



Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

DIPLOMARBEIT

Master's Thesis

Verfasser : François Fontanié

Matrikel-Nummer : 0827606

Studienkennzahl : E 066 467

Betreuer der Diplomarbeit : Privatdoz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Ralf Merz

Wien, Juni 2010

Danksagungen

Ich bedanke mich herzlichst bei Herrn P.D. Dr. D.I. Ralph Merz für die effiziente Betreuung dieser Diplomarbeit. Das war wirklich eine große Freude und ein interessantes Erlebnis.

Weiterer Dank gilt Frau Dipl. Ing. Eva Haslauer für die hilfreichen Hinweise betreffend der Literatur.

Ich möchte mich besonders bei Albert Hammerschmied, Frau Andrea Hammerschmied, Lisa-Maria Mic, Sandra Winkelbauer, Marie-Thérèse Fleischer, Kornelia Deubler und Stefanie Neulinger für die Korrektur dieser Arbeit, ihre Unterstützung und für die unermüdliche Geduld hinsichtlich des französischen Charmes meiner Rechtschreibung und Grammatik herzlich bedanken.

Danke für das schöne Wetter, die ausreichenden Niederschläge und Gewitter, der letzten Tage, ohne die ich es nicht rechtzeitig geschafft hätte, meine Arbeit so schnell fertig zu stellen. Außerdem waren diese beeindruckenden Niederschläge sicherlich ausschlaggebend für die extremen Potenzialwerte.

Kurzfassung

Ziel dieser Diplomarbeit ist die Berechnung der räumlichen und zeitlichen Verteilung des Wasserkraftpotenzials in Österreich. Hierbei liegt die Bestimmung des theoretischen Potenzials, bestimmt durch die verfügbare Durchflussmenge und das Potenzialgefälle, im Mittelpunkt der Auswertungen. Unterschiede zum tatsächlich verfügbaren Potenzial, welches weiterhin durch den Wirkungsgrad der Kraftwerke und technische, ökologische, wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen limitiert ist, werden diskutiert.

Das Potenzial wurde für die Zeiträume 1976 bis 2006 und 2021 bis 2050 ermittelt. Zur Ermittlung des Potenzials für den Zeitraum 1976 bis 2006 wurden beobachtete Abflüsse an 637 österreichischen Pegeln mit Hilfe des Topkriging Verfahren räumlich interpoliert. Das Topkriging Verfahren ist eine Erweiterung traditioneller geostatistischer Verfahren und berücksichtigt die Topologie von Einzugsgebieten. Ein neues Verfahren zur Berücksichtigung der Massenerhaltung bei Zusammenflüssen wurde in das Topkriging Verfahren implementiert. Auf Basis der so ermittelten Durchflüsse und des Gefälles entlang der Gewässerstrecken wurde das Wasserkraftpotenzial ermittelt und die räumliche und zeitliche Verteilung analysiert. Zukünftige Veränderungen im Wasserkraftpotenzial wurden mit Hilfe von Klimaszenarien und eines hydrologische Modell ermittelt. Unsicherheiten in der Ermittlung der räumlichen und zeitlichen Verteilung zukünftiger Niederschläge wurde mittels eines Delta-change approach berücksichtigt.

Für die Periode 1976 bis 2006 wird unter Annahme eines Kraftwerkwirkungsgrades von 0,87 ein Wasserkraftpotential von 144 TWH/a für Österreich ermittelt. Die größten Potenzialvorkommen liegen in den alpinen Gebieten und entlang der Donau. Aufgrund der Abflussregime ist das Potenzialvorkommen besonders groß im Frühjahr und Sommer. Analysen des zukünftigen Potenzials zeigen nur eine leicht Zunahme des Potentials in Österreich um etwa 1%. Es zeigen sich jedoch größere Verschiebung in der jahreszeitlichen Verteilung mit mehr Potenzial im Winter und weniger Potenzial im Sommer.

Abschließend werden die Ergebnisse dieser Studie im Hinblick auf die Entwicklung des Energieverbrauches in Österreich, die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energiequellen und der Europäischen Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen diskutiert.

Abstract

The objective of this master thesis is to analyse the spatial and temporal variability of the hydropower potential in Austria and to discuss the variability of the hydropower potential in the context of energy consumption. Focus in this study is the theoretical potential of hydropower in Austria, limited by the availability of streamflow and topography. Differences to the available hydropower potential, which is also limited by the efficiency of hydropower plants and technical, legal, ecological and economic limitations, are discussed.

Two time periods are analysed in this study. First, the variability of the hydropower potential in the period 1976 to 2006, as a measure of today's hydropower potential, is analysed. Second, based in climate change scenarios, the spatial and temporal variability of future hydropower potential for the period 2021 to 2050 are estimated.

To analyse the today's spatial and temporal variability of the hydropower potential, observed streamflow of 637 gauging stations in Austria are mapped to the stream network by Topkriging. Topkriging is an extension of traditional geostatistical methods, which takes the nested structure of the stream network into account. A new method to account for confluence issues is implemented into the Topkriging procedure. Based on estimated streamflow rates and topography the hydropower potential is estimated and the spatial and inter-annual variability is analysed. The future changes in the variability of hydropower potential are analysed by using a hydrological model at 637 gauging stations driven with a climate change scenario and using the Topkriging procedure for mapping the streamflow to the stream network. To account for uncertainty in the climate change scenarios a delta change approach is used.

For the period 1976 to 2006 a hydropower potential of 144TWh/a, assuming a power plant efficiency of 0.87, is estimated for Austria. As expected, the highest hydropower potential rates are found in the High Alps and along the Danube. The hydropower potential is particular high in spring and summer. The analysis of future predictions of the hydropower potential reveals that there is only a small increase in the total potential in Austria, in the order of 1%. However, there is a shift in the inter-annual variability of hydropower potential with more potential in winter and lower potential in summer.

Finally, the spatial and temporal variability of hydropower potential in Austria is discussed in the context of the development of energy consumption in Austria, the availability of renewable energy and the European directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources.

Inhalt

1	Einleitung.....	7
2	Kontext der Studie.....	9
2.1	Richtlinie 2009/28/EG	9
2.2	Strategie in Österreich.....	9
2.3	Strategie im Bereich der Wasserkraft in Österreich.....	11
2.4	Typen von Wasserkraftwerken, Vorteile und Nachteile der Wasserkraft	11
3	Rohdaten zur hydrologischen und topographischen Situation Österreichs	13
3.1	Hydrologische Daten	13
3.2	Topographische Daten	15
4	Methodik	17
4.1	Methode zur Ermittlung des Wasserkraftpotenzials	17
4.1.1	<i>Das Niederschlagspotenzial</i>	17
4.1.2	<i>Das Abflussflächenpotenzial</i>	18
4.1.3	<i>Abflusslinienpotenzial</i>	18
4.1.4	<i>Vergleich der drei Methoden</i>	19
4.2	Ermittlung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials am Beispiel der Pöyry-Studie	19
4.2.1	<i>Vorstellung der Wasserkraftpotenzialstudie von Pöyry (2008)</i>	19
4.2.2	<i>Begriffsdefinitionen</i>	19
4.2.3	<i>Methodik der Studie von Pöyry</i>	21
4.3	Übersicht über die Berechnungen dieser Arbeit.....	24
4.4	Interpolationsmethode : Kriging und Topkriging	26
4.4.1	<i>Normale Kriging-Methode</i>	26
4.4.2	<i>Variogramm</i>	28
4.4.3	<i>Topkriging</i>	30
4.5	Korrektur der interpolierten Ergebnisse	33
4.5.1	<i>Erste Stufe der Korrektur: Korrektur Fehler in der Gewässernetzstruktur</i>	34
4.5.2	<i>Zweite Stufe der Korrektur: Berücksichtigung der Massenerhaltung bei Zusammenflüssen</i>	35
4.5.3	<i>Dritte Stufe der Korrektur: Fiktive Pegel hinzufügen</i>	40
4.6	HBV-Modell (Hydrologiska Byrån Vattenbalansavdelning Modell).....	41
4.6.1	<i>Wasserbilanz</i>	42
4.6.2	<i>Die einzelnen Prozesse</i>	42
4.6.3	<i>Schätzung der Paramater</i>	46
5	Ergebnisse für die Zeitreihe 1976 – 2006.....	49

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

5.1	Räumliche Verteilung des Durchflusses	49
5.2	Räumliche Verteilung des Potenzials	51
5.3	Zeitliche Verteilung des Potenzials.....	54
5.4	Hoch- und Niederwasser	58
5.5	Vergleich mit den Ergebnissen der Studie von Pöyry (2008)	59
5.6	Ausgebautes Potenzial	60
5.7	Vergleich zwischen dem Rohpotenzial und dem ausgebauten Potenzial am Beispiel des Kraftwerks Melk	62
6	Ergebnisse für die Zeitreihe 2021 - 2050.....	65
6.1	Niederschlagsdaten für den Zeitraum 2021 – 2050.....	65
6.2	Bewertung des HBV Modells	67
6.3	Vergleich zwischen dem Potenzial für 1976 – 2006 und 2021 – 2050.....	69
6.4	Räumliche Verteilung des Potenzials für 2021 – 2050.....	70
6.5	Zeitliche Verteilung des Potenzials für 2021 – 2050	71
6.6	Hochwasser und Niederwasser für 2021 – 2050.....	72
7	Gegenüberstellung der Ergebnisse mit dem Energieverbrauch in Österreich.....	77
7.1	Entwicklung des Energieverbrauchs in Österreich in den letzten Jahrzehnten	77
7.2	Anteil der erneuerbaren Energie, Vergleich mit den anderen EU Ländern	79
7.3	Stromverbrauch und erneuerbare Energie in Österreich	80
7.3.1	<i>Entwicklung des Stromverbrauchs in den letzten Jahrzehnten</i>	80
7.3.2	<i>Zeitliche Verteilung des Stromverbrauchs im Jahresverlauf.....</i>	81
7.3.3	<i>Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs.....</i>	83
8	Fazit und Verbesserungsvorschläge	85

1 Einleitung

1997 fand der Weltklimagipfel in Kyoto statt. In diesem Protokoll erkannten die Vereinten Nationen die Notwendigkeit, die Treibhausgasemissionen zu beschränken. Im Kontext mit dem Klimaschutz sowie aufgrund der Erschöpfung der klassischen Energiequellen ist die erneuerbare Energie in den letzten Jahrzehnten zu einem wesentlichen Thema geworden. In Österreich ist die Wasserkraft der wichtigste Ökoenergieträger.

Ziel dieser Arbeit ist es, das Wasserkraftpotenzial in Österreich zu ermitteln und die Ergebnisse zu diskutieren. Außerdem wird der derzeitige Stand des Sektors der erneuerbaren Energie in Österreich beschrieben und den Ergebnissen dieser Studie gegenübergestellt.

Zunächst werden Pläne und Strategien des österreichischen Lebensministeriums im Bereich der Ökoenergie erläutert. Besonderes Schwergewicht wird auf die offiziellen Ziele, die für Wasserkraft zu erreichen sind, gelegt. Danach werden Nachteile und Vorteile der Wasserkraft besprochen.

Zweitens wird die Methodik zur Berechnung des Potenzials diskutiert. Verschiedene Arten von Potenzialen werden definiert. Die Berechnungsmethoden des Potenzials werden hier präsentiert: die räumlichen Interpolationsmethoden, das HBV-Model sowie die Korrektur der Interpolationsergebnisse.

Drittens wird die Richtigkeit der interpolierten Durchflüsse überprüft sowie die berechnete räumliche und zeitliche Verteilung des Potenzials vorgestellt.

Viertens werden die Ergebnisse der Potenzialermittlung diskutiert. Die Situation hinsichtlich der erneuerbaren Energie und die Rolle der Wasserkraft in Österreich werden in Zahlen erläutert. Die räumliche sowie die zeitliche Potenzialverfügbarkeit werden mit dem Stromverbrauch verglichen. Die Verfügbarkeit anderer erneuerbarer Energiequellen wird ebenfalls vorgestellt.

2 Kontext der Studie

2.1 Richtlinie 2009/28/EG

Mit der Richtlinie 2009/28/EG hat die Europäische Union entschieden, die Nutzung der Energie aus erneuerbaren Quellen zu fördern. Alle Mitgliedstaaten sind verpflichtet, ihre Anteile von erneuerbarer Energie zu erhöhen, sodass 20 % des europäischen Gesamtenergieverbrauchs im Jahr 2020 aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden. Im Jahr 2005 war der Anteil von erneuerbarer Energie in Österreich rund 25,8 % des Bruttoendenergieverbrauchs. Das Ziel, das von der EU für das Jahr 2020 festgelegt worden ist, beträgt für Österreich 34 %. Zur Erreichung dieser Zielvorgabe muss jeder europäische Staat die erforderlichen Maßnahmen in einem nationalen Aktionsplan bis Ende Juni 2010 vorschlagen [nach Richtlinie 2009/28/EG]. „Gleichzeitig muss Österreich bis 2020 seine Treibhausemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, um mindestens 16 %, bezogen auf die Emissionen des Jahres 2005, reduzieren.“[Lebensministerium, 2010]

2.2 Strategie in Österreich

Um diese Forderungen zu erfüllen hat das Lebensministerium seine Strategie auf drei Hauptpunkte konzentriert:

- „ Die konsequente Steigerung der Energieeffizienz in allen wesentlichen Sektoren“ [Lebensministerium, 2010], bedeutet zum Beispiel die Reduktion des Heizaufwands in Gebäuden.
- „Langfristige Sicherstellung der Energieversorgung“ (Übertragungs- und Verteilnetze)
- „Der Ausbau erneuerbarer Energien“. Diese Energieformen haben in Österreich bereits eine wichtige Rolle und können noch im Verkehrsbereich, beim Heizaufwand sowie in der Stromerzeugung ausgebaut werden.

Abbildung 1 zeigt die Situation der Ökoenergieerzeugung im Jahr 2007 sowie die Zielwerte für 2020. Diese Werte wurden von Interessensverbänden (Österreichischer Biomasse-Verband, IG Windkraft Österreich, Kleinwasserkraft Österreich, Photovoltaik Austria, Austria Solar und ARGE Kompost & Biogas) geschätzt und in einem Bericht des Umweltbundesamtes [34 % Erneuerbare machbar, 2008, Umweltbundesamt] veröffentlicht. Bis 2020 ist eine Erhöhung der Ökoenergieerzeugung von rund 43 % geplant um 497 PJ (1 Petajoule = 10^{15} Joule) pro Jahr zu erreichen. Die Stromerzeugung sollte einen Anstieg von 43 % aufweisen. Für die Wärmekraft ist es das Ziel, die Energieproduktion bis 2020 um 37 % anzuheben. Laut Umweltbundesamt soll die Erzeugung von umweltfreundlichem Treibstoff bis 2020 vervierfacht werden. 97 PJ würden ca. 43 % des derzeitigen Energieverbrauchs decken [Umweltbundesamt, 2008]. Im Wärmesektor findet man ungefähr die Hälfte des Potenzials der erneuerbaren Energie (246 PJ). Die Ökostromerzeugung, für die die Wasserkraft die wichtigste Rolle spielt, entspricht jedoch rund 43 % der Zielwerte für 2020.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

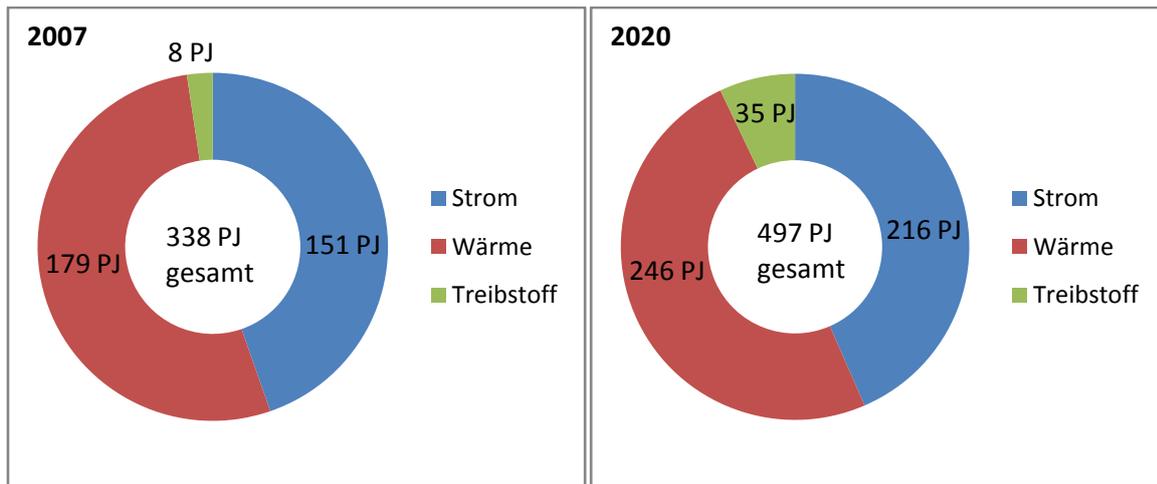


Abbildung 1 : Aufteilung der erneuerbaren Energieformen in Österreich im Jahr 2007 (links); erschließbare Potenziale der erneuerbaren Energie bis 2020 (rechts) [nach dem Umweltbundesamt, 2008]

Für die Stromerzeugung werden die erschließbaren Potenziale in die Bereiche Windkraft, Photovoltaik, Biomasse & Biogas, Geothermie und Wasserkraft unterteilt. Abbildung 2 fasst die Strategie des Umweltbundesamtes zusammen.

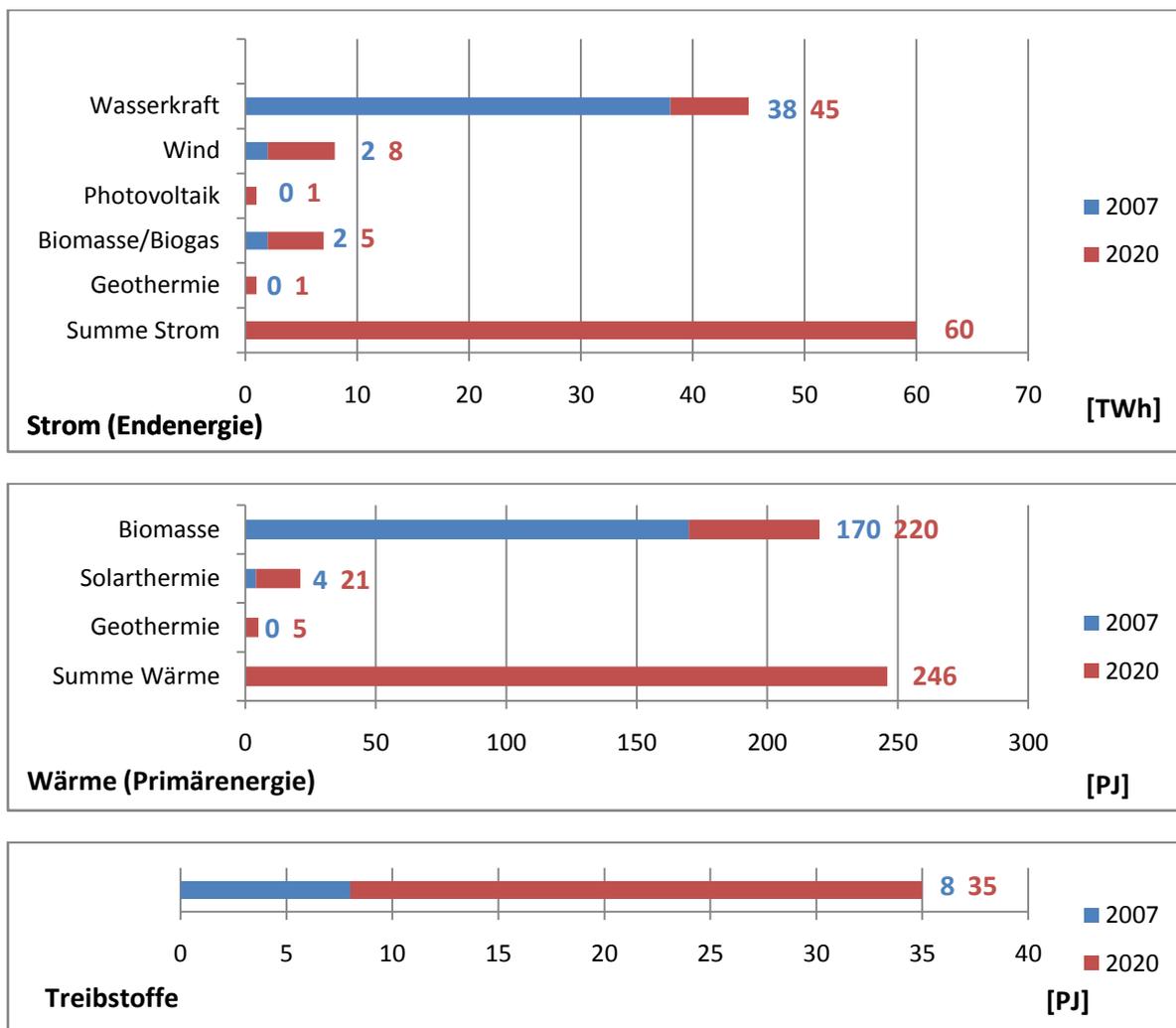


Abbildung 2 : Potenziale der erneubaren Energie bis 2020 [nach dem Umweltbundesamt, 2008]

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

2.3 Strategie im Bereich der Wasserkraft in Österreich

Wasserkraft ist die wichtigste Ökostromquelle: 2008 deckte sie 50 % der Stromaufbringung (oder 39 TWh pro Jahr) ab [Statistik Austria]. Kleinwasserkraftwerke tragen derzeit 5,5 TWh/a (1 Terawattstunde = $3,6 \cdot 10^{15}$ Joule) [Umweltbundesamt, 2008], bei was einem Anteil von 14 % der aus Wasserkraft gewonnenen Leistung entspricht. Unter Kleinwasserkraftwerken versteht man Anlagen, die eine Leistung unter 10 MW haben.

In früheren Studien wurde ein wirtschaftlich-technisches Wasserkraftpotenzial von rund 57 TWh pro Jahr ermittelt, das bereits zu 70 % genützt wird. Das theoretische wirtschaftlich-technische Restpotenzial beträgt 18 TWh. Aus ökologischen Gründen (Vorhandensein von Naturschutzgebieten oder Weltkulturerbe) sind laut Umweltbundesamt nur 13 TWh pro Jahr erschließbar.

Nach Meinung des Vereins „Kleinwasserkraft Österreich“ wäre ein Ausbau von 7 TWh im Bereich der Klein-, Mittel- und Großkraftwerke ein realistisches Ziel für 2020. Rund 0,7 TWh pro Jahr könnten durch Effizienzsteigerung und Revitalisierung der Kleinwasserkraftwerke gewonnen werden [nach dem Umweltbundesamt, 2008].

Abbildung 3 stellt die österreichische Strategie im Bereich der Wasserkraft für 2020 dar.

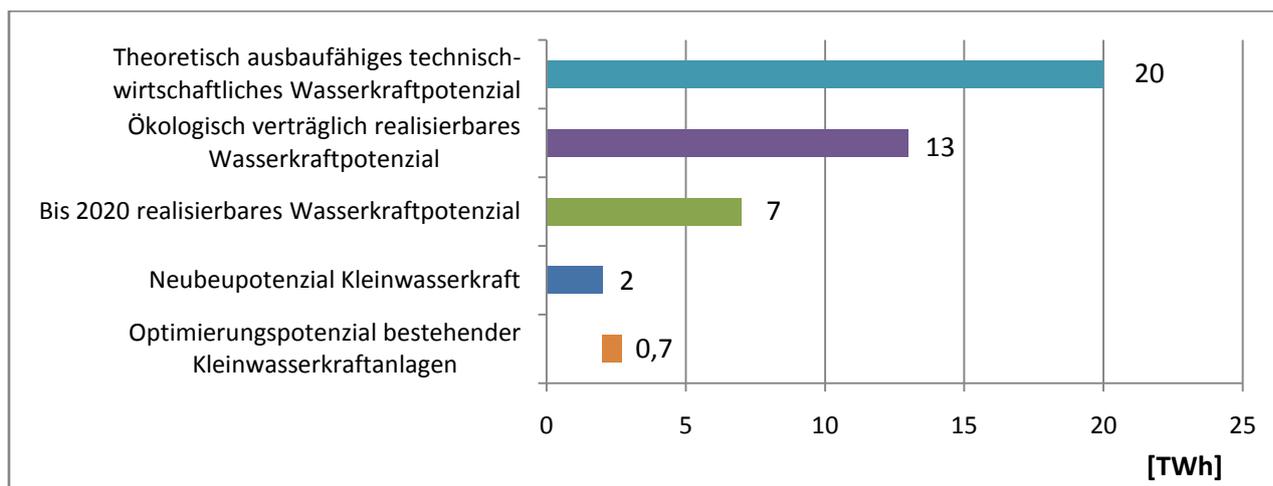


Abbildung 3 : Wasserkraftpotenzial in Österreich [nach dem Umweltbundesamt, 2008]

2.4 Typen von Wasserkraftwerken, Vorteile und Nachteile der Wasserkraft

[nach Thema Energie und nach HAÖ]

Wasserkraft ist eine erneuerbare Energieform bei deren Gewinnung keine Schadstoffe anfallen. Es gibt in Österreich verschiedene Typen von Wasserkraftanlagen:

- Laufkraftwerke erschließen das Wasserkraftpotenzial eines Flusses. Solche Anlagen stauen das Wasser des Flusses auf, generell mit geringem Höhenunterschied. Wasserspeicherung ist bei Laufkraftwerken nicht möglich. Außerdem ist die Schiffbarkeit dank der verringerten Strömung verbessert. Ein berühmtes Beispiel dafür ist das Donaukraftwerk Ybbs-Persenbeug (siehe Abbildung 4).

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich



Abbildung 4 : Donaukraftwerk Ybbs-Persenbeug. [BMLFUW]

- Schwellkraftwerke sind schwellbetriebsfähige Laufkraftwerke, d.h., dass es die Möglichkeit gibt, das Wasser während einiger Stunden teilweise zu speichern. Solche Kraftwerksketten sind zum Beispiel an der Enns, Salzach oder Drau vorhanden.
- Bei Speicherkraftwerken (Talsperren) wird das Wasser des Zuflusses in einem künstlichen Stausee gespeichert. Die Elektrizität wird daher teilweise bedarfsgerecht erzeugt. In Abhängigkeit der Speicherkapazität unterscheidet man Tages-, Wochen- und Jahresspeicher. Speicherkraftwerke werden auch für den Hochwasserschutz verwendet. Abbildung 5 zeigt die Jahresspeicherkraftwerksgruppe Zemm-Ziller in Tirol.



Abbildung 5 : Speicher Kraftwerk Zemm-Ziller [die Presse, 2009]

Die Wasserkraft weist einen hohen Wirkungsgrad auf (ca. 87 % nach Schiller, 1982). Bei guter Wartung ist die Nachhaltigkeit der Wasserkraftwerke ein weiterer Vorteil.

Diese Technologie hat jedoch Nachteile: der Bau eines großen Wasserkraftwerkes ist oft Synonym für schwere Eingriffe in die Natur. Viele Lebensräume werden zerstört. Außerdem ist beim Bau einer großen Wasserkraftanlage häufig eine Umsiedlung notwendig. Ein guter Kompromiss zwischen den Vorteilen und den Nachteilen wäre die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken, die nur eine geringe Beeinträchtigung der Umwelt darstellen.

3 Rohdaten zur hydrologischen und topographischen Situation Österreichs

Um das Wasserkraftpotenzial zu ermitteln sind Rohdaten aus den Bereichen Hydrologie und Topographie notwendig. In diesem Kapitel werden diese Daten sowie die hydrologische und topographische Situation in Österreich vorgestellt.

3.1 Hydrologische Daten

[nach Merz et al., 2006]

Die hydrologischen Rohdaten basieren auf an Pegeln gemessenen Durchflüssen. Die 637 Pegel, die im Rahmen dieser Arbeit verwendet wurden, werden in Abbildung 6 mittels roter Punkte dargestellt. In blau wird das Gewässernetz gezeigt. Dieses Netz wird in 5939 Flusstrecken aufgeteilt.

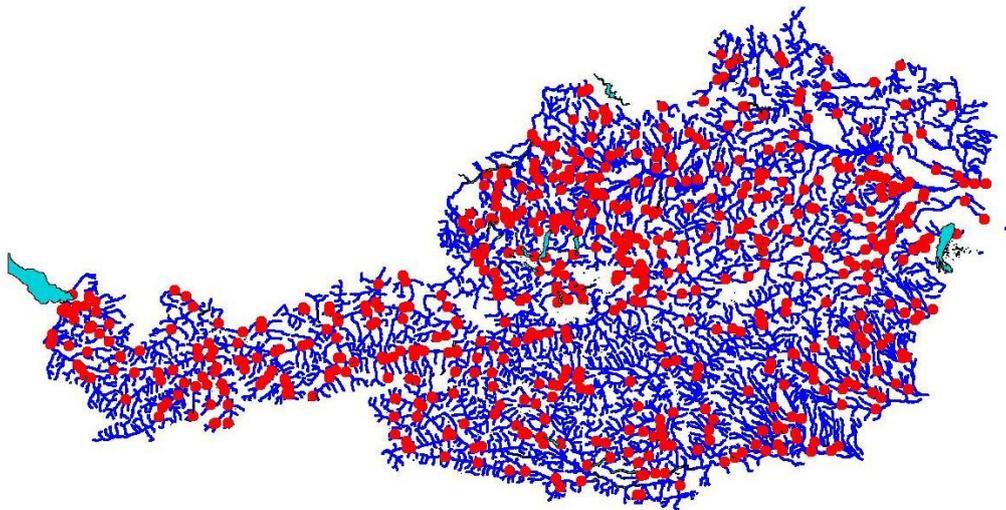


Abbildung 6 : 637 Pegel und Gewässernetz

Österreich wird auch in Einzugsgebiete eingeteilt. Ein Einzugsgebiet entspricht immer einem Punkt des Gewässernetzes und drainiert sämtliche Niederschläge bis zu diesem Punkt. Abbildung 7 illustriert diesen Begriff. In hell blau wird das Einzugsgebiet dargestellt. Das Niederschlagswasser dieses Einzugsgebietes fließt bis zum grünen Punkt ab. Österreich wird in 7774 Einzugsgebiete aufgeteilt.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

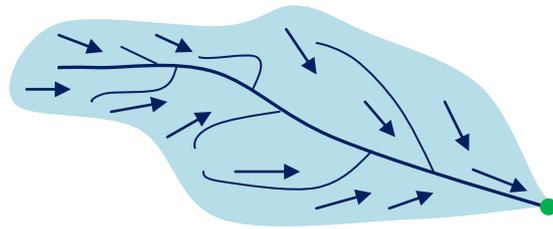


Abbildung 7 : Einzugsgebiet

Abbildung 8 zeigt die Jahresniederschläge in Österreich. Niederschläge haben einen indirekten Einfluss auf das Wasserkraftpotenzial. Die alpinen Bereiche im Westen des Landes weisen eine besonders hohe Niederschlagsmenge auf. Im Gegenteil dazu verzeichnen das Flachland nördlich und südlich der Donau sowie das Burgenland viel weniger Niederschläge.

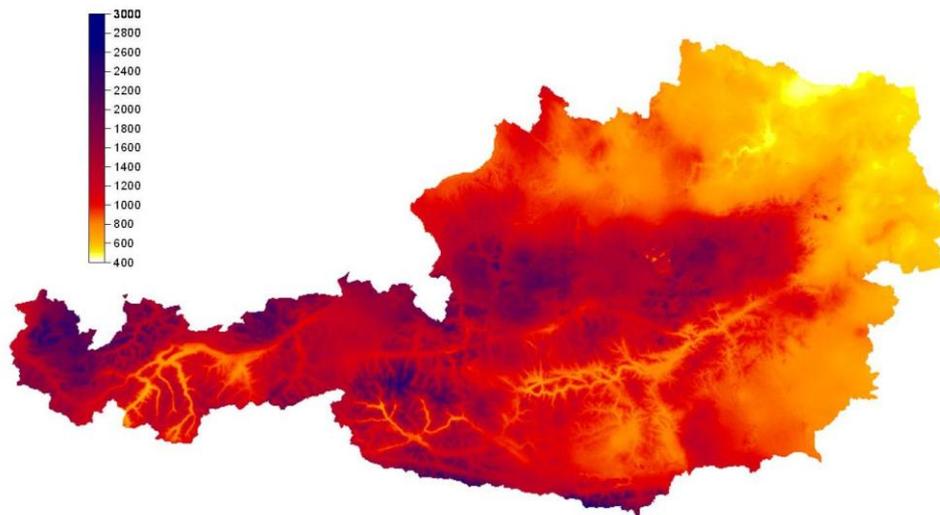


Abbildung 8 : Jahresniederschlag in Österreich (mm) [Merz, 2005]

3.2 Topographische Daten

Abbildung 9 zeigt die Geländehöhe jeder Flussstrecke. Die Geländehöhe ist ein wichtiger Parameter für das Wasserkraftpotenzial: je größer die Höhendifferenz einer Flussstrecke ist, desto höher ist das Potenzial. Die westlichen Regionen Österreichs zeichnen sich durch große Unterschiede der Geländehöhen aus. Nördlich im Bereich der Donau sowie im Burgenland herrschen hingegen flache Geländeformen vor.

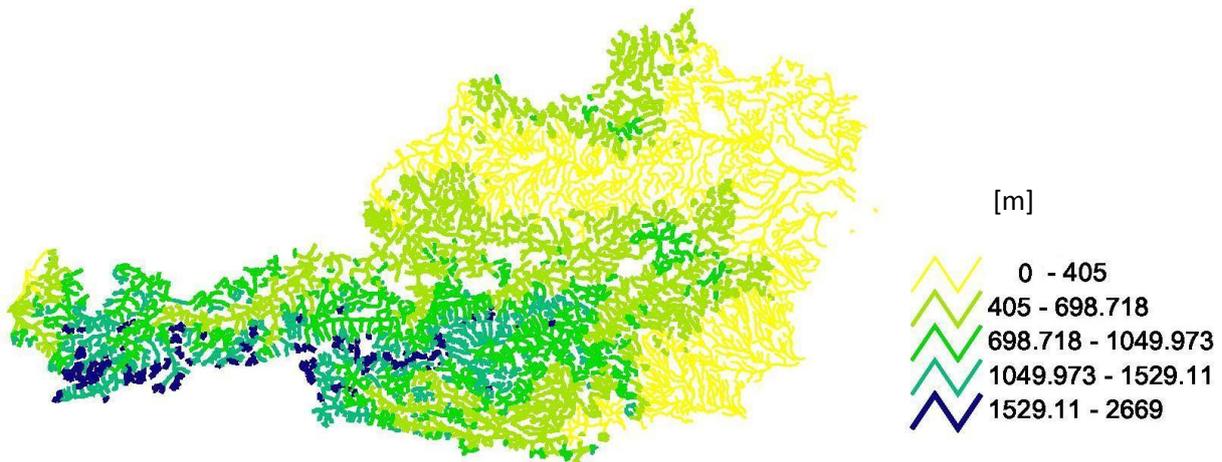


Abbildung 9 : Geländehöhen in Österreich [nach Merz, 2005]

Abbildung 10 stellt die Dichtefunktion der Geländehöhen dar. Dieses Histogramm wurde aus den mittleren Geländehöhen der 7774 Einzugsgebiete in Österreich erstellt. Jede Klasse des Diagrammes hat eine Breite von 100 m. Dieses Diagramm weist ein Maximum gegen 550 m auf. Dann sind die Gebiete ungefähr gleichmäßig bis 2450 m verteilt. In Österreich herrschen gebirgige Landschaftsformen vor, was einen Vorteil für die Wasserkraft darstellt. Abbildung 11 zeigt die Verteilungsfunktion der Geländehöhe. Der Median beträgt 1168 m.

