

Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft

Studie im Auftrag der
Regierungskonferenz der Gebirgskantone

Technische Dokumentation

Karl Frauendorfer, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

28. August 2017

Würdigung: Die in dieser Studie erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die KTI mitunterstützt wurde.

1. Einleitung

Das Erlöspotenzial der Schweizer Wasserkraft bestimmen die Faktoren Preisniveau, Saisonalität der stündlichen Strompreiskurve, Volatilität am Spot- und Futures-Markt, Speichervolumen, Zuflüsse sowie Leistung und Flexibilität der Kapazitäten. Die flexiblen Erzeugungskapazitäten der Speicherkraftwerke eröffnen den Stromproduzenten nicht nur den Zugang zum Markt für Systemdienstleistungen, diese Kapazitäten bilden auch die Basis für das *Asset-backed Trading* im Stromhandel, das über die Erlöse der *physischen Lieferung* hinaus ein zusätzliches Erlöspotenzial bietet.

Das *Asset-backed-Trading* und das *Proprietäre Trading* bilden die beiden Pfeiler des Stromhandels der Stromproduzenten. Während für das *Proprietäre Trading* primär unternehmerisches Risikokapital in Form von Eigenkapital hinterlegt werden muss, dienen die physischen Speicherkapazitäten als Sicherheit für das *Asset-backed Trading*. Sinkt das Eigenkapital, so sinkt auch das Risikokapital und damit der Stellenwert des *Proprietären Trading* innerhalb des Stromhandels. Der Stellenwert des *Asset-backed Tradings* innerhalb des Stromhandels hat in den letzten Jahren hingegen zugenommen. Die Integration der EGL in die Axpo 2012 verdeutlicht diese Stossrichtung.

Das Ziel dieser Studie besteht darin, einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Wasserzinsen zu leisten. Insbesondere wird die Notwendigkeit aufgezeigt, die Schweizer Grosswasserkraft unter Einbindung ihrer Flexibilität gemäss ihrer Bedeutung für Versorgungssicherheit und Stromhandel zu würdigen.

2. Ausgangssituation

Die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz [2] dokumentiert die Kapazitäten und Kraftwerkzentralen der einzelnen Kantone, und das BFE veröffentlicht jährlich die Schweizerische Elektrizitätsstatistik [1], insbesondere die Produktion für Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke .

Im Rahmen des Auftrags bestimmen wir auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten für die Grosswasserkraftwerke der Schweiz sowie für jene der Kantone Graubünden und Wallis das Erlöspotenzial

- i) retrospektiv für die hydrologischen Jahre 2008/09 bis 2015/16 unter Einbezug der veröffentlichten monatlichen Produktionsdaten,
- ii) prospektiv für die hydrologischen Jahre 2017/18 bis 2020/21 auf Basis der per 21. Juli 2017 aktuellen Futures-Märkte für die Jahre 2017-2021, wobei für die Erzeugung die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt wird,

- iii) für die hydrologischen Jahre 2025/26 und 2029/30 auf Basis verfügbarer Preisprognosen; für die Erzeugung wird wiederum die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt.

Die ausgewiesenen Erlöspotenziale beziehen sich auf jene Produktionsanteile (ohne Pumpenergie), die im Stromhandel vermarktet werden. Das Volumen der Grundversorgung bzw. die Strompreise der Endkunden in der Grundversorgung fließen in diese Studie nicht ein. Auch Absicherungsgeschäfte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, weil diese primär einer Glättung der Erlöse über die Geschäftsjahre dienen.

Die Produkte an der EPEX-Spot werden in EUR gehandelt, dies gilt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (D/A) wie auch für das Marktgebiet Schweiz (CH). Die in EUR berechneten Erlöspotenziale werden in CHF unter Verwendung der über die hydrologischen Semester gemittelten Wechselkurse ausgewiesen. Für die zukünftigen Erlöse wird fix ein Wechselkurs von 1.10 CHF/EUR angenommen.

Für die Berechnung der Erlöse aus der *physischen Lieferung* legen wir die täglichen Auktionen im Rahmen des Day-Ahead-Marktes (CH) für die Stundenlieferungen zugrunde. Für die Vermarktung der flexiblen Speicherkraftwerk-Kapazitäten im Rahmen des *Asset-backed Tradings* stehen Handelsplattformen zur Verfügung, die alle europäischen Marktgebiete umfassen. Die Schweizer Stromproduzenten haben Zugang zu diesen internationalen Handelsplätzen, die über die Day-Ahead-Auktionen hinaus einen zeitstetigen Stromhandel ermöglichen. Da für ein *Asset-backed Trading* primär die Marktgebiete in den Nachbarstaaten der Schweiz von Bedeutung sind, legen wir für diese Studie die Strombörse EPEX-Spot mit den Marktgebieten Schweiz (CH) und Deutschland/Österreich (D/A) als repräsentativen Markt zugrunde. Für das Marktgebiet CH werden die täglichen Day-Ahead-Auktionen (CH) zugrunde gelegt. Für das Marktgebiet D/A existiert innerhalb der Strombörse EPEX-Spot zusätzlich zur täglichen Day-Ahead-Auktion (D/A) ein Intra-Day-Handel (ID-Handel), der als zeitstetiger Stromhandel eine wichtige Bedeutung für das *Asset-backed Trading* hat.

Für die hydrologischen Jahre der Periode 2017-2021 werden die für den Handelstag 21. Juli 2017 veröffentlichten stündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFCs) verwendet [6].

In [5] werden für das Marktgebiet CH in stündlicher Granularität 28 Preisszenarien für den Zeitraum 2020-2030 hergeleitet. Dabei stützen sich die Autoren auf Annahmen der Europäischen Kommission, auf eigene Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise, der CO₂-Preise, des Ausbaus der Erneuerbaren, sowie auf Modelle zur Investitionsplanung und zum optimierten Dispatch im Schweizer Strommarkt. Beide Modelle repräsentieren Entwicklungen der Autoren, weshalb wir für detaillierte Ausführungen auf [5] und die darin zitierten Arbeiten verweisen. Für die Bewertung

von Kraftwerken im Allgemeinen, insbesondere aber für die Speicherkraftwerke in der vorliegenden Studie, spielen die Güte der Saisonalitätsstrukturen innerhalb von stündlichen Preisforwardkurven sowie deren Verträglichkeit mit dem Martingale-Konzept des Asset-Pricings eine wichtige Rolle. Wir haben uns deshalb mit den beiden Szenarien „EU-Trend“ und „Basis 2015“ auf zwei Preisentwicklungen in [5] fokussiert, die wir um zwei neue Szenarien vervollständigt haben, um die Konsistenz mit dem Martingale-Konzept zu gewährleisten. Weiter haben wir in allen vier Szenarien unter Wahrung der jeweiligen Jahresbase-Preise die Saisonalitätsstrukturen der HPFC des Handelstags 21. Juli 2017 für die beiden Marktgebiete D/A und CH integriert. Wir erhalten somit für PHELIX (Marktgebiet D/A) und SWISSIX (CH) je vier Preisszenarien für den Zeitraum 2025-2030. Diese acht Preisszenarien sind unter *Sz-I(Phelix)*, *Sz-II(Phelix)*, *Sz-III(Phelix)*, *Sz-IV(Phelix)*, sowie *Sz-I(Swissix)*, *Sz-II(Swissix)*, *Sz-III(Swissix)*, *Sz-IV(Swissix)* auf [6] publiziert und werden quartalsweise entsprechend den dynamischen Entwicklungen der Saisonalitätsstrukturen angepasst. Somit legen wir für die Erlöspotenziale der Schweizer Grosswasserkraft in den hydrologischen Jahren 2025/26 und 2029/30 die den Marktgebieten D/A und CH zugehörigen Preisszenarien *Sz-I*, ..., *Sz-IV* zugrunde. Im Zuge der aktuellen Entwicklungen im Europäischen Strommarkt werden wir zeitnah auch die Aufspaltung des Marktgebietes D/A in die Marktgebiete D und A berücksichtigen.

