

Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserkraftwirtschaft

Dissertation

eingereicht von

Dipl.-Ing. Christoph Huber

Erstbegutachter:

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

Zweitbegutachter:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

erstellt und eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
an der Technischen Universität Graz
Inffeldgasse 18
8010 Graz

Graz, Juni 2010

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Englische Fassung:

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....

date

.....

(signature)

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit werden die aktuellen energiepolitischen und legislativen Rahmenbedingungen für die Wasserkraft in Europa analysiert, sowie die Ausbaupotenziale der Wasserkraft in Europa dargestellt, Auswirkungen potenzieller Umsetzungsszenarien der Wasserrahmenrichtlinie in Österreich untersucht und ein Elektrizitätssystemmodell entwickelt.

Es werden die Wasserkraftpotenziale von zentral- und südosteuropäischen Ländern mit einem hohen Anteil an Wasserkrafterzeugung erhoben. Südosteuropa verfügt über ein technisches und wirtschaftliches Wasserkraftpotenzial von ca. 150 bzw. 110 TWh/a. Das wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial ist derzeit etwa zur Hälfte ausgebaut. Aktuell sind in Südosteuropa etliche Wasserkraftprojekte in Planung; vor allem in Albanien, Bosnien und Mazedonien existieren günstige Standorte zur Errichtung neuer Wasserkraftwerke.

Im Vorfeld der nationalen Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie und des nationalen Maßnahmenprogramms wurde eine Szenario-Untersuchung für die hydromorphologischen Qualitätskomponenten Restwasser und Gewässerdurchgängigkeit durchgeführt. Dabei wurden die Auswirkungen des Bereichs Restwasser bei Laufkraftwerken mit Ausleitungen über 10 MW, Speicherkraftwerken über 10 MW und Kleinwasserkraftwerken bis 10 MW detailliert auf Basis detaillierte Berechnungen je Anlage ermittelt und die Sensitivität auf Szenario-Variationen dargestellt.

Den Abschluss der Arbeit bildet die Entwicklung des realwirtschaftlichen Teils des Elektrizitätsmodells Atlantis, welches Szenario-Analysen unter verschiedenen Rahmenbedingungen in einem gesamtsystemischen Ansatz ermöglicht und unterschiedlichste Einflüsse und Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem darstellen kann.

Abstract

This document depicts and analyses the present legal framework and energy policies for the hydropower sector in Europe and gives a survey over the available theoretically, technically and economically feasible potentials of hydropower in central and southeastern Europe. Also potential impacts on the hydropower generation due to the national implementation of the Water-Framework-Directive in Austria are shown and an electricity system model is developed.

The author raised the hydropower potentials in central and southeast European countries, with a high proportion of hydropower generation. Southeastern Europe has a technically and economically feasible potential of about 110 TWh p.a. up to 150 TWh p.a. About half of the technically feasible potential is exploited. Today there are numerous hydropower projects in queue or ongoing, particularly in Albania, Bosnia and Herzegovina and Macedonia, who have convenient locations for constructing new hydro generation units.

Prior to the national implementation of both Water-Framework-Directive and Plan of Action a scenario analysis for hydromorphological quality indicators “residual flow” and “waters patency” was realized. These analyses display the effects on the residual flow for run-of-river hydropower plants over 10 MW, storage power stations over 10 MW and small hydro power plants up to 10 MW, based on detailed calculations for each facility, as well as the sensitivity based on scenario-variation.

The thesis concludes with the development of the real-economic part of the electricity-model Atlantis. A model, whose purpose is to display the different influences and effects of several general conditions through scenario analysis with an overall systematical approach.

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler für die menschliche und fachliche Unterstützung bei der Erstellung dieser Arbeit sowie für das Vertrauen und den Freiraum, den er mir bei der Durchführung meiner wissenschaftlichen Forschungen schenkte. Besonders möchte ich mich für die vielen interessanten und interdisziplinären Tätigkeiten bedanken, die ich im Laufe meiner Arbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation ausüben durfte.

Ebenfalls möchte ich Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert für die Zweitbegutachtung der Arbeit danken.

Meinen Arbeitskollegen am Institut spreche ich ebenso meinen Dank aus. Hervorheben möchte ich meine Kollegen Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi und Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die mittlerweile siebenjährige hervorragende Zusammenarbeit, die Unterstützung und fachlichen Impulse, vor allem in den letzten Monaten dieser Arbeit.

Vor allem richtet sich mein Dank an meine Familie, besonders an meine Mutter, die mir meinen Bildungsweg ermöglichte, meinen Kindern Sarah und Felix, die mich gegen Ende der Fertigstellung dieser Arbeit oft entbehren mussten, sowie meiner Frau Melanie.

Sie gab mir in schwierigen Zeiten einen starken Rückhalt und unterstützte mich in allen Phasen unserer gemeinsamen Zeit.

Diese Arbeit ist meiner Frau Melanie gewidmet!

Inhalt

1	EINLEITUNG	7
1.1	Aufbau der Arbeit	9
1.2	Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft	10
1.2.1	Technologie	12
1.2.1.1	Fehlende Speicherbarkeit	12
1.2.1.2	Netzgebundenheit	13
1.2.1.3	Gesamtsystemabhängigkeit	13
1.2.1.4	Leitungsgebundenheit	14
1.2.1.5	Langlebigkeit der Anlagen	14
1.2.1.6	Substituierbarkeit und Volatilität	15
1.2.1.7	Kombination von Energie und Gerät als substitutives Gut	15
1.2.1.8	Dargebotsabhängige und bedarfsgerechte Erzeugung	15
1.2.1.9	Stromerzeugung aus Wasserkraft	16
1.2.2	Wirtschaft	17
1.2.2.1	Hohe Kapitalintensität	17
1.2.2.2	Lange Vorlaufzeiten	17
1.2.2.3	Unvollkommener Wettbewerb	17
1.2.2.4	Peak Load Pricing	18
1.2.3	Gesellschaft	20
1.2.3.1	Energie als essentielles Wirtschaftsgut	20
1.3	Entwicklung der Wasserkraftnutzung	21
1.3.1	Erste Wasserkraftnutzungen	21
1.3.2	Vom Wasserrad zur Turbine	21
1.3.3	Beginn der Wasserkraftwirtschaft	23
1.4	Grundlagen der Wasserkraftnutzung	26
1.4.1	Lageenergie des Wassers	27
1.4.2	Bewegungsenergie des Wassers	28
1.4.3	Bernoulli-Gleichung	29
1.4.4	Energieumwandlung	30
1.5	Turbinenarten	34
1.5.1	Pelton-Turbine	34
1.5.2	Kaplan-Turbine	36
1.5.3	Sonderbauformen der Kaplan-Turbine	38
1.5.3.1	S-Turbine und Axial-Turbine	38
1.5.3.2	Kegelrad-Rohrturbine, Riemen-Rohrturbine	39
1.5.3.3	Matrix-Turbine	39
1.5.3.4	Straflo-Turbine	40
1.5.4	Francis-Turbine	41
1.6	Arten von Wasserkraftwerken	43
1.6.1	Einteilung nach der Betriebsweise	43
1.6.1.1	Laufkraftwerke	43
1.6.1.2	Schwellkraftwerke	44
1.6.1.3	Speicherkraftwerke	45
1.6.1.4	Pump-Speicherkraftwerke	46
1.6.2	Einteilung nach der Ausführungsform	48
1.6.2.1	Flusskraftwerke	48
1.6.2.2	Ausleitungskraftwerke	49
1.6.2.3	Speicherkraftwerke	50

2 BEDEUTUNG DER WASSERKRAFT ALS ERNEUERBARE ENERGIEFORM 53

2.1	Wasserkraft in der politischen Zielhierarchie	53
2.2	Europäische Union	55
2.2.1	EU-Binnenmarktrichtlinie (1996)	55
2.2.2	Weißbuch Erneuerbare Energieträger (1997).....	56
2.2.3	Grünbuch Energieversorgungssicherheit (29.11.2000).....	57
2.2.4	Wasserrahmenrichtlinie (23.10.2000).....	57
2.2.5	Erneuerbare Energien-Richtlinie (27.09.2001).....	60
2.2.6	Emissionshandelsrichtlinie (25.10.2003).....	60
2.2.7	Energiepolitik für Europa (10.1.2007).....	60
2.2.8	Richtlinie zur Förderung der Nutzung aus erneuerbaren Quellen (23.03.2009).....	62
2.3	Österreich.....	63
2.3.1	Wasserrechtsgesetz (1959).....	63
2.3.2	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (1998).....	64
2.3.3	Nachhaltigkeitsstrategie (1.4.2002).....	64
2.3.4	Energiebericht der Österreichischen Bundesregierung 2003 (1.5.2004).....	64
2.3.5	Emissionszertifikatgesetz (30.04.2004).....	65
2.3.6	Ökostromgesetz (23.8.2002) und Novellierung (27.6.2006).....	65
2.3.7	Klimastrategie 2008/2012 (18.6.2002) und Anpassung (21.3.2007).....	68
2.3.8	Regierungsprogramm 2007-2010.....	70
2.3.9	Regierungsprogramm 2008-2013.....	72
2.3.10	Energiestrategie der Bundesregierung (17.4.2009).....	74
2.3.11	Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan – Entwurf (2009).....	74
2.4	Prinzipielle Darstellung der Auswirkungen von Wasserkraftwerken auf die Gewässermorphologie. 78	
2.4.1	Auswirkung der Querbauwerke von Wasserkraftwerken.....	78
2.4.2	Auswirkungen von Ausleitungen.....	79
2.4.3	Auswirkung von Schwall und Sunk.....	80
2.5	Elektrizitätswirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft.....	84
2.5.1	Vorteile der Wasserkraft.....	84
2.5.2	Ökologische Vorteile.....	84
2.5.2.1	Ökologisch verträglicher Ausbau.....	84
2.5.2.2	Hohe ökologische Qualität.....	85
2.5.3	Ökonomische Vorteile.....	86
2.5.4	Gesellschaftliche Vorteile.....	86
2.5.5	Technische Vorteile.....	87
2.5.5.1	Leistungsänderungsgeschwindigkeiten im Vergleich.....	89
2.6	Antinomische Ziele im rechtlichen und politischen Rahmenwerk.....	90
2.6.1	Kurze Übersicht über die Bewertungskriterien der Gewässer aus der Sicht der Gewässerökologie.....	90
2.6.1.1	Fischfauna.....	91
2.6.1.2	Makrozoobenthos.....	92
2.6.1.3	Phytobenthos.....	92
2.6.1.4	Makrophyten.....	92
2.6.1.5	Phytoplankton.....	93
2.6.2	Bewertungskriterien der Wasserkraft aus Sicht des Bürgers.....	93
3	UNTERSUCHUNG DES STANDES DER POTENZIALE DER WASSERKRAFT IN ZENTRAL- UND SÜDOSTEUROPA.....	95
3.1	Ziel der Untersuchung.....	95
3.2	Wasserkraftpotenziale in Europa.....	97

3.3	Methodische Vorgangsweise	98
3.4	Wasserkraft in Österreich	100
3.4.1	Wasserkraftwerkspark in Österreich	100
3.4.2	Hydrologische Besonderheiten Österreichs	102
3.4.2.1	Wasserscheide Alpenhauptkamm	102
3.4.2.2	Bedeutende Fließgewässer Österreichs	104
3.4.3	Wasserkraftwerksbetreiber Österreichs	114
3.4.4	Wasserkraftpotenziale Österreichs	114
3.5	Wasserkraft in Westeuropa	118
3.5.1	Wasserkraft in der Bundesrepublik Deutschland	118
3.5.1.1	Wasserkraftwerkspark in Deutschland	118
3.5.1.2	Wasserkraftpotenziale in Deutschland	120
3.5.2	Wasserkraft in der Schweiz	125
3.5.2.1	Wasserkraftwerkspark in der Schweiz	125
3.5.2.2	Wasserkraftpotenziale in der Schweiz	125
3.5.3	Wasserkraft in Frankreich	128
3.5.3.1	Wasserkraftwerkspark in Frankreich	129
3.5.3.2	Wasserkraftpotenziale in Frankreich	130
3.5.4	Wasserkraft in Italien	132
3.5.4.1	Wasserkraftwerkspark in Italien	132
3.5.4.2	Wasserkraftpotenziale in Italien	132
3.6	Wasserkraftpotenziale in Zentral-Osteuropa und Süd-Osteuropa	135
3.6.1	Albanien	135
3.6.2	Bosnien-Herzegowina	136
3.6.3	Bulgarien	138
3.6.4	Griechenland	139
3.6.5	Kroatien	140
3.6.6	Mazedonien	142
3.6.7	Montenegro	143
3.6.8	Rumänien	144
3.6.9	Serbien und Kosovo	145
3.6.10	Slowakei	145
3.6.11	Slowenien	146
3.6.12	Tschechische Republik	147
3.7	Zusammenfassung der Ergebnisse	149
4	QUANTITATIVE UNTERSUCHUNG MÖGLICHER AUSWIRKUNGEN DER WASSERRAHMENRICHTLINIE AUF DIE ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT	150
4.1	Szenarienrechnung möglicher Umsetzungen der WRRL in Österreich	150
4.2	Ziel der Untersuchung	151
4.3	Gliederung der Untersuchung zu den potenziellen Auswirkungen von Umsetzungsszenarien der WRRL	151
4.4	Szenarien-Definition der Untersuchung	151
4.4.1	Restwasserszenarien	152
4.4.2	Schwall- und Sunk-Szenarien	153
4.4.3	Durchgängigkeitsszenarien	154
4.5	Untersuchung der Auswirkungen von Restwasserdotationen	155
4.5.1	Laufkraftwerke über 10 MW	155
4.5.1.1	Restwasserproblematik bei Ausleitungskraftwerken	155
4.5.1.2	Datenbasis	155
4.5.1.3	Szenarien der Restwasserdotation	155

4.5.1.4	Kurzdarstellung der untersuchten Kraftwerke	156
4.5.1.5	Methodik	160
4.5.1.6	Hochgerechnete Gesamtverluste	172
4.5.2	Restwasserverluste bei Kleinwasserkraftwerken in Österreich	173
4.5.2.1	Restwasserproblematik bei KWKW	173
4.5.2.2	Ermittlung des Anteils an Ausleitungskraftwerken	179
4.5.2.3	Erzeugung nach Bioregionen.....	181
4.5.2.4	Restwasser-Szenario Q ₉₅	182
4.5.2.5	Restwasser-Szenario 2/3 Q ₉₅	186
4.5.2.6	Restwasser-Szenario 1/2 Q ₉₅	188
4.5.2.7	Restwasser-Szenario 1/3 Q ₉₅	189
4.5.2.8	Restwasser-Szenario Q ₉₆	190
4.5.2.9	Restwasser-Szenario Q ₉₈	191
4.5.2.10	Zusammenfassung der Ergebnisse der Restwasser-Szenarien bei Kleinwasserkraftwerken ..	192
4.5.3	Restwasser-Untersuchung bei Speicherkraftwerken > 10 MW.....	192
4.6	Untersuchung zur Wiederherstellung der Durchgängigkeit bei Kraftwerken größer 10 MW	194
4.6.1	Allgemeines	194
4.6.1.1	Arten von Fischaufstiegen	194
4.6.2	Abschätzung der Investitionskosten für Fischaufstiegshilfen	195
4.6.2.1	Korrelation Höhe der Kontinuumsunterbrechung – Investitionskosten je Fischaufstieg.....	195
4.6.3	Korrelation der Investitionskosten je Fischaufstiegshilfe mit der geodätischen Höhe.....	196
4.6.4	Kumulierte Investitionskosten für Fischaufstiegshilfen nach geodätischer Höhe (mit und ohne Anbindung der Nebengewässer)	197
4.6.5	Auswirkung FAH-Dotierung bei Kraftwerken über 10 MW	199
4.6.5.1	Allgemeines.....	199
4.6.5.2	Vorgehensweise.....	199
4.6.5.3	Szenarien	200
4.6.5.4	Gesamtbetrachtung	201
4.7	Umlegung der Ergebnisse der Restwasseruntersuchung bei Laufkraftwerken auf benachbarte Staaten im EU-Alpenraum	204
4.7.1	Methodische Vorgehensweise.....	204
4.7.2	Verwendete Datenbasis	204
4.7.3	Geographische Eingrenzung der Untersuchung	205
4.7.4	Besonderheiten in den einzelnen Ländern	206
4.7.4.1	Frankreich.....	206
4.7.4.2	Bayern	207
4.7.4.3	Baden Württemberg.....	209
4.7.4.4	Österreich	209
4.7.4.5	Slowenien	209
4.7.4.6	Italien.....	210
4.7.5	Ergebnisse der Restwasseruntersuchung für den Alpenraum.....	210
4.7.5.2	Zusammenfassung der Restwasserberechnungen für den Alpenbogen	215
4.7.5.3	Ökologische Begleitmaßnahmen	215
5	REALWIRTSCHAFTLICHES SIMULATIONSMODELL DER SÜDOSTEUROPÄISCHEN ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT	217
5.1	Ziel der Modellbildung.....	217
5.2	International entwickelte Modelle im Bereich der Elektrizitätswirtschaft	219
5.2.1	AURORAxmp.....	220
5.2.2	EMCAS.....	221
5.2.3	PLEXOS	223
5.2.4	Fazit	223
5.3	Aufbau des Modellsystems.....	224
5.4	Zur Modellierung eingesetzte Software.....	225

5.5 Funktion des Modellsystems	227
5.6 Module des Modellsystems	228
5.6.1 Datenbank	228
5.6.2 Kraftwerke	231
5.6.2.1 Konventionelle thermische Kraftwerke	231
5.6.2.2 Kernkraftwerke	233
5.6.2.3 Wasserkraftwerke	233
5.6.3 Verbrauch	238
5.6.4 Lastflussberechnung	241
5.6.4.1 Abbildung des Verbundnetzes	241
5.6.4.2 Grundlagen der Lastflussberechnung	242
5.6.4.3 Überleitung vom AC-Lastfluss zum DC-Lastfluss	244
5.6.4.4 Vernachlässigung der Blindleistung	244
5.6.4.5 Annahme gleich hoher Knotenspannungen	245
5.6.4.6 Vernachlässigung der Leitungsverluste	245
5.6.4.7 Annahme eines kleinen Spannungswinkels	245
5.6.4.8 DC-Lastflussgleichungen	245
5.6.4.9 Ungenauigkeit der DC-Lastflussrechnung	245
5.6.5 Lastflussberechnungsvarianten	246
5.6.5.1 Kraftwerkseinsatz aus dem Marktmodell	246
5.6.5.2 Kraftwerkseinsatz durch Redispatch	249
5.7 Graphische Darstellung	250
5.8 Simulation	253
5.8.1 Szenariodefinition	253
5.8.1.1 Bedarfsentwicklung	254
5.8.1.2 Kraftwerkskapazitätsentwicklung	254
5.9 Szenario Variation	255
5.10 Simulationsergebnisse	255
5.10.1 Lastflüsse	255
5.10.2 Reaktion der Marktpreise auf unterschiedliches Wasserdargebot	259
5.11 Zusammenfassung der Simulation	260
5.12 Ausblick	260
6 ZUSAMMENFASSUNG	262
6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse der Potenzialuntersuchung	262
6.2 Ergebnisse der Untersuchung zu Restwasser und Durchgängigkeit bei Wasserkraftwerken	263
6.2.1 Finanzielle Auswirkungen der Mindererzeugung	265
6.2.2 Restwasserverluste bei Kleinwasserkraftwerken in Österreich	265
6.3 Zusammenfassung der Ergebnisse des realwirtschaftlichen Modells Atlantis	266
7 SCHLUSSFOLGERUNG	268
8 VERZEICHNISSE	269
8.1 Abkürzungen	269
8.2 Literatur	272
8.3 Abbildungen	288

8.4	Tabellen	295
9	ANHANG	298
9.1	Technisches Wasserkraftpotenzial in Frankreich je Flussgebietseinheit	298
9.2	Niederwasserabflüsse ausgewählter österreichischer Pegel.....	300

1 Einleitung

Energiegewinnung aus Wasserkraft stellt in Zivilisationen bereits seit Jahrtausenden eine besondere Rolle dar. In Europa gewann die Nutzung der Wasserkraft Mitte des 19. Jahrhunderts zunehmend an Bedeutung. Im Alpenraum und besonders im bayrischen und österreichischen Alpenvorland erfuhr die Wasserkraft einen Entwicklungsschub im Vorfeld und während des Zweiten Weltkriegs. Nach dem zweiten Weltkrieg wurde unter anderem mit Mitteln aus dem „European Recovery Program“ die Energieversorgung in Europa und auch die Wasserkraft intensiv ausgebaut. Im europäischen Stil stellt die Wasserkraft keine dominierende Erzeugungstechnologie dar. Sie trägt jedoch etwa 20 % zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs bei, und stellt somit in einer vergleichsweise primärenergiearmen Weltregion eine gewisse Mindestsicherung der Energieversorgung dar.

Um die Bedeutung der Wasserkraft und deren Integration in das europäische Energiesystem zu verstehen, muss man die Entwicklung der Wasserkraftnutzung sowie die Entwicklung des europäischen Verbundsystems verstehen. War zu Beginn und während des intensiven Aufbaus des europäischen Elektrizitätsverbundes die Wasserkraft die einzige erneuerbare Energie die es in das System zu integrieren galt, so ist es heute im großen Stil die Windkraft. Sie ist im Gegensatz zu Wasserkraft, deren Potenzial sich durch Niederschlag und Gefälle bildet und in alpinen Gebieten vorkommt, eher in küstennahen Gebieten mit flacher Landschaft vorhanden. Das Verständnis der Funktionen und Möglichkeiten dieses seit 1951 gewachsenen Systems ist umso wichtiger, weil die heutigen Anforderungen an das System und insbesondere an die Verbundnetze erweitert wurden. Durch den Handel mit elektrischer Energie und die Integration von neuen Energieerzeugungstechnologien wie die der Windkraft stellen heute neue Anforderungen an die Verbundnetze. Gerade diese neuen Anforderungen und Aufgaben haben eine direkte Verbindung mit der Wasserkraft. So stellen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund der technischen Besonderheiten der elektrischen Energie, die einzige großtechnische Möglichkeit zur Speicherung der elektrischen Energie dar.

Der Ausbau des Energiesystems in Westeuropa und im Besonderen der Wasserkraft entlang des Alpenhauptkamms wurde vornehmlich für den nationalen Energiebedarf vorgenommen stand jedoch von Beginn an unter dem Einfluss der internationalen Kooperation. Diese Kooperation ergab sich aus dem Zwang, dass das verfügbare Kapital knapp war und die natürlichen Ressourcen ungleich verteilt sind. Dies führte zu einem optimierten Einsatz des Kapitals. Beispielsweise hat Österreich ein vergleichsweise hohes Wasserkraftpotenzial das verfügbare Kapital war jedoch über die gesamte Zeit des Wiederaufbaus beschränkt und musste somit optimal eingesetzt werden. Der Ausbau der Wasserkraft an der Donau und der großen (Jahres-) Speicherkraftwerke in den Alpen wurden somit nicht nur für den nationalen Bedarf getätigt. Auch der optimierte Ausbau der Donau für den österreichischen Bedarf wäre dem ersten Verbundgeneraldirektor Rudolf Stahl zufolge mit geringeren Ausbaugrad erfolgt (Stahl, 1956). Dies hätte zur Folge, dass Länder den Kraftwerkspark rein auf das nationale Bedürfnis ausgelegt hätten und somit mehr Kapital benötigt worden wäre. Dementsprechend wäre die Elektrizitätsinfrastruktur zu teuer errichtet worden. Konsequenter Weise wurde der Kraftwerksausbau für ein Zusammenspiel der Kraftwerke in Österreich und Deutschland geplant und ausgebaut. So wurde das Verbundnetz zwischen Österreich und Deutschland dementsprechend stark dimensioniert, um das Zusammenwirken der Kraftwerke mit ihren verschiedenen Charakteristiken zu ermöglichen.

Österreich stellte im damaligen westeuropäischen Elektrizitätssystem elektrisch eine Halbinsel dar, da bis zum Fall des Eisernen Vorhangs die Nachbarstaaten im Osten nur durch Gleichstromkurzkupplungen angebundenen waren. Kritische Ereignisse in der Energieversorgung gab es in der Vergangenheit immer wieder, wobei die Auswirkungen wie das Black-Out in Italien aufgrund eines Leitungsausfalls an der Grenze Italien-Schweiz und dem Auseinanderfallen der UCTE aufgrund einer Leitungsabschaltung in Norddeutschland,

auf eine hohe Vorbelastung des Netzes aufgrund des verstärkten Handels mit elektrischer Energie zurückzuführen waren. Leitungsausfälle führten hier zu starken Überlastungen aufgrund von starker Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch. Diese Ungleichgewichte waren auch kurzfristig nicht auszugleichen und führten zu weiteren Überlastungen und Leitungsabschaltungen, die das Black-Out in Italien 2003, oder das temporäre Auseinanderfallen der UCTE im Jahr 2006 zur Folge hatten. Frühere Krisen aufgrund besonders kalter Winter im Februar 1956 und der lang anhaltenden Kältewelle im Winter 1984/85 (Abbildung 1) konnten durch Zusammenarbeit und gegenseitige Aushilfe bewältigt werden. Diese Situationen zeigten in besonderem Maße den Nutzen und die Aufgaben sowie die Grenzen des aktuellen Verbundsystems auf.

Heute stellen der Stromhandel und in zunehmenden Maße Windkraft mit ihrer vergleichsweise hohen Volatilität in der Erzeugung eine zusätzliche Belastung für das Stromnetz dar. Diese Belastung resultiert zum Teil aus dem Zusammenspiel der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen und der Windkrafteinspeisung im Norden Deutschlands. Die Integration dieser erneuerbaren Energie in das Netz wird in Zukunft eine der wichtigsten Aufgaben für die Übertragungsnetzbetreiber und Netzplaner.

Diese Aufgabe gilt als besonders schwierig, da die Stromerzeugung in Windkraftanlagen mit wesentlich höherer Volatilität behaftet ist als andere erneuerbare Stromerzeugungen. Zwar kann die kurzfristige Volatilität durch eine breitere lokale Verteilung der Erzeugungsanlagen abgeschwächt werden. In der Langfristplanung muss jedoch mit geringen Verfügbarkeiten der Windkraftanlagen gerechnet werden.

Neben der Systemintegration der erneuerbaren Energien entsteht aus den aktuellen energiepolitischen Rahmen der Europäischen Union zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit, und Umweltschutz, der zum Teil divergierende Zielsetzungen enthält, ein mehrdimensionales Spannungsfeld zwischen Ökonomie, Ökologie und Versorgungssicherheit.

In dieser Arbeit werden die aktuelle Situation sowie die Möglichkeiten der Wasserkraft in energiewirtschaftlicher und technischer Hinsicht beleuchtet. Ebenso behandelt diese Arbeit Untersuchungen zum Thema Wasserkraft im Spannungsfeld zwischen Ökologie, Ökonomie und Versorgungssicherheit.

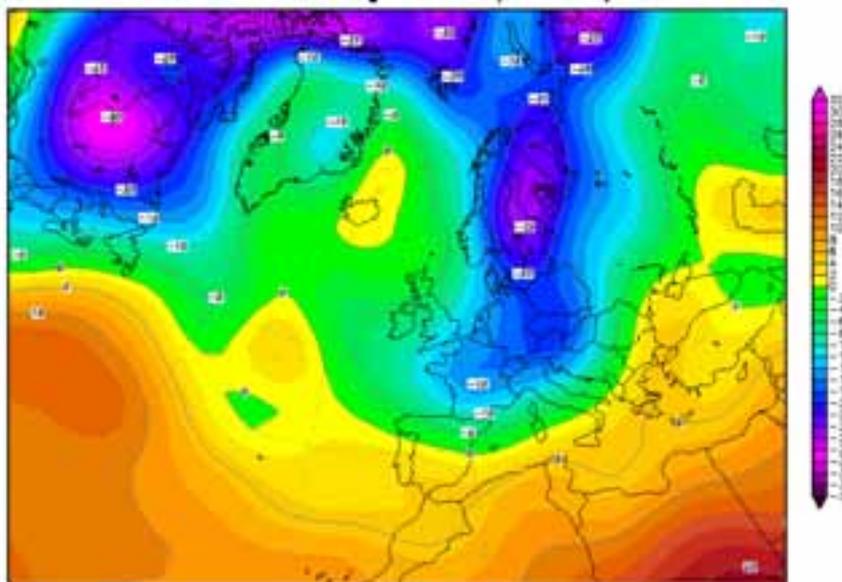


Abbildung 1: 6. Januar 1985 bis zu minus 30 °C (NCEP, 2009)

1.1 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit den aktuellen und zukünftigen Rahmendbedingungen für die Wasserkraft in Europa.

Das **erste Kapitel** beschäftigt sich intensiv mit den Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft und leitet von diesen die Bedeutung der Wasserkraft für Europa ab, skizziert das energiewirtschaftliche Umfeld und stellt zugleich eine Begründung für diese Arbeit dar. Darauf folgt eine Darstellung der Entwicklung der Wasserkraftnutzung sowie der technischen Grundlagen.

Das **zweite Kapitel** stellt die Bedeutung der Wasserkraft als erneuerbare Energieform in der aktuellen rechtlichen und energiepolitischen Zielhierarchie auf europäischer und nationaler Ebene dar. Des Weiteren werden die Auswirkungen der Wasserkraftnutzung auf die Umwelt dargestellt und gegensätzliche Zielsetzungen im gesellschaftlichen, rechtlichen und politischen Rahmen aufgezeigt.

Im **dritten Kapitel** werden der Stand und die Ausbaupotenziale der Wasserkraft in Zentraleuropa sowie Südosteuropa auf Basis einer intensiven Literaturrecherche dargestellt. Dieses Kapitel zeigt somit die quantitativen Rahmen eines Ausbaus der Wasserkraft in Europa dar.

Das **vierte Kapitel** stellt die Ergebnisse einer Untersuchung potenzieller Auswirkungen unterschiedlicher Umsetzungen der Wasserrahmenrichtlinie in Österreich im Bereich Restwasser und der Herstellung der Durchgängigkeit der Gewässer dar. Es wird eine Sensitivitätsanalyse der österreichischen Wasserkrafterzeugung in den Dimensionen Restwasser und Durchgängigkeit durchgeführt und die energiewirtschaftlichen Konsequenzen quantifiziert dargestellt. Abschließend werden in diesem Kapitel die Erkenntnisse aus Österreich auf die Alpenanrainerstaaten umgelegt.

Das **fünfte Kapitel** beschäftigt sich mit dem Aufbau und der Entwicklung eines Prototyps des Gesamtsystemmodells Atlantis und stellt erste Berechnungsergebnisse vor.

Die **Kapitel sechs und sieben** bieten eine kompakte Zusammenfassung und eine Schlussfolgerung der Ergebnisse der Arbeit.

1.2 Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

Die Energiewirtschaft stellt für eine Volkswirtschaft einen besonderen Wirtschaftszweig dar. Die Branche der Energiewirtschaft stellt grundlegende Vorleistungen für alle anderen Branchen her. Die Energiewirtschaft wandelt Primärenergie in Sekundärenergie um, stellt Transportinfrastruktur zur Verfügung und bietet dem Konsumenten die Energie in Form von Endenergie an, der diese in Nutzenergie zur Erstellung seiner benötigten Energiedienstleistungen umwandelt. In dieser besonderen Infrastruktur-Branche hat die Elektrizitätswirtschaft, als eine kritische, wiederum eine besondere Stellung. In unserer technisch hochentwickelten Gesellschaft ist die sichere und zuverlässige Verfügbarkeit von elektrischer Energie eine Voraussetzung für die Funktion der Wirtschaft und Gesellschaft. Viele Bereiche der Energiewirtschaft können ohne Vorleistungen der Elektrizitätswirtschaft nicht funktionieren. Beispiele stellen hier technische Prozesse mit elektrischen Antrieben dar, wie zum Beispiel Pumpensysteme in Wärmenetzen oder elektrische Regelungen, die heute in nahezu jeden Energieumwandlungs- und Transportprozess integriert sind. Weiters sind alle modernen Kommunikationseinrichtungen auf das Vorhandensein einer Elektrizitätsinfrastruktur angewiesen. Technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Besonderheiten unterscheiden die Elektrizitätswirtschaft maßgeblich von allen anderen Branchen.

Bereits im Jahr 1927 erkannte die damalige deutsche Regierung die Notwendigkeit einer einheitlichen langfristigen Planung des Elektrizitätssystems und beauftragte Oskar von Miller mit der Erstellung einer Studie mit dem Titel „Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung (Deutsche Verbundgesellschaft, 1959)“. In diesem Gutachten stellte von Miller einen Entwurf für ein deutsches Verbundnetz vor, das in der Grundstruktur dem heutigen Verbundsystem vieles vorweg nahm. Bemerkenswert ist, dass von Miller bereits die Einspeisung von großen Speicherkraftwerken in Vorarlberg und Laufkraftwerken der Donau aus Österreich in seinen Überlegungen berücksichtigte (Abbildung 2).

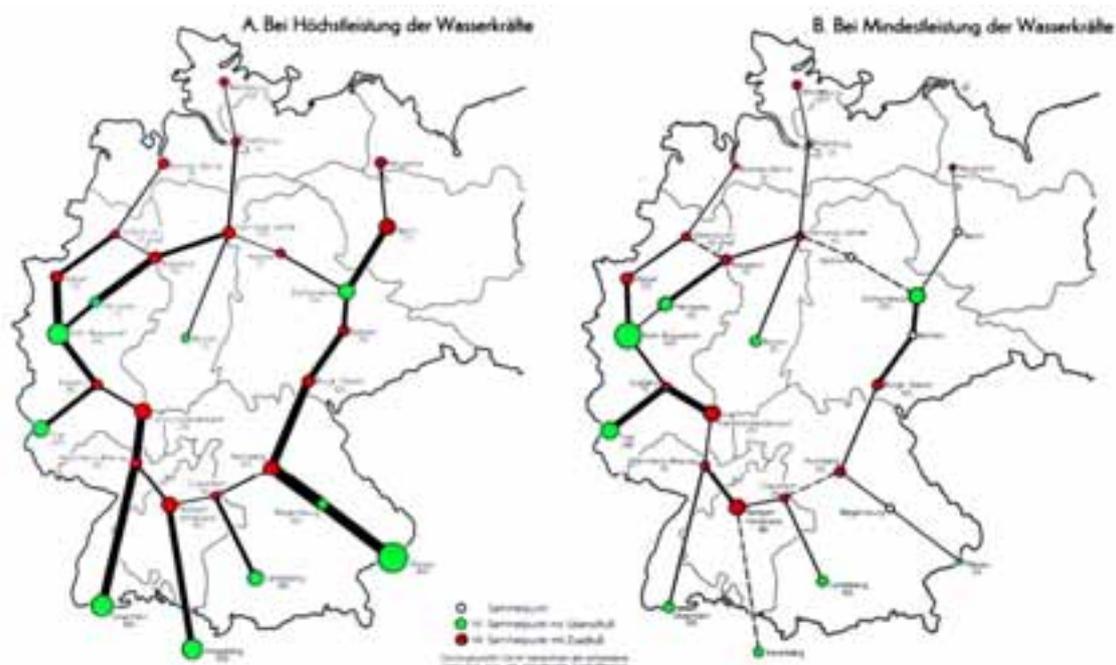


Abbildung 2: Vorschlag für das deutsche Verbundnetz nach dem Gutachten von Oskar von Miller (Deutsche Verbundgesellschaft, 1959)

Rudolf Stahl, erster Generaldirektor der Österreichischen Elektrizitätswerke AG schrieb in seiner Veröffentlichung „Nationaler Gewinn internationaler Zusammenarbeit“ zur Welt 5. Weltkraftkonferenz“ über das Problem der Nichtspeicherbarkeit der elektrischen Energie, über die Bedeutung des Verbundsystems, die Bedeutung der Dargebotsabhängigkeit der Wasserkraft und der Kapitalintensität der Infrastruktur und den Umgang mit knappem Kapital (Stahl, 1956). In seinem grundlegenden Werk „Allgemeine Energiewirtschaftslehre“ erarbeitete Musil die möglichen Transportwege unterschiedlicher Energiearten und stellte die Probleme der Leitungsgebundenheit einzelner Energieträger wie der elektrischen Energie dar. Im Besonderen stellt er die Problematik der Nichtspeicherbarkeit der elektrischen Energie und die damit zusammenhängende Spitzenlast- und Kapazitätsproblematik vor allem im Kraftwerkspark dar (Musil, 1972).

Auch Bauer behandelt in seiner Habilitation die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft. Er erörterte die Probleme der Nichtspeicherbarkeit der elektrischen Energie, Langlebigkeit und Kapitalintensität der Anlagen. Des Weiteren zeigte er, dass elektrische Energie in ihrer Anwendung häufig nicht substituierbar ist (Bauer, 1965). Stigler beschäftigte sich intensiv mit den Fragestellungen zu den Besonderheiten der elektrischen Energie und der Elektrizitätswirtschaft. Er beleuchtet die wachsende Bedeutung der Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft unter den neuen Bedingungen eines liberalisierten Marktes für elektrische Energie. Stigler erweiterte die Paradigmen aufgrund der neuen Rahmenbedingungen der energiepolitischen Landschaft, wie beispielsweise die Ziele zur Reduktion der Kohlendioxid-Emissionen, Integration neuer erneuerbarer Energien, Energieversorgungssicherheit und der erwähnten Marktliberalisierung, und begründet eine eigene spezielle Energie- bzw. Elektrizitätswirtschaftslehre, für diesen sich von anderen Branchen deutlich unterschiedlichen Wirtschaftszweig (Stigler H., 1999). Im Folgenden werden diese Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft in den Dimensionen Technologie, Wirtschaft und Gesellschaft dargestellt, wobei sich aufgrund der Interdisziplinarität der Thematik Überschneidungen bilden. Eine Übersicht über die Besonderheiten ist in Abbildung 3 dargestellt.



Abbildung 3: Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, vgl. (Bachhiesl, Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse, 2004)

1.2.1 Technologie

1.2.1.1 Fehlende Speicherbarkeit

Die bedeutendste Eigenschaft der elektrischen Energie stellt die Tatsache dar, dass elektrische Energie großtechnisch nicht speicherbar ist. Aus diesem Umstand entsteht die Notwendigkeit, dass die Erzeugung der elektrischen Energie dem Bedarf in jedem Augenblick nachgeführt werden muss. Dieser Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch erfordert die Auslegung des Bestandes an Erzeugungskapazitäten für maximal auftretende Nachfrage. Des Weiteren müssen im Kraftwerkspark dementsprechend Reservekapazitäten eingeplant werden, um bei unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen, schwierigen meteorologischen Verhältnissen und gegebenenfalls sich in Revision befindlicher Kraftwerke eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu gewährleisten.

Das Ziel einer unterbrechungsfreien Elektrizitätsversorgung führte 1947 in Europa zu den ersten größeren nationalen und internationalen Zusammenschlüssen und mündete 1951 in der Gründung der UCPTÉ, um die erforderliche Reservehaltung im Kraftwerkspark zu minimieren und den unterschiedlichen Aufbringungsgegebenheiten und Erfordernissen der beteiligten Länder gerecht zu werden und auf internationaler Ebene zu optimieren.

Bemerkenswert ist hierbei, dass die UCPTÉ als Vereinigung von Personen und nicht als Vereinigung von Organisationen gegründet wurde. Die Zusammenarbeit erfolgte ausschließlich auf freiwilliger zwischenstaatlicher Basis, mit dem Zweck der bestmöglichen wirtschaftlichen Ausnutzung der bestehenden und zu schaffenden Kraftwerke und Höchstspannungsleitungen (Hochreutinger, 1969).

Den Verbundnetzen kommt dabei eine besondere Aufgabe zu. Sie ermöglichen es, die von einzelnen Erzeugungsunternehmen vorzuhaltende Reservekapazität zu minimieren. Der in der Binnenmarktrichtlinie geprägte Begriff des Übertragungsnetzes stellt die eigentliche Aufgabe eines europäischen Höchstspannungsnetzes missverständlich dar. Der Begriff des Übertragungsnetzes wurde durch bereits früher liberalisierte Elektrizitätssysteme im skandinavischen und angelsächsischen Raum geprägt, die im Gegensatz zum europäischen 220-380-kV-Hochspannungssystem eindimensionale Netze mit klar ausgeprägten Übertragungsrichtungen darstellen.

Die fehlende Speicherfähigkeit in Kombination mit der Kapitalintensität der Übertragungseinrichtungen und insbesondere der Erzeugungseinrichtungen führt direkt zur Notwendigkeit einer bestmöglichen Systemnutzung und koordinierten und optimierten Systemerweiterung.

Voraussetzung für die Verbundwirtschaft waren die technischen Fortschritte im Bereich der Hochspannungs-Wechselstromübertragung, die nach dem 2. Weltkrieg für die großtechnische Anwendung als technisch und wirtschaftlich ausgereift angesehen werden konnten. Seit der Einführung höheren Spannungsebenen in der europäischen Elektrizitätswirtschaft waren die Koordination und Kooperation bis hin zur Integration von essentieller wirtschaftlicher Bedeutung. In Österreich wurden mit dem 2. Verstaatlichungsgesetz jene Grundlagen geschaffen, die bis zur Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft das 3-stufige System der Elektrizitätswirtschaft Erzeugung – Übertragung – Verteilung definierte.

Dadurch gelang es zuerst auf nationaler Ebene eine Koordinierung des Ausbaus der Kraftwerke und Netze zu erreichen und im weiteren eine Koordinierung und internationale Integration auf internationaler Ebene. Diese Zusammenschlüsse geschahen vorerst im Westeuropäischen System und in Folge des Niedergangs der kommunistischen Systeme in Osteuropa für das gesamte Europäische Festland (Stigler H. , 1999), (Schwab, 2006).

1.2.1.2 Netzgebundenheit

Im Unterschied zu anderen Energieformen wie Öl oder Gas, die durch ein gerichtetes Rohr-Leitungsnetz transportiert werden, lässt sich der Fluss in einem vermaschten elektrischen Netz in nur sehr geringem Ausmaß steuern. Der Strom in einem Netz fließt nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten (den Kirchhoff'schen Regeln). Neue Entwicklungen im Bereich der Halbleiter und des Transformatorbaus werden zunehmend in das Übertragungsnetz integriert und bilden dadurch Elemente, durch die der Lastfluss in einem Netz etwas beeinflusst werden kann.

Die hohen damit verbundenen Investitionen lassen den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz solcher steuernden Elemente nur an Engpässen im vermaschten Netz zu. Im Wesentlichen wird der Lastfluss in einem Netz jedoch durch die Netzkonfiguration und die Verteilung von Erzeugung und Verbrauch in einem Netz definiert.

Durch den Parallelbetrieb aller Kraftwerke und die Vernetzung mit allen Verbrauchern, wird wie bereits oben beschrieben die notwendige Reservehaltung im Kraftwerkspark reduziert. Zu Beginn der Elektrizitätswirtschaft im 19. Jahrhundert war die Elektrizitätsversorgung vornehmlich privat organisiert und diente der kleinflächigen lokalen Versorgung, wie der Eigenbedarfsversorgung von Produktionsstätten und den angeschlossenen Unterkünften oder der kommunalen Lichtstromversorgung. Demzufolge mussten die lokalen Elektrizitätsunternehmen selbst für die notwendige Reservehaltung sorgen. Durch die Zusammenschaltung zweier benachbarter Netze konnte die notwendige Reservehaltung reduziert werden, da die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Kraftwerksausfalls gering war. Damit wurde eine Reduktion der Investitionskosten in den Kraftwerkspark erreicht, da die benötigte installierte Kraftwerksleistung geringer ausfiel. Ein wichtiger Aspekt dieser Überlegung ist der Umstand, dass der Ausbau von Leitungsnetzen um ein vielfaches kostengünstiger ist als der Bau äquivalenter Kraftwerksleistung zur Reservehaltung.

Beispiel: Beim Zusammenschluss von zwei Elektrizitätsunternehmen gleicher Leistungsspitze reduziert sich die Reservehaltung von 100% auf 50%.

Im UCTE-Netz ist heute eine Reservekapazität von etwa 5 bis 8 % üblich. Erst der weiträumige Elektrizitätsverbund durch ein leistungsfähiges Transportnetz ermöglicht eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, als auch eine Optimierung der Nutzung des natürlichen Dargebots an Primärenergie.

In der Elektrizitätswirtschaft sind üblicherweise nur die hohen Spannungsebenen (110 kV, 220 kV (150 kV), 380 kV) als Netz ausgeführt, die untergelagerten Netze sind als Strahlennetze oder offen betriebene Ringnetze ausgestaltet.

1.2.1.3 Gesamtsystemabhängigkeit

Mit der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft wurden stufenweise die Bereiche der Netzinfrastrukturen (Übertragung und Verteilung) von den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb organisatorisch und rechtlich getrennt. Die neue Binnenmarktlinie geht noch einen Schritt weiter und zielt auf eine unabhängigere und eigenständigere Gestaltung die Übertragungsebene ab. Mit der sogenannten Entflechtung (Unbundling) wird in den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb Wettbewerb eingeführt, während die Transportaufgaben Übertragung und Verteilung nach wie vor natürliche Monopole unter regulatorischer Aufsicht sind.

In der Literatur zur Regulierung wird die Entflechtung als Voraussetzung angesehen, um Transparenz, Objektivität und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Diese operative Auftrennung der Gesamtfunktion der Elektrizitätsversorgung wurde erst durch die Fortschritte im Bereich der Datenverarbeitung und Informationstechnologien möglich. Für die Auftrennung der physikalisch untrennbar verbundenen Bereiche in operativ voneinander

getrennte Einheiten muss ein ausgereiftes Regelwerk bereitstehen, damit die Funktion des Gesamtsystems von der Erzeugung über die Übertragung und Verteilung bis hin zum Verbraucher gewährleistet werden kann. Für dieses Zusammenspiel müssen täglich und untertäglich enorme Mengen an Daten zwischen den einzelnen Marktteilnehmern ausgetauscht werden.

Ein zuverlässiger Netzbetrieb und die Sicherheit eines ausgedehnten Netzes sind nur dann möglich, wenn ein einzelner Netzbetreiber für dieses Netzgebiet zuständig ist. Das Netzgebiet wird in einem Übertragungsnetz durch die Regelzone definiert. Eine Regelzone stellt die kleinste Einheit eines Verbund- oder Übertragungsnetzes mit Leistungs-Frequenzregelung dar. Der Regelzonenführer (üblicherweise zugleich Übertragungsnetzbetreiber) ist für das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch in einer Regelzone verantwortlich. Dementsprechend benötigt er Zugriff auf einzelne Produktionsmittel. War der Lastausgleich in der ehemals vertikal integrierten Struktur der Elektrizitätswirtschaft selbstverständlich, so muss der Übertragungsnetzbetreiber heute diesen Zugriff durch Vorschriften oder marktwirtschaftlich organisierte Beschaffung sichern. Marktplätze für Regelleistung sind in den meisten liberalisierten Elektrizitätsmärkten Standard.

1.2.1.4 Leitungsgebundenheit

Leitungsgebundene Energieinfrastrukturen stellen aufgrund der hohen Kapitalintensität natürliche Monopole dar. Natürliche Monopole sind zur Vermeidung von Mehrfachinvestitionen in Form von parallelen Infrastrukturen volkswirtschaftlich sinnvoll. Natürliche Monopole liegen dann vor, wenn ein einziges Unternehmen in einem Gebiet (Gebietsmonopol) die Versorgungsaufgabe am kostengünstigsten bewerkstelligen kann (Subadditivität der Kosten). Monopole führen ohne regulative Eingriffe zu einer Mengenreduktion des angebotenen Produkts bei höheren Preisen. Diese Mengenreduktion ist volkswirtschaftlich nicht optimal. Aus diesem Grund stellen natürliche Monopole, im Fall des Elektrizitätssystems die Netze, Bereiche dar, die es zu regulieren gilt, um eine volkswirtschaftlich möglichst optimale Infrastruktur zu volkswirtschaftlich optimalen Preisen zu erhalten.

Energiekonsumenten fragen in erster Linie nicht die entsprechende Nutzenergie nach, sondern eine gewisse Energiedienstleistung, die sie für ihre Bedürfnisse benötigen. Im Fall der Energiedienstleistung Raumwärme kann diese durch verschiedene leitungsgebundene Energieträger wie Elektrizität, Gas oder Fernwärme bereit gestellt werden. Es ist dadurch einsichtig, dass eine entsprechende Abstimmung zwischen den einzelnen leitungsgebundenen Energieträgern, zur Vermeidung mehrschieniger Versorgung erforderlich ist (Borenstein, 2000).

1.2.1.5 Langlebigkeit der Anlagen

Infrastrukturen und Anlagen der Energiewirtschaft zeigen im Vergleich zu Anlagen anderer Branchen vergleichsweise besonders hohe Lebens- und Nutzungsdauern auf. Beispielsweise haben bauliche Komponenten von Wasserkraftwerken Lebensdauern die ein Jahrhundert oder mehr überdauern. Thermische Anlagen weisen typische Nutzungsdauern von rund 30 bis 40 Jahren auf. Die ersten Hochspannungsleitungen der Netzspannung 220 und 380 kV wurden in den 40er und 50er Jahren des 20. Jahrhunderts errichtet und werden auch noch einige Jahrzehnte überdauern. Zugleich haben Projekte der Energiewirtschaft lange Planungs-, Vorlauf- und Genehmigungszeiten. Dies erfordert in hohem Maße vorausschauende Planung und dementsprechend hoch entwickelte Planungswerkzeuge und Risikomanagementmethoden.

Durch die Langlebigkeit der Anlagen der Elektrizitätserzeugung und des Elektrizitätstransportes ergibt sich ein besonders geringer Kapitalumschlag der Elektrizitätswirtschaft. Getroffene Entscheidungen wirken sich langfristig auf die Unternehmen aus und

können kurzfristig nicht rückgängig gemacht werden. Beispiele stellen hier sogenannte „gestrandete Investitionen“ (stranded investments) dar. Vor der Liberalisierung wurden in einigen europäischen Ländern thermische Kraftwerke mit Lebensdauern von rund 30 Jahren errichtet. Durch die Liberalisierung wandelten sich die vormals abgegrenzten nationalen Elektrizitätswirtschaften zu einem europäischen Binnenmarkt für elektrische Energie. Der internationale Handel nahm zu, und so wurden manche Kraftwerke aufgrund zu hoher variabler Kosten aus dem Markt gedrängt. Ein Beispiel für eine solche Investition ist das Braunkohlekraftwerk Voitsberg in der Steiermark.

Die Entwicklungen im Energiebereich verlaufen besonders träge und langsam. Die Ursache dafür sind die Langlebigkeiten der Anlagen der Energiewirtschaft wie auch die Langlebigkeit der Kombination Energie + Gerät der Energiekonsumenten. In Europa entwickelte sich die Energiewirtschaft von einer Kohlewirtschaft, zu einer Ölwirtschaft, hin zu einer Gaswirtschaft wie sie heute in Europa existiert (Stigler H., 2006).

1.2.1.6 Substituierbarkeit und Volatilität

Strom ist eine nicht materiegebundene Energieform. Strom kommt nicht als Primärenergie in der Natur vor, sondern kann als Sekundärenergie aus allen Primärenergiearten hergestellt werden. Diese Eigenschaft bietet in einem Elektrizitätssystem den Vorteil der Diversifizierung der Stromerzeugung und somit die Möglichkeit zur Reduktion des Risikos der Primärenergieabhängigkeit als auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Interessant ist dabei, dass die erneuerbaren Energien Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ausschließlich durch ihre Umwandlung in elektrischen Strom einer sinnvollen Gewinnung und Nutzung zugeführt werden können. Aber auch andere Umwandlungstechnologien wie die Kernfusion und die Fission nur durch die Umwandlung in elektrischen Strom ihren sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatz finden. Des Weiteren sind der Energiebedarf als auch einige Erzeugungstechnologien jährlichen und auch kurzfristigeren Schwankungen unterlegen. Durch unterschiedliche Erzeugungstechnologien und deren speziellen Ausführungen als Grundlastkraftwerk, Speicher-, Pumpspeicher oder Spitzenkraftwerk können Schwankungen im Primärenergiedargebot ausgeglichen und kompensiert werden. (Stigler H., 1999)

1.2.1.7 Kombination von Energie und Gerät als substitutives Gut

Prinzipiell stellt elektrische Energie ein komplementäres Gut dar. Mit Hilfe eines Endgerätes wird durch elektrische Energie eine Energiedienstleistung hergestellt die der Befriedigung des Verbraucherbedürfnisses oder einem Produktionsprozess dient. Die nachgefragte Energiedienstleistung kann für verschiedene Zwecke durch unterschiedliche Energiearten bereitgestellt werden. Es bedarf aber immer einer entsprechend kompatiblen Energie-Geräte-Kombination, die als Kombination wiederum substituierbar ist. In der Elektrizitätswirtschaft sind die kurzfristigen Substitutionsraten eher niedrig, da die Investition in den Gerätebestand zur Erstellung der Energiedienstleistungen längerfristige (mehrere Jahre) Investitionen sind. (Stigler H., 1999)

1.2.1.8 Dargebotsabhängige und bedarfsgerechte Erzeugung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt weltweit in erster Linie durch die Nutzung der Wasserkraft, in zweiter Linie zunehmend durch die Nutzung der Windkraft und in einigen Ländern vermehrt auch durch Photovoltaik (Deutschland). Bei der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien zeigt sich das Problem der Dargebotsabhängigkeit und der Bedarfsgerechtigkeit. Im Fall von Laufwasser- und Windkraftanlagen fällt die Elektrizitätserzeugung dargebotsabhängig an. Das bedeutet, die Primärenergie muss an dem Ort in elektrische Energie umgewandelt werden, an dem sie vorkommt. Die wesentlichere Eigenschaft dargebotsabhängiger Stromerzeugung ist jedoch die zeitliche Abhängigkeit der Erzeugung, da das Dargebot der Wasserkraft und Windkraft

nicht konstant oder auf Abruf verfügbar ist, sondern dann nutzbar ist, wenn Niederschläge zu Abfluss führen oder Luftdruckunterschiede zu Windangebot. Das Wasserdargebot und die Windstärke sind über das Jahr nicht konstant, sondern schwanken. In Mitteleuropa erreicht die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken etwa im Sommer seinen Höhepunkt und im Winter ihr Minimum. Zugleich schwankt der Abfluss eines Flusses auch kurzfristig aufgrund von Niederschlagsereignissen. In südlicheren Regionen Europas werden das Maximum der Wasserkraft im Winter und das Minimum im Sommer erreicht. Die Windkraft fällt vermehrt in den Wintermonaten an und unterliegt im Vergleich zur Wasserkraft viel größeren Dargebotsschwankungen. Dementsprechend ist auch die Stromerzeugung aus Windkraft besonders volatil (auch kurzfristig). Der Dargebotsabhängigkeit einiger Erzeugungstechnologien muss auch im Gesamtsystem bzw. in der vorausschauenden Planung Rechnung getragen werden.

Die Abhängigkeit der Erzeugung in Wasser- und Windkraftwerken vom Dargebot und die Volatilität der Erzeugung erfordern, dass zur Deckung des Bedarfs Kraftwerke bereitstehen, die im Fall geringer Wasserkraft- oder Windkrafterzeugung die Mindererzeugung kompensieren können. Diese Reservehaltung kann nur in bedarfsgerechten Kraftwerken wie thermischen Kraftwerken, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgen. Biomasse und Biogas verfeuert in thermischen Anlagen kann ebenso als bedarfsgerechte Erzeugungstechnologie angesehen werden.

1.2.1.9 Stromerzeugung aus Wasserkraft

Wasserkraft stellt eine regenerative Energieform dar, die sehr niedrige Betriebskosten im laufenden Betrieb hat. Dem stehen hohe Investitionskosten und sehr lange Lebens- und Nutzungsdauern gegenüber. Die Erzeugung aus Laufkraftwerken ist dargebotsabhängig und unterliegt Schwankungen. Zum Ausgleich der Dargebotsschwankungen können Speicherkraftwerke dienen, die den Zufluss in großen Becken speichern und bei Bedarf in einem Kraftwerk abarbeiten. Die großen Speicherkraftwerke in den Alpen wurden als sogenannte Jahres- und Überjahresspeicherkraftwerke bzw. Pumpspeicherkraftwerke ausgelegt, um diese Schwankungen im Verbrauch bzw. das schwankende Dargebot ausgleichen zu können, das in Niedriglastzeiten nicht benötigt wird. Die Energie wird dabei in Form von potenzieller Energie in den Speicherbecken vorgehalten. Heute wertet man die alpinen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken als wertvolle Regelleistungskraftwerke, die gerade in Zusammenarbeit mit der dargebotsabhängigen und stochastisch einspeisenden Windkraft eine Integration der Windkraft in das Elektrizitätssystem ermöglichen. Diese Integration setzt wie beschrieben ein leistungsfähiges Übertragungsnetz voraus.

Die hohe Kapitalintensität der Wasserkraft in Verbindung mit der Dargebotsabhängigkeit der Laufkraft und Bedarfsgerechtigkeit der Speicherkraft erfordert anspruchsvolle methodische Instrumente der System- und Betriebsplanung und des Einsatzes dieser Kraftwerke. Dies ist besonders in Ländern mit einem hohen Anteil an Wasserkraft im Zusammenspiel mit thermischen und nuklearen Kraftwerken notwendig. Länder mit einem hohen Anteil an Wasserkraft sind beispielsweise Österreich, Schweiz, Frankreich und die Slowakei.

Die Auswirkungen von Schwankungen des Wasserkraftdargebots als auch der Windkrafterzeugung, können durch Zusammenschlüsse und deren großräumige Ausdehnung reduziert werden. Anzumerken ist, dass die Schwankung der Zuflüsse zu den hochalpinen Speicherkraftwerken wesentlich volatiler ist als die Zuflüsse zu niedriger liegenden Laufkraftwerken.

1.2.2 Wirtschaft

1.2.2.1 Hohe Kapitalintensität

Die Errichtung von Anlagen der Elektrizitätswirtschaft weist im Vergleich zu anderen Branchen eine sehr hohe Kapitalintensität auf. Dieser Umstand trifft auf Anlagen aller Bereiche des Elektrizitätsversorgungssystems, die Erzeugung, Übertragung und Verteilung zu. Die hohe Kapitalintensität der Elektrizitätsversorgung erfordert eine optimierte Planung und Vorgangsweise, um das verfügbare (knappe) Kapital in (volks-)wirtschaftlich bestmöglicher Weise einzusetzen. Durch die Öffnung des Elektrizitätsmarktes in Europa wurden die Anforderungen an die Planung und das Risikomanagement höher, da die elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen und zukünftigen Entwicklungen der ehemals vorhandenen Gebietsmonopole auf vergleichsweise einfache Art und Weise zu ermitteln waren. Wurde früher das Risiko durch Flexibilität der Umwandlungsanlagen hinsichtlich der eingesetzten Primärenergie und die langfristige Diversifizierung der Anlagenarten verringert, so werden heute aufgrund des Wettbewerbs vermehrt spezialisierte Anlagen errichtet, die auf einen Brennstoff optimiert sind. Gleichzeitig gibt es derzeit aufgrund des bestehenden Emissionshandels einen Trend zu Gas- und Dampfkraftwerken.

Die hohe Kapitalintensität, die langen Anlagennutzungsdauern und die dem entsprechenden langen Kapitalrückgewinnungszeiten bedürfen sich mit ähnlicher Geschwindigkeit entwickelnder Rahmenbedingungen. Die heutigen Aufgaben der Politik im Bereich der Energie-, Klima- und Sicherheitspolitik erforderten neue Regelungen, die sich seit dem Jahr 1993 mit dem Weißbuch 700 dynamisch verändern. Der Elektrizitätsbinnenmarkt in der bereits dritten größeren Novellierung (EU, 2009), begleitende Regelungen zum Ausbau der transeuropäischen Stromnetze und den Umgang mit Engpässen, Regelungen im Bereich der Klima- und Umweltpolitik wie die Emissionshandelsrichtlinie und die Wasserrahmenrichtlinie, sowie Vorgaben im Bereich der Energieeffizienz und dem Ausbau erneuerbarer Energien, haben das Umfeld in den letzten Jahren sehr dynamisch verändert. Diese Veränderungen stellen für eine Elektrizitätswirtschaft mit ihren langen Zeitkonstanten große Herausforderungen im Bereich der Unternehmensstrategie, Entwicklungsplanung und der operativen Aufgaben dar.

1.2.2.2 Lange Vorlaufzeiten

Anlagen der Elektrizitätswirtschaft haben meist eine hohe Komplexität und räumliche Ausdehnung, wie zum Beispiel Kraftwerke, Umspannwerke, Schaltanlagen und Freileitungen. Diese Umstände sind der Grund für einen hohen Planungsaufwand und dementsprechend lange Planungs- und Genehmigungszeiten. Die Errichtung eines Kraftwerks benötigt, von der Beschlussfassung zum Bau bis zur Fertigstellung etwa 5 bis 10 Jahre. Der Ausbau von Übertragungsleitungen ist durchwegs durch wesentlich höhere Vorlaufzeiten gekennzeichnet. Übertragungsleitungen werden aus Aspekten der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit als Freileitungen ausgeführt. Freileitungen sind Linienbauwerke, die in Westeuropa eine Ausdehnung von bis zu 400 km je Leitung erreichen können. Aufgrund der vielen beteiligten Parteien bei der Errichtung einer Übertragungsleitung gestalten sich Genehmigungsverfahren häufig aufwendig und lange.

1.2.2.3 Unvollkommener Wettbewerb

Der Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft funktioniert nur eingeschränkt. Dies ist auf besondere Merkmale die zum einen historisch bedingt sind und zum anderen durch Vorgänge während der Liberalisierung entstanden. Der Marktplatz für elektrische Energie ist auf europäischer Ebene das 220-380-kV-Übertragungsnetz. Das Übertragungsnetz der UCTE ist seit 1951 evolutionär gewachsen, und wurde vornehmlich für regionale Bedürfnisse unter Berücksichtigung einer gewissen internationalen Zusammenarbeit als Verbundnetz errichtet.

Dementsprechend sind die Verbindungen zwischen Ländern schwächer ausgebaut als die Verbindungen innerhalb eines Landes. Heute zeigt sich, dass an nahezu allen internationalen Grenzen Engpässe bestehen. Engpässe bedeuten vereinfacht dargestellt Beschränkungen für den internationalen Handel, sie führen zu unterschiedlichen Preisgebieten innerhalb Europas und zu wohlfahrtsökonomischen Verlusten.

Im Zuge der Liberalisierung kam es in vielen Ländern Europas zu Zusammenschlüssen von Elektrizitätsunternehmen zu größeren Unternehmen, in anderen Ländern gab es bereits vor der Liberalisierung nur einen staatlichen Stromerzeuger.

Die Kombination von Engpässen im Übertragungsnetz und wenigen vorherrschenden Unternehmen in einer Preiszone bei gleichzeitig niedriger Elastizität der Verbraucher führt zu Marktmacht. Diese Marktmacht wurde in der Vergangenheit auch von Unternehmen ausgeübt, wie Untersuchungen der deutschen Bundeswettbewerbsbehörde und der europäischen Wettbewerbsbehörde belegen.

Ein weiterer Effekt entsteht aus den bereits genannten Besonderheiten der Langlebigkeit und Kapitalintensität der Anlagen. Länger etablierte Unternehmen mit bereits abgeschriebenen Anlagen weisen wesentlich niedrigere Durchschnittskosten auf als Unternehmen, die neu in den Markt eintreten und neue teure Anlagen errichten müssen. Neue Anlagen weisen bei vergleichsweise besseren Wirkungsgraden niedrigere variable Kosten auf als ältere Anlagen. Aufgrund der Kapitalintensität und den damit verbundenen Abschreibungen und Kapitalkosten liegen die fixen Aufwendungen über jenen etablierter Stromerzeuger. Das etablierte Unternehmen könnte mit seinem Angebotsverhalten neue Unternehmen aus dem Markt drängen in dem es Preise setzt, die unter den Vollkosten neuer Unternehmen liegen (EU-Wettbewerbsbehörde, 2007).

Als weitere Hindernisse für den Markteintritt neuer Elektrizitätsanbieter werden von der österreichischen Bundeswettbewerbsbehörde die geringen Wechselraten der Konsumenten angegeben, sowie das Bilanzgruppensystem. Das Bilanzgruppensystem bevorzugt größere Aggregationen von Kundengruppen und Erzeugungsanlagen gegenüber kleinen. Aufgrund eines statistischen Ausgleichs wirken sich stochastische Schwankungen im Stromverbrauch oder der Ausfall eines Kraftwerkes in einer größeren Gesamtheit geringer aus als in kleineren Gruppen. Demzufolge fallen für größere Kollektive, sogenannte Bilanzgruppen, geringere Kosten je Kilowattstunde für den Ausgleich von unvorhergesehenen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch an, als für kleinere (Bundeswettbewerbsbehörde, 2005).

1.2.2.4 Peak Load Pricing

Eine besondere Herausforderung für elektrische Energiesysteme stellt die Abdeckung der Spitzenlast dar. In Europa tritt diese Problematik üblicherweise in den Monaten Dezember, Januar und Februar auf. In südlichen Ländern wie beispielsweise Griechenland tritt die Spitzenlastproblematik vor allem im Sommer aufgrund des erhöhten Klimatisierungsbedarfs in den heißen Sommermonaten auf.

Kraftwerke zur Abdeckung der Spitzenlast müssen besondere technische Charakteristiken aufweisen, wie eine hohe Flexibilität zu Laständerungen und eine gewisse Mindestverfügbarkeit. In der Praxis werden als Spitzenlastkraftwerke vor allem Speicherkraftwerke und dort wo die Gegebenheiten für Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke nicht vorhanden sind, Gasturbinen eingesetzt. Reine Gasturbinenkraftwerke besitzen einen vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad, derzeit weisen diese Erzeugungseinheiten die geringsten spezifischen Investitionskosten je Leistungseinheit auf. Aus diesem Grund werden sie immer öfter für die kurzzeitige Spitzenlastabdeckung eingesetzt. Für Gasturbinen ohne Wärmeauskopplung und einer Größe von 150 - 300 MW_{el} werden spezifische Investitionskosten von ca. 200 - 300 €/kW_{el} (Gutschi, 2006). Niedrigere Erzeugungskosten werden durch kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) mit höheren Wirkungsgraden erreicht. Eine höhere Brennstoffnutzung und damit niedrigere variable

Erzeugungskosten erreichen Gas- und Dampfturbinenkraftwerke. Der derzeitige Standard bei dieser Kraftwerkstechnologie liegt derzeit bei 400 MW_{el}. Die spezifischen Investitionskosten für Gas- und Dampfturbinenkraftwerke liegen in Europa im Bereich von 400 - 700 €/kW_{el}, abhängig von der Leistung der Anlage. Die Kosten für die Errichtung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken hängt in hohem Maße von den lokalen Gegebenheiten ab. Die Investitionskosten für solche Anlagen können von 1800-4200 €/kW variieren. Bei der Erweiterung bestehender Speichersysteme oder bestehender Pumpspeichieranlagen können die oben genannten Kosten deutlich niedriger ausfallen. (IEA, International Energy Agency, 2002) Die Kosten der Elektrizitätsbereitstellung in Spitzenlastzeiten hängen maßgeblich von der eingesetzten Erzeugungstechnologie ab. Für die Wahl der verwendeten Erzeugungstechnologien spielen neben den technischen Rahmenbedingungen auch die von den Regierungen verfolgten energiepolitischen Ziele eine bedeutende Rolle.

Wesentlich für ein technisch und wirtschaftlich effizientes Elektrizitätssystem ist die verursachungsgerechte Zuteilung der Kosten des Elektrizitätssystems auf die Konsumenten bzw. auf die verschiedenen Kundengruppen.

Die auftretenden Kosten der Stromerzeugung können in variable Kosten und Fixkosten unterteilt werden. Fixe Kosten sind jene Kosten die unabhängig von der erzeugten Menge Energie immer anfallen, auch dann wenn kein Strom erzeugt wird. Dementsprechend stellen die variablen Kosten jene Kosten dar die bei der Umwandlung in elektrische Energie anfallen. Diese variablen Kosten sind Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, weitere Betriebsmittel, etwa zur Reinigung der Abgase oder Wartung abhängig von der erzeugten Menge Elektrizität. Die variablen Kosten können auf einfache Weise auf eine erzeugte Einheit elektrische Energie umgelegt werden. Die Fixkosten, die zum größten Teil durch die Kapitalkosten repräsentiert werden, sind die Zinsen für Fremdkapital und die Abschreibungen der Anfangsinvestition, die Kosten für das Betriebspersonal und ein fixer Anteil an Wartungs- und Betriebskosten. Diese Kosten sind unabhängig von der erzeugten Menge elektrischer Energie und abhängig von der Erzeugungskapazität und dem Alter der Anlage.

Anlagen der Elektrizitätswirtschaft sind wie bereits dargestellt besonders kapitalintensiv.

Für eine Volkswirtschaft ist es wichtig, dass die Preisstruktur für Grundlastenergie und Spitzenlastenergie zu einem effizienten Bestand an installierter Kraftwerkskapazität führt. Der Kraftwerkspark sollte unter Berücksichtigung der Kundenbedürfnisse mit zeitlich schwankender Elektrizitätsnachfrage möglichst gut ausgenutzt werden. Das Preissystem für elektrische Energie sollte die richtigen Anreize bieten, dass elektrische Energie optimal eingesetzt wird, und damit auch mögliche Lastverschiebungen in die Schwachlastzeit (Verbrauchstaler) verschoben wird. Die Preise müssen die tatsächlichen Kosten der Erzeugung, nämlich die variablen Kosten aber auch die Kosten der Systemerweiterung repräsentieren. Werden zu niedrige Preise angesetzt, kann dies zu einer Überkonsumation führen. Diese Kosten sollen über das Tarifsystem auch entsprechend verursachungsgerecht den Konsumenten zugeordnet werden. Die variablen Kosten unter Berücksichtigung des Zeitraums des Energiekonsums sind in einem solchen System einfach zuordenbar. Die Verrechnung der Fixkosten bzw. der Kapazitätskosten gestaltet sich in der Praxis schwieriger. Im ehemaligen britischen „Electricity Pool“ wurden den stündlichen Poolpreisen unterschiedliche Kapazitätspreise zugeordnet. Ein Pool-Markt stellte einen monopolisierten Markt dar. In einem solchen Markt besteht die Möglichkeit administrativ den variablen Kosten auch Kapazitätskosten zuzuschlagen. Ziel dieses Mechanismus war es, ein effizientes Signal für die Errichtung neuer Kapazitäten zu schaffen. Der britische „Electricity Pool“ wurde jedoch wieder aufgelöst, und durch einen bilateralen Markt (NETA und in der Folge BETTA) ersetzt, da die Kapazitätspreise, aufgrund einer vergleichsweise kurzfristigen betriebswirtschaftlichen Sichtweise der Elektrizitätsunternehmen, fast ausschließlich zu Investitionen in Gas- und Dampfkraftwerke führten.

In Elektrizitätssystemen mit einem bedeutenden Anteil an dargebotsabhängiger Stromerzeugung gestaltet sich diese Problematik nochmals schwieriger.

Das Problem der Tarifierung und Kostenzuordnung beim Aufbau eines Elektrizitätsversorgungssystems wurde bereits vor dem ersten Weltkrieg erkannt (Hausmann, 1984) und wird u. a. von Meier (Meier, 1983) ausführlich diskutiert.

Nach dem klassischen Spitzenlastmodell von Steiner wird das Maximum der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt dann erreicht, wenn die Kapitalkosten (Fixkosten) ausschließlich der Spitzenlastperiode zugeordnet werden (Meier, 1983).

Das Zwei-Perioden-Modell von Steiner basiert auf einer Optimierung mit der Zielfunktion der Wohlfahrtsmaximierung. Unter der Annahme konstanter variabler Produktionskosten ist dies die Maximierung der Konsumentenrente. Diese Optimierung führt jedoch aus Unternehmenssicht nicht zu betriebswirtschaftlich optimalen Ergebnissen. Die Modifikation des Modells hin zu einer Optimierung mit betriebswirtschaftlicher Gewinnmaximierung (im Fall eines Monopolisten) berücksichtigt die Preiselastizitäten der Nachfrager in den verschiedenen Perioden. Das Ergebnis der volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsmaximierung bleibt grundsätzlich gültig, jedoch wird bei betriebswirtschaftlicher Optimierung aufgrund der Nachfrageelastizitäten auf die Niedriglastperiode ein Teil der Kapitalkosten übertragen.

Üblicherweise wird in Kontinentaleuropa, mit Ausnahme von Spanien und Portugal, die Energiekomponente ausschließlich über einen Arbeitspreis verrechnet. Die Netzkomponente wird differenziert betrachtet und meist mit einer arbeits- und leistungsabhängigen Komponente verrechnet, wobei hier verschiedene Spannungsebenen berücksichtigt werden.

Zielführend ist die Einführung einer Leistungskomponente, jedoch kann das aus Sicht des Autors ausschließlich in einem europaweit einheitlichen Kontext erfolgen.

1.2.3 Gesellschaft

1.2.3.1 Energie als essentielles Wirtschaftsgut

Stigler (1999) stellte in seiner Dissertation Rahmen, „Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft“ die Bedeutung der elektrischen Energie für die Funktion einer modernen Wirtschaftsgesellschaft dar:

Elektrische Energie stellt ein essentielles Wirtschaftsgut sowohl für die wirtschaftliche Produktion als auch für die einzelnen Haushalte dar. Bei den einzelnen Branchen ermöglicht Strom eine hochqualitative Produktion durch Steuerung, Regelung bis hin zur Automatisierung; bei Beleuchtung und EDV kann die elektrische Energie nicht substituiert werden. Strom stellt die Antriebsenergie bei den Produktionsprozessen und die Energieform für den Infrastrukturbereich dar. Insbesondere aus der Bedeutung der Nutzanwendungen der elektrischen Energie leitet sich der hohe Versorgungssicherheitsanspruch mit elektrischer Energie ab.

Das Produkt „elektrische Energie“ wird häufig als ein ziemlich homogenes Produkt angesehen. Bei den Wirtschaftlichkeitsrechnungen erweist es sich aber als erforderlich, zumindest hinsichtlich (Wirk-)Leistung und Energie („Arbeit“) zu differenzieren. Dies kommt auch in den Preisen deutlich zum Ausdruck, wenn neben dem Leistungspreis auch („Wirk-„) Energiepreise (und Preise für die Blindkomponenten) verrechnet werden. Durchwegs kommt der Zeitkomponente hohe Bedeutung bei der Produktion zu. (So führte die österreichische Verbundgesellschaft bereits 1949 als eine der ersten europäischen Verbundunternehmen differenzierte Preise für Sommer/Winter und Hoch-/Niedertarifzeiten ein.) Weitere Qualitäten sind zu sehen in: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungssicherheit, Reservehaltung und Umweltfreundlichkeit. (Stigler H. , 1999, S. 9)

1.3 Entwicklung der Wasserkraftnutzung

1.3.1 Erste Wasserkraftnutzungen

Das regionale Wasservorkommen und dessen Nutzung sowie der Schutz vor Gefahren durch das Wasser spielten in der Entwicklung von Hochkulturen und Zivilisationen eine bedeutende Rolle. In der Historik werden oftmals Epochen mit technische Errungenschaften und Entwicklungen in Verbindung gebracht, beziehungsweise danach benannt. Wassernutzungen und das Wasser beherrschende Bauten werden häufig als geschichtliche und zivilisatorische Meilensteine genannt.

Der deutsch-amerikanische Historiker Karl A. Wittfogel (Wittfogel, 1957) führte den Begriff der „Hydraulischen Zivilisation“¹ ein. Er beschreibt damit frühe Hochkulturen in den Flusstälern des Nils in Ägypten, im Gebiet der Ströme Euphrat und Tigris in Mesopotamien sowie Kulturen in den Flussgebieten des Indus in Indien, des Hwangho in China und präkolumbianische Kulturen in Mexiko und Peru. Sogenannte „Hydraulische Zivilisationen“ zeichnen sich durch eine meist hoch spezialisierte und staatlich organisierte Wasserbewirtschaftung im Bereich der Bewässerung, Trinkwasserversorgung, Schifffahrt und Hochwasserschutz aus. Archäologische Erkenntnisse rechnen den damaligen Kulturen große Leistungen in der Planung, Bau und Betrieb von Wasserbauwerken zu.

Während die Nutzung der Windkraft in Form von Segeln zum Antrieb von Wassergefährten auf etwa 3000 Jahre v. Chr. datiert wird, treten die ersten technischen Wasserkraftnutzungen erst ca. 1000 Jahre später geschichtlich auf.

Die ersten technischen Anwendungen der Wasserkraft dienten zum Heben von Wasser und zum Mahlen von Getreide. Wasserkraft ersetzte dabei die lange Zeit verwendete Muskelkraft von Mensch und Tier.

Auch die Römer machten sich die Kraft des Wassers zunutze. Der römische Architekt und Ingenieur Marcus Vitruvius Pollio beschrieb im 1. Jahrhundert v. Chr. in seiner „de architectura“ die Funktion und den Aufbau des Schöpfrades als auch eine Maschine zur Nutzung der Kraft des Wassers für das Mahlen von Getreide (Rowland, 1999). In Mitteleuropa können Wassermühlen bis in das 6. Jahrhundert nachgewiesen werden. Seit dem 12. Jahrhundert sind sie in Mitteleuropa weit verbreitet. Mit dem technischen Fortschritt wurde die Wasserkraft dann im Weiteren für den Antrieb von Ölmühlen, Walkmühlen, Hammerwerken etc. eingesetzt. Mit dem Beginn der Industrialisierung wurde die Wasserkraft auch als Antrieb für Transmissionen und im Bergwerkswesen zur Entwässerung von Gruben eingesetzt.

Das Arbeitsvermögen des Wassers ergibt sich durch Umsetzung der Lageenergie, des gegenüber dem Nutzungsstandort höher liegenden Wassers, in Bewegungsenergie. Die Lageenergie des Wassers entsteht durch den von Sonneneinstrahlung angetriebenen Wasserkreislauf aus Verdunstung, Wolkenbildung, Wolkenbewegung sowie Niederschlag über höher liegenden Gelände und dem Abfluss des Wassers (Giesecke, 2005, S. 15). Die am besten geeignete Geometrie zur Überführung der Wasserkraft in mechanische Arbeit bietet das Rad. Mit Hilfe von Wasserrädern kann das Wassergewicht, die Wassergeschwindigkeit oder der Wasserdruck zum Antrieb von Wasserhebwerken, Mühlsteinen, Sägen, Hammerwerken, Transmissionen usw. verwendet werden.

1.3.2 Vom Wasserrad zur Turbine

Die Erfindung des Wasserrads stellte einen Meilenstein in der Entwicklung der Technik dar, da durch die Nutzung der Wasserkraft zusätzlich zur Muskelkraft mechanische Energie nutzbar gemacht werden konnte. Zu Anfang dienten Wasserräder der Bewässerung in der Landwirtschaft, als Schöpfräder zum Heben von Wasser.

¹ Im Original in englischer Sprache „hydraulic civilization“.

In industrialisierten Ländern zählen Wasserräder heute zu den Ausnahmerecheinungen. Die meisten Wasserräder dienen dekorativen oder touristischen Zwecken wenngleich auch manche von ihnen mit Generatoren ausgestattet sind, um elektrischen Strom zu erzeugen. Viele frühere Standorte von Wasserrädern wie zum Beispiel Mühlen und Schmieden sind heute aufgelassen, oder bei ausreichendem wirtschaftlichem Potenzial durch Turbinen in Kombination mit Kleinwasserkraftwerken ersetzt worden.

In unterentwickelten Weltregionen stellen Wasserräder auch heute noch ein unverzichtbares Hilfsmittel, vor allem zur Bewässerung, dar. Die vergleichsweise einfache und kostengünstige Konstruktion und die Verfügbarkeit des Rohstoffes Holz bei vergleichsweise geringer geforderter Leistung, werden auch zukünftig die Anwendung des Wasserrades in Entwicklungsländern vorantreiben. Das weltweite Leistungspotenzial von Wasserrädern dürfte nach seriösen Schätzungen im Bereich einiger Terawatt liegen (Giesecke, 2005, S. 31). Die maximalen Leistungen von Wasserrädern liegen im Bereich um 50 kW bei etwa 8 m Durchmesser (HydroWatt, 2009). Der typische Einsatzbereich von Wasserrädern liegt im Fallhöhenbereich von 1 bis 10 m bei Wassermengen von 100 bis 7.000 l/s.

Die Errichtung von Wasserrädern stellt eine nachhaltige Nutzung des Wasserkraftpotenzials dar. Wasserräder haben gegenüber Turbinen ökologische Vorteile wie zum Beispiel die geringere Fischmortalität. Die Verbreitung von Wasserrädern ist aufgrund der geringen Leistung, des maximalen Wirkungsgrades und der geringen Fallhöhen eingeschränkt. Demgegenüber stehen jedoch auch technische Vorteile. Wasserräder können ohne technisch aufwändige Regelungen bei stark schwankender Wassermenge ohne nennenswerte Wirkungsgradverluste betrieben werden.

Einen Meilenstein der Wasserkraftnutzung stellt die Erfindung der Turbine dar. Das Wort Turbine stammt aus dem französischen und wird aus dem lateinischen *turbo*, was Kreisel, Wirbel bedeutet, hergeleitet. Der Begriff wurde durch Claude Burdin (1790-1873) geprägt. Als erste das Reaktionsprinzip nutzende hydraulische Strömungsmaschine kann das Wasserrad von Johann Andreas Segner (1704-1777) angesehen werden. Es funktioniert nach dem gleichen Prinzip wie die Aeolipile, dem von Heron von Alexandria mit Wasserdampf betriebenen Kreisel. Im Jahr 1824 entwickelten Claude Burdin und Benoit Fourneyron den Prototyp einer Turbine mit einem Läufer mit vertikaler Achse und gekrümmten Schaufeln, die das Triebwasser nahezu tangential verlässt. Der Leitapparat war innenliegend angeordnet. Die Turbine funktioniert ähnlich der später entwickelten Francis-Turbine, mit dem Unterschied, dass das Wasser in umgekehrter Reihenfolge den innenliegenden Leitapparat mit festen Leitschaufeln und dann die Turbine von innen nach außen durchströmt. Im Jahr 1827 verbesserte Fourneyron den Entwurf und erreichte einen Wirkungsgrad von bis zu 85 % und Fallhöhen bis zu 107 m (Encyclopedia Britannica, 2009). Die Fourneyron-Turbine fand darauf weite Verbreitung. Sie wurde jedoch mit dem beginnenden 19. Jahrhundert durch modernere Turbinen ersetzt.

Eine entscheidende Entwicklung gelang dem Engländer Francis im Jahr 1849 in den USA. Er verbesserte das Prinzip der Fourneyron-Turbine in dem er das Laufrad nach innen und den Leitapparat mit optimierten Leitschaufeln um das Laufrad herum anordnete. Die Flussrichtung des Wassers geht in der Turbine von radialer Richtung in eine axiale über. Durch Optimierung des Laufrades und die Möglichkeit den Anströmwinkel durch den Leitapparat anzupassen (James Thomson 1822-1892) wurden vergleichsweise hohe Wirkungsgrade bis zu 90 % über einen größeren Durchflussbereich möglich. Die Francis-Turbine löste bis 1900 weitgehend die eingesetzten Überdruck- und Gleichdruckturbinen im Mitteldruckbereich ab.

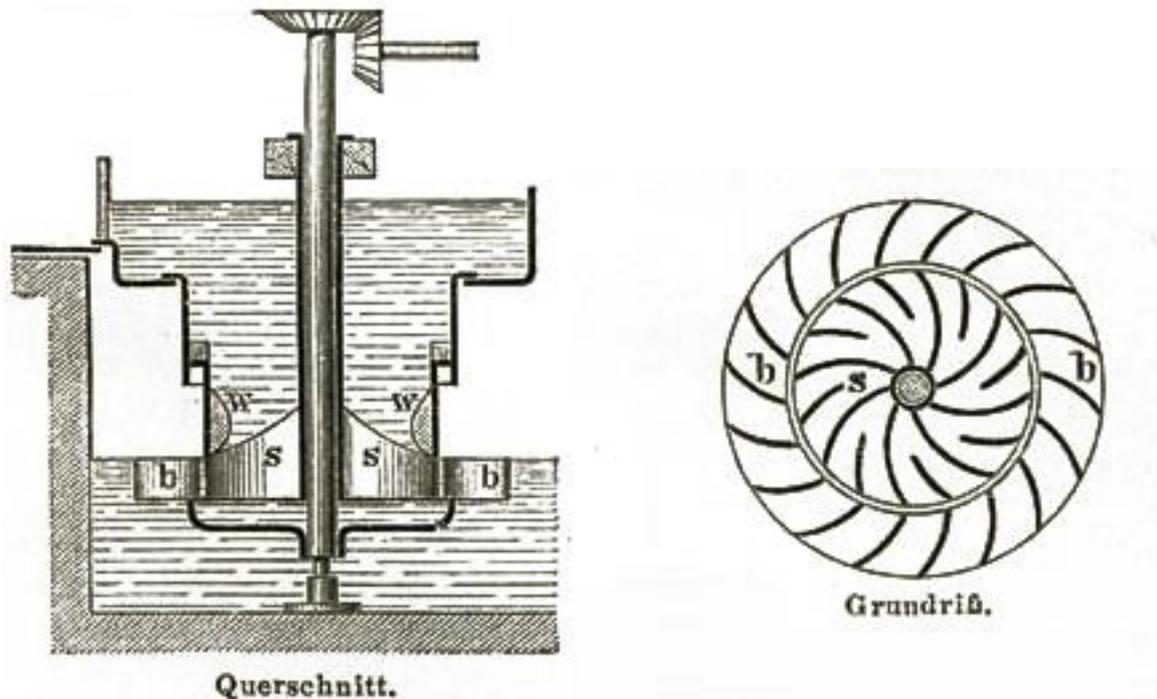


Abbildung 4: Konstruktionsprinzip der Fourneyron-Turbine [LLL Meyers Konversations-Lexikon, 4. Auflage, Leipzig 1885–90]

Im Jahr 1879 entwickelte der Amerikaner Lester Pelton die nach ihm benannte Gleichdruckturbine. Die optisch einem Wasserrad ähnelnde Gleichdruckturbine arbeitet nach dem Aktionsprinzip, indem es den Impuls des auf die becherartigen Schaufeln treffenden Wasserstrahls in Rotationsenergie umwandelt. Diese Freistrahlturbine eignet sich aufgrund der hohen Wirkungsgrade und der geringen benötigten Wassermenge für Hochdruckanlagen mit Fallhöhen über 70 m (Strahlgeschwindigkeit ab ca. 35 m/s).

Schließlich wurde im Jahr 1913 dem österreichischen Ingenieur Viktor Kaplan das Patent für eine Propellerturbine mit feststehenden und kurz danach mit beweglichen Laufradschaufeln erteilt. Die Kaplan-Turbine entstand aus der Tendenz zu immer schnellläufigeren Francis-Turbinen wobei die Laufschaufeln immer mehr in den axialen Bereich verlegt wurden. Dies führte zur Entwicklung der Kaplan-Turbine, die hinter einem radialen Leitapparat ein rein axiales Laufrad, ähnlich einer Schiffsschraube jedoch mit verstellbaren Rotorflügeln, verwendete. Zur Regelung werden Leit- und Laufradschaufeln verstellt. Dieser Typ eignet sich besonders gut für Laufkraftwerke mit geringen Fallhöhen.

Die Kaplan-Turbine wurde in weiterer Folge weiterentwickelt, wobei hier die Anordnung der Einheit Generator-Turbine weg von der klassischen Schacht- bzw. Spirlturbinenanordnung geändert worden ist. Hierzu zählen die Rohrturbine, die S-Turbine als auch die neu entwickelten Matrix-Turbinen.

1.3.3 Beginn der Wasserkraftwirtschaft

Zu Beginn der Wasserkraftwirtschaft wurde die Wasserkraft über Turbinen und Transmissionen mechanisch übertragen und konnte daher nur vor Ort genutzt werden. Während Turbinen zur Nutzung der Wasserkraft bereits seit der ersten Hälfte des 19. Jhdt. bekannt waren, wurden Wasserkraftwerke wie wir Sie heute kennen erst durch die Fortschritte und Entwicklungen im Bereich des Elektromaschinenbaus und der Wechselstromübertragung möglich. Im Jahr 1853 entdeckte Ányos Jedlik als Zweiter das elektrodynamische Prinzip (erstmalige schriftliche Dokumentation durch den Dänen Søren Hjøorth 1851 (Smith, 1912)) und baute 1861 eine Dynamomaschine. Die Entwicklung blieb unbeachtet und wurde keiner

kommerziellen Nutzung zugeführt. Fünf Jahre später entwickelte Werner von Siemens nach dem von ihm unabhängig entdeckten elektrodynamischen Prinzip eine elektromechanische Maschine zur Umwandlung mechanischer in elektrische Energie. Der Industrielle Siemens glaubte fest an die Verbreitung der elektrischen Energie, jedoch gab es noch zu wenig praktische Anwendungen um der neuen Energieform zum Durchbruch zu verhelfen.

Das erste Wasserkraftwerk zur Stromerzeugung wurde im Jahr 1870 im englischen Cragside, Northumberland mit einem Siemens-Dynamo errichtet. Darauf folgte das erste großtechnische Kraftwerk im Jahr 1880 in Great Rapids an den Niagarafällen. Die Entwicklung der Wechselstromtechnik und des Transformators waren wesentlich für die großtechnische Nutzung der Wasserkraft. Oskar von Miller demonstrierte im Jahr 1882 die erste Übertragung von elektrischer Energie über eine längere Strecke (60 km) mit hoher Spannung (2000V). Neun Jahre später gelang ihm die Fernübertragung von Drehstrom über 176 km bei 20.000 V. Dies verhalf der Wechselstromübertragung zum Durchbruch.

Mit dem Beginn des 19. Jhdt. wurden verstärkt Wasserkraftwerke errichtet. Eines der ältesten größeren Wasserkraftwerke in Österreich ist das Kraftwerk Traunfall mit rund 9 MW (Inbetriebnahme 1902). In den darauffolgenden Jahren wurde die Wasserkraft in Österreich auf Basis privater Investitionen sukzessiv ausgebaut. Der Anschluss Österreichs an Deutschland im Jahr 1938 brachte eine Teilverstaatlichung von nahezu allen österreichischen Elektrizitätsunternehmen und die Gründung der Alpen Elektrowerke. Während des zweiten Weltkrieges wurden in Österreich zahlreiche Kraftwerke am Inn, an der Drau sowie Speicherkraftwerke in Vorarlberg, Tirol und Salzburg errichtet. Von 1920 bis 1955 vervierfachte sich die installierte Leistung auf knapp über 2000 MW. Ab 1955 bis zum Ende der großen Ausbauprogramme in den 1980er Jahren vervierfachte sich die installierte Leistung noch einmal und stagnierte dann ab 1984 (Abbildung 5).

Nach dem zweiten Weltkrieg wurde in Österreich mit Hilfe des ERP-Fonds die zerstörte Infrastruktur wieder aufgebaut. Die damalige Regierung steckte bedeutende Mittel in den Ausbau der Wasserkraft Infrastruktur. Mit dem 2. Verstaatlichungsgesetz (BGBL Nr. 81 vom 26.3.1947) gingen die meisten Elektrizitätswerke in das Eigentum der Länder über. Die Großkraftwerke wurden in Sondergesellschaften überführt und die Mehrheit dem Bund unterstellt. Die treuhändische Verwaltung übernahm die Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG (Verbundgesellschaft). Diese Struktur ist bis heute so geblieben. Ab 1984 ist eine Stagnation bei der Entwicklung der installierten Wasserkraftwerksleistung zu erkennen.

Dies ist auf verschiedene gleichzeitig bzw. zeitlich überlappende Ereignisse und veränderte Rahmenbedingungen zurückzuführen. Eingeleitet wurde diese Stagnation im Jahr 1984 durch ein aufkeimendes ökologisches Bewusstsein in der Gesellschaft. Im Jahr 1984 wurde die Hainburger Au von Umweltaktivisten besetzt. Im Zuge der Auseinandersetzungen um den Kraftwerksbau wurde am 21. Dezember 1984 ein Baustopp für das Kraftwerk Hainburg angeordnet. Im Jahr 1986 wurde der Wasserrechtsbescheid für das Kraftwerk vom Verwaltungsgerichtshof aufgehoben. In den darauffolgenden Jahren wurden in Österreich nur wenige Kraftwerke neu errichtet wie die Kraftwerksgruppe Mittlere-Salzach, die Kraftwerke Friesach und Fising, das Speicherkraftwerk Koralpe oder das Kraftwerk Lambach. Den Kraftwerken der Zeit nach 1986 ist gemein, dass bei ihrer Planung bereits vermehrt ökologische Begleitmaßnahmen berücksichtigt wurden. Ein weiterer Grund für die Abschwächung besteht darin, dass das verfügbare Wasserkraftpotenzial bereits zu einem Großteil genutzt wurde. Da die Kraftwerksstandorte nach dem ökonomischen Prinzip, zuerst die kostengünstigen Standorte zu nutzen, ausgewählt wurden, war es zu den damaligen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen schwierig, neue wirtschaftliche Wasserkraftwerke zu errichten. Hinzu kam die bevorstehende Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes im Jahr 1996 (nationale Umsetzung durch das EIWOG 1998).

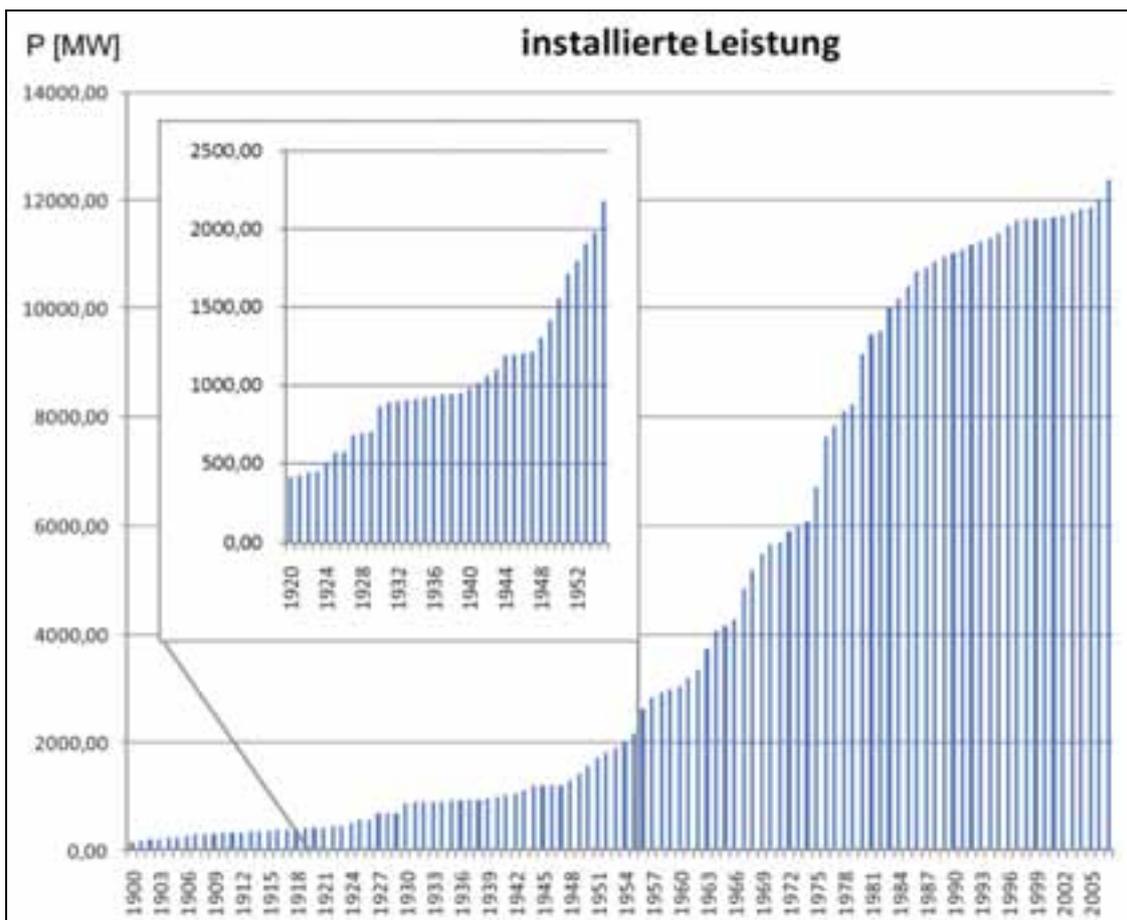


Abbildung 5: Entwicklung der installierten Leistung in Österreich, eigene Darstellung

Diese Liberalisierung führte dazu, dass die vormals national organisierten Elektrizitätswirtschaften dem Wettbewerb ausgesetzt wurden und es zu einem Abbau von Überkapazitäten in der Elektrizitätserzeugung kam. Der Abschwächung der Investitionen in die Wasserkraft mit dem Beginn der Liberalisierung folgte in den letzten Jahren eine Renaissance der Wasserkraft im Zuge der Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem steigenden Bedarf an Regelleistung.

1.4 Grundlagen der Wasserkraftnutzung

Die Grundlagen der Wasserkraftnutzung sind in der Literatur hinreichend dokumentiert, und werden in dieser Arbeit für den weniger versierten Leser nur rudimentär dargestellt. Der Autor empfiehlt an dieser Stelle die Arbeiten von Giesecke und Mosonyi (Giesecke, 2005), Menny (Menny, 2005) sowie Strobl und Zunic (Strobl, 2006).

Der Ursprung der Wasserkraft ist solar, denn erst durch die Sonneneinstrahlung wird der hydrologische Kreislauf, wie er in Abbildung 6 dargestellt ist, aufrecht erhalten.

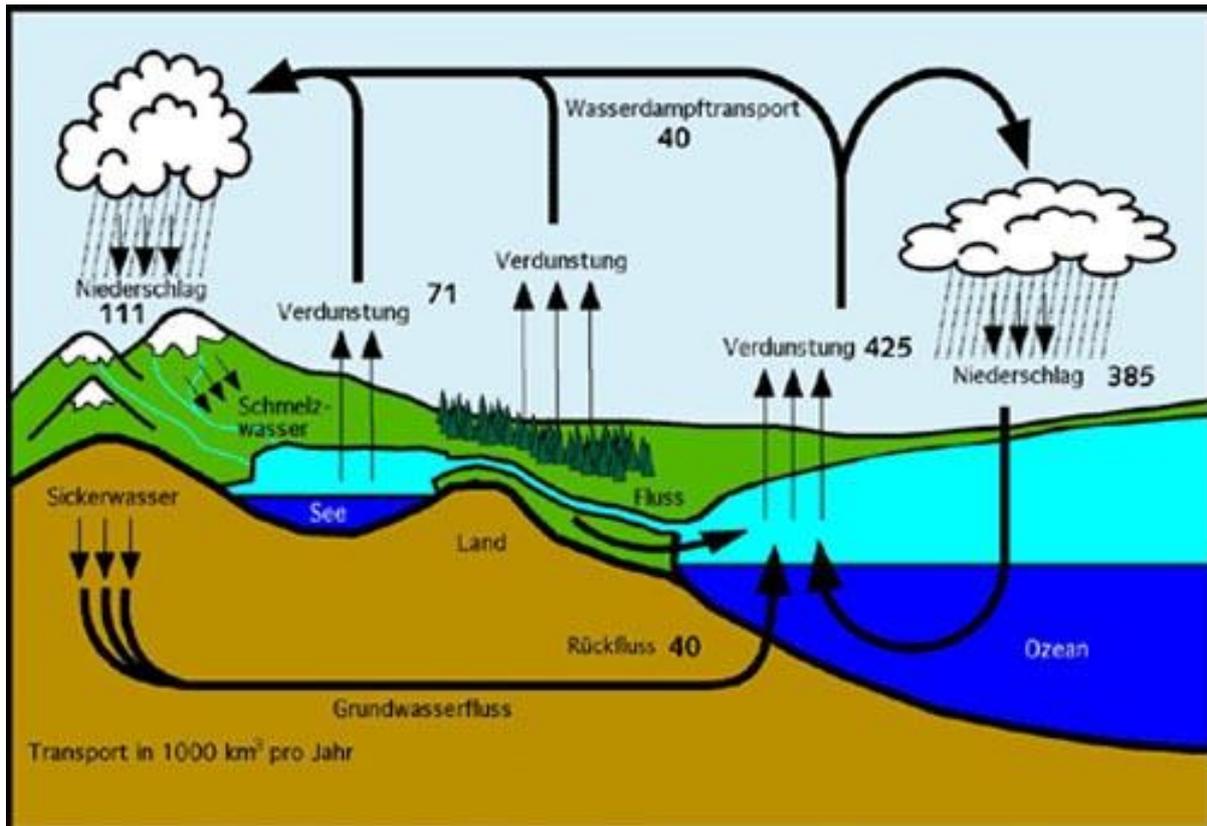


Abbildung 6: Kreislauf des Wasser angetrieben durch solare Einstrahlung, (Koch, 2003).

Durch die Sonneneinstrahlung wird ein kontinuierlicher Austausch von Feuchtigkeit zwischen Meer, Land und Luft angetrieben. Die Verdunstung über den Meeren und Gewässern liefert knapp 90 % des Wassers in der Atmosphäre. Die restlichen 10 Prozent des atmosphärischen Wassers wird durch Transpiration der Vegetation abgegeben. Das Wasser tritt in die Atmosphäre in Form von Wasserdampf ein. Luftströmungen tragen den Wasserdampf in große Höhen und dabei bilden sich durch Abkühlung Wolken, diese werden dann durch Winde zum Teil über Festland transportiert. Dort führt weitere Abkühlung zu Tröpfchenbildung und damit zu Niederschlägen (Regen, Schnee) in Gebieten mit größeren geodätischen Höhen. Damit wurde das Wasser auf ein energetisch höheres Potenzial transportiert. Der Niederschlag verfolgt dann verschiedene Wege. Ein Teil verdunstet wieder, ein weiterer fließt über das Grundwasser ab, ein weiterer bildet Oberflächengewässer wie Bäche, Flüsse und Seen. Der Abfluss in den Fließgewässern kombiniert mit der Höhendifferenz ergibt das Wasserkraftpotenzial das in Kraftwerken technisch genutzt werden kann. Das Wasser aus Grundwasserkörpern und Fließgewässern gelangt schließlich wieder in Meere und Seen, womit der Wasserkreislauf geschlossen wird.

Die Nutzung der Wasserkraft erfolgt durch die Umwandlung der Lageenergie und Bewegungsenergie des Wassers über rotierenden hydraulischen Maschinen gekoppelt mit elektrischen Generatoren in elektrische Energie. Im Folgenden werden die Bewegungsenergie und Lageenergie des Wassers sowie deren Kombination in der Bernoulli-Gleichung dargestellt. Darauf folgt eine Darstellung der Umwandlungskette in einem Wasserkraftwerk.

1.4.1 Lageenergie des Wassers

Die Lageenergie des Wassers bzw. die potenzielle Energie des Wassers ist jene mechanische Energie die ein Wasserreservoir aufgrund seiner Lage relativ zu einem Bezugsniveau besitzt. Die Lageenergie eines Körpers im Gravitationsfeld der Erde hat folgende potenzielle Energie:

$$W_p = m \cdot g \cdot h_p \quad (1.1)$$

Mit

$$h_p = h_G + z = \frac{p}{\rho_w \cdot g} + z \quad (1.2)$$

W_p	potenzielle Energie	[Ws]
g	Erdbeschleunigung ($g = 9.81 \text{ m/s}^2$)	[m/s ²]
m	Masse	[kg]
h_p	potenzielle Energiehöhe	[m]
z	geodätische Höhe	[m]
ρ_w	Dichte des Wassers	[kg/m ³]
p	Überdruck	[N/m ²]

Das Prinzip der Wasserkraftnutzung besteht in der Umwandlung der potenziellen Lageenergie des Wassers, das in einem Stauraum gespeichert ist, und konzentriert in einem Krafthaus, das sich auf einer niedrigeren Potenzialhöhe (niedrigere geodätische Höhe) als die Wasserlinie des Wasserkörpers befindet, genutzt wird. In diesem Krafthaus wird nun die Höhendifferenz zwischen Unterwasserspiegel unterhalb des Kraftwerks und dem Wasserspiegel des Wasserkörpers, dem so genannten Oberwasserspiegel, konzentriert abgearbeitet (bei Freistrahlturbinen die Höhendifferenz zwischen Turbinenachse und Oberwasserspiegel). Da die geographischen Verhältnisse in der Natur üblicherweise nicht die Nutzung des gesamten Wasserkraftpotenzials eines Gewässers an einer Stelle erlauben, werden in der Praxis Kraftwerkskaskaden errichtet. Kraftwerkskaskaden stellen eine Kette von Kraftwerken an einem Fluss dar. Die Besonderheit dabei ist, dass das Unterwasser des oberen Kraftwerkes gleichzeitig das Oberwasser des flussabwärts gelegenen Kraftwerks darstellt. Beispiele in Österreich sind die Kraftwerkskette an der Enns im oberösterreichischen und niederösterreichischen Grenzgebiet oder an der Drau in Kärnten (Abbildung 7).

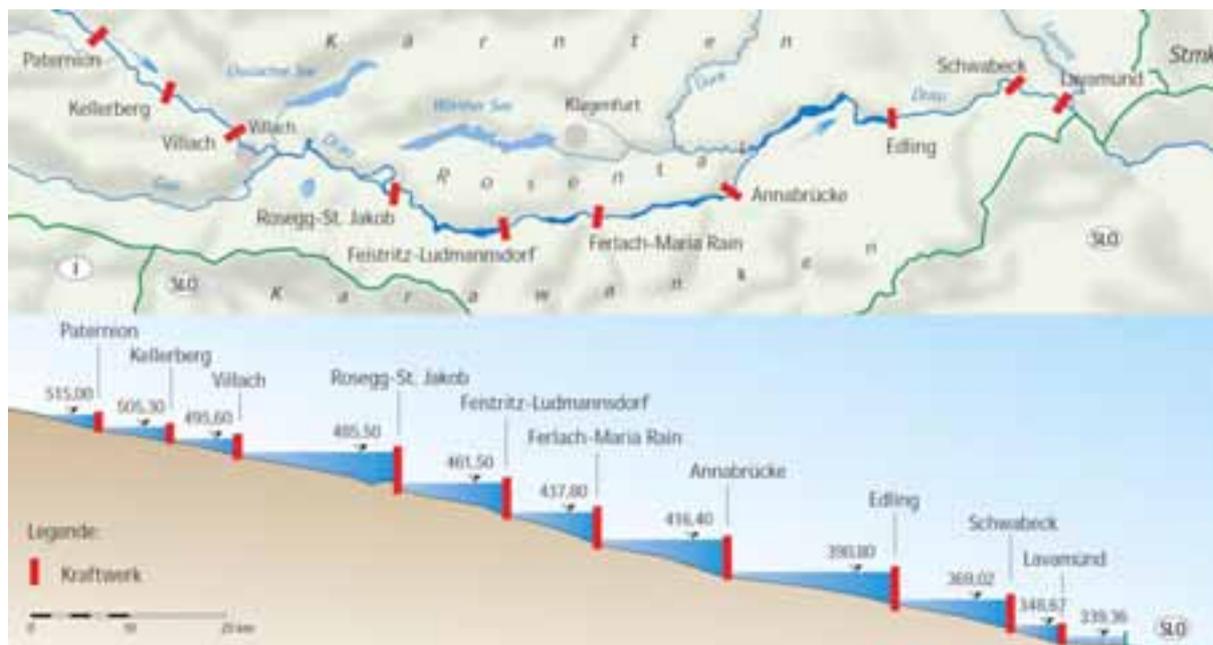


Abbildung 7: Kraftwerkskaskade an der österreichischen Drau in Kärnten, Quelle: Verbund AHP.

1.4.2 Bewegungsenergie des Wassers

Die Bewegungsenergie des fließenden Wassers ist jene mechanische Energie mit der ein Körper (Wasserkörper) aufgrund seiner Geschwindigkeit behaftet ist. Ein Körper der Masse m und der Bewegungsgeschwindigkeit v relativ zum Bezugssystem besitzt vereinfachend dargestellt folgende kinetische Energie:

$$W_k = \frac{m \cdot v^2}{2} \text{ [Ws]} \quad (1.3)$$

Diese kinetische Energie kann in eine äquivalente potenzielle Energie mit einer kinetischen Energiehöhe umgerechnet werden:

$$W_k = \frac{m \cdot v^2}{2} = m \cdot g \cdot h_k \text{ [Ws]} \quad (1.4)$$

$$h_k = \frac{v^2}{2 \cdot g} \text{ [m]} \quad (1.5)$$

W_k	kinetische Energie	[Ws]
h_k	kinetische Energiehöhe	[m]
v	Geschwindigkeit	[m/s]

Die ersten mechanischen Anwendungen der Wasserkraft nutzten die kinetische Energie des Wassers in Form von unterschlächtigen Wasserrädern. Heute wird in den Turbinen der Wasserkraftwerke die potenzielle und auch die kinetische Energie zur Energieumwandlung genutzt.

1.4.3 Bernoulli-Gleichung

Die nutzbare Gesamtenergie des Wassers ergibt sich somit aus der Summe der potenziellen Lageenergie des Wasserkörpers als auch aus seiner kinetischen Bewegungsenergie.

Die gesamt nutzbare Energie stellt sich wie folgt dar:

$$W = W_p + W_k = m \cdot g \cdot (h_p + h_k) \quad (1.6)$$

W Energie [Ws]

Der in der Formel (1.6) enthaltene Term ($h_p + h_k$) verknüpft mit den Beziehungen (1.2) und (1.4) wird als Bernoulli-Gleichung für ideale Flüssigkeiten bezeichnet und stellt die Energiehöhe h_E des Wassers über einem Bezugshorizont dar. Die Zusammenhänge sind grafisch in der Abbildung 8 dargestellt.

$$h_E = h_p + h_k = \frac{p}{\rho_w \cdot g} + z + \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad [m] \quad (1.7)$$

In der Realität treten jedoch niemals ideale Zustände auf. Die Gleichung (1.7) muss um die Verluste bei reibungsbehafteten Flüssigkeiten erweitert werden. Um die Verluste zu berücksichtigen wird die Verlusthöhe $h_{v,i}$ eingeführt. Die Verlusthöhe stellt die Reibungsverluste des Wassers entlang einer Wegstrecke, konzentriert am Ende der Wegstrecke dar.

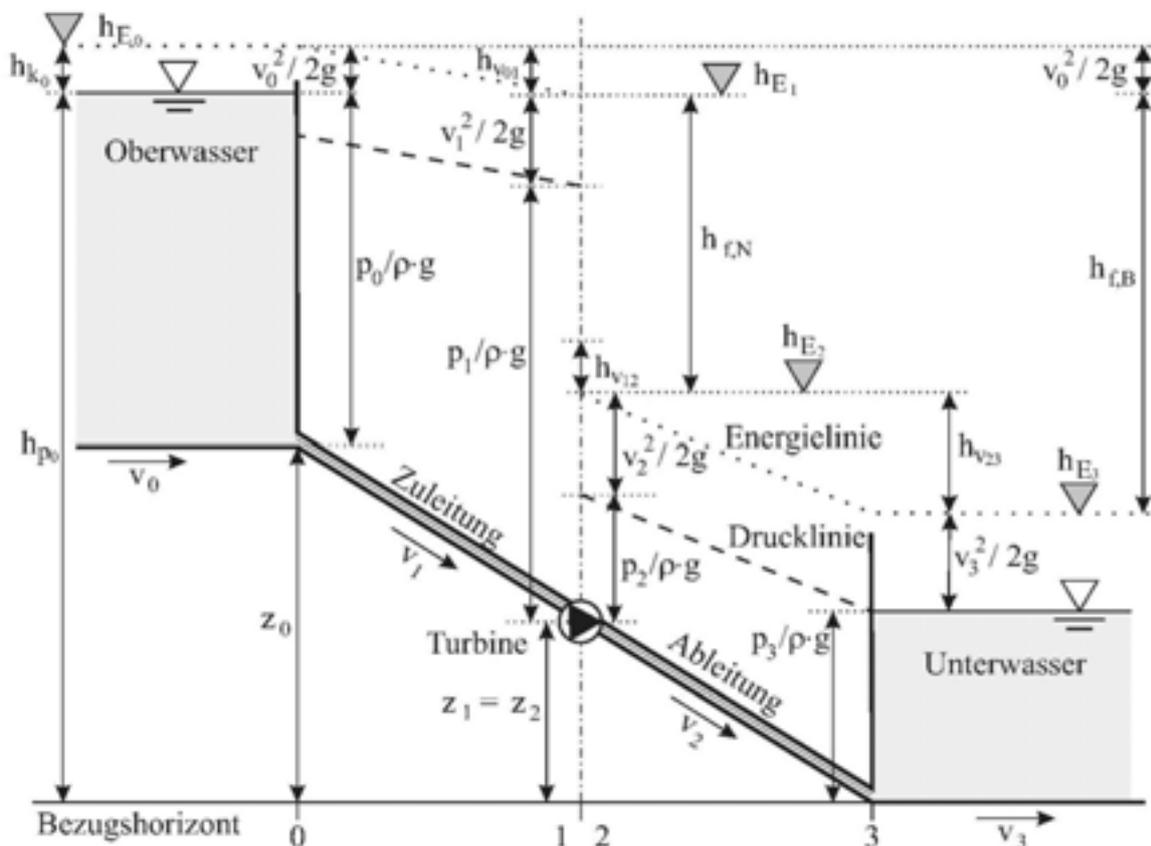


Abbildung 8: Prinzip der Energieumwandlung in einem Wasserkraftwerk bei geschlossener Leitung, Quelle: Wasserkraftanlagen (Giesecke, 2005)

Die um die Verluste erweiterte Bernoulli-Gleichung gestaltet sich dann wie folgt:

$$h_E = h_p + h_R - h_{v,i} = \frac{p}{\rho_w \cdot g} + z + \frac{v^2}{2 \cdot g} + h_{v,i} \quad [m] \quad (1.8)$$

Die konzentrierten Verluste, auch Wandreibungsverluste bezeichnet, entlang einer Fließstrecke hängen im wesentlichen vom Quadrat der Fließgeschwindigkeit ab und werden durch einen Verlustbeiwert ζ_i berücksichtigt.

$$h_{v,i} = \zeta_i \frac{v_i^2}{2 \cdot g} \quad (1.9)$$

$h_{v,i}$	Verlusthöhe	[m]
ζ_i	Verlustbeiwert	[1]

Setzt sich eine Fließstrecke aus verschiedenen unterschiedlichen Wegstrecken zusammen so ist der konzentrierte Verlust am Ende des Weges die Summe aller Teilverluste.

Ein weiterer bedeutender Zusammenhang stellt die sogenannte Kontinuitätsgleichung für homogene und inkompressible Flüssigkeiten dar. Wasser kann annähernd als homogen und inkompressibel betrachtet werden. Mit der Kontinuitätsgleichung wird die Massenbilanz bei verschiedenen Querschnitten eines Wasserlaufs dargestellt:

$$\dot{Q} = \int_A v \cdot dA = v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 = const. \quad (1.10)$$

\dot{Q}	Durchfluss	[m ³ /s]
A	Durchflussquerschnitt	[m ²]

1.4.4 Energieumwandlung

Der wesentlichste Zusammenhang der Energieumwandlung in einem Wasserkraftwerk ist jener zwischen dem Durchfluss durch die Turbinen und der vorhandenen Fallhöhe.

$$P = \eta_{ges} \cdot \rho_w \cdot g \cdot \dot{Q} \cdot h_f = \rho_w \cdot g \cdot \dot{Q} \cdot [(h)_f - \sum h_{v,i}] \quad (1.11)$$

P	elektrische Leistung	[W]
η_{ges}	Gesamtwirkungsgrad	[1]
h_f	Rohfallhöhe	[m]

Der Gesamtwirkungsgrad einer Wasserkraftanlage setzt sich aus den Wirkungsgraden der verschiedenen Elemente der Energieumwandlung von der Turbine bis zu den Transformatorklemmen des Blocktransformators zusammen.

$$\eta_{ges} = \eta_{hyd} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Getriebe} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{Trafo} \cdot \eta_{Eig} \quad (1.12)$$

η_{ges}	Gesamtwirkungsgrad der Anlage	[1]
η_{hyd}	Wirkungsgrad des Triebwasserweges	[1]
η_T	Wirkungsgrad der Turbine	[1]
$\eta_{Getriebe}$	Wirkungsgrad des Getriebes	[1]
η_G	Wirkungsgrad des Generators	[1]
η_{Trafo}	Wirkungsgrad des Blocktransformators	[1]
η_{Eig}	Leistungsminderung aufgrund der Eigenversorgung der Kraftwerksanlage	[1]

Man kann auch die Verlusthöhe auf Grund der Wandreibungsverluste durch einen hydraulischen Wirkungsgrad berücksichtigen.

$$\eta_A = \frac{P}{P_{hyd}} = 1 - \frac{P_{Verlust}}{P_{hyd}} \quad [1] = \eta_{ges} \quad (1.13)$$

η_A Anlagenwirkungsgrad [1]

P_{hyd} theoretisch mögliche hydraulische Anlagenleistung [W]

$P_{Verlust}$ gesamte Anlagenverlustleistung [W]

Der Anlagenwirkungsgrad eines Wasserkraftwerks befindet sich je nach Anlagentyp und Alter zwischen 0,7 bis knapp 0,9 bei sehr modernen Anlagen. Die Wirkungsgrade der Triebwasserleitungen hängen stark von der Länge und der konstruktiven Beschaffenheit des Triebwasserweges ab. Die Turbinenwirkungsgrade haben sich in den letzten Jahren durch neue Konstruktions- und Auslegungsverfahren (FEM – Finite Elemente Methode) verbessert als Richtwerke kann man Wirkungsgrade von 0,7 bis zu 0,94 bei modernen und optimierten Turbinen annehmen. Getriebe weisen einen Wirkungsgrad von etwa 0,97 bis etwa 0,98 auf, wobei in größeren Anlagen meist auf ein Getriebe verzichtet wird. Die Wirkungsgrade von Generatoren liegen etwa im Bereich von 0,96 bis 0,986 bei sehr modernen Energiewandlern mit hohen Leistungen. Die Wirkungsgrade der lokalen Energieableitung und Umspannung liegen bei sehr guten 0,98 bis 0,99.

Des Weiteren kann etwa 1 Prozent als Eigenbedarf für eine Wasserkraftanlage abgezogen werden, was einem Wirkungsgrad des Eigenbedarfs von etwa 0,99 entspricht.

Bei Wasserkraftanlagen sind unterschiedliche Leistungsbegriffe gebräuchlich, je nachdem, an welchem Teil der Wasserkraftanlage man die Leistung misst. Die Bruttoleistung ist jene Leistung, die direkt an den Generatorklemmen abgegeben wird. Die Nettoleistung ist die Bruttoleistung abzüglich des Eigenbedarfs und der Transformations- und Leitungsverluste innerhalb der Wasserkraftanlage. Sie wird auf die Oberspannungsseite des Blocktransformators bezogen. Ein weiterer wichtiger Leistungsbegriff ist die sogenannte Engpassleistung, jene Nettoleistung die ein Wasserkraftwerk mit all seinen Maschinensätzen dauerhaft abgeben kann. Die Engpassleistung wird bei optimalen Durchfluss- und Fallhöhenverhältnissen erreicht. Dabei muss erwähnt werden, dass die abgegebene Leistung eines Wasserkraftwerkes immer auf einen Zeitpunkt bezogen ist und nach dem Zusammenhang (1.11) von der momentanen Durchflussmenge und der momentanen Fallhöhe

Das bedeutet, dass bei Wassermengen über der Ausbauwassermenge von Laufkraftwerken die Fallhöhe besonders stark abnimmt, bis eine Wassermenge und damit eine Fallhöhenminderung eintritt, bei der das Kraftwerk nicht mehr betrieben werden kann. Dieser Zusammenhang und das daraus resultierende Regelarbeitsvermögen, als Fläche unter der Leistungslinie, sind in Abbildung 11 dargestellt.

Einige wichtige energiewirtschaftliche Kennwerte sind in der obigen Abbildung bereits dargestellt. Eine, aus Aspekten der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wichtige Kennzahl, ist die gesicherte Leistung. Die gesicherte Leistung gibt die im Regeljahr mindestens abgegebene Leistung über die Dauer von 330 Tagen (nicht chronologisch) an. Dies entspricht 90 % der Dauer eines Jahres. Ein weiterer Kennwert ist die Ausbauzeit, sie gibt die Dauer in Tagen an, in der der Abfluss eines Flusses bzw. der verfügbare Kraftwerkszufluss (entspricht dem Abfluss abzüglich Fischaufstiegsdotierung, Restwasserdotierung, Schleusenverlusten, usw.) voll genutzt werden kann.

1.5 Turbinenarten

Die Turbinen sind neben dem Generator die wesentlichen Bestandteile der Energieumwandlungskette in einem Wasserkraftwerk. In den Turbinen wird die potenzielle und kinetische Energie des Wassers in eine mechanische Rotationsbewegung mit einem Drehmoment M , das der radialen Kraft mal dem Radius entspricht, bei einer meist synchronen Drehzahl umgewandelt. Erst durch den mechanisch gekoppelten Transformator wird die mechanische Rotationsenergie in elektrische Energie umgewandelt.

$$P_{rot} = \omega \cdot r \cdot F_t = \omega \cdot M \tag{1.15}$$

P_{rot}	Rotationsleistung	[W]
ω	Winkelgeschwindigkeit	[rad/s]
r	Radius	[m]
F_t	Tangentialkraft	[kg m / s ²]

Je nach Einsatzgebiet, mit unterschiedlichen Fallhöhen, und Ausbauwassermengen, wurden verschiedene Turbinentypen entwickelt, um ein Maximum der potenziellen und kinetischen Energie des Wassers in elektrische Energie umzuwandeln. Die drei bedeutendsten Typen, die sich heute im Einsatz befinden, sind die Pelton-, die Francis-, und die Kaplan-Turbine.

1.5.1 Pelton-Turbine

Die Pelton-Turbine ist eine Freistrahlturbine und wird ausschließlich im Hochdruckbereich verwendet. Bei diesem Turbinentyp handelt es sich im Gegensatz zu den nachfolgend behandelten Kaplan- und Francis-Turbinen, die Überdruckturbinen darstellen, um eine Gleichdruckturbine. Hierbei bleibt der statische Druck des Wasserstrahls während des Turbinendurchlaufes konstant. Die Lageenergie wird in der Pelton-Turbine nahezu vollständig in kinetische Energie umgewandelt. Die Verluste der Pelton-Turbine setzen sich im Wesentlichen aus Reibungsverlusten der Lager und den Verlusten die beim Verdrängen der Luftmassen durch die Schaufelbewegung entstehen. Diese Verluste sind in der Regel sehr gering. Die erreichten Wirkungsgrade moderner Pelton-Turbinen liegen im Bereich von 94 %. Mittels Düsen wird ein Wasserstrahl mit sehr hoher Geschwindigkeit auf je eine Schaufel des Turbinenrades beaufschlagt, dabei kommen eine bis 6 Düsen zum Einsatz. Damit ist die Pelton-Turbine eine teilbeaufschlagte Gleichdruckturbine. Der Wasserstrahl trifft mit hoher Geschwindigkeit auf die Laufschaufeln (Becher). Die Becher bilden eine symmetrische Doppelmulde mit einer scharfkantigen Schneide in der Mitte (Abbildung 12).

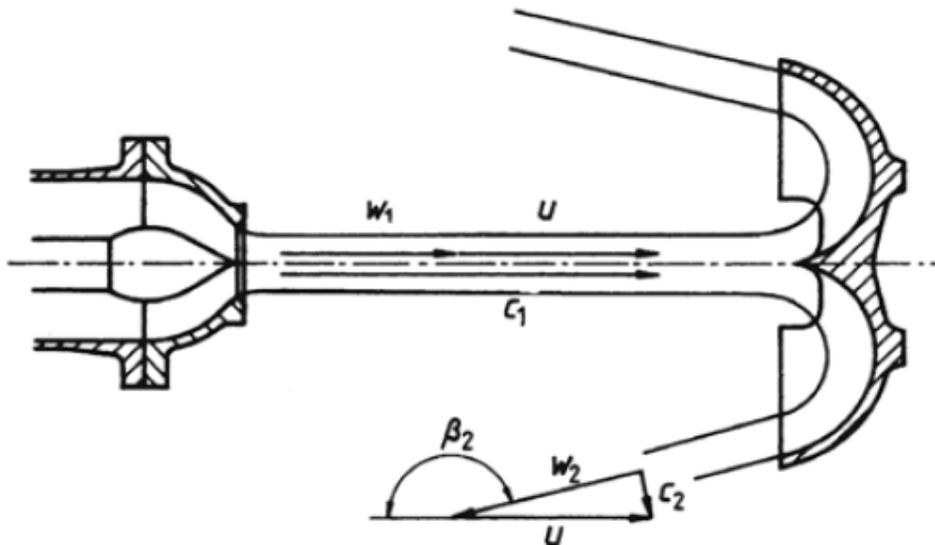


Abbildung 12: Prinzipbild der Peltonschaufel (Menny, 2005, S. 46)

Der Wasserstrahl teilt sich an der Schneide und wird in den Mulden um nahezu 180° umgelenkt, dadurch wird dem Wasserstrahl die kinetische Energie entzogen und auf das Laufrad übertragen (Menny, 2005, S. 46). Bei der Pelton turbine muss sichergestellt werden, dass das Unterwasser niemals bis zum Peltonrad ansteigen kann.

Pelton turbinen werden in vertikaler wie auch horizontaler Bauart ausgeführt. Die Laufräder werden gegossen oder im Raupenschweißverfahren aufgebaut.

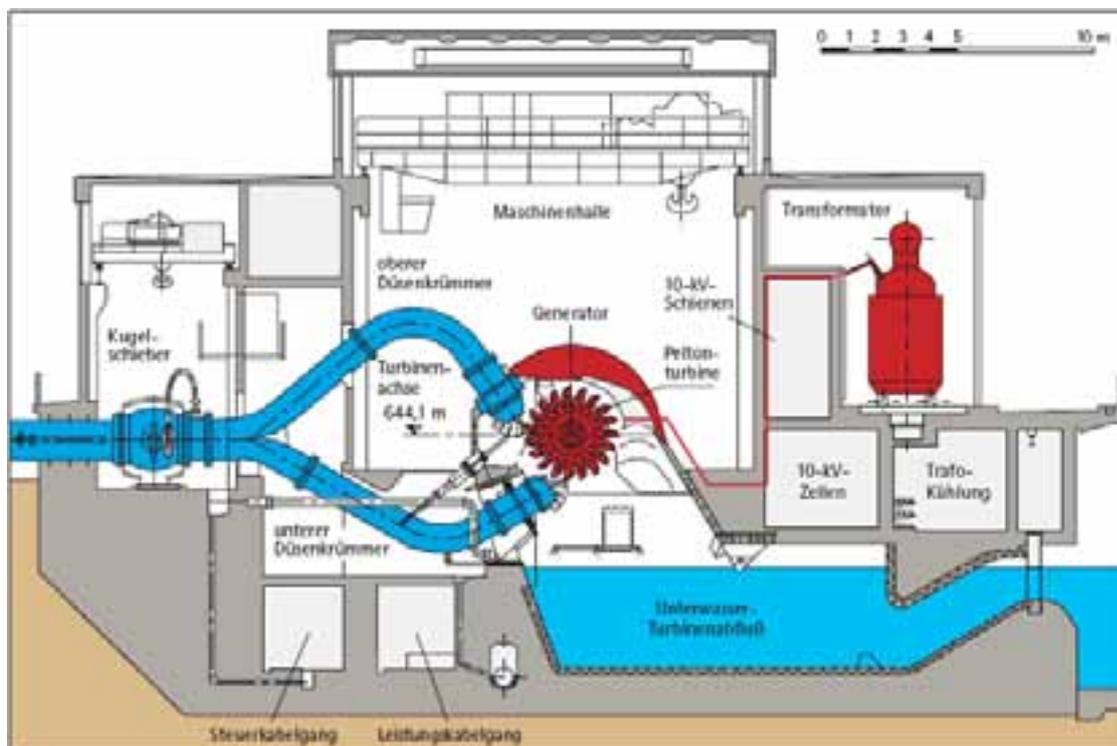


Abbildung 13: Schnitt durch das Krafthaus Mayrhofen in Tirol mit einer zweidüsigen Pelton turbine, Quelle Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007b)

Die Düsen stellen das Regelorgan der Pelton turbine dar. In der Düse wird mit einer in der Längsrichtung verschiebbaren Nadel der Austrittsquerschnitt verändert. Damit wird eine Mengenveränderung des Wasserstrahls erreicht. Düse und Nadel sind starken

Verschleißerscheinungen ausgesetzt. Die Düsenöffnung kann immer nur langsam geschlossen werden, da sonst durch die Verzögerung der Wassermasse in der Druckrohrleitung Druckstöße auftreten. Um schnellere Leistungsänderungen zu realisieren greift ein Strahlablenker in den Wasserstrahl ein und lenkt einen Teil des Strahles ab.

Die Peltonturbine ist für Hochdruckkraftwerke mit Fallhöhen von 70 bis 1800 m geeignet. Der Leistungsbereich eingesetzter Turbinen bewegt sich in der Größenordnung von 50 bis 200.000 kW.