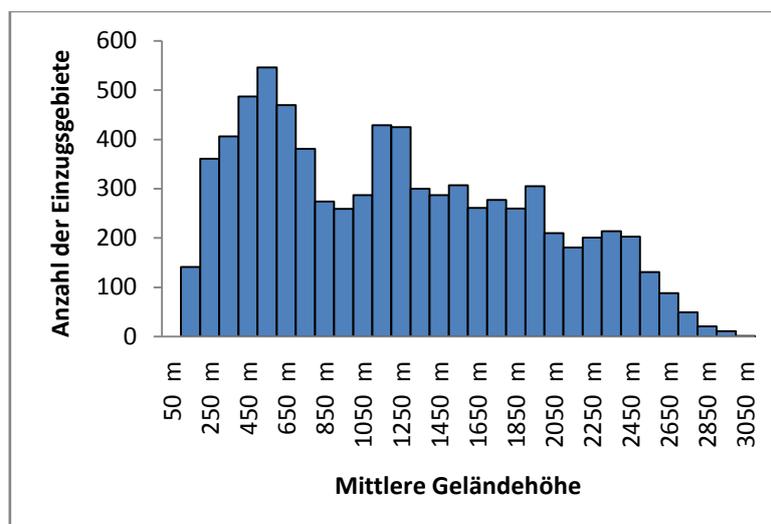


Abbildung 10 : Dichtefunktion der Geländehöhe

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

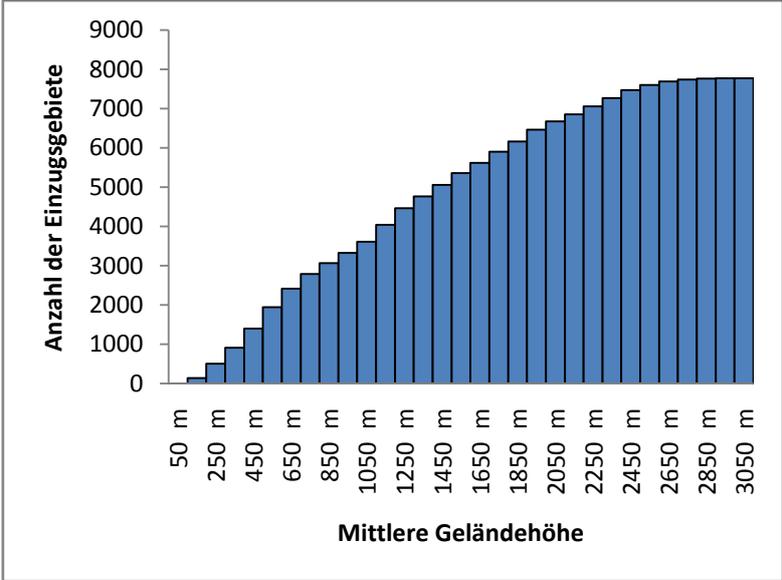


Abbildung 11 : Verteilungsfunktion der Geländehöhe

4 Methodik

Ziel dieses Kapitels ist es, die Methodik der Diplomarbeit zu beschreiben und die Grundlage der verwendeten Berechnungsmethoden zu erklären. In einem ersten Absatz werden die verschiedenen vorhandenen Wasserkraftpotenziale definiert. Dann wird der Ablauf der Ermittlung des Abflusslinienpotenzials in dieser Arbeit dargestellt. Die Durchflussinterpolationsmethode Topkriging wird danach zusammengefasst. In dieser Studie war es nötig die Ergebnisse der Topkriging-Interpolation zu bearbeiten: die Korrektur, die in dieser Arbeit durchgeführt wurde, wird in dem darauffolgenden Paragraph erklärt. Zum Schluss wird das HBV-Modell besprochen.

4.1 Methode zur Ermittlung des Wasserkraftpotenzials

[nach H.W. Weiss & A.O. Faeh, 1990]

In diesem Kapitel werden drei verschiedene Methoden zur Ermittlung des Wasserkraftpotenzials kurz beschrieben und verglichen:

- Das Niederschlagspotenzial (potenzielle Energie des Niederschlages)
- Das Abflussflächenpotenzial (potenzielle Energie des zum Abfluss führenden Niederschlages)
- Das Abflusslinienpotenzial (potenzielle Energie des Abflusses in Gerinnen)

4.1.1 Das Niederschlagspotenzial

Das Niederschlagspotenzial wird aus mittleren jährlichen Niederschlägen und topographischen Daten berechnet. Das beobachtete Gebiet wird in Quadrate konstanter Flächen aufgeteilt. Das Potenzial eines Quadrates i hängt vom Niederschlag, von seiner Fläche und von der Höhendifferenz Δh_i zwischen seinem Mittelpunkt und einem vorgegebenen Punkt ab (siehe Abbildung 12).

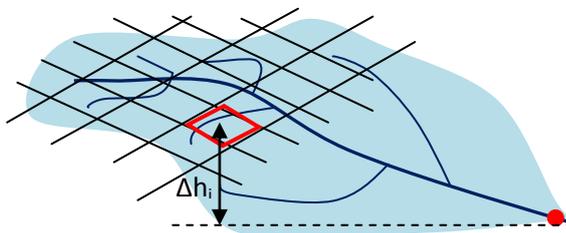


Abbildung 12 : Niederschlagspotenzial [nach H.W. Weiss & A.O. Faeh, 1990]

Die Verdunstungs- und Sickerwasserverluste sind zu berücksichtigen.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

4.1.2 Das Abflussflächenpotenzial

Wie in der letzten Methode wird das Einzugsgebiet in verschiedene Quadrate aufgeteilt. Nicht der ganze Niederschlag kommt zum Oberflächenabfluss: Der Niederschlag infiltriert teilweise in den Boden. Das Potenzial eines Quadrates hängt von dem zum Abfluss führenden Niederschlag, von seiner Fläche und von h_i ab. Die folgende Formel wird verwendet:

$$P_m = \sum_{\text{Quadrat } i} Q_{m,i} \cdot g \cdot \rho \cdot \Delta h_i$$

Hier sind P_m das mittlere Potenzial, $Q_{m,i}$ der mittlere zum Abfluss führende Niederschlag, g die Erdbeschleunigung ($9,81 \text{ m}^2/\text{s}$), ρ die Dichte von Wasser ($1\,000 \text{ kg}/\text{m}^3$) und Δh_i die Höhendifferenz.

Wie beim Niederschlagspotenzial muss das Abflussflächenpotenzial um die Verdunstungs- und Versickerungsverluste korrigiert werden.

4.1.3 Abflusslinienpotenzial

Die Flüsse des beobachteten Gebietes werden in mehrere Flussstrecken verteilt. Es wird angenommen, dass das Gefälle entlang jeder Flussstrecke konstant ist.

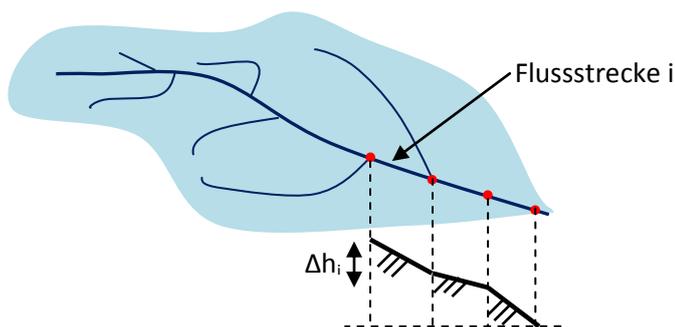


Abbildung 13 : Abflusslinienpotenzial [nach H.W. Weiss & A.O. Faeh, 1990]

Das Potenzial ergibt sich aus folgender Formel:

$$P_m = \sum_{\text{Flussstrecke } i} Q_{m,i} \cdot g \cdot \rho \cdot \Delta h_i$$

Hier sind P_m das mittlere Potenzial, $Q_{m,i}$ der mittlere Abfluss der Flussstrecke i , g die Erdbeschleunigung, ρ die Dichte von Wasser und Δh_i die Höhendifferenz;

Führt man den Kraftwerkswirkungsgrad η ein, würde die Leistungsformel lauten:

$$P_{m,Netto} = \sum_{\text{Flussstrecke } i} \eta \cdot Q_{m,i} \cdot g \cdot \rho \cdot \Delta h_i$$

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

4.1.4 Vergleich der drei Methoden

Diese drei Methoden führen oft zu stark unterschiedlichen Ergebnissen. Diese Tatsache kann erklärt werden durch:

- die Berücksichtigung oder die Vernachlässigung der Verdunstungs- und Versickerungsverluste
- den Kraftwerkswirkungsgrad
- die Feinheit des verwendeten Gitter
- ...

Für das Jahr 1990 gibt Schiller [nach Schiller & Dexter 1991] folgende Werte für das Gebiet Österreich an:

- Niederschlagspotenzial: 252 000 GWh/a,
- Abflussflächenpotenzial: 150 000 GWh/a,
- Abflusslinienpotenzial: 74 000 GWh/a.

Jede dieser Methoden wird in verschiedenen Kontexten bevorzugt. Das Abflusslinienpotenzial ist besonders geeignet um Gebiete mit noch ungenutztem großem Potenzial zu identifizieren.

Das Abflusslinienpotenzial ist oft nicht zur Gänze verwendbar. Um einen aussagekräftigen Wert zu ermitteln, muss man wissen, welche Gebiete technisch und wirtschaftlich erschließbar sind. Auch sollte man die Gebiete kennen, deren Erschließung aus Umweltgründen unmöglich ist.

4.2 Ermittlung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials am Beispiel der Pöyry-Studie

Ziel dieser Arbeit ist das Abflusslinienpotenzial ohne Berücksichtigung der technisch-wirtschaftlichen und ökologischen Einschränkungen zu ermitteln. Dieses Kapitel stellt zusammenfassend eine Methode zur Ermittlung des technisch-wirtschaftlichen Wasserkraftpotentials für Österreich vor, die in der Wasserkraftpotentialstudie Österreich von Pöyry (2008) verwendet wird.

4.2.1 Vorstellung der Wasserkraftpotentialstudie von Pöyry (2008)

Diese Studie ist eine Aktualisierung der Ermittlung des Abflusslinienpotentials nach SCHILLER (1982). Es geht um die Ermittlung des technisch- wirtschaftlichen Gesamt- und Restpotentials, d.h. des Potentials, das bei Betrachtung ausschließlich technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen in Österreich realisierbar wäre. Die rechtlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Einschränkungen werden nicht berücksichtigt.

4.2.2 Begriffsdefinitionen

[nach Pöyry, 2008]

In der Wasserkraftpotentialstudie von 2008 wurden die folgenden Begriffe definiert:

Abflusslinienpotential :

Dieses Potenzial wurde im Kapitel 4.1.3 definiert.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Ein Anlagewirkungsgrad von ca. $\eta = 87\%$ wurde in der SCHILLER-Studie verwendet.

Ausbauwürdiges Wasserkraftpotential :

„Dieses ist definiert als das Arbeitsvermögen der Gesamtheit aller bestehenden Kraftwerke zuzüglich der in Bau bzw. in Planung befindlichen Projekte und gibt somit das Potential, das aus der momentan Sicht für die Gesellschaften unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten als erschließungswürdig angesehen wird“ [Pöyry, 2008].

Ausgebautes Wasserkraftpotential :

Dies Potential ist „die Summe der Regularbeitsvermögen aller bestehenden Anlagen. Daneben existiert das ausgebaute Wasserkraftrohpotential, welches die Nutzung des gesamten am Standort verfügbaren Abflusses bei Bruttofallhöhe voraussetzt“ [Pöyry, 2008].

Linienrestpotential :

Das Linienrestpotential ist „die Differenz aus Abflusslinienpotential und ausgebautem Wasserkraftpotential“ [Pöyry, 2008].

Technisch nutzbares Wasserkraftrestpotential:

Dieses Potential ist der aus reiner technischer Sicht erschließbare Anteil des Linienpotentials.

Technisch-wirtschaftliches Wasserkraftpotential :

Dieses ist „jenes Wasserkraftpotential, das unter den gegebenen technischen und mittleren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sinnvoll erschlossen werden kann“ [Pöyry, 2008].

Ausbaufähiges Wasserkraftrestpotential :

Dieses ist der aus technischer, wirtschaftlicher, rechtlicher und ökologischer Sicht erschließbare Anteil des Linienpotentials.

Nutzungsgrad

Der Nutzungsgrad wird als Verhältnis zwischen dem ausgebauten Wasserkraftpotential unter Berücksichtigung aller Verluste und in einer festgelegten räumlichen Einheit verfügbarem Abflusslinienpotential definiert. Die Nutzungsgrade werden durch Erfahrung bestimmt.

Optimierungspotential:

Das Optimierungspotential ist das zusätzlich realisierbare Potential, das durch die Optimierung aller bestehenden Anlagen gewonnen werden könnte. Das Optimierungspotential lässt sich für große Anlagen (Engpassleistung ≥ 10 MW) mit „1% bis 2% des gesamten Regularbeitsvermögens abschätzen.“ Für Kleinkraftwerke (Engpassleistung ≤ 10 MW) wird ein Optimierungspotential in der Größenordnung von bis zu 15% geschätzt“ [Pöyry, 2008].

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

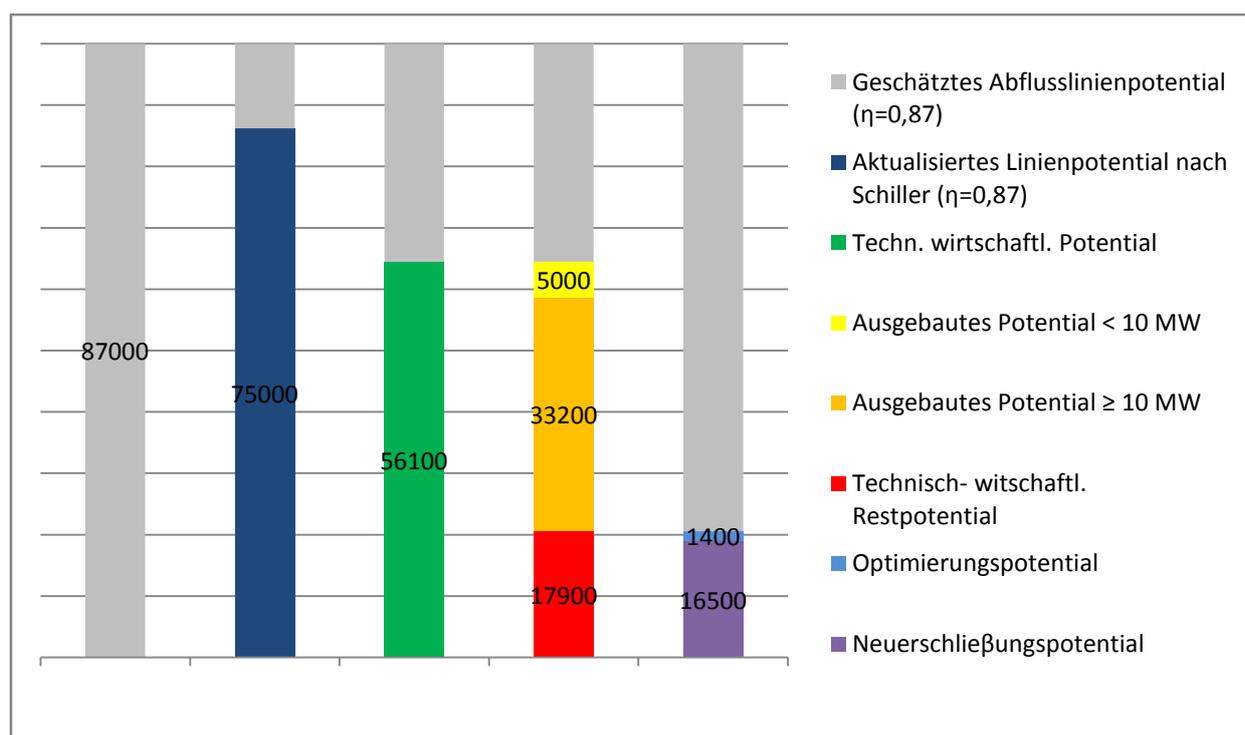


Abbildung 14 : Zusammenstellung der Potentiale [GWh] [nach Pöyry, 2008]

4.2.3 Methodik der Studie von Pöyry

Die in der Wasserkraftpotentialstudie 2008 verwendete Methodik wird in Abbildung 16 dargestellt. Sie gliedert sich in die Analyse des Istzustands sowie die Ermittlung eines erreichbaren Ausbauzustands.

Die Variante 1 stellt „die Analyse des bei reiner Beachtung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen erreichbaren Zustands“ vor [Pöyry, 2008]. Diese Methodik wurde nicht in der Studie von Pöyry durchgeführt da es zu zeitaufwendig wäre. Aus diesem Grund wurde eine adaptierte Methodik (Variante 2) entwickelt.

Mittels hydrologischer und topographischer Daten ergibt sich das Abflusslinienpotential. Die verwendete Formel wurde im Abschnitt 4.1.3 angeführt. Der Vergleich zwischen der Aktualisierung von 2008 und der SCHILLER-Studie zeigt Unsicherheiten: das tatsächlich vorhandene Linienpotential im Bereich der Seitenbäche ist manchmal deutlich höher in der Aktualisierung als in der SCHILLER-Studie. Ursachen für diese Unterschätzung in der SCHILLER-Studie könnten z.B. sein:

- „Vereinfachte Abschätzung der Topographie bzw. der Längenschnitte,
- Keine Berücksichtigung der regionalen Verteilung der Abflusshöhen innerhalb der betrachteten Einzugsgebiete,
- Vernachlässigung aller Seitenbäche, die bei der Mündung in einen der Hauptflüsse einen Mittelwasserdurchfluss von weniger $1 \text{ m}^3/\text{s}$ aufweisen.“ [Pöyry, 2008]

Die Ermittlung des ausgebauten Wasserkraftpotentials erfolgt durch eine Datenerhebung bei den Energieversorgungsunternehmen. Im Rahmen einer Umfrage durch PÖYRY Energy GmbH (PÖRY07) wurden alle Anlagen mit einer Engpassleistung ≥ 10 MW erhoben. Die Anlagen ≥ 10 MW tragen 89%

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

zur Gesamterzeugung (nach den Daten der E-Control bezüglich der Gesamterzeugung). Die Abschätzung des Regelarbeitsvermögens (RAV) durch Kleinwasserkraft berechnet sich wie folgt:

$$RAV_{<10\text{ MW}} = \frac{RAV_{\geq 10\text{ MW Österreich}}}{0,89} - RAV_{\geq 10\text{ MW Österreich}}$$

[nach Pöyry, 2008]

Die Ermittlung des gesamten vorhandenen technisch-wirtschaftlichen Potentials erfolgt über die in bestimmten Gebieten erreichbaren Gebietsnutzungsgrade (siehe Definition in Abschnitt 4.2.2). Für verschiedene topographische Regionen bzw. typische Bereiche (Klassen) werden maximale Nutzungsgrade bestimmt. Die Donau sowie die großen Flüsse werden separat behandelt, da hier die noch vorhandenen freien Fließstrecken und Restpotentiale relativ genau bekannt sind. Die Klassifizierung aller Seitenbäche erfolgt auf Basis folgender Kenngrößen:

- Mittlere Höhenlage des Einzugsgebiets
- Gefälleindex
- Mittlerer Durchfluss
- Median des Abflussdauerlinie

Das technisch-wirtschaftliche Gesamtpotential für jeden Seitenbach ergibt sich durch Multiplikation des vorhandenen Linienpotentials mit dem maximalen Gebietsnutzungsgrad der Klasse.

Die Wasserkraftpotentialstudie beschränkt sich auf die Ermittlung des Potentials unter Beachtung von rein technischen und wirtschaftlichen Kriterien. Rechtliche, ökologische und sonstige gesellschaftliche Randbedingungen sind nicht Gegenstand dieser Studie. Die sensiblen Gebiete mit höchster Priorität (Nationalparks sowie Weltkulturerbe) müssten berücksichtigt werden. Das reduzierte technisch- wirtschaftliche Restpotential ist die Differenz aus dem technisch-wirtschaftlichen Restpotential und dem Potential in Nationalparks und Weltkulturerbe.



Abbildung 15 Reduktion des technisch- wirtschaftlichen Potentials [GWh] durch Berücksichtigung von Nationalparks und Weltkulturerbe [nach Pöyry, 2008]

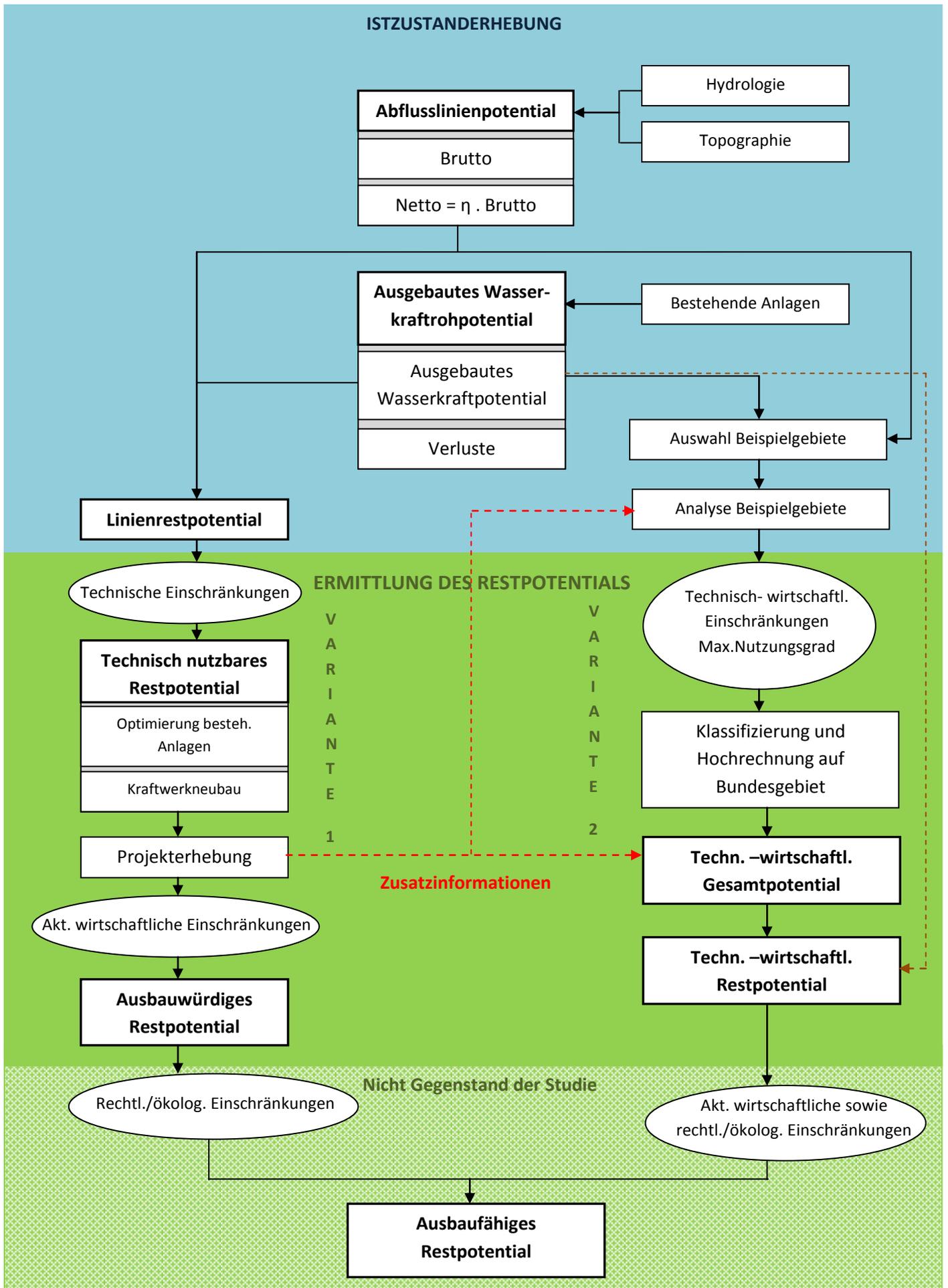


Abbildung 16 :Ermittlung des technisch – wirtschaftlichen Restpotenzial [nach Pöyry 2008]

4.3 Übersicht über die Berechnungen dieser Arbeit

In dieser Arbeit wird das Abflusslinienpotenzial für die Zeiträume 1976-2006 und 2021 - 2050 in Österreich ermittelt. Die technisch-wirtschaftlichen Grenzen sowie die ökologischen Beschränkungen werden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Für den Zeitraum 1976-2006 sind die beobachteten Durchflüsse an 637 Pegeln erfasst worden. Der jährliche, saisonale und monatliche Mittelwert des Durchflusses wird für jeden Pegel berechnet. Die mittleren Durchflüsse werden für jeden Punkt des Flussnetzes durch Topkriging ausgehend von den Pegelwerten interpoliert. Die Ergebnisse der Interpolation werden durch eine Methode, die nachgehend beschrieben wird, korrigiert. Das Potenzial jeder Flussstrecke i wird danach mit der Formel $P_{m,i} = Q_{m,i} \cdot g \cdot \rho \cdot \Delta h_i$ berechnet. Aus der Summierung dieser einzelnen Potenziale ergibt sich das Gesamtpotenzial für ganz Österreich und für einzelne wichtige Gebiete. Der Ablauf dieser Berechnungen ist in Abbildung 17 dargestellt.

Für den Zeitraum 2021 - 2050 ist natürlich keine Beobachtung des Durchflusses vorhanden. Die Durchflüsse werden durch ein HBV-Modell (Hydrologiska Byråns Vattenballansavdelning) interpoliert. Die Eingangsdaten sind also die Klimaprognose von 2021 bis 2050. Das HBV-Modell ist ein Konzeptmodell, d.h. einzelne Prozesse wie Schneeschmelze oder Verdunstung werden mittels einfachen Formeln (siehe Abschnitt 4.6) berücksichtigt. Diese Simulationsmethode wird weltweit für Einzugsgebiete von 1 bis mehr als 100 000 km² verwendet [nach Ralf Merz, Ingenieurhydrologie 2, 2010].

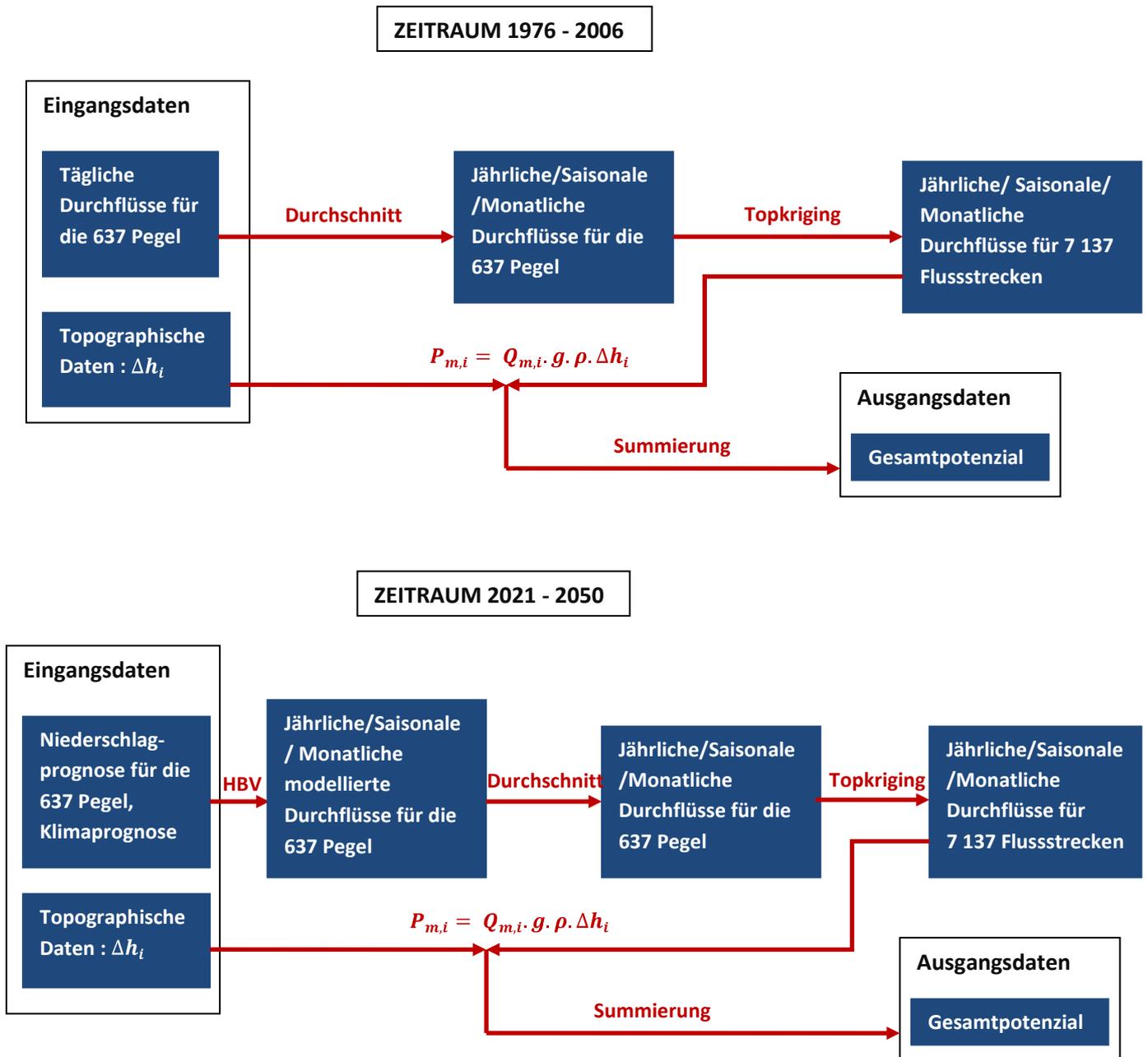


Abbildung 17 : Übersicht über die Berechnungsmethodik für 1976 - 2006 (oben) und 2021 - 2050 (unten)

4.4 Interpolationsmethode : Kriging und Topkriging

4.4.1 Normale Kriging-Methode

Mathematische Vorstellung der Methode

[nach Edward H. Isaaks, R.Mohan Srivastava, 1989]

Die Kriging-Methode ist ein Interpolationswerkzeug „der hydrologischen Regionalisierung und besteht darin, aus Messungen einer Zufallsvariable an einigen Punkten die gleiche Variable an anderen Stellen des Gebietes abzuschätzen“. [Blöschl, Geostatistische Methoden bei der hydrologischen Regionalisierung]

Zum Beispiel wurde die Zufallsvariable $V(x,y)$ an den Punkten 1 bis n gemessen. Der Wert der Variable V an dem Punkt 0 ist zu interpolieren. Man nimmt an, dass die Variable V an jedem Punkt die gleiche Verteilungsfunktion hat.

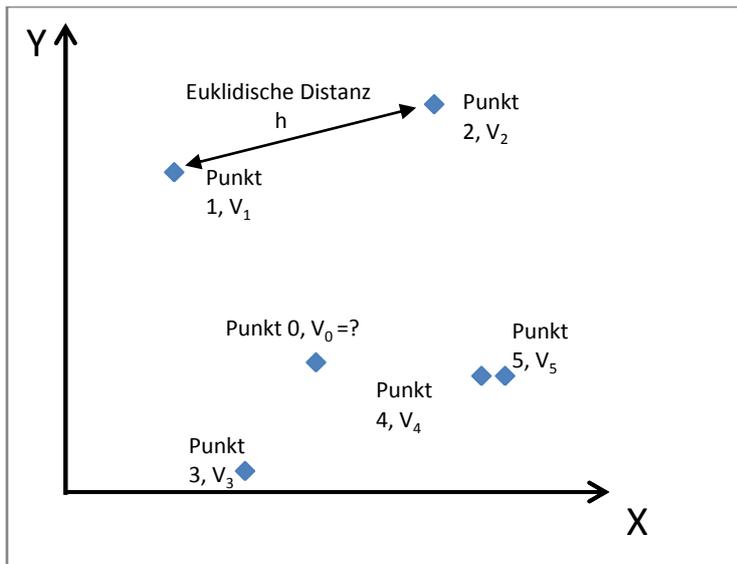


Abbildung 18 : Kriging-Interpolation

Das Ziel der Kriging-Methode besteht darin, einen geschätzten Wert \hat{V}_0 für V_0 (Realisierung der Zufallsvariable am Punkt 0) mittels der gemessenen Werten V_1, \dots, V_n zu bestimmen. Die Lösung wird die folgende Form haben:

$$\hat{V}_0 = \sum_{i=1}^n w_i \cdot V_i$$

wo w_i Gewichte sind, die zu berechnen sind.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Außerdem darf das Kriging-Modell keinen systematischen Fehler aufweisen, d.h. dass der Erwartungswert des Fehlers Null ist:

$$E(\hat{V}_0 - V_0) = 0$$

Die obige Gleichung erfordert, dass die Summe der Gewichte gleich 1 sein muss:

$$\begin{aligned} E(\hat{V}_0 - V_0) &= E\left(\sum_{i=0}^n w_i \cdot V_i - V_0\right) = \sum_{i=0}^n w_i \cdot E(V_i) - E(V_0) = \left(\sum_{i=0}^n w_i - 1\right) \cdot E(V_0) = 0 \\ &\Leftrightarrow \sum_{i=0}^n w_i = 1 \end{aligned}$$

($E(V_i) = E(V_0) \forall i$ weil die Zufallsvariable V die gleiche Verteilungsfunktion am jedem Punkt i hat)

Die Gewichte w_i sind so zu berechnen, dass der mittlere quadratische Fehler ein Minimum ist:

$$\tilde{\sigma}_R^2 = \text{Var}(\hat{V}_0 - V_0) = E((\hat{V}_0 - V_0)^2) \rightarrow \min$$

Man kann beweisen, dass $\tilde{\sigma}_R^2$ sich aus der nachstehenden Formel zu [nach E.H.Isaaks & R.M.Srivastava, 1989]:

$$\tilde{\sigma}_R^2 = \tilde{\sigma}^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i \cdot w_j \cdot \tilde{C}_{ij} - 2 \sum_{i=0}^n w_i \cdot \tilde{C}_{i0}$$

ergibt, wo $\tilde{\sigma}^2 = \text{Var}(V)$ und $\tilde{C}_{ij} = \text{Cov}(V_i, V_j)$ (Var ist die Varianz einer Zufallsvariable und Cov die Kovarianz). Man nimmt an, dass die $\tilde{\sigma}^2$ und die \tilde{C}_{ij} Eingangsgrößen des Problems sind.

Um die Gewichte w_i zu bestimmen benutzt man die n folgenden Gleichungen:

$$\tilde{\sigma}_R^2 = \min \quad \Leftrightarrow \quad \frac{\partial \tilde{\sigma}_R^2}{\partial w_i} = 0 \quad \forall i = 1 \dots n$$

Es gibt aber eine $(n+1)$ -ste Gleichung: $\sum_{i=0}^n w_i = 1$ und n Unbekannte: w_1, \dots, w_n . Deshalb verwendet man die Lagrange'sche Methode, die darin besteht, einen zusätzliche Parameter μ einzuführen:

$$\tilde{\sigma}_R^2 = \tilde{\sigma}^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i \cdot w_j \cdot \tilde{C}_{ij} - 2 \sum_{i=0}^n w_i \cdot \tilde{C}_{i0} + 2\mu \left(\sum_{i=0}^n w_i - 1\right)$$

Aus der Minimierung ergeben sich die folgenden Gleichungen:

$$\begin{aligned} \tilde{\sigma}_R^2 = \min \quad \Leftrightarrow \quad \frac{\partial \tilde{\sigma}_R^2}{\partial w_i} &= 2 \sum_{j=0}^n w_j \cdot \tilde{C}_{ij} - 2\tilde{C}_{i0} + 2\mu = 0 \quad \forall i = 1 \dots n \\ \frac{\partial \tilde{\sigma}_R^2}{\partial \mu} &= \sum_{i=0}^n w_i - 1 = 0 \end{aligned}$$

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Diese $n+1$ Gleichungen können in Matrixform geschrieben werden:

$$\begin{array}{c} \mathbf{C} \\ \left[\begin{array}{cccc} \tilde{C}_{11} & \dots & \tilde{C}_{1n} & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \tilde{C}_{n1} & \dots & \tilde{C}_{nn} & 1 \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{array} \right] \cdot \begin{array}{c} \mathbf{w} \\ \left[\begin{array}{c} w_1 \\ \vdots \\ w_n \\ \mu \end{array} \right] \end{array} = \mathbf{D} \\ \left[\begin{array}{c} \tilde{C}_{10} \\ \vdots \\ \tilde{C}_{n0} \\ 1 \end{array} \right] \\ \begin{array}{ccc} (n+1) \times (n+1) & (n+1) \times 1 & (n+1) \times 1 \end{array} \end{array}$$

Da \mathbf{C} eine Quadratmatrix (dank des Parameters μ) ist, kann sie invertiert werden. Die Gewichte w_i ergeben sich also zu:

$$\mathbf{w} = \mathbf{C}^{-1} \cdot \mathbf{D}$$

Die geschätzte Variable für den Punkt 0 kann damit berechnet werden.

Die Kriging-Methode berücksichtigt zwei wichtige Aspekte der Abschätzungsprobleme:

- Die Distanz: je größer die Distanz zwischen der Meßstelle i und dem abgeschätzten Punkt, desto kleiner das Gewicht w_i . Die Distanz zum Punkt 0 wird im Vektor \mathbf{D} durch \tilde{C}_{i0} berücksichtigt.
- Der Clustering-Effekt: wenn zwei vorhergemessene Punkte i und j eng beisammen liegen (wie z.B. die Punkte 4 und 5 in Abbildung 18) sind ihre entsprechenden Gewichte etwa von ein Zweifaches kleiner als die Gewichte eines isolierten Punktes die zur gleichen Distanz liegen. Dieser Effekt wird durch \tilde{C}_{ij} in der Umkehrmatrix berücksichtigt.

