

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)

School of Management and Law (SML)

Master of Science in Business Administration with a Major in Public and Nonprofit
Management

Masterthesis

Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft und Chancen für Pumpspeicherkraftwerke im europäischen Markt

Autor:

Marius Derungs

Bergwiesenstrasse 12

CH-9545 Wängi

Matrikelnummer: 09-180-126

derunmar@students.zhaw.ch

Betreuer:

Dr. Regina Betz

Co-Betreuer:

Dr. Johanna Cludius

Ort, Datum

Winterthur, 8. Juli 2016

Management Summary

Die Schweizer Wasserkraftproduzenten leiden unter den seit 2009 fallenden Strom-Grosshandelspreisen. Betroffen sind vor allem Stromproduzenten, die viele Grosskunden beliefern, da diese seit dem 1. Januar 2009 in der Schweiz ihren Lieferanten frei wählen können. Daraus ergibt sich die Situation im Markt, dass Strom unter den Gestehungskosten von Wasserkraft gehandelt wird. Mit der Energiestrategie 2050 will das Parlament einerseits neue Wasserkraftwerke und andererseits auch bestehende Wasserkraftwerke mit einer Marktprämie von 1 Rp./kWh finanziell unterstützen. Dabei wird nicht unterschieden ob es um Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke handelt.

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Wettbewerbsfähigkeit von Schweizer Wasserkraftwerken. Konkret wurde untersucht, ob Schweizer Pumpspeicherkraftwerke in der Zukunft Deckungsbeiträge erzielen können. Dazu wurde im Excel ein Modell erstellt mit dem Ziel der optimalen Preisausnutzung am Day-Ahead-Strommarkt. Es wurden die Jahre 2008, 2012, 2025, 2035, 2045 verglichen. Für die Jahren 2025, 2035 und 2045 wurden Preisprognosen zur Verfügung gestellt. Die Preisprognosen gehen von einem tiefen Erlösszenario aus. Im Szenario geht man von einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien, tiefen Brennstoff- und CO₂-Preisen und schwacher Stromnachfrage aus.

Die Resultate zeigten deutlich, dass trotz tiefen Preisen wieder mehr Deckungsbeiträge erzielt werden können. Für Pumpspeicherkraftwerke ist nicht die Höhe des Preises entscheidend, sondern deren Volatilität. Mit dem Ausbau der stochastischen erneuerbaren Energien wie Wind oder Solar in Europa könnten vermehrt volatile Preise auftreten. Pumpspeicherkraftwerke sind geeignet auf kurzfristige Marktschwankungen zu reagieren. Die Rentabilität kann zudem durch erhöhte Speicherkapazität und Turbinenleistung verbessert werden.

Wenn es um Subventionen in der Wasserkraft geht, sollten die politischen Entscheidungsträger die Eigenheiten der verschiedenen Wasserkraftwerke berücksichtigen. Wie die Resultate verdeutlichen, sind bspw. für Pumpspeicherkraftwerke nicht die Höhe der Preise entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Deshalb sollte das Marktprämienmodell hinterfragt werden. Weiter stellt sich die Frage, ob es aus ökonomischer Sicht Sinn macht, teure Wasserkraftwerke zu unterstützen anstatt den Strom billig zu importieren.

Mit dem erstellten Modell könnte in einer weiteren Forschung die Intraday-Preise untersucht werden. Man geht davon aus, dass die unter dem Tag in viertel- halb- oder stündlicher Periode gehandelten Preise noch volatiler sind.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	iii
Tabellenverzeichnis.....	iv
Abkürzungsverzeichnis.....	v
1. Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2 Ziel der Arbeit	1
1.3 Abgrenzungen	2
1.4 Vorgehen	2
2. Literaturübersicht.....	3
2.1 Energiepolitik und Situation der Wasserkraft in der Schweiz.....	3
2.1.1 Energiestrategie 2050	3
2.1.2 Investitionsbeiträge und Unterstützung für die Schweizer Wasserkraft.....	3
2.1.3 Rolle der Wasserkraft in der Schweiz	4
2.1.4 Gestehungskosten.....	5
2.1.5 Heimfall	6
2.1.6 Wasserzins.....	7
2.1.7 Fazit	10
2.2 Beteiligungsstrukturen und Kennzahlenanalyse der Energieversorgungsunternehmen [EVU] Alpiq Holding AG, Axpo Holding AG, BKW Energie AG und Repower AG	10
2.2.1 Beteiligungsstruktur	10
2.2.2 Kennzahlenanalyse und Dividendenentwicklung	12
2.2.3 Fazit	17
2.3 Situation am Strommarkt.....	17
2.3.1 Teilliberalisierung Schweiz	17
2.3.2 Nationaler Regelleistungsmarkt.....	18
2.3.3 Grenzüberschreitender Handel.....	18
2.3.4 EPEX-Spotmarkt und Marktkopplung	19
2.3.5 Merit-Order-Effekt und Negative Preise	20
2.3.6 Fazit	21
3. Methodisches Vorgehen.....	22
3.1 Forschungsfrage.....	22
3.2 Konzeptspezifikation (Conceptual Framework) und Subfragen	22
3.3 Forschungsdesign.....	24
3.3.1 Modellbeschreibung	24
3.4 Operationalisierung.....	30
3.4.1 Begriffsdefinitionen	30
4. Empirische Resultate.....	32

4.1 Resultate für die Referenz-PSKW R1, R2 und R3.....	32
4.2 Entwicklung Strompreis-Mittelwerte und Strompreis-Mittelwerte vs. Standardabweichung	35
4.3 Preisdauerlinien	35
4.4 Normalverteilungen der Strompreise.....	36
5. Diskussion der Resultate	39
5.1 Einfluss der Strom-Grosshandelspreise auf die Einnahmen.....	39
5.2 Einfluss der Speicherkapazität auf die Einnahmen.....	40
5.3 Einfluss der Turbinenleistung auf die Einnahmen.....	41
5.4 Deckung der Fixkosten	41
5.5. Diskussion Forschungsfrage F1	41
5.6 Prüfung von Gütekriterien	42
5.2.1 Objektivität	42
5.2.2 Reliabilität und Validität	42
6. Schlussfolgerungen.....	43
6.1 Schlussbetrachtung	43
6.2 Weitere Forschung.....	43
7. Literaturverzeichnis	44
8. Anhang.....	53
8.1 Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz.....	53
8.2 Kennzahlen- und Dividendenentwicklung.....	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromproduktion 2014 nach Kraftwerkskategorien (BFE, 2015: 3).....	4
Abbildung 2: Produktionsstruktur einiger europäischer Länder (BFE, 2015c: 7).....	5
Abbildung 3: Gestehungskosten Wasserkraftwerke (Filippini & Geissmann, 2014: 20).....	6
Abbildung 4: Heimfall und Neukonzessionierung von Wasserkraftwerken (SWV, 2012: 1).....	7
Abbildung 5: Wasserzinsmaximum und Preisentwicklung (Meister, 2014).....	8
Abbildung 6: Einnahmen der Gemeinden aus Wasserzinsen im Kanton Graubünden (Amt für Energie und Verkehr des Kantons Graubündens, 2016).....	9
Abbildung 7: Kantonale Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen (Fuchs & Gut et al., 2016: 8).....	11
Abbildung 8: EBIT-Marge Alpiq Holding AG 2009-2015 (Alpiq gibt es erst seit 2009), eigene Darstellung.....	12
Abbildung 9: EBIT-Marge Axpo Holding AG 2007-2015, eigene Darstellung.....	13
Abbildung 10: EBIT-Marge Repower AG 2007-2015, eigene Darstellung.....	13
Abbildung 11: EBIT-Marge BKW Energie AG 2007-2015, eigene Darstellung.....	14
Abbildung 12: Dividendenausschüttung Alpiq Holding AG, eigene Darstellung.....	15
Abbildung 13: Dividendenausschüttung Axpo Holding AG, eigene Darstellung.....	15
Abbildung 14: Dividendenausschüttung Repower AG, eigene Darstellung.....	16
Abbildung 15: Dividendenausschüttung BKW Energie AG, eigene Darstellung.....	16
Abbildung 16: Strommarktpreis und Stromendkundenpreis in der Schweiz (Alpiq, 2016).....	18
Abbildung 17: Einfuhr- und Ausfuhr-Saldo im Jahr 2014 der Schweiz (BFE, 2015c: 5).....	19
Abbildung 18: Merit-Order der deutschen Kraftwerke (Ökoinstitut, 2013: 20).....	20
Abbildung 19: Konzeptspezifikation Rentabilität von einem Pumpspeicherkraftwerk (eigene Darstellung).....	23
Abbildung 20: Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten konventionell und erneuerbar (Ökoinstitut, 2014: 110).....	27
Abbildung 21: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (Ökoinstitut, 2014: 111).....	28
Abbildung 22: Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise (Ökoinstitut, 2014: 113).....	28
Abbildung 23: Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2010, Ökoinstitut (2013: 31).....	29
Abbildung 24: Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2010/2011, Ökoinstitut (2013: 31).....	30
Abbildung 25: Deckungsbeitragsentwicklung R1 in absoluten Zahlen (in EUR).....	32

Abbildung 26: Vergleich Deckungsbeitrag vs. variable Kosten (in EUR).....	32
Abbildung 27: Deckungsbeitragsentwicklung R2 in absoluten Zahlen (in EUR).....	33
Abbildung 28: Vergleich Deckungsbeitrag vs. variable Kosten (in EUR).....	33
Abbildung 29: Deckungsbeitragsentwicklung R3 in absoluten Zahlen (in EUR).....	34
Abbildung 30: Vergleich Deckungsbeitrag vs. variable Kosten (in EUR).....	34
Abbildung 31: Strompreismittelwerte vs. Standardabweichung (in EUR).....	35
Abbildung 32: Preisdauerlinien Preisprognosen für die Jahre 2025, 2035 und 2045.....	35
Abbildung 33: Preisdauerlinien Reale Preise 2008 und 2012.....	36
Abbildung 34: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2008.....	36
Abbildung 35: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2012.....	37
Abbildung 36: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2025.....	37
Abbildung 37: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2035.....	38
Abbildung 38: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2045.....	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abgeleitete Subfragen aus dem Conceptual Framework.....	24
Tabelle 2: Schweizer Referenz-Pumpspeicherkraftwerke.....	26
Tabelle 3: Minimum-/Maximum-/Mittel-Werte sowie Standardabweichung.....	28
Tabelle 4: DB Absolut R1 in EUR.....	40
Tabelle 5: DB Absolut R2 in EUR.....	40
Tabelle 6: DB absolut R2 in EUR.....	41
Tabelle 7: DB absolut R3 in EUR.....	41
Tabelle 8: PSKW in der Schweiz, gemäss Wasserkraftstatistik (BFE, 2016c).....	53
Tabelle 9: Kennzahlenentwicklung von 2006/07 bis 2014/15 von Axpo Holding AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	54
Tabelle 10: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2006/07 bis 2014/15 der Axpo Holding AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	54
Tabelle 11: Kennzahlenentwicklung von 2007 bis 2015 der BKW Energie AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	55

Tabelle 12: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2007 bis 2015 der BKW Energie AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	55
Tabelle 13: Kennzahlenentwicklung von 2007 bis 2015 der Repower AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	56
Tabelle 14: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2007 bis 2015 der Repower AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	56
Tabelle 15: Kennzahlenentwicklung von 2009 bis 2015 der Alpiq Holding AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	57
Tabelle 16: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2009 bis 2015 der Alpiq Holding AG (Quellen: Geschäftsberichte).....	57

Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
BWG	Bundesamt für Wasser und Geologie
DEA	Direktion für europäische Angelegenheiten
Elcom	Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
IEA	International Energy Agency
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SWV	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UREK	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie
WRG	Wasserrechtsgesetz

1 kW (Kilowatt) = 1000 Watt
1 MW (Megawatt) = 1000 kW (Kilowatt)
1 GW (Gigawatt) = 1000 MW (Megawatt)
1 TW (Terawatt) = 1000 GW (Gigawatt)

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

In den letzten Jahren sind die Margen für die Energieerzeugung aus Wasserkraft regelrecht eingebrochen. Gründe dafür liegen in der schrittweisen Strommarktliberalisierung (erhöhter Wettbewerbsdruck), tiefen Preise der fossilen Energien (Erdöl, Erdgas und Kohle), der subventionierten erneuerbaren Energien im europäischen Raum und der geringen Internalisierung der externen Kosten von anderen Energiequellen (Filippini & Geissmann, 2014: 4).

Da der Schweizer Strommarkt eng mit den Nachbarländern vernetzt ist, wird der Schweizer Grosshandelspreis auch von deren Interventionen stark beeinflusst (Meister, 2015).

Aufgrund diesem schwierigen Marktumfeld wird zurzeit über Subventionen für bestehende Grosswasserkraftwerke diskutiert. Ein erster Entwurf des Gesetzes enthält Finanzhilfen für Wasserkraft-Anlagen in Notlage. Zudem sollen sich auch die Gemeinden und Kantone beteiligen mit der Reduktion von Wasserzinsen (Bundesamt für Energie [BFE], 2015a und 2015b).

Trotz der schwierigen Marktsituation soll der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken [PSKW] vorangetrieben werden. In einer gemeinsamen Erklärung wollen Deutschland, Österreich und die Schweiz neue Potenziale zum Ausbau von PSKW erschliessen. PSKW dienen als ideale Stromspeicher für die vermehrt auftretenden, fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind oder Photovoltaik (Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK], Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend [bmwfj] der Republik Österreich, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie der Bundesrepublik Deutschland, 2012).

1.2 Ziel der Arbeit

Aufgrund der vorhin beschriebenen Ausgangslage und Problemstellung hat diese Arbeit folgende Ziele formuliert:

- 1. Im ersten Teil der Arbeit soll ein Überblick zum Thema Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz gegeben werden. Dabei soll der Fokus auf die Energiestrategie 2050, die Beteiligungsstruktur und Gewinnsituation von Energieversorgungsunternehmen, den Wasserzins und Strommarkt gelegt werden.*

2. Im empirischen Teil soll mit einer quantitativen Untersuchung die Rentabilität von Referenz-Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz erforscht werden.

1.3 Abgrenzungen

Der empirische Teil beschränkt sich auf die Untersuchung von PSKW. Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke sind nicht Teil der Forschung. Zudem werden im empirischen Teil Daten des Day-Ahead-Markts verwendet. Der Intraday-Markt wird nicht analysiert.

1.4 Vorgehen

Im ersten Schritt werden die theoretischen Grundlagen erarbeitet zum Thema Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftwerken in der Schweiz. Auf den Erkenntnissen der Einleitung und Literatur wird dann die Forschungsfrage für den empirischen Teil abgeleitet, ein Conceptual Framework erstellt, Subfragen definiert und die Operationalisierung vorgenommen.

Für die Datenanalyse wird eigens ein Modell im Excel erstellt. Die wichtigsten Resultate werden dann aufbereitet und im Diskussionsteil analysiert.

2. Literaturübersicht

2.1 Energiepolitik und Situation der Wasserkraft in der Schweiz

2.1.1 Energiestrategie 2050

Nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima haben der Bundesrat und das Parlament in einem Grundsatzentscheid sich für einen sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie entschieden. Dieser Entscheid hat zusammen mit den veränderten Bedingungen im internationalen Energieumfeld dazu geführt, dass der Bundesrat aufgrund der überarbeiteten Energieperspektiven eine neue Strategie bis ins Jahr 2050 entwickelt hat. Hauptziele der Energiestrategie 2050 sind die Reduktion des Endenergie- und Stromverbrauchs, der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Senkung der CO₂-Emissionen (Der Bundesrat, 2013). Gemäss dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 will man durch Steigerung der Energieeffizienz den Energieverbrauch senken, zudem den Anteil an erneuerbaren Energien erhöhen und somit den schrittweisen Atomausstieg bewerkstelligen. Der Bundesrat sieht Optimierungsbedarf in der Energieeffizienz von Gebäuden, bei Geräten und im Verkehr. Zudem soll die Wasserkraft und die neuen erneuerbaren Energien wie bspw. Sonnen- oder Windenergie ausgebaut werden (BFE, 2016a). Das neue Energiegesetz [EnG] ist zurzeit in der Differenzbereinigung im National- und Ständerat und soll in der Herbstsession 2016 zur Schlussabstimmung kommen (Das Parlament, 2016).

Im Entwurf des EnG (2016a) wurden unter anderem Ausbauziele für die erneuerbaren Energien festgelegt (Gemäss Artikel 2 soll bis ins Jahr 2035 die inländische Produktion der erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft auf mind. 14500 GWh und die Wasserkraft auf mind. 37400 GWh, erhöht werden).

Zudem wurden im Artikel 3 des neuen EnG Energieverbrauchsziele (durchschnittlicher Energieverbrauch pro Person und Jahr soll bis ins Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 43 Prozent reduziert werden) und Elektrizitätsverbrauchsziele (durchschnittlicher Elektrizitätsverbrauch pro Person und Jahr soll bis ins Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 13 Prozent reduziert werden) definiert.

2.1.2 Investitionsbeiträge und Unterstützung für die Schweizer Wasserkraft

In der Differenzbereinigung haben sich der Stände- und Nationalrat darauf geeinigt, dass neue Grosswasserkraftwerke mit mehr als 10 MW Leistung Investitionsbeiträge erhalten sollen. Die Beiträge werden im Einzelfall geprüft, sollen aber nicht mehr als 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten betragen. Finanziert wird dies über den Netzzuschlag (max. 0.1 Rp./kWh) (Das Parlament, 2016).

Neu sollen auch bestehende Grosswasserkraftwerke Finanzhilfen erhalten. Beide Räte haben sich für das Marktprämienmodell entschieden. Die Produzenten sollen für Elektrizität, die sie unter den Gestehungskosten verkaufen, eine Prämie von maximal 1 Rp./kWh bekommen (Das Parlament, 2016).

2.1.3 Rolle der Wasserkraft in der Schweiz

Zu Beginn der 1970er-Jahre setzte sich die mittlere Produktionserwartung in der Schweiz zu fast 90 Prozent aus der Wasserkraft zusammen. Mit dem Aufkommen der Kernenergie in der Schweiz nahm der Anteil der Wasserkraft auf 60 Prozent ab (BFE, 2016b). Laut der Abbildung 1 (BFE, 2015: 3) lag der Anteil der Wasserkraft im Jahr 2014 um die 56.4 Prozent. Die Kernenergie macht 37.4 Prozent aus; die erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft nur ca. 3.8 Prozent:

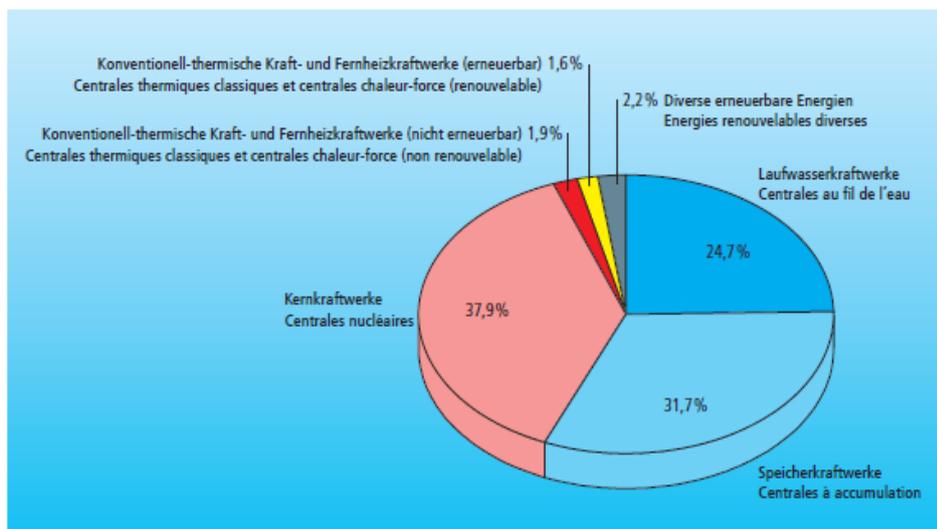


Abbildung 1: Stromproduktion 2014 nach Kraftwerkkategorien, BFE (2015: 3)

Laut der Statistik der Wasserkraftanlagen per 01.01.2016 (BFE, 2016c) gibt es in der Schweiz 623 Wasserkraftwerke mit einer Leistung grösser als 300 kW. Die jährliche mittlere Produktionserwartung liegt bei ca. 36'175 GWh/a (ohne Umwälzbetrieb). Insgesamt fallen 42 Prozent auf das Winter- und 58 Prozent auf das Sommerhalbjahr. Von der gesamten Produktionserwartung entfallen 47.9 Prozent auf Lauf- und 47.8 Prozent auf die Speicherkraftwerke. Die PSKW machen nur 4.3 Prozent aus. Die zwei neuen grossen PSKW in Limmern (Turbinen- und Pumpleistung je 1000 MW) und Nant De Drance (Turbinen- und Pumpleistung je 900 MW) produzierten noch fast nichts zum Zeitpunkt der Statistik-Erhebung (BFE, 2016c). Weitere Angaben zu den PSKW in der Schweiz sind im Anhang (Kapitel 8.1, Tabelle 8) enthalten.

