bis 90%. Die Fallhöhen können zwischen 100m und 2000m liegen.

3 Energie in Deutschland

2012 endete das 2005 in Kraft getretene Abkommen des Weltklimagipfels von Kyoto zur Treibhausgasreduktion. Nach derzeitigem Stand wird, obwohl einige einzelne Länder das Abkommen nicht erfüllen können, EU - weit das Kyoto - Ziel erreicht. Ein Folge - Protokoll ist derzeit noch in der Verhandlungsphase. [EEA10] Eine mögliche Festsetzung weiterer Ziele steht im Zuge der 21. UN - Klimakonferenz Ende 2012 in Katar in Aussicht.

Die weitere Energiepolitik für die Europäische Union, im Klima- und Energiepaket [EURO12] beschlossen, sieht eine weitere Reduktion der Treibhausgase, die Nutzungssteigerung von erneuerbaren Energiequellen und eine Senkung des Energieverbrauchs bis zum Jahr 2020 vor.

In Deutschland wurden die Kyoto - Vorgaben mehr als erfüllt. Der erneuerbare Energieanteil ist wesentlich schneller gestiegen als vorausgesagt wurde. In der Photovoltaik - Sparte beispielsweise entspricht die bis Ende 2010 installierte Leistung nahezu den Werten, die vor kurzem noch für 2020 erwartet wurden. [NIT08, DENA10]

Die weitsichtigen Ziele des Energiekonzepts der deutschen Bundesregierung legen vor, dass bereits 2020 35% des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energie gedeckt werden kann, er 2030 mindestens 50% beträgt und 2050 bereits auf einen Anteil von 80% ausgebaut ist. [BMU12] Wegen der niedrigen Ausbaupotentiale der Wasserkraft, Geothermie und Biomasse werden die größten Chancen für das Erreichen der Ziele der stark leistungsflektuierenden Wind- und Photovoltaikenergie zugeschrieben. Abbildung 18 soll diesen Prozess verdeutlichen. Sie zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2010, die Ziele nach deutschem Aktionsplan bis 2020 und eine Prognose bis 2050.

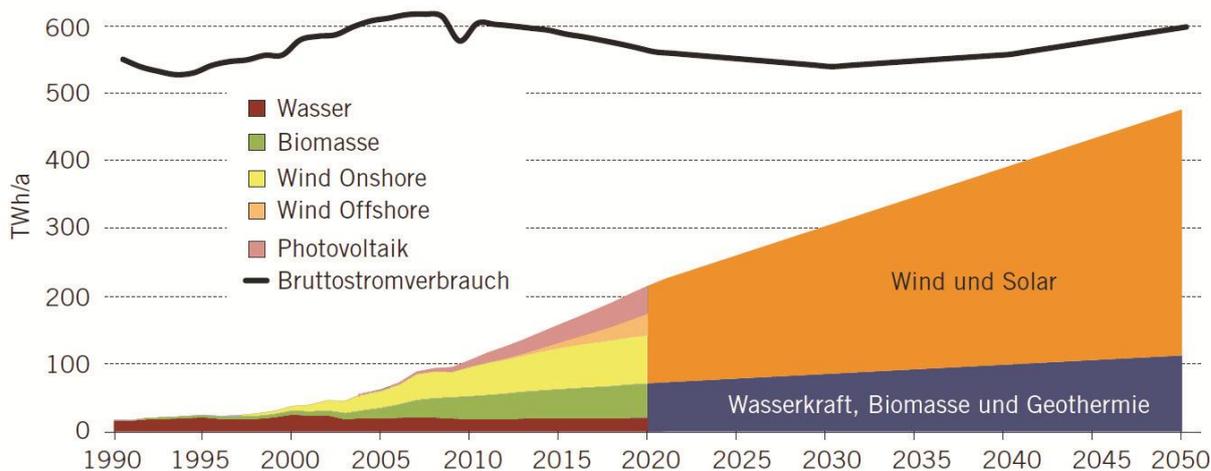


Abbildung 18: Historischer und möglicher zukünftiger Beitrag erneuerbarer Energien im Überblick mit dem Bruttostromverbrauch [EFDE11]

Die schwarze Linie beschreibt den Bruttostromverbrauch von 1990 bis 2010 und einen prognostizierten Verlauf bis 2050. Effizienzmaßnahmen im Energieverbrauch werden dabei auch mitberücksichtigt. Das Wachstum der einzelnen Energieträger ist deutlich zu sehen. Von 2000 bis 2010 hat sich der Anteil knapp verdreifacht, wobei der Hauptanteil – mit über zwei Drittel – auf Photovoltaik- und Windenergie entfällt. Bis 2020 sollen rund 95% der neu erbauten EE – Leistung aus diesen zwei, am stärksten fluktuierenden Energiequellen kommen.[EFDE11] Der weitere Weg des Beitrags der erneuerbaren Energie kann nur vage skizziert werden und zielt auf die 80% Marke hin. Auch dort soll die Wind- und Sonnenenergie dominieren. Das deutsche Energiekonzept sieht dabei auch einen nicht unwesentlichen Import – Anteil von EE – Strom vor.

Wesentliche Kernfragen zur Erfüllung dieser Vorausplanungen stellen, neben technologischen Aspekten, die schwer prognostizierbaren Entwicklungen des Stromverbrauchs und der Importmöglichkeiten dar. Die Festlegung auf die volatile Wind- und Photovoltaikenergie bringt allerdings eine Reihe an Problemen bei der Stromnetzintegration mit sich. Kapitel 4 widmet sich diesem Thema.

3.1 Aktueller Stand

Der Primärenergieverbrauch lag 2011 in Deutschland bei 456,4 Mio. t SKE. (Das Maß der Steinkohleeinheit (SKE) ist in Mitteleuropa die gebräuchliche Einheit um den Energieverbrauch einzelner Träger gegenüberzustellen.), ein im Vergleich zum Vorjahr um 5,3% gesunkener Wert. Die Ursachen werden jedoch von der AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) hauptsächlich durch wärmere Temperaturen und die milde Witterung, aber auch durch gestiegene Energiepreise begründet. Eine prozentuelle Aufteilung der Energie in einzelne Energieträger für Deutschland vom Jahr 2011 ist in Abbildung 19 zu sehen.

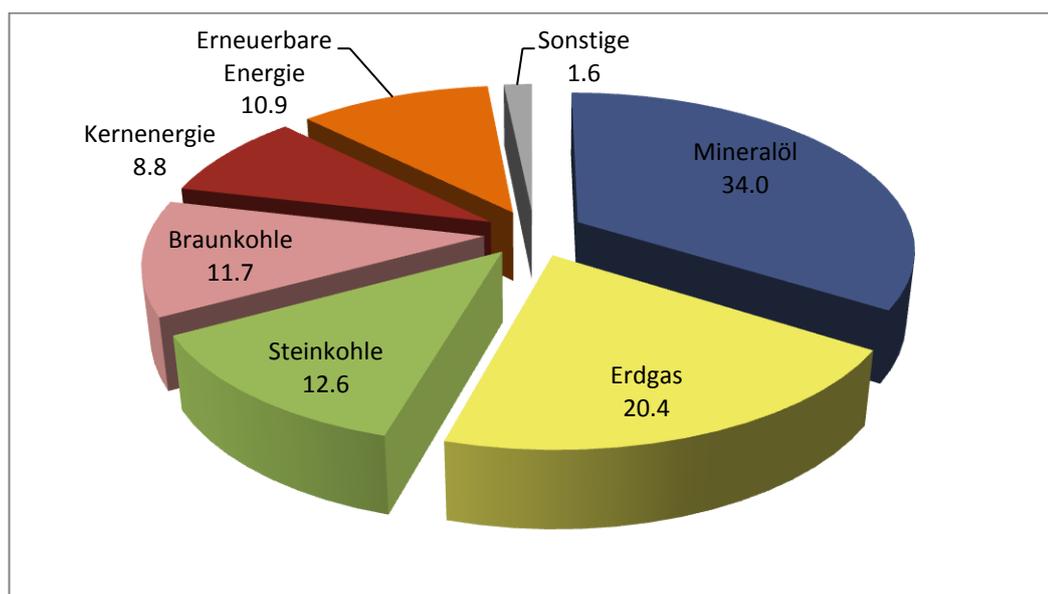


Abbildung 19: Prozentuelle Aufteilung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2011 [AGEB12]

Der Verbrauch aller erneuerbaren Energien nahm gegenüber dem Vorjahr um rund 6 % zu. Der Anteil am Primärenergieverbrauch stieg somit von 9,7% auf 10,9% an. Dabei ist anzumerken, dass ausschließlich der Sektor der Stromerzeugung gestiegen ist. Der prognostizierte und gewünschte Trend lässt sich gut an den sehr starken Steigerungen im Sektor der Wind- (+23%) und in der Photovoltaikenergieerzeugung (+63%) ablesen.

Die EU - Richtlinie enthält die konkrete Vorgabe die Zielerreichungsgrade der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (oder auch Gesamtenergieverbrauch) zu messen. Bezüglich dieser Kennziffer ist deshalb die anteilige Aufschlüsselung der regenerativen Energie am Endenergieverbrauch in Deutschland vom Jahr 2011 in Abbildung 20 ersichtlich. Die Brutto - Größe lässt sich dann vollständig aus den Daten der Energiebilanzierung herleiten. Zur Biomasse zählt dabei Strom - und Wärmeerzeugung aus biogenen flüssigen, gasförmigen und festen Brennstoffen sowie Biokraftstoffen.

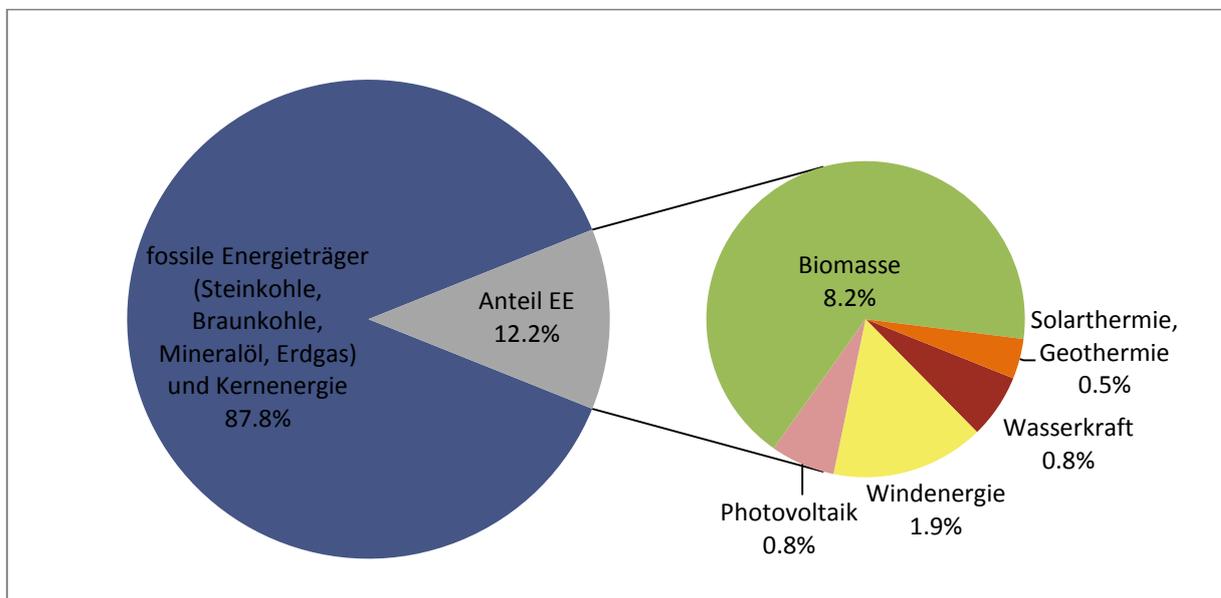


Abbildung 20: Anteil erneuerbare Energie des Endenergieverbrauchs Deutschlands 2011 [BMU12]

Die Ziele für den deutschen Bruttoendenergieverbrauch sind mit 18% im Jahr 2020, 30% im Jahr 2030 und 60% im Jahr 2050 von der Bundesregierung veranschlagt. Gleichzeitig soll der Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% gesenkt werden. Damit soll die Treibhausgasemission in Deutschland bis 2020 um 40% und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95% gesenkt werden. [BMU12]

3.2 Wasserkraft

Die Wasserkraft unterliegt im Gegensatz zu Windkraft und zur Photovoltaik keinen großen kurzzeitigen Schwankungen und kann damit Grundlaststrom bereitstellen. Speicher – und Pumpspeicherkraftwerke können Überkapazitäten speichern und Spitzenlaststrom zur Verfügung stellen. Abbildung 16 zeigt daher auch, dass die Wasserkraft weiterhin langfristig auch ein zentraler Bestandteil der deutschen Energielandschaft ist. Die dabei zur Verfügung gestellte Energie liegt im Regeljahr bei rund 19 TWh/a und stellt damit ungefähr 17% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien und rund 3% des Gesamtbruttostromverbrauchs dar. [EFDE11, EFDE12, BMU12]

Derzeit sind ca. 7300 Wasserkraftanlagen in Deutschland in Betrieb. Der Großteil sind Kleinwasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung kleiner als 1 MW. Sie stellen etwa 10% des aus Wasserkraft produzierten Stroms dar. Obwohl nur 12 Prozent in Besitz von Energieversorgungsunternehmen sind, stellen diese die restlichen 90% des Wasserkraftstroms bereit. Es handelt sich dabei meist um Mittel- und Großwasserkraftwerke.

Zurzeit sind 30 Pumpspeicheranlagen in Deutschland in Betrieb, die 95% der zur Verfügung stehenden großen, netzgekoppelten Elektroenergiespeicher ausmachen. Durch 10 PSW mit natürlichem Zufluss kann zusätzlich zu den Speicheraufgaben eine Jahresarbeit von etwa 640 GWh erzeugt werden.

Auf Grund des Voralpenraums und der daraus folgenden Topografie und den vergleichsweise hohen Niederschlagsmengen ist die Wasserenergieerzeugung vermehrt in Bayern und Baden - Württemberg angesiedelt. Mit über 2200 MW installierter Leistung in Bayern und rund 650 MW in Baden - Württemberg sind etwa 70% der Gesamtleistung in den südlichen Bundesländern installiert. Den besten Gesamtüberblick bietet die Verteilung der mittleren Jahresarbeit: Bayern und Baden - Württemberg decken rund 88% des RAV ab. Gefolgt wird die Statistik von Rheinland - Pfalz (5,5%), Nordrhein - Westfalen (1,9%), Niedersachsen (1,5%) und Hessen (1,3%). Die verbleibenden 1,8% teilen sich auf die restlichen Bundesländer auf. Veranschaulicht wird die Situation in Abbildung 23 in Kapitel 4.

3.3 Ausbau der Wasserkraft

Durch die beeindruckenden Vorteile der Wasserkraft und den künftig notwendigen Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger, stellt sich die Frage nach den zusätzlich vorhandenen Ausbaureserven.

Prinzipiell kann das bestehende theoretische Potential, auch Linienpotential genannt, über Gefälle- und mittlere Abflussdaten bestimmt werden. Das Ergebnis stellt den maximalen Energievorrat der vorhandenen Gewässer dar und beläuft sich für Deutschland auf 92,6 TWh. [BMU10] Es stellt jedoch einen rein theoretischen Wert dar und kann keinesfalls aus technischen und physikalischen Gründen vollständig für die Wasserkrafterzeugung genutzt werden. Verluste entstehen durch die Wirkungsgrade von Generator, Getriebe und Turbine,

Fallhöhenverluste an Rechen, Kanälen und anderen Bauwerken und allgemeine Fließverluste der Gewässer.

Einen aussagekräftigeren Wert stellt das technisch nutzbare Potential dar. Auf Grund der vielen Einflussfaktoren kann dieses zwar nicht methodisch exakt berechnet werden, zeigt aber einen korrigierten Wert, der etwa 40 bis 50% des Linienpotentials beträgt. Es ergibt sich somit eine Spanne von 33,2 bis 42,1 TWh. Mit Abzug des gemittelten installierten Potentials von 19 TWh ergibt sich somit ein ungefähres Ausbaupotential von 14,2 bis 23,1TWh.

Für eine genauere Analyse werden große und kleine Wasserkraftanlagen separat beleuchtet.

Ausbaupotential großer Anlagen (> 1MW)

Das Potential an großen Flüssen wird in einer Studie im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU10] im Mittel auf 14,7 TWh errechnet. Der Hauptanteil davon (ca. 10,75 TWh) liegt an frei fließenden Strecken, an denen es zurzeit nicht genehmigungsfähig erscheint, Wasserkraftanlagen zu errichten. Durch die zusätzliche Untersuchung einzelner, bestehender Standorte konnte durch Optimierungsmaßnahmen ein Zubaupotential von 2,67 TWh ermittelt werden. Letztendlich verbleiben 1,3 TWh, die durch den Neubau an rechtlich unproblematischen Gewässerabschnitten gewonnen werden könnten.

Ausbaupotential kleiner Anlagen (<1MW)

Das ermittelte technisch nutzbare Ausbaupotential an kleineren Kraftwerksanlagen beläuft sich im Schnitt auf 2,05 TWh. [BMU10] Mit Berücksichtigung bestehender Einschränkungen und zusätzlicher, ökologischer Richtlinien für Fischaufstiege und Mindestwassermengen reduziert sich der Wert auf 0,925 TWh. Dieser Wert besteht wiederum aus dem Verbesserungspotential bestehender Bauwerke und dem Neubaupotential.

Insgesamt ergibt sich damit ein Ausbaupotential von 3,5 TWh, das sich im Wesentlichen durch die Modernisierung bestehender Anlagen ergibt. Nach einer Abschätzung der Studie ist bei aktueller Gesetzeslage nur ein Anteil von 1 TWh wirtschaftlich realisierbar.

Pumpspeicherausbau

Durch die voraussichtlichen Änderungen am zukünftigen Strommarkt werden PSW in Zukunft noch mehr an Bedeutung gewinnen. Das technische Potential für den Ausbau ist extrem hoch. Der enorme Eingriff in die Natur sowie die langen und kostenintensiven

Realisierungszeiten begrenzen jedoch das rechtliche und ökonomische Ausbaupotential von Pumpspeichieranlagen.

Wie auch schon bei den Laufwasserkraftwerken besteht ebenfalls einiges an Potential bei der Erneuerung und Verbesserung bestehender Anlagen. Ebenfalls werden alte Projektplanungen aktualisiert, neu überdacht und auf Genehmigungsfähigkeit nach neuestem Stand der Rechtslage, Technik und Akzeptanz der Gesellschaft überprüft.

Konkret bekannte Projekte sind in Tabelle 2 aufgelistet:

Unternehmen	Kraftwerk	Leistung	bekannter Status	Voraussichtliche Inbetriebnahme
E.ON Wasserkraft	Waldeck II	Erweiterung um 300 MW	Genehmigung erteilt	2015/2016
Stadtwerke Tier	Schweich	300 MW	in Planung	ab 2017
Schluchseewerke AG	Atdorf	1400 MW	im Genehmigungsverfahren	2018
Donaukraftwerk Jochenstein AG	Jochenstein/ Energiespeicher Riedl	300 MW	in Planung	2018
Trianel Power	Simmerath/ Rursee	640 MW	im Genehmigungsverfahren	2019
Trianel Power	Landkreis Gotha/ Talsperre Schmalwasser	1000 MW	in Planung	ab 2019
Stadtwerke Mainz	Heimbach	500 MW	in Planung	2019
Trianel Power	Nethe/ Höxter	390 MW	im Genehmigungsverfahren	ab 2019
EnBW AG	Forbach	Erweiterung um 200 MW	in Planung	k.A.
Stadtwerke Ulm	Blautal	45 MW	in Planung	k.A.

Tabelle 2: Ausbau an Pumpspeicher in Deutschland [EFDE12]

Durch GIS - basierte Analysen können prinzipiell topographisch geeignete Standorte ermittelt werden. Zusätzlich müssen noch bestimmte Rahmenbedingungen abgeklärt werden bzw. gewisse Voraussetzungen erfüllt werden. Diese betreffen das vorhandene Wasserdargebot, die Möglichkeiten der Stromnetzanbindung, die gesellschaftliche Akzeptanz und nicht zuletzt entstehende Umwelteinflüsse. Ein weiteres Ausschlusskriterium für potentielle Standorte stellen bestehende andere Nutzungen, wie Rohrleitungen, Straßen, Eisenbahnstrecken, Militärgelände oder kulturelle Erben dar.

Eine derartige Potentialanalyse wurde zum Beispiel für den Freistaat Thüringen vom Landesministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie erstellt, in der 10 mögliche Standorte für neue PSW in Thüringen identifiziert werden. [LMWTA12] Eine weitere Quelle für einfache Realisierungen bieten die in DDR - Zeiten errichteten und teilweise nicht mehr benötigten Trinkwassertalsperren.

4 Netzintegration von erneuerbarer Energie

Jeder Kraftwerkstyp besitzt spezifische Eigenschaften im Betrieb und der Erzeugung. Dadurch spielt jede Art eine bestimmte Rolle im Stromnetz und im gesamten Kraftwerkspark. Bei allen erneuerbaren Energiequellen zählen die folgenden drei Charakteristika zu den Wichtigsten:

1. Fluktuation der Energieerzeugung über den Tag bzw. über das Jahr
2. Vorhersagbarkeit der Stromerzeugung
3. örtliche bzw. regionale Verteilung der Kraftwerksanlagen

Einen Kurzüberblick der Erzeugungsmuster gegenüber der Prognostizierbarkeit verschiedener Energieträger bietet Bild 21.

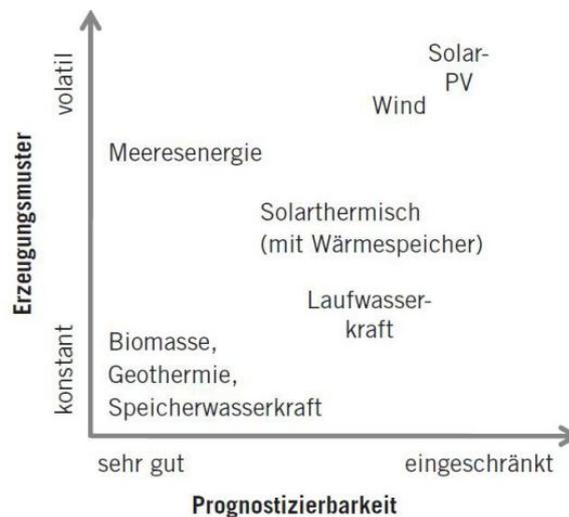


Abbildung 21: Erzeugungsmuster und Prognostizierbarkeit von erneuerbaren Energien [EFDE11]

Fluktuation und Prognostizierbarkeit

Aus dem Diagramm in Abbildung 22 wird klar, dass insbesondere Wind- und Photovoltaikstrom sowohl einer starken Volatilität der Energieerzeugung, als auch einer beschränkten Prognostizierbarkeit unterliegen. Ziel ist es natürlich, die zu viel erzeugte Energie bzw. das Erzeugungsdefizit jederzeit flexibel ausgleichen zu können. Damit haben beide Punkte direkten Einfluss auf den konventionellen Kraftwerkspark, der diese Unregelmäßigkeiten letztendlich aussteuern muss.

Die starken Änderungen und die Stochastik der Stromerzeugung sind in Abbildung 22 gut sichtbar. Es sind unterschiedliche Zeitraster gegeben. Schwankungsbreiten von bis zu 400% bezogen auf das Jahresmittel an erzeugter Windenergie sind möglich.

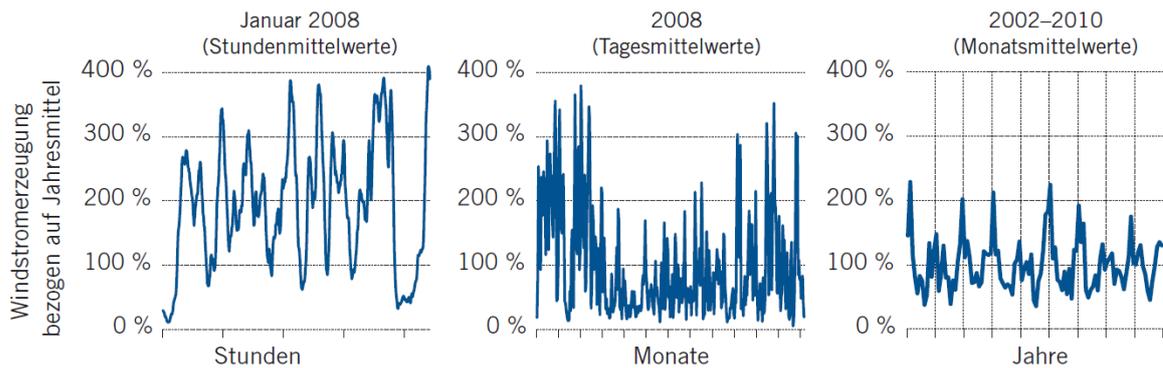


Abbildung 22: Schwankungen der Windenergieerzeugung in verschiedenen Zeiträumen [EFDE11]

Obwohl üblicherweise die Minimalerzeugung aus Windenergie am frühen Vormittag und die Maximalerzeugung am späten Nachmittag auftreten, sind wetterbedingte Schwankungen von 0% bis 85% der installierten Windkraftleistung im Stunden- bzw. Tagesverlauf möglich. Über das ganze Jahr gesehen, kristallisiert sich eine erhöhte Windstromerzeugung über die Wintermonate heraus. Besonders bei Windkraftanlagen ist aber auch der Gradient der Leistungsänderung ein wichtiger Parameter. Ein augenblicklicher Erzeugungsabfall tritt z.B. dann auf, wenn auf Grund von Sturmböen ganze Windparks schnell den Betrieb herunterfahren müssen, um Schäden zu verhindern. Vordergründig ist das ein Thema bei großen Offshore - Windkraftanlagenparks.