4.4.2 Variogramm

Mathematische Definition des Variogramms: [nach E.H. Isaaks, R.M.Srivastava, 1989]

In dem vorstehenden Kapitel haben wir angenommen, dass die Kovarianzen \tilde{C}_{ij} zu den Eingangsgrößen gehören. In der Praxis wird lieber die räumliche Varianz γ (auch Variogramm genannt) verwendet um die räumliche Variabilität der Zufallsvariablen zu beschreiben:

$$\gamma_{ij} = \frac{1}{2} E \left((V_i - V_j)^2 \right)$$

Man kann zeigen, dass die räumlichen Varianzen mit den Kovarianzen verbunden sind [E.H. Isaaks, R.M.Srivastava, 1989]:

$$\gamma_{ij} = \sigma^2 - \tilde{C}_{ij}$$

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Empirische Schätzung des Variogramms:

[nach Blöschl, Geostatistische Methoden bei der hydrologischen Regionalisierung]

Das Variogramm kann aus Daten abgeschätzt werden. In Abbildung 19 stellt jeder schwarze Punkt einen gemessenen Wert von $\frac{1}{2} (V_i - V_j)^2$ dar. Die roten Punkte stellen die Mittelung dieser Werte über verschiedene Distanzgruppen Δh_i (siehe Abbildung 19) dar:

$$\hat{\gamma}(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{\Delta h} (V_i - V_j)^2, \quad N(h) \text{ ist die Zahl der Punkte in der entsprechenden Distanzklasse.}$$

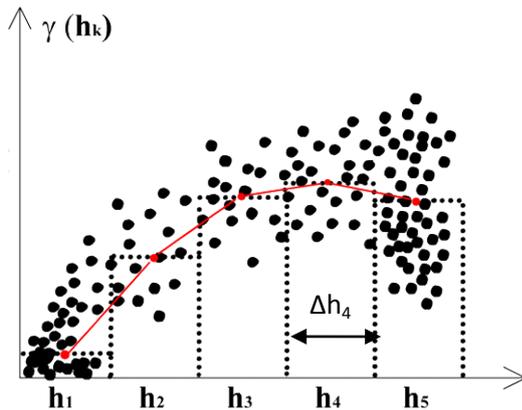


Abbildung 19 : Empirische Schätzung des Variogramms [GITTA]

Typische Variogrammmodelle:

[nach Blöschl, Geostatistische Methoden bei der hydrologischen Regionalisierung]

Für das Variogrammmodell sind folgende Formen üblich.

Ein typisches Beispiel für ein Variogramm ist:

$$\tilde{\gamma}(\mathbf{h}) = \begin{cases} 0 & \text{wenn } |\mathbf{h}| = 0 \\ C_0 + (C_1 - C_0) \left(1 - \exp\left(-\frac{3|\mathbf{h}|}{a}\right)\right) & \text{sonst} \end{cases}$$

\mathbf{h} entspricht die Euklidische Distanz zwischen den zwei betrachteten Punkten. Dieses Variogramm kann mittels drei Parameter beschrieben werden:

- Der Nugget (C_0) kann als Messfehler interpretiert werden.
- Die Korrelationslänge (a): Je größer die Korrelationslänge ist, über desto größere Distanzen ist die Variable korreliert.
- Das Niveau des Variogramms (C_1 , oder sill): je höher das Niveau, desto stärker variiert die Variable.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

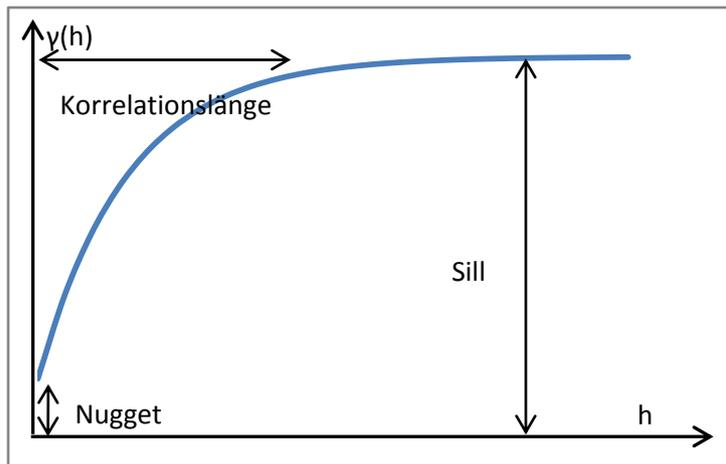


Abbildung 20 : Ein typisches Variogramm

Ein anderes Beispiel ist das Potenzvariogramm:

$$\gamma(h) = \alpha \cdot h^\beta$$

wo β die Krümmung ist und <2 sein muss.

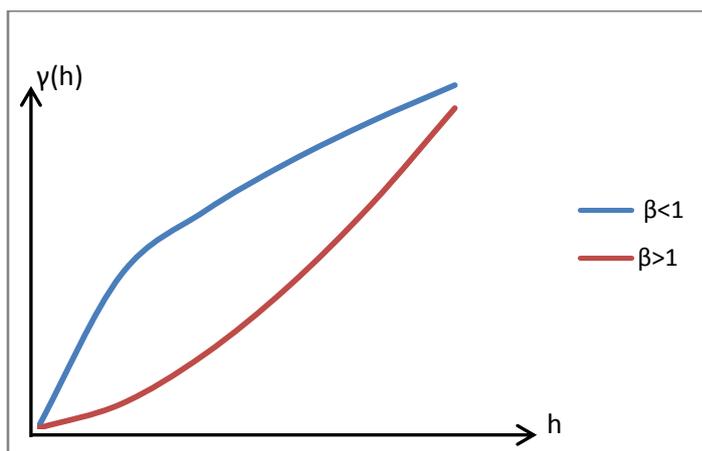


Abbildung 21 : Potenzvariogramm

Ein erweitertes typisches Variogramm besteht darin, dass die γ -Funktion als richtungsabhängig angenommen wird. In diesem Fall werden zwei Variogramme in der Nord-Süd- sowie in der West-Ost Richtung geschätzt.

4.4.3 Topkriging

Für Variablen, die, wie der Durchfluss, von der Gewässernetzwerk abhängen, ist das normale Kriging nicht geeignet. Für diesen Grund wurde eine andere Methode entwickelt, die solche Variable besser abschätzen kann. [nach Skøien, Merz, und Blöschl, 2006]

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Grundlage zur Block-Kriging Methode

[nach E.I.Isaaks und R.M.Srivastava, 1989]

Bei der Block-Kriging Methode spricht man nicht nur von einer auf einem Punkt geschätzten Variable sondern von einer auf einer lokalen Fläche (A) gemittelten Variable (V_A):

$$V_A = \frac{1}{A} \int_A V(x) dx$$

In der Praxis werden die lokalen Flächen mit einem Gitter aufgeteilt und das oben stehende Integral approximiert:

$$V_A = \frac{1}{n(A)} \sum_{j|j \in A} V_j$$

$n(A)$ ist die Zahl der Punkte in dem Gebiet A.

Die Kovarianz zwischen zwei Blöcke A_1 und A_2 soll eingeführt werden:

$$\tilde{C}_{A_1, A_2} = \frac{1}{n(A_1)n(A_2)} \cdot \sum_{i|i \in A_1} \sum_{j|j \in A_2} Cov(V_i, V_j) = \frac{1}{n(A_1)n(A_2)} \cdot \sum_{i|i \in A_1} \sum_{j|j \in A_2} \tilde{C}_{ij}$$

Wie beim normalen Kriging wird angenommen, dass die Varianz γ_{ij} zwischen zwei Punkten i und j bekannt ist. Die Beziehung zwischen der Kovarianz \tilde{C}_{ij} und dem Variogramm γ_{ij} ist folgende:

$$\gamma_{ij} = \tilde{\sigma}^2 - \tilde{C}_{ij}$$

Der Prozess, die Variable \hat{V}_{A_0} in einem Gebiet A_0 aus vorher gemessenen Variablen V_{A_1}, \dots, V_{A_n} zu bestimmen, ist der Gleiche wie beim normalen Kriging. Die Gewichte w_1, \dots, w_n werden durch Auflösung des folgenden Systems berechnet.

$$\begin{bmatrix} \tilde{C}_{A_1, A_1} & \dots & \tilde{C}_{A_1, A_n} & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \tilde{C}_{A_n, A_1} & \dots & \tilde{C}_{A_n, A_n} & 1 \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w_{A_1} \\ \vdots \\ w_{A_n} \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{C}_{A_1, A_0} \\ \vdots \\ \tilde{C}_{A_n, A_0} \\ 1 \end{bmatrix}$$

Und dann:

$$\hat{V}_{A_0} = \sum_{i=1}^n w_i \cdot V_{A_i}$$

Um numerische Probleme zu vermeiden, ist es besonders wichtig das gleiche Gitter bei jeder Berechnung der Kovarianzen \tilde{C}_{A_i, A_j} zu verwenden.

Grundidee der Topkriging-Methode

[nach Skøien, Merz und Blöschl, 2006]

Topkriging ist eine Anwendung von Block-Kriging. Die Grundidee der Topkriging Methode besteht darin, dass die Variable auf dem Einzugsgebiet, der zu einer besonderen Stelle des Gewässernetzes drainiert, gemittelt wird. Im Rahmen dieser Arbeit ist die interpolierte Variable der Durchfluss.

In Abbildung 22 wird das ganze Gebiet A_i bis zum Punkt i drainiert, $\forall i=0 \dots 2$. Das Gitternetz muss bei der Berechnung der Kovarianzen \tilde{C}_{A_0,A_0} , \tilde{C}_{A_0,A_1} , \tilde{C}_{A_0,A_2} , \tilde{C}_{A_1,A_2} , ..., immer gleich bleiben. In diesem schematischen Beispiel wird die mittlere Variable auf dem Gebiet 0 gesucht. Mit Topkriging werden nicht nur die Gebietsflächen sondern auch der Effekt der Vernetzung berücksichtigt [nach Skøien, Merz und Blöschl, 2006]: Die Flächen der Gebiete 1 und 2 sind vergleichbar, aber das Gewicht w_{A_2} wird kleiner als w_{A_1} sein, da das Gebiet A_1 mit dem Gebiet A_0 vernetzt worden ist.

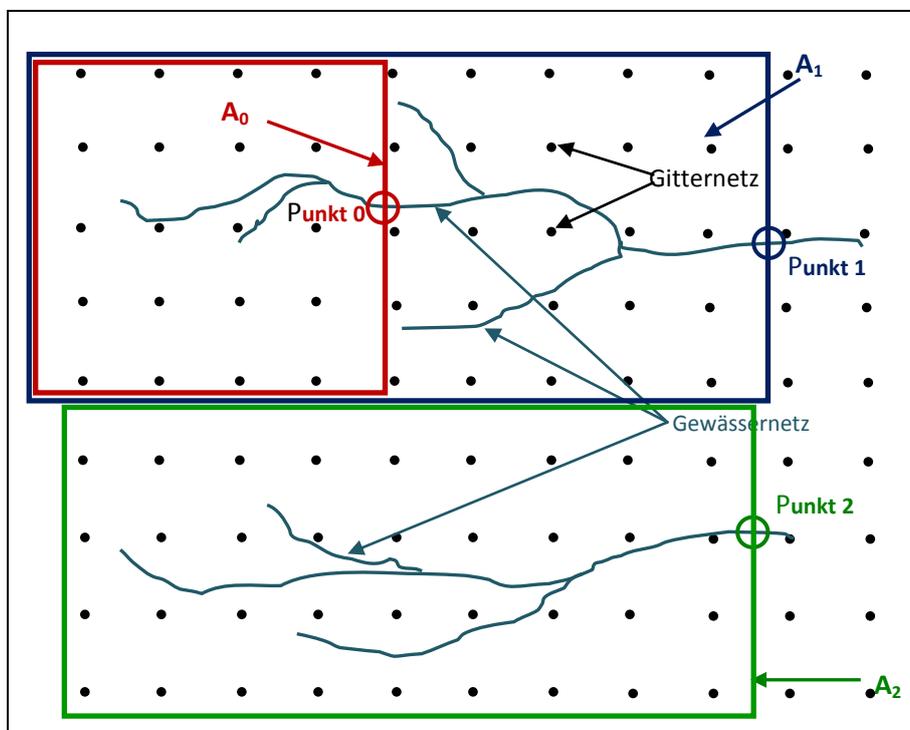


Abbildung 22 : Topkriging

4.5 Korrektur der interpolierten Ergebnisse

Um das gesamte Wasserkraftpotential zu ermitteln ist es notwendig eine Abschätzung des Durchflusses für jeden Knoten des Flussnetzes zu machen. Der Durchfluss wird an 637 Pegeln gemessen und auf den 7137 übrigen Stellen des Netzes durch Topkriging interpoliert. Für jede Flusstrecke werden zwei Durchflüsse interpoliert: der Erste entspricht dem Einzugsgebiet am Anfang der Flusstrecke und der Zweite entspricht dem Einzugsgebiet am Ende der Flusstrecke (siehe Abbildung 23). Die bunten Linien stellen die Flusstrecken dar, die Schwarzen die Grenzen der Einzugsgebiete.

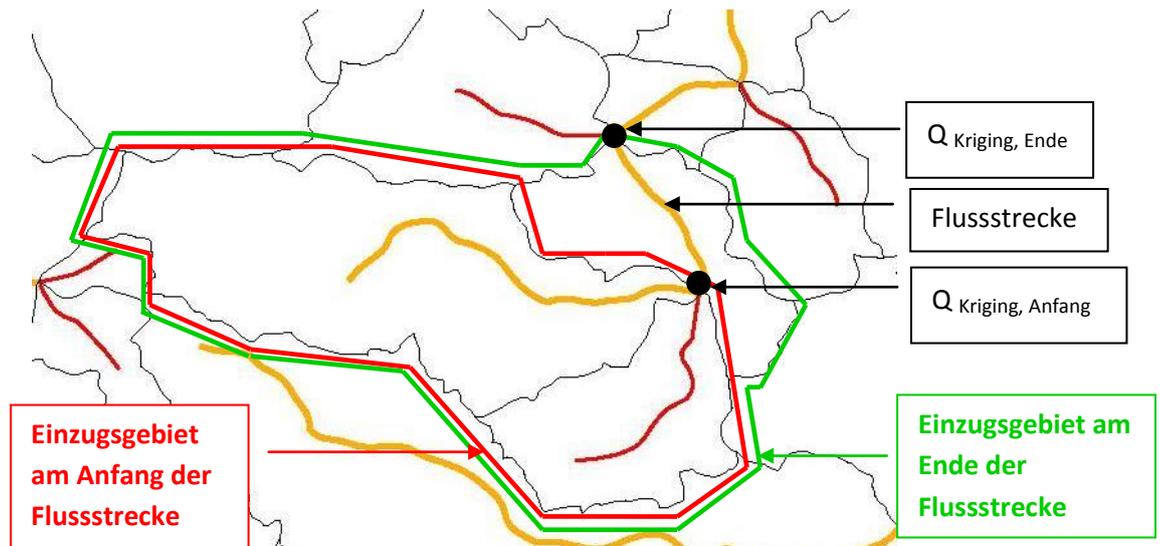


Abbildung 23 : Abschätzung der Durchflüsse, Einzugsgebiete

Die Interpolation der Durchflüsse (sowie die Berechnung des Potenzials) wird durch ein schon vorhandenes Fortran-Programm durchgeführt. Die Darstellung der Interpolationsergebnisse weist Fehler in der Gewässernetzstruktur, wie zum Beispiel eine falsche Zuordnung von Gebieten zu Gewässerstrecken, auf. Ziel dieses Kapitels ist es, eine Methode zur Identifikation und Korrektur dieser Fehler zu finden.

4.5.1 Erste Stufe der Korrektur: Korrektur Fehler in der Gewässernetzstruktur

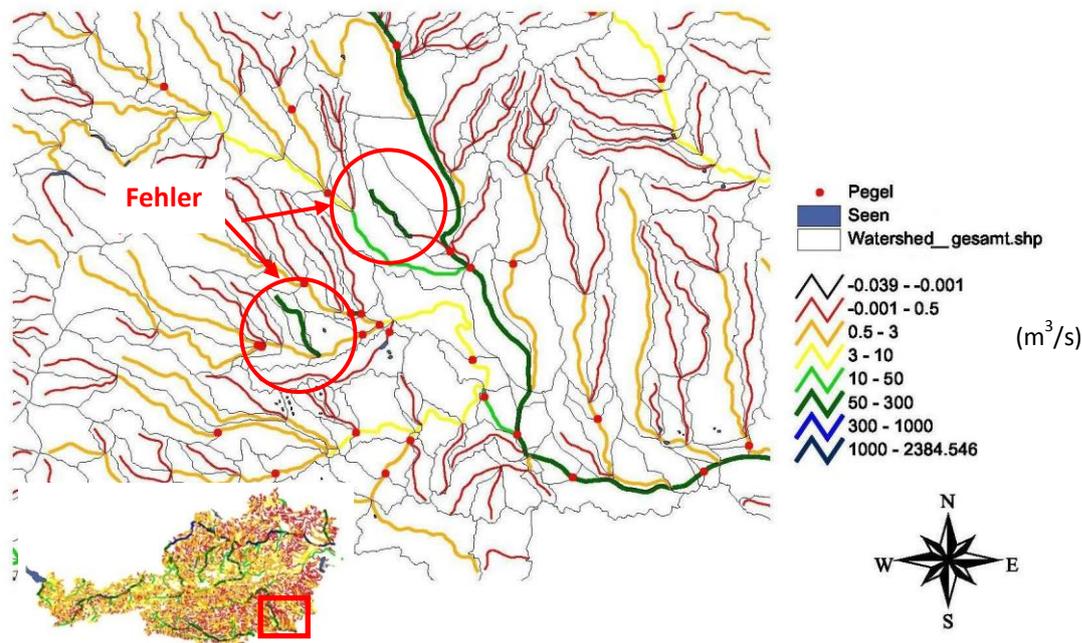


Abbildung 24 : Auswirkung der Fehler in der Gewässernetzstruktur auf die Topkriging Interpolation

Die Darstellung in Abbildung 24 der Interpolationsergebnisse zeigt grobe Fehler. In zwei Fällen sind die interpolierten Durchflüsse größer als 50 m³/s aber fließen zu einem geringeren Fluss. Solcher grob unlogische Durchfluss entspricht meistens einem Fehler in den Eingangsdaten. Zwei Arten von Fehler sind vorhanden:

- In der Eingangsdatei entspricht die Flusstrecke dem falschen Einzugsgebiet. Die einfachste Abhilfe dieses Problems besteht darin, die falschen Strecken aufzulisten und in dem Fortran-Programm die Beziehungen zwischen Flusstrecke und Einzugsgebiet zu korrigieren.
- Die Fläche des Einzugsgebiets in den Input-Dateien ist falsch. Die Lösung besteht darin, die Eingangsdatei händisch zu ändern.

Um solche Probleme aufzudecken ist die folgende Methode verwendet worden:

- Für jede Flusstrecke i wird der Unterschied Δ_i berechnet:

$$\Delta_i = A_{i,Ende} - A_{i,Anfang}$$

wo $A_{i,Ende}$ die Fläche des Einzugsgebiets am Ende der Flusstrecke ist und $A_{i,Anfang}$ die Fläche des Einzugsgebiets am Anfang der Fließstrecke. Diese Differenz muss immer positiv sein.

- Die Δ_i werden in aufsteigender Reihenfolge geordnet.
- Die Fließstrecken, deren Δ_i negativ sind, werden nachgeprüft und korrigiert.

Nach dieser ersten Korrektur sind diese groben Fehler verschwunden, wie Abbildung 25 zeigt.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

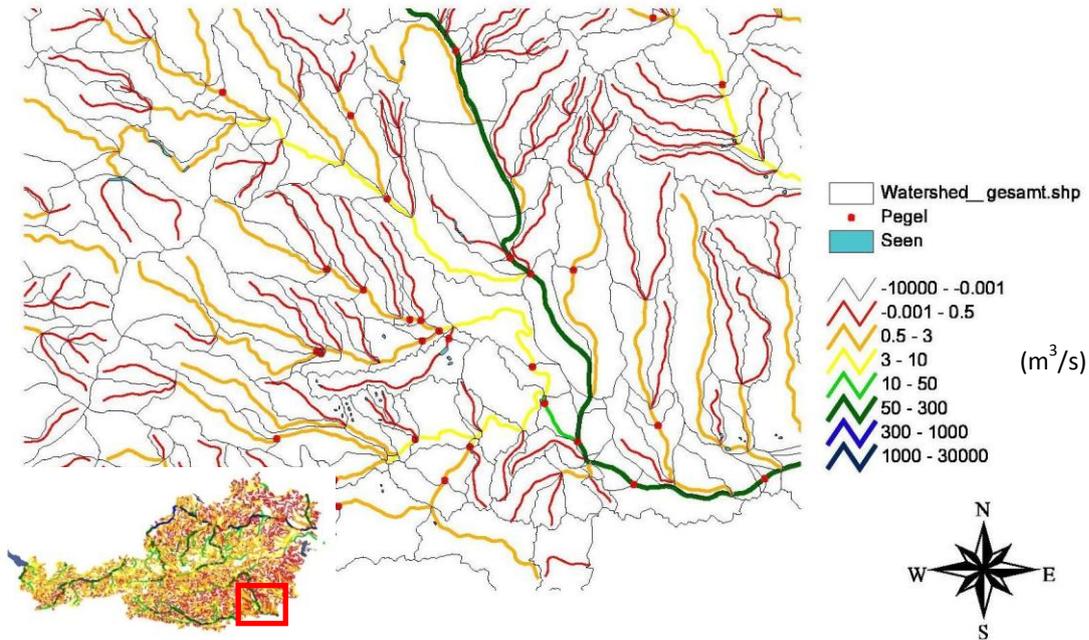


Abbildung 25 : Topkriging-Interpolation nach der Korrektur der Gewässernetzstruktur

4.5.2 Zweite Stufe der Korrektur: Berücksichtigung der Massenerhaltung bei Zusammenflüssen

Da Topkriging den Durchfluss von Gebieten unabhängig voneinander interpoliert, ist die Massenerhaltung an den Knoten des Gewässernetzes nicht immer nachgewiesen. Die Ergebnisse der Kriging-Interpolation zeigen zahlreiche Knoten des Netzes, wo die Summe der Zuflüsse nicht dem Abfluss entspricht. Abbildung 26 zeigt dieses Problem anhand eines Beispiels mit einem Abfluss Q_3 und zwei Zuflüssen Q_1 und Q_2 .

$$Q_{1,kriging} + Q_{2,kriging} \neq Q_{3,kriging}$$

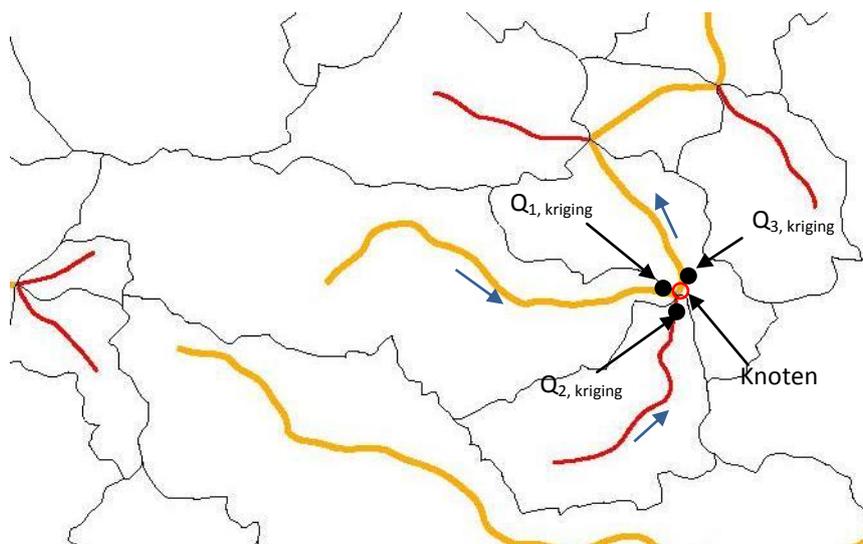
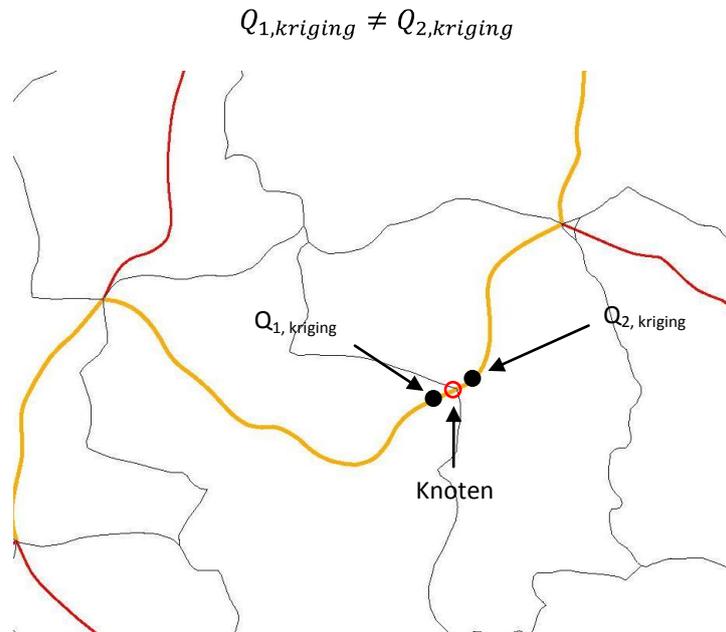


Abbildung 26 : Illustration eines Knotens des Interpolationsnetzes

Ziel dieses Abschnittes ist es, eine effiziente Methode zur Korrektur dieses Problems zu finden.

Wo die Flusstrecke in mehrere Abschnitte unterteilt ist, treten ähnliche Probleme auf. In diesen Fällen muss die Korrektur erweitert werden. In Abbildung 27 sieht man ein Knoten mit einem Zufluss Q_1 und einem Abfluss Q_2 .



Nicht anteilmäßige Methode

Berücksichtigung der Massenerhaltung an einem Netzknoten

Wir betrachten einen Knoten mit zwei Zuflüssen und einem Abfluss, wie in Abbildung 28 dargestellt ist. Da der Durchfluss als eine Zufallsvariable bei der Topkriging-Interpolation ist, berechnet man für jeden geschätzten Wert des Durchflusses eine Standardabweichung. Der erste Schritt zur Berücksichtigung der Massenerhaltung besteht darin, an jene zwei Durchflüssen, deren Standardabweichungen die Niedrigsten sind zu glauben. Um die Unsicherheiten in Einzugsgebieten unterschiedlicher Größe vergleichen zu können, werden keine Standardabweichungen des Durchflusses Q sondern die Standardabweichungen σ der Durchflussspende $q = \frac{Q}{A}$ berücksichtigt. Nur der Durchfluss, für den die Standardabweichung der entsprechenden Durchflussspende am größten ist, wird korrigiert.

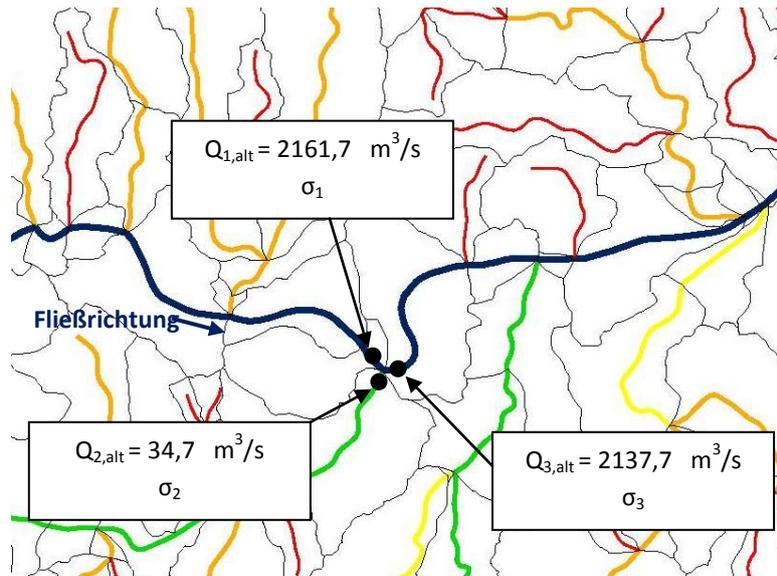


Abbildung 28 : Berücksichtigung der Massenerhaltung auf einem Netzknoten

$$\begin{cases} \sigma_1 \geq \sigma_2 \\ \sigma_1 \geq \sigma_3 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Q_{1,neu} = Q_{3,alt} - Q_{2,alt} \\ Q_{2,neu} = Q_{2,alt} \\ Q_{3,neu} = Q_{3,alt} \end{cases} ; \begin{cases} \sigma_2 \geq \sigma_1 \\ \sigma_2 \geq \sigma_3 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Q_{1,neu} = Q_{1,alt} \\ Q_{2,neu} = Q_{3,alt} - Q_{1,alt} \\ Q_{3,neu} = Q_{3,alt} \end{cases} ; \\ \begin{cases} \sigma_3 \geq \sigma_1 \\ \sigma_3 \geq \sigma_2 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Q_{1,neu} = Q_{1,alt} \\ Q_{2,neu} = Q_{2,alt} \\ Q_{3,neu} = Q_{1,alt} + Q_{2,alt} \end{cases}$$

Wäre σ_2 in dem vorliegenden Beispiel (siehe Abbildung 28) die niedrigste Standardabweichung, wäre $Q_{2,neu}$ negativ:

$$Q_{2,neu} = Q_{3,alt} - Q_{1,alt} = 2137,7 - 2161,7 = -24,0 \text{ m}^3/\text{s}$$

Dieses Ergebnis ist natürlich nicht glaubwürdig, deshalb wird gar keine Korrektur im Fall von negativen neuen Abflüssen durchgeführt. Dieses Problem ist selten: in der Interpolation der mittleren jährlichen Durchflüsse betrifft es nur 47 der 2273 Knoten des untersuchten Gebietes.

Ein weiterer Nachteil ist, dass nur die zwei Abflüsse, deren Standardabweichungen am niedrigsten sind, berücksichtigt werden. Wenn $\sigma_1 \approx \sigma_2 \approx \sigma_3$ ist diese Methode nicht befriedigend.

Berücksichtigung der Massenerhaltung in der Mitte einer Fließstrecke

In der Mitte einer Flussstrecke wird nur der Durchfluss, dessen Standardabweichung am größten ist, korrigiert:

$$\sigma_1 \leq \sigma_2 \Rightarrow \begin{cases} Q_{1,neu} = Q_{1,alt} \\ Q_{2,neu} = Q_{1,alt} \end{cases} , \sigma_1 \geq \sigma_2 \Rightarrow \begin{cases} Q_{1,neu} = Q_{2,alt} \\ Q_{2,neu} = Q_{2,alt} \end{cases}$$

Anteilmäßige Methode

Grundidee

Im vorigen Kapitel wurde erwähnt, dass die nicht anteilmäßige Methode nur die zwei Durchflüsse deren Varianzen am kleinsten sind, berücksichtigt. Das kann zum Beispiel in folgendem Fall problematisch werden (siehe Abbildung 29).

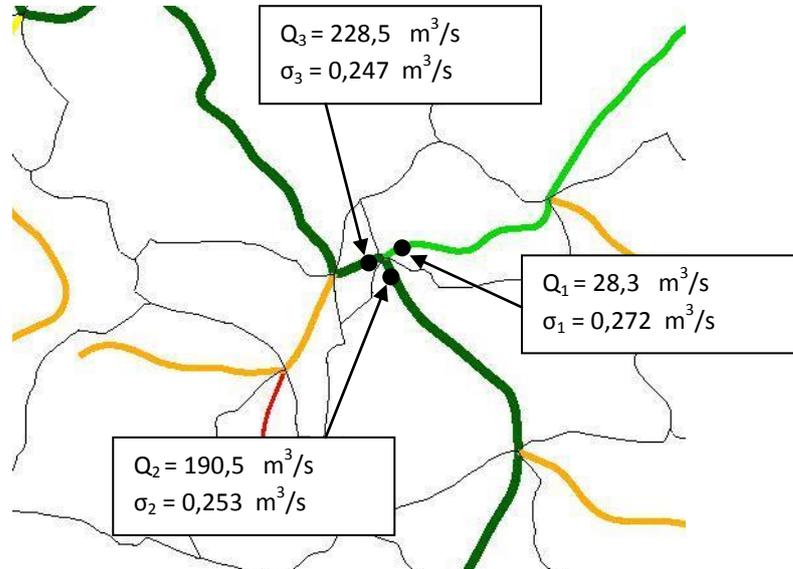


Abbildung 29 : Anteilmäßige Methode

Die drei Standardabweichungen sind ungefähr gleich, aber nur Q_2 und Q_3 werden in der nicht anteilmäßigen Methode berücksichtigt. Um dieses Phänomen zu vermeiden wird jeder der drei Durchflüsse proportional zu seiner Standardabweichung korrigiert.

$$Q_{i,neu} = Q_{i,alt} + \Delta Q_i \quad \forall i = 1 \dots 3$$

Die Korrekturwerte ΔQ_i müssen also die folgenden Bedingungen erfüllen:

$$\frac{\Delta Q_1}{\Delta Q_2} = \frac{\sigma_1}{\sigma_2} \quad , \quad \frac{\Delta Q_1}{\Delta Q_3} = - \frac{\sigma_1}{\sigma_3} \quad , \quad \frac{\Delta Q_2}{\Delta Q_3} = - \frac{\sigma_2}{\sigma_3}$$

$$Q_{3,neu} = Q_{1,neu} + Q_{2,neu} \quad \Leftrightarrow \quad Q_{3,alt} + \Delta Q_3 = Q_{1,alt} + \Delta Q_1 + Q_{2,alt} + \Delta Q_2$$

Obwohl es drei Unbekannte ($\Delta Q_1, \Delta Q_2, \Delta Q_3$) und vier Gleichungen gibt, gibt es nur eine Lösung:

$$\Delta Q_1 = \frac{Q_{3,alt} - Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3} \sigma_1$$

$$\Delta Q_2 = \frac{Q_{3,alt} - Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3} \sigma_2$$

$$\Delta Q_3 = - \frac{Q_{3,alt} - Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3} \sigma_3$$

Wenn $Q_{3,alt} \geq Q_{1,alt} + Q_{2,alt}$ muss Q_3 erniedrigt werden und Q_1 und Q_2 müssen erhöht werden. Mit den obenstehenden Lösungen sind ΔQ_3 negativ, ΔQ_1 und ΔQ_2 positiv.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Ist im Gegensatz dazu $Q_{3,alt} \leq Q_{1,alt} + Q_{2,alt}$, ist der beste Weg die Durchflüsse zu korrigieren der, Q_3 zu erhöhen, und Q_1 und Q_2 zu erniedrigen. Mit den obenstehenden Lösungen sind ΔQ_3 positiv und ΔQ_1 und ΔQ_2 negativ.

Fälle von negativen korrigierten Durchflüssen

Es kann passieren, dass die korrigierten Durchflüsse negativ sind, zum Beispiel in dem folgenden Fall (siehe Abbildung 30)

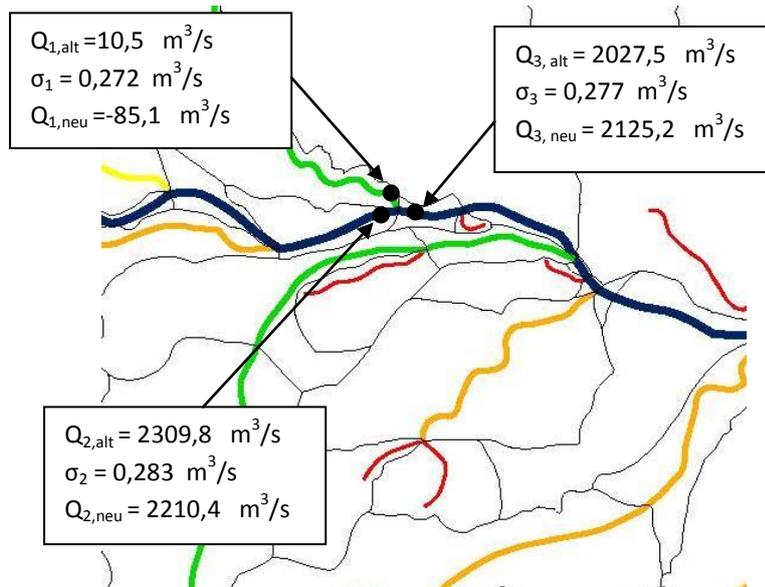


Abbildung 30 : Fall von einem negativen korrigierten Durchfluss

Man könnte denken, dass die Korrekturwerte in manchen Fällen andere Bedingungen erfüllen könnten:

$$Q_{3,alt} \leq Q_{1,alt} + Q_{2,alt}$$

$$\Delta Q_1 \geq 0 \quad , \quad \Delta Q_2 \leq 0 \quad , \quad \Delta Q_3 \geq 0$$

Diese Ungleichheiten implizieren die nachstehenden Gleichungen:

$$\frac{\Delta Q_1}{\Delta Q_2} = -\frac{\sigma_1}{\sigma_2} \quad , \quad \frac{\Delta Q_1}{\Delta Q_3} = \frac{\sigma_1}{\sigma_3} \quad , \quad \frac{\Delta Q_2}{\Delta Q_3} = -\frac{\sigma_2}{\sigma_3}$$

Dieses neue System ist lösbar:

$$\Delta Q_1 = \frac{Q_{3,alt} - Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 - \sigma_2 - \sigma_3} \sigma_1$$

$$\Delta Q_2 = -\frac{Q_{3,alt} - Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 - \sigma_2 - \sigma_3} \sigma_2$$

$$\Delta Q_3 = \frac{Q_{3,alt} - Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 - \sigma_2 - \sigma_3} \sigma_3$$

$$Q_{1,neu} = 286,2 \text{ m}^3/\text{s} \quad , \quad Q_{2,neu} = 2023,1 \text{ m}^3/\text{s} \quad , \quad Q_{3,neu} = 2309,3 \text{ m}^3/\text{s}$$

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Die neuen Werte sind alle positiv, aber weit entfernt von den ursprünglichen Durchflüssen, besonders Q_1 : $Q_{1,neu}$ ist mehr als 27 Mal grösser als $Q_{1,alt}$. Diese Ergebnisse wirken also nicht glaubwürdig aus.

Da dieses Beispiel sehr aussagekräftig gegenüber anderen Fällen ist, kommt diese letzte Idee nicht zur Verwendung. Für solche Knoten wird keine Korrektur durchgeführt.