In der Abbildung 2 (BFE, 2015c: 7) wird die Elektrizitäts-Produktionsstruktur einiger europäischer Länder aufgezeigt. Deutschland und Italien haben viele konventionelle fossile Kraftwerke. Hingegen wird in Frankreich und Schweden viel Kernenergie produziert. In Norwegen und Österreich lag der prozentuale Anteil der Energie aus Wasserkraft noch höher als in der Schweiz:

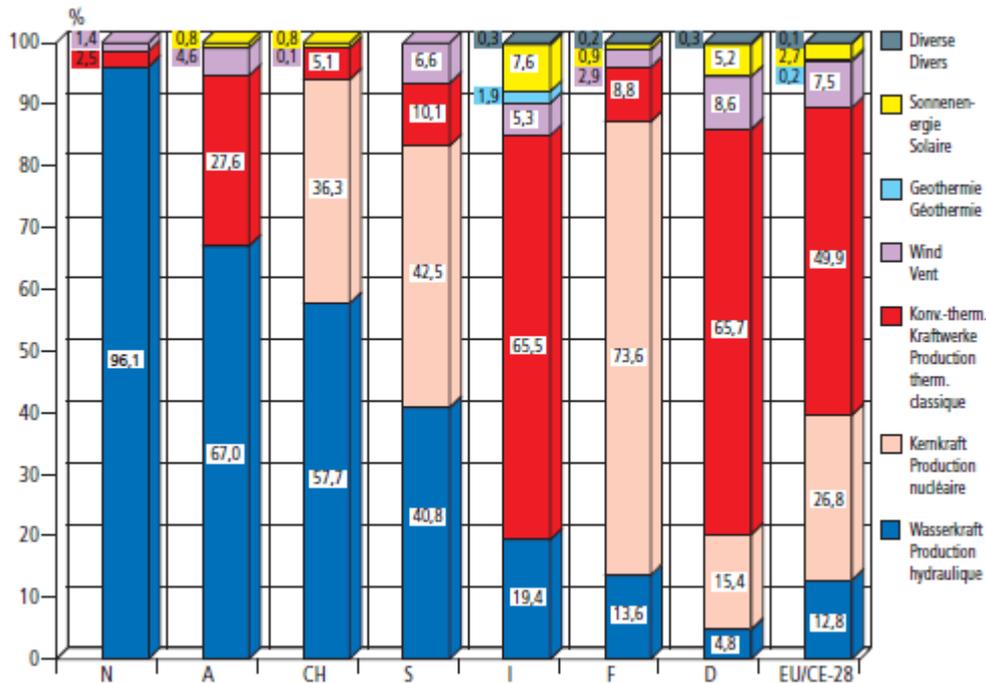


Abbildung 2: Elektrizitäts-Produktionsstruktur einiger europäischer Länder, BFE (2015c: 7)

2.1.4 Gestehungskosten

Filippini & Geissmann haben im Jahr 2014 im Auftrag des Bundesamts für Energie eine ausführliche Studie zu den Gestehungskosten erstellt. Je nach Typ des Wasserkraftwerks (Niederdruck-Fluss, Hochdruck-Fluss, Speicher und Pumpspeicher) unterscheiden sich die Kosten. Durchschnittlich sind die Gestehungskosten um die 5.8 Rp./kWh. Die PSKW haben am meisten Kosten (6.9 Rp./kWh). Allgemein machen die fixen Wasserzinsen und Kapitalkosten (Amortisation, Finanzaufwand, Gewinn vor Steuern) den höchsten Anteil der Kosten aus:

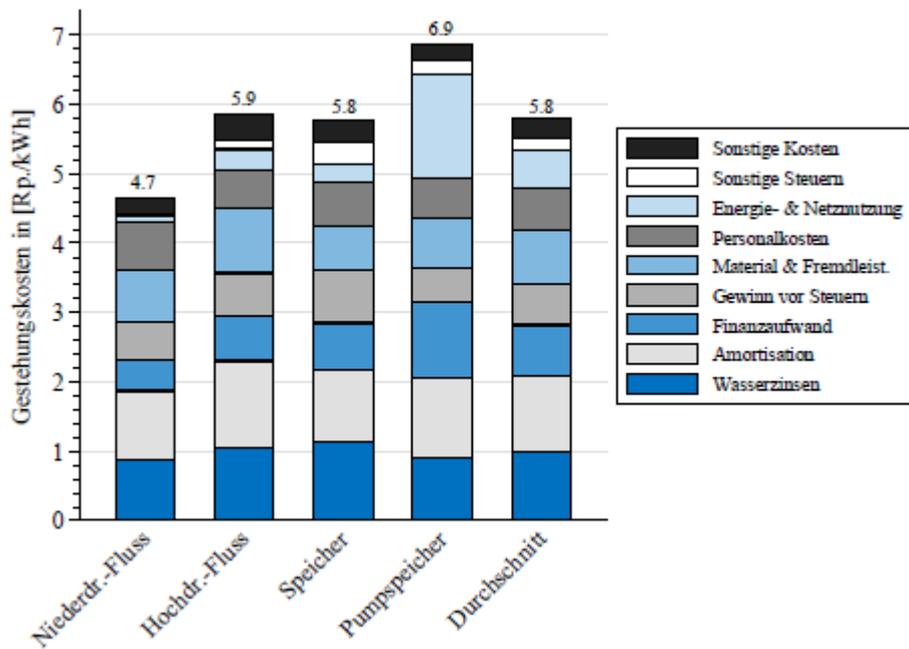


Abbildung 3: Gestehungskosten Wasserkraftwerke, Filippini & Geissmann (2014: 20)

2.1.5 Heimfall

Bei vielen Schweizer Wasserkraftwerken laufen in den nächsten Jahrzehnten die Konzessionen aus. Der Artikel 67a im Wasserrechtsgesetz [WRG] regelt den Heimfall folgendermassen:

„Beim Heimfall der Werke ist, sofern die Konzession nichts anderes bestimmt, das verleihungsberechtigte Gemeinwesen befugt: Die auf öffentlichem oder privatem Boden errichteten Anlagen zum Stauen oder Fassen, Zu- oder Ableiten des Wassers, die Wassermotoren mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden, und den zum Betriebe des Wasserwerks dienenden Boden unentgeltlich an sich zu ziehen.“

Somit gehen die hydraulischen Anlagen an das Gemeinwesen (Kanton, Gemeinden) über. Die Gemeinwesen können dann selbst bestimmen, ob sie die Anlage selber nutzen oder eine Neukonzessionierung vergeben. Die folgende Abbildung 4 zeigt auf, dass bis im Jahre 2050 die meisten Konzessionen der Wasserkraftwerke in der Schweiz ablaufen (Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband [SWV], 2012: 1):

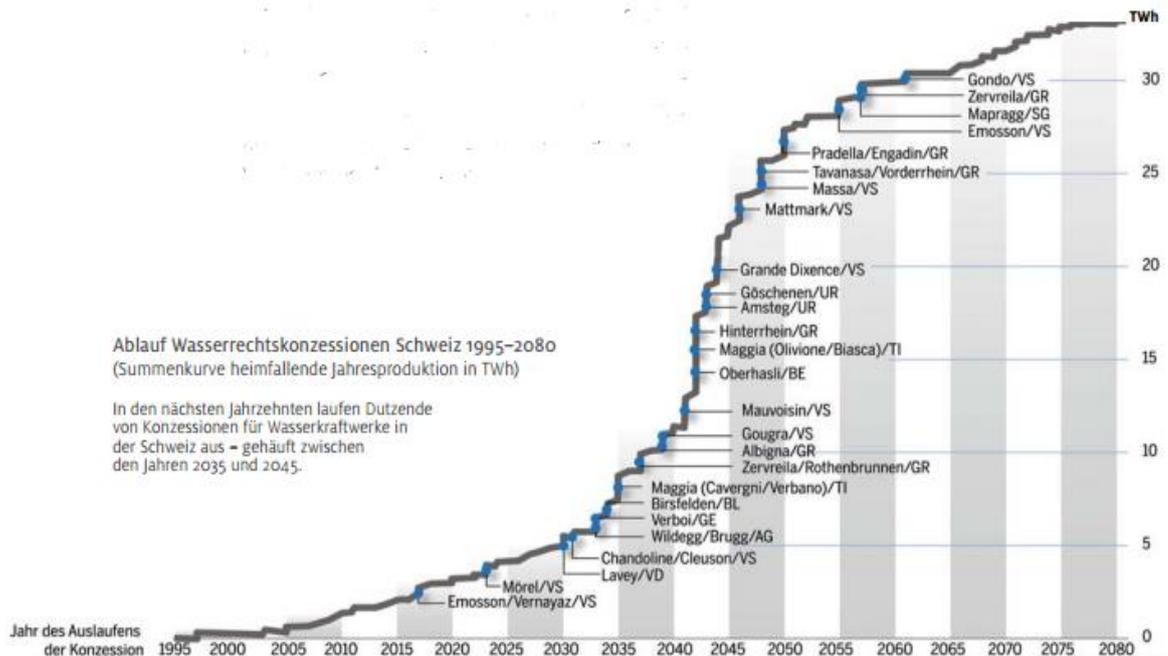


Abbildung 4: Heimfall und Neukonzessionierung von Wasserkraftwerken, SWV (2012: 1)

2.1.6 Wasserzins

Die Wasserkraft gewann gegen Ende des 19. Jahrhunderts an wirtschaftlicher Bedeutung in der Schweiz. Über die Nutzbarmachung des Wassers stritten sich der Bund und die Kantone. Sie konnten sich dann nach längerer Auseinandersetzung einigen. Der Bund erhielt gewisse Zuständigkeiten. Die Gewässerhoheit wurde aber den Kantonen übertragen (Bundesamt für Wasser und Geologie [BWG], 2002: 10). Im Artikel 74 Absatz 4 der Schweizerischen Bundesverfassung ist geregelt, dass die Kantone über die Wasservorkommen verfügen (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2016b). Im WRG (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2012) ist ausserdem geregelt, dass der Bund die Oberaufsicht über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte hat (Artikel 1), das kantonale Recht jedoch bestimmt, welchem Gemeinwesen (Kanton, Bezirk, Gemeinde oder Körperschaft) die Verfügung über das Wasser zusteht (Artikel 2). Nach Artikel 49 des WRG wird das Wasserzinsmaximum vom Bund bestimmt (zurzeit bei 110 CHF pro Kilowatt Bruttoleistung).

Die mittlere Bruttoleistung hängt mit dem nutzbaren Gefälle und der nutzbaren Wassermenge zusammen (BWG, 2002: 16). Für die Wasserkraftunternehmen ist der Wasserzins ein

Fixkostenanteil. Die Wasserzinsberechnung wird folglich nicht nach wirtschaftlichen Kriterien eines Unternehmens bemessen, sondern nach der mittleren Bruttoleistung.

Wegen der desolaten Situation im Strommarkt wird gegenwärtig zwischen der Stromwirtschaft und den Gebirgskantonen über die Änderung der Berechnung des Wasserzinses diskutiert. Für die Stromwirtschaft sind die statischen Wasserzinse in der aktuellen Marktsituation nicht tragbar. Hingegen verweisen die Gebirgskantone auf die wichtige Einnahmequelle für die Berggemeinden (NZZ, 2016a).

Die Abbildung 5 (Meister, 2014) veranschaulicht wie sich das indexierte Wasserzinsmaximum, der indexierte Strommarktpreis sowie die indexierten Konsumentenpreise in den letzten Jahren bewegten. Trotz der Erosion des Strommarktpreises wurde kürzlich das Wasserzinsmaximum vom Bund auf 110 CHF pro Kilowatt Bruttoleistung erhöht :

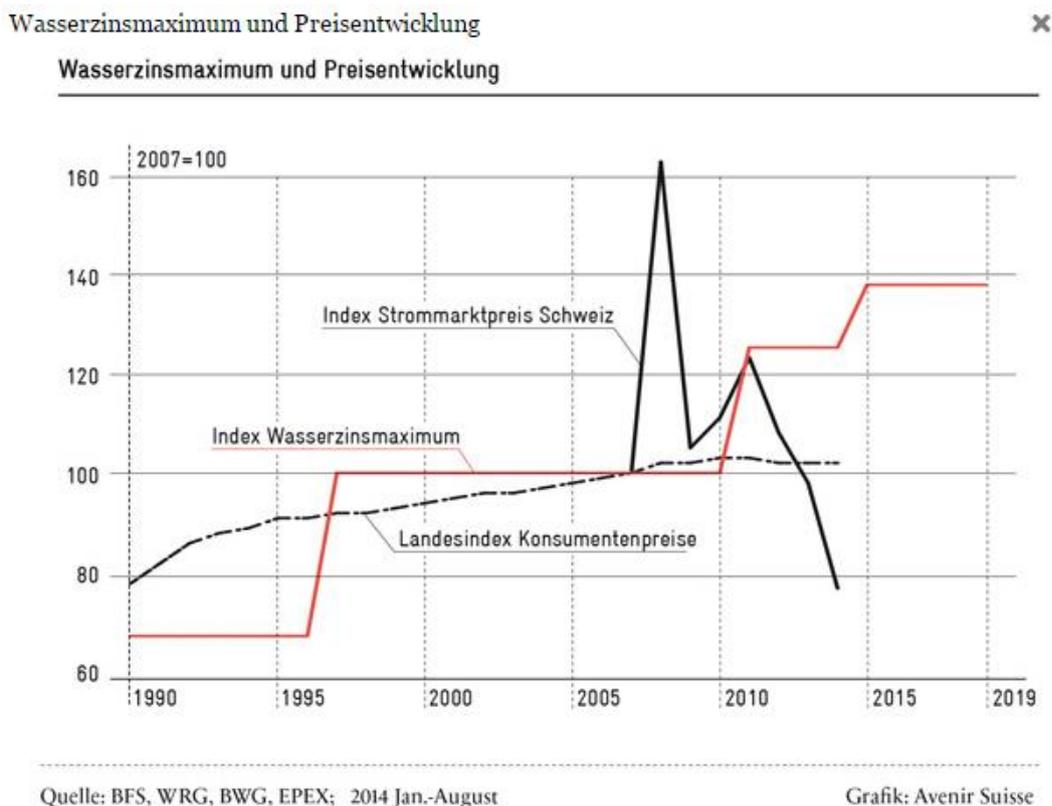


Abbildung 5: Wasserzinsmaximum und Preisentwicklung, Meister (2014)

Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie [UREK] (2016) will mit der Motion 14.3669 die Wasserzinsregelung nach 2019 neu gestalten. Nach Banfi & Filippini et al. (2004: 125ff.) soll die Erhebung der Wasserzinse ressourcenbasiert sein. Alternativen könnten die Cashflow basierte Ressourcenrenten-Abgabe, die Gewinn basierte Ressourcenabgabe oder die fixe Abgabe pro Unternehmenskategorie sein.

Bedeutung für Kantone und Gemeinden

Laut der Elektrizitätsstatistik 2014 (BFE, 2015c) belaufen sich Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren im Jahr 2013 auf 565 Millionen Franken. Der Kanton Wallis und der Kanton Graubünden gehören mit Abstand zu den grössten Wasserzinsnehmern. Der Kanton Wallis hat im Jahr 2014 84,2 Mio. CHF an Wasserkraftsteuer und Wasserzinsen eingenommen (Kanton Wallis, 2015). Gemäss E-Mail von Serge Costa von der Dienststelle für Energie und Wasserkraft des Kantons Wallis erhebt der Kanton eine Wasserkraftsteuer auf alle Gewässer und ein Wasserzins auf dem Wasser der Rhone. Für die anderen Gewässer erheben die Gemeinden den Wasserzins (ca. 56 Mio. CHF zusätzlich per 2014).

Laut Jahresrechnung 2014 des Kantons Graubündens betragen die Wasserzinseinnahmen für den Kanton 65,2 Mio. CHF. Entsprechend der E-Mail von Beat Hunger vom Amt für Energie und Verkehr des Kantons Graubündens betragen die Einnahmen für die Gemeinden zusätzlich ca. 55 Mio. CHF.

Die Abbildung 6 unterstreicht die Wichtigkeit der Wasserzinseinnahmen für die Gemeinden im Kanton Graubünden. In einigen Gemeinden (rot) machen die Einnahmen über 40 Prozent der Gesamteinnahmen aus:

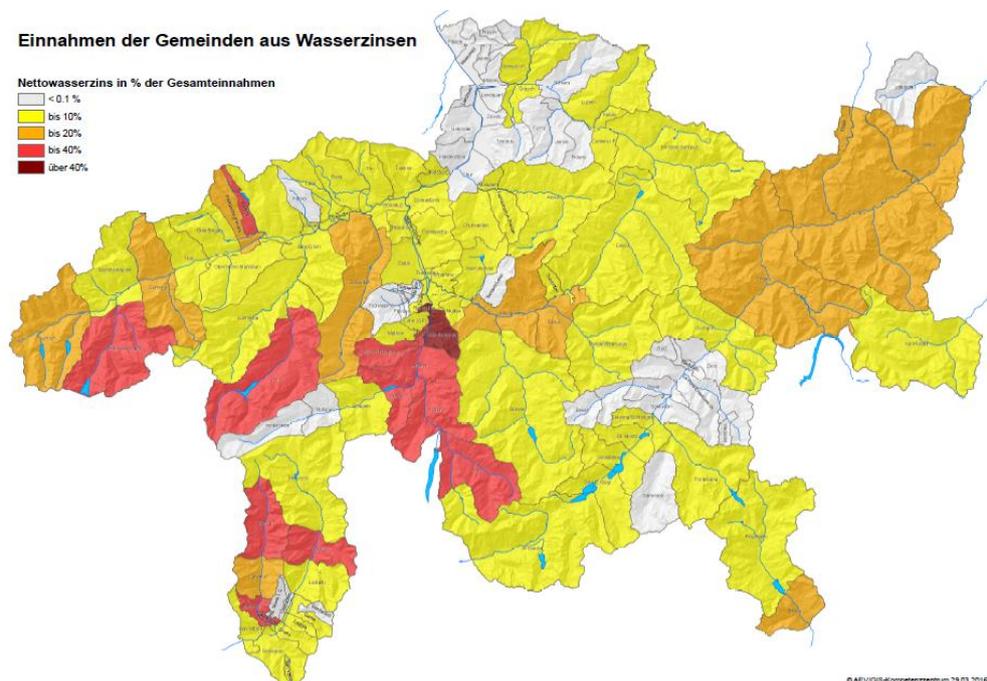


Abbildung 6: Einnahmen der Gemeinden aus Wasserzinsen im Kanton Graubünden, Amt für Energie und Verkehr des Kantons Graubündens 2016

In der Gemeinde Vals bspw. machten die Einnahmen im Jahr 2015 aus Regalien und Konzessionen der Wasserkraft ca. 40 Prozent des gesamten Gemeindebudgets aus (Gemeinde Vals, 2016).

2.1.7 Fazit

Der Ausbau der Wasserkraft ist ein wichtiger Bestandteil der Energiestrategie 2050. Investitionen in neue Wasserkraftwerke sollen von der öffentlichen Hand unterstützt werden. Zudem will das Parlament auch die bestehenden Grosswasserkraftwerke mit einem Wasserrappen unterstützen. Unternehmen die unter den Gestehungskosten Strom verkaufen am Markt, erhalten einen maximalen Betrag von 1 Rappen pro kWh. Finanzieren soll das alles der Stromverbraucher über die kostendeckende Einspeisevergütung. Da die grossen EVU mehrheitlich in öffentlichem Besitz sind (siehe Kapitel 2.2.1), unterstützt sozusagen der Stromendkonsument mit dem Wasserrappen die öffentliche Hand.

Im Übrigen soll vorerst bei der Berechnung des Wasserzinses nichts geändert werden. Wie im Kapitel 2.1.6 erwähnt wird der Wasserzins nach der mittleren Bruttoleistung berechnet. Für die Stromunternehmen sind das hohe fixe Kosten, die sich unabhängig von der jeweiligen Marktsituation, ergeben.

2.2 Beteiligungsstrukturen und Kennzahlenanalyse der Energieversorgungsunternehmen [EVU] Alpiq Holding AG, Axpo Holding AG, BKW Energie AG und Repower AG

2.2.1 Beteiligungsstruktur

In der Schweiz sind die Elektrizitätswirtschafts-Unternehmen mehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand. Nach der Elektrizitätsstatistik des BFE (2015c) ist die öffentliche Hand im Jahr 2014 zu 88 Prozent, die Privatwirtschaft zu 7.8 Prozent und das Ausland zu 4.2 Prozent am Grundkapital (Aktien-, Genossenschafts-, Dotationskapital) beteiligt.

Zu den grössten Energieversorgungsunternehmen [EVU] in der Schweiz zählen die Alpiq Holding AG, Axpo Holding AG, BKW Energie AG und die Repower AG. Sie alleine sind für über 80 Prozent der Schweizerischen Stromproduktion verantwortlich. Sie besitzen auch die meisten Anteile an der nationalen Übertragungsnetzbetreiberin [ÜNB] Swissgrid AG. Zudem sind die vier EVU's auch sehr aktiv im internationalen Stromhandel tätig (International Energy Agency [IEA], 2012: 96).