Bei Photovoltaikanlagen unterliegt die Erzeugung einem stärkeren tageszeitlichen und saisonalen Muster. Dies liegt deshalb vor, da die Stromerzeugung stark vom Sonneneinstrahlungswinkel abhängt und dadurch verschiedene prinzipielle Tages- bzw. Monatswertbereiche entstehen.

Eine Prognose der gelieferten Leistung ist unbedingt notwendig, um die Netzstabilität gewährleisten zu können. Limitierender Faktor dabei ist die Wettervorhersage, die immer von einer gewissen Unsicherheit geprägt ist. Früher wurden die Erzeugungsschwankungen in jeder einzelnen Regelzonen des Netzes ausgeglichen. Seit der EEG - Novelle 2004 wurde eine Ausgleichsregelung der Winderzeugung zwischen deutschen Übertragungsnetzbetreibern getroffen, bei der Schwankungen bundesweit geregelt werden können. Die zwischen Regelzonen herrschende Dissonanz kann somit genutzt und die Windstromprognose verbessert werden. [EFDE11]

Für die PV-Erzeugung liegen noch keine langjährigen Erfahrungswerte vor. Es wird aber davon ausgegangen, dass über kurz oder lang eine gesamte, deutsche Prognose von ebenbürtiger Qualität geschaffen werden kann. [BMU08, LOR09]

Örtliche Verteilung

Der dritte Kernpunkt ist die sehr dezentrale, regionale Verteilung der Kraftwerke. Wie in Abbildung 23 ersichtlich, ergibt sich die Verteilung durch die Menge der vorhandenen Energieressource. Während im Norden die Windenergie vorherrschend ist, wird im Süden

des Bundesgebietes vorwiegend PV und aber auch Wasserkraft eingesetzt. In den industriellen und wirtschaftlichen starken Regionen, so wie im Ruhrgebiet, sieht man aber unter anderem auch eine relativ große Dichte an Photovoltaikanlagen.

Geplante Windprojekte im Offshore - Bereich werden in Zukunft zu noch mehr Ungleichgewicht führen. Ein Lösungsansatz ist es, den Import und Export zu naheliegenden Ländern zu verstärken, um somit Schwankungen ausgleichen zu können.

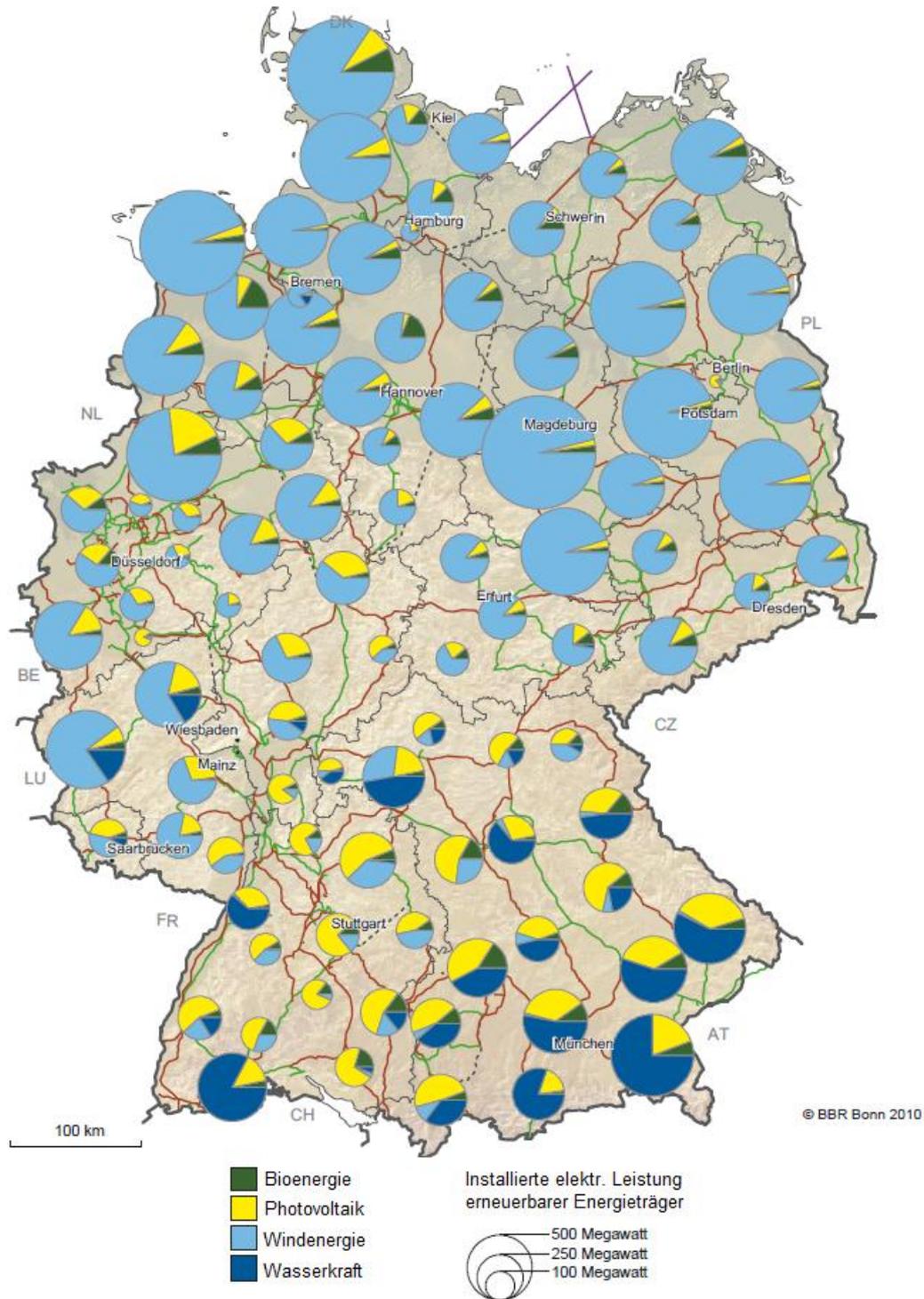


Abbildung 23: Regionale Verteilung von erneuerbarer Energie (Stand 2009) [EFDE11]

4.1 Probleme bei der Stromnetzintegration

Die Lösung der Klimawandeleindämmung – Ausbau der erneuerbaren Energie – stellt also die Wurzel mehrerer folgender Problemstränge dar. Es ist eine Reihe von Konflikten mit dem bestehenden Energieversorgungssystem, die durch die spezifischen Eigenschaften der EE-Erzeugung entstehen. Ein guter Überblick über den Wechselwirkungsbaum ist in Abbildung 24 gegeben. Dies wird auch im Folgenden genauer beschrieben:

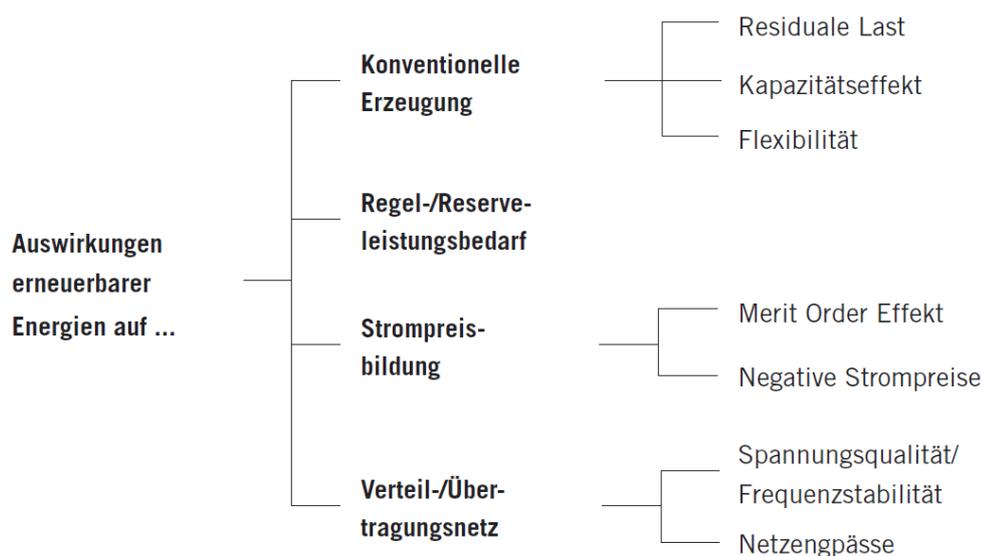


Abbildung 24: Wechselwirkungsbaum beim Ausbau erneuerbarer Energie [EFDE11]

Folgen für die konventionelle Erzeugung

Einerseits wird durch den EE-Ausbau der Bedarf an konventioneller Kraftwerksenergie vermindert, andererseits ändert sich die verbleibende Nachfrage an Energie. In Stunden mit sehr hoher Windstromerzeugung kann die residuale Last (verbleibende, restliche Last nach Abzug der durch EE erzeugte Leistung) schon heute unter die meist sehr konstante Leistungserzeugung von Kern- und Kohlekraftwerken (Grundlastkraftwerke) sinken.[EFDE11] Der gesicherte Anteil an geleisteter Energie, der so genannte Leistungskredit (od. Kapazitätseffekt) von Windenergie ist eher gering. Das bedeutet, dass die Windstromerzeugung nicht zu jedem beliebigen Zeitpunkt garantiert werden kann, womit es nicht möglich ist, damit den Betrieb konventioneller Kraftwerke zu kompensieren. Dies gilt auch analog für die PV-Stromerzeugung.

Eine Studie am Fraunhofer Institut hat Modelluntersuchungen erstellt, die zeigen, dass der Bedarf an Grundlast um mehr als die Hälfte sinken würde, wenn 50% der EE erzeugt werden würde. Der Bedarf an Mittel- und Spitzenlast steigt jedoch. [SAIN09] Dies ändert die prinzipielle Anforderung an den bisherigen, konventionellen Kraftwerken. Ein weiteres Problem in diesem Kontext stellt der hohe Gradient der Residuallaständerung dar, wodurch konventionelle Kraftwerke schnell an- und abgefahren werden müssen. Der Betrieb von

Kohle-, Kernkraftwerken und ähnlichen Grundlastkraftwerken wird durch die notwendige Flexibilität erschwert und der ohnehin eher schlechte Wirkungsgrad weiter vermindert.

Einfluss auf den Regel- und Reserveleistungsbedarf

Da das angeforderte Lastprofil der Verbraucher auch sehr stark fluktuiert, schwer prognostizierbar ist und jedes Kraftwerk auch ungeplant ausfallen kann, wird für den Ausgleich von den Übertragungsnetzbetreibern eine so genannte Regelleistung vorgehalten. Zwischen einzelnen Regelzonen wird eine Balance gefunden, je nachdem welche Zone gerade Überschussenergie hergeben kann und welche gerade Regelleistung benötigt. Je nach erforderlicher Aktivierungs- und Gebrauchszeit wird zwischen verschiedenen Klassen der Regelleistung unterschieden. Je nach Klasse können verschiedene Kraftwerkstypen spezifisch in Betrieb genommen werden. [BRUE06] Durch Erhöhen des fluktuierenden Einspeiseanteils steigt der für die Versorgungssicherheit benötigte Regelleistungsanteil an.

Auswirkungen auf die Strompreisbildung

Die Strompreisbildung geht nach einem gewissen Konzept hervor: Kraftwerke werden nur dann in Betrieb genommen, wenn ihre variablen Kosten gedeckt sind. Diese werden durch die Kosten der benötigten Brennstoffe und Betriebsmittel bestimmt – kurz: die Kosten, welche anfallen, wenn das Kraftwerk in Betrieb ist. Diese sind folglich für jeden Kraftwerkstyp unterschiedlich.

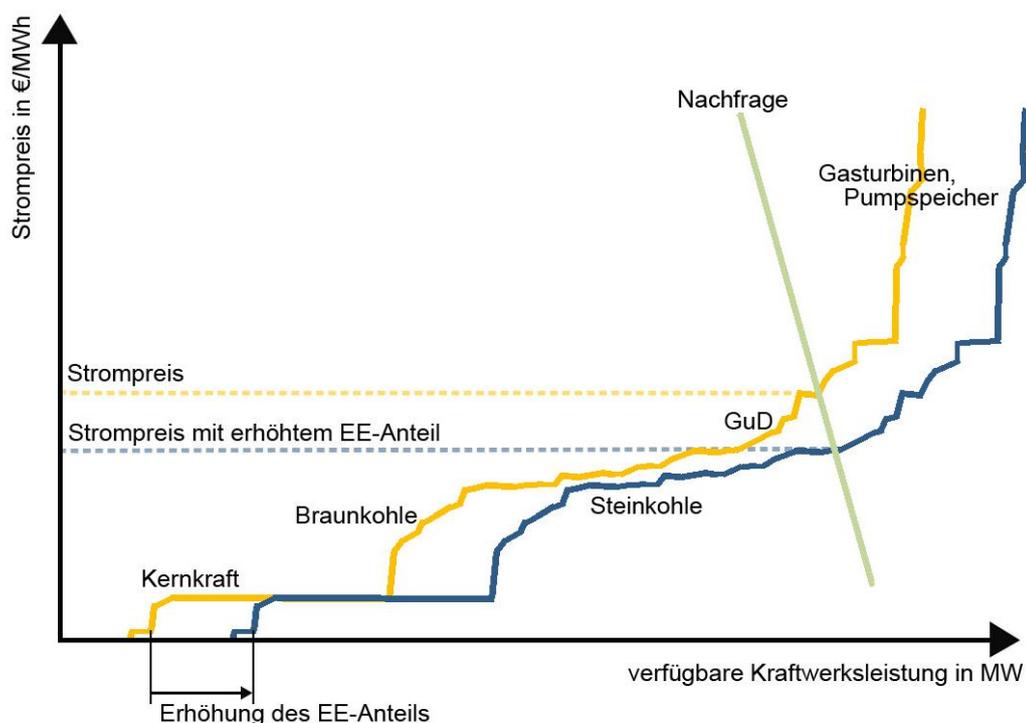


Abbildung 25: Auswirkung erneuerbarer Energie auf die Merit Order [EFDE11]

Aus Abbildung 25 kann man die Abfolge nach steigenden Grenzkosten der Kraftwerksanlagen (Merit Order) ablesen. Ganz links befindet sich die Atomenergie, gefolgt – Richtung rechts – von Braunkohle, Steinkohle, GuD, Gasturbinen und Heizöl. Der stufige Verlauf stellt die Angebotskurve dar. Kraftwerkskapazitäten werden, beim billigsten Kraftwerkstyp anfangend, so weit in Betrieb genommen, bis die Angebotskurve sich mit der von schräg oben kommenden Nachfragekurve schneidet. Vom Schnittpunkt aus kann der aktuelle Strompreis an der Ordinatenachse abgelesen werden. Der Marktpreis ist also vom Angebotspreis des letzten zur Deckung notwendigen Kraftwerks bestimmt.

Erneuerbare Energien sind wegen ihrer extrem niedrigen variablen Kosten, aber auch auf Grund des deutschen Gesetzes zum vorrangigen Einsatz dieser Energieformen immer an erster Stelle (ganz links) einzureihen. Durch Erhöhung des EE-Anteils wird nun die Angebotskurve (vgl. Abbildung 23) nach rechts verschoben, was niedrigere Strompreise zur Folge hat. Diese Auswirkung wird auch Merit- Order- Effekt genannt. [WEB07]

Wenn es im Ganzen gesehen billiger für einen Kraftwerksbetreiber ist, können oft sogar negative Strompreise entstehen. Das geschieht dann, wenn eine geringe Nachfrage herrscht – z.B. an Wochenenden, Feiertagen oder in der Nacht – und gleichzeitig eine hohe Einspeisung an erneuerbaren Energien vorliegt. Der Strom wird dann oft unter der Deckung der variablen Kosten verkauft, um An-, Abfahrkosten und Mindeststillstandzeiten der Anlagen zu vermeiden. Im extremsten Fall bezahlt der Betreiber für die Stromabnahme. [WEB07]

Die Gesamtauswirkungen auf den Kraftwerkspark sind niedrigere Betriebszeiten und frühzeitige Stilllegezeiten einzelner Kraftwerke, was anders herum im Endeffekt erhöhte Kosten erzeugt, die auf den Strompreis wirken. Teilweise muss man sogar mit Strompreisen, die sich über dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve bilden, dadurch rechnen. Der Rückgang der konventionellen Kraftwerke ist durch die Gewährleistung der Versorgungssicherheit limitiert. In dem Sinne können Stilllegungen von Anlagen nur in der gleichen Geschwindigkeit erfolgen wie der Kapazitätseffekt der erneuerbaren Energien steigt. Resultat ist eine geringere Auslastung der Kraftwerke. Die Deckung der Fixkosten muss dadurch in einer immer kürzeren Zeit erfolgen, was wiederum nur bei erhöhten Marktpreisen möglich ist. [WEB07]

Auswirkungen auf das Stromnetz

Das Stromversorgungsnetz bzw. die Netzbetreiber spielen bei der Integration von erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. In vielen Netzbereichen werden regenerative Energien sehr stark und schnell ausgebaut, was zu Netzengpässen führt, die wiederum negative Auswirkungen auf den stabilen und sicheren Netzbetrieb haben. Erschwerend kommt hinzu, dass die geographisch und zeitlich verteilte Nachfrage nicht mit der Wind- und PV-Stromerzeugung einhergeht. Dies führt zu regionalen und überregionalen Überschüssen in der Stromerzeugung. Sobald die Netzkapazität nicht mehr ausreicht, um Überschüsse in Regionen mit Bedarf abzuleiten, wird zuerst die konventionelle Kraftwerkserzeugung eingeschränkt und wenn nötig in weiterer Folge auch die Stromerzeugung erneuerbarer Energie.

Es steht fest, dass der Netzausbau auf Grund von Diskussionen über den eigentlichen Bedarf als auch über den Kernpunkt der Erdkabel- oder Freileitungsverlegung sehr stockend verläuft. In einer Studie der Deutschen Energie-Agentur *dena* werden umfangreiche Konzepte und Strategien für das zukünftige Stromnetz Mitteleuropas entworfen. [DENA10]

Zusätzlich ist mit Effekten der regenerativen Energien auf den „normalen Betriebszustand“ der Netze (Spannungs- und Frequenzregelung, sowie Spannungsqualität) umzugehen. Spezielle Systemdienstleistungen, wie Spannungsunterstützung oder Bereitstellung von genügend Kurzschlussleistung, werden nach wie vor ausschließlich von konventionellen Kraftwerken und großen Wasserkraftwerken übernommen. [EFDE11]

Früher war der Aufbau des Netzes durch ein striktes Top-Down-Schema gekennzeichnet, wo zentrale Erzeugungseinheiten entsprechend der Nachfrage betrieben wurden, um Verbraucher in unterschiedlichen Spannungsebenen zu versorgen. Wobei der Informations- und Lastfluss nur unidirektional war – siehe Abbildung 26.

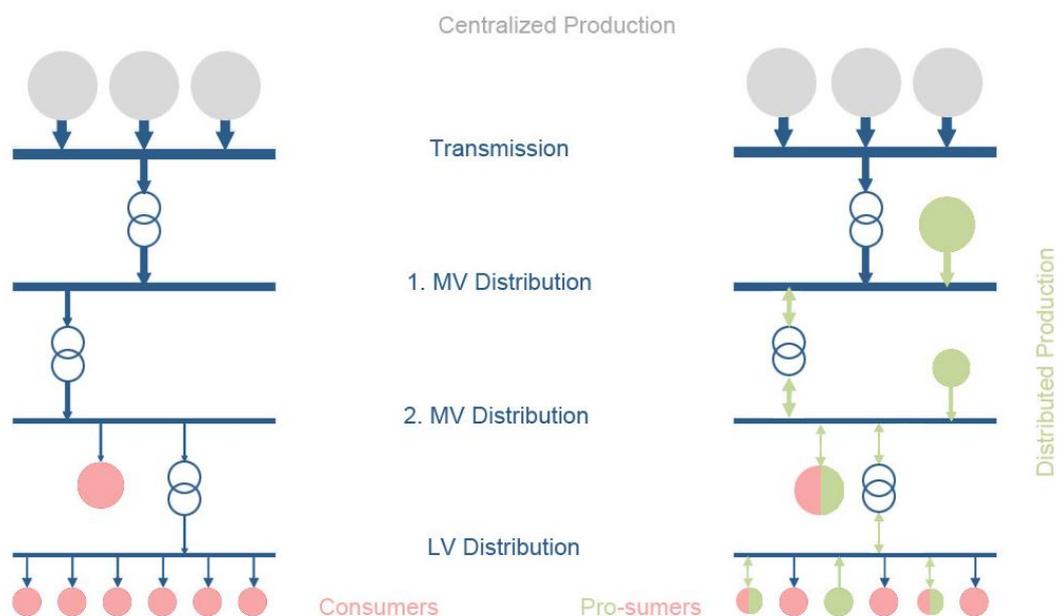


Abbildung 26: Genese der Netzart im Wandel der Zeit [EFEF10]

Mit Ausbau der erneuerbaren Energien wandelt sich die Form des Netzes zu einem wahren Netzwerk mit bidirektionalen Flüssen und dezentraler Produktion durch alle Ebenen, wofür frühere Netze schlichtweg nicht ausgelegt wurden.

4.2 Systemtechnische Strategien für die Netzintegration

Es gibt mehrere zu verfolgende systemtechnische Möglichkeiten, um die Einbindung regenerativer Energien zu optimieren. Zusammengefasst in die vier Hauptgruppen – Erzeugung, Speicher, Netz und Verbraucher – sind diese in Bild 27 abgebildet.

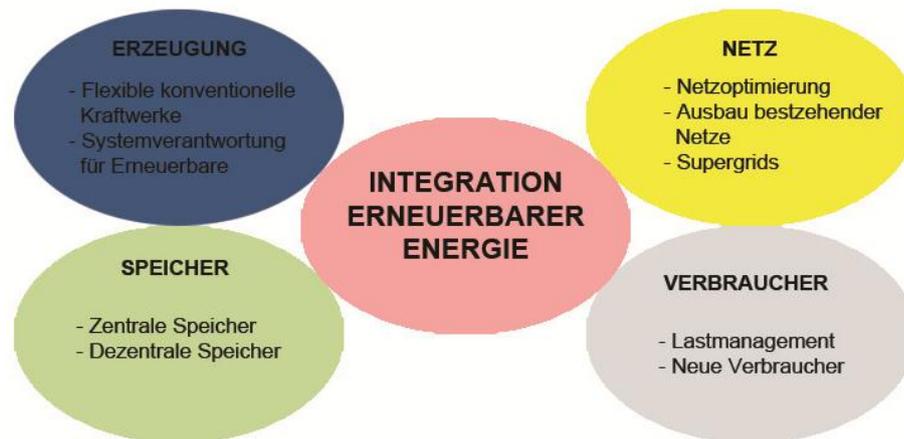


Abbildung 27: Übersicht Strategien der Netzintegration [EFDE11]

4.2.1 Erzeugung

Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks

Die ursprüngliche Aufgabe der konventionellen Kraftwerke, den Grundlastbereich abzudecken, verschiebt sich deutlich in den Mittel- und Spitzlastbereich. Auch die Dynamik in den einzelnen Lastbereichen verändert sich zusehends, womit implizit ein häufiges An- und Abfahren einzelner Kraftwerke gefordert wird. Auch der Gradient der Laständerungen wird steiler. Ein gutes Teillastverhalten, kurze Mindeststillstandzeiten, sowie schnelles Anfahrverhalten aus kaltem und warmem Zustand sind dabei die Anforderungen an die Kraftwerke. Durch Modernisierung von Leittechnik, des Generators, des Kondensators und Optimierung des Kühlkreislaufs können die benötigten Charakteristika verbessert werden. [EFDE11]

Gerade die Kosten für An- und Abfahren spielen dabei eine zentrale Rolle. Kernkraftwerke hätten beispielsweise das Potential, Leistungsgradienten von bis zu 10% der Nennleistung pro Minute zu erreichen. Abgesehen davon, dass dies unter ökonomischen Aspekten keine optimale Betriebsweise darstellt, entspricht dies etwa den Eigenschaften moderner Steinkohlekraftwerke. [LUD10]

Nahezu ungeschlagen in der Flexibilität der Betriebsweise und im Wirkungsgrad sind GuD - Kraftwerke. Auf Grund der Einfachheit des Verbrennungsprozesses zeigen diese ein deutlich günstigeres Teillast- und Anfahrverhalten. [BAL11]

Systemaufgaben für erneuerbare Energien

Der konventionelle Kraftwerkspark ist für vielerlei Systemdienstleistungen zuständig. Er gleicht Last- und Erzeugungsschwankungen aus, stützt das Netz bei Kurzschlüssen oder großen Erzeugungsausfällen, hält die Frequenz und die Spannung und übernimmt die Wiederherstellung nach Großstörungen. Mit der Erhöhung des erneuerbaren Energieanteils müssen gleichzeitig die regenerativen Energieerzeuger selbst einen Beitrag für Systemdienstleistungen aufbringen.

Mit der kurzfristigen Speicherung erneuerbarer Energie könnte Primärregelleistung erbracht werden. Dies ist zum einen durch große Biomassekraftwerke und zum anderen durch Schwellen von Laufwasserkraftwerksketten möglich. Die Einflüsse der letzteren Möglichkeit soll im Rahmen des praktischen Teils der Arbeit (Kapitel 6.2) genauer betrachtet werden.