Bei der Korrektur der jährlichen mittleren Durchflüsse gibt es nur 36 Knoten, bei denen die erste Methode (siehe Abschnitt „Grundidee“) zu einem negativen Durchfluss führt. Solche Fälle sind also sehr selten.

Korrektur in der Mitte einer Flussstrecke

In der Mitte einer Flussstrecke sind die Korrekturwerte ΔQ_i durch die Gleichungen

$$Q_{1,neu} = Q_{1,alt} + \Delta Q_1 \quad , \quad Q_{2,neu} = Q_{2,alt} + \Delta Q_2$$

$$\frac{\Delta Q_1}{\Delta Q_2} = - \frac{\sigma_1}{\sigma_2}$$

Bestimmt. Dieses Gleichungssystem hat eine einzige Lösung:

$$\Delta Q_1 = \frac{Q_{2,alt} - Q_{1,alt}}{\sigma_1 + \sigma_2} \sigma_1 \quad , \quad \Delta Q_2 = \frac{Q_{1,alt} - Q_{2,alt}}{\sigma_1 + \sigma_2} \sigma_2$$

Wenn $Q_{1,alt} \leq Q_{2,alt}$ ist ΔQ_1 positiv und ΔQ_2 ist negativ.

4.5.3 Dritte Stufe der Korrektur: Fiktive Pegel hinzufügen

Die Grundidee dieser letzten Stufe besteht darin, fiktive Pegel vor der Topkriging-Interpolation hinzuzufügen. Diese fiktiven Pegel stehen auf Punkten des Gewässernetzes, die anteilmäßig korrigiert worden sind, aber deren nahestehenden Nachbarpunkte nicht stimmen, d.h. $Q_{i\text{ Ende}} < Q_{i\text{ Anfang}}$ wobei i eine Flussstrecke beschreibt (Solche Fälle sind im Abbildung 31 zu sehen).

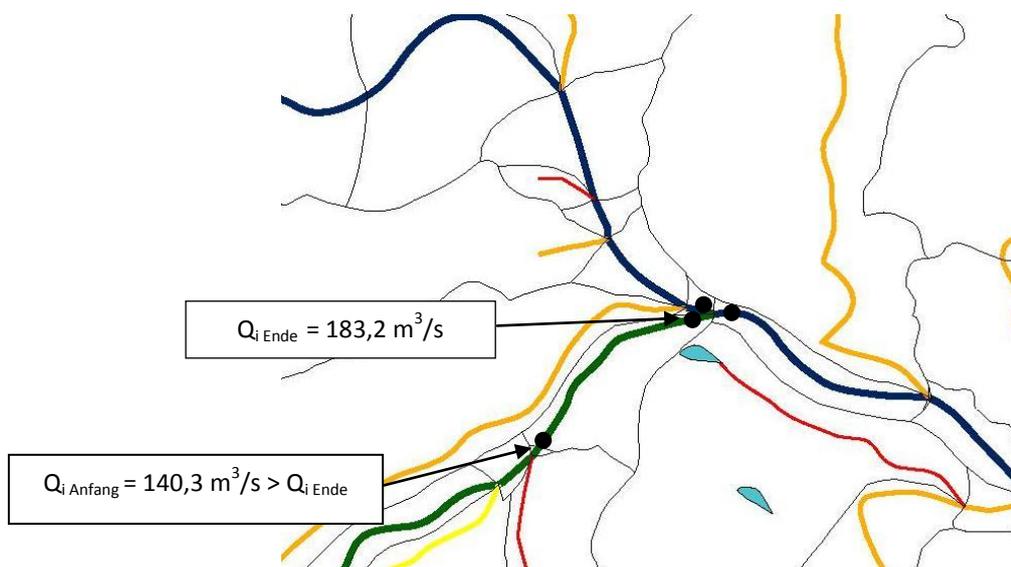


Abbildung 31 : Nachbarpunkte, die nicht stimmen ($Q_{i\text{ Ende}} < Q_{i\text{ Anfang}}$)

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Die fiktiven Pegel werden mittels nachstehender Methode gewählt:

- Die Topkriging-Interpolation und die anteilmäßige Methode zur Berücksichtigung der Massenerhaltung werden ein erstes Mal durchgeführt.
- Für jeden Knoten, für den die anteilmäßige Methode zur Berücksichtigung der Massenerhaltung durchgeführt wurde, wählt man jenen Durchfluss i aus, dessen Standardabweichung am größten ist. Der Unterschied $\Delta_i = \frac{|Q_{i\text{ Anfang}} - Q_{i\text{ Ende}}|}{A_{i\text{ Anfang}} + A_{i\text{ Ende}}}$ wird berechnet (ein Beispiel wird in Abbildung 32 gezeigt).

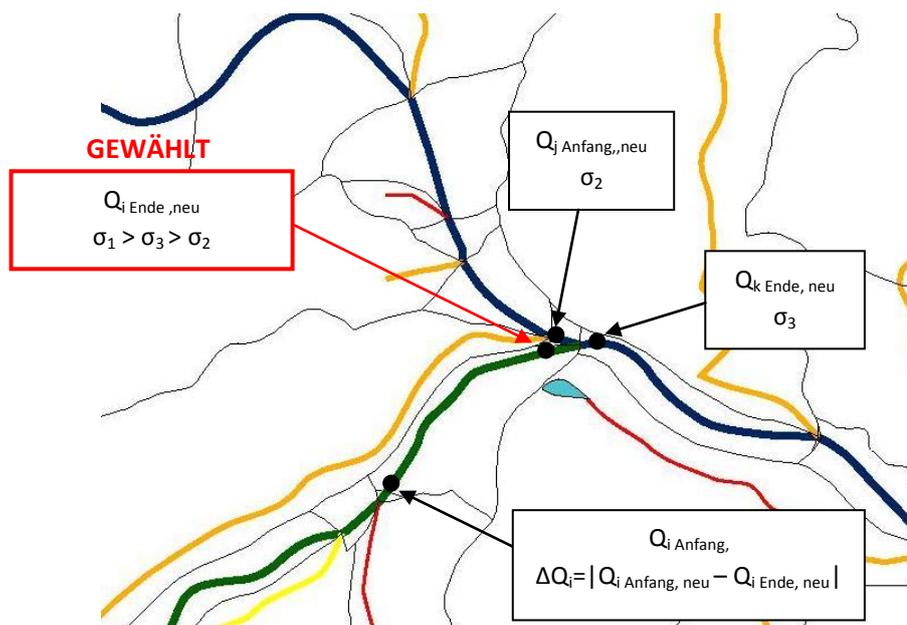


Abbildung 32 : Wahl des fiktiven Pegels

- Die korrigierten Knoten werden in der Reihenfolge der aufsteigenden Δ_i geordnet. Die 30 (zum Beispiel) ersten Knoten werden als fiktive Pegel gewählt, d.h. die 30 entsprechenden interpolierten Durchflüsse werden ab jetzt wie beobachtete Durchflüsse (deren Unsicherheit sehr gering ist) betrachtet.
- Die Interpolation wird nochmals durchgeführt.

4.6 HBV-Modell (Hydrologiska Byrån Vattenbalansavdelning Modell)

Das HBV-Modell ist ein Niederschlag-Abfluss-Modell, d.h. ein Modell, dessen Eingangsgrößen die Niederschlagsdaten und dessen Ausgangsgrößen die Abflusswerte sind. Das HBV-Modell ist ein Konzeptmodell (oder Grey-Box Modell), d.h. Prozesse wie Schneespeicherung bzw. -schmelze, Bodenfeuchte, Verdunstung, usw. werden einzeln durch einfache Konzepte berücksichtigt. Es wird in über 30 Ländern verwendet.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

4.6.1 Wasserbilanz

[nach R.Merz, Ingenieurhydrologie 2, 2010]

Die Wasserbilanz für ein Niederschlagsabflussmodell ergibt sich aus der nachstehenden Gleichung:

$$P - E - Q = \frac{d}{dt}(SP + SM + LZ + lakes)$$

wo: P ... Niederschlag (precipitation)

SM ... Bodenfeuchte (Soil Moisture)

E ... Verdunstung (evaporation)

UZ ... Oberer Bodenspeicher (Upper soil reservoir)

Q ... Durchfluss (Runoff)

LZ ... Untere Grundwasserzone (Lower Groundwater zone)

SP ... Schneespeicherung (Snow Pack)

$lakes$... Seevolumen

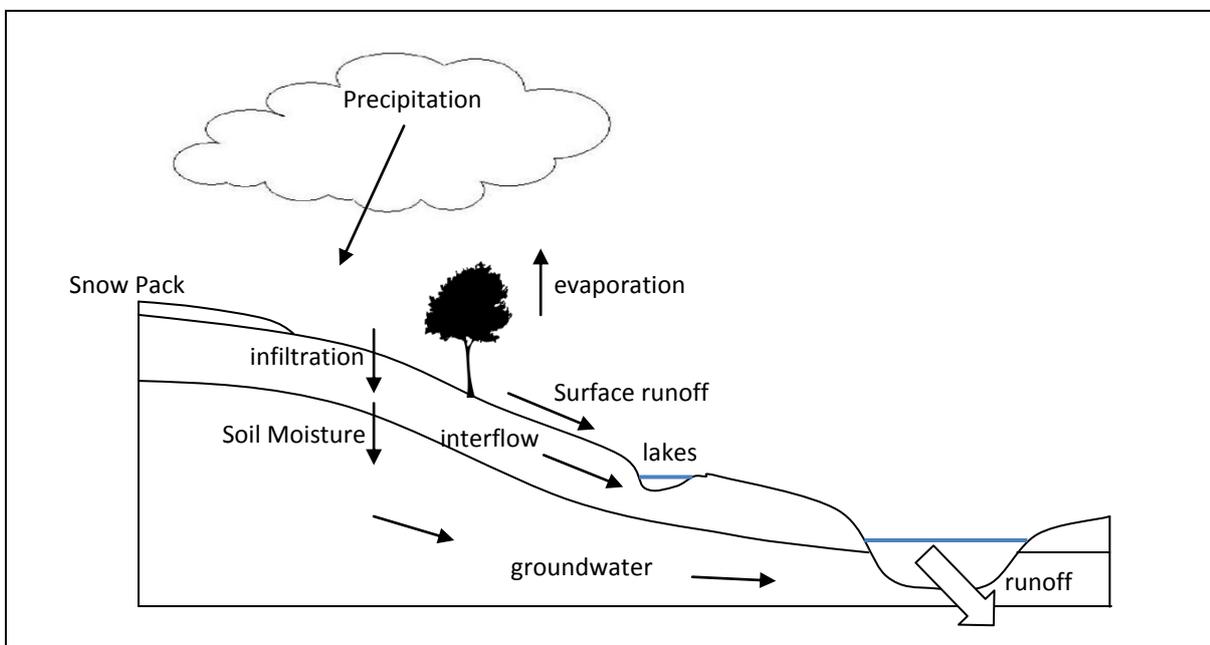


Abbildung 33 : Wasserbilanz

4.6.2 Die einzelnen Prozesse

[nach R.Merz, Ingenieurhydrologie 2, 2010 und Parajka, Merz & Blöschl, 2005]

Die im HBV-Modell zu berücksichtigenden Prozesse sind:

- die Verdunstung
- die Schneespeicherung
- die Schneeschmelze
- die Bodeninfiltration
- der Oberflächenabfluss
- der Abfluss aus dem oberen Bodenspeicher
- der Grundwasserabfluss

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Das Modell gliedert sich in drei wichtigen Modulen:

- das Schneemodul
- das Bodenfeuchtemodul
- das Abflussmodul

Abbildung 34 stellt die Gliederung zwischen diesen einzelnen Prozessen dar.

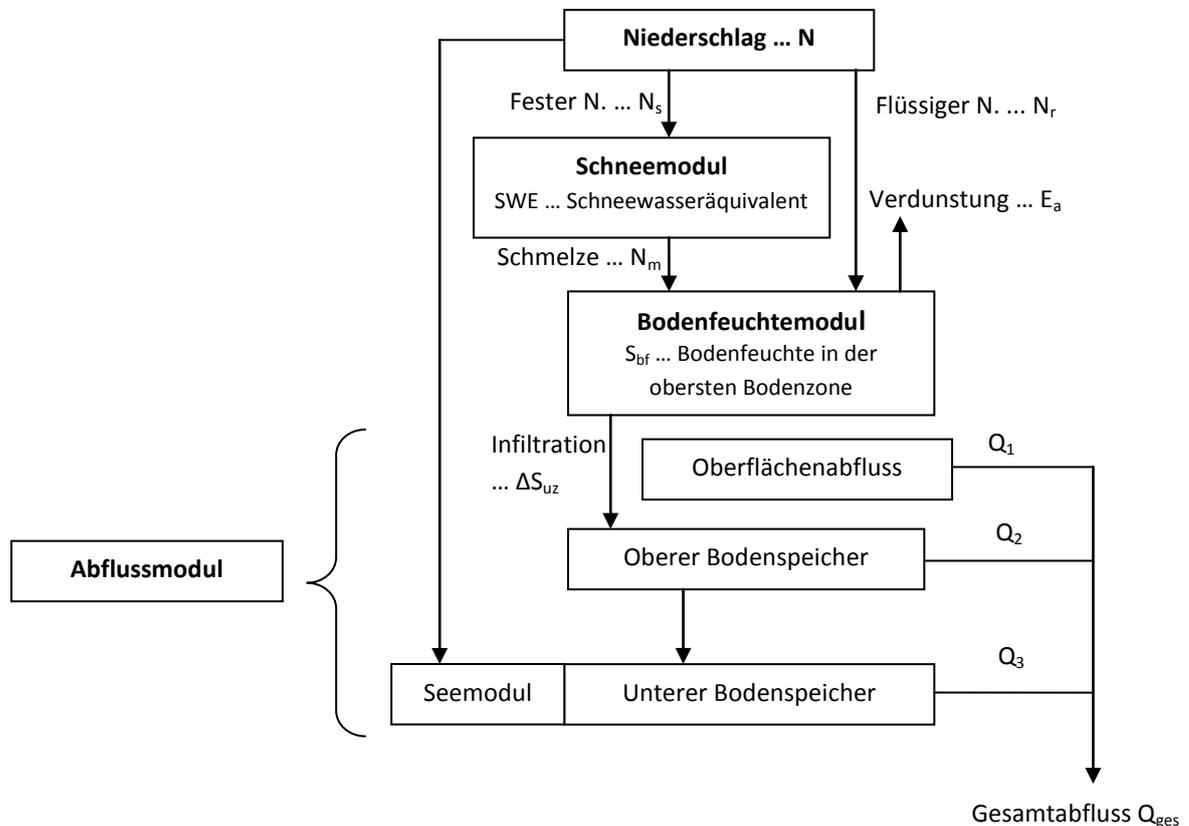


Abbildung 34 : HBV-Modell, einzelne Prozesse [nach R.Merz , Ingenieurhydrologie 2, 2010]

Das Schneemodul:

Dieses Modul berücksichtigt die Akkumulation des Schnees sowie die Schneeschmelze durch folgende Gleichungen:

$$\begin{cases} N_s = x \cdot N \\ N_r = (1 - x) \cdot N \end{cases}$$

wobei $x = 0$ wenn $T \geq T_r$, $x = 1$ wenn $T \leq T_s$ und $x = \frac{T_r - T}{T_r - T_s}$ wenn $T_s < T < T_r$.

N ... tägliche Niederschlagssumme

N_s ... Schneefall

N_r ... Regen

T_s ... Untere Grenztemperatur für festen Niederschlag

T_r ... Obere Grenztemperatur für flüssigen Niederschlag

x ... Anteil des Schneefalls am Niederschlag

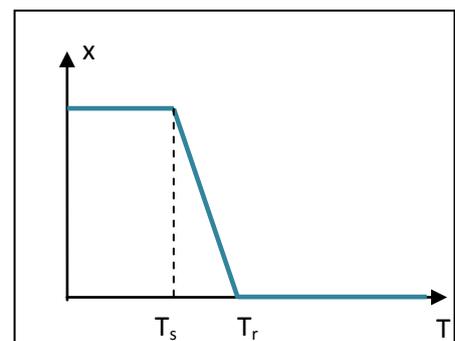


Abbildung 35 : x,T Diagramm im HBV Modell [nach J. Parajka, R.Merz, G.Blöschl, 2005]

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

$$N_m = (T - T_m) \cdot GTF$$

wenn $T > T_m$ und $SWE > 0$, $N_m = 0$ anderenfalls.

N_m ... tägliche Schmelzrate

T_m ... Temperatur ab der der Schnee schmilzt

GTF ... Grad-Tag-Faktor

SWE ... Schneewasseräquivalent (Wassermenge gespeichert in Form von Schnee)

Die Änderung des Schneeäquivalents von Tag $i-1$ zu Tag i bei Schneefall ergibt sich aus:

$$SWE_i = SWE_{i-1} + (SKF \cdot N_s - N_m) \cdot \Delta t$$

Wobei: SKF ... Schneekorrekturfaktor (Berücksichtigung des systematischen Messfehlers des Schneeniederschlags)

Δt ... Zeitschritt (1 Tag)

Das Bodenfeuchtemodul und die Verdunstung:

Die Bodenfeuchte in der obersten Bodenschicht wird durch die nachstehende Gleichung modelliert:

$$S_{bf,i} = S_{bf,i-1} + N_r + N_m - E_a$$

wobei: $S_{bf,i}$... Bodenfeuchte in der obersten Bodenschicht am Tag i

E_a ... aktuelle Gebietsverdunstung

Die aktuelle Gebietsverdunstung berechnet sich anhand der folgenden Gleichung:

$$E_a = E_p \cdot \frac{S_{bf}}{LP} \quad \text{wenn } S_{bf} < LP, \text{ anderenfalls } E_a = E_p.$$

wobei: E_p ... potentielle Verdunstung

FC ... maximale Speicherkapazität

LP ... die Bodenfeuchte, ab der die aktuelle Verdunstung gleich der potentiellen Verdunstung ist.

Abbildung 36 zeigt das Verdunstung-Bodenfeuchte Diagramm.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

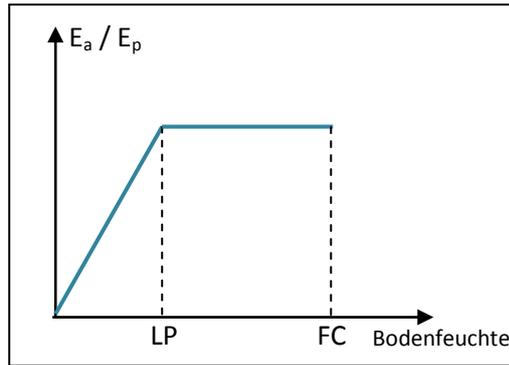


Abbildung 36 : HBV-Modell, Bodenfeuchtemodul
[nach J. Parajka, R.Merz, G.Blöschl, 2005]

Das Abflussmodul:

Wie in Abbildung 37 dargestellt, bildet sich der Gesamtabfluss aus drei Abflüssen: der Oberflächenabfluss Q_0 , der Abfluss aus dem oberen Bodenspeicher Q_1 und der Abfluss aus dem unteren Bodenspeicher Q_3 . Diese drei Abflüsse werden durch die folgenden Gleichungen modelliert:

$$\Delta S_{uz} = \left(\frac{S_{bf}}{FC} \right)^\beta \cdot (N_r + N_m)$$

Wobei ΔS_{uz} der zum Abfluss beitragende Teil von Regen und Schneeschmelze ist und β ein Modellparameter sind. Dieser zum Abfluss beitragende Teil fließt in die obere Bodenschicht. Das Speicherwasservolumen der oberen Bodenschicht entleert sich auf drei Wege, die in Abbildung 37 dargestellt sind.

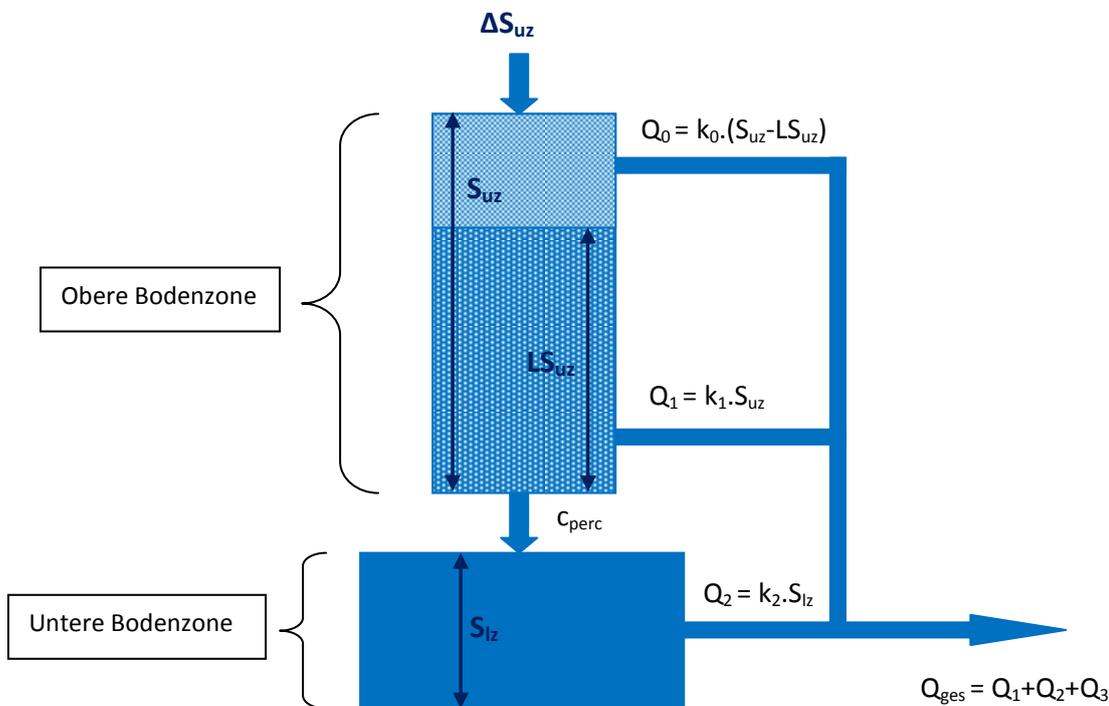


Abbildung 37 : HBV-Modell, Abflussmodul [nach Parajka, Merz und Blöschl, 2005]

Die obere Bodenzone entleert sich:

- mit einer Perkolationsrate c_{perc} in die untere Bodenzone (langsame Fließgeschwindigkeit),
- proportional zum Speicherinhalt S_{uz} , mit einer Speicherkonstante k_1 (mittlere Fließgeschwindigkeit),
- auf den Oberflächenabfluss bei Überschreitung der Speicherfüllung LS_{uz} , mit einer Konstante k_0 (schnelle Fließgeschwindigkeit).

Die untere Bodenzone entleert sich mit einer Konstante k_2 .

4.6.3 Schätzung der Parameter

[nach Parajka, Merz und Blöschl, 2005]

Es sind 14 Parameter zu schätzen: $T_s, T_r, T_m, GTF, SKF, FC, \beta, LP, c_{perc}, LS_{uz}, k_0, k_1, k_2, c_{route}$. Sie wurden mittels Abfluss- und Schneedaten für jedes Pegelinzugsgebiet geeicht. Die Ermittlung dieser Parameter erfolgt durch die Minimierung der zwei nachstehenden Zielfunktionen $Z_{Abfluss}$ und Z_{Schnee} :

$$Z_{Abfluss} = w_1 \cdot (1 - ME) + w_2 \cdot |VE|$$

wobei die Gewichte w_1 und w_2 gleich zu 1 und 0,1 gewählt wurden [nach Bergström, 1976],

ME die Modelleffizienz und VE der Volumenfehler sind:

$$ME = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{beob,i} - Q_{sim,i})^2}{\sum_{i=1}^n (Q_{beob,i} - \overline{Q_{beob}})^2}$$

$$VE = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{sim,i} - \sum_{i=1}^n Q_{beob,i}}{\sum_{i=1}^n Q_{beob,i}}$$

wobei: $Q_{beob,i}$... beobachteter Abfluss am Tag i

$Q_{sim,i}$... simulierter Abfluss am Tag i

$\overline{Q_{beob}}$... mittlerer beobachteter Abfluss der Periode von n Tagen

$$Z_{Schnee} = \sum_{i=1}^n \text{Tage}(\text{Schnee}_{beob} \neq \text{Schnee}_{sim})$$

Anders gesagt ist Z_{Schnee} die "Anzahl der Tage mit nichtübereinstimmender Klassifikation der Schneebedeckung von Simulation und Daten" [Parajka, Merz und Blöschl, 2005].

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Es gilt einen Kompromiss zu finden zwischen der Minimierung der beiden Zielfunktionen „Abfluss“ $Z_{Abfluss}$ und „Schnee“ Z_{Schnee} .

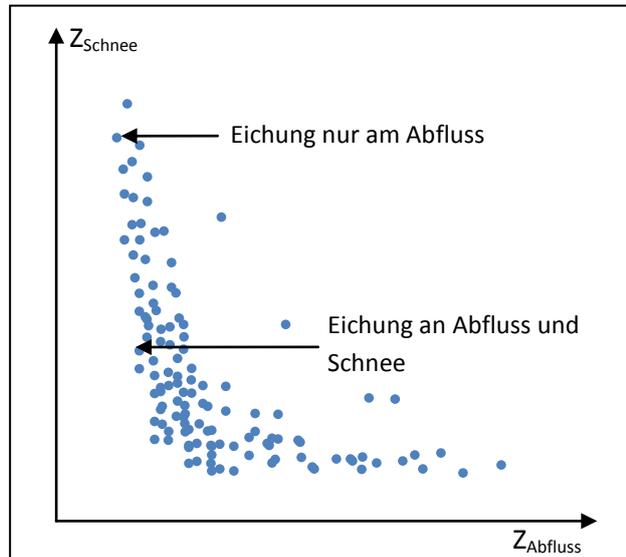


Abbildung 38 : HBV-Modell, Eichung der Parameter
[nach J. Parajka, R.Merz, G.Blöschl, 2005]

5 Ergebnisse für die Zeitreihe 1976 – 2006

5.1 Räumliche Verteilung des Durchflusses

Die Ergebnisse der Topkriging-Interpolation sind in Abbildung 39 dargestellt. Die Farbe jeder Flussstrecke charakterisiert den durch Topkriging simulierten Durchfluss.

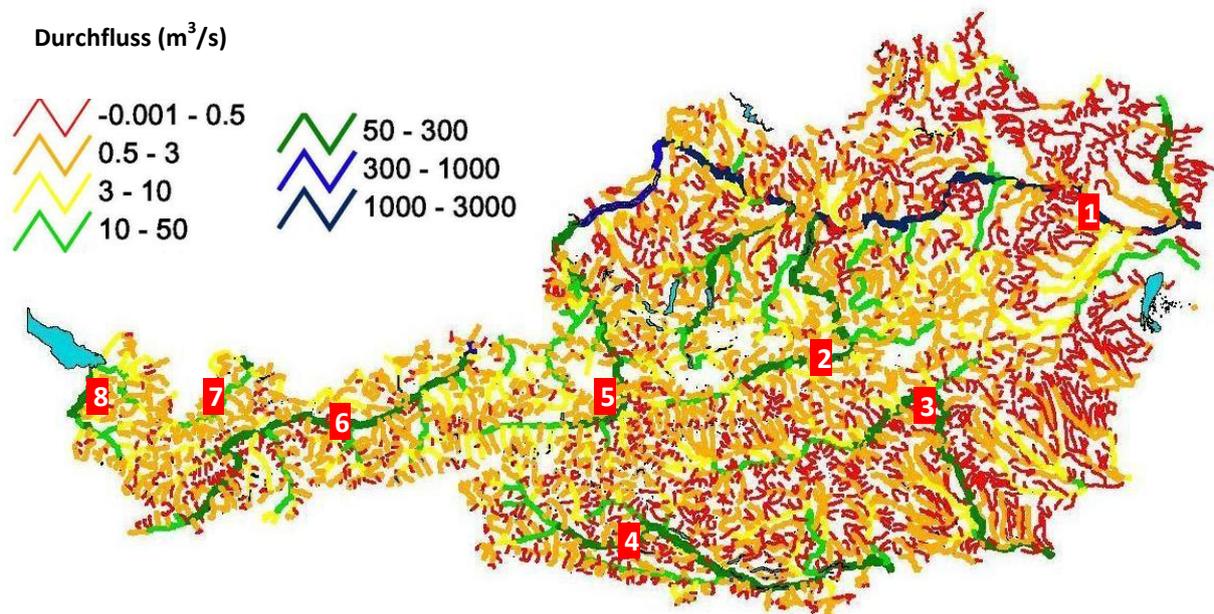


Abbildung 39 : Durch Topkriging simulierte Durchflüsse

Diese Durchflussverteilung wirkt auf den ersten Blick glaubwürdig. Die acht Hauptflüsse sind deutlich erkennbar: die Donau (Messstelle 1), die Enns (Messstelle 2), die Mur (Messstelle 3), die Drau (Messstelle 4), die Salzach (Messstelle 5), der Inn (Messstelle 6), der Lech (Messstelle 7) und der Rhein (Messstelle 8). Die Korrektur, die vor der Interpolation durchgeführt worden ist hat offensichtlich eindeutige Fehler vermieden.

Die interpolierten Durchflussmengen dieser Hauptflüsse sind mit Werten aus der Literatur in der Tabelle 1 gegenübergestellt. Die Ergebnisse der Interpolation stimmen mit fünf bedeutenden Flüssen überein.

Tabelle 1 : Vergleich der Ergebnisse der Interpolation mit der Literatur

Messstelle	Topkriging	Literatur	Quelle
	Mittlere jährliche Durchflussmenge [m ³ /s]	Mittlere jährliche Durchflussmenge [m ³ /s]	
1 , Donau, Korneuburg	1951	1910	http://www.noel.gv.at/Externeseiten/wasserstand/wiskiwebpublic/stat_1574033.htm?entryparakey=Q
2 , Enns, Gstatterboden	88	85	Hydrologischer Atlas Österreich
4 , Drau, Oberdrauburg	59	59	Hydrologischer Atlas Österreich
6 , Inn, Innsbruck	178	169	Hydrologischer Atlas Österreich
7 , Lech, Lechaschau	48	46	Hydrologischer Atlas Österreich

Die Abbildung 40 zeigt, dass die Durchflussmenge der Seitenbäche aus dem Topkriging und die Werte aus dem hydrologischen Atlas Österreich (HAÖ) übereinstimmen. Die Punkte stellen die Pegel des HAÖs dar. Die verwendete Farbskala ist die gleiche für die Pegel und für die Topkriging-Ergebnisse.

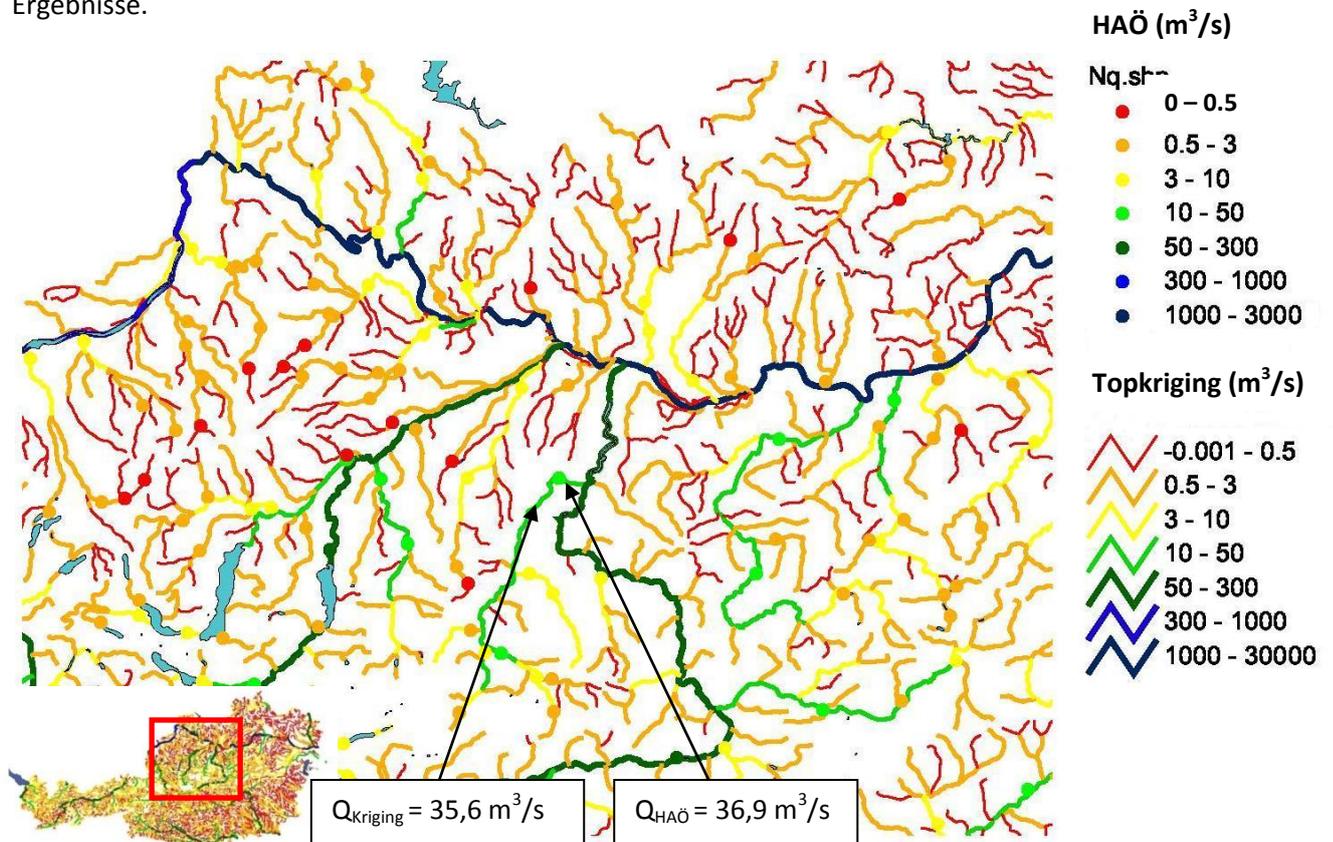


Abbildung 40 : Vergleich der Ergebnisse der Interpolation mit der Literatur

5.2 Räumliche Verteilung des Potenzials

Unter Vernachlässigung der Seitenbäche, deren Durchflussmengen kleiner als $1 \text{ m}^3/\text{s}$ sind, und nach der Durchführung der anteilmäßigen Methode zur Berücksichtigung der Massenerhaltung (siehe Kapitel 4.5) wurde ein mittleres jährliches Bruttodurchflusslinienpotenzial von 136 000 GWh/a berechnet. Würde ein Kraftwerkswirkungsgrad $\eta = 0,87$ gewählt werden, wäre das Durchflusslinienpotenzial 118 000 GWh/a. Würden alle Seitenbäche berücksichtigt werden, würde das Potenzial einen Wert von rund 144 000 GWh/a erreichen.

In einer vorgehenden Studie von Pöyry (Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, 2008) werden die kleinen Seitenbäche vernachlässigt. Um mit dieser Studie die Ergebnisse vergleichen zu können wird das Wasserkraftpotenzial in dieser Arbeit mit und ohne Vernachlässigung der Seitenbäche, deren mittlerer jährlicher Durchfluss kleiner $1 \text{ m}^3/\text{s}$ ist, berechnet. Ein Abflusslinienpotenzial (mit einem Kraftwerkswirkungsgrad $\eta = 0,866$) von rund 74 TWh/a wird von Pöyry ermittelt. Dieser Wert wird in einem weiteren Abschnitt mit den Ergebnissen dieser Arbeit verglichen.

Das Durchflusslinienpotenzial wird in dieser Arbeit über 18 Gebiete, die in Abbildung 41 dargestellt sind, verteilt. Die grauen Gebiete werden vernachlässigt. Mit ca. 43 000 GWh/a hat das Donaugebiet das größte Potenzial, welches 30 % des Gesamtpotenzials entspricht. Gebiete in den Alpen im Westen des Landes, wie das Innggebiet (22 % des Gesamtpotenzials), sind auch besonders wichtig. Im Rhein- und Lechgebiet hält der Anteil des Potenzials etwa 5 % bzw. 3 %. Diese Gebiete weisen dennoch ein hohes Potenzial auf, wenn man berücksichtigt, dass die Fläche dieser Gebiete besonders klein ist. Das Mur- und Draugebiet bieten ziemlich wenig Potenzial im Vergleich zu der Größe ihrer Flächen (8 % und 14 % des Gesamtpotenzials).