3. Vermarktung der Grosswasserkraft

Der Markt für Systemdienstleistungen (SDL) bildet die Grundlage der Versorgungssicherheit. Im SDL-Markt werden primär die flexiblen Kapazitäten den Übertragungsnetzbetreibern als eine Art Option angeboten. Der SDL-Erlös stellt somit eine Optionsprämie dar. Im Gegensatz dazu werden im Stromhandel die Erlöse im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* über eine Replikation dieser Option generiert. Der Markt für SDL steht somit in direkter Konkurrenz zum Stromhandel, in welchem ebenfalls die Flexibilität eines Speicherkraftwerks vermarktet wird. Die geschätzten Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* liefern somit die Basisinformation für die Angebotsstellung im SDL-Markt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Laufwasserkraftwerke mit negativer Tertiärregelleistung am Markt für Systemdienstleistungen partizipieren können. In dieser Studie weisen wir das damit verbundene Erlöspotenzial jedoch nicht aus.

In der vorliegenden Studie beziehen wir uns auf die in [2] veröffentlichten Kapazitäten der Speicher- und Laufwasserkraftwerke für die Schweiz bzw. für die Kantone Graubünden und Wallis sowie auf die historischen monatlichen Produktionen in der Schweiz (veröffentlicht in [1]). Daraus schätzen wir für die Periode 2008-2016 auf Basis der in [2] prognostizierten Produktion der kantonalen Wasserkraftwerke die historische monatliche Produktion in Graubünden und im Wallis. Diese Produktionsdaten projizieren wir auf Wochen. Für die zukünftigen Perioden 2017-2021 bzw. 2025/26 und 2029/30 legen wir die stündlichen Forward-Preiskurven, die

wöchentliche Produktion des hydrologischen Jahres 2015/16 sowie die verfügbaren Kapazitäten zugrunde.

Für die Berechnung der Erlöse aus der *physischen Lieferung* legen wir die täglichen Auktionen im Rahmen des Day-Ahead-Marktes (CH) für die Stundenlieferungen zugrunde.

3.1 Laufwasserkraftwerke – Day Ahead Vermarktung im Marktgebiet CH

Laufwasserkraftwerke werden für die Day-Ahead-Auktion preisunabhängig angeboten, weshalb der Tages-Base den Erlös je MWh definiert. Eine gute Prognose für das Volumen bzw. die abrufbare Leistung ist in diesem Zusammenhang wichtig. Dies darf jedoch aufgrund der beobachtbaren Pegelstände und hochwertigen, kurzfristigen Wetterprognosen vorausgesetzt werden.

	Base (EUR/MWh)	
SWISSIX	Winter	Sommer
2008/09	76.83	34.94
2009/10	53.94	44.31
2010/11	59.64	51.98
2011/12	61.66	43.29
2012/13	52.65	37.16
2013/14	45.59	31.83
2014/15	43.54	33.09
2015/16	42.07	28.26
HPFC CH (21.07.17)		
2017/18	46.46	34.39
2018/19	45.32	32.71
2019/20	44.68	32.73
2020/21	45.03	33.39
SZ_I_CH		
2025/26	46.23	33.38
2029/30	40.18	27.45
SZ_II_CH		
2025/26	67.49	56.97
2029/30	80.54	70.33
SZ_III_CH		
2025/26	46.44	35.25
2029/30	53.60	42.57
SZ_IV_CH		
2025/26	32.46	19.80
2029/30	27.84	15.28

Tabelle 3.1.1: Base-Preise (EUR/MWh) für das Marktgebiet CH in den Winter- und Sommer-Monaten des hydrologischen Jahres (Berechnungen des ior/cf-HSG).

Die Werte in der Tabellen 3.1.1 und 3.1.2 dokumentieren in EUR bzw. CHF nicht nur die Entwicklungen der Preise sondern auch jenen der Spreads zwischen Winter und Sommer. Da die Produktionsmenge der Laufwasserkraftwerke aufgrund der Zuflüsse im Sommer doppelt so hoch ausfallen, wie im Winter, liegen die Erlöse näher bei den Base-Preisen des Sommers (Tabelle 3.1.3).

SWISSIX	Base	
	Winter	Sommer
2008/09	116.06	52.98
2009/10	80.14	60.74
2010/11	77.84	62.78
2011/12	75.14	52.06
2012/13	64.12	45.80
2013/14	55.91	38.68
2014/15	49.65	35.00
2015/16	45.87	30.87
HPFC (21.07.17)		
2017/18	51.11	37.83
2018/19	49.85	35.98
2019/20	49.14	36.00
2020/21	49.54	36.73
SZ_I_CH		
2025/26	50.86	36.72
2029/30	44.19	30.20
SZ_II_CH		
2025/26	74.24	62.66
2029/30	88.59	77.36
SZ_III_CH		
2025/26	51.08	38.77
2029/30	58.97	46.82
SZ_IV_CH		
2025/26	35.71	21.78
2029/30	30.62	16.81

Tabelle 3.1.2: Base-Preise (CHF/MWh) für das Marktgebiet CH in den Winter- und Sommer-Monaten des hydrologischen Jahres (Berechnungen des ior/cf-HSG).

	Laufwasserkraftwerke		
Erlös (CHF/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2008/09	72.68	68.10	70.26
2009/10	67.37	66.87	67.38
2010/11	68.43	67.68	68.01
2011/12	59.08	58.21	59.01
2012/13	51.62	50.61	51.34
2013/14	44.71	43.28	43.95
2014/15	40.06	39.13	39.57
2015/16	35.83	34.42	34.98
HPFC CH 21.07.17			
2017/18	41.93	40.89	41.36
2018/19	40.25	39.17	39.66
2019/20	40.06	39.01	39.48
2020/21	40.69	39.67	40.12
SZ_I_CH			
2025/26	40.84	40.12	40.60
2029/30	34.27	33.56	34.03
SZ_II_CH			
2025/26	65.93	65.43	65.83
2029/30	80.51	80.05	80.43
SZ_III_CH			
2025/26	42.28	41.72	42.14
2029/30	50.28	49.73	50.14
SZ_IV_CH			
2025/26	25.83	25.13	25.60
2029/30	20.82	20.13	20.60

Tabelle 3.1.3: Erlöse (CHF/MWh) der Laufwasserkraftwerke für das Marktgebiet CH in den hydrologischen Jahren unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

3.2 Speicherkraftwerke – Day Ahead Vermarktung im Marktgebiet CH

Im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken werden Speicherkraftwerke preisabhängig angeboten. Der Preis, zu dem eine flexible Leistung an den Day-Ahead-Markt gestellt wird, bezeichnet man als Trigger-Preis. Das bedeutet, dass die Turbinen-Kapazität nur für jene Stunden angeboten wird, in denen der Marktpreis grösser oder gleich dem Trigger-Preis ausfällt.