Ein weiterer Beitrag zur Systemsicherheit ist die Begrenzung der Anstiegs- und Abnahmerampen der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Voraussetzung dafür sind entsprechende Prognoseverfahren, um einen Energierückgang frühzeitig und schleichend einzuleiten. Ein solches Verhalten gilt ebenfalls als Voraussetzung, wenn mehrere dezentrale erneuerbare Erzeuger zu einem gemeinsamen, virtuellem Kraftwerk vernetzt werden, um sich an der Erbringung von Regelleistung zu beteiligen. Projekte dieser Art konnten jedoch bis jetzt nicht kommerzielle Marktreife erreichen. [EFDE11]

Ein weiterer wichtiger Punkt bei der Systemintegration ist das Verhalten bei Fehlerfällen im Netz. Zum einen müssen die Kraftwerke im Falle eines Kurzschlusses mit abgesenkter Spannung bei gleichzeitig auftretenden Schwingungen der Generatorrotoren stabil weiter arbeiten und zum anderen müssen die Anlagen inselfähig ausgelegt werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Anlagen vom verantwortlichen Netzbetreiber gesteuert werden können.

4.2.2 Netztechnische Maßnahmen

Um die Engpässe der Netzkapazitäten zu entschärfen, gibt es mehrere verschiedene Strategien. Abbildung 28 zeigt Lösungsansätze für den Netzausbau in einer Gegenüberstellung von Umsetzungszeit und entstehenden Kosten.

Die Optimierung bestehender Infrastruktur ist aus finanzieller Sicht und auch aus Sicht der Zeit die günstigste Variante, kann aber natürlich nicht alle Probleme zufriedenstellend lösen.[EFDE11] Beispiele dafür sind das Temperaturmonitoring bei Freileitungen im Übertragungsnetz bzw. das Umrüsten auf Hochtemperaturleitungen oder die Ausrüstung von Transformatoren mit dynamischen Spannungsreglern.

Eine weitere Möglichkeit birgt der, durch die E-Mobilität in Zukunft auch notwendige Aufbau von intelligenten Verteilnetzen – Smart Grids – bei denen versucht wird, angeschlossene Erzeuger, Verbraucher und Speicher durch vermehrten Informationsaustausch in ein lokales Gleichgewicht zu bringen und in übergeordneten Systemebenen den Betrieb zu optimieren.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes bewirkt einerseits einen effizienteren oder erst möglichen Austausch von Ausgleichsenergie zwischen einzelnen Regionen und andererseits den Vorteil, entferntere Speicher in das System einzubinden.

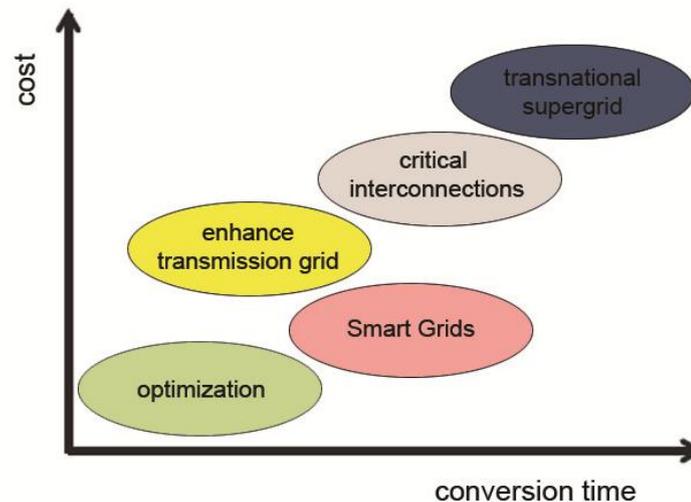


Abbildung 28: Übersicht verschiedener Netzausbaustrategien [HULL11]

Ein weiteres Ausbaupotential besteht beim grenzüberschreitenden Ausbau des Übertragungsnetzes. Durch den europaweiten Ausgleich des schwankenden EE-Anteils wird die Fluktuation insgesamt gedämpft und die gesichert zur Verfügung stehende Leistung erhöht. [HULL09]

Drehstromübertragung ist für weitläufigere Strecken ineffizient. Ein gestecktes Ziel ist daher die Hochspannungsgleichstromübertragung, die im Zusammenschluss mit Offshore - Windparks ein europäisches Supergrid bilden könnte. [FOSG12]

4.2.3 Speicherlösungen

Der dritte Pfeiler der Integrationsstrategien sind Speicher. Auch wenn der Übertragungsnetzausbau eine Minderung der Schwankungsbreite bewirkt, ist ein vollständiger Ausgleich unökonomisch. Von der technischen Seite ist der Tag - Nacht - Ausgleich von PV - Energie nicht realisierbar. Auch die durch transnationale Netze gedämpfte Schwankung der Windenergie ist mit 10% und 50% der installierten Windleistung immer noch zu unsicher. [HULL09]

Abbildung 29 zeigt verschiedene Arten und Einsatzbereiche einzelner Energiespeicher. Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES), Doppelschichtkondensatoren (DSK) und Schwungmassenspeicher werden vor allem verbraucherseitig verwendet und spielen energiewirtschaftlich eine untergeordnete Rolle.

Sehr positive Leistungen im Hinblick auf nominelle Leistung und Entladungszeit erbringen Druckluftspeicher (CAES). Zusätzlich dazu sind sie, so wie Pumpspeicherkraftwerke schwarzstartfähig. Nachteil dieser bis dato noch sehr unausgereiften Technologie ist der geringe Wirkungsgrad mit rund 50%. Pumpspeicherkraftwerke stellen eine der wichtigsten, größten und effizientesten Speicherarten dar und decken derzeit 99% des weltweiten Marktes für stationäre Stromspeicher ab. Neben vielen Vorteilen stehen der hohe Flächenverbrauch und die starke Abhängigkeit von der Topographie. Anders als in der Alpenregion mit ihren großen Bergspeicherseen besteht in Deutschland nur das Pumpspeicherpotential für Stunden- oder Tagesspeicher. [BMW109]

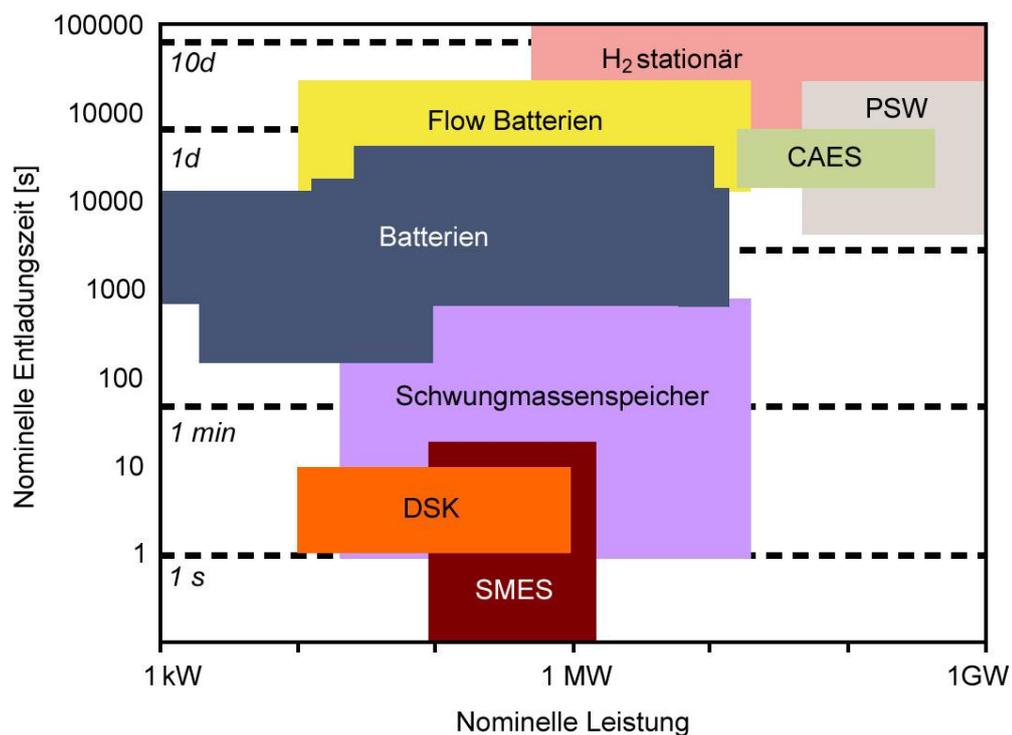


Abbildung 29: Elektrische Energiespeicher [BMW109]

Ein Konzept, das noch in den Entwicklungsanfängen steht, ist die stationäre Energiespeicherung von Wasserstoff bzw. daraus synthetisch erzeugtes Methan. Entscheidende Vorteile sind die vielfältige Nutzungsmöglichkeit des Wasserstoffs und hohe Speicherdichte. Durch den sehr geringen Gesamtwirkungsgrad bei der Rückverstromung durch GuD - Kraftwerke von rund 35% ist es jedoch nur bei sehr großen Energieüberschüssen sinnvoll, diese Technologie als Stromspeicher zu nutzen. [BMW109]

Batteriespeicher eignen sich im Gegensatz zu den weiter oben erwähnten Großspeichern als dezentrale Kleinspeicher auf Verteilernetzebene. Durch die Speicherung in der Netzebene und durch die damit gleichzeitige Verhinderung der Rückspeisung dezentral erzeugter erneuerbarer Energie in überlagerte Netzebenen werden Verteilernetze gestützt und die Übertragungsnetzebene entlastet. Ideen bestehen auch, durch koordinierte Steuerung der einzelnen Speichereinheiten einen virtuellen Großspeicher zu erhalten, der sich an Systemdienstleistungen beteiligen kann. [BMW109]

Im gleichen Kontext könnte die Elektromobilität in Zukunft eine bedeutende Rolle spielen. Die in den Fahrzeugen integrierten Speicher könnten gemeinsam mit einem Last- und Abrechnungsmanagement zur Netzregelung und Einspeisung von Reserveleistung beitragen. Die zeitlichen Maßstäbe liegen dabei zwischen einigen Millisekunden und bis zu einem ganzen Tag. [VDE08]

4.2.4 Demand Response Programme

Ziel dieses Lastmanagements ist es, durch kurzfristiges Verschieben des Verbrauchs auf Anweisung von offizieller Stelle das Netz zu stabilisieren. So kann in preisintensiven Starklastzeiten (z.B. erzeugt durch Nachfragespitzen und/oder schwacher Erzeugung aus regenerativer Energie) die Energienachfrage reduziert werden und zu einem späteren Zeitpunkt, bei Stromüberschüssen wieder erhöht bzw. nachgeholt werden.

Vor allem Großabnehmer wie Gewerbe und Industrie sind vorrangig durch ihren hohen und einseitig geprägten Verbrauch für solche Programme geeignet. Erzielen lässt sich die Zeitverschiebung zum einen über den Einsatz von Speichermethoden, wie eigens dimensionierte Druckluft, Wärme oder Kältespeicher bzw. über die thermische Trägheit von Gebäudeheizungen, Gebäudekühlungen, Kühllagern oder Metallschmelzen. Zum anderen kann bei entsprechendem finanziellem Anreiz und bestehender Flexibilität der Verbraucher die Last zeitweise abgeschaltet werden. [ROON11]

Großer Vorteil des Ansatzes ist, dass größtenteils bestehende Infrastruktur und technische Einrichtungen verwendet werden können. Die Komplexität, und damit auch der Nachteil, besteht darin, dass die Lastverschiebung nur über einen zentralen Koordinator effizient eingesetzt werden kann. Dazu ist eine bidirektionale Kommunikation von Nöten. Zusätzlich müssen viele Randbedingungen, die das abschaltbare Lastpotential charakterisieren, berücksichtigt werden. Auch die zeitliche Abschaltbegrenzung einzelner Lasten ist nicht beliebig. Abbildung 30 zeigt das technisch mögliche, abschaltbare Lastpotential deutscher Industriezweige aufgeschlüsselt nach Schaltintervallen.

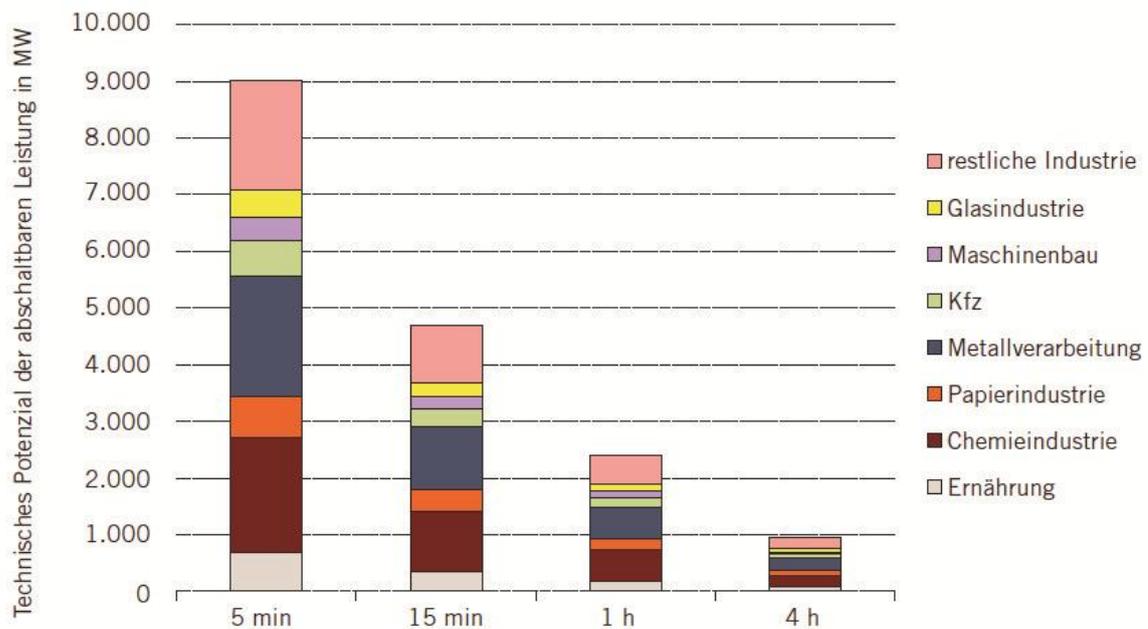


Abbildung 30: Technisch mögliches Lastabschaltpotential Deutschlands [ROON11]

Während sich bei Schaltintervallen von 4 Stunden die zur Verfügung stehende Leistung mit rund 1000MW in Grenzen hält, sind bei Schaltintervallen von 15 oder 5 Minuten erheblichere Leistungsreserven vorhanden. Allerdings sind bei dem Diagramm weder die Beeinträchtigung des Produktionsprozesses noch andere wirtschaftliche Nachteile berücksichtigt.

4.3 Regulatorische Maßnahmen am Energiemarkt

Gleichzeitig zu den systemtechnischen Maßnahmen müssen regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen weiterentwickelt werden, um alle Potentiale vollständig ausnutzen zu können. Mit den bestehenden Marktregeln können die Aufgaben der Zukunft nicht zur Genüge erfüllt werden. Das Marktdesign muss kurz- und mittelfristig eine marktbasierende Fördersystematik einschließen und erneuerbare Energien in den Regelenergiemarkt einbeziehen. [BMW10]

Übergang zu einer marktbasierenden Förderung erneuerbarer Energien

Für eine bessere Integration der regenerativen Energien in den Strommarkt müssen Anreize geschaffen werden, den Ökostrom bedarfsgerecht zu produzieren.

Eine Strategie, mit der eine direkte Kopplung an den Markt erreicht werden könnte, ist das Marktprämien-/ Bonusmodell. Für Anlagenbetreiber besteht innerhalb des Modells die Möglichkeit der eigenen Vermarktung und damit der Anreiz, die Erzeugung in Starklastzeiten zu verlagern und gleichzeitig in Zeiten niedriger oder negativer Strompreise ihre Anlagen dann abzuregeln. [BMW10]

Die Integration in den Regelenergiemarkt erhöht ebenfalls eine zielführende Strategie. Gerade die Bereitstellung negativer Regelleistung in Stunden geringer Residuallast ist dabei ein Kernpunkt. Durch den Merit-Order-Effekt ergibt es sich, dass Stunden mit niedrigen Strompreisen meist mit einer hohen Einspeisung aus EE zusammenfallen. Es besteht folglich auch ein großes Potential, negative Regelenergie aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken verursacht die Vorhaltung negativer Regelleistung bei regenerativen Energien auch keine zusätzlichen Kosten.

Grenzüberschreitender Intraday – Markt

Ein wichtiger Punkt ist der Ausbau des Tageshandels am Markt, um die Liquidität zu steigern und die erneuerbaren Energien besser einzubinden. Gerade wegen der starken Fluktuation und der besseren Prognosequalität für zukunftsnahere Zeitpunkte ist die Umstellung auf 15-Minuten-Kontrakte und kürzerer Vorlaufzeiten sinnvoll. Auch das Lastflussmanagement auf Verbraucherseite kann dadurch besser eingebunden werden. Seit Dezember 2011 ist diese Umstellung an der deutschen Energiebörse eingeführt. [EPEX11]

Ein weiterer wesentlicher Teil ist auch eine harmonisierte, grenzüberschreitende Funktion des Intraday - Marktes im gesamten europäischen Strombinnenmarkt. Dies bildet die Voraussetzung für den Ausbau von Übertragungsnetzkuppelstellen, um über den größeren geografischen Raum eine bessere Schwankungsdämpfung der Energieerzeugung zu erzielen. [APG12]

Market Coupling

Wichtig ist auch, dass die transnationalen Kuppelstellen nach den tatsächlichen Anforderungen des Marktes bewirtschaftet werden. Wenn die zur Verfügung stehenden Kapazitäten nicht optimal genutzt werden, kann das Ausgleichspotential nicht voll ausgeschöpft werden. Beim Market Coupling wird dies sichergestellt, indem die Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazitäten implizit bei der Auktion des Stromhandelsgeschäfts mit abgewickelt wird.

Auf lange Sicht gesehen, werden jedoch die bestehenden oder angepassten Marktstrukturen wahrscheinlich nicht ausreichen, um die Weiterentwicklung voranzutreiben. In wirtschaftlicher Hinsicht wird nur investiert, wenn Anschaffungen über ihre gesamte Lebensdauer eine angemessene Rendite erzielen. Derzeit werden dies durch das Merit - Order - Prinzip zu niedrigen Preisen erzielt, um die Kosten aller nötigen Kraftwerkskapazitäten zu decken. Dies dämpft natürlich auch den Neubau von wichtigen, flexiblen Kraftwerken und Speichern. Zukünftige Marktmodelle müssen grundlegende Möglichkeiten und Anreize für den weiteren Ausbau schaffen. Einen Ansatz für eine Lösung könnten Kapazitätsmärkte sein, bei denen zusätzlich zu dem grenzkostenbasierten Energiepreis zusätzlich ein Leistungspreis für Kapazitäten vergütet wird. [TIET12]

5 Wasserkraftmodell Deutschland

Um das reale und zeitliche Verhalten einer geographisch verteilten Energieerzeugung darstellen und analysieren zu können, wird ein Modell gebildet. Aussagekräftige Eigenschaften und Verhaltensweisen werden abstrahiert und vereinfacht in eine berechenbare und abbildbare Form gebracht. Aus gewissen Modellinputs werden durch die Simulation verwendbare Outputs generiert.

Das hier zu Grunde liegende Modell wird durch die mathematische Programmiersprache AMPL ("A Mathematical Programming Language") erstellt. Hierbei werden situationsbeschreibende Gleichungen in abstrakter und algebraischer Notation festgehalten. Diese Art der Modellierung wird häufig für Optimierungsprobleme angewandt. [AMP12] AMPL bringt die algebraischen Ausdrücke in eine Form, die von Optimierungsalgorithmen verarbeitet werden können.

5.1 Das HiREPS Modell

HiREPS (High Resolution Power System Model) ist ein Optimierungsmodell. Es ist für eine maximale Auflösung in stündlicher Form ausgelegt und enthält eine detaillierte Abbildung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind-, Solar- und Wasserenergie), Pumpspeichern und anderen Speicheroptionen, konventionellen Kraftwerken, Stromnetzen und möglichen intelligenten Verbrauchersystemen (e-mobility, smart grids, Raumklimaanwendungen). Um einen hohen Anteil an regenerativer Energie simulieren zu können, werden hochauflösende Wetterdaten (Solareinstrahlung, Windgeschwindigkeiten) der Vergangenheit eingebunden, um auf zukünftige Verhältnisse schließen zu können. Es kann somit Kraftwerkseinsatzoptimierung betrieben werden. Dies stellt die grundlegende Basis für Untersuchungen wie:

- Wie ist ein hoher erneuerbaren Anteil erreichbar?
- Welcher Anteil an regenerativer Energie ist mit welchen Kosten verbunden?
- Möglichkeiten des Pumpspeicher- und Speicher - Ausbaues
- möglicher Übertragungsnetzausbau
- Zusammensetzung des Energieportfolios auf nationaler Basis und in internationalen Gemeinschaften

dar. Im Mittelpunkt der Fragestellungen stehen bestmögliche, ökonomisch finanzierbare Lösungen und die Sicherung der Stromversorgung, was das Mittel der Optimierung Programmierung befürwortet.

Optimierungsmodell

Die Optimierung ist eines der wichtigsten Instrumente beim Einsatz von quantitativen Modellen und Methoden zur Entscheidungsunterstützung, kurz auch Operations Research genannt. Verschnittminimierung, optimale Produktionsplanung unter gewissen Beschränkungen und Mischungsoptimierung zur Erreichung geforderter Eigenschaften sind Problemstellungen, bei denen die Methode erfolgreich angewandt werden konnte. [ZIMM01]

„Unter Linearer Optimierung versteht man die Optimierung - d.h. Maximierung oder Minimierung - einer linearen Funktion, der sogenannten Zielfunktion, deren Variable einem System von linearen Ungleichungen, den sogenannten Restriktionen genügen müssen“²

HiREPS ist ein gemischt ganzzahliges Optimierungsmodell(eng: Mixed Integer Programming: MIP), also ein lineares Optimierungsmodell bei dem einige Variablen ganzzahlig sind.

Die Simplex - Methode ist das wichtigste Verfahren zur Lösung von MIP Problemen. Die Grundidee dabei ist, durch endlich viele Schritte entlang eines Polyeders von einem dem gewünschten Zielwert angenähertem Wert zu einem optimaleren Zielwert weiterzulaufen, bis dies nicht mehr möglich ist. Resultat des Algorithmus ist entweder die Lösung des Problems, die Feststellung der Unbeschränktheit oder aber auch die Unlösbarkeit der Aufgabenstellung.

Modellbeschreibung

Die Entwicklung des Modells ist nicht Teil dieser Diplomarbeit und untersteht der Geheimhaltung. Zum besseren Verständnis wird im Folgenden jedoch eine exemplarische Zusammenfassung der wichtigsten Gleichungen gegeben.

Der Wasserspeicher wird mittels Gleichung 7 modelliert:

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

Formel 7: Wasserspeichervolumen

Wobei t die Zeit, V das Volumen bzw. ΔV die Änderung des Volumens angibt. „Inflow“ und „Outflow“ bezeichnen den Teil des Volumens, der über die Turbinen abgearbeitet wird. Mit

² Zimmermann, Werner; Stache, Ulrich: Operations Research, Quantitative Methoden zur Entscheidungsfindung; 10. Auflage; Oldenburg Verlag, München/Wien, 2001, S.48

„Overflow“ versehene Parameter kennzeichnen Volumenströme, die nicht vom Kraftwerk verwertet werden.

Daraus ergibt sich die mit Formel 8 zu berechnende Leistung, die schon in Kapitel 2 (Formel 2) erwähnt wurde.

$$MW_{max} = \Delta V_{outflow\ into\ lower\ dams} * g * h * \eta$$

Formel 8: Leistungsgleichung

Durch das Einbinden der thermischen Kraftwerke ergibt sich die Energienachfragegleichung – illustriert in Formel 9:

$$\begin{aligned} Demand - Wind \\ = Power(GT) + Power(CCGT) + Power(Coal) + Power(Hydro) \\ + Power(Nuclear) \end{aligned}$$

Formel 9: Energienachfragegleichung

Die stündlichen Kostenfunktionen der einzelnen Kraftwerke zusammengefasst, abgekürzt als PPL (power plant), sind aus Formel 10 und 11 ersichtlich.

$$Fuel\ cost\ (PPL) = \frac{Power\ (PPL)}{Efficiency\ (PPL)} * Fuel\ price\ (PPL)$$

Formel 10: Brennstoffkostengleichung

$$Capacity\ cost\ (PPPL) = Installed\ units\ (PPL) * cost\ per\ unit\ (PPL)$$

Formel 11: Kapazitätskostengleichung

Die konkludierte Gleichung für die Optimierung (Minimierung) ergibt sich dann zu Formel 12:

$$System\ cost = Capacity\ cost\ (PPL) + \sum Fuel\ cost\ (PPL)$$

Formel 12: Systemkostengleichung

5.2 Datenerhebung und -verarbeitung

Für die korrekte Modellierung des Wasserkraftwerksverhaltens ist eine Reihe an Parametern erforderlich. Gegliedert in 3 Input – files (DAT-files) werden dazu Kraftwerksparameter, Charakteristika der zugehörigen Staudämme und Wasserabflusszeitreihen recherchiert und ausgearbeitet. Im folgenden Teil werden die umfangreiche Datenrecherche und deren Ergebnisse beschrieben.

Abbildung 31 zeigt das erstellte KML - File als Großübersicht ganz Deutschlands. Die gelben Pinnadeln kennzeichnen Laufwasserkraftwerke. Hellgrüne Pinnadeln zeigen die Stellen der verwendeten Messstationen an.