In der Abbildung 7 (Fuchs & Gut et al., 2016: 8) ist ersichtlich wie die Kantone direkt oder indirekt an den vier grossen EVU's beteiligt sind:

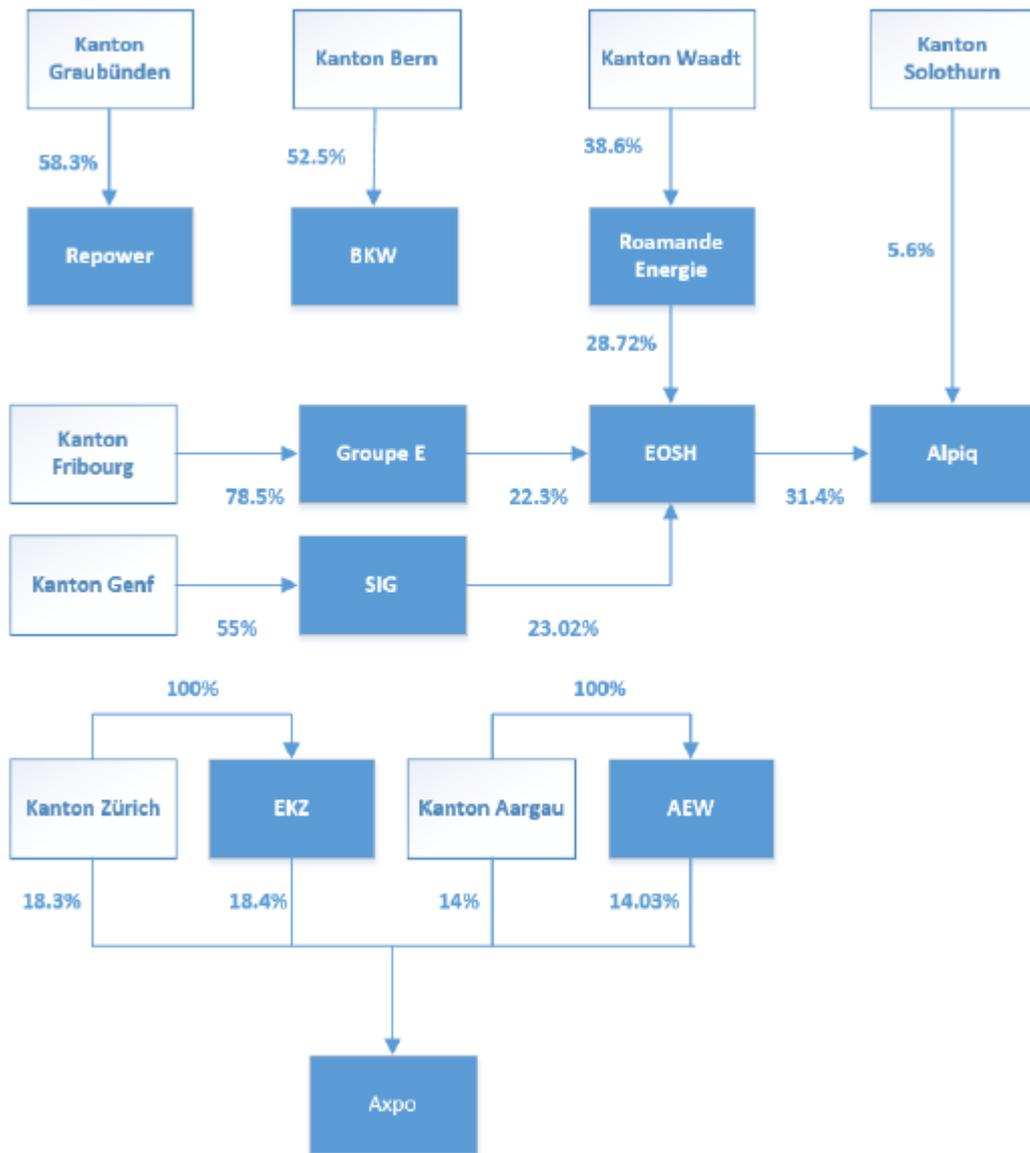


Abbildung 1: Kantonale Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen

Abbildung 7: Kantonale Beteiligungen an Energieversorgungsunternehmen, Fuchs & Gut et al. (2016: 8)

Bei der Repower AG ist neben dem Kanton Graubünden (58.3 Prozent) die Axpo Holding AG mit 33.7 Prozent beteiligt (Repower AG, 2016). Die Axpo Holding AG ist wiederum im Vollbesitz der nordostschweizerischen Kantone.

An der BKW Energie AG ist neben dem Kanton Bern (52.2 Prozent) die Group E AG mit 10 Prozent beteiligt. Die Group E AG wiederum ist wie in der Abbildung 7 ersichtlich zu 78.5 Prozent im Besitz des Kantons Fribourg.

Bei der Axpo AG ist der Kanton Zürich gesamthaft mit 36.7 Prozent beteiligt und der Kanton Aargau mit 28.03 Prozent. Die restlichen 36 Prozent gehören den Kantonen St.Gallen, beide Appenzell, Thurgau, Schaffhausen, Glarus und Zug (Axpo, 2015). Aufgrund von

Kreuzbeteiligungen und indirekten Beteiligungen sind die Besitzverhältnisse nicht wirklich klar (Fuchs & Gut et al., 2016: 5).

2.2.2 Kennzahlenanalyse und Dividendenentwicklung

Die Kennzahlenanalyse wurde nach Meyer (2014: 121ff.) durchgeführt. In den Tabellen 9, 11, 13 und 15 im Anhang (Kapitel 8.2) sind weitere Informationen zu den Kennzahlen der vier grossen EVU's vorhanden. Die Kennzahlendaten entstammen aus den Geschäftsberichten (siehe Literaturverzeichnis). Die Alpiq Holding AG wurde 2009 durch Fusion der Atel Holding AG und der EOS AG gegründet. Darum werden die Kennzahlen für die Alpiq Holding AG von 2009 bis 2015 verglichen. Für die anderen drei EVU's werden die Kennzahlen von 2007 bis 2015 verglichen.

Ein wichtiger Indikator für die Rentabilitätsprüfung ist die EBIT-Marge. Der Betriebsgewinn wird dem operativen Umsatz gegenübergestellt. Hohe Umsätze ohne Gewinne sind langfristig keine Option für ein erfolgreiches Unternehmen (Meyer, C. 2014: 129).

Den folgenden Abbildungen 8-11 (Daten stammen aus den Tabellen 9, 11, 13 und 15 im Anhang, Kapitel 8.2) kann man entnehmen wie sich die EBIT-Marge gegenüber dem Umsatz über die Zeit entwickelt hat:

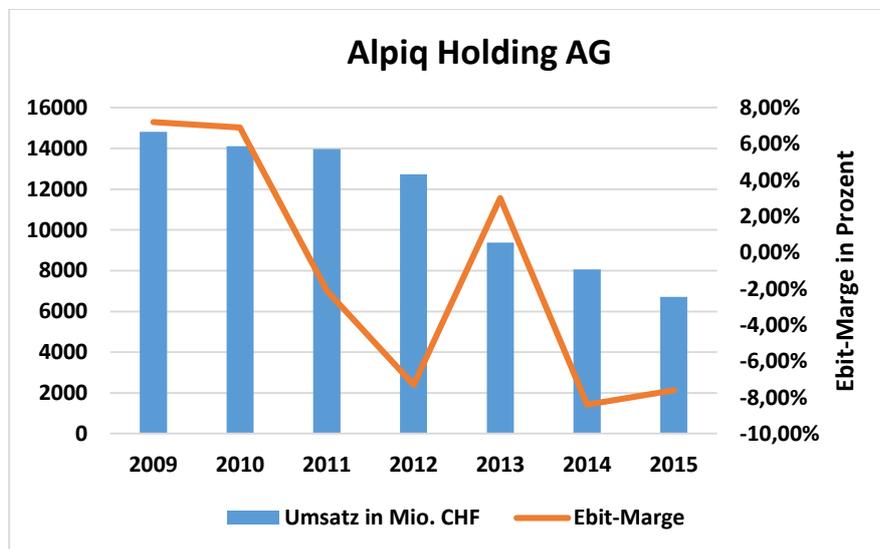


Abbildung 8: EBIT-Marge Alpiq Holding AG 2009-2015 (Alpiq gibt es erst seit 2009), eigene Darstellung

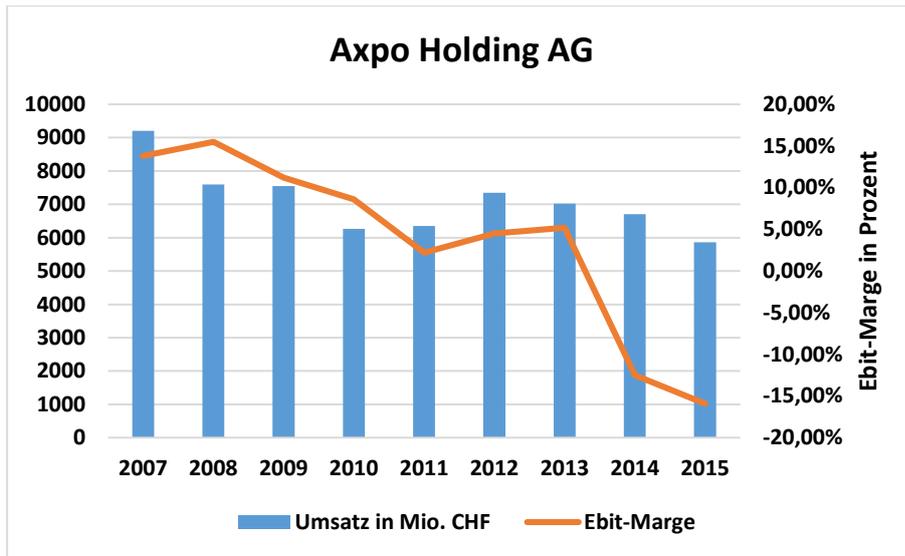


Abbildung 9: EBIT-Marge Axpo Holding AG 2007-2015, eigene Darstellung

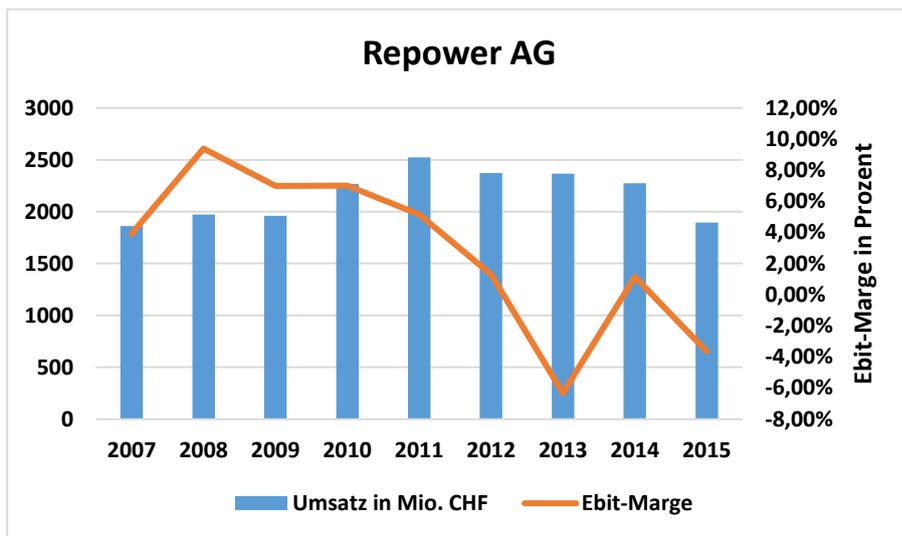


Abbildung 10: EBIT-Marge Repower AG 2007-2015, eigene Darstellung

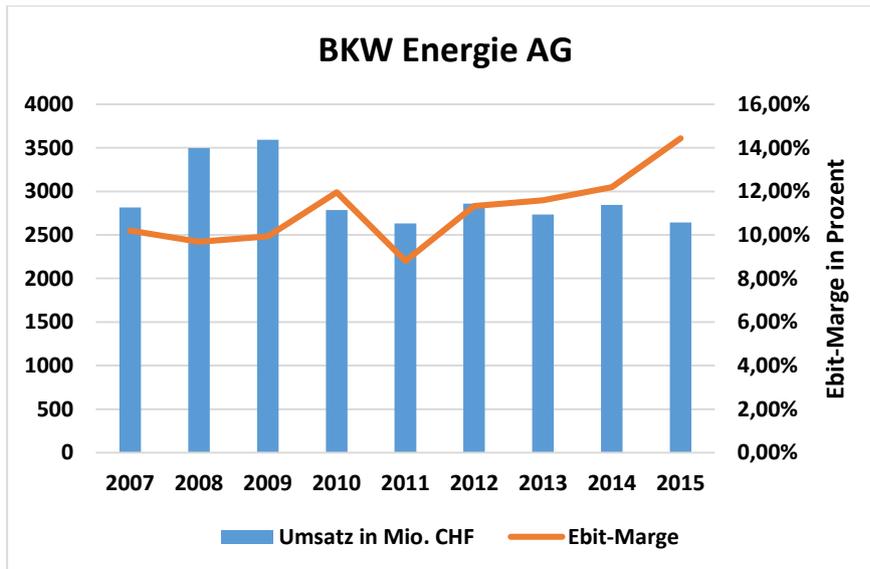


Abbildung 11: EBIT-Marge BKW Energie AG 2007-2015, eigene Darstellung

Seit 2010 sind die Margen der Alpiq Holding AG, Axpo Holding AG und der Repower AG laufend gesunken. Dies ist vor allem auf die tiefen Grosshandelsstrompreise und den starken Schweizer Franken zurückzuführen (NZZ, 2016b). Die BKW Energie AG profitiert hingegen von den vielen gefangenen Endkunden. Diesen kann die BKW die vollen Gestehungskosten überwälzen (NZZ, 2016c).

Wie Anfangs des Kapitels erwähnt sind die Kantone mehrheitlich an den vier EVU's beteiligt. Die Kantone haben lange von den Beteiligungen an den EVU's profitiert (vor allem durch Steuern und Dividendenerträge). Seit der Erosion des Strompreises machen die grossen EVU's (ausser der BKW) Verluste und zahlen seit kurzem keine Dividende mehr aus. In den folgenden Abbildungen 12-15 (Daten stammen aus den Tabellen 10, 12, 14 und 16 im Anhang, Kapitel 8.2) sieht man wie sich die Dividendenausschüttungen für die Kantons-Beteiligten der vier grossen EVU's über die Zeit entwickelt haben. Bei den Dividendenausschüttungen handelt es sich um Bruttobeträge (die Verrechnungssteuer wurde nicht berücksichtigt):

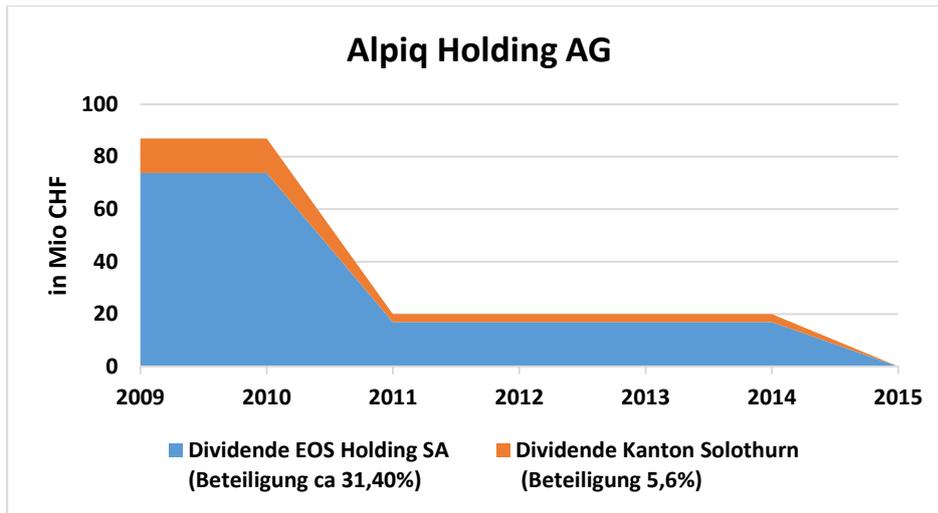


Abbildung 12: Dividendenausschüttung Alpiq Holding AG, eigene Darstellung

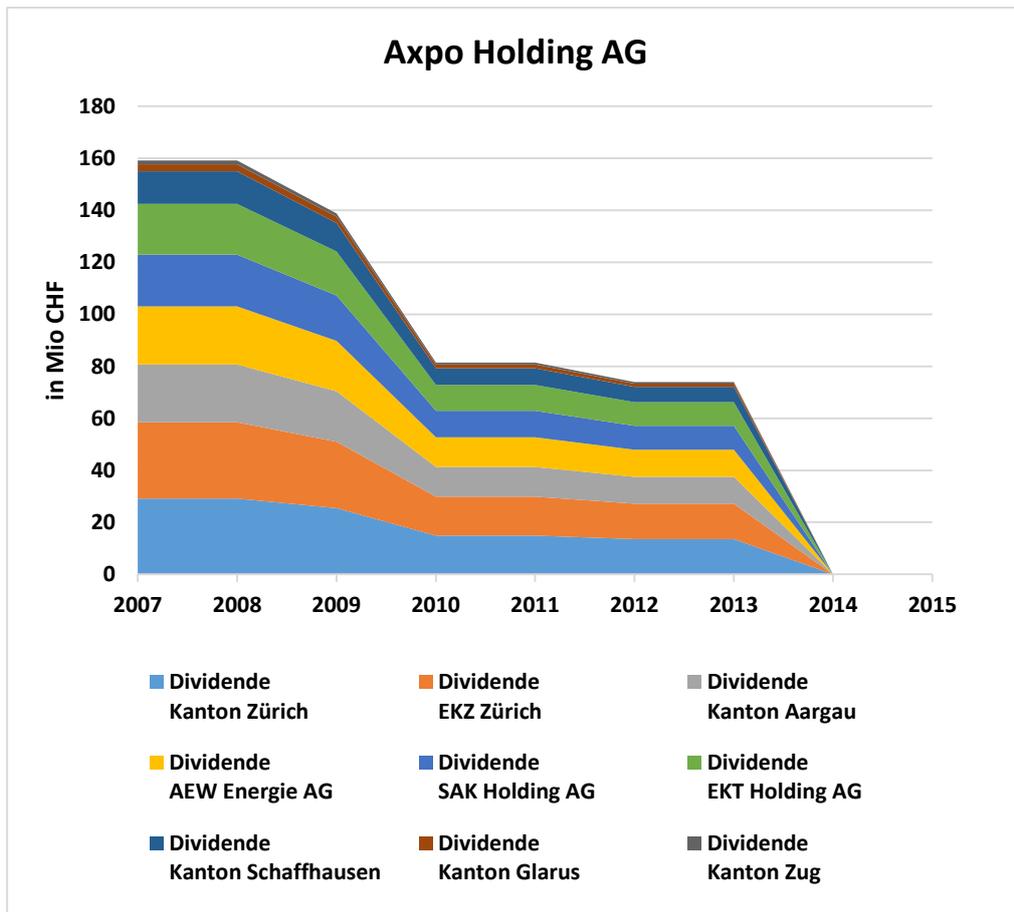


Abbildung 13: Dividendenausschüttung Axpo Holding AG, eigene Darstellung

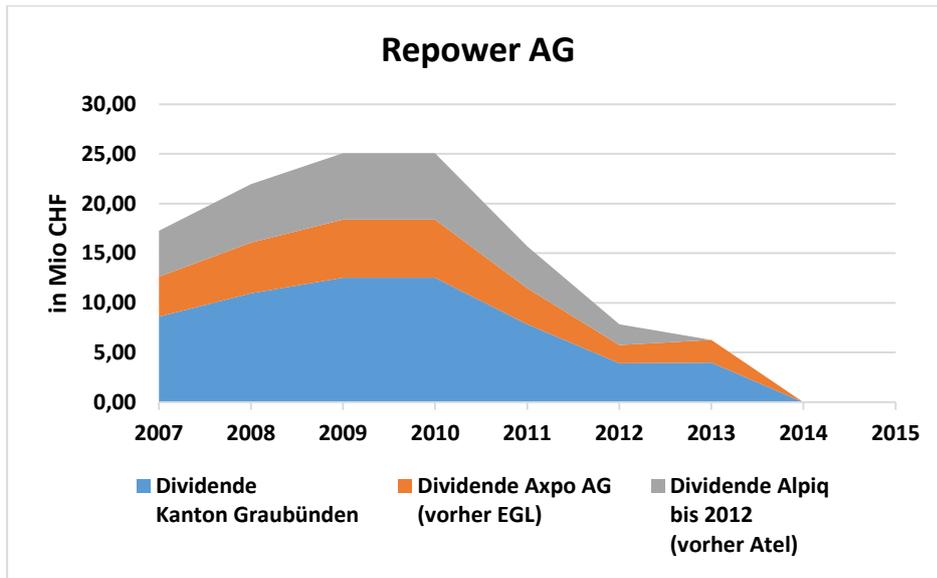


Abbildung 14: Dividendenausschüttung Repower AG, eigene Darstellung

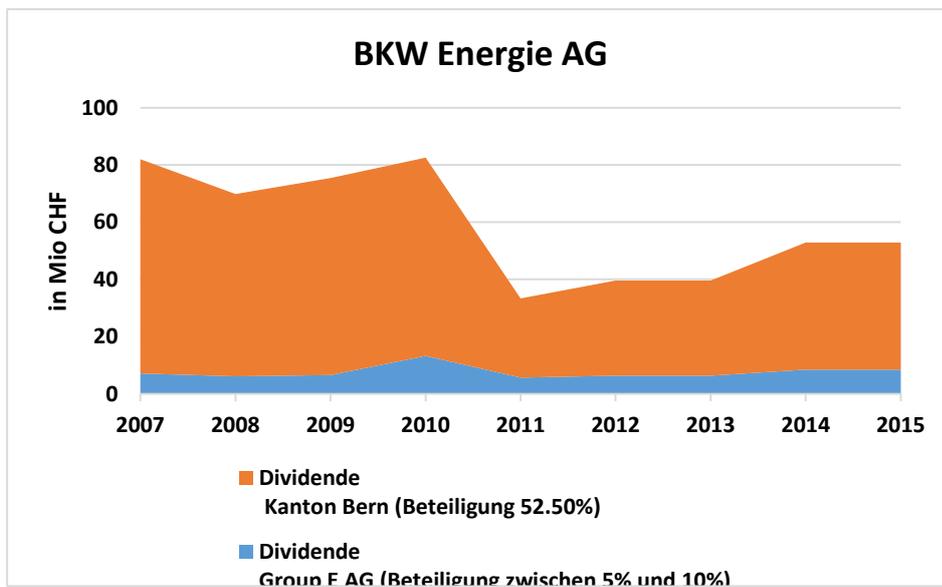


Abbildung 15: Dividendenausschüttung BKW Energie AG, eigene Darstellung

Die Alpiq Holding AG, die Axpo Holding AG und die Repower AG schütten zurzeit keine Dividende mehr aus. Die BKW Energie AG schüttete für das Jahr 2015 immerhin 1,60 CHF / Aktie aus. Für die Kantone bedeutet dies erhebliche Einnahmenverluste.