Auf Basis der für die Speicherkraftwerke ermittelten wöchentlichen Produktion, ihrer verfügbaren Leistung und der wöchentlich zugrundeliegenden stündlichen Preiskurven bestimmen wir die wöchentlichen Trigger-Preise. Analog zum Stromhändler, definieren die wöchentliche Produktion, die kurzfristige HPFC, die

verfügbare Kapazität den Triggerpreis, zu dem die Kapazitäten an den Day-Ahead Auktionen angeboten werden.

Winter Trigger (EUR/MWh)	Speicherkraftwerke			Sommer Trigger (EUR/MWh)	Speicherkraftwerke		
	CH	VS	GR		CH	VS	GR
SWISSIX				SWISSIX			
2008/09 W	82.09	88.04	89.52	2009 S	38.04	39.60	37.26
2009/10 W	62.78	60.85	61.22	2010 S	49.89	52.30	47.90
2010/11 W	65.59	65.94	64.93	2011 S	58.65	58.31	51.95
2011/12 W	68.42	67.99	67.05	2012 S	48.98	51.14	45.00
2012/13 W	58.57	58.88	57.82	2013 S	44.36	45.17	38.22
2013/14 W	51.52	51.57	50.57	2014 S	35.22	36.51	32.02
2014/15 W	47.16	48.33	46.71	2015 S	36.62	39.02	33.96
2015/16 W	46.66	47.54	46.02	2016 S	31.58	32.69	29.42
HPFC 21.07.17				HPFC 21.07.17			
2017/18 W	50.56	51.62	49.73	2018 S	37.58	38.94	35.76
2018/19 W	49.94	50.79	49.12	2019 S	35.85	37.25	34.08
2019/20 W	49.01	49.98	48.43	2020 S	35.96	37.47	34.11
2020/21 W	49.02	50.09	48.38	2021 S	36.63	37.98	34.79
SZ_I_CH				SZ_I_CH			
2025/26 W	47.89	49.65	50.47	2026 S	35.35	36.43	35.20
2029/30 W	41.83	43.60	44.41	2030 S	29.41	30.50	29.27
SZ_II_CH				SZ_II_CH			
2025/26 W	69.16	70.94	71.75	2026 S	58.93	60.02	58.78
2029/30 W	82.21	83.99	84.80	2030 S	72.29	73.38	72.15
SZ_III_CH				SZ_III_CH			
2025/26 W	48.10	49.87	50.69	2026 S	37.21	38.30	37.07
2029/30 W	55.27	57.04	57.86	2030 S	44.53	45.62	44.38
SZ_IV_CH				SZ_IV_CH			
2025/26 W	34.12	35.89	36.70	2026 S	21.76	22.85	21.62
2029/30 W	29.49	31.26	32.07	2030 S	17.25	18.34	17.10

Tabelle 3.2.1: Durchschnittlicher Triggerpreise (EUR/MWh) im Winter und Sommer der hydrologischen Jahre für Marktgebiet CH unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Tabelle 3.2.1 listet jene Triggerpreise, die sich durch Mittelung der jeweils 26 wöchentlichen Triggerpreise über die Winter- und Sommermonate eines hydrologischen Jahres ergeben.

Da die Turbinen-Kapazität nur für jene Stunden angeboten wird, in denen der Marktpreis grösser oder gleich dem Trigger-Preis ausfällt, liegt der resultierende Erlös (EUR/MWh) oberhalb des Trigger-Preises. In der Folge mitteln wir alle wöchentlichen Erlöse über die hydrologischen Halbjahre (Winter und Sommer) und erhalten somit

näherungsweise das Erlöspotenzial je MWh für die Winter- und Sommer-Monate ausgewiesen (Tabelle 3.2.2).

Winter	Speicherkraftwerke		
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2008/09 W	95.14	97.60	98.52
2009/10 W	70.54	69.36	69.41
2010/11 W	70.12	70.30	69.68
2011/12 W	75.54	75.76	75.15
2012/13 W	65.10	65.12	64.49
2013/14 W	57.70	57.70	57.09
2014/15 W	53.59	54.36	53.38
2015/16 W	51.10	51.77	50.70
HPFC CH (21.07.17)			
2017/18 W	55.18	55.88	54.80
2018/19 W	54.03	54.61	53.64
2019/20 W	53.23	53.81	52.83
2020/21 W	53.59	54.19	53.15
SZ_I_CH			
2025/26 W	53.81	54.55	55.00
2029/30 W	47.75	48.49	48.95
SZ_II_CH			
2025/26 W	75.09	75.83	76.29
2029/30 W	88.14	88.88	89.34
SZ_III_CH			
2025/26 W	54.03	54.77	55.22
2029/30 W	61.20	61.94	62.39
SZ_IV_CH			
2025/26 W	40.04	40.78	41.24
2029/30 W	35.41	36.15	36.61

Sommer	Speicherkraftwerke		
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2009 S	45.59	46.61	45.07
2010 S	56.04	57.53	54.97
2011 S	63.20	63.04	60.24
2012 S	55.35	56.08	53.60
2013 S	51.41	51.45	48.22
2014 S	40.13	40.77	38.55
2015 S	42.03	43.39	40.76
2016 S	34.81	35.48	33.82
HPFC CH (21.07.17)			
2018 S	41.14	41.86	40.08
2019 S	39.34	40.04	38.35
2020 S	39.49	40.18	38.49
2021 S	40.14	40.84	39.14
SZ_I_CH			
2026 S	39.46	40.04	39.24
2030 S	33.53	34.11	33.30
SZ_II_CH			
2026 S	63.05	63.63	62.82
2030 S	76.41	76.99	76.18
SZ_III_CH			
2026 S	41.33	41.91	41.10
2030 S	48.65	49.23	48.42
SZ_IV_CH			
2026 S	25.88	26.46	25.65
2030 S	21.36	21.95	21.14

Tabelle 3.2.2: Durchschnittlicher Erlös (EUR/MWh) in den Winter- und Sommermonaten der hydrologischen Jahre für Marktgebiet CH unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG).

	Speicherkraftwerke		
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2008/09	70.87	71.89	67.53
2009/10	61.59	63.64	61.14
2010/11	65.90	66.03	64.23
2011/12	64.64	66.25	63.29
2012/13	56.50	58.25	55.20
2013/14	48.37	49.16	46.56
2014/15	47.25	48.66	46.39
2015/16	42.94	43.58	41.45
HPFC CH (21.07.17)			
2017/18	47.65	48.33	46.40
2018/19	45.97	46.74	44.83
2019/20	45.61	46.42	44.55
2020/21	46.14	46.91	45.09
SZ_I_CH			
2025/26	46.60	47.01	45.68
2029/30	40.64	41.06	39.74
SZ_II_CH			
2025/26	68.62	69.20	68.07
2029/30	81.70	82.28	81.19
SZ_III_CH			
2025/26	47.46	48.01	46.81
2029/30	54.63	55.19	54.00
SZ_IV_CH			
2025/26	33.01	33.45	32.12
2029/30	28.45	28.92	27.59

Tabelle 3.2.3: Durchschnittlicher Erlös (EUR/MWh) in den hydrologischen Jahren für Marktgebiet CH unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Tabellen 3.2.3 und 3.2.4 weisen den erzielbaren Erlös in EUR/MWh und CHF/MWh für Speicherkraftwerke in den gelisteten hydrologischen Jahren aus. Da dieses Vorgehen auf eine tägliche Neuberechnung des Trigger-Preises verzichtet, dürfen wir das auf Wochenbasis berechnete Erlöspotenzial als konservative Schätzung für die real erzielbaren Erlöse der Speicherkraftwerke ansehen.