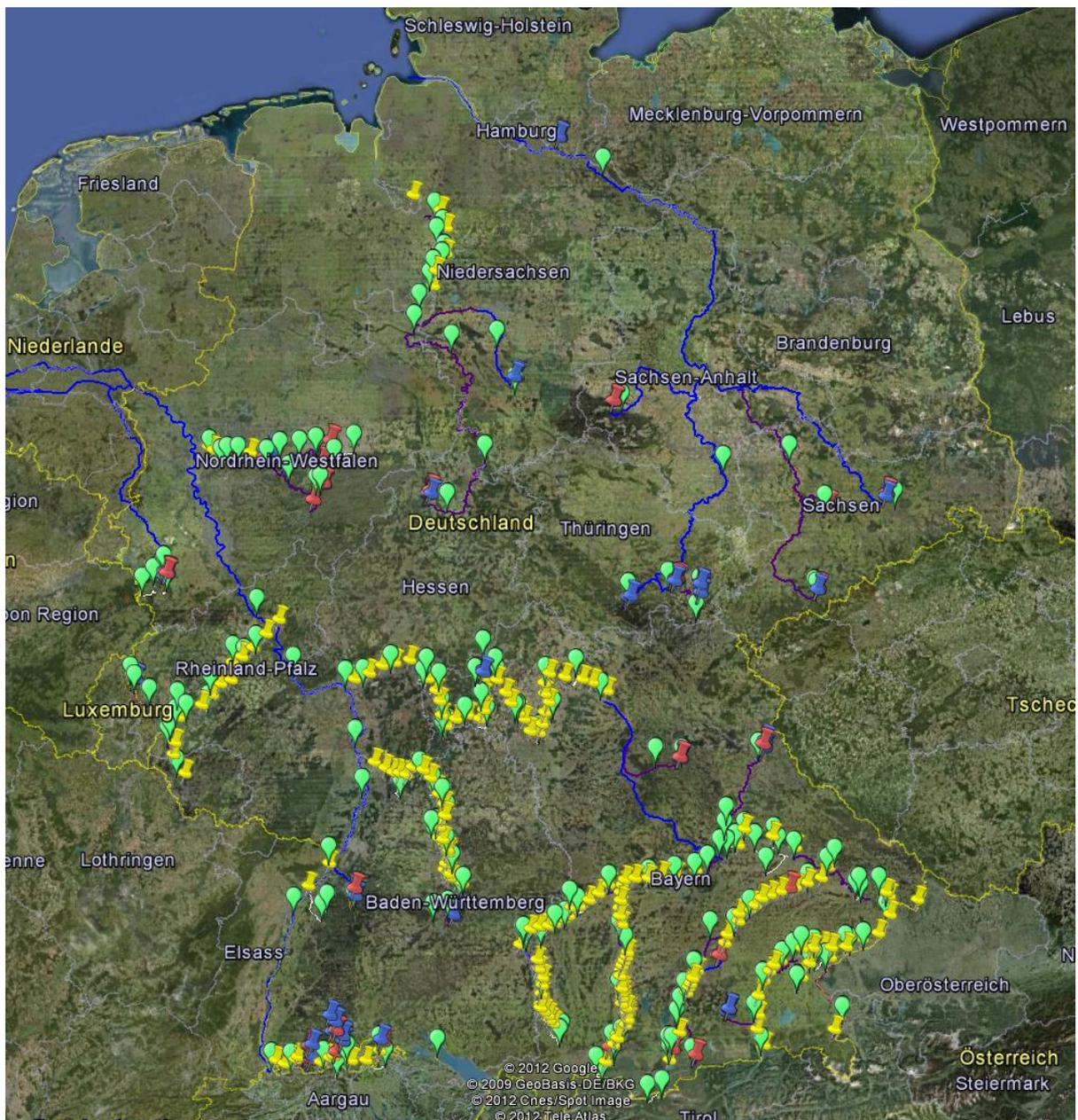


Abbildung 31: KML-File Wasserkraftwerke und Messstationen - Deutschland

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke sind mit roten Nadeln vermerkt, große Speicherbecken mit blauen. Um Unklarheiten zu vermeiden, sind Messstationenzuflüsse mit

grüner, Druckrohrleitungen mit oranger, Ausleitungskanäle und lange zusammenhängende Flussläufe mit blauer Farbe eingezeichnet. Violett eingezeichnete Fließstrecken sind freie Fließstrecken, für die die Laufzeitverzögerung berechnet und ins Modell eingebunden wurde.

5.2.1 Kraftwerke

Die Lage alle Kraftwerke wurde zur Übersicht, und um später etwaige Lastflussberechnungen zu ermöglichen, per Google Maps ermittelt und in einem KML - File verortet. Die geographischen Koordinaten wurden in dezimaler Schreibweise im DAT - File der Kraftwerke eingetragen. Druckrohr- und Überleitungen sowie komplizierte Fluss- und Kanalverläufe wurden zur Nachvollziehbarkeit mit farbigen Pfaden in Google Maps nachgezeichnet und somit ebenfalls im KML - File vermerkt.

Ein Wissen über die verschiedenen Arten und Ausführungen der Wasserkraftwerke (siehe Kap. 2) ist bei dieser Art der Datenaufnahme unabdinglich.

Aufgenommene Kraftwerke

In das Modell werden nur große Wasserkraftwerke mit einer Ausbauleistung von rund 5 MW aufgenommen, da die Lösbarkeit des Modells bei zu vielen Kraftwerken zu einem Rechenleistungsproblem werden kann. Im Folgenden wird zwischen großen Kraftwerken (>5MW) und kleinen Kraftwerken (<5MW) unterschieden. Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss stellen mit rund 19 TWh/a den Hauptanteil der aus Wasser erzeugten Energie in Deutschland dar. [BMU12, EFDE12] Das aufgenommene RAV deckt mit knapp 16,8 TWh/a über 87% der erzeugten Energie ab. Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke besitzen alle eine elektrische Leistung über 5MW und sind somit vollständig im Modell enthalten.

Das deutsche Flusssystem kann in wenige, große Flussgebiete eingeteilt werden. Die für die Wasserkraft hauptsächlich interessanten großen Wasserscheiden sind das Donau-, Rhein-, Maas-, Weser- und das Elbegebiet. Es kann ein Zusammenhang zwischen mindestens erforderlicher Fallhöhe und Wasserdurchfluss gegeben werden, um Ausbauleistungen größer 5 MW erreichen zu können. Abbildung 32 zeigt diese mindestens erforderliche Kombination der zwei Parameter.

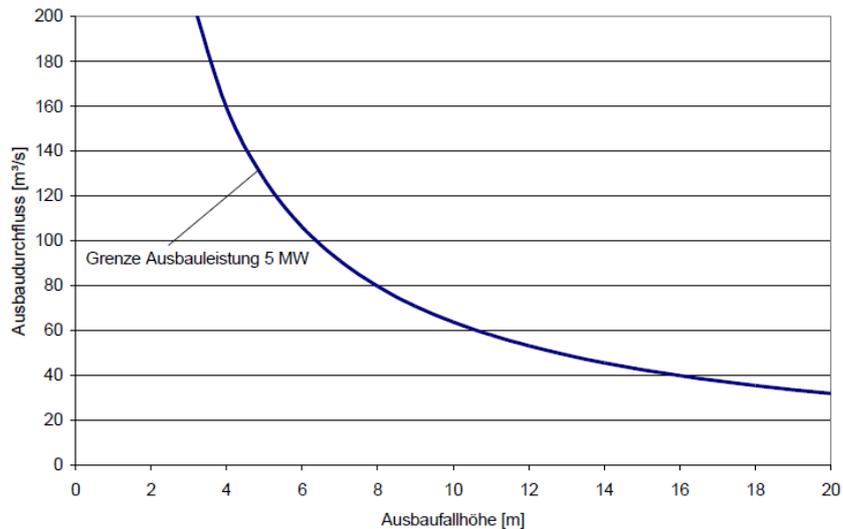


Abbildung 32: Erforderliche Kombination für große Laufwasserkraftwerke [BMW03]

Diese geographisch-hydraulische Kombination wird nur von einigen Flüssen in Deutschland erfüllt. Abbildung 33 gibt einen simplifizierten Überblick über diese für die Wasserkraft wichtigen Abschnitte im deutschen Flusssystem und kann als Abstrahierung von Abbildung 31 angesehen werden. Im Einzugsgebiet des Rheins werden die betrachteten Abschnitte in Hochrhein, Oberrhein, Murg, Neckar, Main, Saar, Mosel, Our und Ruhr gegliedert.

Ein weiteres wichtiges und sehr ertragreiches Wasserkraftgebiet befindet sich entlang der Donau im Bundesland Bayern. Die wasserkraftstarken Nebenflüsse der Donau sind Iller, Lech, Isar, Inn und Alz.

Die mit Abstand größten Pumpspeicherkraftwerke Deutschlands sind im südöstlichen Teil des Bundeslands Thüringen und in Sachsen zu finden. Zwei weitere kleinere Pumpspeicher liegen an der Bode bzw. an der unteren Elbe.

Im nordwestlichen Bereich Deutschlands fließt die Weser in die Nordsee. Wegen geringer Fallhöhen und vergleichsweise wenig Wasserdurchflusses ist sie nicht so bedeutend als oben genannte Flüsse.

Das Einzugsgebiet der Maas erstreckt sich ein Stück weit nach Deutschland. Nahe der belgischen Grenze befinden sich zwei große Wasserkraftwerke an der Rur.

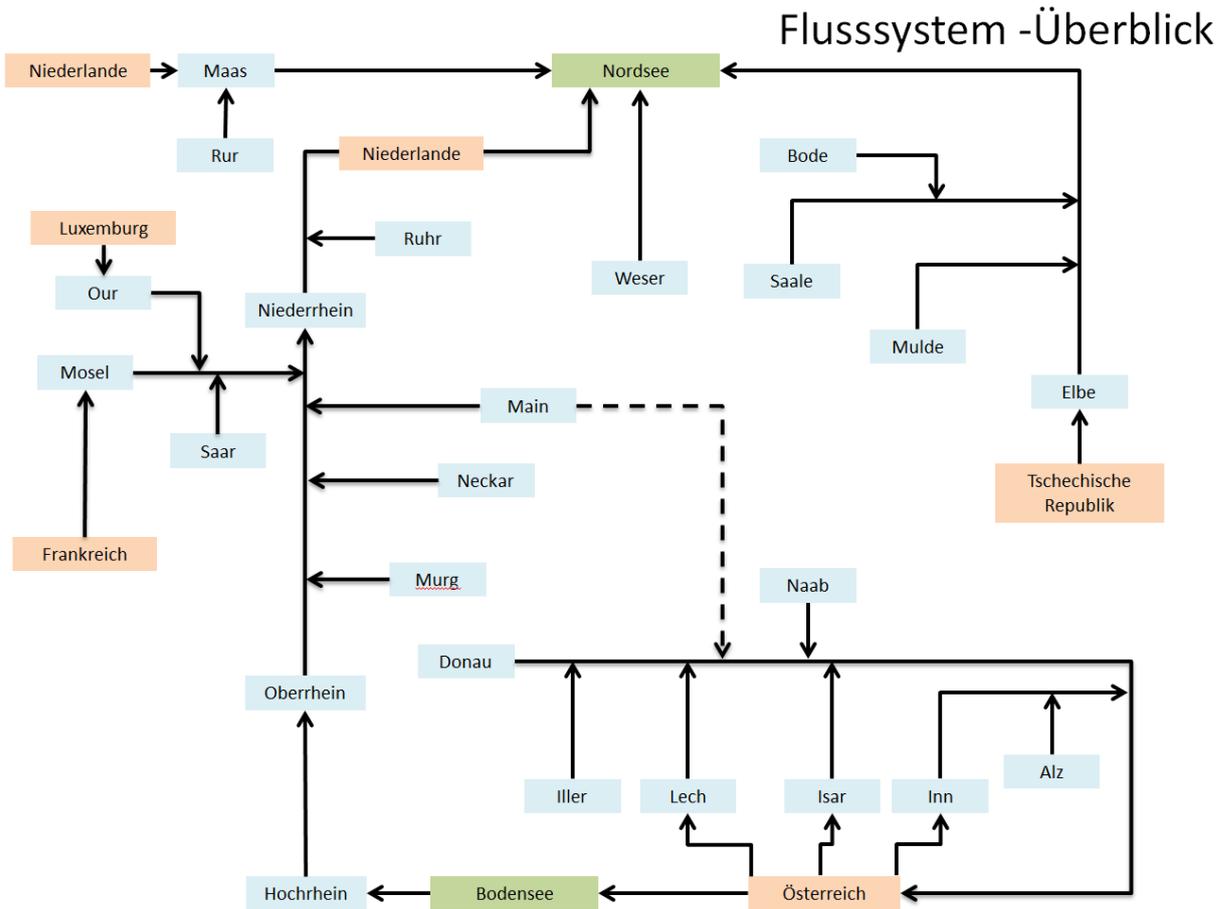


Abbildung 33: Wichtige Abschnitte für die Wasserkraft im deutschen Flusssystem

Zusammenfassen von Kraftwerken

Auf Grund der Vollständigkeit und besseren Genauigkeit wurden Kraftwerke mit einer Nennleistung etwas kleiner als 5 MW ins Modell mit aufgenommen. Das betrifft Kraftwerke an der Saar, Weser, Isar, Neckar und am Main. Speziell entlang des Mains und des Neckars befinden sich Gesamtleistungen von rund 90MW bzw. 55MW, die durch kleinere Kraftwerke erzeugt werden und andernfalls nicht berücksichtigt werden würden. Insgesamt wurden 56 kleine Wasserkraftwerke ermittelt und ins Modell mit eingebunden. Hintereinander liegende Kraftwerke wurden, sofern die Abstraktion nicht zu sehr verfälscht werden würde, zu großen Kraftwerken zusammengefasst.

Ein Beispiel stellen die Kraftwerke Deizisau, Oberesslingen, Obertürkheim und Untertürkheim am oberen Neckar dar. In Abbildung 34 ist der Ausschnitt eines Satellitenbildes der vier Kraftwerke zu sehen. Es gibt keine großen Zuflüsse zwischen den Kraftwerken, womit durch die Zusammenfassung keine Ungenauigkeit bei der Wasserzuflussmodellierung zu erwarten wäre. Die Abstände zwischen den Kraftwerken liegen zwischen 3 km und 6 km wodurch auch die Grundwasserzuflüsse sehr gering sind.

Tabelle 3 zeigt einen Auszug der für diese Kraftwerke aufgenommenen Daten. Es muss zusätzlich darauf geachtet werden, dass der Ausbaudurchfluss der einzelnen Kraftwerke nicht zu stark voneinander abweicht. Im betrachteten Beispiel wurde der Ausbaudurchfluss für das Summenkraftwerk gemittelt. Leistung, Fallhöhe und Regelarbeitsvermögen werden addiert.

Kraftwerksname	Stauziel [NN]	Stausee-fläche [km ²]	Leistung [MW]	Ausbau-durchfluss [m ³ /s]	Absenk-faktor	Fallhöhe [m]	RAV [GWh/a]	Baujahr
Sum Deizisau	247.3	0.6600	9.6	50	0.8	22.6	50.5	X
Deizisau	247.3	0.2554	2.0	45	0.8	5.1	10.6	1968
Oberesslingen	242.2	0.2543	2.1	45	0.8	5.8	12.3	1968
Obertuerkheim	231.1	0.3178	4.1	60	0.8	8.1	21.4	1968
Untertuerkheim	222.8	0.2709	1.4	51	0.8	3.6	6.2	1958

Tabelle 3: Zusammengefasste Kraftwerke am oberen Neckar

Da die Jahre 2003 bis 2009 simuliert werden, müssen Kraftwerke, die erst im Laufe dieses Zeitraumes erbaut und in Betrieb gesetzt wurden, in einer eigenen Spalte besonders vermerkt werden, um keine verfälschten Energieerträge zu erzeugen. Dies ist in dem betrachteten Beispiel – aus Tabelle 3 leicht ersichtlich – nicht der Fall.

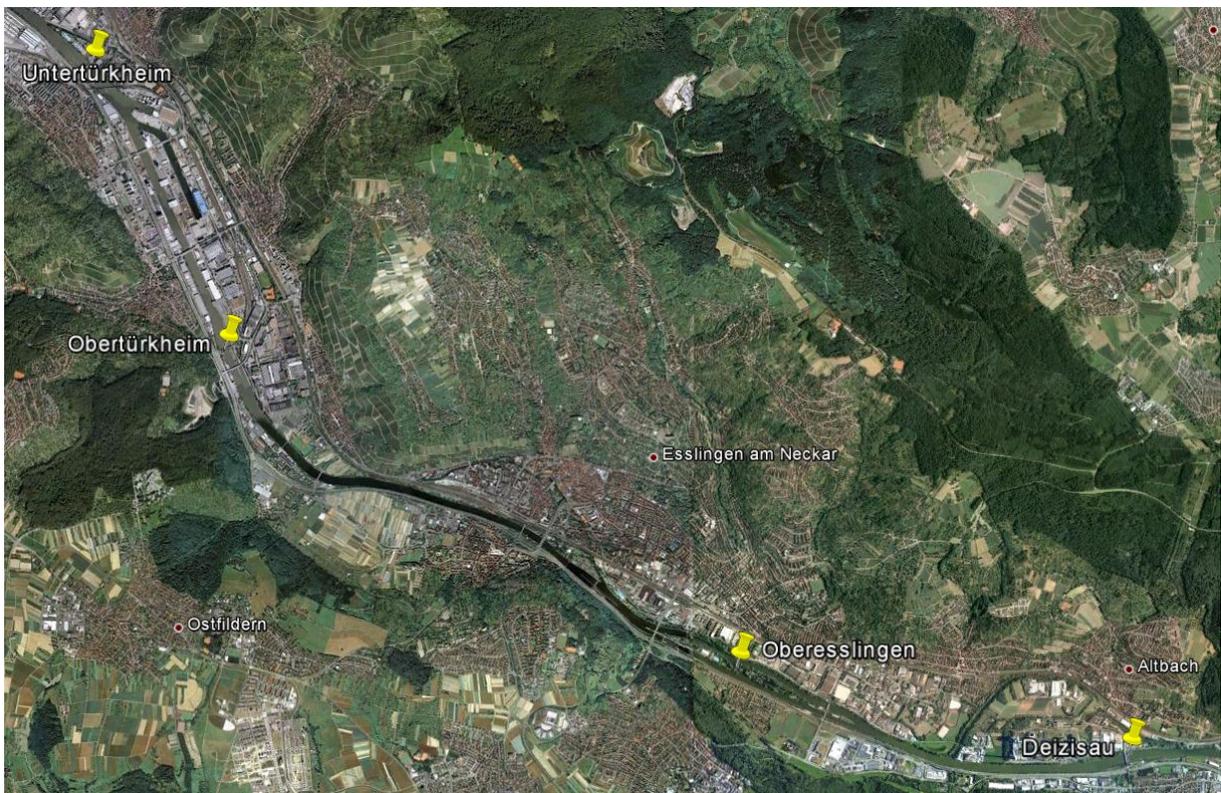


Abbildung 34: Google Maps Ausschnitt zusammengefasste Kraftwerke am oberen Neckar

Über die Staufflächen kann die prinzipiell mögliche Schwelltätigkeit gemeinsam mit einer allgemein definierten Schwelltiefe abgeschätzt werden. Daraus ergibt sich, dass die

Stauraumflächen nicht einfach addiert werden dürfen, da sie auf verschiedenen Höhenpotentialen liegen. Die Gesamtstauseefläche wird somit mit Formel 13, nach der Fallhöhe gewichtet, berechnet.

$$SF_{ges} = \frac{SF_1 * (FH_1 + \dots * FH_i) + SF_2 * (FH_2 + \dots + SF_i) + \dots + SF_i * FH_i}{FH_1 + \dots + FH_i}$$

SF_i Stauseefläche [m²]

FH_i Fallhöhe [m]

Formel 13: Höhen gewichtete Gesamtstauraumfläche

Um Verwirrungen zu vermeiden, wird das Gesamtkraftwerk nach der einheitlichen Nomenklatur „Sum_Name des ersten Kraftwerks der Summe“ benannt.

Grenzkraftwerke

In die Betrachtung eingeschlossen werden auch Grenzkraftwerke, die nur teilweise auf deutschem Hoheitsgebiet liegen oder auch jene, deren Betrieb maßgeblich von deutscher Seite aus mitbestimmt wird. Dazu gehört zum Beispiel eines der leistungsstärksten, luxemburgisch-deutschen Pumpspeicherkraftwerke Vianden, dessen Regelung zu rund 40% von einem deutschen EVU mitbestimmt wird. [RWE12]

Der Inn ist der bedeutendste Fluss für die Wasserenergieerzeugung. Fast ein Viertel (22%) des gesamten RAV aus Laufwasserkraft wird durch die Inn-Kraftwerke erzeugt. [BMWA03] Entlang der österreichischen Grenze bei Tirol und Oberösterreich besitzen beide Staaten Anteile an den Kraftwerken. Tabelle 4 gibt einen Überblick dazu.

Kraftwerksname	deutscher Anteil [%]	Gesamte Leistung [MW]	Gesamtes RAV [GWh/a]
Oberaudorf	0.5	59	138
Nussdorf	0.76	47.9	57.8
Braunau Simbach	0.5	96	549.8
Ering	0.5	73	437.7
Eggfing	0.5	81	485
Schärding-Neuhaus	0.5	96	541.6
Passau-Ingling	0.5	86	504.6

Tabelle 4: Überblick deutsche Anteile am Inn [BMWA03]

Der Hochrhein und der Oberrhein bilden weitgehend die Grenze zwischen dem deutschen Bundesland Baden Württemberg und der Schweiz bzw. Frankreich. Tabelle 5 zeigt die prozentuelle Aufteilung der Grenzkraftwerke entlang des Rheins.

Kraftwerksname	deutscher Anteil [%]	Gesamte Leistung [MW]	Gesamtes RAV [GWh/a]
Schaffhausen	9	28.9	168
Rheinau	38.3	35.9	254
Eglisau	7.2	29.2	242
Reckingen	50	39	234
Wehr_Albruck Dogern	0	24	122
Albruck-Dogern	90.5	84	580
Laufenburg	50	106	700
Saeckingen	50	74	490.5
Ryburg-Schwoerstadt	50	120	800
Rheinfelden	75.1	100	600
Wyhlen	100	38.5	203.5
Augst	0	35	200
Birsfelden	0	100	200.5
Kembs	0	156	938
Ottmarsheim	0	156	980
Fessenheim	0	180	1030
Vogelgrun	0	140	800
Marckolsheim	0	152	928
Rheinau	0	152	930
Gerstheim	0	143	818
Straßburg	0	148	868
Gambsheim	50	96	325
Iffezheim	50	108	385

Tabelle 5: Überblick deutsche Anteile am Rhein [BMU10]

Die auffällige Nichtpartizipation Deutschlands an den deutsch-französischen Grenzkraftwerken von Kembs bis Straßburg begründet sich durch den Versailler Vertrag von 1919, bei dem die energiewirtschaftliche Nutzung des Oberrheins weitgehend Frankreich als Kriegsschädigung zugestanden wurde.

5.2.2 Freie Fließstrecken

Zunächst ist das Modell so implementiert, dass es keine Laufzeiten zwischen den Kraftwerken gibt. In Staubereichen unterliegen die Abflussverhältnisse komplexen hydrologischen Vorgängen, weshalb vorerst im Modell angenommen wird, dass Wasser, welches flussaufwärts in einen Staubereich einfließt, gleichzeitig auch am unteren Ende abgelassen und verwendet werden kann, womit sich auch eine Quasi - Laufzeit von Null für solche Abschnitte ergibt.

Laufzeiten für freie Fließstrecken unterliegen dem durch die Manning-Strickler-Formel (Formel 15) beschriebenen Verhalten. [JIR07]

$$v_m = k_{st} * R^{\frac{2}{3}} * I^{\frac{1}{2}}$$

v_m	<i>mittlere Fließgeschwindigkeit</i>	<i>[m/s]</i>
k_{st}	<i>Abflussbeiwert nach Strickler für die Gerinnerauheit</i>	<i>[m^{1/3}/s]</i>
R	<i>hydraulischer Radius</i>	<i>[m]</i>
I	<i>Fließgefälle</i>	<i>[1]</i>

Formel 14: Fließformel nach Manning - Strickler [JIR07]

Der Abflussbeiwert k_{st} wurde von Strickler experimentell bestimmt und steht in Abhängigkeit zu Oberflächenbeschaffenheit, Bewuchs und Querschnittsform. Tabelle 6 zeigt eine Zusammenfassung von k_{st} - Werten typischer Gerinneformen.

Oberfläche	k_{st} [m ^{1/3} /s]
Glatter Beton	100
Gerades Fließgewässer	30 - 40
Mäandrierendes Flussbett mit Bodenbewuchs	20 – 30
Wildbach mit Geröll	10 – 20
Wildbach mit Unterholz	<10

Tabelle 6: Zusammenfassung Strickler Abflussbeiwert [JIR07]

Der hydraulische Radius ist der Quotient aus Strömungsquerschnitt und dem benetzten Umfang. Mit der Annahme, dass es sich bei den betrachteten großen Kraftwerken auch um dementsprechend große Flüsse handelt, kann der Querschnitt als rechteckig angenähert werden. Mit der Vereinfachung, dass die Breite eines großen Stromes viel größer ist als die Tiefe, reduziert sich der hydraulische Radius zur Tiefe des Flussbettes.

Für alle Strecken, die zwischen Kraftwerken liegen und das Wasser nicht gestaut wird, werden Laufzeiten ermittelt und als Parameter zum oberhalb liegenden Kraftwerk festgehalten.