2.2.3 Fazit

Gemäss der Elektrizitätsstatistik (BFE, 2015c: 42) belief sich der verteilbare Gewinn von den 313 vom BFE erfassten Elektrizitätsunternehmen, welche für 90 Prozent der gesamten Stromproduktion und 78.5 Prozent der Verteilung an die Endverbraucher verantwortlich sind, auf 6.229 Mrd. Franken. Die Gewinnausschüttung (Dividenden) betrug 590 Millionen Franken, wovon die öffentliche Hand 153 Millionen Franken erhielt. Zudem konnte der Staat 336 Millionen Franken an direkten Steuern einnehmen.

Somit konnte im Jahr 2013 in der Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz trotz tiefen Preisen hohe Gewinne erzielt werden. Der tiefe Strompreis belastet vor allem die grossen drei EVU's Alpiq Holding AG, Axpo Holding AG und die Repower AG, da sie viele Grosskunden haben. Hingegen können die regionalen Energieversorger, den Strom billig am Markt beziehen und den gefangenen Endkunden die vollen Kosten überwälzen (mehr dazu im Kapitel 2.3.1).

Da die Axpo Holding AG und die Repower AG seit 2014 sowie die Alpiq AG seit 2015 keine Dividenden mehr ausschütten, wird es seitens öffentliche Hand erhebliche Einbussen geben.

2.3 Situation am Strommarkt

2.3.1 Teilliberalisierung Schweiz

Das am 1. Januar 2009 in Kraft getretene Bundesgesetz über die Stromversorgung [StromVG] sieht eine Marktöffnung in zwei Etappen vor. In einem ersten Schritt haben Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh freien Marktzugang. In der zweiten Phase sollen dann alle Stromkunden freien Netzzutritt haben. Entsprechend Artikel 1 des StromVG soll die Stromversorgung nicht nur zuverlässig und nachhaltig sein, sondern auch wettbewerbsorientiert. Mit der Marktöffnung wurde auch das gesamtschweizerische Übertragungsnetz an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid übertragen (Artikel 18 im StromVG). Die Elektrizitätskommission [Elcom] überwacht die Einhaltung des StromVG laut Artikel 22.

Mit der Teilliberalisierung wurde das Monopol im Grosskundenhandel entflechtet. Die Produzenten sind verpflichtet ihren Grosskunden (>100 MWh Jahresverbrauch) den Strom zum Marktpreis zu verkaufen. Den Endkunden (<100 MWh) werden die vollen Gesteungskosten überwälzt. Ausserdem bezahlt der Endkunde zusätzlich für den Netzzuschlag, die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und weitere Abgaben:

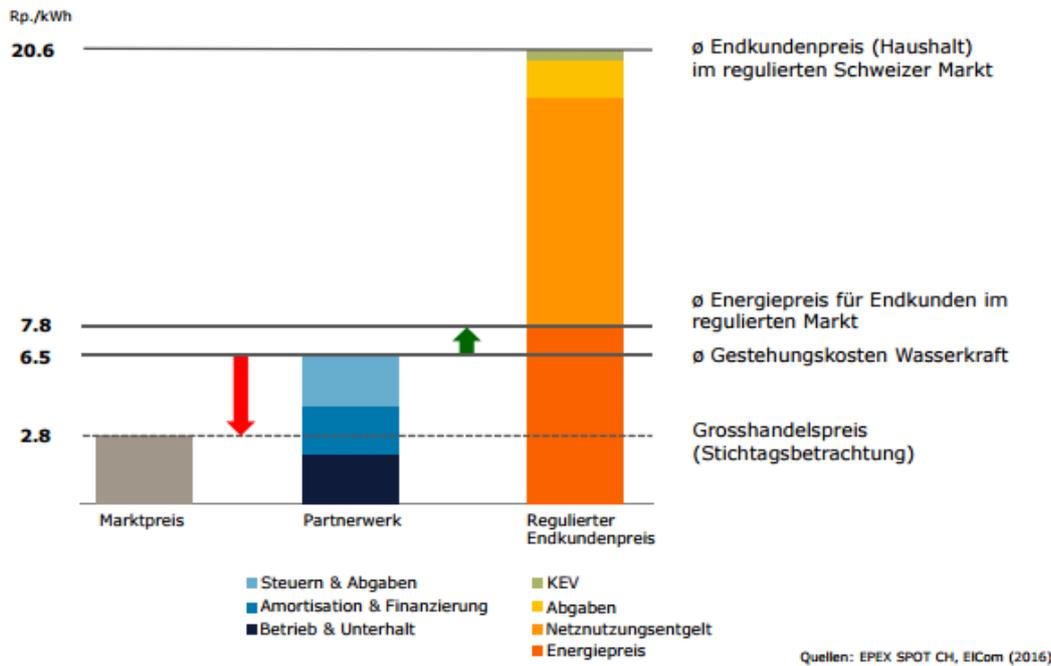


Abbildung 16: Strommarktpreis und Stromendkundenpreis in der Schweiz, Alpiq (2016)

2.3.2 Nationaler Regelleistungsmarkt

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ist verantwortlich für einen einwandfreien Betrieb des Schweizer Übertragungsnetzes. Mit der Beschaffung von Regelleistung gleicht die Swissgrid laufend die Differenz von Produktion und Verbrauch aus. Mit der Primärregelleistung werden Schwankungen innert Sekunden ausgeglichen. Die Sekundärregelleistung setzt nach einigen Sekunden ein und die Tertiärregelleistung wird bei längeren Schwankungen eingesetzt (Swissgrid, 2014: 2).

Die Regelleistung wird per Ausschreibung von der Swissgrid beschafft (Swissgrid, 2015a). PSKW werden vorwiegend im Sekundär- und Tertiärregelleistungsmarkt eingesetzt, da die Primärregelleistung einen konstant gleichen Betrieb voraussetzt (Weber et al., 2014: 2).

2.3.3 Grenzüberschreitender Handel

Der Elektrizitäts-Einfuhrsaldo betrug in der Schweiz im Jahr 2014 37.4 TWh. Der Ausfuhr-Saldo notierte bei 42.9 TWh. Die Schweiz exportiert viel Strom nach Italien (21.3 TWh) und importiert viel Strom von Frankreich (16.7 TWh). Vor allem im Winter wird viel Strom von Frankreich importiert (9.6 TWh):

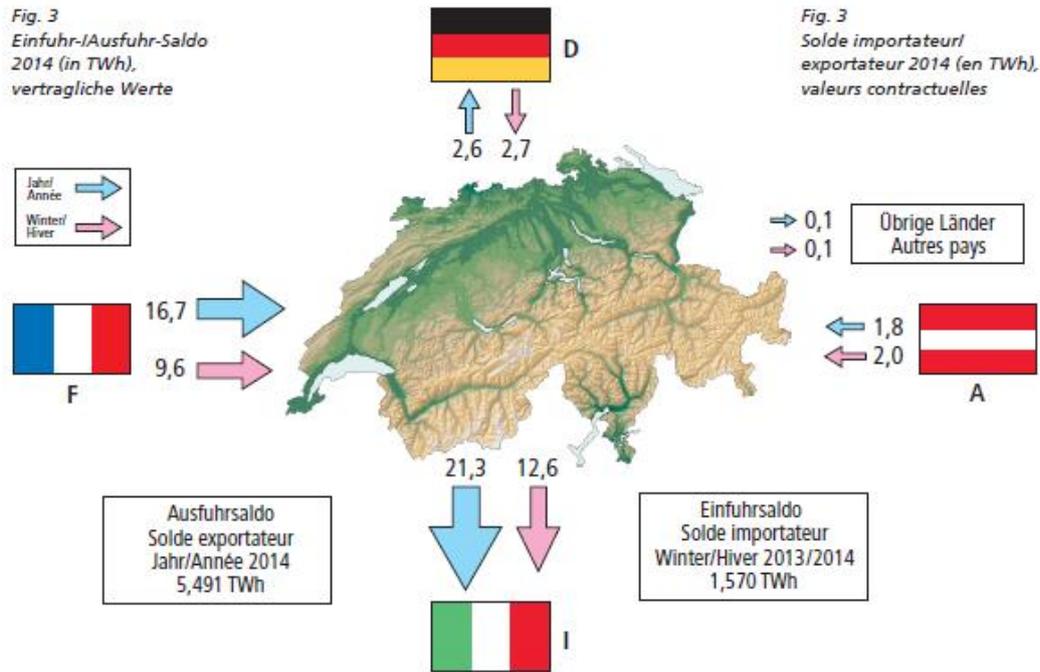


Abbildung 17 : Einfuhr- und Ausfuhr-Saldo im Jahr 2014 der Schweiz, BFE (2015c: 5)

2.3.4 EPEX-Spotmarkt und Marktkopplung

Die EPEX SPOT ist die europäische Stromspotbörse und deckt die Märkte von Frankreich, Deutschland/Österreich und der Schweiz ab. Am Day-Ahead-Markt wird mittels täglicher Auktion die stündlichen Strompreise für den nächsten Tag bestimmt. Am Intraday-Markt kann in viertel-, halb- oder stündlichen Perioden Strom für den aktuellen oder nächsten Tag gehandelt werden. Die Strombörse ist während des ganzen Jahres durchgehend geöffnet (Epex Spot, 2016a).

Viele europäische Länder haben darüber hinaus den Handel der grenzüberschreitenden Strom-Kapazitäten vereinheitlicht (Marktkopplung). Die Schweiz kann die Marktkopplung noch nicht einführen, da sie mit der europäischen Kommission zuerst ein Stromabkommen aushandeln muss (Swissgrid, 2015b). Die Verhandlungen über das Stromabkommen laufen schon seit 2007. Ziel des Abkommens ist die Teilnahme der Schweiz am EU-Strombinnenmarkt rechtlich zu regeln und die Versorgungssicherheit zu erhöhen (Direktion für europäische Angelegenheiten [DEA], 2015).

Obwohl die Schweiz noch nicht vollständig im europäischen Markt integriert ist nimmt das Handels-Volumen an der EPEX SPOT seit 2009 markant zu. Im Jahr 2014 betrug der Handel 21.58 TWh, im Jahr 2009 waren es erst 8 TWh (Epex Spot, 2015: 10).

2.3.5 Merit-Order-Effekt und Negative Preise

Da der Schweizer Strommarkt mittlerweile stark im europäischen Markt integriert ist (mit Ausnahme der Marktkopplung), wird auch der Schweizer Grosshandelspreis mehrheitlich von den Nachbarländern beeinflusst. Die hohen Subventionen der erneuerbaren Energien oder der konventionellen fossilen Kraftwerke in den umliegenden Nachbarländern färbt auch auf den hiesigen Preis ab (Meister, 2015).

Entscheidend für die Preisbildung an der Strombörse EPEX Spot sind die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke, die sich vor allem aus Brennstoffkosten, CO₂-Kosten und weiteren variablen Betriebskosten zusammensetzen. Die Angebotskurve, auch Merit-Order genannt, bestimmt den Strompreis. In der Abbildung 18 wird der Merit-Order Effekt in Deutschland aufgezeigt. Die erneuerbaren Energien haben Grenzkosten gegen Null, da sie keine Brennstoff- oder CO₂-Kosten haben und stark subventioniert werden (Ökoinstitut, 2013: 20):

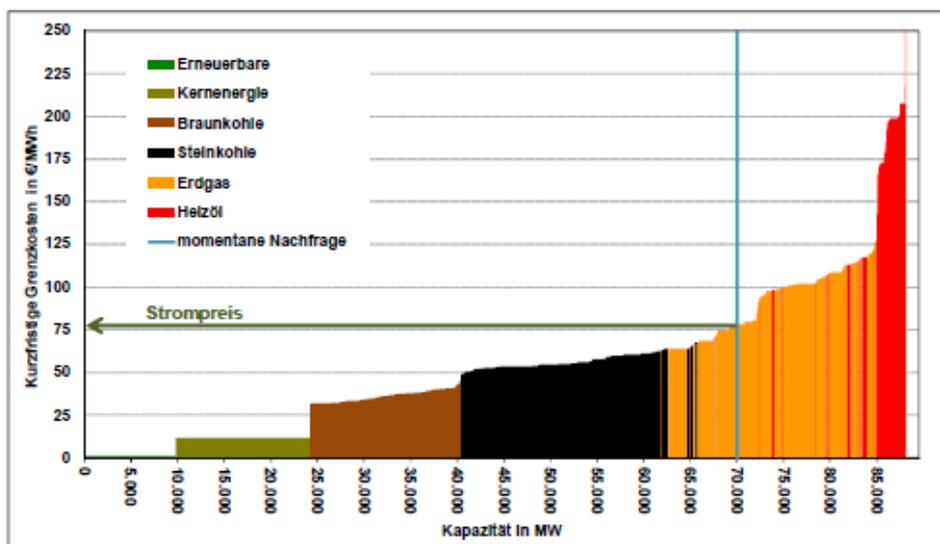


Abbildung 18: Merit-Order der deutschen Kraftwerke, Ökoinstitut (2013: 20)

Der starke Ausbau von erneuerbaren Energien kann zu vermehrtem Auftreten von negativen Preisen oder Preise gegen Null führen.

Dies kann für Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien interessant sein, wenn bspw. wie in Deutschland, die Differenz vom Marktpreis zu den Gestehungskosten subventioniert wird (Fraunhofer, 2015: 3).

In der Schweiz sind negative Preise am Day-Ahead-Markt seit dem Februar 2014 zugelassen (EpeX Spot, 2013: 3).

Bemerkung:

Der zunehmende Ausbau der Solarenergie in Europa könnte auch dazu führen, dass die PSKW nicht mehr wie bis anhin die Tages- und Nachtspreads ausnutzen werden, sondern dann pumpen, wenn viel Sonne verfügbar ist (Mittag), um dann am frühen Morgen oder Abend Strom zu produzieren (Schlecht & Weigt, 2016: 10).

2.3.6 Fazit

Der Schweizer Strommarkt ist seit dem 1.1.2009 teilliberalisiert. Grosskunden (> 100 MWh Jahresverbrauch) können den Stromproduzenten frei wählen. Mit der vollständigen Strommarktöffnung will der Bundesrat noch warten. Zuerst soll das Stromabkommen mit der Europäischen Union ausgehandelt werden und die Energiestrategie 2050 sowie die geplante Revision des Stromversorgungsgesetz umgesetzt werden (Handelszeitung, 2016). Mit einer vollständigen Strommarktöffnung könnten dann auch Kleinkunden den Anbieter frei wählen. Inwiefern sie davon Gebrauch machen, kann nicht beurteilt werden.

Wichtiger wird sein dass die Schweiz weiterhin gut im europäischen Markt integriert ist. Dazu braucht es die automatische Marktkopplung und leistungsstarke Netze.

3. Methodisches Vorgehen

In diesem Kapitel wird aufgrund der beschriebenen Problematik in der Einleitung und in der Literaturanalyse die Forschungsfrage und Subfragen erarbeitet. In der Konzeptspezifikation werden vermutete Wirkungsrichtungen/Abhängigkeiten in Bezug auf die Forschungsfrage aufgezeigt. Das Forschungsdesign beschreibt den Aufbau des Modells, das eigens für die Beantwortung der Forschungsfrage erstellt wurde. Zuletzt werden die verwendeten Begriffe operationalisiert.

3.1 Forschungsfrage

In der Einleitung und Literaturanalyse wurde beschrieben, dass der Ausbau von Wasserkraftwerken, insbesondere Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) ein wichtiger Bestandteil der Schweizer Energiestrategie 2050 ist. PSKW können in nachfrageschwachen Zeiten ein Überangebot an elektrischer Energie mit dem Pumpbetrieb aufnehmen. Die gespeicherte Energie können sie dann bei hoher Strom-Nachfrage wieder abgeben (siehe Begriffsdefinitionen im Kapitel 3.4.1). Mit dem Ausbau der stochastischen erneuerbaren Energien wie bspw. Photovoltaik und Wind braucht es vermehrt Möglichkeiten elektrische Energie kurzfristig zu speichern. PSKW können ideal eingesetzt werden um auf kurzfristige Nachfrageschwankungen zu reagieren (siehe Einleitung). Doch da seit 2009 die Strom-Grosshandelspreise auf Talfahrt sind, fragt sich, ob die geplanten Investitionen in die PSKW überhaupt noch rentabel sind. Genau mit dieser Problematik beschäftigt sich diese vorliegende Arbeit. Demzufolge wurde diese Forschungsfrage abgeleitet:

„Kann zukünftig mit einem Schweizer Referenz-Pumpspeicherkraftwerk Deckungsbeiträge erzielt werden?“

Basierend auf der Forschungsfrage und der Literaturanalyse wird in einem nächsten Schritt das Konzept spezifiziert und Subfragen erstellt.

3.2 Konzeptspezifikation (Conceptual Framework) und Subfragen

Im Conceptual Framework werden die aus der Theorie vermuteten Wirkungsrichtungen/Abhängigkeiten in Bezug auf die Forschungsfrage aufgezeigt:

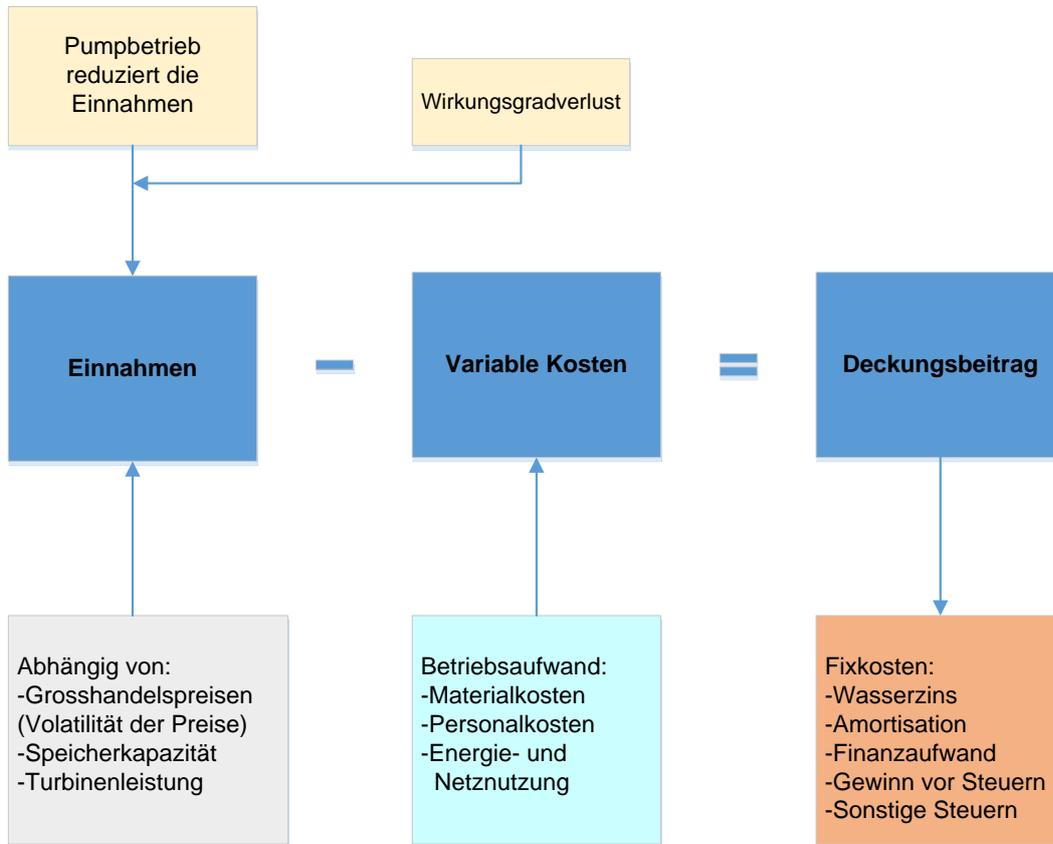


Abbildung 19: Konzeptspezifikation, Rentabilität von einem Pumpspeicherkraftwerk, eigene Darstellung

Für die Analyse der Rentabilität von einem Referenz-PSKW wird die Deckungsbeitragsrechnung verwendet. In der Deckungsbeitragsrechnung werden die variablen Kosten von den Einnahmen abgezogen. Den erwirtschafteten Deckungsbeitrag kann für die Deckung der Fixkosten verwendet werden (siehe Begriffsdefinitionen im Kapitel 3.4.1). Das modellierte Conceptual Framework zeigt die vermuteten Zusammenhänge auf. Aus diesen werden nun die Subfragen hergeleitet, die für die Beantwortung der übergeordneten Fragestellung dienen.