	Speicherkraftwerke		
Erlös (CHF/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2008/09	107.27	108.81	102.20
2009/10	87.96	90.91	87.33
2010/11	82.80	82.96	80.71
2011/12	78.25	80.21	76.62
2012/13	69.23	71.37	67.63
2013/14	59.05	60.02	56.84
2014/15	51.92	53.47	50.98
2015/16	46.87	47.56	45.24
HPFC 21.07.17			
2017/18	52.41	53.16	51.04
2018/19	50.57	51.41	49.31
2019/20	50.17	51.06	49.01
2020/21	50.75	51.60	49.60
SZ_I_CH			
2025/26	51.26	51.71	50.25
2029/30	44.70	45.17	43.71
SZ_II_CH			
2025/26	75.48	76.12	74.88
2029/30	89.87	90.51	89.31
SZ_III_CH			
2025/26	52.20	52.81	51.49
2029/30	60.10	60.71	59.41
SZ_IV_CH			
2025/26	36.31	36.80	35.33
2029/30	31.30	31.81	30.35

Tabelle 3.2.4: Durchschnittlicher Erlös (CHF/MWh) in den hydrologischen Jahren für Marktgebiet CH (Berechnungen des ior/cf-HSG).

Der Vollständigkeit wegen und insbesondere um den Euro-Einfluss zu quantifizieren, werden in den nachfolgenden Tabellen 3.2.5 und 3.2.6 die Triggerpreise und Erlöse in CHF/MWh ausgewiesen, in Analogie zu den Tabellen 3.2.1 und 3.2.2, die diese Werte in EUR/MWh ausweisen.

Winter	Speicherkraftwerke		
Trigger (CHF/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2008/09 W	124.02	133.01	135.24
2009/10 W	93.27	90.40	90.95
2010/11 W	85.61	86.06	84.75
2011/12 W	83.38	82.86	81.71
2012/13 W	71.32	71.71	70.41
2013/14 W	63.18	63.25	62.02
2014/15 W	53.76	55.10	53.26
2015/16 W	50.87	51.83	50.17
HPFC 21.07.17			
2017/18 W	55.61	56.79	54.71
2018/19 W	54.94	55.86	54.03
2019/20 W	53.91	54.98	53.28
2020/21 W	53.92	55.09	53.22
SZ_I_CH			
2025/26 W	52.68	54.62	55.51
2029/30 W	46.01	47.96	48.85
SZ_II_CH			
2025/26 W	76.08	78.03	78.93
2029/30 W	90.43	92.39	93.28
SZ_III_CH			
2025/26 W	52.91	54.86	55.76
2029/30 W	60.80	62.75	63.64
SZ_IV_CH			
2025/26 W	37.53	39.47	40.37
2029/30 W	32.43	34.38	35.28

Sommer	Speicherkraftwerke		
Trigger (CHF/MWh)	CH	VS	GR
SWISSIX			
2009 S	57.68	60.04	56.49
2010 S	68.39	71.70	65.67
2011 S	70.84	70.42	62.74
2012 S	58.89	61.49	54.12
2013 S	54.68	55.67	47.11
2014 S	42.80	44.38	38.91
2015 S	38.73	41.27	35.92
2016 S	34.50	35.72	32.14
HPFC 21.07.17			
2018 S	41.33	42.83	39.34
2019 S	39.44	40.98	37.49
2020 S	39.56	41.22	37.53
2021 S	40.29	41.78	38.27
SZ_I_CH			
2026 S	38.88	40.08	38.72
2030 S	32.35	33.55	32.19
SZ_II_CH			
2026 S	64.82	66.02	64.66
2030 S	79.52	80.72	79.36
SZ_III_CH			
2026 S	40.93	42.13	40.77
2030 S	48.98	50.18	48.82
SZ_IV_CH			
2026 S	23.94	25.14	23.78
2030 S	18.97	20.17	18.81

Tabelle 3.2.5: Durchschnittlicher Triggerpreise (CHF/MWh) in den Winter- und Sommermonaten der hydrologischen Jahre für Marktgebiet CH unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Winter		Speicherkraftwerke		
Erlös (CHF/MWh)	CH	VS	GR	
SWISSIX				
2008/09 W	143.74	147.45	148.83	
2009/10 W	104.81	103.05	103.13	
2010/11 W	91.52	91.76	90.95	
2011/12 W	92.07	92.33	91.59	
2012/13 W	79.28	79.31	78.54	
2013/14 W	70.76	70.76	70.02	
2014/15 W	61.10	61.97	60.86	
2015/16 W	55.71	56.44	55.28	
HPFC 21.07.17				
2017/18 W	60.69	61.47	60.28	
2018/19 W	59.43	60.07	59.00	
2019/20 W	58.55	59.19	58.12	
2020/21 W	58.95	59.61	58.47	
SZ_I_CH				
2025/26 W	59.19	60.00	60.50	
2029/30 W	52.52	53.34	53.84	
SZ_II_CH				
2025/26 W	82.60	83.41	83.92	
2029/30 W	96.95	97.77	98.27	
SZ_III_CH				
2025/26 W	59.43	60.24	60.75	
2029/30 W	67.32	68.13	68.63	
SZ_IV_CH				
2025/26 W	44.04	44.86	45.36	
2029/30 W	38.95	39.77	40.27	

Sommer		Speicherkraftwerke		
Erlös (CHF/MWh)	CH	VS	GR	
SWISSIX				
2009 S	69.13	70.68	68.34	
2010 S	76.83	78.87	75.36	
2011 S	76.34	76.14	72.76	
2012 S	66.56	67.44	64.45	
2013 S	63.36	63.42	59.44	
2014 S	48.77	49.55	46.85	
2015 S	44.45	45.89	43.11	
2016 S	38.03	38.77	36.95	
HPFC 21.07.17				
2018 S	45.25	46.04	44.09	
2019 S	43.28	44.05	42.18	
2020 S	43.44	44.20	42.34	
2021 S	44.16	44.93	43.06	
SZ_I_CH				
2026 S	43.41	44.05	43.16	
2030 S	36.88	37.52	36.63	
SZ_II_CH				
2026 S	69.35	69.99	69.10	
2030 S	84.05	84.69	83.80	
SZ_III_CH				
2026 S	45.46	46.10	45.21	
2030 S	53.51	54.15	53.26	
SZ_IV_CH				
2026 S	28.47	29.11	28.22	
2030 S	23.50	24.14	23.25	

Tabelle 3.2.6: Durchschnittlicher Erlös (CHF/MWh) in den Winter- und Sommermonaten der hydrologischen Jahre für Marktgebiet CH unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

3.3. Speicherkraftwerke – Bewertung im Asset-backed Trading

Für die Vermarktung der flexiblen Speicherkraftwerk-Kapazitäten im Rahmen des *Asset-backed Tradings* stehen Handelsplattformen zur Verfügung, die alle europäischen Marktgebiete umfassen. Die Schweizer Stromproduzenten haben Zugang zu diesen internationalen Handelsplätzen, die über die Day-Ahead-Auktionen hinaus einen zeitstetigen Stromhandel ermöglichen. Da für ein *Asset-backed Trading* primär die Marktgebiete in den Nachbarstaaten der Schweiz von Bedeutung sind, legen wir für diese Studie die Strombörse EPEX-Spot mit den Marktgebieten Schweiz (CH) und Deutschland/Österreich (D/A) als repräsentativen Markt zugrunde. Für das Marktgebiet D/A existiert innerhalb der Strombörse EPEX-Spot zusätzlich zur täglichen Day-Ahead-Auktion (D/A) ein Intra-Day-Handel (ID-Handel), der als zeitstetiger Stromhandel eine wichtige Bedeutung für das *Asset-backed Trading* hat.