1.5.2 Kaplan-Turbine

Die Kaplan-Turbine ging aus den Bestrebungen Viktor Kaplans hervor, eine verbesserte Francis-Turbine mit optimiertem Anstellwinkel der Leitschaufeln zu entwickeln. Durch seine Arbeiten auf dem Gebiet der Turbinentheorie und zahlreicher praktischer Modellversuche gelang er zur ersten Form einer Propellerturbine. Durch die damals revolutionäre Idee verstellbarer Laufschaufeln, konnte er den Anstellwinkel optimal an unterschiedliche Wassermengen anpassen (Gschwandtner, 2003, S. 19). Bereits 1912 reichte Viktor Kaplan das Patent für die Propellerturbine, im Jahr 1913 jenes für die Propellerturbine mit verstellbaren Flügeln – der heutigen Kaplan-Turbine – ein (Abbildung 14). Aufgrund von patentrechtlichen Einwendungen wurde das Hauptpatent erst 1916 und die letzten Klagen 1925 eingestellt. Die erste Kaplan-Turbine wurde 1919 in Grammatneusiedl mit einem Wirkungsgrad von 84 % in Betrieb genommen. Bei anderen Kaplan-Turbinen trat jedoch die damals bei Turbinen unbekannte Kavitation auf, die einen kurzen Rückschlag bedeutete. Dieser Mangel wurde jedoch behoben. Heute ist die Kaplan-Turbine eine weit verbreitete Turbinenart im Niederdruck-, bis Mitteldruckbereich mit großen Durchflüssen. Sie zählt zu den Überdruckturbinen, da an der Eintrittsseite der Turbine der Wasserdruck höher als an der Austrittsseite ist.

Die Kaplan-Turbine wird heute in verschiedensten Lagen und Bauweisen ausgeführt. Die wichtigsten werden in Folge dargestellt.

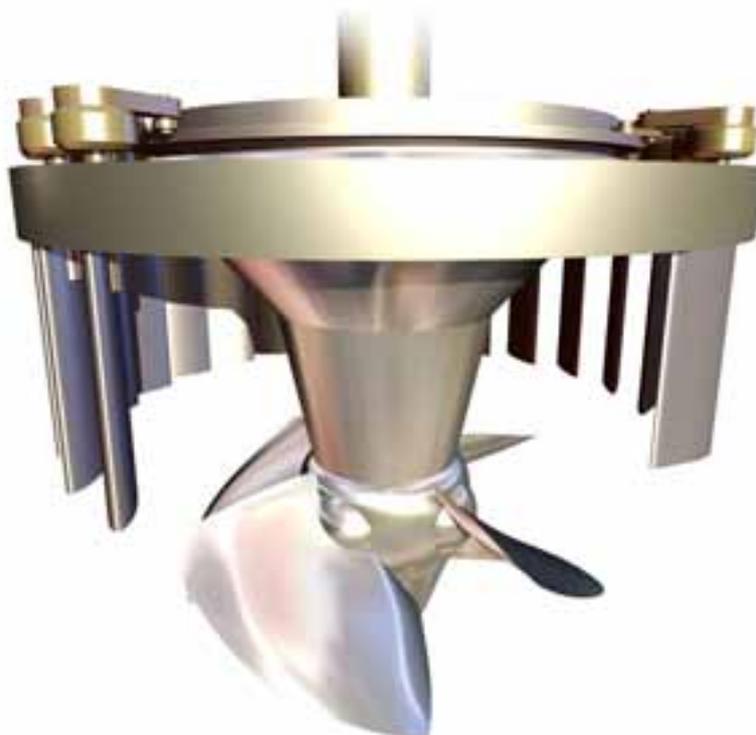


Abbildung 14: Vertikale Kaplan-Turbine mit Leitapparat, Quelle: www.alstom.com

Die Kaplan-Turbine mit vertikal orientierter Achse wird meist mit einer Betonspirale ausgeführt, die das Triebwasser in Rotation versetzt und gleichmäßig über den Umfang des Leitapparates der Turbine zuführt (Abbildung 15). In beiden vertikalen Bauformen wird die Turbine von oben nach unten durchströmt. Da das Wasser auf der Unterseite der Turbine noch nicht seine gesamte innere Energie abgegeben hat, wird mit Hilfe eines so genannten Saugrohres ein Unterdruck erzeugt, wodurch der Effekt der durchströmenden Wassermasse verstärkt und weitere Restenergie gewonnen wird. Das Saugrohr ist ein der Turbine nachgeordneter Strömungskanal des Triebwassers mit einem sich in Fließrichtung ausweitenden Querschnitt. Die so erzeugte mechanische Energie treibt mit der vertikal angeordneten Turbinenwelle entweder direkt, oder über ein Getriebe einen Generator an. Die Kaplan-Turbine besitzt zur optimalen Anpassung an aktuellen Verhältnisse von Fallhöhe und Wasserdurchfluss zwei Stellglieder:

- Die verstellbaren Schaufeln des Leitapparates und die
- verstellbaren Laufschaufeln des Propellers, die den Anströmwinkel und Durchflussquerschnitt und damit die Wassermenge in Hinblick auf einen maximalen Wirkungsgrad optimieren.

Der Wirkungsgrad ist bei dieser Turbine stark von der von Fallhöhe und Durchfluss abhängig.

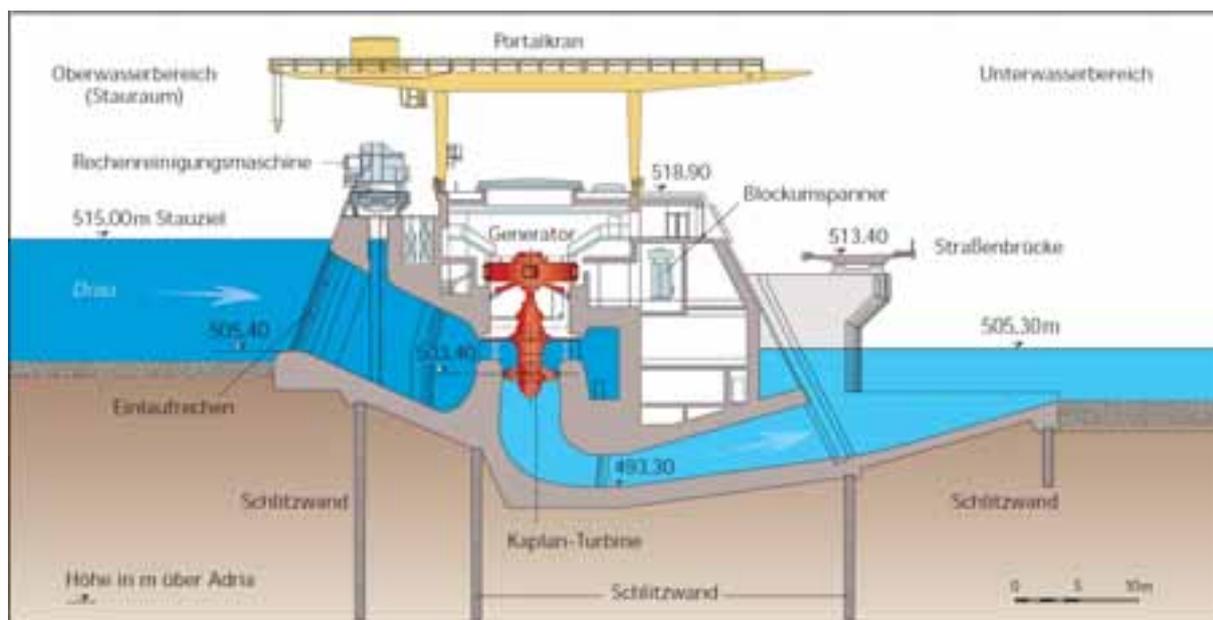


Abbildung 15: Schnitt durch das Krafthaus des Kraftwerks Paternion an der Drau mit einer vertikalen Kaplan-Turbine mit Betonspirale, Quelle: Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007d)

Eine weitere bedeutende Ausführungsform ist die Kaplan-Rohrturbine. Hier wird die Lage der Turbine horizontal oder leicht aus der Horizontalen geneigt ausgeführt, um mehrfache Änderungen der Strömungsrichtung zu vermeiden (Abbildung 16). Auch hier ist, der Turbine nachgeordnet, ein Saugrohr angebracht, das zur besseren Ausnutzung der Energie des Wassers beiträgt. Bei der Rohrturbine ist der Generator in einem birnenförmigen Gehäuse untergebracht. Diese Bauform ist gegenüber der vertikalen Anordnung mit Einlaufspirale platzsparender, da der Bau eines separaten Maschinenhauses entfällt. Des Weiteren gestalten sich bei dieser Bauform die Bedingungen der Generatorkühlung günstig, da das Gehäuse permanent mit Wasser umströmt und somit optimal gekühlt wird. Nachteilig gestaltet sich hier die Zugänglichkeit der Generatoreinheit bei Wartungs- und Revisionsarbeiten.

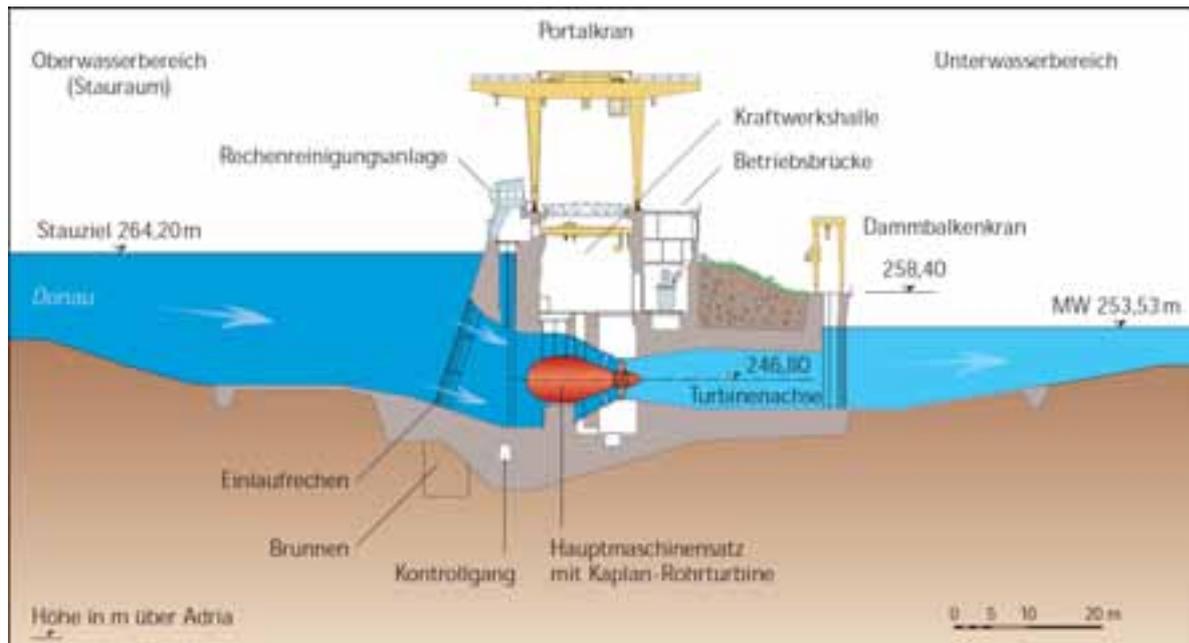


Abbildung 16: Schnitt durch das Kraftwerk Ottensheim-Wilhering mit einer Kaplan-Rohrturbine, Quelle: Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007).

Die Kaplan-Turbine ist für Laufkraftwerke im Niederdruckbereich mit Fallhöhen von 7 bis 60 m geeignet. Der Leistungsbereich realisierter Turbinen bewegt sich im Bereich von ca. 50 bis 180.000 kW. Sonderbauformen können bereits ab einem Meter zur Energieerzeugung eingesetzt werden.

1.5.3 Sonderbauformen der Kaplan-Turbine

Für kleinere Wasserkraftwerke bis zu 20.000 kW haben sich in der Praxis Sonderbauformen der Kaplan-Turbine bewährt, die eine wirtschaftliche Wasserkraftnutzung auch im niedrigeren Leistungsbereich ermöglichen. Diese Turbinentypen werden oftmals als Restwasser- oder Dotationsturbinen verwendet.

1.5.3.1 S-Turbine und Axial-Turbine

Die S-Turbine stellt eine Rohrturbine mit einem S-förmigen nachgeordneten Saugrohr dar. Bei der Axialturbine bildet der Einlaufkanal gemeinsam mit dem Saugrohr einen S-förmigen Weg für das Triebwasser. Im Gegensatz zur klassischen Rohrturbine befindet sich der Generator der S-Turbine und Axial-Turbine nicht im birnenförmigen Turbinengehäuse sondern außerhalb im Krafthaus. Die Kraftübertragung erfolgt über die Turbinenachse, die am Ende der S-Turbine durch das S-förmige Saugrohr ins Krafthaus geführt wird. Bei der Axialturbine wird die Achse durch den Einlauf vom Turbinengehäuse zum Generator im Krafthaus geführt. Beide Bauformen sind in Abbildung 17 dargestellt.

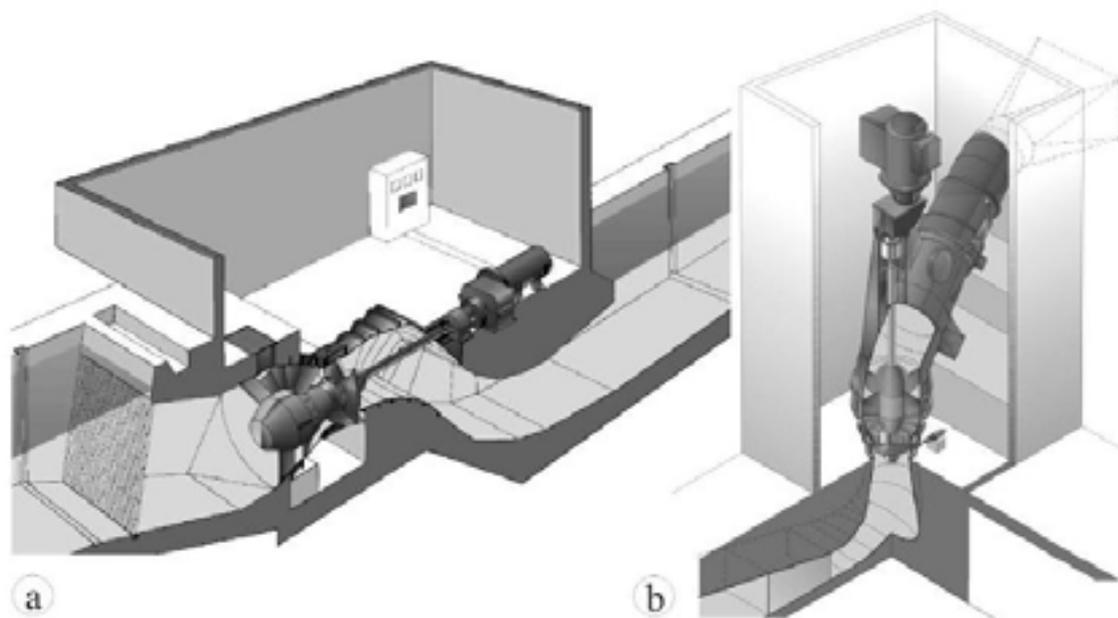


Abbildung 17: (a) Darstellung einer S-Turbine, (b) einer Achsialturbine mit vertikaler Welle (Giesecke, 2005)

1.5.3.2 Kegelrad-Rohrturbine, Riemen-Rohrturbine

Wie bei der S-Turbine und Achsialturbine erfolgt bei der Kegelrad- und Riemen-Rohrturbine die Kraftübertragung zu einem außerhalb der Turbine liegenden Generator. Die Kaplan-Turbine selbst ist als Rohrturbine ausgeführt. Die Anlagenkonzepte sind in Abbildung 18 dargestellt.

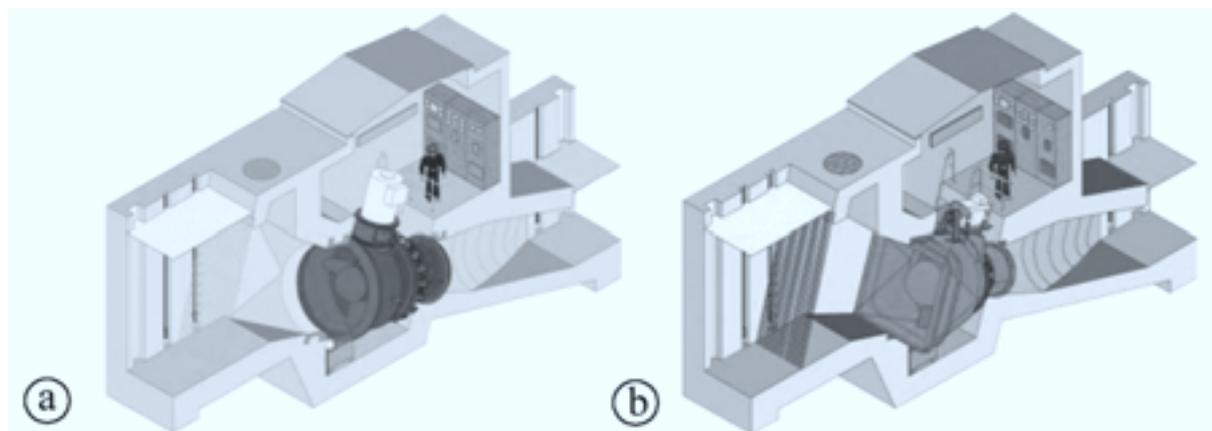


Abbildung 18: (a) Darstellung einer Kegelrad-Rohrturbine, (b) einer Riemen-Rohrturbine (VA TECH HYDRO, 2009a), (VA TECH HYDRO, 2009b)

1.5.3.3 Matrix-Turbine

Die von der Firma VA TECH HYDRO entwickelte HYDROMATRIX©-Turbine ist speziell für die Nutzung an Schifffahrtsschleusen und Bewässerungsdämmen mit stark schwankenden Fallhöhen gedacht. Ein Kraftwerk mit HYDROMATRIX©-Turbinen setzt sich aus mehreren kleinen unregelmäßig angeordneten Kaplan-Rohrturbinen zusammen (Abbildung 19). Diese Turbinen treiben im Gegensatz zu Großkraftwerken einen Asynchrongenerator an. Die erzeugte Energie wird zu einem Wechselrichter geleitet, der den Wechselstrom in eine für das Netz verträgliche 50-Hz-Frequenz umwandelt. Diese Bauform wurde erst durch leistungsfähige und kostengünstige Leistungselektronik ermöglicht.

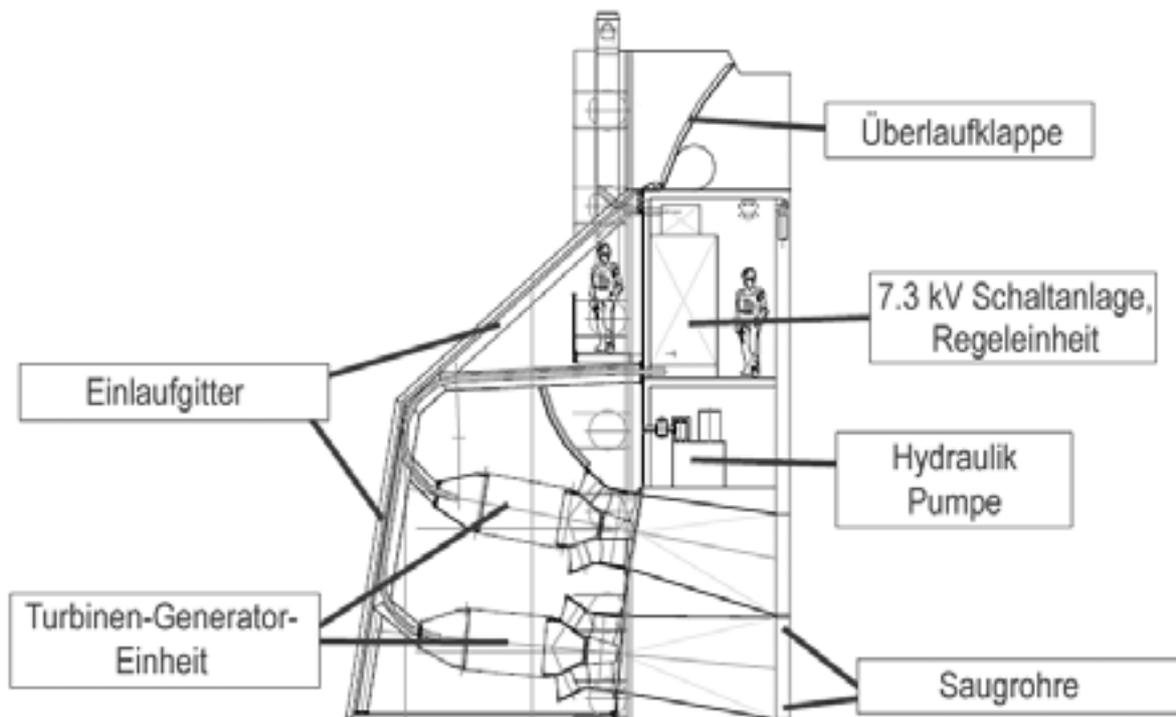


Abbildung 19: Querschnitt einer HYDROMATRIX©-Anlage (VA TECH HYDRO, 2009c)

1.5.3.4 Straflo-Turbine

Die Straflo-Turbine geht auf eine Entwicklung der schweizerischen Firma Escher-Wyss zurück. Straflo steht für „straight flow“ („gerader Fluss“). Bei dieser Turbine ist der Generator konzentrisch um das Laufrad und außerhalb des Strömungskanals angeordnet, siehe Abbildung 20.

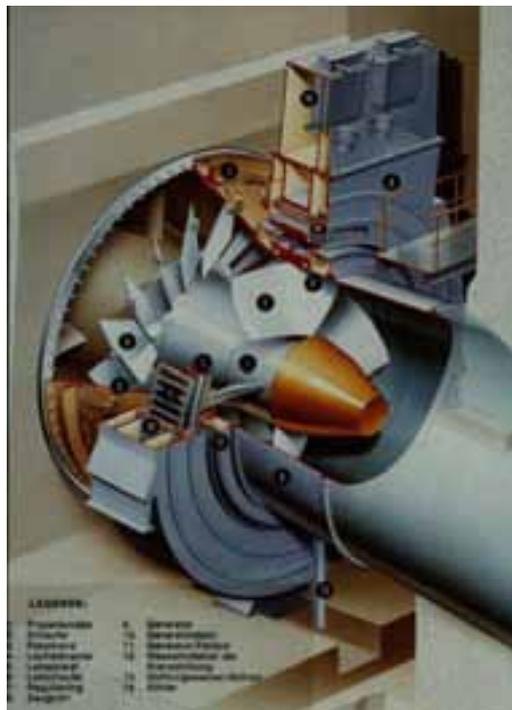


Abbildung 20: Schnitt-Darstellung einer Straflo-Turbine (Kraftwerke Augst AG, 2009)

Die konzentrische Anordnung des Generators um die Turbine führt zu einer äußerst platzsparenden und kompakten Bauweise. Gleichzeitig werden günstige Zugänglichkeit der Anlagenkomponenten zur Wartung, sowie günstige Kühlungsverhältnisse gewährleistet. Die kompakte Bauweise eignet sich besonders zum Bau von Matrix-Turbinen, wodurch dieser Turbinentyp ein breiteres Einsatzgebiet erhält.

1.5.4 Francis-Turbine

Die Francis-Turbine wurde bereits 1849 entwickelt und immer weiter verbessert. Heute wird dieser Turbinentyp meist im Mittel-, bis in den Hochdruckbereich mit mittleren Durchflussmengen verwendet. Typisch für diese Turbinenart ist die schneckenförmige Wasserzuführung zum Leitapparat und der Turbine. Die Francis-Turbine wird radial von außen nach innen durchströmt, das Triebwasser fließt durch den Leitapparat und verlässt die Turbine nach deren Durchströmung in axialer Richtung. In Abbildung 21 ist eine Francis-Turbine mit umliegendem Leitapparat dargestellt.

Bei Kleinwasserkraftwerken im Leistungsbereich bis einige hundert Kilowatt wird bei vertikaler Lage der Achse auf die Spirale verzichtet und das Einlaufbauwerk als Schacht ausgeführt. Man spricht dann von einer Schachtturbine.

Francis-Turbinen eignen sich besonders für den Einsatz bei gleichmäßigem Wasserdurchfluss und dadurch konstanter Beaufschlagung der Laufschaufeln, da diese Turbinenart nur über den Leitapparat regelbar und die Anpassung an einen maximalen Wirkungsgrad somit beschränkt ist. Die Francis-Turbine kann in verschiedenen Ausführungen mit unterschiedlicher Schnellläufigkeit ausgeführt werden. Dabei verändert sich das Design der Turbine von der langsam laufenden Turbine mit großem Laufradumfang und radialer Anströmrichtung zur schnell laufenden Turbine mit radialer und vermehrt axialer Anströmrichtung (Abbildung 22). Die Abmessungen der Turbine und des Generators nehmen mit steigender Drehzahl ab, es wird somit aus wirtschaftlichen Gründen die technisch höchstmögliche Drehzahl gewählt.

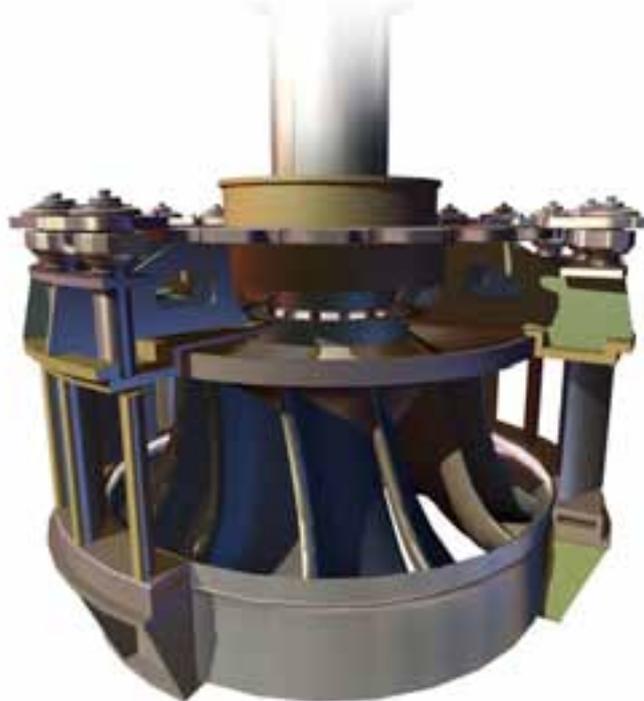


Abbildung 21: Francis-Turbine mit Leitapparat, Quelle: www.alstom.com

Eine Besonderheit der Francis-Turbine ist die Fähigkeit zum Pumpbetrieb. Wird die Turbine in umgekehrter Richtung angetrieben, kann damit Wasser auf ein höheres Niveau gepumpt werden. Diese technische Besonderheit wird für den Bau von günstigen Pumpspeicherkraftwerken genutzt. Bei größeren Pumphöhen werden üblicherweise statt der

Francis-Turbine mehrstufige Radialpumpen verwendet. Wie die Kaplan-Turbine zählt auch die Francis-Turbine zu den Überdruckturbinen und findet in Laufkraftwerken, sowie in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken Verwendung.

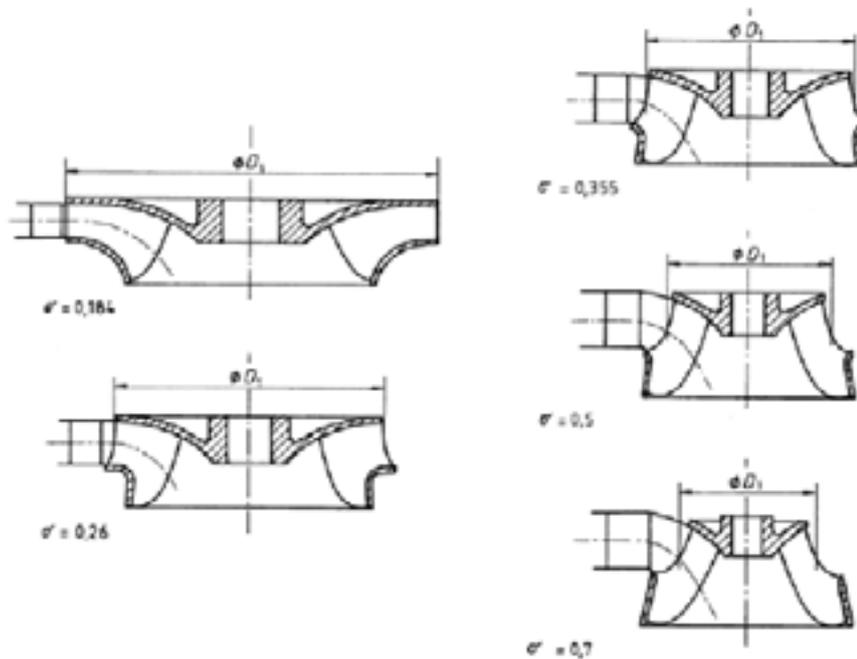


Abbildung 22: Veränderung des Francis-Turbinen-Designs mit zunehmender Schnellläufigkeit (σ), (Menny, 2005)

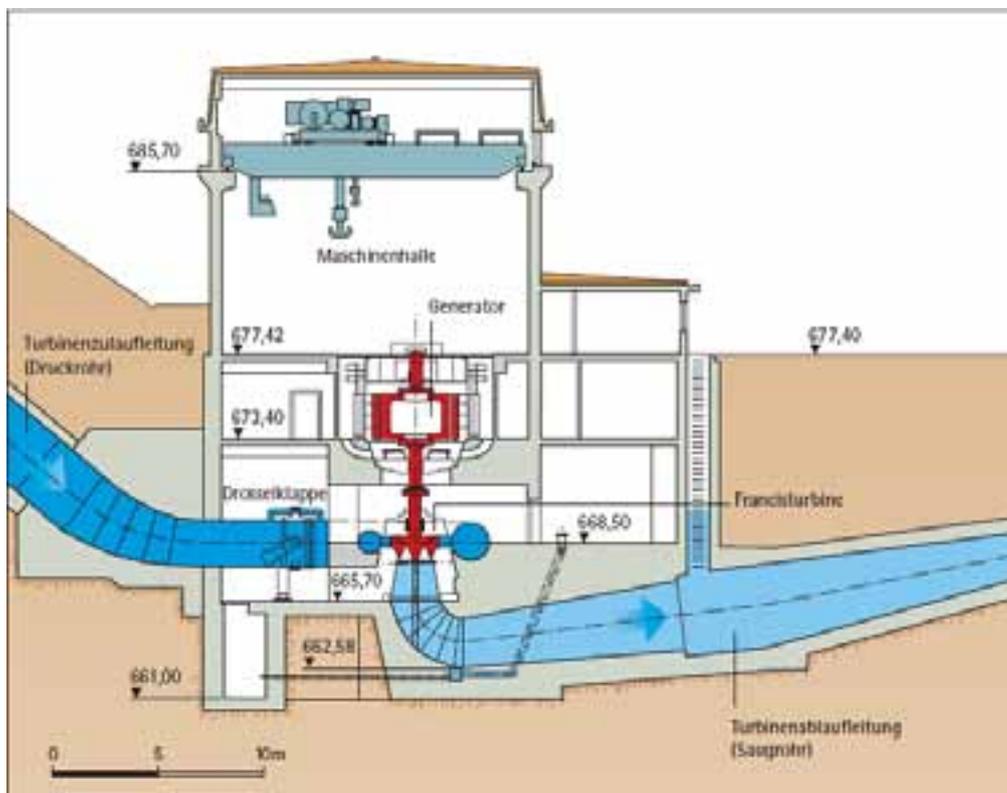


Abbildung 23: Schnitt durch das Krafthaus Stein des Kraftwerks Sölk in der Steiermark mit einer Francis-Turbine und einer Stahlrohrspirale,

Quelle: Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2006)

Francis-Turbinen eignen sich für einen weiten Fallhöhen- und Wassermengenbereich, und werden an die gegebenen Verhältnisse konstruktiv angepasst, Abbildung 24. Voraussetzung

für einen hohen Wirkungsgrad im Betrieb sind die gleichmäßigen Wassermengen, da die Francis-Turbine im Gegensatz zur Kaplan-Turbine nur über einen geregelten Leitapparat verfügt.

Die Turbine eignet sich für einen Fallhöhenbereich von 15 bis 800 m und einen Leistungsbereich von 50 bis 800.000 kW.

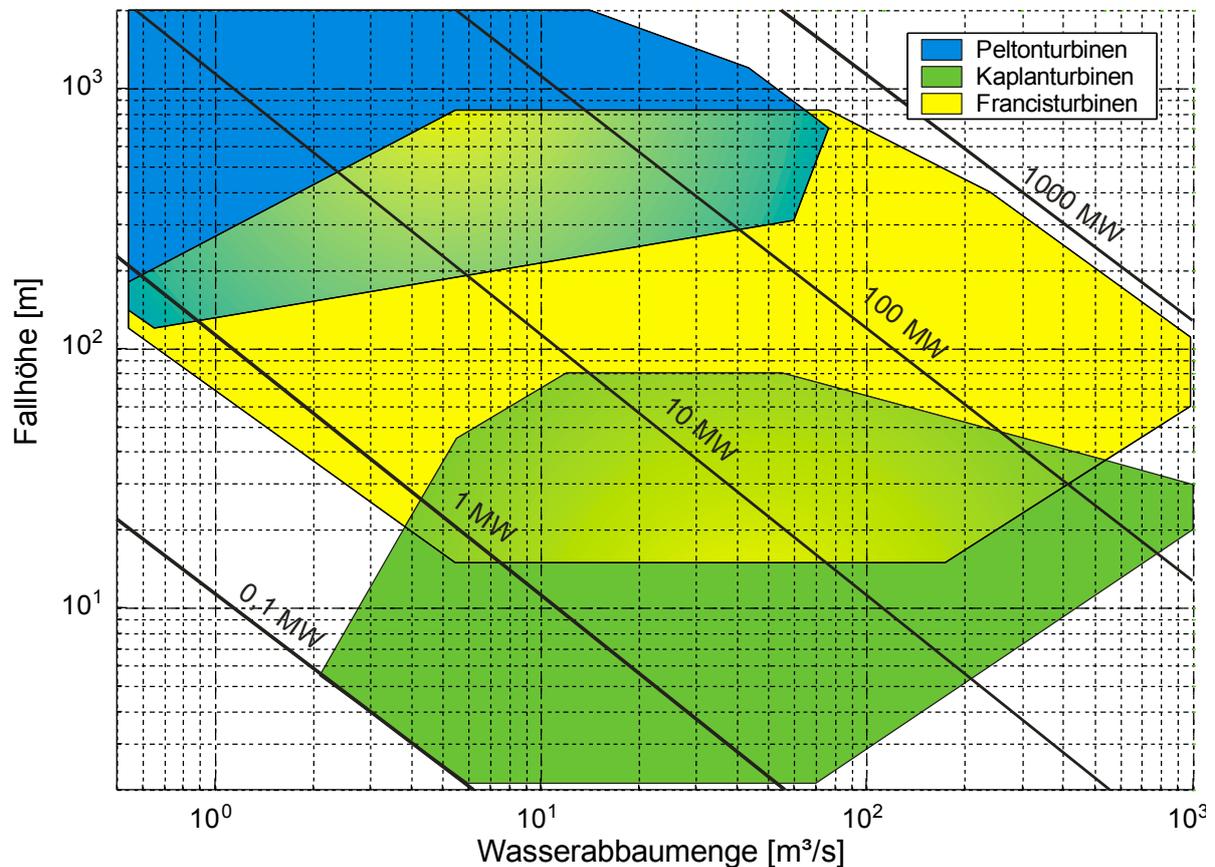


Abbildung 24: Einsatzbereiche der drei wichtigsten Turbinentypen in Abhängigkeit von der Ausbauwassermenge und der Fallhöhe, eigene Darstellung

1.6 Arten von Wasserkraftwerken

Die Einteilung der Wasserkraftwerke kann nach vielerlei Gesichtspunkten erfolgen. In diesem Kapitel wählt der Autor die Einteilung der Kraftwerke nach ihrer Betriebsweise und nach ihrer Ausführungsform, da diese beiden Klassifizierungen die zum Teil überschneidend sind, für spätere Kapitel relevant werden.

1.6.1 Einteilung nach der Betriebsweise

Die Betriebsweise von Wasserkraftwerken ergibt sich durch das Anlagenkonzept, das am Kraftwerksstandort wesentlich durch die vorhandenen geographischen Gegebenheiten beeinflusst wird.

1.6.1.1 Laufkraftwerke

Bei Laufkraftwerken wird das natürlich verfügbare Wasserdargebot, der Abfluss eines Gewässers ohne nennenswerte Speicherung kontinuierlich abgearbeitet. Da Laufkraftwerke gegenüber Speicherkraftwerken meist vergleichsweise große Einzugsgebiete aufweisen, ist der natürliche Zufluss gleichmäßiger. Die in Laufkraftwerken erzeugte Energie stellt daher Grundlast-Strom dar. Die spezifischen Investitionskosten bei Laufkraftwerken liegen je nach

Leistungsklasse um 3000 €/kW für Kraftwerke ab 10 MW und zwischen ca. 4000 bis 7500 €/kW für Kraftwerke kleiner als 10 MW (Kruck & Eltrop, 2004, S. 27,28). Werden die Investitionskosten auf die in einem Jahr erzeugte Energie bezogen, so haben Laufkraftwerke günstigere Kosten je erzeugter Kilowattstunde.

1.6.1.2 Schwellkraftwerke

Schwellkraftwerke stellen Laufkraftwerke mit Speichervermögen dar. Hierbei muss man verschiedene Anlagen und Betriebskonzepte unterscheiden. Ein reines Schwellkraftwerk verfügt über die Möglichkeit einen Teil des zufließenden Wassers im Staubeich zwischen zu speichern. In der Speicherzeit erhöht sich der Wasserspiegel des Oberwassers kontinuierlich, bis das Stauziel erreicht wird. Zu Zeiten höheren Bedarfs oder höherer Strompreise kann dieses zwischengespeicherte Wasser mit einer höheren Leistung an das Netz abgegeben werden. Der Zusammenhang ist vereinfacht in der Abbildung 25 dargestellt.

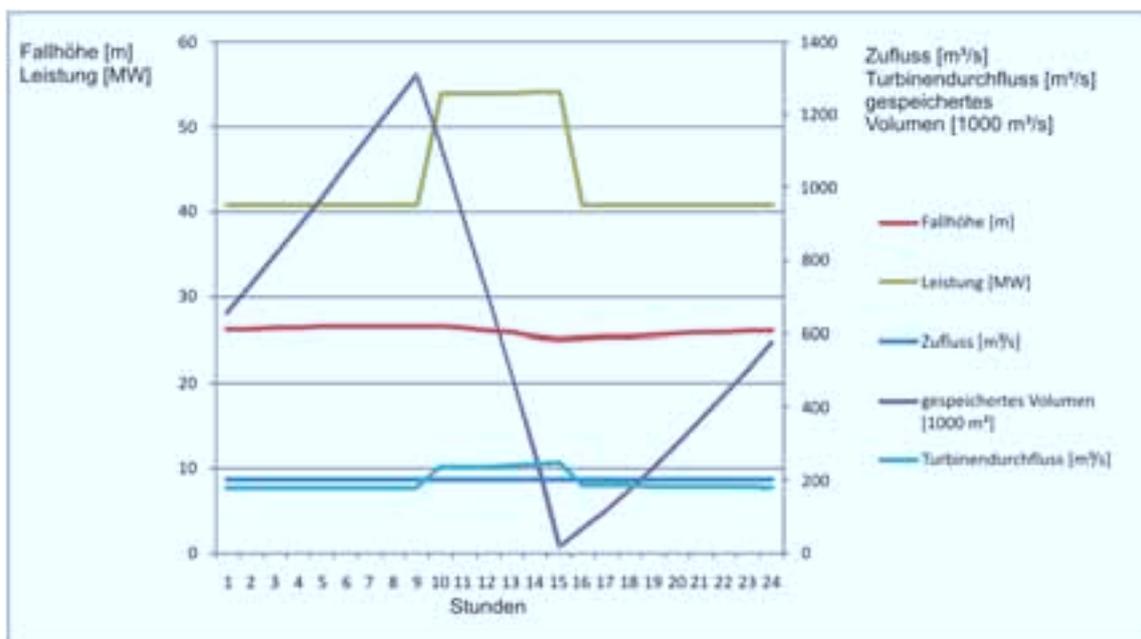


Abbildung 25: Verlauf der wichtigsten Kenngrößen beim Schwellbetrieb über den Verlauf eines Tages, bei konstantem Zufluss und vorgegebenem Fahrplan, eigene Darstellung

In Zeiten niedrigeren Zuflusses, zum Beispiel im Winter in Österreich, kann das Verhältnis von maximaler abgegebener Leistung zu minimaler abgegebener Leistung über den Zeitraum eines Tages sehr groß werden. Im Extremfall kann die abgegebene Wassermenge durch die Turbinen dem vorgegebenen Mindestabfluss entsprechen. Wenn im Frühjahr und Sommer (in Mitteleuropa) das Wasserdargebot ein Maximum erreicht, kann der Zufluss die Ausbauwassermenge der Schwellkraftwerke erreichen. In diesen Zeiten werden Schwellkraftwerke wie Laufkraftwerke betrieben. Eine weitere Besonderheit ist das Anordnen von mehreren Schwellkraftwerken hintereinander, oder das Anordnen eines Schwellkraftwerks mit einem groß dimensioniertem Kopfspeicher und nachgeordneten Laufkraftwerken. In der erstgenannten Anordnung sind zwei verschiedene Betriebsarten, der Schwellbetrieb und der Kippbetrieb der Kraftwerkskette möglich. Beim Schwellbetrieb werden die Kraftwerke der Kette nacheinander abhängig von der durchlaufenden Wassermenge und der Laufzeit des Schwall in Betrieb genommen, sodass über einen längeren Zeitraum eine erhöhte Leistung in das Netz eingespeist wird (Giesecke, 2005). Beim Kippbetrieb werden alle Kraftwerksanlagen gleichzeitig in Betrieb genommen, sodass der

Wasserspiegel im Stauraum aus der Ruhelage in eine Schräglage „kippt“. Damit ist sofort die volle Leistung der gesamten Kraftwerkskette abrufbar.

1.6.1.3 Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke werden meist als Hoch- und Mitteldruckkraftwerke mit Francis- und/oder Pelton-Turbinen ausgeführt. Das einzige dem Autor bekannte Speicherkraftwerk in Niederdruckbauweise ist das mit Kaplan-Turbinen ausgestattete Kraftwerk Orava in der Slowakei.

Speicherkraftwerke speichern den natürlichen Zufluss von Fließgewässern durch direkten Zufluss oder über Beileitungen in einem Speicherbecken. Je nach Verhältnis von Speichervolumen und mittleren Zufluss (mittlere Fülldauer) unterscheidet man zwischen Jahresspeicher, Monats- oder Wochenspeicher und Tagesspeicherkraftwerken. Die einfachste Konfiguration eines Speicherkraftwerks ist in Abbildung 26 dargestellt. Die wesentlichsten Elemente sind das Staubaufwerk, Triebwasserweg, Wasserschloss, Absperrorgane, Regelorgane, Turbine, Generator und Blocktransformator.

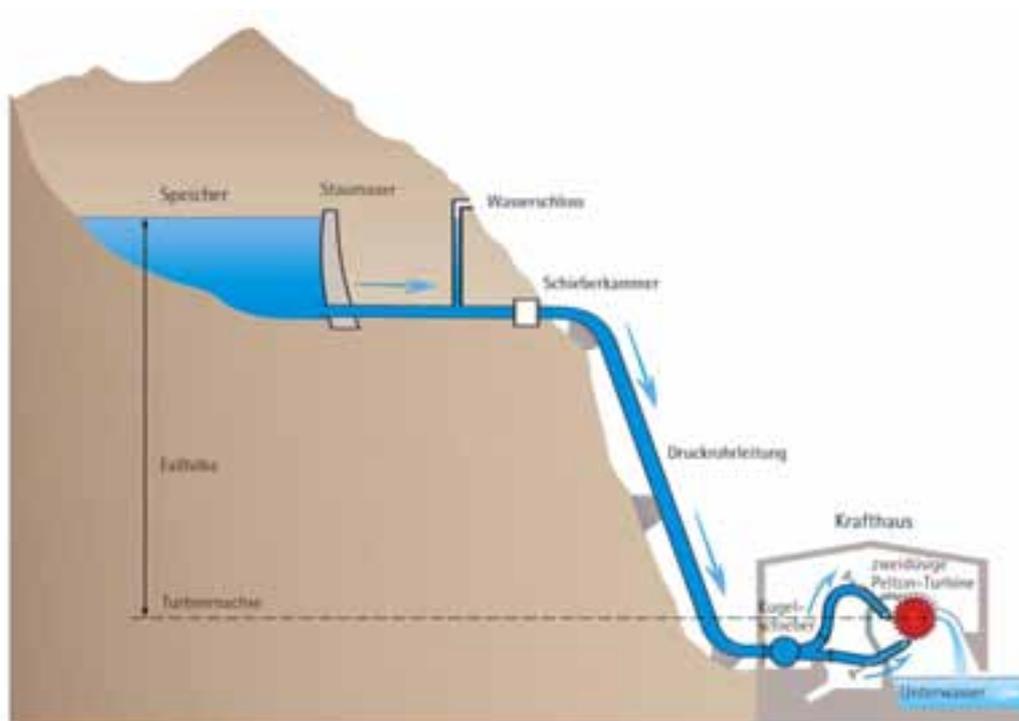


Abbildung 26: Prinzipielle Anlagenkonfiguration eines Speicherkraftwerkes (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007a)

Die Besonderheit von Speicherkraftwerken ist die hohe Flexibilität der Erzeugung. Speicherkraftwerke können innerhalb weniger Minuten vom Stillstand auf die maximale Leistung gefahren werden und liefern über einen großen Leistungsbereich hohe Wirkungsgrade. Des Weiteren sind schnelle Laständerungen bei gleichzeitig niedrigen Laständerungskosten möglich. Diese Eigenschaften sind für Netzregelungen, Frequenzhaltung und Reservehaltung von besonderem Vorteil.

In den Alpen und auf der iberischen Halbinsel sind Speicherkraftwerke oft nur Bestandteile komplexer Speichersysteme, die meist auch Pump-Speicherkraftwerke beinhalten. Ein besonders komplexes Speichersystem ist beispielsweise jenes der Vorarlberger Illwerke AG. Dieses Pump-Speicherkraftwerkssystem ist in Abbildung 27 dargestellt ist.

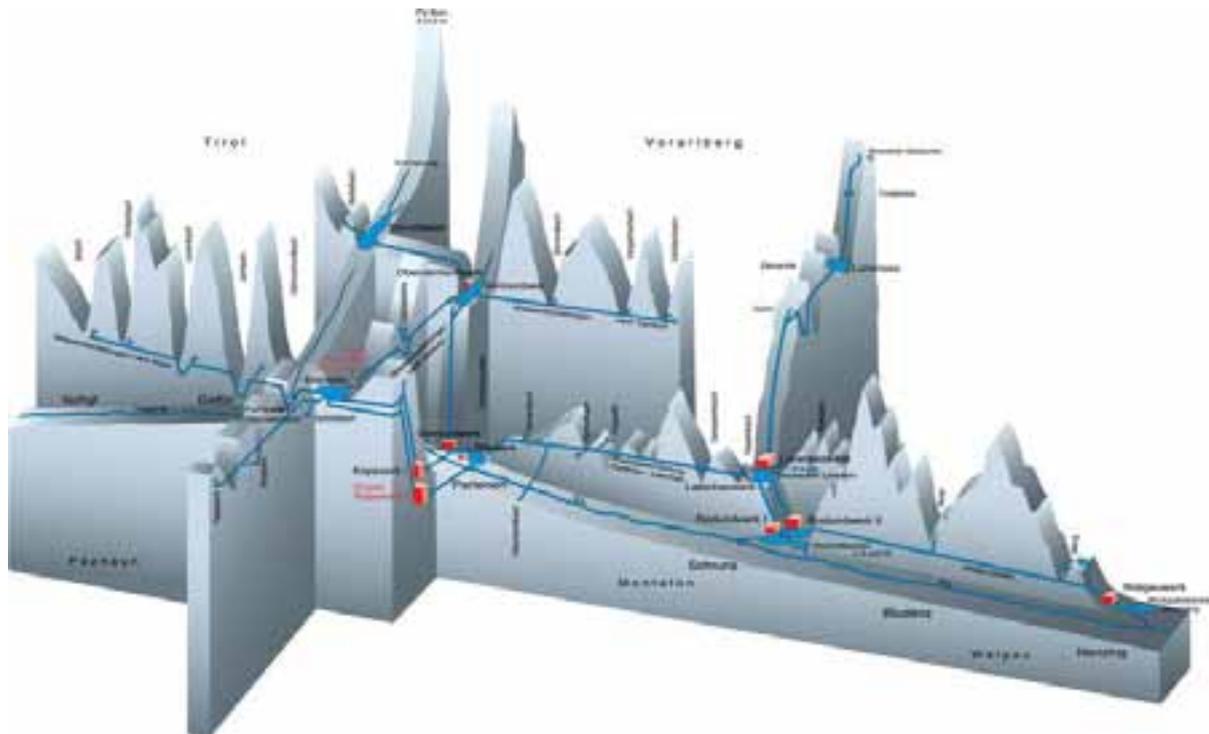


Abbildung 27: Anlagenkonzept der Vorarlberger Illwerke AG, Quelle: www.illwerke.at

1.6.1.4 Pump-Speicherkraftwerke

Pump-Speicherkraftwerke, auch Umwälzkraftwerke genannt, dienen dazu elektrische Energie in Form von potenzieller Lageenergie zwischen zu speichern. Ein Pump-Speicherkraftwerk besteht prinzipiell aus zwei Speicherbecken, einem Oberbecken und einem Unterbecken, mit unterschiedlichen Höhenlagen. Durch das Pumpen von Wasser aus dem Unterbecken in das Oberbecken mit dem höheren geodätischen Niveau, wird die dem Netz entnommene elektrische Energie über die Pumpmotoren in kinetische Energie und über die Pumpen in potenzielle Lageenergie umgewandelt (Abbildung 28). Die gespeicherte Energie stammt üblicherweise aus dargebotsabhängigen Erzeugungen wie Laufwasserkraftwerken und Windkraftwerken oder aus unflexiblen konventionellen Anlagen wie Atomkraftwerken und Braunkohlekraftwerken, deren Erzeugungseinheiten in Niedriglastzeiten auf ein Leistungsminimum heruntergefahren werden, da ein Abschalten über einen kurzen Zeitraum mit anschließenden Anfahren unwirtschaftlich ist. Überschüssige Energie in einem Elektrizitätssystem wird sehr günstig am Markt angeboten. Die Angebote erfolgen zu Grenzkosten oder auch darunter, dabei können sich auch negative Preise bilden. Bei negativen Preisen werden Pumpspeicherkraftwerksbetreiber dafür bezahlt, den überschüssigen Strom aus dem Netz zu entnehmen und diese Energie zwischen zu speichern. Die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherkraftwerke entsteht aus der Differenz (Spread) der Strompreise zur Spitzenlastzeit (Peak) gegenüber jenen der Schwachlastzeit (Offpeak). Im Gegensatz zu einem Speicherkraftwerk benötigt ein Pumpspeicherkraftwerk keinen natürlichen Zufluss. Die verpumpte Wassermenge wird dabei aus einem Gewässer auf dem potenziellen Niveau des unteren Speicherbeckens entnommen. Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss werden vor allem in Ländern mit einem niedrigen orographischen Profil errichtet, wie beispielsweise in Polen und Belgien.

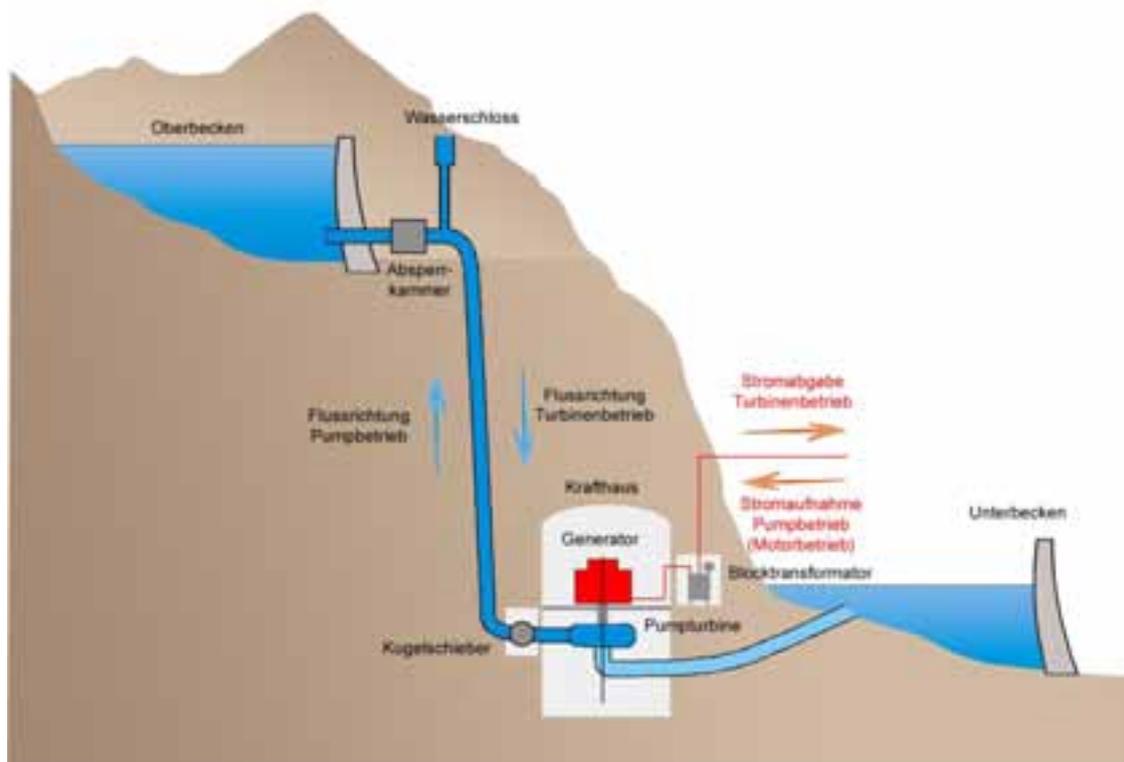


Abbildung 28: Prinzipielle Anlagekonfiguration eines Pumpspeicherkraftwerks, eigene Darstellung

Die Bedeutung der Pump-Speicherkraftwerke für ein Elektrizitätssystem entspringt den Besonderheiten der elektrischen Energie. Da elektrische Energie großtechnisch nicht speicherbar ist und die Erzeugung der Kraftwerke in jedem Zeitpunkt gleich dem Verbrauch sein muss, eignen sich Pump-Speicherkraftwerke aufgrund ihrer hohen Flexibilität besonders gut für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu vergleichsweise günstigen wirtschaftlichen Bedingungen. Bei einem Umwälzvorgang gehen rund 25 % der zugeführten elektrischen Arbeit verloren. Der Hauptteil der Verluste wird durch die Pumpen/Turbinen-Anlage verursacht, dabei verursacht der Motor im Pumpbetrieb signifikante Verluste von bis zu 5 %. Der Pump-Speicher-Wirkungsgrad variiert je nach Anlagenkonfiguration und Alter der Anlage im Bereich von 65 bis 80 %. Moderne Pump-Speicherkraftwerke erreichen Wirkungsgrade von bis zu 80 %. Eine beispielhafte Verlustaufteilung für ein Pump-Speicherkraftwerk ist in Abbildung 29 dargestellt.

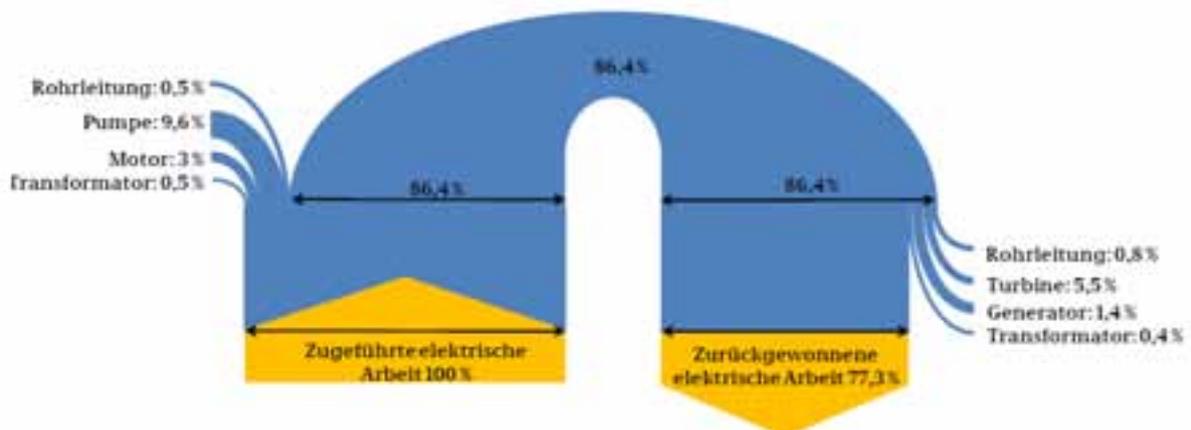


Abbildung 29: Überschlägige Zusammensetzung des Pump-Speicherwirkungsgrad (dena, 2008)

1.6.2 Einteilung nach der Ausführungsform

Die Ausführungsform, beziehungsweise das Anlagenkonzept, wird maßgeblich durch die geographischen und hydrologischen Verhältnisse sowie den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorgegeben. In der Folge werden verschiedene Bauweisen von Wasserkraftwerken dargestellt. Eine Zuordnung der Bauweisen zu unterschiedlichen Betriebsweisen ist prinzipiell möglich, obwohl Laufkraftwerke meist als Flusskraftwerke oder als Ausleitungskraftwerke, wie sie in Abbildung 31 dargestellt sind ausgeführt werden. Es gibt jedoch auch Laufkraftwerke die als Mittel- und Hochdruckanlagen ausgeführt werden und deren Triebwasserweg als Rohrleitung oder Druckrohrleitung ausgeführt werden. Diese Kraftwerke zählen prinzipiell auch zu den Ausleitungskraftwerken. Ebenso sind Speicherkraftwerke, die Wasser aus einem oder mehreren Gewässern sammeln und über deren Triebwasserweg das Wasser wieder einem Gewässer zuführen, prinzipiell auch Ausleitungskraftwerke. Demgegenüber gibt es auch Speicherkraftwerke deren Krafthaus direkt am Fuße der Staumauer errichtet wird. Diese Kraftwerke sind der Bauweise von Flusskraftwerken ähnlich. Beispiele für diese Ausführungsform sind zum Beispiel das Pumpspeicherkraftwerk Ottenstein am Kamp oder Kraftwerke im französischen Zentralmassiv an der Dordogne oder Truyère wie die Speicherkraftwerke Sarrans und Aigle.

1.6.2.1 Flusskraftwerke

Flusskraftwerke sind Wasserkraftwerke, die direkt in den Flusslauf gebaut werden. Bei diesen Kraftwerken bilden Wehr und Krafthaus eine Einheit. Durch das Staubaufwerk wird im zufließenden Bereich der Fluss aufgestaut und damit der Wasserspiegel angehoben. Die dadurch geschaffene Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterwasser wird im angeschlossenen/integrierten Krafthaus in den Turbinen energetisch genutzt. Flusskraftwerke eignen sich an wasserreichen Flüssen und Strömen mit einem Gefälle kleiner 2 ‰, wie beispielsweise an der österreichischen Donau mit einem Gefälle von 0,446 ‰. Das verfügbare Wasserkraftpotenzials eines solchen Gewässers wird nicht durch ein einzelnes Kraftwerk, sondern durch eine Aneinanderreihung von Kraftwerken genutzt. Bei einem Gefälle von 0,5 ‰ bedeutet ein Aufstau von 10 m Höhe einen Rückstau von 20 km, mit der dementsprechenden räumlichen Ausdehnung. Betrieben werden Flusskraftwerke typischerweise als Lauf- oder Schwellkraftwerke.

Flusskraftwerke können in verschiedenen Formen errichtet werden; die optimale Form hängt von den lokalen Verhältnissen und der Hydrologie ab. In Abbildung 30 sind fünf prinzipielle Bauformen von Flusskraftwerken dargestellt. Die Blockbauweise (a) kann nur an Standorten verwirklicht werden, bei denen das höchste Hochwasser, trotz Einschränkung des Flussquerschnitts durch das Krafthaus, über die Wehrfelder gefahrlos abgeführt werden kann. Im Vergleich zu anderen Bauformen weist diese ungünstige An- und Abströmungsverhältnisse auf. Die Zwillingsbauweise kann bei Flüssen mit hohen Abflüssen und geringer Fallhöhe notwendig werden, da in einer solchen Konfiguration eine höhere Anzahl von Maschinensätzen erforderlich ist. Die hohe Anzahl von Maschinensätzen führt zu einem langen Krafthaus. Ein solches Krafthaus würde auf einer Flussseite eine entsprechend weite Bucht erfordern. Dies hätte ungünstige Anströmungsverhältnisse zur Folge, daher wird das Krafthaus mit zwei Krafthäusern an beiden Flussufern mit kleineren Buchten realisiert. Die Zwillingsbauweise wird häufig bei Grenzkraftwerken verwendet. Dabei ist je ein Krafthaus in Besitz eines der beteiligten Unternehmen und die Wehranlage meist im gemeinsamen Besitz (Giesecke, 2005, S. 88). Die Pfeilerbauweise (c) hat gegenüber der Block- und Zwillingsbauweise günstigere An- und Abströmungsverhältnisse. Zusätzlich können durch die abwechselnde Anordnung von Wehrfeld und Krafthaus die Turbinenpfeiler eingespart werden, da die Widerlager der Wehrfelder die Kräfte aufnehmen. Das überströmbare Kraftwerk (d) stellt eine besonders kompakte Bauform eines Flusskraftwerks dar. Das Sperrbauwerk dient zugleich als Wehranlage, Krafthaus und Hochwasserentlastung. Das

Kraftwerk erstreckt sich über die gesamte Flussbreite und muss wasserdicht ausgeführt werden. Auf der Krone trägt das Bauwerk Stauklappen, die bei Hochwasser umgelegt werden wodurch das Kraftwerk überströmt wird. Das Buchtenkraftwerk (e) ist eine Sonderform der Blockbauweise. Wenn es der Standort nicht erlaubt, das Hochwasser über ein Kraftwerk in Blockbauweise abzuführen, dann kann das Krafthaus in einer Bucht errichtet werden. Die Mehrkosten durch das Ausweiten des Gewässers werden teilweise durch die Möglichkeit das Krafthaus in einer trockenen Baugrube zu errichten, kompensiert. (Giesecke, 2005, S. 89)

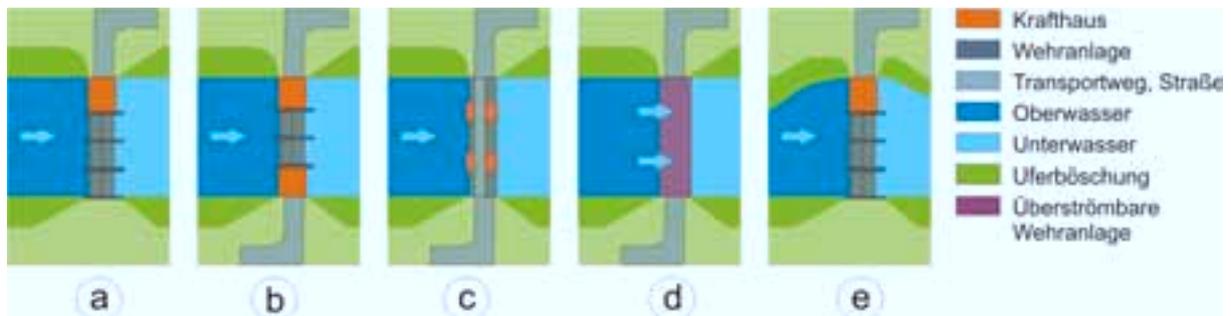


Abbildung 30: Bauformen von Flusskraftwerken; a) Blockbauweise, b) Zwillingsbauweise, c) Pfeilerkraftwerk, d) überströmbares Flusskraftwerk, e) Buchtenkraftwerk

1.6.2.2 Ausleitungskraftwerke

Ausleitungskraftwerke, manchmal auch als Umleitungskraftwerke bezeichnet, sind eine Sonderform der Flusskraftwerke. Der wesentliche Unterschied gegenüber den Flusskraftwerken ist, dass Staubauewerk und Krafthaus räumlich klar voneinander getrennt sind. Bei Ausleitungskraftwerken wird das natürliche Gewässer an einer Stelle aufgestaut und das Wasser über einen künstlich hergestellten Triebwasserweg, meist ein Freispiegelkanal, einem Kraftwerk zugeführt. Der Abfluss nach dem Kraftwerk wird wieder dem Gewässer zurückgegeben. Durch die Ausleitung und Rückgabe des Wassers an einer Stelle weiter flussabwärts wird gegenüber einer Flussbauweise an Fallhöhe gewonnen. Diese Bauweise ist dann besonders wirtschaftlich, wenn sich durch einen kurzen Ausleitungsweg starke Fallhöhengewinne erreichen lassen, wie zum Beispiel beim abschneiden von Flussschleifen. Diese Standorte wurden zu Beginn der Wasserkraftwirtschaft meist zuerst ausgebaut. Aus diesem Grund sind viele Ausleitungskraftwerke in der 1. Hälfte des 20. Jahrhunderts errichtet worden. Im Bereich der natürlichen Fließstrecke fließt dadurch weniger Wasser. Früher wurde bei alten Kraftwerken großteils kein Wasser in den natürlichen Flusslauf dotiert, sodass dieser im Extremfall trocken fiel. Heute werden aus ökologischen Gründen in die natürlichen Flussläufe Restwassermengen abgegeben, damit der natürliche Flusslauf eine gewisse Wassermenge erhält, um seine ökologische Funktionsfähigkeit zu erhalten. Dieses Restwasser wird meist in kleinen Dotier-Turbinen energetisch genutzt.

Man unterscheidet drei Typen von Ausleitungskraftwerken, das Kanalkraftwerk, das Schleifenkraftwerk und das Schlingenkraftwerk. Die grundlegenden Anlagenkonzepte dieser Bauarten sind in Abbildung 31 dargestellt. Das Kanalkraftwerk (a) wird meist an stark mäandrierenden Flüssen mit geringem Gefälle und geringen Abflüssen errichtet. Dabei kann der Ausleitungskanal auch die Funktion als Schiffahrtsweg haben. Das Krafthaus ist am Ende des Kanals situiert, hier befinden sich auch etwaige Schleusenbauwerke für den Schiffsverkehr. Durch das Aufstauen und Ausleiten werden im Kanal die für die Schiffahrt erforderlichen Wassertiefen erreicht. Kanalkraftwerke sind beispielsweise an der Donau in Bayern und an der Rhone in Frankreich südlich von Lyon installiert.

Schleifenkraftwerke werden in einer vergleichsweise kleinen künstlich geschaffenen Absehnung errichtet. Schlingenkraftwerke dagegen schneiden eine kurze Flusswindung ab.

Kraftwerke dieser Bauart findet man zum Beispiel am Hochrhein, das Kraftwerk Rheinau, oder an der Enns in Österreich, das Kraftwerk Weyer.

Der Vorteil dieser Bauweisen ist, dass das Krafthaus in einer trockenen Baugrube errichtet werden kann. Nachteilig im Bezug auf die Errichtungskosten sind die zusätzlichen Erdarbeiten bei der Herstellung des Ausleitungskanals, sowie der erhöhte Flächenbedarf. Kraftwerke dieser Bauform werden als Hoch-, Mittel- und Niederdruckanlagen ausgeführt.

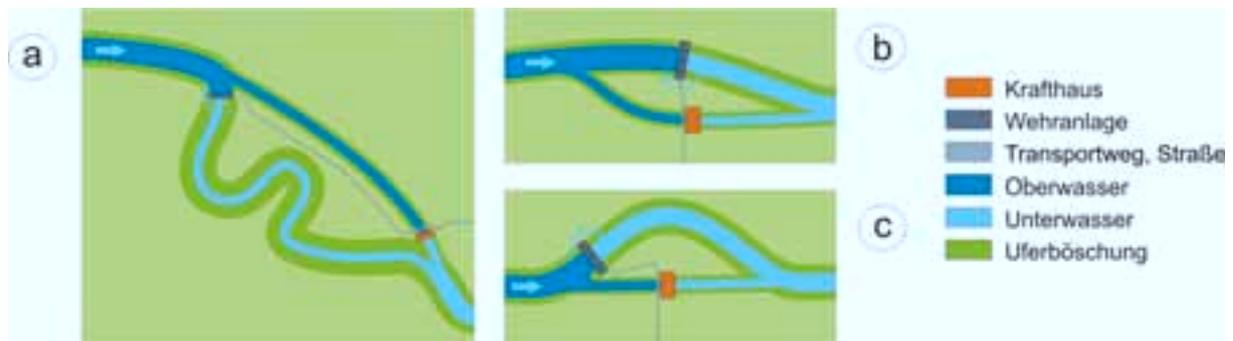


Abbildung 31: Bauformen von Ausleitungskraftwerken; a) Kanalkraftwerk b) Schleifenausbau, c) Schlingenausbau

1.6.2.3 Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke speichern das Wasserdargebot in einem künstlich geschaffenen Stauraum. Damit wird es möglich die Wasserkraft in Speicherkraftwerksanlagen bedarfsgerecht einzusetzen. Laufkraftwerke sind dem gegenüber ausschließlich dargebotsabhängig.

Speicherkraftwerke können in den verschiedensten Konfigurationen errichtet werden und auch nach den verschiedensten Gesichtspunkten klassifiziert werden. In diesem Abschnitt werden Speicherkraftwerke ausschließlich nach dem Gesichtspunkt des Triebwasserwegs unterschieden. Dementsprechend werden die Speicherkraftwerksanlagen in Anlagen mit vergleichsweise langem Triebwasserweg mit Druckrohrleitung und jene ohne oder kurzen Druckrohrleitungen unterteilt.

Bei Talsperrenkraftwerken befinden sich die Krafthäuser direkt am Fuße der Sperranlage. Diese Bauform wird bevorzugt an Flüssen angewendet, die sich im Laufe der Zeit in tiefe Täler eingeschnitten haben. Durch die beidseitig hohen und steilen Uferflanken ist es möglich, durch ein vergleichsweise kurzes Sperrbauwerk das Tal abzuschließen und dabei eine große Fallhöhe zu schaffen. Abbildung 32 stellt den Schnitt durch ein Talsperrenkraftwerk dar. Wenn das Gewässer zusätzlich über ein starkes Gefälle verfügt, besteht die Möglichkeit mehrerer aufeinanderfolgender Talsperrenkraftwerke, wobei hier mit einer übergreifenden Bauweise bevorzugt auch Pump-Speicherkraftwerke realisiert werden. Die übergreifende Bauweise bedeutet, dass der Unterwasserspiegel eines Kraftwerkes das Oberwasser des nachfolgenden darstellt. Die Wasserspiegellagen sind dabei besonders variabel. Die Stauhöhe der Speicherbecken beeinflusst direkt die Fallhöhe, die an den Turbinen verfügbar ist. Damit hat die Stauhöhe bzw. der Speicherfüllstand direkten Einfluss auf die Energiegewinnung.

Die Bauweise als Speicherkraftwerk mit Druckrohrleitungen und hoher Fallhöhe wird meist im alpinen Bereich verwendet. Wie bei Ausleitungskraftwerken (diese Anlagen sind auch als solche zu bezeichnen) sind Staubauewerk und Krafthaus, im Gegensatz zum Talsperrenkraftwerk, räumlich klar voneinander getrennt. Dabei wird das Wasser meist von mehreren Gewässern gesammelt. Die Beileitung von Wasser aus benachbarten Einzugsgebieten soll den Zufluss und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöhen.

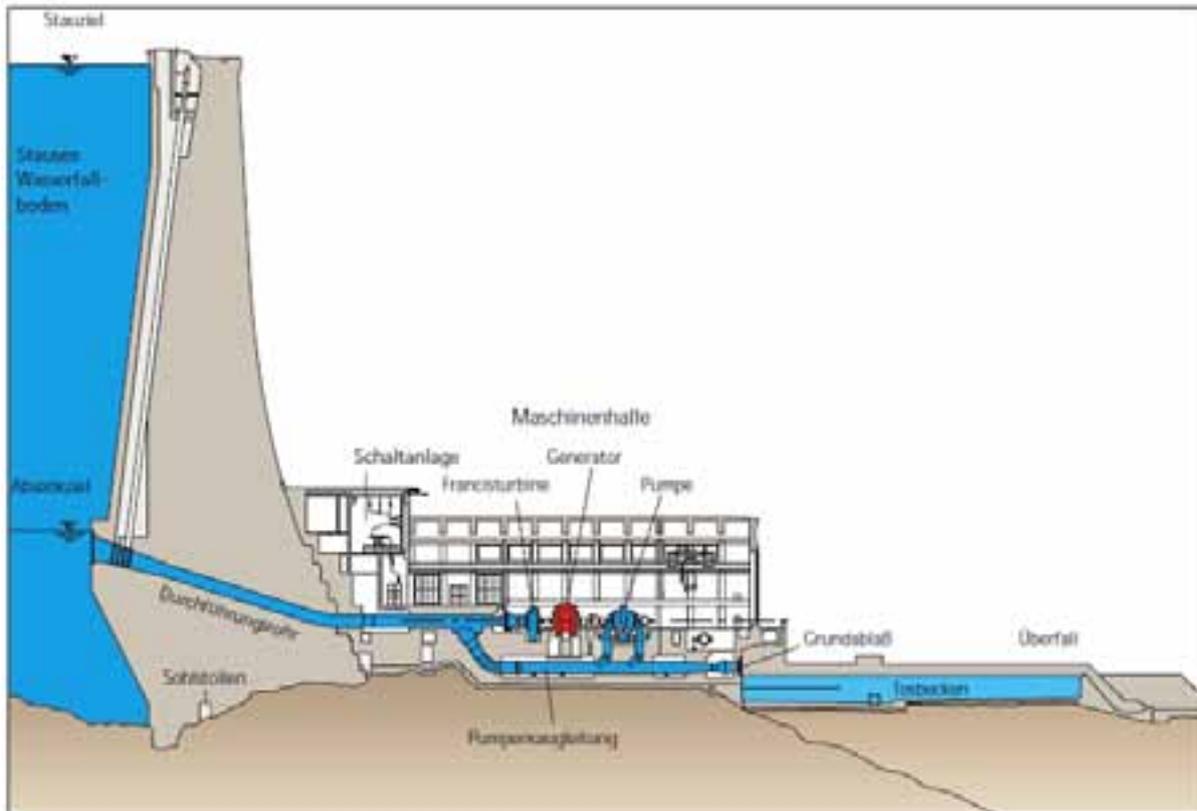


Abbildung 32: Querschnitt durch ein Talsperrenkraftwerk, (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007c)

Gleichzeitig erreicht man durch Erweiterung des Einzugsgebietes eine gewisse Reduktion der Stochastik der Zuflüsse. Das Wasser wird dann über eine Triebwasserleitung, die aus einer Kombination von verschiedenen Bauarten zusammen gesetzt werden kann, einem Krafthaus zugeführt werden. Der Triebwasserweg beinhaltet auf jeden Fall eine Druckleitung, die die Fallhöhe überwindet. Daneben kann der Triebwasserweg auch Freispiegeleitungen und Druckschächte enthalten. Im Bereich der Alpen ist überwiegen diese Bauart vorzufinden. Dabei werden oft mehrere Speicher und Kraftwerke zu einem komplexen hydraulischen System zusammengeschaltet (Abbildung 33).

Heute werden komplexe Computermodelle betrieben, die die Speicherbewirtschaftung und Energieerzeugung unter den verschiedensten Randbedingungen wie Anlagentopologie, Stochastik der Zuflüsse, Restwasservorgaben, Schwallrestriktionen, minimaler und maximaler Füllstände und unter Berücksichtigung des Hochwasserschutzes optimieren. An vielen Speicherseen hat mittlerweile auch der Tourismus in Form von Pegelvorgaben Einfluss auf den Einsatz von Speicherkraftwerken, wie dies beispielsweise an den Österreichischen Kraftwerken Achensee, Koralpe oder Ottenstein der Fall ist.

In der Regel stellen die Staubauwerke von Speicherkraftanlagen für das ursprüngliche Gewässer eine erhebliche Barriere dar. Dies betrifft den Sediment- und Geschiebetransport als auch die Durchgängigkeit des Gewässers für Fische und andere Organismen. Ist die Herstellung der Durchgängigkeit bei Flusskraftwerke technisch und vergleichsweise kostengünstig durchzuführen. So gestaltet sich dies bei Speicherkraftwerken besonders schwierig.

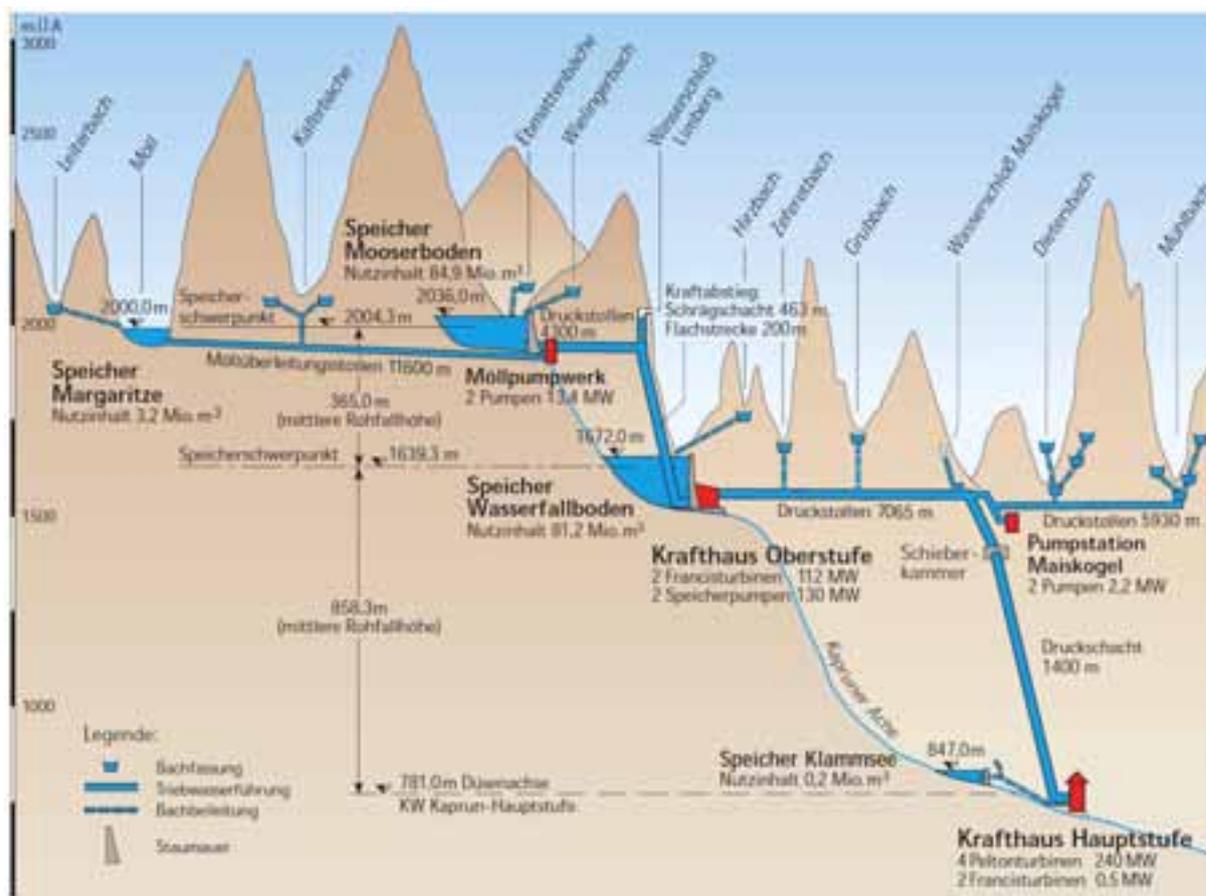


Abbildung 33: Übersicht über das Anlagenkonzept der Pump-Speicherkraftwerksgruppe Kaprun in Salzburg (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007c)

2 Bedeutung der Wasserkraft als erneuerbare Energieform

Die Energiegewinnung aus Wasserkraft stellt eine erneuerbare Energieform dar, die durch die solare Einstrahlung auf die Erde angetrieben wird. Der Kreislauf des Wassers wird in Kapitel 1.4 genauer dargestellt. Die Bedeutung der Wasserkraft beruht heute nicht mehr ausschließlich auf den technisch-wirtschaftlichen Aspekten, sondern gewinnt aufgrund der zunehmenden Klimaproblematik verschiedener EU-Mitgliedsstaaten zunehmend an Bedeutung.

2.1 Wasserkraft in der politischen Zielhierarchie

Im folgenden Abschnitt wird die Bedeutung der Wasserkraft in der für Österreich maßgebenden politischen Zielhierarchie dargestellt. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang, dass die Wasserkraft nicht ausschließlich durch die Bereiche Energiepolitik und Umweltpolitik betroffen ist. Vielmehr hat die Wasserkraft in Ländern mit hohem hydroelektrischen Potenzial oder Erzeugungsanteil auch wesentliche andere gesellschaftliche Aufgaben und Bedürfnisse abzudecken, die auf den ersten Blick nicht augenscheinlich sind und sich aus verschiedenen Zieldimensionen zusammensetzen. Dabei ist anzumerken, dass die verschiedenen politischen Bereiche eigene und zum Teil mit anderen politischen Bereichen gegensätzliche Zieldefinitionen beinhalten. Diese für die Entwicklung der Wasserkraft relevanten politischen Bereiche und Zielsetzungen werden in der Folge vorgestellt. Dazu werden die verschiedenen Politikbereiche vorgestellt, die Zieldefinitionen dargestellt und ihre Verknüpfung mit anderen Bereichen erläutert. Abbildung 34 zeigt eine schematische Darstellung des Beziehungsgeflechts verschiedener politischer Bereiche. Über allen politischen Aufgabenfeldern steht die Gesellschaftspolitik als jene, die die Ziele, Bedürfnisse und Voraussetzungen für die Entwicklung einer Gesellschaft widerspiegelt und auf die verschiedensten Lebensbereiche anwendbare Regeln, Wertevorstellungen und Ziele enthält. Diese gesellschaftlichen Bedürfnisse und Zielsetzungen werden in den verschiedenen Teilpolitiken durch konkretere politische Umsetzungen verfolgt und umgesetzt. Die Energiepolitik stellt eine von den verschiedensten Interessen beeinflusste Politik dar. Die hohe Verflechtung mit den Zielsetzungen und Interessen anderer politischer Bereiche streicht auch die hohe Bedeutung der Energiepolitik für eine Gesellschaft hervor.

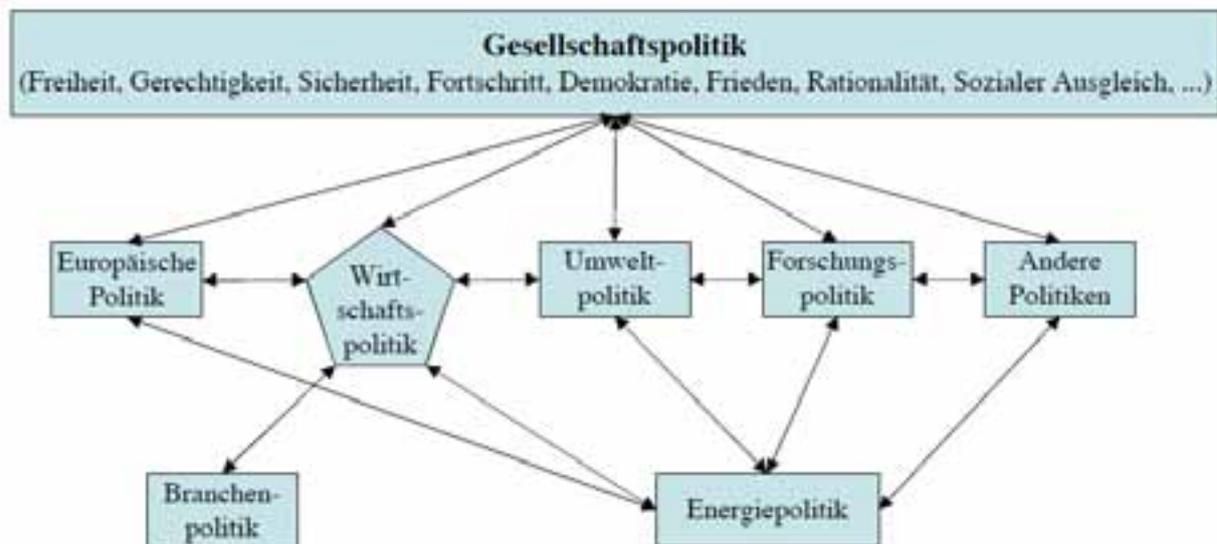


Abbildung 34: Zielhierarchie der Energiepolitik (Stigler H. , 2002), (Bachhiesl, 2004)

Der wesentlich mit der Energiepolitik in Beziehung stehende politische Teilbereich ist die Wirtschaftspolitik. In der Wirtschaftspolitik werden Ziele angestrebt, die auf gesellschaftspolitische Werte und Bedürfnisse zurückzuführen sind und sich in der Regel auf ökonomische Sachverhalte beziehen.

Die Wirtschaftspolitik wird insbesondere von drei bis fünf Zieldimensionen beeinflusst, die mit den der Politik zur Verfügung stehenden Instrumenten verfolgt und umgesetzt werden. Der oftmals in Regierungserklärungen und Gesetzgebung aufgespannte Bereich der Wirtschaftspolitik lässt sich meist durch folgende Zieldimensionen definieren und wird auch als wirtschaftspolitisches Fünfeck bezeichnet (Bachhiesl, 2004).

- Geldwertstabilität bzw. Preisstabilität
- Zahlungsbilanzausgleich (außenwirtschaftliches Gleichgewicht)
- (Voll-) Beschäftigung
- Wirtschaftswachstum
- (Gerechte) Einkommensverteilung

Die Energiepolitik als Querschnittsmaterie wird maßgeblich durch die Wirtschaftspolitik beeinflusst. Etwa seit dem Jahr 2000 gewinnt die Umweltpolitik in der Energiepolitik immer mehr an Bedeutung. Hierbei ist anzumerken, dass das Beziehungsgeflecht und die Abhängigkeiten von Maßnahmen der Wirtschafts-, Umwelt- und Energiepolitik immer enger und die Wechselwirkungen immer bedeutsamer werden. Daher sind die wesentlichsten Ziele der Wirtschafts-, Umwelt- und Energiepolitik immer im Zusammenhang zu betrachten. Für Europa werden die wesentlichen Vorgaben in diesen politischen Bereichen durch Verordnungen der EU vorgegeben. Der richtungweisende Text in diesem Kontext ist das Weißbuch 700 aus dem Jahr 1993 mit dem Titel „Wachstum, Wettbewerb und Beschäftigung“, welches die Ziele im Bereich der Energiepolitik, abgeleitet aus gesellschafts- und wirtschaftspolitischen Anforderungen, darstellt. Wesentliche Punkte darin sind der europäische Elektrizitätsbinnenmarkt und die Schaffung verbesserter Transportinfrastruktur.

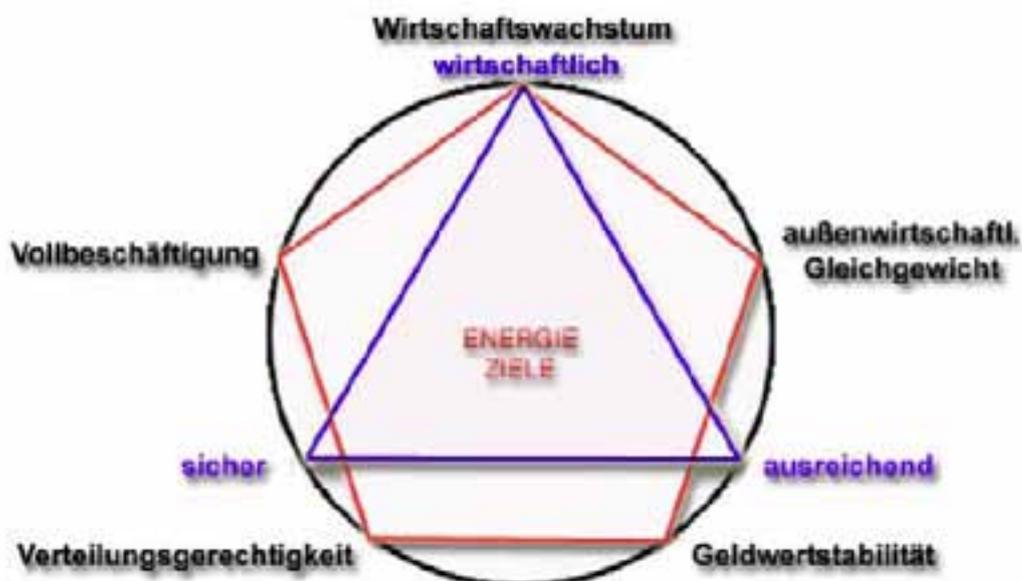


Abbildung 35: Fünfeck der Wirtschaftspolitik (Pütz, 1979; Stigler, Huber, Wulz, & Todem, 2005), (Stigler, et al., 2003)

Auf das Weißbuch 700 folgte im Jahr 1995 das Weißbuch „Eine Energiepolitik für Europa“. Hier wurden die wesentlichsten Ziele der Energiepolitik, die Sicherstellung einer

ausreichenden, wirtschaftlichen und sicheren Energieversorgung auf europäischer Ebene klarer dargelegt und eine Politik für eine langfristige Entwicklung des europäischen Energiesystems begründet (EU E. K., 1993). Durch die Entwicklung der geopolitischen Situation, der globalen Verteilung der Primärenergievorkommen und der Entwicklung der CO₂-Emissionen bekamen sicherheitspolitische und umweltpolitische Aspekte in der europäischen Energiepolitik immer mehr Gewicht. Dadurch gewann die regenerative Stromerzeugung immer mehr an Bedeutung. Heute wird die europäische Politik maßgeblich durch die sogenannten 2020-Ziele definiert. Diese beschreiben die 20-prozentige Reduktion des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen und einen angestrebten Anteil von 20 % erneuerbarer Energie zur Deckung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020. Zum Erreichen dieser Ziele wurde eine Reihe von Richtlinien erlassen, die auch für die Entwicklung der Wasserkraft in Europa von Relevanz sind. Diese werden im Folgenden betrachtet.

2.2 Europäische Union

Nachfolgend wird der für die Wasserkraft bedeutende europäische Rechtsrahmen überblicksweise dargestellt.

2.2.1 EU-Binnenmarktrichtlinie (1996)

Basis für die Neuordnung der europäischen Elektrizitätswirtschaft ist die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU, 1997) aus dem Jahr 1996, die im August 2003 durch eine neue Richtlinie ersetzt wurde (EU, 2003a). Im Jahr 2006 wurde die Richtlinie durch die Richtlinie 2009/72/EG ersetzt, die spätestens bis 3. März 2011 umzusetzen ist. Die Etablierung eines europäischen Binnenmarktes für elektrische Energie hat zum Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Elektrizitätsindustrie sowie die Versorgungssicherheit zu stärken und die freie und grenzüberschreitende Durchleitung und den Handel von Elektrizität zu ermöglichen. Mit der ersten Binnenmarktrichtlinie wird auch in Kontinentaleuropa erstmals der Weg zu mehr Markt und Wettbewerb beschritten, um Chancengleichheit für alle Marktteilnehmer zu erreichen. Ein wesentliches Instrument zur Erreichung der Chancengleichheit stellt das sogenannte Unbundling dar, das die Trennung der Geschäftsbereiche ehemals integrierter Elektrizitätsunternehmen in rechtlich und wirtschaftlich getrennte Gesellschaftsformen vorgibt. Da die Ziele der ersten Binnenmarktrichtlinie nur unzureichend erfüllt wurden, überarbeitete man das Regelwerk und veröffentlichte 2003 die Richtlinie 2003/54/EG, die auch als Beschleunigungsrichtlinie bezeichnet wird. Diese Richtlinie sah eine vollkommene Marktöffnung für alle Endkunden bis zum 1. Juli 2007 vor. Im Dezember 2008 wurde von der Europäischen Union ein ganzes Vorschriftenpaket verabschiedet. Man erkannte die Bedeutung des Übertragungs- bzw. des Verbundnetzes für die Integration des europäischen Elektrizitätsmarktes. So enthält die Richtlinie 2009/72/EG wesentliche Vorschriften zur Gesellschaftsform der Übertragungsnetzbetreiber, mit dem Ziel der Gleichbehandlung, Transparenz, verbesserter Interoperabilität und europäischer Zusammenarbeit (EU, 2009).

Die Energieversorgung und insbesondere die Elektrizitätsversorgung stellt ein grundlegendes Bedürfnis des täglichen Lebens dar. Ein vorrangiges Ziel der Energiepolitik der Gemeinschaft liegt daher darin, die Energieversorgung nachhaltig, sicher, umweltverträglich und unter einem effizienten Einsatz der volkswirtschaftlichen Mittel zu gestalten.

Durch den Wettbewerb soll der Preis durch den Markt bestimmt werden. Unternehmen sind Preisnehmer und damit immer auf eine kostengünstigere Produktion ausgerichtet, um ihre Gewinne zu maximieren. Damit werden die Ressourcen einer möglichst optimalen Verwendung zugeführt. Die Marktliberalisierung und die Schaffung des Binnenmarktes sollen auch in Zukunft die Energieversorgung zu einem angemessenen Preis sicherstellen. Da das europäische Elektrizitätssystem ein gewachsenes System ist, existieren bis heute Engpässe am für den europäischen Binnenmarkt relevanten physikalischen Marktplatz, dem 220-380-kV-

Verbundnetz. Diesem Umstand wurde durch die Europäische Kommission mit den Leitlinien zu den transeuropäischen Netzen (TEN) Rechnung getragen. Im Bereich Energie werden die transeuropäischen Netze durch die TEN-E-Leitlinien für Elektrizität und Gas genauer spezifiziert. Die Zieldefinition der TEN-E-Initiative ist die internationalen Verbindungen und die Interoperabilität des europäischen Energiesystems zu verbessern, um damit die Grundlagen für eine effektive Funktion des Binnenmarktes zu schaffen. Gleichzeitig erreicht man durch die höhere Vernetzung des Energiesystems einen höheren Standard der Versorgungssicherheit und eine europaweite Diversifizierung der Energieversorgung (EU, 1996b). Die TEN-E-Leitlinien definieren in den Anhängen konkrete Projekte in drei Kategorien:

- Projekte von gemeinwirtschaftlichen Interesse
- Prioritäre Projekte
- Projekte von europäischen Interesse

Projekte von gemeinwirtschaftlichem Interesse müssen den Zielen der Leitlinien entsprechen und einen bedeutenden volkswirtschaftlichen Nutzen aufweisen. Die Projekte werden einer Kosten-Nutzenanalyse bezüglich Umwelt, Versorgungssicherheit und territorialem Zusammenhalt unterzogen.

Prioritäre Projekte sind selektierte Projekte von gemeinwirtschaftlichem Interesse mit einem wesentlichen Einfluss auf die Funktion des Binnenmarktes, der Versorgungssicherheit oder der Nutzbarmachung von erneuerbaren Energiequellen. Prioritäre Projekte erhalten Unterstützung durch die Europäische Union.

Grenzüberschreitende prioritäre Projekte mit einem bedeutenden Beitrag zur Weiterentwicklung des Energiebinnenmarktes werden als Projekte von europäischen Interesse deklariert. Diese Projekte erhalten Mittel aus dem TEN-E-Budget für Machbarkeitsstudien, als auch Mittel aus anderen Budgets der Europäischen Gemeinschaft (EU, 2006).

Die Leitlinien zu den TEN wurden erstmals 1996 veröffentlicht und mehrmals überarbeitet. Die letztgültige Fassung wurde 2006 mit einer überarbeiteten Projektliste herausgegeben.

2.2.2 Weißbuch Erneuerbare Energieträger (1997)

Das Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ (EU E. K., 1997) wurde am 1. Juni 1997 veröffentlicht. Dieses Papier basiert auf dem Weißbuch „Eine Energiepolitik für Europa“, das alle Energieträger behandelt. Die zentrale Aussage dabei ist, dass erneuerbare Energieträger durch die Erhöhung des Anteils der regenerativen Energieaufbringung zu einer geringeren Abhängigkeit von Energieeinfuhren und einer größeren Versorgungssicherheit beitragen können. Des Weiteren werden im Papier positive Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen und die Beschäftigung in der Europäischen Union erwartet. Das wesentliche in diesem Dokument festgehaltene Ziel ist, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch der EU von damals nur 6 % und auf 12 % bis zum Jahre 2010 zu verdoppeln. Im Strombereich soll der Anteil von 14 % auf 22 % erhöht werden.

Aufbauend auf dieses Weißbuch wurde im Folgenden die Richtlinie „Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ erlassen.

2.2.3 Grünbuch Energieversorgungssicherheit (29.11.2000)

Die Erkenntnis, dass die Abhängigkeit der EU von der Versorgung mit importierten Energieträgern mehr und mehr zunimmt und ohne geeignete Maßnahmen von derzeit 50 % bis zum Jahr 2030 auf 70 % ansteigen könnte, führte zur Erstellung des Grünbuches „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ (EU E. K., 2000) im Jahre 2000. Es wird darin vorgeschlagen, Maßnahmen zu ergreifen, um die physischen, wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und ökologischen Risiken der Energieversorgung zu reduzieren.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft kann in vielen der geforderten Punkte einen wesentlichen Beitrag leisten und sollte somit im Sinne dieses Grünbuches forciert werden.

2.2.4 Wasserrahmenrichtlinie (23.10.2000)

Die Richtlinie zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, kurz Wasser-Rahmenrichtlinie (WRRL), wurde im Jahr 2000 publiziert. Primäres Ziel dieser ökologisch ausgerichteten Richtlinie ist der Schutz der Binnen- und Oberflächengewässer, der Übergangs- und Küstengewässer sowie des Grundwassers, um ihre Verschmutzung zu verhindern oder zu begrenzen, ihre nachhaltige Nutzung zu fördern, ihre Umwelt zu schützen, den Zustand der aquatischen Ökosysteme zu verbessern und die Auswirkungen von Überschwemmungen und Dürren zu mindern. Einer der wesentlichsten Begründungen für diese Richtlinie ist, dass Wasser keine übliche Handelsware, sondern ein ererbtes, lebensnotwendiges Gut ist, das entsprechend behandelt, geschützt und auch verteidigt werden muss (EU, 2000b). Artikel 4.1 der WRRL beschreibt die Umweltziele, die bis 2015 erreicht werden müssen:

- Ein „guter ökologischer Zustand“ und ein guter chemischer Zustand für die natürlichen Oberflächengewässer.
- Ein „gutes ökologisches Potenzial“ und ein guter chemischer Zustand für künstliche und natürliche, aber erheblich veränderte Gewässer, den sogenannten „heavily modified waterbodies“ (HMWB). Die WRRL wurde im Rahmen der Wasserrechtsgesetznovelle 2003 (BGBl 1 Nr. 82/2003) in nationales Recht umgesetzt.

Die allgemeine Definition des „guten Zustands“ wird laut WRRL wie folgt definiert:

„Es sind bei dem jeweiligen Oberflächengewässertyp keine oder nur sehr geringfügige anthropogene Änderungen der Werte für die physikalisch-chemischen und hydromorphologischen Qualitätskomponenten gegenüber den Werten zu verzeichnen, die normalerweise bei Abwesenheit störender Einflüsse mit diesem Typ einhergehen. Die Werte für die biologischen Qualitätskomponenten des Oberflächengewässers entsprechen denen, die normalerweise bei Abwesenheit störender Einflüsse mit dem betreffenden Typ einhergehen, und zeigen keine oder nur sehr geringfügige Abweichungen an. Die typspezifischen Bedingungen und Gemeinschaften sind damit gegeben.“ (EU, Richtlinie 2000/60/EG vom 23.10.2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, 2000b)

Zusätzlich werden die einzelnen Komponenten, wie sie weiter unten angeführt werden, im Anhang V genauer definiert.

Bei einem „guten ökologischen Zustand“ der Oberflächengewässer wird die Vielfaltigkeit vorhandener Pflanzen und Tierarten genauer betrachtet. Das Hauptaugenmerk bei der

Bewertung des ökologischen Zustands der Gewässer liegt in der Untersuchung der aquatischen Lebensgemeinschaften.

Zur Erreichung der Umweltziele gibt die Wasserrahmenrichtlinie vor, dass der Zustand der Gewässer systematisch verbessert (Verbesserungsgebot) werden soll bzw. es an den Gewässern zu keiner Verschlechterung des Gewässerzustandes (Verschlechterungsverbot) kommen darf. Der Gewässerzustand setzt sich dabei aus verschiedenen Komponenten zusammen:

- biologische Komponenten
- hydromorphologische Komponenten
- chemische und physikalisch-chemische Komponenten in Unterstützung der biologischen Komponenten
- spezifische Schadstoffe

Dabei sind vor allem die biologische Komponente als auch im besonderen Maße die hydromorphologische Komponente für die Wasserkraft von besonderer Bedeutung. Die Auswirkungen der hydromorphologischen Vorgaben können auf Wasserkraftwerke durch folgende Elemente wirken:

- Wasserhaushalt
 - Abfluss und Abflussdynamik,
 - Verbindung zu Grundwasserkörpern;
- Durchgängigkeit des Flusses
- morphologische Bedingungen
 - Tiefen- und Breitenvariation,
 - Struktur und Substrat des Flussbetts,
 - Struktur der Uferzone.

Maßnahmen, die den Wasserhaushalt der Gewässer und die Durchgängigkeit des Flusses betreffen, schlagen sich direkt in energiewirtschaftlichen Auswirkungen auf die Wasserkraftwerke Österreichs nieder. Dabei spielt der Themenkomplex der HMWB für die österreichische Wasserkraftwirtschaft eine wichtige Rolle. Im Rahmen der Nationalen Gewässerbewirtschaftungspläne (NGP) besteht die Möglichkeit Oberflächengewässer, durch anthropogene Veränderungen in ihren Eigenschaften künstlich oder erheblich verändert wurden, als HMWB auszuweisen. Diese Ausweisung darf jedoch ausschließlich erfolgen, wenn eine Veränderung der hydromorphologischen Merkmale (z.B. Rückbau oder Renaturierung) negative Auswirkungen hat auf

- die Umwelt im weiteren Sinne,
- die Schifffahrt, einschließlich Hafenanlagen, oder die Freizeitnutzung,
- die Tätigkeiten, zu deren Zweck das Wasser gespeichert wird, wie Trinkwasserversorgung, Stromerzeugung oder Bewässerung,
- die Wasserregulierung, den Schutz vor Überflutungen, die Landentwässerung, oder
- andere ebenso wichtige nachhaltige Entwicklungstätigkeiten des Menschen

Die Nutzung der Wasserkraft erfüllt oftmals mehrere der oben genannten Funktionen. Dies sind zum Beispiel Schifffahrt, Hochwasserschutz und Stromerzeugung, sowie Freizeitnutzung.

Wie bereits dargestellt müssen HMWBs nicht dem „guten ökologischem Zustand“ entsprechen, jedoch dem „guten ökologischem Potenzial“. Im Rahmen der Ist-Stand-Analyse des BMLFUW wurde in Österreich der derzeitige Zustand der Gewässer erhoben, sowie eine Risikoabschätzung durchgeführt. Die Kriterien zur Klassifizierung der Gewässer sind im Anhang V der WRRL festgehalten. Zusätzlich dazu wurde von der Europäischen Kommission ein Leitfadendokument zur Klassifizierung der HMWBs herausgegeben. Die Ausweisung der österreichischen HMWB-Kandidaten erfolgte nach dem Leitfaden der „Common Implementation Strategy“ (CIS) für die HMWBs (EU E. K., 2003b).

Die Wasserrahmenrichtlinie sieht für die Maßnahmen zur Erreichung des „guten ökologischen Potenzials“ bei HMWBs auch Ausnahmen vor, die im Artikel 4.5 definiert sind: Wenn das Erreichen dieser Ziele in der Praxis nicht möglich oder unverhältnismäßig teuer wäre. Diese Ausnahmen sind an konkrete Bedingungen gebunden, wobei auch bei diesen Wasserkörpern das Verschlechterungsverbot des Zustandes gilt. Die Europäische Kommission sieht auch in diesem Punkt einen Leitfaden zur Ausnahme von Umweltzielen vor, der in den CIS enthalten ist (EU E. K., 2009).

Tabelle 1: Umsetzungsfristen der Wasserrahmenrichtlinie, exakte Termine jeweils zum 22. Dezember (Grassl, 2009)

Frist		WRRL
2004	Bestandsanalyse:	Art. 5
	Typisierung der Wasserkörper, Überprüfung der Auswirkungen menschlicher Tätigkeiten, wirtschaftliche Analyse der Wassernutzung	
	Verzeichnis der Schutzgebiete	Art. 6
2006	Monitoring:	Art. 8
	Programme zur Überwachung des Zustands der Gewässer anwendungsbereit	
2009	Festlegung der Maßnahmenprogramme	Art. 11
	Veröffentlichung der Bewirtschaftungspläne	Art. 13
2010	Kostendeckung bei Wasserdienstleistungen	Art. 9
2012	Nationale Umsetzung der EU-Emissionsgrenzwerte für Oberflächengewässer	Art. 10
	Vollzug der Maßnahmenprogramme	Art. 11
2015	Erreichen der Umweltziele	Art. 4
	Erste Überprüfung und Aktualisierung der Maßnahmenprogramme	Art. 11
	Erste Überprüfung und Aktualisierung der Bewirtschaftungspläne	Art. 13
2021	Ablauf der ersten Verlängerungsfrist für die Zielerreichung	Art. 4
2027	Ablauf der letzten Verlängerungsfrist für die Zielerreichung	Art. 4

Die Implementierung der WRRL wird in Österreich derzeit intensiv diskutiert und entsprechend den Teilzielen des Umsetzungszeitplans vorgegangen. Aktuell wurde der erste Entwurf zum NGP veröffentlicht und zur Stellungnahme freigegeben. Da der

Umsetzungsprozess noch nicht abgeschlossen ist können die genauen Auswirkungen aufgrund bestimmter Unsicherheiten noch nicht angegeben werden. Tabelle 1 zeigt den Umsetzungsplan der Wasserrahmenrichtlinie.

2.2.5 Erneuerbare Energien-Richtlinie (27.09.2001)

Durch die Erneuerbaren-Richtlinie (EU, 2001) soll eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung und die Schaffung einer Grundlage für einen entsprechenden künftigen Gemeinschaftsrahmen erreicht werden. Diese Richtlinie knüpft somit nahtlos an das Weißbuch (EU E. K., 1997) an, in dem für das Jahr 2010 ein Anteil erneuerbarer Energiequellen von 12 % am Bruttoinlandsenergieverbrauch der gesamten Gemeinschaft angestrebt wird, davon bei Strom ein Anteil von 22,1 %. Die Richtlinie bezieht sich auf Stromerzeugung aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, wie Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen und Gezeiten, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas. Für die einzelnen Mitgliedsstaaten werden Richtwerte vorgegeben. In Österreich wird im Bereich Elektrizität aus erneuerbaren Energien eine Steigerung von ca. 70 % auf 78,1 % angestrebt. Die Richtlinie wird mit Wirkung 1. Januar 2012 aufgehoben und durch die Richtlinie 2009/28/EG ersetzt.

Mit dieser Richtlinie wurden unmissverständlich die Weichen in Richtung der Forcierung erneuerbarer Energieträger innerhalb der Europäischen Union gestellt, was durch die Erreichung konkreter Zielwerte unterstrichen wird. In der Richtlinie wird nicht auf die einzelnen Anteile aus bestimmten erneuerbaren Energieträgern eingegangen. Es ist aber naheliegend, dass die einzelnen Länder die Ziele nach Maßgabe ihrer jeweiligen Möglichkeiten zu erreichen versuchen. Aufgrund der topografischen Gegebenheiten bedeutet dies für Österreich eine besondere Berücksichtigung des noch verfügbaren Wasserkraftpotenzials.

2.2.6 Emissionshandelsrichtlinie (25.10.2003)

Im Jahr 2003 wurde die Emissionshandelsrichtlinie (EU, 2003b) beschlossen, deren Ziel die Entwicklung eines Systems für den Handel mit Treibhausgas-Emissionsrechten ist, mit dem in der Gemeinschaft auf kostenwirksame Weise eine Verringerung von Treibhausgasemissionen erreicht werden soll und in weiterer Folge die im Kyoto-Protokoll festgelegten Ziele. Europa als gesamter Wirtschaftsraum wird seine Kyoto-Ziele erreichen. Österreich hat derzeit noch einen um 11% zu hohen Ausstoß an CO₂ auf Basis des Jahres 1990. In den Kyoto-Zielen ist für Österreich eine Reduktion von 13% vereinbart worden.

Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft bedeutet dies u.a. eine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, da bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft kein Nachweis von Emissionszertifikaten notwendig ist.

2.2.7 Energiepolitik für Europa (10.1.2007)

Im Frühjahr 2007 wurde von der EU ein umfassendes Energiepaket (EU E. K., 2007) vorgestellt. Im Rahmen dieses Pakets sollen die bisherigen positiven Entwicklungen in der europäischen Energiepolitik fortgeführt und durch ambitionierte Ziele weiter verfolgt werden. Unter dem Leitbild Energie wurden Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen der Industriestaaten um 30 % bis 2020 genannt. Dabei verpflichtet sich die EU ihre eigenen Emissionen um mindestens 20 % zu verringern und würde diesen Prozentsatz im Rahmen eines weltweiten, zufriedenstellenden Übereinkommens noch erhöhen. Weiter wird eine Verbesserung der Nutzung der Primärenergie durch eine Steigerung der Energieeffizienz um

20%, sowie der Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien um 20% bis zum Jahr 2020 zum Ziel gesetzt. Im Bereich der Biokraftstoffe für die Mobilität wird eine Erhöhung auf einen Anteil von 10% bis zum Jahr 2020 angestrebt. Die neue europäische Energiepolitik umfasst dabei folgende thematische Bereiche, die auch im Aktionsplan für eine in hohem Maße energieeffiziente und CO₂-arme Energiewirtschaft definiert wurden:

- Energiebinnenmarkt mit dem Ziel einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit
- Solidarität zwischen den Mitgliedsstaaten und Versorgungssicherheit bei Öl, Gas und Strom
- Langfristige Verpflichtung zur Reduktion der Treibhausgase
- Energieeffizienzmaßnahmen
- Längerfristige Ziele im Bereich erneuerbare Energien
- Ein europäischer Strategieplan für Energietechnologie
- CO₂-arme fossile Energietechnologie
- Kernenergie
- Internationale Energiepolitik

Der Bereich der erneuerbaren Energieträger im Allgemeinen und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Speziellen nehmen darin eine besondere Stellung ein.

In Abbildung 36 ist eine Wachstumsprognose für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 dargestellt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird durch ein breites Spektrum an Energietechnologien erreicht. Hervorzuheben sind dabei die Wasserkraft und Windkraft, wobei die Wachstumsraten der Windkraft aufgrund des hohen noch verfügbaren Potenzials wesentlich größer sind als die der Wasserkraft. Es zeigt sich, dass aktuell die Stromerzeugung aus Wasserkraft einen erheblichen Beitrag zur Zielerreichung leistet und auch künftig verstärkt leisten muss.

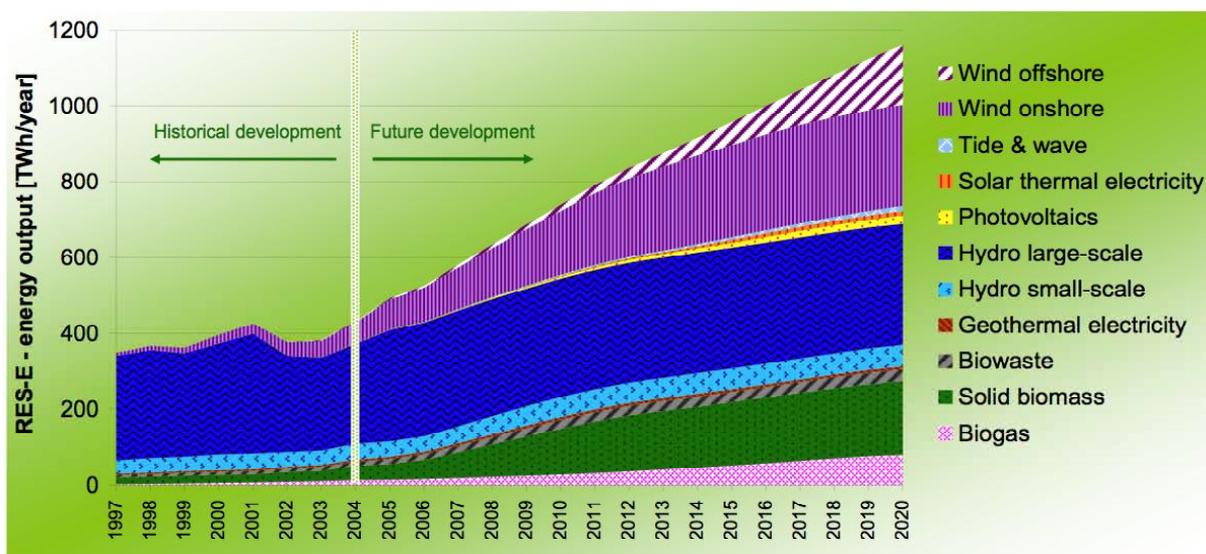


Abbildung 36: Nutzung erneuerbarer Energieträger: Projektionen für Strom bis 2020 (EU E. K., KOM(2006))

Mit der Energiestrategie hat die EU einen weiteren Schritt in Richtung Umbau des europäischen Energiesystems gesetzt. Die Energiestrategie aus dem Jahr 2007 floss durch das Energiepaket, das im Dezember 2008 beschlossen wurde, in die europäische Gesetzgebung ein und wurde damit für die Mitgliedsstaaten verbindlich. Die maßgeblichen Richtlinien wurden im Sommer 2009 durch das Amtsblatt veröffentlicht. Das Gesamtziel von 20 % erneuerbarer Energie bis zum Jahr 2020 ist auf die einzelnen Mitgliedsstaaten aufgeteilt. Es ist sinnvoll, im jeweiligen Land jene Art der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu forcieren, die zu den günstigsten Konditionen realisierbar ist. Dies wurde in der Richtlinie 2009/28 EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen berücksichtigt. Da Österreich aufgrund der topografischen Gegebenheiten ein klassisches Wasserkraftland ist, ist es daher naheliegend hier auch bestehende Potenziale noch entsprechend zu nutzen.

2.2.8 Richtlinie zur Förderung der Nutzung aus erneuerbaren Quellen (23.03.2009)

Durch die neue Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung der erneuerbaren Energiequellen (EU, 2009b) soll eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch der Europäischen Union auf 20 % bis zum Jahr 2020 erreicht werden. Diese Richtlinie stellt die Fortsetzung der europäischen Energiepolitik im Bereich der erneuerbaren Energien mit dem Ziel der Reduktion der Importabhängigkeit und einer nachhaltigen, sicheren und kostengünstigen Energieversorgung dar. Die Richtlinie bezieht sich im Gegensatz zu den vorangegangenen Richtlinien im Bereich der erneuerbaren Energien auf alle Anwendungsbereiche und legt im Anhang verbindliche nationale Ziele für den zu erreichenden Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch fest. Im Prozess der Zielfestlegung wurden die nationalen Gegebenheiten wie verfügbare Potenziale und bestehende Ausbaugrade berücksichtigt. Die Ziele zur Erreichung der erneuerbaren Anteile im Bereich der Stromerzeugung bleiben bis zum 28. Februar 2010 aufrecht und werden durch die Richtlinie 2009/28/EG aufgehoben und durch Ziele für den Anteil am Gesamtenergieverbrauch ersetzt. Für Österreich wurde ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 34 Prozent auferlegt. Ein bedeutender Punkt dieser Richtlinie besteht darin, dass die nationalen Zielsetzungen auch durch die Förderung von Projekten in anderen EU-Ländern erreicht werden können und somit dem fördernden Land angerechnet werden. Des Weiteren können Mitgliedstaaten einen statistischen Transfer von erneuerbaren Energien durchführen, indem eine bestimmte Menge Energie aus erneuerbaren Quellen von einem Staat auf einen anderen übertragen wird. Die statistischen Transfers dürfen die Erreichung der nationalen Ziele nicht beeinträchtigen. Die Berücksichtigung von gemeinsamen Projekten zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern erweitert den Handlungsspielraum im Bezug auf die nationale Zielerreichung der einzelnen Mitgliedsländer.

Mit dieser Richtlinie wurde ein weiterer wesentlicher Schritt in Richtung stärkerer Nutzung der erneuerbaren Energiequellen gesetzt, was durch die Erreichung konkreter Zielwerte unterstrichen wird. In der Richtlinie wird nicht auf die einzelnen Anteile aus bestimmten erneuerbaren Energieträgern oder einzelne auf Sektoren wie die Stromerzeugung oder Biotreibstoffe eingegangen, sondern alle Quellen und Anwendungsbereiche eingebunden. Ein weiterer Fortschritt besteht darin, dass die Ziele auch durch gemeinsame Maßnahmen von Mitgliedstaaten als auch Drittstaaten erreicht werden können, wie auch die Förderung von Maßnahmen in anderen Mitgliedstaaten. Dies entspricht dem ökonomischen Prinzip, dass zuerst die wirtschaftlichsten Maßnahmen umgesetzt werden. Aufgrund der geographischen Gegebenheiten stellt die Nutzung der Wasserkraft in Österreich eine vergleichsweise wirtschaftliche Maßnahme der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen dar.

2.3 Österreich

Nachfolgend wird der für die Wasserkraft relevante, rechtliche und programmatische Rahmen für Österreich dargestellt.

2.3.1 Wasserrechtsgesetz (1959)

Im Wasserrechtsgesetz (WRG) sind die grundlegenden Ziele der österreichischen Wasserwirtschaft im nationalen Recht umgesetzt. Grundsätzlich konzentriert sich das WRG auf drei Themenkreise (Kaufmann, 2008, S. 36):

- Benutzung der Gewässer
- Schutz und Reinhaltung der Gewässer
- Schutz vor den Gefahren des Wassers

Um die EU-Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG) in nationales Recht zu implementieren, wurden im Jahr 2003 die ersten Schritte durch eine Novellierung des WRG 1959 gesetzt.

Das WRG ist Bundesrecht und dient seit 2003 als Grundlage um die Zielsetzungen der Wasserrahmenrichtlinie zu erreichen. Die in der WRRL und ihren Anhängen festgelegten Qualitätsziele für die Gewässer sowie die Konkretisierung des Verschlechterungsverbots werden im WRG geregelt. Die Zielsetzungen des guten ökologischen Zustandes bzw. des guten ökologischen Potenzials werden im WRG als öffentliches Interesse angesehen. Ebenso regelt das WRG die Maßnahmenausgestaltung und -umsetzung über Verordnungen und Bescheide.

Für den Bau und Betrieb von Wasserkraftwerken ist der § 30b von besonderer Bedeutung. Dieser behandelt die Einstufung von Oberflächengewässern als künstlich oder erheblich verändert, den so genannten HMWBs („heavy modified waterbodies“). Unter bestimmten Voraussetzungen kann der Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft eine solche Einstufung treffen. Dabei müssen folgende Kriterien erfüllt sein:

1. die zur Erreichung eines guten ökologischen Zustands erforderlichen Änderungen der hydromorphologischen Merkmale des Oberflächenwasserkörpers signifikante negative Auswirkungen hätten auf

- a) die Umwelt im weiteren Sinne oder*
- b) die Schifffahrt, einschließlich Hafenanlagen oder die Freizeitnutzung oder*
- c) die Tätigkeiten, zu deren Zweck das Wasser gespeichert wird, wie Trinkwasserversorgung, Stromerzeugung oder Bewässerung oder*
- d) die Wasserregulierung, Schutz vor Überflutungen, Landentwässerung oder*
- e) andere ebenso wichtige nachhaltige Entwicklungstätigkeiten des Menschen und*

2. die nutzbringenden Ziele, denen die veränderten Merkmale des Oberflächenwasserkörpers dienen, nicht in sinnvoller Weise durch andere Mittel erreicht werden können. Diese anderen Mittel müssen

- a) technisch durchführbar sein und*
- b) jedenfalls eine wesentlich bessere Umweltoption darstellen und*
- c) keine unverhältnismäßigen Kosten verursachen.* (Republik Österreich, 2006)

Die Einstufung muss alle sechs Jahre überprüft werden.

2.3.2 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (1998)

Im Jahr 1998 wurde die erste Binnenmarktrichtlinie im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes in nationales Recht umgesetzt. (EIWOG), (Republik Österreich, 1998) Seither erfolgten aufgrund geänderter europäischer Gesetzgebung und nationaler Anpassungserfordernisse zahlreiche Überarbeitungen und Änderungen. Primäres Ziel des EIWOG ist der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen. Ebenso werden, wie oben bereits erwähnt, die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie umgesetzt, besonders die Schaffung einer Marktorganisation für die Elektrizitätswirtschaft. Die Vollliberalisierung des österreichischen Strommarktes wurde bereits früher als erforderlich im Jahr 2001 vollzogen. Das EIWOG entspricht dem Grundsatz und Ziel der Österreichischen Bundesregierung, den hohen Anteil erneuerbarer Energien in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft weiter zu erhöhen. Diese Zielsetzung bedeutet, dass vor allem Wasserkraft, Biomasseverstromung und Windkraft vermehrt zu nutzen sind. Die notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Integration der erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem sind im EIWOG festgehalten. Das Ziel der Steigerung der erneuerbaren Energien wurde mit dem Ökostromgesetz konkretisiert.

2.3.3 Nachhaltigkeitsstrategie (1.4.2002)

Die Nachhaltigkeitsstrategie der Österreichischen Bundesregierung wurde im April 2002 erstmals veröffentlicht und wird seitdem kontinuierlich weiterentwickelt (Österreichische Bundesregierung, 2009a). Es werden darin insgesamt zwanzig Ziele für ein nachhaltiges Österreich formuliert, die auch die Energie betreffen. Primäres Ziel ist es, durch nachhaltig ausgerichtetes Handeln mehr Lebensqualität, mehr wirtschaftliche Dynamik, einen intakten Lebensraum und eine aktive Rolle in Europa und der Welt zu sichern. Aufgrund der komplexen Verflechtungen der politischen Ziele und Aufgabenbereiche ist eine klare Abgrenzung der energierelevanten Inhalte nur schwer oder bedingt möglich. In der Nachhaltigkeitsstrategie zeigen besonders die Leitziele „Korrekte Preise für Ressourcen und Energie“, „Erfolgreiches Wirtschaften durch Ökoeffizienz“ und „Nachhaltigkeitsunion Europa“ einen unmittelbaren Zusammenhang zur Energie auf. Die Wasserkraft kann zu den genannten Zielen insbesondere zum Ziel der Energiepreise, einen wesentlichen Beitrag leisten. Des Weiteren wird durch die beiden anderen genannten Ziele die Forcierung der erneuerbaren Energie und damit auch der Wasserkraft als notwendig angesehen.

2.3.4 Energiebericht der Österreichischen Bundesregierung 2003 (1.5.2004)

Im Mai 2004 wurde der Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung (Österreichische Bundesregierung, 2004) veröffentlicht. Der Bericht stellt detailliert den Stand der österreichischen Energieversorgung und Energiepolitik im nationalen als auch internationalen Zusammenhang dar. Es wird der Energiefluss als auch die österreichische Energiebilanz festgehalten, die die Bedeutung der Wasserkraft in Österreich unterstreichen. Es werden neben allgemeinen energiepolitischen Maßnahmen auch Maßnahmen an der Schnittstelle Energie- und Umweltpolitik in Entsprechung der österreichischen Klimastrategie behandelt. Die zwei wesentlichen zukünftigen Handlungsfelder der österreichischen Energiepolitik sind einerseits die Forcierung von Energieeffizienzmaßnahmen und andererseits die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Bereichen. Bezüglich Wasserkraft sind besonders die Zielsetzungen und Maßnahmen im Kapitel „Erneuerbare Energien zur Stromversorgung“ relevant. Es wird die Bedeutung der

Stromerzeugung aus Wasserkraft für Österreich als auch die Bereitstellung von Spitzenstrom hervorgehoben. Ein genanntes Ziel ist hierbei die Erhaltung eines hohen Anteils der Wasserkraft an der österreichischen Aufbringung. Des Weiteren sollen vorhandene Hemmnisse beseitigt, und eine Beschleunigung von Verwaltungsverfahren bei der Errichtung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien erreicht werden.

2.3.5 Emissionszertifikatgesetz (30.04.2004)

Durch das Emissionszertifikatgesetz (EZG) wurde die entsprechende EU-Richtlinie (EU, 2003b) in nationales Recht umgesetzt. (Republik Österreich, 2004)

Ziel dieses Bundesgesetzes ist die Schaffung eines Handelssystems für Treibhausgasemissionszertifikate, um auf wirtschaftlich effiziente Weise eine Verringerung von Treibhausgasemissionen und das Ziel der Internalisierung der Kosten verursacht durch Treibhausgasemissionen zu erreichen. Österreich ist im Rahmen des Kyoto-Protokolls und dem darauf aufbauenden Beitrag zur Emissionsreduktion die rechtlich verbindliche Verpflichtung eingegangen, die Emissionen von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O, H-FKW, PFKW und SF₆) in der Verpflichtungsperiode 2008-2012 um 13 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. (Umweltbundesamt, 2006)

Da bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft keine Treibhausgasemissionen anfallen, stellt dies einen wesentlichen Vorteil hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gegenüber fossilen Energieträgern dar, da keine Emissionszertifikate zugekauft werden müssen. Insofern trägt die Stromerzeugung aus Wasserkraft auch längerfristig zu einer kostengünstigen und wettbewerbsfähigeren Stromerzeugung bei. Zusätzlich können dadurch bisher ungenutzte Wasserkraftpotenziale wirtschaftlich werden.

2.3.6 Ökostromgesetz (23.8.2002) und Novellierung (27.6.2006)

Im Rahmen des Ökostromgesetzes (Republik Österreich, 2002) werden im Energiebereich gleich mehrere Ziele im Interesse des Klima- und Umweltschutzes als auch der Primärenergieunabhängigkeit verfolgt. Entsprechend den vereinbarten und in der EU-Richtlinie (EU, 2001) festgehaltenen Zielen soll der Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie in Anlagen, die erneuerbare Energieträger nutzen von derzeit rd. 70 % bis zum Jahr 2010 auf 78,1 % erhöht werden. Dabei wird zur Förderung der Anlagen ein Einspeisetarifsystem etabliert. Mit der zweiten Ökostromgesetzesnovelle im Mai 2008 werden kleine und mittlere Wasserkraftanlagen, die ein Errichtungsdatum nach dem 31.12.2007 haben und nicht mehr in das Einspeisetarifsystem fallen, mit einem Investitionszuschuss gefördert. Die dazu notwendigen Mittel werden über die Netznutzungsentgelte von den Endkunden in Österreich eingehoben. Die verwendeten Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energien sollen effizient eingesetzt werden und es wird eine technologische Schwerpunktsetzung im Hinblick auf die Erreichung der Marktreife neuer Technologien vorgenommen. Die ursprüngliche Zielsetzung für die Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftwerken, das sind laut Ökostromgesetz Anlagen mit einer Engpassleistung bis 10 MW, liegt bei einer Erhöhung des Erzeugungsanteils von derzeit 8 % auf zumindest 9 % bis zum Jahr 2008. Diese Zielsetzungen wurden mit der Ökostromnovelle 2008 fallengelassen. Die Darstellung der Kleinwasserkraftwerke differiert aufgrund der unterschiedlichen Historie von jenen Anlagen des „sonstigen“ Ökostromes.

Generell lassen sich aus den Rechtstexten folgende Kategorien von Wasserkraftwerken ableiten (Republik Österreich, 2002), (Republik Österreich, 23. Feb. 2009):

- Kleinwasserkraft bis einschließlich 10 MW
 - Bestehende Anlagen, die vor dem 1. Jänner 2008 neu errichtet oder revitalisiert wurden mit Anspruch auf Einspeisevergütung.
 - Anlagen die nach dem 31. Dezember 2007 errichtet oder revitalisiert wurden ohne Anspruch auf eine Einspeisevergütung, mit Berechtigung Investitionszuschüsse zu beantragen.
- Revitalisierte Anlagen werden wie folgt unterschieden (laut Ökostrom-Verordnung)
 - Revitalisierung > 50 % (einzustufen als Neuanlagen)
 - Revitalisierung > 15 %.
- Mittlere Wasserkraft-Anlagen mit einer Engpassleistung über 10 bis einschließlich 20 MW mit Berechtigung auf Investitionszuschüsse.

Mit der Förderung von kleinen und mittleren Wasserkraftanlagen soll der Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie auf Basis erneuerbarer Energieträger gesteigert werden. Durch diese Maßnahme wird die Kleinwasserkraft bis zum Jahr 2014 mit einem Ausmaß von 75 Mill. Euro unterstützt. Im Folgenden wird die gestaffelte Investitionsförderung dargestellt (Abbildung 37).