Die Ergebnisse dieser Arbeit werden in der Tabelle 2 zusammengefasst.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

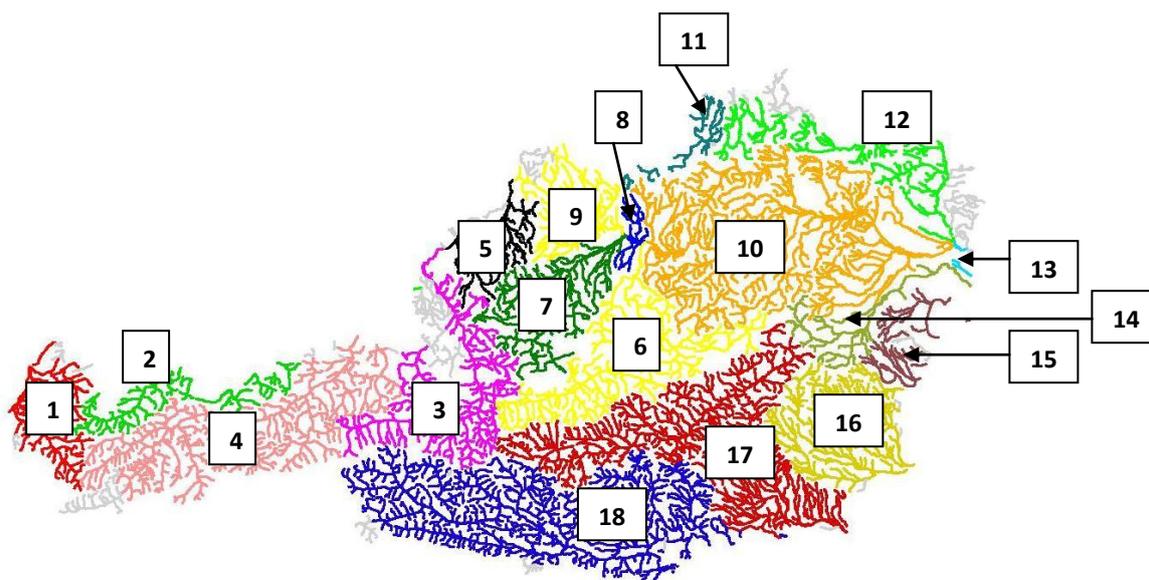


Abbildung 41 : Verteilung Österreichs in 18 Gebieten

Tabelle 2 : Durchflusslinienpotenzial mit und ohne Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche ($Q < 1 \text{ m}^3/\text{s}$)

Nummer	Name	Mittleres jährliches Potenzial [GWh/a] (mit einem Kraftwerkswirkungsgrad $\eta=0,87$)				
		Mit Vernachlässigung		Ohne Vernachlässigung		
1	Rheingebiet	5 418		6 970		
2	Donaugebiet oberhalb des Inn (Lech)	3 767		4 799		
3	Salzachgebiet	12 805		15 599		
4	Inngebiet oberhalb der Salzach	21 464	25 749	26 894	31 315	
5	Inngebiet unterhalb der Salzach	4 285		4 421		
6	Ennsgebiet	9 003		10 911		
7	Donaugebiet	Traungebiet	3 995	40 618	4 627	43 093
8		Donaugebiet zwischen Traun und Enns	1 752		1 816	
9		Donaugebiet zwischen Inn und Traun	8 299		8 585	
10		Donaugebiet zwischen Enns und March	24 943		26 140	
11		Moldaugebiet	37		86	
12		Marchgebiet	243		293	
13		Donaugebiet zwischen March und Leitha	932		932	
14		Leithagebiet	418		614	
15	Rabnitzgebiet	3		57		
16	Raabgebiet	439		829		
17	Murgebiet	7 743		11 016		
18	Draugebiet	12 720		19 698		
TOTAL	ÖSTERREICH	118 265		144 287		

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

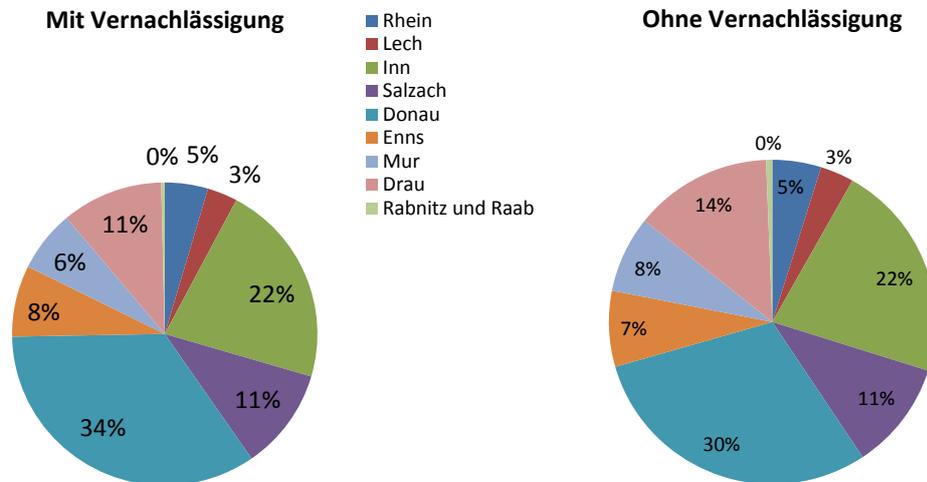


Abbildung 42 : Räumliche Verteilung des Potenzials mit und ohne Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche ($Q < 1 \text{ m}^3/\text{s}$)

Abbildung 43 und Abbildung 44 zeigen die Beziehung zwischen der Potenzialverteilung und der Geländehöhe. Das Potenzial ist besonders hoch in Westösterreich, wo die Geländehöhe ebenfalls hoch ist. Außerdem ist die große Bedeutung der Hauptflüsse deutlich zu erkennen, besonders für die Donau. Im Flachland südlich und nördlich der Donau sowie im Burgenland ist kaum Potenzial vorhanden. Das Murgebiet wirkt ebenfalls potenzialarm, mit Ausnahme des Hauptflusses der Region.

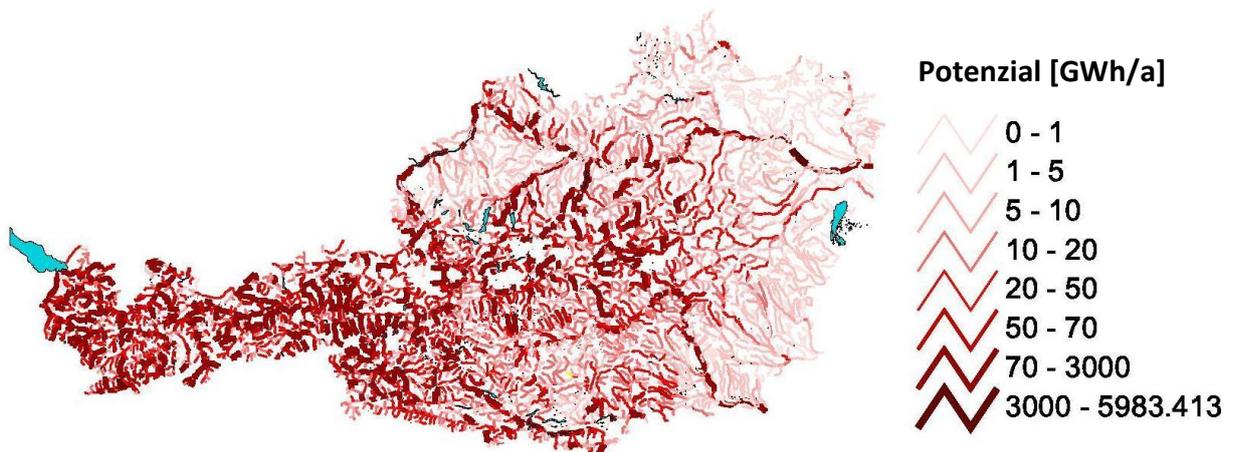


Abbildung 43 : Räumliche Verteilung des Potenzials

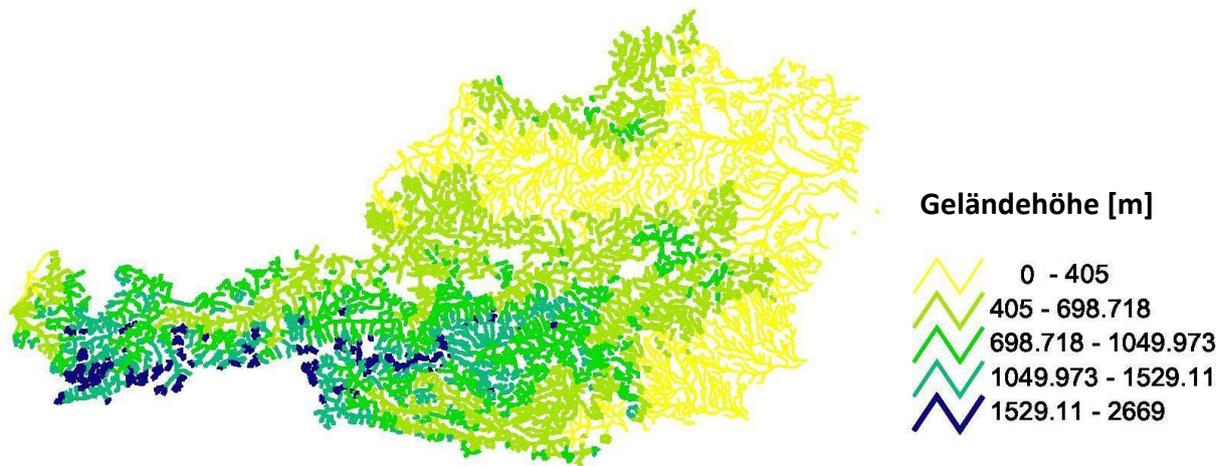


Abbildung 44 : Geländehöhe

5.3 Zeitliche Verteilung des Potenzials

Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen die saisonale Potenzialverteilung. Frühling entspricht den Monaten März bis Mai, Sommer den Monaten Juni bis August, Herbst den Monaten September bis November und Winter den Monaten Dezember bis Februar.

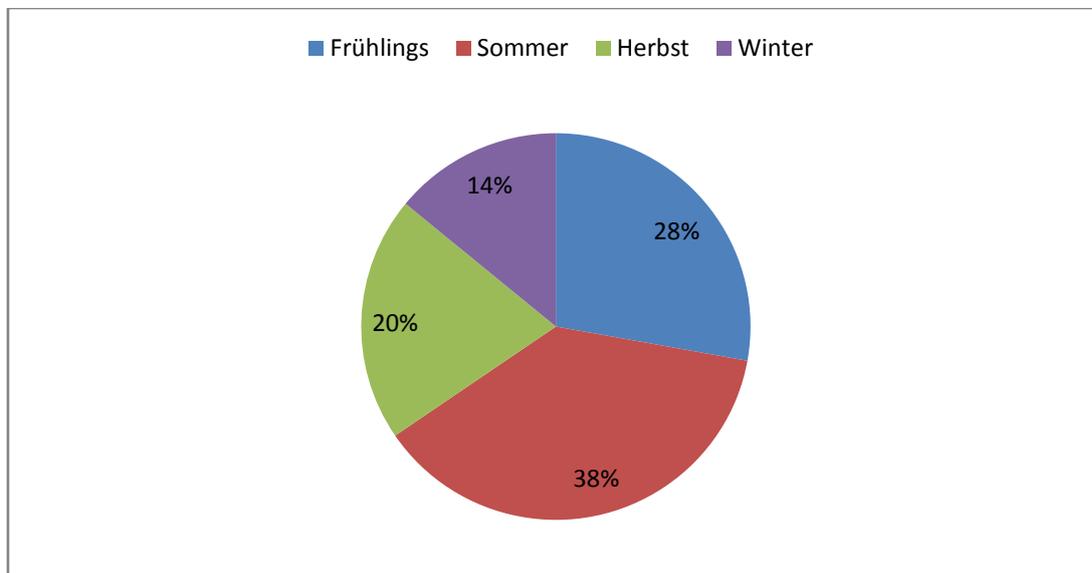


Abbildung 45 : Saisonale Verteilung des Potenzials

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

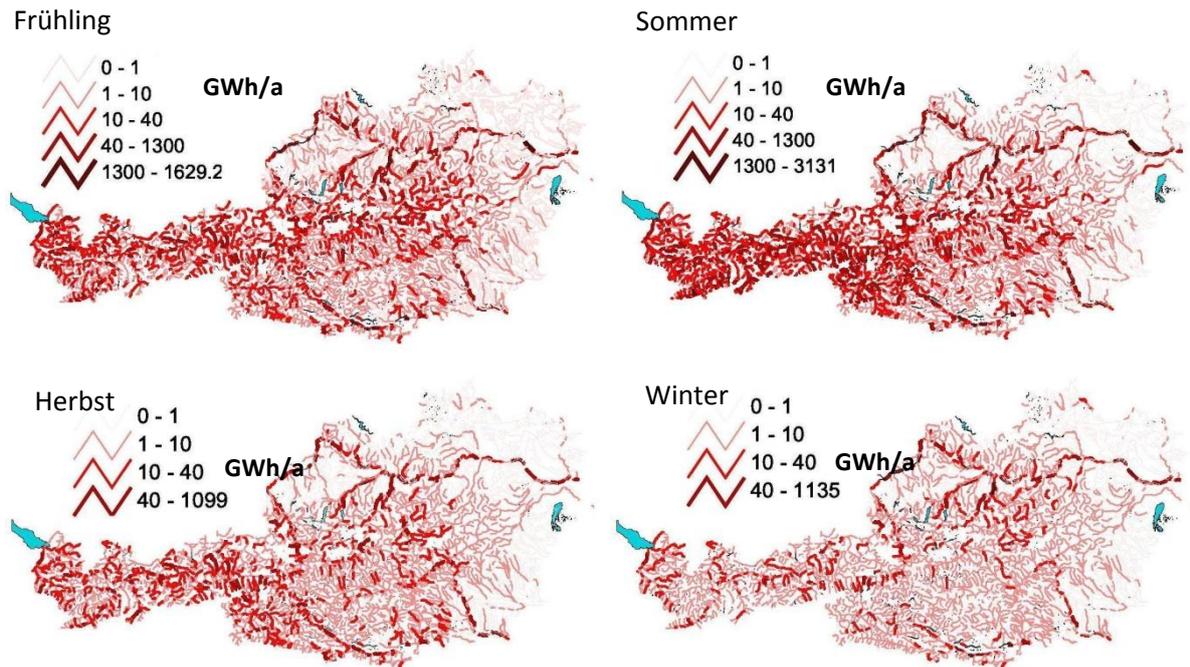


Abbildung 46 : Saisonale Verteilung des Potenzials

Die größten Niederschläge treten im Sommer auf. Die Durchflüsse sind somit im Sommer am Größten, was deutlich dem Maximum des Potenzials entspricht: 38 % des jährlichen Potenzials tritt während des Sommers auf. Das Minimum wird während des Winters erreicht: nur 14 % des jährlichen Potenzials, d.h. fast 3 Mal weniger als im Sommer. In bedeutenden Flüssen wie z.B. in der Donau bleibt das Potenzial während des Winters hoch. Im Gegensatz dazu ändert sich die Situation in den alpinen Bereichen deutlicher im Laufe der Saison (der Potenzialunterschied zwischen Sommer und Winter ist sehr groß).

Die Verteilung des mittleren Potenzials in Laufe des Jahres ist in Abbildung 47 dargestellt.

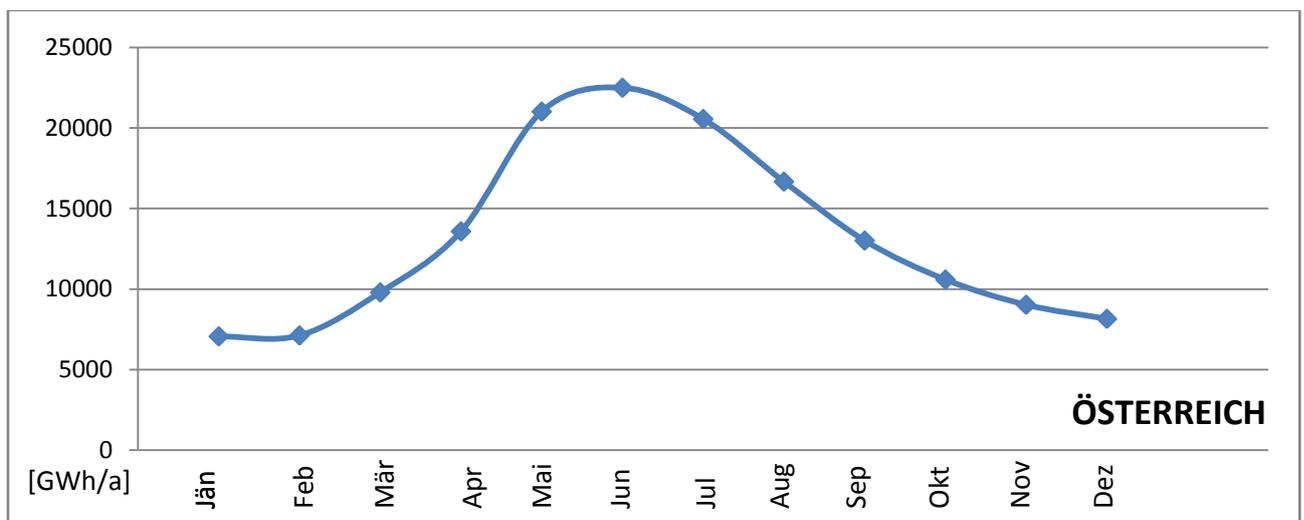
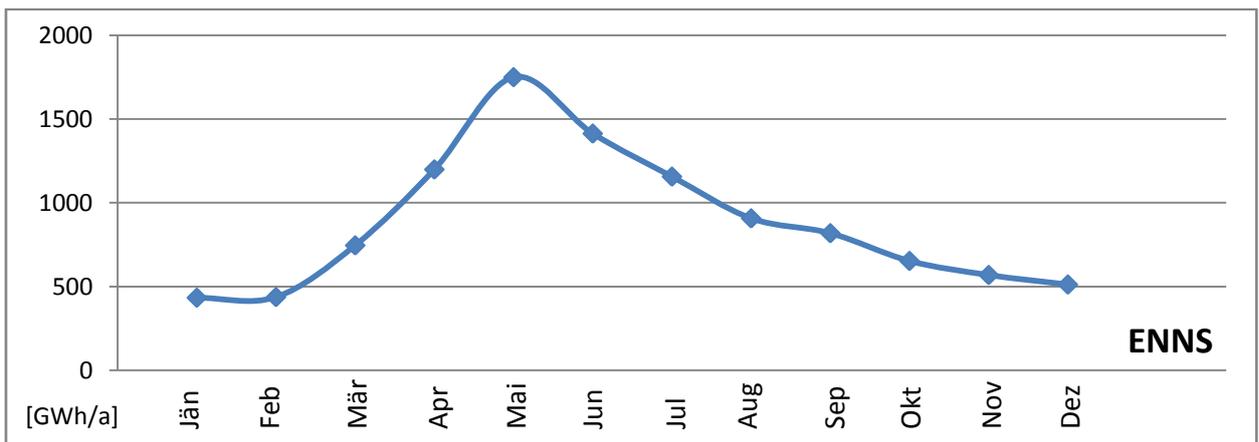
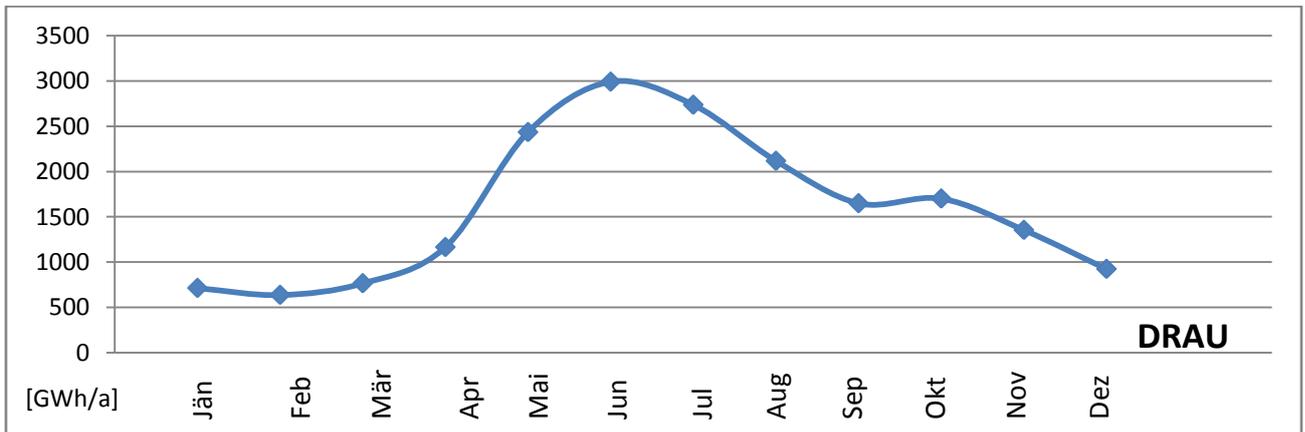
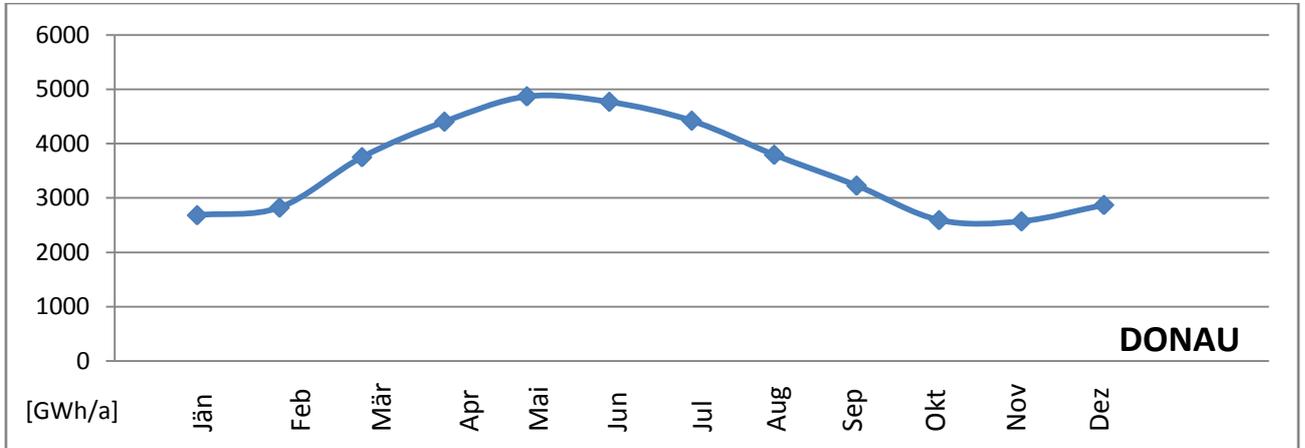


Abbildung 47 : Monatliche Verteilung des Potenzials in Österreich

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Der höchste Wert tritt im Juni auf (ca. 22 500 GWh/a). Das Minimum tritt im Jänner auf und ist ungefähr drei Mal kleiner, (ca. 7 000 GWh/a). Die Beobachtung einzelner Einzugsgebiete weisen verschiedene Regime auf:



Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

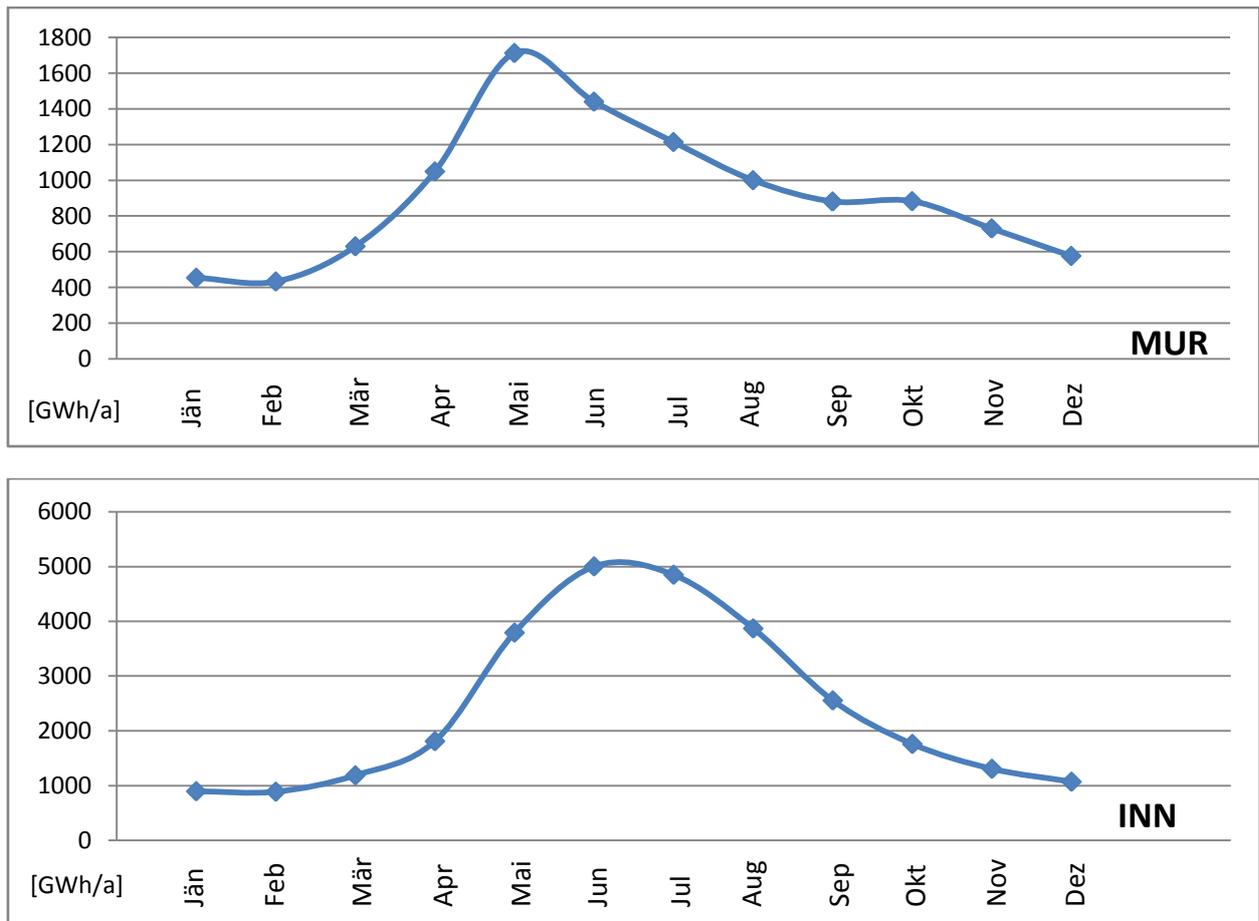


Abbildung 48 : monatliche Verteilung des Potenzials in verschiedenen Gebieten

Das Potenzial beginnt gegen März zur Zeit der Schneeschmelze zuzunehmen. Der Unterschied zwischen Maximum und Minimum ist bei großen Flüssen geringer (z.B. Donau: $\frac{P_{max}}{P_{min}} \approx 2$) als bei den kleineren (z.B. Mur: $\frac{P_{max}}{P_{min}} \approx 4$). Das Maximum des Potenzials tritt entweder im Mai oder im Juni auf. Manche Gebiete wie die Mur- und Drau- Gebiete weisen aufgrund von intensiven Niederschlägen im Herbst lokale Maxima im Monat Oktober auf.

5.4 Hoch- und Niederwasser

In diesem Abschnitt wird die räumliche Verteilung des Potenzials bei Hoch- und Niederwasser beschrieben. „Das Potenzial bei Hochwasser ($P_{5\%}$)“ bezeichnet das Potenzial, das nur während 5 % des Zeitraums (1976 – 2006 oder 2021 – 2050) überschritten wird. „Das Potenzial bei Niederwasser ($P_{95\%}$)“ ist das Potenzial, das während 95 % des Zeitraumes überschritten wird. Beide Begriffe sind in Abbildung 49 dargestellt:

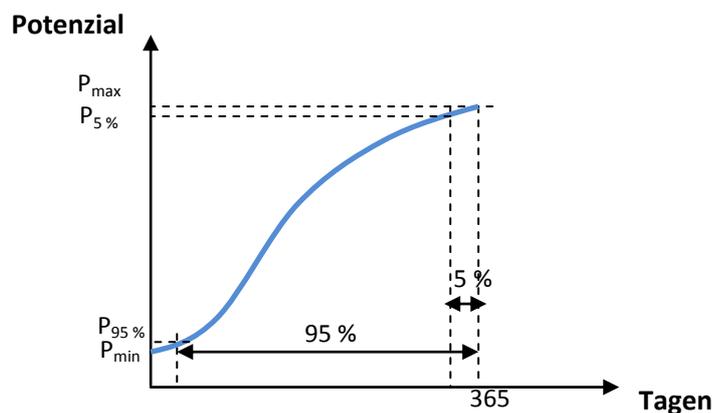


Abbildung 49 : Verteilungsfunktion des mittleren täglichen Wasserkraftpotenzial

Abbildung 50 zeigt die berechnete Verteilung des Potenzials bei Hoch- und Niederwasser. Bei Hochwasser ist das Potenzial besonders hoch in den Bereichen Westösterreichs und entlang der Donau. In den Ebenen nördlich und südlich der Donau und im Burgenland ist das Potenzial kaum vorhanden. Bei Niederwasser ist das Potenzial fast völlig verschwunden. Nur entlang der Donau bleibt Potenzial übrig.

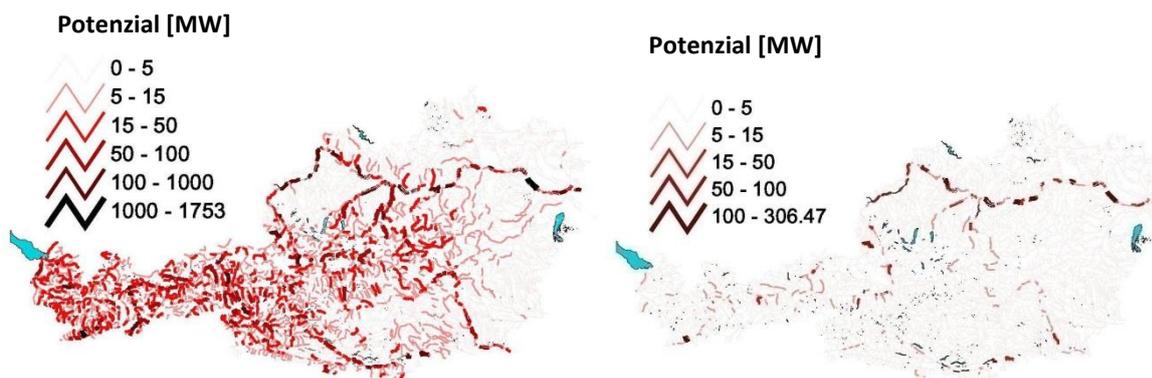


Abbildung 50 : Berechnete Verteilung des Potenzials bei Hoch- (links) und Niederwasser (rechts)

In Abbildung 51 werden die Hoch- und Niederwasserpotenziale mit dem mittleren jährlichen Potenzial verglichen. Die Zahl über den blauen Säulen bezeichnet die Differenz zwischen dem Niederwasserpotenzial und dem mittleren jährlichen Potenzial. Diejenige über den grünen Säulen entspricht der Differenz zwischen dem Hochwasserpotenzial und dem mittleren jährlichen Potenzial. Das Donauegebiet weist die kleinsten Unterschiede zwischen dem Hoch- und dem Niederwasserpotenzial auf: die Donau ist deutlich der Fluss, dessen Potenzial im Laufe des Jahres am wenigstens variiert. In den Gebieten, deren mittlere Geländehöhe zu den Höchsten zählen (wie z.B. das Inngebiet), ist der Unterschied zwischen Hoch- und Niederwasserpotenzial viel größer.

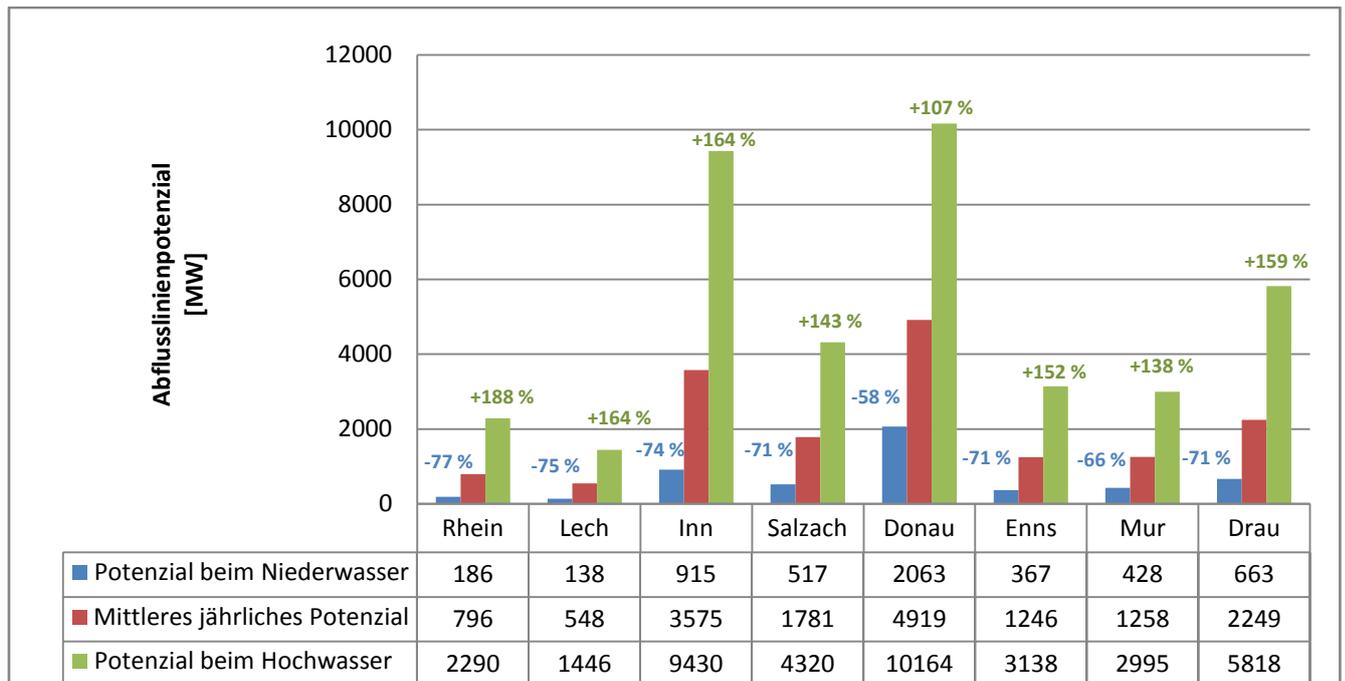


Abbildung 51 : Abflusslinienpotenzial (mit einem Kraftwerkwirkungsgrad $\eta=0,87$) bei Hoch- und Niederwasser, Anstieg und Abstieg im Vergleich mit dem mittleren jährlichen Potenzial

5.5 Vergleich mit den Ergebnissen der Studie von Pöyry (2008)

In der Studie von Pöyry wird das Abflusslinienpotenzial von Österreich ebenfalls ermittelt. Die verwendete Methode dieser Studie ist die Gleiche wie in dieser Arbeit mit Ausnahme der Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche: in der Studie von Pöyry werden „nur Gewässerabschnitte herangezogen, deren Jahresmittelwasserdurchfluss an der Mündung in einen der acht Hauptflüsse (Rhein, Lech, Inn, Salzach, Drau, Enns, Mur und Donau) mindestens $1 \text{ m}^3/\text{s}$ beträgt“ [Pöyry, 2008].

Tabelle 3 vergleicht die Werte dieser Arbeit, die mit Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche berechnet worden sind mit den Ergebnissen der Studie von Pöyry. In letzterer wurden die Gebiete von Raab und Rabnitz nicht berücksichtigt. Für alle Gebiete ist das in dieser Arbeit ermittelte Potenzial wesentlich höher. Der Anstieg ist nach dem Gebiet sehr unterschiedlich: im Lechgebiet, das das Kleinste ist, hat das neu berechnete Potenzial um fast 200 % zugenommen. Im Gegenteil dazu stimmen andere Gebiete, die relativ klein sind, besser mit der Studie von Pöyry überein: das Potenzial im Rheingebiet weist nur einen Anstieg von 9 % auf, im Murgebiet 6 %. Das Gesamtpotenzial für Österreich ist 60 % höher als in der Studie von Pöyry. Gründe für eine solche Differenz können folgende sein:

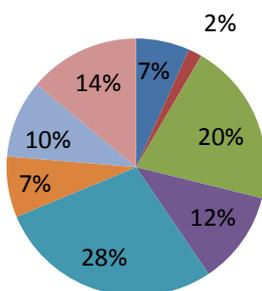
- Die Studie von Pöyry verwendet eine andere Bezugsperiode, 1976 – 2000.
- Die Studie von Pöyry ist eine Aktualisierung einer früheren Studie von Schiller (1982), dabei wurden die Fallhöhendifferenz und der Durchfluss nur bei der Mündung in einen der acht Hauptflüsse ermittelt. Es wird angenommen, dass der Durchfluss im Gerinne linear mit der Höhendifferenz zunimmt. Diese Vereinfachung wurde im Rahmen dieser Arbeit vermieden.
- Das Potenzial aller Flüsse, die entlang Staatsgrenzen verlaufen, wird in der Studie von Pöyry nur zur Hälfte in das Gesamtpotenzial eingerechnet.