In der Folge bestimmen wir in einem ersten Schritt – analog zu oben - die wöchentlichen Trigger-Preise sowie die dazugehörigen Erlöse für die Day-Ahead Auktion des Marktgebiet D/A und mitteln diese über die hydrologischen Halbjahre Winter und Sommer (Tabelle 3.3.1). Wir erhalten somit die erzielbaren Erlöse je MWh für die physische Lieferung in den Winter- und Sommer-Monaten der jeweiligen hydrologischen Jahre ausgewiesen (Tabelle 3.3.2). Dadurch ist auch jeweils für die Halbjahre der *innere Wert* der flexiblen Turbinen-Kapazität bestimmt, der in die Erlöse der *physischen Lieferung* einfließt.

Für die Bestimmung des zusätzlichen Erlöspotenzials aus dem *Asset-backed Trading* legen wir in einem zweiten Schritt als Referenzmodell das Optionspreis-Modell nach Black-Scholes zugrunde. Das Black-Scholes-Modell dient in dieser Studie lediglich als Benchmark. Stromhändler greifen in der Regel im Rahmen ihres *Asset-backed Tradings* auf allgemeine Preismodelle zurück, um die Realität der Preisdynamiken besser abzubilden.

Winter	Speicherkraftwerke		
Trigger (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2008/09 W	56.17	64.05	67.00
2009/10 W	46.46	43.97	44.39
2010/11 W	56.73	57.58	55.20
2011/12 W	51.58	51.33	49.78
2012/13 W	47.08	47.50	45.78
2013/14 W	39.53	39.09	37.42
2014/15 W	35.36	37.46	34.62
2015/16 W	32.14	34.15	31.31
2016/17 W	43.97	46.19	42.31
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18 W	40.80	42.57	40.35
2018/19 W	38.36	40.06	37.81
2019/20 W	37.37	39.04	36.68
2020/21 W	37.86	39.88	37.53
2021/22 W	38.91	40.99	38.44
Sz_I (Phelix)			
2025/26 W	39.66	41.37	39.04
2029/30 W	34.91	36.62	34.29
Sz_II (Phelix)			
2025/26 W	56.35	58.07	55.75
2029/30 W	66.60	68.32	65.98
Sz_III (Phelix)			
2025/26 W	39.82	41.54	39.21
2029/30 W	45.45	47.17	44.84
Sz_IV (Phelix)			
2025/26 W	28.85	30.57	28.24
2029/30 W	25.22	26.94	24.60

Sommer	Speicherkraftwerke		
Trigger (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2009 S	37.71	38.98	36.89
2010 S	47.35	49.71	46.32
2011 S	57.45	57.00	50.76
2012 S	46.55	49.14	42.82
2013 S	40.74	42.53	34.96
2014 S	34.07	35.49	30.76
2015 S	32.90	36.34	29.81
2016 S	29.05	30.71	26.54
2017 S	35.08	36.78	32.53
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2018 S	32.36	33.94	29.51
2019 S	30.06	31.64	27.09
2020 S	30.10	31.76	27.11
2021 S	31.08	32.67	28.15
2022 S	32.11	33.63	29.50
Sz_I (Phelix)			
2026 S	31.48	33.05	28.58
2030 S	26.82	28.39	23.92
Sz_II (Phelix)			
2026 S	49.99	51.56	47.09
2030 S	60.48	62.05	57.58
Sz_III (Phelix)			
2026 S	32.94	34.52	30.04
2030 S	38.68	40.26	35.79
Sz_IV (Phelix)			
2026 S	20.82	22.39	17.92
2030 S	17.27	18.85	14.37

Tabelle 3.3.1: Durchschnittlicher Triggerpreise (EUR/MWh) in den Winter- und Sommermonaten der hydrologischen Jahre für Marktgebiet D/A unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Winter	Speicherkraftwerke			Sommer	Speicherkraftwerke		
	Erlös (EUR/MWh)	CH	VS		GR	Erlös (EUR/MWh)	CH
PHELIX				PHELIX			
2008/09 W	76.48	80.47	81.99	2009 S	45.27	46.41	44.79
2009/10 W	55.95	54.45	54.53	2010 S	53.24	54.83	52.43
2010/11 W	64.90	65.27	64.11	2011 S	62.83	62.64	59.61
2011/12 W	61.72	61.40	60.46	2012 S	54.26	55.42	52.47
2012/13 W	57.35	57.51	56.50	2013 S	49.26	49.83	46.12
2013/14 W	50.84	50.59	49.47	2014 S	40.17	40.97	38.24
2014/15 W	46.17	47.32	45.63	2015 S	40.48	42.26	38.63
2015/16 W	40.16	41.26	39.41	2016 S	33.87	34.84	32.40
2016/17 W	54.65	55.78	53.37	2017 S	39.86	40.82	38.49
HPFC PHELIX (21.07.17)				HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18 W	46.75	47.63	46.33	2018 S	36.91	37.74	35.45
2018/19 W	44.06	44.89	43.65	2019 S	34.41	35.28	33.07
2019/20 W	43.16	43.99	42.73	2020 S	34.69	35.55	33.29
2020/21 W	43.73	44.52	43.31	2021 S	35.67	36.55	34.25
2021/22 W	44.64	45.47	44.28	2022 S	36.29	37.11	35.06
Sz_I (Phelix)				Sz_I (Phelix)			
2025/26 W	45.42	46.26	45.00	2026 S	35.99	36.82	34.54
2029/30 W	40.67	41.50	40.24	2030 S	31.33	32.16	29.88
Sz_II (Phelix)				Sz_II (Phelix)			
2025/26 W	62.12	62.96	61.70	2026 S	54.50	55.33	53.05
2029/30 W	72.36	73.20	71.94	2030 S	64.99	65.82	63.54
Sz_III (Phelix)				Sz_III (Phelix)			
2025/26 W	45.59	46.43	45.17	2026 S	37.45	38.28	36.00
2029/30 W	51.22	52.06	50.79	2030 S	43.20	44.03	41.75
Sz_IV (Phelix)				Sz_IV (Phelix)			
2025/26 W	34.61	35.45	34.19	2026 S	25.33	26.16	23.88
2029/30 W	30.98	31.82	30.56	2030 S	21.78	22.61	20.33