Abbildung 37: Investitionsförderung von Kleinwasserkraftanlagen, Quelle: OeMAG

Die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen ist weiterhin zu gewährleisten und es soll mit diesem Gesetz ein bundesweiter Ausgleich der Lasten der Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplung geschaffen werden. Die für die diversen Anlagen vorgesehenen Einspeisetarife werden über eine entsprechende Verordnung (Republik Österreich, 23. Feb. 2009) festgelegt, während die Investitionszuschüsse im Ökostromgesetz geregelt werden. Das Ökostromgesetz erhielt bis heute zahlreiche Novellierungen, einige für die Wasserkraft bedeutende Änderungen werden nachfolgend aufgezeigt. In der Ökostromgesetznovellierung 2006 wurden folgende Eckpunkte festgemacht:

- Unterstützung neuer mittlerer Wasserkraftanlagen (50 Mio.€) und neuer fossiler KWK (60 Mio.€) mit Investitionszuschüssen, wenn für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erforderlich
- Freigabe weiterer Subventionsbudgets für neue, zusätzliche Ökostromanlagen im Ausmaß von 17 Mio. € mal 11,25 Jahre (Garantiedauer) mal 5,5 Jahre (2006 bis inkl. 2011)

- Segmentierung dieses Budgets in 30 % für Windkraft, 30 % für feste Biomasse, 30 % für Biogas und 10 % für anderen Ökostrom (exkl. KWKW)
- Verpflichtende Wärmenutzung bei Biomasse- und Biogasanlagen durch Festlegung eines Brennstoffnutzungsgrades von mindestens 60 %

Die Ökostromgesetznovellen 2008 gaben folgende Veränderungen vor:

- Die Höhe der Zählpunktpauschale zur (Teil-) Finanzierung der Ökostromkosten wird bis zum Jahr 2012 in unveränderter Höhe fortgeschrieben, also für Haushaltskunden (Netzebene 7) in der Höhe von 15 Euro pro Jahr. (E-Control, 2009a)
- Kleinwasserkraft wird zukünftig mit Investitionszuschüssen gefördert, dazu stehen 75 Mio.€ Investitionszuschüsse zur Verfügung
- Jedes Jahr stehen Mittel in der Höhe von 21 Mio.€ für weitere, neue Ökostromanlagen zur Verfügung. Bei einer zugesicherten Förderdauer von 13 Jahren bedeutet das jedes Jahr ein Förderzusagen von 270 Mio.€ für neue Anlagen.(E-Control, 2009a)

Aktuell liegt der Entwurf der Ökostromgesetzesnovelle 2010 zur Begutachtung vor. Im Jahr 2006 wurde mittels Novelle die Ökostromabwicklungsstelle geschaffen, die die Abwicklung der Einspeisung, Vergütung und Förderung durchführt. Damit die eingespeisten Energiemengen abgerechnet werden und mit dem österreichischen Elektrizitätsmarktssystem konform sind, wurde eine eigene Bilanzgruppe, die Ökostrombilanzgruppe, geschaffen. Aus der Ökostrombilanzgruppe werden den Stromhändlern anteilmäßig die Elektrizität aus Wasserkraft und sonstigen Ökostromanlagen zugeteilt. Dazu schließt sie Abnahmeverträge mit den Anlagenbetreibern ab, und zahlt die Vergütungen entsprechend der Einspeisung aus. Finanziert werden diese Vergütungen seit dem 1. Jänner 2007 durch die, von den Endverbrauchern zu entrichtende, Zählpunktpauschale sowie durch die Erlöse aus den Abnahmezuteilungen an die Stromhändler (E-Control, 2009b). Die Höhe des Abnahmepreises richtet sich nach dem durchschnittlichem Marktpreis, der von der E-Control erhoben und veröffentlicht wird. In der Abbildung 38 ist die Funktion des österreichischen Fördersystems mit den Energie- und Geldflüssen dargestellt.

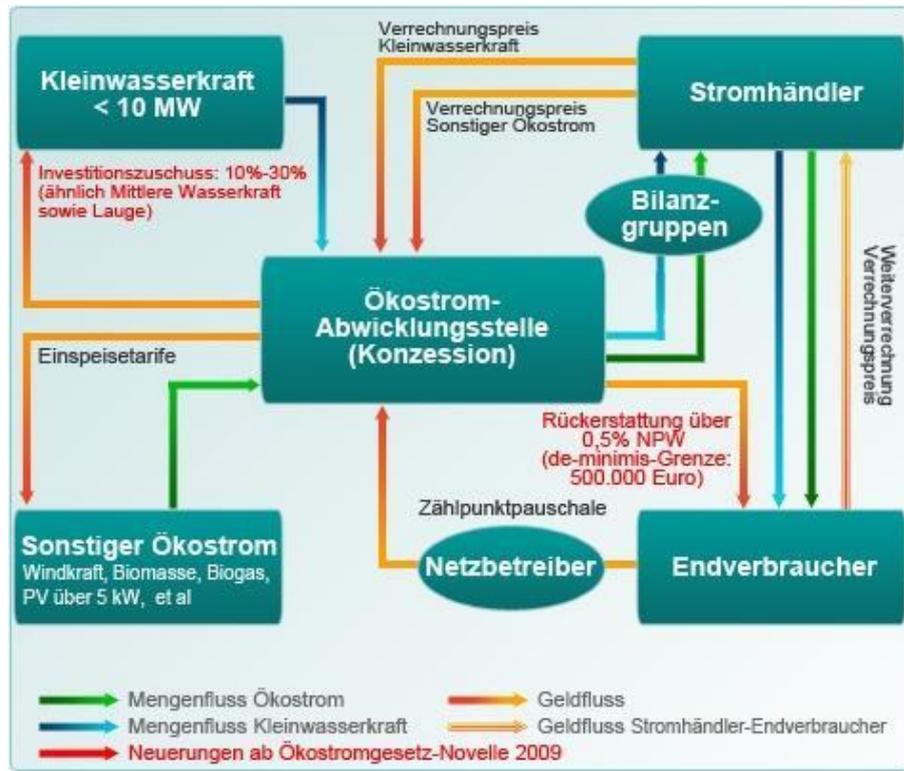


Abbildung 38: Ökostromfördersystem in Österreich seit 19.10.2009 (E-Control, 2009b)

Neben der Kleinwasserkraft werden auch andere Erzeugungstechnologien basierend auf erneuerbarer Energie, Deponie- und Klärgas über die Ökostrombilanzgruppe abgewickelt.

- Biogas
- Deponie- und Klärgas
- Feste Biomasse
- Flüssige Biomasse
- Geothermie.
- Photovoltaik
- Windkraft

Um in den Genuss der Ökostromförderung zu kommen, muss die entsprechende Anlage vom Landeshauptmann des Bundeslandes, in dem die Anlage errichtet wurde, anerkannt werden. Diese Anerkennung ist das Kriterium für die Einspeisung in die Ökostrombilanzgruppe. Anlagen, die auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben werden, sind mittels Antrag der Betreiber vom Landeshauptmann des Landes, in dem sich die Anlage befindet, mit Bescheid als Ökostromanlage anzuerkennen. Diese Anerkennung ist entscheidend, damit der aus der Anlage gewonnene Strom als Ökostrom laut Ökostromgesetz klassifiziert wird. (OeMAG, 2007).

2.3.7 Klimastrategie 2008/2012 (18.6.2002) und Anpassung (21.3.2007)

Am 18. Juni 2002 wurde die Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Zieles (BMLFUW, 2002), die so genannte Klimastrategie, vom Ministerrat angenommen. In diesem Dokument wird eine Reihe von Maßnahmen zum Schutz des Klimas genannt. Die Aufteilung der Maßnahmen erfolgt in nachfolgende Bereiche:

- Raumwärme und sonstige Kleinverbraucher
- Energieaufbringung
- Abfallwirtschaft
- Verkehr
- Industrie und produzierendes Gewerbe
- Land- und Forstwirtschaft
- „Fluorierte Gase“

Zum Thema Wasserkraft wird folgendes festgehalten:

„Um den hohen Anteil der Großwasserkraft an der gesamtösterreichischen Stromproduktion auch in Zukunft aufrecht erhalten zu können, sollen unter Berücksichtigung der langfristigen ökonomischen Bedingungen und ökologischer Verträglichkeit noch ungenützte Potenziale nicht vernachlässigt werden. Auch wenn durch die Liberalisierung und den dadurch entstandenen Marktdruck auf die Erzeugerpreise aktuell Neuinvestitionen in den Hintergrund gedrängt werden, ist die hohe ökonomische Effizienz der Emissionsminderung durch Investitionen in die Wasserkraft hervorzuheben.“ (BMLFUW, 2002)

Die Bedeutung der Klimastrategie wird dadurch unterstrichen, dass die aktuelle Entwicklung der Kohlendioxid-Emissionen gegen über dem Stand 1990 zugenommen hat. Österreich hat sich durch das Kyoto-Protokoll zu einer Reduktion von 13 % zum Vergleich 1990 verpflichtet. Derzeit liegt Österreich etwa 11% über dem Niveau von 1990.

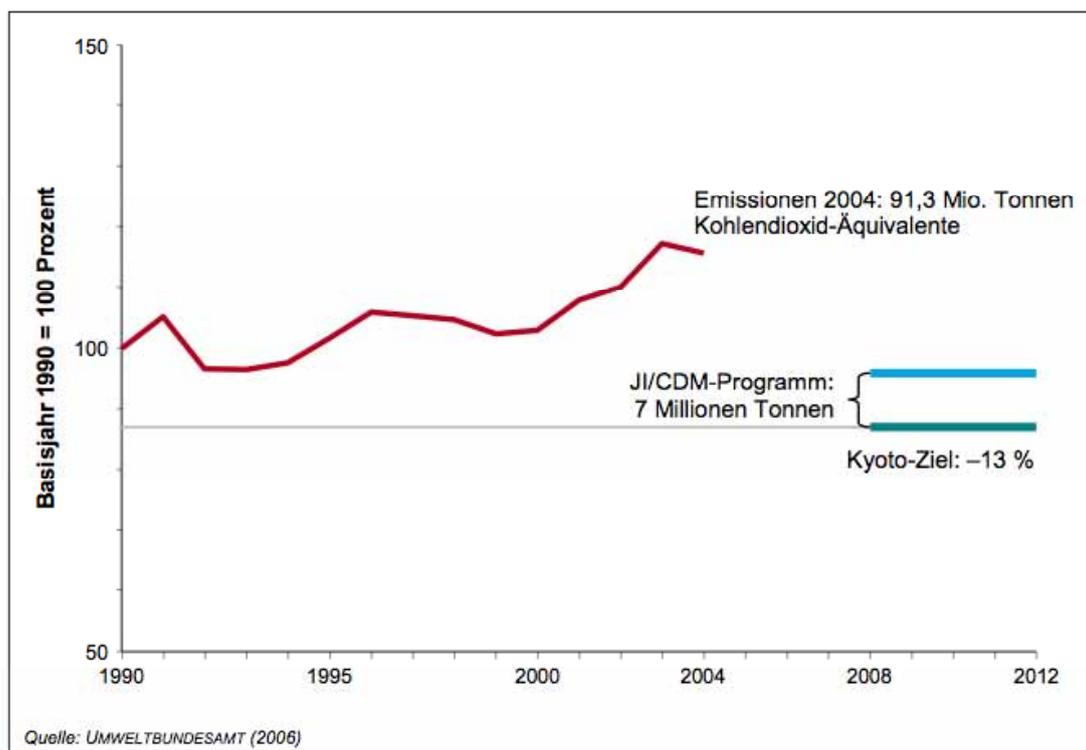


Abbildung 39: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Österreich seit 1990 (Datenstand 2006),
Quelle: (Gugele, Rigler, & Ritter, 2006)

Es zeigt sich, dass Österreich alle Möglichkeiten zur Zielerreichung der Klimaschutzziele ausschöpfen muss. Dies scheint besonders notwendig, da der Entwicklungspfad der Emissionen bis 2004 tendenziell einer Zunahme statt einer Reduktion gegenüber dem Stand von 1990 entspricht. Seit dem Jahr 2004 sind schrittweise Erfolge bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen erreicht worden. Dieser Trend muss jedoch verstärkt werden um die ambitionierten Ziele der österreichischen Bundesregierung zu erreichen. Bei der Auswahl der prioritären Maßnahmen sollte das ökonomische Prinzip Anwendung finden, um einen möglichst optimalen Einsatz der volkswirtschaftlichen Ressourcen zu erreichen. Im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen stellt die Wasserkraft eine vergleichsweise kostengünstige Technologie zur Treibhausgasreduktion dar, und sollte somit bevorzugt zur Anwendung kommen.

Am 21. März 2007 wurde die Anpassung der Klimastrategie (BMLFUW, 2007) vom Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft zur Beschlussfassung vorgelegt. Die darin vorgeschlagenen Maßnahmen wurden von der EU-Kommission als nicht ausreichend eingestuft und daher wurden die Rechte zum Ausstoß von CO₂ um 2 Mio. t gekürzt.

2.3.8 Regierungsprogramm 2007-2010

Am 16.1. 2007 wurde im Regierungsprogramm der Österreichischen Bundesregierung zur XXIII. Gesetzgebungsperiode (Österreichische Bundesregierung, 2007) veröffentlicht. Darin sind mehrere relevante Vorhaben und Ziele für die Entwicklung der Wasserkraft festgehalten. Das XXIII. Regierungsprogramm wird durch das Regierungsprogramm XXIV im Bereich Energie thematisch fortgesetzt. Aus diesem Grund wird es in dieser Arbeit auszugsweise dargestellt.

„Die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie muss konsequent weitergeführt werden, dabei ist die nachhaltige Nutzung der Wasserkraft sicher zu stellen und die für die Förderung der Maßnahmen nötigen finanziellen Mittel sind aufzubringen.“
(Österreichische Bundesregierung, 2007)

Im Unterpunkt „Erneuerbare Energien nutzen“ werden im Programm der Bundesregierung Ziele und die zur Zielerreichung angedachten Maßnahmen angeführt. Folgende Ziele und Maßnahmen sind für die zukünftige Entwicklung der Wasserkraft von Bedeutung:

- *aufkommensneutrale Steigerung der erneuerbaren Energie am Gesamtenergieverbrauch auf mindestens 25 % bis 2010 und Verdoppelung auf 45 % bis 2020*
- *Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Stromerzeugung auf 80 % bis 2010, auf 85 % bis 2020*
- *Umstellung von mindestens 400.000 Haushalten auf erneuerbare Energieträger bis 2020, davon 100.000 Haushalte bis zum Jahr 2010*
- *Masterplan zur optimalen Nutzung der Wasserkraft*
(Österreichische Bundesregierung, 2007)

Masterplan Wasserkraft:

Der Masterplan Wasserkraft wurde am 5.5.2008 vom damaligen Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit Dr. Martin Bartenstein und dem damaligen VEÖ-Präsidenten Leo Windter präsentiert. Dem Masterplan vorausgegangen ist eine Studie, die das verfügbare Restpotenzial der Wasserkraft in Österreich abschätzt. Diese Studie wurden vom Verband der österreichischen Elektrizitätswerke in Auftrag gegeben und von der Pyöry Energy GmbH ausgeführt.

Die letzte Wasserkraftpotenzialschätzung wurden von Gerhard Schiller im Jahr 1982 durchgeführt. Schiller ermittelte das Linien- oder Abflusspotenzial für die Gewässer auf österreichischem Staatsgebiet. Dabei vernachlässigte er nur jene Seitenzubringer, die einen Abfluss von weniger als 1 m³/s aufwiesen. Das Ergebnis war ein jährliches Abflusspotenzial von 74.000 GWh (Schiller, 1980). Bei der Abschätzung dieses Potenzials wurden Kraftwerkswirkungsgrade berücksichtigt, jedoch Reibungsverluste in den Triebwasserwegen vernachlässigt.

Die Erhebung der bestehenden Wasserkraftwerke für Anlagen mit einer Engpassleistung größer oder gleich 10 MW ergab ein ausgebautes Wasserkraftpotenzial von 33.200 GWh/a.

Das ermittelte Restpotenzial berücksichtigt ausschließlich technisch-wirtschaftliche Gesichtspunkte (Pöyry Energy GmbH, 2008).

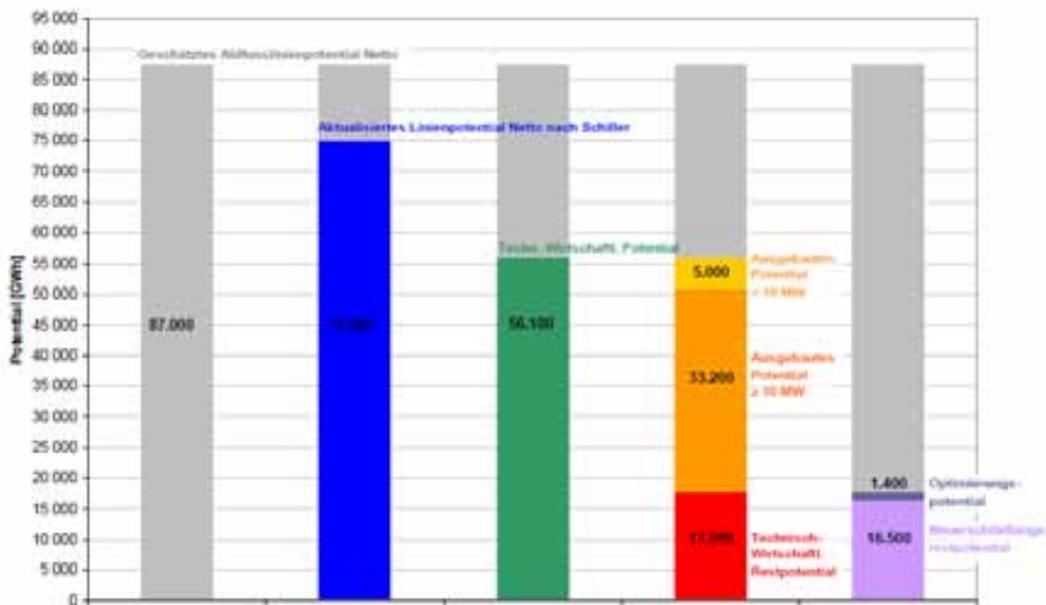


Abbildung 40: Zusammenstellung der Wasserkraftpotenziale in Österreich (gerundet), (Schiller, 1980)

Die Auswertung der Potenzialuntersuchungen auf Bundesländerebene ergibt ein stark differenziertes Bild. Die höchsten Abflusspotenziale befinden sich in den westlichen alpinen Bundesländern und entlang der Donau in Ober- und Niederösterreich. Die Donau und die restlichen Gewässer in Ober- und Niederösterreich werden bereits weitgehend genutzt, während in Westösterreich und hier vor allem in Tirol noch bedeutende Restpotenziale vorhanden sind. Weiters befinden sich noch ungenutzte Potenziale in der Steiermark, wie Abbildung 70 zeigt. Ein Teil dieses Potenzials wird voraussichtlich in den nächsten Jahren genutzt werden, vor allem an der mittleren Mur nördlich und südlich von Graz. Eine genauere Betrachtung der Potenzialstudie erfolgt im Kapitel 3.4.4.

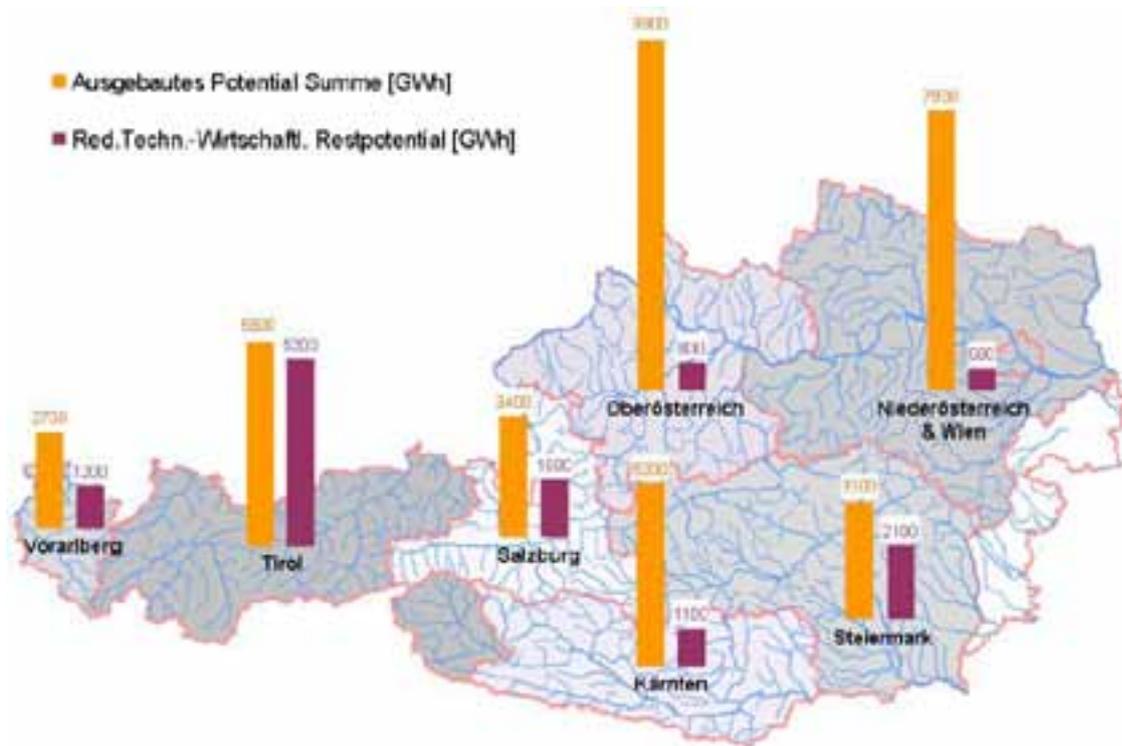


Abbildung 41: Ausgebautes Potenzial und reduziertes technisch-wirtschaftliches Restpotenzial, (Schiller, 1980).

2.3.9 Regierungsprogramm 2008-2013

Am 2.12.2008 wurde das Regierungsprogramm für die XXIV. Gesetzgebungsperiode präsentiert. Dieses Regierungsprogramm steht im Zeichen der Finanzkrise und einer Periode mit geringem Wirtschaftswachstum. Vor diesem Hintergrund setzt die Bundesregierung auf eine 3 Säulen-Strategie der Finanz- und Wirtschaftspolitik. Neben einem ausgeglichenen Haushalt über den Konjunkturzyklus und einer Strukturreform in der öffentlichen Verwaltung nennt das Regierungsprogramm Investitionen, u.a. im Bereich der Infrastruktur. Dieser Punkt des Programms wird an dieser Stelle für den Bereich Energie genauer ausgeführt. Energiepolitische Maßnahmen sollen auf drei wesentlichen Grundsätzen basieren:

- sichere und leistbare Energieversorgung
- bewusster und effizienter Umgang mit Energie
- effiziente Nutzung der Erneuerbaren Energien

Die Bundesregierung setzt in ihrem Programm weiterhin auf ein heterogenes Energiesystem von traditionellen und erneuerbaren Energieträgern, sowie auf ausreichend dimensionierte Strom- und Gasnetze. Sie setzt sich zum Ziel geeignete Rahmenbedingungen für notwendige Investitionen zu schaffen, um Engpässe und Risiken hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu minimieren und eine moderne, nachhaltige, leistbare und wettbewerbsfähige Energieversorgung zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts Österreich bereitzustellen. Diese Ziele fließen in die Entwicklung einer energiepolitischen Gesamtstrategie ein.

Als Maßnahmen zur Zielerreichung werden unter anderen Maßnahmen zur Wasserkraft in Österreich angegeben:

- Forcierung der Revitalisierung und Modernisierung der bestehenden sowie des Neubaus von hocheffizienten Kraftwerken mit Schwerpunkt Wasserkraft
- Stabilisierung des Energieverbrauchs und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger

Ein wesentlicher Eckpfeiler der österreichischen Energiepolitik ist die Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Seit Jahrzehnten wird dies in Österreich durch die Nutzung der Wasserkraft untermauert. Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und insbesondere die Nutzung der Wasserkraft zeigen besonders positive Beschäftigungseffekte für die österreichische Volkswirtschaft. Die Bundesregierung nimmt sich zum Ziel, zukünftig stärker als bisher, die technisch und ökonomisch realisierbaren Potenziale zu berücksichtigen. Als Maßnahmen werden für den Bereich erneuerbare Energien folgende definiert:

- Beschluss eines Aktionsplans bis 2010 zur Erfüllung der EU Klima- und Energieziele
- Nutzung der vorhandenen kosteneffizienten Potenziale für erneuerbare Energien
- Kein „Golden Plating“ bei der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie
- Nachhaltige Nutzung von Biomasse unter besonderer Berücksichtigung der Verwertungspriorität sowie der Energie- und Kosteneffizienz

Ein weiterer bedeutender Abschnitt des Regierungsprogramms betrifft die Umsetzung des Masterplans Wasserkraft. Aktuell werden rund 60 % der Inlandsstromerzeugung CO₂-neutral in Wasserkraftwerken gewonnen. Die Bundesregierung nimmt sich zum Ziel, diesen Anteil zu erhöhen und das Wasserkraftpotenzial zukünftig stärker zu nutzen und setzt sich für eine rasche Umsetzung des Masterplan Wasserkraft unter der Berücksichtigung der schützenswerten Gebiete ein. Folgende Maßnahmen werden zum Punkt Masterplan Wasserkraft definiert:

- gesetzliche Regelungen und andere Maßnahmen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren
- gesetzliche Verankerung des öffentlichen Interesses am Ausbau der Wasserkraft
- stärkere Berücksichtigung des Klimaschutzes bei der Genehmigung von Wasserkraftwerksprojekten
- Länder sollen, in Abstimmung mit dem Bund, Vereinbarungen zum Ausbau der Wasserkraft auf der Grundlage ihrer jeweiligen Potenziale treffen.

Im Vergleich zum Regierungsprogramm der letzten Bundesregierung wurden die Ziele für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im vorigen Regierungsprogramm noch weiter erhöht. Während im Regierungsprogramm XXII das Ziel der Stromerzeugung in Österreich aus erneuerbaren Energieträgern bis 2010 einen Wert von 78,1 % erreichen sollte, wurde im letzten Regierungsprogramm der zu erreichende Anteil für das Jahr 2010 auf 80 % festgelegt. Aufgrund des Umstands, dass Österreich bereits einen großen Anteil seiner erneuerbaren Energiepotenziale nutzt, kann das gesteckte Ziel als sehr ambitioniert betrachtet werden.

Das aktuelle Regierungsprogramm XXIV setzt die Vorgangsweise des letzten Regierungsprogramms im Bereich Wasserkraft konsequent fort. Auf Basis der gewonnenen Informationen

über das technisch-wirtschaftliche Restpotenzial wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft in Kooperation mit der Vereinigung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft ein Masterplan zur Entwicklung der Wasserkraft entwickelt, der auch Eingang in das Regierungsprogramm und in die Energiestrategie der Bundesregierung fand.

Neben dem weiteren Ausbau der Wasserkraft werden auch Vereinfachungen bei Genehmigungsverfahren sowie eine abgewogene Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie erwähnt.

2.3.10 Energiestrategie der Bundesregierung (17.4.2009)

Primäres Ziel der Energiestrategie ist es, Maßnahmen und den Zeitplan zur Erreichung der nationalen EU-Energieverpflichtungen festzulegen. Dieser Prozess wurde gemeinsam von Wirtschaftsministerium und Umweltministerium initiiert. Die Energieziele der Energiestrategie Österreich basieren auf den drei Säulen Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und verstärkter Nutzung erneuerbarer Energie. In diesem Prozess sollen Vertreter der Sozialpartner, Länder sowie Fachinstitutionen in Arbeitsgruppen eingebunden werden. In den Arbeitsgruppen werden konkrete Maßnahmen diskutiert und vorgeschlagen, die zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie Österreich beitragen.

Eine Arbeitsgruppe beschäftigt sich mit der Nutzung und dem Ausbau der Wasserkraft. Ergebnisse dieser Arbeitsgruppe sollen bis Ende Oktober vorliegen und Anfang 2010 veröffentlicht werden.

2.3.11 Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan – Entwurf (2009)

Im April 2009 wurde vom BMLFUW der Entwurf des nationalen Gewässerbewirtschaftungsplans (NGP) für das österreichische Donau-Rhein-Elbe-Gebiet veröffentlicht. Der NGP stellt den nächsten Meilenstein bei der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie dar (vgl. Tabelle 1). Der NGP definiert das Maßnahmenpaket auf Basis der in dem Ist-Bestandsanalyse und der Ergebnisse des Gewässer-Monitorings gewonnenen Erkenntnisse, zur Erreichung der geforderten Qualitätsziele dar. Je nachdem ob ein Gewässer als HMWB eingestuft wurde oder nicht, ist das entsprechende gute ökologische Potenzial bzw. der gute ökologische Zustand zu erreichen, wie dies bereits im Abschnitt zur Wasserrahmenrichtlinie genauer definiert wurde. Generell gilt das in der Wasserrahmenrichtlinie festgeschriebene Verschlechterungsverbot. Im Masterplan Wasserkraft werden vor allem die hydromorphologischen Beeinträchtigungen (vgl. Kapitel 2.2.4) der Gewässer mit der Wasserkraft in Verbindung gebracht. Nachfolgend werden die wesentlichen hydromorphologischen Beeinträchtigungen wie sie im Abschnitt 7.4 des NGP angeführt sind angeführt.

- Wasserentnahmen
- Sunk-Schwall
- Morphologische Veränderungen
- Aufstau
- Wanderhindernis

Zu den Wasserentnahmen zur Energiegewinnung wird im NGP festgehalten, dass es derzeit mehr als 2500 Restwasserstrecken in Österreich gibt, die aufgrund der hohen Wasserentnahmen und der geringen verbleibenden Wassermenge eine signifikante Belastung für die Fließgewässer darstellt. Die erheblichen Belastungen entstehen durch alte, bestehende Anlagen, die aufrechte (alte) Wasserrechte zur Entnahme von vergleichsweise hohen Wassermengen haben. Die hohen Konsensmengen in den Wasserrechten sind in der

damaligen Unkenntnis beziehungsweise in einem mangelnden Bewusstsein über die ökologische Bedeutung dieser Entnahmen begründet. Die Beurteilung bzw. die Festlegung der notwendigen Restwassermengen in den natürlichen Gewässern gestaltet sich schwierig. Es gibt hier eine Fülle von Einflussfaktoren wie die Hydrologie, Limnologie. In Österreich als auch international gibt es keine einheitlichen Beurteilungskriterien für die Festlegung der Restwassermengen. In Österreich wurden verschiedene Leitfäden bzw. Kriterien für die Ermittlung der notwendigen Wassermengen herausgegeben (Kofler, 2004), (Jäger, 2007). Die Vielfalt an Regelungen kann zu Unsicherheiten und Unstimmigkeiten bei der Bemessung von Restwassermengen führen. Andererseits hat man dadurch den Vorteil, dass man für verschiedenste regionale Besonderheiten von Gewässern unterschiedliche Maßstäbe ansetzen kann, und somit die Einstellung der Restwassermenge unter den lokalen Rahmenbedingungen möglich ist.

Ein weiteres, für die Elektrizitätsversorgung sehr bedeutendes Kriterium ist jenes der Sunk-Schwall-Belastung von Oberflächengewässern. Diese Belastung ist in Österreich auf den Betrieb von Speicherkraftwerken zurückzuführen, die zu Zeiten hohen Stromverbrauchs bzw. zu Zeiten hoher Strompreise Energie erzeugen und dabei vergleichsweise hohe Wassermengen an ein Gewässer abgeben. Dies wird vor allem an Gewässern (Vorflutern) mit einem, im Vergleich zur abgegebenen Wassermenge, niedrigen Abfluss bedeutsam. Dabei werden dem Vorfluter bei der Stromerzeugung hohe Wassermengen aufgesetzt, die zu einer kurzzeitigen Erhöhung des Abflusses, den so genannten Schwall, führen. Beim Ausschalten der Anlage verringert sich die Wassermenge wieder schnell und erzeugt eine Sunk-Erscheinung. Dieser Zusammenhang ist beispielhaft in Abbildung 42 dargestellt. Dabei stellen die starken Veränderungen des Abflusses, mit einhergehenden Pegel- und Fließgeschwindigkeitsveränderungen, für das Ökosystem des Gewässers eine Stresssituation dar.

Monetär bewertet, bedeuten die Verluste durch eine Einschränkung bei Schwall und Sunk für Österreich wesentlich höhere Verluste, als sie beispielsweise durch Restwasser-einschränkungen bei Laufkraftwerken anfallen würden (Stigler, Huber, Wulz, & Todem, 2005).

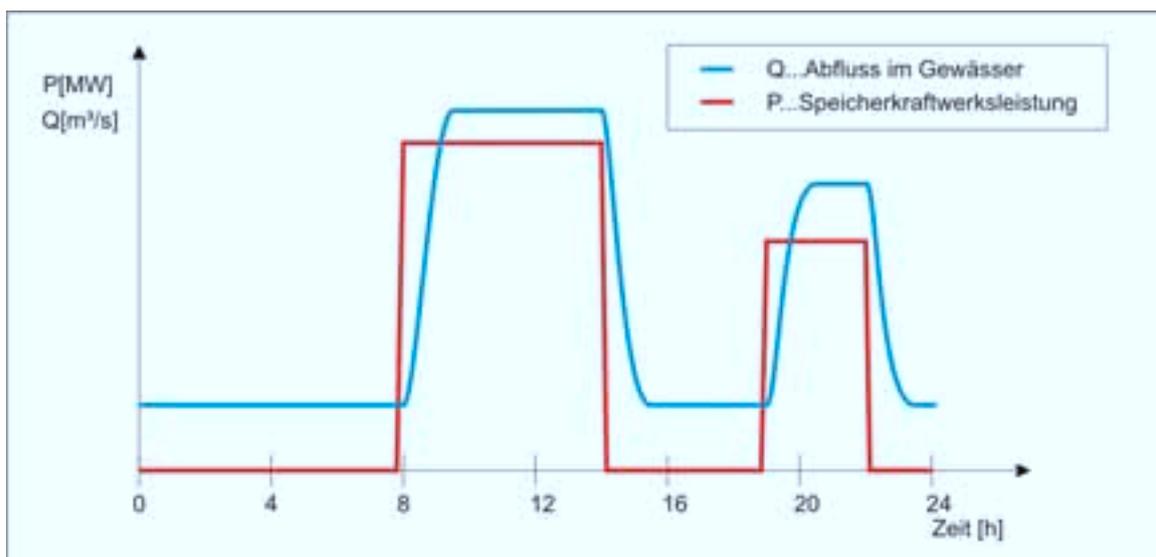


Abbildung 42: Prinzip-Darstellung der Wirkungsweise und des Zusammengangs zwischen Kraftwerk und Sunk-Schwall-Beeinträchtigung, eigene Darstellung

Die Bedeutung der Nutzung der Gewässer zur Stromerzeugung wurde in der WRRL und national im Wasserrechtsgesetz sowie Gewässerbewirtschaftungsplan berücksichtigt. Im Rahmen der HMWBs ist es möglich, Gewässer, die durch die anthropogene Nutzung

erheblich beeinträchtigt sind, von dem Ziel des guten ökologischen Zustands auszunehmen. Im Rahmen des Umsetzungsprozesses haben sich das Ministerium und die Stakeholder dazu entschieden, Gewässer mit Bach-Beileitungen und Ausleitungen zur Spitzenstromerzeugung, die für Österreich von besonderer ökonomischer Bedeutung sind, in den Stand der HMWB aufzunehmen. Ebenso werden Gewässer mit Sunk-Schwall-Beeinträchtigung im Zusammenhang mit der Spitzenstromproduktion sowie Aufstau und die Nutzung von natürlichen Seen als Speicherseen zur Spitzenstromerzeugung als HMWBs ausgewiesen. Überblicksweise gestalten sich die Beurteilungskriterien für die Einstufung eines erheblich veränderten Gewässerabschnittes wie folgt:

- Sunk-Schwall Erscheinungen im Zusammenhang mit der Spitzenstromerzeugung
- Aufstau in einem Fließgewässerabschnitt für die Stromerzeugung
- Nutzung eines vorhandenen Sees als Speichersee zur Spitzenstromerzeugung
- Restwasserstrecken im Zusammenhang mit Spitzenstromerzeugung
- Veränderte Morphologie vom Wasserkörper
- Wanderhindernisse mit Auswirkungen auf den ökologischen Zustand.

Im Entwurf des NGP und den dazugehörigen Anhängen werden derzeit von 7244 Wasserkörpern in Fließgewässern 525 als HMWB, und 65 künstliche Wasserkörper ausgewiesen. Wenn man die Beeinträchtigung auf die gesamte Gewässerlänge bezieht, ergibt sich somit ein Anteil von 10 % als erheblich verändert und ein Anteil von etwa 1% an künstlichen Wasserkörpern. Nach den Ergebnissen der Ist-Stand-Analyse und dem Monitoring-Programm befinden sich derzeit rund 13% in guten chemischen Zustand und weisen ein gutes ökologisches Potenzial auf. Generell ist zu bemerken, dass die stofflichen Belastungen der Gewässer in Österreich bereits sehr gering sind (BMLFUW, 2005). Die daraus abgeleitete Risikoverteilung für die Nichterreichung der Umweltziele finden sie in Abbildung 43.

Besonderes Augenmerk wird derzeit auf die hydromorphologischen Belastungen gelegt. In einem ersten Schritt werden die Belastungen der Gewässer durch Querbauwerke betrachtet und dementsprechende Maßnahmen gestaltet. Die Herstellung der Durchgängigkeit ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Im NGP wird die Größenordnung der Investitionen für ein Einzugsgebiet von 100 km² bei einigen tausend Querbauwerken mit einigen hundert Millionen Euro angegeben. Des Weiteren schätzt man die Kosten zur Verbesserung des morphologischen Zustands auf bis zu einer Milliarde Euro. Man geht davon aus, dass diese Investitionen im Wesentlichen von den Gebietskörperschaften und den Wasserkraftanlagenbetreibern aufgebracht werden müssen. (BMLFUW, 2009, S. 94)

Im Vordergrund steht dabei zuerst die Herstellung der Durchgängigkeit der wichtigsten Gewässer (prioritäre Sanierungsgewässer) und die Anbindung der Nebengewässer und Zubringer. Die prioritären Sanierungsgewässer sind im dem NGP angehängten Kartenwerk (Karte O-PR3) verzeichnet und werden hauptsächlich durch die größeren österreichischen Flüsse gebildet. Ziel dabei ist es, durch die Wiederherstellung des Gewässerkontinuums und die Anbindung der Nebengewässer die Vernetzung des aquatischen Lebensraums zu verbessern und damit eine Erhöhung der ökologischen Qualität der Nebengewässer durch diese Vernetzung zu erreichen. Die Herstellung der Durchgängigkeit zielt vor allem auf verbesserte Wandermöglichkeiten für die unterschiedlichen Fischarten ab, da der Fischbestand ein ausgezeichneter Indikator für hydromorphologische Veränderungen im Gewässer darstellt. Damit soll der hydromorphologische Zustand der großen und größeren Gewässer bis 2015 verbessert werden, die zum Habitat der weit- und mittelstreckenwandernden Arten wie die Barbe und Huchen gehören. (BMLFUW, 2009, S. 95)

Die Herstellung des Gewässerkontinuums bei den prioritären Sanierungsgewässern betrifft etwa einige Hundert Querbauwerke. Die notwendigen Investitionskosten werden im NGP mit 100-200 Mio. € angegeben. Etwa die Hälfte bis zwei Drittel der Investitionen werden vom

Sektor Wasserkraft zu tragen sein. Für die HMWBs gilt, bei sehr hohen Wanderhindernissen (lt. Leitfaden größer als 20 m Höhe), fehlender technischer Machbarkeit der Herstellung des Gewässerkontinuums sowie unverhältnismäßig hohen Kosten, eine Ausnahme von der Herstellung der Durchgängigkeit.

Zusätzlich soll bei Restwasserstrecken von Ausleitungskraftwerken an den prioritären und sanierungsbedürftigen Gewässern (etwa 100 von insgesamt ca. 2000 Ausleitungskraftwerken) ausreichend Restwasser dotiert werden. Der Zeitplan für diese Maßnahme sieht eine stufenweise Vorgangsweise vor. Bis zum Jahr 2015 soll jene, für die Fischdurchgängigkeit erforderliche Mindestwassermenge, in die Restwasserstrecke dotiert werden, und in einem zweiten Schritt, falls dieser erforderlich ist, die Dotiervorgabe auf eine Menge zur Erreichung des guten ökologischen Zustands bzw. des guten ökologischen Potenzials angehoben werden. Der Richtwert für die Dotiervorgabe bis 2015 wird sich auf das NQ_T^2 , das mit dem halben $MJNQ_T^3$ korreliert, angesetzt. Die durchschnittlichen Erzeugungsverluste werden bei einzelnen Anlagen im Prozentbereich von etwa 8 bis 15 % erwartet, das entspricht einem österreichweiten Verlust von unter einem Prozent der Wasserkrafterzeugung.

Im Bereich der Belastung durch Sunk und Schwall sind noch zusätzliche Forschungsarbeiten erforderlich um kosteneffiziente Maßnahmen zu ermitteln. Im Entwurf des NGP sind daher keine Sanierungsmaßnahmen bezüglich dieser Belastungen geplant.

Dem Sektor Wasserkraft wird im Rahmen des NGP eine bedeutende strategische Rolle für Österreich zuerkannt. Dieser Bedeutung wird in dem aktuell geplanten Maßnahmenpaket Rechnung getragen.

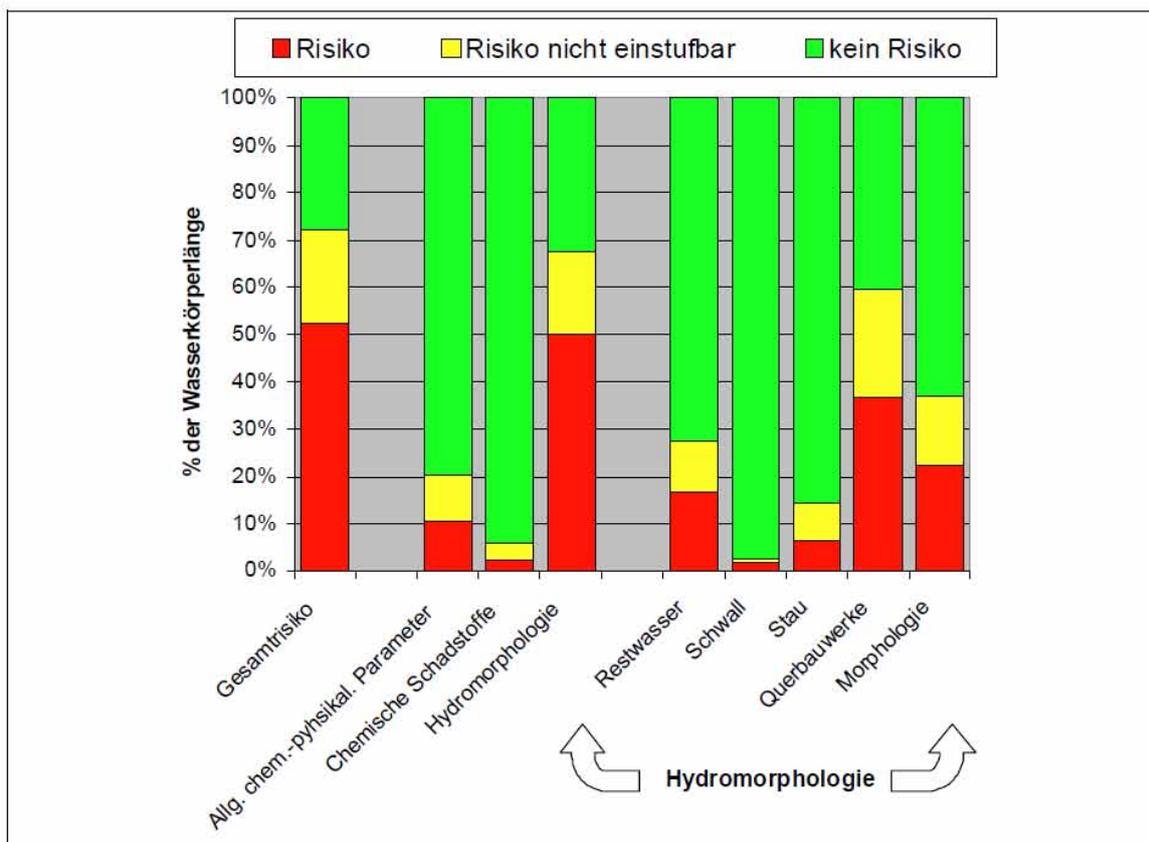


Abbildung 43: Risikoverteilung der Oberflächenwasserkörper in Österreich (BMLFUW, Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan - Entwurf, 2009, S. 52)

² NQ_T : Niedrigster Abfluss einer langjährigen Reihe.

³ $MJNQ_T$: Arithmetisches Mittel der Jahresniederschläge einer zusammenhängenden Reihe von Jahren.

2.4 Prinzipielle Darstellung der Auswirkungen von Wasserkraftwerken auf die Gewässermorphologie.

Diese Darstellung hat nicht den Anspruch alle auftretenden Auswirkungen von Wasserkraftwerken auf die Gewässer darzustellen, sondern beschreibt hauptsächlich die Prinzipien derjenigen Auswirkungen, die in dieser Arbeit behandelt werden.

2.4.1 Auswirkung der Querbauwerke von Wasserkraftwerken

Durch den Bau eines Querbauwerkes, wie der einer Wasserfassung oder eines Wehres, wird das Gewässer in der Regel für die das Gewässer bewohnende Tierwelt unterbrochen. In der Praxis bedeutet das beispielsweise, dass Fische, die in ihrem natürlichen Reproduktionsrhythmus in Gewässern flussaufwärts wandern, um ihre Laichplätze zu erreichen, in ihrer Wanderung gehindert werden.

Diese Unterbrechung des Gewässerkontinuums kann durch Fischwanderhilfen wiederhergestellt werden. Die Kosten für die Herstellung der Durchgängigkeit, sind abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, stark unterschiedlich. Generell hängen die Kosten von der zu überwindenden Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterwasser und von der Bauweise des Fischaufstieges, die primär durch die gegebenen Platzverhältnisse vorgegeben werden, ab. Des Weiteren wird die Ausgestaltung des Fischaufstiegs durch die vorherrschenden Fischarten und der vorliegenden Fließgewässerregion definiert. Neben der Bereitstellung der Aufstiegsmöglichkeit für Fische, muss auch eine Möglichkeit bestehen das Querbauwerk flussabwärts schadlos zu passieren. Dies kann durch speziell ausgestaltete Turbinen, die die Fischmortalität beim Abstieg durch den Triebwasserweg verringern sollen, oder durch Fischabstiegshilfen geschehen. Meist wird die Fischaufstiegshilfe im Oberwasserbereich so ausgeführt, dass sie gleichzeitig als Abstiegshilfe fungiert. Dabei müssen die Leitströmung und der Einstieg so ausgestaltet werden, dass die Fische diesen auch entsprechend annehmen.

Tabelle 2 zeigt, wie unterschiedlich die Ausgestaltung der verschiedenen Fischaufstiegs- und Abstiegshilfen für unterschiedliche Gewässerregionen in Salzburg definiert werden.

Eine weitere wesentliche Veränderung des Gewässers tritt dadurch auf, dass durch den Bau eines Staubauwerkes zur Schaffung oder Erhöhung der Fallhöhendifferenz ein Aufstau des Fließgewässers erfolgt. Durch diesen Aufstau wird ein künstlicher Gewässerabschnitt geschaffen, der den ursprünglichen Fließgewässercharakter eines Flusses erheblich verändert. Dabei wird meist ein Stausee gebildet, der durch eine wesentlich niedrigere Fließgeschwindigkeit aufgrund des stark erhöhten Fließquerschnittes im Staubereich gekennzeichnet ist. Aufgrund der verringerten Fließgeschwindigkeit tritt im Staubereich eine erhöhte Sedimentablagerung auf. Durch die Ablagerung von feinen Sedimenten verdichtet sich die Sohle, es kommt zu Kolmation. Dadurch wird die Sohle des Gewässers gegenüber dem Filterkörper bzw. auch dem Grundwasserkörper abgedichtet, und verursacht einen stark verringerten Wasseraustausch. Ebenso werden der Lebensraum im Substrat des Gewässers für Kleintiere sowie Laichmöglichkeiten an der Sohle beeinträchtigt (Nössing & Hutter, 2005, S. 157-165).

Ebenso stellt das Querbauwerk selbst ein Hindernis für den Geschiebetransport dar. Diese beiden Effekte führen zu einer Verlandung des Stauraumes und damit zu einer Reduktion des nutzbaren Stauvolumens. Um den Fließgewässercharakter beim Bau eines Wasserkraftwerkes zu erhalten, ist es möglich eine sogenannte Sohlrampe zu errichten, die im Staubereich die Sohle anhebt, den Querschnitt verringert und somit die Fließgeschwindigkeit erhöht.

Tabelle 2: Technische Rahmenbedingungen für Ausführungsformen von Fischaufstiegs- und Abstieghilfen im alpinen Bereich (Schrempf, 2007)

Fließgewässerregion	Typ	Max. Spiegel-differenzen	Max. Gefälle [%]	Tiefe Schnelle [cm]	Wassertiefe im Becken bzw. vor Absturz [cm]
Epirhithral (obere Forellenregion)	Tümpelpass	20	7-10	15	80
	Naturnaher Schlitzpass	20	5-7	Bis zur Sohle	80 (75-90)
	Umgehungsgerinne	-	1-3	15	Mittlere Tiefe Talweg 20
	Aufgelöste Sohlrampe	20	5	15	80
Metarhithral (untere Forellenregion)	Tümpelpass	18	5-7	20	80
	Naturnaher Schlitzpass	18	5	Bis zur Sohle	80 (75-90)
	Umgehungsgerinne	-	1	20	Mittlere Tiefe Talweg 30
	Aufgelöste Sohlrampe	18	5	20	80-100
Hyporhithral (Äschenregion)	Naturnaher Schlitzpass	15	3-5	Bis zur Sohle	80 (75-90)
	Vertical-Slot	15	5	Bis zur Sohle	80 (75-90)
	Borstenfischpass	5	5	50	50
	Umgehungsgerinne	-	0.5-0.7	30	Mittlere Tiefe Talweg 30-50
	Aufgelöste Sohlrampe	15	3	30	100-130
Epipotamal	Naturnaher Schlitzpass	13	3	Bis zur Sohle	80 (75-90)
	Vertical-Slot	13	3-5	Bis zur Sohle	80 (75-90)
	Umgehungsgerinne	-	0.3-0.5	30	Mittlere Tiefe Talweg 40-60
	Aufgelöste Sohlrampe	13	2	30	>130

2.4.2 Auswirkungen von Ausleitungen

In Fließgewässern hängt die Qualität der Habitate für aquatische Lebensgemeinschaften von den Faktoren Stoffhaushalt, Substrat bzw. Sediment, Benetzung und Strömung, die maßgeblich durch den Abfluss beeinflusst werden, ab (LUBW, 2006). Wasserausleitungen für die Stromerzeugung führen zu einer Veränderung des Abflusses im natürlichen Flussbett und somit zu einer Veränderung des Lebensraumes im Mutterbett. Bei älteren Kraftwerken mit bestehenden und alten Konzessionen wurden meist keine Restwasserdotationen in das Mutterbett vorgeschrieben. Bei solchen Kraftwerken fällt in Zeiten, in denen das Wasserdargebot die Ausbauwassermenge des Kraftwerks unterschreitet, das Flussbett im Extremfall trocken. Erst durch weitere Zubringer in das Mutterbett, oder durch Grundwasserzufluss kommt es im ursprünglichen Gewässer wieder zu einem vergleichsweise niedrigeren Abfluss. Ein weiterer Effekt des geringeren Wasserspiegels im Mutterbett ist, dass es im Bereich des Zuflusses von Seitenzubringern zu unüberwindbaren Wanderhindernissen für Fische kommt, oder dass im Mutterbett eine zu geringe Wassertiefe für die Wanderung besteht. Aus diesem Grund ist es oft der Fall, dass bei Ausleitungskraftwerken die Restwassermenge so erhöht werden muss, dass nicht nur in einer Fischaufstiegshilfe ausreichend Wasser vorhanden ist, sondern im Mutterbett eine deutlich höhere Wassermenge fließen muss, um der Fischfauna die Möglichkeit zur Wanderung im Gewässer zu geben. In der Praxis werden Restwasserdotationen bei Ausleitungskraftwerken aufgeteilt, und zwar in jene Wassermenge, die für die Funktionsfähigkeit des Fischaufstiegs notwendig ist, und jene Wassermenge, die für die Wanderung der Fische im ursprünglichen Flussbett notwendig ist (siehe Abbildung 44). Diese Wassermenge wird in der Regel energetisch in Restwasserturbinen zur Stromerzeugung ausgenutzt.

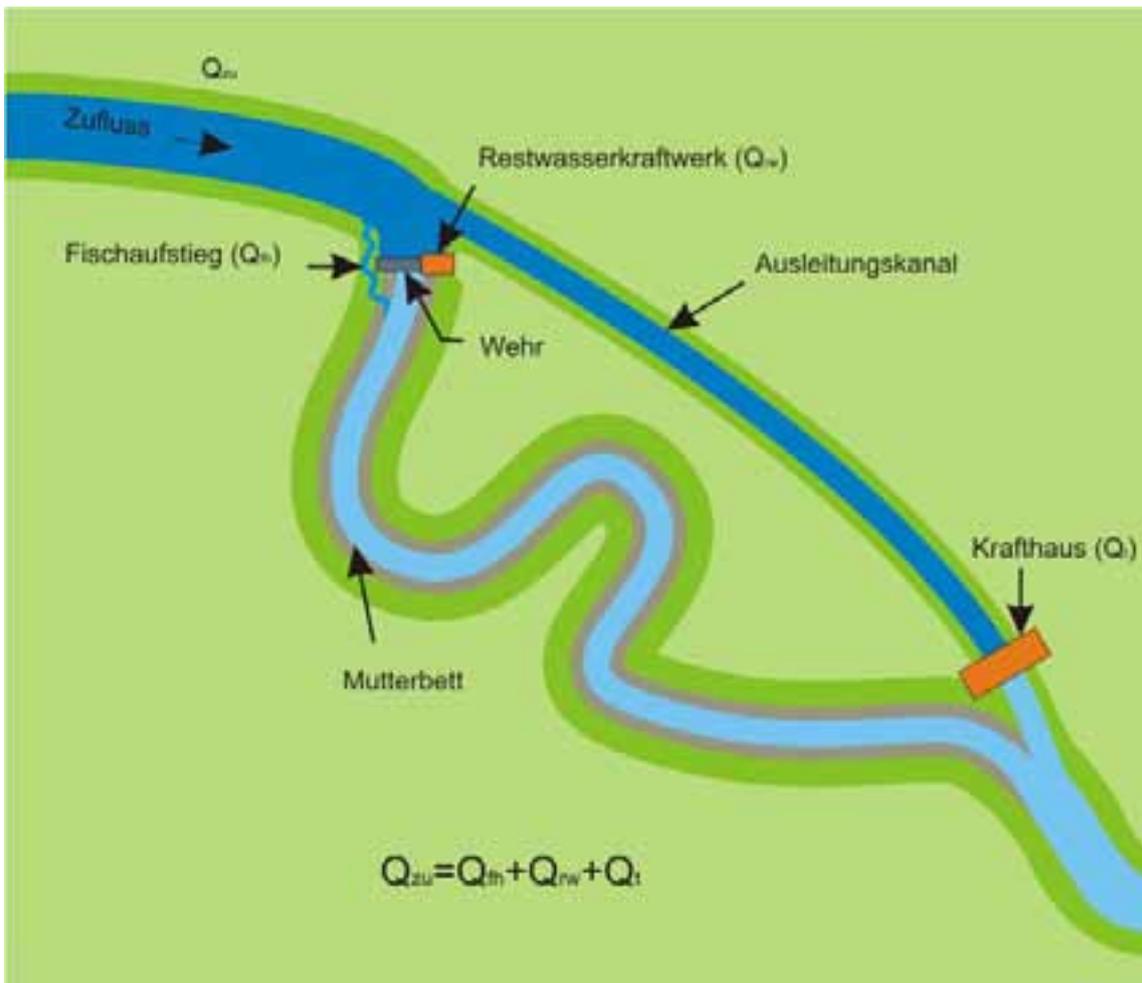


Abbildung 44: Aufteilung des Zuflusses bei Ausleitungskraftwerken mit Fischaufstiegshilfe und Restwasserkraftwerk, eigene Darstellung

Für die Bemessung des notwendigen Mindestabflusses in Ausleitungsstrecken gibt es international die unterschiedlichsten Verfahren. In Österreich gibt es einen individuell und situativ angepassten Ansatz, hierbei wird die notwendige Restwassermenge von den Wasserwirtschaftsabteilungen der jeweiligen Länder vorgegeben. Bei der Bemessung des Restwassers helfen Leitfäden, die in erster Linie auf kleinere Wasserkraftwerke abzielen, und bei größeren Kraftwerken werden Gutachten eingeholt. Im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan wird in einem ersten Schritt eine Restwassermenge von der Größenordnung von einem halben MJNQ_t, welches hoch mit dem Q₉₅⁴ korreliert, ausgegangen.

2.4.3 Auswirkung von Schwall und Sunk

Als Schwall bezeichnet man die Auswirkung von stark schwankenden Wassereinleitungen in ein Gewässer, wie dies typischerweise bei Speicherkraftwerken und Schwellketten geschieht. Durch die kurzzeitigen und aufgrund der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Regel periodisch (täglich) auftretenden Einleitungen steigen der Abfluss und der Pegel in einem Gewässer innerhalb kürzester Zeit bedeutend an. Je nach Jahreszeit und Abfluss im Gewässer kann dies ein Vielfaches der natürlich abfließenden Wassermenge betragen. Als Sunk bezeichnet man dann den Effekt, der auftritt, wenn das Kraftwerk abgeschaltet wird und es zu einem sehr schnellen Rückgang des Abflusses und des Wasserstandes kommt. In

⁴ Q₉₅: Abfluss, der zu 95 % der Zeit eines Jahres mindestens abfließt.

Abbildung 45 sind die Abflussschwankungen Beispielhaft für eine Schwellkette am Fluss Lech in Bayern dargestellt.

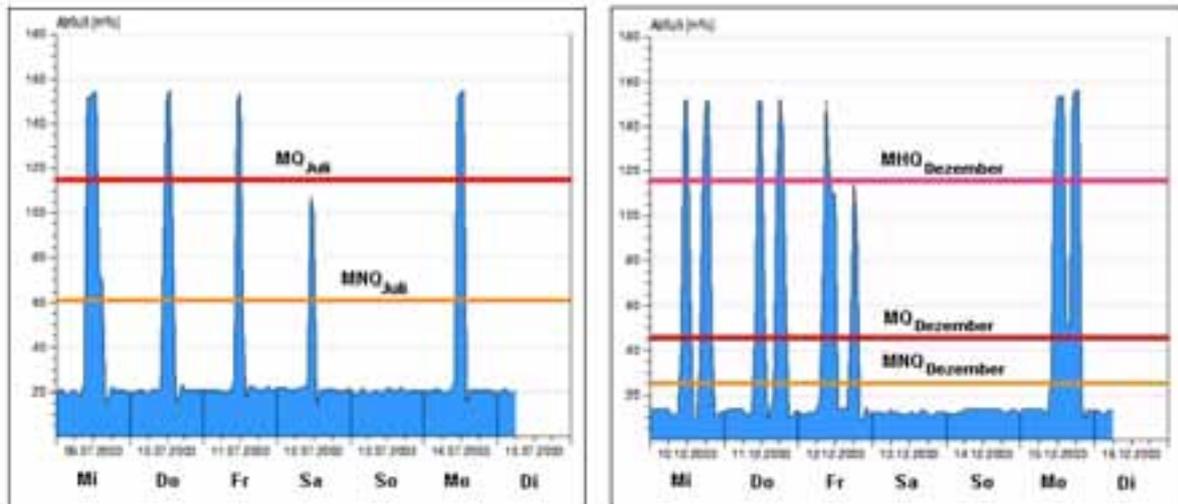


Abbildung 45: Schwallbelastung des Lechs in Bayern aufgrund des Schwellbetriebs der Kraftwerkskette Lech. Rechts: Charakteristische Situation im Sommerhalbjahr. Links: Charakteristische Situation im Winterhalbjahr (Schnell, 2005)

Dieser regelmäßige Schwall ist im natürlichen Abflussregime der Fließgewässer nicht vorhanden und wird daher von Hydrologen als Störung eingestuft (Poff, et al., 1997).

Untersuchungen zeigten, dass Schwall und Sunk zu einer Beeinträchtigung der Lebensbedingungen in Gewässern führen können. Dabei werden von den Gewässerökologen unterschiedliche Indikatoren herangezogen wie die Organismengruppen des Makrozoobenthos und der Fische. Bei der pflanzlichen Besiedelung wurden nur wenige oder schwache Auswirkungen des Schwalls festgestellt. Ein besonders großer Stress für die Organismen tritt in der bei Sunk trockenfallenden Gewässerzone auf.

Schwall wirkt sich auf die Reproduktionsfunktion der Fischfauna in unterschiedlicher Art und Weise aus: So kann der Schwall dazu führen, dass die juvenilen Fische oder gar abgelaichte Fischeier bei Schwall abdriften und bei Sunk stranden. Des Weiteren kann der Makrozoobenthos, die Nahrungsgrundlage der juvenilen Fische, durch abdriften beeinflusst werden (Arge Limnologie, 1994).

Bei Kraftwerken mit hoch gelegenen Speicherseen, diese sind im Alpenraum weit verbreitet, wird das Gewässer durch die Wassereinleitung thermisch beansprucht. Im Sommer kommt es aufgrund des kälteren Wassers aus dem Speichersee eher zu einer Temperaturabkühlung, im Winter zu einer Erhöhung aufgrund des wärmeren Wassers des Speichers. Generell ist jedoch das Gewässer gegenüber dem natürlichen Zustand bereits thermisch vorbelastet, da es aufgrund des Wasserrückhaltes in den Speicherseen einen geringeren Anteil an Gletscherabfluss (kälter) enthält und einen höheren Anteil an Grundwasserabfluss (wärmer) (Baumann & I., 2003).

Durch Schwall kann es aufgrund von Erosionen, durch die höhere Fließgeschwindigkeit im Gewässer, zu einer erhöhten Trübung und Feststofftransport kommen, was die Nährstoffproduktion beeinflusst. Gleichzeitig kommt es bei Sunk zu einer Ablagerung dieser erodierten Sedimente was zu einer Kolmation im Gewässer führen kann (Baumann & I., 2003).

In Österreich wurden im Zuge der Ist-Bestandsaufnahme zur Umsetzung der WRRL 75 signifikante Schwallstrecken mit einer Gesamtlänge von 811 km festgestellt. Die Signifikanzgrenze wurde im NGP auf ein Sunk-Schwall-Verhältnis von 1:5 festgelegt. Die durch Schwall belasteten österreichischen Flussstrecken sind in Abbildung 46 dargestellt.

In primärenergiearmen Österreich hat die Speicherkrafterzeugung einen besonderen ökonomischen Stellenwert, da sie eine kostengünstige Variante der bedarfsgerechten Elektrizitätserzeugung darstellt und im Hinblick auf die Integration von erneuerbaren Energieformen besondere Vorteile aufweist (Weiss, 2010).

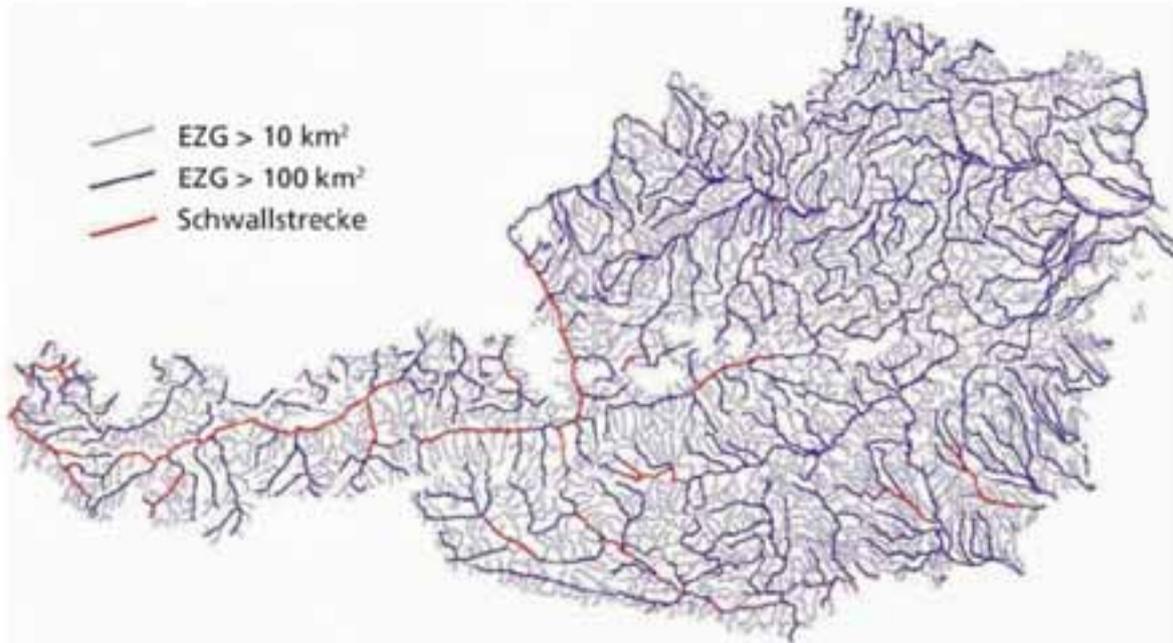


Abbildung 46: Schwallbelastete Fließgewässerstrecken in Österreich, Quelle: Umweltbundesamt

Die Auswirkungen von Schwall und Sunk in einem Gewässer können durch bauliche Maßnahmen reduziert werden. Durch den Bau eines Schwallausgleichsbeckens, welches das abgegebene Wasser eines Speicherkraftwerks zwischenspeichert, und daraus gleichmäßig in das natürliche Gewässer abgibt, kann der Schwall reduziert werden. In Abbildung 47 ist der Pegel Bad Hofgastein unterhalb der Kraftwerke Bärenwerk und Remsach (Gasteinertalgruppe) dargestellt. Das Kraftwerk Remsach verfügt über ein Schwallausgleichsbecken, das den Schwall in der Gasteinerache auf 1:3 begrenzt.

Eine weitere Maßnahme kann die Ausleitung des genutzten Wassers weiter flussabwärts, nach dem Zufluss weiterer Zubringer, sein. In Abbildung 48 sind der Pegel Wald an der Salzach als auch der Pegel Sulzau des Zubringers Sulzbach dargestellt. Man erkennt am Pegel Wald (hellblau) deutlich den Einfluss des Speicherkraftwerks Wald. Der verursachte Schwall ist, wie in der Abbildung erkennbar sehr hoch. Durch die Ausleitung des Unterwassers bis unterhalb des Zubringers Sulzbach, kann der Schwall für den betrachteten Zeitraum deutlich reduziert werden. Im betrachteten Zeitraum der verfügbaren stündlichen Daten wurde ein Schwallverhältnis von 1:5 nicht überschritten. Die dazu notwendige Ausleitung ist rund 1700 m lang.

Diese Maßnahmen sind aufgrund der hohen baulichen Anforderungen mit hohen Investitionskosten verbunden.

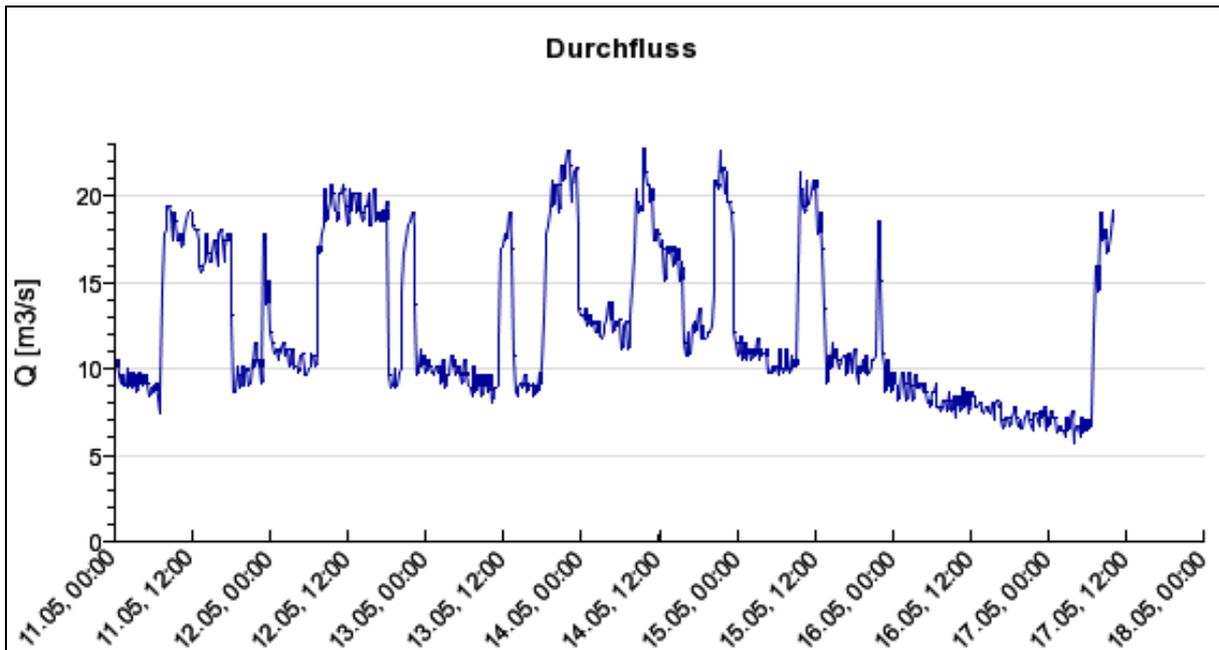


Abbildung 47: Ganglinie der Gasteinerache, am Pegel Bad Hofgastein im Mai 2010 unterhalb der Kraftwerke Bärenwerk und des Kraftwerks Remsach mit einer gemeinsamen Abbauwassermenge von 18,3 m³/s. Der Schwall des Kraftwerks Remsach wird durch ein Ausgleichsbecken reduziert, (Hydrographischer Dienst des Landes Salzburg, 2010).

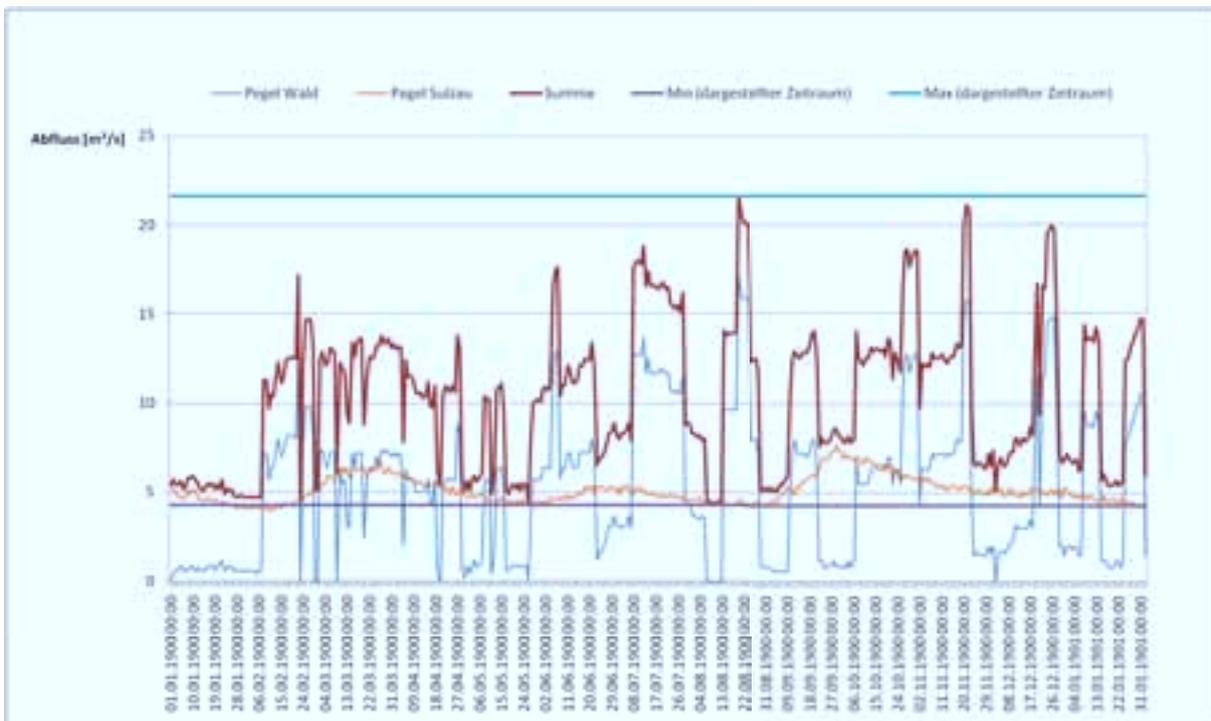


Abbildung 48: Vergleich des Schwalls unterhalb des Kraftwerks Wald am Pegel Wald an der Salzach, mit der Summe der Salzach und dem nächsten rechten Zubringer Obersulzbach (Pegel Sulzau), Datenquelle: Hydrographischer Dienst des Landes Salzburg

2.5 Elektrizitätswirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft

2.5.1 Vorteile der Wasserkraft

In diesem Kapitel werden die Vorteile der Wasserkraft als erneuerbare Energiequelle hinsichtlich der Dimensionen Ökologie, Ökonomie, soziale Auswirkungen und Technologie genauer beleuchtet. Die Wasserkraft kann als eine der ältesten Stromerzeugungstechnologien auf eine lange Entwicklungsgeschichte zurückblicken, die sich in modernen Kraftwerken und beim Neubau von Kraftwerken hinsichtlich des Wirkungsgrades, technischer Ausgereiftheit und Zuverlässigkeit wie auch der ökologischen Verträglichkeit niederschlägt.

2.5.2 Ökologische Vorteile

Stromerzeugung aus der erneuerbaren Energiequelle Wasser zeichnet sich besonders dadurch aus, dass bei der Energieumwandlung der Primärenergie, der potenziellen Energie des Wassers, kein CO₂-, Stickoxid-, Schwefel- oder Feinstaubausstoß entsteht.

Des Weiteren entstehen keine Immissionen der Umwelt durch Abwärme oder extremen Lärm. Es müssen weder Brennstoffe noch Betriebsstoffe im großen Stil transportiert werden, wie es bei thermischen Kraftwerken der Fall ist.

2.5.2.1 Ökologisch verträglicher Ausbau

In den vergangenen Jahrhunderten wurden viele Gewässer durch menschlichen Eingriff in ihrem Lauf verändert. Beispiele dafür sind die Donau, Mur oder Salzach. Diese ursprünglich mäandrierenden Flüsse oder Flüsse mit Seitenarmen wurden aus Gründen des Hochwasserschutzes oder der Schifffahrt, aber auch der Wasserkraftnutzung begradigt und für die Fische von ihren Zubringern abgeschnitten. Heute ist man bestrebt, diese Eingriffe wieder abzuschwächen und die Gewässer und Uferstruktur naturnahe zu gestalten sowie die Durchgängigkeit der Flüsse wieder herzustellen, wie dies bei Kraftwerken und Projekten an der Donau, Mur und Drau zu sehen ist. Der Ausbau der Wasserkraft ermöglicht die Schaffung neuer Lebensräume für die Natur und Anbindung von Nebengewässern besonders bei der Errichtung von Anlagen an bereits regulierten und stark beeinflussten Gewässern (siehe Abbildung 49) (ARGE Alpine Wasserkraft, 2008a).

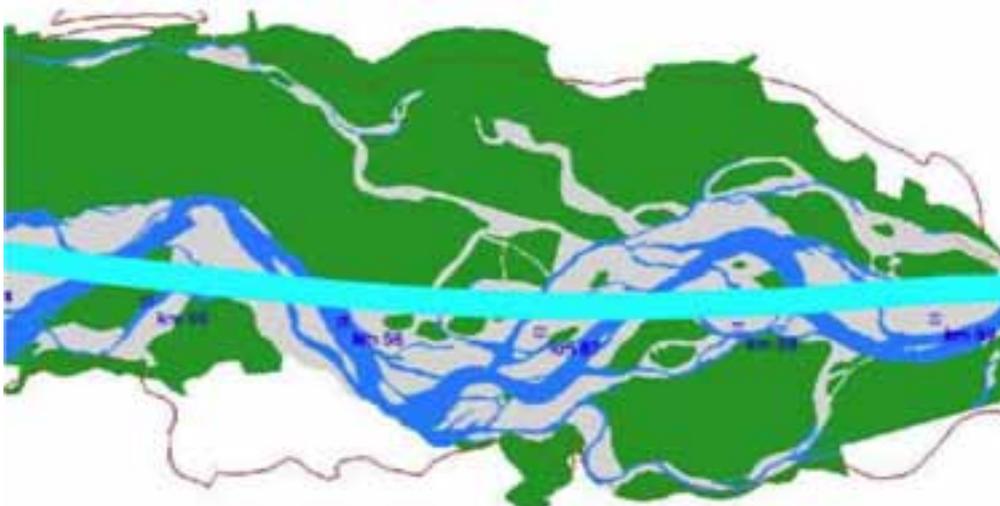


Abbildung 49: Vergleich des ursprünglichen Salzachverlaufes mit dem begradigten gegenwärtigen Zustand (Baumgartner, Gruber, Wührer, Aufleger, & B., 2010)

Im Zuge der Errichtung der Wasserkraftanlage kann dem Gewässer eine naturnahe Form der Ufer gegeben werden. Die Durchgängigkeit kann technisch durch eine geeignete Gestaltung der Fischaufstiegshilfen gewährleistet werden. Bei stark regulierten Gewässern kann eine

Verbesserung der Struktur und Artenzusammensetzung der Flora und Fauna im Gewässer und am Ufer erreicht werden. Ebenso können längere Verweilzeiten des Wassers im Staubereich die Selbstreinigung des Wassers fördern.

2.5.2.2 Hohe ökologische Qualität

Die unterschiedlichen großtechnischen Umwandlungsmethoden zur Elektrizitätsgewinnung beanspruchen die Natur und die natürlichen Ressourcen in unterschiedlicher Art und Weise. Beispielsweise werden bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen CO₂ und Schadstoffe ausgestoßen, die nur durch einen hohen technischen Aufwand gefiltert werden können. Andere Erzeugungsarten fallen wiederum durch einen hohen Landschaftsverbrauch auf, wie dies in besonderem Maße bei Braunkohlekraftwerken mit angeschlossenem Tagebau. Aber auch bei der erneuerbaren Energieform Wind zeichnet sich bei intensiver Nutzung ein hoher Flächenbedarf ab. Des Weiteren verursacht die Herstellung der Umwandlungsanlagen ebenso Emissionen und Ressourcenverbrauch, die bei einem Vergleich der unterschiedlichen Technologien berücksichtigt werden müssen. Hierfür wurden verschiedene Messinstrumente geschaffen, um die Umwelteinwirkungen zu ermitteln und vergleichbar zu machen. Beispiele für solche Instrumente sind die schweizerische Methode der ökologischen Knappheit (UBP 97) oder die Eco Indicator 95-Methode und Eco Indicator 99-Methode. Diese Methoden versuchen die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt über eine Lebenszyklusanalyse möglichst umfassend zu bewerten. Beim Vergleich der verschiedenen Technologien ergeben die Messverfahren unterschiedliche Gesamtergebnisse. Dies resultiert aus den unterschiedlichen Ansätzen und Gewichtungen der verschiedenen Einflussaspekte im Gesamtergebnis. Nach einer Studie aus der Schweiz zeigt die Stromerzeugung aus Wasserkraft, im Vergleich mit anderen Stromerzeugungsarten, die niedrigsten ökologischen Einflüsse (Abbildung 50) (Dettli, Buholzer, & Kaufmann, 1999). Die Wasserkraft weist den größten Erntefaktor aller Energieformen (1 Einheit zum Bau und Betrieb eingesetzte Energie bringt bis zu 250 Einheiten Strom) (ARGE Alpine Wasserkraft, 2008b).

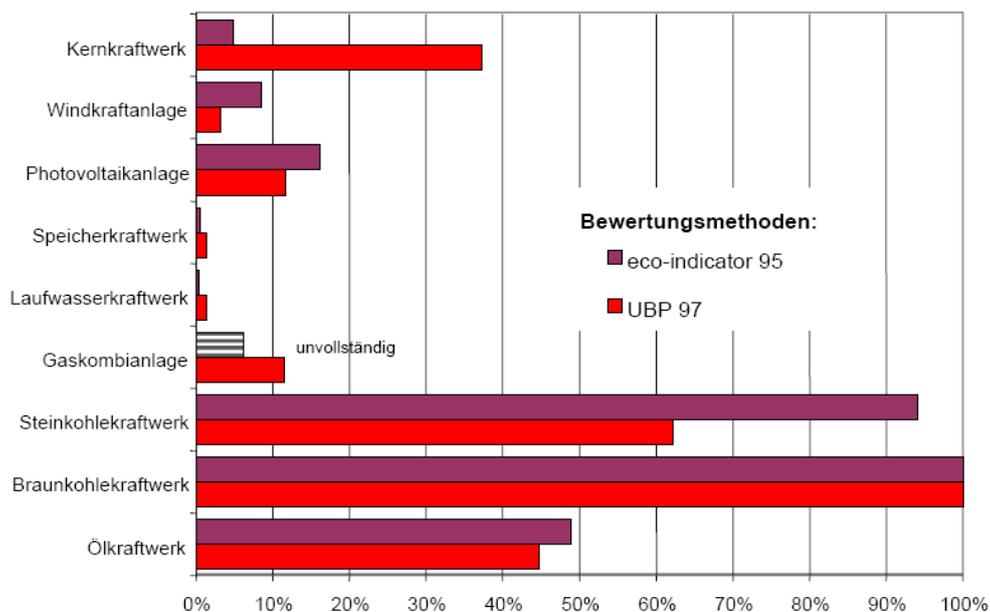


Abbildung 50: Bewertung der ökologischen Auswirkungen der Elektrizitätserzeugung (Dettli, Buholzer, & Kaufmann, 1999)

2.5.3 Ökonomische Vorteile

Der bedeutendste wirtschaftliche Vorteil von Wasserkraftwerken ist der, dass keine Brennstoffkosten anfallen. Die Betriebskosten von Wasserkraftwerken sind zu anderen Kraftwerkstechnologien vergleichsweise niedrig.

Durch die Nutzung des Wassers als erneuerbarer Energie werden keine Primärenergieimporte in Form von Gas, Öl oder Kohle benötigt, die in Kraftwerken, bei im Vergleich zur Wasserkraft niedrigen Wirkungsgraden, in Strom umgewandelt werden.

Speicherkraftwerke stellen die derzeit einzige großtechnisch wirtschaftliche Methode zur Speicherung von überschüssiger elektrischer Energie dar. Dies ist gerade dann von Bedeutung, wenn zum Beispiel in Zeiten niedrigen Verbrauchs dargebotsabhängige Stromerzeugungsarten wie Windkraftwerke und Laufkraftwerke in das Stromnetz einspeisen.

Wasserkraftwerke und besonders Speicherkraftwerke und Schwellkraftwerke stellen aufgrund ihrer technischen Besonderheiten eine besonders kostengünstige Möglichkeit dar, Regelleistung bereitzustellen.

Aufgrund der einfachen und bewährten Technologie mit langjähriger Erfahrung haben Wasserkraftwerke eine besonders hohe Verfügbarkeit und eine sehr niedrige Ausfallwahrscheinlichkeit. Kombiniert mit der guten Vorhersehbarkeit der Stromerzeugung bei Laufkraftwerken (Speicherkraftwerke sind eine bedarfsgerechte Art der Stromerzeugung) ermöglichen sie einen besonders wirtschaftlichen Betrieb, vor allem auch der thermischen Erzeugung. Andere dargebotsabhängige Stromerzeugungstechnologien wie die Windkraft-erzeugung mit vergleichsweise hohen Schwankungen des Dargebots sind wesentlich schwieriger vorherzusagen.

Durch die Mehrfachnutzung von Stauanlagen, für den Hochwasserschutz, Trinkwasserversorgung, Tourismus, Fischzucht, Sohlstabilisierung und an großen Flüssen für die Schifffahrt, stellen sich Wasserkraftwerke besonders wirtschaftlich dar.

2.5.4 Gesellschaftliche Vorteile

Die gesellschaftlichen Vorteile der Wasserkraft ergeben sich im Zuge der Errichtung, durch Beschäftigung und den damit verbundenen volkswirtschaftlichen Effekten, aber auch besonders dadurch, dass Wasserkraftanlagen mehrfach genutzt werden:

- Schutz der Gesundheit und des Eigentums von Menschen durch gleichzeitigen Hochwasserschutz.
- Schaffung von Freizeitgebieten, Tourismusangebot und Erholungsgebieten im Zuge der Errichtung der Anlage.

Die Errichtung einer Wasserkraftanlage in strukturschwachen Gebieten bietet zudem mehrfach Vorteile:

- Verbesserung der Energieinfrastruktur durch die Wasserkraftanlage selbst.
- Bei Kraftwerksanlagen mit langen Ausleitungen können Energie- und Telekommunikationsinfrastruktur mit verbessert werden.
- Verbesserung der Infrastruktur durch Errichtung von Trinkwasserkraftwerken.
- Mitführung von Abwasserleitungen neben der Druckrohrleitung.
- Schaffung neuer Verkehrs und Transportwege, für den Individualverkehr, und für die Land- und Forstwirtschaft.

Externe Kosten als kalkulatorische Energiepreiszuschläge	Externe Kosten ohne Risikozuschlag [€/kWh]	Risikozuschlag [€/kWh]	Risiko Aversionszuschlag [€/kWh]
Laufkraftwerk	0,15 - 0,37	0,05	
Speicherkraftwerk	0,19 - 0,99	0,01	
Photovoltaik	1,36 - 2,35		
Windkraftanlage	0,37 - 0,68		
Kernkraftwerk	0,62 - 0,80	0,11	0,68 - 21,60
Gaskombianlage	6,23 - 9,32		
Ölkraftwerk	8,77 - 14,51		
Braunkohlekraftwerk	15,62 - 27,35		
Steinkohlekraftwerk	9,20 - 14,81		

Tabelle 3: Externe Kosten als kalkulatorische Energiepreiszuschläge, Umrechnung: 1 Euro=1,62CHF (Jilek, Karner, & Rass).

Die Errichtung einer Stromerzeugungsanlage stellt eine anthropogene Beeinflussung der Lebensbedingungen für die Gesellschaft dar. Beispielsweise verursacht die Emission von Schadstoffen Schäden an Gebäuden oder gefährdet die Gesundheit von Menschen. Die Kosten für die Beseitigung dieser verursachten Schäden - die so genannten externen Kosten - werden nicht über den Energiepreis bezahlt. Bei der Errichtung von Wasserkraftanlagen kann ein Landschaftsverbrauch von naturbelassenen Gebieten und damit ein Verlust für die Gesellschaft entstehen. Den externen Kosten werden Effekte bei der Errichtung, Betrieb und Rückbau einer Anlage zugerechnet.

Einer Studie aus der Schweiz zufolge müsste Strom aus Wasserkraft mit einem Preiszuschlag von 0,2 bis 1,0 Cent belastet werden (Jilek, Karner, & Rass), um die verursachten Landschaftsverluste und Umweltkosten zu decken, (vergleiche Tabelle 3). Etwa gleich hoch fallen die kalkulatorischen Zuschläge bei der Windkraft aus. Bei allen anderen Stromerzeugungstechnologien sind die Bandbreiten ein Vielfaches.

2.5.5 Technische Vorteile

Wasserkraft weist im Vergleich zu anderen Stromerzeugungstechnologien die höchsten Wirkungsgrade der reinen Stromerzeugung von 85-90% auf, siehe Abbildung 51.

Verbunden mit der einfachen Technologie stellt dies den wohl bedeutendsten technischen Vorteil dar.

Die öffentliche Elektrizitätsversorgung in Europa ist durch eine weltweit vergleichsweise herausragende Versorgungsqualität und Zuverlässigkeit gekennzeichnet.

Wasserkraftwerke, und insbesondere Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, tragen einen großen Teil zu dieser Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems bei.

Die Besonderheit der Nichtspeicherbarkeit des elektrischen Stromes erfordert, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch im Gleichgewicht sein müssen, da elektrische Netze über kein Speichervermögen für Wirkleistung verfügen. Wirkleistung muss zu jedem Zeitpunkt in jener Menge erzeugt werden, wie sie von den Verbrauchern entnommen wird und für die Netzverluste benötigt wird (Gleichgewicht von Stromeinspeisung und Entnahme). Um dieses Gleichgewicht für eine stabile Stromversorgung, zum Beispiel bei Kraftwerksausfällen, aufrecht zu erhalten bedarf es einer entsprechenden Regelung. In Europa wird dies durch die so genannte Frequenz-Leistungsregelung in den einzelnen Regelzonen realisiert.

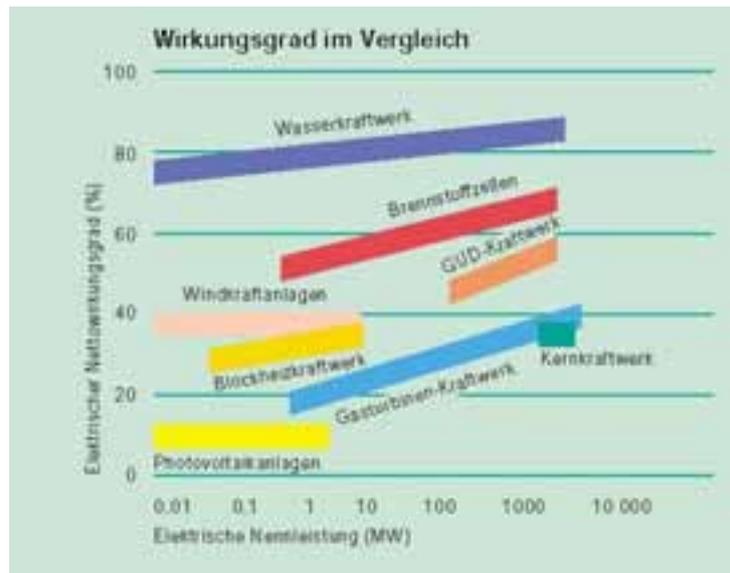


Abbildung 51: Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien (ARGE Alpine Wasserkraft, 2008b).

Die Leistungs-Frequenzregelung erfolgt in mehreren in sich greifenden Schritten. Die erste Regelungsstufe ist die so genannte Primärregelung. Die Primärregelung ist die im Sekundenbereich wirksame (max. 30 Sekunden), nach Störungseintritt (Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch) wirksam werdende stabilisierende Wirkleistungsregelung zur Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Primärregelung wird mit Hilfe des Turbinendrehzahlreglers realisiert. Für diese Aufgabe eignen sich besonders schnell regelbare Speicherkraftwerke.

Die zweite Stufe der Regelung, die die Primärregelreserve wieder verfügbar macht, ist die Sekundärregelung. Unter Sekundärregelung versteht man die automatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von Regeleinrichtungen. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz von exakt 50 Hz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen. Im Verbundnetz bestehen nach dem Ausregeln einer Änderung der Last oder der Erzeugung (Kraftwerksausfälle) durch die Primärregelung noch Abweichungen, sowohl bei den Übergabeleistungen zwischen den Regelzonen als auch bei der Frequenz. Die Sekundärregelung ist nun die Beeinflussung der Kraftwerke zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches mit benachbarten Regelzonen sowie zur Einhaltung der Sollfrequenz. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind für Regelaufgaben technisch bestens geeignet. Sie sind in der Lage, durch Veränderung des Durchflusses durch die Turbinen innerhalb kürzester Zeit die erzeugte Leistung zu variieren. Mit Hilfe von Pumpwerken besteht zusätzlich noch die Möglichkeit, Leistungsüberschüsse (durch Ausfall von Verbrauchern, oder starke unvorhersehbare Windeinspeisung usw.) durch Entnahme von Energie aus dem Netz zu kompensieren (ARGE Alpine Wasserkraft, 2008b).

Gerade durch den Ausfall von Kraftwerken kommt es zu deutlichen Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch. Damit in solchen Fällen eine sichere Stromversorgung nicht gefährdet ist, muss ausreichend kurzfristig verfügbare Kraftwerkskapazität in Reserve gehalten werden, die die fehlende Leistung in kürzester Zeit ins Netz einspeisen kann.

2.5.5.1 Leistungsänderungsgeschwindigkeiten im Vergleich

Die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von thermischen Kraftwerken sind im Wesentlichen durch den Dampferzeuger vorgegeben, da bei Kesseln zu große Laständerungen zu Materialschäden führen können. Zusätzlich haben thermische Kraftwerke typischerweise größere Regelungsverzögerungen bei der Feuerung von thermischen Kraftwerken. Diese bewegen sich bei Öl- und Gasfeuerung im Bereich von 10-20 Sekunden, bei Braunkohlefeuerung etwa 60 Sekunden und bei Steinkohlekraftwerken etwa 120 Sekunden.

Speicherkraftwerke können ihres einfachen Anlagenkonzepts nahezu ohne Regelungsverzögerung innerhalb von Sekunden große Laständerungen vollziehen. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke können Leistungsgradienten von mehreren 100 MW/min vollziehen. Thermische Kraftwerke wie Gasturbinen, Gas- und Dampfkraftwerke, Gas-Kombikraftwerke und Kohlekraftwerke können Gradienten bis etwa 10-25 MW/min vollziehen. Diese Eigenschaft der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen es, thermische Kraftwerke technisch und ökologisch optimal zu betreiben (Strauß, 1998).

2.6 Antinomische Ziele im rechtlichen und politischen Rahmenwerk

Die unterschiedlichen Ziele im rechtlichen Rahmenwerk resultieren aus den Zielsetzungen unterschiedlicher Teilpolitiken. Die Umsetzung dieser Ziele in gesetzgebenden Texten und den zugehörigen Umsetzungsinstrumenten haben teilweise entgegenwirkende Konsequenzen auf die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft. In der Tabelle 4 werden überblicksweise die divergierenden Zielsetzungen und Maßnahmen verschiedener Rechtstexte dargestellt.

Wasserrahmenrichtlinie bzw. Wasserrechtsgesetz	Erneuerbare-Energien-Richtlinie bzw. Ökostromgesetz
Ziele	
Verbesserung des Zustands der aquatischen Ökosysteme und der Grundwasservorkommen	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung
Förderung einer nachhaltigen Nutzung und langfristigen Schonung der Wasserressourcen	Förderung von Ökostromanlagen und Kleinwasserkraftwerken (Steigerung der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft auf 8% bis 2008)
	Verminderung der Importabhängigkeit Europas auf dem Sektor Energie, Erhöhung der Versorgungssicherheit
Maßnahmen zur Zielerreichung	
Integrierter Ansatz zur Beurteilung von Gewässern nach biologischen, chemisch-physikalischen und hydrologisch-morphologischen Merkmalen	Steigerung der Attraktivität für Kleinwasserkraftwerke durch Abnahmeverpflichtungen für Stromhändler
Festlegung von Restwassermengen	Revitalisierung von Flüssen
Errichtung von Fischaufstiegshilfen	Modernisierung von Kraftwerken
Umweltauflagen zur Erhaltung ökologisch bedeutsamer Lebensräume	Errichtung neuer (Klein-)Wasserkraftwerke
Auswirkungen auf die Wasserwirtschaft	
Zusätzliche Auflagen	Errichtung von Kleinwasserkraftanlagen
u. U. höhere Investitions- und Betriebskosten, damit verbunden geringere Rentabilität der Anlagen	Erschließung von energiewirtschaftlich attraktiven Gebieten
Rückgang des Produktionsvolumens aus Wasserkraft und vermehrter Einsatz anderer Energieträger	

Tabelle 4: Zielvorgaben-Vergleich unterschiedlicher Rechtsmaterien (Kaufmann, 2008).

2.6.1 Kurze Übersicht über die Bewertungskriterien der Gewässer aus der Sicht der Gewässerökologie

Aus Sicht der Gewässerökologie ist der Bau eines Wasserkraftwerks mit Veränderungen und den verschiedenen Auswirkungen auf das Gewässer verbunden. Dabei muss jedoch vom Ursprungszustand des Flusses ausgegangen werden, so kann an einem energetisch noch nicht genutzten, jedoch bereits flussbaulich stark beeinflussten Gewässer, im Zuge einer Kraftwerkerrichtung eine Verbesserung der ökologischen Situation erreicht werden.

Zum besseren Verständnis der Bedeutung ökologischer Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung werden in diesem Kapitel jene ökologischen Kriterien vorgestellt, die im Rahmen der Wasserrahmenrichtlinie als Qualitätsindikatoren herangezogen werden. Diese

Zusammenfassung stellt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll dem Leser eine Vorstellung der Zusammenhänge geben.

Bioindikatoren zur Beurteilung der Gewässerqualität haben gegenüber chemischen und physikalischen Methoden zur Quantifizierung von Umweltbelastungen Vorteile. Zwar ist bei den chemischen und physikalischen Verfahren eine genauere und schnellere Beurteilung möglich, jedoch zeigen diese nur einen punktuellen Zustand zum Zeitpunkt der Probeentnahme an. Verschiedene pflanzliche als auch tierische Lebensformen integrieren abhängig von der Lebensdauer die spezifischen Belastungen über einen längeren Zeitraum. Chemische Untersuchungen können nur bekannte Belastungen nachweisen, während Bioindikatoren auf die Gesamtheit der Beeinflussung reagieren und auch Substanzen indizieren können, die im Messprogramm noch nicht erfasst sind.

2.6.1.1 Fischfauna

Die Untersuchung der Fischfauna in einem Gewässer und die Ableitung von Bioindikatoren wurde in der Wissenschaft bereits mehrfach begründet (Schmutz, Wimmer, & Zauner, 1993), (Schiemer, 2002). In einer österreichweiten Studie zum Zustand der Fischfauna in Österreich wurde die Verwendung von Fischen als Bioindikatoren wie folgt begründet.

- *Ein großer Anteil der heimischen Fischarten besitzt durch stark strukturgebundene Lebensweise ein hohes Indikationspotenzial für die gewässermorphologische Ausstattung des jeweiligen Habitates.*
- *Als Primär- und Sekundärkonsumenten sind Fische Endglieder der Nahrungsnetze; sie spiegeln die trophischen Verhältnisse im Gewässer wider und reagieren oft sehr empfindlich auf Schadstoffe.*
- *Fische zählen zu den langlebigsten Organismen in aquatischen Ökosystemen, wodurch sie über einen längeren Zeitraum sowohl Indikatorwert für negative Einzelereignisse (plötzliches Einbringen von xenobiotischen Stoffen) als auch für kumulative Einflüsse (Abwasserbelastungen) besitzen.*
- *Fische sind mobile Organismen und dadurch gute Zeiger für die Kontinuumsverhältnisse von Fließgewässern; bestimmte Aspekte der Schadstoffindikation (z. B. Lokalisationen von Schadstoffquellen) werden dadurch allerdings erschwert.*
- *Aufgrund der Körpergröße der Fische steht eine höhere Zahl diagnostischer Methoden zur Verfügung als beispielsweise bei Wirbellosen.*
- *Fische stellen in der Regel die einzigen direkt genutzten Lebewesen limnischer Ökosysteme dar; damit kommt ihnen in der subjektiven Betrachtung des Menschen ein viel größerer Stellenwert zu als Kleinlebewesen.*
- *Anhand von Gesundheitsschäden von Fischen können durch andere Methoden gewonnene Befunde über Gewässerbelastungen nicht nur ergänzt, sondern auch für die breite Öffentlichkeit und Entscheidungsträger veranschaulicht werden. (Spinder, 1997)*

Die Bedeutung der Fische als Bioindikatoren wurde auch vom Ministerium angenommen und dementsprechend im Entwurf zur Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer berücksichtigt (QVZÖOG). Im §4 Absatz 2 der QVZÖOK wird die Fischfauna als biologische Qualitätskomponente festgelegt.

2.6.1.2 Makrozoobenthos

Als weiteres Kriterium für die Gewässerqualität dienen die am Gewässerboden, dem sogenannten Benthos, lebenden tierischen Organismen, die mit dem Auge noch erkennbar sind.

Zum Makrozoobenthos werden folgende Lebewesen gezählt:

- Egel
- Im Wasser lebende Insektenlarven
- Käfer
- Krebse
- Würmer
- Spinnen

Die Makrozoobenthoszönose weist eine hohe Artenvielfalt mit unterschiedlichsten Ansprüchen an das Habitat und die Wasserqualität auf. Aus diesem Grund eignet sich diese Gruppe der Lebewesen besonders gut zur Bioindikation von Gewässern. Untersuchungen zeigten, dass die energetische Nutzung eines Gewässers auf mehrere Arten Auswirkungen auf das Benthos hat. So führen Schwallerscheinungen an Gewässern, hervorgerufen durch Speicherkraftwerks- oder Schwellkraftwerkseinsatz, zu höheren Schwallamplituden und wiederum zu erhöhter Erosion des Gewässerbodens. Diese Erosion kann zu erhöhter Trübung im Gewässer und damit zu erhöhtem Stress für die Fischfauna bei der Nahrungsaufnahme führen. Weiters verursacht der Schwall eine Remobilisation von Feinsedimenten, die bei Sunk oder niedrigen Fließgeschwindigkeiten, wie sie auch in Stauräumen vorkommen, wieder an der Sohle abgelagert werden und zu Kolmation führen können. Diese Ablagerung von Feinsedimenten kann negativen Einfluss auf die Sauerstoffversorgung der im Substrat abgelaichten Eier haben. Dies kann zu einer verzögerten Entwicklung bis zum völligen Absterben der Fischeier führen. Weiters kann Schwall, der hohe Fließgeschwindigkeiten in Gewässerbodennähe verursacht, zu einer Erosion der im Sunk abgelaichten Fischeier führen. Diese Einflüsse zeigen wesentliche Auswirkungen auf die Fischreproduktion, als auch auf das Nahrungsdargebot für die Fischfauna (Eberstaller, et al., 2001), (Baumann, et al., 2004).

2.6.1.3 Phytobenthos

Das Phytobenthos wird zu den niedrigen Wasserpflanzen gezählt. In der Literatur werden auch vereinzelt höhere Pflanzen wie die Kormophyten hinzugerechnet. Der Phytobenthos wird hauptsächlich durch Algen gebildet, die mit dem freien Auge kaum erkennbar sind. Die bedeutendsten Vertreter dieser Gruppe sind die Kieselalgen. Das Phytobenthos wird auch in der Wasserrahmenrichtlinie als Bioindikator angegeben, da es auf Veränderungen der Wasserqualität mit Veränderungen der Artenhäufigkeit und des Artenspektrums reagiert. Dadurch liefert diese Gruppe Hinweise auf Salz- und Nährstoffbelastung sowie den Säurezustand des Gewässers (IKSR, 2007).

2.6.1.4 Makrophyten

Die Makrophyten stellen die Gruppe der mit freiem Auge erkennbaren Wasserpflanzen dar. Meist werden unter der Gruppe der Makrophyten die in den Gewässern vorkommenden Armleuchteralgen, Gefäßpflanzen sowie Leber- und Laubmoose zusammengefasst.

Makrophyten sind als wesentliche Primärproduzenten für die Trophie eines Gewässers von besonderer Bedeutung, da sie auf Nährstoffbelastungen von Gewässern reagieren. Anthropogene Veränderungen können eine hohe Eutrophierung und eine unnatürliche Veränderung der Biozönose verursachen. Anthropogene Einflüsse können dabei die Trübung

(Licht), Nährstoffkonzentration sowie Veränderungen der Wasserstandsdynamik (z.B. Aufstau) sein. Mit Hilfe von Makrophyten lassen sich Nährstoffverhältnisse von Gewässern beschreiben. Der Vorteil der Makrophyten ist, dass sie ganzjährig im Gewässerabschnitt vorhanden sind und somit die Untersuchungsergebnisse eines längerfristigen Zeitraum repräsentieren. Makrophyten reagieren überdies auf Eingriffe in die Gewässermorphologie. (IKSR, 2007)

2.6.1.5 Phytoplankton

Phytoplankton beschreibt im Gewässer freischwimmendes pflanzliches Plankton und wird hauptsächlich durch Algen gebildet. Das Phytoplankton ist gut dazu geeignet die Nährstoffbelastung eines Gewässers zu indizieren. Das Phytoplankton produziert mittels Photosynthese aus anorganischen, energiearmen Nährstoffen organische, energiereiche Verbindungen. Je nach Nährstoffangebot (Phosphat) wird die Wasserqualität mehr oder minder beeinflusst. Als Bioindikator wird die Zusammensetzung des Phytoplanktons (Arten) als auch die Menge je Volumseinheit herangezogen. Die Primärproduktion durch Phytoplankton kann vielseitige Auswirkungen auf die Gewässerqualität haben. Bei der Photosynthese wird von den Algen CO₂ aus dem Wasser entnommen und in Biomasse umgewandelt, dabei wird Sauerstoff abgegeben. Damit kann die Sauerstoffkonzentration im Gewässer bis zu einer Übersättigung erhöht werden. Bei der Bildung von Biomasse wird außerdem Kalk (Calciumcarbonat) dem Wasser entzogen. Die direkte Wirkung der Sauerstoffabgabe führt zu einer Erhöhung des pH-Wertes. Weiter führt eine erhöhte Biomasseproduktion zu einer vermehrten Trübung des Wassers. (IKSR, 2007)

2.6.2 Bewertungskriterien der Wasserkraft aus Sicht des Bürgers

Nachfolgend werden die wesentlichsten Sichtweisen der Gemeinden und Anrainer verschiedener Kraftwerksprojekte dargestellt. Piskernik (2008) veröffentlichte in seiner Dissertation über die Erfolgsfaktoren für die Realisierung energietechnischer Anlagen und Energieinnovation eine Untersuchung über die Sichtweisen und Bewertungskriterien betroffener Bürger bei Kraftwerksprojekten. Er unterscheidet, aufgrund der unterschiedlichen Auswirkungen verschiedener Bauarten auf die unmittelbare Umgebung und Umwelt, in Speicherkraftwerke und Laufkraftwerke (Piskernik, 2008, S. 188).

Die wesentlichsten Punkte, in welchen sich Anrainer und Gemeinden von Wasserkraftprojekten unabhängig von der Bauart betroffen fühlten, sind folgende:

- Einschränkungen des Lebensraumes und erwartete ökonomische Verluste
- Beeinflussung der noch unbeeinträchtigten Natur
- Misstrauen gegenüber dem Konsenswerber und der Landespolitik (mangelnde Beachtung der Interessen und Einwendungen der Bevölkerung) (Piskernik, 2008, S. 188)

In der Folge wurden einzelne Projekte analysiert sowie die Denkhaltungen in Fragebögen erhoben und im Bezug auf die Wasserkraftprojekte dargestellt (Tabelle 5).

Gegen Wasserkraftprojekte sprechende Denkvorstellungen sind meist mit der Beeinträchtigung der unmittelbar benachbarten Landschaft verbunden, und werden mit einer negativen Veränderung assoziiert. Gleichzeitig wird diese Veränderung als persönlicher Schaden empfunden, während die errichtende Partei den Nutzen abschöpft. Dieser Schaden wird nicht nur in der Veränderung des Landschaftsbildes gesehen, sondern auch mit unmittelbaren wirtschaftlichen Nachteilen im Bereich des Tourismus und der Freizeitaktivitäten in Verbindung gebracht. Weitere Argumente seitens der Anrainerschaft stellen die Notwendigkeit des Projektes in Frage. Dabei wird vor allem der Bau von

Pumpspeicherkraftwerken kritisiert, der mit dem Argument des „Weißwaschens“ von Atomstrom abgelehnt wird. Alternativ wünscht man sich bestehende Potenziale durch Revitalisierung zu nutzen und fordert Energiesparprojekte.

Für die Nutzung der Wasserkraft sprachen sich betroffene Anwohner aus, wenn die Wasserkraftnutzung auf in ihren Augen sinnvolle Art und Weise geschieht. Als sinnvolle Projekte werden Kleinwasserkraftprojekte oder aber auch Laufkraftwerke mit einer direkten Wertschöpfung in der Region angesehen. Als sinnvoll werden Kraftwerksprojekte ebenso betrachtet, wenn sie den eigenen Sicherheitsbedürfnissen entsprechen wie zum Beispiel dem Hochwasserschutz, oder der Erzeugung aus erneuerbarer Energie statt aus Atomkraft. Des Weiteren erhalten Projekte Zustimmung, wenn sie Arbeitsplätze schaffen, während der Bauphase, oder auch nachhaltig, beispielsweise durch die Schaffung eines Sees mit gleichzeitiger touristischer Nutzung.

Interessengruppierungen	Menschen
Denkhaltungen für den Wasserkraftbau:	
Versorgungssicherheit (Region, Österreich) und Reduktion der Importabhängigkeit	
Wirtschaftsstandortsicherung (Betriebsansiedelungen, Wohlstand, Arbeitsplätze)	
Wasserkraft wirtschaftliche Ressource des Landes kommt allen Menschen des Landes zugute	Überlebensinteresse (saubere Umwelt)
Beitrag zum Klimaschutz durch Nutzung der Wasserkraft	Soziale Bedürfnisse (Anerkennung, Beachtung)
	Sicherheitsbedürfnis
Denkhaltungen gegen den Wasserkraftbau:	
Kein Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken	Kontrollbedürfnis
Naturzerstörung durch Wasserkraft	Gerechtigkeitsbedürfnis (Verletzung der Reziprozität)
Bau wenn notwendig nur noch an bereits bestehenden Standorten	Lebensqualität, Vorliebe für natürliche Elemente
Zerstörung von Ökosystemen (Flussauen, Fische, etc.)	
Schutz der letzten frei fließenden Gewässer und deren Ökosysteme (Wasserqualität, Flussstruktur)	

Tabelle 5: Denkhaltungen verschiedener Interessensgruppierungen zum Thema Wasserkraftbau (Piskernik, 2008)

3 Untersuchung des Standes der Potenziale der Wasserkraft in Zentral- und Südosteuropa

3.1 Ziel der Untersuchung

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft trägt in Europa einen bedeutenden Teil zur Deckung des ständig steigenden Strombedarfs bei. Der Anteil der Wasserkraft nahm jedoch im Zeitverlauf kontinuierlich ab, da aufgrund des begrenzten Wasserkraftpotenzials die Erzeugung aus Wasserkraft nicht mehr wesentlich erhöht werden konnte. Die Lücke zwischen Strombedarf und Erzeugung wurde dabei durch nukleare und fossile Elektrizitätsgewinnung geschlossen.

Die Nutzung der Wasserkraft in den einzelnen europäischen Staaten hängt von der nationalen Energiepolitik, den verfügbaren ökonomischen Ressourcen und den gegebenen natürlichen orographischen und hydrologischen Verhältnissen ab (Lehner, Czisch, & Vassolo, 2005, S. 839 ff.). Dabei müssen ausreichend Niederschläge bzw. Abflüsse in Gewässern mit den einem technisch nutzbaren Gefälle vorkommen. Begünstigte Länder sind dabei die Anrainerstaaten des Alpenraums, Länder auf und an der iberischen Halbinsel, Länder auf der skandinavischen Halbinsel als auch die Länder am Balkan und den Karpaten. Diesen Zusammenhang spiegelt die Abbildung 52 wieder, sie stellt den Anteil der Wasserkraft an der nationalen Nettostromerzeugung im Jahr 2008 dar. Das Land mit dem höchsten Wasserkraftanteil an der Stromerzeugung ist Norwegen, gefolgt von Island. Danach rangieren Alpenländer, Schweden und Balkanländer. Obwohl Frankreich nur einen sehr geringen Anteil an Wasserkraft im Erzeugungsmix aufweist, ist der französische Anteil der Erzeugung mit rund 70 TWh in der ehemaligen UCTE der absolut höchste. Mehr Wasserkraft wird in Europa nur in Norwegen mit rund 140 TWh erzeugt.

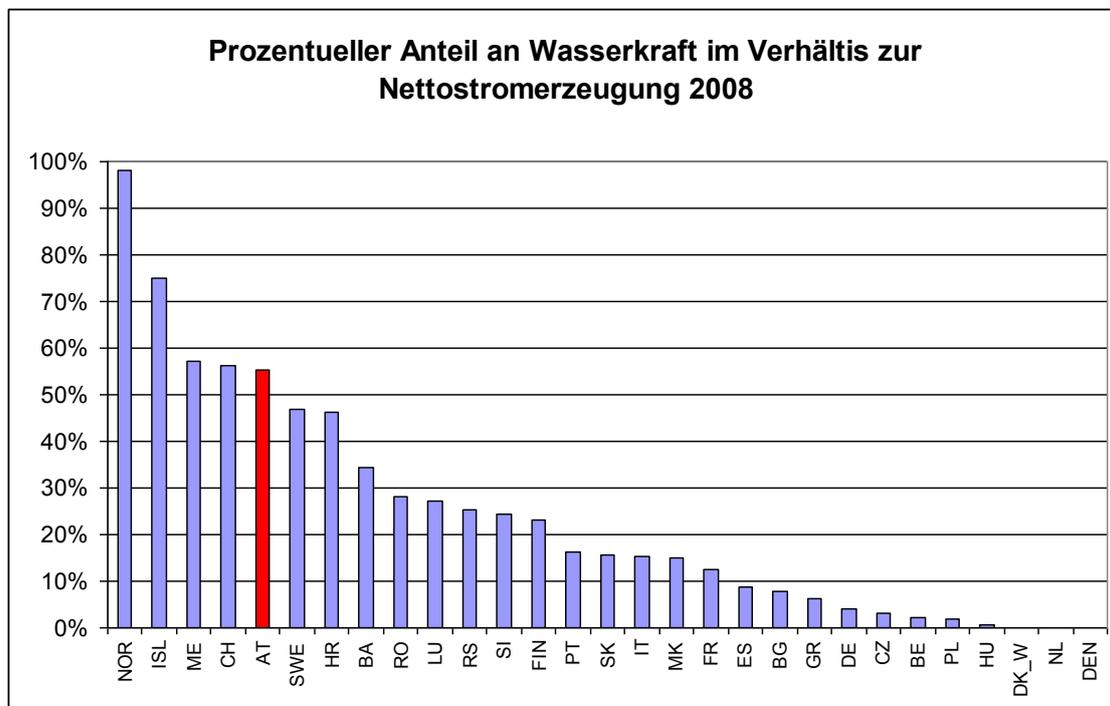


Abbildung 52: Prozentueller Anteil an Wasserkraft im Verhältnis zur Gesamtnettostromproduktion 2008 (NORDEL, 2008), (ENTSO-E, 2009a)

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft trägt in der UCTE etwa 300 TWh pro Jahr zur Stromaufbringung bei. In absoluten Zahlen ist der Beitrag der Wasserkraft zur Aufbringung

seit 1977 nur unwesentlich angestiegen (Abbildung 53). Markant ist jedoch der Rückgang des relativen Anteils der Stromerzeugung aus Wasserkraft von etwa 30 % im Jahr 1977 auf 11,6 % im Jahr 2008. Dies ist auf das bereits ausgebaute technisch-wirtschaftliche Potenzial der Wasserkraft zurückzuführen. Bemerkenswert in der unten stehenden Abbildung ist der seit 2004 separat geführte Anteil der sogenannten „Other Sources“, der den starken Zubau von Erzeugungseinheiten im Bereich der erneuerbaren Energien, im Wesentlichen die Windkraft, Biomasse und Photovoltaik, beinhaltet. Gerade der massive Zubau von Windkraft, der durch eine besonders hohe Volatilität in der Erzeugungscharakteristik gekennzeichnet ist, erfordert in der Leistungsbetrachtung Reservekapazitäten, die bei Flaute die Windkraft ersetzen können. Als eine der vielversprechendsten Technologien zum Ausgleich der fluktuierenden Windkrafterzeugung im europäischen Energiesystem wird die Speicherung der überschüssigen Windenergie in Pumpspeicherkraftwerken angesehen. Diese Zusammenarbeit von Pumpspeicherkraftwerken mit den Windeinspeisungen erfordert einen dementsprechenden Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes, um die konzentriert einspeisende Windenergie zu den Pumpspeicherkraftwerken im Alpenraum transportieren zu können.

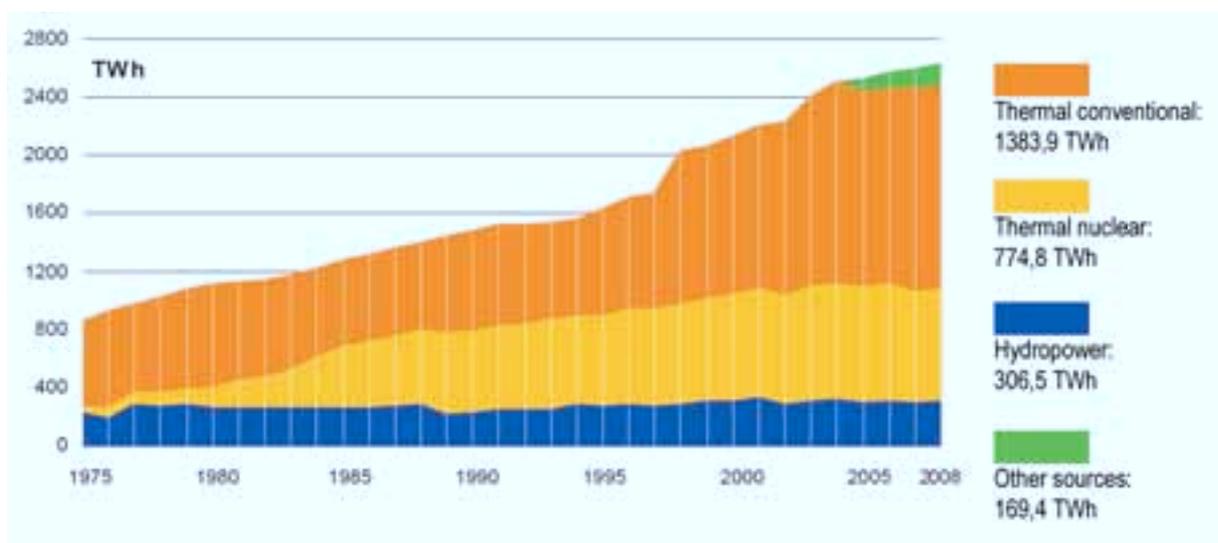


Abbildung 53: Entwicklung der Stromaufbringung in der UCTE(ENTSO-E, 2009a)

Vor dem Hintergrund der Energiestrategie der Europäischen Union mit den Zielen 20 % Energieaufbringung aus erneuerbaren Energien, 20 % CO₂-Reduktion und einer Reduktion des Primärenergiebedarfs um 20 % sollen in dieser Untersuchung die quantitativen Möglichkeiten im Bereich der Wasserkraftnutzung in Mittel-, Südost- und Osteuropa dargestellt werden. Die Ergebnisse dieser Studie sollen geographisch möglichst hoch aufgelöst dargestellt werden, da die Potenziale zukünftig als Eingangsparameter für Wasserkraftausbauszenarien für das Simulationsmodell Atlantis (Gutsch, Huber, Süßenbacher, Jagl, Bachhiesl, & Stigler, 2009) verwendet werden. Dabei ist das Ziel die Wasserkraftpotenziale zu Netzknoten zuzuordnen, um die Gesamtsystemwirkung eines forcierten Wasserkraftausbaus im Zusammenwirken mit allen anderen Erzeugungsarten unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes darzustellen.

Aus diesem Grund wurden die Potenziale tieferschürfend recherchiert um zumindest eine Zuordnung zu Flussgebietseinheiten herstellen zu können. In manchen Ländern Europas (vor allem Südosteuropas) sind die technischen Wasserkraftpotenziale bis auf Projekt und Standortebene heruntergebrochen. Die Potenziale wurden in dieser Arbeit in einem Datenbanksystem mit einer Verknüpfung zu einem geographischen Informationssystem (wahlweise ESRI ArcView oder eine selbst programmierte Matlab-Anwendung) festgehalten.

Über die Verknüpfung zu geographischen Elementen wie Flussgebiete, Einzugsgebiete oder Koordinaten kann eine Zuordnung zu den Netzknoten eines Verbundnetzmodells hergestellt werden.

3.2 Wasserkraftpotenziale in Europa

In der Literatur findet man zu den verschiedenen Ländern unterschiedlichste Angaben zum Wasserkraftpotenzial. Die am häufigsten verwendeten Begriffe sind dabei der Begriff des theoretischen Potenzials, des technischen Potenzials und des wirtschaftlichen Potenzials. Je nach Methodik der Potenzialerhebung können sich auch hier zum Teil unterschiedliche Werte zu den einzelnen Potenzialbegriffen ergeben. Nachfolgend werden die Potenzialdefinitionen von Pirker (Pirker, 2008) in übersichtlicher Form dargestellt:

Niederschlagsflächenpotenzial

Theoretischer Potenzialbegriff, dessen Wert auf Grund der im Einzugsgebiet oder einer Region gegebenen mittleren Niederschlagsfracht eines Jahres und der gegebenen Topographie ermittelt wird. Das Niederschlagsflächenpotenzial für Österreich beträgt 252.000 GWh/a.

Abflussflächenpotenzial

Theoretischer Potenzialbegriff, dessen Wert auf Grund der im Einzugsgebiet oder in einer Region gegebenen mittleren Niederschlagsfracht eines Jahres und der gegebenen Topographie unter Berücksichtigung der Verdunstung ermittelt wird. Das Abflussflächenpotenzial für Österreich beträgt 150.000 GWh/a.

Abflusslinienpotenzial

Theoretischer Potenzialbegriff, dessen Wert auf Grund in den Fließgewässern gegebenen mittleren Jahreswasserfracht und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen ohne Berücksichtigung von Fließverlusten und Wirkungsgraden ermittelt wird. Das Abflusslinienpotenzial wurde für Österreich mit 90.000 GWh/a abgeschätzt (Schiller 1982).

Technisches Wasserkraftpotenzial (Rohpotenzial)

Potenzialbegriff, dessen Wert auf Grund der in den Fließgewässern gegebenen mittleren Jahreswasserfracht und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen unter Berücksichtigung von Fließverlusten und Wirkungsgraden ermittelt wird (= Linienpotenzial unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden, = Vollerschließung). Das technische Wasserkraftpotenzial wurde für Österreich mit rund 75.000 GWh/a abgeschätzt (Schiller 1982).

Ausbauwürdiges Wasserkraftpotenzial

Potenzialbegriff, dessen Wert durch Addition der Regelarbeitsvermögen aller bestehenden Wasserkraftwerke, der in Bau befindlichen Wasserkraftwerke sowie aller bekannten Projekte einer Region (z.B. Flussgebiet, politische Region) ermittelt wird. Das ausbauwürdige Wasserkraftpotenzial wurde für Österreich mit 56.200 GWh/a errechnet (Schiller 1982; 1994).

Ökologisch nutzbares Wasserkraftpotenzial

Potenzialbegriff, der jenen Anteil des technischen Wasserkraftpotenzials erfasst, der unter ökologischen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann. Die Ermittlung eines ökologisch nutzbaren (vertretbaren) Wasserkraftpotenzials ist sehr stark von persönlichen und individuellen Einschätzung abhängig, sodass man dafür keine

einheitlichen Werte angegeben kann. In der Praxis zeigt es, dass es sich dabei eher um einen theoretischen Ansatz handelt.

Ökonomisch nutzbares Wasserkraftpotenzial

Potenzialbegriff, der jenen Anteil des technischen Wasserkraftpotenzials erfasst, der wirtschaftlich ausgebaut werden kann. Die Ermittlung eines ökonomisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials ist auf Grund der sich laufend ändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Praxis kaum möglich und ist daher eher ein theoretischer Potenzialbegriff.

Restpotenzial

In diesem Bericht versteht man unter Restpotenzial die Differenz zwischen technischem Wasserkraftpotenzial und ausgebautem Wasserkraftpotenzial.

Ausbaufähiges Potenzial

In diesem Bericht wird unter ausbaufähigem Potenzial jener Anteil des technischen Wasserkraftpotenzials verstanden, der unter gegebenen Umweltbedingungen unter Berücksichtigung des Bestandes als ausbaufähig erscheint.

Dabei kann es sich aber nur um eine grobe Experteneinschätzung handeln, da die Rahmenbedingungen sehr weich vorliegen (gleiche Problematik wie beim ökologisch nutzbaren Potenzial).

Realisierbares Potenzial

In diesem Bericht versteht man unter realisierbarem Potenzial die Differenz zwischen Bestand und ausbaufähigem Potenzial. (Pirker, 2008)

3.3 Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen des institutsinternen Forschungsprojekts Atlantis wurden im Zuge umfassender Analysen die Kraftwerkssituation in den einzelnen Ländern im Netzbereich der UCTE intensiv erarbeitet. Eine besonders detaillierte Betrachtung wurde hier im Bereich Wasserkraft durchgeführt. Die Basis für diese Untersuchung stellt eine intensive Literaturrecherche in wissenschaftlichen Publikationen verschiedenster Fachgebiete wie z.B. Elektrizitätswirtschaft, Wasserbau, Hydrologie, Geowissenschaften, usw. und einer Recherche in Unterlagen von Interessensvertretungen, Ministerien, Regulatoren, Investoren, Branchenverbänden und Elektrizitätsunternehmen dar.

Die recherchierten Information im Bereich Wasserkraft wurden systematisch aufgearbeitet: Neben einer Klassifizierung der Informationen nach Art der Information, der veröffentlichenden Institution und einem Ranking der Vertrauenswürdigkeit wurden verschiedene Quellen überprüft und abgeglichen.

Auf Basis dieser Recherchen wurde systematisch eine Datenbank für Kraftwerke, Projekte und Potenziale aufgebaut, um sie im Modellsystem Atlantis zu integrieren. Durch die gleichzeitige Erfassung des räumlichen Bezugs der Informationen mittels Geoinformationssystemen lassen sich Gesamtsystemwirkungen im Elektrizitätssystem ermitteln (Huber, Gutschi, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009). In Tabelle 6 sind die Parameter dargestellt, die für die einzelnen Kraftwerke erhoben bzw. aus diesen abgeleitet wurden.

Tabelle 6: Erhobene und ermittelte Parameter der recherchierten Wasserkraftwerke.

technisch	wirtschaftlich	hydrologisch
erhobene Parameter		
Pmax	Inbetriebnahmejahr	lat
Typ	Eigentümer	long
Ausbauwassermenge		Fluss, Gewässer
Fallhöhe		Pegel
Speicherinhalt		Restwasser
Turbinenanzahl		
Turbinentyp		
RAV Jahr		
ermittelte Parameter		
RAV Monat	Investitionskosten	Abfluss bei
Netzknoten	Abschreibungen	Wasserfassung

Die Erhebung der Wasserkraftpotenziale gestaltete sich schwierig, da die Angaben in unterschiedlicher Klassifikation und Qualität vorlagen. So wurden bei der geografischen Zuordnung der Potenziale mehrere Möglichkeiten unterschieden: Land, Bundesland/Region und Einzugsgebiete.

3.4 Wasserkraft in Österreich

In Österreich blickt man bei der Nutzung der Wasserkraft als saubere und klimafreundliche Elektrizitätserzeugungstechnologie bereits auf eine Erfahrung von über hundert Jahren zurück. Rund 60 % der im österreichischen 50-Hz-System erzeugten Elektrizität stammen aus Wasserkraftwerken. Im Jahr 2008 betrug der in Österreich erzeugte Strom aus Wasserkraftwerken etwas mehr als 40.000 GWh, was einen Anteil von 60,7 % der Inlandstromerzeugung darstellt. Der Anteil der Laufwasserkraft betrug 35,5 % der Inlandstromerzeugung oder 58 % der Wasserkraftproduktion.

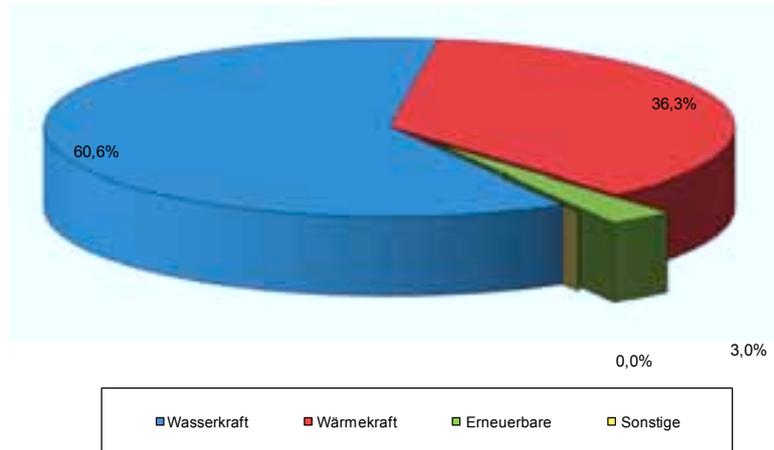


Abbildung 54: Anteil der Wasserkraft an der Inlandstromerzeugung, Quelle: Energie-Control GmbH.

Der Wasserkraftausbau in Österreich begann bereits im vorigen Jahrhundert. Während des zweiten Weltkrieges wurden die ersten größeren Wasserkraftprojekte in Österreich gestartet. Eines der damals größten Kraftwerke war das Vermuntwerk mit 155 MW, das im Jahr 1930 in Betrieb ging. Bereits zu diesem Zeitpunkt erkannte man die Bedeutung der Speicherkraftwerkspotenziale in den Alpen, was damals bereits schriftlich von Oskar von Miller festgehalten wurde.

Nach dem zweiten Weltkrieg wurde in Österreich mit Hilfe des ERP-Fonds die zerstörte Infrastruktur wieder aufgebaut. Eine der bedeutendsten Aufgaben war es, die österreichische Wirtschaft nachhaltig mit elektrischer Energie zu versorgen. Dazu investierte die österreichische Bundesregierung bedeutende Mittel in den Ausbau der Wasserkraftwerke. Es wurden Ausbauprogramme gestartet, die die Potenziale der größeren Gewässer Donau, Enns und Drau erschlossen, sowie Speicherkraftwerke in Vorarlberg, Tirol, Salzburg und Kärnten errichtet.