Abbildung 35 illustriert die Litzauer- Schleife, einen Fall für eine berechnete freie Fließstrecke am Lech. Die Länge erstreckt sich vom Auslass des Kraftwerks Dessau bis zur Stauwurzel des Kraftwerks Dornau und ist im Bild violett eingezeichnet. Bis auf die Tiefe können alle benötigten Parameter über Google Earth ermittelt werden. Der hydraulische Radius wird über den Zusammenhang der bekannten Größen Durchfluss, Geschwindigkeit und Flussbreite ausgedrückt und in die Manning - Strickler Formel substituiert, womit zusätzlich nur die Breite erörtert werden muss. Die von mehreren Messungen gemittelte Breite des Flussabschnitts ergibt 55m. Der Abflussbeiwert wird nach Recherche der Flussbeschaffenheit des Abschnitts passend zu 20 gewählt, womit sich für die rund 7.5 km lange Strecke mit einer Höhendifferenz von 24m eine genäherte Geschwindigkeit von 1.9 m/s ergibt. Dies stellt sich, in Anlehnung an eine Untersuchung derselben Strecke im Zuge eines Projekts an der Humboldt Universität zu Berlin [SCHN05], als sehr guter Näherungswert heraus.

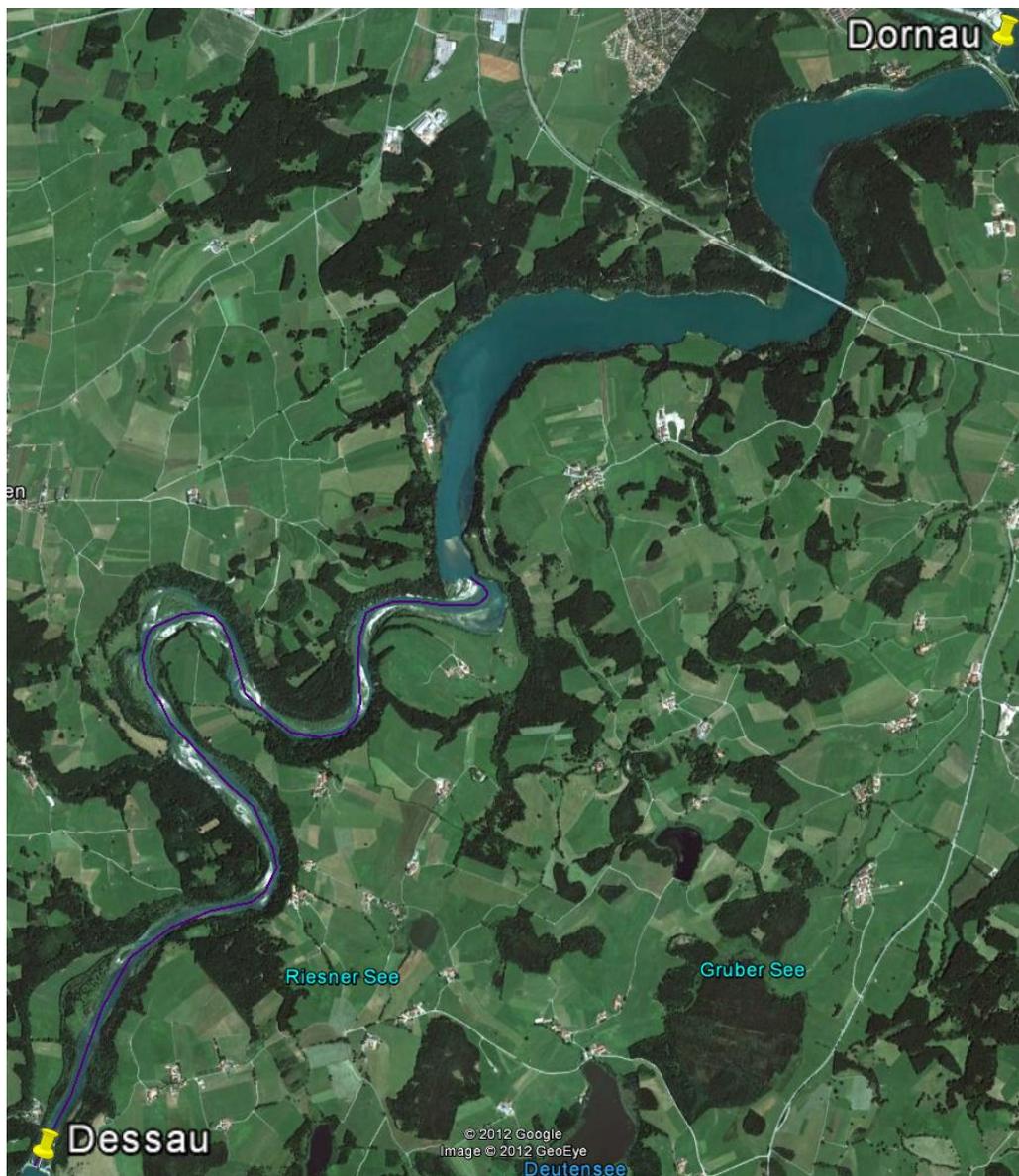


Abbildung 35: Beispiel einer freien Fließstrecke am Lech (Litzauer Schleife)

5.2.3 Staudämme

Sofern die Stauseen keinen offiziellen Namen besitzen – was bei vielen Laufwasserkraftwerken, aber auch kleineren Speicherstaubecken der Fall ist – wurde für den oberen Damm der Name des dazugehörigen Kraftwerks vergeben. Die Staubecken der Pumpspeicherkraftwerke wurden zur besseren Übersicht mit Seehöhenangabe im KML - File vermerkt.

Staflächenbestimmung

Der Oberflächeninhalt des bis zum Stauziel angestauten Wassers dient zur Berechnung der Schwerpunktshöhe und des Absenkziels bei Speicherseen. Bei schwelfähigen Laufwasserkraftwerken dient sie darüber hinaus der Bestimmung des Nutzvolumens in Abhängigkeit von der gewählten Standardschwelltiefe. Bis auf Laufwasserkraftwerke mit extrem kleiner Stafläche werden in HiREPS alle Kraftwerke schwelfähig modelliert, weshalb für jede Stauhaltung die Fläche ermittelt wurde.

In einer Internet Recherche findet man meist die Staflächen der größeren Speicherseen. Für viele kleinere Staubecken und natürlicherweise auch der Stauhaltung vor Laufwasserkraftwerken sind kaum Staflächen in der Literatur zu finden. Eine gute Abschätzung kann über Satellitenbilder mit der Polygon-Flächenberechnung von Google Earth Pro erzielt werden. Anders als für Flusskraftwerke, bei denen sich die Ermittlung der Stafläche etwas schwieriger gestaltet, ist für Speicherseen die Staubegrenzung eindeutig auf Satellitenbildern zu erkennen und zu bestimmen. Abbildung 36 zeigt einen Satellitenbildausschnitt von der Ermittlung der Stafläche des Laufwasserkraftwerks Müden an der Mosel.

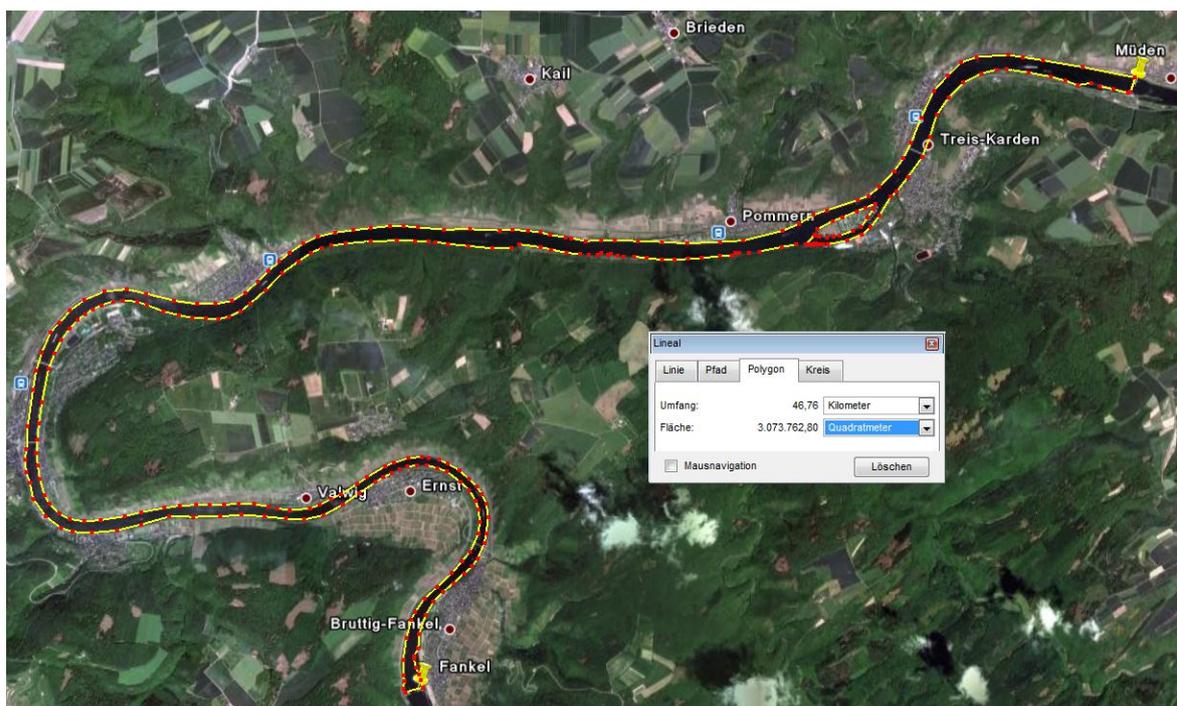


Abbildung 36: Google Maps Ausschnitt Stauhaltung des Kraftwerks Müden an der Mosel

5.2.4 Abflusszeitreihen

Mit dem Modell werden die Jahre 2003 bis 2009 simuliert. Um das Energiedargebot über die Zeit bestimmen zu können, sind Messreihen des aktuellen Wasserdargebots für diesen Zeitraum und für jeden Staudamm zu bestimmen. Benötigt werden stündliche Messserien, um den Wassermengenverlauf so genau wie möglich simulieren zu können.

Datenbeschaffung

In Deutschland gibt es keine zentrale Verwaltungsstelle für alle erforderlichen Datensätze. Überregional wichtige Messstellen werden größtenteils von der Bundesanstalt für Gewässerkunde betrieben und verwaltet. Pegel an Schifffahrtsstraßen werden von der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes betreut. Vereinzelt werden Messstationen von Kraftwerksbetreibern selbst verwaltet. Die verbleibenden Stationen stehen unter Obhut der jeweiligen Landesämter für Umwelt. Für Grenzflüsse wurden zusätzlich Daten von Messeinrichtungen der Nachbarländer zusammengetragen

Messstationsauswahl

Wasserpegeldata werden an geologisch und hydrologisch wichtigen Punkten aufgenommen und dienen vielerlei Fachsparten wie Schifffahrt, Agrarwissenschaft, Trinkwasserversorgung und Hochwasserschutz. Verschiedenste Parameter werden in unterschiedlichen Messverfahren von den Messstationen aufgezeichnet. Der Wasserstand in m.ü.NN zählt dabei zu den häufigsten. Im Allgemeinen wird die Durchflussmenge sehr oft mittels einer Kombination aus Wasserstand, Fließgeschwindigkeit und Flussquerschnitt gewonnen. [STRO06] Messpegelbetreiber nehmen diese Daten nur an dafür geeigneten Stellen auf, womit der Abflusswert nicht überall bestimmt werden kann. Obwohl das gesamte deutsche Pegelwesen rund 3450 hydrologische Messstationen umfasst, existiert somit nicht für jedes Kraftwerk bzw. Staudamm eine eigene Messeinrichtung und/oder die benötigte Wasserabflussmessreihe.

Kraftwerksbetreiber können zwar auf Grund der erzeugten Energie die Durchflussmengen der Turbinen errechnen, welche jedoch nicht zwingend mit dem realen Abfluss in Zusammenhang stehen muss. Oft wird Wasser über Wehre, Schleusen oder Kanäle an den Turbinen vorbeigeleitet, womit der reale Durchfluss nicht über diesen Zusammenhang in jedem Fall exakt hergeleitet werden kann.

Als Grundlage der Wassermengen-Berechnung werden alle verfügbaren Messstationen mit Abflusszeitreihen für alle relevanten Bereiche der Hauptflüsse und deren Zuflüsse recherchiert.

Auch für Pumpspeicherbecken gibt es teilweise natürliche Zuflüsse, weshalb auch Speicherseezuflüsse beachtet werden müssen. Betreffende sind in Tabelle 7 mit „PM“

gekennzeichnet. Alle anderen – mit „PO“ gekennzeichnet – besitzen keine natürlichen Zuflüsse.

Kraftwerk	Typ		Kraftwerk	Typ
Bleiloch	PM		Niederwartha	PO
Erzhausen	PO		Tanzmühle	PO
Geesthacht	PO		Reisach - Rabenleite	PO
Glerns	PO		Rönkhausen	PO
Goldisthal	PO		Säckingen	PM
Happurg	PO		Schwarzenbachwerk	PM
Häusern	PM		Sorpekraftwerk	PM
Hohenwarte I	PM		Waldeck I	PO
Hohenwarte II	PO		Waldeck II	PO
Koepchenwerk Herdecke	PO		Waldshut	PM
Langenprozelten	PO		Wher	PO
Leitzachwerk I	PM		Wendefurth	PO
Leitzachwerk II	PM		Witznau	PM
Markersbach	PO		Vianden (Luxemburg)	PO

Tabelle 7: Pumpspeicher mit (PM) und ohne (PO) natürlichen Zufluss [GIES09]

Datenaufbereitung

Da für einige benötigte Messpegel keine hochauflösenden Zeitreihen existieren oder nicht erhältlich sind, werden dem Modell als Input Tagesmittelwertzeitreihen zur Verfügung gestellt. Mittels Interpolation wird ein stündliches Zeitmuster daraus erstellt.

Um die sehr umfangreichen und zeitlich sehr unterschiedlich aufgelösten Zeitreihen auf Tagesmittelwerte umzulegen, wurden eigene Excel-Makros programmiert (Beispielmakro: siehe Anhang). Acht zu geben war ebenfalls auf lücken- und/oder fehlerhafte Zeitreihen.

Prinzipielle Vorgehensweisen, wie die verschiedenen Messpegel zu Abflusszeitreihen für einzelne Staubecken kombiniert werden können, richten sich nach hydrologischen und elektrotechnischen Rahmenbedingungen. Einerseits kann das Verhältnis der Einzugsgebiete (das Gebiet aus dem ein Flusssystem seinen Wasserabfluss bezieht) zur Aufteilung herangezogen werden. Eine weitere Methode besteht darin, die Differenz zweier Abflusspegel an einem Fluss passend auf die dazwischen liegenden Kraftwerke aufzuteilen. Wenn weder über die Einzugsgebiete noch über die Differenzmethode die Zuteilung der einzelnen Abflussreihen geschehen kann, muss ein im Flusslauf nahe liegender Pegel mit einem Skalierungsfaktor angepasst werden. Dieser Faktor wird mittels einer nicht linearen Näherung so errechnet, dass sich über die skalierte Durchflusszeitreihe und der zusammenhängenden erzeugten Leistung das gewünschte Regelarbeitsvermögen einstellt.

6 Simulationen und Analysen

In diesem Kapitel werden einzelne Simulationen mit dem aufgebauten Modell präsentiert. Einzelne Kraftwerke, Regionen oder das gesamte aufgenommene Gebiet können in verschiedenen Zeitabschnitten bearbeitet und betrachtet werden. Es wird zwischen der EEX-Simulation und der Schwellbetrieb-Simulation unterschieden.

6.1 EEX - Simulation

Bei der EEX-Simulation wird die Wasserkraftwerkseinsatzoptimierung in Kombination mit einem exogen vorgegebenen Energiepreis durchgeführt. Dazu werden Daten der EEX (European Energy Exchange) – der wichtigsten Energiebörse Kontinentaleuropas – der letzten Jahre verwendet. Abbildung 38 zeigt die Jahresübersicht des EEX-Preises für die Beispiel-Periode 2007.

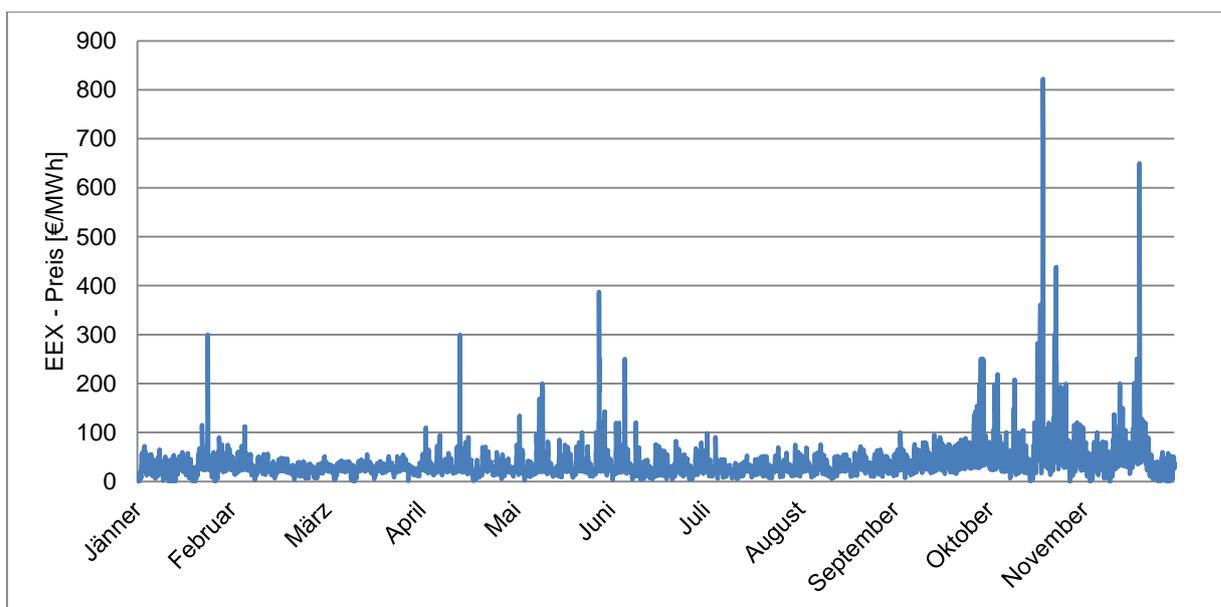


Abbildung 38: Jahresübersicht EEX-Preis 2007

In dieser Betriebsform ist es möglich, Simulationen durchzuführen, bei denen grundlegende Betriebsdetails der Kraftwerke analysiert werden können. Ein großer Vorteil daran ist, dass das Modell schrittweise in Betrieb genommen werden kann, anfängliche Fehler in den Datensätzen ermittelt und anschließend korrigiert werden können, bevor umfangreichere Durchgänge und Analysen vorgenommen werden. So wurden durch mehrere Durchläufe kurzer Zeitabschnitte und einer kleinen Anzahl an Iterationsschritten zum Erreichen des Simulationsergebnisses zunächst Inkonsistenzen in den Wassermengentabellen korrigiert.

Da die umfangreiche Literaturrecherche für die Kraftwerke und Stauseen in vielen verschiedenen, wenn auch seriösen Quellen oft widersprüchliche Daten hervorbringt, wurden

durch diese erste Simulationsphase alle errechneten Daten einem Plausibilitätscheck unterzogen. Durch Auswertungen der erzeugten Jahresenergiemengen und Vergleiche mit Angaben der Energieerzeugungsdaten der deutschen AG Energiebilanzen [EBDE12] wurde das vom Modell errechnete Regelarbeitsvermögen plausibilisiert. Aus dem Rahmen fallende oder fehlerhafte Werte einzelner Kraftwerke wurden somit erkannt und gegebenenfalls mit erweiterter Literatur erneut abgeglichen.

Tabelle 8 zeigt das simulierte Regelarbeitsvermögen und die Abweichung zu den Daten der AGEB für die Jahre 2003 bis 2009.

Jahr	AGEB DATEN [TWh]	RAV simuliert [TWh]	Abweichung [TWh]	Abweichung [%]
2003	17.7	16.78	-0.92	-5.21
2004	19.9	18.69	-1.21	-6.10
2005	19.6	18.65	-0.95	-4.85
2006	20	19.27	-0.73	-3.67
2007	21.2	19.89	-1.31	-6.20
2008	20.4	19.76	-0.64	-3.16
2009	19.1	19.94	0.84	4.38

Tabelle 8: Simuliertes Regelarbeitsvermögen im Vergleich

Es zeigt sich eine Abweichung, die zwischen rund 3% und 6% liegt. Dies begründet sich – neben kleinen Anteilen an Abstraktions- und Rechenungenauigkeiten – dadurch, dass bei den Zahlen der AGEB die Werte der gesamten Wasserkraft Deutschlands angegeben sind.

Abbildung 39 zeigt die Abweichungen der Jahreswassermengen der Simulationsjahre.

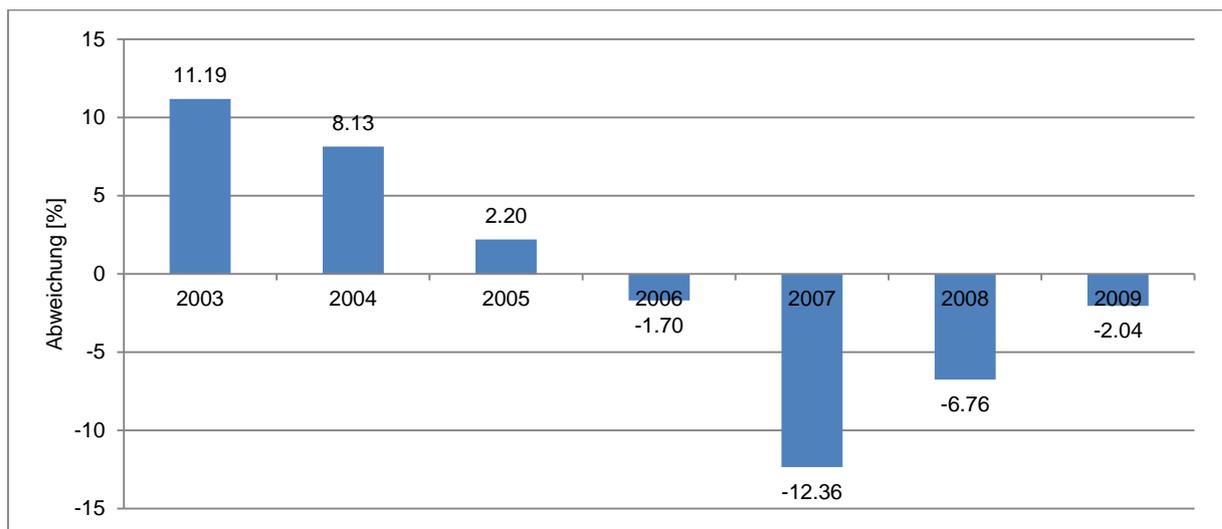


Abbildung 39: Abweichung der Jahreswassermenge

Dies stellt eine Möglichkeit zur Kontrolle der Korrektheit der berechneten Wasserzuflussmengen dar. Die simulierte Jahreswassermenge einzelner Kraftwerke wird mit der Jahreswassermenge der passenden Pegelmessstelle verglichen. Ausgewählt und ausgewertet wurden dazu nur die Daten derer Kraftwerke, die direkt bei Abflussmesspegeln liegen. Diagramm 39 zeigt die mittlere Gesamtabweichung aller einfließenden Stellen.

Im Anschluss werden exemplarisch die Betriebsdetails des größten Pumpspeicherkraftwerks Deutschlands Goldisthal und des Laufwasserkraftwerks Trier an der Mosel dargebracht um einen ersten Einblick in die Simulationen zu geben.

6.1.1 Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal

Das 2003 in Betrieb genommene PSW Goldisthal ist mit einer Turbinenleistung von 1060 MW das größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands und eines der größten Europas. Es liegt im Thüringer Schiefergebirge am Oberlauf der Schwarza. Abbildung 40 zeigt einen Sattelitenbildausschnitt, auf dem das Oberbecken Großer Farmdenkopf – ein künstlich angelegtes Becken – und das Unterbecken die Talsperre der Schwarza zu sehen ist.



Abbildung 40: Ausschnitt: Google Earth - PSW Goldisthal

Der Druckstollen verläuft unterirdisch bis zur tief im Berg gelegenen Maschinen-Kaverne und ist durch die orange Linie skizziert. In der Kaverne befinden sich 4 Francisturbinen. Zwei der Turbinensätze können drehzahlvariabel betrieben und somit optimal auf vorliegende Verhältnisse angepasst werden.

Das Unterbecken ist der aufgestaute Bereich der Schwarza, einem kleinen Zufluss der Saale. Der Zufluss beträgt jahresgemittelt $4.7 \text{ m}^3/\text{s}$ und hat somit keinen großen Einfluss auf das Speicherbecken, das eine Oberfläche von 2.16 km^2 und einem Gesamtvolumen von 18.9 Mio. m^3 aufweist. Das Oberbecken besitzt keinen bedeutenden natürlichen Zufluss. Das Nutzspeichervolumen von 12 Mio m^3 wird, bis auf den geringen Zufluss durch Niederschlag auf die direkte Wasseroberfläche, vollständig mit Wasser aus dem Unterbecken gefüllt.

Aus dem Diagramm in Abbildung 41 sind beispielhafte Zeitverläufe von Pump- und Turbinenbetrieb gegenüber dem Energiepreis zu erkennen. Zur besseren Darstellbarkeit wurde der Zeitraum von Mittwoch, den 13.06.2007, bis Mittwoch, den 20.06.2007, ausgewählt.