Tabelle 3.3.2: Durchschnittlicher Erlös (EUR/MWh) in den Winter- und Sommermonaten der hydrologischen Jahre für Marktgebiet D/A unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Der Zeitwert der der flexiblen Speicherkraftkapazität zugrundeliegenden Option bestimmt den Erlös aus dem *Asset-backed Trading*. Der Optionswert lässt sich mit einer Replikationsstrategie realisieren. Weicht der Stromhändler von dieser Replikationsstrategie ab, so öffnet er ein zusätzliches Risiko-Exposure und läuft damit Gefahr, dass der Zeitwert der Option verloren geht. Die Replikationsstrategie basiert innerhalb des *Asset Pricings* auf dem sogenannten *Martingale-Pricing* und erlaubt die Erwirtschaftung jener Prämie, die sich mittels einer dynamischen Absicherung erwirtschaften lässt. Das Konzept des *Martingale-Pricing* beruht dabei auf der Annahme, dass der Stromhändler weder für die nächste Minute, noch für die nächsten

Stunden prognostizieren kann, ob die Marktpreise steigen oder fallen. Weicht der Händler im Rahmen der Replikation von dieser Annahme ab, weil er denkt, den Strommarkt zumindest für einen bestimmten Zeitraum vorhersagen zu können, öffnet er ein Risiko-Exposure.

Der für diese Studie verwendete Black-Scholes Ansatz führt zu sehr konservativen Ergebnissen, weil zum einen die Volatilität stark unterschätzt wird und zum anderen eine Einbindung von Sprungdynamiken in den Spotpreisprozessen den Wert einer Option erhöhen. Eine Verallgemeinerung dieser Spotpreisprozesse führt zum skizzierten Martingale-Pricing. Technisch gilt es natürlich bereits bei der Day-Ahead Auktion die Replikationsstrategie anzuwenden. Hier gilt es die Volatilität sowohl für den zeitstetigen Handel wie auch für die Preise der Stundenprodukte in der Day-ahead Auktion zugrunde zu legen. Stromhändler greifen in der Realität im Rahmen ihres *Asset-backed Tradings* auf allgemeine Preismodelle, wie zum Beispiel Sprung-Diffusions-Prozesse zurück, um die Realität der Preisdynamiken besser abzubilden.

In unserer Studie bestimmen wir den im *Asset-backed Trading* erzielbaren Erlös aus dem Zeitwert, der mit dem Black-Scholes Ansatz resultiert. Für die Bewertung der zugrundeliegenden Option legen wir einen Zinssatz von 0 zugrunde, da sich – unabhängig vom derzeit tiefen Zinsniveau - im kurzfristigen Stromhandel die Laufzeiten der Stundenprodukte sich nur bis maximal 32 Stunden erstrecken. Für die Volatilität wählen wir fix 150% und verweisen auf die publizierten historischen Volatilitäten für Epex-Spot in [6]. Daraus ist ersichtlich, dass 150% eine untere Schranke für die empirisch ausgewiesenen Volatilitäten seit 2009 darstellt, womit auch die resultierende Optionsprämie, und damit der erzielbare Erlös aus dem *Asset-backed Trading* eine konservative Schätzung liefert.

Die Erlöse in Tabelle 3.2.2 entsprechen den Durchschnittspreisen jener Stunden, deren Auktionspreis über dem Triggerpreis liegt. Da der Erlös aus der Day-Ahead Auktion immer grösser als der Triggerpreis ausfällt, besitzt die Option einen positiven inneren Wert und einen Zeitwert. Der Innere Wert ist definiert durch die Differenz zwischen Erlös und Trigger. Der erzielbare Erlös aus dem *Asset-backed Trading* bestimmt sich somit aus der Differenz zwischen Optionsprämie und innerer Wert. Diese Werte sind für die hydrologischen Halbjahre in Tabelle 3.3.3 und für die hydrologischen Jahre in Tabelle 3.3.4 zusammengefasst.

Asset Backed Trading (Vola 150%)			
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2008/09 W	26.73	31.67	33.54
2009/10 W	23.42	21.89	22.18
2010/11 W	29.28	29.84	28.29
2011/12 W	26.08	25.96	25.01
2012/13 W	23.61	23.89	22.82
2013/14 W	19.33	19.06	18.07
2014/15 W	17.17	18.48	16.74
2015/16 W	15.94	17.20	15.47
2016/17 W	15.61	16.59	14.08
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18 W	21.04	22.18	20.79
2018/19 W	19.76	20.86	19.43
2019/20 W	19.20	20.28	18.77
2020/21 W	19.45	20.81	19.30
2021/22 W	20.06	21.44	19.78
Sz_I (Phelix)			
2025/26 W	20.46	21.57	20.08
2029/30 W	17.87	18.98	17.49
SZ_II			
2025/26 W	29.56	30.68	29.19
2029/30 W	35.15	36.28	34.77
Sz_III (Phelix)			
2025/26 W	20.54	21.66	20.18
2029/30 W	23.61	24.73	23.24
Sz_IV (Phelix)			
2025/26 W	14.58	15.68	14.20
2029/30 W	12.60	13.70	12.23

Asset Backed Trading (Vola 150%)			
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2009 S	19.04	19.76	18.53
2010 S	24.62	26.07	24.02
2011 S	30.24	29.94	25.89
2012 S	23.82	25.52	21.42
2013 S	20.51	21.72	16.89
2014 S	17.35	18.24	15.29
2015 S	16.43	18.62	14.53
2016 S	14.87	15.91	13.30
2017 S	25.01	26.54	24.04
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2018 S	16.72	17.73	14.90
2019 S	15.50	16.51	13.57
2020 S	15.48	16.54	13.55
2021 S	16.02	17.03	14.13
2022 S			
Sz_I (Phelix)			
2026 S	16.25	17.26	14.39
2030 S	13.71	14.72	11.86
SZ_II			
2026 S	26.35	27.36	24.47
2030 S	32.07	33.09	30.19
Sz_III (Phelix)			
2026 S	17.05	18.06	15.18
2030 S	20.18	21.19	18.31
Sz_IV (Phelix)			
2026 S	10.45	11.45	8.62
2030 S	8.53	9.52	6.71

Abbildung 3.3.3: Zeitwert der der flexiblen Speicherkraftwerkkapazitäten zugrundeliegende Option auf Basis Black-Scholes unterteilt in CH, VS, GR für gelisteten hydrologischen Halbjahre Winter und Sommer (Berechnungen des ior/cf-HSG).