3.4.1 Wasserkraftwerkspark in Österreich

Die Lage Österreichs um den Alpenhauptkamm bietet vorteilhafte Voraussetzungen für die Nutzung der Wasserkraft. Ein großer Anteil der in Österreich erzeugten Wasserkraft wird in den Donaukraftwerken erzeugt (über 12.000 GWh), weitere bedeutsame Erzeugungen werden durch die Kraftwerke an der Drau, Inn sowie Enns und Mur aufgebracht.

Die Speicherkraftwerke sind hauptsächlich entlang des Alpenhauptkamms zu finden. Die österreichischen Speicherkraftwerke sind in komplexen Pumpspeicherkraftwerkssystemen angeordnet. Die bedeutendsten Speicherkraftwerkssysteme sind jene der Illwerke, das Kraftwerkssystem Fragant der Kelag, sowie die Kraftwerkssysteme Kaprun, Reisseck-Kreuzeck, Malta, Zemm-Ziller und Gerlos der Verbund-AHP. Weitere Speicherkraftwerke werden von der Salzburg-AG, Tiwag, Energie-AG und EVN betrieben.

Tabelle 7: Installierte netto Leistung und Regelarbeitsvermögen der Österreichischen Laufkraftwerke je Flussgebiet, Quelle: institutsinterne Datenbank

Einzugsgebiet	RAV	P _{netto}
	GWh	MW
Donau	12 786	2 127
Drau	3 013	709
Inn	2 480	438
Enns	2 086	479
Mur	1 185	245
Salzach	807	174
Traun	642	134
sonstige	3 799	876
Summe	26 797	5 183



Abbildung 55: Kraftwerksverteilung in Österreich, eigene Darstellung

In der Gruppe der „neuen erneuerbaren Energien“ zählt die kleine Wasserkraft (Kraftwerke bis 10 MW) in Österreich zu den günstigsten erneuerbaren Energieträgern. Dies kann man daran erkennen, dass mit dem Anstieg der Großhandelspreise für elektrische Energie viele Kleinwasserkraftwerke die Ökostrombilanzgruppe verließen, da sie am freien Markt höhere Erträge erzielen konnten. Die Leistung der in die Ökostrombilanzgruppe einspeisenden Anlagen sank von 850 MW im Jahr 2004 auf 177 MW im Jahr 2009 (Marin, 2010, S. 21-22). Mit der Ökostromgesetzesnovelle 2006 wurde ein Förderprogramm für die so genannte mittlere Wasserkraft mit einer Leistung von 10 bis 20 MW geschaffen. Dies ermöglicht eine Reihe von Projektrealisierungen, die aufgrund der Liberalisierung wirtschaftlich nicht vertretbar wären, zum Beispiel das Laufkraftwerk Werfen/Pfarrwerfen an der Salzach.

3.4.2 Hydrologische Besonderheiten Österreichs

3.4.2.1 Wasserscheide Alpenhauptkamm

Die Lage Österreichs am Alpenhauptkamm hat für die Wasserkrafterzeugung eine besondere Bedeutung, da Gebirge einen Einfluss auf das Klimasystem und damit auf die Niederschläge haben. Der Einfluss der Gebirge erklärt sich vor allem durch zwei Mechanismen.

Gebirge stellen für sich bewegende Luftmassen ein Strömungshindernis dar, welches über- oder umströmt werden muss. Des Weiteren wird die eingestrahlte solare Strahlung auf Gebirgen zeitlich und mengenmäßig anders reflektiert und umgewandelt als in der Ebene. Dies wirkt sich auf die regionalen Temperatur- und damit auf die Druck und Strömungsverhältnisse aus.

Während große Gebirge wie die Rocky Mountains oder der Himalaya einen wesentlichen Einfluss auf die planetarischen Strömungsverhältnisse haben, zeigen kleinere Gebirge wie die Alpen nur subkontinentale oder regionale Auswirkungen. Für das Klima des Alpenraums sind vor allem die folgenden Klima- und Wettererscheinungen von großer Bedeutung (Fuchs, 2005):

- Entstehung des Adria-Tiefs
- Föhn-Effekte
- Stauniederschläge
- Inversionserscheinungen in Tal- und Beckenlagen
- Regionale und lokale Windsysteme

Der Alpenhauptkamm stellt für unterschiedliche Wetterlagen ein Hindernis dar, an dem sich die Wolken abregnen. Je nach Wetterlage kommt es beispielsweise bei Strömungen von feuchten Luftmassen aus dem Süden wie dem Adriatief zu erheblichen Stauniederschlägen an der Alpensüdseite bei gleichzeitigen Föhnerscheinungen nördlich der Alpen. Umgekehrt führen Nordwest- und Nordlagen zu sehr großer Niederschlagswahrscheinlichkeit und maritime Westwetterlagen zu höherer Niederschlagswahrscheinlichkeit in Gebieten nördlich des Alpenhauptkamms.

Diese häufigeren Stauniederschläge am Alpenhauptkamm erkennt man in der Abbildung 56, die die durchschnittliche jährliche Niederschlagshöhe darstellt. Die dunkelblauen Flächen bedeuten höhere Niederschläge. Wenn man die die Einzugsgebietsgrenzen der Flüsse auf österreichischem Staatsgebiet betrachtet, erkennt man die hohen Niederschläge im Bereich der Drau, der Enns, dem Inn, der Mur, der Möll, der Salzach und in den Zubringer des Inn. Das entspricht auch der Lage der großen Speicherkraftwerkssysteme und Schwellketten (Gerstgrasser & Albisser, o.J.).

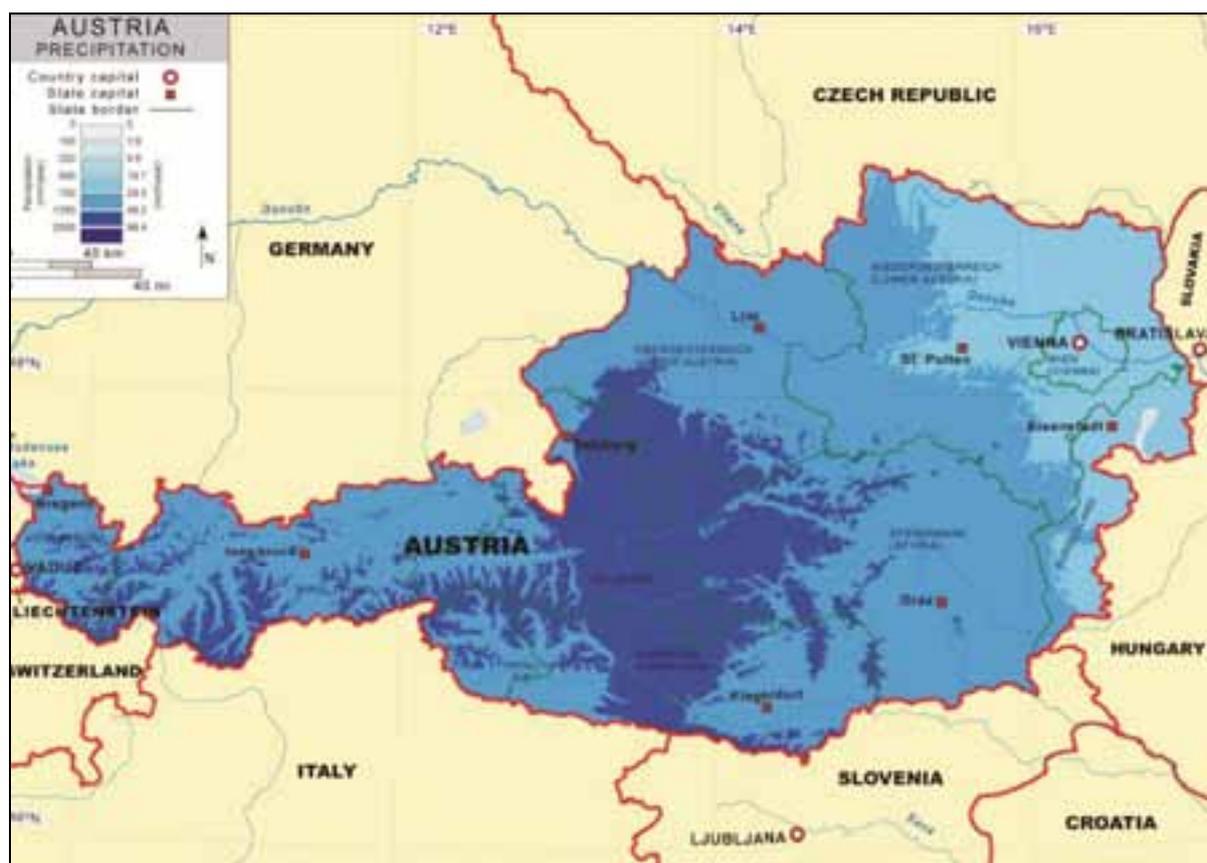


Abbildung 56: Durchschnittliche Niederschlagsverteilung über Österreich, Quelle: World Trade Press, www.bestofcountryreports.com

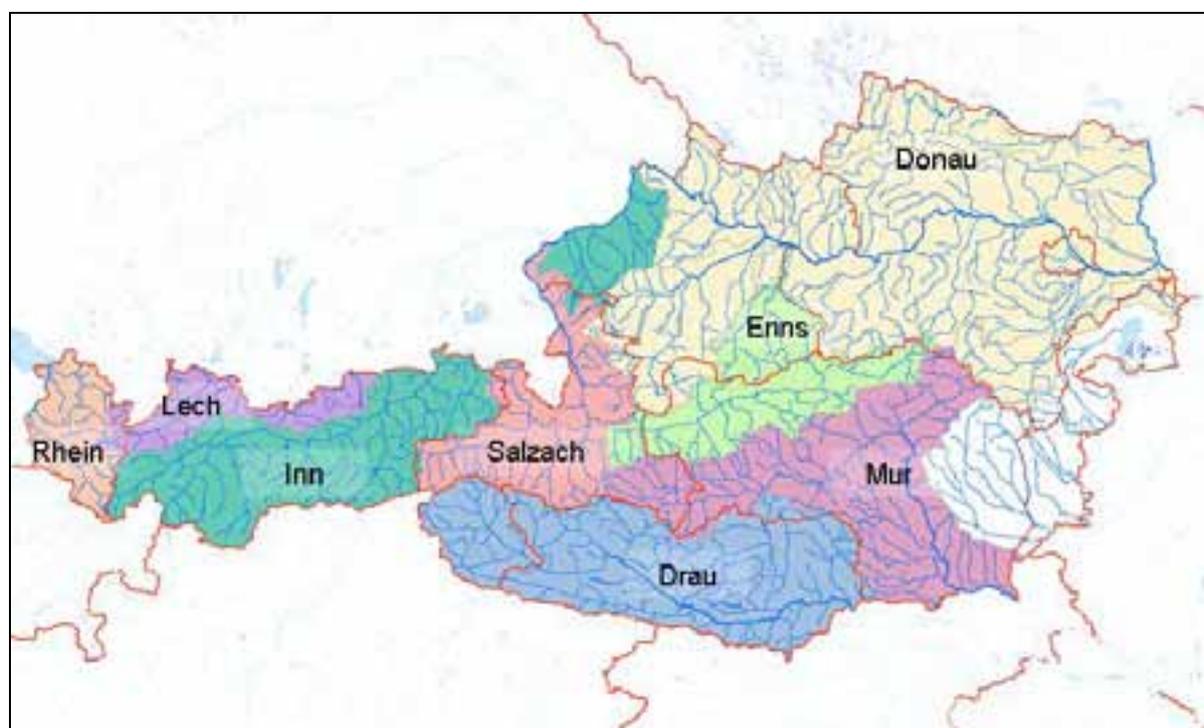


Abbildung 57: Einzugsgebiete der österreichischen Hauptgewässer nach SCHILLER, (Pöry Energy GmbH, 2008)

3.4.2.2 Bedeutende Fließgewässer Österreichs

Aufgrund der vorher dargestellten Niederschlagsverhältnisse und orographischen Gegebenheiten verfügt Österreich über hervorragende Verhältnisse zur Nutzung der Wasserkraft. Die Einzugsgebiete jener Gewässer, die besonders für die Wasserkraftnutzung geeignet sind, bedecken das österreichische Staatsgebiet nahezu vollständig.

3.4.2.2.1 Donau

Das Gewässer mit dem größten Energiedargebot in Österreich stellt die Donau dar. Die Donau entspringt im deutschen Schwarzwald und fließt in der Nähe von Passau in österreichisches Staatsgebiet. Die Donau wird bereits auf ihrem Weg durch Bayern intensiv energietechnisch genutzt. Hier tritt insbesondere die Mehrfachnutzung der Donau als Transportweg und Energielieferant in Erscheinung. Mit der Herstellung des Rhein-Donau-Kanals in den 70er Jahren des vorigen Jahrhunderts wurde im Gleichzug auch der Ausbau der Wasserkraft an der Donau in Bayern forciert.

Die Donau hat insgesamt eine Länge von 2845 oder 2888 km, je nachdem, welche Quelle man betrachtet. Allgemein wird die Donau durch den Zusammenfluss von Brigach und Breglitz gebildet. In Österreich legt die Donau 357,50 km Fließstrecke zurück bei einer gesamten Höhendifferenz von 156 m (Stauziel Jochenstein bis Pegel Thebnerstraßl an der Donau). Das entspricht einem durchschnittlichen Gefälle von 0,446 m/km (Promille). Die Höhendifferenz ab dem Pegel Thebnerstraßl bis zur Mündung der Donau im Schwarzen Meer beträgt ca. 135 m/km auf einer Fließstrecke von knapp 1900 km.

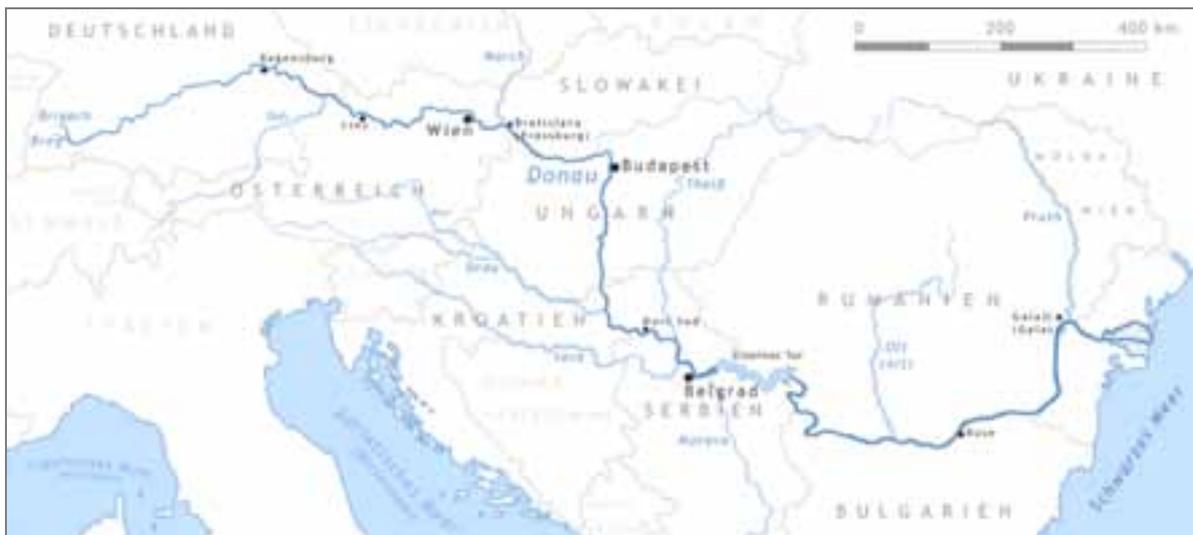


Abbildung 58: Verlauf der Donau und der größeren Zubringer durch ihre Anrainerstaaten, Quelle: Daniel Ulrich, Wikipedia

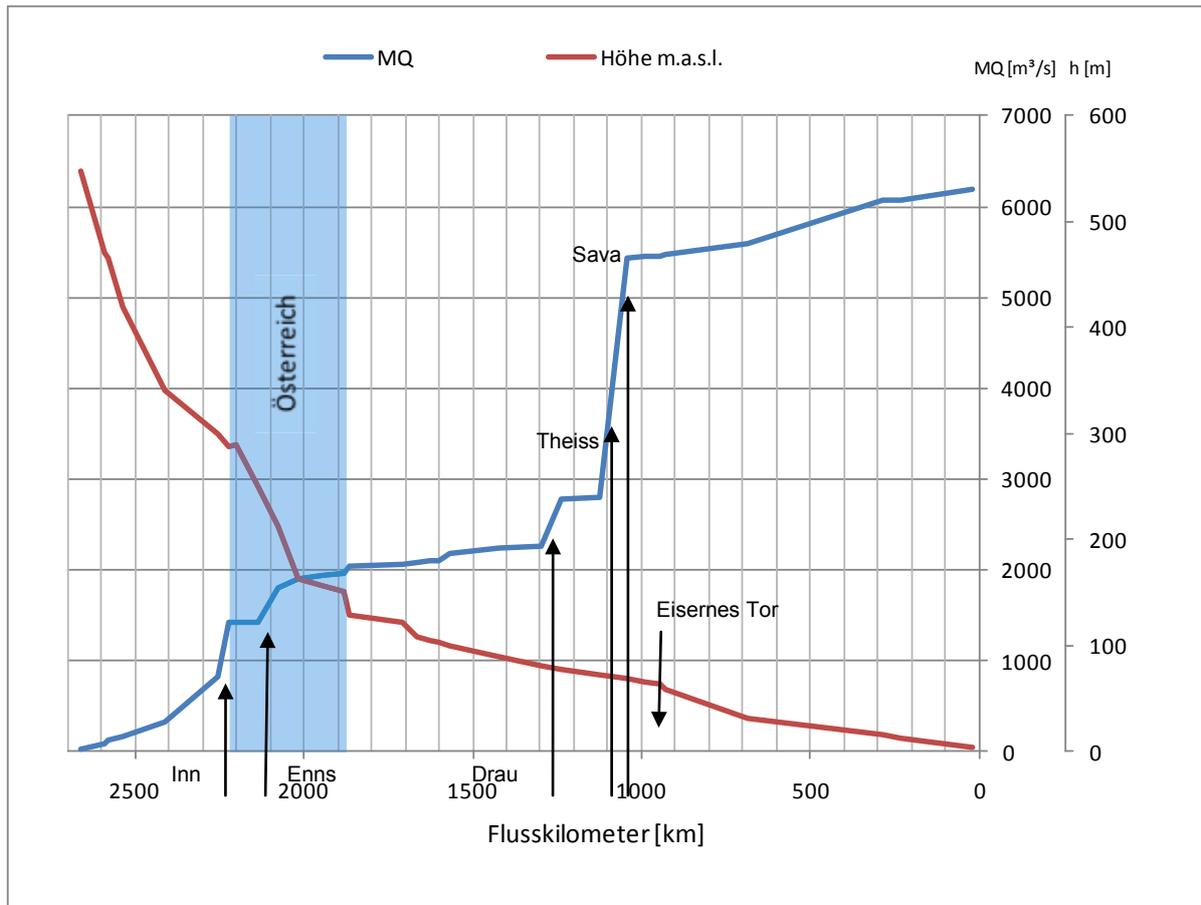


Abbildung 59: Darstellung des Höhenprofils und der mittleren Abflussverhältnisse der Donau, eigene Darstellung⁵

Das erste Donaukraftwerk in Österreich ist das Gemeinschaftskraftwerk Jochenstein (Elektrizitätswerk Jochenstein AG), das durch die Österreichisch-Bayrische Kraftwerke AG verwaltet wird und zum einen Teil im Eigentum der Rhein-Main-Donau-AG, zum anderen Teil der VERBUND Austrian Hydro Power AG, steht.

Durch den Verkauf der Innkraftwerke in Bayern an die VERBUND Austrian Hydro Power AG wird erwartet, dass sich auch die Verwaltungsstruktur des Kraftwerks Jochenstein verändern wird.

Unterhalb des Kraftwerks Jochenstein folgen dann die Kraftwerke Aschach, Ottensheim-Wilhering, Abwinden Asten, Wallsee-Mitterkirchen, Ybbs-Persenbeug, Melk, Altenwörth, Greifenstein und dem jüngsten Donaukraftwerk Freudenau. Zusammen haben die Donaukraftwerke in Österreich mit dem österreichischen Anteil am Kraftwerk Jochenstein ein Regelarbeitsvermögen von 12.361,2 GWh, das entspricht einem Drittel (33,2 %) der Wasserkrafterzeugung in Österreich oder 21% des österreichischen Strombedarfs 2008 (E-Control, 2009).

⁵ Datenquellen: Hydrographisches Jahrbuch, Deutschland, Hydrographisches Jahrbuch Österreich, Global Runoff Data Centre, Republic Hydrometrical Service Serbia, Balkan Water Information System, eigene Berechnungen.

Tabelle 8: Österreichische Kraftwerke an der Donau(Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007)

Kraftwerk	Engpassleistung MW	RAV GWh	Baujahr
Jochenstein*	66	425,0	1956
Aschach	287,4	1617,4	1964
Ottensheim-Wilhering	179	1134,9	1974
Abwinden-Asten	168	995,7	1979
Wallsee-Mitterkirchen	210	1318,8	1968
Ybbs-Persenbeug	236,5	1335,9	1959
Melk	187	1221,6	1982
Althenwörth	328	1967,6	1976
Greifenstein	293	1717,3	1985
Freudenau	172	1052,0	1998
Summe Donau	2060,9	12361,2	

*Anteil der VERBUND Austrian Hydropower

3.4.2.2.2 Inn

Der Inn entspringt im schweizerischen Engadin am Maloja-Pass in 2.484 m Höhe nahe dem Lunghin-See. In der Nähe des Ursprungs liegt der wichtigste Wasserscheidepunkt Europas (Nordsee, Schwarzes Meer, Adria).

In der Schweiz und im Oberinntal ist der Inn vergleichsweise schmal, so weist der Inn beim Pegel Martina einen mittleren Abfluss von 53,1 m³/s auf. Durch die aus den Seitentälern zufließenden Gewässer nimmt der Inn bis Innsbruck deutlich zu und erreicht bei Innsbruck einen mittleren Abfluss von 165 m³/s. Wichtigster Nebenfluss ist die Salzach. Der Inn fließt auf der Länge von 517 km durch drei Staaten: Schweiz, Österreich und Deutschland (Bayern) (siehe Abbildung 61). Bei der Mündung des Inns in die Donau bei Passau ist der Inn mit einem mittleren Abfluss von über 800 m³/s mächtiger als die Donau mit einem MQ von etwas über 600 m³/s.

In der Schweiz wird der Inn bereits intensiv von der Engadiner Kraftwerke AG genutzt (siehe Abbildung 62).

Durch die Nutzung des Inns in diesem Speicherkraftwerkssystem werden am Eintritt des Inns nach Österreich Schwall- und Sunkerscheinungen erzeugt. Dieser Schwall wird zukünftig durch ein neues Kraftwerk gedämpft werden.

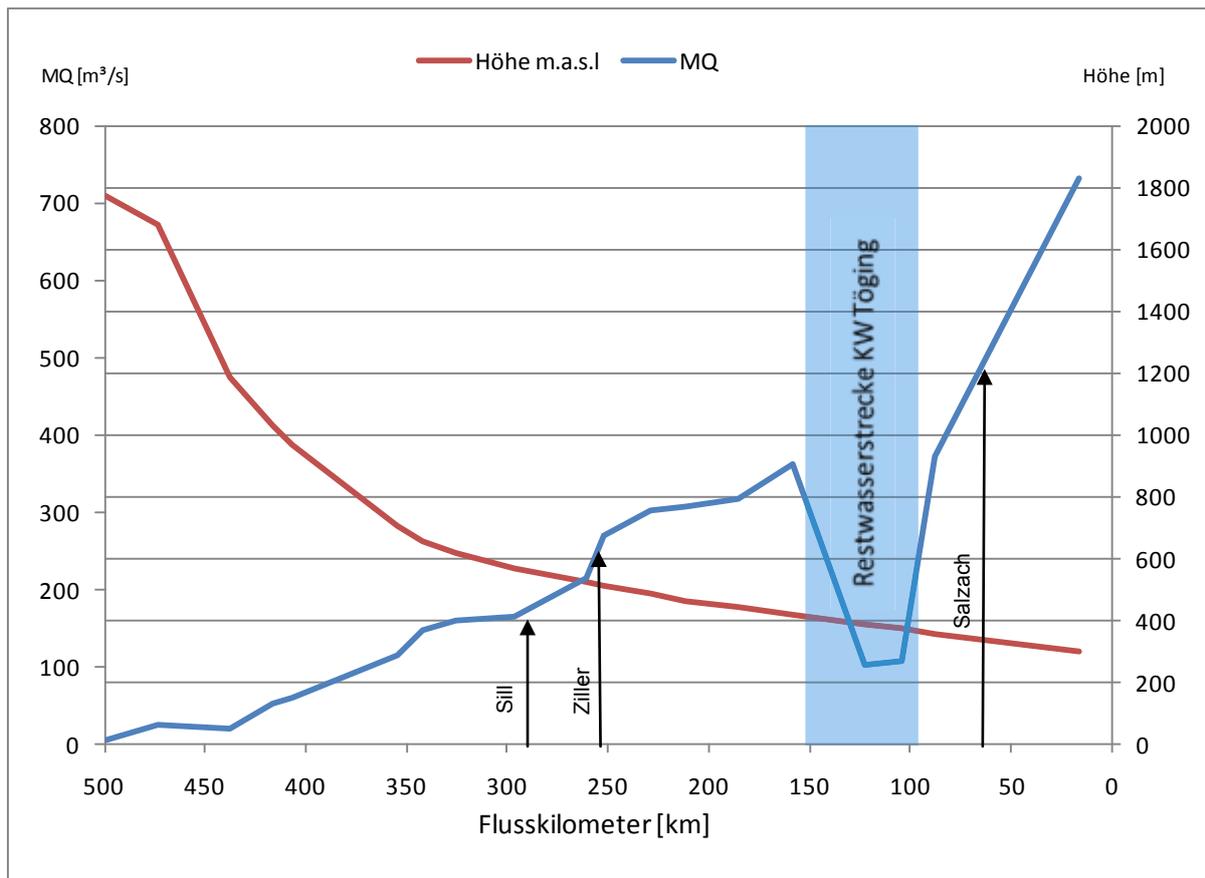


Abbildung 60: Darstellung des Höhenprofils und der mittleren Abflussverhältnisse des Inns, eigene Darstellung⁶

Auf österreichischem Staatsgebiet, im Bundesland Tirol, wird der Inn in den Kraftwerken Imst, Kirchbichl und Langkampfen energetisch genutzt. An den beiden Grenzabschnitten Österreichs zu Bayern wurden Gemeinschaftskraftwerke errichtet, deren Anteile zum einen von der E.ON-Wasserkraft und zum anderen von der VERBUND Austrian Hydro Power AG kontrolliert werden. Die Kraftwerke Braunau-Simbach, Schärding-Neuhaus, Passau-Ingling und Oberaudorf-Ebbs stehen im Eigentum der Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG (ÖBK). Zusätzlich ist die ÖBK zu 47 % am Innkraftwerk Nußdorf in Bayern beteiligt. Die restlichen Anteile werden von der E.ON Wasserkraft GmbH gehalten. An der ÖBK sind die E.ON-Wasserkraft-AG und die VERBUND Austrian Hydro Power AG zu je 50 % beteiligt. Das Kraftwerk Nußdorf wurde in Bayern errichtet, der Rückstau reicht jedoch bis über Grenzlinie zwischen Österreich und Bayern ins Unterwasser des Kraftwerks Oberaudorf-Ebbs zurück. Seit 1. Juli 1999 werden diese Kraftwerke auf der Grundlage eines Betriebsführungsvertrags von der Grenzkraftwerke GmbH betrieben. An den Kraftwerken Egglfing-Obernberg und Ering-Frauenstein sind die E.ON-Wasserkraft AG und die VERBUND Austrian Hydropower AG direkt zu jeweils 50 % beteiligt. Insgesamt beträgt der österreichische Anteil der durchschnittlichen Energieausbeute durch die Innkraftwerke 1823 GWh (siehe Tabelle 9).

⁶ Datenquellen: Hydrographisches Jahrbuch, Deutschland, Hydrographisches Jahrbuch Österreich, Global Runoff Data Centre, Hydrographisches Jahrbuch Schweiz, eigene Berechnungen.



Abbildung 61: Verlauf des Inns vom Ursprung bei St. Moritz bis zur Mündung in die Donau bei Passau mit den Kraftwerken mit österreichischer Beteiligung (Stand 1.1.2009), eigene Darstellung

Während der Verfassung dieser Arbeit einigten sich die E.ON-AG und die Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG (VERBUND) über den Verkauf der bayrischen Innkraftwerke inklusive der Anteile an den Gemeinschaftskraftwerken am Inn. Dieser Verkauf erfolgte aufgrund wettbewerbsrechtlicher Vorgaben seitens der EU-Kommission, die der E.ON die Abgabe von 5000 MW an Erzeugungskapazität vorschreiben.

Ausbauprojekte am Inn

In Tirol wird von den Innsbrucker Kommunalbetrieben ein Innkraftwerk oberhalb von Telfs geplant.

Eckdaten des Projekts:

- Engpassleistung: 14 MW
- Regelarbeitsvermögen: 80 GWh
- Ausbauwassermenge: 220 m³/s
- Fallhöhe: 7,35 m
- Gesamtinvestition: 74 Mio. €

An der Grenze zwischen Österreich und der Schweiz planen die Unternehmen VERBUND Austrian Hydro Power AG gemeinsam mit der Tiroler Wasserkraft AG und der Engadiner Kraftwerke AG ein Ausleitungskraftwerk zu errichten. Das Projektgebiet liegt zwischen den Gemeinden Tschlin in der Schweiz und Prutz in Österreich. Das Wehr wird 3 Kilometer unterhalb des Kraftwerks Martina den Inn aufstauen. Dieser Speicher hat den Vorteil, dass er den Schwall, der durch das Kraftwerk Martina auf den Inn aufgesetzt wird, dämpft und somit

als Ausgleichsbecken dient. Über eine Druckrohrleitung wird das Triebwasser unterirdisch zum Krafthaus in Prutz ausgeleitet und in zwei Maschinensätzen abgearbeitet.

Eckdaten des Projekts:

- Engpassleistung: 88 MW
- Regelarbeitsvermögen: 417 GWh
- Ausbauwassermenge: 75 m³/s pro Sekunde
- Gesamtinvestition: 290 Mio. €

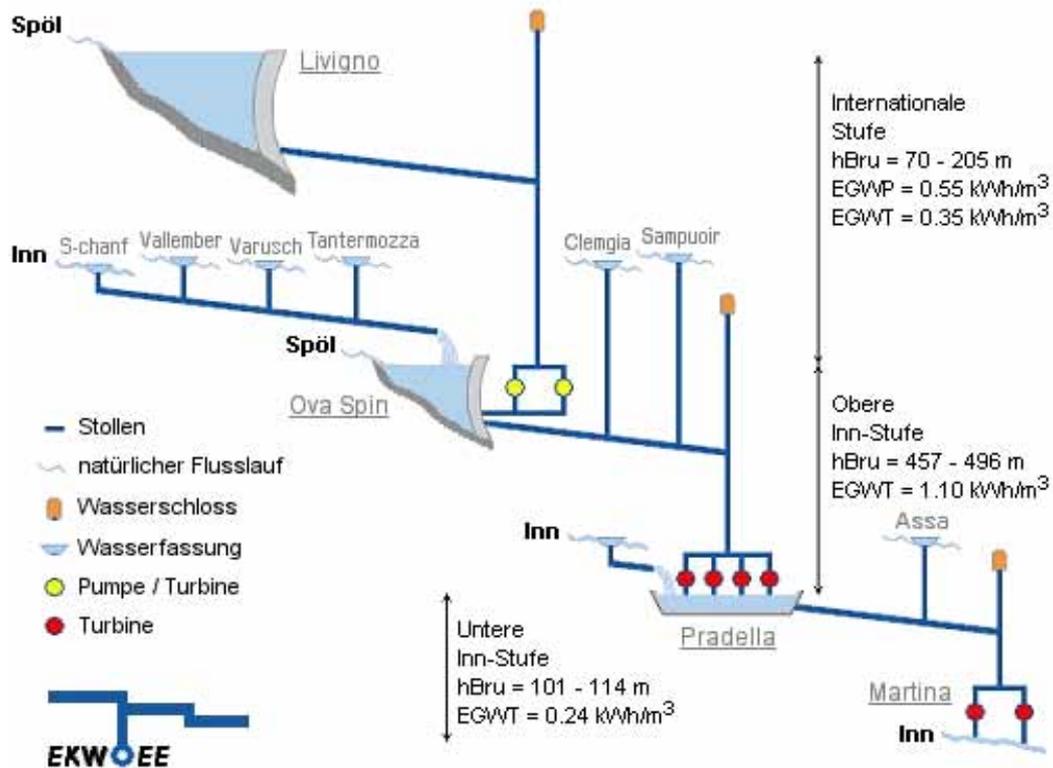


Abbildung 62: Hydraulisches Übersichtsschema der Engadiner Kraftwerke AG⁷

Tabelle 9: Wasserkraftwerke am Inn

Kraftwerk	Engpassleistung MW	RAV GWh	Baujahr
Imst	89	550	1956
Kirchbichl	24	141,1	1941
Langkampfen	31,5	168,6	1998
Oberaudorf-Ebbs*	29,5	138,33	1993
Nußdorf*	23,8	115,479	1983
Braunau-Simbach*	50	274,9	1955
Ering-Frauenstein*	36,5	218,75	1942
Egglfing-Obernberg*	40,35	242,5	1949
Schärding-Neuhaus*	48	270,8	1963
Passau-Ingling*	43,2	252,3	1967
Summe Inn	326,85	1822,759	

*Anteil der VERBUND Austrian Hydropower

⁷ Engadiner Kraftwerke AG, „Hydraulische Übersicht“, www.engadin-strom.ch, verfügbar Juli 2009.

3.4.2.2.3 Drau

Die Drau entspringt im Pustertal in Südtirol (Italien) oberhalb des Toblacher Feldes. Der Toblacher Sattel bildet die Wasserscheide zwischen dem Einzugsgebiet der Donau Richtung Schwarzes Meer und dem adriatischen Einzugsgebiet. Die Drau fließt durch Osttirol und Kärnten und verlässt das österreichische Staatsgebiet südlich von Lavamünd Richtung Slowenien. Die Drau überwindet in Österreich auf einer Fließstrecke von 261 km von Ambach (1107 m, EZG 162,1 km²) bis Lavamünd (338 m, EZG 11052 km²) eine Höhendifferenz von 769 m und hat einen mittleren Abfluss von 3,8 m³/s (Ambach) bis 250 m³/s (Lavamünd). Bei Möllbrücke entwässert die Möll in die Drau. Der Zufluss ist hier durch die Speicherkraftwerksgruppen Reisseck-Kreuzeck, Malta und Fragant erheblich beeinflusst. Der Schwall, den diese Kraftwerke erzeugen, wird durch die Unterstufe des Kraftwerks Malta gedämpft. Aufgrund der Höhendifferenz und des vergleichsweise hohen Abflusses hat die Drau ein wesentliches Wasserkraftpotenzial, das durch eine Lauf-Schwelkette in Kärnten genutzt wird. In Osttirol wird das Potenzial hauptsächlich im Kraftwerk Strassen-Amlach abgearbeitet. Die Lage der Kraftwerke an der Drau ist in Abbildung 63 dargestellt.

Bei Lavamünd mündet dann mit der Lavant der letzte Kärntner Fluss in die Drau, bevor sie Österreich vor Dravograd (Unterdrauburg) verlässt und nach Slowenien fließt. Sie mündet in der Sava, die in die Donau entwässert.

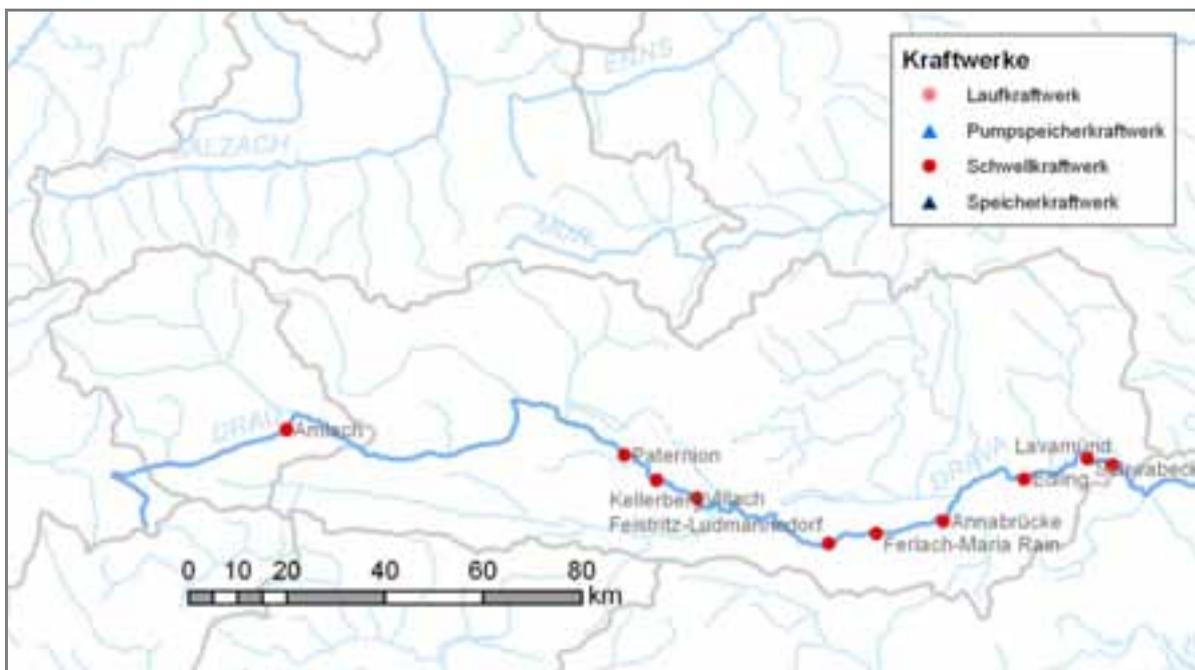


Abbildung 63: Verlauf der Drau von ihrem Ursprung in Südtirol bis zu ihrem Eintritt nach Slowenien mit den Kraftwerken der TIWAG, KELAG und Verbund-AHP an der Drau, eigene Darstellung

3.4.2.2.4 Enns

Die Enns hat ihren Ursprung in den Radstädter Tauern im Bundesland Salzburg. Die Enns fließt danach in östlicher Richtung durch die Steiermark. Zwischen Admont und Hieflau passiert die Enns den Kalkalpenstock durch das Gesäuse. Ab Hieflau fließt die Enns dann in nördlicher Richtung und erreicht bei Altenmarkt das Bundesland Oberösterreich. Die Enns legt vor der Mündung in die Donau eine Strecke von 254 km zurück und überwindet zwischen Schladming und Mauthausen ca. 490 m. Dieses vergleichsweise hohe Gefälle mit hohen Abflussmengen wurde bereits früh im 20. Jahrhundert zur Stromgewinnung eingesetzt. Die ersten großen Laufkraftwerke an der Enns wurden bereits 1946 in Betrieb genommen der Bau des Kraftwerks Staning begann bereits im Jahr 1941.

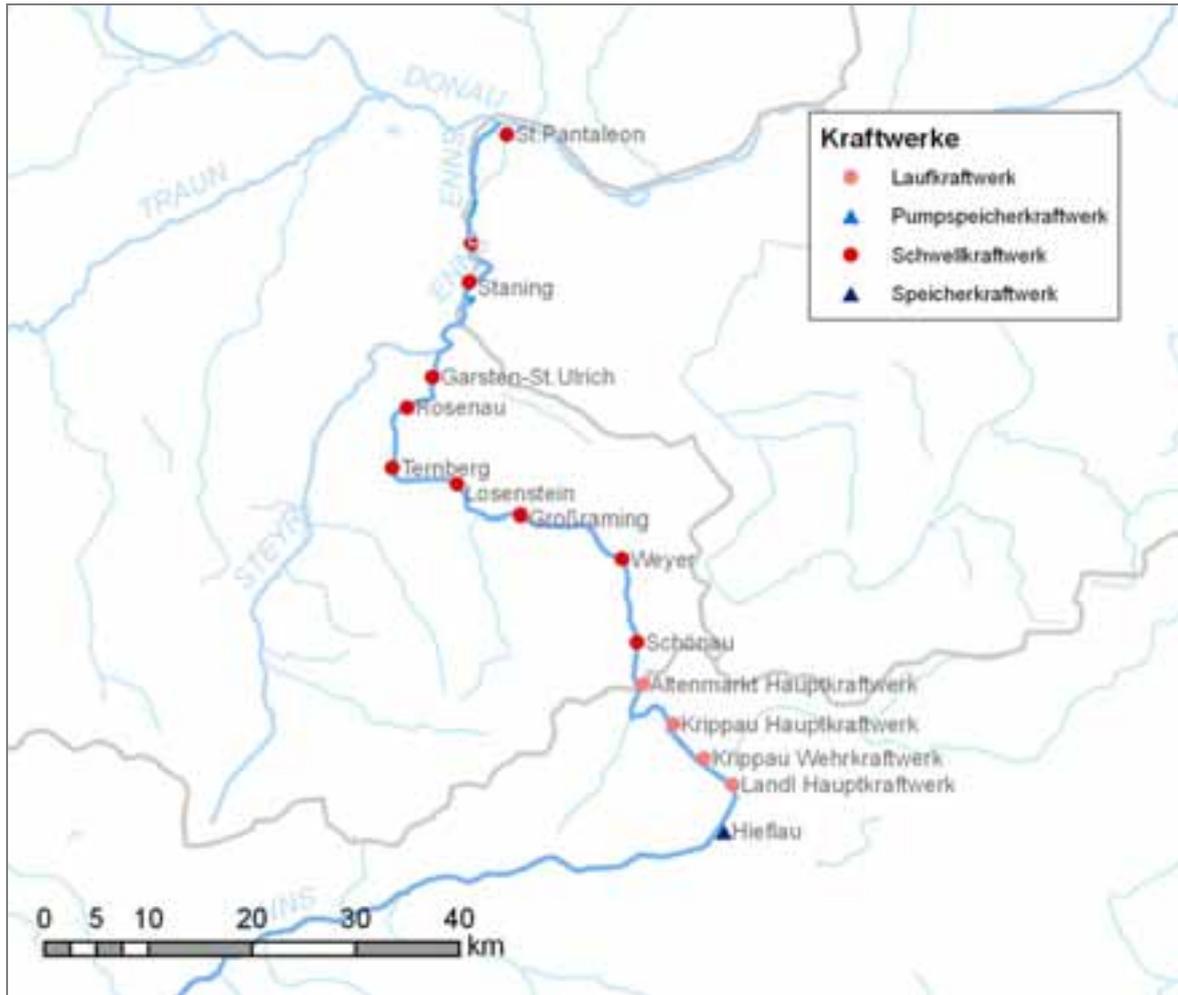


Abbildung 64: Verlauf der Enns ab Liezen mit den Kraftwerken der Ennskraft und der Verbund AHP, eigene Darstellung.

3.4.2.2.5 Mur

Der längste Fluss der Steiermark hat seinen Ursprung auf 1.898 m Seehöhe nördlich des Fraunock im Bundesland Salzburg und bildet in der südlichen Steiermark die Grenze zu Slowenien. Die Mur weist in Österreich ein Einzugsgebiet von 10.340 km² auf und überwindet dabei einen Höhenunterschied von etwa 1670 m.

In der Südsteiermark bildet sie die Grenze zu Slowenien. Sie mündet nach 453 km bei Legrad an der kroatisch-ungarischen Grenze in die Drau. Kurz davor mündet der Principáliskanal in sie ein, der die Zala mit der Mur verbindet.



Abbildung 65: Verlauf der Mur in Österreich mit den Kraftwerken der Verbund-AHP

3.4.2.2.6 Salzach

Die Salzach entspringt in den Kitzbühler Alpen im Gebiet des „Salzachgeiers“ auf einer Seehöhe von ca. 2.300 m. Nach ca. 226 km erreicht sie nahe Braunau den Inn. Vom Ursprung bis etwa zum Kraftwerk St. Veit verläuft die Salzach in West-Ost-Richtung und biegt dann nach Norden ab. Im Norden fließt die Salzach zwischen dem Hagen- und Tennengebirge durch die Salzachhöfen und verlässt hier das zentrale Mittelgebirge ins Alpenvorland.

Als typischer Gebirgsfluss mit Gletschereinfluss führt die Salzach zwischen Mai und August am meisten Wasser. Die Salzach überwindet von der Quelle bis zur Mündung fast 2.000 Höhenmeter. Das gesamte Einzugsgebiet der Salzach beträgt 6727 km².

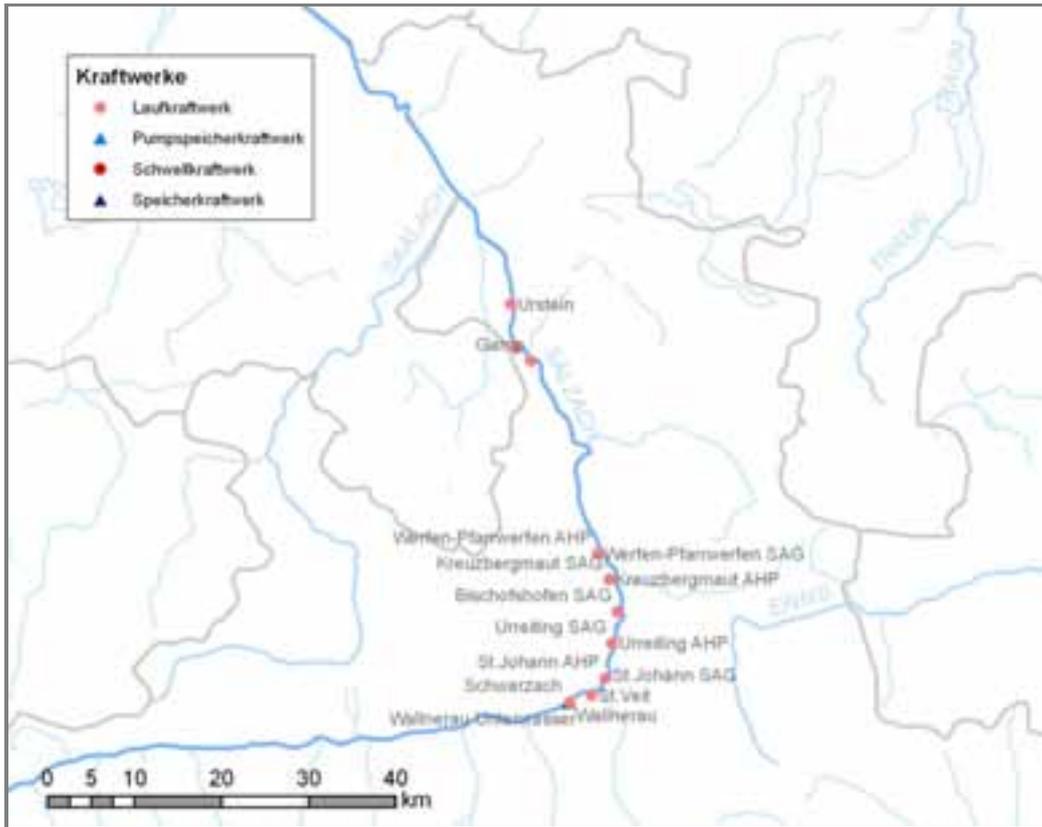


Abbildung 66: Verlauf der Salzach in Salzburg mit den Kraftwerken der Verbund-AHP und Salzburg AG

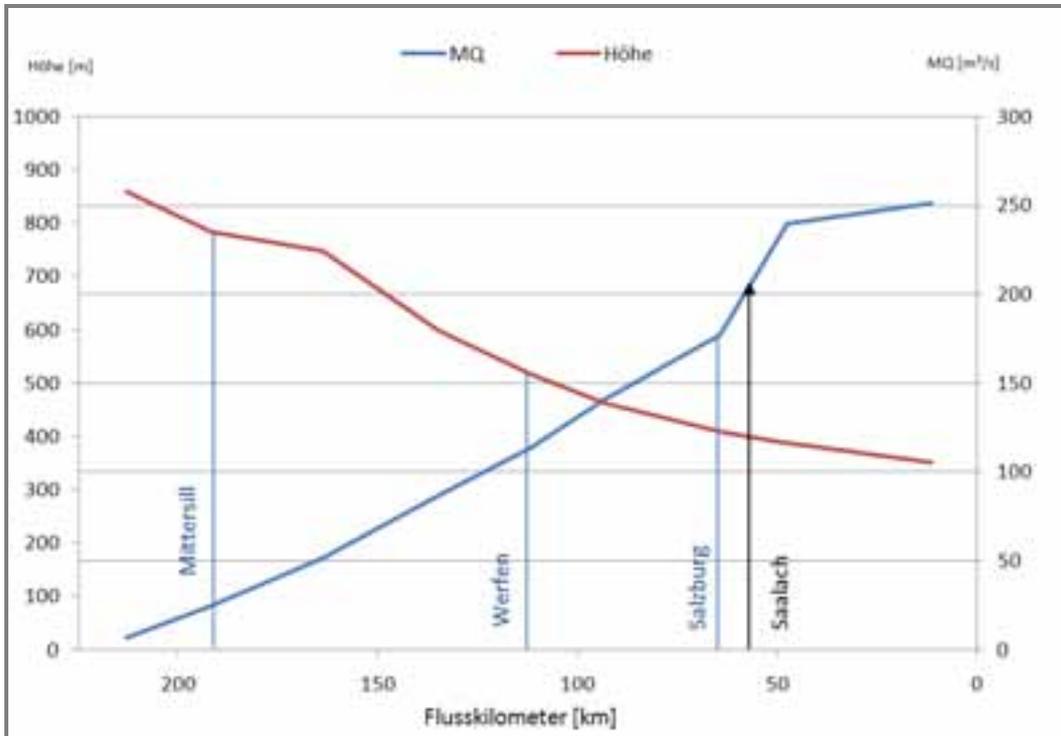


Abbildung 67: Darstellung des Höhenprofils und der mittleren Abflussverhältnisse der Salzach, eigene Darstellung⁸

⁸ Datenquellen: Hydrographisches Jahrbuch, Deutschland, Hydrographisches Jahrbuch Österreich, Global Runoff Data Centre, Eigene Berechnungen.

3.4.3 Wasserkraftwerksbetreiber Österreichs

In Österreich betreiben alle ehemaligen Landesunternehmen und alle verbliebenen städtischen Versorgungsunternehmen Wasserkraftwerke. Der größte Wasserkraftwerksbetreiber ist die Verbund AHP. Die Verbund AHP wurde im Zuge der Umstrukturierung der staatlichen Sondergesellschaften und der Österreichischen Elektrizitätswirtschafts-AG neu geformt. In der AHP wurden die Sondergesellschaften der Donau-Kraftwerke AG, die Tauernkraftwerke AG und die Draukraftwerke-AG eingebracht. Die Beteiligungen anderer Unternehmen an diesen Gesellschaften sind insofern weiterhin aufrecht, als die Unternehmungen Strombezugsrechte an diesen Kraftwerken halten und dementsprechend Anteile an der Verbund AHP halten. Des Weiteren hält die Verbund AHP die österreichischen Anteile der Donaukraftwerk Jochenstein AG, Österreichisch Bayerischen Kraftwerke AG sowie der Grenzkraftwerke AG und einiger anderer Gesellschaften. In Abbildung 68 ist das Beteiligungsgeflecht der Wasserkraftbetreiber auf der Ebene der Landesgesellschaften in Österreich detailliert dargestellt:

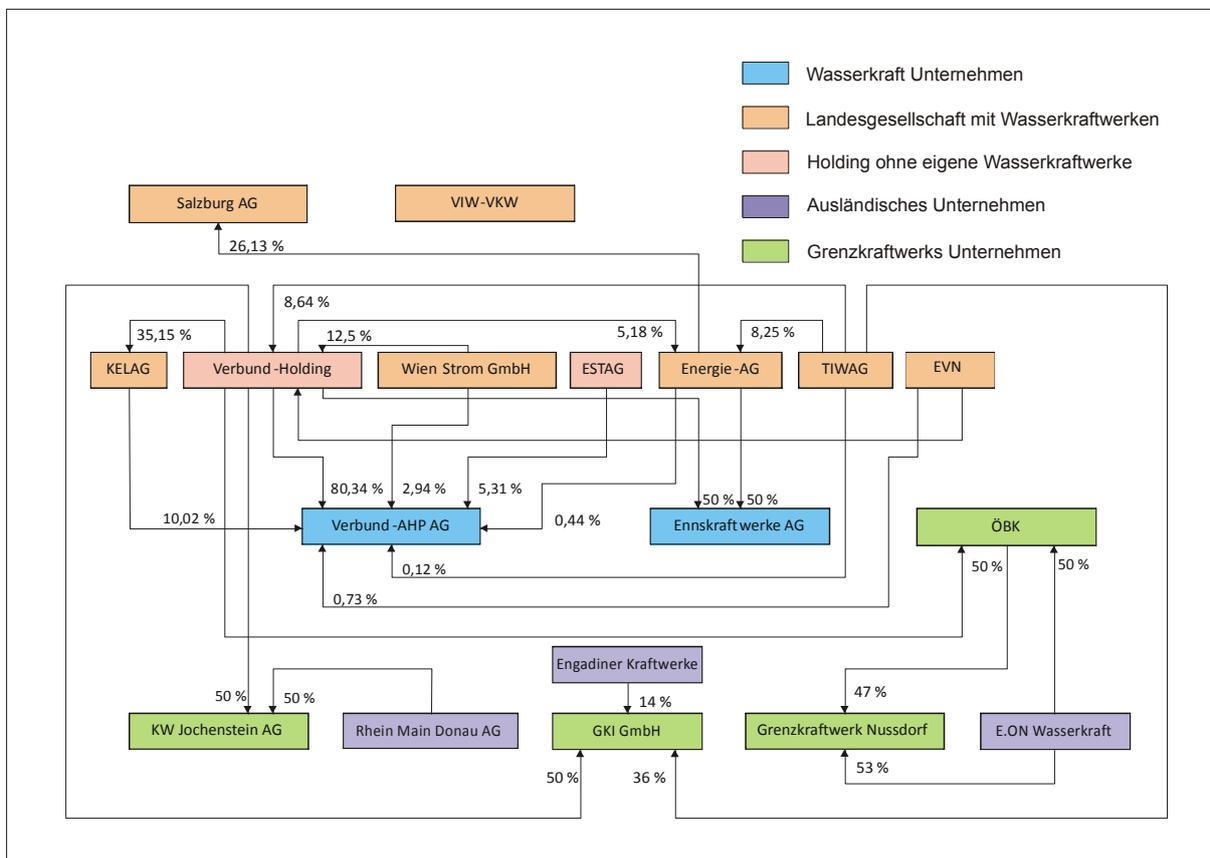


Abbildung 68: Verflechtung der Wasserkraftunternehmen auf Ebene der Landesgesellschaften und Grenzkraftwerke in Österreich, eigene Recherche.

3.4.4 Wasserkraftpotenziale Österreichs

In der Vergangenheit wurde bereits mehrfach das Wasserkraftpotenzial in verschiedenen Detaillierungsgraden erhoben. Diese Untersuchungen wurden zu unterschiedlichen Zeitpunkten, unterschiedlichen Rahmenbedingungen, mit sehr unterschiedlichen Methoden und technologischen Mitteln durchgeführt, und sind dadurch nur schwer vergleichbar. Vor allem das sogenannte ausbauwürdige Potenzial oder auch das technisch-wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial hängt sehr stark von den Primärenergiepreisen, CO₂-

Vermeidungskosten, Emissionszertifikatspreisen und Investitionskosten anderer Erzeugungstechnologien ab. Allgemein wird derzeit davon ausgegangen, dass das ausbauwürdige Wasserkraftpotenzial zu ungefähr zwei Drittel genutzt wird.

Die Darstellung des bereits ausgebauten Wasserkraftpotenzials stellt sich für den Bereich der Kraftwerke ab 10 MW aufwärts einfach dar. Der Kraftwerksbestand wurde durch Recherche erarbeitet und mit verfügbaren Registern und Literaturstellen abgeglichen. Für den Bereich der Kraftwerke kleiner 5 MW stellt sich die Erhebung des Bestands wesentlich schwieriger dar. Zwar sind die Anlagen durch die Wasserrechte in den Wasserbüchern, die von den jeweiligen Bundesländern geführt werden erfasst, jedoch ist bei vielen Anlagen der Betriebsstatus nicht bekannt. Mit der Einführung der Kleinwasserkraftwerkszertifikate und der nachfolgenden Regelung der Einspeisetarife für kleine Wasserkraftwerke (kleiner 10 MW) wurden durch die E-Control etwa 2185 Anlagen erfasst. Im Hydrologischen Atlas Österreichs, der vom hydrographischen Zentralbüro veröffentlicht wird, wird die Anzahl auf etwa 4000 geschätzt.

Im Jahr 2008 erstellte die PÖYRY ENERGY GmbH im Auftrag des Verbandes der Österreichischen Elektrizitätsunternehmen eine Wasserkraftpotenzialstudie (Pöyry Energy GmbH, 2008). Davor wurde die letzte Wasserkraftpotenzialschätzung von Gerhard Schiller im Jahr 1980 durchgeführt (Schiller, 1980). Schiller ermittelte das Linien- oder Abflusspotenzial für die Gewässer auf österreichischem Staatsgebiet. Dabei vernachlässigte er nur jene Seitzubringer, die einen Abfluss von weniger als 1 m³/s aufwiesen. Das Ergebnis war ein Abflusspotenzial von 74.000 GWh. Bei der Abschätzung dieses Potenzials wurden Kraftwerkswirkungsgrade berücksichtigt, jedoch Reibungsverluste in den Triebwasserwegen vernachlässigt.

Die von Pöyry aktualisierte Studie übernahm die topographischen Daten und Einzugsgebiete aus der Arbeit von Schiller und glich die verwendeten Mittelwasserabflüsse mit den Mittelwasserabflüssen des hydrographischen Zentrabüros ab. Damit gelang für die Periode 1961-2000 eine Korrektur der Abflusspotenziale.

Beide Arbeiten erfassten den Bestand an Kraftwerken, um das Restpotenzial zu ermitteln.

Schiller erfasste zur Ermittlung des sogenannten ausbauwürdigen Potenzials den Bestand aller bekannten Kraftwerksprojekte. Zur Berücksichtigung der Projekte im Leistungsbereich der Kleinwasserkraftwerke, wurde eine mögliche Erhöhung des ausbauwürdigen Potenzials um 10 % angegeben.

Durch die Einführung des Wettbewerbs und den Wegfall der Gebietsmonopole, als auch der koordinierten Ausbauplanung in der Elektrizitätswirtschaft, ist der Aufwand der Kraftwerksprojektserhebung für ganz Österreich als aufwändig einzustufen, bei gleichzeitig gering einzuschätzendem Erfolg.

PÖYRY ENERGY aktualisierte die Untersuchungen von Schiller mit Hilfe der in der Zwischenzeit stark weiterentwickelten Datenverarbeitung und moderner geographischer Informationssysteme sowie der mittlerweile umfangreich zur Verfügung stehenden geographischen und hydrographischen Daten.

Der Studienautor entwickelte eine Methode, um auf der Basis bereits stark ausgebauter Flussgebiete auf andere vergleichbare Flussgebiete zu schließen. Dabei werden auch Nutzungsgrade ermittelt, die nicht nutzbare Wasserfrachten, Wirkungsgrade und fallhöhenabhängige Anlagenverluste berücksichtigen.

Über den Nutzungsgrad der Vergleichsflussgebiete wurde auf andere Gebiete geschlossen und mit der Berücksichtigung von bestehenden und projektierten Anlagen das technisch-

wirtschaftliche Gesamtpotenzial als auch das technisch-wirtschaftliche Restpotenzial ermittelt.

Weiters ermittelte der Studienautor jene Potenziale, die durch technische Verbesserungen der Anlagen erreicht werden können, und berücksichtigte den Ausschluss ökologisch sensibler Gebiete.

Die Erhebung der bestehenden Wasserkraftwerke für Anlagen mit einer Engpassleistung größer oder gleich 10 MW ergab ein ausgebautes Wasserkraftpotenzial von 33.200 GWh. Das ermittelte Restpotenzial berücksichtigt ausschließlich technisch-wirtschaftliche Gesichtspunkte.

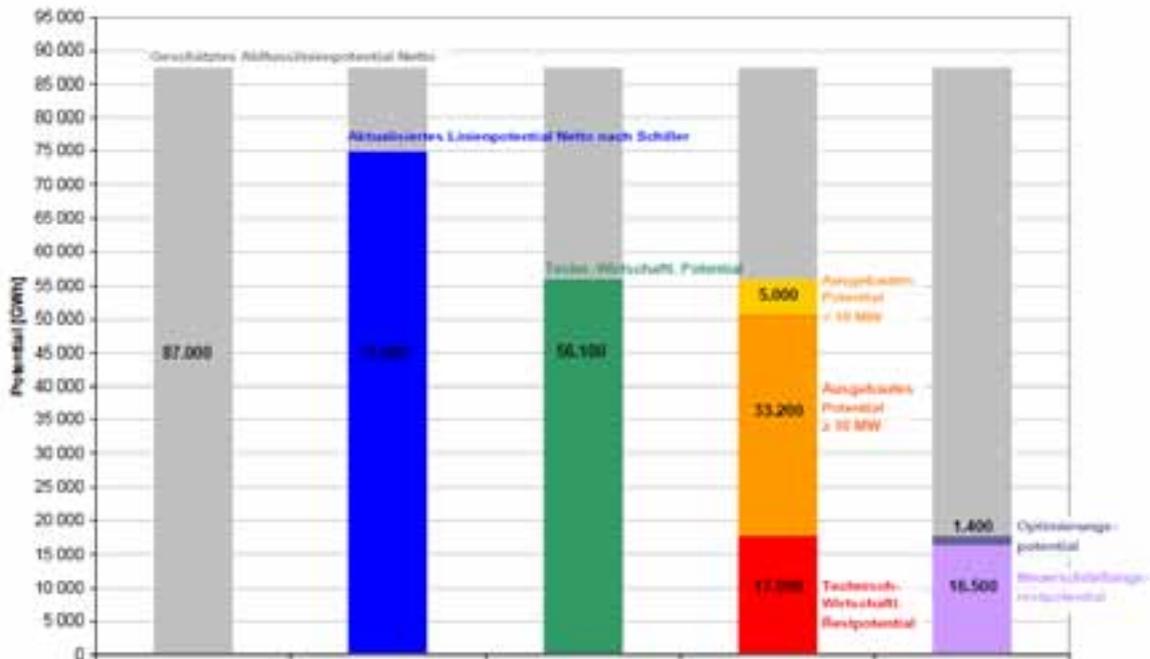


Abbildung 69: Zusammenstellung der Wasserkraftpotenziale in Österreich (gerundet) (Pöyry Energy GmbH, 2008, S. 63)

Welcher Anteil dieses Restpotenzials unter Berücksichtigung rechtlicher, ökologischer und weiterer gesellschaftlicher Randbedingungen tatsächlich realisiert werden kann schätzt diese Studie nicht ab. Lediglich die ökologisch sensiblen Gebiete wie Nationalparks und Welterbestätten wurden berücksichtigt. Dadurch verringert sich das technisch-wirtschaftliche Restpotenzial von knapp 18.000 GWh auf weniger als 13.000GWh.

Die Auswertung der Potenzialuntersuchungen auf Bundesländerebene ergibt ein stark differenziertes Bild. Die höchsten Abflusspotenziale befinden sich in den westlichen, alpinen Bundesländern und entlang der Donau in Ober- und Niederösterreich. Die Donau und die restlichen Gewässer in Ober- und Niederösterreich werden bereits weitgehend genutzt, während in Westösterreich und hier vor allem in Tirol noch bedeutende Restpotenziale vorhanden sind. Weiters befinden sich noch ungenutzte Potenziale in der Steiermark, wie die Abbildung 70 zeigt. Ein Teil dieses Potenzials wird voraussichtlich in den nächsten Jahren genutzt werden, vor allem an der mittleren Mur nördlich und südlich von Graz.

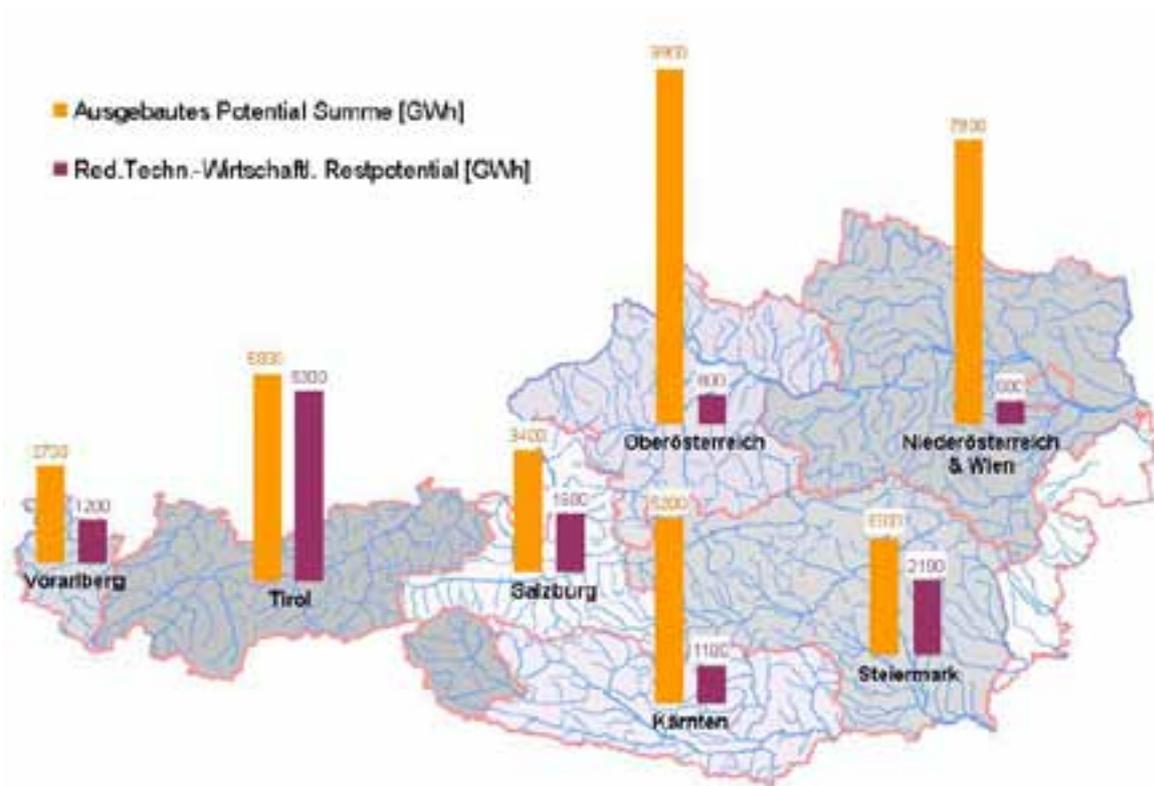


Abbildung 70: Ausgebautes Potenzial und reduziertes technisch wirtschaftliches Restpotential (Pöyry Energy GmbH, 2008, S. 60)

3.5 Wasserkraft in Westeuropa

3.5.1 Wasserkraft in der Bundesrepublik Deutschland

Die Wasserkraft hat in der Bundesrepublik Deutschland nur einen geringen Anteil an der gesamten Stromerzeugung. Nur etwa 4,5% werden durch Wasserkraft gedeckt, was einer Erzeugung von rund 23 TWh entspricht.

In der Literatur findet man keine Aufzeichnungen über die genaue Anzahl der Wasserkraftanlagen in Deutschland. Verschiedene Publikationen geben die große Anzahl der Kleinwasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW an. Die Anzahl der Anlagen variiert je nach Quelle zwischen circa 6000 (Heimerl, 2005, S. 5) und 7700 (Deutsches Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2008).

Etwa zwei Drittel der in Wasserkraftwerken erzeugten Energie wurde durch 93 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW aufgebracht, dies entspricht in etwa 1,3% aller Anlagen in der Bundesrepublik. Bezieht man noch Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW in die Rechnung mit ein, so werden rund 92% des erzeugten Gesamtstromes aus der Wasserkraft, mit nur 402 Anlagen produziert. Die restlichen 8% entstammen Anlagen mit einer Leistung von kleiner 1 MW.

Im Jahr 2005 wurden 73 % des technisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials in Deutschland in elektrische Energie umgewandelt (Giesecke, 2005). Der Schwerpunkt der Wasserkrafterzeugung liegt hierbei in den südlichen Bundesländern Baden Württemberg und Bayern (siehe Abbildung 71).

3.5.1.1 Wasserkraftwerkspark in Deutschland

Die beiden größten Flusssysteme in Deutschland sind der Rhein und die Donau mit ihren Nebenflüssen. Diese beiden Flüsse stellen im Wesentlichen das Wasserkraftpotenzial der Bundesrepublik Deutschland dar.

In Deutschland ist das Bundesland Bayern jenes Bundesland mit dem größten Wasserkraftpotenzial gefolgt vom Bundesland Baden Württemberg.

Die größten Flüsse in Bayern sind die Donau, der Inn, der Main, die Isar, der Lech und die Ill. Die Flüsse Main und Donau sind durch den Rhein-Main-Donaukanal verbunden und werden als Binnenwasserweg genutzt. Abbildung 72 stellt das Regelarbeitsvermögen der oben genannten Flusssysteme dar. Bemerkenswert dabei ist, dass das vergleichsweise kleine Flussgebiet des Inns in Bayern mit 3360 GWh/a den größten Anteil zum Regelarbeitsvermögen liefert.



Abbildung 71: Wasserkraftwerke in Deutschland mit einer Leistung über 5 MW,
 Daten: institutsinterne Datenbank, eigene Darstellung

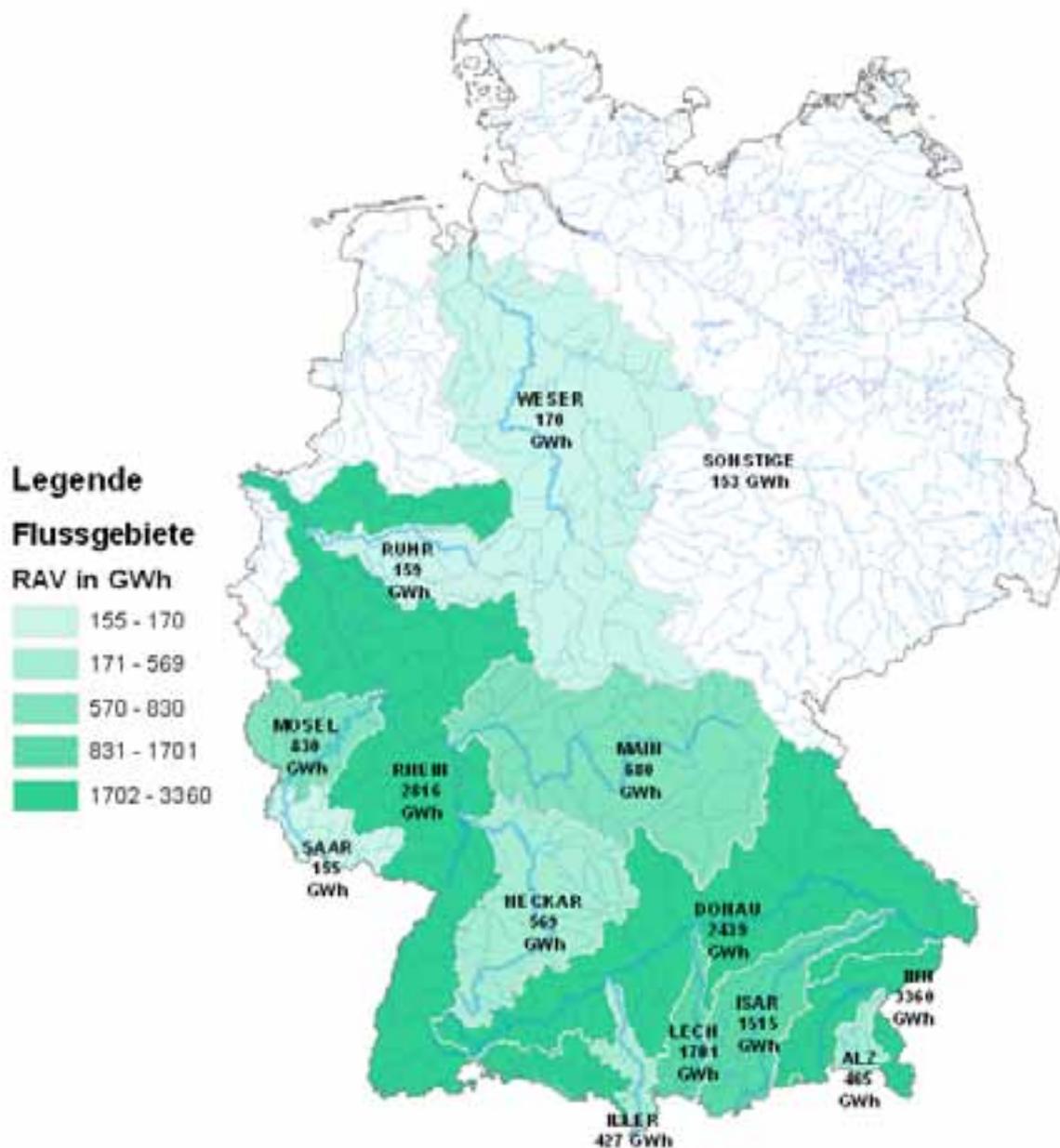


Abbildung 72: Regelarbeitsvermögen der in Deutschland installierten Kraftwerke je Flussgebiet

3.5.1.2 Wasserkraftpotenziale in Deutschland

Derzeit werden etwa 73,4% des technisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials in Deutschland ausgeschöpft.

Das technische Potenzial beschreibt nach 3.2 das näherungsweise ermittelte ausschöpfbare Arbeitsvermögen eines Flussverlaufes unter Berücksichtigung von technischen, infrastrukturellen und anderen Einschränkungen und ist ein ausschlaggebender Punkt für die Wasserkraftnutzung. Näherungsweise liegt das technische Potenzial zwischen 20 % und 35 % des theoretischen Potenzials.

Das Linienpotenzial der gesamten Bundesrepublik wird, je nach Quelle, zwischen 106 TWh/a und 120 TWh/a auf ein Regeljahr geschätzt (Fichtner, 2003). Das geschätzte technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial wird deutlich niedriger mit etwa 25.480 GWh/a angegeben.

Das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial stellt wiederum nur einen theoretischen Wert dar. Um das realisierbare Wasserkraftpotenzial zu ermitteln sind neben wirtschaftlichen Bedingungen auch ökologische Randbedingungen und Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen.

sichtigen. Aufgrund des vergleichsweise hohen Alters des deutschen Wasserkraftwerksparks bestehen erhebliche Potenziale in der Revitalisierung und Erneuerung von Kraftwerksanlagen. Somit besteht der Ausbau des Potenzials nicht nur aus den Neuerschließungen von Kraftwerksstandorten, sondern kann auch durch Modernisierung oder Erweiterung bestehender Anlagen erfolgen.

So kann auch im Rahmen einer Modernisierung der Austausch von Turbinen, Generatoren, Transformatoren usw. einen Beitrag zur Erschließung von Potenzialen beitragen, indem der Anlagenwirkungsgrad erhöht wird.

Hemmnisse zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials können sein:

- Unsicherheiten bezüglich der Umsetzung der WRRL
- Guter Zustand der Anlage erfordert momentan keine Reparaturen oder Veränderungen
- Investitionen aufgrund von strategischen Entscheidungen des Konzerns
- Orientierung der Investitionskosten aufgrund von Eckpunkten der Konzession

3.5.1.2.1 Potenziale für große Wasserkraft in Deutschland (größer 5 MW)

Die nutzbaren Restpotenziale der Wasserkraft in Deutschland sind nahezu ausschließlich Potenziale, die durch Laufkraftwerke genutzt werden können. In Deutschland wurde eine detaillierte Studie über die Laufwasserkraft und die möglichen Ausbau-, Erneuerungs- und Modernisierungspotenziale durchgeführt (Fichtner, 2003). Die Studie bezieht sich auf Anlagen mit einer Leistung größer 5 MW.

Wie bereits im vorhergehenden Abschnitt dargestellt ist die Neuerschließung von Wasserkraftpotenzialen, beziehungsweise Neubau von Anlagen nur im eingeschränkten Umfang möglich. Die verbleibenden 26,6 % des technischen Restpotenzials sind in der Realität nicht voll ausschöpfbar, da aufgrund ökologischer Rahmenbedingungen zahlreiche Standorte nicht genehmigungsfähig sind.

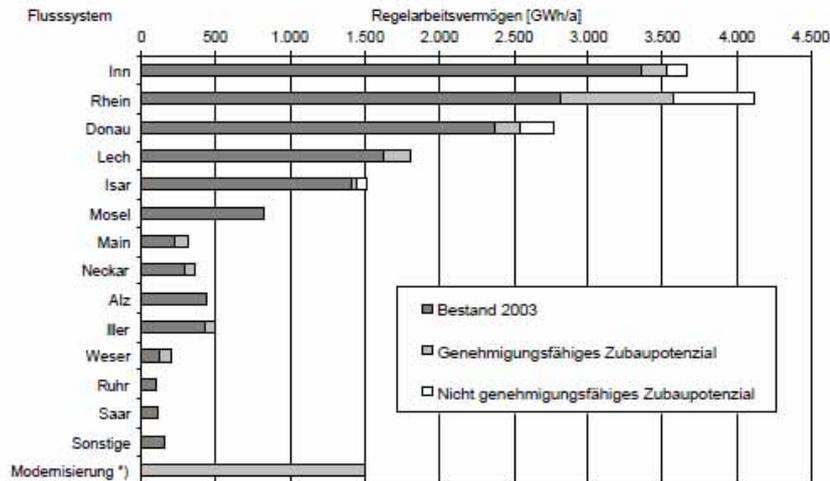
Tabelle 10 zeigt das genehmigungsfähige Zubaupotenzial der wichtigsten Flüsse für die große Laufwasserkraft in Deutschland. Allein durch Erweiterungen und Neubauten ist ein Zubau von 347 MW möglich, dies entspricht einem zusätzlichen jährlichen Regelarbeitsvermögen von 1581 GWh/a. Die größten Zubaupotenziale befinden sich am Rhein, dem Inn, der Lech und der Donau mit einem möglichem Leistungsausbau von insgesamt 267 MW (dargestellt in Abbildung 73). Zu berücksichtigen ist, dass das Modernisierungspotenzial in dieser Darstellung nicht den einzelnen Flusssystemen zugeordnet ist.

Da der Wasserkraftwerkspark in Deutschland mit Ausnahme der Donaukraftwerke bereits ein erhebliches Alter aufweist, wurden erhebliche technische Modernisierungspotenziale ermittelt (durch den Austausch der Maschinensätze kann der Gesamtwirkungsgrad der Anlage, je nach Alter und Baujahr der momentan installierten Maschinen, gesteigert werden). Unabhängig davon, ob die Modernisierung wirtschaftlich ist oder nicht, wurde so ein Modernisierungspotenzial für bestehende Anlagen ermittelt (Tabelle 11).

Tabelle 10: Ausbaupotenzial der großen Laufwasserkraft in Deutschland nach ausgewählten Flusssystemen, (Fichtner, 2003, S. 6-22,23)

Fluss	P _{eng}	RAV	Erweiterung	Neubau	Neubau	davon nicht	Gesamtes Ausbaupotenzial	zusätzl.
	2003	2003		(best. Standort)	(neuer Standort)	Genehmigungsfähig		RAV
	[MW]	[GWh/a]		[MW]	[MW]	[MW]		[GWh/a]
Rhein	416	2816	54	59	130	86	157	750
Inn	585	3357	92	5	0	47	50	165
Lech	341	1627	0	0	36	0	36	179
Donau	387	2378	0	0	60	36	24	163
Main	42	222	14	7	0	0	21	93
Neckar	52	295	21	0	0	0	21	68
Iller	96	427	0	0	17	0	17	72
Weser	24	131	2	15	0	0	17	65
Isar	255	1419	5	0	10	10	5	26
Mosel	184	820	0	0	0	0	0	0
Alz	81	443	0	0	0	0	0	0
Ruhr	31	102	0	0	0	0	0	0
Saar	23	110	0	0	0	0	0	0
Sonstige	32	153	0	0	0	0	0	0
Gesamt	2549	14300	188	86	253	179	348	1581

Die durch Modernisierung erreichbaren Leistungssteigerungen liegen im Bereich um 11 %. Mit dieser Leistungssteigerung sind leicht überdurchschnittliche Produktionssteigerungen von ca. 12,5 % möglich. Der technischen Realisierung dieses Potenzials stehen erhebliche Hemmnisse gegenüber, da die meisten dieser Maßnahmen nur in Verbindung mit einer Konzessionsänderung oder Neukonzessionierung verbunden sind. Unter Annahme einer 40 jährigen technischen Nutzungsdauer der betroffenen Anlagenkomponenten kommen die Studienautoren zum Schluss, dass sich die Potenziale entsprechend der Abbildung 73 zusammensetzen.



*) Modernisierungspotenzial der Bestandsanlagen wurde nicht nach Flusssystemen zugeordnet

Abbildung 73: Zubaupotenzial für die große Wasserkraft an ausgewählten Flusssystemen, (Fichtner, 2003, S. 6-24)

Tabelle 11 zeigt zusammenfassend das durch Modernisierung, Erweiterung und Neubau erreichbare sowie genehmigungsfähige Ausbaupotenzial von Wasserkraftanlagen in Deutschland. Dies entspricht insgesamt 661 MW, beziehungsweise einer Steigerung des Regelarbeitsvermögens um 3100 GWh/a für Laufwasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW.

Tabelle 11: Genehmigungsfähiges Potenzial großer Laufwasserkraftwerke in Deutschland, (Fichtner, 2003)

Genehmigungsfähige Ausbaupotentiale	Engpassleistung [MW]	RAV [GWh/a]
durch Modernisierung	313	1500
durch Erweiterung	141	500
durch Neubau, vorhandener Standort	85	400
durch Neubau, neuer Standort	121	700
Gesamt	660	3100

3.5.1.2.2 Potenziale für Kleinwasserkraftwerke

Im Jahr 2000 trat das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Kraft, mit dem eine Fixvergütung für den ins öffentliche Netz gespeisten Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt wird. Das EEG wurde laufend erweitert und angepasst. Die aktuell geltende Fassung ist die Novelle vom 1. Jänner 2009. So wird der Strom aus Anlagen mit einer Leistung bis maximal 500 kW mit 12,67 Cent/kWh vergütet, sofern die Anlage nicht vor dem 1. Jänner 2009 in Betrieb genommen und nach dem 31. Dezember 2008 modernisiert worden ist. Die Vergütungssumme ist so gestaltet, dass sie mit steigender Anlagenleistung abnimmt. Damit werden kleinere Anlagen stärker unterstützt (Bundesrepublik Deutschland, 2008).

Die elektrische Energieerzeugung des Jahres 2004 der Wasserkraftanlagen bis 1 MW betrug in Summe 1384 GWh. Die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke kleiner 1 MW wird fast zur Gänze durch Anlagen in den Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern aufgebracht. In der Literatur findet man keine detaillierten Untersuchungen zu den Potenzialen der Kraftwerke kleiner 5 MW.

Aufgrund des berechneten Ausbaupotenzials für die große Wasserkraft kann man Rückschlüsse auf das Ausbaupotenzial für die kleine Wasserkraft ziehen. Berücksichtigt man das technisch mögliche Ausbaupotenzial des Regelarbeitsvermögens von 4.700 GWh/a für Laufwasserkraftwerke mit einer Leistung von mehr als fünf MW im Jahr 2003 und kombiniert man dies mit dem gesamten genutzten Wasserkraftpotenzial von 18706 GWh/a (Giesecke, 2005, S. 32) im Jahr 2004, so bleiben rund 2074 GWh/a als technisch mögliches Ausbaupotenzial für Wasserkraftanlagen mit weniger als fünf MW Leistung (Tabelle 12).

Tabelle 12: Errechnetes Ausbaupotenzial für Wasserkraftanlagen von weniger als fünf MW Leistung

2004 genutztes Wasserkraftpotenzial [GWh/a]	technisches Ausbaupotenzial 2004 [GWh/a]	technisches Ausbaupotenzial > 5MW (2003) [GWh/a]	technisches Ausbaupotenzial < 5MW (2003) [GWh/a]
18706	25480	4700	2074

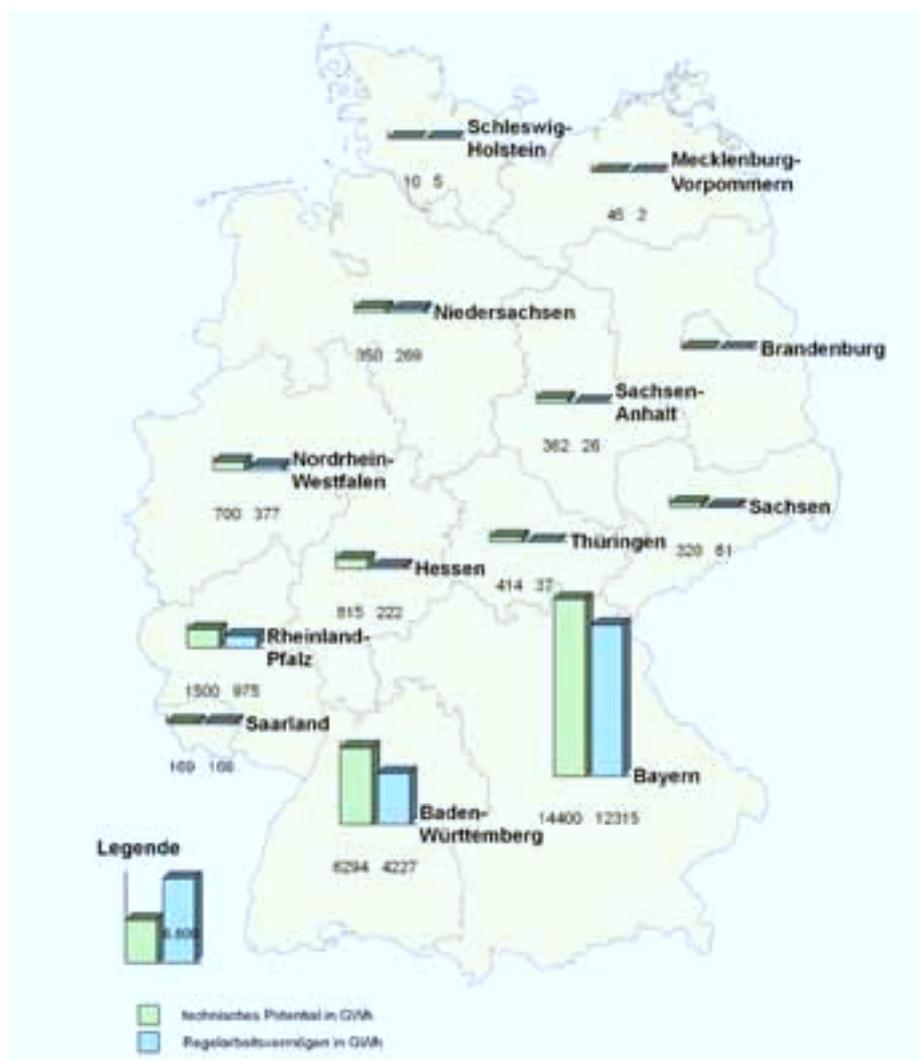


Abbildung 74: Wasserkraftpotenziale in den deutschen Bundesländern. [Quelle: Heimerl, S. Giesecke, J.: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003. In: Wasserwirtschaft 94 (2004), Heft 10.]

3.5.2 Wasserkraft in der Schweiz

3.5.2.1 Wasserkraftwerkspark in der Schweiz

Der Wasserkraftsektor ist der dominante Elektrizitätserzeugungssektor in der Schweiz. Im Jahr 2009 wurden 56% der gesamten Schweizer Energieaufbringung von 66.500 GWh durch den Bereich Wasserkraft bereitgestellt (Abbildung 75)(BFE Bundesamt für Energie, 2010). In der Schweiz waren im Jahr 2003 513 Kraftwerke mit einer Leistung von über 0,3 kW und 700 Kraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW in Betrieb. Die Kraftwerke mit einer Leistung über 300 kW produzieren ca. 98 % der Elektrizität aus Wasserkraft in der Schweiz. Die Produktion teilt sich etwa je zur Hälfte auf Laufkraftwerke und Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke auf (Tabelle 13).

Der Schwerpunkt der Wasserkraftproduktion liegt in den alpinen Regionen der Schweiz dem Wallis und Graubünden. (Center for Energy Policy and Economics, 2009)

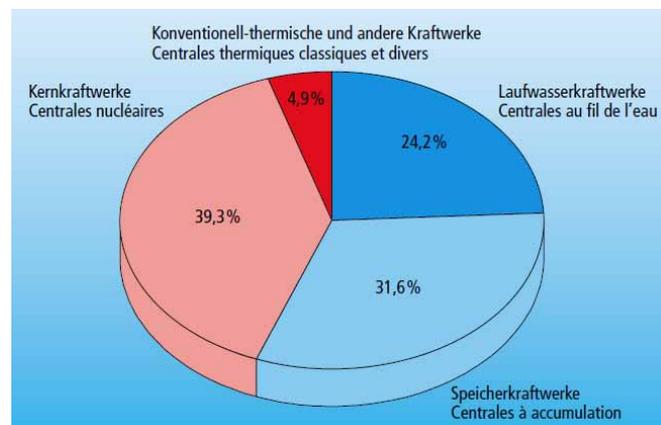


Abbildung 75: Stromproduktion nach Kraftwerkskategorien in der Schweiz 2009 (BFE Bundesamt für Energie, 2010).

Tabelle 13: Aufteilung der Wasserkraftwerke nach Kraftwerkstyp und Saison, Datenquelle Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009 (BFE Bundesamt für Energie, 2010).

Kraftwerkstyp	RAV [GWh]	Anteil [%]	Winterproduktion [GWh]	Anteil der Winterproduktion
Laufkraftwerke	16110	43.4	5316	35.5
Speicherkraftwerke	21023	56.6	9663	64.5
Summe	37133	100	14979	100

3.5.2.2 Wasserkraftpotenziale in der Schweiz

Das theoretische Wasserkraftpotenzial der Schweiz beträgt rund 144.000 GWh/a, das technische 41.000 GWh/a. Das technische Wasserkraftpotenzial in der Schweiz ist entsprechend Horlacher (2003) bereits zu 85 % ausgebaut, was einem Regelarbeitsvermögen von 35.500 GWh/a (Horlacher, 2003, S. 16) entspricht. Der hohe Ausbaugrad der Wasserkraft hat zur Folge, dass sich die Produktion des Stromes aus Wasserkraft nur noch sehr eingeschränkt steigern lässt (BFE Bundesamt für Energie, 2010).

Im Jahr 2004 wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energie eine Studie zur Erhebung des technischen Ausbaupotenzials in der Schweiz in Auftrag gegeben. Im Endbericht wird das theoretische Wasserkraftpotenzial auf 100.000 bis 150.000 GWh/a geschätzt. Für die Erhebung des technischen Ausbaupotenzials wurde das Potenzial in drei unterschiedliche Klassen unterschieden:

- Erhöhung der mittleren erwarteten Jahresproduktion;
- Erhöhung des Winteranteils der Jahresproduktion durch Speicherung oder Pumpspeicherung, bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge;
- Erhöhung der Leistung bei praktisch gleich bleibender genutzter Wassermenge.

Die verfügbaren technischen Ausbaupotenziale werden zu einem großen Teil durch technologische Entwicklungen im Bereich der maschinellen und elektrotechnischen Ausrüstung von Wasserkraftwerken in der Schweiz gesehen.

Moderne Turbinen weisen deutlich höhere Wirkungsgrade auf als Turbinen mit einem Baujahr vor 1950. Nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Wirkungsgradverbesserungen als Funktion des Alters der ersetzten Turbinen (Tabelle 14):

Tabelle 14: Potenziale der Wirkungsgraderhöhung durch Einbau neuer Turbinen (Lauer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51)

Baujahr	Lastbereich		
	50%	75% (Optimum)	100%
1925	6%	4%	6%
1950	3%	2%	3%
1975	1.5%	1%	1.5%

Durch neue technische und mathematische Verfahren bei der Entwicklung von neuen Turbinen wie z.B. die „Finite Elemente Methode“ zur Strömungssimulation ist es möglich Turbinen bei gleicher Baugröße mit einem höheren Schluckvermögen und besseren Wirkungsgraden zu konstruieren.

Zusätzlich werden durch den Einbau von neuen modernen Turbinen die Stillstandszeiten und damit die Verfügbarkeit erhöht. Dadurch wird die Erzeugung um 0,5 bis 2 % erhöht.

Tabelle 15: Potenziale Erhöhung der Ausbauwassermenge der Kraftwerke durch Turbinentausch (Lauer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51)

Baujahr	Niederdruck-Laufkraftwerke		Mittel- und Hochdruck-Laufkraftwerke	
	Leistungs-erhöhung	Zusätzliche Energie	Leistungs-erhöhung	Zusätzliche Energie
1925	15%	5%	10%	3%
1950	12%	4%	10%	3%
1975	10%	3%	10%	3%

Für die Ermittlung dieser Erneuerungspotenziale ist es wichtig die Altersstruktur der maschinellen Ausrüstung der Kraftwerke in der Schweiz zu kennen. In der Schweiz werden Turbinen in Wasserkraftwerken sehr lange betrieben. Schätzungsweise sind über 80 % der installierten Turbinen über 40 Jahre alt (Lauer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51).



Abbildung 76: Altersstruktur der maschinellen Ausrüstung der Wasserkraftwerke in der Schweiz, Datenquelle: (Laufer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51)

In Tabelle 16 sind die technischen Ausbaupotenziale für die Schweiz dargestellt. Über 2.100 GWh/a sind durch technische Maßnahmen an bestehenden Kraftwerksanlagen erreichbar. Dieser hohe Anteil ist auf die Alterstruktur der maschinellen Ausstattung der schweizerischen Wasserkraftwerke zurückzuführen.

Die Neubaupotenziale wurden in der Studie von Laufer et. Al. (2004) aus einer Untersuchung der Elektrowatt aus dem Jahr 1987 entnommen, die das technische Neubaupotenzial auf Basis konkreter Projektuntersuchungen durchführte (ELEKTROWATT, 1987). Das gesamte zusätzliche technische Ausbaupotenzial in der Schweiz wird somit auf ca. 7570 GWh/ geschätzt, was einer zusätzlichen Leistung von knapp 3.000 MW entspricht (Laufer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 60).

Tabelle 16: Übersicht über das technische Ausbaupotenzial, der Schweiz bis 2050, Datenquelle:(Laufer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 60)

Ausbauart	Energie [GWh/a]	davon Winter [GWh]	Leistung [MW]	Umwelt-einfluss
Ausrüstungsersatz	970	250	530	sehr klein
Flusskraftwerke (Gefälleerhöhungen)	200	80	35	meist erhöht
Umbauten	940	1090*	230	gering
Neubauten	5460	6560	2120	groß
Summe	7570	7790	2915	

*davon 900 GWh durch Verlagerung der Produktion vom Sommerhalbjahr in das Winterhalbjahr

3.5.3 Wasserkraft in Frankreich

Frankreich verfügt über besonders günstige Voraussetzungen zur Nutzung der Wasserkraft. Das Land liegt mit seiner großen geographischen Ausbreitungen in verschiedenen Klimazonen mit hohen Niederschlägen. Zusätzlich weisen die Landschaften Frankreichs ein für die Wasserkraftnutzung günstiges Profil auf. Im südlichen Zentrum Frankreichs befindet sich das Zentralmassiv, das zur Stromerzeugung intensiv genutzt wird. Des Weiteren liegt Frankreich an den Bergen der Pyrenäen und den westlichen Alpen. Abbildung 77 zeigt die geographische Verteilung der französischen Kraftwerke im Jahr 2006. Kleinere Anlagen mit einer Leistung von 10 MW und Wasserkraftwerke unter einer Leistung von 20 MW wurden regional zu Sammelkraftwerken gruppiert. In der Abbildung sind auch bis ins Jahr 2015 geplante Kraftwerke dargestellt (Ess, 2009, S. 3).

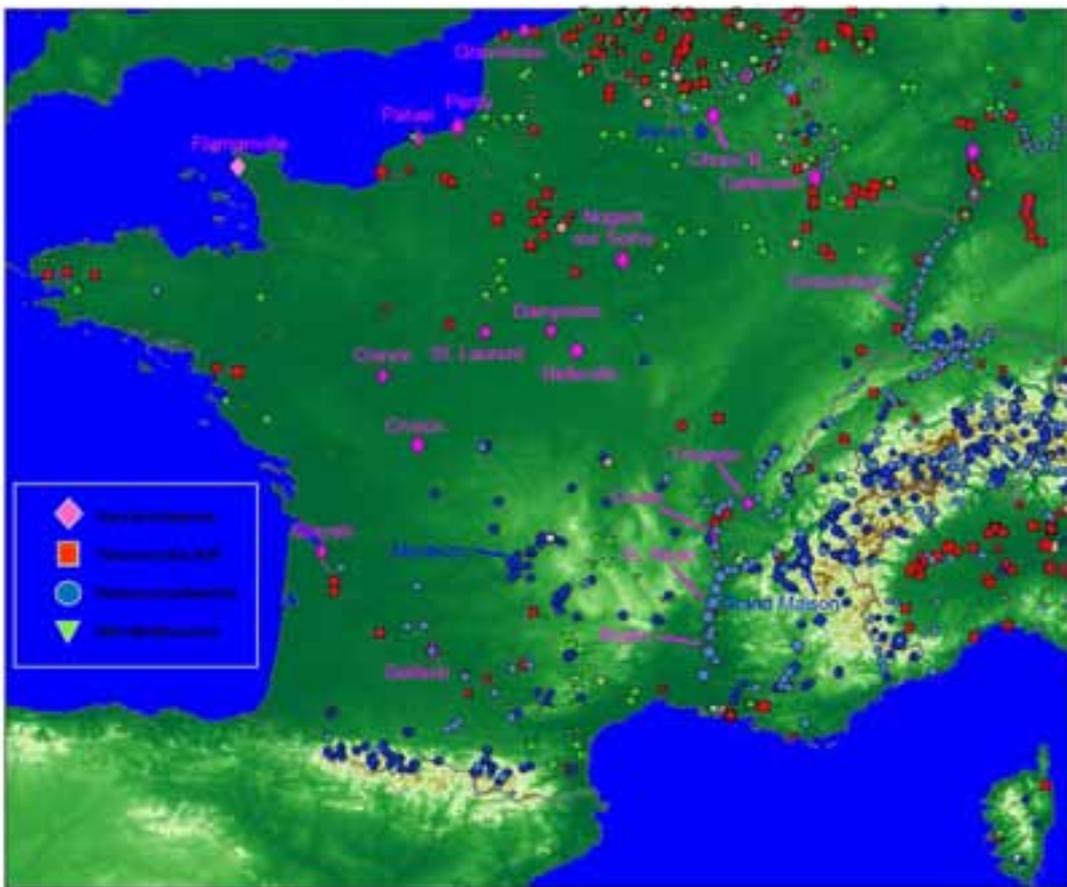


Abbildung 77: Verteilung des französischen Kraftwerkparcs, Quelle:(Ess, 2009), erstellt mit einer vom Autor dieser Arbeit programmierten Software (siehe Kapitel 5.7), Datenquelle: institutsinterne Datenbank.

Frankreich erzeugte 2006 über 78 % seiner Inlandstromerzeugung in Kernkraftwerken, und etwa 10 % in thermischen Anlagen. Die Wasserkraft steuerte rund 11 % zur Stromaufbringung bei. Betrachtet man die installierte Kapazität, so erkennt man den hohen Ausnutzungsgrad der nuklearen Anlagen, die zwar 78 % der Aufbringung stellen jedoch nur 54 % der installierten Leistung. Thermische Anlagen haben einen Anteil von 21 %, und Wasserkraftanlagen einen Anteil von 22 % an der in Frankreich installierten Leistung. Insgesamt waren 2006 in Frankreich 116.000 MW an Kraftwerken installiert, die eine Inlandstromerzeugung von über 544.000 GWh aufbrachten.

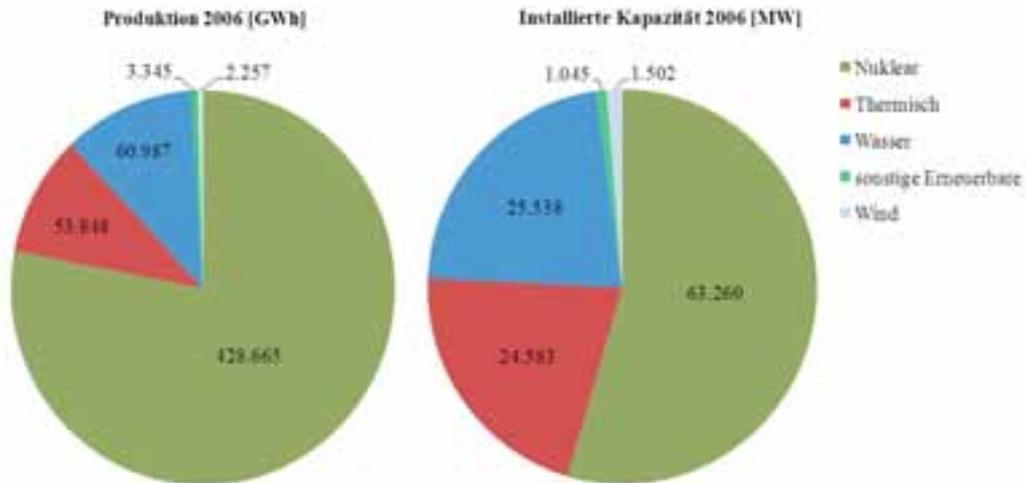


Abbildung 78: Stromerzeugung und installierte Kapazität nach Primärenergieträgern (Ess, 2009, S. 4), (RTE, 2008)

3.5.3.1 Wasserkraftwerkspark in Frankreich

Wie bereits erwähnt konzentriert sich die Wasserkraft auf die Gebirgsregionen in Frankreich. Das leistungsstärkste Kraftwerk ist das Speicherkraftwerk La Grand Maison in der Region Grenoble mit einer installierten Leistung von 1.800 MW, gefolgt von Montezic im Zentralmassiv (912 MW) und Revin (800 MW) im Nordosten an der Grenze zu Belgien. Große Speicher mit einer Jahresspeichercharakteristik sind hauptsächlich in der Alpenregion Frankreichs installiert, während in den Pyrenäen Speichersysteme mit kleineren Speichern errichtet wurden. Im Zentralmassiv wurden etliche Talsperren-Speicherkraftwerke errichtet, vor allem in den Einzugsgebieten der Dordogne und Loire. Laufkraftwerke findet man vor allem an der Rhône südlich von Lyon und am Rhein an der Grenze zu Deutschland (Abbildung 80).

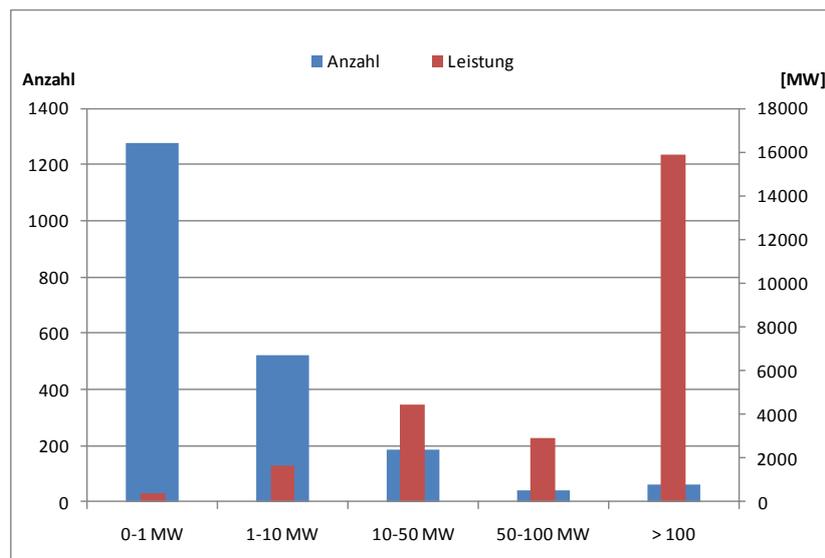


Abbildung 79: Anlagenstatistik der Wasserkraft in Frankreich: Anzahl der Kraftwerke je Leistungsklasse mit Summenleistung, (Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, 2005), (ENTSO-E, 2009b)

Wie bei den nuklearen und thermischen Erzeugungsanlagen ist der Wasserkraftwerkspark auch durch große Einheiten dominiert. So stellen nur 61 Kraftwerke mit einer Leistung über 100 MW von insgesamt rund 2100 Wasserkraftanlagen rund 64 % der gesamten installierten Wasserkraftleistung (siehe Abbildung 79).



Abbildung 80: Wasserkraftwerke in Frankreich über 10 MW, Daten: institutsinterne Datenbank, eigene Darstellung

3.5.3.2 Wasserkraftpotenziale in Frankreich

Nach einer Untersuchung aus dem Jahr 1975, durchgeführt vom Ministerium für Industrie, verfügt Frankreich über ein theoretisches Wasserkraftpotenzial von 266.000 GWh/a. Das technische Potenzial wurde 1975 mit rund 100 TWh/a angegeben. Das technisch wirtschaftliche Potenzial wurde nicht angegeben, da dies erheblich von der den Preisen der Brennstoffe alternativer Erzeugungsarten abhängt. Die Untersuchung fand kurz nach der ersten Ölpreiskrise 1973/74 statt. Eine detailliertere Analyse im Rahmen einer Untersuchung des Ministeriums aus dem Jahr 2006 ergab ein technisches Restpotenzial von 28.400 GWh/a (Haut Fonctionnaire de Développement Durable, 2006, S. 21).

Die letzte Revision potenzieller Wasserkraftstandorte der EDF aus dem Jahr 1992 für Kraftwerke zwischen 10 und 50 MW ergab ein technisches Restpotenzial von 23.400 GWh/a. Darin sind auch die natürlichen Regeljahresarbeitsvermögen von neuen Pumpspeicherprojekten enthalten. Diese Erhebung wurde auf Basis von potenziellen Standorten durchgeführt und ergab eine Leistung von 22,5 GW.

Für die Wasserkraft bis 10 MW gibt die Agentur für erneuerbare Energien (ADEME) ein technisches Ausbaupotenzial von 3.000 bis 4.000 GWh/a mit einer installierbaren Leistung von 750 MW an (Haut Fonctionnaire de Développement Durable, 2006, S. 22). Diese Potenziale sind detailliert in Tabelle 17 und Abbildung 81 dargestellt. Eine Aufgliederung des Potenzials in Flussgebietseinheiten ist dem Anhang angefügt.

Tabelle 17: Technisches Wasserkraftpotenzial nach Leistungsklassen in Frankreich, Datenquelle: (Haut Fonctionnaire de Développement Durable, 2006)

	Große Wasserkraft 10 bis 50 MW	Kleine Wasserkraft 0,1 bis 10 MW	Mini Wasserkraftwerke 0,01 bis 0,1 MW	Pumpspeicher- kraftwerke	Summe
Leistung [MW]	18200	750	600	4300	23850
Erzeugung [GWh]	23400	3000-4000	1000		28.4

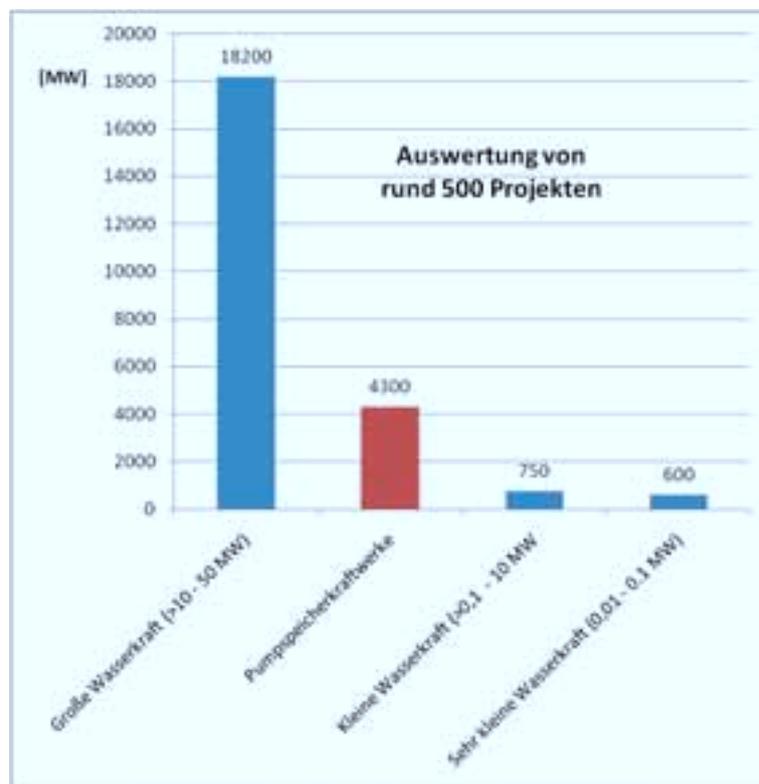


Abbildung 81: Auswertung des technischen Wasserkraftpotenzials in Frankreich nach Leistungsklassen (Dambrine, F.; Haut Fonctionnaire de Développement Durable, 2007, S. 4)

3.5.4 Wasserkraft in Italien

3.5.4.1 Wasserkraftwerkspark in Italien

Im Jahr 2008 wurden in Italien 13,8 % des elektrischen Energiebedarfs der öffentlichen Versorgung durch Wasserkraftwerke gedeckt. Dieser vergleichsweise geringe Anteil stellt in absoluten Zahlen eine beachtliche Produktion von 46.695 GWh im Jahr 2009 dar (ENTSO-E, 2009b). Die installierte Netto-Kraftwerksleistung betrug in Italien im Jahr 2009 21.450 MW wovon 4.020 MW reine Pumpspeicherkraftwerke sind. Insgesamt sind 11.676 MW an Pumpspeicherleistung installiert. In Italien tragen die Speicher-, Pumpspeicher- und Schwellkraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Abdeckung der täglichen Lastspitze bei. Nur ca. 20 % der Wasserkraftwerksleistung sind reine Laufkraftwerke, das bedeutet, dass die Wasserkraft in Italien zu einem großen Teil als bedarfsgerecht angesehen werden kann. Im Hinblick auf eine zukünftige Windkraftwerksintegration in das italienische Elektrizitätssystem stellen diese hohen Pumpspeicher- und Speicherkraftwerksleistungen gute Voraussetzungen seitens der Reservehaltung dar.

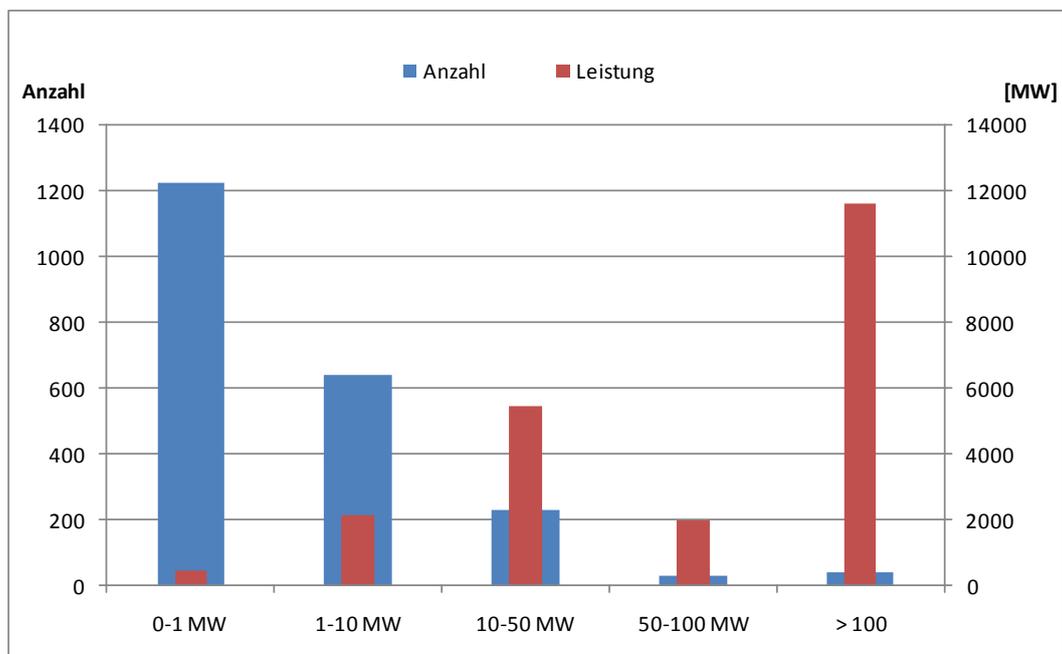


Abbildung 82: Anlagenstatistik der Wasserkraft in Italien, Anzahl der Kraftwerke je Leistungsklasse mit Summenleistung (TERNA S.p.A., 2008), (ENTSO-E, 2009a), eigene Recherchen

In Abbildung 83 ist die geografische Verteilung der Wasserkrafterzeugung des Jahres 2007 dargestellt. Aufgrund des Höhenprofils und der Richtung Süden abnehmenden mittleren Niederschläge ist ein deutliches Nord-Süd-Gefälle bei der Wasserkrafterzeugung zu bemerken. Der Norden ist aufgrund der vorhandenen Höhendifferenzen und der Stauniederschläge begünstigt. Die hohe Konzentration von Kraftwerken im Norden (auch viele thermische Anlagen befinden sich im Norden) bedeutet zu Spitzenlastzeiten für das Übertragungsnetz mit seiner langgezogenen Nord-Süd-Ausrichtung eine hohe Belastung.

3.5.4.2 Wasserkraftpotenziale in Italien

Italien verfügt aufgrund der Lage am Alpenhauptkamm über ein beträchtliches Wasserkraftpotenzial. Der Großteil des Potenzials und der Erzeugung befindet sich in den

nördlichen Regionen des Landes, jedoch sind auch entlang der italienischen Halbinsel mit Ausnahme von Apulien Wasserkraftpotenziale vorhanden, welche auch genutzt werden.

Eine Studie des National Research Councils (CNR) gemeinsam mit der italienischen Agentur für erneuerbare Technologien, Energie und Umwelt (ENEA), der Universität Rom, und dem Zentrum für interuniversitäre Forschung für nachhaltige Entwicklung (CIRPS), kam zum Schluss, dass in Italien der Ausbau der kleinen Wasserkraft die Erzeugungskapazität um 50 % anheben kann (Energoclub, 2010). Leider fehlen für Italien seriöse Angaben über die verfügbaren Wasserkraftpotenziale. Eine Untersuchung des CESI-Ricerca untersuchte mit dem selbst entwickelten GIS-Werkzeug „vapidro aste“ die Wasserkraftpotenziale in Italien. In einer Veröffentlichung wird eine Grafik des theoretischen Wasserkraftpotenzials in Italien dargestellt (Abbildung 84), es fehlen jedoch aussagekräftige Zahlenangaben (Alterach, Peviani, Elli, & Vergata, 2008). Die einzige verfügbare Quelle zu den Wasserkraftpotenzialen Italiens stammt von Horlacher (2003). Darin werden das theoretische Potenzial mit 150000 GWh, das technische mit 69000 GWh und das wirtschaftlich ausbaubare Potenzial mit 54000 GWh angegeben. (Horlacher, 2003).



Abbildung 83: Regionale Verteilung der Bruttoerzeugung 2007 aus Wasserkraftwerken in GWh (TERNA S.p.A., 2009)

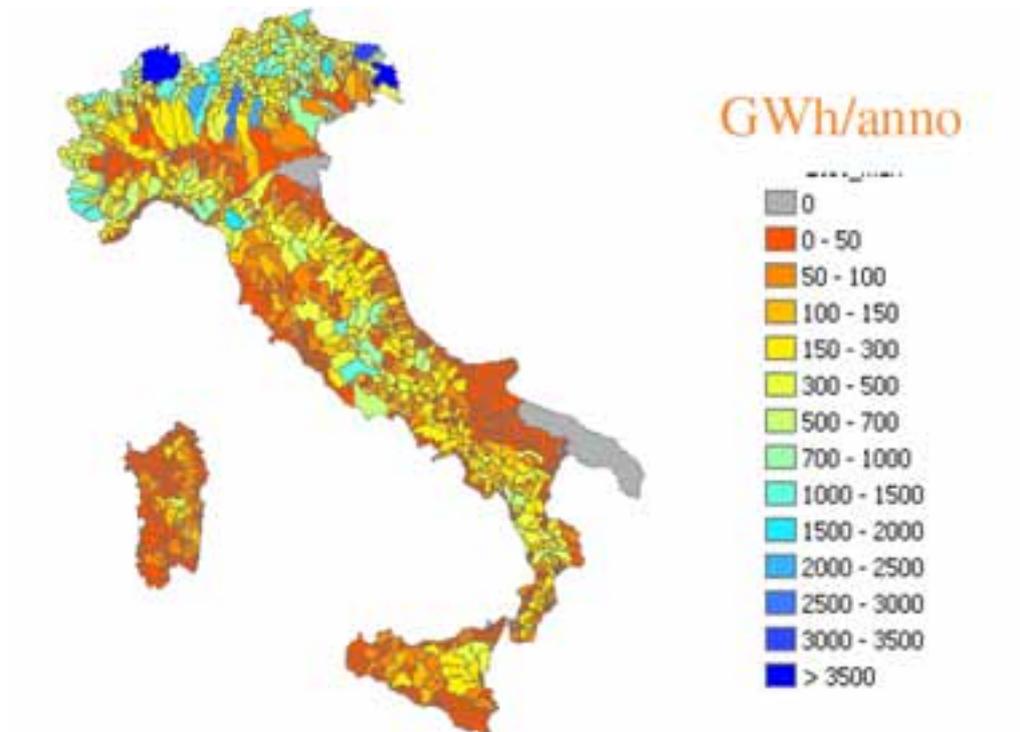


Abbildung 84: Verteilung des theoretischen Wasserkraftpotenzials in Italien, (Alterach, Peviani, Elli, & Vergata, 2008, S. 6)

3.6 Wasserkraftpotenziale in Zentral-Osteuropa und Süd-Osteuropa

3.6.1 Albanien

Albanien verfügt über günstige Bedingungen zur Nutzung der Wasserkraft. Die Landschaft Albaniens ist zu einem großen Teil durch gebirgige Regionen geprägt. Die für die Nutzung der Wasserkraft bedeutsamen Flüsse, sind der Drin, Mat, Devoll und Vjosa. Etwa 90 % der installierten Wasserkraftleistung Albaniens befindet sich am Fluss Drin im Norden des Landes. Im Jahr 2008 wurden nur rund 35 % des verfügbaren technischen Wasserkraftpotenzials von ca. 12.000 GWh genutzt. In der Literatur wird die Leistung des technischen Wasserkraftpotenzials Albaniens mit ca. 3 GW (Albanian Ministry of Industry and Energy, 2003) angegeben. Insgesamt sind derzeit Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,45 GW in Albanien ausgebaut, die ein Regelarbeitsvermögen von 4.160 GWh darstellen.



Abbildung 85: Bestehende Kraftwerke und potenzielle Kraftwerksstandorte in Albanien, eigene Darstellung

Die Angabe des technisch wirtschaftlichen Potenzials gestaltet sich für Albanien schwierig, da die langfristigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen derzeit nur schwer abzuschätzen sind.

Eine Literaturrecherche ergab eine mögliche Gesamtsumme an realisierbaren großen Wasserkraftprojekten in der Höhe von 1,4 GW mit einem geschätzten Regelarbeitsvermögen von 6.770 GWh (Albanian Ministry of Industry and Energy, 2003), (Sala, 2007), (Loy & Fütterer, 2004). Des Weiteren gibt das Nationale Institut für Wasserbau noch ca. 145 MW an technisch realisierbaren Kleinwasserkraftwerken mit einem Regelarbeitsvermögen von 640 GWh an. Zusammen entsprechen die Potenziale etwa dem gesamten vom albanischen Wirtschaftsministerium angegebenen technischen Potenzial.

Eine Besonderheit der Wasserkraft Albanien ist, dass die Zuflüsse zu den Speicherbecken besonders volatil sind. Die jährliche Wasserkrafterzeugung variiert zwischen 3,5 und 7 TWh mit jeweils 90 % bzw. 25 % Überschreitungswahrscheinlichkeit. Zur Abschätzung der monatlichen Zusammensetzung des Regelarbeitsvermögens wurden hydrographische Informationen des Global Runoff Data Center (GRDC, 2006), European Environment Information and Observation Network (EIONET, 2009) und des Balkan Water Observation and Information System (BALWOIS) herangezogen.

Albanien setzt bei der Vergabe von Baukonzessionen der Wasserkraft auf ein Ausschreibungsverfahren, das durch das Licencing and Marketmonitoring Department des Wirtschaftsministeriums verwaltet wird. Das Wirtschaftsministerium verfügt über eine Projektliste von potenziellen Kraftwerksstandorten (Sala, 2007). Bereits ausgeschriebene und vergebene Projekte sind Kalivaci (ENEL), Skavica (METE), Bratile (Enex), Ashta (Verbund-EVN), Banja (EVN) und Lozhan (EVN).

3.6.2 Bosnien-Herzegowina

Die Landschaft Bosnien-Herzegowinas ist durch schnell fließende, wasserreiche Flüsse geprägt, die ein beträchtliches theoretisches Potenzial für die Nutzung von Wasserkraft darstellen. Derzeit existieren Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 2,4 GW. Diese Kraftwerke erzeugen im jährlichen Durchschnitt 8,9 TWh.

In der Literatur wird vielfach das theoretische und technische Wasserkraftpotenzial angegeben. Ein großes Problem bei den Ermittlungen der Potenziale stellt die vorhandene Datenbasis dar. In Folge des Jugoslawien-Konflikts in den 1990er Jahren wurden neben wichtigen Energieinfrastrukturen wie Kraftwerke und Leitungen auch erhebliche Einrichtungen der hydrographischen Messwerterfassung zerstört. Des Weiteren sind auch Daten aus der Zeit vor dem Bosnien-Krieg, die im jugoslawischen hydrographischen Jahrbuch erfasst wurden, nicht mehr einfach erhältlich. In den letzten Jahren hat es in der Region bedeutende Anstrengungen gegeben diese Informationslücke zu schließen. So wurden detaillierte Untersuchungen für einzelne Einzugsgebiete durchgeführt und auf diese Weise eine Abschätzung der verfügbaren Potenziale durchgeführt. Ergebnis sind detaillierte Listen potenzieller Kraftwerksstandorte je Gewässer.

Das theoretische Wasserkraftpotenzial Bosnien-Herzegowinas wird auf etwa 8 GW geschätzt. In der Literatur findet man auch die Angabe von 68.000 GWh für das theoretische Potenzial. Bei einer Leistung von 8 GW würde das circa 8500 Stunden Ausnutzungsdauer entsprechen. Neuere Untersuchungen geben ein theoretisches Potenzial von knapp 100 GWh an. Das ermittelte technische Potenzial beträgt rund 24.000 GWh (6,8 GW) (Dzafo & Campara, 2002, S. 1-2). Wirtschaftlich sinnvoll werden davon 5,6 GW gewertet. Bei einem derzeitigen Ausbau von ca. 2 GW, sind derzeit nur 53% des wirtschaftlichen Potenzials genutzt. Im Rahmen von CDM-Projekten werden vordergründig bestehende Anlagen modernisiert.

Zusätzlich sind Kraftwerksneubauten bereits in der Projekt- und Planungsphase. Die Speicherkraftwerksanlage Mostarsko Blato wird voraussichtlich im Jahr 2009 fertig gestellt. Das geschätzte Kleinwasserkraftpotenzial Bosniens beträgt ca. 2.500 GWh mit einer Kapazität von etwa 31 MW. (Avdic & Ajanovic, 2007),(Djuric & ICPDR).

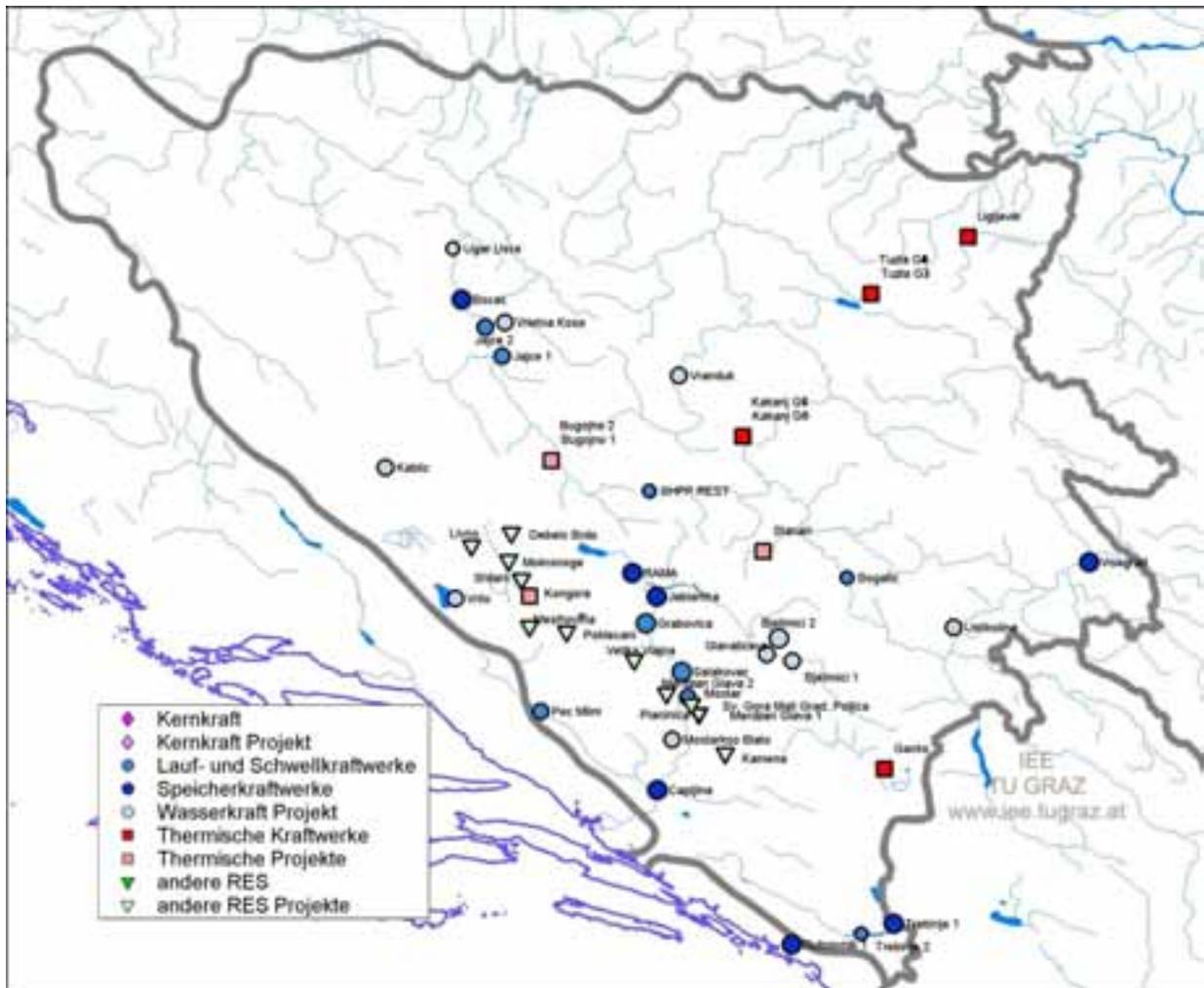


Abbildung 86: Kraftwerke in Bosnien-Herzegovina, bestehende Kraftwerke und eine Auswahl von potenziellen Standorten, eigene Darstellung

3.6.3 Bulgarien

Bulgarien ist ein stark von Primärenergieimporten abhängiger Staat. Derzeit ist Bulgarien aufgrund seiner installierten Kraftwerkskapazitäten elektritätswirtschaftlich betrachtet ein Exportland. Der Erzeugungsmix Bulgariens ist besonders durch die lokalen Braunkohlevorkommen und den Transportweg Donau (Steinkohle) geprägt. Ein Weiterer bedeutender Anteil der Stromerzeugung wird durch die Kernkraftwerksblöcke Kozloduy aufgebracht. Zusammen stellen die Erzeugung aus Kohle und Uran mit rund 40 % und 42 % einen besonders hohen Anteil am Brennstoffmix. Der Anteil der Wasserkraft an der Aufbringung beträgt nur etwa 8 %. In Bulgarien waren 2007 rund 2,8 GW an Wasserkraftwerksleistung installiert, die zusammen durchschnittlich 3.300 GWh elektrische Energie pro Jahr erzeugen.

Im Bereich der Kraftwerke bis 10 MW verfügt Bulgarien über ein erhebliches technisches und wirtschaftliches Kleinwasserkraftpotenzial. Den größten Anteil dieses Restpotenzials befindet sich in den südwestlichen Regionen Bulgariens den Rodope-, Rila-, und Pirin-Gebirgen sowie den nördlichen Balkan-Gebirge. Um dieses Potenzial zu nutzen und alte Anlagen zu revitalisieren und Investitionen anzuziehen wurden in den letzten Jahren viele in staatlichen Besitz befindliche Kleinwasserkraftwerke privatisiert. Dies waren vor allem Anlagen im Einzugsbiet des Iskar, der Struma und Mesta (EBRD, 2003, S. 25-26), (G&A S.r.l., 2006). Das theoretische Wasserkraftpotenzial wird von der Nationalen Energieagentur mit ca. 26,5 TWh angegeben, wovon etwa 15 TWh als technisch realisierbar angesehen werden (Bulgarisches Ministerium für Wirtschaft und Energie, 2005).