F1	Kann zukünftig mit einem Schweizer Referenz-Pumpspeicherkraftwerk Deckungsbeiträge erzielt werden?
F1.1	Wie wirken sich die Strom-Grosshandelspreise auf die Einnahmen aus? Spielt die Volatilität der Preise eine Rolle?

F1.2	Wie wirkt sich die Speicherkapazität auf die Einnahmen aus?
F1.3	Wie wirkt sich die Turbinenleistung auf die Einnahmen aus?
F1.4	Reicht der Deckungsbeitrag aus um die Fixkosten zu decken?

Tabelle 1: Abgeleitete Subfragen aus dem Conceptual Framework

3.3 Forschungsdesign

In diesem Kapitel wird aufgezeigt mit welchem Vorgehen die obenerwähnten Subfragen beantwortet werden sollen.

3.3.1 Modellbeschreibung

Für die Beantwortung der Forschungsfrage und Subfragen wurde im Excel ein Modell erstellt (Kopie der Datei auf der beiliegenden Daten-CD). Im Modell soll aufgezeigt werden wie sich die Deckungsbeiträge eines Schweizer Referenz-PSKW über die Zeit entwickeln. So können dann Aussagen bezüglich Rentabilität eines PSKW gemacht werden.

Bezüglich Einnahmen wird im Modell eine optimale Preisausnutzung am stündlichen Day-Ahead-Spotmarkt für ein Referenz-PSKW angestrebt. Dazu wurde ein Algorithmus im Excel erstellt. Jede Stunde wird entschieden ob gepumpt/turbiniert oder gar nichts gemacht wird. Die Einnahmen orientieren sich an den Grosshandelspreisen. Die Pumpkosten orientieren sich ebenfalls an den Grosshandelspreisen. Bei den Pumpkosten wurde zudem ein Wirkungsgradverlust von 20 Prozent einkalkuliert. Die variablen Kosten wurden mit 20 Euro pro MWh bestimmt. Für die optimale Ausnutzung der Preise mussten jeweils noch Produktions- und Pumplimiten definiert werden.

Bemerkung

Die Produktions- und Pumplimiten wurden jeweils für die Jahre 2008, 2012, 2025, 2035 und 2045 unterschiedlich festgelegt (Je nach Preisbildung und Referenz-PSKW), um möglichst viel Deckungsbeiträge zu erzielen.

3.3.1.1 Referenz-PSKW

In einem ersten Schritt wurden drei Schweizer Referenz-PSKW definiert (siehe Tabelle 2). Die Referenz-PSKW beziehen sich auf Daten der Studie:

„Weber, A. et al. (2014: S. 16-18). Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).“

Die Referenz-PSKW R1 und R2 haben die gleiche Turbinen- und Pumpleistung. Sie unterscheiden sich in der unterschiedlichen Speicherkapazität. Das Referenz-PSKW R3 hat mehr Leistung und gleichviel Stunden Speicher wie R2.

Die Kostenstruktur bezieht sich auf Daten der Studie:

„Filippini, M. und Geissmann, T. (2014: S. 18-21). Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).“

Die variablen Kosten bestehen aus den Materialkosten, Personalkosten, Energie- und Netznutzung. Die Fixkosten bestehen aus dem Wasserzins, Kapitalkosten (Amortisationskosten, Finanzaufwand, Gewinn vor Steuern und sonstige Steuern). Der Umrechnungskurs EUR/CHF wurde auf 1.20 festgelegt.

	Referenzpumpspeicherkraftwerk 1 (R1)	Referenzpumpspeicherkraftwerk 2 (R2)	Referenzpumpspeicherkraftwerk 3 (R3)
<i>Installierte Turbinen- und Pumpleistung:</i>	250 MW	250 MW	500 MW
<i>Speicherkapazität Ober- und Unterbecken:</i>	13750 MWh	125000 MWh	250000 MWh
<i>Speicherkapazität:</i>	55h	500 h	500 h
<i>Gestehungskosten für PSKW:</i>	ca 60 Euro / MWh	ca 60 Euro / MWh	ca 60 Euro / MWh
<i>Variable Kosten für PSKW:</i>	ca 20 Euro / MWh	ca 20 Euro / MWh	ca 20 Euro / MWh
<i>Fixkosten für PSKW:</i>	ca 40 Euro / MWh	ca 40 Euro / MWh	ca 40 Euro / MWh
<i>Wasserzins (gehört zu Fixkosten)</i>	ca 10 Euro / MWh	ca 10 Euro / MWh	ca 10 Euro / MWh

Tabelle 2: Schweizer Referenz-Pumpspeicherkraftwerke

1 MWh entspricht 1000 kWh

3.3.1.2 Grosshandelspreise am deutschen Day-Ahead-Stromspotmarkt

Die in der Studie verwendeten Grosshandelspreise am stündlichen Day-Ahead-Markt (Reale Preise des Jahres 2008 und 2012 sowie die Preisprognosen der Jahre 2025, 2035 und 2045) wurden vom Ökoinstitut Berlin zur Verfügung gestellt für diese Masterarbeit. Die Prognosen wurden mit dem Powerflex-Strommarktmodell erarbeitet im Zusammenhang mit der Studie: „*Öko-Institut e.V. Berlin (2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung). Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende Berlin.*“

In der obenerwähnten EEG 3.0-Studie wurden zwei Preisszenarien für die Jahre 2025, 2035 und 2045 mit dem Powerflex-Strommarktmodell erstellt (spezifische Vermarktungserlöse in einem niedrigen und einem hohen Erlösszenario).

Die Analyse in dieser Studie wird mit den Preisen des unteren Erlösszenarios durchgeführt. Im unteren Preisszenario geht man von niedrigen Brennstoff- und CO₂-Preisen aus. Zudem geht man von einem ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien und einer geringeren Stromnachfrage aus (Öko-Institut, 2014: 105-122):

Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar) im Unteren Erlösszenario, 2015 bis 2045 Tabelle 6

	2015	2025	2035	2045
	GW			
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	16,0	11,2	8,8
Steinkohle	34,5	22,6	10,9	7,6
Erdgas	27,6	25,6	16,0	17,0
Öl	5,9	0,5	0,0	0,0
sonstige	3,1	3,5	3,7	4,1
Back-up-Leistung (Inkl. Importe)	1,4	2,8	30,6	36,2
Biomasse	6,5	7,8	8,5	8,7
PSW-Turbinen	10,8	11,0	11,0	11,0
Summe	123,0	89,7	91,8	93,4

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 20: Installierte Leistung steuerbarer Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar), Ökoinstitut (2014: 110)

Bemerkung zu Abbildung 20:

- ⇒ Ausstieg aus der Kernenergie ab 2025
- ⇒ Reduktion fossile Kraftwerke wie Kohle und Gas bis ins Jahr 2045

Installierte Leistung Erneuerbarer Energien (Unteres Erlösszenario, starker Zubau Erneuerbarer Energien), 2015 bis 2045

Tabelle 8

Technologie	2015	2025	2035	2045
	GW			
Laufwasser	4,4	4,8	5,0	5,2
Photovoltaik	50,0	80,0	110,0	140,0
Onshore-Windkraft	40,1	70,0	86,7	103,4
Offshore-Windkraft	3,4	17,1	29,0	40,9
Blomasse	6,5	7,8	8,5	8,7

Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2014 (Szenario B), DLR/IWES/IfnE 2012, Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 21: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien, Ökoinstitut (2014: 111)

Bemerkung zu Abbildung 21:

⇒ Starker Ausbau von Windkraftwerken und Photovoltaik

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise (Unteres Erlösszenario, Fortbestand des aktuellen Preisniveaus), 2015 bis 2045

Tabelle 10

	2015	2025	2035	2045
	€/2010/MWh			
Erdgas	34,4	26,6	26,6	26,6
Steinkohle	12,4	12,4	12,4	12,4
Braunkohle	3,1	3,1	3,1	3,1
Heizöl, leicht	44,9	44,9	44,9	44,9
Heizöl, schwer	28,2	28,2	28,2	28,2
Biogas	34,4	26,6	26,6	26,6
Blomasse fest	23,4	19,5	19,5	19,5
CO ₂ (€/2010/EUA)	3,5	3,5	3,5	3,5

Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 22: Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, Ökoinstitut (2014: 113)

Bemerkung zu Abbildung 22:

⇒ Niedrige Brennstoff- und CO₂ Preise wie zum jetzigen Zeitpunkt

€/MWh	2008	2012	2025	2035	2045
Minimum	-101,52	-221,99	0,00	0,00	0,00
Maximum	494,26	210,00	78,62	76,74	73,59
Mittelwert	65,82	42,69	21,54	27,58	26,35
Standardabweichung	28,67	18,61	15,90	27,07	29,36

Tabelle 3: Eigene Darstellung, Minimum-/Maximum-/Mittel-Werte sowie Standardabweichung

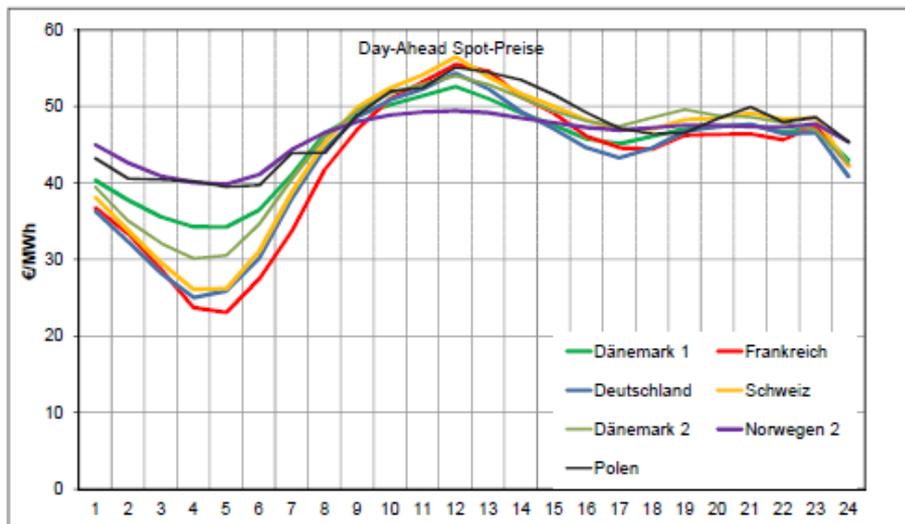
Bemerkung zu Tabelle 3:

- ⇒ Tiefe Strompreise in den Jahren 2025, 2035 und 2045
- ⇒ Standardabweichung nimmt im Jahr 2035 und 2045 deutlich zu

3.3.1.3 Preisverlauf am Day-Ahead-Markt

In der Studie werden die Day-Ahead-Strompreise des deutschen Markts verwendet. Da die Schweiz Preisnehmer ist, verlaufen die Preise sehr ähnlich. In der Studie Öko-Institut e.V. Berlin (2013: 31) wird das ersichtlich:

Abbildung 5 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2010 (1. April 2010 bis 30. September 2010)



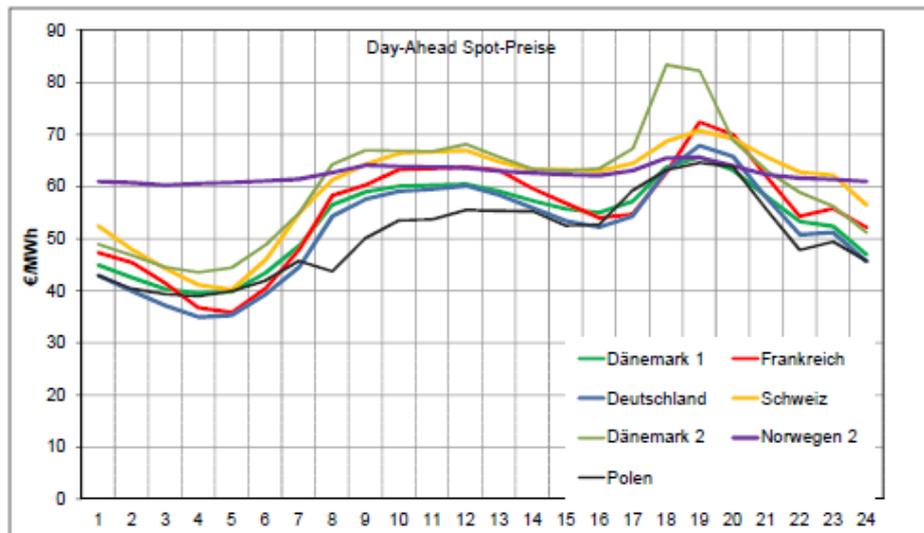
Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PolPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 23: Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Sommer 2010, Ökoinstitut (2013: 31)

Bemerkung zu Abbildung 23:

- ⇒ Im Sommer bewegen sich die Schweizer Preise parallel zu den Deutschen Preisen

Abbildung 6 Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2010/2011 (1. Oktober 2010 bis 31. März 2011)



Quelle: EPEX/EEX, NordpoolSpot, PolPX, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 24: Mittelwert der stündlichen Spotpreise im Tagesverlauf im Winter 2010/2011, Ökoinstitut (2013: 31)

Bemerkung zu Abbildung 24:

⇒ Im Winter sind die Schweizer Preise etwas höher als die Deutschen Preise

Da die Schweiz keine automatische Marktkopplung (siehe Kapitel 2.3.4) hat, gleichen sich die Preise nicht exakt an, verlaufen aber in die gleiche Richtung. Aus diesem Grund können die Deutschen Preise als Annahme für den Schweizer Markt herangezogen werden.

3.4 Operationalisierung

Unter Operationalisierung versteht man den Vorgang, wie zu theoretischen Begriffen empirisch greifbare Begriffe zugeordnet werden. Durch die Operationalisierung werden Messungen eines theoretischen Begriffs über die Erfassung von empirischen Begebenheiten möglich (Atteslander, 2010, S. 46).

3.4.1 Begriffsdefinitionen

Pumpspeicherkraftwerk

„Ein Pumpspeicherkraftwerk (oder Pumpspeicherwerk) ist ein Wasser-Speicherkraftwerk (eine Art Wasserkraftwerk), bei dem das obere Wasserreservoir unter Aufwand elektrischer Energie mit Pumpen wieder aufgefüllt werden kann. Der verwendete Pumpstrom wird in Zeiten geringer Netzbelastung zu niedrigen Preisen bezogen. Wenn dann später ein hoher

Leistungsbedarf entsteht, wird das gespeicherte Wasser wieder turbinert, d. h. es wird wieder elektrische Energie gewonnen. Der gewonnene Spitzenlast-Strom kann dann oft zu viel höheren Preisen wieder verkauft werden. Allerdings geht durch diverse Verluste in den Pumpen, Turbinen und Wasserleitungen (nur zum geringsten Teil in Generator und Pumpenmotor) ein Teil der gespeicherten Energie verloren. Bei modernen Anlagen beträgt der Verlust meist zwischen 15 % und 25 %; der Wirkungsgrad beträgt also 75 % bis 85 % (ohne Berücksichtigung von Verlusten beim Transport im Stromnetz). Obwohl diese Verluste immer noch erheblich sind, gibt es kein anderes großtechnisch und günstig einsetzbares Verfahren, um elektrische Energie mit ähnlichen oder gar geringeren Verlusten zu speichern. Beispielsweise weisen aufladbare Batterien (gleich welcher Art) zwar eher geringere Energieverluste, dafür aber weitaus höhere Investitionskosten (in €/kWh) auf; deswegen sind damit nicht so hohe Kapazitäten realisierbar. Druckluftspeicherkraftwerke dagegen sind eher weniger effizient.“ (RP-Energie-Lexikon: 2016a).

Deckungsbeitrag

„Weitere Begriffsbedeutungen: Der Begriff Deckungsbeitrag wird auch für die Bezeichnung anderer Bruttogewinne verwendet, z.B. für die Übersetzung von Profit Contribution, Marginal Income, Marginal Revenue, (Variable-)Gross-Margin sowie für das Grenzergebnis der Grenzplankostenrechnung. Dabei wird der Deckungsbeitrag als Differenz von Erlös und den als variabel (proportional) angesehenen Kosten eines Produkts ermittelt. Die Summe aller Deckungsbeiträge dient dann zur Deckung der fixen Kosten und darüber hinaus zur Erzielung des Gesamtgewinns einer Periode.“ (Gabler Wirtschaftslexikon, 2016a).

Volatilität

„Allgemein: Ausmaß der kurzfristigen Fluktuation einer Zeitreihe um ihren Mittelwert oder Trend, gemessen durch die Standardabweichung bzw. den Variationskoeffizienten.“ (Gabler Wirtschaftslexikon, 2016b).

Wirkungsgrad

„Der energetische Wirkungsgrad einer Maschine ist eine quantitative Angabe ihrer Energieeffizienz. Er ist das Verhältnis der erzeugten nutzbaren Energie zur eingesetzten Energie. Beispielsweise hat ein Elektromotor einen Wirkungsgrad von 90 %, wenn er aus 1 kW elektrischer Leistung eine mechanische Antriebsleistung von 0,9 kW erzeugt. (Die restlichen 0,1 kW werden als Verlustleistung bezeichnet.) Häufig hängt der Wirkungsgrad stark von den Betriebsbedingungen ab, beispielsweise von der Belastung und Drehzahl eines Motors oder von den Druckverhältnissen bei einer Pumpe. Meist ist es von Interesse, nicht den maximalen Wirkungsgrad eines Geräts zu optimieren, sondern den über verschiedene Betriebsbedingungen gemittelten Wirkungsgrad.“ (RP-Energie-Lexikon: 2016b).

4. Empirische Resultate

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Resultate aus der Modellrechnung (siehe methodisches Vorgehen im Kapitel 3) aufgezeigt. Weitere Informationen sind auf der beiliegenden Daten-CD enthalten. Die Ergebnisse werden im nächsten Kapitel diskutiert.