	Asset Backed Trading		
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2008/09	22.89	25.72	26.03
2009/10	24.02	23.98	23.10
2010/11	29.76	29.89	27.09
2011/12	24.95	25.74	23.21
2012/13	22.06	22.80	19.86
2013/14	18.34	18.65	16.68
2014/15	16.80	18.55	15.63
2015/16	15.40	16.55	14.39
2016/17	20.31	21.57	19.06
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18	18.88	19.96	17.84
2018/19	17.63	18.69	16.50
2019/20	17.34	18.41	16.16
2020/21	17.73	18.92	16.71
2021/22	18.36	19.54	17.37
Sz_I (Phelix)			
2025/26	18.35	19.41	17.23
2029/30	15.79	16.85	14.68
Sz_II (Phelix)			
2025/26	27.95	29.02	26.83
2029/30	33.61	34.69	32.48
Sz_III (Phelix)			
2025/26	18.80	19.86	17.68
2029/30	21.89	22.96	20.78
Sz_IV (Phelix)			
2025/26	12.51	13.56	11.41
2029/30	10.56	11.61	9.47

Abbildung 3.3.4: Zeitwert der der flexiblen Speicherkraftwerkkapazitäten zugrundeliegende Option für die gelisteten hydrologischen Jahre unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Um den Gesamterlös für die Speicherkraftwerke zu erhalten, verbleiben die Erlöse aus der *physischen Lieferung* (i.e. aus Day-Ahead Vermarktung) im Marktgebiet D/A (Tabelle 3.3.5) zu jenen Erlösen aus dem *Asset-backed Trading* im Marktgebiet D/A (3.3.4) zu addieren. Die resultierenden Gesamterlöse sind in EUR/MWh und in CHF/MWh in den Tabellen 3.3.6 und 3.3.7 zusammengefasst.

Day-Ahead Markt	Speicherkraftwerke		
Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2008/09	62.15	63.46	60.58
2009/10	54.07	54.25	52.93
2010/11	63.21	63.45	61.51
2011/12	57.51	58.26	55.98
2012/13	52.29	53.55	50.59
2013/14	45.00	45.63	43.02
2014/15	43.03	44.63	41.77
2015/16	37.13	37.88	35.56
2016/17	46.09	47.66	44.82
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18	41.35	42.18	40.05
2018/19	38.59	39.60	37.59
2019/20	38.24	39.23	37.27
2020/21	39.10	39.98	38.06
2021/22	39.97	40.73	38.93
Sz_I (Phelix)			
2025/26	40.03	41.01	38.96
2029/30	35.36	36.37	34.29
Sz_II (Phelix)			
2025/26	57.36	58.32	56.54
2029/30	67.61	68.53	66.86
Sz_III (Phelix)			
2025/26	40.76	41.79	39.83
2029/30	46.38	47.39	45.49
Sz_IV (Phelix)			
2025/26	29.39	30.43	28.29
2029/30	25.83	26.89	24.73

Abbildung 3.3.5: Erlös (EUR/MWh) aus der Day-Ahead Vermarktung der Speicherkapazitäten im Marktgebiet (D/A) für die gelisteten hydrologischen Jahre unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG).

Day-Ahead Markt & Asset-backed Trading	Speicherkraftwerke		
Gesamt-Erlös (EUR/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2008/09	85.03	89.17	86.61
2009/10	78.09	78.23	76.03
2010/11	92.97	93.34	88.60
2011/12	82.46	84.00	79.19
2012/13	74.35	76.36	70.45
2013/14	63.34	64.28	59.70
2014/15	59.83	63.18	57.40
2015/16	52.53	54.43	49.95
2016/17	66.40	69.22	63.88
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18	60.23	62.13	57.89
2018/19	56.22	58.28	54.09
2019/20	55.58	57.65	53.43
2020/21	56.83	58.90	54.77
2021/22	58.33	60.27	56.30
Sz_I (Phelix)			
2025/26	58.38	60.43	56.20
2029/30	51.15	53.22	48.96
Sz_II (Phelix)			
2025/26	85.31	87.34	83.37
2029/30	101.22	103.21	99.34
Sz_III (Phelix)			
2025/26	59.55	61.64	57.51
2029/30	68.28	70.35	66.26
Sz_IV (Phelix)			
2025/26	41.90	44.00	39.70
2029/30	36.39	38.50	34.20

Abbildung 3.3.6: Gesamterlös (EUR/MWh) aus Vermarktung der Speicherkapazitäten inkl. *Asset-backed Trading* für die gelisteten hydrologischen Jahre unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG).

Day-Ahead Markt & Asset-backed Trading	Speicherkraftwerke		
Gesamterlös (CHF/MWh)	CH	VS	GR
PHELIX			
2008/09	128.70	134.97	131.09
2009/10	111.54	111.73	108.59
2010/11	116.81	117.28	111.32
2011/12	99.83	101.69	95.87
2012/13	91.10	93.56	86.31
2013/14	77.33	78.48	72.89
2014/15	65.74	69.42	63.08
2015/16	57.34	59.41	54.52
2016/17	73.04	76.14	70.26
HPFC PHELIX (21.07.17)			
2017/18	66.25	68.35	63.68
2018/19	61.84	64.11	59.50
2019/20	61.14	63.41	58.77
2020/21	62.52	64.79	60.25
2021/22	64.16	66.29	61.93
Sz_I (Phelix)			
2025/26	64.22	66.47	61.82
2029/30	56.27	58.54	53.86
Sz_II (Phelix)			
2025/26	93.84	96.08	91.71
2029/30	111.35	113.53	109.28
Sz_III (Phelix)			
2025/26	65.51	67.81	63.26
2029/30	75.10	77.38	72.89
Sz_IV (Phelix)			
2025/26	46.09	48.39	43.67
2029/30	40.03	42.35	37.62

Abbildung 3.3.7: Gesamterlös (CHF/MWh) aus Vermarktung der Speicherkapazitäten inkl. *Asset-backed Trading* für die gelisteten hydrologischen Jahre unterteilt in CH, VS, GR (Berechnungen des ior/cf-HSG)

CHF/MWh	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Gesamterlös Schweiz	107.27	87.96	82.80	78.25	69.23	59.05	51.92	46.87	51.81	52.41	50.57	50.17	50.75
Asset Backed Trading	21.43	23.57	34.02	21.57	21.87	18.27	13.83	10.47	21.23	13.84	11.28	10.97	11.77
TOTAL Gesamterlös	128.70	111.54	116.81	99.83	91.10	77.33	65.74	57.34	73.04	66.25	61.84	61.14	62.52

Tabelle 3.3.8: Zusatzerlöse für Schweizer Stromproduzenten im *Asset-backed Trading* (Berechnungen des ior/cf-HSG).

In Tabelle 3.3.8 sind jene Zusatzerlöse ausgewiesen, die auf Basis des Referenzmarktes Epex-Spot (Marktgebiet D/A) Schweizer Stromproduzenten gegenüber dem Heimmarkt (Day-Ahead Auktion im Marktgebiet CH) aus dem *Asset-backed Trading* erzielen können

4. Bezug zu den Systemdienstleistungen

Dem Schreiben der ElCom [3] – worauf bereits im Rahmen eines Medienberichts der NZZ über die Strombranche am 8. Juli 2017 Bezug genommen wurde - ist zu entnehmen, dass die Erlöse aus den Systemdienstleistungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einfließen. Für das Jahr 2016 werden diese unter Verweis auf den Geschäftsbericht der Swissgrid mit 200 Mio. CHF quantifiziert.

Die Systemdienstleistungen sind Teil des *Asset-backed Tradings*. Wenn wir den in Tabelle 3.3.8 für das hydrologische Jahr 2015/16 ausgewiesenen Zusatzerlös fürs *Asset-backed Trading* in Höhe von 10.47 CHF/MWh nehmen und diesen mit der Produktionsmenge aus Speicherkraft von gerundet 20 TWh multiplizieren, so erhalten wir 210 Mio. CHF.