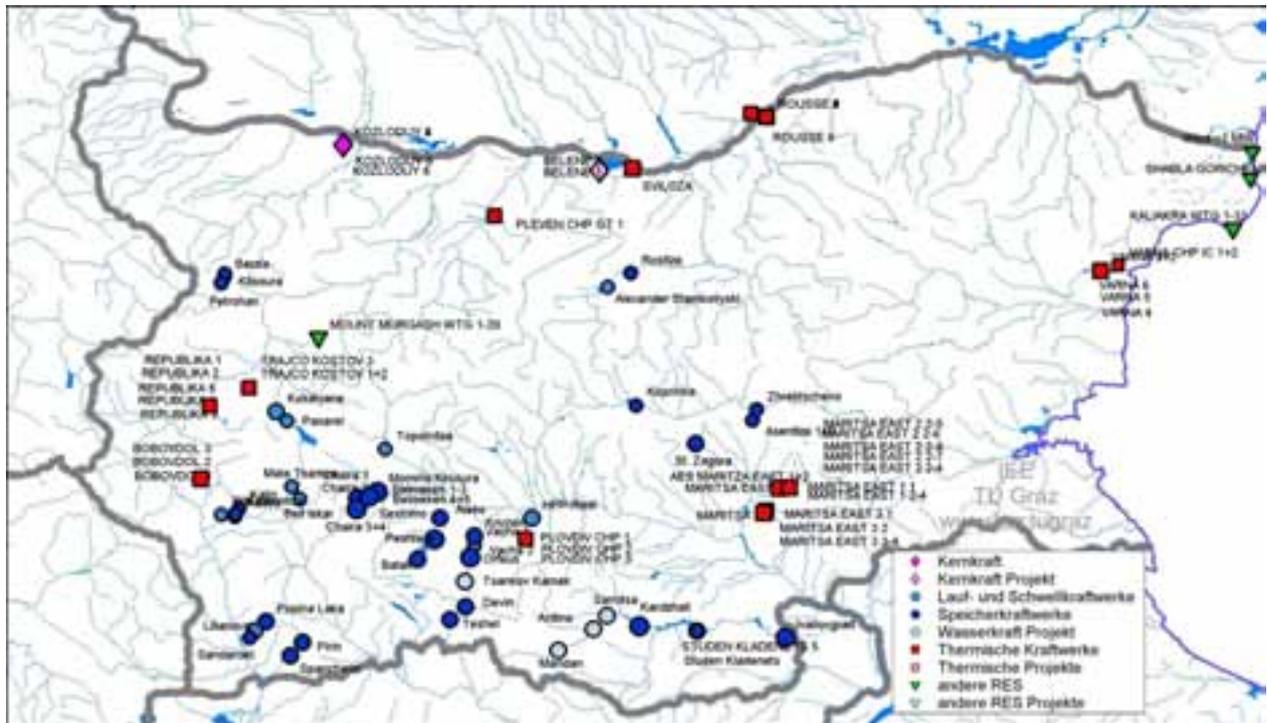


Abbildung 87: Kraftwerke in Bulgarien, Bestehende Kraftwerke und größere Projekte, eigene Darstellung

Im Süden Bulgariens an der Oberen Arda ist eine Kraftwerkskette mit einer Leistung von ca. 170 MW und einer Jahreserzeugung von rund 400 GWh geplant (Projekt Gorna Arda). Im nationalen Energieplan wird das Projekt Gorna Arda erst mit dem Jahr 2020 berücksichtigt.

Ein weiterer forciertes Ausbau großer Wasserkraft in Bulgarien wird in den nächsten Jahren nicht erwartet, da mit der Errichtung der Kraftwerksblöcke in Belene, dem Ausbau des

Speicherkraftwerks Tsankov-Kamak, der Errichtung von Kraftwärmekopplungsanlagen und durch Laufzeitverlängerungsmaßnahmen an bestehenden Kraftwerke ausreichend Kapazität in Bulgarien zur Verfügung steht (Todorov, 2008).

Die Angaben über das vorhandene theoretische, technische, und wirtschaftliche Potenzial der Kleinwasserkraft werden in der Literatur sehr unterschiedlich angegeben. Entsprechend einer Abschätzung des Sofia Energy Centers wird für Kraftwerke kleiner 2 MW eine Jahreserzeugung von ca. 1,4 TWh angegeben. Im Weltbank-Bericht für Bulgarien wurde für sehr kleine Wasserkraftwerke eine Leistung von 212 MW bis zum Jahr 2020 angegeben (The World Bank, 2002, S. 40), (UNFCCC, Joint Implementation Supervisory Committee, 2006). Eine Studie der ESHA kommt zum Schluss, dass das wirtschaftliche Potenzial für Kleinwasserkraft in Bulgarien zu 50 Prozent bereits ausgebaut ist, und noch etwa 395 GWh möglich sind (ESHA, 2004). Das entspricht etwa der Projektliste, die von der Weltbank im Zuge einer Investitionsstudie veröffentlicht wurde (The World Bank, 2002, S. 41).

3.6.4 Griechenland

Die jährliche griechische Elektrizitätserzeugung in Wasserkraftwerken ist von den sehr volatilen Zuflüssen abhängig. Im Jahr 2004 wurden am griechischen Festland inklusive dem Pelepones 4.900 GWh in Wasserkraftwerken erzeugt. Das entsprach am Festland einem Anteil von 9,4 % der Erzeugung. Das theoretische Wasserkraftpotenzial Griechenlands beträgt etwa 84.000 GWh. Die Nutzung des Potenzials durch weitere Kraftwerke ist aufgrund gesetzlicher Regelungen im Bereich des Umweltschutzes nur begrenzt möglich.

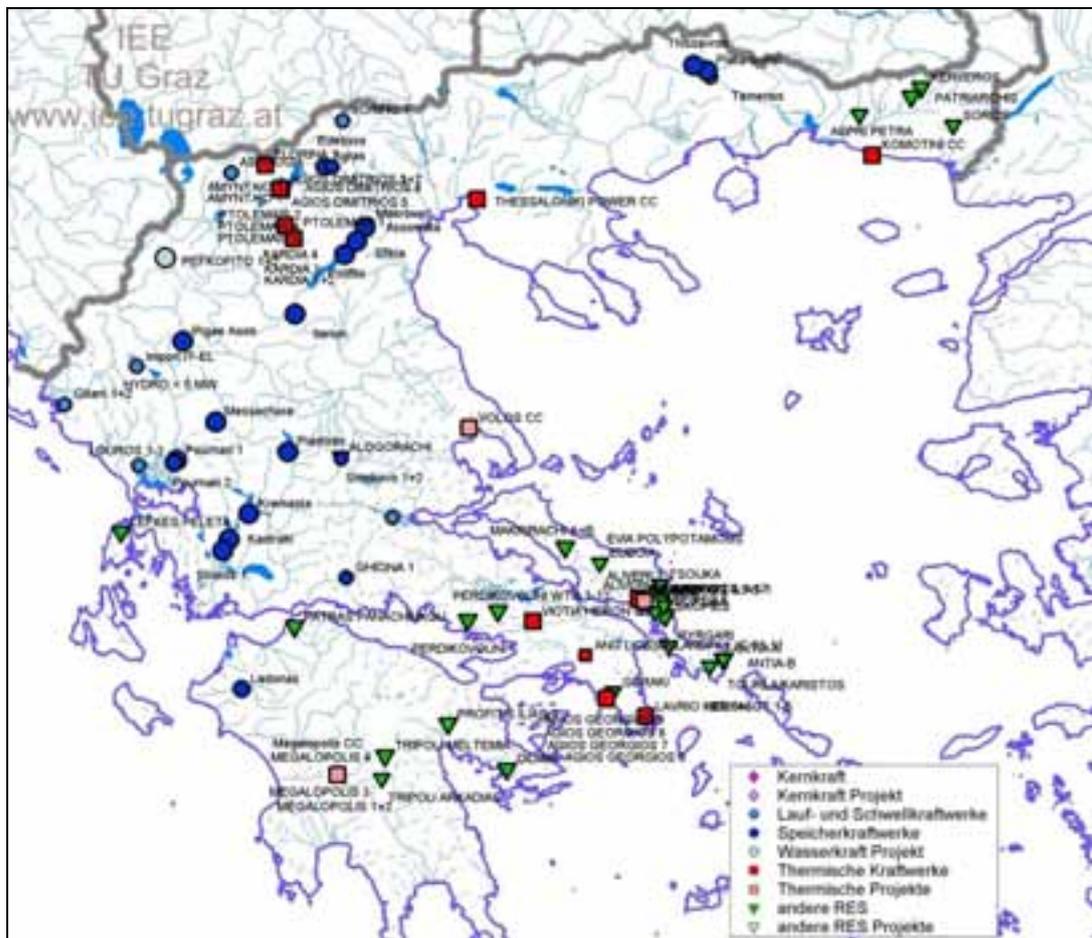


Abbildung 88: Bestehende Kraftwerke in Griechenland, eigene Darstellung

Das technische Potenzial wird in der Literatur mit ca. 36.000 GWh angegeben, wovon 12 TWh als wirtschaftlich nutzbar beurteilt werden. (Kaldellis, Vlachou, & Korbakis, 2005) Genauere Informationen zur regionalen Verteilung der Potenziale oder zu potenziellen Projekten waren für Griechenland nicht verfügbar.

3.6.5 Kroatien

In Kroatien beträgt die anteilige Leistung der Wasserkraftwerke 54 % der gesamten Erzeugungskapazität auf dem kroatischen Staatsgebiet. Die kroatische HEP besitzt zudem Anteile am Kernkraftwerk Krsko sowie einige Kraftwerke auf bosnischem Hoheitsgebiet.

Die installierte Wasserkraftleistung teilt sich auf 1380 MW Speicherkraftwerke, 421 MW Laufkraftwerke und 276 MW Pumpspeicherkraftwerke auf, deren Regeljahresarbeit insgesamt rund 5.900 GWh beträgt (Goic, Lovric, & Curkovic, 2004, S. 421-427). Aktuell stehen alle in Kroatien befindlichen Wasserkraftwerke im Besitz der HEP Gruppe. Ein Großteil der Wasserkraftwerke wurde in den 60er und 70er Jahren, ein weiterer beträchtlicher Anteil in den 80er Jahren gebaut (siehe Abbildung 89). In den letzten 20 Jahren wurden vor allem die besonders alten Kraftwerke mit neuen Turbinen und teilweise mit neuen Generatoren ausgestattet. In den nächsten Jahren stehen beträchtliche Neuausstattungen der maschinellen und elektrischen Komponenten einiger Anlagen an, die gleichzeitig zu einer Leistungserhöhung und besseren Wirkungsgraden führen.

Kroatien verfügt noch über ein vergleichbar großes Potenzial zur Nutzung der Wasserkraft, da Kroatien derzeit nur 56 % seines wirtschaftlichen Potenzials ausgebaut hat. Eine Untersuchung für potenzielle Kraftwerksstandorte ergab eine mögliche zusätzliche Kraftwerksleistung von 750 MW, darunter zwei Projekte mit größeren Monats- und Jahresspeichern. Das Regelarbeitsvermögen dieser Kraftwerksprojekte beträgt rund 1.700 GWh.

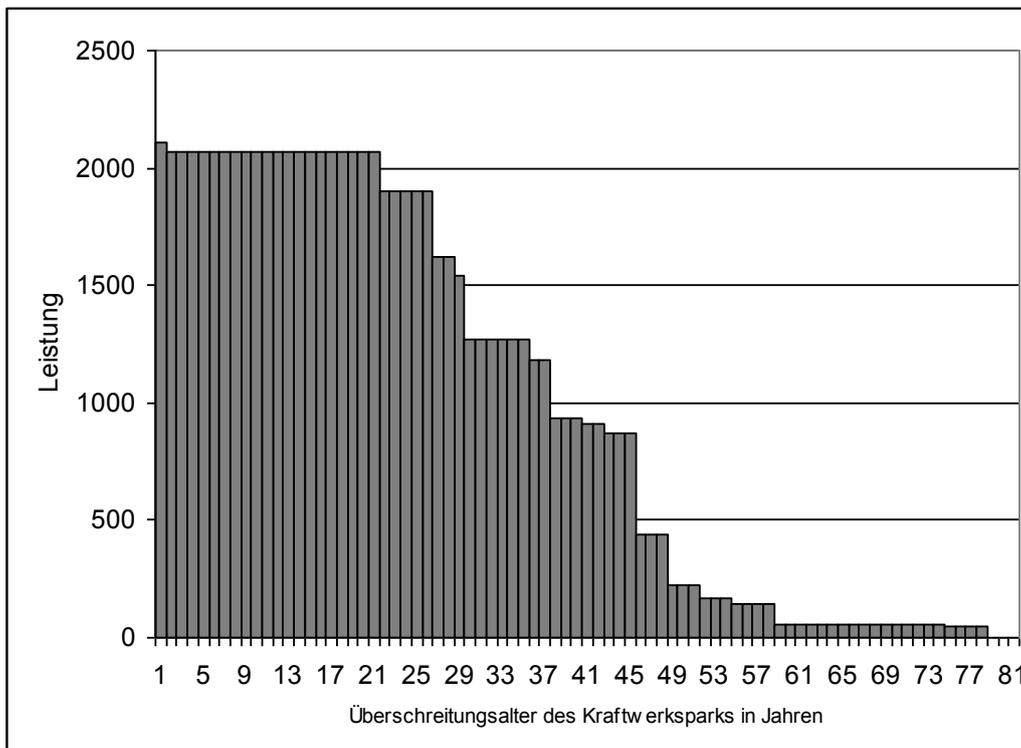


Abbildung 89: Altersstruktur der kroatischen Wasserkraftwerksparks

Das Kleinwasserkraftpotenzial in Kroatien ist im europäischen Vergleich gut dokumentiert. Bereits 1985 wurde ein Wasserkraftregister für kleinere Gewässer angelegt. Diese 134 kleineren Gewässer stellen ein theoretisches Potenzial von 1180 GWh dar. Das Ergebnis der Auswertung waren 699 mögliche Standorte an 63 Flüssen. Die gesamte mögliche Leistung dieser knapp 700 Standorte wurde mit 135 MW mit einem technischen Potenzial von 567,7 GWh/a beziffert (Janic, S. 2-3). Zusammen mit den oben dargestellten großen Wasserkraftprojekten, ist noch wirtschaftlich nutzbares Wasserkraftpotenzial in der Höhe von insgesamt 885 MW und rund 2.250 GWh vorhanden.

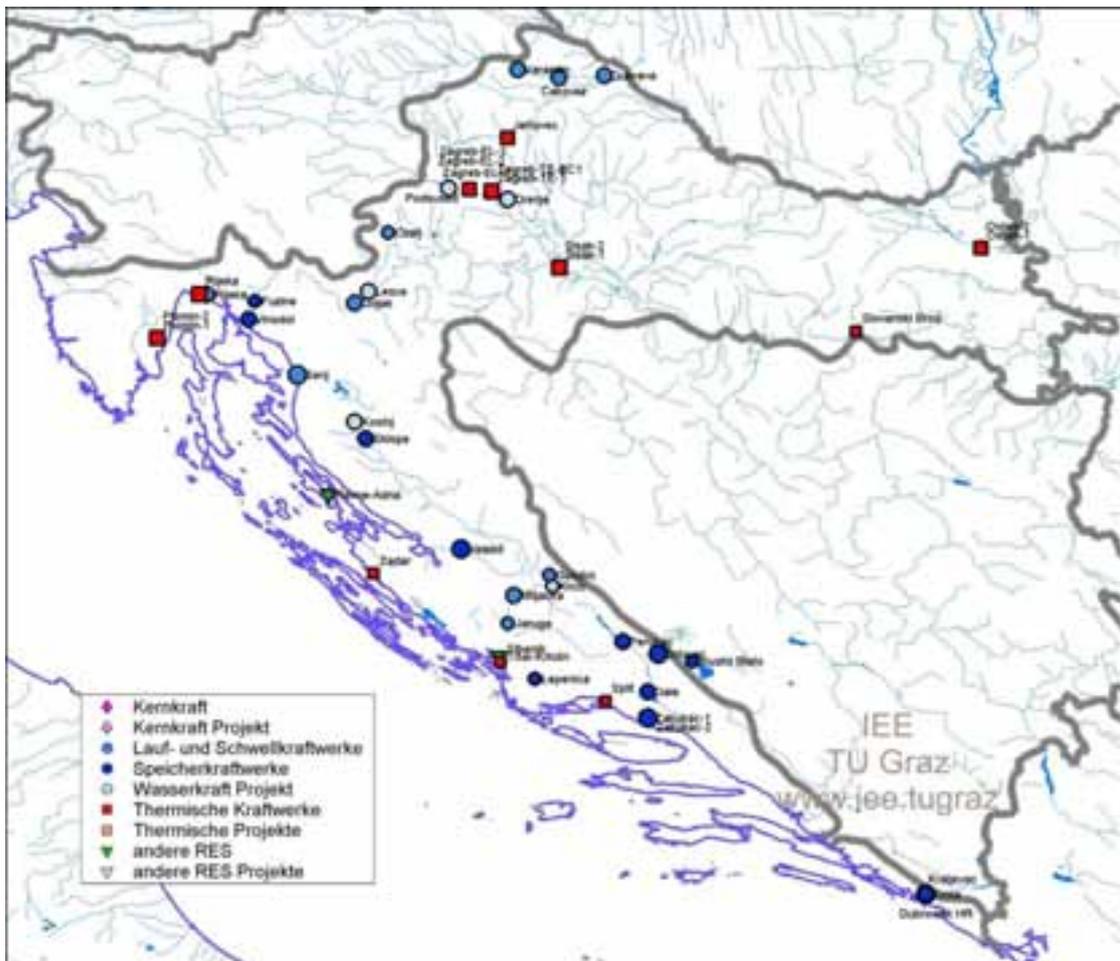


Abbildung 90: Bestehende Kraftwerke und Wasserkraftprojekte in Kroatien, eigene Darstellung

Derzeit wird ein großes Wasserkraftwerk, das Kraftwerk Lesce am Fluss Dobra errichtet. Die kroatische Regierung rechnet mit der Umsetzung von 5 weiteren Wasserkraftwerksprojekten bis zum Jahr 2020. Diese Projekte sind die Kraftwerke Podsused, Drenje, Ksinj, Ombra und die Kleinwasserkraftanlage Krcic. (EKONERG, 2004, S. 5)

3.6.6 Mazedonien

Mazedonien nutzt die Wasserkraft zur Stromerzeugung bereits seit den 20er Jahren des vorigen Jahrhunderts. Eines der ersten errichteten Kraftwerke war das Kleinwasserkraftwerk Pena, das bereits 1927 in Betrieb genommen wurde.

Insgesamt sind in Mazedonien Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1450 MW installiert. Rund 530 MW der Gesamtleistung werden durch Wasserkraftwerke bereitgestellt die eine Erzeugung von circa 1280 GWh im Jahr darstellen. Dies entspricht 21 % der Inlandstromerzeugung. Die 18 bestehenden Kleinwasserkraftwerke liefern davon etwa 170 GWh pro Jahr. Da ein Teil der Kraftwerke bereits über 40 Jahre alt ist wurde von der ESM ein Rehabilitationsprogramm gestartet (ELEM, Electric Power Company of Macedonia, 2001, S. 1-2).

Mazedonien verfügt über ein beträchtliches Wasserkraftpotenzial, das erst zu einem Teil genutzt wird. Das theoretisch verfügbare Potenzial wird in der Literatur mit 9.000 GWh angegeben. Das technisch nutzbare Potenzial ist im Vergleich zu anderen Ländern mit etwa 8.000 GWh nur knapp geringer als das theoretische Potenzial. Großes technisches Potenzial steckt in der Nutzung von bestehenden Wasserversorgungs- und Bewässerungssystemen, das sich auf insgesamt 4000 GWh beläuft. Veröffentlichte Untersuchungen weisen potenzielle Kraftwerksstandorte mit einer gesamten installierten Leistung von etwa 960 MW und einer Regeljahreserzeugung von 3.330 GWh auf. (Causevski & Bosevski, 2006)

Die Kleinwasserkraft in Mazedonien ist bis heute nur zu einem geringen Teil ausgebaut, obwohl der Anteil am technischen Potenzial sehr groß ist. Eine Untersuchung für die Gewässer in Mazedonien aus dem Jahr 1982 ergab 406 potenzielle Standorte mit einer Gesamtleistung von 258 MW und einer Jahreserzeugung von 1094 GWh für Kraftwerke mit einer Leistung bis 5 MW. (Panovski, Janevska, & Cvetanovski, 2008, S. 8 ff.)

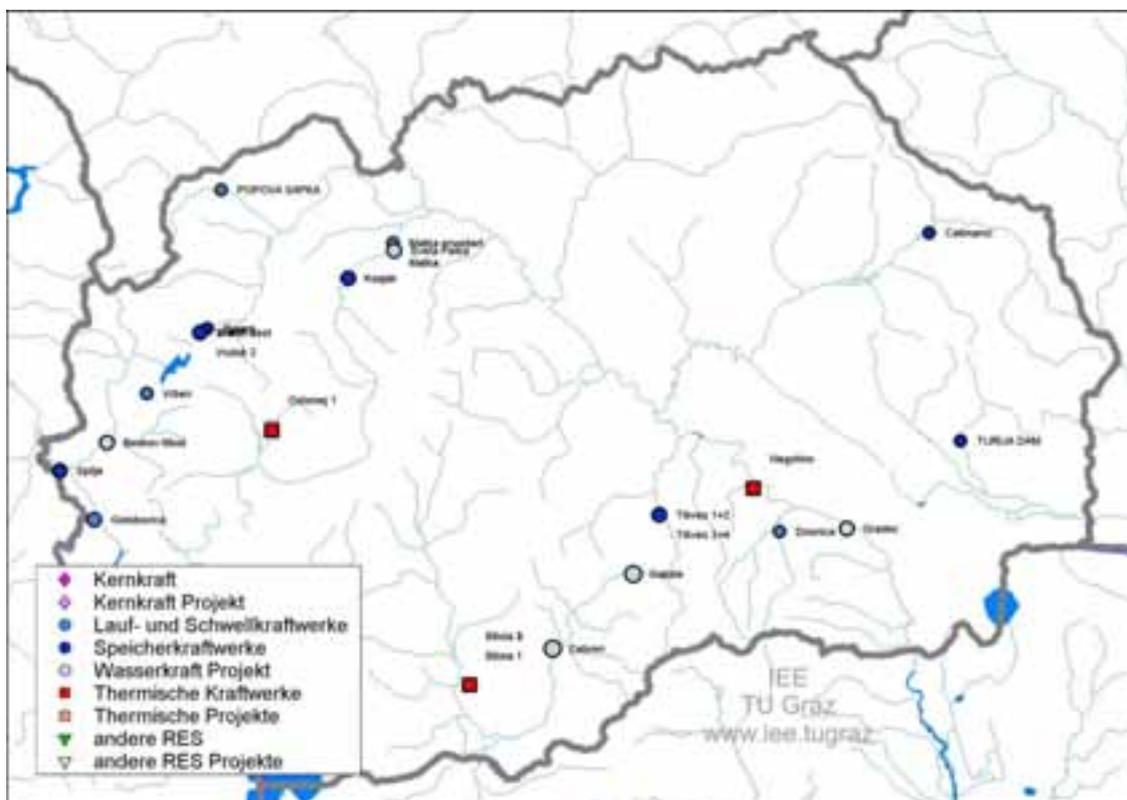


Abbildung 91: Bestehende Kraftwerke und große Wasserkraftprojekte in Mazedonien, eigene Darstellung

Eine Ausschreibung von 88 möglichen Kraftwerksprojekten im Jahr 2007, bei der sich 40 Anbieter mit 160 Angeboten beteiligten, ergab bis jetzt Konzessionsvergaben für 41 Standorte (Panovski, Janevska, & Cvetanovski, 2008), (ELEM, Electric Power Company of Macedonia, 2003).

In Abbildung 91 sind die bestehenden Kraftwerke sowie die wahrscheinlichen großen Kraftwerksprojekte bis 2020 dargestellt.

3.6.7 Montenegro

Montenegro verfügt über das größte Wasserkraftpotenzial pro Einwohner in Europa. Wasserkrafterzeugung in Montenegro trägt rund 76 % zur nationalen Stromerzeugung bei. Dieser Anteil wird durch die beiden Kraftwerke Piva und Perucica dominiert. Das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial hängt besonders stark vom künstlich gestalteten Weg des Wassers ab. Die Tara im Nordosten des Landes entwässert über die Flüsse Drina, Sava, Donau in das Schwarze Meer. Die auf dem Staatsgebiet nutzbare Fallhöhe der Tara bis zu Grenze zu Bosnien ist wesentlich geringer als die nutzbare Fallhöhe durch Umleitung des Wassers in das Einzugsgebiet der Moraca, die innerhalb des Staatsgebietes in die Adria entwässert. Wenn das Wasser des Flusses Tara im Einzugsgebiet genutzt wird ergibt sich ein technisches Potenzial der Tara von etwa 4.000 GWh, wenn man jedoch das Wasser (22 m³/s) aus dem Einzugsgebiet der Tara in das Einzugsgebiet der Moraca ausleitet, erreicht man ein technisches Potenzial von 5.100 GWh (Corovic, Zivaljevic, & Sekulic, 2005, S. 16 ff.).

In der Literatur wird entsprechend den Untersuchungen das technische Potenzial an den montenegrinischen Flüssen mit 8.000 GWh angegeben. Ein Teil dieses Potenzials kann jedoch nur an Standorten außerhalb des Staatsgebietes genutzt werden. Ein anderer Teil des Potenzials ist durch spezielle Vereinbarungen von der technischen Nutzung ausgeschlossen. Übrig bleibt ein technisch nutzbares Potenzial in den Einzugsgebieten der größten Flüsse in Montenegro von ca. 7.000 GWh (siehe Tabelle 18).

Tabelle 18: technische Wasserkraftpotenziale in Montenegro nach Flussgebieten, (Skuletic, 2002, S. 5)

Fluss	installierte Leistung	technisches Potential	ausgebautes Potential	
	MW		GWh	%
Moraca	737	1524	0,15	0,01
Zeta	330	1058	985,35	93,1
Piva	702	1613	870,5	53,97
Tara	541	1603	3,4	0,2
Lim	280	936	0	0
Cehotina	56	161	0	0
Ibar	27	55	0	0
Rest	2	2	1,6	80
Gesamt	2675	6952	1861	26,76

Das derzeit ausgebaute Potenzial in Montenegro beträgt 1861 GWh, das nahezu ausschließlich durch die beiden bereits genannten Kraftwerke Piva und Perucica umgesetzt wird. Das ausgebaute Potenzial entspricht nur ungefähr 27 % des verfügbaren technischen Potenzials. Sehr günstige natürliche Bedingungen wie die räumliche Nähe der Gewässer und die hohen verfügbaren Fallhöhen würden eine integrale Nutzung des Wasserkraftpotenzials für die Stromerzeugung, Wasserversorgung und als Überschwemmungsschutz begünstigen. Unter Berücksichtigung von Mehrfachnutzungen könnte das Potenzial Montenegros auf bis zu 11.000 GWh erweitert werden (IREET, Institut za raziskave v energetiki, ekologiji in tehnologiji, d.o.o., 2007, S. 15).



Abbildung 92: Bestehende Kraftwerke und Wasserkraftprojekte in Montenegro, eigene Darstellung

Eine detaillierte Untersuchung des Wasserkraftpotenzials für Montenegro ergab 70 potenzielle Kleinwasserkraft-Standorte mit einer Gesamtleistung von 230 MW, und einer geschätzten Erzeugung von 630 GWh jährlich. Diese Angaben sind jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet, da sie auf vergleichsweise kurzen Abflusszeitreihen basieren. Die Kraftwerksstandorte sind durch kleine Ausbauwassermengen mit hohen Fallhöhen charakterisiert. Der Anteil der Kleinwasserkraft am gesamten technischen Potenzial wird mit 1.800 TWh auf Basis einer Untersuchung mit potenziellen Standorten angegeben. (Skuletic, 2002, S. 9-11)

3.6.8 Rumänien

Entsprechend einer Untersuchung aus dem Jahr 1986 verfügt Rumänien über ein beträchtliches theoretisches Potenzial von 70 TWh. Das technisch nutzbare Potenzial wird mit 36.000 GWh, und einer möglichen Leistung von 11,5 GW angegeben. Entsprechend der Entwicklung des Marktes wird das wirtschaftlich nutzbare Potenzial mit 28.000 bis 32.000 GWh und einer entsprechenden Leistung von 9,1 bis 10,3 GW angegeben. Derzeit sind etwa 42 % des technischen Potenzials ausgebaut.

Momentan sind 5,9 GW mit einer Regeljahreserzeugung von 16.7000 GWh installiert. Das größte Kraftwerk ist die rumänische Seite des Donaukraftwerks „Portile de Fier-Djerdap“ mit 1,06 TW Leistung und 5.300 GWh Regelarbeitsvermögen. Des Weiteren sind rund 1 GW in Errichtung und weitere 900 MW in Planung.

3.6.9 Serbien und Kosovo

Wasserkraft in Serbien stellt rund 30 % der elektrischen Energie bereit. Der Rest wird durch thermische Kraftwerke aufgebracht, die nahezu alle mit Kohle befeuert werden. Das Regelarbeitsvermögen des serbischen Wasserkraftwerksparks beträgt rund 11.000 GWh. Davon wird knapp mehr als die Hälfte durch die beiden serbischen Krafthäuser der Donaukraftwerke Djerdap I (5.100 GWh) und Djerdap II (1.200 GWh) am Eisernen Tor an der Grenze zwischen Serbien und Rumänien bereitgestellt. Insgesamt produzieren die Laufkraftwerke an den serbischen Gewässern und Grenzgewässern im Durchschnitt 8.000 GWh pro Jahr. Im Serbischen System sind 1.463 MW in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken installiert, die ein Regeljahresvermögen (ohne Pumpspeicherung) von 3.148 GWh aufweisen (EPS, Electric Power Industry of Serbia, 2006, S. 7 ff., eigene Auswertung).

Das theoretische Wasserkraftpotenzial wird vom serbischen Landwirtschaftsministerium mit rund 19.200 GWh pro Jahr angegeben. Das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial größer 10 MW liegt bei rund 17.500 GWh jährlich. Derzeit werden knapp 65 % des technischen Wasserkraftpotenzials für Kraftwerke größer 10 MW genutzt (Marjanovic, 2006).

Für Serbien wurden alle Gewässer auf potenzielle Standorte untersucht und daraus ein Wasserkraftwerksprojektkataster erstellt. In diesem Kataster sind rund 600 Kraftwerke mit Ausbaudurchfluss, Fallhöhe, Leistung, Erzeugung und Anlagenskizze festgehalten (Republic of Serbia, Ministry of Mining and Energy, 2008).

Die verfügbaren Wasserkraftpotenziale im Kosovo sind im Vergleich zu Serbien gering. Das Wasserkraftpotenzial konzentriert sich dabei auf die westliche Region des Kosovo. Hier stellt vor allem der Fluss Drini Bardhe die Hälfte des Wasserkraftpotenzials dar. Das technische Wasserkraftpotenzial des Kosovo beträgt 700 GWh/a. Der optimalste Standort für ein Wasserkraftwerk ist Zhurri am Drini Bardhe mit einem potenziellen Regelarbeitsvermögen von 377 GWh/a (Albanian Association of energy and Environment for Sustainable Development, 2006, S. 6). Für Kosovo wurden alle relevanten Gewässer auf potenzielle Standorte untersucht und daraus eine Projektliste erstellt.

Tabelle 19: Wasserkraftpotenziale im Kosovo (Albanian Association of energy and Environment for Sustainable Development, 2006, S. 7)

Fluss	technisches Potential	technisch-wirtschaftliches Potenzial
	GWh/a	GWh/a
Drini i Bardhe	554	554
Ibri	103	102
Morava e Binces	9	9
Lepenc	24	16.5
Summe	690	681

3.6.10 Slowakei

In der Literatur wird das technische Wasserkraftpotenzial der Slowakei mit 7.361 GWh angegeben. Derzeit wird dieses Potenzial in 243 Wasserkraftwerken zu 57,5 % genutzt. Derzeit werden Wasserkraftwerke am Standort Sered (51 MW) und Nezbudska Lucka (22,5 MW) am Fluss Vah untersucht. In Abbildung 93 ist der Kraftwerkspark der Slowakei dargestellt. Für die kleine Wasserkraft wird ein technisches Potenzial von 200 GWh/a in 23 Anlagen angegeben (SEAS Slovenske Elektrarne AS).

Das theoretische Wasserkraftpotenzial Sloweniens wird auf 19.440 GWh/a geschätzt. 12.000 GWh/a befinden sich im Sava Einzugsgebiet. Das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial wird in der Literatur mit 9.145 GWh/a angegeben, wovon nur 4.115 GWh genutzt werden. Das technische Restpotenzial beläuft sich somit auf rund 5.000 GWh/a.

Derzeit wird das technische Wasserkraftpotenzial Sloweniens nur zu 45 % genutzt. In Tabelle 20 sind die Wasserkraftpotenziale Sloweniens nach Gewässer detailliert aufgelistet. (Kryžanowski, Horvat, & Brilly, 2008, S. 2)

Tabelle 20: Wasserkraftpotenziale in Slowenien, (Kryžanowski, Horvat, & Brilly, 2008, S. 2)

Fluss	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	Genutztes Potenzial	Nutzungsgrad
	GWh/a	GWh/a	GWh/a	%
SAVA	4134	2794	502	18
DRAVA	4301	2896	2833	97.8
SOČA&IDRIJCA	2417	1442	491	34
MURA	928	690	5	0.7
KOLPA	310	209	0	0
REST	7350	1114	284	25.5
Summe	19440	9145	4115	45

3.6.12 Tschechische Republik

Die tschechischen Gewässer entwässern in drei unterschiedliche Meere, die Nordsee, die Ostsee und das Schwarze Meer.

Hydrologisch lässt sich Tschechien in 5 größere Einzugsgebiete unterteilen: Dyje und Morava, Odra (Oder), untere und obere Labe (Elbe), Berounka, Untere und Obere Vltava (Moldau).



Abbildung 95: Flussgebietseinheiten in Tschechien, (HEIS-VÚV, 2004)

In der Tschechischen Republik werden vor allem zwei Gewässer intensiv für die Stromerzeugung genutzt. Die beiden Gewässer sind die Vltava (Moldau), mit einer Länge von 433 km und einem Einzugsgebiet von 28.090 km² und die Labe (Elbe) mit einer Länge von 358 km und einem Einzugsgebiet von 51.394 km² auf tschechischem Staatsgebiet

Neben der Nutzung der Wasserkraft werden tschechische Gewässer auch zur Bereitstellung von Kühlwasser für das AKW Temelin und einer Reihe von Braunkohlekraftwerken herangezogen. Aus diesem Grund wurden auch einige Kraftwerke mit bedeutenden Speichervolumen errichtet. Am Fluss Jihlava beispielsweise befindet sich das Pump-Speicherkraftwerk Dalesice, das zugleich Kühlwasser für das Kernkraftwerk Dukovany bereitstellt.

Das theoretische Wasserkraftpotenzial der Tschechischen Republik beträgt ca. 13100 GWh/a. Davon werden 2711 GWh/ als technisch nutzbar eingeschätzt.

Das technisch nutzbare Restpotenzial der Tschechischen Republik beträgt rund 1.500 GWh/a. Derzeit werden rund 70 % des technischen Potenzials ausgenutzt. Das restliche Potenzial befindet sich vorwiegend an kleineren Gewässern und kann dem Kleinwasserkraftwerkpotenzial zugeordnet werden. Die Nutzung des Restpotenzials ist aufgrund ökologischer Restriktionen schwierig.

Das technische Restpotenzial in den fünf Regionen teilt sich entsprechend der Tabelle 21 auf.

Tabelle 21: Technisches Restpotenzial der Wasserkraft größer 10 MW in der Tschechischen Republik (Motlík, Šamánek, Váňa, Bařínka, & Šafařík, 2003, S. 34)

Flussgebiets- einheit	Leistung	Regelarbeitsvermögen
	MW	GWh/a
Labe	114	420
Vltava	164	430
Ohre	78	300
Odra	56	100
Morava	100	250
Summe	512	1500

Der Großteil (über 50 %) der 1300 kleinen Wasserkraftanlagen bis 10 MW in Tschechien wurde in den Jahren 1920 bis 1950 in Betrieb genommen (Motlík, Šamánek, Váňa, Bařínka, & Šafařík, 2003, S. 39-42). Für diese Anlagen gibt es in der Tschechischen Republik ein erhebliches Potenzial für Erneuerungen oder Neubau dieser betagten Kraftwerke. Gerade bei den sehr kleinen Kraftwerksanlagen mit Fallhöhen bis zu 2 m kann durch Austausch der Turbinen mit moderneren Typen eine wesentliche Leistungssteigerung erzielt werden. Das zusätzliche Potenzial der Kleinwasserkraftanlagen ergibt sich aus der Differenz des technischen Wasserkraftpotenzials, abzüglich des Potenzials der Anlagen größer 10 MW und abzüglich der installierten Erzeugung aus Kleinwasserkraftanlagen mit 531 GWh/a.

3.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Untersuchung der Wasserkraftpotenziale in den ausgewählten Ländern Europas zeigten sehr unterschiedliche Ergebnisse, entsprechend der natürlichen Gegebenheiten gibt es regional sehr unterschiedliche Wasserkraftpotenziale. Die größten Wasserkraftpotenziale sind in den Alpenländern Frankreich, Österreich, Schweiz und Italien zu finden. Jedoch existieren auch in Südosteuropa und auf der Iberischen Halbinsel beträchtliche Wasserkraftpotenziale.

Besonders in Südosteuropa werden die Wasserkraftpotenziale vergleichsweise gering ausgenutzt. Hier ergeben sich vor allem in den Ländern Albanien, Bosnien, Bulgarien, Montenegro und Mazedonien Chancen für den Ausbau von neuen Wasserkraftwerken. Die Recherche ergab, dass in den untersuchten Ländern am europäischen Kontinent ein technisches Restpotenzial von 260.000 GWh/a besteht. Dieses Potenzial kann aufgrund von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und ökologischen Restriktionen nicht zur Gänze ausgeschöpft werden. Selbst wenn das technische Restpotenzial aufgrund dieser Restriktionen um die Hälfte verringert wird, verbleibt ein Restpotenzial von 130.000 GWh/a.

Der derzeitige Ausnutzungsgrad des technischen Wasserkraftpotenzials in den untersuchten Ländern liegt im Mittel bei 56 %. Die beschriebenen Ergebnisse werden Tabelle 22 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 22: Zusammenfassung der Wasserkraftpotenziale in Westeuropa und Südosteuropa

Land	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial gesamt		ausgebautes Potenzial	technisches Restpotenzial	Ausnutzung
	GWh	GWh	SHP GWh	GWh	GWh	%
Österreich	150000	56100		38200	17900	68%
Deutschland	120000	25480	2074	18706	6774	73%
Frankreich	266000	138000	4000	79300	58700	57%
Schweiz	144000	43070		35500	7570	82%
Italien	150000	69000		50900	18100	74%
Albanien	40000	12000	640	4160	7840	35%
Bosnien	68000	24000		8900	15100	37%
Bulgarien	26000	15000		3300	11700	22%
Griechenland	84000	15000		4100	10900	27%
Kroatien	20000	12100	570	5900	6200	49%
Montenegro	10000	8200	1800	1900	6300	23%
Mazedonien	9000	8000	1100	1300	6700	16%
Rumänien	70000	40000		16700	23300	42%
Serbien und Kosovo	19200	17500	1700	10500	7000	60%
Slowakei	20000	7361	200	4200	3161	57%
Slowenien	19440	9145		4115	5030	45%
Tschechien	13100	2711	531	1845	866	68%
Spanien	150360	65600		31600	34000	48%
Portugal	32150	24500		11080	13420	45%
Summe	1411250	592767		332206	260561	56%

4 Quantitative Untersuchung möglicher Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Elektrizitätswirtschaft

4.1 Szenarienrechnung möglicher Umsetzungen der WRRL in Österreich

Die Nutzung der Wasserkraft als saubere und emissionsfreie Form der Elektrizitätserzeugung blickt in Österreich auf eine jahrzehntelange Tradition zurück. Im Jahre 2008 entfielen von den rund 20,7 GW Engpassleistung, die von Elektrizitätsunternehmen, den Österreichischen Bundesbahnen und der Industrie in Österreich installiert waren, etwa 12,4 GW auf Wasserkraftwerke. Davon entfielen ca. 5,1 GW auf Laufkraftwerke, die restlichen 7 GW auf Speicherkraftwerke. Etwa 300 MW sind statistisch nicht zu Lauf- oder Speicherkraftwerken zuordenbar. Insgesamt deckt die Wasserkraft knapp ca. 60 % der heimischen Stromerzeugung ab, der Anteil am Gesamtenergieeinsatz liegt bei rund 9,5 % (Statistik Austria, 2009).

Bereits zu Beginn des vorigen Jahrhunderts wurde der Ausbau der Wasserkraft zur Elektrizitätserzeugung begonnen. Im Zuge des Wiederaufbaus der österreichischen Wirtschaft nach 1945 wurden große Anstrengungen unternommen, um die österreichische Wirtschaft nachhaltig mit Elektrizität zu versorgen. In den Zeiten des Wirtschaftsaufschwungs wurden in den Jahren 1960 bis 1975 die großen Kraftwerksprojekte, die den heutigen Erzeugungspark repräsentieren, realisiert: Donaukraftwerke, Ennskraftwerke, Draukraftwerke, Illkraftwerke und noch viele andere. Diese Kraftwerkssysteme stellen einen Eingriff in den natürlichen Verlauf der Flüsse und in die aquatischen Ökosysteme dar. Mit der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) hat sich die europäische Union zum Ziel gesetzt, die Ressource Wasser und die damit verbundenen ökologischen Systeme zu schützen und deren Zustand nachhaltig zu verbessern.

Die WRRL wurde bereits im Kapitel 2.2.4 detailliert dargestellt. Derzeit befindet sich die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie im Stadium der Implementierung der Kostendeckung für Wasserdienstleistungen, wie der Tabelle 1 zu entnehmen ist. Der nationale Gewässerbewirtschaftungsplan (NGP) wurde nicht wie im Fahrplan für die WRRL festgelegt im Jahr 2009 beschlossen, sondern erst im Februar 2010 in der gültigen Fassung veröffentlicht. Ursache für die Verspätung war, die breite Resonanz und die Vielzahl an Stellungnahmen von Bürgern, Wissenschaftsinstitutionen, Interessensvertretungen und Stakeholdern.

Die hier dargestellte Untersuchung potenzieller Auswirkungen von Restwasserabgaben bei Ausleitungskraftwerken wurde durch ein Projekt in Zusammenarbeit mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW, Sektion VII Wasser), dem Verein Kleinwasserkraft Österreich und der Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke initiiert. Die Aufgabe der Untersuchung war im Vorfeld der nationalen Umsetzung der WRRL eine Abschätzung und Sensitivitätsanalyse der österreichischen Wasserkraftwirtschaft auf mögliche Umsetzungsvarianten im Bereich des Restwasserdotations bei Ausleitungskraftwerken, Schwallbeschränkungen bei Speicherkraftwerken und die Wiederherstellung des Gewässerkontinuums bei Querbauwerken der Wasserkraftwirtschaft (Stigler, Huber, Wulz, & Todem, 2005).

Eine prinzipielle Darstellung der Auswirkungen von Wasserausleitungen, Kontinuumsunterbrechungen und Schwall wird in Kapitel 2.4 bereitgestellt.

4.2 Ziel der Untersuchung

Ziel dieser Untersuchung war es, im Vorfeld einer Umsetzung der WRRL in nationales Recht (Wasserrechtsgesetz-Novelle 2003) und der Umsetzung des NGP, die potenziellen Auswirkungen unterschiedlicher Umsetzungsvarianten in den verschiedensten Dimensionen auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft darzustellen. Die Untersuchung erfolgt mit Hilfe von Computermodellen, die die physikalischen Gegebenheiten unter gewissen Vereinfachungen nachbilden. Damit werden die potenziellen Auswirkungen in realwirtschaftlicher und nominalwirtschaftlicher Dimension quantifiziert und eine Sensitivitätsanalyse der Auswirkungen auf unterschiedliche Varianten der Maßnahmenumsetzung durchgeführt.

4.3 Gliederung der Untersuchung zu den potenziellen Auswirkungen von Umsetzungsszenarien der WRRL

Die Untersuchung teilt sich in folgende Abschnitte ein:

- Darstellung der Problematik von
 - Querbauwerken und ihrer Auswirkungen auf die Hydromorphologie
 - Darstellung der Problematik von Ausleitungskraftwerken
 - Darstellung der Problematik von Schwall und Sunk in Gewässern
- Untersuchung der finanziellen Auswirkung der
 - Herstellung der Durchgängigkeit
 - Restwasserproblematik
 - Schwall- und Sunk-Einschränkung
- Da sich diese Maßnahmen auf die verschiedenen Kraftwerkstypen auswirken, wurde der Arbeitsbereich wie folgt gegliedert.
 - Kleinwasserkraftwerke (Kraftwerke mit einer Engpassleistung bis zu 10 MW)
 - Laufkraftwerke (Laufkraftwerke mit einer Engpassleistung von mehr als 10 MW)
 - Speicherkraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit einer Engpassleistung über 10 MW)

4.4 Szenarien-Definition der Untersuchung

Um die unterschiedlichen Auswirkungen der geplanten Maßnahmen und deren Sensitivität auf unterschiedlich starke Umsetzung ermitteln zu können, wurden in Zusammenarbeit einem Redaktionsteam bestehend aus Vertretern der Auftragsgeber (VEÖ und Lebensministerium), die Szenarien in den unterschiedlichen Dimensionen festgelegt (Abbildung 96) (Huber & Stigler, 2006).

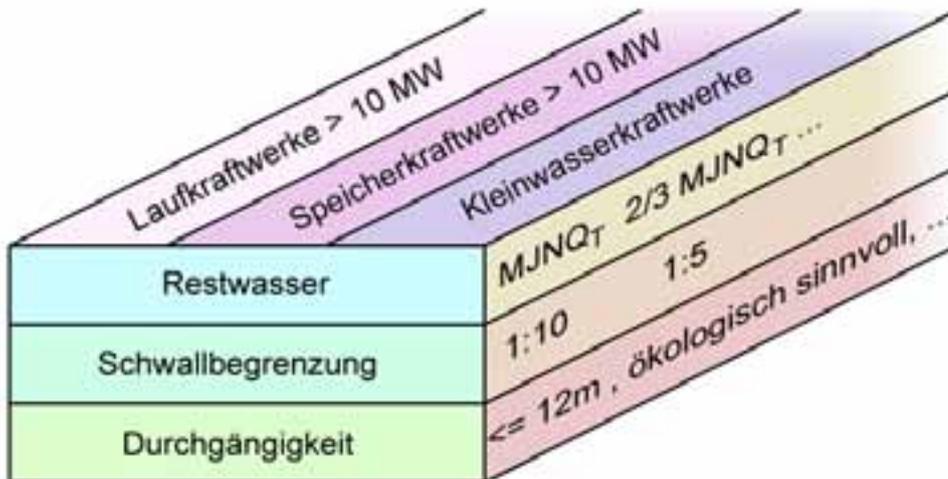


Abbildung 96: Aufgabenstellung nach Kraftwerkstypen, Maßnahmen und Szenarien

Der Themenbereich Schwall und Sunk wird in dieser Arbeit nicht dargestellt. Die Auswirkungen von Schwall und Sunk wurden von Todem (Todem C., 2004) mit Hilfe eines Optimierungsmodells ermittelt.

4.4.1 Restwasserszenarien

Die Variationen der Szenarien der Restwasserdotations basieren auf dem (natürlichen) mittleren Niederwasserabfluss $MJNQ_T$ der Gewässer. Dieser Wert korreliert sehr hoch mit dem so genannten Q_{95} -Wert, der den 95 %-Überschreitungsdauerwert der Abflussdauerlinie darstellt.



Abbildung 97: Darstellung der Definition des Q_{95} am Beispiel des Pegel Weißbach an der Saalach

Dieser Niederwasserabfluss $MJNQ_t$ korreliert hoch mit dem so genannten „ Q_{95} “-Wert (Korrelationskoeffizient: $r = 0,988$, Bestimmtheitsmaß: $R^2 = 0,9826$). Dieser Zusammenhang

ist in Abbildung 98 dargestellt. Die Daten dazu sind im Anhang in enthalten. Anzumerken ist, dass das österreichische Gewässersystem aus unterschiedlichen Ursachen stark anthropogenen Einflüssen ausgesetzt ist, sodass der ursprüngliche „natürliche“ Abfluss meist nicht rückrechenbar ist, da die menschlichen Einflüsse bereits in den Pegelmessungen enthalten sind.

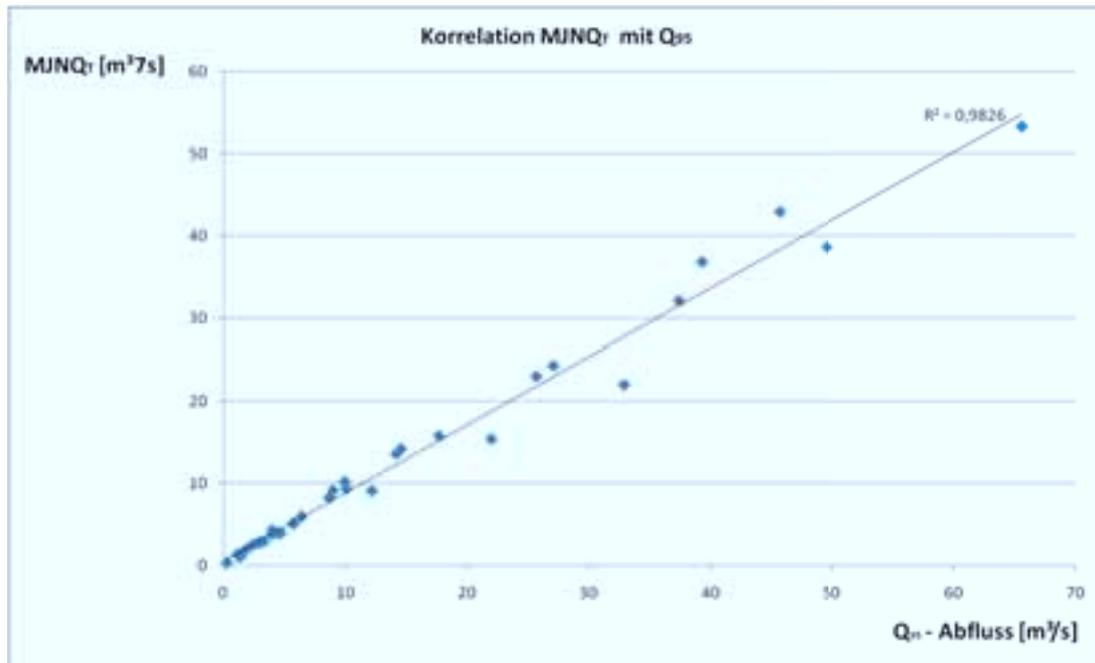


Abbildung 98: Korrelation des Niederwasserabflusses MJNQ_T mit dem 95% Überschreitungsabfluss Q₉₅, Datenquelle: Lebensministerium: e

Um nach den Vorgaben einen guten ökologischen Zustand bzw. ein gutes ökologisches Potenzial einer Restwasserstrecke zu gewährleisten, ist ein entsprechender Restwasserabfluss erforderlich. Zur Ermittlung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen dieser Restwasserdotations wird diese Restwassermenge variiert. Als Basisgröße orientiert sich die Untersuchung am MJNQ_T. Von dieser Basisgröße wurden nun folgende Szenarien für die Restwasserdotations abgeleitet:

- Szenario 1: Restwasserdotations MJNQ_T
- Szenario 2: Restwasserdotations 1/3 MJNQ_T
- Szenario 3: Restwasserdotations 1/2 MJNQ_T
- Szenario 4: Restwasserdotations 2/3 MJNQ_T

Diese Szenarienansätze sollen ein Bild über die energiewirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Restwasserdotations geben, jedoch nicht als Vorgabe für Restwasservorschreibungen aufgefasst werden. Diese Untersuchung wurde im Vorfeld des NGP verfasst. Auch der NGP sieht das MJNQ_T als Richtwert an, wobei in einem ersten Schritt sich die Restwassermenge am halben MJNQ_T orientiert. Festgelegt wird die Restwassermenge jedoch bei jedem Kraftwerk individuell nach den lokalen ökologischen Gegebenheiten.

4.4.2 Schwall- und Sunk-Szenarien

Die in dieser Arbeit definierten Schwall-Sunk-Szenarien beschreiben eine Begrenzung von maximal zu minimal abgearbeiteter Wassermenge in einem Zeitraum von jeweils 24 Stunden.

Die in den vorgegebenen Szenarien untersuchten Schwallverhältnisse weisen folgende Verhältniszahlen auf:

- Szenario 1: Schwall/Sunk 3:1
- Szenario 2: Schwall/Sunk 5:1
- Szenario 3: Schwall/Sunk 10:1

Im NGP wird ein Schwall ab einem Verhältnis von 5:1 gegenüber Sunk als signifikant definiert. In der Praxis gibt es jedoch auch Vorschriften, die ein Verhältnis unterhalb von 5:1 definieren (z.B. KW Remsach an der Gasteiner Ache).

4.4.3 Durchgängigkeitsszenarien

Die Herstellung der Durchgängigkeit ist eines der prioritären Ziele in der WRRL und wird in Österreich seitens der Behörden konsequent verfolgt. Die Beseitigung von Querbauwerken und Wanderbarrieren betrifft in wesentlich größerer Anzahl gewässerregulierende Bauwerke wie Abstürze, Wasserdurchlässe oder Sohlstufen aber auch Wasserfassungen und Staubauwerke der Elektrizitätswirtschaft sind betroffen.

Die Notwendigkeit der Wiederherstellung des Gewässerkontinuums über Fischaufstiegshilfen ist nicht für alle Gewässer in gleichem Maße gegeben. Im Sinne einer Vereinfachung und besseren Nachvollziehbarkeit wurden die Barrieren an den Gewässern drei Seehöhenklassen zugeordnet.

Folgende Szenarien wurden untersucht: Herstellung der Durchgängigkeit durch Fischaufstiege bei Wasserkraftanlagen an Gewässern

- Szenario 1: bis in eine Seehöhe von 500 m,
- Szenario 2: bis in eine Seehöhe von 800 m und
- Szenario 3: bis in eine Seehöhe von 1.200 m.

Dabei muss angemerkt werden, dass das Szenario 2 auch jene Maßnahmen zur Kontinuums-wiederherstellung enthält, die bereits im Szenario 1 definiert wurden. Gleiches gilt für Szenario 3, welches die Maßnahmen aus dem Szenario 1 und Szenario 2 enthält.

Aufgrund der Komplexität der Aufgabe wurde die Auswertung auf zwei verschiedene Leistungsklassen aufgeteilt. Für die Kraftwerke größer 10 MW waren über Erhebungen der Kraftwerksbetreiber Daten je Wasserfassung verfügbar.

Die Auswertung der Untersuchungsergebnisse erfolgte für:

- Kraftwerke über 10 MW: Abschätzung der Investitionskosten für Fischaufstiegshilfen und der Verluste aufgrund von Fischwasserdotations bei Laufkraftwerken über 10 MW
- Kleinwasserkraftwerke (unter 10 MW): grobe Abschätzung der Investitionskosten für Fischtreppe.

In der Investitionskostenabschätzung wurden jene Maßnahmen berücksichtigt, die eine Fallhöhe von bis zu 12 m zu überwinden haben. Bei Fallhöhen über 12 m wurden nur jene Anlagen berücksichtigt, bei denen nach Angabe der Kraftwerksbetreiber Fischaufstiege ökologisch sinnvoll sind.

4.5 Untersuchung der Auswirkungen von Restwasserdotationen

4.5.1 Laufkraftwerke über 10 MW

Das technisch wirtschaftliche Laufkraftpotenzial dieser Kraftwerke ist in Österreich zu einem Großteil ausgebaut. Die bestehenden Kraftwerke liegen fast zur Gänze an den großen Flüssen Donau, Drau, Enns, Inn, Mur, Salzach, Steyr und Traun.

Von Maßnahmen der WRRL sind in besonderem Maße Ausleitungskraftwerke betroffen, aber auch jene Kraftwerke, an welchen noch keine Fischaufstiegshilfen installiert sind.

Die energiewirtschaftlichen Auswirkungen teilen sich hier auf drei Bereiche auf:

- Verluste durch Restwasservorschreibung bei Ausleitungskraftwerken.
- Investitionen in die Herstellung der Durchgängigkeit
- Verluste aufgrund der Fischwasser-Dotierungsmengen

4.5.1.1 Restwasserproblematik bei Ausleitungskraftwerken

Da die Restwasservorschreibung bei Ausleitungskraftwerken eine besondere Rolle spielt und jedes Ausleitungskraftwerk andere Gegebenheiten wie Hydrographie und bauliche Voraussetzungen besitzt, ist es notwendig, die betreffenden Kraftwerke einzeln zu untersuchen.

4.5.1.2 Datenbasis

Als Grundlage für die folgende Abschätzung dienen die Erhebungen der Kraftwerksbetreiber, verfügbare Daten am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation sowie Daten des hydrographischen Jahrbuches (Hydrographischer Dienst in Österreich, 2002) und des hydrographischen Atlas (BMLFUW, eHYD, 2004).

Erfasst wurden in der Summe Ausleitungskraftwerke mit einem gesamt RAV von etwa 2.660 GWh, von insgesamt rund 3.000 GWh Erzeugung aus Ausleitungslaufkraftwerken. Das entspricht einem Erfassungsgrad von etwa 90 % der Lauf- und Schwellkraftwerke größer 10 MW in Österreich.

4.5.1.3 Szenarien der Restwasserdotation

Als Basis für die Berechnung der Restwasserszenarien wurde der Niederwasserabfluss $MJNQ_T$ herangezogen.

- Szenario 1: Restwasserdotation $MJNQ_T$
- Szenario 2: Restwasserdotation $1/3 MJNQ_T$
- Szenario 3: Restwasserdotation $1/2 MJNQ_T$
- Szenario 4: Restwasserdotation $2/3 MJNQ_T$

4.5.1.4 Kurzdarstellung der untersuchten Kraftwerke

Im Folgenden werden die untersuchten Ausleitungskraftwerke kurz dargestellt, sowie die Lage und etwaige Besonderheiten beschrieben.

4.5.1.4.1 Inn

4.5.1.4.1.1 Imst-TIWAG

Das Kraftwerk Imst ist ein Laufkraftwerk mit Schwellbetrieb und wurde in den Jahren 1953 bis 1956 errichtet. Mit einer Maschinenleistung von 89 MW und einer durchschnittlichen Jahreserzeugung von 550 GWh deckt es rund 10 % des derzeitigen Jahresbedarfs an elektrischer Energie in Tirol.

Das Kraftwerk nutzt das natürliche Gefälle des Inn zwischen Prutz und Imst. Durch den Bau des 12 Kilometer langen Druckstollens, der innerhalb des Venetmassivs verläuft und das "Innknie" auf der Höhe von Landeck quert, konnte am wasserreichsten Fluss des Landes eine für ein Laufkraftwerk ungewöhnliche Fallhöhe von bis zu 143,5 Metern erzielt werden (TIWAG, 2004a).

Zusätzlich zur Fassung des Inns beim Wehr Runserau wird der Pitzbach gefasst und dem Kraftwerk Imst zur Energieerzeugung zugeführt.

Während bei der Fassung Pitzbach keine Restwasservorschreibung besteht, ist bei der Fassung Inn ein Restwasser von 1 m³/s im Winterhalbjahr und 2,7 m³/s im Sommerhalbjahr vorgeschrieben. Diese bereits bestehenden Vorschriften wurden bei der Ermittlung der Arbeitsverluste berücksichtigt.

Die Einbußen dieses Kraftwerkes wurden sowohl auf Basis der im Rahmen dieser Studie erhobenen Daten ermittelt, als auch durch Daten des Hydrographischen Jahrbuches. Die Einsatzcharakteristik des Schwellbetriebes wurde bei der Berechnung des Leistungsverlustes nicht berücksichtigt. Hier wurde eine Mittelwertbetrachtung herangezogen. Dies bedeutet, dass dieses Kraftwerk wie ein reines Laufkraftwerk betrachtet wurde. Mit dieser Vereinfachung werden sowohl die finanziellen Auswirkungen als auch die Verluste an Leistung unterschätzt, da durch einen verringerten Zufluss in den Speicherraum des Schwellbeckens die Volllaststunden des Kraftwerkes reduziert werden. Das bedeutet, die volle Leistungsabgabe wird während der Spitzenlastzeiten verkürzt.

4.5.1.4.1.2 Kirchbichl-TIWAG

Dieses typische Ausleitungskraftwerk wurde zwischen 1938 und 1941 errichtet und nutzt das Gefälle der Innschleife bei Kirchbichl, welches je nach Wasserstand zwischen 8 und 11 m hoch ist. Um das nutzbare Gefälle zu erhöhen, wird der Inn durch ein am Anfang der Innschleife errichtetes Wehr mit vier jeweils 20 Meter breiten Durchflussöffnungen um ca. 6 Meter aufgestaut. Die 3 Maschinen mit einer Gesamtleistung von 24 MW erzeugen im Schnitt jährlich 141,1 GWh Strom (TIWAG, 2004a). Die Einbußen dieses Kraftwerkes wurden auf Basis der im Rahmen dieser Studie erhobenen Daten ermittelt als auch jenen des Hydrographischen Jahrbuches.

4.5.1.4.2 Drau

4.5.1.4.2.1 Rosegg-AHP

Das Kraftwerk Rosegg-St.Jakob ist ein Laufkraftwerk mit Schwellbetrieb. Es stellt an der Drau eine Besonderheit dar, da es das einzige Ausleitungskraftwerk an der Drau ist. Das zur Stromerzeugung genutzte Wasser wird über einen 3,5 km langen Oberwasserkanal zum

Kraftwerk geleitet und unmittelbar nach dem Kraftwerk in das ursprüngliche Flussbett zurückgeleitet. Durch den Oberwasserkanal wird die Drauschleife bei Rosegg abgeschnitten. Dadurch wird eine zusätzliche Fallhöhe von 7 m erreicht. Die bestehende Restwasserdotations von 5 m³/s in das ursprüngliche Flussbett wurde bei der Ermittlung der Einbußen berücksichtigt. Die Charakteristik des Schwellbetriebes wurde bei der Berechnung der Leistungsverluste sowie der finanziellen Verluste nicht berücksichtigt. Das Kraftwerk wurde als reines Laufkraftwerk gerechnet. Mit dieser Vereinfachung werden sowohl die finanziellen Auswirkungen als auch die Verluste an Leistung unterschätzt, da durch einen verringerten Zufluss in den Speicherraum des Schwellbeckens die Volllaststunden des Kraftwerkes reduziert werden.

4.5.1.4.3 Enns

4.5.1.4.3.1 St. Pantaleon-Ennskraft

Das Kraftwerk St. Pantaleon ist ein Ausleitungskraftwerk, das über den Ennskanal das Wasser der Enns direkt in die Donau umleitet. Derzeit besteht für das ursprüngliche Flussbett der Enns eine vorgeschriebene Restwasserdotations von 5 bis 10 m³/s. St. Pantaleon ist ein Partnerkraftwerk der ÖBB und speist etwa die Hälfte des Regelarbeitsvermögens in das 16,7-Hz-110-kV-Hochspannungsnetz der ÖBB ein. Die Restwasservorschreibung von 5 m³/s im Winterhalbjahr und 10 m³/s im Sommerhalbjahr sowie die mögliche Verwertung des Restwassers im Wehrkraftwerk (bis zur Ausbauwassermenge des Wehrkraftwerkes) wurden berücksichtigt.

4.5.1.4.3.2 Weyer-Ennskraft

Das Kraftwerk Weyer ist ebenso wie das Kraftwerk St. Pantaleon mit einem 16,7-Hz-Generator ausgestattet. Dieses Kraftwerk ist in der Berechnung nicht berücksichtigt, da das Wehrkraftwerk mit einer Auswassermenge von 120 m³/s immer so viel Restwasser in das Flussbett abarbeitet, dass die Restwassermenge über MJNQ_T liegt.

4.5.1.4.3.3 Altenmarkt-AHP

Das Kraftwerk Altenmarkt nützt den letzten Abschnitt des Flusslaufes der Enns auf steirischem Boden vor der oberösterreichischen Grenze. Es war nach Hieflau bereits das zweite von vier Kraftwerken der STEWEAG an der "Mittleren Enns". Die Lage von Wehr und Krafthaus ist durch den großen Ennsbogen um den Ort Altenmarkt vorgegeben. Dies ist der einzige Standort an der steirischen Enns bei dem durch Abschneiden eines großen Flussbogens eine wesentliche Verkürzung des Triebwasserweges erreicht werden konnte. Einer Restwasserstrecke im natürlichen Flusslauf von etwa sieben Kilometern steht ein Triebwasserweg von nur 2,4 km gegenüber. Dadurch wird ein natürliches Rohgefälle von rund 27 m ab der Wehrstelle Eßling bis zum Kraftwerk (knapp vor der Mündung des Frenz-Baches in die Enns) (STEWEAG-STEAG, 2002a).

Das ursprüngliche Flussbett wird mit Restwasser (April bis Oktober 6 m³/s, November bis März 4 m³/s) versorgt, dessen Energie über das Wehrgefälle von 12,5 m in einem in den Wehrkörper eingebundenen Wehrkraftwerk genützt wird.

Die hier untergebrachte Francis-Turbine hat eine Leistung von 1,6 MW.

Die ermittelten Verluste können nur eine grobe Abschätzung sein, da das Arbeitsvermögen dieses Kraftwerk erheblich durch den Speicher Wag beeinflusst wird, der wie ein Kopfspeicher der Schwellkette Enns wirkt.

4.5.1.4.3.4 Landl-AHP

Das Ennskraftwerk Landl, bestehend aus dem Hauptkraftwerk und dem Wehrkraftwerk, wurde im Jahr 1968 fertig gestellt. Das Wehrkraftwerk mit einer Ausbauwassermenge von

20 m³/s ist in der Bewertung der Restwasserverluste einbezogen. Derzeit ist eine Mindestrestwasserdotation von 3 m³/s ganzjährig in Probe, diese wurde in die Ermittlung der Arbeitsverluste aufgrund der Szenarien berücksichtigt.

4.5.1.4.4 Mur

4.5.1.4.4.1 Fischening-AHP

Das Kraftwerk Fischening ist ein Ausleitungskraftwerk mit Wehrkraftwerk an der Mur und liegt im Gemeindegebiet von Maria Buch-Feistritz.

An einer geologisch und vom Gelände her günstigen Stelle wurde am Beginn der ersten Farracher Murschleife ein dreifeldriges Wehr errichtet und die Mur elf Meter hoch aufgestaut. Zur Nutzung der abzugebenden Restwassermenge wurde neben der Wehranlage eine Kaplan-Kegelrad-Turbine eingebaut.

Das rund einen Kilometer lange Triebwassergerinne schneidet eine Murschleife ab und führt das Wasser dem Krafthaus zu. Das überschüttete Krafthaus ist mit einer Kaplan-Spiral-Turbine und einer kleineren Kaplan-Spiral-Turbine ausgestattet (STEWEG-STEAG, 2002b). Dieses Kraftwerk ist durch seine hohe dynamische Restwasservorschreibung gekennzeichnet. Deshalb fielen die hier ermittelten Verluste gegenüber den Restwasserszenarien niedrig aus.

Bei der Berechnung der Restwasserverluste wurden bei allen Murkraftwerken die vorhandenen Wehrturbinen und Restwasservorschreibungen berücksichtigt. Als Datenbasis wurden Daten des hydrographischen Jahrbuchs, vorhandene Daten am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation und Daten der Mur-Kraftwerksdatenbank der Verbund-AHP verwendet.

4.5.1.4.4.2 Dionysen-AHP

Das Kraftwerk Dionysen wurde 1947 fertig gestellt. Das Triebwasser wird am Wehr unterhalb von Köllach am linken Murofer ausgeleitet und im Oberwasserkanal parallel zur Mur bis zum Krafthaus in St. Dionysen geführt. Bei der Berechnung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen wurden das Wehrkraftwerk sowie die bestehende Restwasserdotation von ganzjährig 2 m³/s berücksichtigt.

4.5.1.4.4.3 Peggau-AHP

Das 1908 in Betrieb genommene und 1993 generalsanierte ehemalige Steg-Kraftwerk Peggau nutzt das Gefälle der Mur zwischen dem Wehr bei Murkilometer 201 nördlich des Golfplatzes Murhof und dem Krafthaus Peggau. Der Ausleitungskanal schneidet die Murschleife um den Kugelstein ab.

4.5.1.4.4.4 Pernegg-AHP

Das bereits im Jahr 1928 fertig gestellte Ausleitungskraftwerk Pernegg nutzt das am Wehr Zlatten aufgestaute und ausgeleitete Wasser der Mur. Der erste Teil des Oberwasser-Kanals verläuft in der ebenen Hochflur von Zlatten, ungefähr in der Höhe des Stauzieles, der zweite Teil in der anschließenden Niederflur von Kirchdorf. Das Krafthaus mit den drei Maschinensätzen, dem Betriebsgebäude und der Freiluftanlage liegen am Rande der bestehenden Siedlung; die Verbindung zum Murbett stellt ein bis zu 15 m Tiefe eingeschnittener Unterwasserkanal her (STEWEG-STEAG, 2002c). Das am Wehr Zlatten installierte Wehrkraftwerk nutzt das Restwasser, das in das natürliche Flussbett abgegeben wird. Die derzeitige Restwasservorschreibung wurde in den Berechnungen berücksichtigt.

4.5.1.4.4.5 Laufnitzdorf-AHP

Der Bau des Kraftwerks Laufnitzdorf wurde zu Beginn des Jahres 1930 in Angriff genommen und 1931 fertig gestellt. Man sprach vom "dritten Pfeiler" im Rahmen eines für damalige

Verhältnisse großzügigen Ausbauplanes zur Stromversorgung der Steiermark. Die Mur wurde in der Nähe der Ortschaft Mixnitz aufgestaut und das Triebwasser wird mit einem rund sieben Kilometer langen Ausleitungskanal - dem dominierenden Bauwerk der Kraftwerksanlage - den zwei Turbinen im Krafthaus Lafnitzdorf zugeführt (STEWEAG-STEG, 2002d).

4.5.1.4.5 Traun

4.5.1.4.5.1 Kleinmünchen-Linz AG

Das Wasserkraftwerk Kleinmünchen ging 1978 in Betrieb. Die erforderliche Wassermenge wird bei einer bestehenden Wehranlage vom Fluss Traun entnommen und über einen 2,8 km langen Oberwasserkanal zum Kraftwerk geführt.

Das Gelände entlang des Kanals wurde rekultiviert. Die angelegten Wanderwege und Übergänge werden von den Anrainern und der umliegenden Bevölkerung als Naherholungsgebiet genutzt.

4.5.1.4.6 Sonstige

4.5.1.4.6.1 Obervellach-ÖBB

Das 1929 errichtete Kraftwerk Obervellach in Kärnten nutzt das Wasser des Mallnitzbaches und des Kaponigbaches zur Energieerzeugung. Dieses Kraftwerk ist durch eine kleine Ausbaumassermenge und eine hohe Fallhöhe gekennzeichnet.

4.5.1.4.6.2 Fulpmess-ÖBB

Das Kraftwerk Fulpmess nutzt das Wasser des Ruetz. Unterlieger dieses Kraftwerks ist die Kraftwerksgruppe Untere Sill.

4.5.1.4.6.3 Opponitz-Wienstrom

Mitte der 1920er Jahre wurde das Kraftwerk Opponitz durch die damaligen "Städtischen Elektrizitätswerke Wien" errichtet. Das Kraftwerk Opponitz nutzt die mehr als 120 m Fallhöhendifferenz zwischen den nur 11 km Luftlinie entfernten Orten Göstling und Opponitz. Die Triebwasserleitung schneidet die zwei großen Schleifen der Ybbs mit 34 km Flussstrecke zwischen den Orten ab.

In den Jahren 1994/95 wurde das Kraftwerk Opponitz modernisiert, dadurch erhöhte sich das Regelarbeitsvermögen von früheren 56.400 MWh auf gegenwärtig 66.800 MWh.

4.5.1.4.6.4 Weißhaus-EW Reutte

Beim Kraftwerk Weißhaus handelt es sich um ein Ausleitungskraftwerk des Lech mit vorwiegendem Laufkraftcharakter mit einer Ausbaumassermenge von 50 m³/s. Die Wasserfassung erfolgt im Stauraum des Kraftwerkes Kniepass (1840 kW, 2400 kW). Dadurch wurde der Bau einer neuen Flussperre erspart und außerdem durch den vorgelagerten Speicher eine günstige Betriebsführung ermöglicht (EW-Reutte, 1969). In den Berechnungen der Restwasserverluste wurde das Kraftwerk Kniepass nicht berücksichtigt, da hier keine ausreichenden Daten vorhanden waren. Das Kraftwerk Kniepass ist in der Lage, einen Teil des Restwassers in den Lech abzuarbeiten.

4.5.1.4.6.5 Unteres Sillwerk-IKB (Innsbrucker Kommunalbetriebe)

Das Kraftwerk „Unteres Sillwerk“ der Innsbrucker Kommunalbetriebe ist ein Laufkraftwerk mit Kurzzeitspeicher, das jedoch vorwiegend im Laufbetrieb gefahren wird (IKB, 1968). Das Kraftwerk nutzt das Unterwasser des Oberen Sillwerks und des Ruetz-Kraftwerks der ÖBB sowie das Wasser der Sill durch eine Beileitung. Als Datenbasis wurde der Pegel Reichenau

verwendet, der ebenso in der Projektierung des Kraftwerkes verwendet wurde und die Abflüsse des Einzugsgebietes gut repräsentiert.

4.5.1.4.6.6 Schütt-Kelag

Wegen der ursprünglich zu kleinen Auslegung des Kraftwerks Schütt 1 wurde der Hangkanal verlängert und 1961 ein neues Kraftwerk Schütt 2 errichtet.

Das Überwasser wird im Kraftwerk Schütt 1 mit geringerer Fallhöhe abgearbeitet. Das Restwasser im ursprünglichen Flussbett wird mit dem Kraftwerk Schütt 2 bewertet, da hier der Arbeitswert höher ist.

4.5.1.4.6.7 Wölla-Kelag

Das Kraftwerk Wölla ist Bestandteil der Kraftwerksgruppe Fragant. Es nutzt Abflüsse aus dem Kreuzeckgebiet. Beigeleitet werden der Lamnitzbach, die Gipperbäche, der Tschoppbach der Gursenbach sowie der Wöllabach. Das Kraftwerk Wölla ist ein Laufkraftwerk mit Schwellbetrieb, wobei als Schwellraum nicht nur der Betriebsspeicher, sondern vor allem auch das Stollensystem der Bachbeleitungen verwendet wird (Kießling, 1996). Dieses Kraftwerk ist in den Berechnungen nicht berücksichtigt, da hier keine hydrographischen Daten verfügbar sind. Alle Bachbeleitungen und der Betriebsspeicher liegen über 1500 m. Eine grobe Schätzung zeigt Jahreserzeugungsverluste von etwa 18 % oder 7,21 GWh.

4.5.1.4.7 Kraftwerke im Einzugsgebiet Ill / Rhein

Die Kraftwerke an der Ill bzw. am Rhein sind zum überwiegenden Teil – in Abhängigkeit der Betriebsweise – als Speicherkraftwerke zu klassifizieren und wurden aus diesem Grunde in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Des Weiteren ist anzumerken, dass ein erheblicher Teil der Kraftwerke an der Ill bzw. am Rhein durch eine Leistung < 10 MW gekennzeichnet ist und somit auch in die Kategorie Kleinwasserkraftwerke fällt.

4.5.1.5 Methodik

Die Verluste der einzelnen Kraftwerke werden auf Basis der Abflüsse, der Ausbautage, der technischen Beschränkungen der Kraftwerke und der bestehenden Restwasservorschreibungen berechnet.

Da manche Ausleitungskraftwerke die Zuflüsse mehrerer Gewässer fassen und zur Elektrizitätserzeugung nutzen, wurde in solchen Fällen jede Fassung einzeln berücksichtigt und die Auswirkungen auf die energiewirtschaftlichen Einbußen ermittelt.

Die Ausleitungskraftwerke lassen sich grob in drei Kategorien unterteilen:

- Ausleitungskraftwerke ohne bestehende Restwasservorschreibung, ohne Fischaufstiegshilfe und ohne Wehrkraftwerk,
- Ausleitungskraftwerke mit bestehender Restwasservorschreibung, mit und ohne Fischaufstiegshilfe und ohne Wehrkraftwerk sowie
- Ausleitungskraftwerke mit Wehrkraftwerk, mit und ohne Fischaufstiegshilfe.

Diese Kraftwerke nutzen bestehende Restwasservorschreibungen und arbeiten diese am Wehrkraftwerk in die Restwasserstrecke ab. Meist ist die Ausbauwassermenge größer als die Restwasservorschreibung, sodass auch größere Restwassermengen genutzt werden können, jedoch mit einer geringeren Fallhöhe (Huber & Stigler, 2006).

Formelzeichen:

$MJNQ_T$ arithmetisches Mittel der Jahresniederschläge einer zusammenhängenden Reihe von Jahren.

$f_{Szenario}$ Faktor für das gerechnete Restwasserszenario

Szenario 1 $f_{Szenario} = 1$

Szenario 2 $f_{Szenario} = \frac{1}{3}$

Szenario 3 $f_{Szenario} = \frac{1}{2}$

Szenario 4 $f_{Szenario} = \frac{2}{3}$

\dot{Q} Abfluss

\dot{Q}_A Ausbauwassermenge (der Fassung bzw. der Turbine)

\dot{Q}_{Nutz} nutzbarer Abfluss (ohne WRRL-Restwasservorschreibung)

$$\dot{Q}_{Über} = \dot{Q} - \dot{Q}_A \quad \text{im Bereich } [\dot{Q}_A > \dot{Q}] \quad (4.1)$$

d.h. der natürliche Abfluss größer der Ausbauwassermenge

$$\dot{Q}_{Nutz} = \dot{Q} \quad \text{im Bereich } [0, \dot{Q}_A] \quad (4.2)$$

d.h. der natürliche Abfluss bis zur Ausbauwassermenge

\dot{Q}_{Best} bestehende Restwasservorschreibung

\dot{Q}_{WRRL} Restwasservorschreibung laut WRRL-Szenarien

$$\dot{Q}_{WRRL} = f_{Szenario} \cdot MJNQ_T \quad (4.3)$$

η_{ges} Gesamtwirkungsgrad der Anlage

ρ Dichte des Wassers (1000 kg/m³)

h Fallhöhe

g Gravitationskonstante

P_{EPL} Engpassleistung

$$P_{EPL} = \eta_{ges} \cdot \dot{Q}_A \cdot \rho \cdot g \cdot h \quad (4.4)$$

4.5.1.5.1 Ausleitungskraftwerk ohne Wehrkraftwerk, ohne Fischaufstiegshilfe, ohne bestehende Restwasservorschreibung

\dot{Q}_{Nutz} nutzbarer Abfluss (ohne WRRL-Restwasservorschreibung)

$$\dot{Q}_{\text{Über}} = \dot{Q} - \dot{Q}_A \text{ im Bereich } [\dot{Q}_A > \dot{Q}] \quad (4.5)$$

d.h. der natürlicher Abfluss größer der Ausbauwassermenge

$$\dot{Q}_{Nutz} = \dot{Q} \text{ im Bereich } [0, \dot{Q}_A] \quad (4.6)$$

d.h. der natürliche Abfluss bis zur Ausbauwassermenge

$$\dot{Q}_{\text{Verlust}} = \begin{cases} \dot{Q}_{WRRL} - \dot{Q}_{\text{Über}} & \text{Wenn } \dot{Q}_{WRRL} - \dot{Q}_{\text{Über}} > 0 \\ 0 & \text{Wenn } \dot{Q}_{WRRL} - \dot{Q}_{\text{Über}} \leq 0 \end{cases} \quad (4.7)$$

Eine prinzipielle Darstellung der Verlustwassermenge stellt die Abbildung 99 dar.

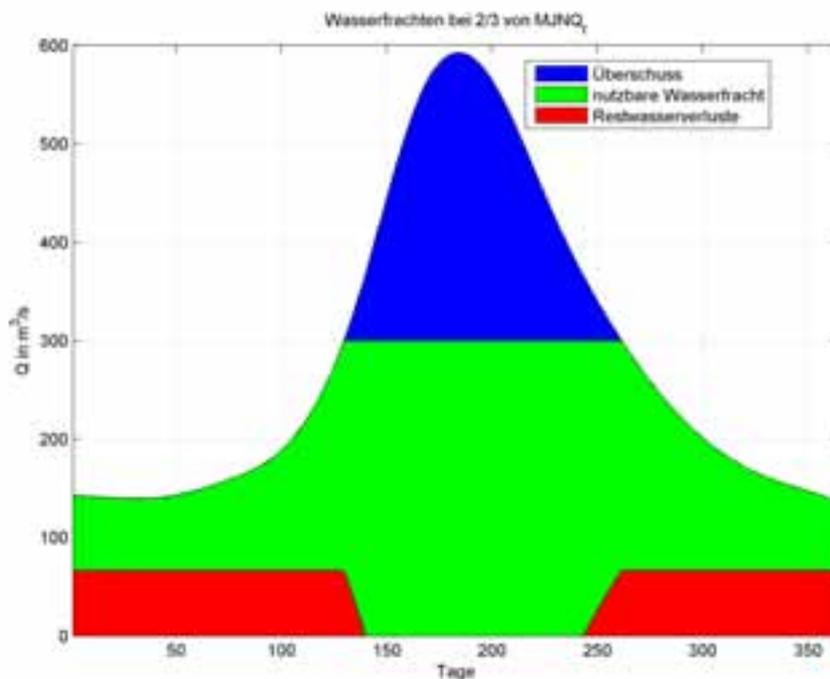


Abbildung 99: Beispiel der Restwasserverluste bei dem WRRL-Restwasserszenario 4, 2/3 MJNQ_T

Berechnung des Leistungsverlustes:

$$P_v = \eta \cdot \dot{Q}_v \cdot \rho \cdot g \cdot h \quad (4.8)$$

Berechnung des Energieverlustes :

$$W_v = P_v \cdot \Delta t \quad (4.9)$$

Mit Δt werden auch die Ausbautage der einzelnen Monate berücksichtigt. Ausbautage sind jene Tage, an denen die Ausbauwassermenge überschritten wird.

Die Kenntnis der Ausbautage in den einzelnen Monaten ist wichtig, da bei Überwasser die Restwasserverluste kleiner bzw. Null sind. In der Modellierung wurde der Leistungsverlust bei Überwasser und Hochwasser in Folge des Unterwasseranstiegs nicht berücksichtigt.

Bei einigen der betrachteten Kraftwerke waren keine Angaben zu den monatlichen Ausbautagen vorhanden. Um eine geeignete Schätzung der Ausbautage zu erhalten, wurde eine kubische Spline-Interpolation des Regeljahresabflusses durchgeführt. Überprüfungen zeigten, dass die mit dieser Methode erreichbare Genauigkeit der Abschätzung der Ausbautage im Mittel bei 95 % liegt. Abbildung 100 zeigt einen mit Spline-Funktionen interpolierten Verlauf des Regeljahresabflusses eines Kraftwerkes. Der Regeljahresabfluss dieses Beispiels wurde dem Hydrographischen Jahrbuch entnommen und mit der Einzugsgebietsgröße korrigiert. Kraftwerke mit Angabe der monatlichen Ausbautage wurden diesem Prozedere nicht unterzogen, sondern es gingen die Angaben direkt in die Berechnung ein. Jedoch wurden auch diese Kraftwerke zur Genauigkeitskontrolle dieser Methode unterzogen. Die Ungenauigkeit entsteht dadurch, dass die Verteilung der Ausbautage auf die einzelnen Monate nicht exakt geschätzt wird. Die größten Ungenauigkeiten entstehen dabei in im Frühjahr und Herbst.



Abbildung 100: Spline-Interpolation des Regeljahresabflusses zur Abschätzung der Ausbautage

Bei den betroffenen Kraftwerken lässt sich nun auf einfache Art und Weise die Verlustwassermenge schätzen. Abbildung 101 zeigt die ermittelten Triebwasserverluste der Hauptturbinen eines Kraftwerkes mit geringer bestehender Restwasservorschreibung.

Diese Triebwasserverluste können großteils in der Wehrturbine dieses Kraftwerkes verwertet werden. Die Erzeugungsverluste wurden nun aus der Differenz der Fallhöhen zwischen Hauptkraftwerk und Wehrturbine berechnet. Dabei wurde die Ausbauwassermenge der Wehrturbine berücksichtigt.

Durchgeführt wurden diese Berechnungen mit dem technisch-mathematischen Entwicklungswerkzeug Matlab und dem Tabellenkalkulationsprogramm EXCEL mit Visual Basic for Applications.

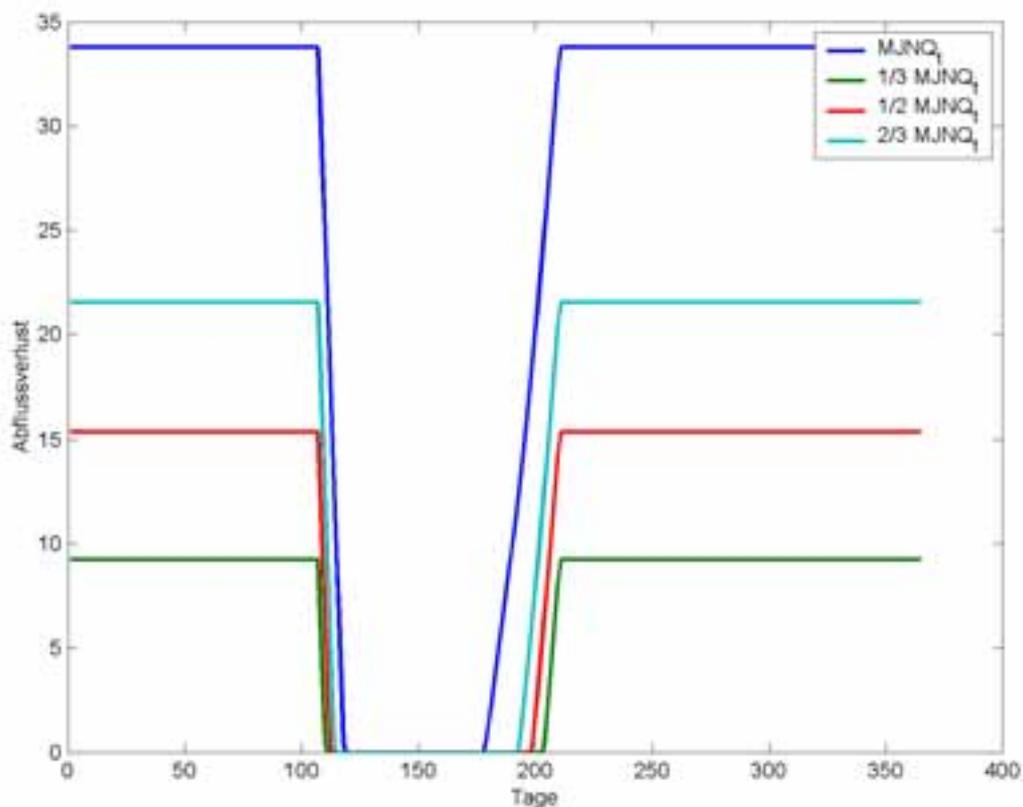


Abbildung 101: Basieren auf der Spline-Interpolation ermittelte Verlustwassermengen, Beispiel Kraftwerk mit kleiner bestehender Restwasservorschriftung

Diese täglichen Leistungsverluste werden in monatliche, halbjährliche (Sommer- und Winterhalbjahr) und jährliche Verluste zusammengefasst.

Bsp.:

$$W_{\text{Verlust JAN}} = \sum_{i=1}^{31} W_{\text{Verlust } i} \quad (4.10)$$

$$W_{\text{Verlust FEB}} = \sum_{i=32}^{59} W_{\text{Verlust } i} \quad (4.11)$$

Der Arbeitsverlust wurde zuletzt mit EEX-Baseload-Preisen des Jahres 2004 bewertet. Diese sind Tabelle 24 zu entnehmen.

4.5.1.5.2 Ausleitungskraftwerke mit bestehender Restwasservorschriftung, mit und ohne Fischaufstiegshilfe und ohne Wehrkraftwerk

\dot{Q}_{Nutz} nutzbarer Abfluss (ohne WRRL-Restwasservorschriftung)

$$\dot{Q}_{\text{Über}} = \dot{Q} - \dot{Q}_A \text{ im Bereich } [\dot{Q}_A > \dot{Q}] \quad (4.12)$$

d.h. der natürlicher Abfluss größer der Ausbauwassermenge

$$\dot{Q}_{Nutz} = \dot{Q} \quad \text{im Bereich } [0, \dot{Q}_A] \quad (4.13)$$

d.h. der natürliche Abfluss bis zur Ausbauwassermenge

$$\dot{Q}_{Verlust} = \begin{cases} \dot{Q}_{WRRL} - \dot{Q}_{Über} - \dot{Q}_{Best} & \text{Wenn } \dot{Q}_{WRRL} - \dot{Q}_{Über} - \dot{Q}_{Best} > 0 \\ 0 & \text{Wenn } \dot{Q}_{WRRL} - \dot{Q}_{Über} - \dot{Q}_{Best} \leq 0 \end{cases} \quad (4.14)$$

Die Dotierwassermenge für die Fischaufstiegshilfe wurde in diesem Fall zur bestehenden Restwassermenge gerechnet.

Die Leistungsverluste werden wie im vorhergehenden Fall berechnet und mit EEX-Baseload-Preisen bewertet.

4.5.1.5.3 Ausleitungskraftwerke mit bestehender Restwasservorschreibung, mit und ohne Fischaufstiegshilfe und mit Wehrkraftwerk

Bei Ausleitungskraftwerken mit Wehrturbine teilt sich die nutzbare Wassermenge in die im Hauptkraftwerk und die in der Wehrturbine nutzbare Wassermenge auf.

Die nutzbare Wassermenge der Wehrturbine setzt sich aus der Restwassermenge weniger der Dotierung in die Fischaufstiegshilfe (FAH) zusammen. Dies gilt in Zeiten, in denen der Überschussabfluss kleiner als die Summe der vorgeschriebenen Restwassermenge plus die FAH-Dotierung ist. In den Zeiträumen wo die Überschusswassermenge größer der vorgeschriebenen Restwasserdotierung (inkl. der Dotierung in die Fischaufstiegshilfe) ist, setzt sich die nutzbare Wassermenge in der Wehrturbine aus der Überschusswassermenge weniger der FAH-Dotierung zusammen.

Die oberste Schranke der nutzbaren Wassermenge in der Wehrturbine stellt der Ausbaudurchfluss der Wehrturbine dar.

4.5.1.5.4 Energiewirtschaftliche Auswirkungen

Insgesamt stellen die erfassten Ausleitungslaufkraftwerke ein Regelarbeitsvermögen von 2665 GWh dar. Dies sind etwa 89 % der geschätzten 3000 GWh Regelarbeitsvermögen aus Ausleitungslaufkraftwerken.

Die Einzelergebnisse zeigten sehr unterschiedliche Restwasserverluste bei den verschiedenen Kraftwerken. Diese Unterschiede erklären sich durch das unterschiedliche Alter der Anlagen. Ältere Anlagen mit früheren Wasserrechtsbescheiden sind mit wesentlich geringeren Restwasservorschreibungen beaufschlagt als jüngere Kraftwerke.

Die Restwasserszenarien verursachen geringere nutzbare Abflüsse bzw. werden Restwassermengen an Wehrturbinen mit geringerer Fallhöhe abgearbeitet. Das führt zu Leistungseinbußen und in weiterer Folge zu Erzeugungsverlusten und damit zu Minderungen auf der Ertragsseite des Kraftwerkbetreibers.

Dabei werden die Leistungseinbußen nicht vorrangig aufgezeigt, sondern zuerst die Erzeugungseinbußen und damit auch die finanziellen Verluste.

Die Leistungseinbußen und der jahreszeitliche Unterschied der Leistungseinbußen werden darauf folgend behandelt. Des Weiteren werden der verlorenen Leistung Ersatzinvestitionen gegenübergestellt und finanziell bewertet.

4.5.1.5.5 Erzeugung

Wie bereits eingangs in diesem Kapitel erwähnt, führen die Minderabflüsse zu Leistungseinbußen und damit zu Erzeugungsverlusten. Abbildung 102 zeigt die Summe der jährlichen Erzeugungsverluste aller betrachteten Ausleitungs-Laufkraftwerke. Wie man erkennen kann, steigen die Erzeugungsverluste mit zunehmender Restwasseranforderung. Die Zunahme ist nicht direkt proportional zur Restwassermenge, da bei einigen der betrachteten Kraftwerke Restwasser- bzw. Wehrturbinen installiert sind. Diese Turbinen können in manchen Szenarien noch Restwassermengen bei einem geringeren Arbeitswert des Wassers zur Energieumwandlung nutzen. Bei höheren Restwasserszenarien können immer weniger Restwasserturbinen diese Wassermenge vollständig nutzen, da die Restwassermenge schnell den Ausbaugrad der Turbinen übersteigt. Dieser Umstand schlägt sich in der Jahres-Gesamtbetrachtung nicht so stark nieder. Wesentlich deutlicher ist das bei einzelnen Kraftwerken zu bemerken. Der Zusammenhang ist in Abbildung 103 grafisch dargestellt.

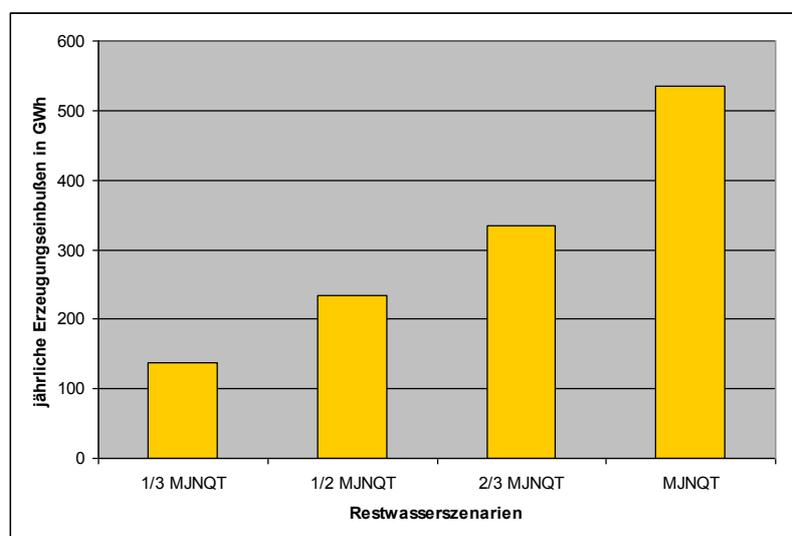


Abbildung 102: Summe der Erzeugungseinbußen der erfassten Ausleitungs-Laufkraftwerke in GWh in Abhängigkeit der Restwasserszenarien

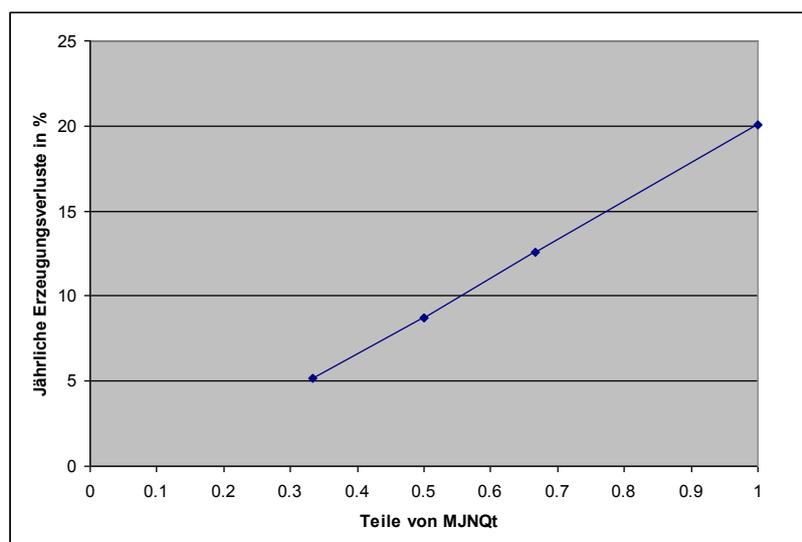


Abbildung 103: Zusammenhang der jährlichen prozentuelle Verluste der erfassten Erzeugung und der Restwassermenge

Besser zu erkennen ist dieser Zusammenhang in der Abbildung 104, diese zeigt die relativen jährlichen Erzeugungsverluste in Abhängigkeit vom Restwasserszenario. Man sieht, dass bei

einem Restwasserszenario von $MJNQT$ die Erzeugungsverluste bis zu 20 % der Jahreserzeugung der Ausleitungs-Laufkraftwerke betragen. In absoluten Zahlen sind das etwa 534 GWh, das entspricht etwa einem Drittel der Jahresproduktion des Donau-Kraftwerks Ybbs-Persenbeug oder der doppelten Jahreserzeugung des Ausleitungskraftwerks „Ennskraftwerk Großraming“, das im Jahr 1969 in Betrieb genommen wurde.

Tabelle 23: Absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen aufgrund der verschiedenen Restwasserszenarien und der Basis der erfassten Kraftwerke

Restwasserszenario	Einbußen absolut GWh	Einbußen relativ %
1/3 MJNQT	137	5
1/2 MJNQT	233	9
2/3 MJNQT	335	13
MJNQT	534	20

Tabelle 23 stellt die absoluten und relativen jährlichen Erzeugungseinbußen der erfassten Kraftwerke aufgrund der verschiedenen Restwasserszenarien dar.

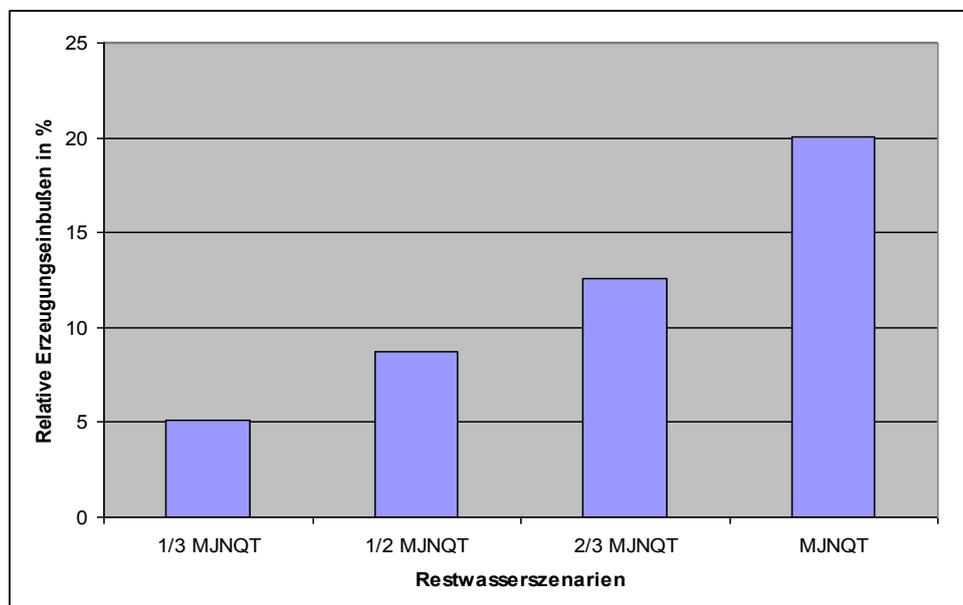


Abbildung 104: Relativer Anteil der Erzeugungseinbußen der Ausleitungs-Laufkraftwerke in % abhängig von Restwasserszenarien

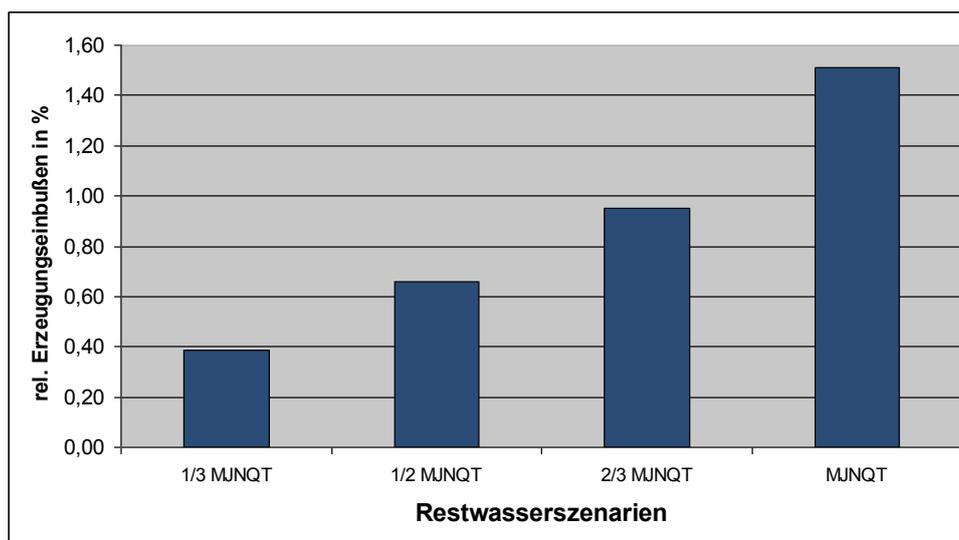


Abbildung 105: relative Erzeugungsverluste gemessen an der gesamten österreichischen Wasserkraftaufbringung des Jahres 2003

Wie Abbildung 104 veranschaulicht führt das Restwasserszenario 100 % MJNQT unweigerlich zu vergleichsweise hohen Verlusten gemessen an der Erzeugung der Ausleitungskraftwerke. An der gesamten elektrischen Aufbringung durch Wasserkraft stellen die MJNQT-Verluste immerhin noch 1,5 Prozent dar (siehe Abbildung 105).

4.5.1.5.6 Finanzielle Auswirkungen der Mindererzeugung

Weniger Erzeugung führt zu geringeren Erträgen der Kraftwerksbetreiber. Die Bewertung der Erzeugungsminderung wurde mit EEX-Baseload-Preisen 2004 durchgeführt. Die Preise für die Monate November und Dezember 2004 wurden durch Forward-Preise und die Preise des Vorjahres abgeschätzt.

Tabelle 24: EEX-Base-Preise in €/MWh⁹

Arithmetischer Mittelwert pro Monat						
Monate	Mittel der Monate über die Jahre	2000	2001	2002	2003	2004
Jänner	27.44	k.A.	22.97	29.85	29.08	27.84
Februar	25.98	k.A.	22.68	20.19	34.51	26.54
März	24.67	k.A.	21.41	19.51	26.75	31.02
April	23.71	k.A.	23.41	22.03	23.83	25.57
Mai	21.55	k.A.	20.95	17.63	21.10	26.51
Juni	23.12	15.62	20.47	23.13	29.05	27.35
Juli	24.04	14.62	19.23	23.14	35.90	27.32
August	23.90	15.65	20.26	23.11	31.29	29.17
September	26.41	20.79	22.62	27.84	29.18	31.63
Oktober	24.83	18.24	22.50	22.67	31.01	29.72
November	26.29	22.22	29.56	19.53	30.98	29.18
Dezember	29.57	21.94	42.62	21.81	28.47	33.02

Abbildung 106 zeigt die Auswirkung der in Abbildung 102 dargestellten jährlichen Mindererzeugung. Man erkennt die mit größer werdendem Restwasserszenario etwas

⁹ Quelle der Daten: www.eex.de

überproportional steigenden finanziellen Einbußen. Der überproportionale Anstieg ist auf den in 4.5.1.5.5 dargestellten Sachverhalt der Restwassernutzung zurückzuführen.

Tabelle 25 zeigt die jährlichen finanziellen Einbußen der verschiedenen Restwasserszenarien.

Tabelle 25: Jährliche finanzielle Einbußen der erfassten Kraftwerke durch Restwasserszenarien, in Mio. €

Restwasser - Szenario	Mio. €
1/3 MJNQ _T	3.6
1/2 MJNQ _T	6.1
2/3 MJNQ _T	8.8
MJNQ _T	14

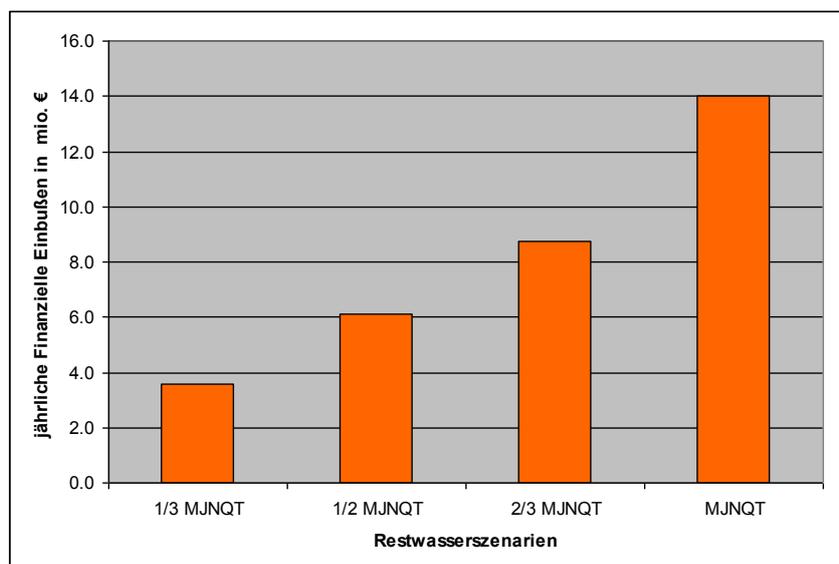


Abbildung 106: Finanzielle Bewertung der Restwasserverluste bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario

4.5.1.5.7 Leistungsverluste

Wie bereits in vorhergehenden Abschnitten erwähnt verursacht eine höhere Restwasserdotierung auch Leistungsverluste. Das Eigentümliche an Restwasserdotierungen ist, dass damit Leistung "von unten" verloren geht, was gleichermaßen bedeutet, dass die gesicherte Leistung geschmälert wird. Besser erkennt man das an einer Leistungsdauerlinie, wie in Abbildung 107 dargestellt. Man sieht, dass eine Restwasserabgabe die Leistung (verfügbare und gesicherte Leistung) dann schmälert, wenn der Abfluss kleiner gleich der Ausbauwassermenge inklusive der Restwasserdotierung wird. Das bedeutet, dass die relative Schwankung der verbleibenden Leistung erheblich größer wird. Dies schlägt sich unmittelbar im Erzeugungsportfolio von Kraftwerksbetreibern mit Ausleitungskraftwerken nieder, da eine höhere Volatilität der Erzeugung auch ein höheres Risiko bei der gesamten Aufbringung verursachen kann. Dies erfordert Ersatzinvestitionen und die damit verbundenen Konsequenzen.

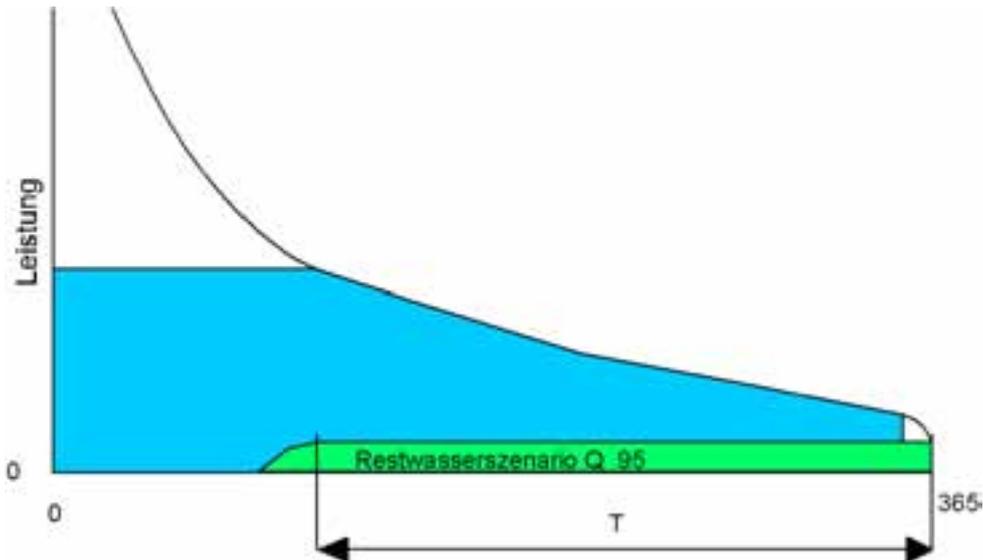


Abbildung 107: Verringerung der gesicherten Leistung in einem nicht geschlossenen Zeitraum T des Jahres

Der Verlust an "gesicherter Leistung" nimmt mit dem Restwasserszenario zu, wie in Abbildung 108 dargestellt wird. In absoluten Zahlen schwanken die Leistungseinbußen von 17 MW bei $1/3$ MJNQ_T Restwasserabgabe bis zu 62 MW bei MJNQ_T als Restwasserszenario. Relativ schwanken die Verluste zwischen 6 und etwa 20 Prozent der gesamten Leistung der Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW.

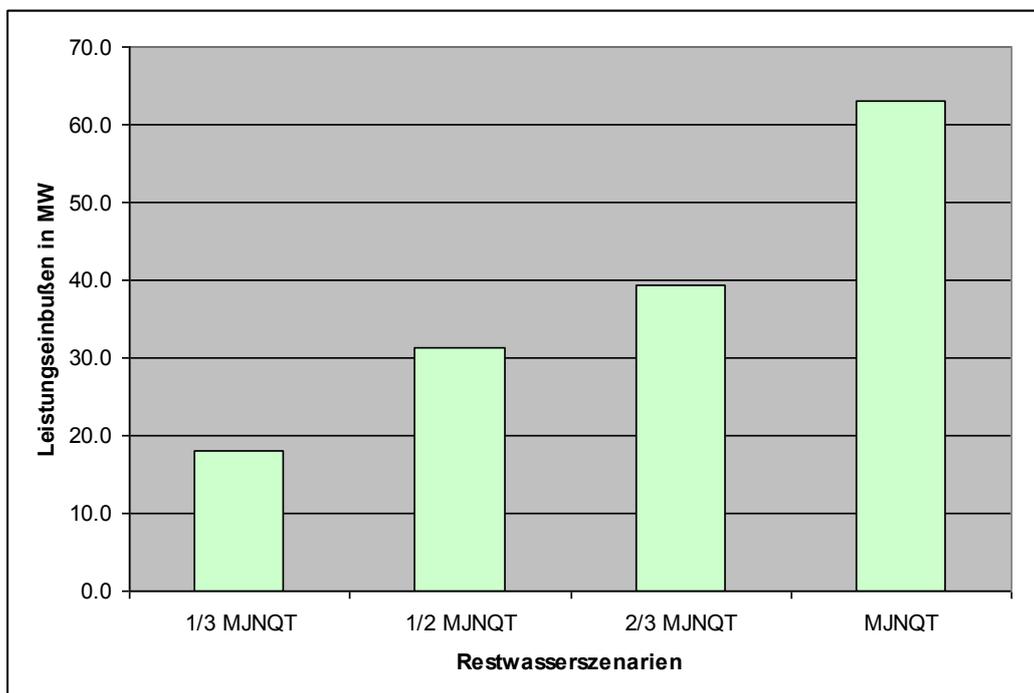


Abbildung 108: Mittlere jährliche Leistungseinbußen bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario.

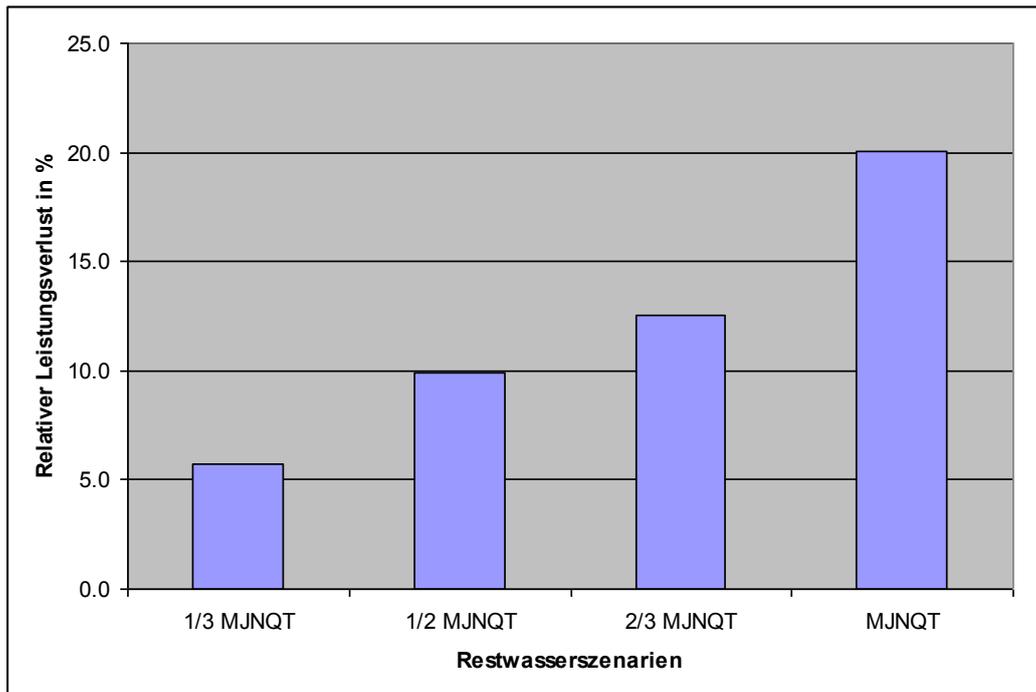


Abbildung 109: Relative mittlere jährliche Leistungseinbußen bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario.

Saisonalität der Leistungseinbußen

Besonders gravierend ist der Umstand, dass die Leistungseinbußen in Niederwasserzeiten auftreten. Das bedeutet, dass die Leistung in Zeiten mit hohem elektrischem Energiebedarf, nämlich in den Wintermonaten vermehrt fehlt (siehe Abbildung 110).

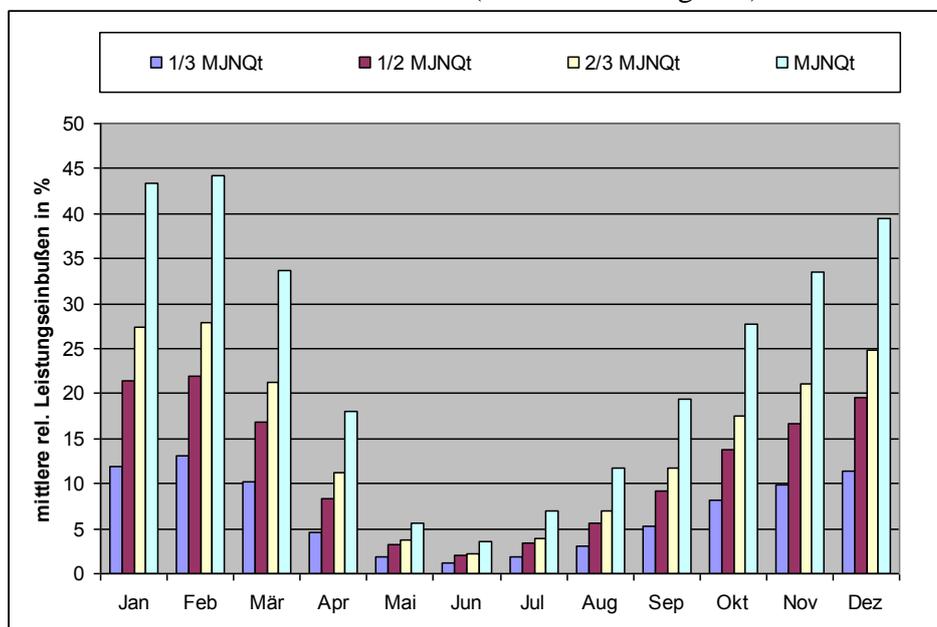


Abbildung 110: Relative mittlere monatliche Leistungseinbußen bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario

Besonders deutlich stellt dies die Aufgliederung der mittleren Leistungsverluste in Sommer- und Winterhalbjahre in Abbildung 111 dar, das Verhältnis der relativen Leistungsverluste beträgt Sommer zu Winter beträgt etwa Eins zu Vier.

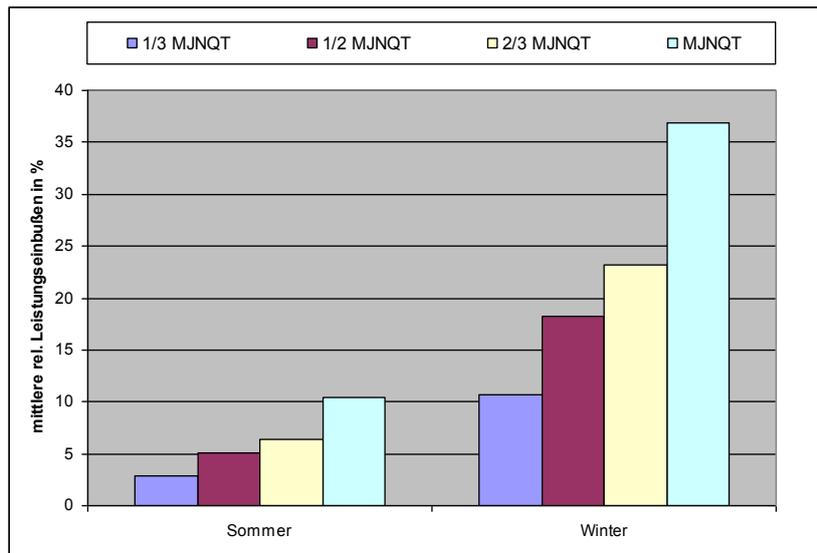


Abbildung 111: Relative mittlere Leistungseinbußen der Ausleitungs-Laufkraftwerke im Sommer- und Winterhalbjahr abhängig vom Restwasserszenario

4.5.1.6 Hochgerechnete Gesamtverluste

Da die Ausleitungskraftwerke nicht vollständig erfasst wurden, werden hier noch einmal die gesamten Verluste der erfassten Kraftwerke mit einem RAV von 2660 GWh hochgerechnet auf ein gesamtes RAV aus Ausleitungslaufkraftwerken größer 10 MW von 3000 GWh dargestellt, siehe Tabelle 26.

Tabelle 26: Darstellung der gesamten Verluste der Ausleitungslaufkraftwerke größer 10 MW.

Szenario	Erzeugungsverluste*	Verlust % der Laufkrafterz.*	Verluste*
	GWh	%	in Mio. €
MJNQ _T	601	20.0%	16.1
2/3 MJNQ _T	377	12.6%	10.1
1/2 MJNQ _T	262	8.7%	7.0
1/3 MJNQ _T	154	5.1%	4.2

*Hochgerechnet auf ein RAV der Ausleitungslaufkraftwerke von 3000 GWh

4.5.2 Restwasserverluste bei Kleinwasserkraftwerken in Österreich

Der Kraftwerkspark der Kleinwasserkraftwerke stellt mit einer Elektrizitätserzeugung von 4000 GWh einen Anteil von etwa 8 % der gesamten österreichischen Stromerzeugung dar. In Österreich gibt es etwa 2070 Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 10 MW (per definitionem). Bei diesen Kraftwerken, die meist der sogenannten Ökostromerzeugung zuzuordnen sind, ergeben sich aufgrund von Restwasservorschreibungen hohe Verluste bei der Stromerzeugung. Bereits bestehende Restwasservorschreibungen sind im aktuellen Regelarbeitsvermögen der Kleinwasserkraftwerke enthalten. Das Ausmaß der Restwasserverluste in den einzelnen Szenarien hängt damit zusammen, dass es sehr viele alte Kraftwerke mit alten Wasserrechten ohne bestehende Restwasservorschreibungen gibt, und diese Kraftwerksgruppe einen vergleichsweise hohen Anteil von Ausleitungskraftwerken enthält. Der Anteil der Ausleitungskraftwerke lag für die Untersuchung nicht exakt vor, sondern wurde auf der Basis vorhandenen Kraftwerksdaten und einer Untersuchung für das Land Niederösterreich geschätzt. Für die Berechnung wurde österreichweit ein Anteil der Ausleitungskraftwerke von 85 % verwendet. Im Kontext der Forcierung erneuerbarer Energiegewinnung ist diese Gegebenheit als bedeutsam zu bewerten und bedarf deshalb auch einer besonders genauen Analyse.

Zur Berechnung der Verluste aufgrund von Restwasservorschreibungen wurden kumulierte, in Bioregionen strukturierte Daten bezüglich der österreichischen KWKW verwendet.

4.5.2.1 Restwasserproblematik bei KWKW

4.5.2.1.1 Modellierung

Zur Berechnung der Verluste aufgrund von Restwasservorschreibungen wurden nach Bioregionen strukturierte Daten der österreichischen KWKW verwendet. Die Unterscheidung nach Bioregionen wurde auf Wunsch des Lebensministeriums durchgeführt. Diese 15 Bioregionen charakterisieren geographische Einheiten, die sich durch die Geologie, klimatischen Bedingungen und Abflussverhältnisse typisieren lassen. (Moog, Schmidt-Kloiber, T., & Gerritsen, 2001) Diese Aufgliederung nach geographischen Regionen ist besonders sinnvoll, da die Abflusscharakteristik der Gewässer in den Bioregionen ähnlich ist. Die verschiedenen Bioregionen und ihre Ausdehnung sind in Abbildung 115 dargestellt. Die verfügbare Datenbasis mit einem RAV von 3923 GWh erfasst nahezu vollständig den Kleinwasserkraftwerkpark Österreichs.

4.5.2.1.2 Vorgangsweise zur Ermittlung der Ausbauwassermenge/-tage je KWKW

Die Kenntnis der Ausbauzeit ist zur Berechnung der Verluste aufgrund von Restwasservorschriften bei Ausleitungskraftwerken erforderlich, da innerhalb der Ausbauzeit die Restwassermenge durch den Wasserüberschuss gedeckt wird.

Für die Ermittlung der Ausbauwassermenge bzw. -zeit stehen folgende Daten zur Verfügung:

- die Zufluss-Dauerlinie $Q(t)$ des entsprechenden Flusses bzw. die auf das Mittelwasserabfluss MQ normierte Abflussüberschreitungsdauerlinie einer Bioregion
- die Engpassleistung des jeweiligen Kleinwasserkraftwerks (KWKW) und
- das Regelarbeitsvermögen je KWKW

Gesucht wird nun die Ausbauwassermenge/-zeit je KWKW:

Aus den gegebenen Werten für die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen kann für jedes Kraftwerk die Ausnutzungsdauer ermittelt werden:

$$t_n = \frac{RAV}{EPL}$$

4.15

t_n Ausnutzungsdauer [d]
 RAV Regelarbeitsvermögen [MWh]
 EPL Engpassleistung [MW]

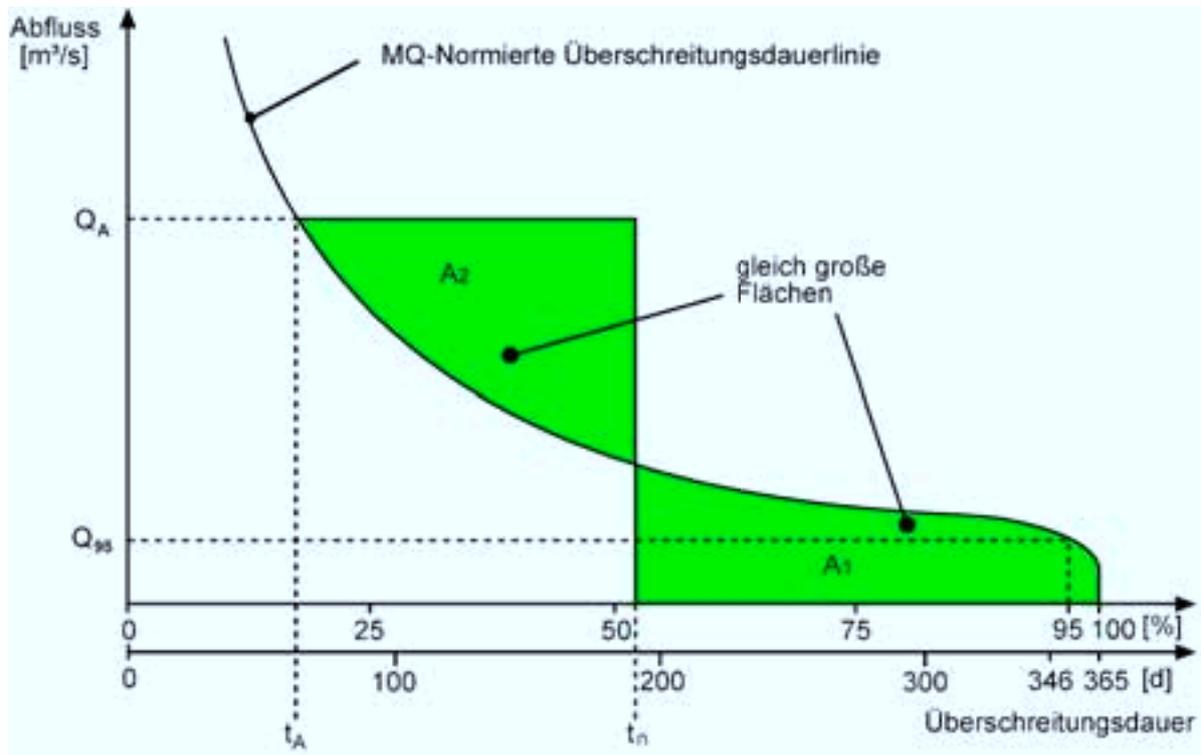


Abbildung 112: Illustration des Algorithmus zur Berechnung der Ausbautage

Da nun gemäß der Definition für die Ausnutzungsdauer obige grün markierte Fläche in ihrer Größe jeweils der unteren entsprechen muss, kann über diesen Zusammenhang die entsprechende Ausbaumassmenge ermittelt werden. Dazu wird zuerst die untere markierte Fläche bis zur Ausnutzungsdauer integriert und der Flächenwert ermittelt (A_1).

Folgende Bedingung muss zur Ermittlung der Ausbautage erfüllt sein:

$$A_1 = A_2$$

4.16

$$A_1 = \frac{1}{MQ} \sum_{t_n}^{365} \dot{Q}_{Dauer(t)} \cdot \Delta t$$

4.17

$$A_2 = \frac{1}{MQ} \sum_{Q(t_n)}^{Q_A} (t_n - t_{(Q)}) \cdot \Delta Q$$

4.18

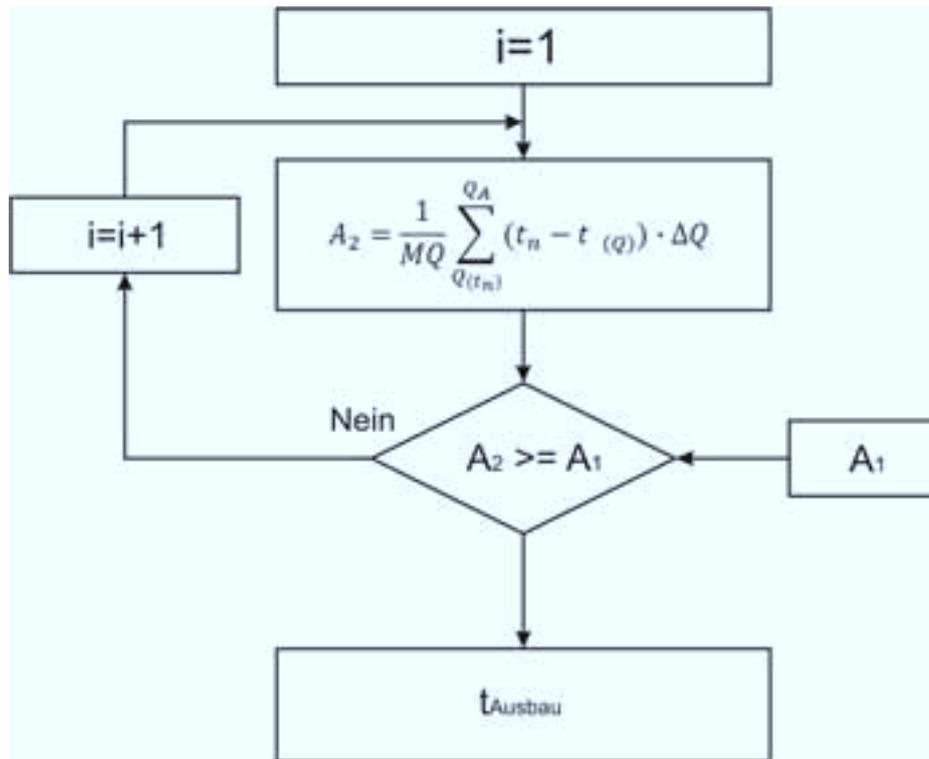


Abbildung 113: Algorithmus zur Ermittlung der Flächenparität $A_1=A_2$.

Nun muss die Fläche A_2 schrittweise von unten nach oben aufsummiert. Damit erhält man die normierte Ausbauwassermenge und die Ausbautzeit. Dies ist genau dann gegeben, wenn die obere Fläche zur unteren größengleich wird (vgl. Abbildung 112). Die Ausbautage werden dabei iterativ ermittelt. Der beschriebene Algorithmus wurde nun für alle KWKW mittels Excel/VBA-Programmierung angewendet. Dabei wurden für die einzelnen Bioregionen zahlreiche normierte Abflussdauerlinien herangezogen und eine gemittelte Dauerlinie berechnet. Das Ergebnis Berechnung ist neben der Auszeit, auch die auf MQ normierte Ausbauwassermenge des Kraftwerks.