Tabelle 3 : Vergleich der Ergebnisse mit der Studie von Pöyry [nach Pöyry, 2008]

Name des Gebietes	Abflusslinien- potenzial, Studie von Pöyry [GWh/a] ($\eta=0,87$)	Abflusslinien- potenzial, Ergebnisse dieser Arbeit [GWh/a] ($\eta=0,87$)	Anstieg der Ergebnisse dieser Arbeit gegenüber der Studie von Pöyry
Rhein	4 979	5 418	9 %
Lech	1 265	3767	198 %
Inn	15 305	25 749	68 %
Salzach	8 716	12 805	47 %
Donau	20 985	40 618	94 %
Enns	5 687	9 003	58 %
Mur	7292	7 743	6 %
Drau	10 370	12 720	23 %
ÖSTERREICH	74 598	117 823	60 %

Abbildung 52 vergleicht die anteilmäßige räumliche Verteilung des Potenzials in der Studie von Pöyry und in dieser Arbeit. Das Donaugebiet deckt 34 % des Gesamtpotenzials in dieser Arbeit ab welches in der Studie von Pöyry 28 % entspricht. Die Anteile des Murgebietes bzw. des Draugebietes weisen ebenfalls relativ große Unterschiede auf: ihre Werte variieren zwischen 4 % und 3 %. Die Veränderung der Verteilung ist jedoch unerheblich.

Räumliche Verteilung, Studie von Pöyry



Räumliche Verteilung, Ergebnisse dieser Arbeit mit Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche

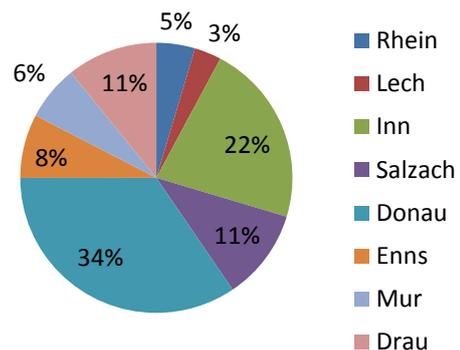


Abbildung 52 : Vergleich der anteilmäßigen räumlichen Verteilung, Studie von Pöyry (links), diese Arbeit (rechts)

5.6 Ausgebautes Potenzial

Abbildung 53 zeigt die vorhandenen Kraftwerke in Österreich im Jahr 2004 und die räumliche Verteilung des Potenzials. Die Größe der grünen Punkte stellt das Regelarbeitsvermögen der Kraftwerke (Einheit: GWh/a) dar.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

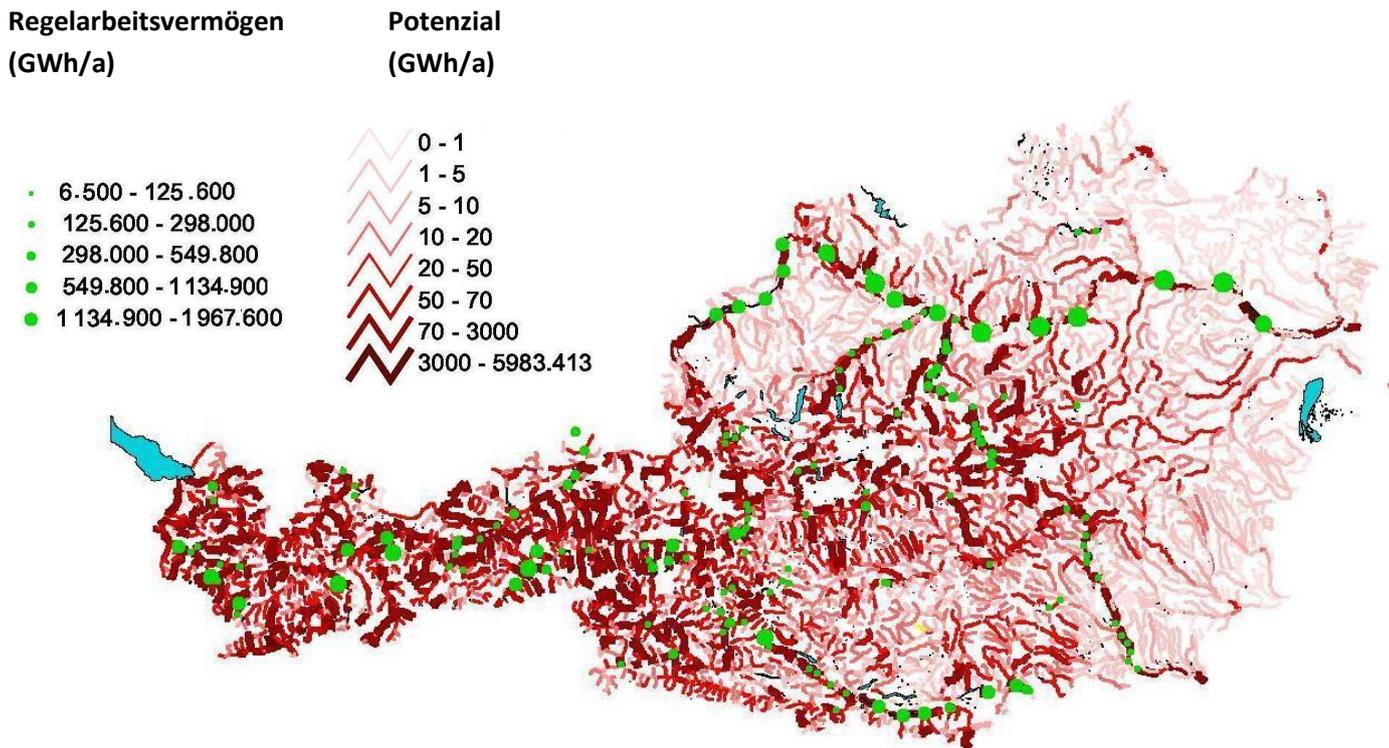


Abbildung 53 : Ausgebautes Potenzial

Das Potenzial in den bedeutendsten Gebieten, wie die der Donau oder Westösterreichs, ist bereits stark erschlossen. Aus der Summe der Regularisierungsvermögen aller Kraftwerke ergibt sich ein ausgebautes Potenzial von ca. 35 800 GWh/a. Das Diagramm in Abbildung 54 beschreibt die Situation in jedem Gebiet (die Gebiete von Raab und Rabnitz werden vernachlässigt).

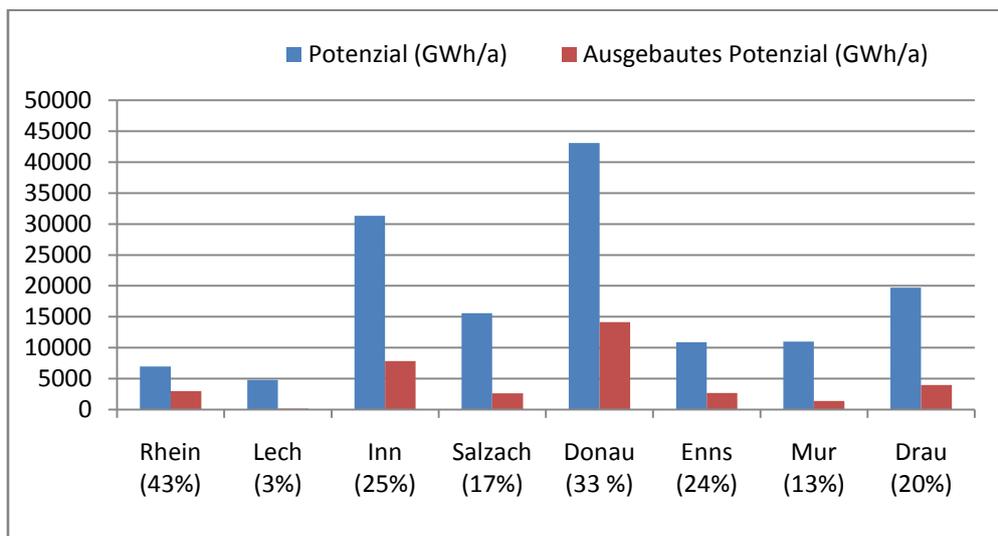


Abbildung 54 : Vergleich des Ausgebauten Potenzials mit dem Durchflusslinienpotenzial (keine Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche)

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Das Potenzial ist nicht zur Gänze verwendbar: nur ein Teil ist wirtschaftlich und technisch erschließbar. Naturschutzgebiete oder kulturell genutzte Regionen in Bereichen mit hohem Potenzial sind eine Einschränkung. Außerdem wurden Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 10 MW in dem obenstehenden Diagramm nicht berücksichtigt. Es gibt in Österreich ca. 4 000 Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von unter 10 MW, die rund 7 % der Gesamtwasserkrafterzeugung erwirtschaften. [nach HAÖ]

Besonders ausgenutzt ist das Potenzial im Rheingebiet (das ausgebaute Potenzial entspricht 43 % des Gesamtpotenzials).

5.7 Vergleich zwischen dem Rohpotenzial und dem ausgebauten Potenzial am Beispiel des Kraftwerks Melk

In den obenstehenden Ergebnissen wurde ein Abflusslinienpotenzial unter der Annahme eines konstanten Kraftwerkwirkungsgrades von 0,87 berechnet. Diese letzte Annahme ist jedoch eine Vereinfachung der Realität: Der Wirkungsgrad hängt in der Tat von dem Durchfluss des Flusses, auf welchem das Kraftwerk liegt, ab. Abbildung 55 zeigt für verschiedene Kraftwerke auf der Donau den Zusammenhang zwischen der effektiven Leistung und dem Durchfluss. Bis zu ungefähr 3 000 m³/s entwickelt sich das ausgebaute Potenzial bei dem Großteil der Kraftwerke linear. Dann sinkt das ausgebaute Potenzial plötzlich ab. Beim Kraftwerk Greifenstein nimmt das ausgebaute Potenzial bis zu ca. 3 500 m³/s zu.

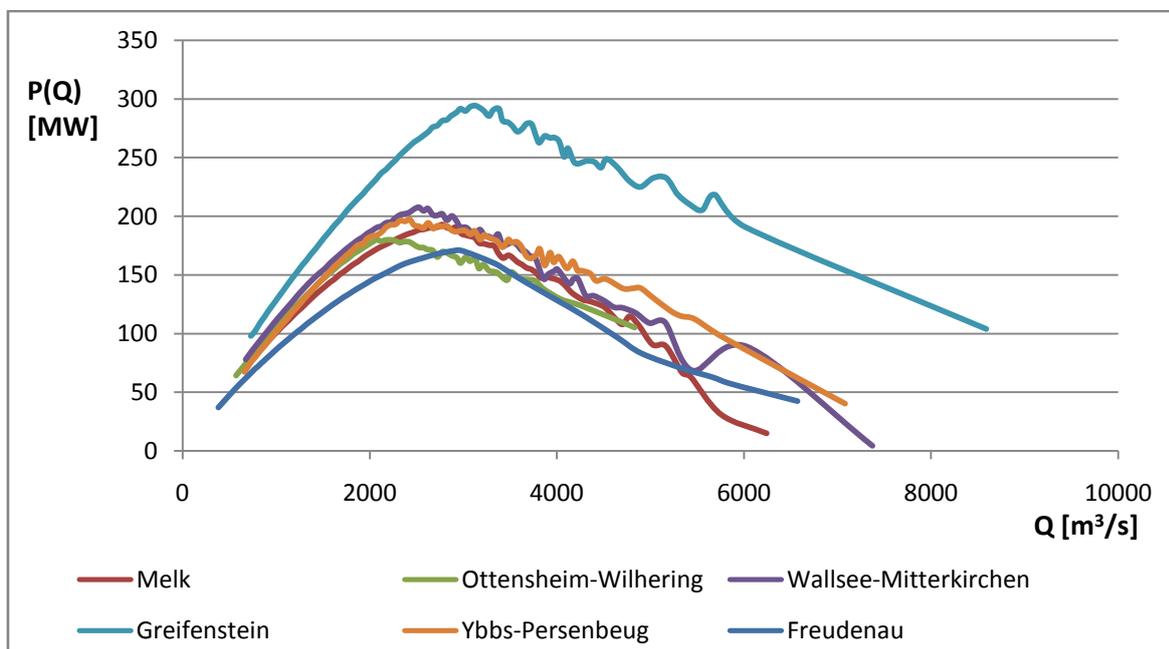


Abbildung 55 : Ausgebautes Potenzial $P(Q)$ in Abhängigkeit des Durchflusses Q bei verschiedenen Kraftwerken

Der Nutzungsgrad ist daher viel geringer bei Hochwasser. Für diesen Grund ist das in dieser Arbeit ermittelte Potenzial nur eine Annäherung des erschließbaren Potenzials. Abbildung 56 vergleicht den Verlauf des Durchflusses, der proportional zum Rohpotenzial ist, mit dem ausgebauten Potenzial am Beispiel Melk, das mittels der Kurve in Abbildung 55 berechnet wurde. Der Durchfluss wird an einem

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Pegel, der ca. 1,6 km entfernt vom Kraftwerk ist, gemessen (siehe Abbildung 57). Das Beispiel Melk stellt offensichtlich gut die anderen Kraftwerke, mit Ausnahme von Greifenstein, dar. Auf den ersten Blick sind beide Kurven der Abbildung 56 sehr ähnlich: Beide erreichen ihren Höhepunkt im Juni und ihren Tiefpunkt im Oktober. Außerdem ist die Steigung jeder Kurve zu jedem Zeitpunkt vergleichbar.

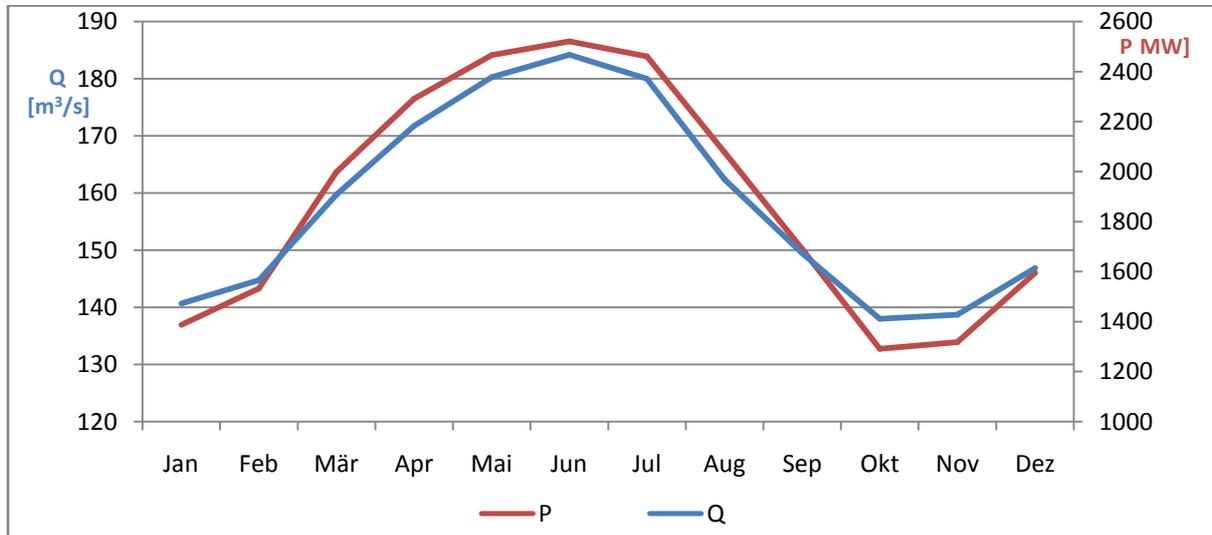


Abbildung 56 : Jährlicher Verlauf des ausgebauten Potenzials und des Durchflusses am Beispiel Melk

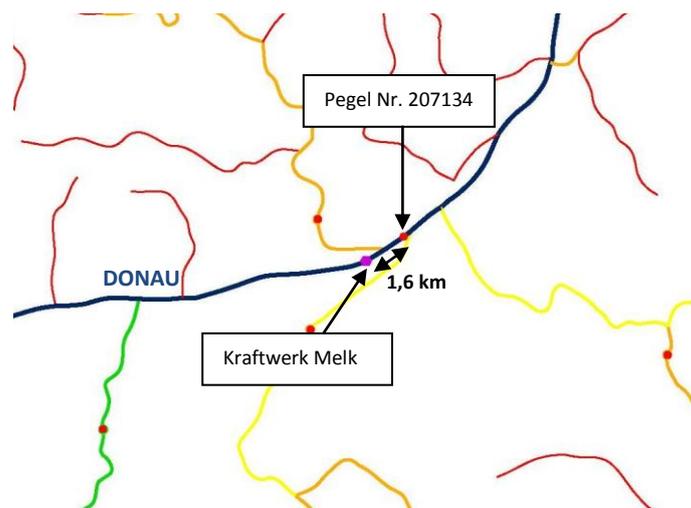


Abbildung 57 : Kraftwerk Melk und Pegel Nr. 207134

Nichtsdestotrotz zeigt ein genauer Vergleich zwischen Roh- und ausgebautem Potenzial Unterschiede (siehe Abbildung 58): Die Sommer- und Frühlingsmonate weisen einen Anteil des ausgebauten Potenzials von 56 % auf, welcher um 3 % kleiner als beim Rohpotenzial ist. Im Gegenteil dazu sind die Herbst- und Wintermonate bedeutsamer: Der Anteil des Rohpotenzials beträgt 41 % und ist beim ausgebauten Potenzial um 4 % höher.

Die Abhängigkeit des Kraftwirkungsgrades führt daher zu einer Verschiebung des Potenzials in die Herbst- und Wintermonate. Dieses Phänomen ist jedoch vorerst vernachlässigbar.

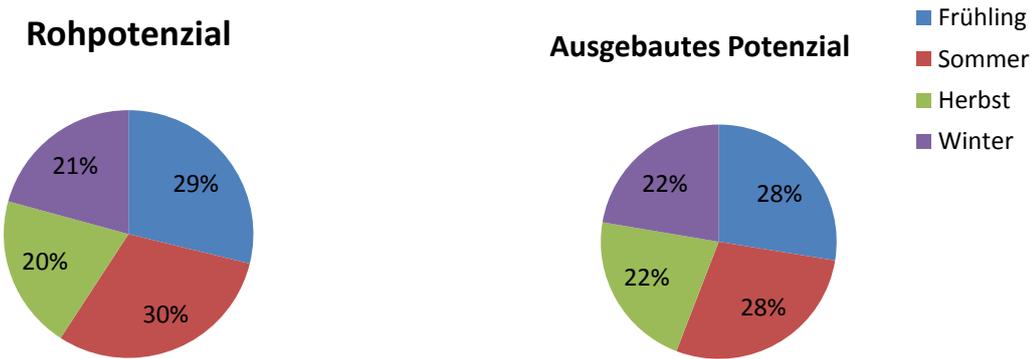


Abbildung 58 : Saisonale Verteilung des Roh- und des ausgebauten Potenzials am Beispiel Melk

6 Ergebnisse für die Zeitreihe 2021 - 2050

6.1 Niederschlagsdaten für den Zeitraum 2021 – 2050

[nach CICS],[nach CLM]

Climate Limited-Area Model

Eingangsdaten des HBV-Modells sind die Niederschlagsdaten für den Zeitraum 2021 – 2050, die durch ein Wetterprognose-Modell ermittelt worden sind. Ziel dieses Abschnittes ist es, das CLM (Climate Limited-Area Model) Modell kurz vorzustellen.

Die CLM-Community ist ein internationales Netzwerk von Wissenschaftlern, die Modelle zur Wetterprognose entwickelt haben. Da der Klimawechsel von der Aktivität der Menschheit stark abhängig ist, wurden diese Klimamodelle unter verschiedenen Szenarien entwickelt. Jedes Szenario hat seine eigenen Annahmen über die zukünftigen Gasemissionen. Diese Szenarien sind in mehrere Kategorien zusammengefasst.

Die Modelle A1 haben folgende Hypothesen: eine rasche zukünftige Entwicklung der Wirtschaft, ein Bevölkerungswachstum bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts gefolgt von einem schrittweisen Bevölkerungsrückgang und eine bedeutende Entwicklung neuer effizienterer Technologien aus. Drei A1 Modelle sind zu unterscheiden:

- A1F1 schließt eine intensive Verwendung von fossilem Brennstoff ein;
- A1T entspricht einer bedeutenden Nutzung von nicht fossiler Energie;
- A1B weist eine gleichmäßige Verwendung aller Energiequellen auf.

Die Modelle A2 beschreiben eine heterogene Welt, wo die zukünftige Entwicklung der Wirtschaft von den Regionen abhängt. Die Bevölkerung steigt langsam an und die technologischen Fortschritte sind geringer als in Modell A1.

Die Modelle B1 entsprechen einer Welt mit einer homogenen raschen Entwicklung zu einer Informations- und Dienstleistungswirtschaft. Wie in Modell A1 steigt die Bevölkerung bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts an und nimmt dann ab. Neue umweltfreundliche Technologien entwickeln sich in diesem Szenario rasch.

Die Modelle B2 beschreiben eine heterogenere Welt, die jedoch umweltfreundlich ist. Wie in A2 nimmt die Bevölkerung langsam und konstant zu.

Abbildung 59 stellt diese vier Modellgruppen dar.

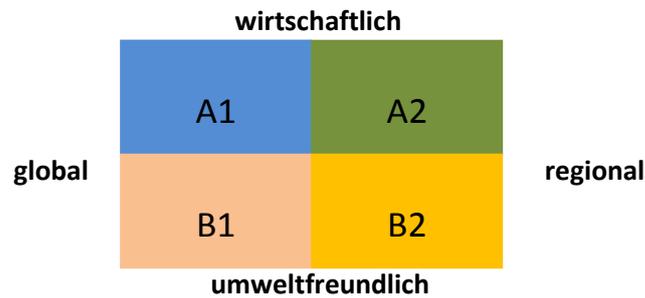


Abbildung 59 : Climate Limited-area Model [CICS]

In dieser Arbeit wurden die Klimadaten für die Zeitreihe 2021 – 2050 durch das A1B-Modell berechnet. Letzteres entspricht einem Szenario, das der derzeitigen Situation ähnelt. Deswegen sind die Unterschiede zwischen den Ergebnissen für 1976 – 2006 und für 2021 – 2050 nicht sehr groß.

Delta-Change Ansatz

Die CLM-Modelle führen jedoch zu deutlich nicht exakten Ergebnissen (siehe Abbildung 60 a)). Aus diesem Grund werden die simulierten Niederschläge nicht direkt erschlossen, sondern der folgende Vorgang wird durchgeführt:

- Eine Klimasimulation wird für den Zeitraum von 1976 – 2006 sowie für jenen von 2021 – 2050 durchgeführt. Die prozentuellen Differenzen zwischen beiden Zeiträumen werden je nach Gebiet und Monat berechnet (siehe Abbildung 60 b)).
- Die beobachteten Niederschläge für den Zeitraum von 1976 - 2006 werden um die entsprechende Differenz geändert. Die Ergebnisse dieses Vorgangs werden als Niederschlagsmenge für den Zeitraum von 2021 – 2050 verwendet (siehe Abbildung 60 c)).

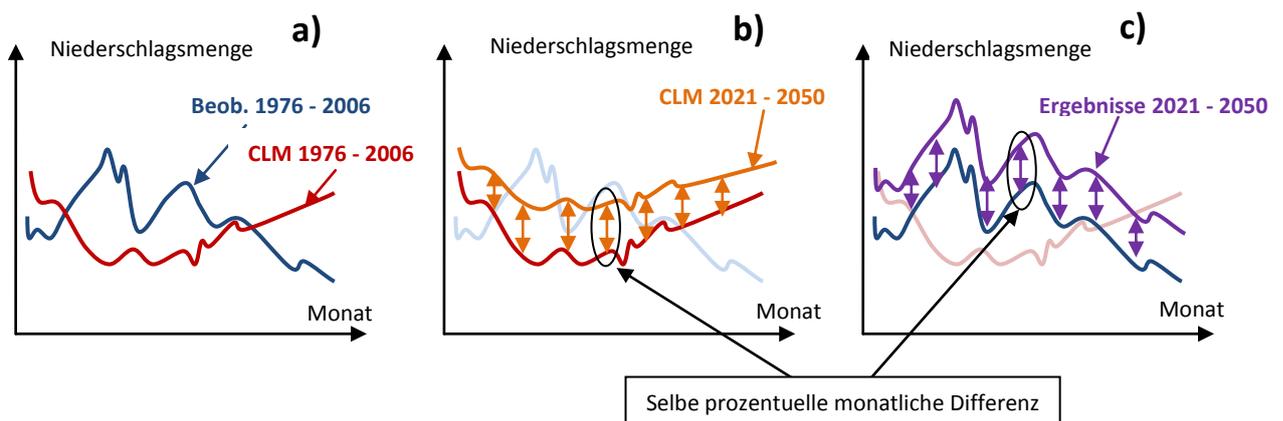


Abbildung 60 : a) Ungenauigkeit des CLM-Modells, b) Ermittlung der prozentuellen monatlichen Differenzen für das CLM – Modell, c) Ergebnisse für den Zeitraum von 2021 – 2050 nach dem Delta-Change Ansatz

6.2 Bewertung des HBV Modells

In diesem Kapitel wird das Wasserkraftpotenzial für die Zeitreihe 2021 - 2050 ermittelt. Die Durchflüsse für die 637 Pegel des Gebietes werden durch ein HBV-Modell simuliert und für die 7137 übrigen Stellen durch Topkriging interpoliert. Die Exaktheit des HBV-Modells ist aber fraglich. Abbildung 61 stellt die beobachtete und die simulierte Ganglinie eines ausgewählten Pegels für den Zeitraum 1976-2006 gegenüber.

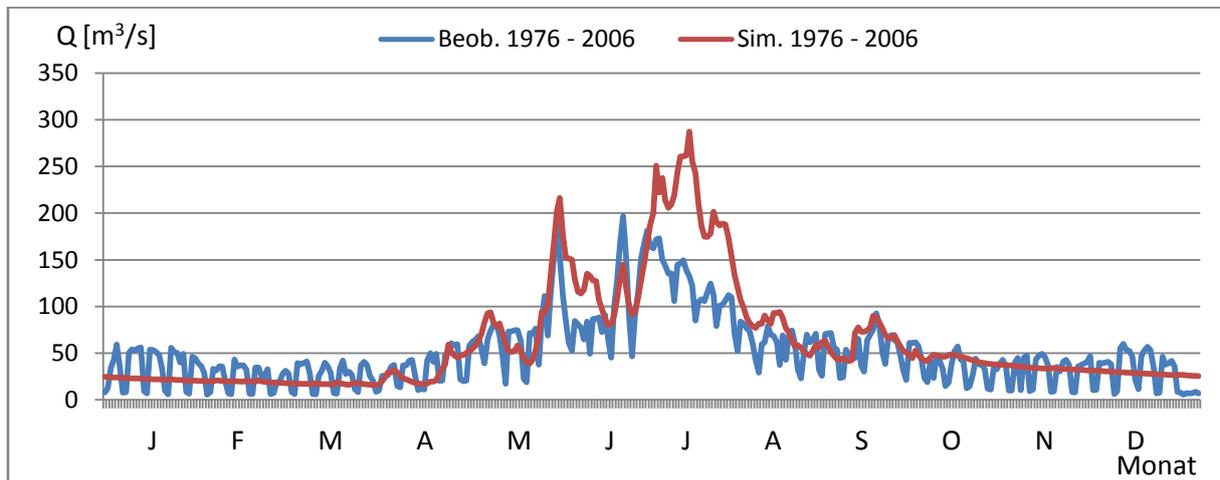


Abbildung 61 : Beobachtete und simulierte Ganglinie (1995, Pegel-Nr: 230011)

Die zwei Ganglinien stimmen nicht genau überein. Während des Winters, des Frühlings und des Herbstes weist der beobachtete Durchfluss kleine Schwankungen auf während der simulierte Durchfluss annähernd konstant bleibt. Im Sommer, wann die Niederschläge ihren Höhepunkt erreichen, überschätzt das Modell deutlich den Durchfluss. Solche Fehler haben eine bedeutende Auswirkung auf den berechneten Wert des Potenzials, da der Großteil des Potenzials im Sommer auftritt. Abbildung 62 stellt für den selben Pegel die Fehler der Simulation für jede Saison und für das gesamte Jahr dar. Diese Durchschnittswerte wurden für den Zeitraum 1976 – 2006 ermittelt.

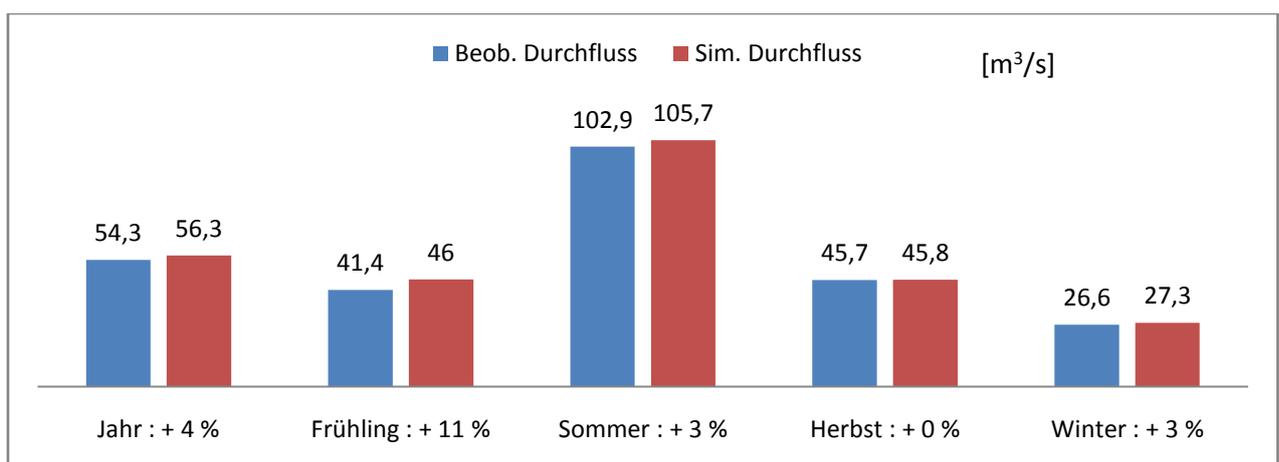


Abbildung 62 : Fehler der Simulation für den Pegel Nr. 230011 für 1976 - 2006

Selbst nach Mittelung über 30 Jahre besteht ein mittlerer jährlicher Fehler zwischen Modell und Beobachtung von rund 4 %. Der größte Fehler tritt im Frühling auf (+11 %). Man kann aber leider keine generelle Aussage über den Fehler der Simulation machen, da es bei anderen Pegeln zu einer

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Unterschätzung des mittleren Durchflusses durch das Modell kommt. Abbildung 63 zeigt einen dieser Fälle.

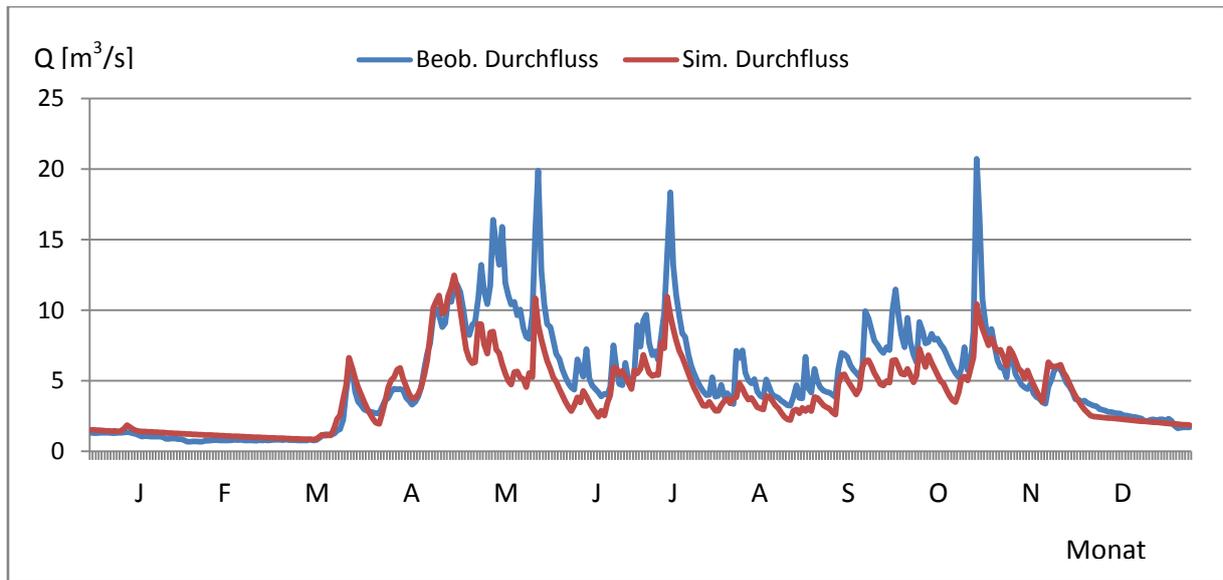


Abbildung 63 : Beobachtete und simulierte Ganglinie (1996, Pegel-Nr: 203463)

Die Ganglinie entspricht einer kleineren Flussstrecke (der beobachtete mittlere Durchfluss beträgt $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$). Während des Winters und am Anfang des Frühlings stimmt das Modell mit den beobachteten Durchflüssen überein. Im Gegenteil dazu ist der simulierte Durchfluss im Sommer und Herbst zu gering. Die zwei Kurven weisen jedoch meistens die selben lokalen Minima auf.

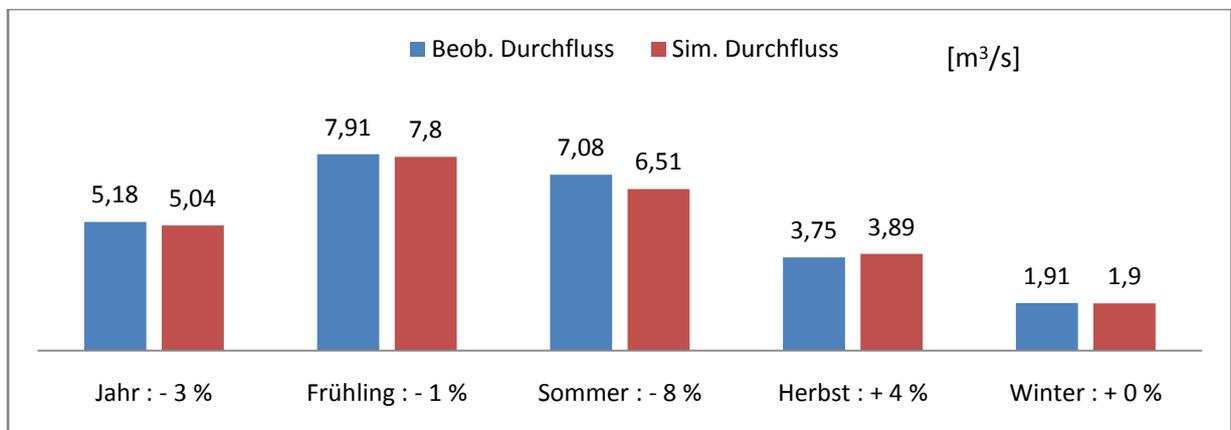


Abbildung 64 : Fehler der Simulation für den Pegel Nr. 203463 für 1976 - 2006

Für den in Abbildung 64 betrachteten Pegel ist das Modell im Winter fast perfekt. Im Sommer weist der Pegel einen gegenüber der Beobachtung um 8 % reduzierten mittleren simulierten Durchfluss auf.

Es ist daher nicht sinnvoll das Potenzial für 2021 - 2050, das aus simulierten Durchflüssen berechnet würde, mit dem Potenzial für 1976-2006, das aus beobachteten Durchflüssen berechnet würde, zu vergleichen. Deshalb werden in der Folge drei Klassen von Ergebnissen gegenübergestellt:

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

- Das Potenzial, das aus den beobachteten Durchflüssen für 1976 - 2006 ermittelt worden ist (es wird in der Folge „beobachtetes Potenzial für 1976 – 2006“ genannt),
- Das Potenzial, das aus den simulierten Durchflüssen für 1976 - 2006 ermittelt worden ist (es wird in der Folge „simuliertes Potenzial für 1976 – 2006“ genannt),
- Das Potenzial, das aus den simulierten Durchflüssen für 2021 - 2050 ermittelt worden ist (es wird in der Folge „simuliertes Potenzial für 2021 – 2050“ genannt).

6.3 Vergleich zwischen dem Potenzial für 1976 – 2006 und 2021 – 2050

Die Tabelle 4 stellt die Ergebnisse für 1976-2006 und für 2021 - 2050 gegenüber.

Tabelle 4 : beobachtetes und simuliertes Abflusslinienpotenzial für 1976 - 2006, simuliertes Abflusslinienpotenzial für 2021 - 2050

N°	Name	Mittleres jährliches Potenzial [GWh/a] (Ohne Vernachlässigung der kleinen Seitenbäche, mit $\eta = 0,87$)						
		Beob. 1976 - 2006		Sim. 1976 – 2006		Sim. 2021 – 2050		
1	Rheingebiet	6 970		7 627		7 721		
2	Donaugebiet oberhalb des Inn (Lech)	4 799		4 922		4 948		
3	Salzachgebiet	15 599		14 377		14 145		
4	Inngebiet oberhalb der Salzach	26 894		28 682		28 986		
5	Inngebiet unterhalb der Salzach	4 421	31 315	4 529	33 211	4 470	33 456	
6	Ennsgebiet	10 911		10 954		10 790		
7	Donaugebiet	Traungebiet	4 627	43 093	4 657	44 903	4 608	
8		Donaugebiet zwischen Traun und Enns	1 816		1 854		1 853	
9		Donaugebiet zwischen Inn und Traun	8 585		9 099		9 098	45 212
10		Donaugebiet zwischen Enns und March	26 140		26 880		27 179	
11		Moldaugebiet	86		90		95	
12		Marchgebiet	293		503		504	
13		Donaugebiet zwischen March und Leitha	932		962		983	
14		Leithagebiet	614		858		892	
15	Rabnitzgebiet	57		69		70		
16	Raabgebiet	829		892		925		
17	Murgebiet	11 016		11 007		10 930		
18	Draugebiet	19 698		21 024		21 015		
TOTAL	ÖSTERREICH	144 287		148 986		149 212		

Für den Zeitraum 1976-2006 führt das HBV-Modell zu einer Überschätzung des Potenzials von Österreich von rund 3 %. Manche Gebiete weisen jedoch ein geringeres Potenzial in der Simulation auf: im Salzachgebiet ist das Potenzial in der Simulation (rund 14,4 TWh/a) kleiner als der Wert, der aus beobachteten Durchflüssen berechnet worden ist (rund 15,6 TWh/a). Für das Murgebiet stimmen das Modell und die Realität gut überein: Beide Werte betragen ca. 11TWh/a.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Gemäß dem HBV-Modell weist das Potenzial von Österreich einen Anstieg von ca. 0,15 % für die Zeiträume 1976 – 2006 und 2021 - 2050 auf.