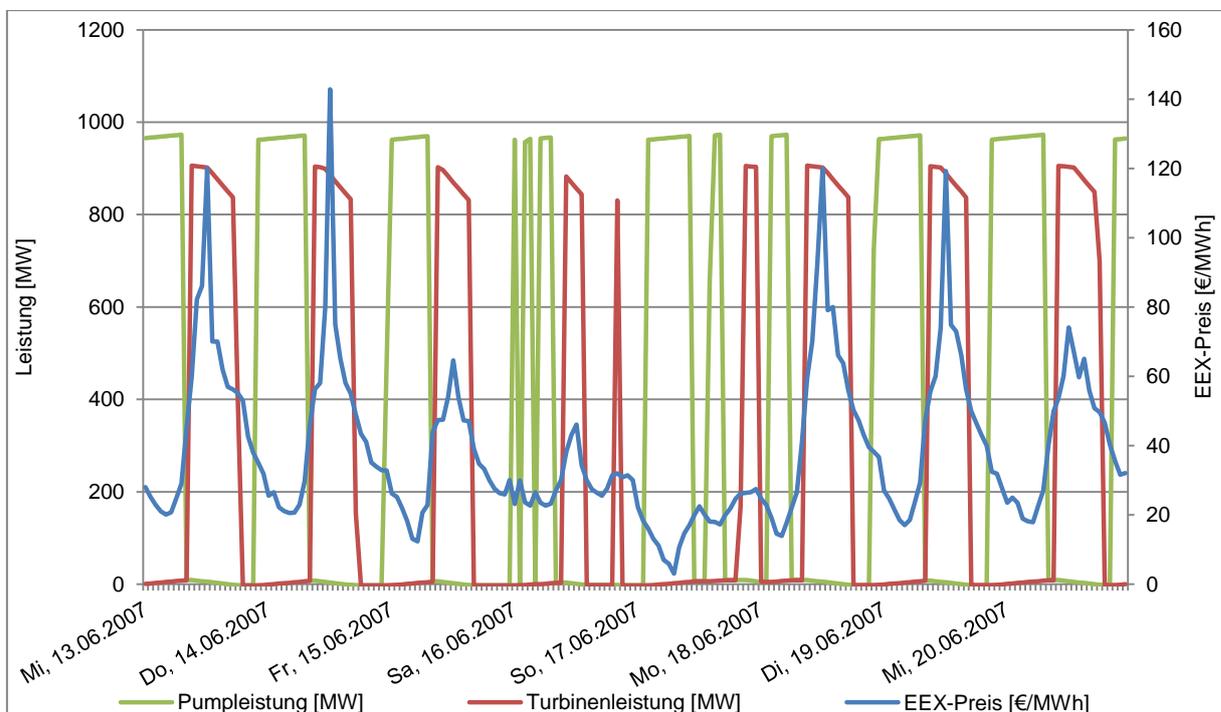


Abbildung 41: Turbinenaktivität PSW Goldisthal und EEX – Preis (Juniwoche 2007)

In Perioden mit niedrigem Strompreis, also zu Schwachlastzeiten, wird Wasser in das Oberbecken gepumpt, um dann zu Starklastzeiten in das Unterbecken zurück abgearbeitet zu werden. Des Weiteren ist die erwartete Regelmäßigkeit zu erkennen, dass meistens über Nacht und am Wochenende gepumpt wird.

Eine Gegenüberstellung der Pump- und Turbinenaktivität mit dem resultierenden Erlös ist in Abbildung 42 zu sehen. Die gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert des Erlös über den Zeitraum und liegt bei rund 9000€.

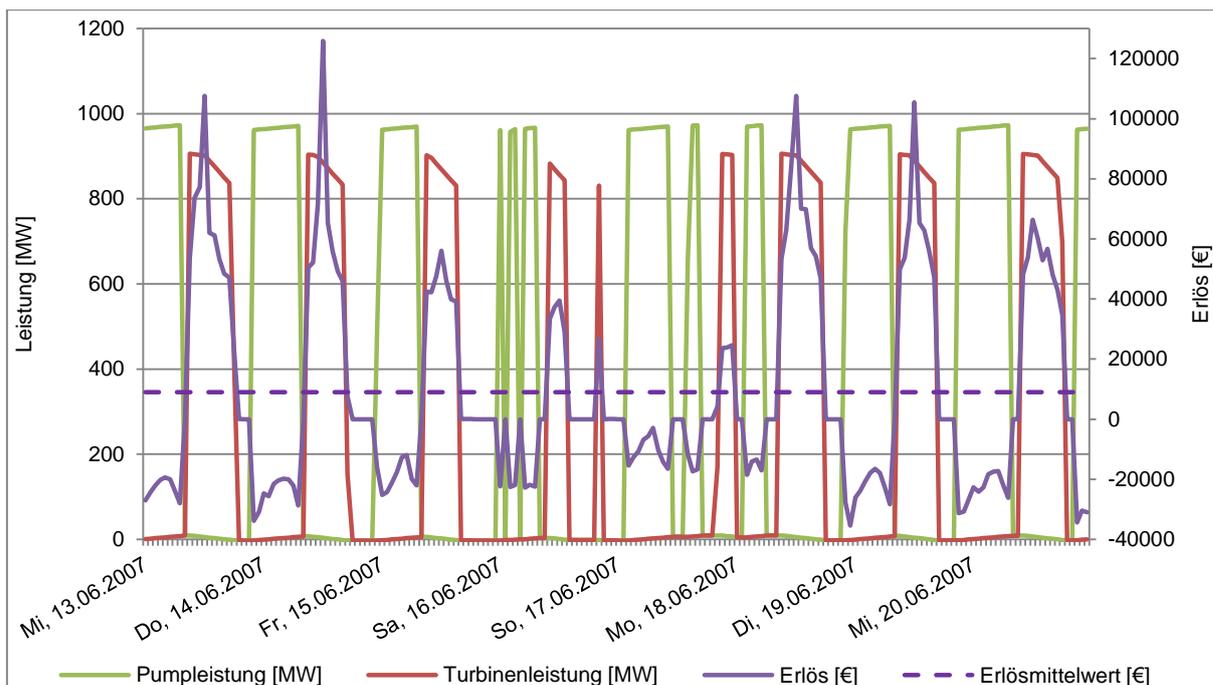


Abbildung 42: Turbinenaktivität PSW Goldisthal mit Erlösgegenüberstellung

Die Leistungsaktivitäten sind vom Strompreis abhängig, somit schwankt damit auch der Pegel des Oberbeckens. In Abbildung 43 zeigen sich die Grenzen der Schwankungen zwischen dem Maximalstau (874 m.ü.NN) und knapp 850 m.ü.NN (erlaubtes Absenckziel) zu Zeiten starker Wasserabarbeitung über die Turbinen.

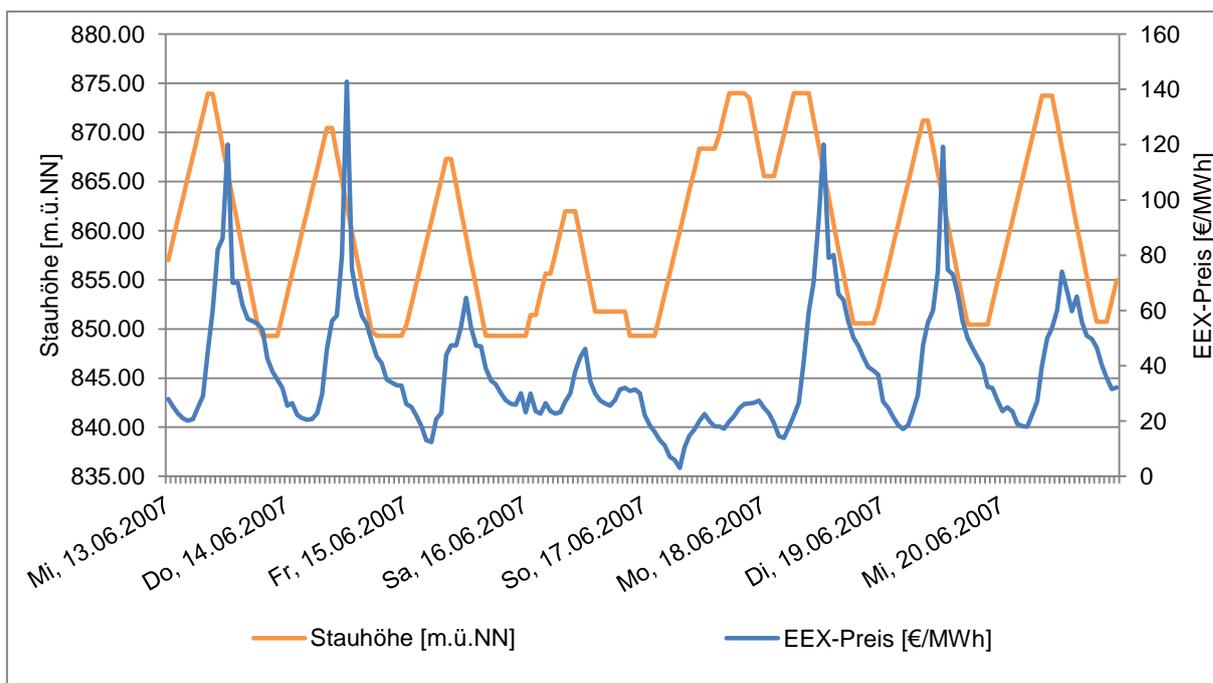


Abbildung 43: Stauhöhe Großer Farmdenkopf und EEX - Preis

6.1.2 Laufwasserkraftwerk Trier an der Mosel

Als repräsentatives Beispiel für die Simulation von Laufwasserkraftwerken wird das Wasserkraftwerk Trier an der Mosel untersucht. Insgesamt befinden sich 17 Staustufen an der Mosel: zehn davon auf deutschem Hoheitsgebiet, zwei in Luxemburg und fünf in Frankreich. Alle Anlagen werden zentral über eine Warte der RWE Power AG in Fankel (DE) gesteuert.

Das Kraftwerk Trier liegt an der 10. Staustufe und ist das erste, nachdem die Mosel die luxemburgisch-deutsche Grenze überschreitet. So wie auch alle anderen deutschen Moselkraftwerke ist es für einen Ausbaudurchfluss von $400 \text{ m}^3/\text{s}$ ausgelegt. Mit einer Ausbaufallhöhe von 7.2 m wird eine Leistung von 23 MW erzeugt. Das Regelarbeitsvermögen beläuft sich auf rund 82 GWh/a .

Die Mosel ist ein Fluss mit jahreszeitlich stark unausgeglichenen Wasserabflüssen. Abbildung 44 zeigt die Verteilung der Wasserführung der Staustufe Trier des Jahres 2008.

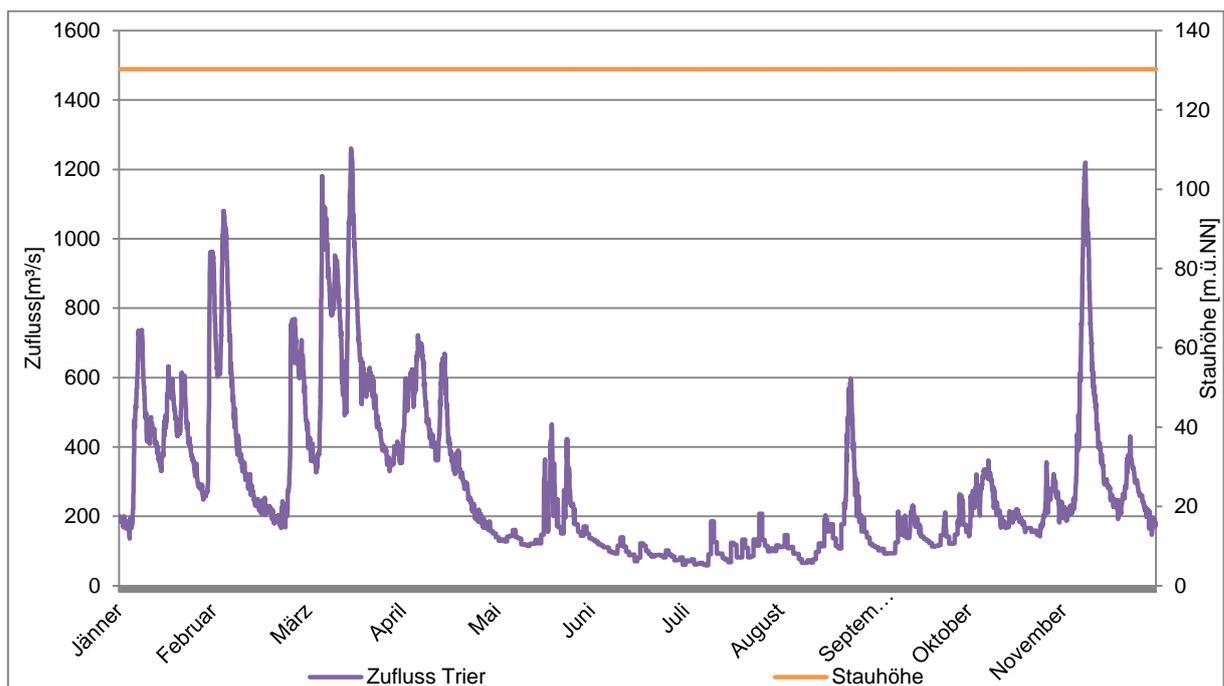


Abbildung 44: Stauhöhe und Zufluss Staustufe Trier im Jahr 2008

Hohe Abflüsse finden sich über die Wintermonate, während im Sommer üblicherweise meist Niedrigwasserperioden vorherrschen. Zusätzlich ist in Orange die Stauhöhenlinie eingezeichnet. Trotz Wassermengenschwankungen wird das Stauziel gehalten.

Eine Gegenüberstellung der Leistung des Kraftwerks Trier mit dem EEX - Preis ist in

Abbildung 45a) zu sehen. Der dazugehörige Wassermengenzufluss ist in Abbildung 45b) abgebildet und komplettiert die Übersicht zu dem beispielhaften Laufwasserkraftwerksverhalten.

Je nach Wasserdargebot und Strompreis schwankt die erzeugte Leistung. Deutlich zu erkennen ist das Halten der Ausbauleistung bei Wasserüberfluss – zu sehen ab Dienstag den 11.03.

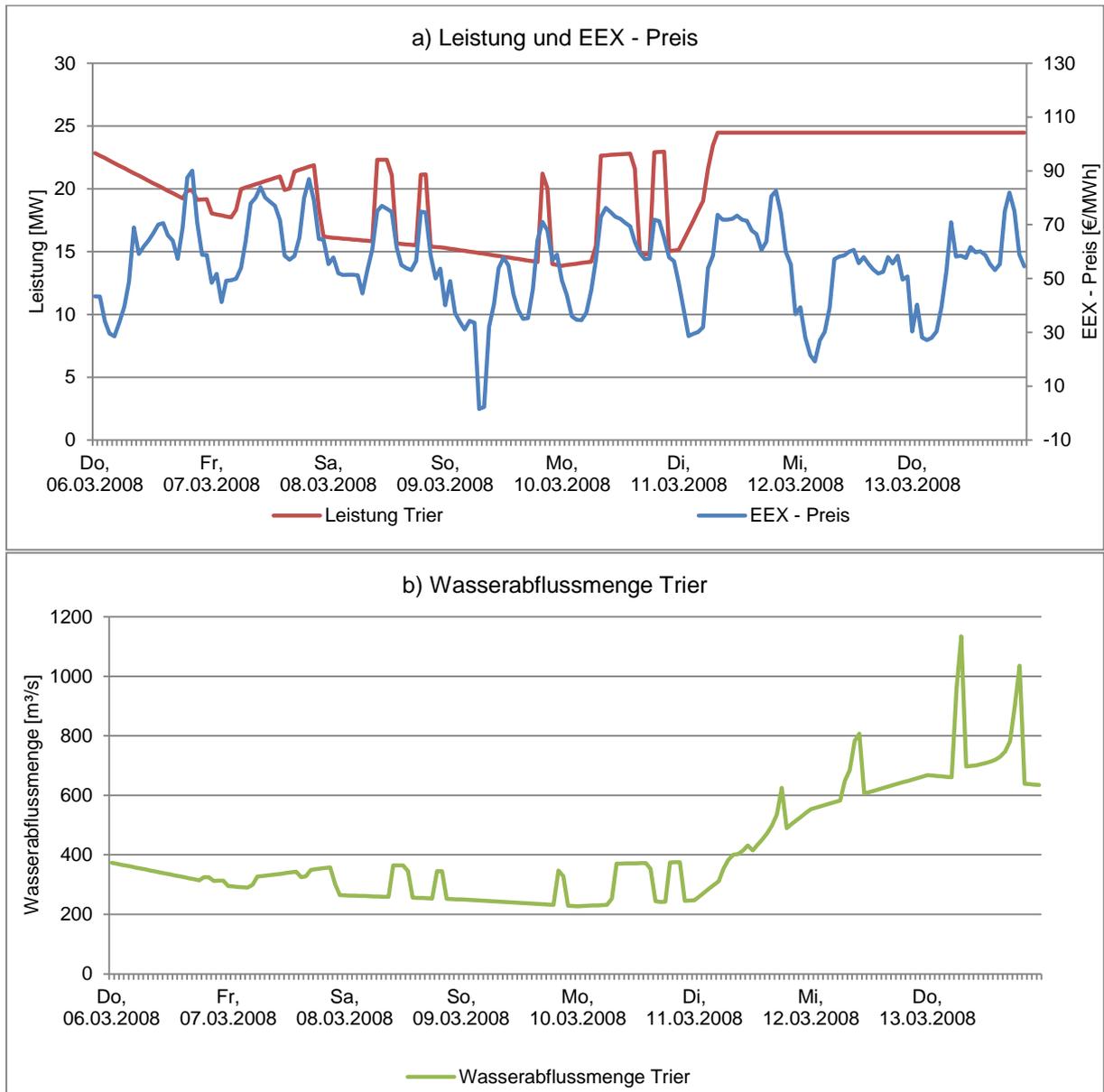


Abbildung 45: EEX – Preis, Leistung und Wasserabflussmenge Staustufe Trier Märzwoche 2008

6.2 Schwellbetrieb - Simulation

Das Wasserabflussregime wird durch den Schwellbetrieb stark verändert. Die ständige Abwechslung zwischen Schwall (großer Abfluss) und Sunk (kleiner Abfluss) erzeugt unnatürliche, wechselnde Wasserabflussmengen, die negative Auswirkungen auf die Gewässerökologie mit sich bringen. Je größer die Schwellerlaubnis ist, desto ausgeprägter ergeben sich die negativen Umwelteinflüsse. Obwohl – eben aus diesen Gründen – ein Schwellbetrieb wasserrechtlich an vielen Standorten nicht erlaubt ist, soll prinzipiell untersucht werden, ob das Schwellen der Laufwasserkraftwerke durch den inhärenten Speichereffekt einen signifikanten Beitrag zur Stabilisierung des Stromsystems leisten könnte. Durch den entstehenden Spielraum an Speichervolumen wird versucht, die Arbeit der Wasserkraftwerke vom Grundlast- in den Spitzenlastbereich zu verschieben.

Gezeigt wird die Analyse des Schwellbetriebs der Kraftwerkskette am Lech. Beobachtet werden dabei die Veränderung der Wassermengen und die sich daraus ergebende Größen – die Stauhöhen bzw. Fallhöhen, die Leistung, das Regelarbeitsvermögen und der finanzielle Kraftwerksumsatz. Variabler Parameter ist dabei die maximal erlaubte Schwelltiefe, die in vier unterschiedlichen Simulationsläufen schrittweise variiert wurde. Er gibt an, wie weit der Wasserpegel an der Staumauer unter das Stauziel abgesenkt werden darf.

Abschließend werden die Auswirkungen eines vollständigen Schwellbetriebs aller großen deutschen Laufwasserkraftwerke zusammengefasst dargestellt.

6.2.1 Kraftwerkskette Lech

Der Lech entspringt in den Tiroler Alpen und hat demnach Gebirgsflusscharakter. Der Wasserabfluss ist stark von der Jahreszeit abhängig. Während in den Wintermonaten der Niederschlag in Form von Schnee zurückgehalten wird, kommt es zu Zeiten der Schneeschmelze zu recht großen Abflussmengen. Durchschnittlich fallen rund $\frac{3}{4}$ der Jahreswasserfracht auf die späteren Frühlings- und Sommermonate. Abbildung 46 zeigt die Abflusscharakteristik der untersuchten Schwellkette vom Jahr 2008. Bis auf den Zufluss der Wertach bei Augsburg fallen andere Wasserzufuhren eher gering aus und haben keinen verlaufsprägenden Charakter.

Insgesamt 30 Anlagen liegen am Lech (Übersicht Lechkraftwerke siehe Anhang). Die Ausbaufallhöhen und Ausbauleistungen liegen bis auf Roßhaupten (~35m / 45MW), Dornau (~27m / 24MW), Prem (~15m / 19 MW) und Kaufering (13.5m / 17MW) alle zwischen 6m und 10m bzw zwischen 7 und 12 MW.

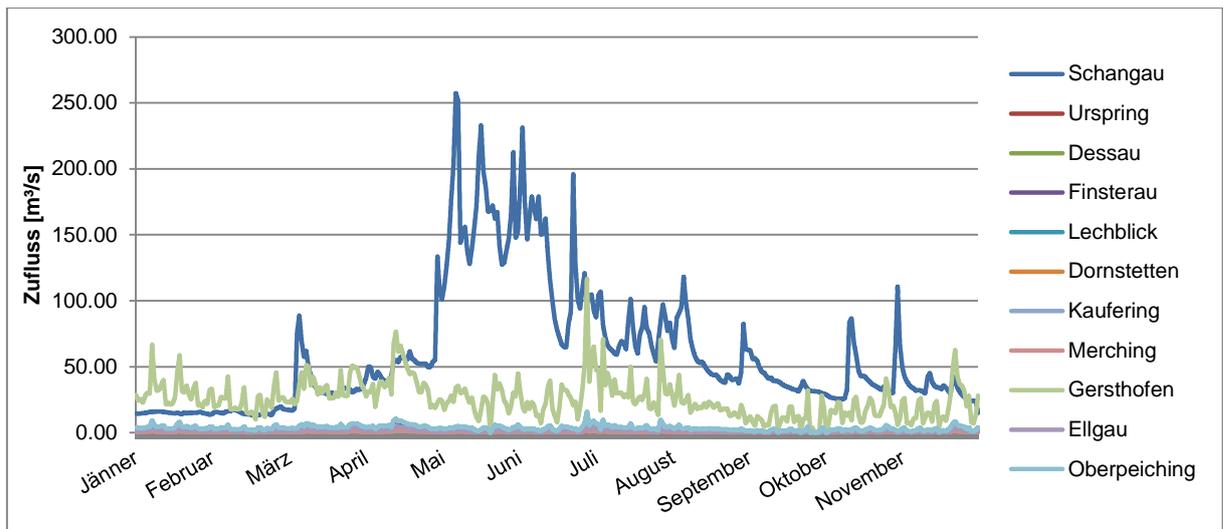


Abbildung 46: Abflusscharakteristik Lech 2008

Nach einer ersten kleinen Kraftwerksstufe bei Schangau liegt der Jahresspeicher Forggensee mit der dazugehörigen Kraftwerksanlage Roßhaupten in der Kraftwerkskette. An der Abbildung 47, die den Stauhöhenverlauf des Forggensee im Beispieljahr 2008 zeigt kann man die Jahresspeicherfunktion erkennen. Im Frühling wird der See geleert um die erhöhten Abflüsse über die Sommermonate aufnehmen und speichern zu können.

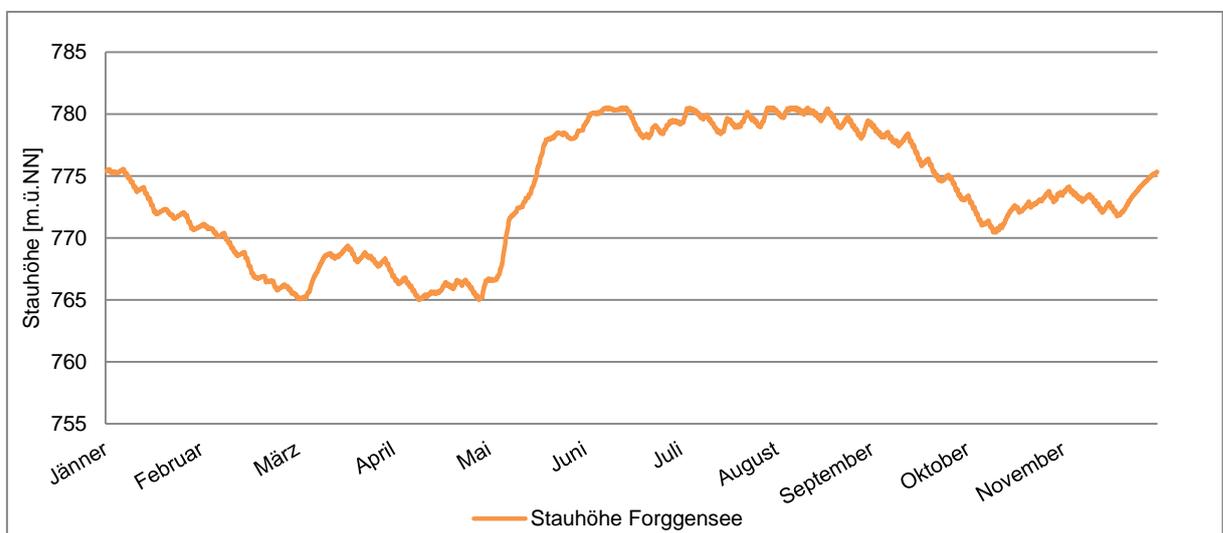


Abbildung 47: Stauhöhenverlauf Forggensee 2008

Der Forggensee dient als so genannter Kopfspeicher für die flussabwärts liegende Kraftwerkskette. Seine Fahrweise hat erheblichen Einfluss auf die Schwellkette und bildet den ersten Schritt der Analyse.

Kopfspeicheranalyse

Abbildung 48 zeigt die Analyse des Forggensees für verschiedene Schwelltiefen für eine Augustwoche in 2008. Die schwarze Linienführung zeigt den Referenzlauf mit 0m Schwelltiefe an.

In Diagramm 48a) sind die turbinieren Wasserabgabemengen bei verschiedenen Schwelltiefen dem EEX – Preis gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass sich durch erhöhte Schwelltiefenerlaubnis erhöhte Wasserabgabemengen zu Peak - Strompreisen ereignen.