Nun wird die Auswirkung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die KWKW untersucht. Dazu wird für jedes KWKW der zu 95 % des Jahres vorhandene Mindestabfluss als Restwassermenge (vgl. braun markierte Fläche in Abbildung 114) angenommen und daraus die relative Änderung des Regelarbeitsvermögens ermittelt.

Bis zum Wert t_{Ausbau} muss kein Restwasser bereitgestellt werden, da während dieser Zeit der Zufluss über jenem von Q_{Ausbau} liegt und somit aufgrund bautechnischer Gegebenheiten bereits Restwasser vorhanden ist. Diese Berechnung ist eine Vereinfachung, da die Verlustfläche wie in Abbildung 114 als Quadrat berechnet wird.

$$\Delta RAV = \frac{\dot{Q}_{95} * (T - t_{Ausbau})}{Q_{gesamt}}$$

4.19

mit:

ΔRAV	relative Änderung des Regelarbeitsvermögens
Q_{95}	Mindest-Wasserzufluss, der zu 95 % des Jahres vorhanden ist
T	Zeit, während $Q > 0$ (in der Regel ein Jahr)
t_{Ausbau}	Zeit, während Zufluss = Ausbauzufluss
Q_{gesamt}	gesamter, kumulierter Zufluss entspricht der Nutzbaren Wasserfracht

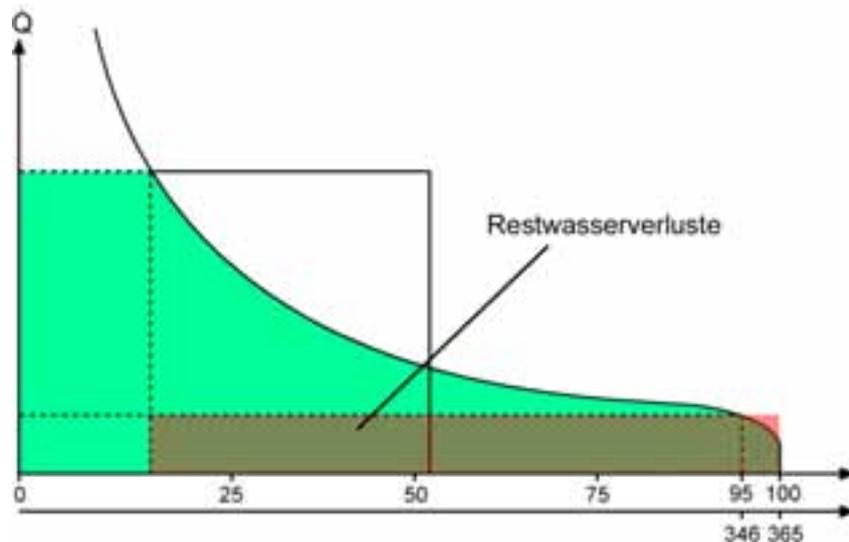


Abbildung 114: Darstellung der angenäherten Restwasserverluste, der grün markierte Bereich stellt die nutzbare Wasserfracht dar

Obige Berechnungen wurden automatisiert für alle 2070 österreichischen KWKW durchgeführt, wobei die Kraftwerke entsprechend ihren Zuflüssen nach den im Folgenden dargestellten Bioregionen eingeteilt werden:

Folgende Bioregionen wurden berücksichtigt:

- Kalkvoralpen
- Granit und Gneis der böhmischen Masse
- Nördliche Kalkhochalpen
- Unvergletscherte Zentralalpen
- Grazer Feld
- Ausläufer der Zentralalpen
- Bayrisches-Österreichisches Alpenvorland
- Südalpen
- Vergletscherte Zentralalpen
- Schweizer-Vorarlberger Alpenvorland
- Alpine Molasse

- Helvetikum
- Flysch
- Östliche Flach- und Hügelländer
- Gewässer der inneralpinen Beckenlandschaften

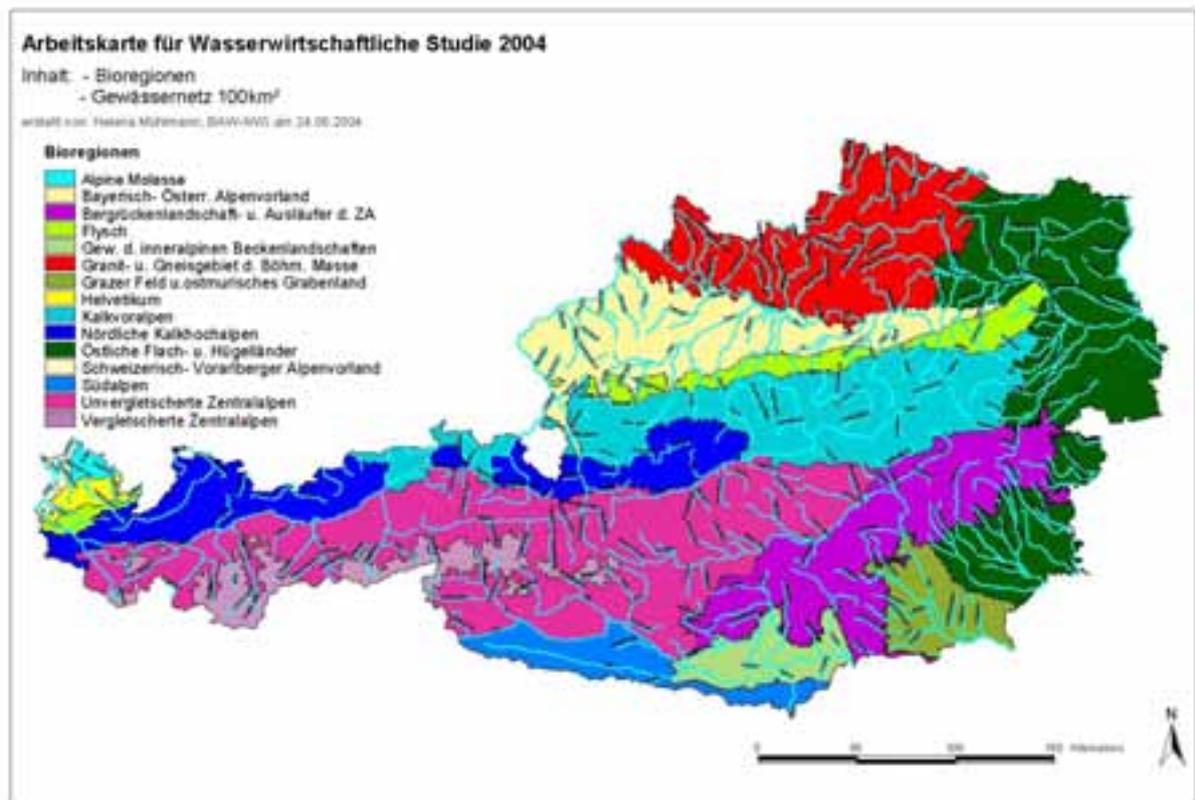


Abbildung 115: Österreich unterteilt in Bioregionen¹⁰

Jede Bioregion beinhaltet für sich Fließgewässer mit ähnlichen charakteristischen Eigenschaften (etwa Niederschlagsmengen und daraus folgende Dauerlinien).

Abbildung 116 stellt für einige Bioregionen die jeweils repräsentativen Dauerlinien dar. Auffällig ist hierbei, dass die Dauerlinien der Fließgewässer der flachen, östlichen Regionen eine wesentlich stärkere Krümmung und ausgeglichener Wasserführung aufweisen, als jene der alpinen Landschaften. Eine flacher verlaufende Form der Überschreitungsdauerlinie im Bereich höherer Überschreitungsdauern deutet auf einen höheren Grundwasseranteil des Abflusses hin (vgl. dick-markierte blau-gefärbte Linie für die „Vergletscherte Zentralalpen“ in Abbildung 116).

¹⁰ Quelle: zur Verfügung gestellt vom Lebensministerium

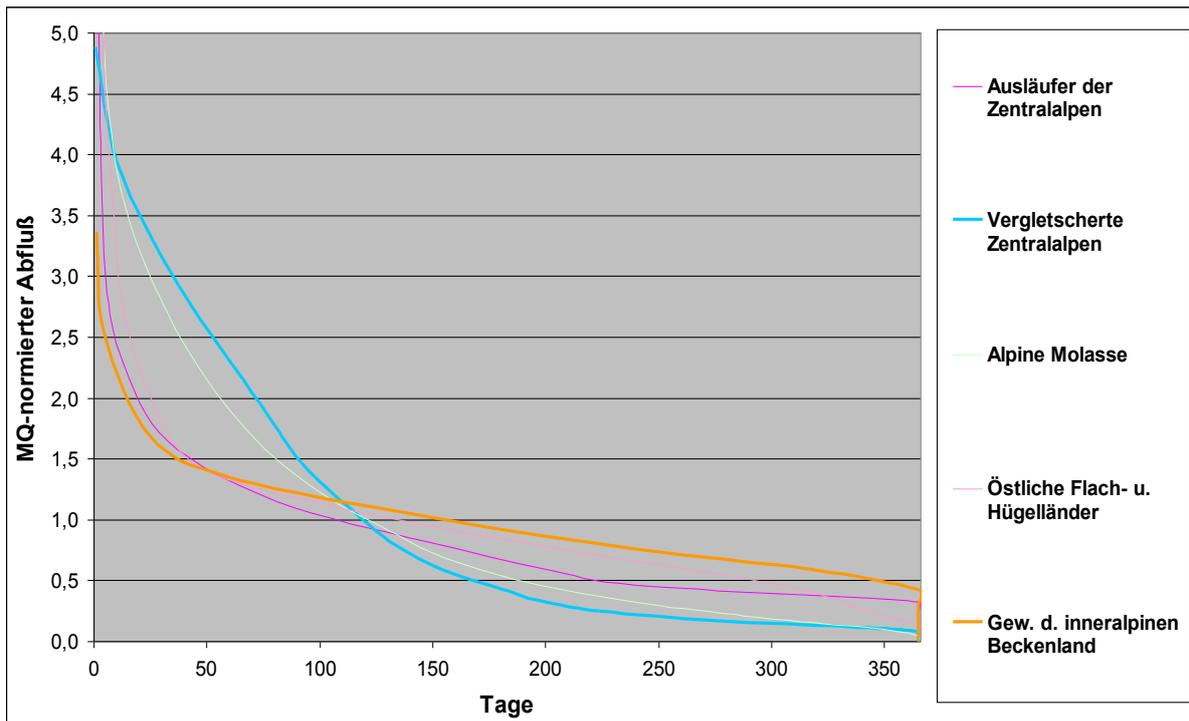


Abbildung 116: MQ-normierte Dauerlinien einiger Bioregionen

Abbildung 117 stellt den Zusammenhang von Ausnutzungsdauer und Ausbaugrad grafisch dar.

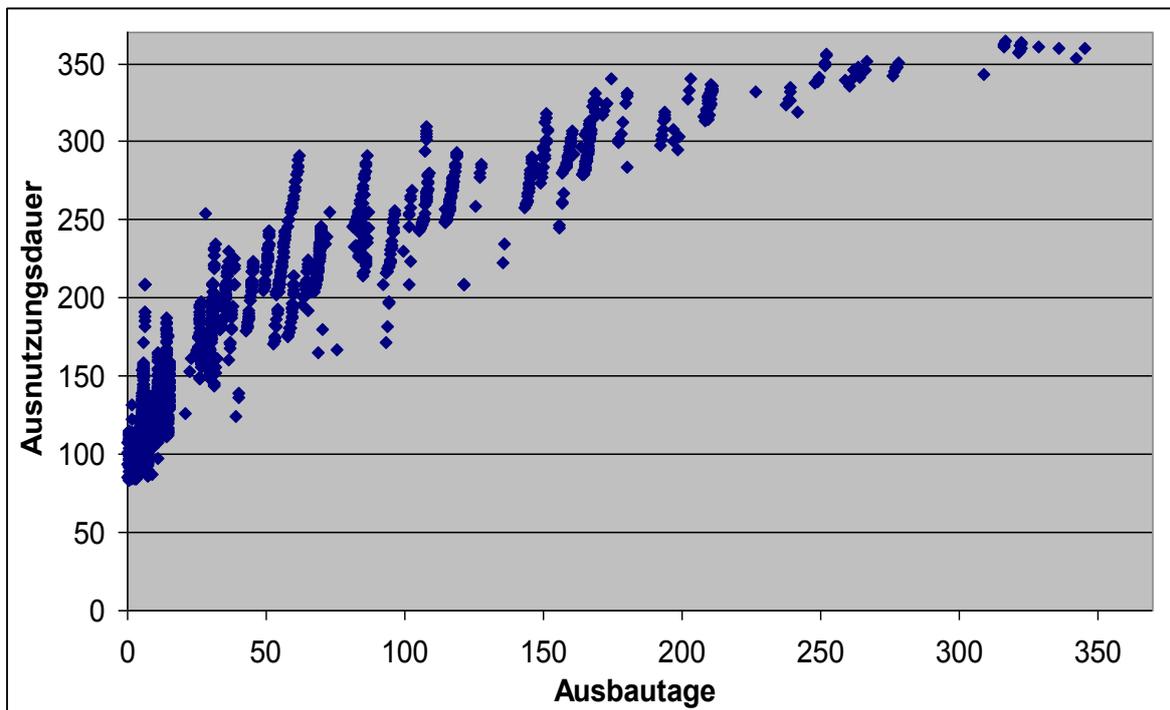


Abbildung 117: Korrelation Ausnutzungsdauer-Ausbaugrad

Für alle KWKW Österreichs ergibt sich nun eine mittlere Ausnutzungsdauer von 206 Tagen was auf eine besonders starke Auslastung der KWKW-Anlagen hindeutet.

4.5.2.1.3 Beispiel KWKW

Anhand eines Beispiel-Kraftwerkes soll die Auswirkung der Bestimmung einer Restwassermenge von Q_{95} auf das Arbeitsvermögen des Kraftwerks untersucht werden.

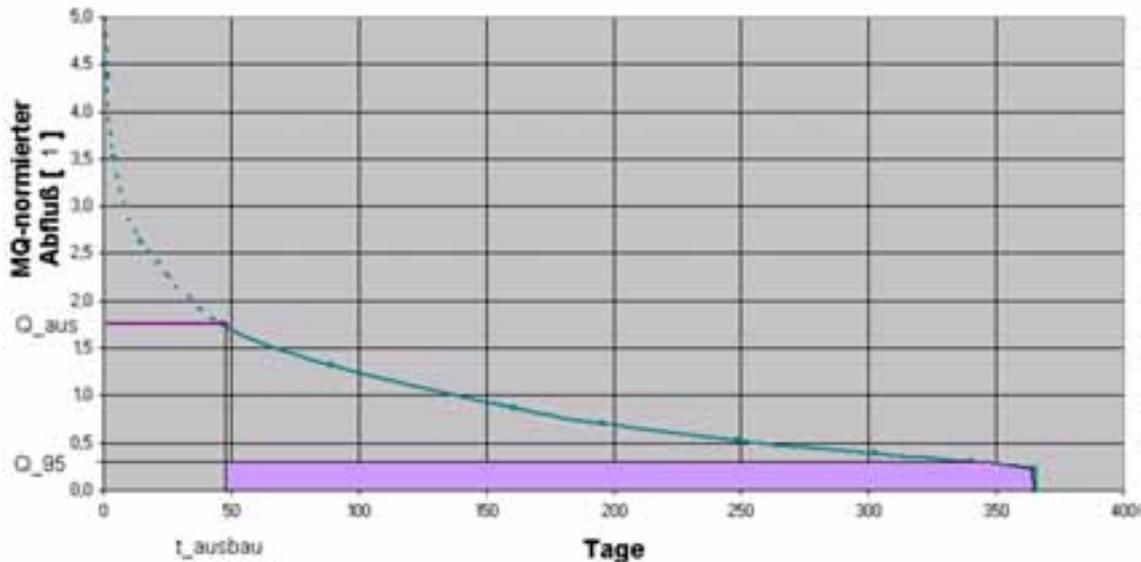


Abbildung 118: Demonstration der Berechnung des Erzeugungs-Verlusts anhand eines Beispiels

Abbildung 118 stellt die Dauerlinie des Zuflusses zum Beispiel-Kraftwerk dar. Hervorgehoben werden die nach obigem Algorithmus berechnete, auf MQ normierte Ausbauwassermenge Q_{Ausbau} und der zu 95 % des Jahres vorhandene Mindestzufluss Q_{95} .

Der Wert für Q_{Ausbau} beträgt in diesem Beispiel 1,75 (dimensionslos) und der für die zugehörigen Ausbautage 47,5. Die gesamte jährliche, das Arbeitsvermögen bestimmende zufließende Wassermenge beträgt 650,2 Mio. m^3 , die Wassermenge ohne Q_{95} (Restwasser), also ohne die violett-markierte Fläche, ergibt 477,1 Mio. m^3 . Setzt man nun den Quotienten an, ergibt sich die relative Änderung des Arbeitsvermögens, die in diesem Fall bei 26,6 % liegt.

$$(650,2 - 477,1) / 650,2 = 26,6 \%$$

4.5.2.2 Ermittlung des Anteils an Ausleitungskraftwerken

4.5.2.2.1 Beispiel Salzburg

Aufgrund gut aufbereiteter Daten konnte für das Bundesland Salzburg der Ausleitungsanteil an der gesamten Kleinwasserkrafterzeugung ermittelt werden. Dieser liegt, wie aus Abbildung 119 hervorgeht, bei 81 %.

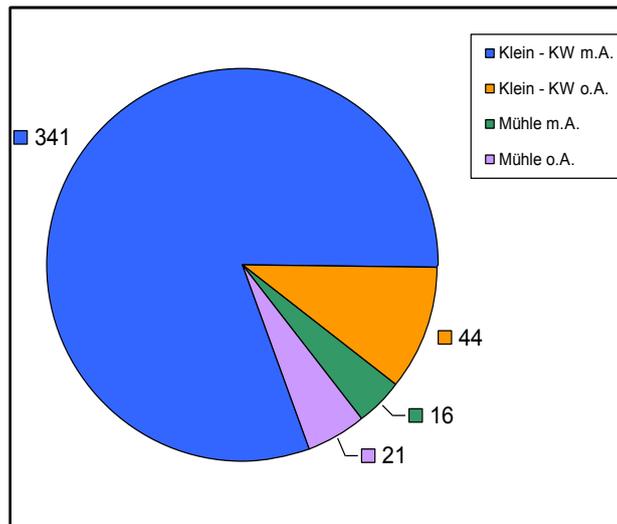


Abbildung 119: Unterteilung der 422 Kraftwerke Salzburgs nach KWKW und Mühlen mit (m. A.) und ohne (o. A.) Ausleitung

Da knapp zwei Drittel der Salzburger KWKW in der Bioregion „Unvergletscherte Zentralalpen“ liegen, kann der Ausleitungsanteil für die gesamte Bioregion in der Größenordnung von 91 % angenommen werden (vgl. Abbildung 120).

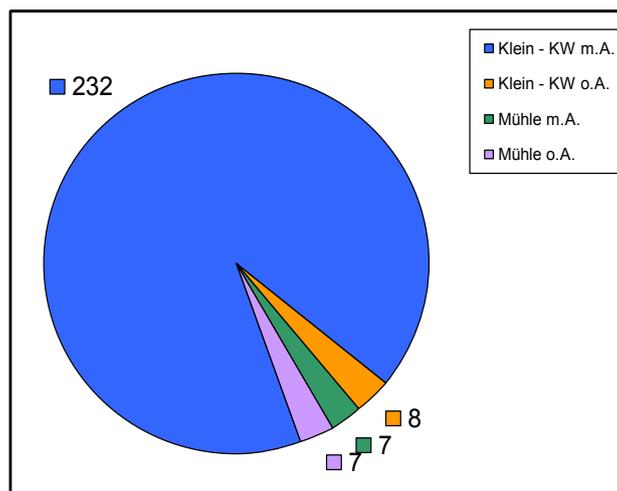


Abbildung 120: Anzahl der KWKW und Mühlen mit und ohne Ausleitung in der Bioregion Unvergletscherte Zentralalpen in Salzburg

Nachdem die „Unvergletscherten Zentralalpen“ allein 42 % der gesamten Erzeugung der österreichischen Kleinwasserkraft bereitstellen, untermauert dies die Annahme eines hohen Gesamt-Ausleitungsgrades.

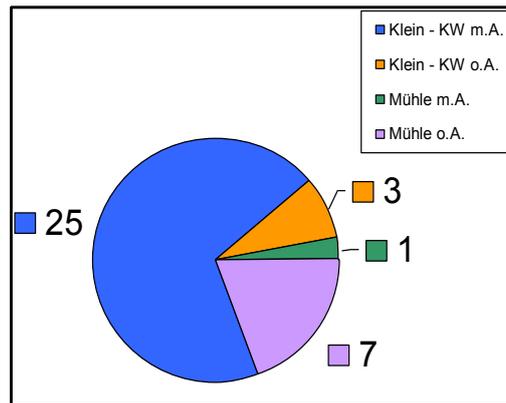


Abbildung 121: Kraftwerke in den Nördl. Kalkhochalpen Salzburgs

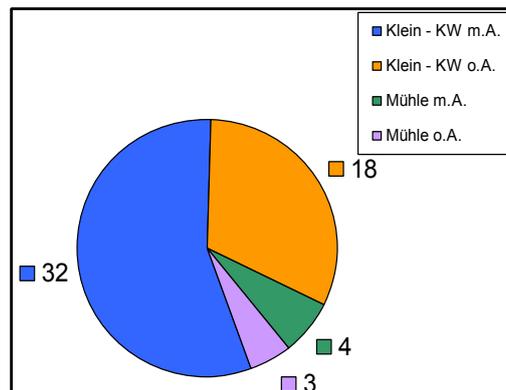


Abbildung 122: Kraftwerke im Bayr. Österr. Alpenvorland in Salzburg

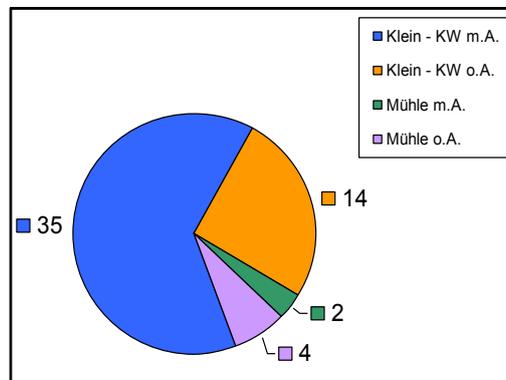


Abbildung 123: Kraftwerke in den Kalkvoralpen Salzburgs

Auch aus den Salzburger Teilen der Nördlichen Kalkhochalpen, des Bayr.-Österreichischen Alpenvorlands und der Kalkvoralpen, die einen Ausleitungsgrad von 70 %, 56 % bzw. 64 % aufweisen, können Rückschlüsse für die Gesamtregionen gewonnen werden. Für Niederösterreich wurde ein Anteil an ausleitenden Kraftwerken von 95 % ermittelt. (Amt der Niederösterreichischen Landesregierung, Gruppe Wasser, Abteilung Wasserwirtschaft, 2004) Für das Land Steiermark ergibt sich ein Wert von mindestens 90 %. (Kofler, 2004) Aus diesen Informationen lässt sich auf einen gesamtösterreichischen Ausleitungsanteil von ca. 85 % schließen.

4.5.2.3 Erzeugung nach Bioregionen

Bevor die Erzeugungs-Verluste für das angenommene Szenario Q_{95} als Restwassermenge dargestellt werden, soll noch die Kleinwasserkrafterzeugung je Bioregion analysiert werden

um die einzelnen Szenarien auf eine gemeinsame Basis beziehen zu können. Tabelle 27 bzw. Abbildung 124 stellen jeweils die Erzeugung, unter der Berücksichtigung eines 85 % Anteils an Ausleitungskraftwerken, je Bioregion in Prozent bzw. MWh dar.

Tabelle 27: Erzeugung je Bioregion [in MWh]

Bioregion	Erzeugung [MWh]
Alpine Molasse	1 536
Bayer.-österr. Alpenvorland	385 520
Ausläufer der Zentralalpen	320 599
Flysch	122 234
Gew. d. inneralpinen Beckenland	50 441
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	111 260
Grazer Feld	46 029
Helvetikum	7 887
Kalkvoralpen	418 599
Nördl. Kalkhochalpen	352 965
Östliche Flach- und Hügelländer	125 018
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	4 771
Südalpen	201 973
Unvergletscherte Zentralalpen	1 632 442
Vergletscherte Zentralalpen	141 621
Summe	3 922 895

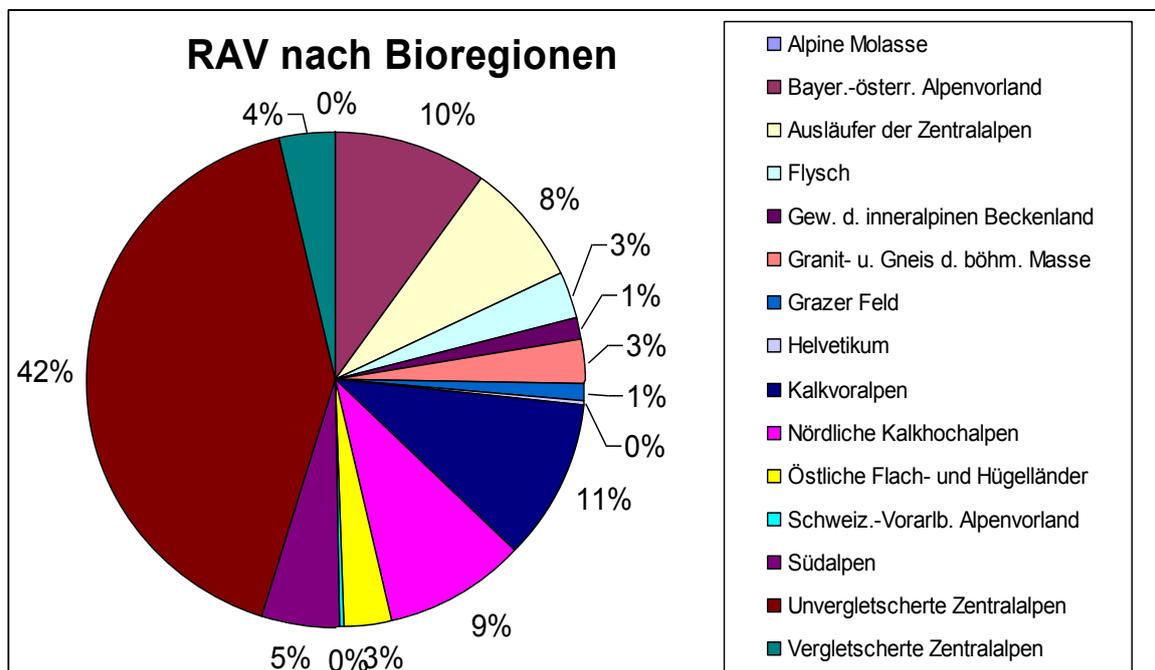


Abbildung 124: Regelerzeugung je Bioregion

4.5.2.4 Restwasser-Szenario Q_{95}

Im Restwasser-Szenario mit einer Pflichtdotations von Q_{95} in die Restwasserstrecke kann österreichweit eine Erzeugungsminderung bei den Kleinwasserkraftwerken von rund einer TWh auftreten. Bezogen auf die gesamte Wasserkrafterzeugung von rund 38.000 TWh bedeutet dies eine Reduktion um 2,5 %. In absoluten Zahlen sind vor allem jene Regionen mit

einer besonders hohen Kleinwasserkrafterzeugung betroffen wie die unvergletscherten Zentralalpen. Bei den relativen Verlusten sind vor allem jene Regionen betroffen, die einen hohen Grundwasseranteil am Abfluss aufweisen und damit einen bezogen auf MQ hohen Niederwasserabfluss haben. Dies sind das inneralpine Beckenland, das Grazer Feld, sowie die Ausläufer der Zentralalpen.

Tabelle 28: Absolute und relative Erzeugungs-Verluste je Bioregion im Szenario Q₉₅

Bioregion	Erzeugungseinbußen bei Q ₉₅ [MWh]	Erzeugungseinbußen bei Q ₉₅ [%]
Alpine Molasse	206	13.4
Bayer.-österr. Alpenvorland	81 492	21.1
Ausläufer der Zentralalpen	121 940	38.0
Flysch	32 729	26.8
Gew. d. inneralpinen Beckenland	23 218	46.0
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	25 403	22.8
Grazer Feld	16 677	36.2
Helvetikum	1 482	18.8
Kalkvoralpen	117 684	28.1
Nördl. Kalkhochalpen	83 942	23.8
Östliche Flach- und Hügelländer	24 747	19.8
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	950	19.9
Südalpen	58 532	29.0
Unvergletscherte Zentralalpen	443 219	27.2
Vergletscherte Zentralalpen	20 702	14.6
Summe	1 052 924	26.8

In Abbildung 125 bzw. Tabelle 28 wird nun der Erzeugungsverlust bedingt durch die Q₉₅-Restwassermenge je Bioregion dargestellt.

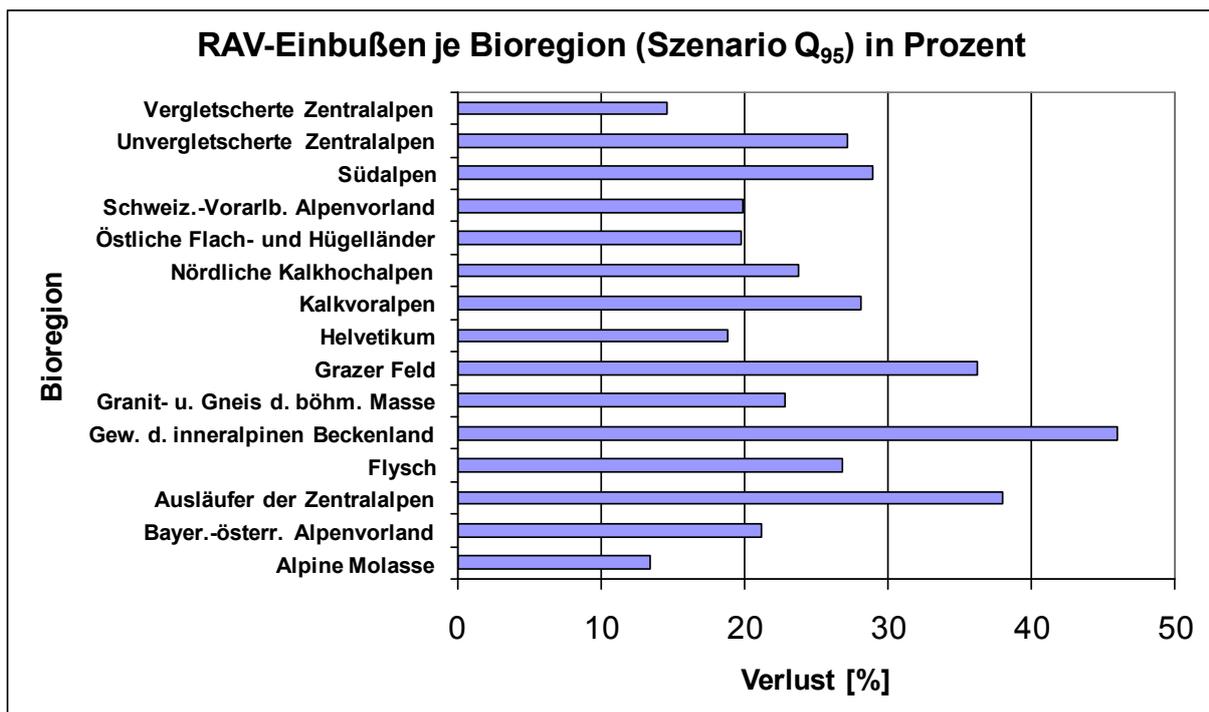


Abbildung 125: Relative Erzeugungs-Verluste je Bioregion für Szenario Q₉₅ in Prozent

Auffallend sind die großen Einbußen der Gewässer der inneralpinen Beckenlandschaften und der im Vergleich dazu relativ geringe Verlust in den „Vergletscherten Zentralalpen“. Die Begründung dafür liegt in der Abflusscharakteristik der Gewässer dieser Regionen (vgl. Abbildung 116). Der stark ausgeprägte Niederwasserabfluss der repräsentativen Dauerlinie für die inneralpinen Beckenlandschaften äußert sich in einem vergleichsweise großen Q_{95} -Restwasserabfluss in dieser Region.

4.5.2.4.1 Gesamte Erzeugungs-Verluste

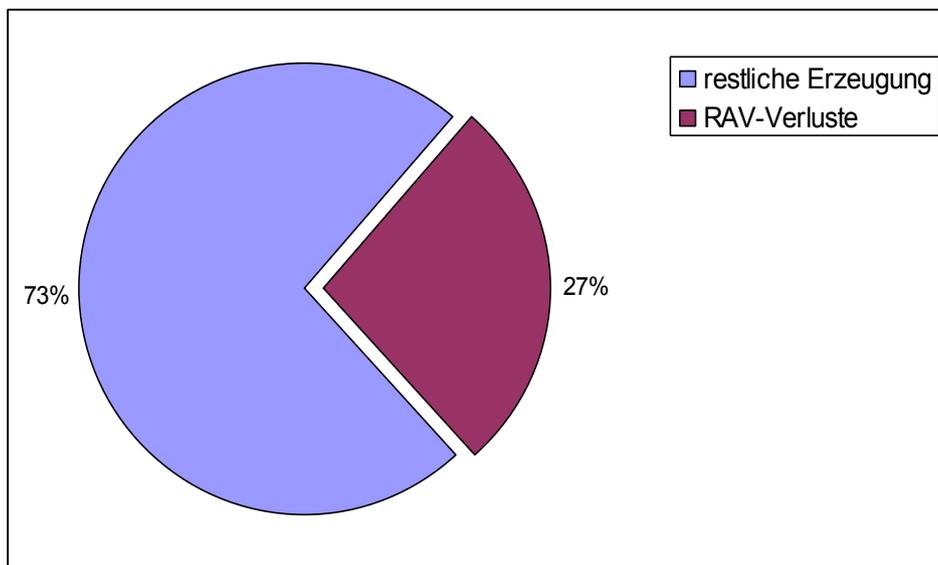


Abbildung 126: Gesamte Erzeugungs-Verluste für Szenario Q_{95}

Die gesamten durch die Restwasservorschrift (Q_{95}) bei KWKW bedingten Verluste betragen wie aus Abbildung 126 ersichtlich 27 %.

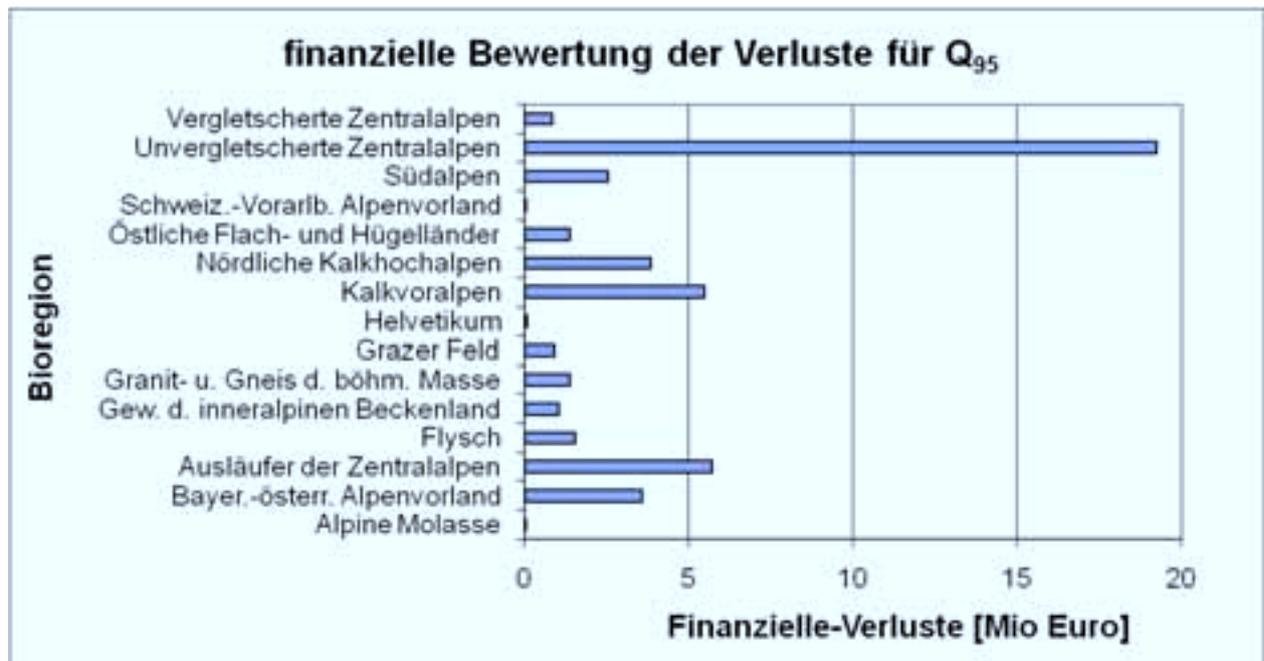
4.5.2.4.2 Finanzielle Bewertung der Erzeugungsverluste

Für die finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste bei Kleinwasserkraftwerken ist eine auf Basis der tariflichen Gegebenheiten in den Bundesländern nach Erzeugungsmenge differenzierte Aufschlüsselung notwendig.

Tabelle 29: Einspeisetarife für Kleinwasserkraftwerke laut Ökostromtarifverordnung im Jahr 2004, Quelle: E-Control.

Kleinwasserkraft-Einspeisetarife [Cent/kWh]	
erste 1 Mio. kWh	5,68
nächste 4 Mio. kWh	4,36
nächste 10 Mio. kWh	3,63
nächste 10 Mio. kWh	3,28
insgesamt 25 Mio. kWh übersteigend	3,15

Wiederum nach Bioregionen differenziert ergibt sich für das Szenario Q_{95} , bewertet mit den gestaffelten Einspeisetarifen für Kleinwasserkraftwerke, folgendes Ergebnis:

Abbildung 127: Finanzielle Bewertung der Verluste für Q₉₅ als RestwassermengeTabelle 30: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario Q₉₅

Bioregion	Finanzielle Einbußen bei Q ₉₅ [€]
Alpine Molasse	13 746
Bayer.-österr. Alpenvorland	3 569 563
Ausläufer der Zentralalpen	5 719 130
Flysch	1 539 314
Gew. d. inneralpinen Beckenland	1 061 182
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	1 381 387
Grazer Feld	919 045
Helevetikum	69 378
Kalkvoralpen	5 475 248
Nördl. Kalkhochalpen	3 838 543
Östliche Flach- und Hügelländer	1 379 436
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	50 664
Südalpen	2 560 417
Unvergletscherte Zentralalpen	19 258 566
Vergletscherte Zentralalpen	849 733
Summe	47 685 350

Die Verluste im Bereich der unvergletscherten Zentralalpen nehmen die dominierende Rolle ein. Dies ist darin begründet, dass in dieser Bioregion die Erzeugung – wie in Abbildung 124 dargestellt – 42 % der gesamten österreichischen Erzeugung aus Kleinwasserkraftwerken beträgt.

Abbildung 128 stellt die nach den einzelnen Bioregionen gegliederte relative Zusammensetzung der finanziell bewerteten Verluste dar. Auffällig ist, dass die finanziell bewerteten Verluste nicht ausschließlich proportional zur relativen Erzeugungseinbußen anfallen und es hier in einigen Bioregionen zu Verlagerungen kommt. Im Bereich der Ausläufer der Zentralalpen beträgt die relative Erzeugung 8 %, die Verluste jedoch machen

immerhin 13 % aus. Dieser Sachverhalt lässt sich einerseits vor allem durch die charakteristische Abflusskurve der Bioregion, andererseits aber auch durch die durchschnittlich gesehen, geringere Erzeugung je KWKW in dieser Region erklären. Eine geringere Erzeugung hat gemäß Tabelle 29 höhere Preise je eingespeister kWh zur Folge und damit auch „teurere“ Verluste.

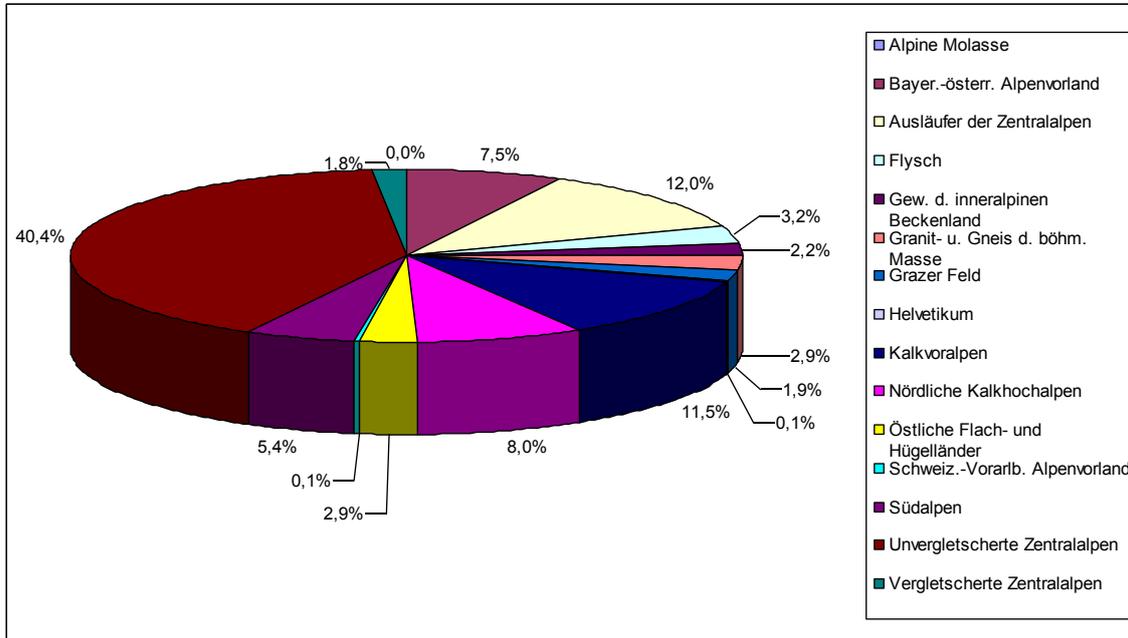


Abbildung 128: Finanzielle Bewertung der Verluste – Szenario Q₉₅

In den folgenden Abbildungen sind die finanziellen Auswirkungen für verschiedene Restwasser-Szenarien – 1/3 Q₉₅, 1/2 Q₉₅, 2/3 Q₉₅ und Q₉₅ sowie Q₉₆ und Q₉₈ – dargestellt.

4.5.2.5 Restwasser-Szenario 2/3 Q₉₅

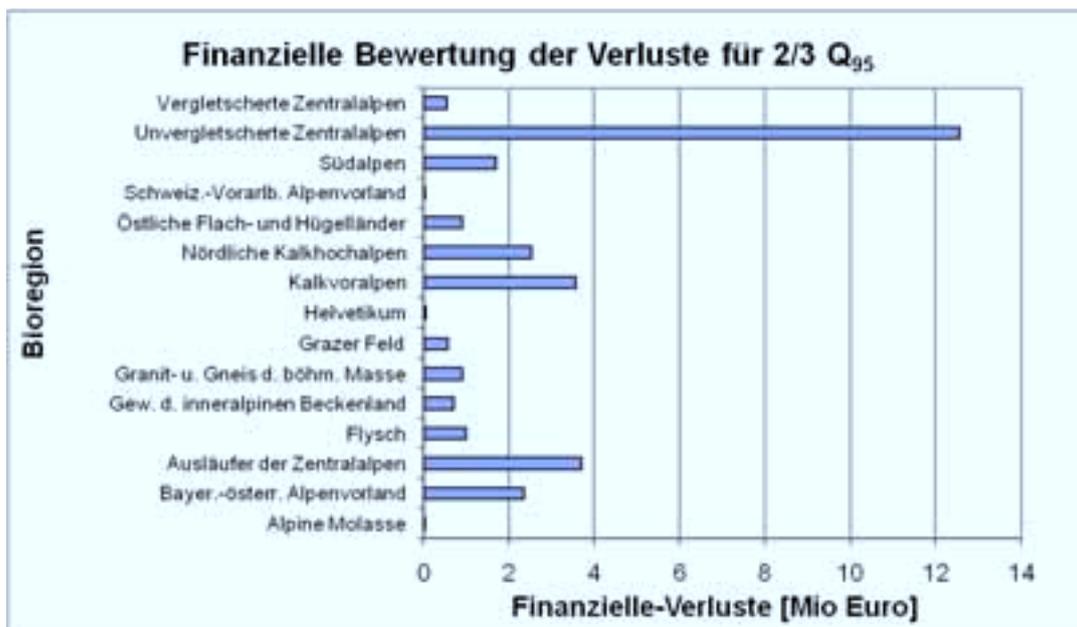
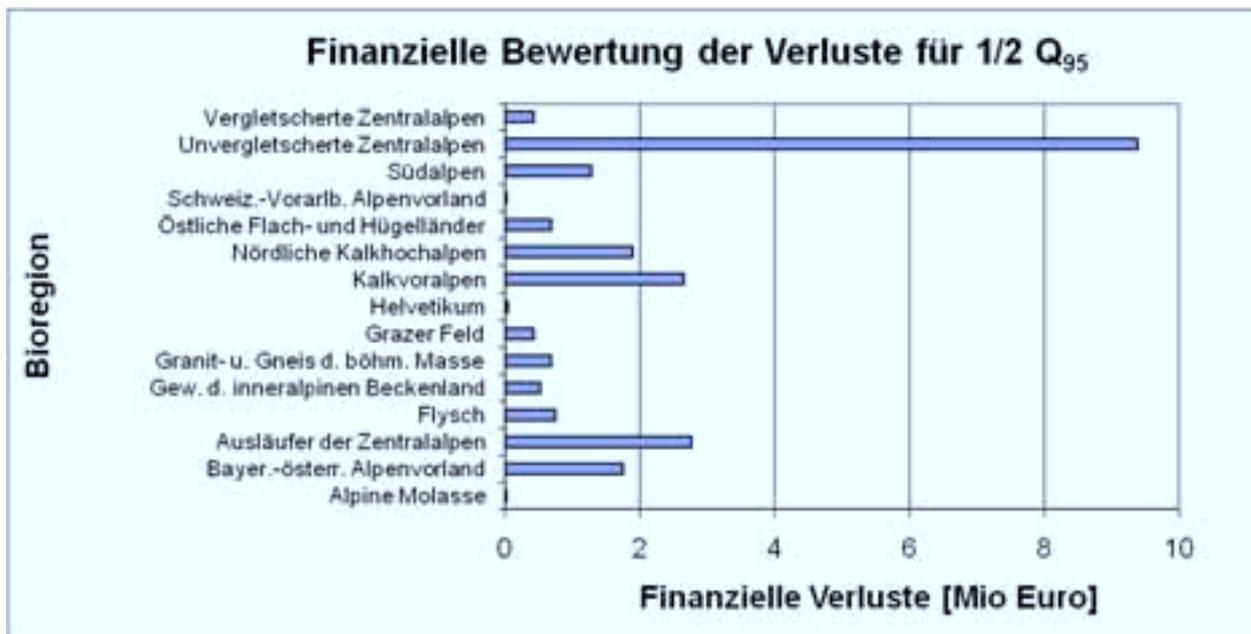


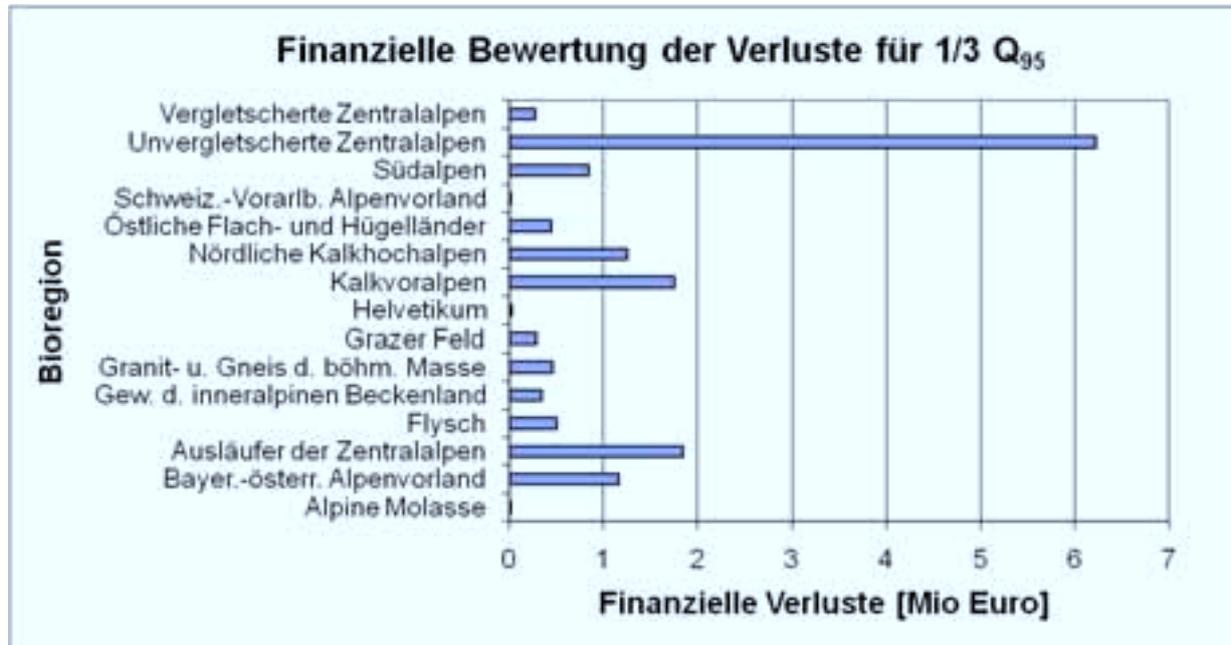
Abbildung 129: Finanzielle Bewertung der Verluste für 2/3 Q₉₅ als Restwassermenge

Tabelle 31: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario 2/3 Q₉₅

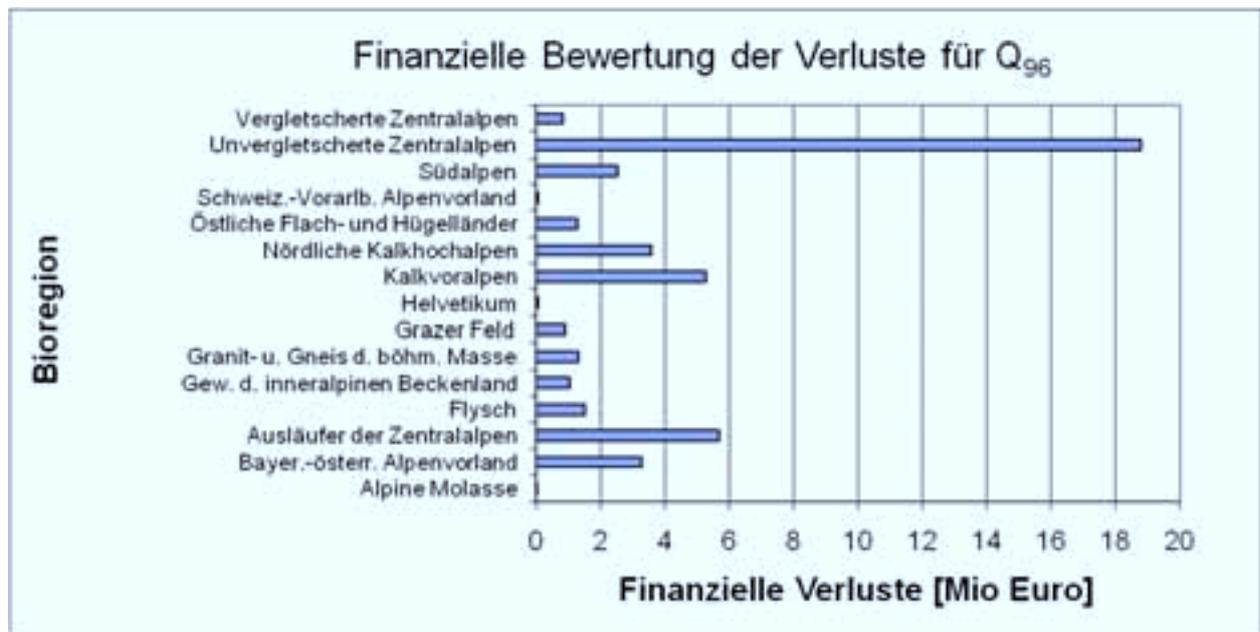
Bioregion	Finanzielle Einbußen bei 2/3 Q ₉₅ [€]
Alpine Molasse	9 162
Bayer.-österr. Alpenvorland	2 362 020
Ausläufer der Zentralalpen	3 704 583
Flysch	1 005 312
Gew. d. inneralpinen Beckenland	703 744
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	916 847
Grazer Feld	581 294
Helevetikum	45 566
Kalkvoralpen	3 571 422
Nördl. Kalkhochalpen	2 528 632
Östliche Flach- und Hügelländer	909 653
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	28 650
Südalpen	1 699 272
Unvergletscherte Zentralalpen	12 558 648
Vergletscherte Zentralalpen	560 830
Summe	31 185 633

4.5.2.6 Restwasser-Szenario 1/2 Q₉₅Abbildung 130: Finanzielle Bewertung der Verluste für 1/2 Q₉₅ als RestwassermengeTabelle 32: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario 1/2 Q₉₅

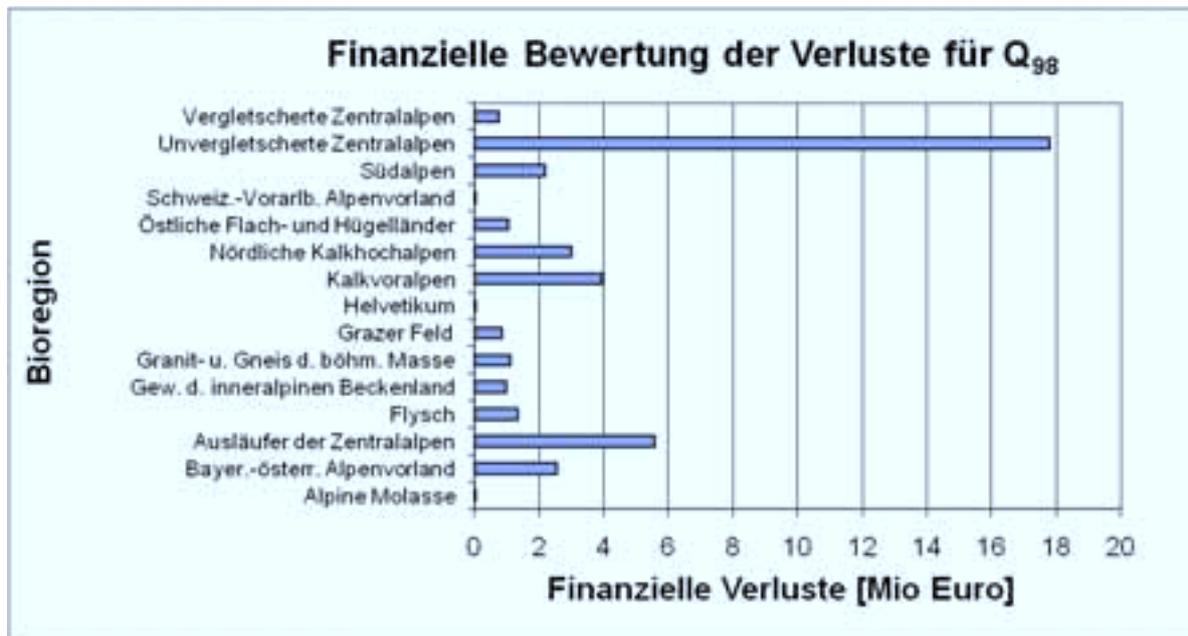
Bioregion	Finanzielle Einbußen bei 1/2 Q ₉₅ [€]
Alpine Molasse	6 869
Bayer.-österr. Alpenvorland	1 746 785
Ausläufer der Zentralalpen	2 766 530
Flysch	751 681
Gew. d. inneralpinen Beckenland	524 972
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	685 961
Grazer Feld	428 914
Helevetikum	34 161
Kalkvoralpen	2 644 547
Nördl. Kalkhochalpen	1 890 230
Östliche Flach- und Hügelländer	678 828
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	21 481
Südalpen	1 271 932
Unvergletscherte Zentralalpen	9 387 368
Vergletscherte Zentralalpen	420 222
Summe	23 260 481

4.5.2.7 Restwasser-Szenario 1/3 Q₉₅Abbildung 131: Finanzielle Bewertung der Verluste für 1/3 Q₉₅ als Restwassermenge.Tabelle 33: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario 1/3 Q₉₅.

Bioregion	Finanzielle Einbußen bei 1/3 Q ₉₅ [€]
Alpine Molasse	4 577
Bayer.-österr. Alpenvorland	1 162 785
Ausläufer der Zentralalpen	1 838 002
Flysch	498 061
Gew. d. inneralpinen Beckenland	346 200
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	454 741
Grazer Feld	283 234
Helevetikum	22 757
Kalkvoralpen	1 753 445
Nördl. Kalkhochalpen	1 248 146
Östliche Flach- und Hügelländer	450 465
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	14 317
Südalpen	845 292
Unvergletscherte Zentralalpen	6 221 888
Vergletscherte Zentralalpen	279 834
Summe	15 423 745

4.5.2.8 Restwasser-Szenario Q₉₆Abbildung 132: Finanzielle Bewertung der Verluste für Q₉₆ als Restwassermenge.Tabelle 34: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario Q₉₆.

Bioregion	Finanzielle Einbußen bei Q ₉₆ [€]
Alpine Molasse	13 209
Bayer.-öster. Alpenvorland	3 255 861
Ausläufer der Zentralalpen	5 667 402
Flysch	1 507 336
Gew. d. inneralpinen Beckenland	1 038 182
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	1 300 001
Grazer Feld	898 299
Helevetikum	67 417
Kalkvoralpen	5 285 461
Nördl. Kalkhochalpen	3 560 080
Östliche Flach- und Hügelländer	1 267 836
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	46 807
Südalpen	2 523 329
Unvergletscherte Zentralalpen	18 778 183
Vergletscherte Zentralalpen	823 049
Summe	46 032 451

4.5.2.9 Restwasser-Szenario Q₉₈Abbildung 133: Finanzielle Bewertung der Verluste für Q₉₈ als RestwassermengeTabelle 35: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario Q₉₈.

Bioregion	Finanzielle Einbußen bei Q ₉₈ [€]
Alpine Molasse	8 323
Bayer.-österr. Alpenvorland	2 554 821
Ausläufer der Zentralalpen	5 577 176
Flysch	1 358 328
Gew. d. inneralpinen Beckenland	991 296
Granit- u. Gneis d. böhm. Masse	1 133 383
Grazer Feld	855 823
Helevetikum	50 991
Kalkvoralpen	3 953 215
Nördl. Kalkhochalpen	3 000 128
Östliche Flach- und Hügelländer	1 039 139
Schweiz.-Vorarlb. Alpenvorland	24 196
Südalpen	2 190 707
Unvergletscherte Zentralalpen	17 777 814
Vergletscherte Zentralalpen	761 935
Summe	41 277 272

4.5.2.10 Zusammenfassung der Ergebnisse der Restwasser-Szenarien bei Kleinwasserkraftwerken

Rechnet man das erfasste RAV von etwa 3900 GWh auf das gesamte RAV aus Kleinwasserkraft von 4000 GWh hoch, so ergeben sich die hochgerechneten Gesamtverluste wie sie in Tabelle 36 dargestellt sind.

Szenario*	Erzeugungsverluste*	Verlust % von KWKW*	Verluste
	GWh	%	in Mio. €
MJNQ _T	1263	31.6%	48.6
2/3 MJNQ _T	832	20.8%	31.8
1/2 MJNQ _T	622	15.6%	23.8
1/3 MJNQ _T	414	10.4%	15.7

*Hochgerechnet auf ein KWKW RAV von 4 TWh

Tabelle 36: Gesamt-Verluste je Szenario in % Regelerzeugung bzw. in Mio. Euro

Das Szenario mit Q₉₅ (Analogie zur Szenariobasis MJNQ_T) als Restwassermenge stellt das mit einem absoluten Verlust von 48 Mio. € ungünstigste dar. Auf dieses Szenario folgen mit absteigenden Verlusten die Szenarien Q₉₆, Q₉₈ sowie 2/3 Q₉₅, 1/2 Q₉₅ und 1/3 Q₉₅.

Betrachtet man nun, analog wie bei den Ausleitungskraftwerken größer 10 MW, die Erzeugungsverluste in Relation zur gesamten Aufbringung aus Wasserkraft, so kommt man unter Annahme des MJNQ_T-Szenarios auf 2,6 %.

Dies entspricht, in Relation zur Gesamt-Wasserkraftaufbringung, dem doppelten Verlust von Ausleitungskraftwerken > 10 MW (vgl. Kapitel 4.5.1.5.5).

Die höheren relative Restwasserverluste bei den kleinen Ausleitungskraftwerken im Vergleich zu den größeren ist zum Teil darauf zurückzuführen, dass es bei den Kleinwasserkraftwerken sehr viele alte Wasserrechte und Bewilligungen mit geringen Restwasservorschreibungen gibt.

4.5.3 Restwasser-Untersuchung bei Speicherkraftwerken > 10 MW

Da bezüglich der Restwasserproblematik bei Speicherkraftwerken die verschiedenen MJNQ_T-Szenarien berücksichtigt wurden, bedingt dies, dass die entsprechenden Verluste in Abhängigkeit von der Abfluss-Dauerlinie anfallen. Die Restwasserverluste, beispielsweise eines Speicherkraftwerks mit Zuflüssen mit einem hohen Niederwasserabfluss im Süden Österreichs, fallen sehr bedeutsam aus, da die MJNQ_T-Verluste der Bachbeileitungen in diesen konkreten Speicher immerhin 39 % betragen. Dies ist jedoch offensichtlich, da sich dieses Kraftwerk zwischen den Bioregionen „Ausläufer der Zentralalpen“ und „Inneralpine Beckenlandschaften“ befindet. In Analogie zu den bei den Kleinwasserkraftwerken in diesen Bioregionen ermittelten Restwasserverlusten von 38 % bzw. 46 % ergibt sich auch der hohe Erzeugungs-Verlust dieses Kraftwerks.

Die Restwasserverluste an den Beileitungen wurden nicht wie bei den Kleinwasserkraftwerken über ein Modell ermittelt, sondern in gemeinsamer Analyse anhand vorhandener Informationen der Kraftwerksbetreiber, welche standardisiert die Restwasserverluste je Beileitung erhoben. Aufgrund dieser sehr detaillierten Datenerhebung mussten die Ergebnisse auf Wunsch der Kraftwerksbetreiber anonymisiert werden. Bei der Betrachtung der Restwasserverluste wurde etwa die Hälfte der österreichischen

Speicherkraftwerkskapazität erfasst – etwa 8100 GWh von insgesamt ca. 10.000 GWh(E-Control, 2004) - und detailliert in Tabelle 37 dargestellt.

	absolut					relativ in %			
	RAV	1/3 MJNQ _T	1/2 MJNQ _T	2/3 MJNQ _T	MJNQ _T	1/3 MJNQ _T	1/2 MJNQ _T	2/3 MJNQ _T	MJNQ _T
Kraftwerk 1	45,0	1,3	1,9	2,5	3,9	2,9%	4,3%	5,6%	8,7%
Kraftwerk 2	260,0	8,4	12,8	16,7	25,3	3,2%	4,9%	6,4%	9,7%
Kraftwerk 3	392,0	15,6	23,8	31,2	47,2	4,0%	6,1%	8,0%	12,0%
Kraftwerk 4	548,0	27,2	41,5	54,4	82,4	5,0%	7,6%	9,9%	15,0%
Kraftwerk 5	32,0	0,7	1,0	1,3	2	2,2%	3,2%	4,1%	6,3%
Kraftwerk 6	356,0	10,4	21,4	36,1	63,1	2,9%	6,0%	10,1%	17,7%
Unternehmen 1	1633,0	63,6	102,5	142,2	223,9	3,9%	6,3%	8,7%	13,7%
Kraftwerk 8	96,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
Kraftwerk 9	211,0	2,9	5,2	7,4	13,2	1,4%	2,4%	3,5%	6,3%
Kraftwerk 10	50,5	0,0	0,7	1,3	3,5	0,0%	1,3%	2,6%	6,9%
Kraftwerk 11	60,5	1,2	2,0	2,7	4,8	2,0%	3,2%	4,5%	7,9%
Kraftwerk 12	73,6	5,1	7,7	10,2	15,5	6,9%	10,4%	13,9%	21,1%
Unternehmen 2	492,0	9,2	14,2	21,6	37,4	1,9%	2,9%	4,4%	7,6%
Kraftwerk 13	48,7	2,5	3,75	5	7,5	5,1%	7,7%	10,3%	15,4%
Kraftwerk 14	101,0	5,8	8,75	11,7	17,5	5,7%	8,7%	11,6%	17,3%
Kraftwerk 15	141,2	2,9	4,3	5,7	8,6	2,1%	3,0%	4,0%	6,1%
Kraftwerk 16	59,7	0,9	1,4	1,9	2,8	1,5%	2,3%	3,2%	4,7%
Kraftwerk 17	53,0	1,7	2,55	3,4	5,1	3,2%	4,8%	6,4%	9,6%
Kraftwerk 18	123,8	3,6	5,35	7,1	10,7	2,9%	4,3%	5,7%	8,6%
Unternehmen 3	527,4	17,4	26,1	34,8	52,2	3,3%	4,9%	6,6%	9,9%
Kraftwerk 19	5,3	0,1	0,2	0,2	0,3	2,1%	3,1%	4,2%	6,5%
Kraftwerk 20	106,5	0,2	0,3	0,4	0,6	0,2%	0,3%	0,4%	0,6%
Kraftwerk 21	91,6	0,1	0,2	0,2	0,3	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%
Kraftwerk 22	60,5	0,7	1,1	1,5	2,2	1,2%	1,8%	2,4%	3,6%
Kraftwerk 23	40,9	0,3	0,5	0,7	1,0	0,8%	1,3%	1,7%	2,5%
Kraftwerk 24	64,0	0,0	0,0	0,2	1,1	0,0%	0,0%	0,4%	1,7%
Kraftwerk 25	82,4	0,0	0,6	1,4	3,1	0,0%	0,7%	1,7%	3,8%
Kraftwerk 26	53,2	3,7	5,5	7,3	11,0	6,9%	10,3%	13,8%	20,7%
Unternehmen 4	504,4	5,2	8,3	12,0	19,7	1,0%	1,7%	2,4%	3,9%
Kraftwerk 27	102,0	9,0	13,5	18,0	27,0	8,8%	13,2%	17,6%	26,4%
Kraftwerk 28	47,7	6,5	9,8	13,0	19,5	13,7%	20,5%	27,3%	41,0%
Kraftwerk 29	50,3	3,6	5,4	7,3	10,9	7,2%	10,8%	14,4%	21,6%
Kraftwerk 30	8,0	0,9	1,4	1,8	2,8	11,5%	17,2%	22,9%	34,4%
Kraftwerk 31	63,1	3,6	5,4	7,2	10,7	5,7%	8,5%	11,3%	17,0%
Unternehmen 5	271,1	23,6	35,4	47,2	70,9	8,7%	13,1%	17,4%	26,1%
Kraftwerk 32	219,5	6,4	9,6	12,8	19,3	2,9%	4,4%	5,8%	8,8%
Kraftwerk 33	219,0	0,0	4,8	18,7	47,2	0,0%	2,2%	8,6%	21,6%
Kraftwerk 34	661,4	13,1	19,7	26,3	39,6	2,0%	3,0%	4,0%	6,0%
Kraftwerk 35	459,1	10,5	15,8	21,1	31,8	2,3%	3,4%	4,6%	6,9%
Unternehmen 6	1559,0	30,0	49,8	79,0	137,9	1,9%	3,2%	5,1%	8,8%
Kraftwerk 36	34,1	2,9	4,3	5,7	8,6	8,4%	12,6%	16,8%	25,2%
Unternehmen 7	34,1	2,9	4,3	5,7	8,6	8,4%	12,6%	16,8%	25,2%
Kraftwerk 37	83,5	11,4	17,1	22,8	34,2	13,6%	20,5%	27,3%	40,9%
Kraftwerk 38	36,0	4,3	6,5	8,7	13,0	12,0%	18,0%	24,1%	36,1%
Unternehmen 8	119,5	15,7	23,6	31,4	47,2	13,2%	19,7%	26,3%	39,5%
Kraftwerk 39	552,4	2,9	8,8	17,7	26,5	0,5%	1,6%	3,2%	4,8%
Kraftwerk 40	298,4	2,2	6,6	13,1	19,7	0,7%	2,2%	4,4%	6,6%
Kraftwerk 41	670,5	8,7	13,1	17,5	26,5	1,3%	1,9%	2,6%	3,9%
Kraftwerk 42	1097,4	23,0	36,7	50,6	79,3	2,1%	3,3%	4,6%	7,2%
Kraftwerk 43	370,4	22,6	33,9	45,2	67,8	6,1%	9,2%	12,2%	18,3%
Unternehmen 9	2989,1	59,3	99,1	144,2	219,8	2,0%	3,3%	4,8%	7,4%
Erfasste Summe	8129,5	167,5	264,3	374,0	597,7	2,1%	3,3%	4,6%	7,4%
Hochgerechnet	10000,0	206,1	325,1	460,0	735,2	2,1%	3,3%	4,6%	7,4%

Tabelle 37: Restwasserverluste der erfassten Speicherkraftwerke

Tabelle 38: Zusammenfassung der Restwasserverluste bei Speicherkraftwerken

Szenario	Erzeugungsverluste*	Verlust % der Speicherkrafterzeugung*
	GWh	%
MJNQ _T	735,2	7,4
2/3 MJNQ _T	460	4,6
1/2 MJNQ _T	325,1	3,3
1/3 MJNQ _T	206,1	2,1

*Hochgerechnet auf die gesamte Erzeugung aus ungespeicherten Zufluss

Eine finanzielle Bewertung dieser Restwassermengenverluste ist bei Speicherkraftwerken im Gegensatz zu Laufkraftwerken, die typischerweise Grundlast liefern, nicht durchführbar. Speicherkraftwerke weisen je nach Zufluss und Speicherverhältnissen unterschiedliche Einsatzcharakteristika auf und bieten ihre Erzeugung an unterschiedlichen Märkten und für unterschiedliche Dienstleistungen an, wie z.B. Regelenergie-, Ausgleichsenergie-, Spotmärkte bzw. interne Bilanzgruppenausregelung.

4.6 Untersuchung zur Wiederherstellung der Durchgängigkeit bei Kraftwerken größer 10 MW

4.6.1 Allgemeines

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie schreibt den Schutz bzw. die Revitalisierung der Fauna und Flora der europäischen Gewässer mit unterschiedlichen Qualitätszielvorgaben je nach Gewässereinordnung vor (vgl. Kapitel 2.2.4). Die Umsetzung der Richtlinie fordert das Wiederherstellen des Gewässerkontinuums um in Fließgewässern. Diese für Österreich (aufgrund der alpinen Lage) besonders bedeutsame Auflage impliziert nicht nur die Errichtung von Fischaufstiegshilfen, sondern vor allem auch die fisch- bzw. organismenpassierbare Ausgestaltung und Anbindung der Seitenzubringer, um damit auch Laichwanderungen in die Seitenzubringer zu ermöglichen.

4.6.1.1 Arten von Fischaufstiegen

Von den verschiedenen Möglichkeiten, Fischaufstiegshilfen zu realisieren, lassen sich grundsätzlich zwei Typen unterscheiden:

- Naturnahe Lösung
- Technische Lösung

Erstere Variante ist die sinnvollere, weil kostengünstigere und wird deshalb auch im Rahmen der Möglichkeiten bevorzugt realisiert.

Folgende Aufzählung ist beispielhaft und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Natürliche Fischaufstiege:

- Umgehungsgerinne/-bäche: nach dem Vorbild eines naturnahen Gebirgsbach
- Fischrampen: besteht aus einer in ein Absturzbauwerk mit Natursteinen versehenen integrierten Rampe
- Sohlrampen: durch den Umbau von Sohlabstürzen in flach geneigte aufgelöste Rampen realisiert
- Tümpelpass: Abfolge von Tümpeln und fischpassierbaren Schnellen

Technische Fischaufstiege:

- Fischaufzüge
- Beckenpass: in einzelne Becken unterteilte treppenartige Rinne mit Zwischenwänden
- Schlitzpass: Verbesserte Variante des Beckenpasses, Zwischenwände mit Schlitzen
- Denilpass: Rinne mit U-förmigen, gegen die Strömung gerichteten Einbauten

4.6.2 Abschätzung der Investitionskosten für Fischaufstiegshilfen

Aufgrund einer ganzen Reihe von Faktoren, die die Kosten der Errichtung von Fischaufstiegen bestimmen, ist es in dieser Studie nicht möglich, eine präzise Wertangabe für die Kosten der Fischtreppe je Kraftwerk darzulegen. Aus diesen Gründen wurden die vorhandenen Datensätze mittels geeigneter Methoden analysiert und darauf basierend passende Annahmen getroffen.

Um mögliche Umsetzungen darzustellen, wurden mehrere Szenarien zur Herstellung der Durchgängigkeit untersucht.

Die Szenarien unterscheiden die zu errichtenden Fischaufstiegshilfen je nach geodätischer Höhenlage der Kontinuumsunterbrechung. Des Weiteren wurde angenommen, dass Kontinuumsunterbrechungen nur bis zu einer Höhendifferenz von 12 m installiert werden müssen. Die Auswertung der Daten ergab, dass gerade in diesem Höhenbereich der Kontinuumsunterbrechung die Investitionskosten je nach Szenario stark variieren. Der Grund für diese Sensibilität der Ergebnisse ist, dass besonders viele große Laufkraftwerke mit hohen Investitionskosten für die Herstellung der Durchgängigkeit in diesem Höhenbereich der Kontinuumsunterbrechung liegen. Aus diesem Grund wurde die Kontinuumsunterbrechung von über 12 m in einem weiteren Szenario unter Einbeziehung der ökologischen Sinnhaftigkeit berücksichtigt. Eine weitere Dimension der Szenariorechnung ist die geodätische Höhe, bis zu welcher Fischaufstiegshilfen vorzusehen sind. Die Staffelung der Szenarien nach der geodätischen Höhe soll gewässerspezifische Eigenschaften vereinfacht berücksichtigen. Hier sind die vorgegebenen Höhen 500 m ü.A., 800 m ü.A. und 1200 m ü.A. bis zu welcher Fischaufstiegshilfen im Szenario berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass im Szenario 800 m ü.A. auch die Fischaufstiegshilfen aus dem Szenario 500 m ü.A. enthalten sind. Mit diesen Szenarien sind somit auch Fischaufstiegshilfen bei Fassungen einiger Speicher berücksichtigt. Einen weiteren erheblichen Kostenfaktor zur Herstellung der Durchgängigkeit stellt die Anbindung der Nebengewässer dar, der die Sanierungskosten eines Gewässerabschnittes im Bereich eines Kraftwerks vervielfachen kann.

4.6.2.1 Korrelation Höhe der Kontinuumsunterbrechung – Investitionskosten je Fischaufstieg

Aus den vorhandenen Daten über die Kostenhöhe für die Errichtung von Fischaufstiegen wurde eine Korrelation der Höhe der Kontinuumsunterbrechung mit den Kosten je Fischaufstiegshilfe¹¹ pro Kraftwerk erstellt.

¹¹ Berücksichtigt wurden dabei nur die ausschließlich von den Betreibern als „ökologisch sinnvoll“ eingestuft Investitionen, auch wenn darunter Investitionen für FAH von Kraftwerken mit Fallhöhen von weit mehr als 12 m fallen.

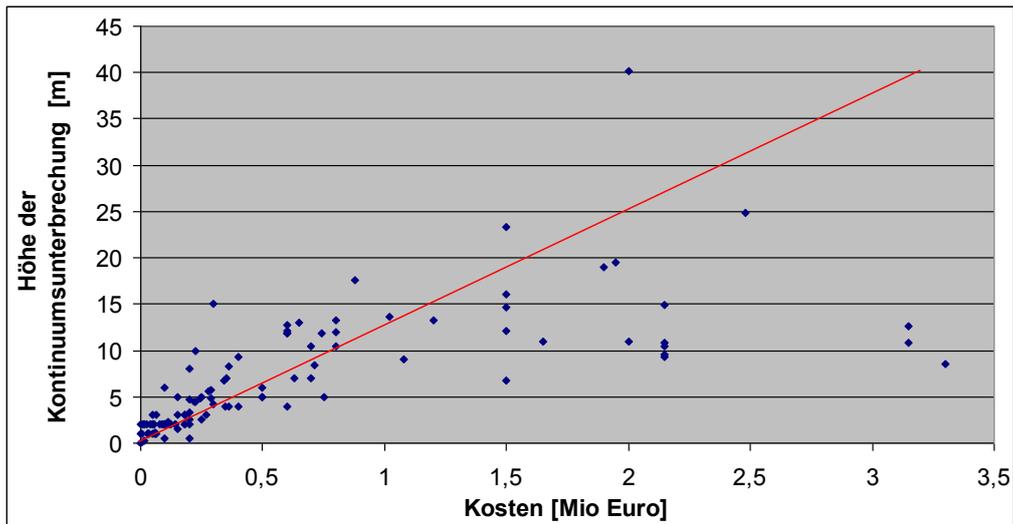


Abbildung 134: Regression der Höhe der Kontinuumsunterbrechung mit den Kosten der Fischaufstiegshilfe (Gesamtbetrachtung)

In Abbildung 134 ist bis zu einer Höhe der Kontinuumsunterbrechung von ca. 8 bis 9 Meter ein eindeutig linearer Zusammenhang mit Kosten erkennbar. Bei Laufkraftwerken mit größeren Fallhöhen ist sich dieser Zusammenhang nicht mehr gegeben. Dies ist dadurch erklärbar, dass sich verschiedene Faktoren (wie z.B. geologische Gegebenheiten, Typ des Fischaufstiegs, ...) bei größeren Kontinuumsunterbrechung stärker auf die Höhe der Kosten auswirken.

In Abbildung 134 wurden auch die sehr kostenintensiven Investitionskosten für FAH der Donaukraftwerke und Ennskraftwerkskette in die Betrachtung einbezogen. Werden diese nicht berücksichtigt, erhält man folgende Regression:

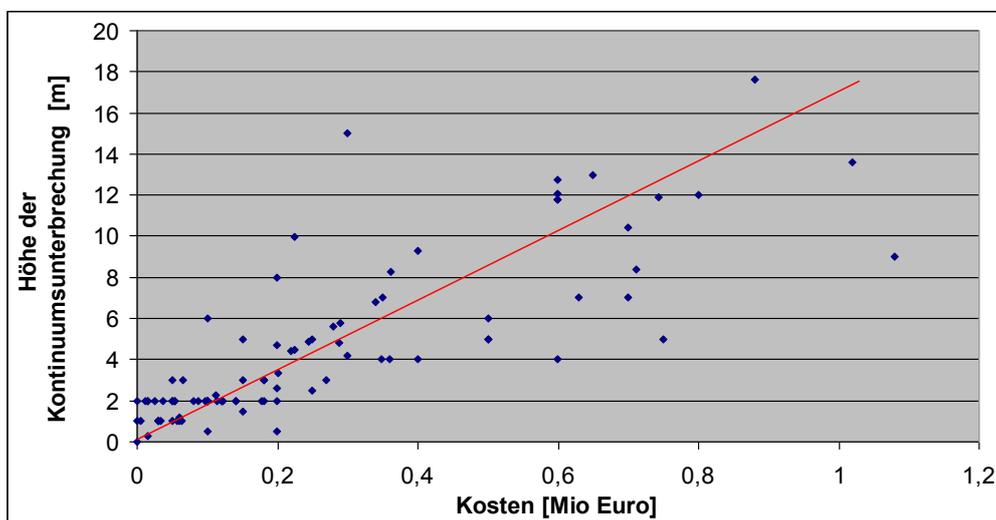


Abbildung 135: Regression der Höhe der Kontinuumsunterbrechung mit den Kosten der Fischaufstiegshilfe ohne Donau- und Ennskraftwerke

4.6.3 Korrelation der Investitionskosten je Fischaufstiegshilfe mit der geodätischen Höhe

Abbildung 136 stellt die Kosten der Fischaufstiegshilfen in Abhängigkeit der geodätischen Höhe dar. Deutlich erkennbar ist der degressive Zusammenhang der Kosten mit der

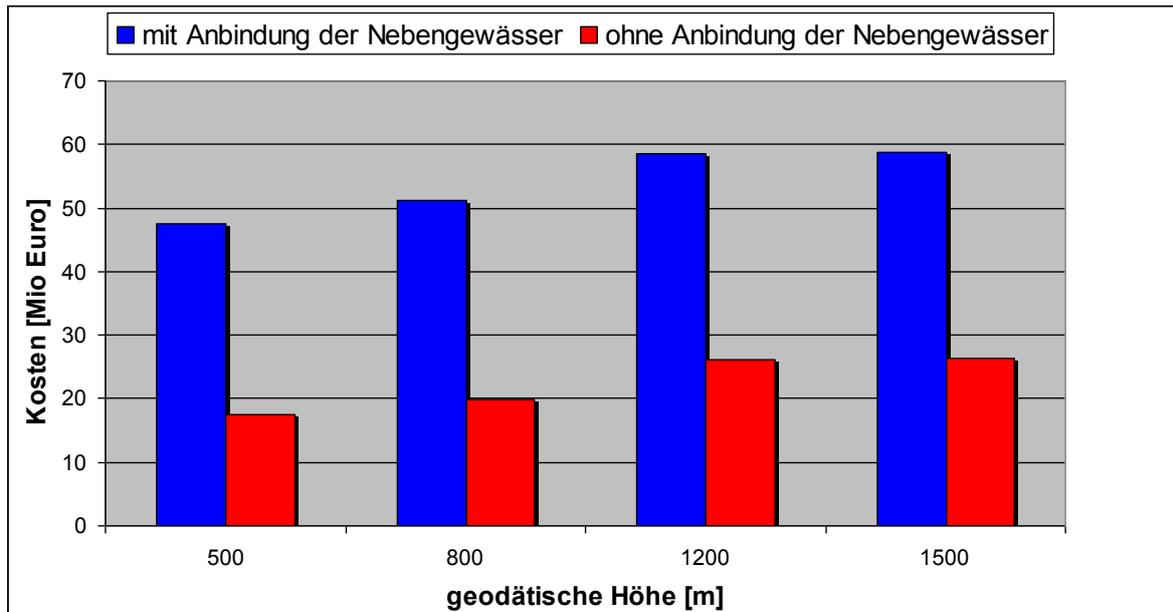


Abbildung 137: Nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischaufstiegshilfen mit Fallhöhen < 12 m mit und ohne Anbindung der Nebengewässer

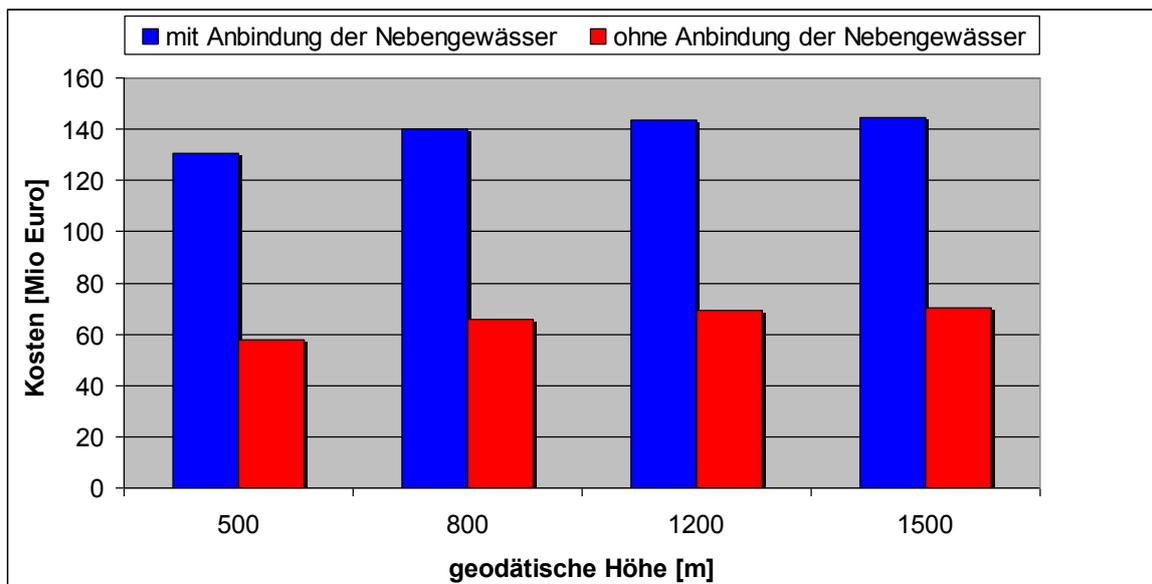


Abbildung 138: Nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischaufstiegshilfen mit und ohne Anbindung der Nebengewässer

Vor allem die Kraftwerke an der Donau und der Enns bilden aufgrund der von den Betreibern attestierten ökologischen Sinnhaftigkeit der FAH-Investitionen, trotz Fallhöhen mit teilweise weit über 12 Metern, einen gewichtigen Anteil, der (laut Betreibern) nicht außer Acht gelassen werden darf.

Im Vergleich von Abbildung 138 und Abbildung 137 erkennt man einen deutlichen Unterschied in den Errichtungskosten der FAH. Dies deutet auf eine Investitionsbereitschaft der Betreiber in FAH mit Fallhöhen größer 12 Meter hin. Vor allem die Kraftwerke an der Donau und Enns bilden aufgrund größerer Fallhöhen – und laut Betreiberangaben ökologischer Sinnhaftigkeit der FAH-Investitionen – einen gewichtigen Anteil an obiger Kostendifferenz.

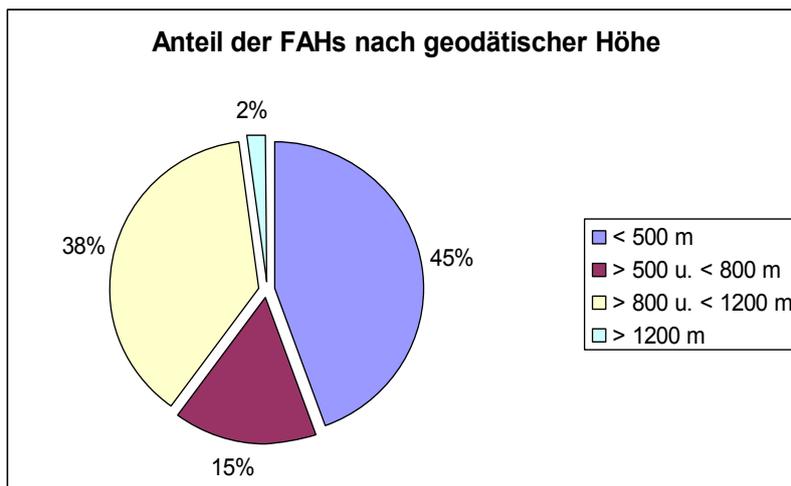


Abbildung 139: Anteil der FAH nach geodätischer Höhe

Abbildung 139 zeigt die Verteilung der Kraftwerke mit FAH nach geodätischen Höhenlagen. Wie der Vergleich der Abbildung 138 und Abbildung 139 zeigt, stellt der Abschnitt mit einer geodätischen Höhe von weniger als 500 Metern sowohl den quantitativen als auch kostenmäßigen Schwerpunkt dar. Die Errichtung von Fischaufstiegen im Bereich von 800 bis 1200 Meter Seehöhe ist hingegen als wenig kostenintensiv zu bewerten.

4.6.5 Auswirkung FAH-Dotierung bei Kraftwerken über 10 MW

4.6.5.1 Allgemeines

Fischaufstiegshilfen sind bei Flusskraftwerken mit einer Höhendifferenz bis 12 m vorgesehen. Das bedeutet, dass die Ausleitungskraftwerke (Ausleitungskraftwerke > 10 MW und Speicherkraftwerke > 10MW) in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt sind. Im weiteren Verlauf werden bei den Berechnungen nur Kraftwerke berücksichtigt deren Stauwerk eine Einheit mit dem Krafthaus bzw. örtlich sehr nahe zueinander gelegen sind, sodass es keine bedeutende Restwasserstrecke gibt. Dies trifft auf Anlagen zu, wie sie in der Abbildung 30 dargestellt sind. Da die Fischaufstiegsdotierung an der Wehranlage vorbeiführt, kommt es zu Einbußen im Regelarbeitsvermögen des entsprechenden Kraftwerks. Im Folgenden wird die Höhe dieser Verluste abgeschätzt werden, was durch Annahme von plausiblen Dotier-Szenarien geschieht. Eine Dotierung in den Fischaufstieg wird in der Realität in den meisten Fällen so konzipiert, dass die Dotierung in einem gewissen Rahmen dem Wasserdargebot angepasst wird – im Winterhalbjahr eine geringere, im Sommerhalbjahr eine etwas höhere Dotierung. In der vorliegenden Berechnung wurden, bis auf den Fall Donau, vereinfacht über das Jahr konstante Dotierungsszenarien angenommen.

4.6.5.2 Vorgehensweise

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung der Fischwasser-Dotierung auf das RAV von Großkraftwerken, sowie die geldmäßige Bewertung der Verluste erläutert. Zur finanziellen Bewertung der Verluste wurde der mittlere monatliche EEX-Base-Preis des Jahres 2004 als Maßstab verwendet.

Für jeden Flussbereich wurden verschiedene Szenarien von Fischwasser-Dotierungen angenommen, wobei zwischen Flüssen mit einem jährlichen MQ größer bzw. kleiner $150 \text{ m}^3/\text{s}$ unterschieden wurde.

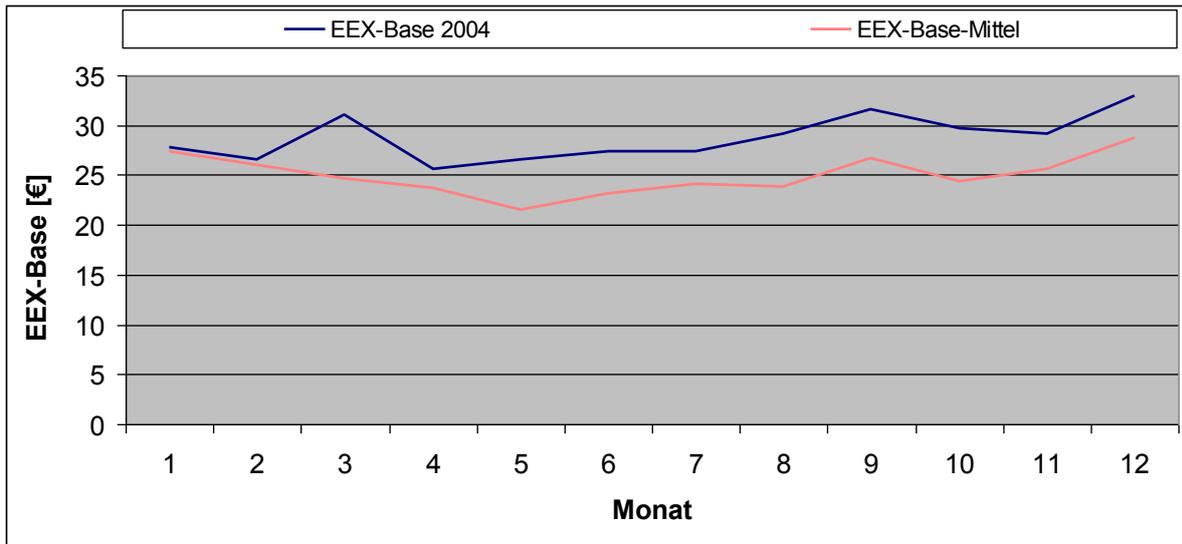


Abbildung 140: EEX-Base 2004 und mehrjähriges Mittel des EEX-Base-Preises

4.6.5.3 Szenarien

Folgende Annahmen wurden für die Szenariorechnungen angenommen. In der Praxis wird die Restwassermenge an die örtlichen Gegebenheiten und Forderungen des Gewässerschutzes angepasst. In der Szenariorechnung wurden die Dotierwassermengen individuell zugeordnet. In einer ersten Betrachtung werden nur Kraftwerke mit einer Kontinuumsunterbrechung von weniger als 12 m berücksichtigt. In einem zweiten Schritt werden auch Flusskraftwerke mit einer Höhendifferenz von mehr als 12 m berücksichtigt, dabei gestalten sich die finanziellen Verluste aufgrund der höheren potenziellen Energie dieser Restwassermengen deutlich höher.

Flüsse mit MQ kleiner $150 \text{ m}^3/\text{s}$:

- Szenario: 300 l/s Dotierung

Flüsse mit MQ größer $150 \text{ m}^3/\text{s}$:

- Szenario: 500 l/s Dotierung

Zuteilung der Restwassermengen zu den Kraftwerken:

Für die Donaukraftwerke wurde eine saisonale Unterscheidung vorgenommen.

Kraftwerke an der Donau:

- Sommerhalbjahr: 1800 l/s Dotierung
- Winterhalbjahr: 1500 l/s Dotierung

Kraftwerke an der Salzach und Saalach:

- Sohlstufe-Hallein: 500 l/s Dotierung
- St. Johann, Urreiting, Bischofshofen: 300 l/s Dotierung
- Kreuzberg-Maut, Urstein, Rott (Saalach) bereits bestehende Dotierung

Kraftwerke am Inn:

- Passau, Schärding, Braunau, Oberaudorf 500 l/s Dotierung
- Langkampfen: 300 l/s Dotierung
Für das Kraftwerk Langkampfen besteht für die Monate Mai bis August bereits eine Vorschreibung über 300 l/s. Diese bestehende Vorschreibung wurde aus den Verlusten heraus gerechnet.

Kraftwerke an der Drau:

- Paternion, Kellerberg, Villach: 300 l/s Dotierung
- Feistritz, Ferlach, Annabrücke, Edling, Schwabeck: 500 l/s Dotierung
- Lavamünd: 500 l/s Dotierung

Kraftwerke an der Traun:

- Ohne Lambach (bereits mit 1 m³/s dotiert)
- Traun Pucking, Marchtrenk, Traunfall, Steyrdurchbruch, Gmunden: 300 l/s Dotierung

Kraftwerke an der Enns:

- Schönau: 300 l/s Dotierung
- Großraming, Losenstein, Ternberg, Rosenau, Garsten, Staning, Mühlrading: 500 l/s Dotierung

Kraftwerke an der Mur:

Die Kraftwerke Rabenstein und Friesach sind bereits mit Fischaufstiegshilfen ausgerüstet und bleiben daher in dieser Betrachtung unberücksichtigt.

- Weinzödl, Lebring, Mellach Murstufe, Grall, Gabersdorf, Obervogau, Spielfeld: 300 l/s Dotierung

Anhand dieser Annahmen können Werte für beliebige, kraftwerksspezifische Szenarien hochgerechnet werden.

Des Weiteren wurde berücksichtigt, dass bei einer Überschreitung der Ausbauwassermenge keine Verluste durch Fischaufstiegsdotierung anfallen.

4.6.5.4 Gesamtbetrachtung

In

Tabelle 39 sind die aufgrund der Dotation in die Fischaufstiegshilfen anfallenden jährlichen Verluste dargestellt. Der Betrag von rund 280.000 Euro ist in Relation zur Restwasserproblematik bei Ausleitungskraftwerken bzw. Schwallproblematik bei Speicherkraftwerken als geringfügig zu bezeichnen.

Die Saisonalität der Verluste in Tabelle 40 zeigt eine geringfügige Minderung der Verluste in den Sommermonaten aufgrund der Überschreitung der Ausbauwassermenge. Die geringeren Verluste im Monat Februar sind Kalendereffekte aufgrund der geringeren Tage des Monats.

Tabelle 39: Gesamt-Betrachtung der Verluste aufgrund der Fischwasser-Dotation

Fluss	Finanzielle Einbußen €/a
Donau	167 933
Inn	18 765
Traun	7 950
Salzach	14 835
Drau	23 743
Enns	7 910
Mur	38 390
Summe	279 526

Tabelle 40: Finanzielle Einbußen in €/a durch Wasserdotation in Fischaufstiegshilfen in den einzelnen Flussgebieten nach Monat aufgliedert

Fluss	Jan.	Feb.	Mär.	Apr.	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Donau	12920	11125	14397	12715	13621	13598	14039	16247	17049	13793	13105	15324
Inn	1879	1618	2094	1670	1570	0	0	1728	2056	2006	1906	2229
Traun	654	563	728	581	622	621	641	685	719	698	663	775
Salzach	1443	1234	1298	903	1133	1177	1265	1257	1357	958	1302	1510
Drau	2003	1725	2232	1781	1908	1278	1966	2099	2203	2139	2032	2376
Enns	706	607	786	627	0	671	692	739	776	753	716	837
Mur	3156	2717	3517	2805	3005	3000	3097	3307	3470	3369	3201	3743
Summe	22761	19589	25052	21082	21860	20345	21701	26063	27640	23716	22924	26794

Betrachtet man nun alle Kontinuumsunterbrechungen (auch Höhendifferenzen über 12 m), so ergibt sich eine jährliche Einbuße von rund 720.000 Euro. Die Installation einer Fischaufstiegshilfe obliegt dem Kraftwerksbetreiber, bzw. wird bei Konzessionsvergaben und -verlängerungen von der Behörde vorgeschrieben. Die hier dargestellte Untersuchung soll die Größenordnung der Verluste und die Sensibilität der Auswirkungen in Abhängigkeit der zu überwindenden Kontinuumsunterbrechung darstellen.

Fluss	Verluste bei Kontinuumsunterbrechung		€/a
	bis 12 m	über 12 m	
Donau	167 933	315 391	€/a
Inn	18 765	39 241	€/a
Traun	7 950	56 295	€/a
Salzach	14 835	14 835	€/a
Drau	23 743	139 375	€/a
Enns	7 910	114 078	€/a
Mur	38 390	38 390	€/a
Summe	279 526	717 605	€/a

Tabelle 41: Gesamt-Betrachtung der Verluste aufgrund der Fischwasser-Dotation

Man erkennt aus den Ergebnissen, dass die Kontinuumsunterbrechungen einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis haben, da sie mit den Fallhöhen korrelieren. Das Ergebnis aus Tabelle 41 zeigt, dass sich unter Berücksichtigung der Kontinuumsunterbrechungen höher als 12 m die Einbußen mehr als verdoppeln.

4.7 Umlegung der Ergebnisse der Restwasseruntersuchung bei Laufkraftwerken auf benachbarte Staaten im EU-Alpenraum

4.7.1 Methodische Vorgehensweise

Basierend auf Untersuchungen zur Auswirkung von Umsetzungsszenarien der Wasserrahmenrichtlinie für die Wasserkraft in Österreich werden mögliche Umsetzungsszenarien für Restwasserdotationen bei großen Ausleitungskraftwerken im EU-Alpenraum dargestellt. Für die Untersuchung wurden zwei Klassen des Kraftwerksparks untersucht:

- Kleinwasserkraftwerke
- Laufkraftwerke mit Ausleitung

Mit der in Kapitel 4.5.1.5 vorgestellten Methodik wird mit Hilfe der Abflussganglinie der Restwasserverlust abschätzt. Die Restwasserszenarien werden auf Basis des $MJNQ_T$ durchgeführt. Diese Daten sind in den hydrographischen Veröffentlichungen nur teilweise enthalten. Aus diesem Grund wird als Ersatzwert der Q_{95} Abfluss verwendet (siehe Kapitel 4.4.1).

Die Untersuchung der Restwasserszenarien wurde auf Basis des Q_{95} bzw. des $MJNQ_T$, den mittleren Niederwasserabfluss, durchgeführt. Als Restwasserszenarien wurden somit analog zur österreichischen Betrachtung $MJNQ_T$, $2/3 MJNQ_T$ und $1/3 MJNQ_T$ definiert.

Die mit dieser Methode abgeschätzten Restwasserdotationen und Erzeugungsminderungen sollen die regionale Sensibilität der Wasserkrafterzeugung auf verschiedene Restwasserszenarien abschätzen. Aufgrund fehlender Informationen über etwaige bestehende Restwasservorschreibungen wurde diese Untersuchung unter der Annahme des Fehlens jeglicher Restwasserdotation vorgenommen.

Die Ergebnisse der Abschätzung der Verluste durch Restwasser werden abschließend den jeweiligen Zielen der einzelnen Staaten bezüglich der Stromaufbringung aus erneuerbaren Energieformen gegenübergestellt. (EU, 2001) Als Basis für die Abschätzung der Auswirkungen der Restwasserszenarien auf die Zielerreichung im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung in den einzelnen Ländern wurden Bedarfsprognosen der Eurelectric herangezogen. (EURELECTRIC, 2006) Verwendet wurde ein Berechnungsmodell in Matlab mit Datenbankzugriff auf eine zentrale Datenbank der Kraftwerksdaten und Abflussdaten.

4.7.2 Verwendete Datenbasis

Die am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickelte Methodik erfordert Daten der Hydrographie und der Wasserkraftwerke. Für die Hydrographie werden

- Abflussdauerlinien und
- Regeljahresganglinien für verschiedene Flusseinzugsgebiete,
- $MJNQ_T$ und
- MQ für den zu gehörigen Pegel

benötigt.

Für die Ermittlung der Restwasserverluste notwendige Kraftwerksdaten:

- Engpassleistung
- Regeljahresarbeitsvermögen
- Ausleitung (Ja/Nein)

Für die großen Ausleitungskraftwerke zusätzlich

- der Ausbaudurchfluss.

verwendet.

Verwendete hydrographische Daten:

- Österreich: eHYD (BMLFUW, eHYD, 2004), Hydrographisches Jahrbuch (Hydrographischer Dienst in Österreich, 2002)
- Deutschland: Hydrologisches Jahrbuch der Schweiz (Bundesamt für Umwelt, Schweizerische Eidgenossenschaft, 2007), Hochwassernachrichtendienst Bayern (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2006), Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch Rheingebiet Teil I (LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, 2005)
- Frankreich: Sandre(SANDRE, 2007), Banque Hydro (BANQUE HYDRO, 2007)
- Slowenien: Mauro Hrvatin , Dischargeregimes in Slovenia (Hrvatin, 1998), Hydrologisches Archiv (Agencija Republike Slovenije za okolje, 2006),

Kraftwerksdaten:

- Großwasserkraft: Eigene Recherchen, online veröffentlichte Statistiken und Kraftwerksbestände der Unternehmen und Behörden.
- Kleinwasserkraft: Regionale Vertretungen, Auskünfte der zuständigen Behörden der Regionen.

4.7.3 Geographische Eingrenzung der Untersuchung

Die Untersuchung beschränkt sich geographisch auf die EU-Mitglieder der Anrainerstaaten der Alpen. In Abbildung 141 sind die Untersuchungsregion dargestellt. Da für die Ermittlung der Auswirkungen von Restwasserdotationen ein hoher Grad der Detaillierung in der Modellierung und eine hohe Qualität Daten notwendig sind, wurde die Untersuchung auf die beschriebene Region beschränkt.

Zum Zeitpunkt der Untersuchung lagen vor allem für Italien und Baden-Württemberg Daten in niedriger Qualität vor, sodass diese beiden auf Basis der Ergebnisse benachbarter Regionen grob abgeschätzt wurden.

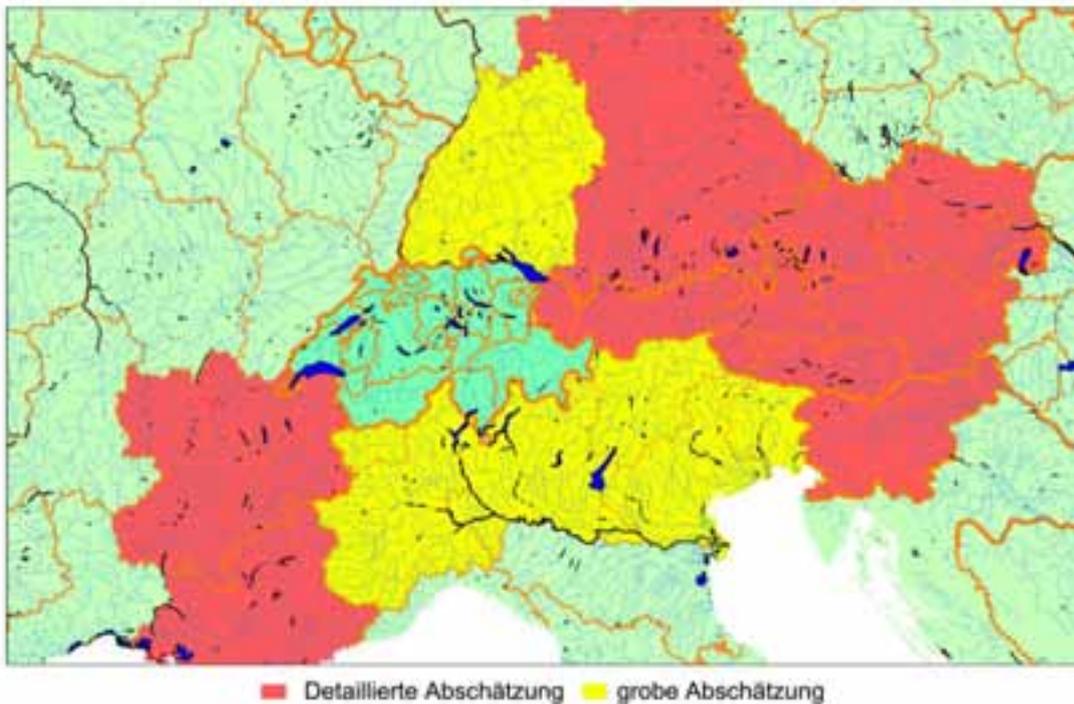


Abbildung 141: Geographische Eingrenzung der Untersuchung

4.7.4 Besonderheiten in den einzelnen Ländern

4.7.4.1 Frankreich

In Frankreich wurden die Regionen Provence-Cote d'Azur und Rhone-Alpes untersucht. Die Region Rhone-Alpes ist aus der Sicht der Wasserkraftnutzung die am stärksten genutzte Wasserkraftregion Frankreichs. In dieser Region befinden sich die wasserreichen Flüsse Rhone mit ihren Zubringern Isère und Ain. Im Einzugsgebiet der Isère befinden sich zahlreiche der leistungsstärksten Speicherkraftwerke Frankreichs. Südlich dem Departement Rhone-Alpes liegt die Region Provence Cote d'Azur, die ebenfalls zu einem großen Teil im Einzugsgebiet der Rhone liegt, mit den Kraftwerken an der Durance, Verdon und Var. Die Laufkraftwerke an der französischen Rhone sind neben den Rheinkraftwerken, die leistungsstärksten Laufkraftwerke Frankreichs. Das Regelarbeitsvermögen der Kraftwerkskette an der Rhone beträgt rund 16 TWh. Dies entspricht einem Anteil von knapp über 24 % an der Stromerzeugung aus Wasserkraft in Frankreich.

Die Rhone-Kraftwerke sind zu einem großen Anteil als Ausleitungskraftwerke ausgeführt, da der Triebwasserkanal zusätzlich für die Binnenschifffahrt verwendet wird (Abbildung 142). Insgesamt wurden in dieser Region Kraftwerke mit einer gesamten installierten Leistung von 8.800 MW und mit einem Regelarbeitsvermögen von 29.825 GWh erfasst. Die absolute installierte Leistung der Untersuchungsregion beträgt 13.756 MW mit einer Erzeugung von 35.860 GWh im Jahr 2003 (Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie, 2003). Aus der Datenerhebung für französische Wasserkraftanlagen lässt sich ein hoher Anteil an Ausleitungskraftwerken ermitteln. Aus der Auswertung geht hervor, dass in der untersuchten Region ein vergleichsweise hoher Prozentsatz von ca. 80 % der Kraftwerke mit Wasserausleitungen ausgeführt sind (die Rhone wird hier als eigene Stichprobe behandelt). Im Zentralmassiv ist der Anteil an Ausleitungen vergleichsweise niedriger und beträgt rund 60 %.



Abbildung 142: Typisches Kraftwerkschema eines Ausleitungskraftwerks an der Rhone. Quelle: Google Maps 2006, eigene Ergänzungen

4.7.4.2 Bayern

In Deutschland ist das Bundesland Bayern aufgrund seines orographischen Profils jenes Bundesland mit dem größten Wasserkraftpotenzial. Danach folgt das vom Bundesland Baden Württemberg. Die Rheinkraftwerke an der Grenze zu Frankreich wurden in dieser Untersuchung nicht betrachtet. Die Rechte zur Nutzung der Wasserkraft am Rhein sind mit dem Vertrag von Versailles Art. 358 an Frankreich gefallen. (Weimarer Republik, 1919)

Die größten Flüsse in Bayern sind die Donau, der Inn, der Main, die Isar, der Lech und die Ill. Die Flüsse Main und Donau sind durch den Rhein-Main-Donaukanal verbunden und werden als Binnenwasserweg genutzt. Im Gegensatz zu den Wasserkraftwerken an der Rhone sind die Wasserkraftwerke am Main und an der Donau nicht als Ausleitungskraftwerke ausgeführt (Abbildung 143). In der Abschätzung der Restwasserverluste wurden die Kraftwerke an der Donau, Isar, Günz sowie am Main, Inn, Lech, Alz und Iller detailliert untersucht.



Abbildung 143: Typische Kraftwerkschemata am Main und der Donau. Quelle: Google Maps 2006, eigene Ergänzungen

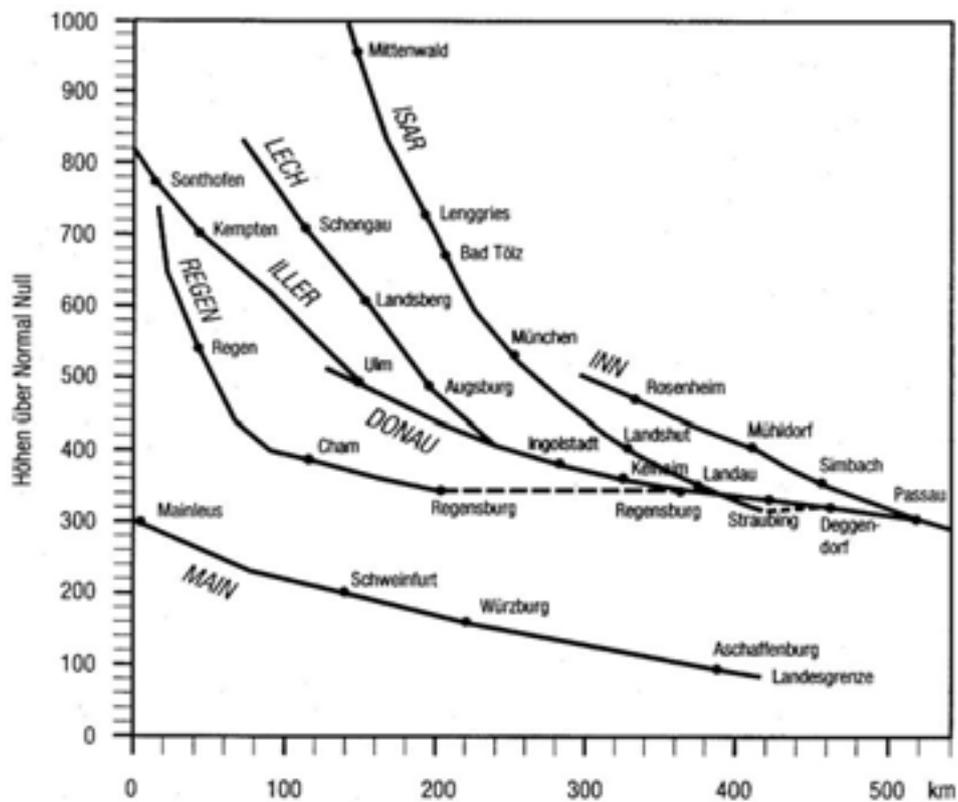


Abbildung 144: Höhenprofile der Fließgewässer in Bayern (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2006)

Der Anteil der Ausleitungskraftwerke größer 10 MW in Bayern ist im Vergleich zu Österreich und Frankreich niedriger.

Anzumerken ist, dass auch der Anteil der Ausleitungskraftwerke bei Kleinwasserkraftwerken in der Größenklasse der Kraftwerke über 1 MW bis kleiner 10 MW bedeutend niedriger ist als es die Untersuchung in Österreich ergab. Für die kleinen Wasserkraftwerke bis 1 MW konnte kein exakter Ausleitungsanteil ermittelt werden, dieser wurde mit etwa 60 % aus einer kleinen Stichprobe abgeschätzt.

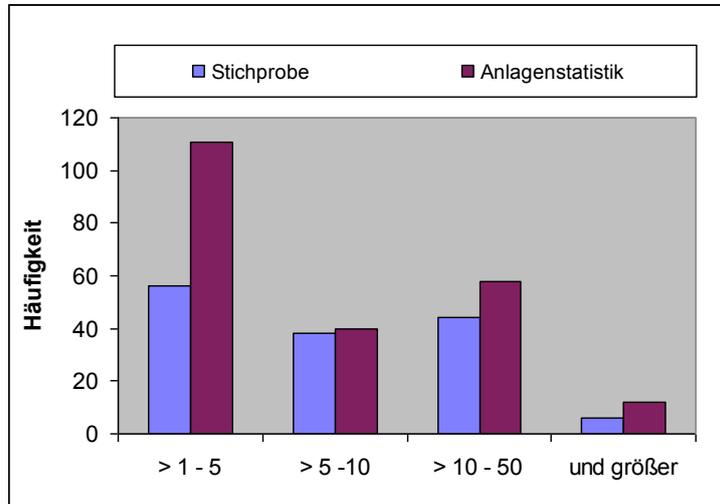


Abbildung 145: Vergleich der ermittelten Stichprobe mit der veröffentlichten Anlagenstatistik in Bayern (Bayrisches Landesamt für Wasserwirtschaft, 2006)

4.7.4.3 Baden Württemberg

Baden Württemberg ist in Deutschland nach Bayern das Bundesland mit der zweitgrößten Stromerzeugung aus Wasserkraft. Zusammen produzieren die Bundesländer Bayern und Baden Württemberg etwa drei Viertel des Stromes aus Wasserkraft in Deutschland. Die großen Flüsse Baden Württembergs, der Rhein (Hochrhein und Oberrhein), Main sowie die Donau werden intensiv zur Stromerzeugung genutzt und sind weitgehend ausgebaut. Neben der Stromerzeugung werden die Flüsse Rhein (Oberrhein), Main und Neckar zusätzlich zur Binnenschifffahrt verwendet. Das gesamte technisch-nutzbare Wasserkraftpotenzial in Baden Württemberg wird mit 6.250 GWh angegeben, zur Energiegewinnung werden ca. 4.300 GWh genutzt. (Heimerl, 2005)

4.7.4.4 Österreich

Österreich weist im europäischen Vergleich einen besonders hohen Stromerzeugungsanteil aus erneuerbaren Energien auf. Dies ist auf die gut ausgebaute Wasserkraft in Österreich zurückzuführen die mit etwa 42.000 GWh rund 60 % der österreichischen Stromerzeugung ausmacht.

Österreich ist begünstigt durch seinen hohen Anteil an Laufwasserkraft (ca. 26.300 GWh) der großteils durch die Kraftwerke an der Donau, Drau, Salzach, Mur, Enns, Traun und dem Inn gewonnen wird. Des Weiteren sind Speicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 6.400 MW und einer Stromerzeugung von ca. 12.300 GWh installiert. Etwa 4.000 GWh werden durch Kraftwerke mit einer Leistung kleiner 10 MW aufgebracht. Im Zuge der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie wurde eine detaillierte Untersuchung möglicher Umsetzungsszenarien der Wasserrahmenrichtlinie für Österreich in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Land-, Forst- Umwelt und Wasserwirtschaft und der österreichischen Elektrizitätswirtschaft durchgeführt. (Stigler, Huber, Wulz, & Todem, 2005)

4.7.4.5 Slowenien

Slowenien hat trotz eines beträchtlichen Potenzials von 8.500 GWh nur etwa 3.500 GWh ausgebaut. Die größten Wasserkraftwerke in Slowenien befinden sich an der Drava (Drau),

Mura (untere Mur), Sava und Soca. Der geringe Ausbaugrad des Potenzials spiegelt sich in den zahlreichen Ausbau- und Revitalisierungsprojekten in Slowenien wieder. (Slovenske Elektrarne, 2007) Bei der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftwerken verhält es sich ähnlich. Um den Restwasserverlust bei der Kleinwasserkraft abzuschätzen wurden Ausleitungsanteile benachbarter österreichischer Regionen verwendet. (Wasserbuch, Land Steiermark, 2004)

4.7.4.6 Italien

In Italien werden jährlich etwa 40.000 GWh Strom aus Wasserkraft gewonnen; der Großteil im Einzugsgebiet des Po, das sich nahezu über das gesamte nördliche Italien erstreckt. In dieser Untersuchung konnte nur eine relativ grobe Abschätzung der Restwasserverluste vorgenommen werden, da weder detaillierte Kraftwerksinformationen noch Informationen über die Abflüsse der Gewässer in den einzelnen Regionen verfügbar waren. Die Ergebnisse für die italienische Region sind daher mit Unsicherheiten behaftet.

4.7.5 Ergebnisse der Restwasseruntersuchung für den Alpenraum

4.7.5.1.1 Restwasseruntersuchung

Zur Gegenüberstellung verschiedener Ziele der Europäischen Union werden die Ziele der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (im Weiteren als RES-Ziele bezeichnet) der untersuchten Länder auf Basis von Strombedarfsprognosen für das Jahr 2010 hochgerechnet. (EURELECTRIC, 2006) und anschließend die Auswirkung der Restwasserverluste auf die Zielerreichung dargestellt. Die auf Basis der Strombedarfsprognosen hochgerechneten absoluten RES-Ziele sind in Tabelle 42 dargestellt.

Die Verluste der Kleinwasserkraft wurden mit der gesamten Kleinwasserkrafterzeugung im jeweils betrachteten Land in Beziehung gestellt.

Tabelle 42: Hochgerechnete RES-Ziele der untersuchten Länder bzw. Regionen

Land	Stromverbrauch 2010	RES-Ziel 2010	RES-Ziel 2010
	TWh	%	TWh
Frankreich	532	21	111,7
Deutschland	570	12,5	71,3
Österreich	67,3	78,1	52,6
Slowenien	16,1	33,6	5,4
Italien	381	25	95,3

4.7.5.1.2 Frankreich (Rhone-Alpes, Provence-Cote d'Azur)

In Frankreich ergeben sich für die betrachteten Regionen absolut als auch bezogen auf die gesamte Wasserkrafterzeugung Frankreichs hohe Verluste. Zurückzuführen ist dies auf den hohen Anteil an Ausleitungskraftwerken an der Rhone als auch den hohen Anteil an Ausleitungen der Speicherkraftwerke. Ein ähnliches Bild zeichnet sich bei der Kleinwasserkraft ab. In der Untersuchung wurden Kraftwerke unter 10 MW als Kleinwasserkraft berücksichtigt. Das französische Förderregime fördert Kleinwasserkraft bis 12 MW Leistung. (ESHA, European Small Hydropower Association, 2008, S. 3)

Tabelle 43: Erzeugungsverluste der Kraftwerke größer 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in den Regionen Rhone-Alpes und Provence-Cote d'Azur

Szenario	Erzeugungs- verluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
----------	-------------------------	-------------------------	------------------------------

	GWh	%	%
MJNQ _T	5.080	8%	4,5%
2/3 MJNQ _T	3.354	5%	3,0%
1/3 MJNQ _T	1.677	3%	1,5%

Der Verlustanteil der Kleinwasserkraft bezogen auf die gesamte Erzeugung aus Kleinwasserkraft in Frankreich ist in dieser Region relativ gering, da die Stromerzeugung aus Kleinwasserkraft in Frankreich wesentlich gleichmäßiger verteilt ist, als die Stromerzeugung aus großen Wasserkraftwerken. Insgesamt sind in Frankreich 2.100 Kraftwerke mit einer Leistung unter 10 MW installiert, 2.000 davon sind Laufkraftwerke. (Wisrock, G.; GPAE, 2005) Insgesamt produziert die Kleinwasserkraft in Frankreich 7.617 GWh elektrische Energie jährlich, wobei die Erzeugung der 370 Anlagen in der Region Rhone-Alpes 1.700 GWh beträgt.

Tabelle 44: Erzeugungsverluste der Kleinwasserkraft bei verschiedenen Restwasserszenarien in den Regionen Rhone-Alpes und Provence-Cote d'Azur

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Klein-Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	340	4%	0,3%
2/3 MJNQ _T	231	3%	0,2%
1/3 MJNQ _T	108	1%	0,1%

Besonders bedeutend erweist sich diese Abschätzung in Bezug auf das RES-Ziel 2010. Aufgrund der Tatsache, dass die untersuchte Region etwa die Hälfte der französischen Wasserkraftproduktion ausmacht und unter der Berücksichtigung der Wasserkraft im Zentralmassiv am Oberrhein und in den Pyrenäen, die ebenso einen großen Anteil an Ausleitungen aufweist, kann der Verlust je nach Szenario bis zu 8 % des RES-Zieles ausmachen.

4.7.5.1.3 Deutschland

In Deutschland werden jährlich ca. 24.800 GWh elektrische Energie aus Wasserkraft gewonnen. Das Bundesland Bayern trägt mit 13.000 GWh knapp über die Hälfte zur deutschen Wasserkrafterzeugung bei. Die Stromerzeugung der Kleinwasserkraft beträgt in Deutschland etwa 7.900 GWh. (Eawag, Inst. für Wasserbau Universität Stuttgart, EnBW, Schneider&Jorde, 2006)

In den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 45 bis Tabelle 48) sind die Erzeugungsverluste und jeweils der Anteil der Verluste an der gesamten Wasserkrafterzeugung Deutschlands bzw. an der gesamten Kleinwasserkrafterzeugung Deutschlands dargestellt. Rechnet man die Erzeugungsverluste Bayerns und Baden Württembergs zusammen, so ergibt sich ein Gesamtverlust von 4,1 % bis zu 13 % der Wasserkrafterzeugung Deutschlands.

Tabelle 45: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Bayern

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	920	4%	1,3%
2/3 MJNQ _T	607	2%	0,9%
1/3 MJNQ _T	303	1%	0,4%

Tabelle 46 Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Bayern

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Klein-Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	841	19%	1,2%
2/3 MJNQ _T	552	12%	0,8%
1/3 MJNQ _T	281	6%	0,4%

Die Restwasserabschätzung für Baden Württemberg ist konservativ gehalten und als grobe Abschätzung anzusehen. Unberücksichtigt blieben hier die Kraftwerke der EdF am Oberrhein, die zu einem bedeutenden Teil Ausleitungskraftwerke sind und die Schluchsee-Kraftwerke.

Tabelle 47: Konservative Abschätzung Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Baden Württemberg

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	298	1,20%	0,4%
0,66 MJNQ _T	197	0,79%	0,3%
0,33 MJNQ _T	98	0,40%	0,1%

Tabelle 48: Konservative Abschätzung Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Baden Württemberg

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	1.077	21%	1,5%
0,66 MJNQ _T	705	14%	1,0%
0,33 MJNQ _T	355	7%	0,5%

Insgesamt resultiert aus den Erzeugungsverlusten eine Entfernung vom RES-Ziel Deutschlands um bis zu 4,4 %.

4.7.5.1.4 Österreich

Hinsichtlich der Restwassererfordernisse wurden von den Speicherkraftwerken, die insgesamt etwa 10.000 GWh erzeugen, etwa 80 % bezüglich etwaiger Auswirkungen untersucht. Vom Gesamt-Regelarbeitsvermögen (RAV) der Ausleitungskraftwerke von rd. 3.000 GWh wurden 2.660 GWh erfasst.

Jährlich werden rund 4.000 GWh oder 8 % der österreichischen Stromerzeugung in ca. 2.070 Kleinwasserkraftwerken erzeugt. Eine detaillierte Untersuchung für Österreich (siehe Kapitel 4.5.2) ergab Erzeugungsverluste der Kleinwasserkraft zwischen 10 % und 32 % der gesamten Erzeugung aus Wasserkraftwerken bis 10 MW.

Bei der künftigen Abgabe von Restwasser entsprechend den Restwasserszenarien 1/3 MJNQ_T, 2/3 MJNQ_T und MJNQ_T steigen die Erzeugungsverluste aus kleiner und großer Wasserkraft von 2 % bis auf 6,7 % der gesamten Wasserkrafterzeugung in Österreich. Bei MJNQ_T können die Werte aber von 0,3 % bis etwa 45 % bei Einzelanlagen streuen.

Der Verlust bedeutet im Extremszenario eine Entfernung vom RES-Ziel Österreichs um bis zu 5,5 %.

Tabelle 49: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Österreich.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	1.620	4%	3,1%
0,66 MJNQ _T	1.014	2%	1,9%
0,33 MJNQ _T	433	1%	0,8%

Tabelle 50: Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Österreich.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	1.263	32%	2,4%
0,66 MJNQ _T	832	21%	1,6%
0,33 MJNQ _T	414	10%	0,8%

4.7.5.1.5 Slowenien

In Slowenien ergibt die Modellabschätzung in absoluten Zahlen gerechnet vergleichsweise geringe Verluste, da die Wasserkraft erst gering ausgebaut ist (vgl. Tabelle 42). Der Wasserkraftanteil der Stromaufbringung in Slowenien beträgt ca. 24 %, davon wird 1 % von Kraftwerken mit einer Engpassleistung kleiner 10 MW aufgebracht.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom Res-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	361	10%	6,7%
0,66 MJNQ _T	239	7%	4,4%
0,33 MJNQ _T	119	3%	2,2%

Tabelle 51: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Slowenien.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom Res-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	51	32%	0,9%
0,66 MJNQ _T	33	21%	0,6%
0,33 MJNQ _T	16	10%	0,3%

Tabelle 52: Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Slowenien.

Die gesamten Restwasserverluste in Slowenien betragen bis zu 412 GWh pro Jahr, was einer Entfernung vom RES-Ziel Sloweniens um ca. 7,6 % bedeutet. Der hohe Anteil des Verlustes bei der Großwasserkraft ist auf den vergleichsweise hohen Anteil an Ausleitungskraftwerken zurückzuführen. In der Modellrechnung wurden die Restwasserturbinen der Ausleitungskraftwerke an der Drava nicht berücksichtigt. Eine Berücksichtigung würde nur eine vernachlässigbare Änderung der Ergebnisse bewirken. Die hohe Abweichung vom RES-Ziel begründet sich in den künftigen Kraftwerksausbauten in Slowenien, die in die Modellabschätzung nicht eingingen.

4.7.5.1.6 Italien

Die Ergebnisse für die oberitalienischen Regionen konnten nur grob abgeschätzt werden und sind daher mit Ungenauigkeiten behaftet. Eine Untersuchung verschiedener Kraftwerke ergab, dass in Italien mit einem hohen Anteil an Ausleitungen sowohl in der Großwasserkraft als auch bei der Kleinwasserkraft zu rechnen ist.

Tabelle 53: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Italien.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	5.080	8%	4,5%
0,66 MJNQ _T	3.354	5%	3,0%
0,33 MJNQ _T	1.677	3%	1,5%

Tabelle 54: : Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Italien.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Klein-Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
MJNQ _T	1.443	15%	1,3%
0,66 MJNQ _T	981	10%	0,9%
0,33 MJNQ _T	462	5%	0,4%

Da die Wasserkraftanlagen in Italien zum Großteil bereits lange bestehende Anlagen sind, kann davon ausgegangen werden, dass die Wasserrechte nur sehr geringe Restwasservorschreibungen enthalten.

4.7.5.2 Zusammenfassung der Restwasserberechnungen für den Alpenbogen

Die Ergebnisse der Restwasseruntersuchung sind in Tabelle 55 dargestellt. Die relativen Verluste sind auf die gesamte Erzeugung aus Wasserkraft in Frankreich, Deutschland, Österreich, Italien und Slowenien bezogen. Ebenso werden die Verluste vom RES-Ziel auf die Summe der RES-Ziele der betrachteten Länder bezogen.

Tabelle 55: Zusammenfassung der Restwasserverluste.

Szenario	Erzeugungsverluste	Verluste Wasserkraft	Verlust vom RES-Ziel 2010
	GWh	%	%
Großwasserkraft			
MJNQ _T	13.359	7,1%	4,0%
0,66 MJNQ _T	8.764	4,7%	2,6%
0,33 MJNQ _T	4.308	2,3%	1,3%
Kleinwasserkraft			
MJNQ _T	5.015	3%	1,5%
0,66 MJNQ _T	3.334	2%	1,0%
0,33 MJNQ _T	1.636	1%	0,5%
Gesamt			
MJNQ _T	18.374	10%	5,5%
0,66 MJNQ _T	12.098	6%	3,6%
0,33 MJNQ _T	5.944	3%	1,8%

4.7.5.3 Ökologische Begleitmaßnahmen

Als ökologische Begleitmaßnahmen im Zuge der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie zählen zum Beispiel die Herstellung der Durchgängigkeit des Gewässerkontinuums, die

Begrenzung von Schwallscheinungen, sowie die naturnahe Gestaltung von Stauräumen und Gewässerufeln. Am Beispiel der österreichischen Untersuchung ergab sich, dass in Österreich rund 90 % der Kleinwasserkraftwerke nicht fischpassierbar sind. Die Errichtung von Fischaufstiegshilfen bei allen Anlagen würde rund 90 Mio. € kosten. Bei den Kraftwerke über 10 MW sind es vor allem die Kombination auf Fischaufstieg, Restrukturierungsmaßnahmen und die Anbindung der Nebengewässer, die zu Kosten bis 144 Mio. € führen können. (Stigler, Huber, Wulz, & Todem, 2005)

In Deutschland wurde eine Studie für die Herstellung der Durchgängigkeit am schiffbaren Neckar durchgeführt. Das Ergebnis der Machbarkeitsstudie zur Wiederherstellung der ökologischen Durchgängigkeit im Neckar ergab einen Investitionsbedarf von rund 43 Mio. €. (Institut für Umweltstudien, 2005)

Erhebungen zur Herstellung der Durchgängigkeit an der Donau in Österreich ergaben durchschnittlich 10 Mio. € je Kraftwerksanlage. Dies entspricht etwa jenem Betrag, der für das Kraftwerk Iffezheim am Rhein im Zuge der Neugenehmigung des Wasserrechtes veranschlagt wurde. Diese vergleichsweise hohen Herstellungskosten resultieren aus der Anbindung der Nebengewässer.