6.4 Räumliche Verteilung des Potenzials für 2021 – 2050

In Abbildung 65 werden die drei Potenzialwerte für die wichtigsten Gebiete dargestellt. Die Zahlen über den roten Säulen bezeichnen den Anstieg des simulierten Potenzials für 1976 – 2006 gegenüber dem beobachteten Potenzial für 1976 – 2006. Über den grünen Säulen ist der Anstieg des simulierten Potenzials für 1976 – 2006 gegenüber dem simulierten Potenzial für 1976 – 2006 angeführt.

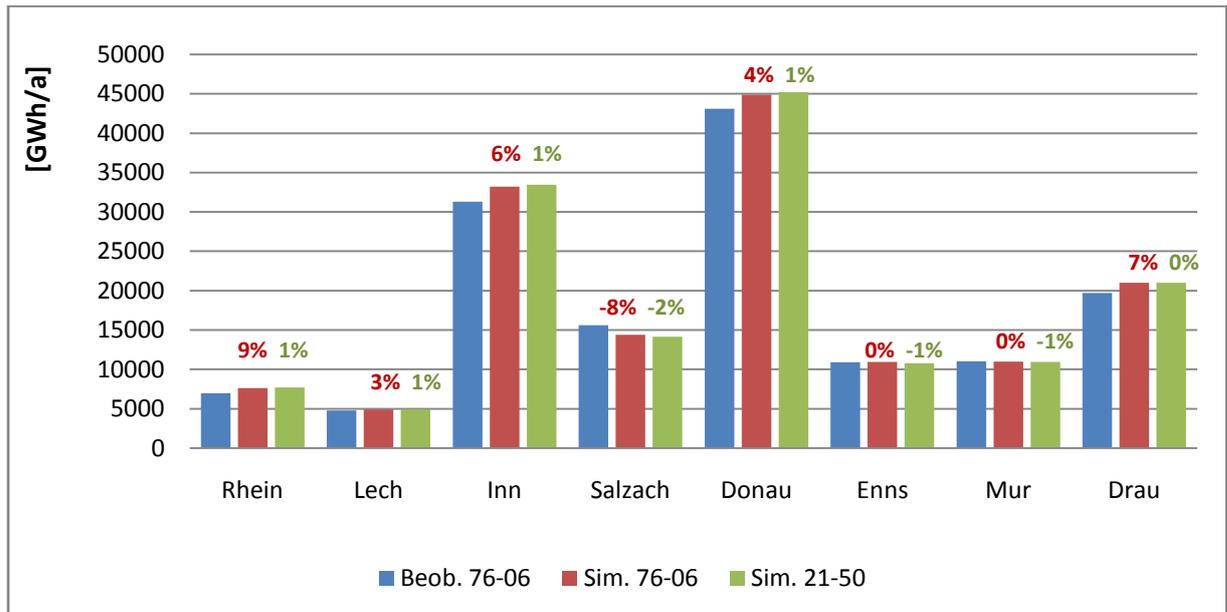


Abbildung 65: Beobachtetes Potenzial für 1976 – 2006, simuliertes Potenzial für 1976 – 2006, simuliertes Potenzial für 2021 – 2050 für verschiedene Gebiete; Anstieg des simulierten Potenzials für 1976 – 2006 gegenüber dem beobachteten Potenzial für 1976 -2006, Anstieg des simulierten Potenzials für 2021 – 2050 gegenüber dem simulierten Potenzial für 1976 – 2006.

In diesem Diagramm kann man erkennen, dass die Genauigkeit des Modells je nach Gebiet unterschiedlich ist. Mit einer Überschätzung von 9 % ist der Fehler für das Rheingebiet am Größten. Für das Enns- und das Murgebiet stimmt das Modell sehr gut mit der Beobachtung überein. Im Gegensatz dazu unterschätzt das Modell für das Salzachgebiet das Potenzial für 1976 – 2006 um rund 8 %.

Das simulierte Potenzial für 2021 - 2050 entwickelt sich kaum im Vergleich zum simulierten Potenzial für 1976 – 2006. Die zwei bedeutendsten Gebiete, das Inn- und Donaugebiet, weisen jedoch einen Anstieg von rund 1 % auf.

Abbildung 66 zeigt die anteilmäßige räumliche Verteilung des Potenzials und ihre Entwicklung zwischen den Zeiträumen 1976 – 2006 und 2021 – 2050. Es gibt fast keinen Unterschied zwischen der Verteilung des beobachteten und des simulierten Potenzials für 1976 – 2006. Für 2021 – 2050 sind die Anteile für alle Gebiete fast unverändert.

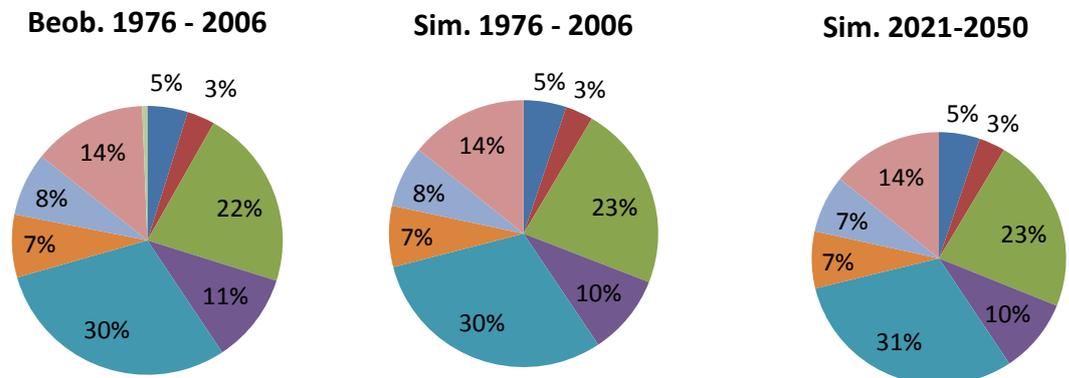


Abbildung 66 : Räumliche Verteilung des Potenzials, beobachtetes Potenzial für 76 - 06 (links), simuliertes Potenzial für 76 - 06 (in der Mitte), simuliertes Potenzial für 21- 50 (rechts)

6.5 Zeitliche Verteilung des Potenzials für 2021 – 2050

Abbildung 67 stellt den Verlauf des beobachteten und des simulierten Potenzials für 1976 – 2006 sowie für 2021 – 2050 für Österreich dar. Die HBV-Simulation überschätzt deutlich das Potenzial, aber die Verläufe des beobachteten bzw. des simulierten Potenzials für 1976 – 2006 sind sehr ähnlich. Im Vergleich zu 1976 – 2006, weist das simulierte Potenzial für 2021 – 2050 unterschiedliche Eigenschaften auf:

- Im Winter ist das Potenzial wesentlich höher.
- Das Potenzial ist von seinem Maximum im Juni bis September geringer.
- Im Herbst steigt das Potenzial plötzlich an. Größere Niederschläge im Oktober könnten diese letzte Eigenschaft erklären.

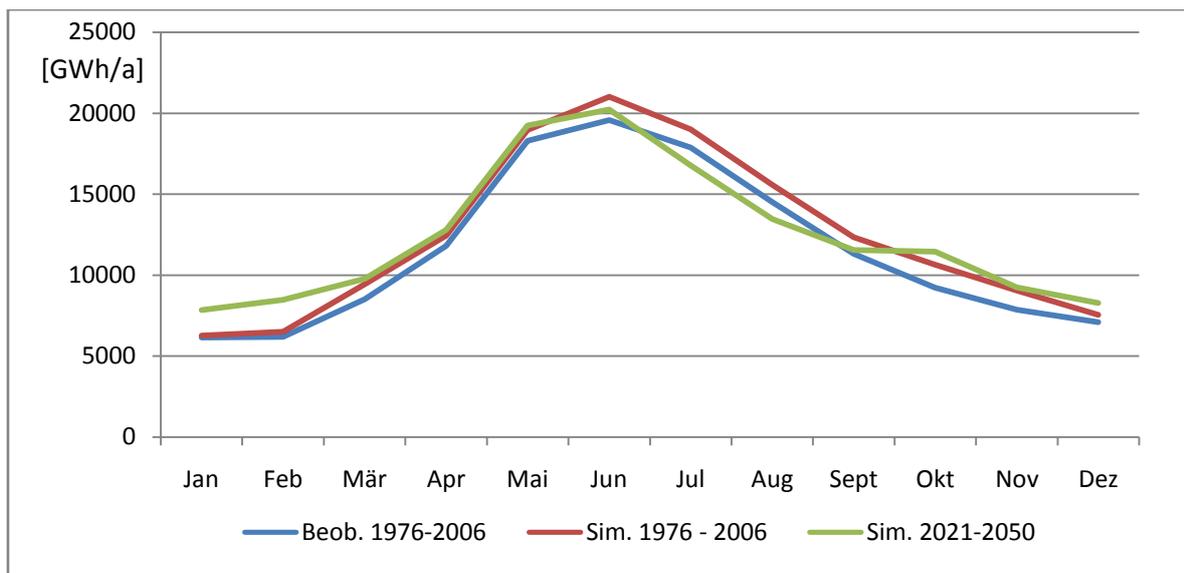


Abbildung 67 : Zeitliche Verteilung des Potenzials: beobachtet für 1976 - 2006 (blau), simuliert für 1976 - 2006 (rot), simuliert für 2021 – 2050 (grün)

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Abbildung 68 vergleicht die saisonale Verteilung des beobachteten bzw. des simulierten Potenzials. Die Simulation unterschätzt offensichtlich die Anteile im Frühling und im Sommer und überschätzt den Anteil im Herbst. Im Vergleich zur saisonalen Verteilung aus der Simulation für 1976 – 2006 ist der Anteil im Sommer um 3 % gesunken. Im Gegensatz dazu betragen die Anteile im Winter und im Frühling 2 bzw. 1 %.

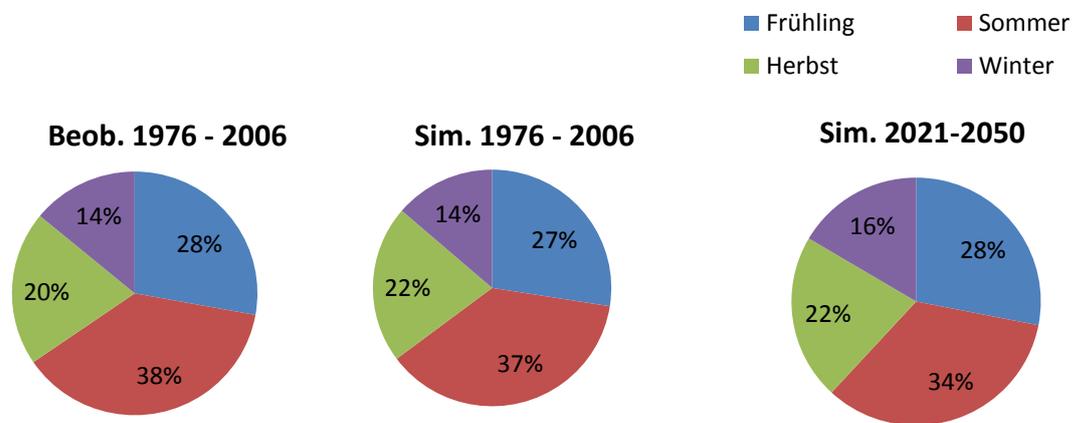


Abbildung 68 : Zeitliche Verteilung des Potenzials, beobachtetes Potenzial für 76 - 06 (links), simuliertes Potenzial für 76 - 06 (in der Mitte), simuliertes Potenzial für 21- 50 (rechts)

6.6 Hochwasser und Niederwasser für 2021 – 2050

In diesem Abschnitt werden die Werte des Potenzials bei Nieder- und Hochwasser vorgestellt. Wie in Abschnitt 5.4 entspricht das Potenzial bei Niederwasser einem Wert, der während 95 % des Zeitraumes überschritten wird. Das Potenzial bei Hochwasser bezeichnet das Potenzial, das nur 5 % des Zeitraumes überschritten wird.

Abbildung 69 zeigt das beobachtete und simulierte Potenzial bei Niederwasser für 1976 – 2006 sowie das simulierte Potenzial bei Niederwasser für 2021 – 2050. Die Unterschiede zwischen dem beobachteten und dem simulierten Potenzial für 1976 – 2006 sind sehr gering. Die höchsten Werte sind fast ident: rund 306 MW für das beobachtete Potenzial und 307 MW für die Simulation. Das HBV-Modell führt zu offensichtlich zufriedenstellenden Resultaten. Bei der Simulation für 2021 – 2050 ist der höchste Wert des Potenzials bei Niederwasser etwas höher (322 MW). Die Donau bleibt in den drei Fällen die einzige übrige Potenzialquelle. In Westösterreich, wo das mittlere jährliche Potenzial besonders hoch ist, gibt es fast kein Potenzial mehr.

Abbildung 70 stellt das beobachtete und simulierte Potenzial bei Hochwasser für 1976 – 2006 und das simulierte Potenzial bei Hochwasser für 2021 – 2050 dar. Die drei Karten wirken auf den ersten Blick sehr ähnlich. Das Potenzial konzentriert sich in Westösterreich und entlang der Donau an. Die flachen Bereiche südlich und nördlich der Donau sowie das Burgenland weisen ein besonders geringes Potenzial auf. Für 1976 – 2006 sind jedoch die Unterschiede zwischen dem beobachteten und dem simulierten Potenzial nicht zu vernachlässigen: der höchste Wert des beobachteten Potenzials (1753 MW) ist rund 38 % größer als der des simulierten Potenzials (2418 MW). Was das simulierte Potenzial für 2021 – 2050 betrifft, ist der höchste Wert (2388 MW) etwas kleiner als bei der Simulation für 1976 – 2006.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

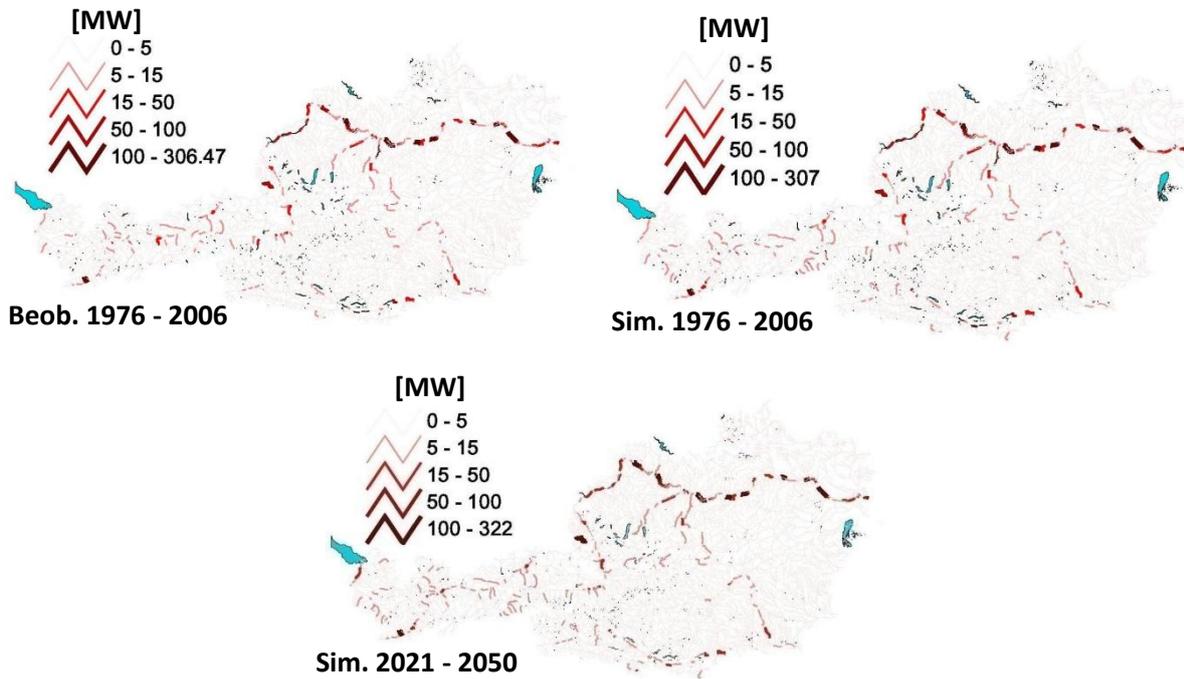


Abbildung 69 : Potenzial bei Niederwasser; beobachtetes Potenzial für 1976 - 2006 (oben links), simuliertes Potenzial für 1976 - 2006 (oben rechts), simuliertes Potenzial für 2021 – 2050 (unten)

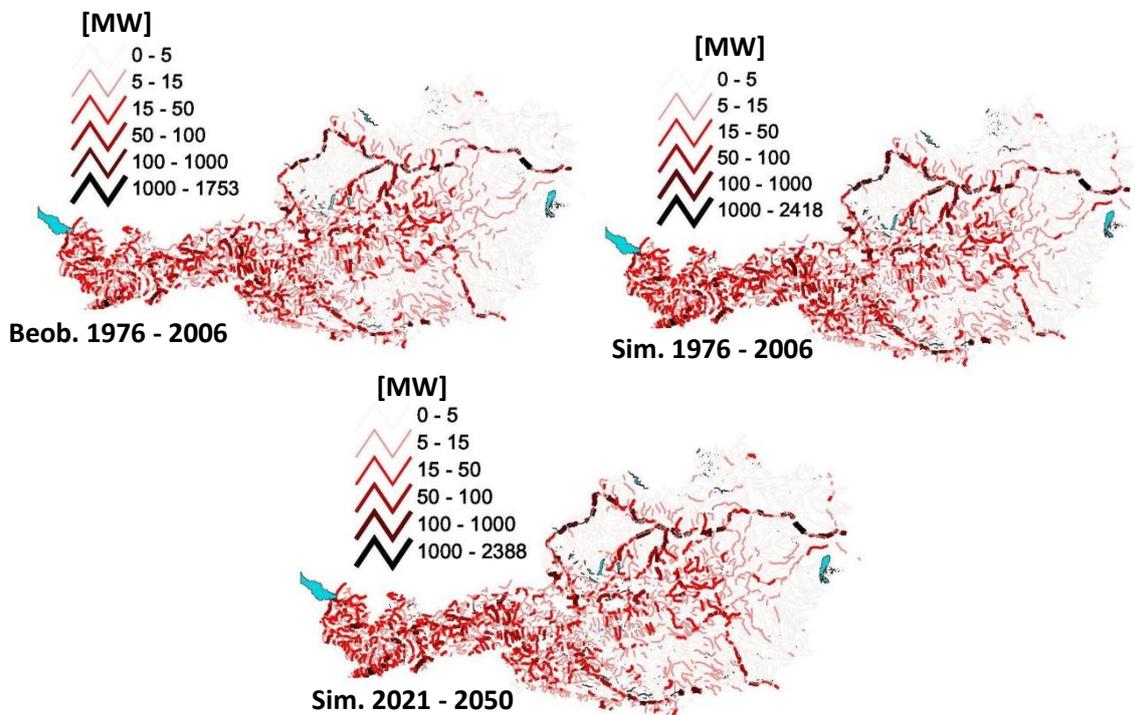


Abbildung 70 : Potenzial bei Hochwasser; beobachtetes Potenzial für 1976 - 2006 (oben links), simuliertes Potenzial für 1976 - 2006 (oben rechts), simuliertes Potenzial für 2021 – 2050 (unten)

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Abbildung 71 vergleicht das Potenzial für ganz Österreich bei Nieder- und Hochwasser mit dem mittleren jährlichen Potenzial. Die Gebiete von Raab und Rabnitz werden nicht berücksichtigt. In diesem Diagramm wie auch in den Folgenden bezeichnen die Zahlen über den blauen Säulen die Differenz zwischen dem Niederwasserpotenzial und dem mittleren jährlichen Potenzial. Jene Zahlen über den grünen Säulen entsprechen der Differenz zwischen Hochwasserpotenzial und mittlerem jährlichem Potenzial.

Für 1976 – 2006 ist das simulierte mittlere jährliche Potenzial rund 3 % größer als das Beobachtete. Der Unterschied zwischen Hoch- (+142 %) und Niederwasserpotenzial (-68 oder 67 %) und dem mittleren jährlichen Potenzial bleibt beinahe unverändert.

Das simulierte mittlere jährliche Potenzial für 2021 – 2050 und jenes für 1976 – 2006 sind beinahe gleich. Das Potenzial bei Hochwasser für 2021 – 2050 ist um 136 % größer als der jährliche Mittelwert. Dies ist 6 % weniger als in der Periode 1976 – 2006. Im Fall von Niederwasser ist das Potenzial für 2021 – 2050 um 64 % verringert, während die selbe Differenz für 1976 – 2006 67-68 % beträgt. Dies bedeutet, dass die durchschnittliche Abweichung des Potenzials von seinem Mittelwert in Zukunft niedriger sein wird.

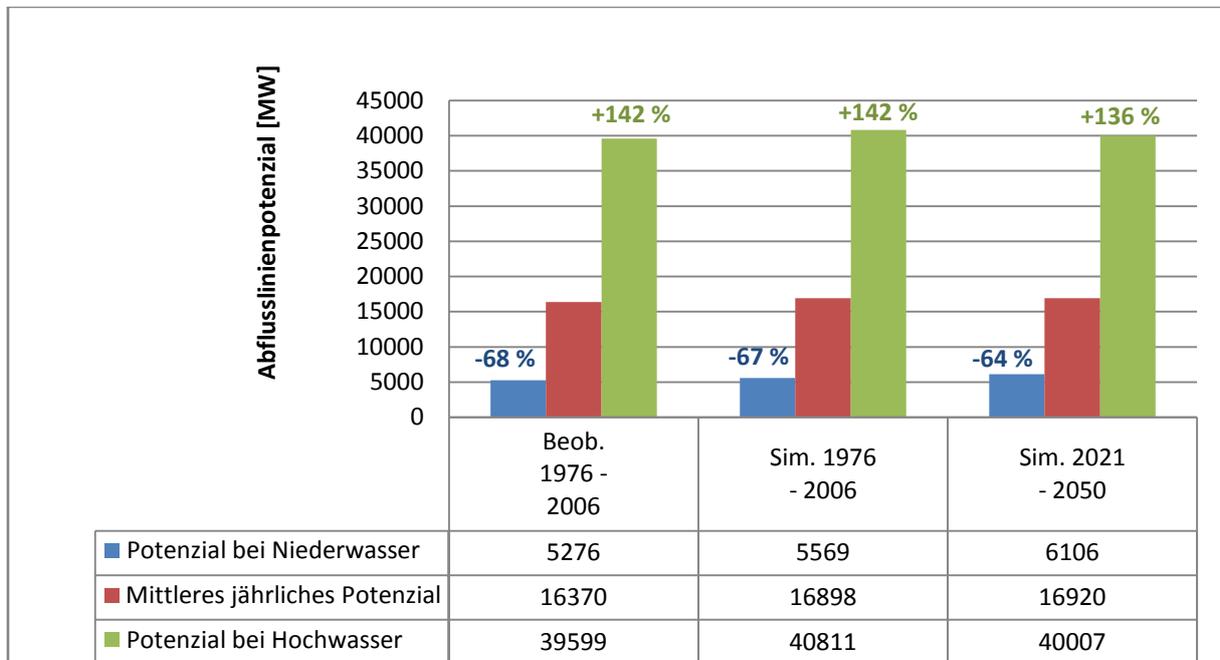


Abbildung 71 : Abflusslinienpotenzial ($\eta=0,87$) bei Hoch- und Niederwasser für ganz Österreich, Anstieg und Verminderung im Vergleich mit dem mittleren jährlichen Potenzial

Die drei folgenden Abbildungen stellen das Potenzial jedes Gebietes bei Hoch- und Niederwasser für 1976 – 2006 und für 2021 – 2050 dar.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

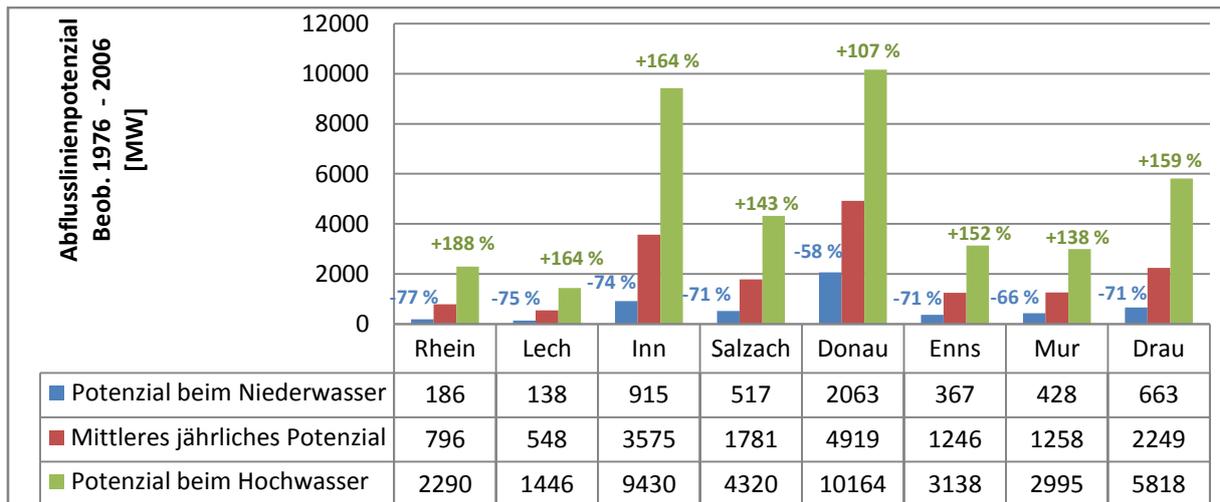


Abbildung 72 : Regionales beobachtetes Abflusslinienpotenzial für 1976 – 2006 bei Hoch- und Niederwasser, Anstieg und Verminderung im Vergleich mit dem mittleren jährlichen Potenzial ($\eta=0,87$)

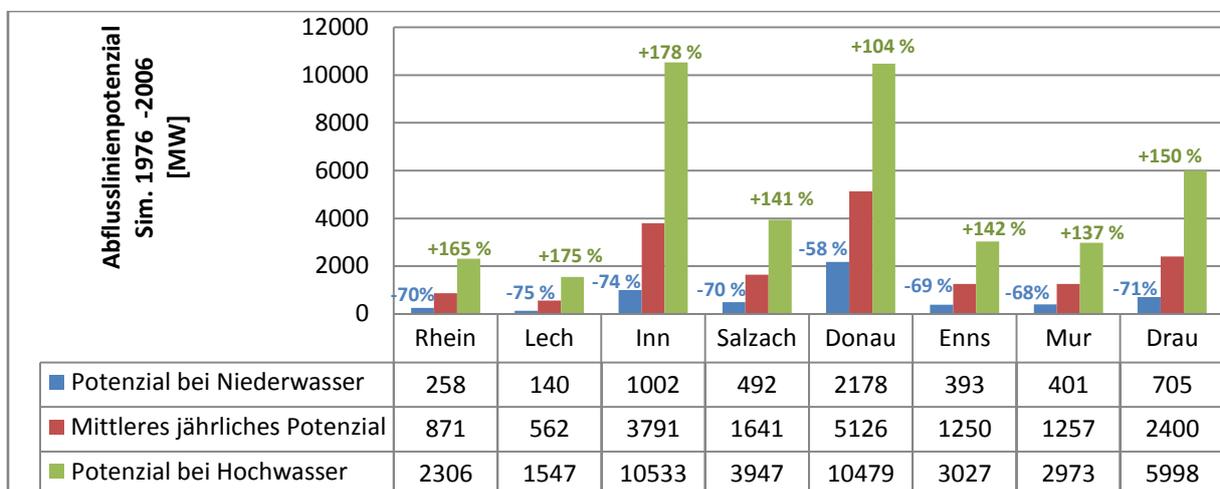


Abbildung 73 : Regionales simuliertes Abflusslinienpotenzial für 1976 – 2006 bei Hoch- und Niederwasser, Anstieg und Verminderung im Vergleich mit dem mittleren jährlichen Potenzial ($\eta=0,87$)

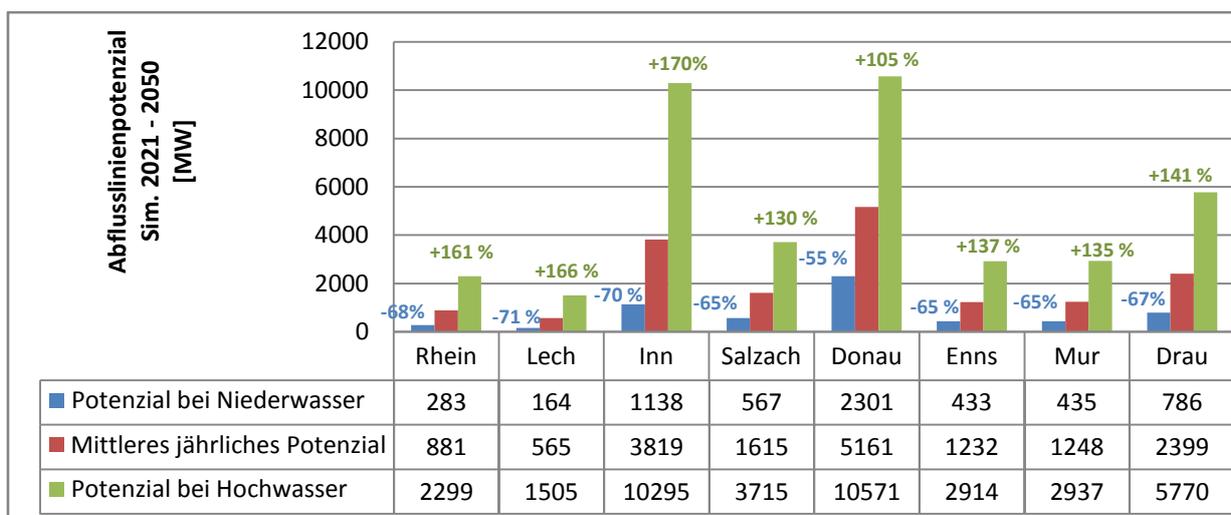


Abbildung 74 : Regionales simuliertes Abflusslinienpotenzial für 2021 – 2050 bei Hoch- und Niederwasser, Anstieg und Verminderung im Vergleich mit dem mittleren jährlichen Potenzial ($\eta=0,87$)

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Betreffend des Potenzials für 1976 – 2006 lässt sich feststellen, dass die Differenzen zwischen Niederwasser und mittlerem jährlichem Potenzial (blaue Zahlen) bei Simulation und Beobachtungen übereinstimmen (Abbildung 72 und Abbildung 73). Nur das Rheingebiet weist einen wesentlichen Unterschied zwischen Modell und Beobachtung auf.

Hingegen bei Hochwasser sind die Differenzen mit dem mittleren jährlichen Potenzial (grüne Zahlen) sehr unterschiedlich. Man kann aber keine klare Tendenz von Über- oder Unterschätzung des Potenzials durch das Modell erkennen. In manchen Gebieten (z.B. Rhein oder Donau) ist die Differenz bei der Simulation kleiner, in Anderen ist sie größer (z.B. Inn und Lech) als bei den Beobachtungen. Man schließt daraus, dass das HBV Modell statistischen Fehlern unterliegt.

Die Gegenüberstellung zwischen dem simulierten Potenzial von 1976 – 2006 und jenem von 2021 – 2050 zeigt, dass in Zukunft in allen Gebiet (mit Ausnahme vom Donaugebiet) eine geringere Differenz zwischen Hochwasserpotenzial und dem jährlichen Mittelwert zu erwarten ist. Bei Niederwasser ist in Zukunft diese Differenz in allen Gebieten ebenfalls geringer.

7 Gegenüberstellung der Ergebnisse mit dem Energieverbrauch in Österreich

7.1 Entwicklung des Energieverbrauchs in Österreich in den letzten Jahrzehnten

In den letzten Jahrzehnten hat der Energieverbrauch (EV) in Österreich konstant zugenommen. Von 1970 bis 2008 ist der Bruttoinlandsverbrauch um rund 79 % gestiegen und erreichte 2004 einen Wert von 1 429 PJ. [nach Statistik Austria]

Die Nachfrage ist seit 1970 für alle Energieträger mit Ausnahme von Kohle angestiegen. Letztere weist einen Rückgang von ca. 24 % auf. Mit rund 207 % verzeichnet die erneuerbare Energie den größten Anstieg. Mit einer Steigerung von 204 % scheint die Rolle des Gases offensichtlich immer wichtiger zu werden.

Tabelle 5: Veränderung des Bruttoinlandsverbrauchs in % von 1970 bis 2004 [nach Statistik Austria]

	1970-2008 in %
Öl	45
Gas	204
Kohle	-24
Erneuerbare Energie	207
Bruttoinlandsverbrauch	79

Die erneuerbare Energie hat anteilmäßig eine immer größere Bedeutung: 1970 entsprach sie nur 16 % des Energieverbrauchs, 2008 erreichte sie einen Anteil von 27 %. Kohle wird immer weniger verwendet. Der Anteil des Gases hat auch stark zugenommen. Öl bleibt die bedeutendste Energiequelle.

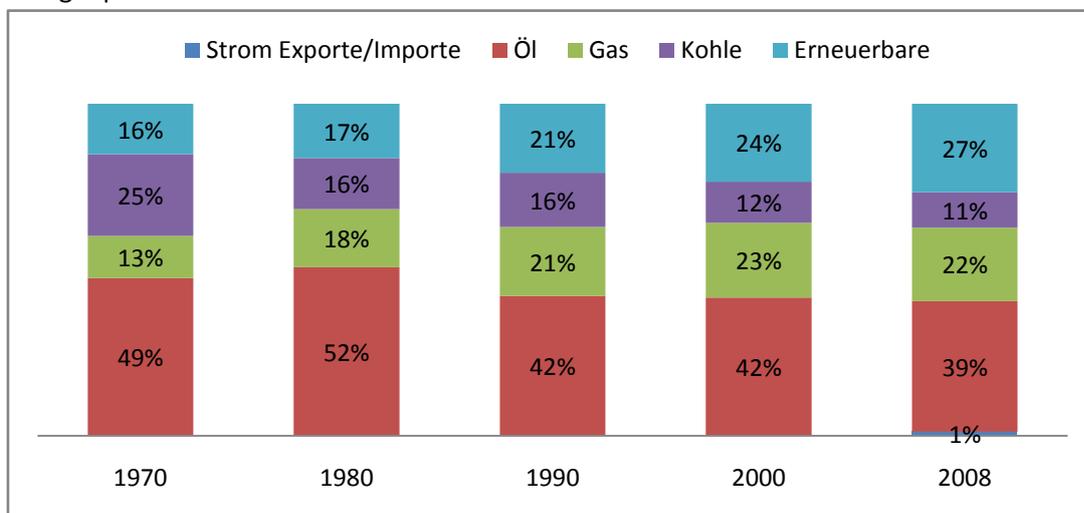


Abbildung 75: Bruttoinlandsenergieverbrauch von 1970 bis 2008 [nach Statistik Austria]

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

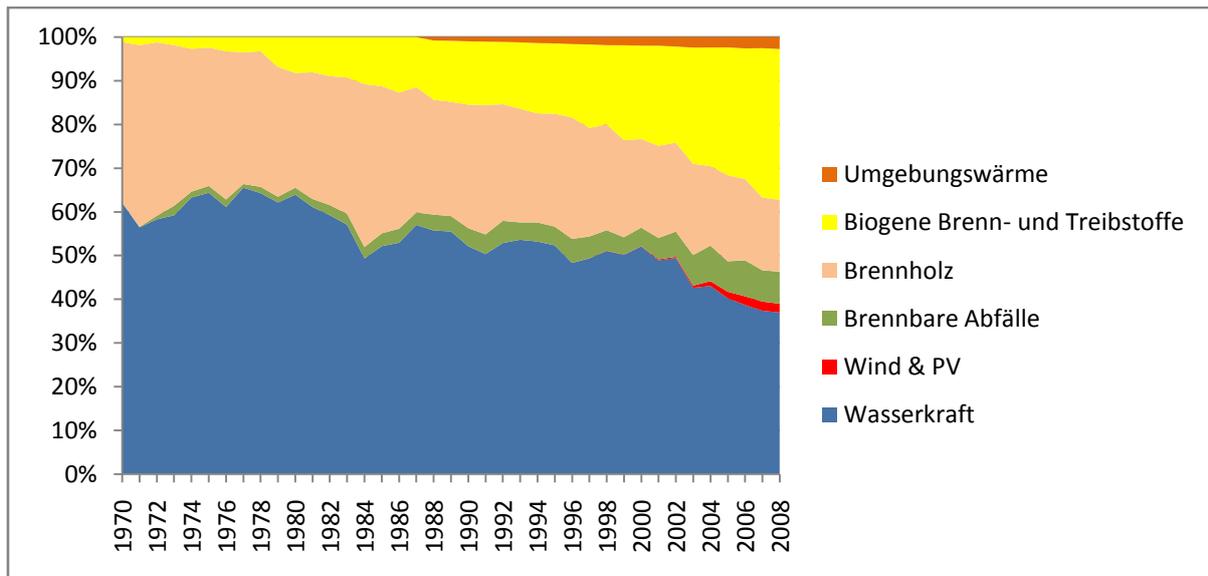


Abbildung 76 : Erneuerbare Energie in Detail, 1970-2008 [nach Statistik Austria]

Abbildung 76 zeigt die Verteilung verschiedener erneuerbarer Energieformen. Wasserkraft ist eindeutig die bedeutendste Quelle, obwohl ihr relativer Anteil im Lauf der Jahrzehnte immer niedriger wurde. 1970 hielt Wasserkraft einen Anteil von 62 % der erneuerbaren Energie. 2008 entspricht dieser nur mehr 37 %. Der Anteil des Brennholzes ist auch stark gesunken: 1970 erreichte er einen Wert von 37 %, 2008 war dieser nur mehr 16 %. Im Gegensatz dazu verzeichneten biogene Brenn- und Treibstoffe eine rasche Entwicklung in den letzten vier Jahrzehnten. 1970 waren sie noch fast unbenutzt, 2008 weisen hingegen einen Anteil von 35 % auf.