4.1 Resultate für die Referenz-PSKW R1, R2 und R3

Für das R1 (siehe Tabelle 2 im Kapitel 3.3.1.1) wurden folgende Resultate erzielt:

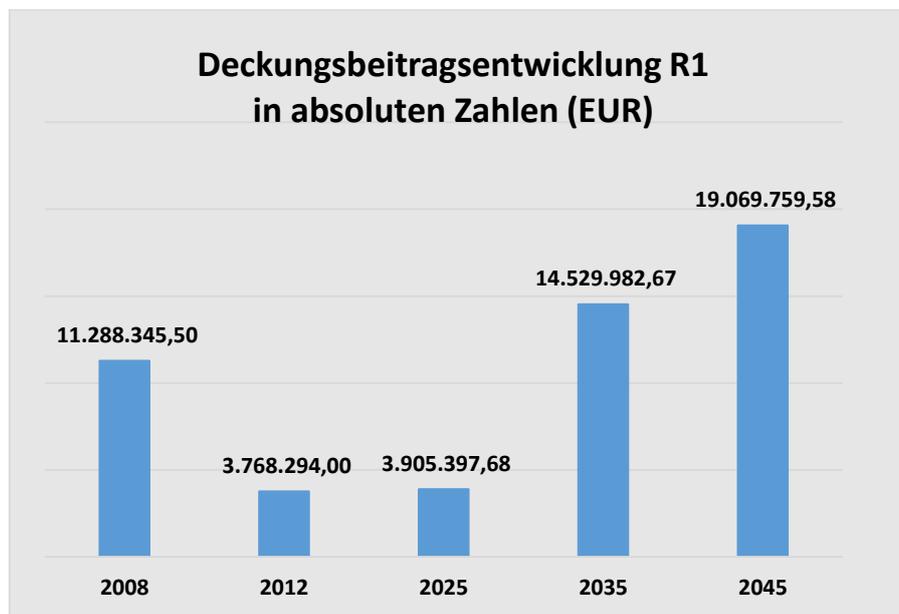


Abbildung 25 : Deckungsbeitragsentwicklung R1 in absoluten Zahlen (in EUR)

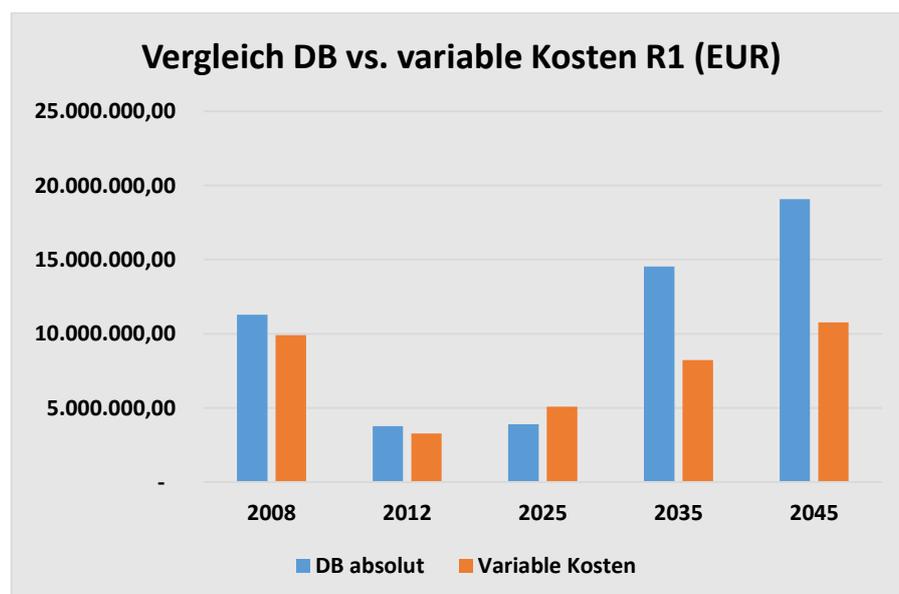


Abbildung 26: Vergleich Deckungsbeitrag vs. variable Kosten (in EUR)

Bemerkungen zu Abbildungen 25 und 26:

Im R1 nehmen die Deckungsbeiträge in den Jahren 2012 und 2025 im Vergleich zum Jahr 2008 deutlich ab. Steigen dann aber markant in den Jahren 2035 und 2045 an. Der Deckungsbeitrag erhöht sich im Verhältnis zu den variablen Kosten in den Jahren 2035 und 2045.

Für das R2 (siehe Tabelle 2 im Kapitel 3.3.1.1) wurden folgende Resultate erzielt:

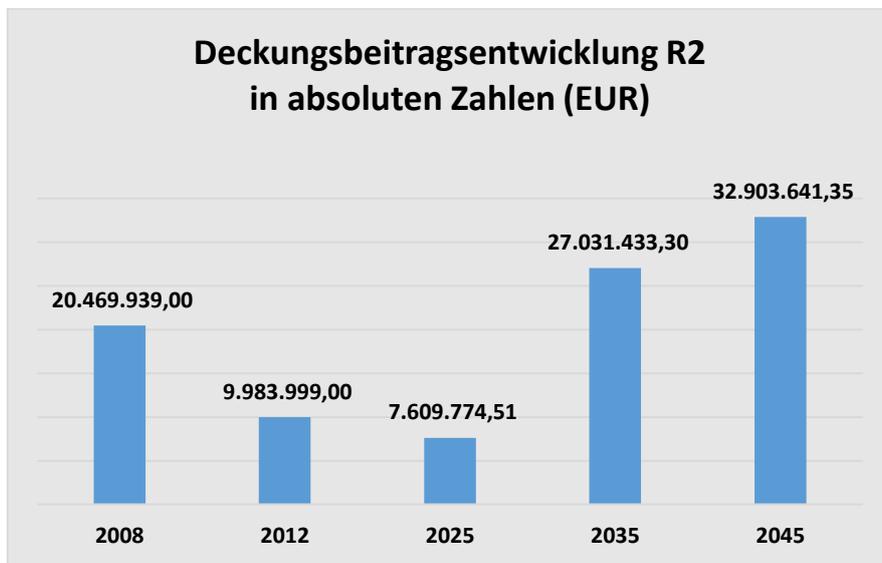


Abbildung 27: Deckungsbeitragsentwicklung R2 in absoluten Zahlen (in EUR)

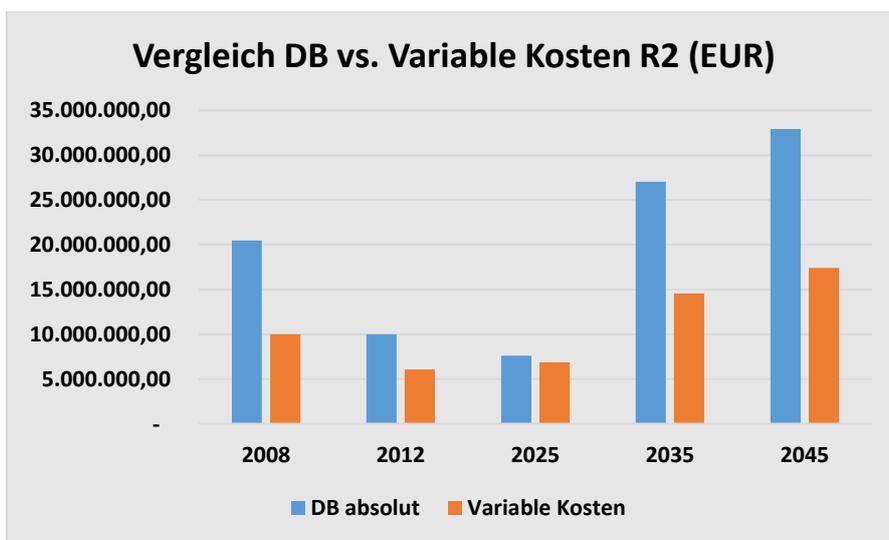


Abbildung 28: Vergleich Deckungsbeitrag vs. Variable Kosten R2 (beide in EUR)

Bemerkungen zu Abbildungen 27 und 28:

Das R2 entwickelt sich ziemlich gleich wie das R1 (fallende Deckungsbeiträge in den Jahren 2012 und 2025 im Vergleich zu 2008; steigende Deckungsbeiträge in den Jahren 2035 und 2045; der Deckungsbeitrag erhöht sich im Verhältnis zu den variablen Kosten in den Jahren 2035 und 2045).

Die absoluten Deckungsbeiträge sind im R2 gegenüber R1 einiges höher, weil das R2 mehr Speicherkapazität hat.

Für das **R3** (siehe Tabelle 2 im Kapitel 3.3.1.1) wurden folgende Resultate erzielt:

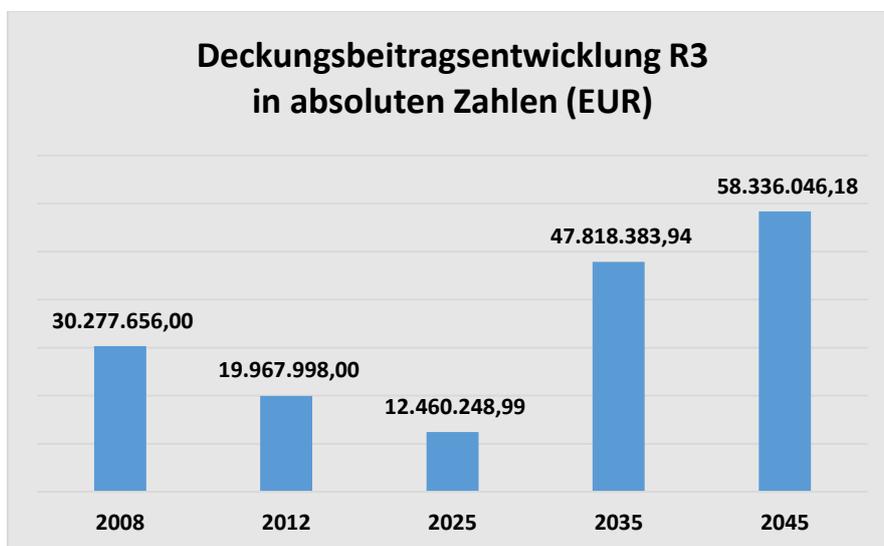


Abbildung 29: Deckungsbeitragsentwicklung R3 in absoluten Zahlen (in EUR)

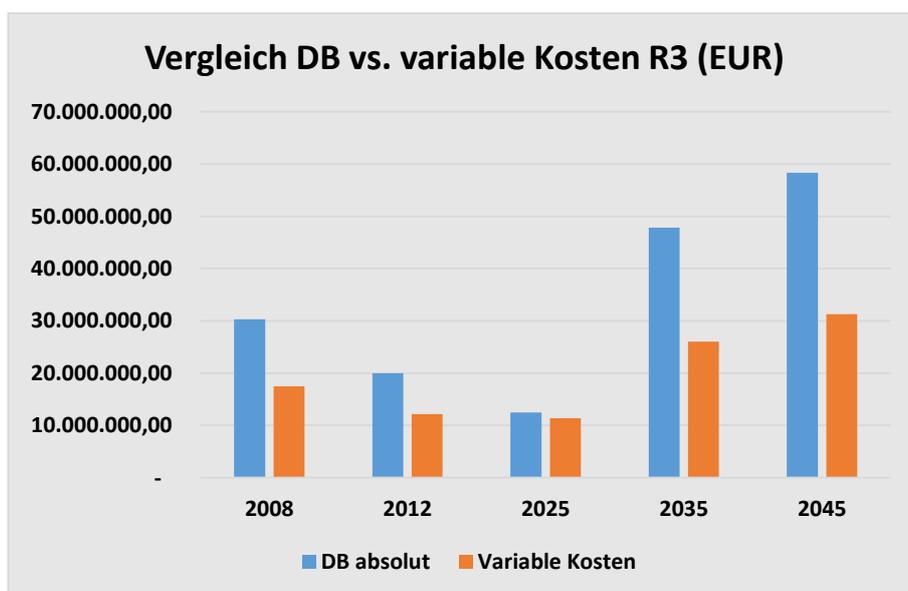


Abbildung 30: Vergleich DB vs. variable Kosten R3 (in EUR)

Bemerkungen zu Abbildungen 29 und 30:

Das R3 bewegt sich grundsätzlich gleich wie das R1 und das R2. Die höheren absoluten Deckungsbeiträge sind durch mehr Turbinenleistung zu erklären.

4.2 Entwicklung Strompreis-Mittelwerte und Strompreis-Mittelwerte vs. Standardabweichung

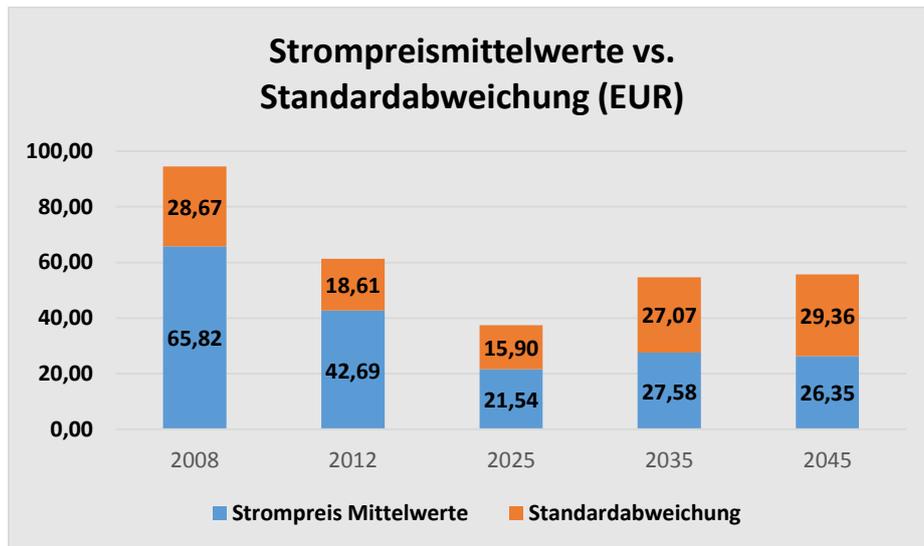


Abbildung 31: Strompreismittelwerte vs. Standardabweichung (in EUR)

Die Strommittelwerte verringern sich in den Jahren 2025, 2035 und 2045. Dafür steigt die Standardabweichung in den Jahren 2035 und 2045 an.

4.3 Preisdauerlinien

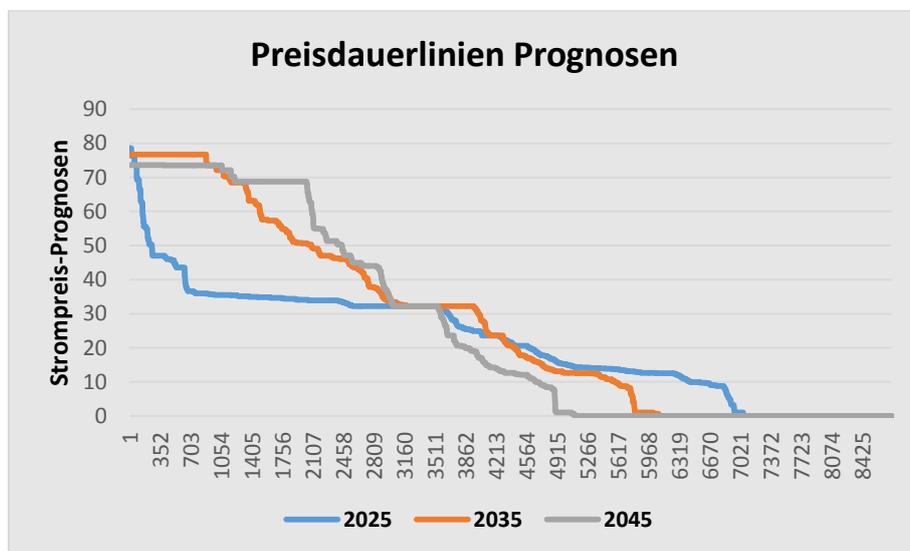


Abbildung 32: Preisdauerlinien Preisprognosen für die Jahre 2025, 2035 und 2045

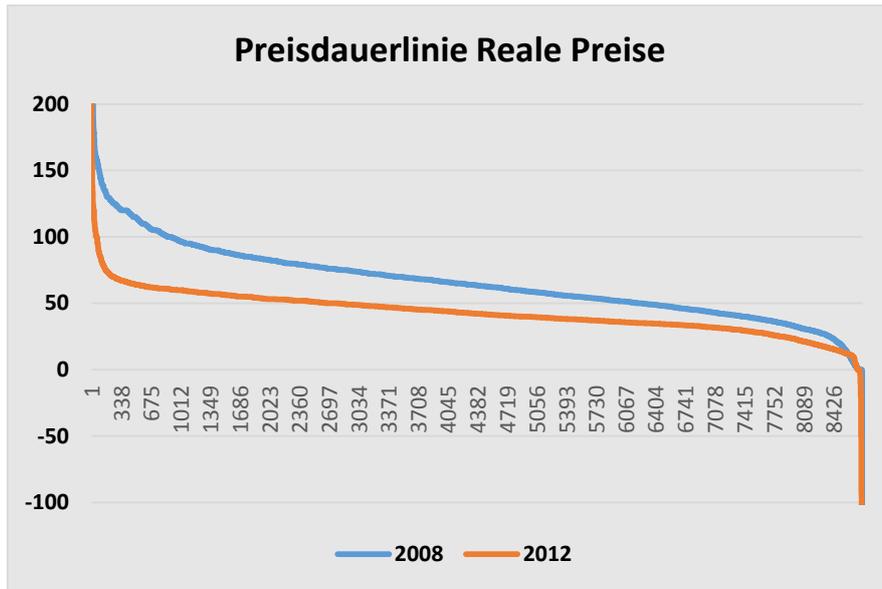


Abbildung 33: Preisdauerlinien Reale Preise 2008 und 2012

Bemerkungen zu den Abbildungen 32 und 33:

In den Jahren 2035 und 2045 wird es vermehrt Stunden mit Preisen um die Null geben.

4.4 Normalverteilungen der Strompreise

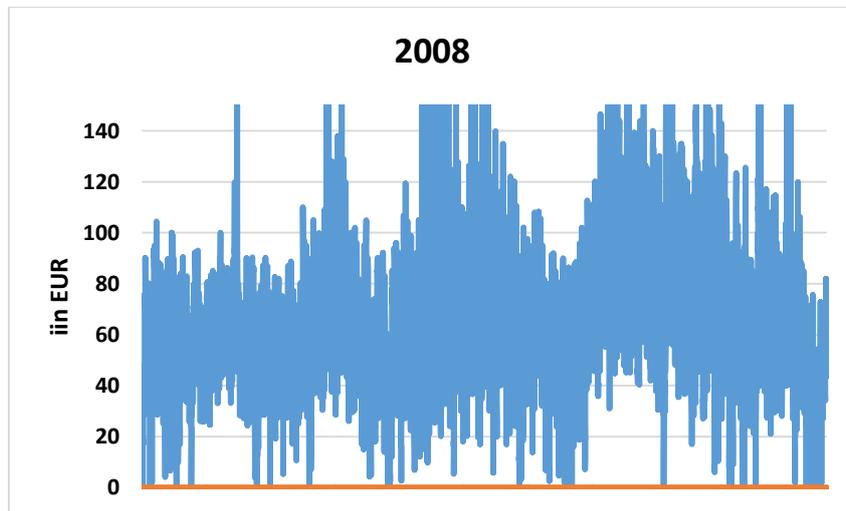


Abbildung 34: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2008

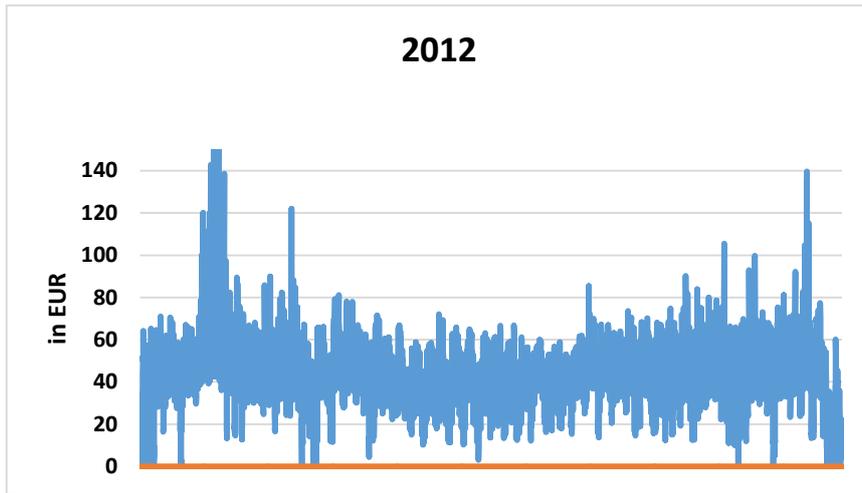


Abbildung 35: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2012

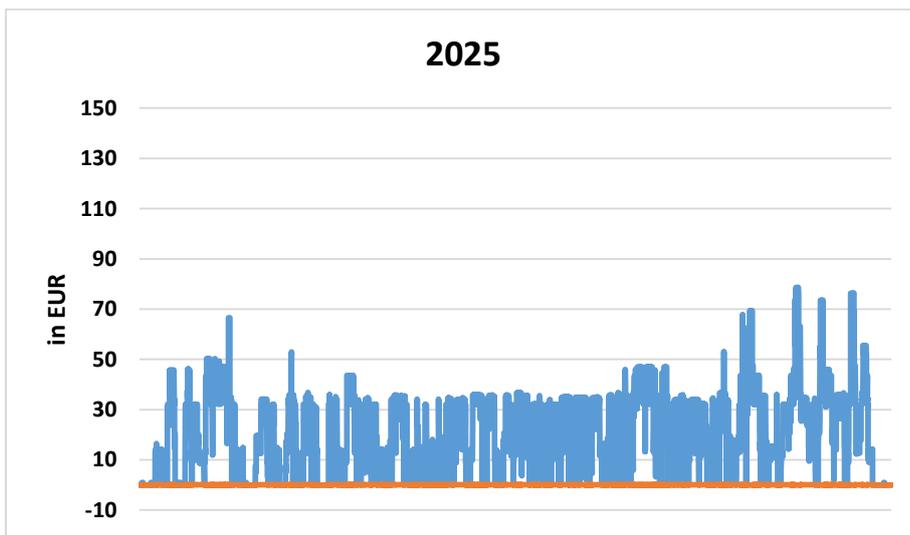


Abbildung 36: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2025

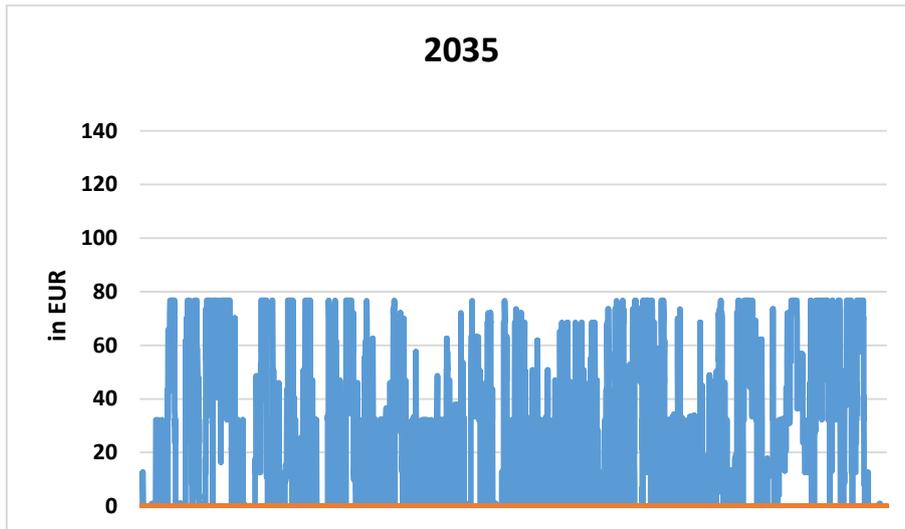


Abbildung 37: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2035

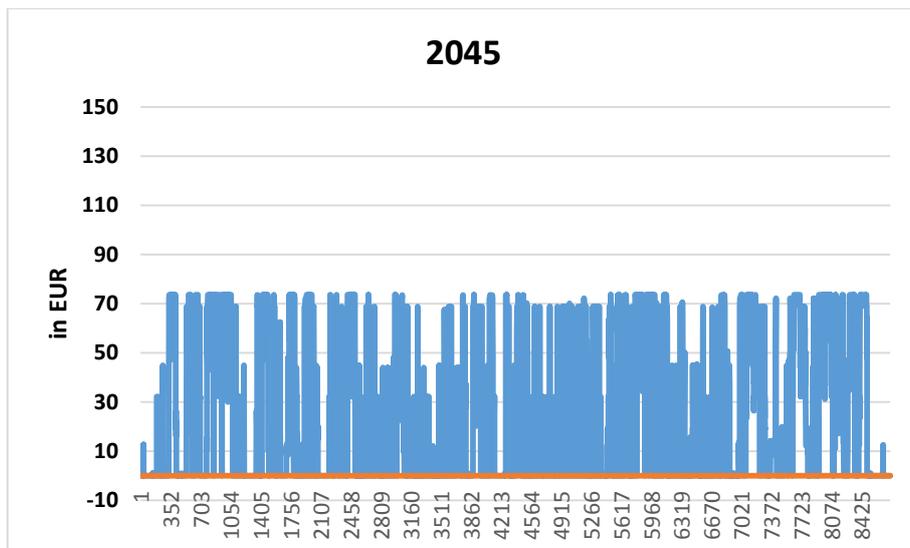


Abbildung 38: Normalverteilung der Strompreise im Jahr 2045

Bemerkungen zu den Abbildungen 34 bis 38:

In den Jahren 2012 und 2025 nimmt die Standardabweichung der Strompreise ab gegenüber dem Jahr 2008. In den Jahren 2035 und 2045 nimmt die Standardabweichung deutlich zu. Damit steigt auch die Volatilität der Preise (siehe Abbildungen 37 und 38).

5. Diskussion der Resultate

In diesem Kapitel werden die im Auswertungsteil präsentierten empirischen Resultate diskutiert. Die Diskussion erfolgt anhand der gestellten Forschungs- und Subfragen.

Zuerst werden die Subfragen diskutiert. Dann wird versucht mit den gewonnenen Erkenntnissen die übergeordnete Forschungsfrage zu beantworten.

5.1 Einfluss der Strom-Grosshandelspreise auf die Einnahmen

Die Subfrage F1.1 zielt darauf ab, den Einfluss von Strom-Grosshandelspreisen und deren Volatilität auf die Einnahmen eines Schweizer Referenz-PSKW zu untersuchen. Wie in der Abbildung 31 (Kapitel 4.2) ersichtlich fallen die Jahresmittelwerte der Strompreisprognosen deutlich auf 21.54 EUR (Jahr 2025), 27.58 EUR (Jahr 2035) und 26.35 EUR (Jahr 2045). Die realen Jahresmittelwerte sind mit 65.83 EUR (Jahr 2008) und 42.69 (Jahr 2012) ausgewiesen. Wie im Kapitel 3.3.1.2 beschrieben gehen die Preisprognosen von tiefen Erlösen aus (Aufgrund des starken Ausbaus der Erneuerbaren Energien, tiefen CO₂- und Brennstoffpreise sowie geringerer Stromnachfrage). Dennoch ist es interessant, dass alle drei Referenz-PSKW trotz tiefen Preisen die Deckungsbeiträge in den Jahren 2035 und 2045 um einiges erhöhen können (siehe Abbildungen 25, 27 und 29 im Kapitel 4.1). Für PSKW ist deshalb nicht die Höhe des Strompreises entscheidend für die Erzielung von Erlösen, sondern vielmehr **die Volatilität der Preise**. Dies wird in den Abbildungen der Kapitel 4.2 und 4.4 deutlich. In der Abbildung 31 (Kapitel 4.2) wird sichtbar, dass die Standardabweichung in den Jahren 2035 (auf 27.07) und 2045 (auf 29.36) markant zunimmt. Die im Kapitel 4.4 aufgeführten Normalverteilungen geben Aufschluss über die Volatilität der Preise. Im Jahr 2012 bewegen sich die Preise vielmehr um den Mittelwert als noch 2008. Das hat auch die Deckungsbeiträge der drei Referenz-PSKW negativ beeinflusst. In den Jahren 2035 und 2045 bewegen sich die Preise wieder öfters weg vom Mittelwert. Die volatileren Preise beeinflussen die Deckungsbeiträge positiv. Die Preisdauerlinien (siehe Abbildungen 32 und 33 im Kapitel in 4.3) zeigen ausserdem, dass in den Jahren 2035 und 2045 vermehrt Stunden mit Preisen um die Null auftreten. PSKW können diese Stunden nutzen um die Speicher zu füllen um dann bei höheren Preisen zu produzieren. Entscheidend ist auch, dass die PSKW kurzfristig und flexibel reagieren auf spontane Marktveränderungen.

Die gehäuft auftretende Volatilität der Preisprognosen (Jahr 2035 und Jahr 2045) hängen natürlich damit zusammen, dass man in diesem Szenario von einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien ausgeht. Durch den starken Ausbau der fluktuierenden Wind- und Solarenergie werden auch die Preise entsprechend volatiler.

Ob die Preisprognosen so eintreffen hängt von verschiedenen Faktoren ab, dennoch konnte mit dieser Studie aufgezeigt werden, dass nicht die Höhe des Preises, sondern die Volatilität der Preise die Rentabilität der PSKW erhöht.

Bemerkung

Bei der Diskussion um die Rentabilität von Wasserkraftwerken muss unterschieden werden ob es sich um Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke oder um ein PSKW handelt. Laufwasserkraftwerke sind besonders abhängig von der Höhe des Strompreises, da sie konstant Energie liefern. Grosse Speicherkraftwerke in der Schweiz nutzen eher die Preisunterschiede im Winter und im Sommer. Hingegen sind PSKW eher dafür geeignet kurzfristig auf Nachfrageschwankungen zu reagieren.

5.2 Einfluss der Speicherkapazität auf die Einnahmen

Das R2 (500 Stunden) hat gegenüber dem R1 (55 Stunden) einiges mehr an Speicherkapazität bei gleicher Turbinenleistung von 250 MW. Die absoluten Deckungsbeiträge des R2 sind um einiges höher als beim R1:

R1	Jahr	DB absolut
	2008	11.288.345,50
	2012	3.768.294,00
	2025	3.905.397,68
	2035	14.529.982,67
	2045	19.069.759,58

Tabelle 4: DB Absolut R1 in EUR

R2	Jahr	DB absolut
	2008	20.469.939,00
	2012	9.983.999,00
	2025	7.609.774,51
	2035	27.031.433,30
	2045	32.903.641,35

Tabelle 5: DB Absolut R2 in EUR

Es kann angenommen werden, dass durch mehr Speicherkapazität auch mehr Einnahmen generiert werden können. Mit dem R2 können über eine längere Zeit Preisspreads ausgenutzt werden. 500 Stunden entsprechen ca. 20 Tagen, somit können bspw. auch Preisunterschiede unter der Woche (Werktag/Wochenende) zum Vorteil gemacht werden.

5.3 Einfluss der Turbinenleistung auf die Einnahmen

Das R3 (500 MW) hat gegenüber dem R2 (250 MW) doppelt so viel Turbinenleistung bei gleicher Speicherkapazität von 500 Stunden. Die absoluten Deckungsbeiträge des R3 sind um einiges höher als beim R2:

R2	Jahr	DB absolut
	2008	20.469.939,00
	2012	9.983.999,00
	2025	7.609.774,51
	2035	27.031.433,30
	2045	32.903.641,35

Tabelle 6: DB absolut R2 in EUR

R3	Jahr	DB absolut
	2008	30.277.656,00
	2012	19.967.998,00
	2025	12.460.248,99
	2035	47.818.383,94
	2045	58.336.046,18

Tabelle 7: DB absolut R3 in EUR

Wie das Beispiel schön aufzeigt kann mit mehr Turbinenleistung auch mehr Deckungsbeiträge erzielt werden.

5.4 Deckung der Fixkosten

PSKW sind sehr Fixkostenlastig. Die Fixkosten machen ca. 2/3 der Gestehungskosten aus und bestehen vor allem aus den Wasserzinsen und Kapitalkosten (siehe Filippini & Geissmann, 2014). Diese vorliegende Studie hatte zum Ziel die Entwicklung von Deckungsbeiträgen zu untersuchen. Inwiefern die erzielten Deckungsbeiträge die Fixkosten decken können wird in dieser Studie nicht weiter untersucht. Dies könnte aber durchaus in einer weiteren Forschung untersucht werden.

In den Abbildungen 26 (R1), 28 (R2) und 30 (R3) im Kapitel 4.1 werden die variablen Kosten den Deckungsbeiträgen gegenübergestellt. In den Jahren 2035 und 2045 steigen die Deckungsbeiträge im Vergleich zu den variablen Kosten erheblich an. Diese Deckungsbeiträge können für die Deckung der Fixkosten verwendet werden.

5.5. Diskussion Forschungsfrage F1

Mit der übergeordneten Forschungsfrage soll untersucht werden inwiefern in der Zukunft Deckungsbeiträge für ein Schweizer Referenz-PSKW erzielt werden können. Wie bei den Subfragen diskutiert gibt es verschiedene Faktoren, die sich positiv oder negativ auf Deckungsbeiträge auswirken können. Einerseits kann mit mehr Speicherkapazität oder Turbinenleistung mehr Ertrag generiert werden. Der wichtigste Faktor bleibt aber die

Preisentwicklung. Falls die Preise volatiler werden aufgrund der vermehrten Einspeisung der erneuerbaren Energien könnten PSKW durchaus wieder rentabler werden.

5.6 Prüfung von Gütekriterien

Die Prüfung der Gütekriterien dient zur Beurteilung der Qualität der Daten und der Qualität der Analyseergebnisse. Unterschieden werden dabei die Kriterien Objektivität, Reliabilität und Validität (Gabler Wirtschaftslexikon, 2016c).

5.2.1 Objektivität

Unter Objektivität wird geprüft inwiefern die erhobenen Daten oder die Auswertung von Daten unabhängig sind vom Forschenden (Diekmann, 2007: 249).

Die in dieser Studie verwendeten Daten für das Forschungsmodell (Preisprognosen, Kostenstruktur von Wasserkraftwerken und technische Daten für das Referenz-PSKW) wurden nicht selber erhoben. Daten zur Kostenstruktur von Wasserkraftwerken und die technischen Daten sind offizielle Daten. Die Preisprognosen wurden im Zusammenhang mit einer öffentlichen Studie erstellt und für diese Masterarbeit zur Verfügung gestellt. Für die Modellberechnung wurden die Daten unverändert übernommen.

5.2.2 Reliabilität und Validität

In der empirischen Sozialforschung ist jedes Forschungsobjekt zu überprüfen, ob die Auswertung der Ergebnisse auch zuverlässig und valide sind. Die Reliabilität gibt das Ausmass an, ob bei gleich bleibenden Bedingungen bei wiederholten Datenerhebungen die gleichen Ergebnisse geliefert werden (Atteslander, 2013: 296). Bei der Validität wird überprüft, ob bei der Anwendung des Erhebungsinstruments auch tatsächlich die Variable gemessen wird, die es zu messen vorgibt. Die Reliabilität ist eine Voraussetzung für die Validität, eine zuverlässige Messung hingegen muss nicht unbedingt valide sein (Atteslander, 2013: 296).

In der vorliegenden Studie kann davon ausgegangen werden, dass bei wiederholter Datenerhebung bei gleich bleibenden Bedingungen auch die gleichen Ergebnisse geliefert werden. Bei der Validitätsprüfung ist entscheidend, ob die abhängige Variable (in der Modellrechnung wäre dies der Deckungsbeitrag) auch von den vorgegebenen unabhängigen Variablen (in der Modellrechnung wäre dies der Grosshandelspreis (Volatilität), die Speicherkapazität, die Turbinen- und Pumpleistung, der Wirkungsgradverlust und die variablen Kosten) tatsächlich beeinflusst wird. Im erstellten Modell ist klar ersichtlich, dass bei Veränderung einer der genannten unabhängigen Variablen auch die abhängige Variable beeinflusst. Demnach kann davon ausgegangen werden dass die Resultate valide sind.

6. Schlussfolgerungen

6.1 Schlussbetrachtung

Im ersten Teil der Arbeit wurde die Situation der Wasserkraft aus wirtschaftlicher Perspektive analysiert. Dazu wurde im Literaturteil die Themen Energiepolitik, Beteiligungsstrukturen und Gewinnsituation der vier grossen EVU's sowie die aktuelle Situation am Strommarkt genauer betrachtet. Wie sich aus der Analyse herausgestellt hat, leiden vor allem die grossen drei EVU's Alpiq Holding AG, Axpo Holding AG und Repower AG von den tiefen Grosshandelspreisen. Das Parlament will die Wasserkraftunternehmen mit einem Wasserrappen unterstützen, die den Grosshandelsstrom unter den Gestehungskosten am Markt verkaufen müssen. Die vorgesehene Marktprämie von 1 Rappen pro kWh unterscheidet nicht ob es sich um Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke oder ein PSKW handelt. Im empirischen Teil dieser Arbeit konnte aufgezeigt werden, dass für die PSKW nicht die Höhe des Strompreises sondern deren Volatilität für die Wirtschaftlichkeit entscheidend ist. Somit müsste man viel mehr die Strommarktentwicklung analysieren, bevor man pauschal Subventionen bezahlt. Je nach Marktentwicklung könnte bspw. die Rentabilität von PSKW wieder zunehmen. Vor allem wenn die stochastischen erneuerbaren Energien ausgebaut werden und die Strompreise volatiler werden.

Zudem müssen die geplanten Subventionen kritisch hinterfragt werden, da zurzeit der importierte Strom viel billiger ist als der teuer produzierte Strom aus Wasserkraft. Für einen noch effizienteren Stromhandel mit dem Ausland müsste der Schweizer Markt automatisch mit dem europäischen Markt gekoppelt sein. Die Marktkopplung verzögert sich jedoch aufgrund dem noch zu verhandelnden Stromabkommen mit der Europäischen Union.

Des Weiteren bleibt der Wasserzinsmechanismus unverändert. Anstatt weitere Subventionen in die Wasserkraft zu zahlen wäre aus ökonomischer Sicht sinnvoller die Wasserzinsen nach wirtschaftlichen Indikatoren festzulegen.

6.2 Weitere Forschung

Im empirischen Teil dieser Arbeit wurde die Rentabilität von PSKW am Day-Ahead-Markt untersucht. Interessant wäre auch wie sich die Rentabilität am Intraday-Markt entwickelt. Man kann davon ausgehen, dass der kurzfristige Intraday-Markt volatiler ist als der Day-Ahead-Markt.

Des Weiteren könnte man nachforschen inwiefern die erzielten Deckungsbeiträge den Fixkostenanteil decken.

7. Literaturverzeichnis

- Alpiq Holding AG (2016). *Bilanzmedienkonferenz 2016. Tiefe Grosshandelspreise fordern Alpiq* heraus. URL: http://www.alpiq.com/de/images/20160703_Praesentation_BMK2016_DE_print_tcm96-145553.pdf [30.05.2016].
- Amt für Energie und Verkehr des Kantons Graubündens (2016). *Einnahmen der Gemeinden aus Wasserzinsen*. URL: https://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/bvfd/aev/dokumentation/Statistik/WZ_Gesamteinnahmen_2016.pdf [30.05.2016].
- Atteslander, P. (2010). *Methoden der empirischen Sozialforschung*. Berlin: Erich Schmidt.
- Banfi, S., Filippini, M. et al. (2004). *Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung*. VDF: Zürich.
- Bundesamt für Energie [BFE] (2015a). *13.074 n Energiestrategie 2050, „Unterstützung Grosswasserkraft“ Vorschlag des BFE in Umsetzung eines Auftrags der UREK-S. Entwurf vom 17. August 2015*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_160375673.pdf [abgerufen am 30.05.2016].
- Bundesamt für Energie [BFE] (2015b). *Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung Bericht zuhanden der UREK-S. 13.074 n Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket*. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_826134445.pdf&endung=Bestehende%20Wasserkraft:%20Unterst%FCtzungsvarianten%20und%20ihre%20Wirkung [abgerufen am 30.05.2016].
- Bundesamt für Energie [BFE] (2015c). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014*.
- Bundesamt für Energie [BFE] (2016a). *Was ist die Energiestrategie 2050?*. URL: <http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06445/index.html?lang=de> [30.05.2016].
- Bundesamt für Energie [BFE] (2016b). *Wasserkraft*. URL: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de> [30.05.2016].
- Bundesamt für Energie [BFE] (2016c). *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz 1.1.2016*. URL:

http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049
[30.05.2016].

Bundesamt für Wasser und Geologie [BWG] (2002), heute Bundesamt für Umwelt. *Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz*. Bern.

Das Parlament (2016). 13074. *Energiestrategie 2050, erstes Massnahmenpaket. Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)*. Volksinitiative. URL: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/legislaturrueckblick?AffairId=20130074> [30.05.2016].

Der Bundesrat (2013). *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»*. URL: <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=50123> [30.05.2016].

Diekmann, A. (2007). *Empirische Sozialforschung*. Hamburg: Rowohlt.

Direktion für europäische Angelegenheiten [DEA] (2015). *Strom*. URL: https://www.eda.admin.ch/content/dam/dea/de/documents/fs/02-FS-Strom_de.pdf [30.05.2016].

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK], Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend [bmwfj] der Republik Österreich, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie der Bundesrepublik Deutschland (2012). *Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken*. URL: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/26737.pdf> [30.05.2016].

Epex Spot (2013). *Flexible Märkte sind Schlüssel zu effizienter Energiewende*. URL: https://www.epexspot.com/document/25147/13-12-05_EPEX%20SPOT_Exchange%20Council_E-D-F.pdf [30.05.2016].

Epex Spot (2015). *Annual Report*. URL: http://static.epexspot.com/document/33490/EPEX%20SPOT_Annual%20report_2014_SD.pdf [30.05.2016].

Epex Spot (2016a). *Über Epex Spot*. URL:
http://www.epexspot.com/de/Unternehmen/ueber_epex_spot [30.05.2016].

Filippini, M. & Geissmann, T. (2014). *Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft*. Erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).

Fraunhofer ISI (2015). *Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG* [30.05.2016].

Fuchs, S. & Gut, M. et al. (2016). *Rechnungslegung und Eigentümerrolle von öffentlich-rechtlichen Körperschaften (ÖRK) bei Energieversorgungsunternehmen (EVU)*. URL:
<https://digitalcollection.zhaw.ch/bitstream/11475/1048/1/2016%20Feb%20Energy%20Governance%20WP%203%20%28O%29.pdf> [30.05.2016].

Gabler Wirtschaftslexikon (2016a). URL:
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/deckungsbeitrag.html> [abgerufen am 30.05.2016].

Gabler Wirtschaftslexikon (2016b). URL:
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/volatilitaet.html> [abgerufen am 30.05.2016].

Gabler Wirtschaftslexikon (2016c). URL:
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/guetekriterien.html> [abgerufen am 30.05.2016].

Gemeinde Vals (2016). *Jahresrechnung 2015*. URL:
http://www.vals.ch/fileadmin/Files/Pictures/gemeinde/pdf/jr_2015.pdf [30.05.2016].

Handelszeitung (2016). *Bundesrat verschiebt Strommarkt-Liberalisierung*. URL:
<http://www.handelszeitung.ch/politik/bundesrat-verschiebt-strommarkt-liberalisierung-1072457> [30.05.2016].