Grafik 48b) zeigt die zum Zeitabschnitt passenden Verläufe der Stauhöhe und für den Stausee prägenden Wasserzufluss am oberen Ende der Schwellkette. Insgesamt wird das gleiche Wasservolumen bei unterschiedlichen Schwelltiefen abgelassen jedoch zu anderen Zeiten bzw. mit anderen Flankensteigungen.

Obwohl das Speicherkraftwerk Roßhaupten prinzipiell seinen Wasserstand bis zu seinem erlaubten Absenkziel von 765 m Seehöhe reduzieren könnte ist es für die gesamte Erzeugung der Schwellkette optimaler den gezeigten Verlauf zu fahren. Der grundlegende Unterschied zwischen den Stauhöhenverläufen der verschiedenen Schwelltiefen rührt daher, dass sich im weiteren Schwellkettenverlauf je nach Tiefenerlaubnis unterschiedliche Wasserüberschussmengen (Wasservolumina die Kraftwerksanlagen durch- oder überfließen ohne Strom zu erzeugen) ergeben. Abbildung 48 c) zeigt den gut vergleichbaren Parameter der Summe aller Überflüsse der nach Roßhaupten liegenden Schwellkettenanlagen. Es ist ersichtlich, dass die durch das Schwellen ermöglichte, flexiblere Verteilung der Wasservolumina und die gewonnene Speicherfähigkeit der unteren Kraftwerke trotz erhöhter Wasserabgabe des Kopfspeichers allgemein zu geringeren Wasserüberflüssen führt.

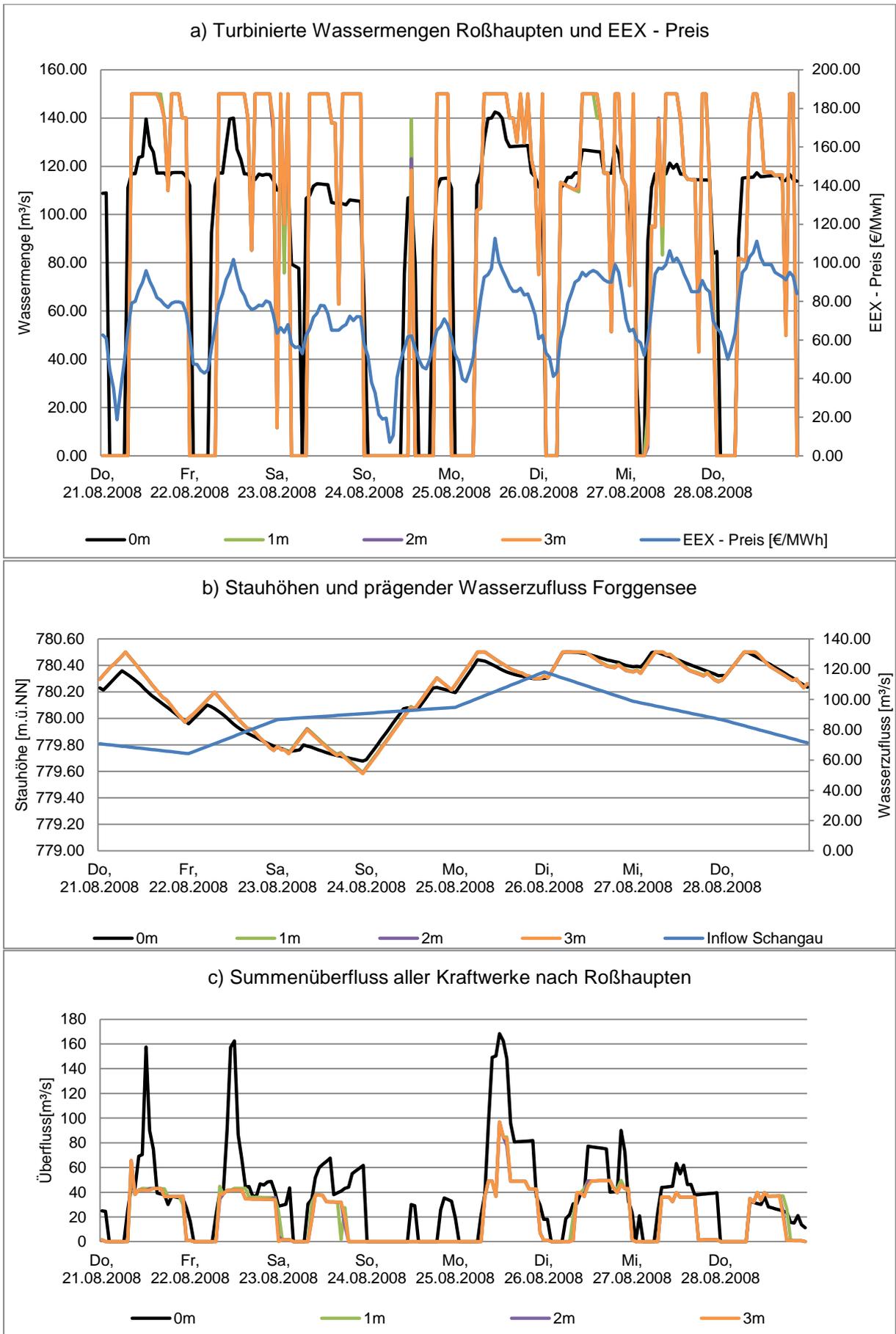


Abbildung 48: Analyse des Kopfspeichers bei verschiedenen Schwelltiefen (Augustwoche 2008)

Wassermengenvergleiche

In folgendem Diagramm (Abbildung 49) werden die Wasserabgabemengen mehrerer Kraftwerke bei 0m und 3 m Schwellentiefenerlaubnis verglichen. Für die bestmögliche Übersicht wurden dazu die Staustufen Nummer 2 (Roßhaupten), 9 (Sperber), 16 (Pitzling), 23 (Merching) und 30 (Feldheim) ausgewählt.

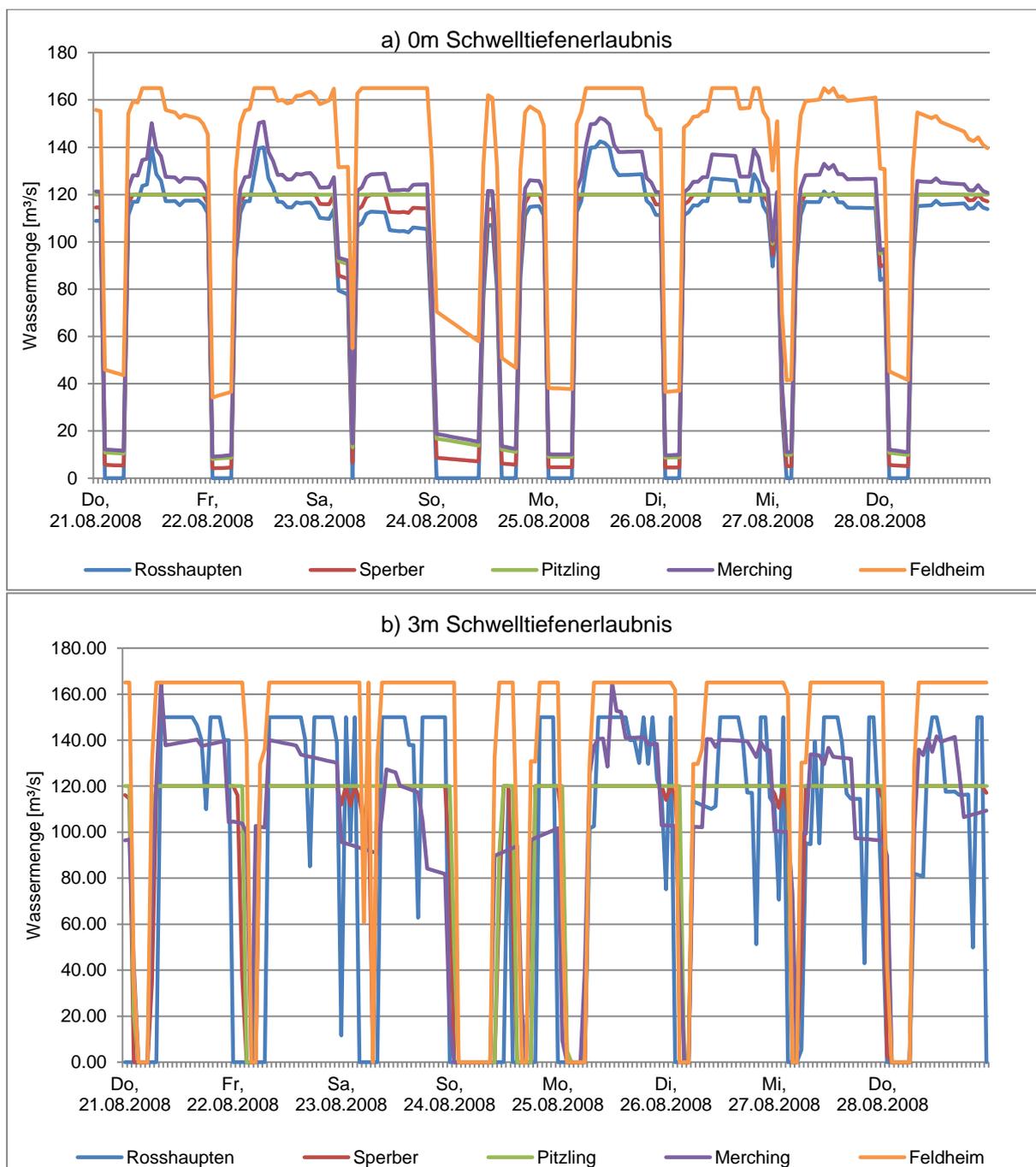


Abbildung 49: Turbinerte Wassermengen bei 0m und 3m Schwellentiefenerlaubnis (Augustwoche 2008)

Der Vergleich zeigt, dass sich zu Stunden des Peak – Preises auch eine höhere und konstantere von den Turbinen abgearbeitete Wasserabgabemenge einstellt. Dies ist durch Einsparungen der Abgabemengen zu Zeiten niedriger Strompreise möglich.

Summenanalysen der Kraftwerkskette

Aus Abbildung 50 ist das Auf – und Abschwelen der Stauseen sehr gut zu erkennen. Dargestellt ist eine Aufsummierung aller Fallhöhen der gesamten Lechanlagen über die Zeit. Die schwarze Linie gibt wiederum den Referenzlauf mit 0m Schwelltiefe an, bei dem naturgemäß jede Anlage sein Stauziel hält und die Summenfallhöhe somit über die Zeit konstant ist. Durch die Gegenüberstellung mit dem Strompreis ist zu sehen, dass die Fallhöhe hauptsächlich in den Randstunden der Preisspitzen einbricht. Zu Zeiten mit vergleichsweise hohen EEX – Preisen ergeben sich somit auch mehrheitlich größere Fallhöhen. Die Fallhöhe ist durch die Schwellkettenregelung im zeitlichen Durchschnitt um 1.45% bei 1m, 1.78% bei 2m und 1.88% bei 3m reduziert. Die maximalen Abweichungen belaufen sich auf 13.9m (8.5%) bei 1m, 21.5m (13%) bei 2m und 23.5m (14.3%) bei 3m Schwelltiefenerlaubnis.

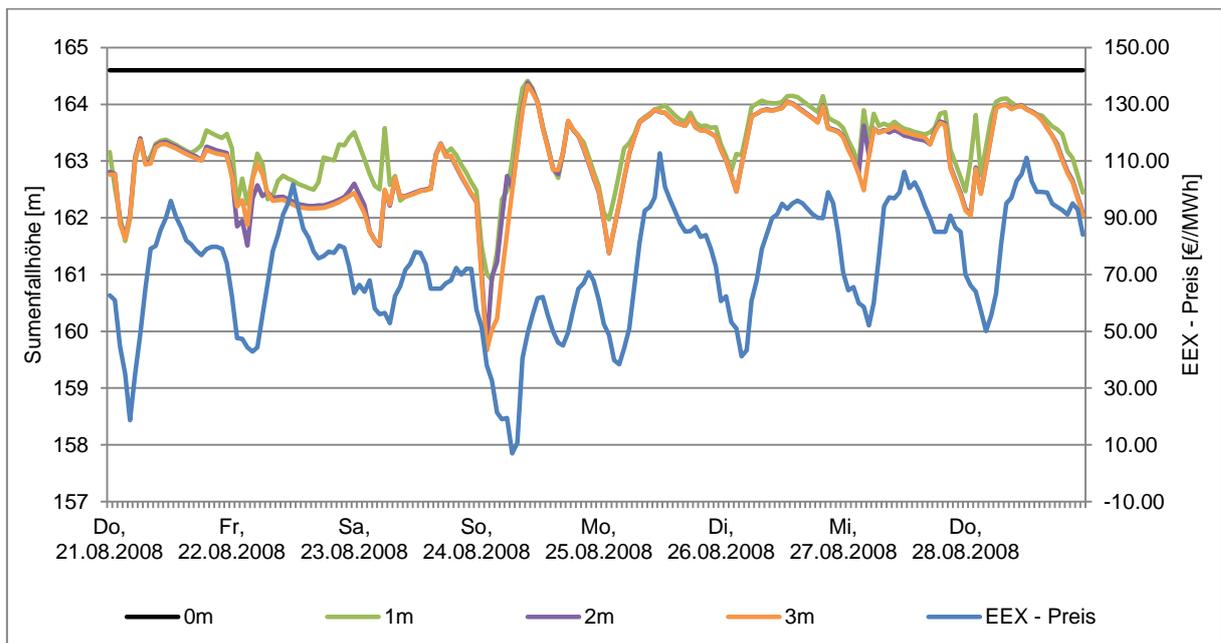


Abbildung 50: Summenfallhöhe der Lechschwellkette bei verschiedenen Schwelltiefen (Augustwoche 2008)

Zusammengefasst wird durch die sinkenden Fallhöhen das Regelarbeitsvermögen tendenziell verringert. Dem entgegen wirken sinkende Wasserüberflüsse und die erhöhte Leistung zu Stunden teurerer Preise. Abbildung 51 zeigt abschließend mittels einer Summenleistungszeitserie aller Lechanlagen die erhöhte Spitzenstromerzeugung bei Vergrößern der erlaubten Schwelltiefe.

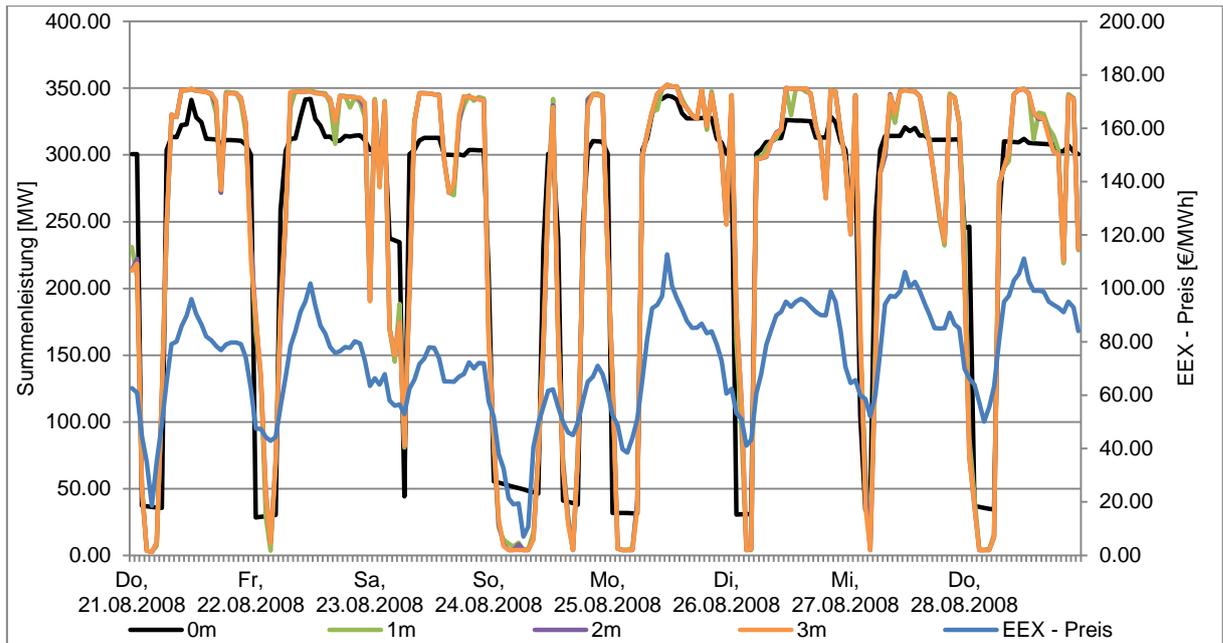


Abbildung 51: Summenleistungszeitserie der Lechschwelle für verschiedene Schwelltiefen (Augustwoche 2008)

Erlös und Regelarbeitsvermögen der Kraftwerkskette

Mit der Veränderung Leistungsabgabe geht naturgemäß eine Änderung des Regelarbeitsvermögens einher. Durch die Fallhöhen einbußen entsteht prinzipiell meist ein etwas geringeres RAV. Positive Auswirkungen des Schwellbetriebs zeigen sich in der Erhöhung des Erlöses des Wasserkraftwerksparks, die durch die vermehrte und konstantere Erzeugung in Zeitabschnitten hoher Strompreise begründet ist.

Für den konkreten Fall der Lechkette zeigt Abbildung 52 die Übersicht dieser Änderungen bei unterschiedlichen Schwelltiefen.

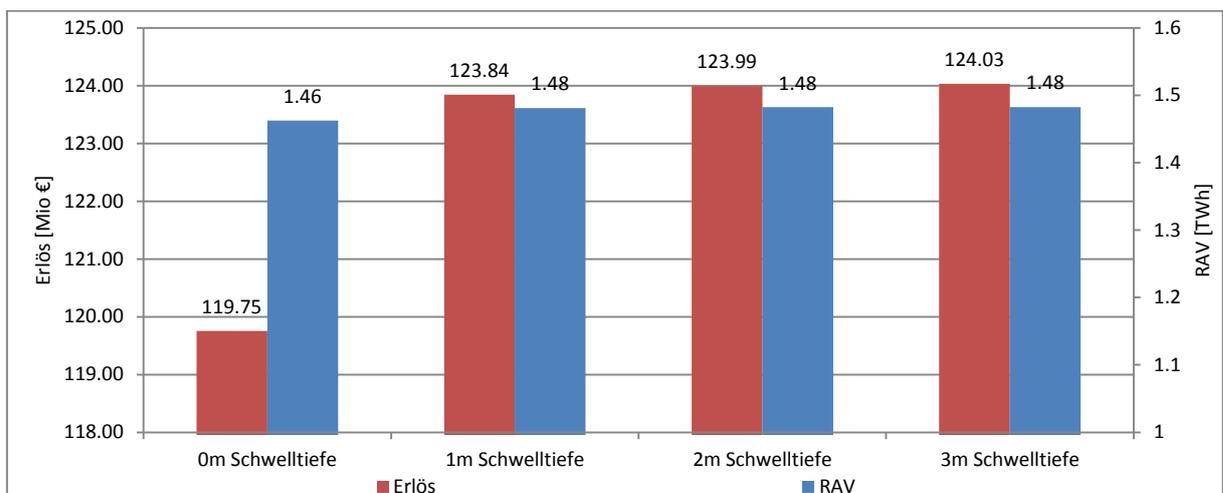


Abbildung 52: Erzeugungserlös und RAV der Lechkraftwerke bei verschiedenen Schwelltiefen

Durch Optimierung der Kraftwerkskette mit Schwellbetriebserlaubnis ergab sich eine leichte Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um 20 GWh (+1.3%). Der Erlös steigerte sich um 4.3 Mio € (+3.6%). Während die Änderung von 0m auf 1m sehr markante Verbesserungen mit sich bringt, können mit der weiteren Erhöhung der Schwelltiefe nur leichte Nutzungssteigerungen erzielt werden.

6.2.2 Betrachtung ganz Deutschlands

Rund ein Drittel der deutschen Laufwasserkraftwerke über 5MW und 23% der Engpassleistung sind rechtlich und technisch in der Lage, einen ausgeprägten Schwellbetrieb zu fahren. [BMWA03]

Einen Einblick über das theoretisch mögliche Potential gibt Abbildung 53. Wie schon am Beispiel des Lechs demonstriert, wurde das gleiche Verfahren für alle aufgenommenen Laufwasserkraftwerksketten durchgeführt. Es ergeben sich wie erwartet ein etwas geringeres Regelarbeitsvermögen und ein Effekt der Erlössteigerung, der einer Verschiebung der erzeugten Energie in den Spitzenlastbereich gleichgesetzt werden kann.

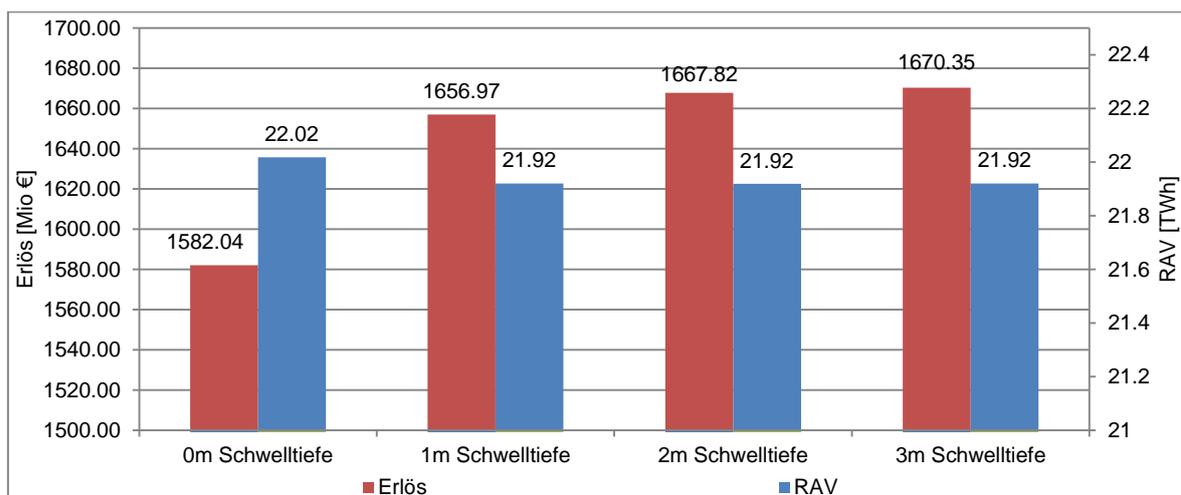


Abbildung 53: Erzeugungserlös und RAV der großen deutschen Laufwasserkraftwerke bei verschiedenen Schwelltiefen

Es zeigen sich Unterschiede von maximal -98.4 GWh im RAV(-0.45%) und rund +88.3 Mio € (+5.5%) im Gesamtumsatz aller Kraftwerke.

Einschränkungen dieser Werte ergeben sich neben den rechtlichen Gründen auch dadurch, dass die Kraftwerke von unterschiedlichen Unternehmen betrieben werden und unterschiedlichen Regelorganen unterliegen. Dadurch und auch durch eigene wirtschaftliche Interessen der einzelnen Unternehmen werden die Anlagen oft nicht gesamt koordiniert betrieben. Die Ergebnisse zeigen jedoch das prinzipiell vorhandene Potential in Spitzenlastzeiten zu produzieren und somit stabilisierend auf die Energieerzeugung zu wirken.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Der Trend für die Zukunft der Energiewirtschaft weist in eine eindeutige Richtung. Um Treibhausgasemissionen zu vermindern, wird der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung vorangetrieben. Nationale und internationale Vereinbarungen legen den Weg und die zu erreichenden Meilensteine dazu fest. Die durchgehende Versorgungssicherheit steht dabei in der modernen Wirtschaft und Gesellschaft immer im Mittelpunkt. Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, sind hohe Anforderungen an eine Vielzahl von technischen, wirtschaftlichen, politischen und rechtlichen Fachgebieten gefordert. Gleichzeitig treten mit dem schnellen Ausbau und der rasanten Entwicklung andere Herausforderungen auf. Mehrere Charakteristika der Energieerzeugung aus regenerativen Quellen bringen Probleme und Gefahren bei der Integration der Energie ins Stromnetz mit sich. Eckpunkte sind die eingeschränkte Prognostizierbarkeit des Energiedargebots, das volatile Erzeugungsmuster und die örtliche bzw. regionale Verteilung der Kraftwerke. Es gilt, einen optimalen, wirtschaftlichen Kraftwerkseinsatz des gesamten Anlagenparks, sinnvolle Infrastruktur, Zu- und Ausbaumöglichkeiten sowie optimal funktionierende Strategien für den Energiemarkt herauszufinden.

Im Zuge des AutRES100 Projekts soll untersucht werden, wie dieser hohe Anteil der erneuerbaren Energie und dessen Integration in das zukünftige europäische Stromnetz technisch und wirtschaftlich sinnvoll erreicht werden kann. Zugrunde liegt das HiREPS-Modell ein gemischt ganzzahliges Optimierungsmodell – mit dem hochauflösende Simulationen rund um das Thema durchgeführt werden können. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Optimierungsmodell der Wasserkraft Deutschlands aufgebaut und die Interaktion verschiedener Wasserkraftwerke mit dem Spotmarkt untersucht. Ein besonderer Fokus lag auf der Analyse der Auswirkungen eines Betriebs der Lech Kraftwerke als Schwellkette.

Durch Simulationsläufe konnten die Ergebnisse den aufgenommenen Daten gegenübergestellt und stichhaltig gemacht werden. Speziell durch die Literatur zweideutig belegte Daten waren ebenfalls Fokus dieser Simulationsreihen. Regelarbeitsvermögen und Jahreswassermenge dienten dabei als Vergleichsgrößen, um Kraftwerkparameter und Abflusszeitreihen zu überprüfen.