5 Realwirtschaftliches Simulationsmodell der südosteuropäischen Elektrizitätswirtschaft

5.1 Ziel der Modellbildung

Die europäische Energiewirtschaft und im Besonderen die südosteuropäische Elektrizitätswirtschaft stehen vor bedeutenden Aufgaben, die sich durch folgende Teilaufgaben und Ziele darstellen:

- Sicherung der Energieversorgung,
- Erhöhung der Energieeffizienz,
- Erhöhung des Anteils europäischer Energieaufbringung und erneuerbarer Energieträger, (Stigler, Bachhiesl, & Huber, 2006)
- Senkung der Energiekosten und Sicherung einer sozial verträglichen Grundversorgung

Mit der Gründung der Energiegemeinschaft am 25. Oktober 2005 wurde der Grundstein zur Schaffung eines Binnenmarktes für Strom und Gas in Südosteuropa gelegt. Zu den Gründungsmitgliedern der Energiegemeinschaft zählen neben den 27 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union auch die Länder Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Montenegro, Albanien, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien und die UN-Übergangsverwaltung in Kosovo. Damit wurde der Grundstein für den größten Elektrizitätsbinnenmarkt der Welt geschaffen.

Die Gründung der Energiegemeinschaft stellte den Abschluss des Athener Prozesses dar, der im Jahr 2002 begonnen hat und die Schaffung eines regionalen Elektrizitätsmarktes für Südosteuropa zum Ziel hatte (EU E. K., 2005). Die Vereinbarung stellt einen wesentlichen Meilenstein in der Strategie der Europäischen Union für Südosteuropa dar, um die Länder dieser Region schrittweise an die europäische Gemeinschaft heranzuführen.

Durch diesen Vertrag haben sich die südosteuropäischen Mitgliedsländer der Energiegemeinschaft verpflichtet, den gemeinsamen Besitzstand der EU-Rechtsvorschriften bezüglich der Verwirklichung eines Energiebinnenmarktes zu übernehmen und in nationales Recht umzusetzen. Dadurch wurden die früheren, monopolistisch organisierten und in Staatsbesitz befindlichen Elektrizitätswirtschaften aufgebrochen. Voraussetzung dafür war die Entflechtung der Netzbetreiber von den Erzeugungsunternehmen entsprechend der EU-Binnenmarktrichtlinie EG/54/2003.

Dadurch wurden die ehemals vertikal integrierten staatlichen Versorgungsunternehmen in einzelne Teilgesellschaften aufgespaltet. Aufgrund der Subadditivität der Kosten und vorliegender „Economies of Scale“ sind die Transport-Dienstleistungen Übertragung und Verteilung typischer Weise sogenannte „Natürliche Monopole“. „Natürliche Monopole“ zeichnen sich dadurch aus, dass in einem Konzessionsgebiet nur ein Unternehmen die Tätigkeit Übertragung und/oder Verteilung ausübt, um volkswirtschaftlich ineffiziente Mehrfachinvestitionen in Parallelstrukturen der Leitungsinfrastruktur zu vermeiden. Monopole bedürfen aufgrund der Marktmacht des Monopolisten entsprechender Regulierung durch die nationalen Regulierungsbehörden. Dem gegenüber stehen die Bereiche, Vertrieb, Handel und Erzeugung. Für diese sieht der EU-Rechtsrahmen einen wettbewerblich orientierten Markt vor, der von entsprechenden Behörden (Wettbewerbsbehörden oder Regulatoren) beaufsichtigt wird.

Eine adäquate Modellierung des europäischen Energiesystems muss demnach diese Gegebenheiten entsprechend abbilden und die wesentlichen technischen Bedingungen

(Kraftwerke, Netz, und Verbrauch mit den jeweiligen Charakteristiken) und wirtschaftlichen Eigenheiten der Marktteilnehmer berücksichtigen.

Ziel des Modellsystems Atlantis ist es, die europäische Elektrizitätswirtschaft unter verschiedenen Einflüssen und Entwicklungsszenarien über einen langen Zeitraum von bis zu 30 Jahren darzustellen.

Die Marktakteure, die die Unternehmungen im System darstellen, müssen daher realwirtschaftlich mit dem zugehörigen Kraftwerkspark und nominalwirtschaftlich mit den entsprechenden Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen modelliert werden.

Der Stromabsatz im System ergibt sich durch die Kunden einer Unternehmung und dem Handel mit anderen Marktakteuren. Ebenso müssen Veränderungen in der Aufbringungsstruktur, die auch durch die europäische Energiepolitik und Energiestrategie beeinflusst werden, im Modell Berücksichtigung finden, und zwar in nominalwirtschaftlicher, realwirtschaftlicher und räumlicher Dimension. Die räumliche Dimension spielt in der Modellierung eine besondere Rolle, da die Lokalität der Entnahmen und Einspeisungen der elektrischen Energie einen maßgeblichen Einfluss auf die Belastung des europäischen Höchstspannungsnetzes darstellen. Das europäische Verbundnetz, in der Literatur häufig als Transportnetz (Transmission-Network) bezeichnet, stellt den physikalischen Marktplatz der elektrischen Energie dar. Dieser Marktplatz ist derzeit noch weit von einem idealen Marktplatz ohne Handels- und Austauschbeschränkungen (einer so genannten Kupferplatte) entfernt. Aus diesen Gründen ist es notwendig, in einem real- und nominalwirtschaftlichen Modell die Realwirtschaft so abzubilden, dass auch die technischen Möglichkeiten des Marktplatzes adäquat berücksichtigt werden. Die Abbildung des europäischen Verbundnetzes erfolgt über eine sehr aufwendige und detaillierte Erfassung der Daten des 220-400-kV-Leitungsnetzes, Transformatoren und Netzknoten, sowie die Ermittlung der Leitungsbelastungen durch eine Lastflussrechnung.

Im Zuge dieser Modellierung wurden vom Autor Instrumente, Werkzeuge und Daten erarbeitet, welche die realwirtschaftliche Modellierung des europäischen Energiesystems ermöglichen. Die Integration dieser Instrumente, Modelle und Daten in ein Datenbankbasiertes Modellsystem ermöglicht es, zukünftige Entwicklungen besser abschätzen zu können. (Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2007)



Abbildung 146: Untersuchungsgebiet Südosteuropa

5.2 International entwickelte Modelle im Bereich der Elektrizitätswirtschaft

Software zur Modellierung von Elektrizitätssystemen wird international von Unternehmen und Forschungsinstitutionen für verschiedenste Aufgaben und Zwecke verwendet:

- Betriebsplanung von Kraftwerken und Netzen
- Systemerweiterungsplanung,
- strategische Planung
- Systemprognose Stromhandel

Dazu wurde ein breites Portfolio an Szenarien und Modellen entwickelt um unterschiedliche Effekte von Entscheidungen der Energiepolitik, im Bereich der erneuerbaren Energien, Sicherung und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung, der Marktkonzeptionen und Marktgestaltung zu untersuchen oder auch volkswirtschaftliche Effekte abzuleiten.

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über unterschiedliche Modellierungstechniken und Modellierungsansätze verschiedener in den USA und Europa entwickelter Elektrizitätssystemmodelle gegeben.

Die Entwicklung von Elektrizitätssystem-Modellen begann in den frühen 1950er Jahren unter der Verwendung von linearer Programmierung. Die meisten dieser Modelle wurden für Aufgaben der Kapazitätserweiterung verwendet.

Vor der ersten Ölkrise 1973 war die Planung von Elektrizitätssystemen vergleich einfacher, da die nationalen und regionalen Elektrizitätssysteme als Monopole geführt wurden und die Primärenergiepreise nur wenig volatil und vorhersehbar waren. Dem entsprechend gestalteten sich die Prognose des Energiebedarfs und die Prognose der Primärenergiepreise einfacher. Somit waren die Rahmenbedingungen, für die damaligen Systeme und Marktorganisationen besser vorhersehbar und bestimmbar.

Je nach Aufgabenstellung der Entwickler von Elektrizitätssystem-Softwareprodukten können sie Lösungen zu Szenarien unterschiedlicher Ziele liefern. Elektrizitätssystem-Software wird von den unterschiedlichsten Berufsgruppen angewendet.

Des Weiteren existieren Modelle mit einem Ansatz der „Integrierten Ressourcen Planung“, die Entscheidungsträgern von Regierungen und Regulatoren Effekte ihrer zukünftigen Entscheidungen in verschiedenen Dimensionen darstellen können.

Anwendungsgebiete für Elektrizitätssystem-Simulationssoftware:

- Elektrizitätsmarktformen
- Monopolmärkte mit Vertikal Integrierten Unternehmen
- Liberalisierte Märkte
- Unterschiedlichste Teilmärkte und Verträge
- Bilaterale Verträge Forward Märkte Spot Markets
- Strombörsen, Märkte für Hilfsdienste wie Regelenergie Regelleistung Spannungshaltung
- Locational Marginal Pricing PJM (Markt-Betreiber in Pennsylvania, New Jersey and Maryland)

In Europa ist ein bedeutender und vielfach untersuchter Bereich die Integration der geförderten und dargebotsabhängigen Windkraftherzeugung in das Europäische Energiesystem und wie die Märkte auf diese reagiert. Ein weiterer bedeutender Punkt bei der Modellierung von Elektrizitätsmärkten sind die Preisbildungsmechanismen, da in auf Grenzkosten basierten Märkten die Erzeugungskapazitätserweiterung und die Erwirtschaftung der Vollkosten nicht

gesichert sind. Dementsprechend haben einige Märkte Kapazitäts-Zahlungs-Mechanismen eingeführt, die neuen Erzeugungseinheiten den Markteintritt ermöglichen sollten. In der Realität zeigte sich, dass sich auf Wettbewerbsmärkten ohne Kapazitätskomponente Strompreise über den marginalen Kosten bilden, wie zum Beispiel in Deutschland. Da die Marktmodelle auch von Region zu Region unterschiedlich gestaltet sind, sind auch die für diese Märkte entwickelten Softwaretools an die regionalen Anforderungen zugeschnitten. (EU-Wettbewerbsbehörde, 2007)

Im Folgenden werden nun einige kommerzielle Softwareprodukte zur Modellierung von Elektrizitätssystemen vorgestellt.

5.2.1 AURORAxmp

Das AURORA Elektrizitätsmarkt Modell wurde erstmals im Jahr 1997 von der US-amerikanischen Firma EPIS auf den Markt gebracht. Derzeit liegt AURORAxmp in der Version 9.6 vor. AURORAxmp wurde primär für den amerikanischen und europäischen Markt entwickelt und wird auch mit einem vollständigen Datensatz für Nordamerika und Europa ausgeliefert (EPIS, 2010b). AURORAxmp wurde auf der Microsoft.Net-Architektur aufgebaut und verwendet für Optimierungsaufgaben den Solver MOSEK.

AURORA beinhaltet als Modellierungsansatz einen Fundamentalansatz, der die Funktionen und die Entitäten eines Elektrizitätssystems über einen Bottom-Up-Ansatz modelliert. AURORAxmp ist ein multiregionales Modell, das Kraftwerkseinsätze unter ökonomischen Gesichtspunkten und den Limitierungen des Übertragungssystems abbildet. Der Kraftwerkseinsatz basiert auf einer, in einzelne Stunden aufgelösten Optimierung und kann somit zur Preisprognose für „day-ahead“-Geschäfte und Langfristverträge herangezogen werden. Die Berücksichtigung des Übertragungsnetzes erfolgt über eine optimierte Lastflussberechnung unter Sicherheitsnebenbedingungen. Diese Lastflussberechnung berücksichtigt das n-1 Leitungsausfallkriterium ebenso wie Leitungswartungen. (EPIS, 2006) Ein weiteres Modul von AURORAxmp bietet dem Nutzer die Möglichkeit zur langfristigen Systemerweiterungsplanung. Diese Systemerweiterungsplanung verwendet genetische Algorithmen und Lineare Programmierung, um Erweiterungsprojekte optimal auszuwählen. Des Weiteren bietet dieses Modell die Möglichkeit einer stochastischen Berücksichtigung von Windkrafteinspeisungen in das Modellsystem. Stochastische Einspeisungen werden in AURORAxmp mit Hilfe von Monte-Carlo-Methoden implementiert. Zur Darstellung von Lastflüssen wurde ein Interface zur externen Lastflussberechnungssoftware Powerworld integriert. Als Anwendungsgebiete gibt EPIS folgende Beispiele an (EPIS, 2010a).

- Kurz- und langfristiges Zonenpreisverfahren
- Erweiterungsplanung des Übertragungsnetzes auf Sammelschienenenebene
- Elektrizitätspreisprognosen und Handelsunterstützung
- Vollständige Analyse des Ressourcen- und Vertragsportfolios
- Langfristige Kraftwerkserweiterungsoptimierung
- Strommarktpreismodellierung mit Knoten- und Zonenpreisen
- Berücksichtigung von finanziellen und physikalischen Übertragungsrechten
- Portfoliobewertung
- Risiko- und Szenarioanalyse
- Studien zu Treibhausgasemissionen

AURORAxmp ist ein proprietäres System, die Funktion und Realisierungen sind nicht zugänglich.

5.2.2 EMCAS

Das Modell EMCAS (Electricity Market Complex Adaptive System) wurde vom Argonne National Laboratory (ANL) entwickelt. ANL gehört organisatorisch zum U.S. Department of Energy und wird von der University of Chicago LLC verwaltet.

EMCAS verwendet zur Elektrizitätsmarktmodellierung einen so genannten Agenten-basierten Ansatz, um den täglichen Einsatz eines komplexen Elektrizitätssystems abzubilden. Der primäre Zweck von EMCAS ist die Untersuchung der ökonomischen und technischen Auswirkungen unter dem Einfluss verschiedener externer Ereignisse. Dabei werden die Marktteilnehmer (Agenten) als unabhängige Entitäten modelliert, die unter ungewissen und eingeschränkten Informationen Entscheidungen treffen und Maßnahmen setzen. Damit will man mit EMCAS die Entscheidungen von Unternehmen der realen Welt abbilden. Die Elektrizitätswirtschaftliche Realität wird in einem Schichtenmodell auf einem Computer-System nachgebildet. In diesen Schichten bzw. Ebenen werden alle relevanten Marktteilnehmer abgebildet: Kunden, Erzeugungsunternehmen, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Großverbraucher, unabhängige Systembetreiber, regionale Übertragungsorganisationen und Regulatoren. (Decision and Information Sciences Division, 2008)

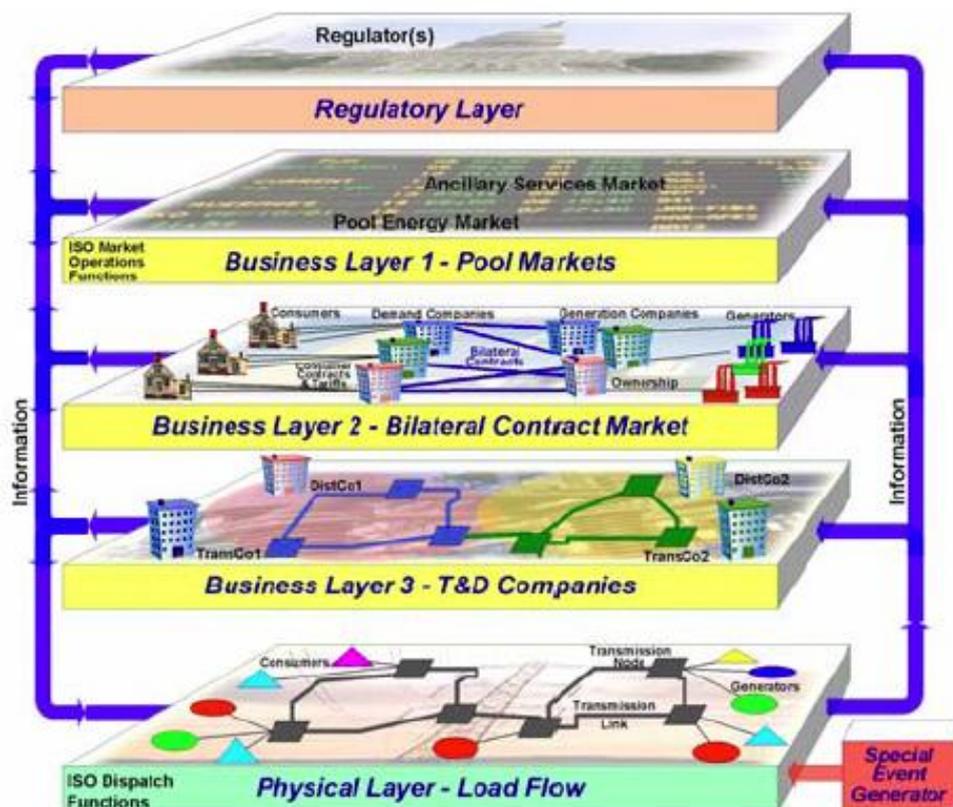


Abbildung 147: Schicht-Aufbau des EMCAS Modells (Decision and Information Sciences Division, 2008).

Der physikalische Layer stellt das Übertragungsnetz mit seinen Netzknoten und Leitungen sowie den Verbrauchern und Kraftwerken in den einzelnen Knoten dar. EMCAS verfügt über die Möglichkeit einer vollwertigen Lastflussanalyse. Der Systembetreiber setzt die verfügbare Erzeugung so ein, dass sie dem Verbrauch entspricht. Dabei werden auch die Sicherheitsbeschränkungen und -grenzen des Übertragungsnetzes berücksichtigt.

EMCAS ermittelt Strompreise für jede Stunde, in jedem Knoten des Übertragungsnetzes mit Hilfe der Simulation des Einsatzes des Gesamtsystems. Dabei werden über einen Ereignisgenerator Ausfälle, Unterbrechungen und Unternehmensstrategien ausgelöst und

verändert. Die Modellergebnisse beinhalten die ökonomischen Auswirkungen auf die individuellen Unternehmen und Kundengruppen unter verschiedenen Szenarien.

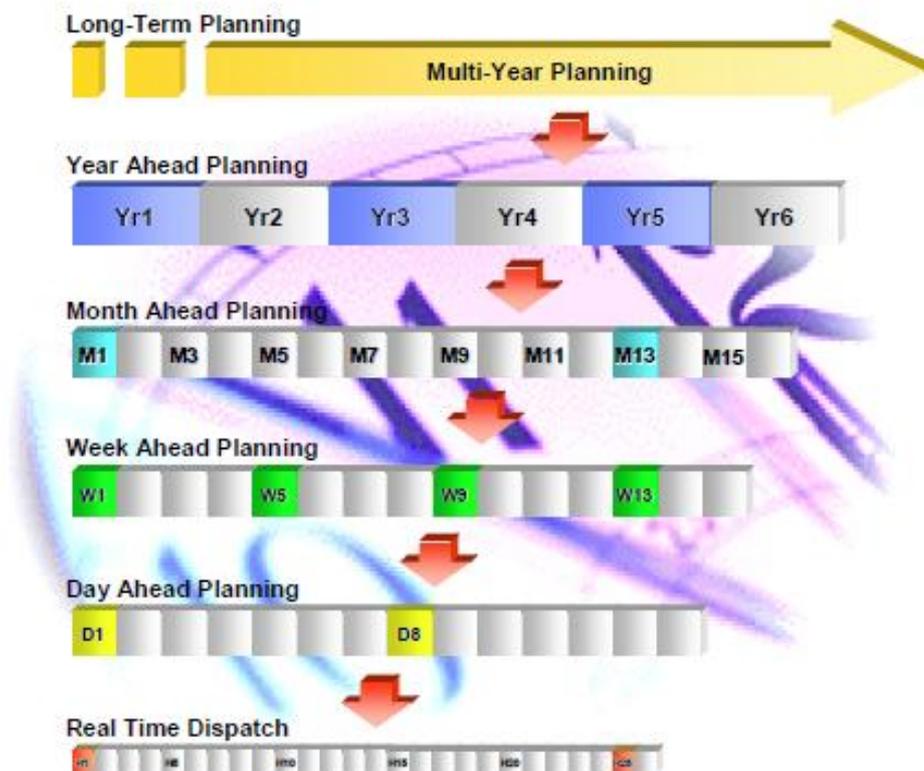


Abbildung 148: In EMCAS verwendete Zeithorizonte für einzelne Planungshorizonte der Agenten (McLemmons.; Decision and Information Sciences Division, ohne Datum).

Die Entwickler der Software geben folgende Anwendungsbereiche und Stärken des Modells an (Decision and Information Sciences Division, 2008).

- Agentenbasiertes und dezentralisierte Entscheidungsfindung, jedem Agenten können eigene Sätze von Strategien, Zielen und Risikoprofilen zugeordnet werden.
- Simulation unterschiedlicher Unternehmensstrategien
- Lernfähige Agenten und adaptive Anpassung des Agentenverhaltens an sich ändernde Bedingungen.
- Test von neuen Marktregeln und regulatorischen Eingriffen und Darstellung der Auswirkung auf die Agenten
- Auswahl der Investitionsoptimierung zwischen Minimierung der Kosten mit Dynamischer Programmierung oder Unternehmensprofit Maximierung.

5.2.3 PLEXOS

Die Software „PLEXOS for Powersystems“ wurde ursprünglich von Glenn Dayton entwickelt um Elektrizitätsmärkte nachzubilden. PLEXOS modelliert die Simulationssysteme mittels „Gemischt-ganzzahliger Programmierung“ mit „Quadratischer Optimierung“ und einem Spieltheorie-Ansatz mit Nash-Cournot- und Bertrand-Techniken, um Schattenpreise mit Fixkostendeckung und Angebots-Markup für dynamische Angebotssetzung. Als Marktmechanismen werden „Locational Marginal Prices“ (auch Knotenpreisverfahren genannt), Zonenpreise oder Einheitspreise angeboten.

PLEXOS wurde unter anderem für Studien für die Regulierungsbehörde der Vereinigten Staaten (Federal Energy Regulatory Commission (FERC)) verwendet.

PLEXOS unterscheidet thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke und Erneuerbare Erzeugung und bietet die Funktionen zur Berücksichtigung der Übertragung, und Systemdienstleistungen. Der Anwendungsbereich von PLEXOS liegt im Marktdesign, Investitionsplanung und Portfoliooptimierung. Thermische Kraftwerke werden mit Wirkungsgradfunktionen, Brennstofffunktionen, Emissionen, Steuern und Nebenbedingungen zur Betriebsweise wie z.B. „must run“ abgebildet. Des Weiteren stehen Funktionen zur Wartungsoptimierung und Ausfallsimulation zur Verfügung. PLEXOS enthält eine Kapazitätserweiterungsplanung basierend auf Gemischt-ganzzahliger Optimierung. Das Übertragungsmodul rechnet einen optimalen Lastfluss mit Verlusten, thermischen Grenzen und Sicherheitsrandbedingungen. (Energy Exemplar, ohne Datum),

5.2.4 Fazit

Alle hier diskutierten Modelle, aber auch weitere Software-Produkte wie Uplan, GTmax oder WASP wurden in den Vereinigten Staaten entwickelt. All diese Modelle sind vorgefertigte kommerzielle Softwareprodukte, mit einer Vielzahl an implementierten Funktionen. Die Komplexität der Produkte und die Herkunft sind darauf zurückzuführen, dass für die Vereinigten Staaten die notwendigen Informationen zur Modellierung eines Elektrizitätssystems wie Kraftwerke, Netze und Verbrauch in sehr hoher Genauigkeit und hohem Detailgrad zentral und frei von offiziellen Behörden beziehbar sind.

Diese zentrale Datenhaltung existiert für das europäische System nicht, die Datenbasis muss demnach mit einem hohen Arbeitsaufwand erarbeitet werden. Ziel des Modellsystems Atlantis ist, auf Basis einer eigenen, überprüften Datenbasis ein Modell zu entwickeln, das unabhängig von Software-Anbietern, die notwendige Transparenz bietet, um wissenschaftliche Ergebnisse und Antworten auf relevante Fragestellungen der europäischen Energiepolitik im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zu bieten. Für viele der in den vorgestellten Modellen beschriebenen Funktionen sind die notwendigen Daten für das europäische System nicht verfügbar oder nur unzureichend ermittelbar. Des Weiteren sind die Funktionen und Dokumentation dieser proprietären Modelle nicht öffentlich zugänglich. Aus diesem Grund hat sich das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entschieden, eine eigene, transparente, modulare und flexibel anpassbare Software zu entwickeln, die das europäische System maßgeschneidert abbildet. Ein weiterer wichtiger Punkt ist, dass die vorgestellten Modelle keine Abbildung der Unternehmen mit Bilanzen und Gewinn und Verlustrechnungen erlauben, was ein wesentlicher Bestandteil des Modellsystems Atlantis ist.

5.3 Aufbau des Modellsystems

Aufgrund der in 5.1 beschriebenen hoch komplexen Aufgabe der Modellbildung wird bei der Modellierung auf möglichst einfache Teil-Modelle zurückgegriffen, die die wesentlichsten und wichtigsten Eigenschaften und Gegebenheiten berücksichtigen. Diese Teilmodule werden untereinander stark vernetzt. Durch die hohe Interaktion und Kommunikation der Teilmodule wird die Realität befriedigend abgebildet.

Die hier dargestellte realwirtschaftliche Modellierung ist Teil eines größeren, real- und nominalwirtschaftliche Gegebenheiten berücksichtigenden Modell-Systems, dem Modell Atlantis.

Das Modellsystem Atlantis basiert auf einer detaillierten Darstellung der wichtigsten Systemeigenschaften und –zusammenhänge. In einem ersten Schritt wird ein vom Autor entwickeltes realwirtschaftliches Modell der Elektrizitätssysteme in Südosteuropa abgebildet. Die Modellbildung und der Entwurf des Datenmodells müssen jedoch bereits in der Konzeption alle Schnittstellen zu anderen, nominalwirtschaftlichen Modellmodulen und zukünftig hinzukommende Modellmodule, berücksichtigen. Dementsprechend ist es notwendig die zukünftig Erweiterungen im Datenmodell bereits einzuplanen, damit ein eventueller Anpassungs- und Erweiterungsaufwand möglichst gering bleibt.

Das 220-400-kV-Verbundnetz bildet den physikalischen Marktplatz für den Austausch von Angebot und Nachfrage. Das Verbundnetz stellt das Gerüst dar, das viele Teilmodule über Datenmodelle und Simulationsmodule vernetzt. Das Netzmodell wird über die Elemente Netzknoten, Leitungen und Transformatoren dargestellt. An dieses Netz sind elektrotechnisch alle Kraftwerke und Verbraucher angehängt und miteinander verbunden. Erzeugungsanlagen werden im Modell Atlantis in konventionelle thermische Anlagen, nukleare Anlagen, Wasserkraftanlagen (Unterklassen: Laufkraftwerke, Schwellkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke) sowie erneuerbare Erzeugungsanlagen (Unterklassen: Windkraftanlagen, Biomasseanlagen, etc...) eingeteilt. Diese wurden im Rahmen detaillierter Untersuchungen erhoben und in das Modell integriert.

Den Erzeugungsanlagenklassen sind Primärenergiemodelle untergeordnet, die einerseits wiederum Modellsysteme sind oder aus Datenmodellen bestehen können wie zum Beispiel Brennstoffpreis-Szenarien.

Alle physikalischen Elemente sind im Modell Atlantis mit geographischen Koordinaten erfasst. Das bedeutet, dass alle Kraftwerke sind mit der tatsächlichen Position in geographischen Längen- und Breitengraden darstellbar. Ebenso sind alle Netzknoten geographisch erfasst. Dies ist für verschiedene Modelle und Zuordnungen erforderlich, wie zum Beispiel bei der Verbrauchs- und Kraftwerkszuordnung zu den Netzknoten oder der Zuordnung von Messstationen für Gewässerabflüsse und Windmessstationen zu Wasserkraftwerken und Windkraftanlagen. Des Weiteren ermöglicht die geographische Erfassung aller relevanten Daten die Verarbeitung in einem „Geografischen Informationssystem“ (GIS). Dadurch wurden Werkzeuge möglich, die das Auswerten von Ergebnissen, das Fehlerbereinigen von Eingangsdaten oder Modellierungsfehler erheblich erleichtern.

Die Verbindung zwischen dem Realwirtschaftsmodell und den Modellen der Nominalwirtschaft erfolgt über den Kraftwerkseinsatz, der durch ein Marktmodell (verschiedene Berechnungsvarianten möglich) gesteuert wird, sowie über die Kraftwerke des Modells, die in den Bilanzen der Unternehmen dargestellt werden.

Übergeordnet und die Szenarien beeinflussend, befindet sich das Modul der Marktausgestaltung und Regulierung, die durch den Benutzer dargestellt werden, welcher unterschiedliche regulatorische Eingriffe im System über Szenarien definiert.

In Abbildung 149 ist das beschriebene Konzept des Modellsystems Atlantis in einem Schichtenmodell dargestellt.

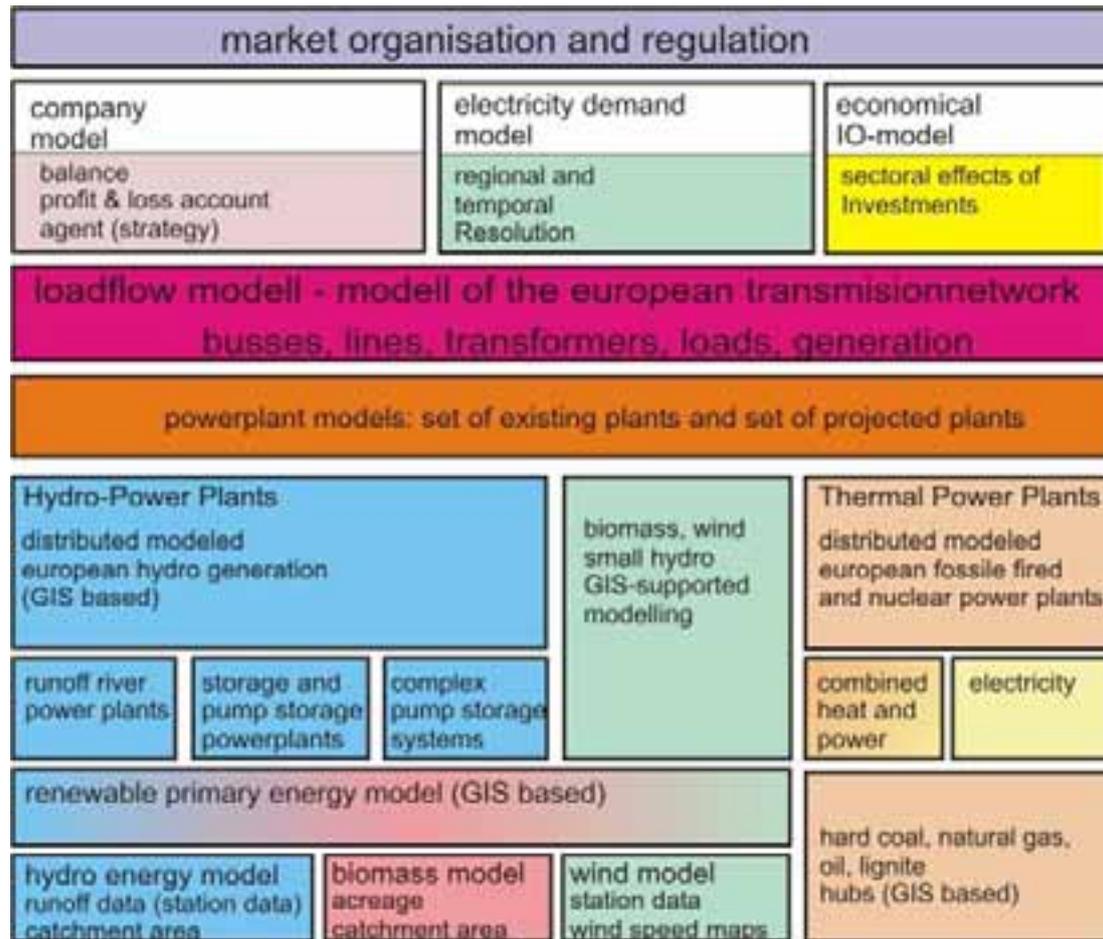


Abbildung 149: Schichtenmodell des Konzept für das Modellsystem Atlantis. (Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2007)

5.4 Zur Modellierung eingesetzte Software

Die Wahl der verwendeten Software wurde durch verschiedene Rahmenbedingungen und Anforderungen beeinflusst. Da das Modellsystem über mehrere Jahre von unterschiedlichen Personen und Personengruppen erweitert und weiterentwickelt wird, mussten vor allem die Ausbildung und Kenntnisse der unterschiedlichen Nutzer- und Entwicklergruppen berücksichtigt werden.

Um auch Benutzergruppen ohne tiefgehende Kenntnisse in Programmierung und Modellierung die Möglichkeit zu geben Untersuchungen mit dem Modellsystem Atlantis durchzuführen, wurde festgelegt, dass das System über eine grafische Benutzeroberfläche gesteuert werden sollte.

In der Entwicklungsphase wurde der Vorteil, dieser bereits von Anfang an integrierten Benutzeroberfläche, deutlich. Um ein Modell dieser Art zu entwickeln und die Funktion und Korrektheit überprüfen zu können sind eine große Anzahl von Daten notwendig. Die grafische Benutzeroberfläche erleichterte die Zusammenstellung von Testszenarien und beschleunigte den Entwicklungsfortschritt deutlich.

Da der Autor bereits aus früheren Projekten mit Datenbanksystemen und der Interaktion von unterschiedlichen Softwareprodukten Erfahrung gesammelt hatte, wurde als Datenbanksystem die Software Microsoft Access 2003 verwendet. Sie bietet gegenüber anderen, zum Teil freien Produkten, den Vorteil, dass dieses System bereits die Möglichkeiten und Ressourcen zur Entwicklung von Programmen und grafischen Benutzeroberflächen integriert hat. In früheren Projekten wurde am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation das Open

Source Produkt MySQL verwendet. Benutzeroberflächen wurden dabei mit der Software und Programmiersprache PHP erstellt. Es zeigte sich, dass die Wartung und Weiterentwicklung dieser Software nur schwierig durchführbar ist, da das Personal über tiefgehende und sehr gute Kenntnisse der Softwareentwicklung und Programmieretechnik verfügen muss.

In Microsoft Access lassen sich sehr einfach grafische Benutzeroberflächen mittels eines grafischen Editors entwickeln. Die Funktionen und der Programmablauf hinter den Steuerelementen der grafischen Benutzeroberfläche werden in „Microsoft Visual Basic for Applications“ realisiert. Diese Programmiersprache ist die Standardprogrammiersprache des Microsoft Office Paketes. Sie ist im Vergleich zu anderen Programmiersprachen leicht zu erlernen, weit verbreitet und hat den Vorteil, dass es mit einer umfangreichen Bibliothek an Funktionen, Objekten, Steuerelementen ausgeliefert wird.

Des Weiteren war die Realisierung der Interaktion und Verknüpfung mit anderen Softwareprodukten dem Autor bereits bekannt und geprüft.

Als Software für mathematische Berechnungen und Modellrechnungen standen die Softwareprodukte Matlab und GAMS (General Algebraic Modelling System) zur Verfügung. Die Auswahl fiel auf beide Produkte. GAMS wird für die Lastflussberechnung des Verbundnetzes, Kraftwerks-Redispatch, und andere Optimierungsaufgaben verwendet. Matlab dient als Entwicklungsplattform zur Entwicklung von Prototypen. Aufgrund der für Matlab verfügbaren Funktionsbibliotheken und der integrierten Kapazitäten der grafischen Ergebnisdarstellung wurde Matlab verwendet, um die Ergebnisse in einem in GIS darzustellen. Beide Produkte haben den Vorteil, dass sie in der technischen Ausbildung und Wissenschaft weit verbreitet sind. Des Weiteren wird zur Entwicklung von Modellen und Modulen Microsoft EXCEL mit „Visual Basic for Applications“ verwendet. In Abbildung 150 wird dargestellt, wie die unterschiedlichen Softwareprodukte zusammenwirken.

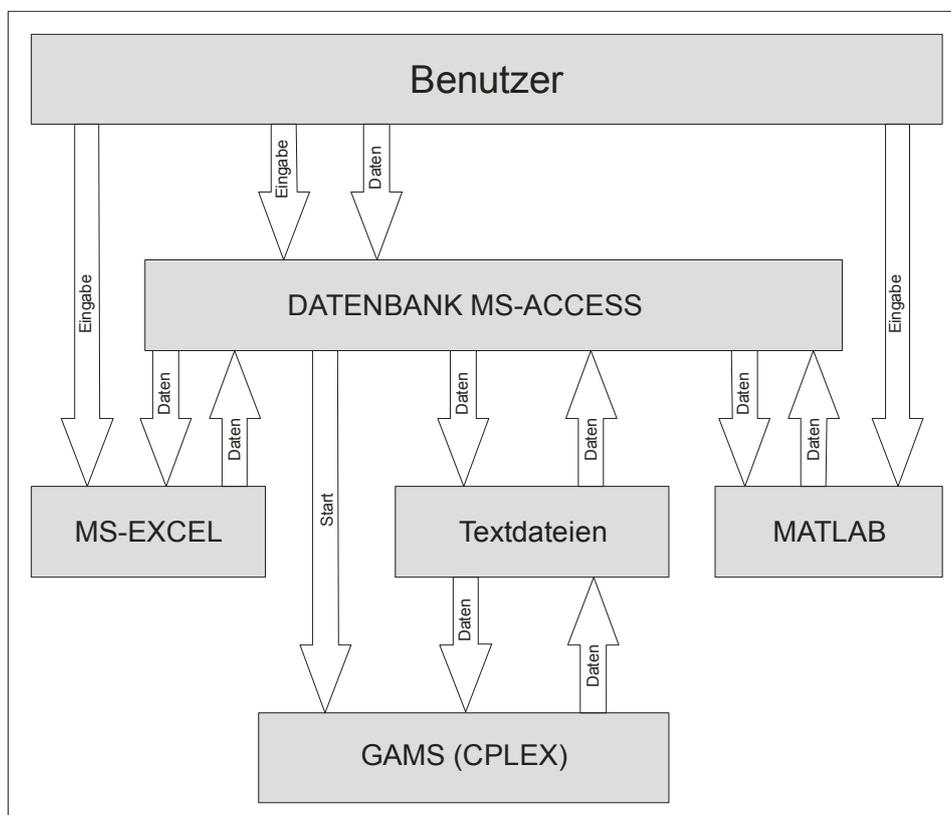


Abbildung 150: Topologie der Interaktionen der unterschiedlichen eingesetzten Softwareprodukte.

5.5 Funktion des Modellsystems

Die Simulation mit dem Modellsystem Atlantis beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsgebiets und der allgemeinen Simulationsparameter.

Nach der Definition des Untersuchungsgebietes wird im Modell ein konkretes Systemabbild der Region erzeugt. Dieses Abbild besteht aus Knoten und Leitungen der 400- bzw. 220-kV-Ebene, sowie aus Erzeugungseinheiten und Verbrauchern. Die Stromerzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke errechnen sich aus den zugeordneten Brennstoffpreisszenarien, wodurch eine Reihung von Angeboten nach „Merit Order“ möglich wird. Die einzelnen ELU's verfolgen das Ziel ihren Gewinn zu maximieren, wodurch sich die Zielfunktion des Modells ergibt. Um einen Benchmarks für den Handel von Kraftwerkskapazitäten am Markt ermitteln zu können, wird ein wohlfahrtsökonomischer Optimierungsansatz (Nodal Pricing) verwendet. Dieser zeigt auf, wie Kraftwerke, unter der Berücksichtigung von Netzrestriktionen, volkswirtschaftlich optimal eingesetzt werden können. Im Rahmen dieser Arbeit werden 25 unterschiedliche Lastzeitpunkte im südosteuropäischen Netz untersucht. Neben der Jahreshöchstlast werden je Monat ein Peakload-Fall und eine Offpeak-Fall gerechnet. Somit können künftig notwendige Investitionen mit ihrer Eingliederung in die „merit order“ wirtschaftlich bewertet werden. Der prinzipielle Ablauf der Simulation mit Benutzerführung ist in Abbildung 151 dargestellt. Über einen Szenario-Manager in Form eines Windows-Formulars lassen sich die für die Simulation notwendigen Daten auswählen und das Szenario konfigurieren. Danach werden die Daten für den Rechenkern aufbereitet und übertragen. Darauf erfolgt die Berechnung des Szenarios. Die Szenarioergebnisse liegen am Ende der Simulation in Tabellenform vor und können über ein Visualisierungswerkzeug dargestellt werden.



Abbildung 151: Darstellung des Simulationsablaufs.

Detaillierter ist der Berechnungsablauf in der Abbildung 152 dargestellt.

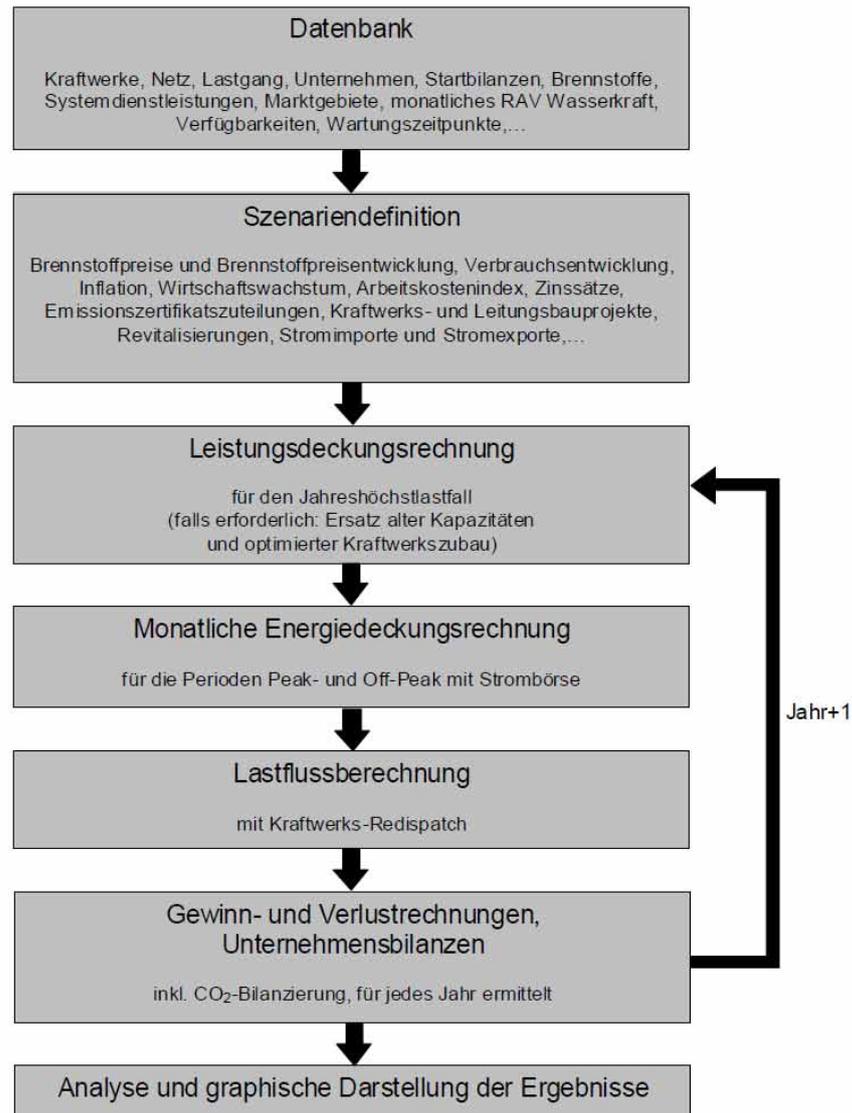


Abbildung 152: Berechnungsablauf im Simulationsmodell Atlantis (Gutschi, Huber, Süßenbacher, Jagl, Bachhiesl, & Stigler, 2009)

5.6 Module des Modellsystems

Im Folgenden werden die Module des realwirtschaftlichen Teils des Modellsystems Atlantis vorgestellt.

5.6.1 Datenbank

Um die große Menge an Daten des Modells verwalten zu können, wurde ein Datenbanksystem notwendig. Die Datenbank wurde in MS Access erstellt. Unabhängig von der verwendeten Software musste vor der Entwicklung des Modellsystems das Datenbankmodell erstellt werden. Wesentlich bei der Entwicklung eines Datenbankmodells ist, alle beabsichtigten späteren Weiterentwicklungen bereits vorab zu berücksichtigen und das Datenbankmodell dementsprechend zu gestalten.

Ein Datenbankmodell stellt die theoretische Grundlage für ein Datenbanksystem dar und legt fest, auf welche Art und Weise Daten in einem Datenbanksystem gespeichert und bearbeitet werden.

Nach Edgar F. Codd (Codd, 1980) definiert sich ein Datenbankmodell aus drei Eigenschaften:

- einer Menge von Datenstrukturen,
- einer Menge von Operatoren, die auf jede der Datenstrukturen angewendet werden kann, um Daten abzufragen oder abzuleiten, und
- einer Menge von Integritätsregeln, die implizit oder explizit Veränderungen der Daten festlegen.

Allgemein wird zwischen vier Datenbankmodellen unterschieden:

- dem hierarchischen Datenbankmodell,
- dem Netzwerkdatenbankmodell,
- dem relationalen Datenbankmodell und
- dem objektorientierten Datenbankmodell.

Im Modellsystem Atlantis wird eine relationale Datenbankmodell verwendet, da die Speicherung der Daten für das Gesamtmodell in einer relationalen Datenbank, wie sie Microsoft ACCESS darstellt, vorgesehen ist.

In eine relationalen Datenbank werden die Daten in Form von zweidimensionalen Tabellen verwaltet, die über Tabellenschlüssel (eindeutige Identitäten (ID) innerhalb einer Tabelle) mit unterschiedlichen Eigenschaften verknüpft sind. Mit SQL (structured query language) steht eine standardisierte und weit verbreitete Skriptsprache zur einfachen Datenabfrage und Datenmanipulation zur Verfügung.

Das Datenmodell teilt sich in zwei große Regionen auf. Die erste Region beinhaltet alle Stammdaten. Die zweite Region alle Daten eines Szenarios mit den Simulationsergebnissen. Die Stammdaten sind jene Daten aus denen die Szenarien generiert und die Ergebnisse ermittelt werden. Bei der Zusammenstellung eines Szenarios werden die ausgewählten Daten aus der Stammdatenregion in die Szenarioregion dupliziert und mit einem neuen Schlüssel versehen, der die Zuordnung zu einem Szenario, einem simulierten Jahr und einem simulierten Monat zuordnet.

Hier werden die Systemelemente mit ihren Kenngrößen, und die Untersuchungsergebnisse verwaltet. Um die Konsistenz der Daten sicherzustellen wurden die Tabellen der Datenbank unter Berücksichtigung der 3. Normalform implementiert. Einstellungen wie z.B. die Auswahl des Untersuchungsgebietes können in den dafür entworfenen Formularen vorgenommen werden.

Entsprechend der logischen Zugehörigkeit der Stammdaten sind im Datenmodell die Relationen (Tabellen) in fünf verschiedene Unterregionen (Abbildung 153) eingeteilt:

- Allgemeine Parameter
- Verbundnetz
- Kraftwerke
- Unternehmen

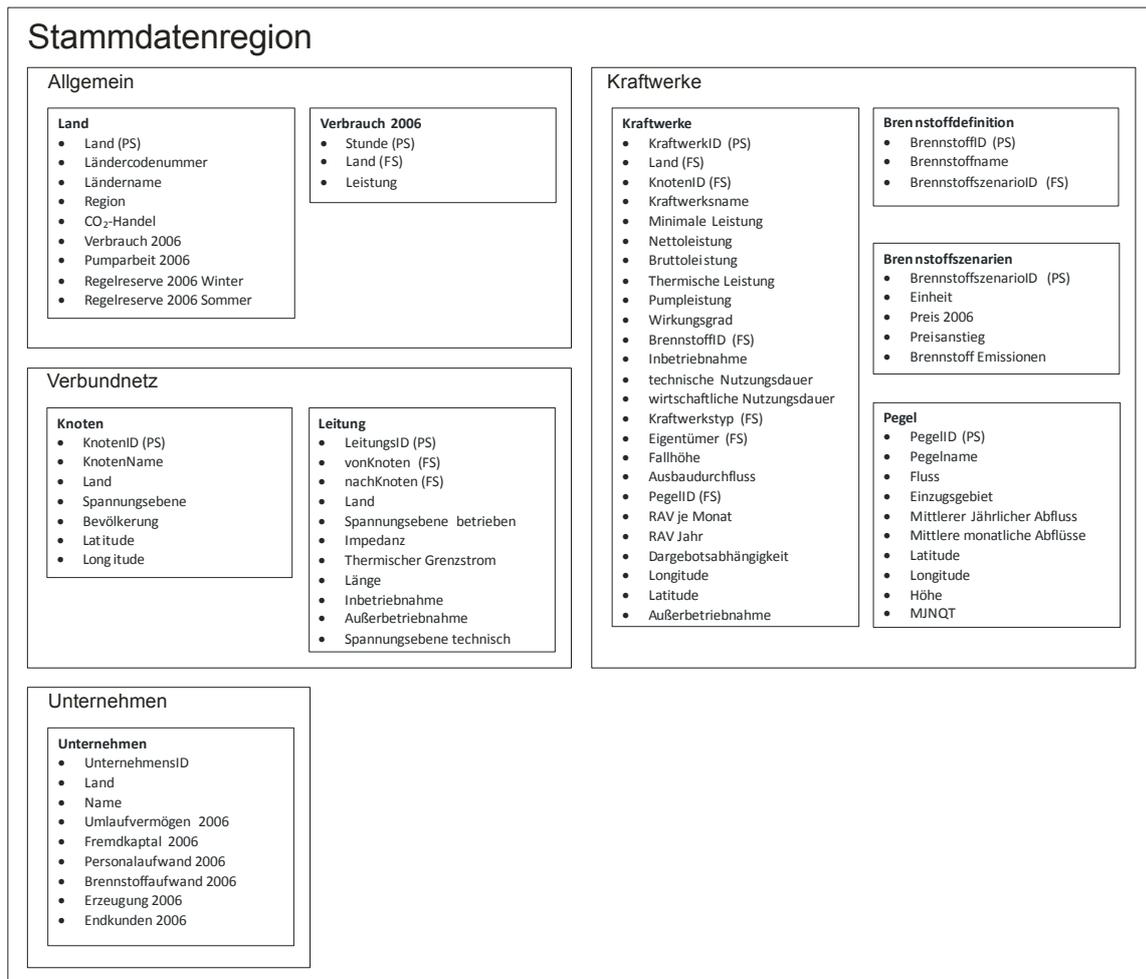


Abbildung 153: Tabellen der Stammdatenregion

Alle vier Regionen werden in der Art miteinander verbunden, sodass jeweils zumindest eine Relation aus einer Region durch einen Fremdschlüssel von mindestens einer Relation aus einer anderen Region abhängig ist. Die Fremdschlüssel sind in dem oben dargestellten schematischen Datenbankmodell durch die Abkürzung FS gekennzeichnet. Diese tiefe Verknüpfung der Relationen untereinander resultiert hauptsächlich aus der Einhaltung der dritten Normalform des Datenbankmodells und der damit einhergehenden Diversifizierung von Relationen und der Atomisierung von Attributen. (Wornig, Grabner, Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2006)

Mit diesen Schlüsseln erhält man innerhalb einer Region Redundanzfreiheit und Datenkonsistenz. Aufgrund des Aufbaus mit Regionen und der oben genannten Datenduplizierung in die Szenarioregion, wird bewusst eine Redundanz eingeführt.

In der Datenregion für die Szenariorechnung wurde nun ein mehrteiliger Schlüssel eingeführt. Der Grund dafür ist, dass man die Ergebnisse mehrerer unterschiedlicher Szenarien in der Datenbank abspeichert, um diese zu Vergleichen. Des Weiteren wird in Atlantis das Elektrizitätssystem dynamisch simuliert. Das bedeutet, dass für jedes Jahr, jede Periode (pro Monat Peak und Base) ein Simulationsdurchlauf erfolgt. Dementsprechend müssen auch die Ergebnisse innerhalb der Datenbank abgespeichert werden, und zu den einzelnen Zeitpunkten zuordenbar sein. Der mehrteilige Schlüssel übernimmt nun diese Zuordnung. Beispielsweise werden die Ergebnisse der Lastflussrechnung über einen Schlüssel der sich durch die SzenarioID, das Jahr, die Periode und die Leitung zusammensetzt.

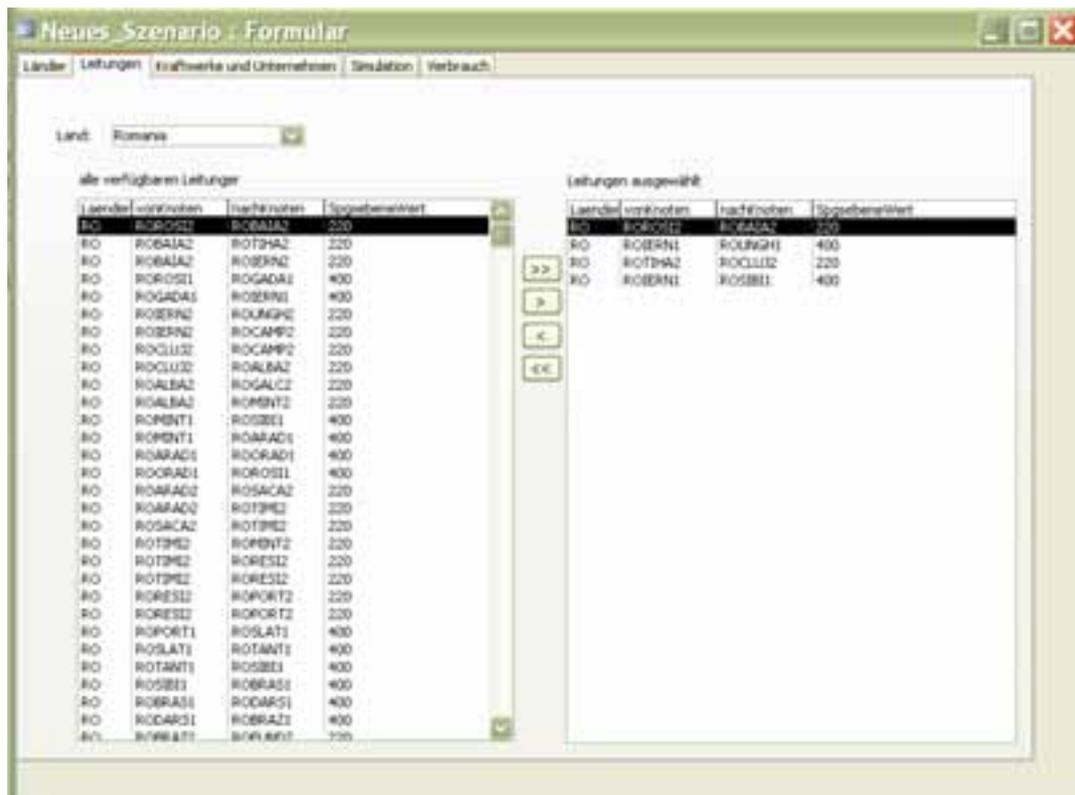


Abbildung 154: Access-Datenbank - Selektion von Übertragungsleitungen im Untersuchungsgebiet

Die MS Access-Datenbank kommuniziert mit anderen Softwarepaketen, wie z.B. GAMS oder Matlab, in die Teile der Modellierung und Darstellung ausgelagert sind.

5.6.2 Kraftwerke

In den nächsten Abschnitten wird die Berücksichtigung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien im Modell Atlantis vorgestellt.

5.6.2.1 Konventionelle thermische Kraftwerke

Thermische Anlagen im Modell Atlantis werden durch verschiedene Typen repräsentiert. Die Typ Unterscheidung ist für die Bestimmung des Kraftwerkswirkungsgrades erforderlich.

Folgende konventionelle thermische Kraftwerks-Typen sind in Atlantis enthalten:

- Öl-Dampfkraftwerk
- Öl-Combined Cycle
- Öl-Blockkraftwerk
- Öl-Gasturbine
- Erdgas-Gasturbine
- Erdgas-Dampfkraftwerk
- Steinkohle-Kraftwerk
- Erdgas-Combined Cycle

Der Kraftwerkspark in Atlantis wurde durch intensive Datenrecherche aufgearbeitet. Diese Datenrecherche bildete die Grundlage für eine Datenanalyse zur Ermittlung der Wirkungsgradfunktionen unterschiedlicher Kraftwerkstypen. Aus den bekannten Wirkungsgraden unterschiedlicher Anlagen jeder Klasse wurde mittels Regressionsanalyse eine lineare Wirkungsgradgleichung in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres geschätzt.

Diese Gleichung berücksichtigt den technischen Fortschritt einer Kraftwerkstechnologie. Vergleiche mit realen Wirkungsgraden bestätigten diese Vorgangsweise. Des Weiteren wurden aus dieser Analyse typische Kennzahlen für Eigenbedarf der unterschiedlichen Kraftwerkstypen gewonnen. Diese Informationen wurden dazu benutzt um für alle Kraftwerkstypen und Kraftwerke Netto-Wirkungsgrade zu ermitteln, die bereits den Eigenbedarf berücksichtigen. Dieser wird in der Modellierung des Kraftwerks berücksichtigt (siehe Gleichung (5.2)). Um geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit der Kraftwerksleistung, wie z.B. Revisionen und Kraftwerksausfälle, zu berücksichtigen wird die einspeisende Leistung noch mit einem Verfügbarkeitsfaktor multipliziert. Dieser Faktor stellt eine vereinfachte Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit dar, da in Atlantis keine Wartungsoptimierung und Monte Carlo Simulation zur Darstellung der Kraftwerksausfälle geplant sind. Die Verfügbarkeiten unterschiedlicher Kraftwerkstypen wurden entsprechend einer Publikation der Eurelectric über die Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke verwendet (UNIPED/WECC Committee on the Availability of Thermal Generating Plant, 1991). Während die Nettoleistung maßgeblich für die Stromverbrauchsdeckung und die Ermittlung des Lastflusses ist, benötigt man die Bruttoleistung zur Ermittlung des Brennstoffbedarfs und in weiterer Folge, im wirtschaftlichen Modul zur Ermittlung des Brennstoffaufwandes, der emittierten CO₂-Menge und den daraus folgenden Aufwand für CO₂-Zertifikate. Die mathematische Beschreibung dieses Modells ist den nachfolgenden Gleichungen zu entnehmen. Die Variablen zum Ein- und Ausschalten des Kraftwerks repräsentieren die Gemischt-ganzzahlige Darstellung der Kraftwerke im Optimierungsmodell.

$$\eta_{KW} = k_0 + k_1 \cdot T_{Inbetriebnahme} \quad (5.1)$$

η_{KW}	Kraftwerkswirkungsgrad bei Inbetriebnahme [1]
$T_{Inbetriebnahme}$	Inbetriebnahmejahr [a]
k_0	konstanter Parameter der Wirkungsgradfunktion [1]
k_1	linearer Parameter der Wirkungsgradfunktion [1/a]

$$P_{Einsatz} = \eta_{KW} \cdot c_{Verfuegbarkeit} \cdot P_{brutto} \quad (5.2)$$

$P_{Einsatz}$	In das Netz einspeisende Netto-Leistung des Kraftwerks [MW]
P_{brutto}	Brutto-Leistung an der Generatorklemme des Kraftwerks [MW]
$P_{Eigenbedarf}$	Eigenbedarfsleistung des Kraftwerks [MW]
$c_{Verfuegbarkeit}$	Parameter für die Kraftwerksverfügbarkeit, berücksichtigt geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit.

$$P_{Einsatz} \leq P_{max} \cdot switch \quad (5.3)$$

P_{max}	Maximale Netto-Leistung des Kraftwerks [MW]
$Switch$	Schaltvariable zum Ein- und Ausschalten des Kraftwerks [0,1]

$$P_{Einsatz} \geq P_{min} \cdot switch \quad (5.4)$$

P_{min}	Minimale Netto-Leistung des Kraftwerks [MW]
-----------	---

$$Q_{\text{Brennstoff}} = \frac{1}{c_{\text{Brennstoff}}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{KW}}} \sum_{i=1}^P P_{\text{Einsatz}} \cdot T_i \quad (5.5)$$

$Q_{\text{Brennstoff}}$	Brennstoffeinsatz eines Jahres eines Kraftwerks [t], [m ³], [kWh _{th}]
$c_{\text{Brennstoff}}$	Heizwert des Brennstoffs [kWh/kg] bzw. [kWh/m ³] bzw. [kWh/kWh _{th}]
P	Anzahl der simulierten Perioden eines Jahres [1]
T_p	Dauer der Periode i [h]

$$Q_{\text{CO}_2} = c_{\text{CO}_2} \cdot Q_{\text{Brennstoff}} \quad (5.6)$$

Q_{CO_2}	CO ₂ -Emissionen eines Jahres eines Kraftwerks [t]
c_{CO_2}	CO ₂ -Intensität des Brennstoffs [t/t], [t/m ³],[t/MWh _{th}]

5.6.2.2 Kernkraftwerke

Kernkraftwerke werden in Atlantis analog den thermischen Kraftwerksanlagen modelliert. Die Anlagenwirkungsgrade wurden für die nuklearen Einheiten mit Hilfe der von der IAEA veröffentlichten Atomkraftwerksdatenbank für jeden Kraftwerksblock ermittelt. Die Verfügbarkeitsfaktoren wurden aus der von der IAEA veröffentlichten Betriebshistorie abgeleitet (IAEA, International Atomic Energy Agency, 2000).

Im Unterschied zu den thermischen Kraftwerken werden die Kernkraftwerke als „must run“ Kraftwerke modelliert. Das bedeutet, dass der Einsatz der Kraftwerke nicht durch Schalt-Variablen gesteuert wird, sondern immer als in das Netz einspeisend dargestellt werden.

5.6.2.3 Wasserkraftwerke

Die Wasserkraft wird in Atlantis mit einem eigenen Kraftwerksmodul abgebildet. Die Kraftwerkseinspeisung wird dabei mit dem mittleren Wasserdargebot, in Form von Pegel-daten des Gewässers verknüpft, um die saisonal schwankende Laufkraftwerkserzeugung zu berücksichtigen. Die Kraftwerke selbst werden mit ihrer Engpassleistung, Ausbau-wassermenge, mittlerer Fallhöhe, Einzugsgebiet sowie einem geschätzten Wirkungsgrad abgebildet. Voraussetzung für diese Art der Modellierung sind frei verfügbare Pegeldaten der Gewässer in ausreichender Dichte und Qualität.

In West und Zentraleuropa sind Pegeldaten in ausreichender Dichte, Qualität sowie Dauer der Aufzeichnung zur Verfügung.

In Südosteuropa ist die Dichte der verfügbaren Pegeldaten vergleichsweise geringer. Pegeldaten sind mit Ausnahme von Bosnien in ausreichender Qualität und Dauer der Aufzeichnung frei verfügbar. Für einige Länder wie Rumänien, Bulgarien, Mazedonien, Griechenland, Serbien, Montenegro sind zusätzlich langjährige Aufzeichnungen der mittleren täglichen Abflüsse vorhanden (BALWOIS). Die im Modell enthaltenen Pegel sind in Abbildung 155 dargestellt.

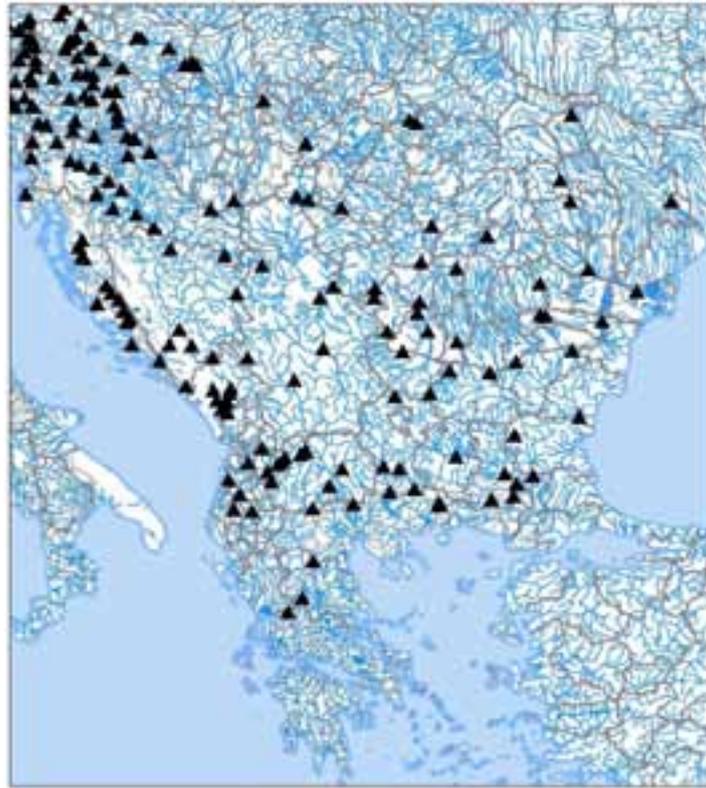


Abbildung 155: Im Modellbereich Südosteuropa beinhaltete Flusspegel, eigene Darstellung.

Pegeldaten wurden folgenden Quellen entnommen:

Global Runoff Data Center (GRDC, 2006)

Water Observation and Information System of Balkan Counties (BALWOIS)

Serbischer hydrometeorologischer Service (HIDMET)

Slowenische Umweltagentur (Agencija Republike Slovenije za okolje, 2006)

Diverse Veröffentlichungen zu Gewässern in Südosteuropa:

(Biondic, Barbalic, & Petras, 2007)

(Pandzic, Cesarec, & Grgic, 1997)

(Bonacci & Roje-Bonacci, 2003)

(Berakovic, Berakovic, & Cesarec)

(Hvratske Vode, 2008)

(Prohaska, S.; Ristic, V.; Isailovic, D., 2004)

Das Laufwasserkraftmodell wurde anhand von österreichischen Kraftwerken entwickelt und an südosteuropäischen Kraftwerken getestet.

Ein Problem bei der Ermittlung der monatlichen Regelarbeitsvermögen besteht in der Verwendung von durchschnittlichen monatlichen Abflüssen. Aufgrund der Mittelwertbildung über ein Monat werden Hochwasserereignisse gemittelt und stehen rechnerisch ebenso dem Kraftwerk zur Energieerzeugung zur Verfügung.

Mit Hilfe von langjährigen täglichen Zeitreihen wurden für verschiedene hydrographische Regionen durch lineare Regression Korrekturformeln ermittelt, die die Überschätzungen verringern sollen. Unter der Annahme, dass bei höheren durchschnittlichen Abflüssen mehr Hochwasserereignisse auftreten als bei niedrigen, wurden Regressionen zwischen der monatlichen Erzeugung auf Basis der täglichen mittleren Abflüsse und der Erzeugung auf Basis der langjährigen mittleren monatlichen Abflüsse durchgeführt. Dabei werden jene

Monate von der Regression ausgeschlossen, in welchen das Wasserdargebot die Ausbauwassermenge des Kraftwerks überschreitet. Um diese Monate zu identifizieren wurde empirisch ein passendes Kriterium gefunden. Das Kriterium zum Ausschluss eines Monats von der Regressionsrechnung ist der Koeffizient des mittleren monatlichen Abflusses zur Ausbauwassermenge des betroffenen Kraftwerks. Dieser Koeffizient wurde mit 1,15 gewählt, da sich hier aus Versuchen die besten Ergebnisse zur Abgrenzung der Monate ergaben. Die Monate mit einem niedrigeren, mittleren monatlichen Abfluss als das 1,15-fache der Ausbauwassermenge werden mit dem Ergebnis der Regressionsrechnung korrigiert. Dabei wird je nach Verhältnis vom monatlichen mittleren Abfluss zum mittleren jährlichen Abfluss das monatliche Regelarbeitsvermögen reduziert.

Zuerst werden auf Basis der täglichen Abflüsse die täglichen Erzeugungen errechnet. Dazu muss der Zufluss auf die Ausbaumenge begrenzt werden:

$$\text{Wenn } Q_{\text{Zufluss}} \leq Q_{\text{Ausbau}} \text{ dann } Q_{KW} = Q_{\text{Zufluss}} \text{ sonst } Q_{KW} = Q_{\text{Ausbau}} \quad (5.7)$$

Q_{Zufluss}	Natürlicher Zufluss des Gewässers zum Kraftwerk [m ³ /s]
Q_{Ausbau}	Maximale Ausbauwassermenge aller Turbinen des Kraftwerks [m ³ /s]
Q_{KW}	Durch die Turbinen fließende Wassermenge [m ³ /s]

Unter Vernachlässigung schwankender Kraftwerksfallhöhen errechnet sich die tägliche Erzeugung folgender Maßen:

$$W_{\text{täglich}} = \frac{1}{1000} \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot \eta_{KW} \cdot f_h \cdot Q_{KW} \quad (5.8)$$

$W_{\text{täglich}}$	Geschätzter Mittelwert der täglichen Kraftwerkserzeugung [MW]
η_{KW}	Mittlerer Kraftwerkswirkungsgrad (geschätzt) [1]
f_h	Mittlere Fallhöhe [m]

Aus der langjährigen Reihe der täglichen Erzeugungswerte lassen sich nun die monatlichen Regelarbeitsvermögen ermitteln.

$$W_{RAV, \text{Monat}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N W_{\text{täglich}} \mid W_{\text{täglich}} \subset \text{Monat} \quad (5.9)$$

$W_{RAV, \text{Monat}}$	Monatliches RAV für die Monate Januar bis Dezember [MWh]
N	Anzahl aller täglichen Erzeugungen eines Monats
Monat	Menge der täglichen Erzeugungen eines Monats

Nun werden die Kraftwerkserzeugungen der einzelnen Monate basierend auf den durchschnittlichen monatlichen Zuflüssen geschätzt, wobei auf Monatsbasis auch Beziehung (5.7) gilt.

$$W_{\text{monatlich}} = \frac{1}{1000} \cdot 24 \cdot d_{\text{Monat}} \cdot 9,81 \cdot \eta_{KW} \cdot f_h \cdot Q_{KW} \quad (5.10)$$

$W_{\text{monatlich}}$	Geschätzte Erzeugung auf Basis des Monatsdurchschnitts einer langjährigen Zeitreihe des Abflusses. [MWh]
------------------------	--

Danach wird die monatliche prozentuelle Überschätzung ausgerechnet.

$$\Delta w_{\text{monatlich}} = 100 \cdot \left(1 - \frac{W_{\text{monatlich}}}{W_{\text{täglich}}}\right) \quad (5.11)$$

$\Delta w_{\text{monatlich}}$ Prozentuelle Überschätzung der Erzeugung auf Basis Monatsdurchschnittes einer langjährigen Zeitreihe des Abflusses gegenüber der Berechnung mit mittleren täglichen Abflusswerten. [%]

In der Folge wird nun eine Regression zu Ermittlung der Korrekturformel durchgeführt. Dazu müssen vorher jene Monate in welchen die Ausbauwassermenge überschritten wird ausgeschlossen werden.

Die Regression erfolgt unter der Minimierung der kleinsten Quadratischen Abweichungen folgenden Modells:

$$\Delta w_{\text{monatlich, Modell}} = k_0 + k_1 \cdot \frac{MQ_{\text{Monat}}}{MQ_{\text{Jahr}}} \quad (5.12)$$

$\Delta w_{\text{monatlich, Modell}}$ Modellfunktion der Abweichungen für die Regressionsrechnung

$$\text{Min} \sum \left(\Delta w_{\text{monatlich}} - k_0 + k_1 \cdot \frac{MQ_{\text{Monat}}}{MQ_{\text{Jahr}}} \right)^2 \quad (5.13)$$

MQ_{Monat} Mittlerer Abfluss eines Monats einer langjährigen Zeitreihe

MQ_{Jahr} Mittlerer Abfluss einer langjährigen Zeitreihe

Das Ergebnis einer solchen Berechnung, ist Beispielhaft für Kraftwerke am Inn in Tirol in Abbildung 156 dargestellt.

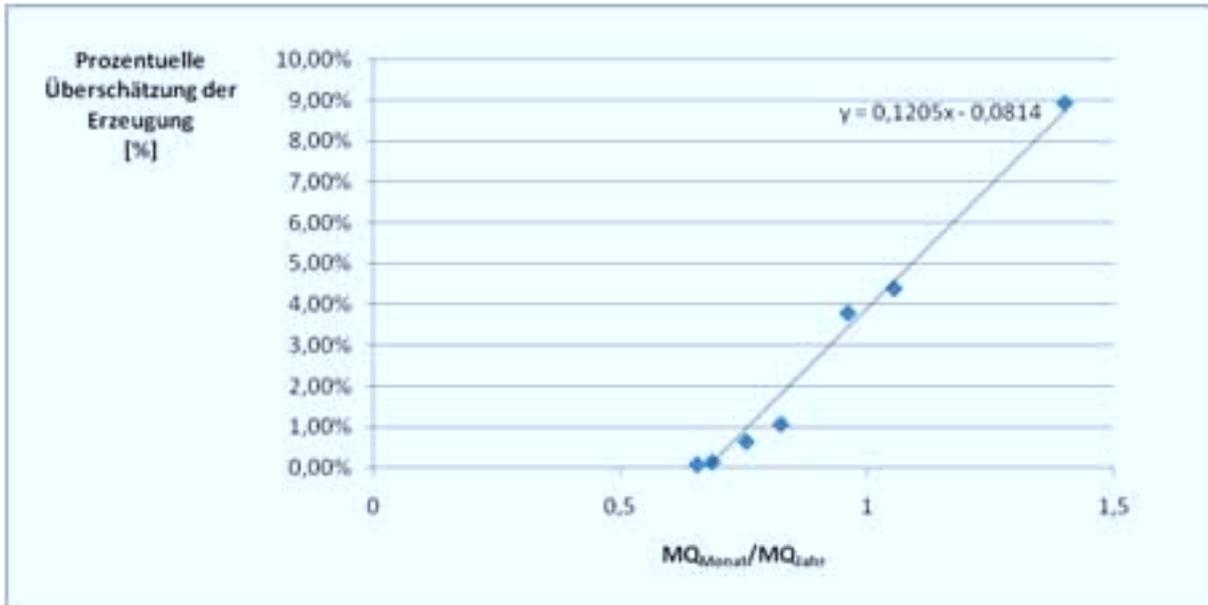


Abbildung 156: Ergebnis einer Korrekturformelschätzung für den Inn in Tirol, abgeleitet von den Verhältnissen am Kraftwerk Kirchbichl.

Mit Hilfe der in (5.12) dargestellten Korrekturformel lässt sich nun das Monatliche RAV korrigieren. Dies ist nun beispielsweise für das Kraftwerk Langkampfen in Abbildung 157 dargestellt.

Man erkennt wie durch die Korrekturformel die Überschätzung deutlich vermindert wird und das monatliche RAV an das tägliche deutlich besser angenähert wird. Ebenso gute Ergebnisse ergab diese Berechnung für Kraftwerke an der Mur und Enns. Die Fehler der Erzeugungsberechnung werden dabei auf unter 5 % reduziert.

Zur Kalibrierung des Modells wurden die tatsächlichen RAV der Kraftwerke verwendet. Somit wurde eine wesentlich bessere Abschätzung des monatlichen RAV erreicht. Abbildung 158 zeigt die RAV-Korrektur an einem Kraftwerk in Serbien. (Huber, Gutsch, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009)



Abbildung 157: Vergleich der Berechnungsarten für das monatliche RAV und dem korrigierten RAV am Beispiel des Kraftwerks Langkampfen am Inn.

Mit Hilfe dieses Modells lassen sich nun für verschiedene Regionen Hydraulizitäten festlegen. Das bedeutet, man kann einen Faktor zur Festlegung der Wasserzuflussmengen zu den Kraftwerken definieren. In weiterer Folge wird aus den Wassermengen über die Kraftwerksparameter wie mittlere Fallhöhe, Ausbauwassermenge und mittlerer Wirkungsgrad das monatliche RAV je Kraftwerk errechnet und entsprechend korrigiert.

Vernachlässigt werden Effekte wie Fallhöhenvariation aufgrund des Zuflusses.

Speicherkraftwerke werden mit Hilfe von Energiekonten simuliert. D.h. sie erhalten aufgrund der Pegeldata monatliche Energiekonten, die sie möglichst in der Spitzenlast abarbeiten. Ist dies nicht möglich, wird die restliche verfügbare Energie in die Offpeakperiode verschoben.

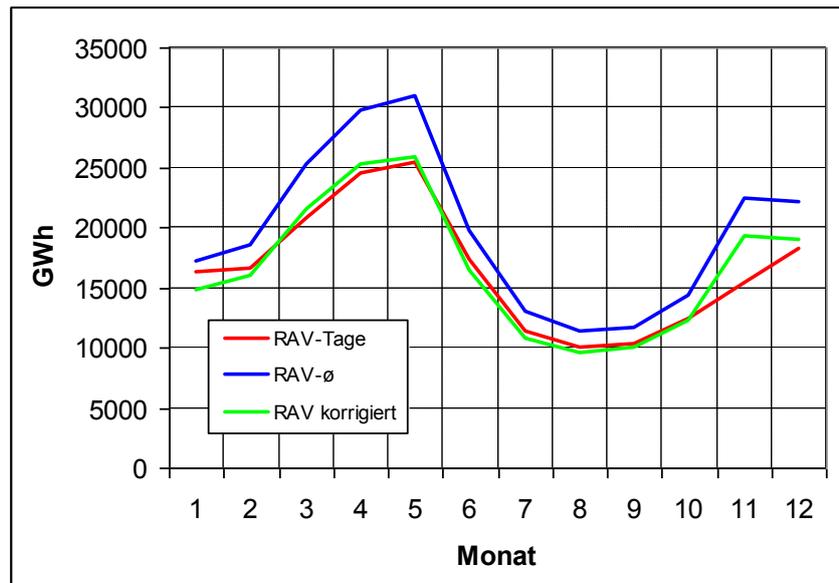


Abbildung 158: Korrektur des Monatlichen RAV.

5.6.3 Verbrauch

Eine wesentliche Komponente des Modell-System ist der Stromverbrauch. Als Datenquelle für den Stromverbrauch der einzelnen Länder werden die stündlichen Lastprofile der UCTE verwendet. Die Daten sind ab 2009 auf der Webseite der ENTSO-E zu finden.

Im Modell werden derzeit 25 verschiedenen Lastfälle pro Jahr simuliert:

- Jahreshöchstlast, zur Ermittlung der erforderlichen Kraftwerkskapazität unter Netzrestriktionen
- Peakload- und Offpeakload-Periode für jedes Monat eines Jahres

Dabei werden aus der stündlichen Ganglinie des Stromverbrauchs für jedes Monat, durch Sortierung der stündlichen Verbrauchswerte eines Monats die Dauerlinie konstruiert.

Die monatlichen Dauerlinien werden nun in zwei konstante Lastblöcke mit in Summe gleichen Energieäquivalents aufgeteilt, in die Peak- und in die Offpeak-Periode. Somit ergeben sich mit der Jahreshöchstlast 25 Lastfälle für jedes Jahr (Abbildung 159). Diese Zwei-Periodenbetrachtung ist eine erste Näherung zur Simulation des Systems. In der weiteren Entwicklung ist angedacht die Lastdeckung in mehrere Perioden zu unterteilen.

Die Software wurde so gestaltet, dass ein nachträgliches Erhöhen der Perioden von derzeit 2 (Peak und Offpeak) möglich ist. Mit einer höheren Periodenzahl ist es möglich die Dauerlinie genauer abzubilden. Gleichzeitig steigt die Simulationsdauer annähernd linear mit der Anzahl der verwendeten Perioden.

Das jährliche Stromverbrauchswachstum ist in der Datenbankoberfläche für jedes Land einzeln konfigurierbar. Somit wird die Stromverbrauchsganglinie jedes Jahr um das Stromverbrauchswachstum erhöht.

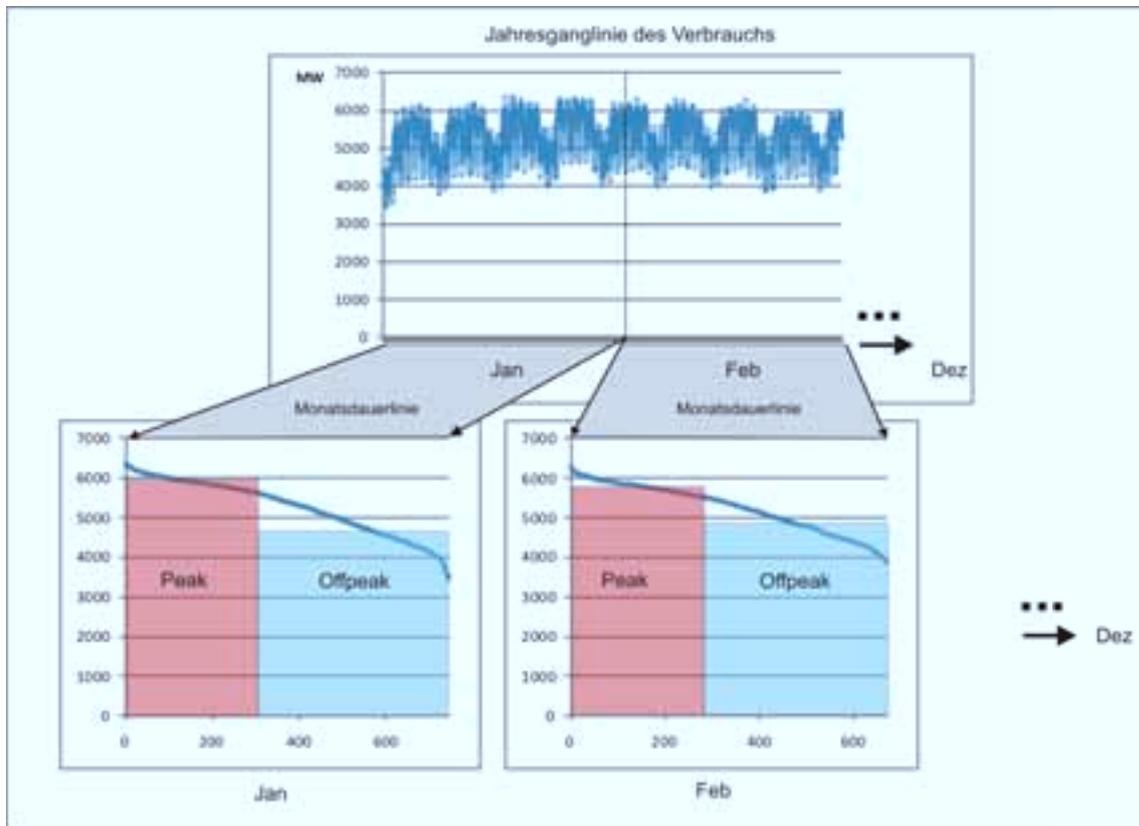


Abbildung 159: Darstellung der Ableitung der simulierten Lastfälle für die einzelnen Monate aus der Jahresganglinie des Verbrauchs.

Durch diese 25 unterschiedlichen Lastfälle ist die Summe der Leistung aller Verbraucher eines Landes für jeden Simulationsfall bekannt. Die Lastflussberechnung benötigt jedoch eine Zuordnung des Verbrauchs zu den einzelnen Netzknoten. Dies erfolgt im Modell über einen Aufteilungsschlüssel der die Anzahl der versorgten Personen im Verhältnis zur Gesamtbevölkerung und optional ein regional unterschiedliches Pro-Kopf-Verbrauchsgewicht, das aus einem regionalen Pro-Kopf-Stromverbrauch ermittelt wurde, berücksichtigt. Diese Zuteilung wurde von Hand, mit in einem GIS übereinander projizierten Karten durchgeführt (Abbildung 160). Dabei ergibt sich der Verbrauch je Knoten folgender Maßen:

Variante 1 ohne regionale Unterscheidung des jährlichen pro Kopf Verbrauchs:

$$P_i = \frac{Bev_i}{Bev_{ges}} \cdot P_{gesamt} \quad (5.14)$$

P_i Last unter einem Knoten [MW]

Variante 2 mit der regionalen Unterscheidung des jährlichen pro Kopf Verbrauchs:

Bei der Berücksichtigung des regionalen Pro-Kopf-Verbrauchs muss die zusätzliche Zuordnung der Knoten je Region erfolgen, da gewährleistet werden muss, dass die Summe aller Einwohner unter den einzelnen Knoten einer Region der Summe der Einwohner einer Region entspricht.

$$P_i = c_{Regional} \cdot \frac{Bev_i}{Bev_{ges}} \cdot P_{Gesamt} \quad (5.15)$$

- P_i Last unter einem Knoten [MW]
- $c_{Regional}$ Regionales Gewicht zur Berücksichtigung des regionalen Pro-Kopf-Stromverbrauchs [1]
- Bev_i Bevölkerung unter einem Knoten [1]
- Bev_{ges} Gesamte Bevölkerung eines Landes [1]
- P_{Gesamt} Gesamte Leistung eines Simulationsfalles für ein Land [MW]

$$c_{Regional} = \frac{\frac{W_{el,Regional}}{Bev_{Regional}}}{\frac{W_{el,Land}}{Bev_{Land}}} \quad (5.16)$$

- $W_{el,Regional}$ Jährlicher Strombedarf einer Region [MWh]
- $Bev_{Regional}$ Regionale Bevölkerung [1]
- $W_{el,Land}$ Jährlicher Nationaler Strombedarf [MWh]
- Bev_{Land} Gesamte Bevölkerung eines Landes [1]

Damit die obige Aufteilung auch korrekt erfolgt müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

Die Summe aller einzelnen Lasten aller Knoten muss gleich der Gesamtlast sein.

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{Gesamt} \quad (5.17)$$

- N Anzahl aller Knoten eines Landes

Die Summe aller Einwohner unter den Knoten einer Region muss der Summe der regionalen Bevölkerung sein.

$$\sum_{i=1}^K Bev_{i,Regional} = Bev_{Regional} \quad (5.18)$$

- $Bev_{i,Regional}$ Bevölkerung unter einem Knoten in einer Region [1]
- K Anzahl der Knoten in einer Region [1]

Die Summe der jährlichen regionalen Stromverbräuche muss dem jährlichen Stromverbrauch des Landes entsprechen.

$$\sum_{Regional=1}^R W_{el,Regional} = W_{el,Land} \quad (5.19)$$

- R Anzahl aller Regionen eines Landes

In der Praxis ist diese Zuteilung eine gute Näherung für die tatsächliche Verbrauchsaufteilung. Bei Überlastungen auf Leitungen kann nach Recherche möglicher Ursachen manuell der Verbrauch zwischen den Knoten verschoben werden, oder der Verbrauch zwischen den unterschiedlichen Spannungsebenen verschoben werden.

Eine multiple Regression des Zusammenhangs des regionalen Stromverbrauchs in Abhängigkeit der Bevölkerung und des Bruttoregionalprodukts ergab keine Abhängigkeit vom Bruttoregionalprodukt. Nachforschungen ergaben, dass manche Regionen vergleichsweise hohe Anteile des Bruttoregionalprodukts im wenig energieintensiven Dienstleistungssektor, wie z.B. Banken und Versicherungen erwirtschaften. Die Komponente Bevölkerung hingegen hatte einen sehr hohen Erklärungsgehalt.

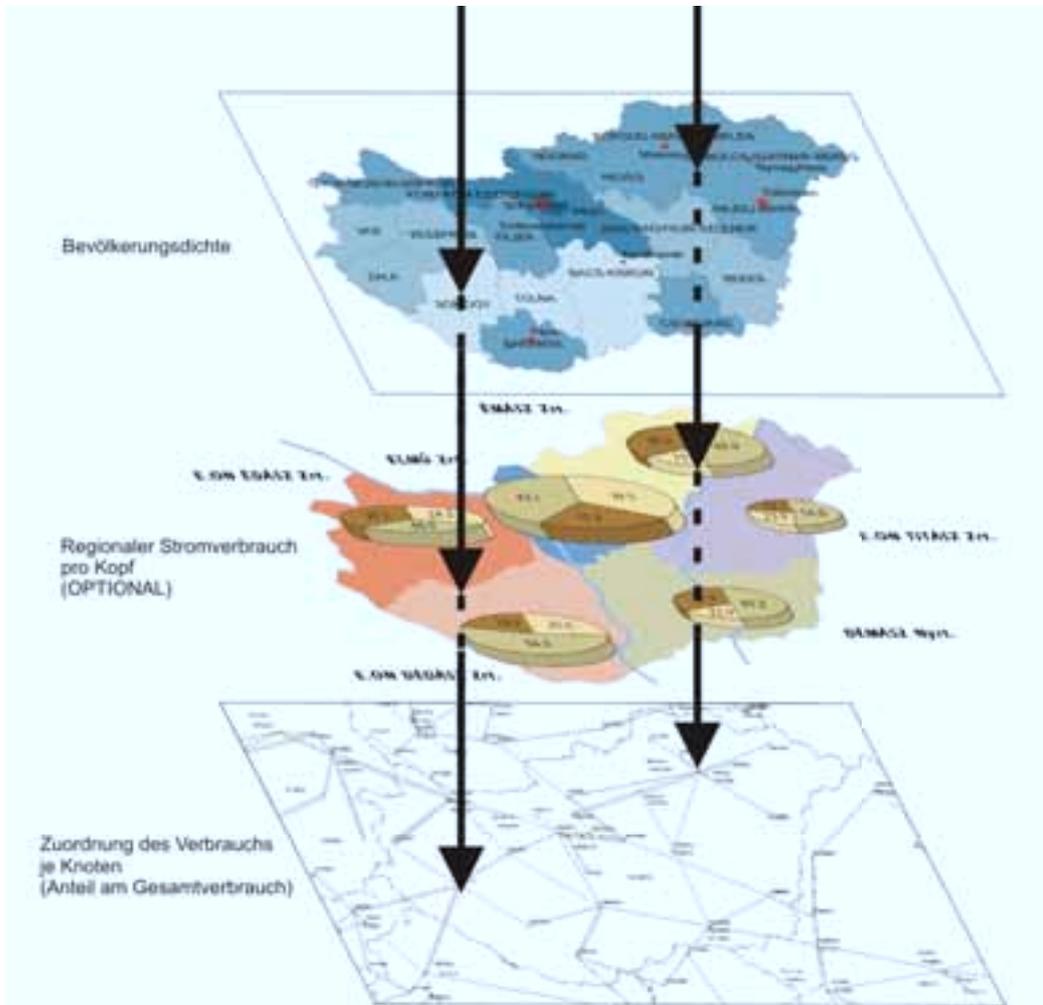


Abbildung 160: Prinzipdarstellung der Zuordnung des Stromverbrauchs (Last) zu jedem Netzknoten.

5.6.4 Lastflussberechnung

5.6.4.1 Abbildung des Verbundnetzes

Die Aufgabe und Funktion des Verbundnetzes wurde bereits in Kapitel 1.1 ausführlich dargestellt. Hier erfolgt die Darstellung der mathematischen Abbildung des Verbundnetzes im Modellsystem Atlantis. Das Projekt Atlantis hat zum Ziel das gesamte Elektrizitätssystem abzubilden (Abbildung 161). In einem ersten Schritt wird ein vollständiges Modell für den südosteuropäischen Bereich erstellt.



Abbildung 161: Darstellung des europäischen Verbundnetzes, Quelle: Swissgrid (Sattinger, 2007).

Damit ein Höchstspannungsnetz mathematisch adäquat abgebildet werden kann, sind die relevanten Elemente zu erfassen:

- Knoten
- Freileitungen
- Kabel
- Transformatoren

Die Lastflussberechnung wird in der Optimierungssoftware GAMS (General Algebraic Modelling System) unter der Verwendung des Optimierungsalgorithmus CPLEX durchgeführt.

Die Lastflussberechnung kann auf zwei Arten erfolgen:

- Berechnung des Lastflusses auf Basis eines festgelegten Kraftwerkseinsatzes.
- Berechnung des Lastflusses mit Hilfe einer Optimierung, die den Kraftwerkseinsatz in der Modellregion unter Sicherheitsnebenbedingungen kostenoptimal festlegt.

5.6.4.2 Grundlagen der Lastflussberechnung

Mit Hilfe der Lastflussberechnung wird die Wirkleistungsverteilung in einem statischen Zeitpunkt in einem elektrischen System auf mathematische Weise in einem Modell nachgebildet. Modelle sind Abbildungen der Wirklichkeit unter gewissen Annahmen. In der klassischen Lastflussrechnung werden Leitungselemente üblicherweise in den so genannten π -Ersatzschaltbildern (siehe Abbildung 162) dargestellt. Im Folgenden werden die mathematischen Grundlagen des Lastflusses dargestellt. Die Ableitung des Wirklastflusses wurde ausführlich von Anderson (Andersson, 2008) dargestellt.

Ausgangspunkt der Herleitung der Wechselstrom-Lastflussgleichung (AC-Lastflussgleichungen) ist das π -Ersatzschaltbild einer Leitung, sowie die Kirchhoff'schen Regeln.

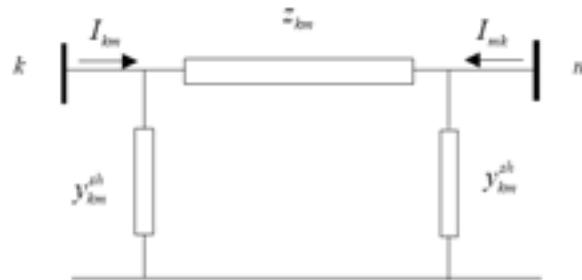


Abbildung 162: π -Modell einer Leitung, (Andersson, 2008)

Mit:

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km} \quad (5.20)$$

$$Y_{km}^{sh} = G_{km}^{sh} + jB_{km}^{sh} \quad (5.21)$$

- Z_{km} Impedanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- R_{km} Widerstand der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- X_{km} Reaktanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- Y_{km}^{sh} Koppeladmittanz (Shunt) der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- G_{km}^{sh} Wirkanteil der Koppeladmittanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- B_{km}^{sh} Blindanteil der Koppeladmittanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

$$y_{km} = z_{km}^{-1} = g_{km} + jb_{km} \quad (5.22)$$

- y_{km} Admittanz pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- z_{km} Impedanz pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- g_{km} Wirkleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m
- b_{km} Blindleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

Die Wirk- und Blindleitwerte gestalten sich folgendermaßen

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (5.23)$$

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (5.24)$$

- g_{km} Wirkleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

b_{km} Blindleitwert pro Kilometer der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m

Mit Hilfe der Kirchhoff'schen Regeln lassen sich die Systemströme und in weiterer Folge die übertragene Scheinleistung darstellen.

$$s_{km} = p_{km} + j q_{km} \quad (5.25)$$

Die Scheinleistung lässt sich nun in Wirk- und Blindleistungsfluss aufteilen, die sich wie folgt darstellen:

$$p_{km} = u_k^2 g_{km} - u_k u_m g_{km} \cos \theta_{km} - u_k u_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (5.26)$$

$$q_{km} = -u_k^2 (b_{km} + b_{km}^h) + u_k u_m b_{km} \cos \theta_{km} - u_k u_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (5.27)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (5.28)$$

θ_{km} ist dabei die Spannungswinkeldifferenz über die Leitung zwischen dem Knoten k und dem Knoten m dar. p_{km} und q_{km} sind der Wirk- und Blindlastfluss über die Leitung vom Knoten k zum Knoten m.

5.6.4.3 Überleitung vom AC-Lastfluss zum DC-Lastfluss

Eine vollwertige AC-Lastflussberechnung hat den Vorteil, dass sie eine vollständige Darstellung der Wirk- und Blindlastflüsse unter Berücksichtigung der Leitungsverluste bietet. Die AC-Lastflussberechnung setzt jedoch sehr viele Informationen über die Entnehmer und Einspeiser eines Netzes voraus. Zudem sind die Gleichungen für Wirk und Blindlastfluss nicht linear. Die dazu entwickelten iterativen Lösungsalgorithmen sind rechenintensiv. Für die Lastflusssimulation in Atlantis sind schnelle, vereinfachte Lastflussberechnungen notwendig, da für einen Simulationsablauf sehr viele Lastflussrechnungen erforderlich sind. Dabei wird ein gewisser Genauigkeitsverlust in Kauf genommen. Dazu wird vom AC-Lastfluss auf den so genannten DC-Lastfluss übergegangen. Der DC-Lastfluss stellt eine vereinfachte und linearisierte Betrachtung der Lastflussrechnung dar. Dabei wird unter gewissen Annahmen der reine Wirklastfluss näherungsweise ermittelt.

Folgende Vereinfachungen sind bei der DC-Lastflussberechnung notwendig

- Vernachlässigung der Blindleistung
- Alle Knoten einer Spannungsebene haben gleich hohe Knotenspannungen
- Der Spannungswinkelunterschied entlang einer Leitung ist klein
- Vernachlässigung des Leitungswiderstand und der -verluste

5.6.4.4 Vernachlässigung der Blindleistung

Eine weitere wesentliche Annahme des DC-Lastflusses ist, dass keine Blindleistung über die Leitungen transportiert wird. Damit impliziert man, dass die von den Verbrauchern benötigte Blindleistung im entnehmenden Knoten erzeugt wird.

$$Q_{km} = 0 \quad (5.29)$$

5.6.4.5 Annahme gleich hoher Knotenspannungen

Die erste Vereinfachung ist, dass alle Spannungen in den Knoten des Netzes die betragsmäßig gleich hohe Spannung von 1 p.u. aufweisen.

$$U_k = U_m = U_{nenn} = 1 \text{ p.u.} \quad (5.30)$$

U_{nenn} Nennspannung der jeweiligen Spannungsebene

5.6.4.6 Vernachlässigung der Leitungsverluste

In 220-400-kV-Höchstspannungsnetzen ist die Serienreaktanz einer Freileitung wesentlich höher als der Serienwiderstand. Je höher die Spannungsebene desto höher das Verhältnis von

$$X'/R'$$

Aus diesem Grund wird der Widerstand in der Berechnung vernachlässigt:

$$X_L/R_L \gg \Rightarrow R_L = 0 \quad (5.31)$$

$$P_{\text{Verlust}} = 0 \quad (5.32)$$

5.6.4.7 Annahme eines kleinen Spannungswinkels

Des Weiteren wird angenommen, dass im System nur kleine Spannungswinkeldifferenzen auftreten. Mit dieser Vereinfachung kann man, aufgrund der Reihentwicklung der Winkelfunktion Sinus, den Sinus eines Winkels dem Winkel gleich setzen. Für die Cosinus-Funktion ergibt sich bei kleinen Winkeln eine Näherung von 1.

$$\theta \ll \Rightarrow \sin\theta \approx \theta \quad (5.33)$$

$$\theta \ll \Rightarrow \cos\theta \approx 1 \quad (5.34)$$

5.6.4.8 DC-Lastflussgleichungen

Unter der Berücksichtigung dieser Vereinfachungen erhält man aus dem nichtlinearen Gleichungssystem der AC Lastflussrechnung das lineare Gleichungssystem der DC-Lastflussrechnung.

5.6.4.9 Ungenauigkeit der DC-Lastflussrechnung

Purchala et. al. (Purchala, Meeus, Van Dommelen, & Belmans, 2005, S. 6) untersuchten an Netzmodellen den Fehler, der sich aufgrund der Vereinfachungen der DC-Lastflussrechnung auftritt. Dabei wurde festgestellt, dass die Annahme der gleich hohen Knotenspannungen die wesentlichste Vereinfachung darstellt. Die Standardabweichung der Knotenspannungen sollte unter einem Prozent liegen, um einen Fehler der Lastflüsse von 5% nicht zu überschreiten. Um bei Vernachlässigung des Leitungswiderstandes die entstehenden Abweichungen auf 5% zu begrenzen muss ein X'/R' -Verhältnis von 4 eingehalten werden.

Bezüglich der Leitungsauslastung lässt sich sagen, dass selbst bei einer hohen Belastung der Leitungen die Abweichung die 5 % Grenze nicht überschreitet.

Ausgehend vom Wirklastfluss der AC-Lastflussberechnung (Blindlastfluss wird vernachlässigt)

$$p_{km} = u_k^2 g_{km} - u_k u_m g_{km} \cos \theta_{km} - u_k u_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (5.35)$$

Werden nun die weiteren Vereinfachungen in dieser berücksichtigt. Durch die Vernachlässigung der Übertragungsverluste aufgrund des Serienwiderstandes vereinfacht sich der Zusammenhang in (5.35) mit

$$R_{km} = 0 \Rightarrow r_{km} = 0 \Rightarrow \begin{matrix} g_{km} = 0 \\ b_{km} = -\frac{1}{x_{km}} \end{matrix} \quad (5.36)$$

zu

$$p_{km} = -u_k u_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (5.37)$$

Wenn nun im System nur kleine Spannungswinkel zugelassen werden ergibt sich folgende vereinfachte Darstellung des Wirklastflusses:

$$p_{km} = -u_k u_m b_{km} \theta_{km} \quad (5.38)$$

$$U_k = U_m = U_{nominal} \rightarrow u_k = u_m = 1 \text{ p.u.}$$

$$p_{km} = -b_{km} \theta_{km}$$

$$b_{km} = -\frac{1}{x_{km}}$$

$$p_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}}$$

5.6.5 Lastflussberechnungsvarianten

In Atlantis wird die Lastflussberechnung wie bereits erwähnt auf 2 Varianten durchgeführt. Zum einen wird eine Lastflussberechnung auf Basis der Kraftwerkseinsätze eines Marktmodells durchgeführt (Gutschi, Huber, Süßenbacher, Jagl, Bachhiesl, & Stigler, 2009). Die zweite Variante stellt einen optimierten Kraftwerkseinsatz unter Netzrestriktionen dar.

5.6.5.1 Kraftwerkseinsatz aus dem Marktmodell

Wie der Kraftwerkseinsatz für die Lastflussberechnung aus einem Marktmodell vorgegeben so benötigt die Lastflussberechnung, neben den Daten zu Leitungen und Verbrauch auch die Einspeiseleistungen. Dabei kann die Ausgestaltung des Marktmodells beliebig sein. Es müssen ausschließlich die Kraftwerkseinspeiseleistungen mit dem zugehörigen Einspeiseknoten übergeben werden. Damit wird eine Lastflussrechnung durchgeführt, die die technische Durchführbarkeit der Marktgeschäfte überprüft. Nach der Lastflussberechnung muss überprüft werden ob Leitungen überlastet sind, ist dies der Fall so muss es zu einem Redispatch kommen, der den Kraftwerkseinsatz so abändert, dass der Lastfluss unter Einhaltung der Lastflussbeschränkungen durch die Übertragungsleistung der Leitung durchführbar ist.

Zur Ermittlung des Lastflusses muss dem Simulationswerkzeug (GAMS) die Netztopologie des Verbundsystems mit seinen Knoten, Leitungen und Transformatoren in Form von Matrizen eingegeben werden. Dies erfolgt über eine Inzidenzmatrix (I_{Matrix}). Die Inzidenzmatrix stellt dar, wie in einem Netz die Leitungen geschaltet sind. In dieser Matrix

werden mit Zahlenwerten (+1 und -1) die Anfangs- und Endknoten einer Leitung beschrieben (Todem C. , 2004, S. 146). In Abbildung 163 und Tabelle 56 wird diese Vorgangsweise anschaulich dargestellt.

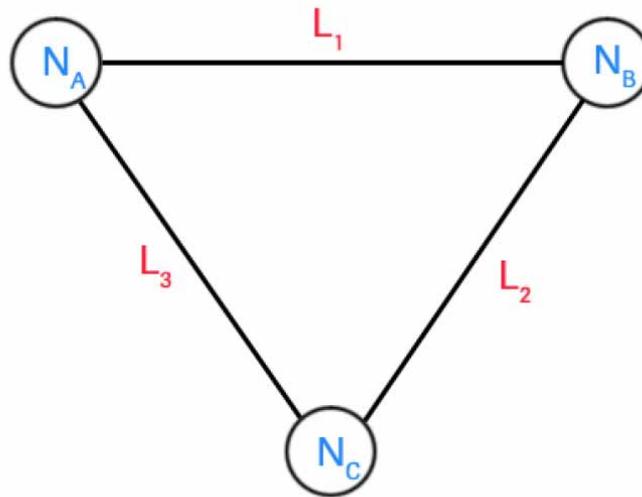


Abbildung 163: Einfache Netztopologie zur Erklärung der Inzidenzmatrix (Todem C. , 2004, S. 147)

Die Inzidenzmatrix, die die oben abgebildete Inzidenzmatrix beschreibt, stellt sich wie folgt dar:

Tabelle 56: Inzidenzmatrix der einfachen Netztopologie (Todem C. , 2004, S. 147)

	N_A	N_B	N_C
L_1	1	-1	0
L_2	0	1	-1
L_3	1	0	-1

Um einzelne Leitungen im Netzverbund ansprechen zu können benötigt man nun die sogenannte Transfermatrix (H). Zur Bildung der Transfermatrix wird die Inzidenzmatrix I mit dem Vektor der Serien-Suszeptanzen (B_{vektor}) der Leitungssysteme multipliziert.

$$H(L, N) = B_{\text{vektor}}(L) \cdot I_{\text{matrix}}(L, N) \quad (5.39)$$

L	Leitungen des Systems [1... N_L]
N	Netzknoten des Systems [1... N_N]
$H(L, N)$	Transfermatrix mit den Leitungssystemen L und Netzknoten N [p.u.]
$B_{\text{vektor}}(L)$	Vektor mit den Serien-Suszeptanzen der Leitungssysteme in [p.u.]
$I_{\text{matrix}}(L, N)$	Inzidenzmatrix zur Abbildung der Netztopologie [1;0;1]

Mit Hilfe der Transfermatrix (H) kann nun die für die Lastflussberechnung erforderliche Knotenadmittanzmatrix B_{Matrix} berechnet werden. Diese Matrix wird über die Netzknoten N , NN entsprechend der Gleichung (5.40) ermittelt.

$$B(N, NN) = \sum_{L=1}^{N_L} (H(L, NN) \cdot I_{\text{matrix}}(L, N)) \quad (5.40)$$

$B(N, NN)$	Systemadmittanzmatrix [p.u.]
NN	Index für die Netzknoten in der Transfermatrix
N	Index für die Netzknoten in der Inzidenzmatrix
N_L	Anzahl der Leitungssysteme

Für die Berechnung des Lastflusses muss in den Einzelnen Knoten die Kirchhoff'sche Knotenregel gelten. Zur einfacheren Darstellung wird die zuerst die Nettoeinspeisung als Summe der Leistungen aller einspeisenden Kraftwerke und entnehmenden Verbraucher

$$\text{NetInput}(N) = P_{\text{Erzeugung}}(N) - P_{\text{Verbrauch}}(N) \quad (5.41)$$

$P_{\text{Erzeugung}}(N)$	Summe aller Einspeisenden Kraftwerksleistungen in Knoten N [MW]
$P_{\text{Verbrauch}}(N)$	Summe der Last im Knoten N [MW]
$\text{NetInput}(N)$	Nettoeinspeisung im Knoten N [MW]

Die Knotengleichung für den DC-Lastfluss ohne Verluste ergibt sich dann wie folgt.

$$\text{NetInput}(N) = \sum_{NN=1}^{N_N} (B(N, NN) \cdot \theta(NN)) \cdot S_{\text{Basis}} \quad (5.42)$$

N_N	Anzahl der Netzknoten
$\theta(NN)$	Knotenspannungswinkel des Knoten NN [rad]
S_{Basis}	Basisbezugsleistung des verwendeten p.u. Systems [MVA]

Wie in den Grundlagen zur Lastflussrechnung bereits dargestellt, wird der Lastfluss auf einer Leitung über die Seriensuszeptanz der Leitung und der Differenz der Knotenspannungswinkel ermittelt.

$$\text{Lastfluss}(L) = \sum_{N=1}^{N_N} (H(L, N) \cdot \theta(N)) \quad (5.43)$$

$\text{Lastfluss}(L)$	Lastfluss über eine Leitung L [p.u.]
$\theta(NN)$	Knotenspannungswinkel des Knoten N [rad]
Wichtig dabei ist, dass ein Knoten im System den Referenzknoten mit Knotenspannungswinkel 0 bildet.	

Mit Hilfe dieser Gleichungen kann bei bekannten Kraftwerkseinspeisungen der Lastfluss ermittelt werden.

Dabei müssen die Leitungslimits eingehalten werden

5.6.5.2 Kraftwerkseinsatz durch Redispatch

Wenn der Kraftwerkseinsatz aus dem Marktmodell nicht zu einem Lastfluss führt, bei dem alle Leitungen im Bereich ihrer zulässigen Parameter liegen, muss ein Redispatch durchgeführt werden.

Im Modell Atlantis wird eine Optimierung verwendet, die die Knotenlasten unter Einhaltung der zulässigen Netzparameter zu minimalen Kosten deckt, dabei ist auch ein Lastabwurf von unterbrechbaren Verbrauchern zu Kosten von 500 €/MWh enthalten. Die unterbrechbare Last ist im Modell über einen frei wählbaren Anteil der Knotenlast einstellbar.

Die Kosten der Leitungsdeckung setzen sich aus den variablen Kosten der thermischen und nuklearen Kraftwerksanlagen (Brennstoff, und optional CO₂-Zertifikate) zusammen, sowie den variablen Kosten der Laufkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Der Einsatz von Speicherpumpen ist im Redispatch derzeit nicht integriert, wird jedoch für die Zukunft angedacht.

Die Minimierungsbedingung lautet dementsprechend:

$$MIN \left\{ \left(\sum_{Kraftwerk} [P(Kraftwerk) \cdot C(Kraftwerk)] \right) + \sum_N PDSM(N) \cdot C_{PDSM} \right\} \quad (5.44)$$

<i>Kraftwerk</i>	Indizes zur Adressierung der Kraftwerke [1]
<i>P(Kraftwerk)</i>	Kraftwerksleistung [MW]
<i>C(Kraftwerk)</i>	Variable Kosten des Kraftwerks [MW]
<i>PDSM(N)</i>	Power Demand Side Management Leistung in einem Knoten
<i>C_{PDSM}</i>	Power Demand Side Management Kosten [€]

Diese sehr einfache Zielfunktion wurde bewusst gewählt, da damit die Einflüsse auf das System leicht nachvollziehbar sind. Somit lässt sich die Reaktion des Lastflusses auf den Redispatch einfacher nachvollziehen. In späteren Modellversionen sind deutlich komplexere Zielfunktionen vorgesehen, die auch Pumpspeicherung, Windkraftanlagen, u.v.m. berücksichtigt.

Dabei müssen folgende Nebenbedingungen eingehalten werden:

Maximale und Minimale Kraftwerksleistung

$$P(Kraftwerk) \geq P_{min} \cdot switch(Kraftwerk)$$

$$P(Kraftwerk) \leq P_{max} \cdot switch(Kraftwerk)$$

Leistungsbilanz:

$$\sum_{\text{Verbraucher}} P(\text{Verbraucher}) = \sum_{\text{Kraftwerk}} P(\text{Kraftwerk}) + \sum_{\text{Verbraucher}} PDSM(\text{Kraftwerk})$$

Des Weiteren müssen alle Netzrestriktionen in Form der Lastflussberechnung entsprechend den Gleichungen (5.39) bis (5.1) berücksichtigt werden.

Zusätzlich müssen die Nebenbedingungen für den maximalen Lastfluss auf den Leitungen berücksichtigt werden:

Da die Leitung per Topologie-Definition eine festgelegte Richtung besitzt, muss der Lastfluss auf einer Leitung zwischen

$$S_{\text{Basis}} \cdot \sum_N (H(L, N) \cdot \theta(N)) \leq \text{Lastflusslimit}(L)$$

$$S_{\text{Basis}} \cdot \sum_N (H(L, N) \cdot \theta(N)) \geq -\text{Lastflusslimit}(L)$$

$$\text{Lastflusslimit}(L) = \text{ThermischesLimit}(L) \cdot (1 - \text{TRM}_{\text{Faktor}})$$

liegen. Mit dem TRM-Faktor werden notwendige Übertragungsreserven für Kraftwerks- und Leitungsausfälle berücksichtigt. In der Simulation wurde ein TRM-Faktor von 0,2 gewählt.

Das Ergebnis der dargestellten Modellformulierung stellt einen Kraftwerkseinsatz dar der einen Lastfluss im Übertragungsnetz zur Folge hat, der technisch durchführbar ist.

5.7 Graphische Darstellung

Für die graphische Darstellung der Ergebnisse wird die Software Matlab verwendet. Alle Kraftwerke und Knoten des Systems sind mit geographischen Lageinformationen versehen, wodurch eine geographische korrekte Darstellung des Netzsystems und eine Überprüfung der Untersuchungsergebnisse möglich sind.

Verfügbare Layer für die Darstellung sind:

- Staatsgrenzen
- Bundesländergrenzen
- Flüsse
- Seen
- Geländeprofil
- Laufkraftwerke
- Speicherkraftwerke
- Thermische Kraftwerke
- Kernkraftwerke
- Netzknoten
- Leitungen
- Transformatoren
- Lastflüsse

In den folgenden Abbildungen sind einige Beispiele verschiedener Layer dargestellt:



Abbildung 164: Beispieldarstellung des nördlichen Kroatien aus dem GIS-System des Modells Atlantis mit den Layern: Grenzen, Flüsse, Seen, Laufkraftwerke, Speicherkraftwerke, Thermische Kraftwerke, Kernkraftwerke, Knoten, Leitungen und Transformatoren.

5.8 Simulation

Die Simulation eines Szenarios mit dem Modell Atlantis beginnt mit der Definition der Modellregion und der allgemeinen Simulationsparameter wie z.B. die Definition der Brennstoffpreisentwicklung. Die Modellregion umfasst den Netzbereich der Länder Südosteuropas (siehe Abbildung 166). Darin sind über 800 Kraftwerke enthalten, deren Lage in Abbildung 167.

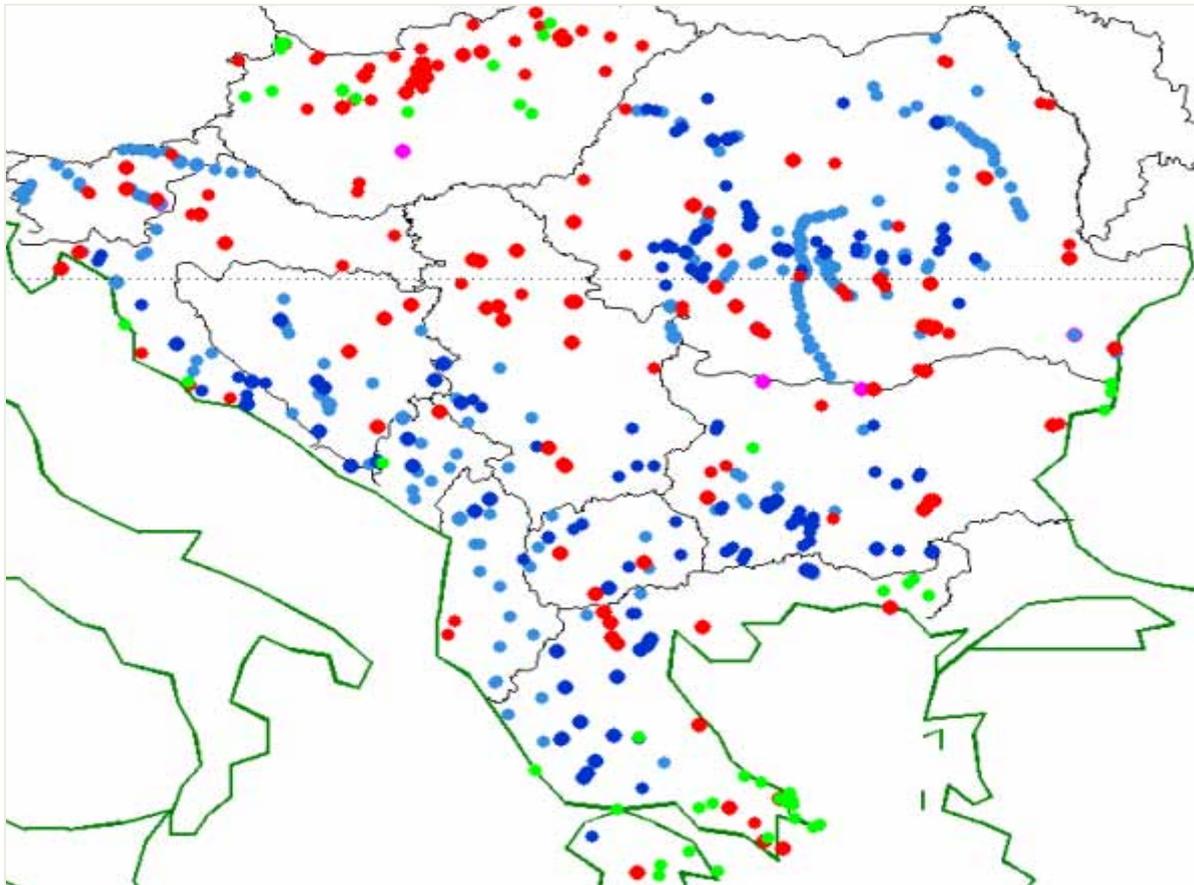


Abbildung 167: Kraftwerke in der Simulationsregion Südosteuropa, thermische Kraftwerke sind rot, Laufkraftwerke hellblau, Speicherkraftwerke dunkelblau, Kernkraftwerke magenta und Windkraftwerke grün dargestellt.

5.8.1 Szenariodefinition

Für die Variation der Marktpreise wurde für das Simulationsgebiet ein gemeinsames einheitliches Marktgebiet definiert. Das Angebotsverhalten der Marktteilnehmer am Markt wird als ideal modelliert, d.h. die Kraftwerke werden zu variablen Kosten angeboten und bilden eine „merit order“ der Grenzkosten. Des Weiteren wurden in diesem Szenario für die Nutzung des Übertragungsnetzes ausschließlich technische Restriktionen berücksichtigt. Das bedeutet, dass die durch Übertragungseinschränkungen administrativ herabgestuften grenzüberschreitenden Übertragungsleistungen nicht berücksichtigt werden. In allen Vergleichsszenarien wurden keine CO₂-Emissionen eingepreist. Diese Annahmen wurden getroffen, um die grundlegenden Fragestellungen zur Entwicklung des Elektrizitätssystems in der Region unverzerrt analysieren zu können.

Tabelle 57: Szenario Parameter für die Brennstoffpreisentwicklung

Brennstoff	Einheit	Preis 2006	Preisanstieg p.a.
Braunkohle	€/MWh _{th}	5	4 %
Steinkohle	€/MWh _{th}	6,3	4 %
Erdgas	€/MWh _{th}	16	4 %
Heizöl leicht, Diesel	€/MWh _{th}	38	4 %
Heizöl schwer	€/MWh _{th}	16,15	4 %
Uran	€/MWh _{th}	1,56	4 %
CO ₂ -Zertifikate	€/t	0	4 %

Als Startpunkt der Simulation wird das Jahr 2006 gewählt. Der wesentlichste Einflussfaktor auf die Entwicklungstendenzen von Strommärkten ist der Preis für fossile Brennstoffe. Hier wurde von einem mittleren Preisszenario ausgegangen, die angenommenen Brennstoffpreise sind in Tabelle 57 zusammengefasst und entsprechen in etwa der Marktsituation bei einem Rohölpreis von rund 40 \$/bbl.

5.8.1.1 Bedarfsentwicklung

Das Simulationsgebiet umfasst 12 südosteuropäische Länder (Albanien, Bulgarien, Bosnien, Griechenland, Kroatien, Mazedonien, Montenegro, Serbien inkl. Kosovo, Slowenien, Rumänien und Ungarn) und berücksichtigt rund 840 Kraftwerke. Die Strombedarfsentwicklung in der Region ist für jedes Land individuell in Anlehnung an die Prognosen der UCTE (UCTE, 2008) bzw. EURELECTRIC (EURELECTRIC, 2006) berücksichtigt. Der durchschnittliche Bedarfszuwachs in der Region beträgt 1,95 % p.a. Dabei wurde angenommen, dass der Zuwachs entsprechend der Abbildung 168 in den ersten Jahren stärker ausfällt und in den späteren Jahren abnimmt.

5.8.1.2 Kraftwerkskapazitätsentwicklung

Um den Energieaustausch des Szenariogebietes mit den angrenzenden Ländern zu berücksichtigen wurde in der Simulation angenommen, dass die Importe und Exporte über die Grenzen zwischen Österreich, Italien, Slowakei und der Ukraine über den gesamten Simulationshorizont auf dem Niveau von 2007 bleiben. Für die Entwicklung der Kraftwerkskapazität wurde eine Steigerung der Nutzung fossiler Energieträger zugrunde gelegt. Im Modell werden dazu Kohlekraftwerke am Ende der Lebensdauer durch größere, effizientere Einheiten am alten Standort ersetzt. Wasserkraftwerke werden im Modell alle 60 Jahre einer Revitalisierung unterzogen. Nach 2010 ist der Ausbau von Ölkraftwerken im Modell nicht vorgesehen. Um den wachsenden Verbrauch decken zu können, werden im Modell Erdgas-GuD-Kraftwerke errichtet. Die Verfügbarkeit von Erdgas als Brennstoff wird dabei als gegeben angenommen. (Mittelfristig ist diese von der Realisierung des Nabucco-Pipeline-Projekts abhängig)

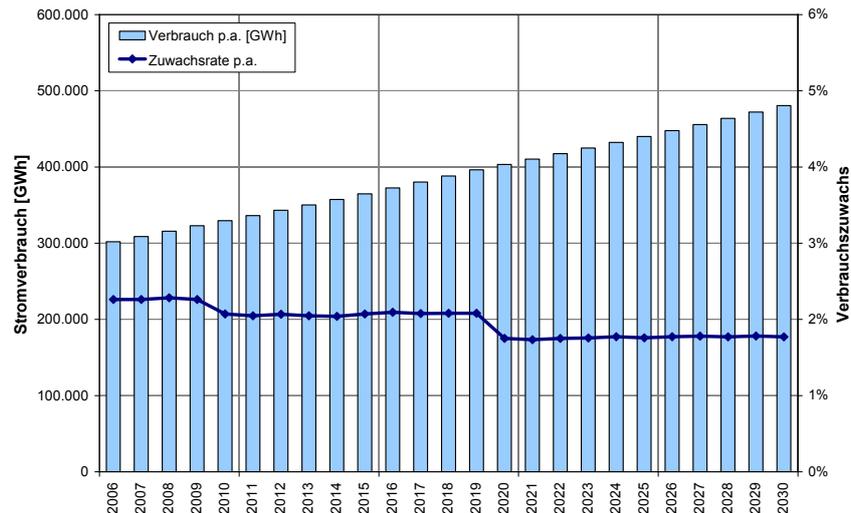


Abbildung 168: Angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs im untersuchten Gebiet

5.9 Szenario Variation

Als Szenario-Varianten wurden nun die Regeljahreszuflüsse um jeweils 10 % erniedrigt und um 10 % erhöht, und damit die Auswirkung unterschiedlicher Wasserkrafterzeugungen auf den Kraftwerkseinsatz und den Marktpreis ermittelt. Damit soll die Reaktion des Marktmodells auf ein schwankendes Wasserkraftdargebot untersucht werden, und damit die Funktion des Marktmodells überprüft werden. Die angenommene Schwankungsbreite der Zuflüsse ist realistisch. In einigen Ländern liegt die Schwankungsbreite der jährlichen Wasserkrafterzeugung bei 1:2 (Minimum zu Maximum) und 95 % Konfidenzintervall. Länder mit starker Wasserkrafterzeugung an Flüssen mit großen Einzugsgebieten (Donau, Drava, Sava) weisen moderatere Schwankungsbreiten auf.

5.10 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die realwirtschaftlichen Ergebnisse der Simulation für das Untersuchungsgebiet Atlantis dargestellt. Es werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung zur Winterhöchstlast 2006 dargestellt, und die aus der Simulation resultierenden Engpässe mit einer Studie zum südosteuropäischen Übertragungsnetz unter zukünftigen Marktbedingungen verglichen.

Des Weiteren werden die Ergebnisse der Auswirkung der Wasserdarangebotsvariation dargestellt und diskutiert.

Die Simulationsergebnisse des Modellsystems Atlantis stellen erste Ergebnisse eines Prototyp-Modells dar.

5.10.1 Lastflüsse

Die Ergebnisse der Untersuchung für die Daten des Jahres 2006 zeigen, dass bei einem wohlfahrtsökonomischen Kraftwerkseinsatz unter Netzrestriktionen, zur Jahreshöchstlast etliche Verbundnetzleitungen voll ausgelastet werden. Die Simulation ohne lastflussteuere Elemente (Transformatoren wurden ohne Regeleinrichtung modelliert) zeigt, dass diese Auslastungen vor allem innerhalb der Länder auftreten. Zur Überprüfung des Lastflussmodells wurde ein Vergleich mit Simulationsergebnissen der General Investment Study der Weltbank (The World Bank, 2005) durchgeführt. Eine detaillierte Untersuchung zeigte, dass beide Modelle ähnliche Ergebnisse im Bereich der Leitungsüberlastungen zeigen. In den folgenden Abbildungen werden für einzelne Engpässe graphische Vergleiche gezogen.

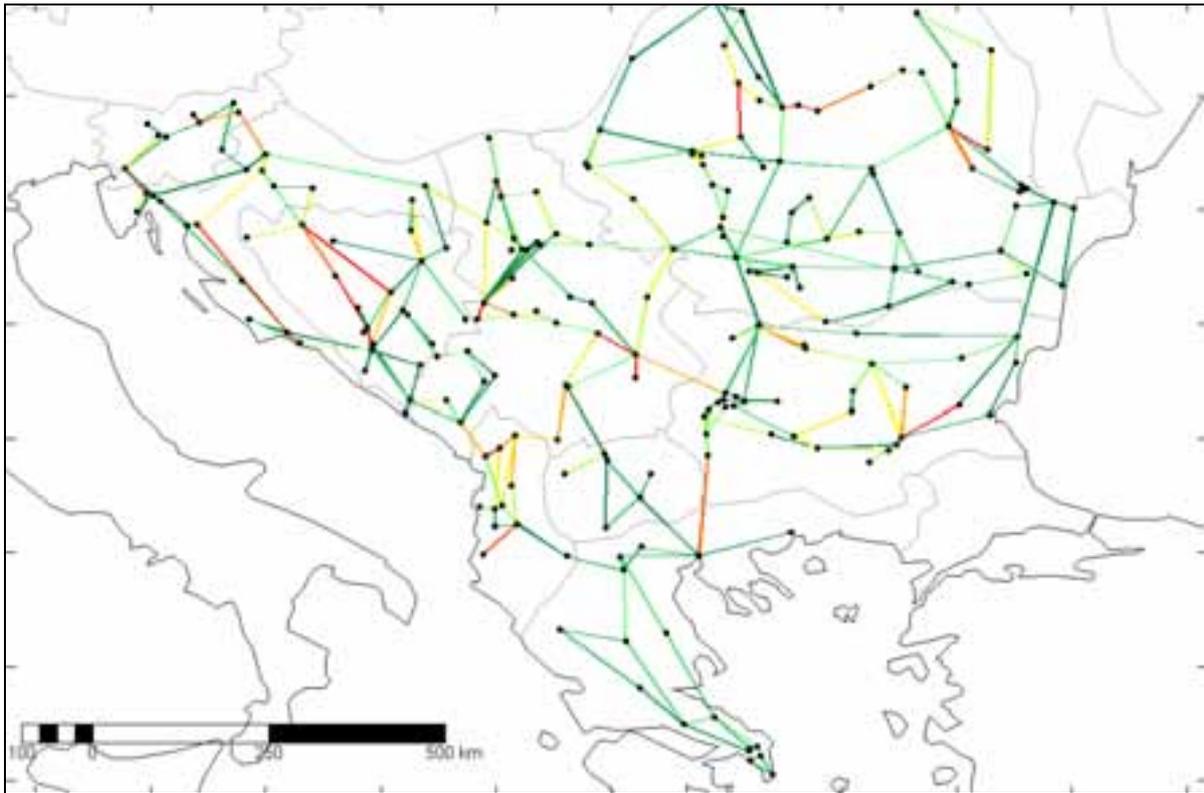


Abbildung 169: Darstellung der Lastflussergebnisse einer Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Netzrestriktionen für die 2006 Winterhöchstlast – dunkelrote Linien stellen voll ausgelastete Leitungen dar.

Ein genauerer Vergleich ist für die Netzbereiche Zentral-Serbien und Albanien möglich. Hier wurde eine wissenschaftliche Veröffentlichung zur General Investment Study herangezogen. In der Veröffentlichung von Davor Bajsi und Goran Majstrovic (Bajsi & Majstrovic, 2005) werden für die erwähnten Netzbereiche überlastete Netzwerkzweige dargestellt (siehe Abbildung 170 und Abbildung 172).