Beim Endenergieverbrauch gibt es ebenfalls einen bedeutenden Anstieg von 90 % von 1974 bis 2004. („Der Endenergieverbrauch ist die Summe der zur unmittelbaren Erzeugung der Nutzenergie verwendeten Primär- und Sekundärenergieträger.“ [Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt]). Wie die nachstehenden Kurven zeigen geht diese Tendenz mit einer Steigerung der Bruttoinlandsprodukts (BIP) einher.

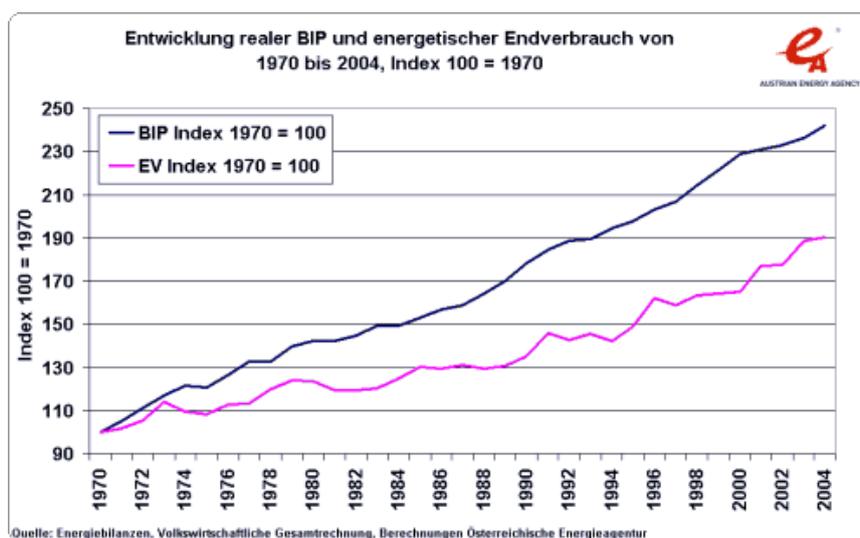


Abbildung 77 : Entwicklung des realen BIP und energetischer Endverbrauch von 1970 bis 2004 [Energy Agency]

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

7.2 Anteil der erneuerbaren Energie, Vergleich mit den anderen EU Ländern

[nach Richtlinie 2009/28/EG]

Mit der Richtlinie über erneuerbare Energie [Richtlinie 2009/28/EG] fördert die EU die Entwicklung der erneuerbaren Energie in der Europäischen Union. Für jeden EU-Mitgliedstaat wurde ein Ziel festgelegt, damit bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energie 20 % des Gesamtendenergieverbrauchs in der EU erreicht. Im Juni 2010 müssen alle EU-Mitgliedstaaten der EU einen Aktionsplan vorstellen. Die einzelnen Ziele der EU-Länder sind in der Tabelle 6 erfasst.

Tabelle 6 : Nationale Anteile an erneuerbaren Energie am Endenergieverbrauch 2005-2020. [nach Richtlinie 2009/28/EG]

Staat	Situation 2005 (%)	Ziel für 2020 (%)
Schweden	39,8	49
Lettland	32,6	49
Finnland	28,5	38
Österreich	25,8	34
Portugal	20,5	31
Estland	18	25
Rumänien	17,8	24
Dänemark	17	30
Slowenien	16	25
Litauen	15	23
Frankreich	10,3	23,3
Bulgarien	9,4	16
Spanien	8,7	20
Polen	7,2	15
Griechenland	6,9	18
Slowakei	6,7	14
Tschechien	6,1	13
Deutschland	5,8	18
Italien	5,2	17
Ungarn	4,3	13
Irland	3,1	16
Zypern	2,9	13
Niederlande	2,4	14
Belgien	2,2	13
Vereinigtes Königreich	1,3	15
Luxemburg	0,9	11
Malta	0	10
EU	8,5	20

Im Vergleich zu vielen anderen EU-Ländern weist Österreich einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energie auf: Mit 25,8 % des Bruttoendenergieverbrauches haben nur Schweden, Lettland und Finnland einen höheren Wert.

7.3 Stromverbrauch und erneuerbare Energie in Österreich

7.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs in den letzten Jahrzehnten

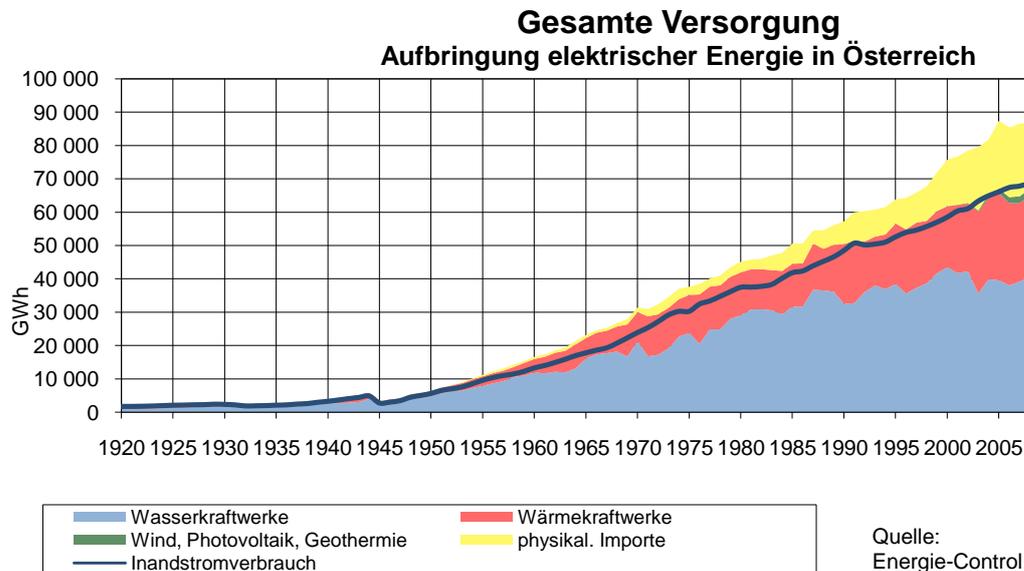


Abbildung 78: Gesamte Versorgung elektrischer Energie in Österreich seit 1920 [nach Energie-Control]

Abbildung 78 zeigt die Entwicklung der Versorgung mit elektrischer Energie in den letzten Jahrzehnten. Der Stromverbrauch ist seit ca. 1945 konstant gewachsen. Die Wasserkraft ist eindeutig die wichtigste Stromerzeugungsquelle in Österreich. Die absolute Nutzung der Wasserkraft hat im Laufe der Zeit immer mehr zugenommen, aber ihr Wachstum ist in den letzten 10 Jahren leicht zurückgegangen.

Abbildung 79 stellt die Verteilung der Stromaufbringung nach Energieträger von 1970 bis 2008 dar. Der Anteil der Wasserkraft ist stark abgesunken: 1970 stellte er 72 % der Stromaufbringung dar, 2008 nur 50 %. Die Bedeutung der Importe ist immer wichtiger geworden und erreicht 2008 einen Anteil von 25 %. Der Anteil der Wärmekraftwerke bleibt bei rund 20 %. Windkraft und Photovoltaik sind erst seit ca. zehn Jahren vorhanden.

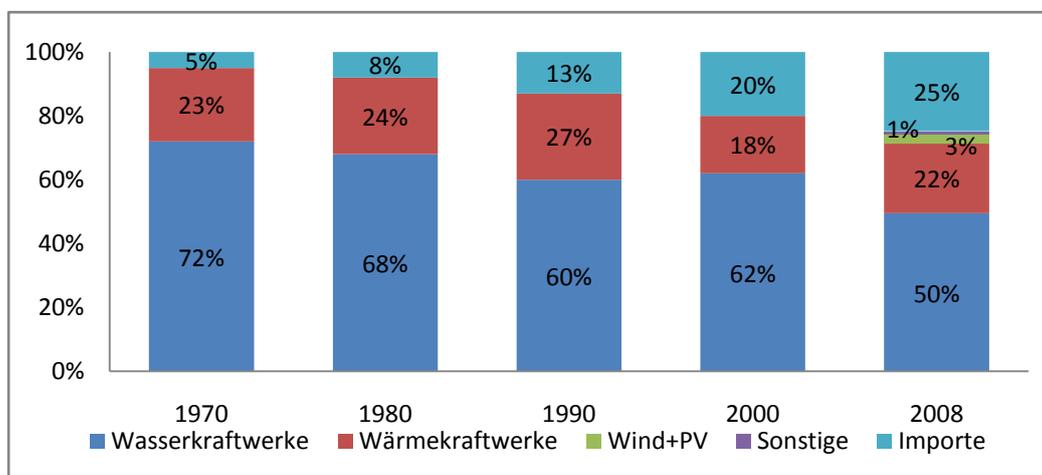


Abbildung 79 : Verteilung der Stromaufbringung, 1970-2008 [E-Control]

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Wasserkraft bleibt jedoch die bedeutendste Stromquelle in Österreich. 2008 wurden ca. 137 PJ aus Wasserkraft erzeugt. Dies entspricht einem Anstieg von 78 % seit 1970. Die Tabelle 7 fasst die Entwicklung jedes erneuerbaren Energieträgers zusammen.

Tabelle 7 : Entwicklung der erneuerbaren Energie von 1970 bis 2008 [nach Statistik Austria]

	1970 (TJ)	2008 (TJ)
Wasserkraft	76 643	136 603
Wind & Photovoltaik	0	7 351
Brennbare Abfälle	98	27 019
Brennholz	45 402	60 634
Biogene Brenn- und Treibstoffe	1 413	127 373
Umgebungswärme	0	10 95

7.3.2 Zeitliche Verteilung des Stromverbrauchs im Jahresverlauf

Abbildung 80 zeigt, dass die Wintermonate den höchsten und die Sommermonate den niedrigsten Stromverbrauch aufweisen. Grund für diese Verteilung ist die Verminderung des Heizaufwands während des Sommers. Das Gegenteil trifft auf den Verlauf des Wasserkraftpotenzials zu: die höchsten Werte treten von Mai bis August auf.

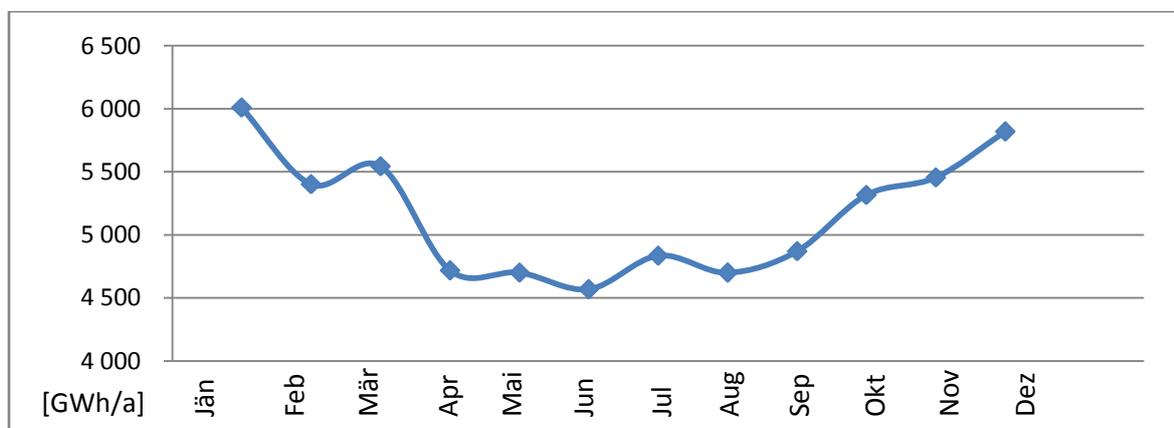


Abbildung 80 : Inlandstromverbrauch für das Jahr 2009 [nach E-Control]

Abbildung 81 stellt die monatliche Stromerzeugung für die verschiedenen Energieformen für das Jahr 2009 dar. Die Stromerzeugung aus den Wasserkraftwerken erreicht ihren Höhepunkt im Mai, bleibt bis zum Ende des Sommers hoch, und ist besonders gering während des Winters. Diese Verteilung wird offensichtlich vom Wasserkraftpotenzial, das eindeutig den selben Verlauf aufweist (siehe Abbildung 82), bestimmt. Um sich an den Stromverbrauch anzupassen, werden die Importe sowie die Wärmekraftwerke, deren Stromerzeugung saisonunabhängig ist, im Winter viel notwendiger.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

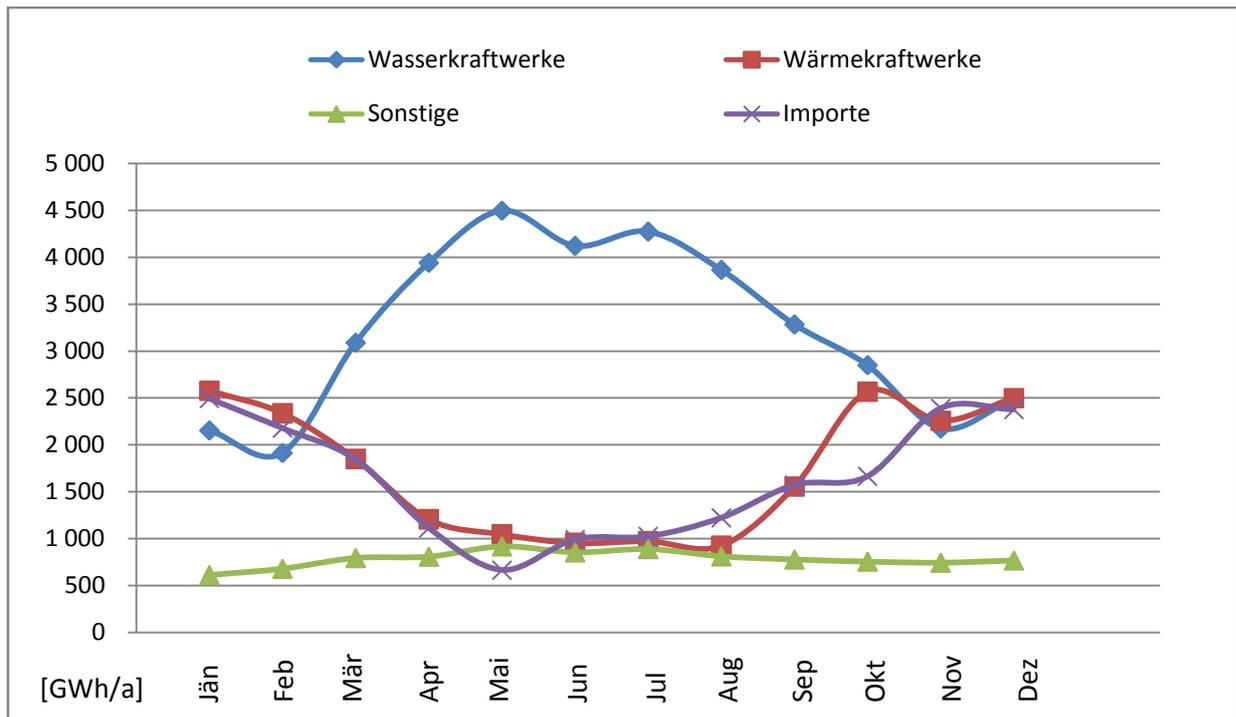


Abbildung 81 : monatliche Stromerzeugung für die verschiedenen Quellen für das Jahr 2009 [nach E-Control]

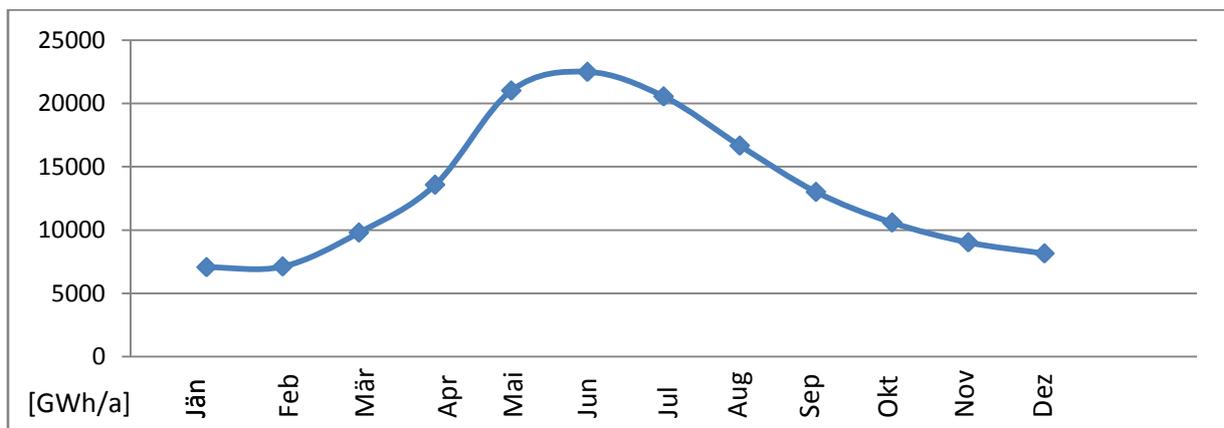


Abbildung 82 : monatliche Verteilung des Potenzials für Österreich

Abbildung 83 stellt die Verteilung der mittleren Globalstrahlung und der Windgeschwindigkeit für die Wetterstation der Universität für Bodenkultur in Wien dar. Die Mittelwerte wurden für den Zeitraum 1971-2000 berechnet. Das Solar- bzw. Windkraftpotenzial hängen von der Bestrahlung bzw. der Windgeschwindigkeit ab.

Die Globalstrahlung ähnelt dem Wasserkraftpotenzial: während sie ihren Höhepunkt während der Sommermonate erreicht (das Solarkraftpotenzial ist somit hoch) liegt ihr Tiefpunkt im Winter (das Solarkraftpotenzial ist somit gering). Es ist also nicht sinnvoll zu versuchen Wasserkraft mit Solarkraft auszugleichen um die Ökostromerzeugung an den Stromverbrauch anzupassen.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Was das Windkraftpotenzial betrifft, kann keine klare Aussage getroffen werden. Zwar weisen die Sommer- und Herbstmonate geringe Windgeschwindigkeiten auf, trotzdem bleibt der Unterschied zwischen dem Maximum und dem Minimum eher gering ($\frac{v_{max}}{v_{min}} \approx 1,23$).

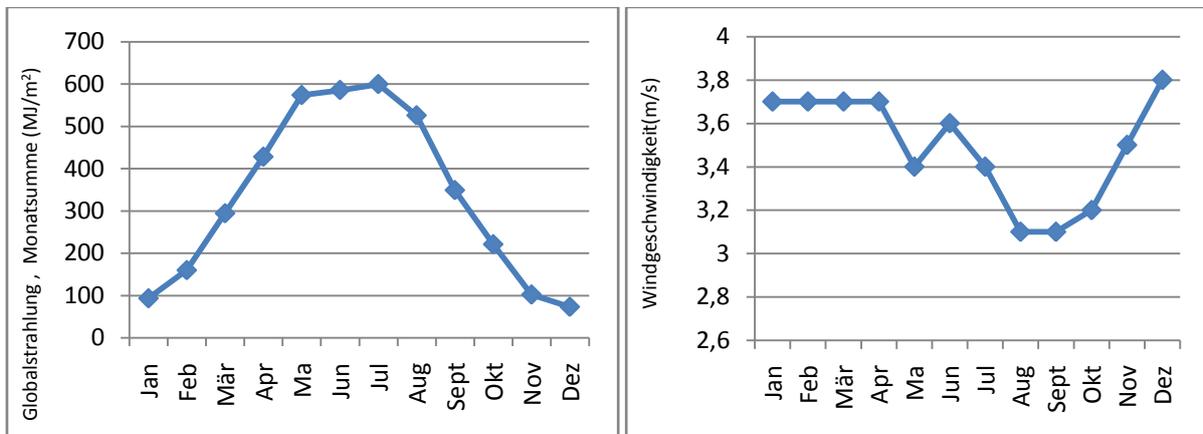


Abbildung 83 : links: mittlere Globalstrahlung (1971-2000), Monatsumme; rechts: mittlere Windgeschwindigkeit (1971-2000) [Boku, Institut für Meteorologie]

7.3.3 Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs

Abbildung 84 zeigt die räumliche Verteilung des Wasserkraftpotenzials und Abbildung 85 stellt die räumliche Verteilung des Endstromverbrauchs in Österreich für das Jahr 2007 dar. Wien verzeichnet den höchsten Stromverbrauch. Oberösterreich, Niederösterreich und Wien verbrauchen insgesamt 53 % des Gesamtstroms. Diese drei Länder erfassen ungefähr das Einzugsgebiet der Donau, wo viel Wasserkraftpotenzial verfügbar ist (30 % des Gesamtpotenzials). In Tirol passt sich das Wasserkraftpotenzial (das Innggebiet verfügt über 22 % des Gesamtpotenzials) gut an den Stromverbrauch (10 % des Gesamtverbrauchs) an, wie in Vorarlberg (Potenzial im Rheingebiet: 5 %, Stromverbrauch: 5 %), Kärnten (Potenzial im Draugebiet: 14 %, Stromverbrauch: 8 %) und Salzburg (Potenzial im Salzachgebiet: 11 %, Stromverbrauch: 6 %). In der Steiermark bietet das Ennsgebiet wenig Wasserkraftpotenzial (7 % des Gesamtpotenzials) im Vergleich zum Stromverbrauch (15 % des Gesamtverbrauchs).

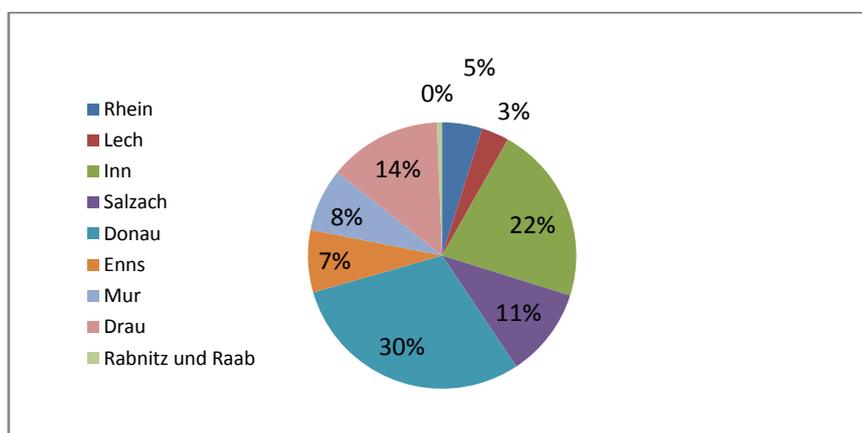


Abbildung 84 : Räumliche Verteilung des Wasserkraftpotenzials für 1976 – 2006

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

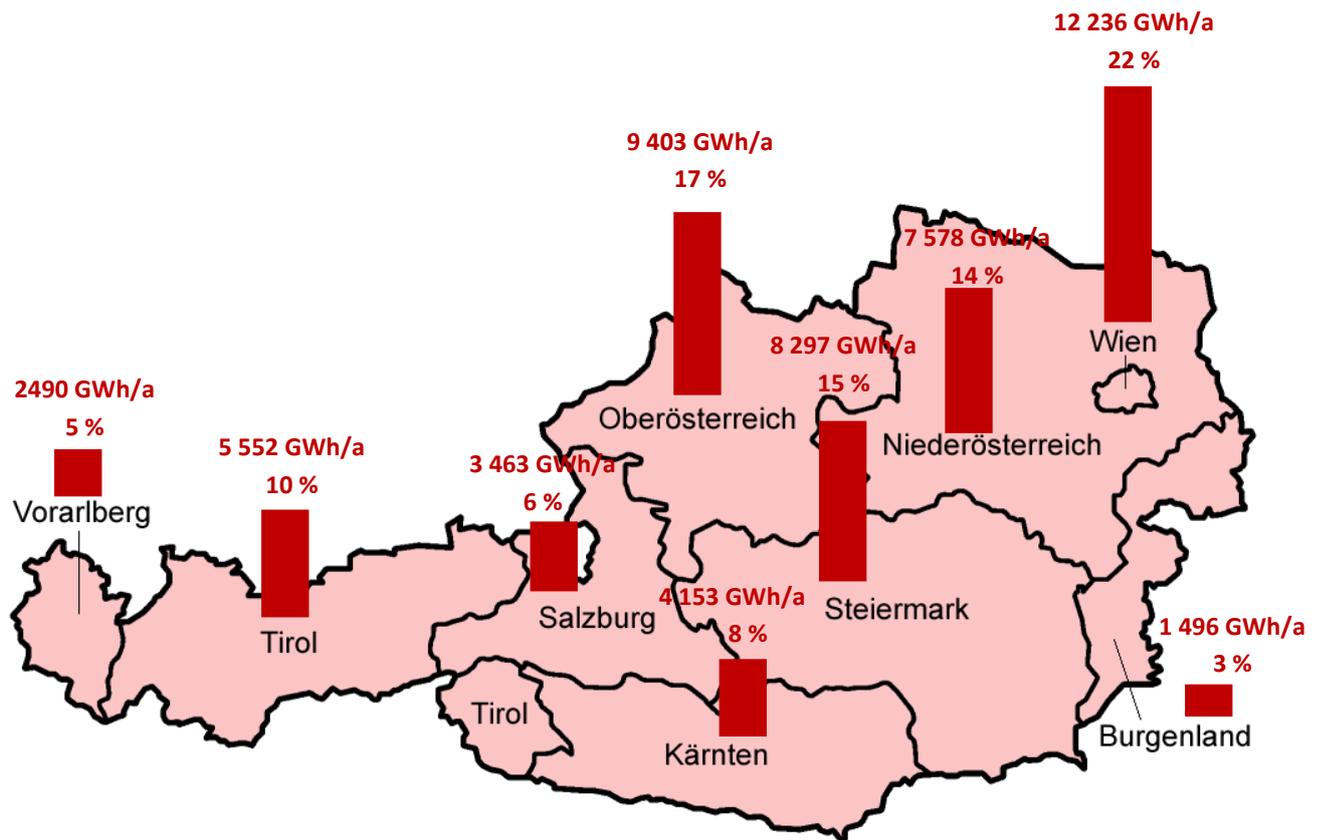


Abbildung 85: Stromverbrauch jedes Bundeslandes für das Jahr 2007 [Quelle: Statistik Austria]

8 Fazit und Verbesserungsvorschläge

Die Interpolation der Durchflüsse mittels Topkriging liefert schlüssige Ergebnisse. Mit der anteilmäßigen Methode zur Berücksichtigung der Massenerhaltung, die an jedem Knoten des Gewässernetzes durchgeführt worden ist, hat die Genauigkeit der Ergebnisse zugenommen. Im Gegenteil dazu ist der Zusatz der fiktiven Pegel noch verbesserbar: Mit der in Abschnitt 4.5.3 beschriebenen automatischen Methode wurden die fiktiven Pegel alle auf sehr kleinen Flussstrecken gewählt und haben einen vernachlässigbaren Einfluss für die Ermittlung des Gesamtpotenzials. Diese Stufe der Korrektur ist aufgrund des Zeitmangels nicht ausreichend durchgeführt worden.

Die Berechnungen führen zu einem Abflusslinienpotenzial ($\eta=0,87$) für den Zeitraum 1976 - 2006 von rund 144 TWh/a für ganz Österreich. Dieser Wert wird mit einem Kraftwerkswirkungsgrad von 87 % berechnet. Die Donau und die alpinen Bereiche im Westen des Landes liefern den Großteil dieses Potenzials: Im Donauebiet befindet sich 30 % des Gesamtpotenzials, im Innggebiet 22 %. Das Potenzial ist ungleichmäßig unter den Saisonen aufgeteilt. Im Frühling und Sommer tritt 66 % des Potenzials auf.

In der vorigen Studie von Pöyry (Wasserkraftpotentialstudie Österreich, 2008) wurde ein Potenzial ($\eta=0,87$) von annähernd 74 TWh/a ermittelt, unter Vernachlässigung aller Seitenbäche, deren Jahrmittelwasserdurchfluss an der Mündung in einen der acht Hauptflüsse weniger als $1 \text{ m}^3/\text{s}$ beträgt [nach Pöyry, 2008]. Unter der Vernachlässigung der Gewässerabschnitte, deren jährlicher mittlerer Durchfluss kleiner als $1 \text{ m}^3/\text{s}$ ist, wurde in dieser Arbeit ein Wert von 118 TWh/a berechnet, was einer Differenz von fast 60 % entspricht. Die zeitliche sowie die räumliche anteilmäßige Verteilung des Potenzials dieser Arbeit stimmen jedoch mit der Studie von Pöyry überein. Gründe für einen solchen Unterschied können eine unterschiedlich genaue Betrachtung der topographischen Daten und des Gewässernetzes sein, sowie die Verwendung einer anderen Bezugsperiode und eine andere Zurechnung der Flüsse, die entlang Staatsgrenzen verlaufen.

Das berechnete Gesamtpotenzial für den Zeitraum 2021 – 2050 weist keinen deutlichen Unterschied zu 1976 - 2006 auf. Die räumliche Verteilung des Potenzials ist offensichtlich ungefähr die selbe für beide Zeitperioden. Die zeitliche Verteilung würde sich jedoch in Zukunft ändern: Es würde 2 % mehr Potenzial im Winter geben und 3 % weniger im Sommer. Außerdem würde das Potenzial bei Hochwasser in 2021 – 2050 niedriger und bei Niederwasser höher. Diese Ergebnisse sind jedoch stark abhängig von dem Szenario, auf das sich die Klimaprognose stützt. Dieses Szenario bleibt im Rahmen dieser Arbeit eher nah an der derzeitigen Situation. Dies kann erklären, warum die Unterschiede zwischen beiden Zeiträumen klein sind.

Im Kontext der Förderung von erneuerbarer Energie wird Wasserkraft noch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Der Energieverbrauch und das Wasserkraftpotenzial sind jedoch nicht korreliert: Das Maximum des Energieverbrauchs tritt im Winter auf und jenes des Wasserkraftpotenzials im Sommer. Bei Solarkraft ist die Situation nicht besser: das Potenzial dieser Energiequelle weist einen ähnlichen jährlichen Verlauf auf. Bei Windkraft kann keine klare Aussage gemacht werden. Eine Lösung wären die Biowärmekraftwerke, die sich besser an den Energieverbrauch anpassen.

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Den Ergebnissen dieser Arbeit nach ist noch viel Wasserkraftpotenzial in Österreich vorhanden. Zum Beispiel im Donaugebiet, wo das Potenzial auf den ersten Blick schon besonders erschlossen zu sein scheint, entspricht das ausgebaute Potenzial nur 33 % des Gesamtpotenzials. Im Rahmen dieser Arbeit werden nichtsdestoweniger keine quantitativen Abschlüsse getroffen: Die technisch-wirtschaftlichen sowie die ökologischen und rechtlichen Beschränkungen der Nutzung des Wasserkraftpotenzials sollen in einer weiteren Arbeit berücksichtigt werden.

Literaturverzeichnis

Bergström, S. (1976): Development and application of a conceptual runoff for Scandinavian catchments. Dept. Of Water Resour. Engineering, Lund Inst. Of Technology/Univ. of Lund Bull. Ser. A No. 52, 134 pp

Blöschl, G, Geostatistische Methoden bei der hydrologischen Regionalisierung, Wiener Mitteilungen Band 197: Methoden der hydrologischen Regionalisierung, Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie, TU Wien, S. 21 - 40

Canada Impact Climate Scenario (CICS)

Web: http://www.cics.uvic.ca/scenarios/index.cgi?More_Info-Emissions

Climate Limited-Area Modelling Community (CLM)

Web: <http://clm.gkss.de/>

E-Control, Betriebstatistik

Web: www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik

Energy Agency, Erneuerbare Energie

Web: www.energyagency.at/energien-in-zahlen/erneuerbare-energie.html

HAÖ, Hydrologischer Atlas Österreich, G. Laaha, IASC Boku, Wien, R. Godina, P. Lorenz, HBZ-BMLFUW, Wien, G. Blöschl IWI, TU Wien (2005), Niederwasserabfluss, Karte 5.5, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Wien

HAÖ, Hydrologischer Atlas Österreich, O. Pirker(2005), Wasserkraftanlagen, Karte 9.1, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Wien

Isaaks, E.H. & Srivastava, R.M. (1989), An Introduction to Applied Geostatistics, Oxford University Press

Lebensministerium (2010), Eckpunkte der Energiestrategie Österreich

Web: www.lebensministerium.at/filemanager/download/58065/

Merz, R. (2005), Regionale hydrologische Analysen, Unveröffentlichter Bericht

Merz, R., Blöschl, G., Hofer, M., Hochold, A., & Wührer, W. (2006) Hochwasserrisikoflächen Österreich- Hydrologische Arbeiten, Abschlussbericht an das BM für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft Wien. Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie, TU Wien

Merz, R. (2010), Lehrveranstaltung Ingenieurhydrologie 2, Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie, TU Wien

Parajka, J., Merz, R., & Blöschl, G. (2005), Regionale Wasserbilanzkomponenten für Österreich auf Tagesbasis, Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft, Heft 3/4, März/April 2005, 57. Jahrgang, Springer-Verlag

Ermittlung des Wasserkraftpotenzials in Österreich

Pöyry (2008), Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, im Auftrag von VEÖ, BMWA, E-Control, Kleinwasserkraft Österreich und VÖEW

Web: www.veoe.at/fileadmin/allgemein/Elektrizitaet_u_Energie/E-Wirtschaft_in_OE/050508_P_yry_Wasserkraftpotentialstudie_Kurzfassung.pdf

Die Presse (2009), Die heimische Wasserkraft birgt hohe Potenziale

Web: <http://diepresse.com/home/wirtschaft/veoeinformiert/524869/index.do?from=simarchiv>

Richtlinie 2009/28/EG

Web: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>

Schiller, G. & F. Drexler (1991), Die Wasserkraftsituation in Österreich –Stand 1990, Österreichischer Wasserwirtschaft Jg. 43, Heft 5/6, S. 101-106

Skøien, Merz, und Blöschl (2006), Top-kriging - geostatistics on stream networks, Hydrol. Earth Syst. Sci., 10, S. 227-287

Web: www.hydrol-earth-syst-sci.net/10/277/2006/

Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt: Definition von Endenergieverbrauch

Web: www.stala.sachsen-anhalt.de/

Thema Energie

Web: www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/wasserkraft.html

Umweltbundesamt (2008), 34 Prozent Erneuerbare machbar

Web: www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/energie/erneuerbare/,
www.biomasseverband.at/static/mediendatenbank/root01/7.%20Publikationen/34%20Prozent%20E.pdf

Weiss, H.W. & Faeh, A.O. (1990), Methods for evaluating hydropotential, Hydrology in Mountainous Regions. I – Hydrological Measurements; the Water Cycle (Proceedings of two Lausanne Symposia), IAHS Publ. no. 193, S. 793 - 800

Datenverzeichnis

Boku (Universität für Bodenkultur) Institut für Meteorologie

Web: www.boku.ac.at/met/wetter/mon-archiv

E-Control, Elektrizitätsstatistik

Web: www.e-control.at/de/statistik/strom

Energy Agency, Daten über erneuerbare Energieträger in Österreich

Web: www.energyagency.at/energien-in-zahlen/erneuerbare-energie.html

Geographic Information Technology Training Alliance (GITTA), Kontinuierliche räumliche Variablen, Geostatische Interpolation

Web: www.gitta.info/ContiSpatVar/de/html/Interpolatio_learningObject3.html

HAÖ, Hydrologischer Atlas Österreich, O. Pirker(2005), Wasserkraftanlagen, Karte 9.1, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Wien

Land Niederösterreich

Web: www.noel.gv.at/Externeseiten/wasserstand/wiskiwebpublic/stat_1574033.htm?entryparakey=Q

Pöyry (2008), [Wasserkraftpotenzialstudie Österreich](#)

Statistik Austria, Energiebilanzen

Web: www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html