Die Kraftwerkseinsatzoptimierung des Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal und des Laufwasserkraftwerks Trier an der Mosel wurden mit dem entwickelten Modell analysiert und dargestellt.

Ein besonderer Fokus bei den Simulationsläufen war die Analyse der Schwellkettenregelung bei unterschiedlichen zugelassenen Schwelltiefen. Die Kraftwerkskette am Lech wurde eingehend analysiert. Der Schwellbetrieb erlaubt es während Zeiten von Peakpreisen eine konstant hohe Leistung zu fahren und während der Off - Peak Zeiten die Erzeugung zum Teil einzustellen. Trotz der gesteigerten Wassermengen in der Peakperiode kommt es zu weniger Überläufen. Die optimierte Betriebsweise führt zu Einbrüchen in der Fallhöhe in den Randstunden der Hochpreisperiode und in Zeiten niedriger Preise. Während der Spitzenperiode erreicht die optimierte Betriebsweise Höhen nahe der maximalen Fallhöhe.

Die Gesamtnutzfallhöhe des Lechs ist durch die Schwellkettenregelung im zeitlichen Durchschnitt um maximal 1.88% (bei 3m) reduziert. Die maximale absolute Abweichung beläuft sich auf 23.5m (14.3%) ebenfalls bei 3m Schwelltieferlaubnis.

Es zeigt sich, dass sich das RAV um 20 GWh (+1.3%) bzw. der Erlös um 4.3 Mio € (+3.6%) steigern lässt. Größere Schwelltiefen (>1m) konnten kaum zu weiteren Verbesserungen führen.

Eine abschließende Betrachtung des koordinierten Schwellbetriebs aller großen deutschen Laufwasserkraftwerke verdeutlicht das theoretische Gesamtpotential der Betriebsform. Bei -0.45% des RAV sind +5.5% Mehrerlös im Gesamtumsatz aller Kraftwerke möglich.

Ausblick

Die Simulationen zeigen das Potential des Schwellbetriebs. Aufbauend auf den Ergebnissen können in Zukunft genauere Analysen einzelner Kraftwerksketten oder Regionen mit Fokus auf rechtlich genehmigungsfähiges Potential durchgeführt werden. Zusätzlich würde die Entwicklung einer genaueren Methode zur Ermittlung der Spitzenlastverschiebung weitere, tiefere Einblicke in den Schwellbetrieb ermöglichen

Durch die Erweiterung des AutRES100 Modells wurde die Grundlage für weitergehende Forschung im Themenbereich der erneuerbaren Energien und deren Netzintegration geschaffen. In weiterer Folge können durch die Koppelung des aufgebauten Modells mit dem bestehenden Österreich – Modell länderübergreifende Simulationen durchgeführt werden. In naher Zukunft sollen noch weitere Länder in das Modell aufgenommen werden. Konkret laufende Projekte beschäftigen sich mit der Wasserkraft der Schweiz, Italien und Schweden.

Das HiREPS – Modell an sich bietet eine Vielzahl an weiteren Entwicklungs- und Forschungsmöglichkeiten. In Verbindung mit Daten anderer erneuerbaren und konventionellen Kraftwerke, flächendeckenden Wetterdaten und Informationen über die Stromnetzinfrastruktur können umfangreiche, länderübergreifende Einsatzoptimierungen des gesamten Kraftwerksparks, sowie Lastflussrechnungen, Netzausbaumaßnahmen, Netzintegrationsmethoden und der Einsatz von Speichermöglichkeiten analysiert werden.

8 Literaturverzeichnis

8.1 Publikationsreferenzen

- [AGEB12] Ziesing, Hans–Joachim: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Berlin 02/2012; Verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118> [02.10.2012]
- [APG12] APG, EPEXSPOT: APG und EPEX SPOT fördern gemeinsam Marktintegration für Intraday-Handel in Österreich; Pressemitteilung vom 16.04.2012, verfügbar unter: <http://www.apg.at/de/news/presse-aussendungen> [10.09.2012]
- [BAL11] Balling, L. et al: Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft; energy2.0 Kompendium; 2011; Verfügbar unter: <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=179195> [02.10.2012]
- [BMU08] Bofinger, S. et al.: Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom?; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., Kassel 2008.
- [BMU10] Anderer, Pia; Ruprecht, A.; Wolf-Schuhmann, Ulrich; Heimerl, Stephan: Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbastrategie; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Aachen 09/2010; Verfügbar unter: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47027.php [02.10.2012]
- [BMU12] Musiol, Frank; Nieder, Thomas; Rüter, Torsten et al.: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Berlin 07/2012
- [BMW A03] Laubach Johannes; Wülbeck, Hans-Friedrich: Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt - Endbericht (Langfassung); Fichtner - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit; Stuttgart 2003
- [BMW I09] Hanning, F. et al.: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie; Abschlussbericht der BMWi- Auftragsstudie 08/28, Freiburg 2009.
- [BMW I10] Consentec GmbH; r2b Energy Consulting GmbH: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Aachen/Köln 2010; Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=350692.html?view=renderPrint> [02.10.2012]
- [BRUE06] Brueckl, O.; Neubarth, J. Wagner, U.: Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 (Jg. 56) 2006.
- [BUS07] Busch, N., Meißner, D., Werner, G. und O. Hermann (2007): Betrieb der Stauanlagen an der Mosel und ihr Einfluss auf Hochwasser. In: Hydrologie und Wasserbewirtschaftung 1/2007 (51. Jahrgang), S. 17-21
- [DENA10] Winter, Wilhelm; Nedderman, Bernd; Knorr, Kaspar; et al.: Integration of Renewable Energies into Germany's Electricity Supply in the Period from 2015 to 2020 with an Outlook to2025 (dena-Netzstudie II), Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin 2010.
- [EEA10] European Environment Agency: Tracking progress towards Kyoto and 2020 targets in Europe, EEA Report No 7/2010, Kopenhagen, ISBN: 978-92-9213-165-4. Verfügbar unter: <http://www.eea.europa.eu/publications/progress-towards-kyoto> [16.05.2012]

- [EFDE11] Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm; Kaim, Nicole; Zafiriou, Alexander: Energie für Deutschland 2011; Weltenergieat – Deutschland e.V.; Berlin 04/ 2011; Verfügbar unter: http://www.worldenergy.org/dnk/publikationen/energie_fr_deutschland/default.asp [02.10.2012]
- [EFDE12] Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm; Kaim, Nicole; Kreß, Klaus-Peter: Energie für Deutschland 2012; Weltenergieat – Deutschland e.V.; Berlin 05/ 2012; Verfügbar unter: http://www.worldenergy.org/dnk/publikationen/energie_fr_deutschland/default.asp [02.10.2012]
- [EFEF10] Rollet, J.-M.: Integration of Renewables into the grid; Vortrag im Rahmen der Konferenz „European Future Energy Forum“, London 2010; Verfügbar unter: http://www2.schneider-electric.com/documents/events/08-0245pm-0320pm-EFEF_JMRollet_IntegrationofRenewablesintothegrid.pdf [02.10.2012]
- [EPEX11] http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Fuenfzehn-Minuten-Kontrakte_erfolgreich_auf_deutschem_Intraday-Markt_gestartet [10.09.2012]
- [EURO12] Das Klima – und Energiepaket der EU; Bürgerinformation, Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/deutschland/pdf/klima-_und_energiepaket.pdf [16.05.2012]
- [GIES09] Giesecke, Jürgen; Mosonyi, Emil: Wasserkraftanlagen, Planung, Bau und Betrieb; 5. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [HULL12] Van Hulle, F.: Integrating wind power in European power systems; Vortrag im Rahmen der Konferenz „Electricity in the Next Decade“, Arnheim 2009; Verfügbar unter: <http://www.wind-energy-the-facts.org/documents/events/5FransVanHulleGridandPowerSystems.pdf> [08.09.2012]
- [HULL09] Van Hulle, Frans et al.: Integrating Wind – Developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power (TradeWind), European Wind Energy Association, Brüssel. 2009.
- [HÜLS95] Hülsemann, Matthias: Kurzfristige Schwellkettenoptimierung mit einem genetischen Algorithmus; Dissertation an der Technischen Universität Wien; Fakultät für Elektrotechnik; 1995
- [JIR07] Jirka, H. Gerhard: Einführung in die Hydromechanik; 3. Auflage; Universitätsverlag Karlsruhe; 2007; ISBN: 978-3-86644-158-3
- [JIR09] Jirka, H. Gerhard; Lang, Cornelia: Einführung in die Gerinnehydraulik; Universitätsverlag Karlsruhe; 2009; ISBN: 978-3-86644-363-1
- [LMWTA12] Schmid, Stefan; Schaarschmidt, Lars; Bretschneider, Peter: Pumpspeicherkataster Thüringen – Ergebnisse einer Potentialanalyse; Thüringen/Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Arbeit; 2012
- [LOR09] Lorenz, E. et al.: Solarleistungsvorhersage zur Netzintegration von Solarstrom: Konferenzbeitrag im Rahmen des „24. Symposiums Photovoltaische Solarenergie“, Staffelstein, 2009.
- [LUD10] Ludwig, H.: Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW; Internationale Zeitschrift für Kernenergie 8/9 (Jg. 55); 2010; Verfügbar unter: http://www.vgb.org/vgbmultimedia/download/atw2010_09_waas_lastwechselfaehigkeiten_kkw.pdf [02.10.2012]
- [MÜL06] Müller Dieter; Giest, Bärbel: Staugeregelte Flüsse in Deutschland – Wasserwirtschaftliche und ökologische Zusammenhänge; Verlag Schweizerbart, 2006, Stuttgart
- [NIT08] Nitsch, J.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2008, Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Stand Oktober 2008.
- [ROON11] Roon, S.; Gobmaier, T.: Konzepte zur Lastreaktion in der deutschen Industrie, In: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Heft 3 S. 57ff 2011; Verfügbar unter: <http://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/361-konzepte-zur-lastreaktion-in-der-deutschen-industrie> [02.10.2012]
- [SAIN09] Saint-Drenan, Y. et al.: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien- Branche, Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare

Energie e.V., Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel 2009.

[STRO06] Strobl, Theodor; Zunic, Franz: Wasserbau, Aktuelle Grundlagen – Neue Entwicklungen; Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, 2006; ISBN: 978-3-54047-857-7

[SCHN05] Schnell, Johannes: Gewässerökologische Auswirkungen des Schwellbetriebs am Lech im Bereich des Naturschutzgebietes „Litzauer Schleife“; Projekt im Rahmen einer Diplomarbeit an der Humboldt Universität zu Berlin und der TU-München AG Fischbiologie; 2005

[TIET12] Tietjen, Olive et al.: Kapazitätsmärkte – Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt; Germanwatch e.V.; Bonn 2012; ISBN 978-3-939846-95-6; Verfügbar unter: <http://germanwatch.org/de/4080> [02.10.2012]

[VDE08] VDE (Hrsg.): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf; Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.; Berlin 2008; Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Studie-Energiespeicher.aspx> [02.10.2012]

[WEB07] Weber, C; Woll, O.: Merit-Order-Effekt von Erneuerbaren Energien – Zu schön um wahr zu sein?, EWL Working paper No. 01/07, Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg Essen, Essen 2007.

[ZIMM01] Zimmermann, Werner; Stache, Ulrich: Operations Research, Quantitative Methoden zur Entscheidungsfindung; 10. Auflage; Oldenburg Verlag, München/Wien, 2001

8.2 Internet – Referenzen

[AMP12] <http://www.ampl.com/FAQ/index.html#WhatisAMPL> [27.07.2012]

[EGDE12] <http://www.ag-energiebilanzen.de> [05.10.2012]

[FOSG] <http://www.friendsofthesupergrid.eu/a-supergrid-for-europe.aspx> [09.09.2012]

[HND12] <http://www.hnd.bayern.de/> [20.08.2012]

[RWE12] <http://www.rwe.com/web/cms/de/596998/rwe-power-ag/innovationen/vianden/> [07.08.2012]

[VDE12] <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Wasserkraft.aspx> [15.05.2012]

[WEO12] <http://www.worldenergyoutlook.org/> [09.05.2012]

[WSV12] http://www.wsd-sued.wsv.de/wasserstrassen/bundeswasserstrassen/daten_und_fakten/index.html [09.08.2012]

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung der Wasserkraft [GIES09].....	4
Abbildung 2: Nettowirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstypen in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung [GIES09].....	7
Abbildung 3: Verschiedene Stufen- oder Staffelungsausbauarten von Flusskraftwerken; a) aussetzend, b) aneinander gereiht [GIES09]	10
Abbildung 4: Darstellung eines eingestauten Laufwasserkraftwerks [HÜLS95].....	10
Abbildung 5: Beeinflussung des Unterwasserpegels [HÜLS95]	11
Abbildung 6: Flusskraftwerkstypen; a)Blockbauweise, b) Zwillingsbauweise, c) Pfeilerkraftwerk, d) überströmbares Kraftwerk, e) Buchtenkraftwerk [GIES09].....	12
Abbildung 7: Typen von Ausleitungskraftwerken; a) Kanalkraftwerk, b) Schleifenkraftwerk, c) Schlingenkraftwerk [GIES09]	12
Abbildung 8:Leistungsplan einer Wasserkraftanlage [GIES09]	13
Abbildung 9: Typischer Aufbau eines Mitteldruckkraftwerk: Bleilochtalsperre [GIES09]	15
Abbildung 10: Hochdruckkraftwerk mit Freispiegelkanal [GIES09].....	17
Abbildung 11: Hochdruckkraftwerk mit durchgehendem Druckstollen: Hornbergstufe, Baden-Württemberg, Deutschland [GIES09].....	17
Abbildung 12: Pumpspeicherprinzip [VDE12].....	18
Abbildung 13: Kategorisierung von PSW nach Förder- und Fallhöhe [GIES09].....	19
Abbildung 14: Turbinenkennlinienfeld [GIES09].....	20
Abbildung 15: Querschnitt Kaplan - Turbine [VDE12].....	21
Abbildung 16: Querschnitt Francis - Turbine [VDE12].....	22
Abbildung 17: Querschnitt Pelton - Turbine [VDE12].....	22
Abbildung 18: Historischer und möglicher zukünftiger Beitrag erneuerbarer Energien im Überblick mit dem Bruttostromverbrauch [EFDE11].....	23
Abbildung 19: Prozentuelle Aufteilung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2011 [AGEB12].....	24
Abbildung 20: Anteil erneuerbare Energie des Endenergieverbrauchs Deutschlands 2011 [BMU12].....	25
Abbildung 21: Erzeugungsmuster und Prognostizierbarkeit von erneuerbaren Energien [EFDE11].....	29
Abbildung 22: Schwankungen der Windenergieerzeugung in verschiedenen Zeitrastern [EFDE11].....	30
Abbildung 23: Regionale Verteilung von erneuerbarer Energie (Stand 2009) [EFDE11]	31
Abbildung 24: Wechselwirkungsbaum beim Ausbau erneuerbarer Energie [EFDE11]	32
Abbildung 25: Auswirkung erneuerbarer Energie auf die Merit Order [EFDE11]	33
Abbildung 26: Genese der Netzart im Wandel der Zeit [EFEF10]	35
Abbildung 27: Übersicht Strategien der Netzintegration [EFDE11].....	36
Abbildung 28: Übersicht verschiedener Netzausbaustrategien [HULL11].....	38
Abbildung 29: Elektrische Energiespeicher [BMW109].....	39
Abbildung 30: Technisch mögliches Lastabschaltpotential Deutschlands [ROON11].....	41
Abbildung 31: KML-File Wasserkraftwerke und Messstationen - Deutschland	46
Abbildung 32: Erforderliche Kombination für große Laufwasserkraftwerke [BMWA03].....	48

Abbildung 33: Wichtige Abschnitte für die Wasserkraft im deutschen Flusssystem.....	49
Abbildung 34: Google Maps Ausschnitt zusammengefasste Kraftwerke am oberen Neckar	50
Abbildung 35: Beispiel einer freien Fließstrecke am Lech (Litzauer Schleife).....	54
Abbildung 36: Google Maps Ausschnitt Stauhaltung des Kraftwerks Müden an der Mosel ..	55
Abbildung 37: Erläuterung zu Formel 14: Berechnung der Stauhaltungslänge [JIR09].....	56
Abbildung 38: Jahresübersicht EEX-Preis 2007	59
Abbildung 39: Abweichung der Jahreswassermenge	60
Abbildung 40: Ausschnitt: Google Earth - PSW Goldisthal	61
Abbildung 41: Turbinenaktivität PSW Goldisthal und EEX – Preis (Juniwoche 2007)	62
Abbildung 42: Turbinenaktivität PSW Goldisthal mit Erlösgegenüberstellung	63
Abbildung 43: Stauhöhe Großer Farmdenkopf und EEX - Preis.....	63
Abbildung 44: Stauhöhe und Zufluss Staustufe Trier im Jahr 2008.....	64
Abbildung 45: EEX – Preis, Leistung und Wasserabflussmenge Staustufe Trier Märzwoche 2008	65
Abbildung 46: Abflusscharakteristik Lech 2008.....	67
Abbildung 47: Stauhöhenverlauf Forgensee 2008	67
Abbildung 48: Analyse des Kopfspeichers bei verschiedenen Schwelltiefen (Augustwoche 2008)	69
Abbildung 49: Turbinierte Wassermengen bei 0m und 3m Schwellentiefenerlaubnis (Augustwoche 2008).....	70
Abbildung 50: Summenfallhöhe der Lechschwellkette bei verschiedenen Schwelltiefen (Augustwoche 2008).....	71
Abbildung 51: Summenleistungszeitserie der Lechschwellkette für verschiedene Schwelltiefen (Augustwoche 2008)	72
Abbildung 52: Erzeugungserlös und RAV der Lechkraftwerke bei verschiedenen Schwelltiefen	72
Abbildung 53: Erzeugungserlös und RAV der großen deutschen Laufwasserkraftwerke bei verschiedenen Schwelltiefen.....	73

10 Formelverzeichnis

Formel 1: Energieinhalt von Wasser [GIES09]	5
Formel 2: Elektrische Leistung aus Wasser [GIES09]	6
Formel 3: Gesamtwirkungsgrad der Wasserkraftnutzung [GIES09]	6
Formel 4: Elektrische Jahresarbeit [GIES09]	7
Formel 5: Ausbaugrad von Laufwasserkraftwerken [GIES09]	13
Formel 6: Ausbaugrad von Speicherkraftwerken [GIES09]	15
Formel 7: Wasserspeichervolumen	44
Formel 8: Leistungsgleichung	45
Formel 9: Energienachfragegleichung	45
Formel 10: Brennstoffkostengleichung	45
Formel 11: Kapazitätskostengleichung	45
Formel 12: Systemkostengleichung	45
Formel 13: Höhen gewichtete Gesamtstauraumfläche	51
Formel 15: Fließformel nach Manning - Strickler [JIR07]	53
Formel 14: Stauhaltungslängenberechnung [JIR09]	56

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Klassifizierung von Wasserkraftanlagen [GIES09].....	9
Tabelle 2: Ausbau an Pumpspeicher in Deutschland [EFDE12].....	28
Tabelle 3: Zusammengefasste Kraftwerke am oberen Neckar	50
Tabelle 4: Überblick deutsche Anteile am Inn [BMWA03]	51
Tabelle 5: Überblick deutsche Anteile am Rhein [BMU10]	52
Tabelle 6: Zusammenfassung Strickler Abflussbeiwert [JIR07].....	53
Tabelle 7: Pumpspeicher mit (PM) und ohne (PO) natürlichen Zufluss [GIES09].....	58
Tabelle 8: Simuliertes Regelarbeitsvermögen im Vergleich.....	60

12 Abkürzungsverzeichnis

EE	Erneuerbare Energie
PV	Photovoltaik
GuD	Gas und Dampf
RAV	Regelarbeitsvermögen
m.ü.NN	Meter über Normal Null (Seehöhe)
MQ	Zeitlich gemittelte Wasserabflussmenge
PPL	power plant
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
DSK	Doppelschichtkondensator
SMES	Supraleitender Magnetischer Energiespeicher
SKE	Steinkohleeinheiten
GIS	Geographisches Informatinssystem
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Anhang

1. Beispiel - Makro zur Zeitreihenverarbeitung und -kontrolle

```
Sub Tagesmittelwert_hochaufloesend() //Umrechnung von hochauflösenden Daten auf Tagesmittelwerte

Dim vnt                As Variant
Dim lngLetzte         As Long
Dim Zeile             As Long
Dim lngSumme          As Long
Dim lngZähler         As Long
Dim C_Zeile           As Long

vnt = Range(Cells(1, 1), Cells(Rows.Count, 2).End(xlUp).Offset(1)) // gesamte Range festlegen. Da Zeile in
vnt(Zeile + 1, 1) um 1 größer wird als Ubound(vnt) wird vnt mit Offset um eine "Zeile" vergrößert.

lngLetzte = UBound(vnt, 1) - 1 //lngLetzte muss aus eben diesem Grund um 1 kleiner sein als vnt.

For Zeile = 1 To lngLetzte

    If vnt(Zeile + 1, 1) = vnt(Zeile, 1) Then

        lngSumme = lngSumme + vnt(Zeile, 2)

        lngZähler = lngZähler + 1

    Else

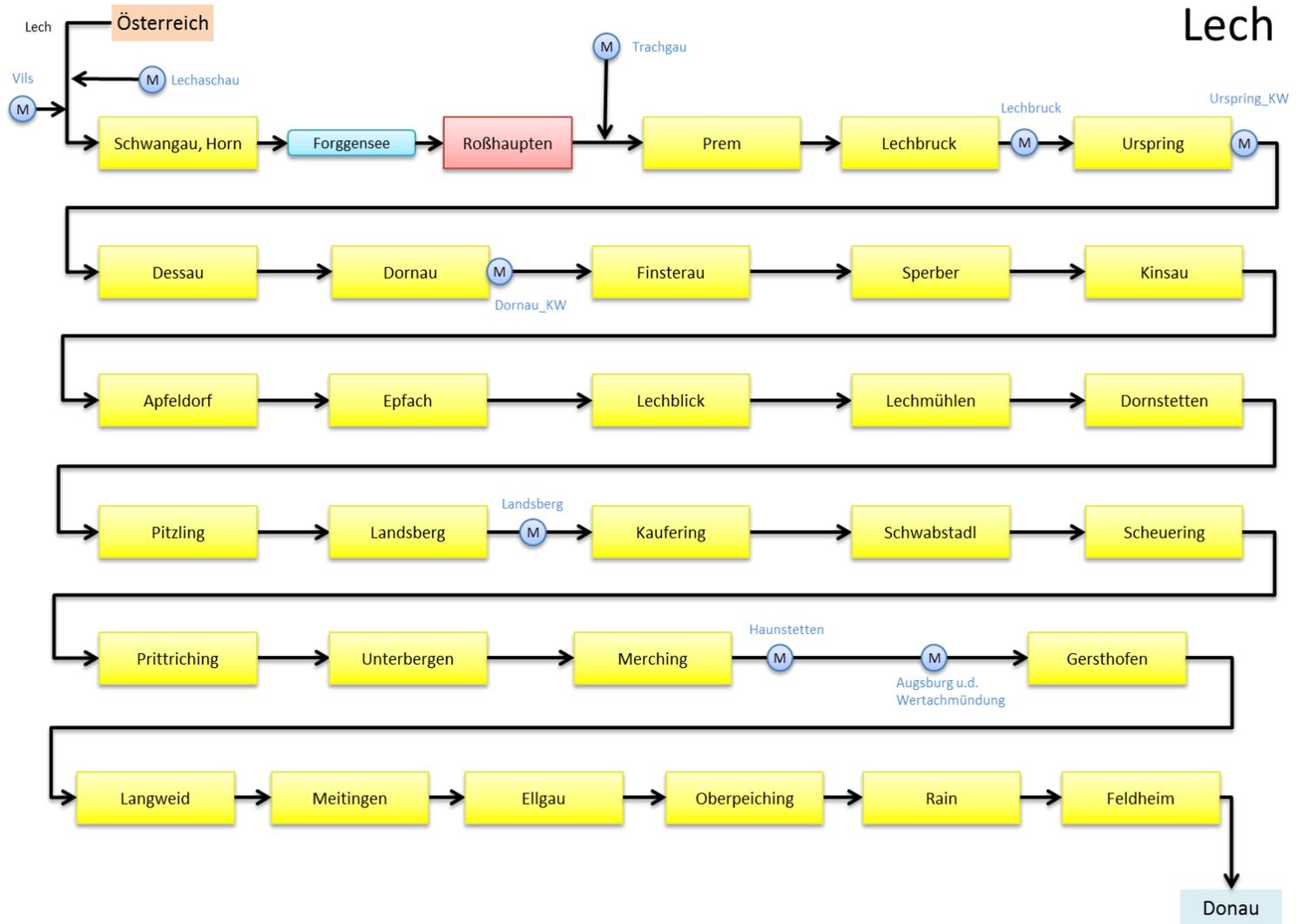
        lngSumme = lngSumme + vnt(Zeile, 2) //noch einmal letzten Wert addieren bevor zum nächsten Datum gesprungen wird
        lngZähler = lngZähler + 1
        C_Zeile = C_Zeile + 1
        Cells(C_Zeile, 3) = lngSumme / lngZähler
        lngSumme = 0
        lngZähler = 0

    End If

Next

End Sub
```

2. Flusslaufdiagramm – Lech



Beschreibung und Legende zum Flusslaufdiagramm

Der Fließverlauf ist prinzipiell von links oben nach rechts unten. Um es noch eindeutiger zu machen wurden für Flüsse, Kanäle und Leitungen Pfeile verwendet und deren Namen durch schwarzen Text beschriftet.

Die eingezeichneten Messstellen sind bei weitem nicht alle prinzipiell vorhandenen, sondern nur die für die Wasserabflussberechnung verwendeten.