International Energy Agency [IEA] (2012). *Energy Policies of IEA Countries. Switzerland 2012 Review*. URL:
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Switzerland2012_free.pdf [30.05.2016].

- Kanton Graubünden (2015). *Jahresrechnung 2014*. URL: <https://www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/dfg/ds/dokumentation/Rechnungen%20ab%202014/Jahresrechnung%202014.pdf> [30.05.2016].
- Kanton Wallis (2015). *Jahresrechnung 2014*. URL: <https://www.vs.ch/documents/189618/750062/Rechnung+2014+-+Verwaltungsrechnung.pdf/047579d7-84b7-40ff-b0e4-cb35e2f01844> [30.05.2016].
- Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie [UREK] (2016). 14.3668. Motion. Wasserzinsregelung nach 2019. URL: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20143668> [30.05.2016].
- Meyer, C. (2008). *Betriebswirtschaftliches Rechnungswesen. Einführung in Wesen, Technik und Bedeutung des modernen Management Accounting*. Zürich: Schulthess.
- Meister, U. (2014). *Wasserzinsen als Fremdkörper im Strommarkt*. URL: <http://www.avenir-suisse.ch/40401/wasserzinsen-als-fremdkoerper-im-strommarkt/> [abgerufen am 30.05.2016].
- Meister, U. (2015). *Keine Insel im Strom. Was es bei der Festlegung der Schweizer Energiepolitik zu beachten gilt*. URL: <http://www.avenir-suisse.ch/51090/strommarkt-energiepolitik-keine-insel-im-strom/> [30.05.2016].
- NZZ (2016a). *Kantone und Stromwirtschaft. Verhandlungen über Wasserzins bachab gegangen*. URL: <http://www.nzz.ch/schweiz/kantone-und-stromwirtschaft-verhandlungen-ueber-wasserzins-bachab-gegangen-ld.91892> [27.06.2016].
- NZZ (2016b). *Stromkonzern mit hohem Verlust. Alpiq auf der Intensivstation*. URL: <http://www.nzz.ch/wirtschaft/unternehmen/stromkonzern-mit-hohem-verlust-alpiq-auf-der-intensivstation-ld.6364> [30.05.2016].
- NZZ (2016c). *Berner Energiegruppe profitiert von «gefangenen» Kunden BKW gegen Subventionen*. URL: <http://www.nzz.ch/wirtschaft/unternehmen/berner-energiegruppe-profitiert-von-gefangenen-kunden-bkw-gegen-subventionen-ld.8407> [30.05.2016].
- Öko-Institut e.V. Berlin (2013). *Auswirkungen des deutschen Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaustausch mit den Nachbarländern*. Analyse für Greenpeace Deutschland.

Öko-Institut e.V. Berlin (2014). *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung)*. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende Berlin.

RP-Energie-Lexikon (2016a). URL: <https://www.energielexikon.info/pumpspeicherkraftwerk.html> [abgerufen am 30.05.2016].

RP-Energie-Lexikon (2016b). URL: <https://www.energielexikon.info/wirkungsgrad.html> [abgerufen am 30.05.2016].

Schlecht, I. & Weigt, H. (2016). *Long Drought Ahead? The Future Revenue Prospects of Swiss Hydropower*. URL: http://www.sccer-crest.ch/fileadmin/user_upload/WP_FutureRevenueHydro_prelim_CREST.pdf [30.05.2016].

Schweizerische Eidgenossenschaft (2012). *Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz [WRG]*. Vom 22.12.1916. 721.80.

Schweizerische Eidgenossenschaft (2015). *Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23.03.2007*. 734.7

Schweizerische Eidgenossenschaft (2016a). *Entwurf neues Energiegesetz [EnG]*. URL: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/31930.pdf> [30.05.2016].

Schweizerische Eidgenossenschaft (2016b). *Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft*. Vom 18.04.1999. 101.

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband [SWV] (2012). *Heimfall und Neukonzessionierung von Wasserkraftwerken*. URL: https://www.swv.ch/Dokumente/Faktenblaetter-SWV-28Download-Ordner29/Faktenblatt-Heimfall-Wasserkraftanlagen_SWV.pdf [30.05.2016].

Swissgrid (2014). *Systemdienstleistungen*. URL: https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/systemdienstleistungen_de.pdf [30.05.2016].

Swissgrid (2015a). *Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte*. URL: https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D150201_AS-Products_V8R0_DE.pdf [30.05.2016].

Swissgrid (2015b). *Market Coupling*. URL: https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/market-coupling_de.pdf [30.05.2016].

Weber, A. et al. (2014). *Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland*. Erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).

Geschäftsberichte Alpiq (seit 2009, vorher Atel und EOS):

Alpiq (2010). *Geschäftsbericht 2009*. URL: http://www.alpiq.ch/images/alpiq-geschaeftsbericht-2009-de_tcm103-67793.pdf [30.05.2016].

Alpiq (2011). *Geschäftsbericht 2010*. URL: http://www.alpiq.ch/images/Alpiq_Geschaeftsbericht_2010_tcm103-85522.pdf [30.05.2016].

Alpiq (2012). *Geschäftsbericht 2011*. URL: http://www.alpiq.ch/images/Alpiq_Geschaeftsbericht_2011_tcm103-94053.pdf [30.05.2016].

Alpiq (2013). *Geschäftsbericht 2012*. URL: http://www.alpiq.ch/images/alpiq-geschaeftsbericht-2012_tcm103-101414.pdf [30.05.2016].

Alpiq (2014). *Geschäftsbericht 2013*. URL: http://www.alpiq.ch/images/alpiq-geschaeftsbericht-2013_tcm103-108269.pdf [30.05.2016].

Alpiq (2015). *Geschäftsbericht 2014*. URL: http://www.alpiq.com/de/images/Alpiq_GB_14_D_tcm96-139763.pdf [30.05.2016].

Alpiq (2016). *Geschäftsbericht 2015*. URL: http://www.alpiq.com/de/images/alpiq-geschaeftsbericht-2015_low_tcm96-145554.pdf [30.05.2016].

Geschäfts- und Finanzberichte Axpo:

Axpo (2007). *Geschäftsbericht 2006/07*. URL: http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_GB_2006_2007_de.pdf [30.05.2016].

- Axpo (2008). *Geschäftsbericht 2007/08*. URL: http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_GB_2007_2008_de.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2009). *Geschäftsbericht 2008/09*. URL: http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_GB_2008_2009_de.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2010). *Geschäftsbericht 2009/10*. URL: http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/erleben/dokumente/Axpo_Holding_GB_2010_D.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2010). *Finanzbericht 2009/10*. URL: http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_FB_2009_2010_de.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2011). *Geschäftsbericht 2010/11*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_GB2011.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2011). *Finanzbericht 2010/11*. URL: http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/AXPO_GB2011_Finanzteil_GER.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2012). *Geschäftsbericht 2011/12*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_GB_2011_2012_de.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2012). *Finanzbericht 2011/12*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/Axpo_Holding_FB_2011_2012_de.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2013). *Geschäftsbericht 2012/13*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/131217_GB_Axpo_Holding_12_13.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2014). *Geschäftsbericht 2013/14*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/141219_axpo_holding_geschaeftsbericht_13_14_de.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2015). *Geschäftsbericht 2014/15*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/group/documents/151216_GB_Holding_2014-2015_Vollversion_DE_V18_4_web_final.pdf [30.05.2016].
- Axpo (2015). *Finanzbericht 2014/15*. URL: https://www.axpo.com/content/dam/axpo/group/documents/DE_Axpo_Holding_Financial_Report_14-15.pdf [30.05.2016].

Geschäftsberichte BKW:

- BKW (2009). *Jahresbericht 2008*. URL: http://live.nspg-bkw.nspg-reports.ch/11/ar/files/ger/Jahresbericht_2008_d.pdf [30.05.2016].
- BKW (2009). *Finanzbericht 2008*. URL: http://bkw.nspg-reports.ch/11/ar/files/ger/Finanzbericht_2008_d.pdf [30.05.2016].

- BKW (2010). *Jahresbericht 2009*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2009_jb_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2011). *Jahresbericht 2010*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2010_jb_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2012). *Jahresbericht 2011*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2011_jb_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2012). *Finanzbericht 2011*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2011_fb_de.pdf.File.pdf [30.05.2016].
- BKW (2013). *Jahresbericht 2012*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2012_jb_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2014). *Jahresbericht 2013*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/Jahresbericht_2013_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2014). *Finanzbericht 2013*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/Finanzbericht_2013_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2015). *Jahresbericht 2014*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/2014_Jahresbericht_de.pdf [30.05.2016].
- BKW (2016). *Geschäftsbericht 2015*. URL:
http://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/4_Ueber_BKW/Downloadcenter/UEber_BKW_Gruppe/Geschaeftsbericht_2015_de.pdf [30.05.2016].

Geschäftsberichte Repower:

- Rätia Energie (2007). *Geschäftsbericht 2006*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/RE_Geschaeftsbericht_2006.pdf [30.05.2016].
- Rätia Energie (2008). *Geschäftsbericht 2007*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/RE_Geschaeftsbericht_2007.pdf [30.05.2016].
- Rätia Energie (2009). *Geschäftsbericht 2008*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/RE_Geschaeftsbericht_2008.pdf [30.05.2016].
- Repower AG (2010). *Geschäftsbericht 2009*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-

XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/RE_Geschaeftsbericht_2009.pdf
[30.05.2016].

Repower AG (2011). *Geschäftsbericht 2010*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/Repower_Geschaeftsbericht_2010.pdf [30.05.2016].

Repower AG (2012). *Geschäftsbericht 2011*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/Repower_Geschaeftsbericht_2011.pdf [30.05.2016].

Repower AG (2013). *Geschäftsbericht 2012*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/Repower_Geschaeftsbericht_2012.pdf [30.05.2016].

Repower AG (2014). *Geschäftsbericht 2013*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/Repower_Geschaeftsbericht_2013.pdf [30.05.2016].

Repower AG (2015). *Geschäftsbericht 2014*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/Repower_Geschaeftsbericht_2014_de.pdf [30.05.2016].

Repower AG (2016). *Geschäftsbericht 2015*. URL:
http://www.repower.com/fileadmin/user_upload/re-all/02_Files_PDF-DOC-XLS/02_Investor_Relations/Finanzberichte/GB_DE/WEB_Repower_Annual_Report_2015_de.pdf [30.05.2016].

8. Anhang

8.1 Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz

ZE-Name	ZE-Kanton	ZE-Status	Inst. Turbinenleistung	Prod. ohne Umwälzbetrieb - W.	Prod. ohne Umwälzbetrieb - S.	Inst. Pumpenleistung	ZE-Erste Inbetriebnahme
Ferrera 1	Graubünden	im Normalbetrieb	180	218	90	90	1962
Mapragg	St.Gallen	im Normalbetrieb	279,9	48	127,9	159	1977
Handeck 3 (Isogyre)	Bern	im Normalbetrieb	55	27,2	28,2	47,8	1976
Limmern	Glarus	im Bau	1000	6,4	1,4	1000	2016
Rempen	Schwyz	im Normalbetrieb	66,24	50	10	16	1926
Etzelwerk Altendorf	Schwyz	im Normalbetrieb	135	141	112	54	1937
Bortelalp	Wallis	im Normalbetrieb	2,35	4,22	1,51	2,62	1990
Oberems (Argessa)	Wallis	im Normalbetrieb	8,2	13,2	2,2	5,67	1926
Mottec	Wallis	im Normalbetrieb	71	110	25	31,7	1958
Châtelard-Barberine 1 + 2	Wallis	im Normalbetrieb	112	94	54	30	1923
Nant de Drance	Wallis	im Bau	900	3,3	5,7	900	2018
Veytaux I	Waadt	im Umbau	240	45,3	114,4	256	1972
Peccia (Sambuco)	Tessin	im Normalbetrieb	54	60,5	24,9	24	1955
Robiei	Tessin	im Normalbetrieb	173	37,4	0	157	1968
Ova Spin	Graubünden	im Normalbetrieb	54	67,5	19,9	52	1970

Tabelle 8: Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, gemäss Wasserkraftstatistik per 1.1.2016 (BFE, 2016c)

8.2 Kennzahlen- und Dividendenentwicklung

Kennzahlenentwicklung von 2006/07 bis 2014/15 der **Axpo Holding AG**:

Jahr	Umsatz in Mio. CHF	Ebit in Mio. CHF	Ebit-Marge	Eigenkapitalquote	Abschreib./Amortis./Wertb. in Mio. CHF	Reingewinn in Mio. CHF
2006/07	9208	1268	13,80%	48,80%	-315,4	1436
2007/08	7599	1178	15,50%	44,20%	-140,5	1003
2008/09	7550	848	11,20%	46,40%	-232,3	568
2009/10	6269	538	8,60%	46,10%	-548,9	409
2010/11	6354	139	2,20%	42,80%	-859,5	45
2011/12	7346	329	4,50%	42,70%	-721,6	282
2012/13	7025	364	5,20%	40,50%	-790	212
2013/14	6705	-838	-12,50%	37,20%	-1506,1	-730
2014/15	5860	-929	-15,90%	32,10%	-1522,6	-990

Tabelle 9: Kennzahlenentwicklung von 2006/07 bis 2014/15 von Axpo Holding AG

Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2006/07 bis 2014/15 der **Axpo Holding AG**:

Jahr	Brutto-Divid. pro Aktie in CHF	Anzahl Aktien in Mio.	Dividende Kanton Zürich (Beteiligung 18,342%)	Dividende EKZ Zürich (Beteiligung 18,410%)	Dividende Kanton Aargau (Beteiligung 13,975%)	Dividende AEW Energie AG (Beteiligung 14,026%)	Dividende SAK Holding AG (Beteiligung 12,501%)	Dividende EKT Holding AG (Beteiligung 12,251%)	Dividende Kanton Schaffhausen (Beteiligung 7,875%)	Dividende Kanton Glarus (Beteiligung 1,747%)	Dividende Kanton Zug (Beteiligung 0,873%)
2006/07	4,30	37	29,18	29,29	22,234	22,32	19,89	19,49	12,53	2,78	1,389
2007/08	4,30	37	29,18	29,29	22,234	22,32	19,89	19,49	12,53	2,78	1,389
2008/09	3,75	37	25,45	25,54	19,390	19,46	17,35	17,00	10,93	2,42	1,211
2009/10	2,20	37	14,93	14,99	11,376	11,42	10,18	9,97	6,41	1,42	0,711
2010/11	2,20	37	14,93	14,99	11,376	11,42	10,18	9,97	6,41	1,42	0,711
2011/12	2,00	37	13,57	13,62	10,342	10,38	9,25	9,07	5,83	1,29	0,646
2012/13	2,00	37	13,57	13,62	10,342	10,38	9,25	9,07	5,83	1,29	0,646
2013/14	0,00	37	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000
2014/15	0,00	37	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000

Tabelle 10: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2006/07 bis 2014/15 der Axpo Holding AG

Kennzahlenentwicklung von 2007 bis 2015 der **BKW Energie AG**:

Jahr	Umsatz in Mio. CHF	Ebit in Mio. CHF	Ebit-Marge	Eigenkapitalquote	Abschreib./Amortis./Wertb. in Mio. CHF	Reingewinn in Mio. CHF
2007	2813,9	287	10,20%	52,90%	-125,6	226,9
2008	3496,2	338,9	9,69%	51,50%	-132,4	138,7
2009	3592,6	356,9	9,93%	49,80%	-144,7	298,5
2010	2788,1	333,5	11,96%	44,20%	-140,6	228,3
2011	2632,8	232	8,81%	37,50%	-185,9	-66,2
2012	2859,8	324	11,33%	33,70%	-197,6	130,5
2013	2733,7	316,9	11,59%	30,80%	-200,6	-216,7
2014	2844,9	346,7	12,19%	31,80%	-217,7	291,9
2015	2645	382	14,44%	32,20%	-213,7	284

Tabelle 11: Kennzahlenentwicklung von 2007 bis 2015 der BKW Energie AG

Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2007 bis 2015 der **BKW Energie AG**:

Jahr	Brutto-Divid. pro Aktie in CHF	Anzahl Aktien in Mio.ca.	Kanton Bern (Beteiligung)	Group E AG (Beteiligung)	Dividende Group E AG	Dividende Kanton Bern
2007	2,7	52,8	52,50%	5%	7,13	74,84
2008	2,3	52,8	52,50%	5%	6,07	63,76
2009	2,5	52,5	52,50%	5%	6,56	68,91
2010	2,5	52,8	52,54%	10,00%	13,20	69,35
2011	1	52,44	52,91%	10,07%	5,61	27,75
2012	1,2	52,8	52,54%	10,00%	6,34	33,29
2013	1,2	52,8	52,54%	10,00%	6,34	33,29
2014	1,6	52,8	52,54%	10,00%	8,45	44,39
2015	1,6	52,8	52,54%	10,00%	8,45	44,39

Tabelle 12: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2007 bis 2015 der BKW Energie AG

Kennzahlenentwicklung von 2007 bis 2015 der **Repower AG**:

Jahr	Umsatz in Mio. CHF	Ebit in Mio. CHF	Ebit-Marge	Eigenkapitalquote	Abschreib./Amortis./Wertb. in Mio. CHF	Reingewinn in Mio. CHF
2007	1863	73	3,92%	40,50%	-68,67	75,00
2008	1971	185	9,39%	37,70%	-68,90	73,70
2009	1959	137	6,99%	38,20%	-58,59	110,23
2010	2267	159	7,01%	40,00%	-56,22	36,30
2011	2523	130	5,15%	41,00%	-91,71	46,88
2012	2372	31	1,31%	42,00%	-65,00	31
2013	2365	-150	-6,34%	39,00%	-224,00	-152
2014	2273	26	1,14%	36,00%	-51,00	-33
2015	1896	-69	-3,64%	33,00%	-115,00	-136

Tabelle 13: Kennzahlenentwicklung von 2007 bis 2015 der Repower AG

Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2007 bis 2015 der **Repower AG**:

Jahr	Brutto-Divid. pro Aktie in CHF	Anzahl Aktien in Mio.ca.	Kanton Graubünden	Axpo AG (vorher EGL)	Alpiq (vorher Atel)	Dividende Kanton Graubünden	Dividende Axpo AG (vorher EGL)	Dividende Alpiq (vorher Atel)
2007	5,5	3,408	46,00%	21,40%	24,60%	8,62	4,011	4,61
2008	7	3,408	46,00%	21,40%	24,60%	10,97	5,105	5,87
2009	8	3,408	46,00%	21,40%	24,60%	12,54	5,834	6,71
2010	8	3,408	46,00%	21,40%	24,60%	12,54	5,834	6,71
2011	5	3,408	46,00%	21,40%	24,60%	7,84	3,647	4,19
2012	2,5	3,408	46,00%	21,40%	24,60%	3,92	1,823	2,10
2013	2	3,408	58,30%	33,70%		3,97	2,30	
2014	0	3,408	58,30%	33,70%		0,00	0,00	
2015	0	3,408	58,30%	33,70%		0,00	0,00	

Tabelle 14: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2007 bis 2015 der Repower AG

Kennzahlenentwicklung von 2009 bis 2015 der **Alpiq Holding AG**:

Jahr	Umsatz in Mio. CHF	Ebit in Mio. CHF	Ebit-Marge	Eigenkapitalquote	Abschreib./Amortis./Wertb. in Mio. CHF	Reingewinn in Mio. CHF
2009	14822	1064	7,20%	39,50%	-481	676
2010	14104	970	6,90%	42,10%	-502	645
2011	13961	-292	-2,10%	35,60%	-1229	-1346
2012	12723	-924	-7,30%	32%	-2136	-1094
2013	9370	279	3,00%	40%	-510	18
2014	8058	-673	-8,40%	39,70%	-985	-902
2015	6715	-511	-7,60%	36,60%	-561	-830

Tabelle 15: Kennzahlenentwicklung von 2009 bis 2015 der Alpiq Holding AG

Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2009 bis 2015 der **Alpiq Holding AG**:

Jahr	Brutto-Divid. pro Aktie in CHF	Anzahl Aktien in Mio.ca.	Dividende EOS Holding SA (Beteiligung ca 31,40%)	Dividende Kanton Solothurn (Beteiligung 5,6%)
2009	8,7	27	73,76	13,1544
2010	8,7	27	73,76	13,1544
2011	2	27	16,96	3,024
2012	2	27	16,96	3,024
2013	2	27	16,96	3,024
2014	2	27	16,96	3,024
2015	0	27	0,00	0

Tabelle 16: Eigentümerstruktur und Dividendenentwicklung von 2009 bis 2015 der Alpiq Holding AG

Anhang 02:

Wahrheitserklärung

„Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig, ohne Mithilfe Dritter und nur unter Benützung der angegebenen Quellen verfasst habe und dass ich ohne schriftliche Zustimmung der Studiengangleitung keine Kopien dieser Arbeit an Dritte aushändigen werde.“

Gleichzeitig werden sämtliche Rechte am Werk an die Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW) abgetreten. Das Recht auf Nennung der Urheberschaft bleibt davon unberührt.

Name/Vorname Student/in (Druckbuchstaben)

Marius Derungs

Unterschrift (Student/in)