Der Vergleich der Simulationsergebnisse des Modells Atlantis zeigt ebenso Engpässe im Raum Nis und Überlastungen im Bereich des Knotens Pozega, wie in Abbildung 171 dargestellt. Die Überlastungen im Bereich der Kraftwerke Kosovo A und B sind in Atlantis nicht wiedergegeben. Dies ist auf eine zu große Dimensionierung der Transformatoren zwischen der 220 kV und 400 kV Ebene zurückzuführen. Diese Überdimensionierung resultiert vermutlich aus der Schätzung der installierten Transformatorleistung.



Abbildung 170: Überlastete Netzwerkzweige in Zentralserbien zur Winterhöchstlast 2006, entsprechend der Simulation von Davor Bajsi und Goran Bajsi (Bajsi & Majstrovic, 2005)



Abbildung 171: Überlastete Netzwerkzweige in Zentralserbien zur Winterhöchstlastsimulation 2006, als Simulationsergebnis des Modellsystems Atlantis.

Die Überlastungen im Netzbereich Albaniens zeigen wieder eine starke Ähnlichkeit (vergleiche Abbildung 172 und Abbildung 173). Während in der Abbildung 172 der Zweig

Elbasan 2 nach Fierze überlastet dargestellt ist, wird in der Atlantis Simulation der Zweig Elbasan 1 nach Elbasan 2 überlastet. Die Differenzen sind auf eine leicht unterschiedlich modellierte Netztopologie zurückzuführen. Während Fierze im Modellsystem Atlantis über den Knoten Elbasan 1 versorgt wird, wird Fierze im Modell nach Bajs über Elbasan 2 gespeist, was zu einer Überlastung im Netzbereich von Tirana über Elbasan2 bis Fierze führt. (Huber, Süßenbacher, Bachhiesl, & Stigler, 2008)



Abbildung 172: Überlastete Netzwerkzweige in Albanien zur Winterhöchstlast 2006, entsprechend der Simulation von Davor Bajs und Goran Bajs (Bajs & Majstrovic, 2005)

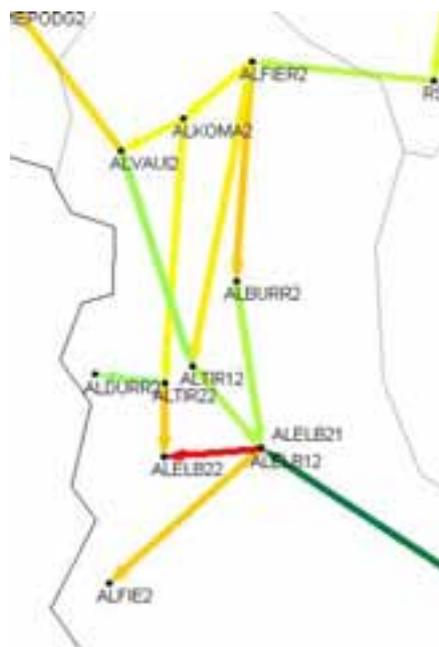


Abbildung 173: Überlastete Netzwerkzweige in Albanien zur Winterhöchstlastsimulation 2006, als Simulationsergebnis des Modellsystems Atlantis.

Im Modell Atlantis treten außerdem starke Engpässe im Netzbereich Bosniens auf, Analysen deuten darauf hin, dass in diesem Bereich zusätzlich einige Verbindungsleitungen auf der Spannungsebene 110 kV mit zu berücksichtigen sind.

5.10.2 Reaktion der Marktpreise auf unterschiedliches Wasserdargebot

Des Weiteren wird die Auswirkung des unterschiedlichen Wasserdargebots auf die resultierenden Marktpreise im Modellgebiet untersucht.

Die Simulationsergebnisse zeigen unter den Annahmen, dass der durchschnittliche jährliche Marktpreis, in Abhängigkeit einer Variation des Wasserdargebots von 0,9 bis 1,1 des Regeljahreszuflusses, im Bereich von plus 4 % bis minus 3 % liegt (siehe Abbildung 174).

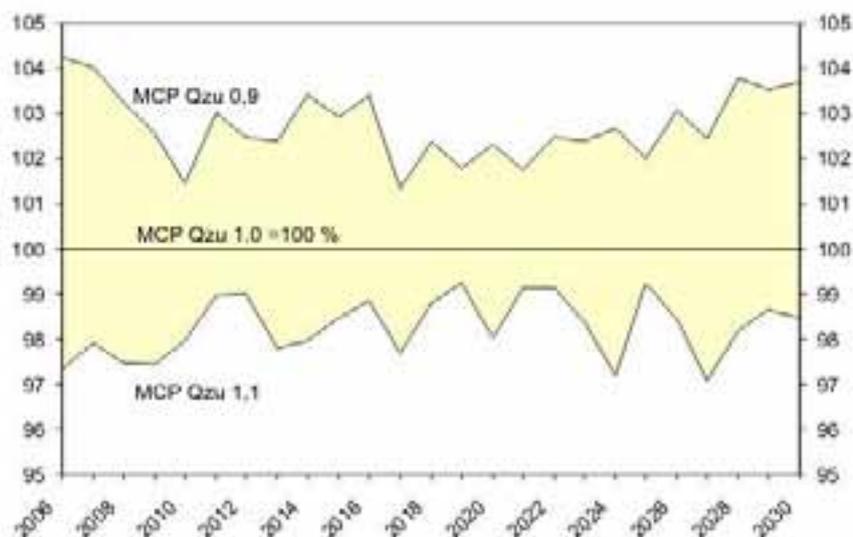


Abbildung 174: Entwicklung der Schwankungsbreite der durchschnittlichen jährlichen Marktpreise auf Basis der Wasserdargebotsvariation.

Die Asymmetrie der Schwankungsbreite der durchschnittlichen jährlichen Marktpreise ist auf die Form der „merit-order“ der Kraftwerke in Südosteuropa zurückzuführen. Bei einem verringerten Wasserdargebot um 10 % zum Regeljahr steigt der durchschnittliche Marktpreis unter den getroffenen Annahmen bis 2008 um ca. 3,5 % gegenüber dem Regeljahr. Nach 2008 pendelt der mittlere, jährliche Marktpreis bei einem Wasserdargebot von 90 % des Regeljahres bei ca. 102,5 % des durchschnittlichen Marktpreises im Regeljahr. Dies ist auf die Inbetriebnahme großer Kernkraftwerksblöcke zurückzuführen, als auch auf den verstärkten Ausbau an generischen 400 MW GuD-Erdgas-Kraftwerken. Die Schwankungsbreite des mittleren Preises nach unten, bei einem Dargebot von 110 % des Regeljahresabflusses, ist auf rund 2,5 % begrenzt (Abbildung 174). Die Ursache dafür liegt in der flacheren Steigung der „merit-order“ im Schnittbereich mit dem Stromverbrauch, aufgrund einer erhöhten Wasserkrafterzeugung. (Huber, Gutschi, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009)

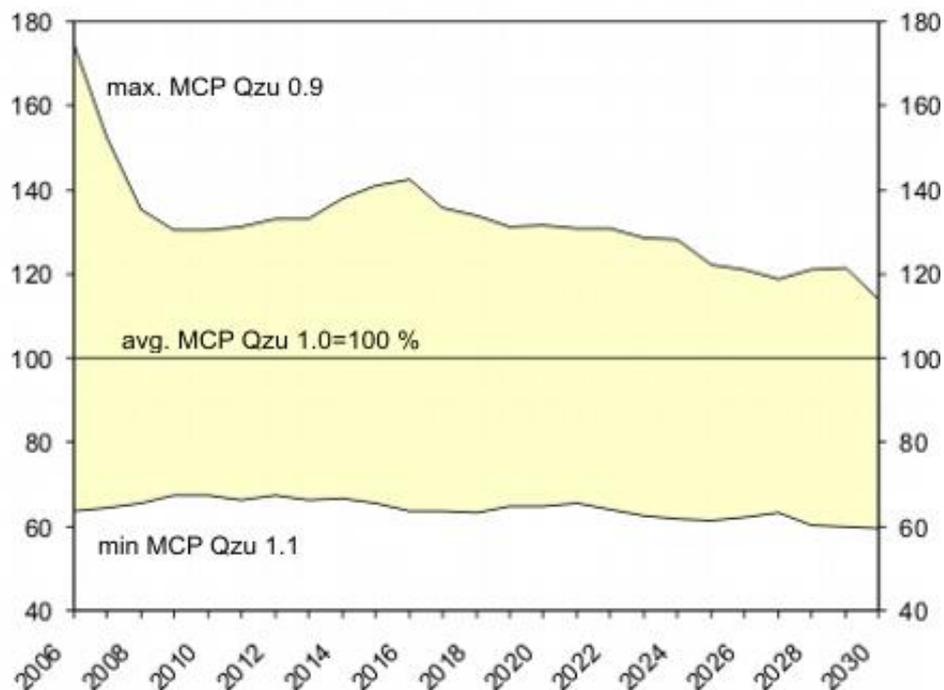


Abbildung 175: Entwicklung der Schwankungsbreite der minimalen und maximalen Marktpreise (MCP) in Abhängigkeit vom Wasserdargebot.

Abbildung 175 zeigt die maximale Schwankungsbreite zwischen maximalen Preis in der Peak-Periode eines Jahres und den minimalen Preis in der Offpeak-Periode eines Jahres bezogen auf den durchschnittlichen Marktpreis. (Huber, Gutschi, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009), (Gutschi, Huber, Süßenbacher, Jagl, Bachhiesl, & Stigler, 2009)

5.11 Zusammenfassung der Simulation

Ziel der Arbeit ist es ein detailliertes Abbild der wichtigsten Zusammenhänge des südosteuropäischen Elektrizitätsmarktes zu erzeugen. Engpässe in der Erzeugungsstruktur sollten ebenso aufgezeigt werden, wie Engpässe im Übertragungsnetz. Das Modell stellt eine gesamtsystemische Simulation des südosteuropäischen Marktes dar. Das vorgestellte Modell stellt einen ersten Prototyp des Simulationsmodells Atlantis dar und ist die Grundlage für weitere Entwicklungen im Bereich der real- und nominalwirtschaftlichen Gesamtsystemsimulation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Erste Simulationsergebnisse zeigen im Vergleich zu einer Studie der Weltbank (The World Bank, 2005), (Bajs & Majstrovic, 2005) sehr ähnliche und nachvollziehbare Überlastungen im südosteuropäischen Verbundsystem dar. Die Variation des Wasserdargebots belegt die Funktion des Wasserkraftmodells und seine Auswirkung auf die „merit-order“ in Südosteuropa. Das Modell ist in der Lage die Veränderungen der Marktpreise gegenüber einem Regeljahr, unter den getroffenen Annahmen und eines idealen Marktes, zu beziffern.

5.12 Ausblick

Durch die zukünftige Integration der Speicherbewirtschaftung in die Kraftwerksplanung wird eine jährliche Deckungsrechnung, und somit neben der Leistungsbetrachtung auch eine Energiemengenbetrachtung, möglich. Das gesamte Modell ist in ein geographisches Informationssystem integriert, sodass das System eine einfache Anbindung weiterer externer Daten erleichtert. Als Beispiel für eine solche Anbindung sind zum Beispiel bereits Pegelraten des Regeljahres in Form von mittleren monatlichen Abflüssen und Überschreitungsdauerlinien integriert, die mit den Laufkraftwerken und Speichern verknüpft sind,

um das hydraulische Dargebot der Kraftwerke darzustellen. Weitere wesentliche Erweiterungen des Modells sind die Einführung einer Prognose der Lastkurven und Implementierung von weiteren Erneuerbaren Energiequellen. In weiterer Folge sollen detaillierte Untersuchungen über die Wirkungsweise verschiedener Regulierungsmechanismen durchgeführt werden. Das hier vorgestellte Modell stellt eine hervorragende Grundlage mit einer hoch detaillierten Datenbasis und den notwendigen Entwicklungs-, Reporting-Werkzeugen dar. Bereits während der Fertigstellung dieser Arbeit, wurden Erweiterungen im Bereich der Marktsysteme (Nischler, 2009), Unternehmensmodelle (Guschi, Huber, & Stigler, 2009), Lastfluss steuernder Elemente (Nacht, 2010), und erneuerbaren Energien (Schüppel, 2010) durchgeführt.

6 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurden die aktuellen energiepolitischen und legislativen Rahmenbedingungen für die Wasserkraft in Europa analysiert (siehe Kapitel 3), sowie die Ausbaupotenziale der Wasserkraft in Europa dargestellt, Auswirkungen potenzieller Umsetzungsszenarien der Wasserrahmenrichtlinie untersucht und ein Elektrizitätssystemmodell entwickelt.

Im Vorfeld der nationalen Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie und des nationalen Maßnahmenprogramms wurde eine Szenario-Untersuchung für die hydromorphologischen Qualitätskomponenten Restwasser und Gewässerdurchgängigkeit durchgeführt (siehe Kapitel 4). Dabei wurden die Auswirkungen des Bereichs Restwasser bei Laufkraftwerken mit Ausleitungen über 10 MW, Speicherkraftwerken über 10 MW und Kleinwasserkraftwerken bis 10 MW auf Basis detaillierte Berechnungen je Anlage ermittelt und die Sensitivität auf Szenario-Variationen dargestellt.

Die Umsetzungsszenarien zur Durchgängigkeit wurden für unterschiedliche geodätische Höhen dargestellt. Die Untersuchung der Investitionskosten zur Herstellung der Durchgängigkeit wurde für Kraftwerke größer 10 MW durchgeführt.

Im Zuge der Datenaufbereitung für das Modellsystems Atlantis wurden die Wasserkraftpotenziale von europäischen Ländern mit einem hohen Anteil an Wasserkrafterzeugung erhoben. Die unterschiedlichen Potenziale wurden systematisch in einer möglichst hohen geographischen Auflösung erfasst, um den zukünftigen Beitrag der Wasserkraft zu Europas Elektrizitätserzeugung abschätzen zu können und zukünftig im Modellsystem Atlantis zu berücksichtigen.

Den das letzte Kapitel der Arbeit bildet die Entwicklung des realwirtschaftlichen Teils des Elektrizitätsmodells Atlantis, das Szenario-Analysen unter verschiedenen Rahmenbedingungen in einem gesamtsystemischen Ansatz ermöglicht und unterschiedlichste Einflüsse und Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem darstellen kann (siehe Kapitel 5).

6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse der Potenzialuntersuchung

Südosteuropa verfügt über ein technisches und wirtschaftliches Wasserkraftpotenzial von ca. 150 bzw. 110 TWh/a. Das wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial ist derzeit etwa zur Hälfte ausgebaut.

Aktuell sind in Südosteuropa etliche Wasserkraftprojekte in Planung, vor allem in Albanien, Bosnien und Mazedonien existieren günstige Standorte zur Errichtung neuer Wasserkraftwerke. Kritisch ist anzumerken, dass die Potenzialabschätzungen in einigen Ländern bereits weiter zurückliegen und eine Neueinschätzung zu anderen wirtschaftlichen Potenzialen kommen könnte. Des Weiteren ist in einigen südosteuropäischen Regionen die hydrologische Datenbasis nicht zuverlässig, da beispielsweise Abflüsse nur über kurze Zeiträume aufgenommen wurden.

Der erfolgreiche Ausbau der Wasserkraft wird durch die nationale Gestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen beeinflusst.

Die Untersuchung der Wasserkraftpotenziale in den ausgewählten Ländern Europas zeigten sehr unterschiedliche Ergebnisse, je nach den natürlichen Gegebenheiten gibt es regional sehr unterschiedliche Wasserkraftpotenziale. Die größten Wasserkraftpotenziale sind in den Alpenländern Frankreich, Österreich, Schweiz und Italien zu finden. Jedoch existieren auch in Südosteuropa und auf der Iberischen Halbinsel wesentliche Wasserkraftpotenziale.

Besonders in Südosteuropa sind die Wasserkraftpotenziale vergleichsweise gering ausgenutzt. Hier ergeben sich vor allem in den Ländern Albanien, Bosnien, Bulgarien, Montenegro und Mazedonien Chancen für den Ausbau von neuen Wasserkraftwerken. Die Recherche ergab, dass in den untersuchten Ländern am europäischen Kontinent ein technisches Restpotenzial von 260.000 GWh/a besteht. Dieses Potenzial kann aufgrund von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und ökologischen Restriktionen nicht zur Gänze ausgeschöpft werden. Selbst wenn sich das technische Restpotenzial aufgrund dieser Restriktionen um die Hälfte verringert wird, verbleibt ein Restpotenzial von 130.000 GWh/a.

Der derzeitige Ausnutzungsgrad des technischen Wasserkraftpotenzials in den untersuchten Ländern liegt im Mittel bei 56 %. Die beschriebenen Ergebnisse sind zusammengefasst in Tabelle 58 dargestellt.

Tabelle 58: Zusammenfassung der Wasserkraftpotenziale in Westeuropa und Südosteuropa.

Land	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial gesamt		ausgebautes Potenzial	technisches Restpotenzial	Ausnutzung
	GWh	GWh	SHP GWh	GWh	GWh	%
Österreich	150000	56100		38200	17900	68%
Deutschland	120000	25480	2074	18706	6774	73%
Frankreich	266000	138000	4000	79300	58700	57%
Schweiz	144000	43070		35500	7570	82%
Italien	150000	69000		50900	18100	74%
Albanien	40000	12000	640	4160	7840	35%
Bosnien	68000	24000		8900	15100	37%
Bulgarien	26000	15000		3300	11700	22%
Griechenland	84000	15000		4100	10900	27%
Kroatien	20000	12100	570	5900	6200	49%
Montenegro	10000	8200	1800	1900	6300	23%
Mazedonien	9000	8000	1100	1300	6700	16%
Rumänien	70000	40000		16700	23300	42%
Serbien und Kosovo	19200	17500	1700	10500	7000	60%
Slowakei	20000	7361	200	4200	3161	57%
Slowenien	19440	9145		4115	5030	45%
Tschechien	13100	2711	531	1845	866	68%
Spanien	150360	65600		31600	34000	48%
Portugal	32150	24500		11080	13420	45%
Summe	1411250	592767		332206	260561	56%

6.2 Ergebnisse der Untersuchung zu Restwasser und Durchgängigkeit bei Wasserkraftwerken

Insgesamt stellen die erfassten Ausleitungskraftwerke ein Regelarbeitsvermögen von 2665 GWh dar. Dies sind etwa 89 % der geschätzten 3000 GWh Regelarbeitsvermögen aus Ausleitungskraftwerken.

Die Einzelergebnisse zeigten sehr unterschiedliche Restwasserverluste bei den verschiedenen Kraftwerken. Diese Unterschiede erklären sich durch das unterschiedliche Alter der Anlagen. Ältere Anlagen mit früheren Wasserrechtsbescheiden wurden mit wesentlich geringeren Restwasservorschreibungen beaufschlagt als jüngere Kraftwerke.

Die Restwasserszenarien verursachen geringere nutzbare Abflüsse bzw. es werden Restwassermengen an Wehrturbinen mit geringerer Fallhöhe abgearbeitet. Das führt zu Leistungseinbußen und in weiterer Folge zu Erzeugungsverlusten und damit zu Minderungen auf der Ertragsseite des Kraftwerkbetreibers.

Dabei werden die Leistungseinbußen nicht vorrangig aufgezeigt, sondern zuerst die Erzeugungseinbußen und damit auch die finanziellen Verluste.

Die Leistungseinbußen und der jahreszeitliche Unterschied der Leistungseinbußen werden darauf folgend behandelt. Des Weiteren werden der verlorenen Leistung Ersatzinvestitionen gegenübergestellt und finanziell bewertet.

Abbildung 176 zeigt die Summe der jährlichen Erzeugungsverluste aller betrachteten Ausleitungs-Laufkraftwerke. Wie man erkennen kann, steigen die Erzeugungsverluste mit zunehmender Restwasseranforderung. Die Zunahme ist nicht direkt proportional zur Restwassermenge, da bei einigen der betrachteten Kraftwerke Restwasser- bzw. Wehrturbinen installiert sind. Diese Turbinen können in manchen Szenarien noch Restwassermengen bei einem geringeren Arbeitswert des Wassers zur Energieumwandlung nutzen. Bei höheren Restwasserszenarien können immer weniger Restwasserturbinen diese Wassermenge vollständig nutzen, da die Restwassermenge schnell den Ausbaugrad der Turbinen übersteigt. Dieser Umstand schlägt sich in der Jahres-Gesamtbetrachtung jedoch nicht so stark nieder. Wesentlich deutlicher ist dieser Umstand bei einzelnen Kraftwerken zu bemerken.

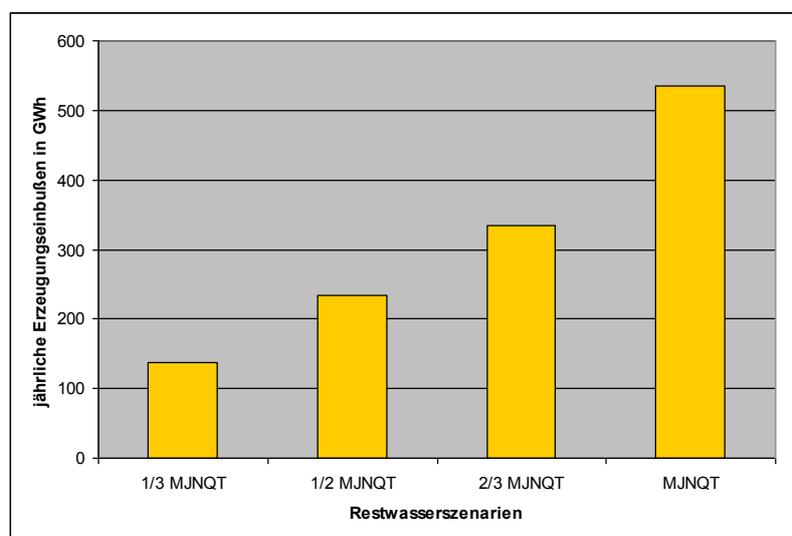


Abbildung 176: Summe Erzeugungseinbußen der erfassten Ausleitungs-Laufkraftwerke in GWh in Abhängigkeit der Restwasserszenarien.

Tabelle 58 stellt die absoluten und relativen jährlichen Erzeugungseinbußen der erfassten Kraftwerke aufgrund der verschiedenen Restwasserszenarien dar.

Man sieht, dass bei einem Restwasserszenario von MJNQT die Erzeugungsverluste bis zu 20% der Jahreserzeugung der Ausleitungs-Laufkraftwerke betragen. In absoluten Zahlen sind das etwa 534 GWh, das entspricht ca. einem Drittel der Jahresproduktion des Donau-Kraftwerks Ybbs-Persenbeug oder der doppelten Jahreserzeugung des Ausleitungskraftwerks „Ennskraftwerk Großraming“, das im Jahr 1969 in Betrieb genommen wurde.

Tabelle 59: Absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen aufgrund der verschiedenen Restwasserszenarien und der Basis der erfassten Kraftwerke.

Restwasserszenario	Einbußen absolut GWh	Einbußen relativ %
1/3 MJNQT	137	5
1/2 MJNQT	233	9
2/3 MJNQT	335	13
MJNQT	534	20

6.2.1 Finanzielle Auswirkungen der Mindererzeugung

Weniger Erzeugung führt zu geringeren Erträgen der Kraftwerksbetreiber. Die Bewertung der Erzeugungsminderung wurde mit den EEX-Baseload-Preisen 2004 durchgeführt. Die Preise für die Monate November und Dezember 2004 wurden durch Forward-Preise und die Preise des Vorjahres abgeschätzt.

Tabelle 60 zeigt die jährlichen finanziellen Einbußen der verschiedenen Restwasserszenarien. Man erkennt die mit größer werdendem Restwasserszenario etwas überproportional steigenden finanziellen Einbußen. Der überproportionale Anstieg ist auf den in 4.5.1.5.5 dargestellten Sachverhalt der Restwassernutzung zurückzuführen.

Tabelle 60: Jährliche finanzielle Einbußen der erfassten Kraftwerke durch Restwasserszenarien, in Mio. Euro.

Restwasser - Szenario	Mio. €
1/3 MJNQ _T	3.6
1/2 MJNQ _T	6.1
2/3 MJNQ _T	8.8
MJNQ _T	14

Da die Ausleitungskraftwerke nicht vollständig erfasst wurden, werden hier noch einmal die gesamten Verluste der erfassten Kraftwerke mit einem RAV von 2660 GWh hochgerechnet auf ein gesamtes RAV aus Ausleitungslaufkraftwerken größer 10 MW von 3000 GWh dargestellt, siehe Tabelle 61.

Tabelle 61: Darstellung der gesamten Verluste der Ausleitungslaufkraftwerke größer 10 MW.

Szenario	Erzeugungsverluste*	Verlust % der Laufkrafteerz.*	Verluste*
	GWh	%	in Mio. €
MJNQ _T	601	20.0%	16.1
2/3 MJNQ _T	377	12.6%	10.1
1/2 MJNQ _T	262	8.7%	7.0
1/3 MJNQ _T	154	5.1%	4.2

*Hochgerechnet auf ein RAV der Ausleitungslaufkraftwerke von 3000 GWh

6.2.2 Restwasserverluste bei Kleinwasserkraftwerken in Österreich

Der Kraftwerkspark der Kleinwasserkraftwerke stellt mit einer Elektrizitätserzeugung von 4000 GWh einen Anteil von etwa 8% der gesamten österreichischen Stromerzeugung dar. In Österreich gibt es etwa 2070 Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 10 MW (per definitionem). Bei diesen Kraftwerken, die meist der sogenannten Ökostromerzeugung zuzuordnen sind, ergeben sich aufgrund von Restwasservorschreibungen weit reichende Verluste bei der Stromerzeugung. Bereits bestehende Restwasservorschreibungen sind im aktuellen Regelarbeitsvermögen der Kleinwasserkraftwerke enthalten. Das vergleichsweise hohe Ausmaß der Restwasserverluste in den einzelnen Szenarien hängt damit zusammen, dass es sehr viele alte Kraftwerke mit alten Wasserrechten ohne bestehende Restwasservorschreibungen gibt, und diese Kraftwerksgruppe einen hohen Anteil von Ausleitungskraftwerken enthält. Der Anteil der Ausleitungskraftwerke lag für die Untersuchung nicht exakt vor, sondern wurde auf der Basis vorhandenen Kraftwerksdaten und einer Untersuchung für das Land Niederösterreich geschätzt. Für die Berechnung wurde österreichweit ein Anteil der Ausleitungskraftwerke von 85 % verwendet. Im Kontext der Forcierung erneuerbarer

Energiegewinnung ist diese Gegebenheit als recht bedeutsam zu bewerten und bedarf deshalb auch einer besonders genauen Analyse.

Zur Berechnung der Verluste aufgrund von Restwasservorschriften wurden kumulierte, in Bioregionen strukturierte Daten bezüglich der österreichischen KWKW verwendet.

6.3 Zusammenfassung der Ergebnisse des realwirtschaftlichen Modells Atlantis

Ziel der Modellbildung ist es, ein detailliertes Abbild der wichtigsten Zusammenhänge des südosteuropäischen Elektrizitätsmarktes zu erzeugen. Engpässe in der Erzeugungsstruktur sollten ebenso aufgezeigt werden wie Engpässe im Übertragungsnetz. Das vorgestellte Modell stellt einen ersten Prototyp des Simulationsmodells Atlantis dar, und ist die Grundlage für weitere Entwicklungen im Bereich der real- und nominalwirtschaftlichen Gesamtsystemsimulation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Die Ergebnisse der Untersuchung für die Daten des Jahres 2006 zeigen, dass bei einem wohlfahrtsökonomischen Kraftwerkseinsatz unter Netzrestriktionen zur Jahreshöchstlast etliche Verbundnetzleitungen voll ausgelastet werden.

Ein Vergleich zu einer Studie der Weltbank (The World Bank, 2005), (Bajs & Majstrovic, 2005) zeigt sehr ähnliche und nachvollziehbare Überlastungen in den Netzbereichen von Zentral Serbien und Albanien.

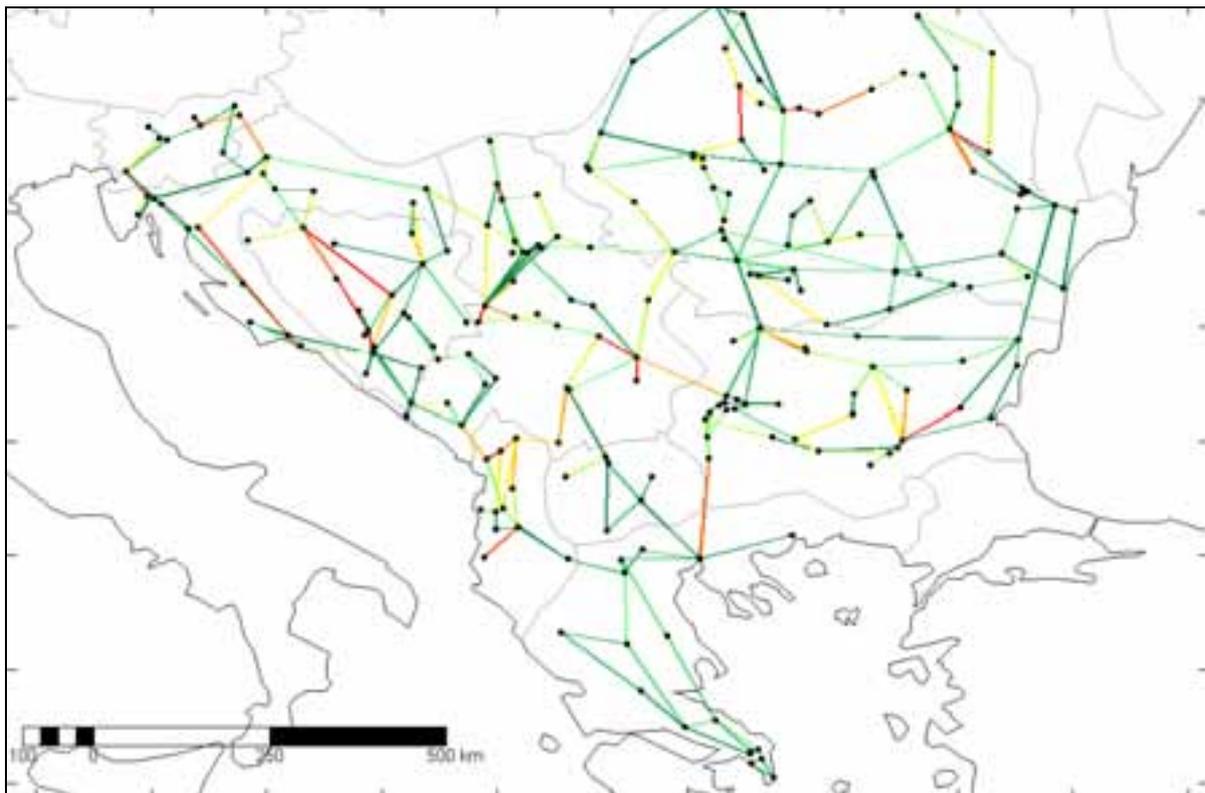


Abbildung 177: Darstellung der Lastflussergebnisse einer Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Netzrestriktionen für die Winterhöchstlast 2006 – dunkelrote Linien stellen voll ausgelastete Leitungen dar.

Die Variation des Wasserdargebots belegt die Funktion des Wasserkraftmodells und seine Auswirkung auf die „merit-order“ in Südosteuropa und ist in der Lage, die Veränderungen der Marktpreise gegenüber einem Regeljahr, unter den getroffenen Annahmen und eines idealen Marktes, zu beziffern.

Die Simulationsergebnisse zeigen unter den Annahmen, dass der durchschnittliche jährliche Marktpreis in Abhängigkeit des Wasserdargebots variierend von 0,9 bis 1,1 des Regeljahreszuflusses im Bereich von plus 4 % bis minus 3 % variiert, siehe Abbildung 174.

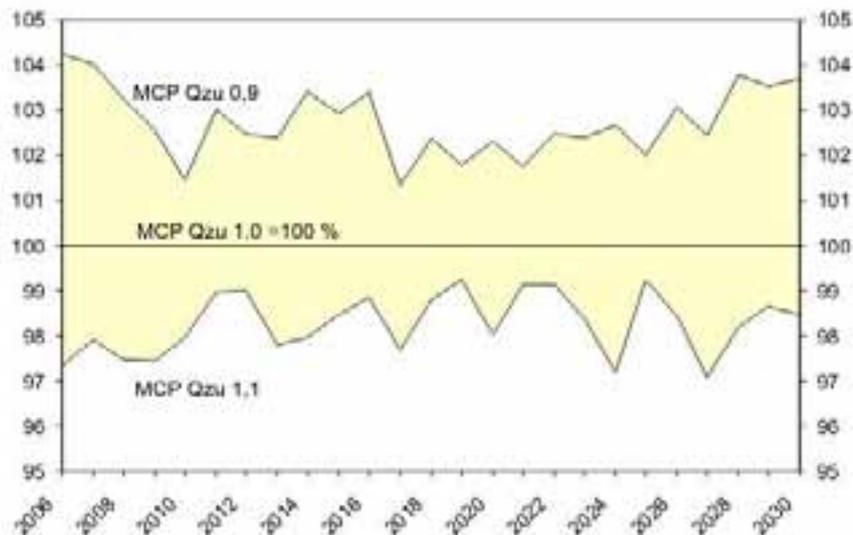


Abbildung 178: Entwicklung der Schwankungsbreite der durchschnittlichen jährlichen Marktpreise auf Basis der Wasserdargebotsvariation (Huber, Gutschi, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009).

Die Asymmetrie der Schwankungsbreite der durchschnittlichen jährlichen Marktpreise ist auf die Form der „merit-order“ der Kraftwerke in Südosteuropa zurückzuführen. Bei einem verringerten Wasserdargebot um 10 % zum Regeljahr steigt der durchschnittliche Marktpreis unter den getroffenen Annahmen bis 2008 um ca. 3,5 % gegenüber dem Regeljahr. Nach 2008 pendelt der mittlere, jährliche Marktpreis bei einem Wasserdargebot von 90 % des Regeljahres bei ca. 102,5 % des durchschnittlichen Marktpreises im Regeljahr. Dies ist auf die Inbetriebnahme großer Kernkraftwerksblöcke zurückzuführen, als auch auf den verstärkten Ausbau an generischen 400 MW Erdgas-GuD-Kraftwerken. Die Schwankungsbreite des Preises nach unten bei einem Dargebot von 110 % des Regeljahresabflusses ist auf rund 2,5 % begrenzt, siehe Abbildung 174. Die Ursache dafür liegt in der flacheren Steigung der „merit-order“ im Schnittbereich mit dem Stromverbrauch, aufgrund einer erhöhten Wasserkrafterzeugung (Huber, Gutschi, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009).

Das hier vorgestellte Modell stellt eine gute Grundlage mit einer hoch detaillierten Datenbasis und den notwendigen Entwicklungs- und Reporting-Werkzeugen dar. Bereits während der Fertigstellung dieser Arbeit, wurden Erweiterungen im Bereich der Marktsysteme (Nischler, 2009), Unternehmensmodelle (Guschi, Huber, & Stigler, 2009), Lastfluss steuernder Elemente (Nacht, 2010), und erneuerbaren Energien (Schüppel, 2010) durchgeführt.

7 Schlussfolgerung

Aus der Darstellung des rechtlichen und programmatischen Rahmens für die Wasserkraft auf europäischer und nationaler Ebene, lässt sich für Österreich ein klares Bekenntnis zur Nutzung der Wasserkraft und dem weiteren Ausbau der Potenziale ableiten. Auf europäischer Ebene erkennt man divergierende Zielsetzungen, die aufgrund von ökologischen Zielen im Bereich der Gewässerbewirtschaftung und energiepolitischen Zielen im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien und der Reduktion von Treibhausgasen zu finden sind.

Die Untersuchung der verfügbaren technischen Restpotenziale für die Nutzung der Wasserkraft ergab, dass besonders in den Balkanländern hohe und günstig ausbaubare Wasserkraftpotenziale vorhanden sind. In den zentraleuropäischen Ländern finden sich auch bedeutende Potenziale in der Revitalisierung von mittlerweile älteren Wasserkraftanlagen. Insgesamt ist, entsprechend der Untersuchung, das technische Potenzial in der betrachteten Region nur etwa zur Hälfte genutzt. Mit der Annahme, dass das verbleibende technische Potenzial nur zur Hälfte ausgebaut werden kann, besteht ein restliches technisches Wasserkraftpotenzial von rund 150.000 GWh was einem potenziellem Erzeugungszuwachs von rund 50 % der Stromerzeugung aus Wasserkraft in Kontinentaleuropa entspricht (ohne Skandinavien und Russland).

Die Auswirkungen der Umsetzungsmaßnahmen der Wasserrahmenrichtlinie sind individuell je Kraftwerksanlage besonders unterschiedlich. Diese Unterschiede sind auf die lokalen Gegebenheiten und Situationen zurückzuführen.

Die Restwasserverluste bei $1/2 \text{ MJNQ}_T$ betragen für die großen Ausleitungskraftwerke durchschnittlich 9 %, können aber bei Einzelanlagen bis zu 15 % betragen. In der Qualitätszielverordnung für die Oberflächengewässer ist ein Richtwert von einem NQ_T festgehalten, der mit dem halben MJNQ_T hoch korreliert. Die tatsächliche Vorschreibung wird jedoch den entsprechenden Gegebenheiten angepasst. Die Leistung dieser Arbeit ist die Sensibilisierung der Entscheidungsträger und der Gesetzgeber für das Thema Restwasser und die je Kraftwerk unterschiedlichen Auswirkungen. Die Herstellung der Durchgängigkeit wird für alle prioritären Gewässer Österreichs durchgeführt. Dabei entstehen für die Elektrizitätswirtschaft Kosten in der Höhe von rund 140 Mio. €, da die Anbindung der Nebengewässer, die auch in der Qualitätszielverordnung für die Oberflächengewässer festgehalten wurde. Während die Restwasserverluste bei den großen Laufkraftwerken insgesamt nur einen geringen Anteil ausmachen, betragen die Verluste der kleinen Wasserkraftwerke, bei einer Restwasserdotation von $1/2 \text{ MJNQ}_T$, im Mittel rund 15 %. Aufgrund des hohen Anteils an Ausleitungen bei den kleinen Wasserkraftwerken sind die Verluste für diesen Sektor sehr bedeutend. Die Spitzenstromerzeugung aus Speicherkraftwerken wurde aufgrund der energiewirtschaftlichen Bedeutung vorerst von Restwasservorschreibungen ausgenommen.

Das im Abschnitt 5 dargestellte Modell Atlantis stellt eine Grundlage zur weiteren Entwicklung dar. Dieses Modell eignet sich für die Untersuchung von Gesamtsystemwirkungen in einem Elektrizitätssystem unter unterschiedlichen Einflussparametern, wie dies in der Untersuchung der Hydraulizität in Südosteuropa dargestellt wurde. Es wird gezeigt, dass dieses Modell die physikalischen Gegebenheiten im Verbundnetz und im Kraftwerkspark adäquat abbildet und somit gesamtsystemische Untersuchungen in Elektrizitätssystemen erlaubt.

8 Verzeichnisse

8.1 Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AG	Aktiengesellschaft
AHP	Austrian Hydropower AG
AKW	Atomkraftwerk
ANL	Argonne National Laboratory
ARGE	Arbeitsgemeinschaft
BALWOIS	Water Observation and Information System for Balkan Countries
BETTA	British Electricity Trading and Transmission Arrangements
BFE	Bundesamt für Energie
BGBL.	Bundesgesetzblatt
BMFLUW	Bundesministerium für Forst- und Landwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
CDM	Clean Development Mechanism
CESI	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano
CH4	Methan
CIRPS	Centro Interuniversitario di Ricerca Per lo Sviluppo sostenibile
CIS	Common Implementation Strategy
CNR	Consiglio Nazionale delle Ricerche
CO2	Kohlendioxid
DENA	Deutsche Energieagentur
E-Control	Energie Control GmbH
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (Deutschland)
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
ELEM	Electric Power Company of Macedonia
EMCAS	Electricity Market Complex Adaptive System
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
ENEA	Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EPIS	Hersteller des Marktmodells AURORAxmp
EPL	Engpassleistung
EPS	Electric Power Industry of Serbia
ERP	European Recovery Programme
ESHA	European Small Hydro Association
EU	Europäische Union
EURELECTRIC	Union of the Electricity Industry
EVN	Energie Versorgung Niederösterreich
EZG	Emissionszertifikatgesetz
FAH	Fischaufstiegshilfe
FEM	Finite Elemente Methode
FERC	Federal Regulation and Oversight of Energy
GIS	Geografisches Informationssystem
GPAE	Groupement des Producteurs Autonomes d'Energie hydroélectrique
GRDC	Global Rundoff Data Centre
Gtmax	Marktmodell des Argonne National Laboratory

H-FKW	teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffe
HEIS	Hydroecological Information System (CZ)
HEP	Hrvatska Elektroprivreda
HIDMET	Republic Hydrometeorological Service of Serbia
HMWB	Heavily Modified Waterbody
IAEA	International Atomic Energy Agency
IEA	Internationale Energieagentur
IKB	Innsbrucker Kommunalbetriebe
IKSR	Internationale Kommission zum Schutz des Rheins
IREET	Institut za raziskave v energetiki, ekologiji in tehnologiji
KELAG	Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
LUBW	Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg
METE	Albanisches Ministerium für Wirtschaft und Energie
Mio.	Million
MJNQt	Langjähriger Niederwasserabfluss
MQ	Mittlerer Abfluss einer langjährigen Zeitreihe
N2O	Distickstoffoxid
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
NETA	New Electricity Trading Agreement
NGP	Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan
NORDEL	Bezeichnung für das Verbundsystem der skandinavischen Staaten
NQt	Niedrigster Abfluss einer langjährigen Reihe
ÖBB	Österreichische Bundesbahnen Aktiengesellschaft
ÖBK	Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
PFKW	perfluorierte Kohlenwasserstoffe
PHP	Hypertext Preprocessor
PLEXOS	Marktmodell der PLEXOS Solutions LCC
Q95	Abfluss, der zu 95 % der Zeit eines Jahres mindestens abfließt
QVZÖOG	Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer
RAV	Regelarbeitsvermögen
RES	Renewable Energy Sources
SEAS	Slovenske Elektranne AS
SF6	Schwefelhexafluorid
SHP	Small Hydro Power
SQL	Structured Query Language
STEG	Steiermärkische Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
STEWEG	Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts-AG
TEN	Trans European Network
TEN-E	Trans European Network Electricity
TERNA	Rete Elettrica Nazionale
TIWAG	Tiroler Wasserkraft AG
UCPTE	Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie
UCTE	Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie
UNFCCC	United Nations
UNIPEDA	Association of the European Electricity Industry and of world wide affiliates and associates
Uplan	Marktmodell des Unternehmens LCG Consulting
VBA	Visual Basic for Applications

VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (heute: Österreichs Energie)
WASP	Wien Automatik System Planning Model
WEC	World Energy Council
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie

8.2 Literatur

- Acreman, M., & Dunbar, M. (2004). Defining environmental river flow requirements – a review. *Hydrology and Earth System Sciences 2004 8 (5)* , S. 861-876.
- Agencija Republike Slovenije za okolje. (2006). *Arhiv povrsinskih voda*. Von Agencija Republike Slovenije za ekologije: http://vode.arso.gov.si/hidarhiv/pov_arhiv_tab.php
- Albanian Association of energy and Environment for Sustainable Development. (22. Mai 2006). *Preafisibility study for identification of water resource and their utilitsation through small hydro power plant on kosovo*. Pristina, Kosovo: Ministry of Energy and Mining - Kosovo.
- Albanian Ministry of Industry and Energy, N. A. (2003). *The national strategy of energy and plan of action*. Tirana.
- Alterach, J., Peviani, M., Elli, A., & Vergata, M. (8. Nov 2008). La mappa del potenziale idroelettrico ed i metodi di caratterizzazione di nuovi sitit mini-hydro. *LO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA: IL CONTRIBUTO DELLA RICERCA PER EOLICO E MINI-IDROELETTRICO* .
- Amt der Niederösterreichischen Landesregierung, Gruppe Wasser, Abteilung Wasserwirtschaft. (2004). *Wasserwirtschaftliches Konzept Kleinwasserkraftnutzung in Niederösterreich, Endbericht*. St.Pölten: Land Niederösterreich.
- Andersson, G. (2008). *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*. Zürich: EEH - Power Systems Laboratory ETH Zürich.
- ARGE Alpine Wasserkraft. (2008b). *Vorteile der Wasserkraft*. Abgerufen am 10 2008 von Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft: www.alpine-wasserkraft.com/vorteile.html
- ARGE Alpine Wasserkraft. (2008a). *Wasserkraft und Umwelt*. Abgerufen am 9 2008 von Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft: www.alpine-wasserkraft.com/WasserkraftUmwelt.html
- Arge Limnologie. (1994). *Gesamtuntersuchung Salzach. Teiluntersuchung 1.4.1 Makrozoobenthos und Gewässergüte, Schlussbericht im Auftrag des Amtes der Salzburger Landesregierung und des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft*. Wien.
- Avdic, E., & Ajanovic, A. (17. Apr 2007). Development of Small Hydro in Bosnia and Herzegovina. *1st INTERNATIONAL CONFERENCE FOR SMALL HYDROPOWER (SHP) AND REGIONAL DEVELOPMENT in SOUTH EAST EUROPEAN COUNTRIES* . Budapest.
- Bachhiesl, U. (2004). *Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse*. Graz : Dissertation.
- Bachhiesl, U., Huber, C., & Stigler, H. (2007). *Die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) und ihre ökonomisch-ökologische Optimierung*. Zoll+ , 11/2007.
- Bajs, D., & Majstrovic, G. (2005). *Southeast Europe Transmission Network Under Future Market Conditions*. Zagreb: Transmission and Distribution Department, Energy Institute Hrvoje Pozar.
- BALWOIS. (kein Datum). *BALWOIS Projekt*. Abgerufen am 2008 von Balkan Water Observation and Information System for Balkan Countries: www.balwois.org

- BANQUE HYDRO. (2007). *Banque nationale de données pur l'hydrometrie et l'hydrologie*. Abgerufen am 2007 von eaufrance: <http://www.hydro.eaufrance.fr/accueil.html>
- Bauer, L. (1965). *Risiken der Elektrizitätswirtschaft*. Wien: Habilitation.
- Baumann, P., & I., K. (2003). *Gewässerökologische Auswirkungen des Schwalls, Ergebnisse einer Literaturstudie*. Mitteilungen zur Fischerei, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Nr. 75.
- Baumann, P., Vogel, U., Wächter, K., Klaus, I., Kalbermatter, R., Bernard, R., et al. (2004). *Rhone-Thur Projekt: Revitalisierung und Benthos der Rhone*. Zürich: Limnex AG.
- Baumgartner, A., Gruber, K., Wührer, R., Aufleger, M., & B., B. (2010). *Innovative Wege der Wasserkraftnutzung an technisch schwierigen ökologisch sensiblen Standorten*. 11. Symposium Energieinnovation - TU Graz.
- Bayerisches Landesamt für Umwelt. (2006). *Hochwassernachrichtendienst*. Abgerufen am 2006 von <http://www.hnd.bayern.de/>
- Bayrisches Landesamt für Wasserwirtschaft. (2006). *Wasserkraftnutzung – Anlagenstatistik und Leistungsklassen*. Abgerufen am 2007 von Bayrisches Landesamt für Wasserwirtschaft: <http://www.bayern.de/lfw/daten/wasserkraft/anlagen.htm>
- Berakovic, M., Berakovic, B., & Cesarec, K. (kein Datum). *Climate Changes-Some Observations in Croatia*. Abgerufen am 2008 von United Nations Development Programme - Croatia: http://www.undp.hr/upload/file/207/103907/FILENAME/climate_change_in_croatia_temp_and_precipitation_presentation.ppt
- BFE Bundesamt für Energie. (2010). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009*. Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Biondic, D., Barbalic, D., & Petras, J. (2007). *Creager and Francou-Rodier envelope curves for extreme floods in the Danube River basin in Croatia*. Predictions in Ungauged Basins: PUB Kick-off, IAHS Publ. 309. Brasilia: IAHS Publications.
- Biscan, R., Ministry of Economy of Croatia. (27. Mai 2001). *Hydropower Resources in Croatia*. Hydropower Resources Development and Management. Trondheim, Norwegen.
- BMLFUW. (2007). *Anpassung der Klimastrategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels 2008-2007*. Wien.
- BMLFUW. (2002). *Die Österreichische Klimastrategie 2002*. Abgerufen am 9. September 2007 von The Austrian Climate Portal: www.acc.gv.at/strategie.htm
- BMLFUW. (2004). *Die Österreichische Klimastrategie 2002*. Abgerufen am 2009 von Das Österreichische Klimaportal: <http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/klimat.pdf>
- BMLFUW. (2004). *eHYD*. Abgerufen am 2007 von Lebensministerium: www.geoinfo.lfrz.at/ehyd
- BMLFUW. (2005). *EU Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG, Österreichischer Bericht der IST-Bestandsaufnahme*. Wien: BMLFUW.
- BMLFUW. (2009). *Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan - Entwurf*. Wien: BMLFUW.
- Bonacci, O., & Roje-Bonacci, T. (2003). *The influence of hydroelectrical development on the flow regime of karstic river Cetina*. Hydrological Processes, 17, S. 1-15.

- Borenstein, S. B. (2000). *Electricity Restructuring: Deregulation or Regulation?* University of California Energy Institute, Working Paper of the Program on Workable Energy Regulation, Berkley.
- Bulgarian Ministry of Energy and Energy Resources. (2001). *Energy Strategy of Bulgaria*. Sofia: Ministry of Energy and Energy Resources.
- Bulgarisches Ministerium für Wirtschaft und Energie, A. f. (2005). *Nationales Programm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen 2005-2015, in bulgarisch*. Sofia: Bulgarisches Ministerium für Wirtschaft und Energie.
- Bundesamt für Umwelt, Schweizerische Eidgenossenschaft. (2007). *Hydrologisches Jahrbuch*. Abgerufen am 2007 von Bundesamt für Umwelt: <http://www.bafu.admin.ch/hydrologie/01832/01852/index.html?lang=de>
- Bundesrepublik Deutschland. (2008). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49*. Bonn: Bundesrepublik Deutschland.
- Bundeswettbewerbsbehörde. (April 2005). *Sector Inquiry: Electricity markets - Interim reports*. Abgerufen am Sep. 2009 von Bundeswettbewerbsbehörde: <http://www.bwb.gv.at/BWB/English/electricity.htm>
- Causevski, A., & Bosevski, T. (2006). *Statistics of the Energy Potential from Hydropower Plants in Macedonia*. Balwois 2006 . Ohrid, Mazedonien: Balwois.
- Center for Energy Policy and Economics. (2009). *Hydropower Potential in Switzerland and Europe*. Von Center for Energy Policy and Economics: http://www.cepe.ethz.ch/education/EnergyPolicy/ep_student_papers_2009 abgerufen
- Codd, E. (1980). *Data models in database management*. Proceedings of the 1980 Workshop on Data Abstraction, Databases and Conceptual Modelling, Volume 11, 16 Issue 2 .
- Corovic, A., Zivaljevic, R., & Sekulic, G. C. (2005). *SEKTORSKA STUDIJA VODOPRIVREDA I HIDROTEHNIČKI SISTEMI (Sektorstudie Wasserkraft) auf montenegrinisch*. Podgorica: Univerzitet Crne Gore.
- Dambrine, F.; Haut Fonctionnaire de Developpement Durable. (4. Jun 2007). Hydropower in France today and tomorrow. *CIS Workshop on Water Framework Directive and Hydropower* . Berlin, Deutschland.
- Decision and Information Sciences Division. (Jan 2008). Electricity Market Complex Adaptive System (EMCAS). Argonne National Laboratory.
- dena, D. E.-A. (2008). *Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken*. Berlin.
- Dettli, R., Buholzer, C., & Kaufmann, Y. (1999). *Ökologische Qualitäten der Wasserkraft und anderer Stromproduktionsarten. Eine Übersicht über den Stand des Wissens*. Zürich: Schweizer Wasserwirtschaftsverband.
- Deutsche Verbundgesellschaft. (1959). *Entwicklung des Verbundbetriebes in der deutschen Stromversorgung - 10 Jahre DVG 1948-1958*. Heidelberg: Deutsche Verbundgesellschaft e.V. Heidelberg.
- Deutsches Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2008). *Die Nutzung der kleinen Wasserkraft in Deutschland im Spannungsfeld von Klima-, Natur-*

- und Gewässerschutz*. Berlin: Deutsches Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- D'haeseleer, W., A., V., Lund, P., P., C., M., L., Farinelli, U., et al. (2007). *EUSUSTEL Final Technical Report*. Leuven: EUSUSTEL.
- Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières. (2005). *La production d'électricité en France et dans les régions Statistiques de 2000 à 2003, in français* . Paris: Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie.
- Djuric, M., & ICPDR. (kein Datum). *Hydro Power Potential in the Sava River Basin*. Abgerufen am 2008 von Transboundary:
http://www.watersee.net/files/sava_river/8_Djuric.pdf
- Dzafo, H., & Campara, A. (2002). *Hydro Potentials in Bosnia & Herzegovina With Respect To SHPP Construction Possibilities*. Hydrovision 2002 . Portland, Oregon: HCI Publications.
- Eawag, Inst. für Wasserbau Universität Stuttgart, EnBW, Schneider&Jorde. (2006). *Greenhydro Deutschland, Endbericht* . Dübendorf: Deutsche Bundesstiftung Umwelt.
- Eberstaller, J., Köck, J., Haunschmid, R., Jagsch, A., Ratschan, C., & Zauner, G. (2009). *Leitfaden zur Bewertung erheblich veränderter Gewässer - Biologische Definition des guten ökologischen Potenzials*. Wien: BMLFUW.
- Eberstaller, J., Pinka, P., Urbanek, S., Bebi, F., Fehr, F., Dreher, R., et al. (2001). *Trübung und Schwall Alpenrhein - Einfluss auf Substrat, Benthos, Fische*. Wien: BOKU Wien, Abteilung für Hydrobiologie, Fischreiwirtschaft und Aquakultur.
- EBRD, E. B. (2005a). *Renewables, Bosnia Hercegovina Country Profile*. (European Bank for Reconstruction and Development) Abgerufen am 2008 von EBRD Renewable Energy Initiative:
<http://www.ebrdrenewables.com/sites/renew/countries/BosniaHercegovina/default.asp>
- EBRD, E. B. (2003). *Renewables, Bulgaria Country Profile, Strategic Assessment of the Potential for Tenewable Energy in the EBRD Countries of Operation, Stage 1*. (EBRD, Hrsg.)
- E-Control. (2004). *Betriebsstatistik 2003*. Abgerufen am September 2004 von E-Control:
www.e-control.at
- E-Control. (2009b). *Das Ökostrom-Förderungssystem*. Abgerufen am 14. Jan 2009 von E-Control:
<http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-foerdersystem>
- E-Control. (Sep. 2009a). *Nationalrat beschließt Ökostromgesetz-Novelle 2009*. Abgerufen am 14. Jan 2010 von E-Control: <http://www.e-control.at/de/econtrol/news/monats-archiv/september-2009/2-oekostromgesetz-novelle>
- E-Control. (2009). *Zahlen, Daten, Fakten - Energiestatistik Berichtsjahr 2008, Verbrauch im öffentlichem Netz ohne Pumpspeicherung*. Abgerufen am 2009 von E-Control:
www.econtrol.at
- EIONET, E. E. (2009). *Downloadable Data of Europe's Environment* . (The European Environment Agency) Abgerufen am 2009 von European Environment Information and Observation Network: http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data#c5=all&b_start=0&c17=waterbase

- EKONERG. (Nov 2004). *Projections of greenhouse gas emissions*. Zagreb, Kroatien: Republic of Croatia, Ministry of Environmental Protection, Physical Planning and Construction.
- ELEKTROWATT. (1987). *Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz*. Bern: Eidgenössische Drucksachen und Materialzentrale.
- ELEM, Electric Power Company of Macedonia. (Nov 2003). *Project for integral arrangement of Vardar valley*. Skopje, Mazedonien.
- ELEM, Electric Power Company of Macedonia. (2001). *Rehabilitation of Small Hydropower Plants*. Skopje: ELEM.
- Encyclopedia Britannica. (2009). *History of water turbine technology*. (Media Inquiries Encyclopædia Britannica, Inc.) Abgerufen am 2009 von Encyclopedia Britannica: www.britannica.com
- Energoclub. (2010). *Potenziale Idroelettrico*. Von energoclub: http://www.energoclub.it/doceboCms/page/21/idroelettrico_potenziale.html abgerufen
- Energy Exemplar. (ohne Datum). *Plexos for Power Systems*. Abgerufen am 10. Juni 2010 von Energy Exemplar: <http://www.energyexemplar.com/documents/PLEXOS%20Brochure.pdf>
- ENTSO-E. (2009b). ENTSO-E - Continental Europe Country Packages. Brüssel.
- ENTSO-E. (2009a). *Statistical Yearbook 2008*. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- EPIS. (2010a).. Abgerufen am 27. Mai 2010, *AURORAxmp - Powerful tool for forecasting, analysis and decision making*: http://www.auroraxmp.com/aurora_xmp/power_forecasting.php
- EPIS. (2010b). *AURORAxmp databases for North America and Europe*. Abgerufen am 27. Mai 2010 von AURORAxmp: http://www.auroraxmp.com/aurora_xmp/more_markets_power.php
- EPIS. (Juni 2006). Overview Presentation: AURORAxmp. *2006 PowerWorld Client Conference*. Chattanooga, Tennessee: EPIS.
- EPS, Electric Power Industry of Serbia. (2006). *ELECTRIC POWER INDUSTRY OF SERBIA 2006*, technical Report. Belgrad: EPS Elektroprivreda Srbije.
- ESHA, E. S. (2004). *Report on Small Hydro Power in new European Member States and Candidate Countries*. Lithuanien Small Hydro Power Association.
- ESHA, European Small Hydropower Association. (2008). *SHERPA - Small Hydro Energy Efficient Promotion Campaign Action*. Abgerufen am 5. 1 2010 von European Small Hydropower Association: http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/SHERPA/SHERPA_fiches.pdf
- Ess, F. (2009). *Langfristige ökonomische Analyse der französischen Elektrizitätswirtschaft*. Graz: Masterarbeit.
- EU. (2006). *Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze*. Amtsblatt der Europäischen Union (L262/1) . Brüssel.

- EU. (1996b). *Entscheidung Nr. 96/391/EG vom 28. März 1996 betreffend eine Reihe von Aktionen zur Schaffung günstigerer Rahmenbedingungen für den Ausbau der transeuropäischen Netze im Energiebereich*. Amtsblatt der Europäischen Union (L161) . Brüssel.
- EU. (2000b). *Richtlinie 2000/60/EG vom 23.10.2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik*. Amtsblatt der Europäischen Union (L327) . Brüssel.
- EU. (2001). *Richtlinie 2001/77/EG vom 27.09.2001 über die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt*. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (L283/33) . Brüssel.
- EU. (2003a). *Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (L 176/37) . Brüssel.
- EU. (2003b). *Richtlinie 2003/87/EG vom 25.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates*. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (L 275/32) . Brüssel.
- EU. (2009b). *Richtlinie 2009/28/EG vom 28.3.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 2001/77/EG und 2003/30/EG*. Amtsblatt der Europäischen Union (L140/16) . Brüssel.
- EU. (2009). *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG*. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (L211/55) . Brüssel: Europäische Union.
- EU. (1997). *Richtlinie 96/95/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (L 027) . Brüssel: Europäische Union.
- EU, E. K. (Jan 2006). *An Integrated market für electricity and gas across 34 European countries*, Memo. Brüssel: Energy Community.
- EU, E. K. (2000). *Grünbuch KOM(2000) 769 vom 29.11.2000 Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit*. Brüssel.
- EU, E. K. (2009). *Guidance Document No 20 Guidance document on exemptions to the environmental objectives*. Luxembourg.
- EU, E. K. (2003b). *Guidance Document No 4 Identification and Designation of Heavily Modified and Artificial Water Bodies*. Luxembourg.
- EU, E. K. (2007). *KOM(2006) 848 Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament - Fahrplan für erneuerbare Energien Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft*. Brüssel.
- EU, E. K. (2007). *KOM(2007) 12 Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament - Eine Energiepolitik für Europa*. (SEK(2007) 12) . Brüssel.

- EU, E. K. (2005). *Südosteuropa schließt sich Binnenmarkt für Elektrizität und Erdgas an, Memo*. Brüssel: EUROPÄISCHE KOMMISSION.
- EU, E. K. (2005b). *The European CARDS programme for the Balkan region, Final Report*. Brüssel: Europäische Kommission.
- EU, E. K. (1997). *Weißbuch KOM(1997) 599 vom 01.06.1997 Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger*. Brüssel.
- EU, E. K. (1993). *Weißbuch KOM(93) 700 Wachstum, Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung*. Brüssel.
- EU, Europäische Kommission. (2005). *The European Union's CARDS programme for the Balkan region, Final Report*. Brüssel.
- EURELECTRIC. (2006). *Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990,2000-2030)*. Brüssel: EURELECTRIC- Union of the Electricity Industry.
- EU-Wettbewerbsbehörde. (2007). *Electricity Market Sector Inquiry*. Sector Inquiry, Europäische Kommission, Brüssel.
- EW-Reutte. (1969). *Einweihung Kraftwerk Weißhaus*. Reutte: Elektrizitätswerk Reutte.
- Fenz, R., & Pirker, O. (2009). *Der Entwurf des Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplans- Auswirkungen auf die Wasserkraft*. Elektrotechnik & Informationstechnik (Heft 12).
- Fichtner. (Nov 2003). *Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Stuttgart: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.
- Fuchs, M. (2005). *Auswirkungen von möglichen Klimaänderungen auf die Hydrologie verschiedener Regionen in Österreich*, Dissertation, Wien: Universität für Bodenkultur Wien.
- G&A S.r.l. (2006). *Bulgarian Energy Market Overview*. Mailand: GA-Consult.
- Gerstgrasser, D., & Albisser, P. (o.J.). *MeteoZürich*. Abgerufen am 2009 von <http://www.wetterzentrale.de/cgi-bin/webbs/wzconfig1.pl?noframes;read=163>
- Giesecke, J. M. (2005). *Wasserkraftanlagen*. Berlin: Springer-Verlag.
- Goic, R., Lovric, M., & Curkovic, A. (2004). *Electricity market and hydropower in transitional Electricity market and hydropower in transitional*. Hydro 2003, vol I. Kroatien.
- Grassl, G. (7. April 2009). *Wasserrahmenrichtlinie - Ziele, Grundsätze und Fristen*. Abgerufen am 13. Jan 2010 von Wirtschaftskammer Österreich: http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?AngID=1&StID=224019&DstID=252&titel=Wasserrahmenrichtlinie
- GRDC, G. R. (2006). *Global Rundoff Data Centre*. (BfG) Abgerufen am 2006 von Bundesanstalt für Gewässerkunde (BfG): http://www.bafg.de/cln_007/nn_266934/GRDC/EN/01__GRDC/03__Database/database__node.html?__nnn=true
- Gschwandtner, M. (2003). *Viktor Kaplan und seine Turbine*. Salzburg: Grin Verlag für akademische Texte.
- Gugele, B., Rigler, E., & Ritter, M. (2006). *Kyoto Fortschrittsbericht Österreich 1990-2004 (Datenstand 2006)*. Wien.

- Guschi, C., Huber, C., & Stigler, H. (2009). *The Simulation Model Atlantis*. Meeting of the ENTSO-E Regional Group Central South . Vienna.
- Guschi, C. (2006). *Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung*. Graz: Dissertation.
- Guschi, C., Huber, C., Süßenbacher, W., Jagl, Q., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2009). *ATLANTIS – Szenariomodell für die Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030*. Internationale Energiewirt . Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien.
- Gvero, P., & Luka, U. o. (2007). *The Potential of Renewable Energy Sources in Bosnia and Herzegovina*. Graz.
- Hausmann, W. J. (1984). *Time-of-day pricing in the U.S. electric power industry at the turn of the century*. The RAND Journal of Economics (Vol. 15, No. 1).
- Haut Fonctonnaire de Développement Durable. (2006). *Sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en france*. Paris: Ministre de l'économie, des finance et de l'industrie.
- Heimerl, S. (2005). *Wasserkraft in Deutschland – Wie gehts Weiter*. Stuttgart: EnBW.
- HEIS-VÚV. (2004). *Krovakovo konformni kuzelove zobrazeni v obecne poloze souradnicovy system S-JTSK*. Prag: VÚV T.G.M. Praha.
- HIDMET. (kein Datum). *Hydrology*. Abgerufen am 2007 von Republic Hydrometeorological Service of Serbia: <http://www.hidmet.gov.rs/eng/servisi/index.php>
- Hochreutinger, R. D. (1969). *Internationale Zusammenarbeit in der Elektrizitätsversorgung*. (E. I. Köln, Hrsg.) Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln (11. Arbeitstagung).
- Horlacher, H. (2003). *Globale Potenziale der Wasserkraft*. Berlin, Heidelberg 2003: Wissenschaftlicher Berat der Bundesregierung - Globale Umweltveränderungen.
- Hrvatín, M. (1998). *DISCHARGE REGIMES IN SLOVENIA*. Geografski zbornik, XXXVIII . Ljubljana, Slowenien: Geografski institut Antona Melika ZRC SAZU.
- Huber, C., & Marin, E. (2010). *Internationaler Vergleich von Restwasserbemessungsverfahren - Eine exemplarische Analyse*. Symposium Energieinnovation 2010, Technische Universität Graz.
- Huber, C., & Stigler, H. (2007). *Divergierende EU-Zielsetzungen - Wirkungsabschätzung von umsetzungsszenarien der Wasserrahmenrichtlinie am Alpenhauptkamm*. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien.
- Huber, C., & Stigler, H. (2006). *Szenarien der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft in Österreich*. 9. Symposium Energie Innovation, Graz: 9. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz.
- Huber, C., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2007). *Die Wasserkraft als Teil einer ganzheitlichen Wasserwirtschaft - Erfordernis, Chancen und Risiken*. Fachtagung Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft: Nachfragegerechte Stromversorgung: Vielfältige Chancen für die Wasserkraft . Glarus: Arge Alpine Wasserkraft.
- Huber, C., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2007). *Technical And Economical Simulation Modell of the European Electricity Sector*. Euro XXII Prague - 22nd EUROPEAN CONFERENCE ON OPERATIONAL RESEARCH . Prag.

- Huber, C., Gutsch, C., Bachhiesl, U., Stigler, H., & Piskernik, L. (2007). *Entwicklungsszenarien der Osteuropäischen Elektrizitätswirtschaft*. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien.
- Huber, C., Gutsch, C., Marin, E., Dzhumaliynski, P., Kryeziu, S., & Stigler, H. (2009). *Perspektiven der Wasserkraftnutzung in Südosteuropa - eine gesamtsystemische Betrachtung*. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Huber, C., Süßenbacher, W., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2008). *Elektrizitätsmarktmodell Südosteuropa - Modellbeschreibung und Funktion*. Symposium Energieinnovation 2008, Technische Universität Graz.
- Hrvatske Vode. (2008). *VODNOGOSPODARSKA OSNOVA HRVATSKE Strategija Upravljanja Vodama*. Von Hrvatske Vode: <http://www.voda.hr/fgs.axd?id=1344> abgerufen
- Hydrographischer Dienst des Landes Salzburg. (17. Mai 2010). *Pegel: Bad Hofgastein (Gewässer: Gasteiner Ache)*. (Landespressebüro) Abgerufen am 2010 von Land Salzburg - Abteilung Wasserwirtschaft: http://www.salzburg.gv.at/wasserwirtschaft/6-64-seen/hdweb/stat_257557.htm
- Hydrographischer Dienst in Österreich. (2002). *Hydrographisches Jahrbuch von Österreich 1999, 107. Band*. Wien: Abteilung Wasserhaushalt (Hydrographisches Zentralbüro) im Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- HydroWatt. (2009). *Referenzen für Bereich Wasserräder 1991 bis 2000*. Von Wasserkraft und Energiegewinnungsanlagen GmbH: www.hydrowatt.de. abgerufen
- HydroWatt Wasserkraft und Energiegewinnungsanlagen GmbH. (2008). *HydroWatt. Referenzen für Bereich Wasserräder 1991 bis 2000*: www.hydrowatt.de.
- IAEA, International Atomic Energy Agency. (2000). *PRIS Power Reactor Informations System*. Von International Atomic Energy Agency: <http://www.iaea.org/programmes/a2/>
- IEA, International Energy Agency. (2002). *World Energy Outlook 2002*. Paris: International Energy Agency.
- IKB. (1968). *Kraftwerksgruppe Untere Sill*. (S. Innsbruck, Hrsg.) Innsbruck: Wagner'sche Univ.-Buchdruckerei & Co.
- IKSR, I. K. (2007). *Synthesebericht über die Qualitätskomponenten Phytoplankton, Makrophyten / Phythobenthos, Makrozoobenthos, Fische*. Koblenz: Internationale Kommission zum Schutz des Rheins.
- Institut für Umweltstudien. (2005). *Machbarkeitsstudie zur Wiederherstellung der ökologischen Durchgängigkeit im Neckar*. Stuttgart: Land Baden Württemberg.
- International Water Power & Dam Construction. (2000). *International Water Power & Dam Construction Yearbook*. London: Global Trade Media.
- IREET, Institut za raziskave v energetiki, ekologiji in tehnologiji, d.o.o. (2007). *Energy Development Strategy of the Republic of Montenegro by 2025, Green Paper*. Ljubljana: Ministry of Economy Montenegro.
- Jäger, P. (2007). *Salzburger Restwasserleitfaden*. Salzburg.
- Janic, Z. (kein Datum). *Small Hydro Power Plants in Croatia. National Programm of Small Hydro Power Plants Construction* .

- Jilek, W., Karner, K., & Rass, A. *Externe Kosten im Energieereich 2. Zwischenbericht - Literaturrecherche*. Graz: Energiebeauftragter des Steiermark.
- Kaldellis, J. (2008). Critical evaluation of the hydropower application in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , S. 218-234.
- Kaldellis, J., Vlachou, D., & Korbakis, G. (2005). *Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis*. Energy Policy , S. 1969-1985.
- Kaufmann, A. (2008). *Wasserkraftbau im Spannungsfeld Ökologie und Ökonomie*. Graz: Diplomarbeit.
- KELAG. (1993). Kraftwerk Koralpe. *Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft* , 12/46. Jahrgang . (V. d. Elektrizitätswerke, Hrsg.) Wien: Springer Verlag Wien-New York.
- Kießling, H. (1996). *Die Entwicklung der Kraftwerksgruppe Fragant*. Klagenfurt: Kelag-Körntner Elektrizitäts-AG.
- Koch, M. (2003). *Ingenieurhydrologie I*. Abgerufen am 15. 12 2009 von Uni-Kassel: http://www.uni-kassel.de/fb14/geohydraulik/Lehre/Hydrologie_I/skript/IngHydro1.pdf
- Kofler, H. (2004). Der Pflichtwasser-Leitfaden zur ökologischen Planung von Ausleitungskraftwerken an Fließgewässern mit einem Mittelwasserabfluss kleiner 20m³/s. Pernegg.
- Kofler, H. (2004). *Restwassermanagement am Beispiel steirischer Fließgewässer, Schlussbericht (Synthese)*. Traföb: Ziviltechnikkanzlei Dr. Hugo Kofler.
- Kraftwerke Augst AG. (2009). *Straflo-Turbine*. Abgerufen am 2009 von Kraftwerke Augst AG: <http://www.kwa.ch/?seite=straflo&menu=technik>
- Kroitarov, V., Kovacina, T., & Ademovic, A. (11 2003). *Analyzing Impacts of Regional Power Markets on the Operation of Hydropower Plants*. The International Journal on Hydropower and Dams, Hydro 2003 . Cavtat, Kroatien.
- Kruck, C., & Eltrop, L. (2004). *Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland*. Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Kryžanowski, A., Horvat, A., & Brilly, M. (2008). *Hydro power plants on the Middle Sava River section*. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 4 (2008) 012033 . IOP Publishing.
- Land Use Consultants. (2007). *Landuse, SEA of the Montenegro Draft Energy Strategy, 2007*, <http://undp.org.me>. Bristol: UNDP Montenegro.
- Laufer, F., Grötzinger, S., Peter, M., & Schmutz, A. (Nov. 2004). Ausbaupotential der Wasserkraft. *Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen* . Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Lehner, B., Czisch, G., & Vassolo, S. (2005). *The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis*. Energy Policy , 33.
- Loy, D., & Fütterer, H. (2004). *Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien, Teilstudie Albanien*. Eschborn: Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit.

- LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg. (2005). *Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch, Rheingebiet Teil I*. Karlsruhe: LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg.
- LUBW. (2006). *Leitlinien zur Maßnahmenplanung an Fließgewässern - Teil Hydromorphologie*. Karlsruhe: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden- Württemberg.
- M., Hvratin. (1998). *Dischargeregimes in Slovenia*. Ljubljana: Geografski institut Antona Melika.
- Marin, E. (2010). *Wasserkraft im Spannungsfeld zwischen Ökologie und Ökonomie: Eine systemische Betrachtung*. Graz: Masterarbeit.
- Marjanovic, N. (15.-17.. Nov 2006). Multipurpose Water Use and Hydropower in Serbia. *Petersberg Phase II / Athens Declaration Process Principles for Multipurpose Management in the Sava River Basin* . Zagreb, Kroatien.
- McLemmons.; Decision and Information Sciences Division. (ohne Datum). *Electricity Market Complex Adaptive System (EMCAS): A New Long-term Power Market Simulation Tool*. Argonne National Laboratory.
- Meier, K. (1983). *Spitzenlasttarifierung, Oekonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit, Eine angewandte Studie der elektrizitätswirtschaftlichen Preisbildung*. Bern: Verlag Paul Haupt.
- Menny, K. (2005). *Strömungsmaschinen*. Springer Verlag, B.G. Teubner Verlag.
- Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie. (2003). *La production d'électricité en France et dans les régions Statistiques de 2000 à 2003*. Paris: RÉPUBLIQUE FRANÇAISE.
- Moog, O., Schmidt-Kloiber, A., T., O., & Gerritsen, J. (2001). *Aquatische Ökoregionen und Fließgewässer-Bioregionen Österreichs*. Wien: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Motlík, J., Šamánek, L., Váňa, J., Bařinka, R., & Šafařík, M. (2003). *Obnovitelné zdroje energie a možnost jejich uplatnění v České Republice*. Prag: CEZ.
- Musil, L. (1972). Allgemeine Energiewirtschaftslehre. In L. Musil. Wien: Springer Verlag.
- Nacht, T. (2010). *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Graz: Diplomarbeit.
- NCEP. (2009). www.wetterzentrale.de. (Wetterzentrale) Abgerufen am 25. 11 2009 von NCEP-Reanalysis Project: <http://www.wetterzentrale.de/topkarten/fsreaur.html>
- Nischler, G. (2009). *Engpassmanagement auf grenzüberschreitenden Leitungen - Aktuelle Entwicklungen und Modellierungsansätze*. Graz: Diplomarbeit.
- NORDEL. (2008). *Annual Statistics 2008*. Oslo: Organisation for the Nordic Transmission Systems Operators.
- Nössing, T., & Hutter, G. (2005). *Auswirkungen von Schotterentnahme auf die aquatische Biozönose in Rhithralbächen*. Österreichische Abfall- und Wasserwirtschaft , Volume 57, Numbers 9-10 . Springer Wien.
- OeMAG. (2007). *Ökostrom Grundlagen*. Abgerufen am 14. Jan 2009 von Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: http://www.oem-ag.at/green_energy/index.html

- Österreichische Bundesregierung. (2009a). *Die Österreichische Strategie zur Nachhaltigen Entwicklung*. Abgerufen am 20. Mai 2009 von Das Österreichische Nachhaltigkeitsportal.
- Österreichische Bundesregierung. (2004). *Energiebericht 2003 der Österreichischen Bundesregierung*. Von Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: www.bmwa.gv.at abgerufen
- Österreichische Bundesregierung. (2007). *Regierungsprogramm 2007-2010*. Abgerufen am 2008 von Bundeskanzleramt Österreich: www.bka.gv.at
- Pandzic, K., Cesarec, K., & Grgic, B. (1997). *An analysis of the relationship between precipitation and discharge fields over a karstic river basin*. International Journal of Climatology Vol 17 , S. 891-901.
- Panovski, S., Janevska, G., & Cvetanovski, R. (2008). *Small Hydropower Plants in Republic of Macedonia*. Hydroenergia 2008 . Bled, Slowenien.
- Pfaundler, M., & Keusen, M. (2007). *Veränderungen von Schwall-Sunk, Hydrologische Datenanalyse zur Charakterisierung von Schwall-Sunk Phänomenen in der Schweiz*. Umwelt-Wissen, Bundesamt für Umwelt , Nr. 0712.
- Pirker, O. (2008). *Das technisch-wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial Österreichs bei hohen Energiepreisen*. Graz.
- Piskernik, L. (2008). *Erfolgsfaktoren für die Realisierung energietechnischer Anlagen und Energieinnovationen*. Graz: Dissertation.
- PLATTS. (2006). *UDI World Electric Power Plants Database*. Platts.
- Poff, N. (1992). *Why disturbances can be predictable: a perspective on definition of disturbance in streams*. Journal of the North American Benthological Society , 11.
- Poff, N., Allan, J., Bain, M., Karr, J., Prestegard, K., Richter, B., et al. (1997). *The natural flow regime, A paradigm for river conservation and restoration*. BioScience , 47/11.
- Pöyry Energy GmbH. (5. Mai 2008). *VEÖ Wasserkraftpotentialstudie*. Abgerufen am 3. Juni 2009 von Energiestrategie Österreich.
- Prohaska, S.; Ristic, V.; Isailovic, D.;. (25.-29. Mai 2004). *Water Resources Regime Of the Scutari Lake Basin within The Territory Of Montenegro*. BALWIOS 2004 . Ohrid, Mazedonien.
- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., & Belmans, R. (2005). *Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis*. Los Alamitos: IEEE Publications Office.
- Pütz, T. (1979). *Grundlagen der theoretischen Wirtschaftspolitik*. Stuttgart: Gustav Fischer Verlag.
- Republic of Serbia, Ministry of Mining and Energy. (2008). *Katastar MHE*. Belgrad: Republic of Serbia, Ministry of Mining and Energy.
- Republik Österreich. (2004). *Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionszertifikatengesetz – EZG) 30.04.2004*. Wien.
- Republik Österreich. (1998). *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – ElWOG)*.

- Republik Österreich. (2002). *Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz) sowie das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz*. Wien.
- Republik Österreich. (23. Feb. 2009). *Ökostromverordnung 2009, Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise*. Wien.
- Republik Österreich. (2006). *Wasserrechtsgesetz 1959 i.d.F. BGBl. I Nr. 123/2006*. Wien.
- Romanian Ministry of Economy and Commerce, R. G. (2004). *Strategia națională în domeniul eficienței energetice (conform H163/12.02.2004)*. Bukarest.
- Rowland, I. N. (1999). *Marcus Vitruvius Pollio: de architectura, liber X*. Abgerufen am Februar 2009 von The University of Chicago: <http://penelope.uchicago.edu/Thayer/L/Roman/Texts/Vitruvius/home.html>.
- RTE. (2008). *Electrical Energy Statistics for France - 2007*. Abgerufen am 22. Okt 2009 von Centre d'information du réseau électrique français, Paris: http://www.rte-france.com/html/an/mediatheque/vie_publi_annu_stats_2007.jsp
- Sala, E. (2007). *Energy Resource and Security of Supply*. Departement of Licencing and Market Monitoring, Albania.
- SANDRE. (2007). *French Data Reference Centre for Water*. Abgerufen am 2008 von eaufrance: <http://sandre.eaufrance.fr>
- Sattinger, W. (Sep 2007). *Wide Area Monitoring in the Middle of the Central European System. NASPI Meeting 2007*. Montreal.
- Schiemer, F. (2002). *Fische als Bioindikatoren und Naturschutzziel von großen Fließgewässern. Verhandlungen der Gesellschaft für Ichthyologie*, 3.
- Schiller, G. (1980). *Wasserwirtschaftliche Probleme der Elektrizitätserzeugung*. In Wiener Mitteilungen, Band 38. Wien.
- Schmutz, S., Wimmer, R., & Zauner, G. (1993). *Fischökologische Erhebungen - Modelle und ihre Aussagen*. Landschaftswasserbau, 15 (TU-Wien).
- Schneider, M. (2002). *Kurzanleitung für das Simulationsmodell CASIMIR*. Stuttgart.
- Schnell, J. (2005). *Gewässerökologische Auswirkungen des Schwellbetriebs am Lech im Bereich des Naturschutzgebietes "Litzauer Schleife"*. München: Landesfischereiverband Bayern e.V.
- Schrempf, R. (12. 10 2007). *Technische Rahmenbedingungen für Fischauf- und Abstieghilfen im alpinen Bereich*. Von Gewässerschutz -Planungsbeihilfe: <http://www.salzburg.gv.at/themen/nuw/wassererangelegenheiten/gewaesserschutz/downloads.htm> abgerufen
- Schüppel, A. (2010). *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung*. Graz: Diplomarbeit.
- Schwab, A. (2006). *Elektroenergiesysteme*. Berlin Heidelberg: Springer Verlag.
- SEAS Slovenske Elektrarne AS. (kein Datum). *Hydroelectric Energy*. Abgerufen am 31. Mai 2010 von Slovenske Elektrarne: <http://www.seas.sk/encyclopedia/renewable-energy-sources/hydraulic-energy/>
- Serbia, M. o. *Energy Sector Paper*. Belgrad.

- Skuletic, S. (2002). *Valuation of Small Hydropower in the Power System of Montenegro*. Hydrovision .
- Slovenske Elektrarne. (2007). *Energetic Projects* . Abgerufen am 2007 von Slovenske Elektrarne: http://www.hse.si/en/energetic_projects
- Smith, S. (1912). *Smith S., Søren Hjorth Inventor of the dynamo-electric principle, Copenhagen, 1912*, . (Internet Archive, San Francisco) Von Internet Archive: <http://www.archive.org/details/srenhjorthinve00smitrich> abgerufen
- Spinder, T. (1997). *Fischfauna in Österreich*. Wien: Umweltbundesamt.
- Stahl, R. (1956). *Der nationale Gewinn internationaler Zusammenarbeit*. Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft (Heft 6).
- Statistik Austria. (2009). *Gesamtenergiebilanz 2008. Energiebilanzen* . Wien: Statistik Austria.
- STEWEG-STEAG. (2002a). *Kraftwerk Altenmarkt*. Abgerufen am 15. 9 2003 von STEWEG-STEAG der Konzern: <http://www.steweg.com/steweg/standort/KWWN/altenmarkt/altenmarkt.htm>
- STEWEG-STEAG. (2002b). *Kraftwerk Fischenz*. Abgerufen am 15. 9 2003 von STEWEG-STEAG der Konzern: STEWEG, <http://www.steweg.com/steweg/standort/KWMM/Fischenz/fischenz.htm>
- STEWEG-STEAG. (2002d). *Kraftwerk Laufnitzdorf*. Abgerufen am 15. 9 2003 von STEWEG-STEAG der Konzern: <http://www.steweg.com/steweg/standort/15laufnitzdorf.htm>
- STEWEG-STEAG. (2002c). *Kraftwerk Pernegg*. Abgerufen am 15. 9 2003 von STEWEG-STEAG der Konzern: STEWEG, <http://www.steweg.com/steweg/standort/KWMM/Pernegg/pernegg.htm>
- Stigler, H. (2002). *Anforderungen an die Energieinnovation II*. 7. *Energieinnovations-symposium Graz* . Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Stigler, H. (1999). *Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft*. Graz: Dissertation.
- Stigler, H. (2006). *Vorlesung Energiewirtschaft*. Graz: Technische Universität.
- Stigler, H., Bachhiesl, U., & Huber, C. (2006). *Gesamtkonzeption und erste Realisierungen einer umfassenden real- und nominalwirtschaftlichen Modellierung des europäischen Energiesystems*. Symposium Energieinnovation 2006, Technische Universität Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Stigler, H., Huber, C., Todem, C., Wornig, H., & Zambelli, M. (2004). *Marktbasiertes Engpassmanagement Lösungsansatz zur Beherrschung von schwierigen Netz-situationen*. Symposium Energieinnovation 2004 TU-Graz.
- Stigler, H., Huber, C., Wulz, C., & Todem, C. (2005). *Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft*. Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Stigler, H., Todem, C., Bachhiesl, U., Hafner, G., Zambelli, M., Schweiger, A., et al. (2003). *Die Auswirkung der Liberalisierung auf Steiermark und die Bedeutung der Anbindung*

- an ein leistungsfähiges 220/380-kV-Netz*. Graz: Abteilung für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation am Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik.
- Strauß, K. (1998). *Kraftwerkstechnik* (Bd. 4. Auflage). Springer Verlag.
- Strobl, F. Z. (2006). *Wasserbau*. Berlin-Heidelberg: Springer Verlag.
- Tamerl, H. (1995). *Tauernkraft - Die Kraftwerke*. Salzburg: Kauernkraftwerke AG.
- Tauernkraftwerke AG. (1971). *Energie aus Gletscherwasser*. Wien: Verlag A. F. Koska Wien-Berlin.
- TERNA S.p.A. (2008). *Dati Statisti - Impianti di Generazione (auf italienisch)*. (Terna S.p.A. - Rete Elettrica Nazionale) Von TERNA:
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx abgerufen
- TERNA S.p.A. (2009). *Statistiche, Date Bilanci dell' energia elettrica*. Abgerufen am 2010 von Terna S.p.A.:
http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche.aspx
- The World Bank. (2005). *Development of Power Generation in South East Europe, Final Report*. South East Europe Consultants, Ltd., Belgrade.
- The World Bank. (2002). *Options for Designing a Green Investments Scheme for Bulgaria, Annexes*. Washington: The World Bank Group.
- TIWAG. (2004a). *Tiroler Wasserkraft AG*. Abgerufen am 8. 10 2004 von Kraftwerke - Imst:
<http://www.tiroler-wasserkraft.at/unternehmen/kraftwerke/imst/index.php>
- Todem, C. (2004). *Methoden und Instrumente zur gesamtsystemischen Analyse und Optimierung konkreter Problemstellungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt*. Graz: Dissertation.
- Todem, C., Huber, C., Wulz, C., Wornig, H., & Stigler, H. (2005). *Nodal Pricing als Analyseinstrumentarium zur Untersuchung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines marktbasiereten Engpassmanagements bei Engpässen im Verbundsystem*. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien.
- Todem, C., Huber, C., Wulz, C., Wornig, H., & Stigler, H. (2005). *Optimierungsmodell zur Vorab-Wirkungsanalyse politischer Rahmensezung in Bezug auf Wasserrahmenrichtlinie und der Richtlinie zum Handel mit Treibhausgaszertifikaten für Österreich*. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien.
- Todorov, T. (2008). *Scenarios for Development of Bulgarian Power Sector*. BALWOIS 2008 Conference . Ohrid: Balkan Water Information and Observation System for the Balkan Countries.
- UCTE. (2008). *System Adequacy Forecast 2008 - 2020*. Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Brüssel.
- Umweltbundesamt. (2006). *Kyoto Fortschrittsbericht Österreich 1990-2004*. (Umweltbundesamt, Hrsg.) Von Umweltbundesamt: www.umweltbundesamt.at abgerufen
- UNFCCC, Joint Implementation Supervisory Committee . (2006). *Bulgaria: JOINT IMPLEMENTATION PROJECT DESIGN DOCUMENT FORM FOR SMALL-SCALE*

- PROJECTS - Version 01.1. United Nations Framework Convention on Climate Change.*
- UNIPEDE/WEC Committee on the Availability of Thermal Generating Plant. (1991). *Availability and Unavailability Factor of Thermal Generating Plants, Definitions and Methods of Calculation.* Brüssel: eurelectric.
- VA TECH HYDRO. (2009a). *Compact Kegelrad Rohrturbine.* Abgerufen am 2009 von Andritz AG: http://www.andritz.com/hydro-media-media-center-compact-hydro-bevel_gear_bulb_turbine_ge_1_.pdf
- VA TECH HYDRO. (2009b). *Compact Riemen Rohrturbine.* Abgerufen am 2009 von VA-Tech Compact Hydro: http://www.andritz.com/hydro-media-media-center-compact-hydro-belt_drive_bulb_turbine_ge_1_.pdf
- VA TECH HYDRO. (2009c). *HYDROMATRIX(C).* Abgerufen am 2009 von Andritz AG: http://www.andritz.com/hydro-media-media-center-large-hydro-hm_proinfo_040202_en.pdf
- VEÖ. (Januar/Februar 1979). Die Kraftwerksgruppe Malta. *Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft*, 1/2 32.Jahrgang. Wien: Verband der Elektrizitätswerke Österreichs.
- Verbund-Austrian Hydro Power AG. (2007a). *Austrian Hydro Power.* Wien: Verbund-Austrian Hydro Power AG.
- Verbund-Austrian Hydro Power AG. (2007). *Die Kraftwerke an der österreichischen Donau.* Wien: Verbund-Austrian Hydro Power AG.
- Verbund-Austrian Hydro Power AG. (2007d). *Die Kraftwerke an der österreichischen Drau.* Wien: Verbund-Austrian Hydropower AG.
- Verbund-Austrian Hydro Power AG. (2006). *Die steirischen Wasserkraftwerke.* Wien: Verbund-Austrian Hydro Power AG.
- Verbund-Austrian Hydro Power AG. (2007c). *Die Wasserkraftwerke der AHP in Salzburg.* Wien: Verbund-Austrian Hydro Power AG.
- Verbund-Austrian Hydro Power AG. (2007b). *Die Wasserkraftwerke der AHP in Tirol.* Wien: Verbund-Austrian Hydro Power AG.
- Wasserbuch, Land Steiermark. (2004). *Wasserkraftkataster Steiermark.* Graz, Steiermark.
- Weimarer Republik. (28. 6 1919). *Friedensvertrag von Versailles*, Art 358. Paris.
- Weiss, B. (2010). *Die Problematik von Schwall und Sunk in Österreich.* Bulletin SEV/VSE, 2/2010.
- Wisrock, G.; GPAE. (2005). *Waterframe Directive in France.* Lausanne: ESHA.
- Wittfogel, K. A. (1957). *Oriental Despotism.* New York: Yale University Print.
- Wornig, H., Grabner, C., Huber, C., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2006). *Konzeption und Entwicklung eines Datenbankmodells zur Integration von Energiebedarf, Energieaufbringung und Energietransport des europäischen Energiesystems.* Symposium Energieinnovation 2006, TU-Graz.

8.3 Abbildungen

Abbildung 1: 6. Januar 1985 bis zu minus 30 °C (NCEP, 2009)	8
Abbildung 2: Vorschlag für das deutsche Verbundnetz nach dem Gutachten von Oskar von Miller (Deutsche Verbundgesellschaft, 1959)	10
Abbildung 3: Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, vgl. (Bachhiesl, Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse, 2004)	11
Abbildung 4: Konstruktionsprinzip der Fourneyron-Turbine [LLL Meyers Konversations-Lexikon, 4. Auflage, Leipzig 1885–90]	23
Abbildung 5: Entwicklung der installierten Leistung in Österreich, eigene Darstellung	25
Abbildung 6: Kreislauf des Wasser angetrieben durch solare Einstrahlung, (Koch, 2003).	26
Abbildung 7: Kraftwerkskaskade an der österreichischen Drau in Kärnten, Quelle: Verbund AHP.	28
Abbildung 8: Prinzip der Energieumwandlung in einem Wasserkraftwerk bei geschlossener Leitung, Quelle: Wasserkraftanlagen (Giesecke, 2005)	29
Abbildung 9: Ganglinie des Pegels Schärding am Inn (Ausschnitt der Jahre 2000 bis 2004), eigene Darstellung, Daten: eHYD, BMLFUW (BMLFUW, eHYD, 2004)	32
Abbildung 10: Überschreitungsdauerlinie des Pegels Schärding am Inn, eigene Darstellung, Daten: eHYD, BMLFUW (BMLFUW, eHYD, 2004).	33
Abbildung 11: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Abfluss (Kraftwerkszufluss), Fallhöhe, Wirkungsgrad und Leistung (Giesecke, 2005).	33
Abbildung 12: Prinzipbild der Peltonschaufel (Menny, 2005, S. 46)	35
Abbildung 13: Schnitt durch das Krafthaus Mayrhofen in Tirol mit einer zweidüsigen Pelton-turbine, Quelle Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007b)	35
Abbildung 14: Vertikale Kaplan-Turbine mit Leitapparat, Quelle: www.alstom.com	36
Abbildung 15: Schnitt durch das Krafthaus des Kraftwerks Paternion an der Drau mit einer vertikalen Kaplan-Turbine mit Betonspirale, Quelle: Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007d)	37
Abbildung 16: Schnitt durch das Kraftwerk Ottensheim-Wilhering mit einer Kaplan-Rohrturbine, Quelle: Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007).	38
Abbildung 17: (a) Darstellung einer S-Turbine, (b) einer Achsialturbine mit vertikaler Welle (Giesecke, 2005)	39
Abbildung 18: (a) Darstellung einer Kegelrad-Rohrturbine, (b) einer Riemen-Rohrturbine (VA TECH HYDRO, 2009a), (VA TECH HYDRO, 2009b)	39
Abbildung 19: Querschnitt einer HYDROMATRIX©-Anlage (VA TECH HYDRO, 2009c)	40
Abbildung 20: Schnitt-Darstellung einer Straflo-Turbine (Kraftwerke Augst AG, 2009)	40
Abbildung 21: Francis-Turbine mit Leitapparat, Quelle: www.alstom.com	41
Abbildung 22: Veränderung des Francis-Turbinen-Designs mit	42
Abbildung 23: Schnitt durch das Krafthaus Stein des Kraftwerks Sölk in der Steiermark mit einer Francis-Turbine und einer Stahlrohrspirale, Quelle: Verbund (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2006)	42
Abbildung 24: Einsatzbereiche der drei wichtigsten Turbinentypen in Abhängigkeit von der Ausbauwassermenge und der Fallhöhe, eigene Darstellung	43
Abbildung 25: Verlauf der wichtigsten Kenngrößen beim Schwellbetrieb über den Verlauf eines Tages, bei konstantem Zufluss und vorgegebenem Fahrplan, eigene Darstellung	44
Abbildung 26: Prinzipielle Anlagenkonfiguration eines Speicherkraftwerkes (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007a)	45
Abbildung 27: Anlagenkonzept der Vorarlberger Illwerke AG, Quelle: www.illwerke.at	46
Abbildung 28: Prinzipielle Anlagekonfiguration eines Pumpspeicherkraftwerkes, eigene Darstellung	47

Abbildung 29: Überschlägige Zusammensetzung des Pump-Speicherwirkungsgrad (dena, 2008)	47
Abbildung 30: Bauformen von Flusskraftwerken; a) Blockbauweise, b) Zwillingsbauweise, c) Pfeilerkraftwerk, d) überströmbares Flusskraftwerk, e) Buchtenkraftwerk	49
Abbildung 31: Bauformen von Ausleitungskraftwerken; a) Kanalkraftwerk b) Schleifenausbau, c) Schlingenausbau	50
Abbildung 32: Querschnitt durch ein Talsperrenkraftwerk, (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007c)	51
Abbildung 33: Übersicht über das Anlagenkonzept der Pump-Speicherkraftwerksgruppe Kaprun in Salzburg (Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007c)	52
Abbildung 34: Zielhierarchie der Energiepolitik (Stigler H. , 2002), (Bachhiesl, 2004)	53
Abbildung 35: Fünfeck der Wirtschaftspolitik (Pütz, 1979; Stigler, Huber, Wulz, & Todem, 2005), (Stigler, et al., 2003)	54
Abbildung 36: Nutzung erneuerbarer Energieträger: Projektionen für Strom bis 2020 (EU E. K., KOM(2006))	61
Abbildung 37: Investitionsförderung von Kleinwasserkraftanlagen, Quelle: OeMAG	66
Abbildung 38: Ökostromfördersystem in Österreich seit 19.10.2009 (E-Control, 2009b)	68
Abbildung 39: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Österreich seit 1990 (Datenstand 2006), Quelle: (Gugele, Rigler, & Ritter, 2006)	69
Abbildung 40: Zusammenstellung der Wasserkraftpotenziale in Österreich (gerundet), (Schiller, 1980)	71
Abbildung 41: Ausgebautes Potenzial und reduziertes technisch-wirtschaftliches Restpotenzial, (Schiller, 1980).	72
Abbildung 42: Prinzip-Darstellung der Wirkungsweise und des Zusammengangs zwischen Kraftwerk und Sunk-Schwall-Beeinträchtigung, eigene Darstellung	75
Abbildung 43: Risikoverteilung der Oberflächenwasserkörper in Österreich (BMLFUW, Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan - Entwurf, 2009, S. 52)	77
Abbildung 44: Aufteilung des Zuflusses bei Ausleitungskraftwerken mit Fischaufstiegshilfe und Restwasserkraftwerk, eigene Darstellung	80
Abbildung 45: Schwallbelastung des Lechs in Bayern aufgrund des Schwellbetriebs der Kraftwerkskette Lech. Rechts: Charakteristische Situation im Sommerhalbjahr. Links: Charakteristische Situation im Winterhalbjahr (Schnell, 2005)	81
Abbildung 46: Schwallbelastete Fließgewässerstrecken in Österreich, Quelle: Umweltbundesamt	82
Abbildung 47: Ganglinie der Gasteinerache, am Pegel Bad Hofgastein im Mai 2010 unterhalb der Kraftwerke Bärenwerk und des Kraftwerks Remsach mit einer gemeinsamen Abbauwassermenge von 18,3 m ³ /s. Der Schwall des Kraftwerks Remsach wird durch ein Ausgleichsbecken reduziert, (Hydrographischer Dienst des Landes Salzburg, 2010).	83
Abbildung 48: Vergleich des Schwalls unterhalb des Kraftwerks Wald am Pegel Wald an der Salzach, mit der Summe der Salzach und dem nächsten rechten Zubringer Obersulzbach (Pegel Sulzau), Datenquelle: Hydrographischer Dienst des Landes Salzburg	83
Abbildung 49: Vergleich des ursprünglichen Salzachverlaufes mit dem begradigten gegenwärtigen Zustand (Baumgartner, Gruber, Wührer, Aufleger, & B., 2010)	84
Abbildung 50: Bewertung der ökologischen Auswirkungen der Elektrizitätserzeugung (Dettli, Buholzer, & Kaufmann, 1999)	85
Abbildung 51: Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien (ARGE Alpine Wasserkraft, 2008b).	88
Abbildung 52: Prozentueller Anteil an Wasserkraft im Verhältnis zur Gesamtnettostromproduktion 2008 (NORDEL, 2008), (ENTSO-E, 2009a)	95

Abbildung 53: Entwicklung der Stromaufbringung in der UCTE(ENTSO-E, 2009a)	96
Abbildung 54: Anteil der Wasserkraft an der Inlandstromerzeugung, Quelle: Energie-Control GmbH.	100
Abbildung 55:Kraftwerksverteilung in Österreich, eigene Darstellung	101
Abbildung 56: Durchschnittliche Niederschlagsverteilung über Österreich, Quelle: World Trade Press, www.bestofcountryreports.com	103
Abbildung 57: Einzugsgebiete der österreichischen Hauptgewässer nach SCHILLER, (Pöyry Energy GmbH, 2008)	103
Abbildung 58: Verlauf der Donau und der größeren Zubringer durch ihre Anrainerstaaten, Quelle: Daniel Ulrich, Wikipedia	104
Abbildung 59: Darstellung des Höhenprofils und der mittleren Abflussverhältnisse der Donau, eigene Darstellung	105
Abbildung 60: Darstellung des Höhenprofils und der mittleren Abflussverhältnisse des Inns, eigene Darstellung	107
Abbildung 61: Verlauf des Inns vom Ursprung bei St. Moritz bis zur Mündung in die Donau bei Passau mit den Kraftwerken mit österreichischer Beteiligung (Stand 1.1.2009), eigene Darstellung	108
Abbildung 62: Hydraulisches Übersichtsschema der Engadiner Kraftwerke AG	109
Abbildung 63: Verlauf der Drau von ihrem Ursprung in Südtirol bis zu ihrem Eintritt nach Slowenien mit den Kraftwerken der TIWAG, KELAG und Verbund-AHP an der Drau, eigene Darstellung	110
Abbildung 64: Verlauf der Enns ab Liezen mit den Kraftwerken der Ennskraft und der Verbund AHP, eigene Darstellung.	111
Abbildung 65: Verlauf der Mur in Österreich mit den Kraftwerken der Verbund-AHP	112
Abbildung 66: Verlauf der Salzach in Salzburg mit den Kraftwerken der Verbund-AHP und Salzburg AG	113
Abbildung 67: Darstellung des Höhenprofils und der mittleren Abflussverhältnisse der Salzach, eigene Darstellung	113
Abbildung 68: Verflechtung der Wasserkraftunternehmen auf Ebene der Landesgesellschaften und Grenzkraftwerke in Österreich, eigene Recherche.	114
Abbildung 69: Zusammenstellung der Wasserkraftpotenziale in Österreich (gerundet) (Pöyry Energy GmbH, 2008, S. 63)	116
Abbildung 70: Ausgebautes Potenzial und reduziertes technisch wirtschaftliches Restpotenzial (Pöyry Energy GmbH, 2008, S. 60)	117
Abbildung 71: Wasserkraftwerke in Deutschland mit einer Leistung über 5 MW, Daten: institutsinterne Datenbank, eigene Darstellung	119
Abbildung 72: Regelarbeitsvermögen der in Deutschland installierten Kraftwerke je Flussgebiet	120
Abbildung 73: Zubaupotenzial für die große Wasserkraft an ausgewählten Flusssystemen, (Fichtner, 2003, S. 6-24)	122
Abbildung 74: Wasserkraftpotenziale in den deutschen Bundesländern. [Quelle: Heimerl, S. Giesecke, J.: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003. In: Wasserwirtschaft 94 (2004), Heft 10.]	124
Abbildung 75: Stromproduktion nach Kraftwerkskategorien in der Schweiz 2009 (BFE Bundesamt für Energie, 2010).	125
Abbildung 76: Altersstruktur der maschinellen Ausrüstung der Wasserkraftwerke in der Schweiz, Datenquelle: (Laufer, Grötzing, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51)	127
Abbildung 77: Verteilung des französischen Kraftwerkparcs, Quelle:(Ess, 2009), erstellt mit einer vom Autor dieser Arbeit programmierten Software (siehe Kapitel 5.7), Datenquelle: institutsinterne Datenbank.	128

Abbildung 78: Stromerzeugung und installierte Kapazität nach Primärenergieträgern (Ess, 2009, S. 4), (RTE, 2008)	129
Abbildung 79: Anlagenstatistik der Wasserkraft in Frankreich: Anzahl der Kraftwerke je Leistungsklasse mit Summenleistung, (Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, 2005), (ENTSO-E, 2009b)	129
Abbildung 80: Wasserkraftwerke in Frankreich über 10 MW, Daten: institutsinterne Datenbank, eigene Darstellung	130
Abbildung 81: Auswertung des technischen Wasserkraftpotenzials in Frankreich nach Leistungsklassen (Dambrine, F.; Haut Fonctionnaire de Développement Durable, 2007, S. 4)	131
Abbildung 82: Anlagenstatistik der Wasserkraft in Italien, Anzahl der Kraftwerke je Leistungsklasse mit Summenleistung (TERNA S.p.A., 2008), (ENTSO-E, 2009a), eigene Recherchen	132
Abbildung 83: Regionale Verteilung der Bruttoerzeugung 2007 aus Wasserkraftwerken in GWh (TERNA S.p.A., 2009)	133
Abbildung 84: Verteilung des theoretischen Wasserkraftpotenzials in Italien, (Alterach, Peviani, Elli, & Vergata, 2008, S. 6)	134
Abbildung 85: Bestehende Kraftwerke und potenzielle Kraftwerksstandorte in Albanien, eigene Darstellung	135
Abbildung 86: Kraftwerke in Bosnien-Herzegowina, bestehende Kraftwerke und eine Auswahl von potenziellen Standorten, eigene Darstellung	137
Abbildung 87: Kraftwerke in Bulgarien, Bestehende Kraftwerke und größere Projekte, eigene Darstellung	138
Abbildung 88: Bestehende Kraftwerke in Griechenland, eigene Darstellung	139
Abbildung 89: Altersstruktur der kroatischen Wasserkraftwerksparks	140
Abbildung 90: Bestehende Kraftwerke und Wasserkraftprojekte in Kroatien, eigene Darstellung	141
Abbildung 91: Bestehende Kraftwerke und große Wasserkraftprojekte in Mazedonien, eigene Darstellung	142
Abbildung 92: Bestehende Kraftwerke und Wasserkraftprojekte in Montenegro, eigene Darstellung	144
Abbildung 93: Wasserkraftwerkspark der großen Wasserkraft in der Slowakei, eigene Darstellung	146
Abbildung 94: Große Wasserkraft in Slowenien, Stand 2009, Datenquelle: Eigene Recherche	146
Abbildung 95: Flussgebietseinheiten in Tschechien, (HEIS-VÚV, 2004)	147
Abbildung 96: Aufgabenstellung nach Kraftwerkstypen, Maßnahmen und Szenarien	152
Abbildung 97: Darstellung der Definition des Q_{95} am Beispiel des Pegel Weißbach an der Saalach	152
Abbildung 98: Korrelation des Niederwasserabflusses $MJNQ_T$ mit dem 95% Überschreitungsabfluss Q_{95} , Datenquelle: Lebensministerium: e	153
Abbildung 99: Beispiel der Restwasserverluste bei dem WRRL-Restwasserszenario 4, 2/3 $MJNQ_T$	162
Abbildung 100: Spline-Interpolation des Regeljahresabflusses zur Abschätzung der Ausbautage	163
Abbildung 101: Basieren auf der Spline-Interpolation ermittelte Verlustwassermengen, Beispiel Kraftwerk mit kleiner bestehender Restwasservorschreibung	164
Abbildung 102: Summe der Erzeugungseinbußen der erfassten Ausleitungs-Laufkraftwerke in GWh in Abhängigkeit der Restwasserszenarien	166
Abbildung 103: Zusammenhang der jährlichen prozentuelle Verluste der erfassten Erzeugung und der Restwassermenge	166

Abbildung 104: Relativer Anteil der Erzeugungseinbußen der Ausleitungs-Laufkraftwerke in % abhängig von Restwasserszenarien	167
Abbildung 105: relative Erzeugungsverluste gemessen an der gesamten österreichischen Wasserkraftaufbringung des Jahres 2003	168
Abbildung 106: Finanzielle Bewertung der Restwasserverluste bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario	169
Abbildung 107: Verringerung der gesicherten Leitung in einem nicht geschlossenen Zeitraum T des Jahres	170
Abbildung 108: Mittlere jährliche Leistungseinbußen bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario.	170
Abbildung 109: Relative mittlere jährliche Leistungseinbußen bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario.	171
Abbildung 110: Relative mittlere monatliche Leistungseinbußen bei Ausleitungs-Laufkraftwerken über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario	171
Abbildung 111: Relative mittlere Leistungseinbußen der Ausleitungs-Laufkraftwerke im Sommer- und Winterhalbjahr abhängig vom Restwasserszenario	172
Abbildung 112: Illustration des Algorithmus zur Berechnung der Ausbautage	174
Abbildung 113: Algorithmus zur Ermittlung der Flächenparität $A_1=A_2$.	175
Abbildung 114: Darstellung der angenäherten Restwasserverluste, der grün markierte Bereich stellt die nutzbare Wasserfracht dar	176
Abbildung 115: Österreich unterteilt in Bioregionen	177
Abbildung 116: MQ-normierte Dauerlinien einiger Bioregionen	178
Abbildung 117: Korrelation Ausnutzungsdauer-Ausbaugrad	178
Abbildung 118: Demonstration der Berechnung des Erzeugungs-Verlusts anhand eines Beispiels	179
Abbildung 119: Unterteilung der 422 Kraftwerke Salzburgs nach KWKW und Mühlen mit (m. A.) und ohne (o. A.) Ausleitung	180
Abbildung 120: Anzahl der KWKW und Mühlen mit und ohne Ausleitung in der Bioregion Unvergletscherte Zentralalpen in Salzburg	180
Abbildung 121: Kraftwerke in den Nördl. Kalkhochalpen Salzburgs	181
Abbildung 122: Kraftwerke im Bayr. Österr. Alpenvorland in Salzburg	181
Abbildung 123: Kraftwerke in den Kalkvoralpen Salzburgs	181
Abbildung 124: Regelerzeugung je Bioregion	182
Abbildung 125: Relative Erzeugungs-Verluste je Bioregion für Szenario Q_{95} in Prozent	183
Abbildung 126: Gesamte Erzeugungs-Verluste für Szenario Q_{95}	184
Abbildung 127: Finanzielle Bewertung der Verluste für Q_{95} als Restwassermenge	185
Abbildung 128: Finanzielle Bewertung der Verluste – Szenario Q_{95}	186
Abbildung 129: Finanzielle Bewertung der Verluste für $2/3 Q_{95}$ als Restwassermenge	186
Abbildung 130: Finanzielle Bewertung der Verluste für $1/2 Q_{95}$ als Restwassermenge	188
Abbildung 131: Finanzielle Bewertung der Verluste für $1/3 Q_{95}$ als Restwassermenge.	189
Abbildung 132: Finanzielle Bewertung der Verluste für Q_{96} als Restwassermenge.	190
Abbildung 133: Finanzielle Bewertung der Verluste für Q_{98} als Restwassermenge	191
Abbildung 134: Regression der Höhe der Kontinuumsunterbrechung mit den Kosten der Fischeaufstiegshilfe (Gesamtbetrachtung)	196
Abbildung 135: Regression der Höhe der Kontinuumsunterbrechung mit den Kosten der Fischeaufstiegserrichtung ohne Donau- und Ennskraftwerke	196
Abbildung 136: Kosten für Fischeaufstiegshilfen nach geodätischer Höhe	197
Abbildung 137: Nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischeaufstiegshilfen mit Fallhöhen < 12 m mit und ohne Anbindung der Nebengewässer	198
Abbildung 138: Nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischeaufstiegshilfen mit und ohne Anbindung der Nebengewässer	198

Abbildung 139: Anteil der FAH nach geodätischer Höhe	199
Abbildung 140: EEX-Base 2004 und mehrjähriges Mittel des EEX-Base-Preises	200
Abbildung 141: Geographische Eingrenzung der Untersuchung	206
Abbildung 142: Typisches Kraftwerkschema eines Ausleitungskraftwerks an der Rhone. Quelle: Google Maps 2006, eigene Ergänzungen	207
Abbildung 143: Typische Kraftwerkschemata am Main und der Donau. Quelle: Google Maps 2006, eigene Ergänzungen	208
Abbildung 144: Höhenprofile der Fließgewässer in Bayern (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2006)	208
Abbildung 145: Vergleich der ermittelten Stichprobe mit der veröffentlichten Anlagenstatistik in Bayern (Bayrisches Landesamt für Wasserwirtschaft, 2006)	209
Abbildung 146: Untersuchungsgebiet Südosteuropa	218
Abbildung 147: Schicht-Aufbau des EMCAS Modells (Decision and Information Sciences Division, 2008).	221
Abbildung 148: In EMCAS verwendete Zeithorizonte für einzelne Planungshorizonte der Agenten (McLemmons.; Decision and Information Sciences Division, ohne Datum).	222
Abbildung 149: Schichtenmodell des Konzept für das Modellsystem Atlantis. (Huber, Bachhiesl, & Stigler, 2007)	225
Abbildung 150: Topologie der Interaktionen der unterschiedlichen eingesetzten Softwareprodukte.	226
Abbildung 151: Darstellung des Simulationsablaufs.	227
Abbildung 152: Berechnungsablauf im Simulationsmodell Atlantis (Gutschi, Huber, Süßenbacher, Jagl, Bachhiesl, & Stigler, 2009)	228
Abbildung 153: Tabellen der Stammdatenregion	230
Abbildung 154: Access-Datenbank - Selektion von Übertragungsleitungen im Untersuchungsgebiet	231
Abbildung 155: Im Modellbereich Südosteuropa beinhaltete Flusspegel, eigene Darstellung.	234
Abbildung 156: Ergebnis einer Korrekturformelschätzung für den Inn in Tirol, abgeleitet von den Verhältnissen am Kraftwerk Kirchbichl.	237
Abbildung 157: Vergleich der Berechnungsarten für das monatliche RAV und dem korrigierten RAV am Beispiel des Kraftwerks Langkampfen am Inn.	237
Abbildung 158: Korrektur des Monatlichen RAV.	238
Abbildung 159: Darstellung der Ableitung der simulierten Lastfälle für die einzelnen Monate aus der Jahresganglinie des Verbrauchs.	239
Abbildung 160: Prinzipdarstellung der Zuordnung des Stromverbrauchs (Last) zu jedem Netzknotten.	241
Abbildung 161: Darstellung des europäischen Verbundnetzes, Quelle: Swissgrid (Sattinger, 2007).	242
Abbildung 162: π -Modell einer Leitung, (Andersson, 2008)	243
Abbildung 163: Einfache Netztopologie zur Erklärung der Inzidenzmatrix (Todem C. , 2004, S. 147)	247
Abbildung 164: Beispieldarstellung des nördlichen Kroatien aus dem GIS-System des Modells Atlantis mit den Layern: Grenzen, Flüsse, Seen, Laufkraftwerke, Speicherkraftwerke, Thermische Kraftwerke, Kernkraftwerke, Knoten, Leitungen und Transformatoren.	251
Abbildung 165: Beispieldarstellung einer Lastflussrechnung aus dem GIS-System des Modell Atlantis.	252
Abbildung 166: Verbundnetz in Südost-Europa, Auszug des Übertragungsnetzes aus dem GIS-System	252

-
- Abbildung 167: Kraftwerke in der Simulationsregion Südosteuropa, thermische Kraftwerke sind rot, Laufkraftwerke hellblau, Speicherkraftwerke dunkelblau, Kernkraftwerke magenta und Windkraftwerke grün dargestellt. 253
- Abbildung 168: Angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs im untersuchten Gebiet 255
- Abbildung 169: Darstellung der Lastflussergebnisse einer Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Netzrestriktionen für die 2006 Winterhöchstlast – dunkelrote Linien stellen voll ausgelastete Leitungen dar. 256
- Abbildung 170: Überlastete Netzwerkzweige in Zentralserbien zur Winterhöchstlast 2006, entsprechend der Simulation von Davor Bajs und Goran Bajs (Bajs & Majstrovic, 2005) 257
- Abbildung 171: Überlastete Netzwerkzweige in Zentralserbien zur Winterhöchstlastsimulation 2006, als Simulationsergebnis des Modellsystems Atlantis. 257
- Abbildung 172: Überlastete Netzwerkzweige in Albanien zur Winterhöchstlast 2006, entsprechend der Simulation von Davor Bajs und Goran Bajs (Bajs & Majstrovic, 2005) 258
- Abbildung 173: Überlastete Netzwerkzweige in Albanien zur Winterhöchstlastsimulation 2006, als Simulationsergebnis des Modellsystems Atlantis. 258
- Abbildung 174: Entwicklung der Schwankungsbreite der durchschnittlichen jährlichen Marktpreise auf Basis der Wasserdargebotsvariation. 259
- Abbildung 175: Entwicklung der Schwankungsbreite der minimalen und maximalen Marktpreise (MCP) in Abhängigkeit vom Wasserdargebot. 260
- Abbildung 176: Summe Erzeugungseinbußen der erfassten Ausleitungs-Laufkraftwerke in GWh in Abhängigkeit der Restwasserszenarien. 264
- Abbildung 177: Darstellung der Lastflussergebnisse einer Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Netzrestriktionen für die Winterhöchstlast 2006 – dunkelrote Linien stellen voll ausgelastete Leitungen dar. 266
- Abbildung 178: Entwicklung der Schwankungsbreite der durchschnittlichen jährlichen Marktpreise auf Basis der Wasserdargebotsvariation (Huber, Gutsch, Marin, Dzhumaliynski, Kryeziu, & Stigler, 2009). 267

8.4 Tabellen

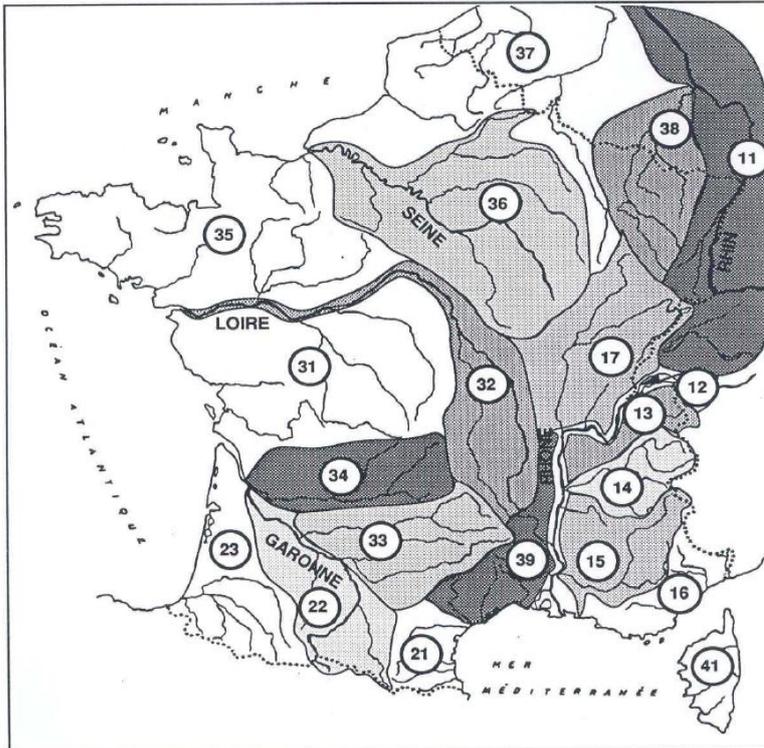
Tabelle 1: Umsetzungsfristen der Wasserrahmenrichtlinie, exakte Termine jeweils zum 22. Dezember (Grassl, 2009).....	59
Tabelle 2: Technische Rahmenbedingungen für Ausführungsformen von Fischaufstiegs- und Abstieghilfen im alpinen Bereich (Schrempf, 2007).....	79
Tabelle 3: Externe Kosten als kalkulatorische Energiepreiszuschläge, Umrechnung: 1 Euro=1,62CHF (Jilek, Karner, & Rass).	87
Tabelle 4: Zielvorgaben-Vergleich unterschiedlicher Rechtsmaterien (Kaufmann, 2008).	90
Tabelle 5: Denkhaltungen verschiedener Interessensgruppierungen zum Thema Wasserkraftbau (Piskernik, 2008).....	94
Tabelle 6: Erhobene und ermittelte Parameter der recherchierten Wasserkraftwerke.....	99
Tabelle 7: Installierte netto Leistung und Regelarbeitsvermögen der Österreichischen Laufkraftwerke je Flussgebiet, Quelle: institutsinterne Datenbank.....	101
Tabelle 8: Österreichische Kraftwerke an der Donau(Verbund-Austrian Hydro Power AG, 2007).....	106
Tabelle 9: Wasserkraftwerke am Inn.....	109
Tabelle 10: Ausbaupotenzial der großen Laufwasserkraft in Deutschland nach ausgewählten Flusssystemen, (Fichtner, 2003, S. 6-22,23).....	122
Tabelle 11: Genehmigungsfähiges Potenzial großer Laufwasserkraftwerke in Deutschland,123	
Tabelle 12: Errechnetes Ausbaupotenzial für Wasserkraftanlagen von weniger als fünf MW Leistung.....	123
Tabelle 13: Aufteilung der Wasserkraftwerke nach Kraftwerkstyp und Saison, Datenquelle Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009 (BFE Bundesamt für Energie, 2010).	125
Tabelle 14: Potenziale der Wirkungsgraderhöhung durch Einbau neuer Turbinen (Laufer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51).....	126
Tabelle 15: Potenziale Erhöhung der Ausbauwassermenge der Kraftwerke durch Turbinentausch (Laufer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 51).....	126
Tabelle 16: Übersicht über das technische Ausbaupotenzial, der Schweiz bis 2050, Datenquelle:(Laufer, Grötzinger, Peter, & Schmutz, 2004, S. 60).....	127
Tabelle 17: Technisches Wasserkraftpotenzial nach Leistungsklassen in Frankreich, Datenquelle: (Haut Fonctonnaire de Développement Durable, 2006).....	131
Tabelle 18: technische Wasserkraftpotenziale in Montenegro nach Flussgebieten, (Skuletic, 2002, S. 5).....	143
Tabelle 19: Wasserkraftpotenziale im Kosovo (Albanian Association of energy and Environment for Sustainable Development, 2006, S. 7).....	145
Tabelle 20: Wasserkraftpotenziale in Slowenien, (Kryžanowski, Horvat, & Brilly, 2008, S. 2).....	147
Tabelle 21: Technisches Restpotenzial der Wasserkraft größer 10 MW in der Tschechischen Republik (Motlík, Šamánek, Váňa, Bařinka, & Šafařík, 2003, S. 34).....	148
Tabelle 22: Zusammenfassung der Wasserkraftpotenziale in Westeuropa und Südosteuropa.....	149
Tabelle 23: Absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen aufgrund der verschiedenen Restwasserszenarien und der Basis der erfassten Kraftwerke.....	167
Tabelle 24: EEX-Base-Preise in €/MWh.....	168
Tabelle 25: Jährliche finanzielle Einbußen der erfassten Kraftwerke durch Restwasserszenarien, in Mio. €.....	169
Tabelle 26: Darstellung der gesamten Verluste der Ausleitungslaufkraftwerke größer 10 MW.	172
Tabelle 27: Erzeugung je Bioregion [in MWh].....	182
Tabelle 28: Absolute und relative Erzeugungs-Verluste je Bioregion im Szenario Q ₉₅	183

Tabelle 29: Einspeisetarife für Kleinwasserkraftwerke laut Ökostromtarifverordnung im Jahr 2004, Quelle: E-Control.	184
Tabelle 30: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario Q ₉₅	185
Tabelle 31: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario 2/3 Q ₉₅	187
Tabelle 32: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario 1/2 Q ₉₅	188
Tabelle 33: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario 1/3 Q ₉₅	189
Tabelle 34: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario Q ₉₆	190
Tabelle 35: Finanzielle Bewertung der Erzeugungs-Verluste – Szenario Q ₉₈	191
Tabelle 36: Gesamt-Verluste je Szenario in % Regelerzeugung bzw. in Mio. Euro	192
Tabelle 37: Restwasserverluste der erfassten Speicherkraftwerke.....	193
Tabelle 38: Zusammenfassung der Restwasserverluste bei Speicherkraftwerken.....	193
Tabelle 39: Gesamt-Betrachtung der Verluste aufgrund der Fischwasser-Dotation.....	203
Tabelle 40: Finanzielle Einbußen in €/a durch Wasserdotation in Fischaufstiegshilfen in den einzelnen Flussgebieten nach Monat aufgliedert	203
Tabelle 41: Gesamt-Betrachtung der Verluste aufgrund der Fischwasser-Dotation.....	203
Tabelle 42: Hochgerechnete RES-Ziele der untersuchten Länder bzw. Regionen	210
Tabelle 43: Erzeugungsverluste der Kraftwerke größer 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in den Regionen Rhone-Alpes und Provence-Cote d’Azur	210
Tabelle 44: Erzeugungsverluste der Kleinwasserkraft bei verschiedenen Restwasserszenarien in den Regionen Rhone-Alpes und Provence-Cote d’Azur	212
Tabelle 45: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Bayern	212
Tabelle 46 Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Bayern	212
Tabelle 47: Konservative Abschätzung Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Baden Württemberg	213
Tabelle 48: Konservative Abschätzung Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Baden Württemberg	213
Tabelle 49: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Österreich.	213
Tabelle 50: Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Österreich.	214
Tabelle 51: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Slowenien.	214
Tabelle 52: Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Slowenien.	214
Tabelle 53: Erzeugungsverluste der Kraftwerke ab 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Italien.....	215
Tabelle 54: : Erzeugungsverluste der Kraftwerke kleiner 10 MW bei verschiedenen Restwasserszenarien in Italien.....	215
Tabelle 55: Zusammenfassung der Restwasserverluste.	215
Tabelle 56: Inzidenzmatrix der einfachen Netztopologie (Todem C. , 2004, S. 147)	247
Tabelle 57: Szenario Parameter für die Brennstoffpreisentwicklung	254
Tabelle 58: Zusammenfassung der Wasserkraftpotenziale in Westeuropa und Südosteuropa.	263
Tabelle 59: Absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen aufgrund der verschiedenen Restwasserszenarien und der Basis der erfassten Kraftwerke.	264
Tabelle 60: Jährliche finanzielle Einbußen der erfassten Kraftwerke durch Restwasserszenarien,	265
Tabelle 61: Darstellung der gesamten Verluste der Ausleitungslaufkraftwerke größer 10 MW.	265

9 Anhang

9.1 Technisches Wasserkraftpotenzial in Frankreich je Flussgebietseinheit

Bassin	Nombre de Projets	Puissance Totale (MW)	Productible total (GWh)	Dont projets de STEP (MW)
11-Rhin	5	61	223	
12-Rhône seul	3	174	899	
13-Affluents RG Rhône → Isère	40	921	1 149	600
14-Isère	61	7 146	4 419	
15-Durance & RG Rhône aval Isère	40	2 883	2 231	600 & 100
16-Fleuves Rhône → Italie	17	803	983	
17-Affluents RD Rhône (Léman → Saône)	21	603	1 973	
21-Fleuves Espagne → Orb	15	69	278	
22-Garonne	54	2 606	2 770	1 800
23-Fleuves Espagne → Gironde	13	302	573	
31-Affluents RG Loire & fleuves → Dordogne	64	286	1 185	
32-Loire (amont Allier)	40	439	1 305	
33-Affluents RD Garonne aval Tarn	49	1 448	2 111	
34- Dordogne	31	2 141	1 012	1 200
35-Fleuves normands & bretons Seine → Loire	11	28	98	
36-Seine	8	66	148	
37-Meuse & fleuves → Seine	9	79	278	
38-Moselle	6	21	109	
39-Affluents RD Rhône & fleuves Rhône → Orb	30	2 236	1 149	
41- Bassins Corse	8	188	507	
Total	525	22 500	23 400	4 300



- 11 - Bassin du Rhin (sauf Moselle).
- 12 - Cours du Rhône (sauf les affluents).
- 13 - Affluents RG du Rhône amont, jusqu'à l'Isère (non comprise).
- 14 - Bassin de l'Isère.
- 15 - Bassin de la Durance et affluents RG du Rhône à l'aval de l'Isère.
- 16 - Fleuves côtiers du Rhône à l'Italie.
- 17 - Affluents rive droite du Rhône, du Léman à la Saône (comprise).
- 21 - Fleuves côtiers de l'Espagne à l'Orb (non compris).
- 22 - Bassin de la Garonne, sauf les affluents RD du Tarn à la mer.
- 23 - Fleuves côtiers de l'Espagne à la Gironde.
- 31 - Affluents RG de la Loire aval Allier et fl. côtiers jusqu'à la Dordogne.
- 32 - Bassin de la Loire à l'amont de l'Allier (compris).
- 33 - Affluents RD de la Garonne à l'aval du Tarn (compris).
- 34 - Bassin de la Dordogne.
- 35 - Bassins des fleuves normands et bretons, de la Seine à la Loire.
- 36 - Bassin de la Seine.
- 37 - Bassin de la Meuse et fleuves côtiers jusqu'à la Seine (non comprise).
- 38 - Bassin de la Moselle.
- 39 - Affluents RD du Rhône aval Saône, fl. côtiers du Rhône à l'Orb (compris).
- 41 - Bassins corses.

9.2 Niederwasserabflüsse ausgewählter österreichischer Pegel

Pegel	Fluss	EZG	Q95	MJNQT
Imst (Bahnhof)	Inn	3842	32.9	22
Zeltweg	Mur	4391.9	17.7	15.8
Leoben	Mur	4391.9	25.7	23
Bruck an der Mur	Mur	6214	39.3	36.8
Friesach	Mur	6791.5	45.7	42.9
Opponitz	Ybbs	506.9	5.77	5.19
Steyr Ortskai	Enns	5915.4	65.6	53.3
Gstatterboden	Enns	2776.1	27.1	24.3
Zwettl	Kamp	621.8	1.22	1.4
Lambach	Traun	2773.5	37.4	32.1
Fischerau	Ager	1260.2	14.6	14.2
Zwettl	Zwettl	269.1	0.33	0.35
Raabs	Thaya	1405.8	1.28	1.13
Weissbach	Saalach	567.5	4.72	3.96
Dobersdorf	Lafnitz	925.1	2.44	2.53
Maierhofen	Feistritz	796.4	2.88	2.75
Kapfenberg	Mürz	1364.5	8.7	8.27
Gloggnitz	Schwarza	472.2	3.34	2.94
Gumisch	Gurk	2555.4	14.2	13.6
Zell	Glan	817.9	4.01	4.33
Nötsch	Gail	908.5	9.98	10.2
Flattach	Möll	705.2	5.78	5.06
Lienz	Isel	1198.7	6.44	5.98
Kössen-Hütte	Großache	701.4	9.02	9.17
Hart im Zillertal	Ziller	1094.7	12.2	9.11
Mittersill	Salzach	582.6	4.01	3.82
Puig	Sill	341.8	3	2.86
Brunau	Öztaler Ache	582.6	4.48	3.96
Strengen	Rosanna	271.3	1.9	1.98
Lechaschau	Lech	1012.2	10.1	9.36
Gisingen	Ill	1427.8	22	15.4
Bangs	Rhein	4647.9	49.6	38.6
Schruns	Litz	102	1.4	1.08
Schärding	Inn	25664	264	337
Krichbichl	Inn	9310	119	100

Datenquelle: Hydrographisches Jahrbuch 1999, Lebensministerium-eHYD.