Auf der einen Seite wird für die Bereitstellung der Regelernergie nicht die gesamte Kapazität der Schweizer Speicherkraftwerke benötigt, auf der anderen Seite wird Regelernergie bezogen, die auch einen Marktwert – in 2016 46.87 CHF/MWh - besitzt.

Gehen wir davon aus, dass ca. 20% der Speicherkapazität von Swissgrid nachgefragt wird, um in der Folge die notwendige Regelernergie im Umfang von ca. 1 TWh pro Jahr abrufen zu können. Damit verbleiben 80% der Speicherkapazität für das übrige *Asset backed Trading*.

Fokussieren wir uns nun auf das Jahr 2016, das einen Marktwert für die physische Lieferung von 46.87 CHF/MWh (Tabelle 3.2.4) ausweist. Damit besitzt die Regelernergie in der Höhe von 1 TWh einen Marktwert von 46.87 Mio. CHF. Stehen nur 80% der Speicherkapazität für den Stromhandel (i.e. innerhalb des übrigen *Asset-backed Trading*) zur Verfügung, so wären auch die aus dem Stromhandel entgangenen Erlöse von 10.47 CHF/MWh über die Einnahmen der Systemdienstleistungen zu kompensieren. Mit einer Vorhaltung von 20% der Speicherkapazität werden in der Schweiz gerundet 4 TWh produziert. Damit entgehen dem Stromproduzenten nebst der 46.87 Mio. CHF noch weitere $10.47 \text{ Mio.} * 4 \text{ (TWh)} = 41.88 \text{ Mio. CHF}$ an Erlösen im Stromhandel. Die fehlende Produktion von 3 TWh wird nur „vertagt“, weshalb der Marktwert zu einem späteren Zeitpunkt erwirtschaftet wird.

Gesamthaft wären also 88.75 Mio. CHF aus den Einnahmen der SDL zu kompensieren. Konkret haben auf Basis der Bewertung des Stromhandels mit dem konservativen Black-Scholes-Ansatz 2016 die Systemdienstleistungen zu Mehreinnahmen in der Höhe von gerundet 110 Mio. CHF geführt.

Um die Sensitivität bzgl. Vorhaltung aufzuzeigen, nehmen wir jetzt ergänzend den Fall an, dass 30% der Schweizer Speicherkraftkapazität vorzuhalten sei, um 1 TWh an Regelenergie bereitstellen zu können. Der Marktwert der Regelenergie bleibt unverändert bei 46.87 Mio. CHF. Die für den Stromhandel fehlende Produktionsmenge aus Speicherkraft erhöht sich auf 6 TWh. Damit läge der Break-Even-Wert für die Einnahmen aus den Systemdienstleistungen bei 46.87 Mio. + 10.47 Mio. * 6 (TWh) = 109.69. Selbst bei diesen Annahmen liefern 2016 SDL Mehreinnahmen in der Höhe von gerundeten 90 Mio. CHF.

Wendet man diese Break-Even Berechnungen auf Basis obiger Ergebnisse und den aus den Geschäftsberichten der Swissgrid publizierten Zahlen für SDL-Aufwendungen für die Jahre 2008/09 bis 2014/15 an, so bestätigen sich diese Grössenordnungen an Mehreinnahmen durchgehend.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf den Day-Ahead-Auktionen fürs Marktgebiet Schweiz (CH) ist das Erlöspotenzial für eine *physische Lieferung* der Schweizer Speicherkraftwerke von 10.7 Rp./kWh im hydrologischen Jahr 2008/09 auf 4.69 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 5.02 und 5.18 Rp./kWh bis 2020/21.

Unter Einbindung des *Asset-backed Tradings* sind für Schweizer Produzenten die mittels flexibler Speicherkraft erzielbaren Zusatzerlöse von 2.14 Rp./kWh 2008/09 auf 3.40 Rp./kWh 2010/11 gestiegen und anschliessend bis auf 1.05 Rp./kWh 2015/16 gesunken. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 1.18 und 1.38 Rp./kWh bis 2020/21.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Speicherkraftwerke ist von 12.87 Rp./kWh 2008/09 auf 5.73 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 6.11 und 6.62 Rp./kWh bis 2020/21.

Speicherkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös D-A (CH)	10.73	8.80	8.28	7.83	6.92	5.91	5.19	4.69	5.18	5.24	5.06	5.02	5.07
Asset Based Trading	2.14	2.36	3.40	2.16	2.19	1.83	1.38	1.05	2.12	1.38	1.13	1.10	1.18
Gesamterlös	12.87	11.15	11.68	9.98	9.11	7.73	6.57	5.73	7.30	6.62	6.18	6.11	6.25

Tabelle 5.1: Erlöse (in Rp./kWh) für Speicherkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Jene Werte, die sich auf das aktuelle hydrologische Jahr 2016/17 beziehen, umfassen einerseits die historischen Werte bis Juni 2017, während die Werte zwischen Juni 2017 und Ende September 2017 den kurzfristigen Dotierungen und der daraus abgeleiteten stündlichen Forward-Preiskurve des Handelstags 21. Juli 2017 unterliegen. Die

verglichen mit dem Vorjahr ausgewiesenen höheren Erlöse liegen in den höheren Day-Ahead-Preisen des ablaufenden hydrologischen Jahrs begründet. Demnach dürfen die Schweizer Produzenten aktuell für die Speicherkraft mit einem Gesamterlös von 7.30 Rp./kWh rechnen, der sich aus einem Anteil für die *physische Lieferung* in der Höhe von 5.18 Rp./kWh und einem Anteil aus dem *Asset-backed Trading* in der Höhe von 2.12 Rp./kWh zusammensetzt.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Laufwasserkraft ist von 7.27 Rp./kWh 2008/09 auf 3.58 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 4.07 und 4.19 Rp./kWh bis 2020/21.

Laufwasserkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.13	4.19	4.03	4.01	4.07

Tabelle 5.2: Erlös (in Rp./kWh) für Laufwasserkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Auf die längere Frist bis 2029/30 ist für das Erlöspotenzial der Schweizer Speicherkraft mit einer Bandbreite zwischen 4.0 Rp./kWh und 11.1 Rp./kWh und für das Erlöspotenzial der Schweizer Laufwasserkraft mit einer Bandbreite zwischen 2.1 Rp./kWh und 8.0 Rp./kWh zu rechnen.

Das Erlöspotenzial der Walliser Speicherkraftwerke fällt um ca. 2% höher als der Schweizer Durchschnitt aus, jenes der Graubündner Speicherkraftwerke um ca. 2% tiefer. Das liegt daran, dass relativ zur Zufluss-Menge bzw. zum Speicher-Volumen die Turbinen-Kapazitäten im Kanton Wallis flexibler genutzt werden können. Dies spiegelt sich nicht nur in den höheren Zusatz-Erlösen im Rahmen des *Asset-backed Tradings* wieder, sondern bereits im höheren *inneren Wert* der Walliser Speicherkraftwerke.

Die in der *swisselectric*-Studie [4] ausgewiesenen „Optimierte Erträge“ für Speicher- und Laufwasserkraft stimmen mit den von uns für die Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet Schweiz) erzielten Erlösen überein.

So wird in [4, Seite 21, Tabelle 2] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ für die Speicherkraft der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 5.19 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 5.1 für das hydrologische Jahr Oktober 2014 - September 2015 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] unter „Optimierte Erträge“ der Wert 6.8 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Speicherkraft 6.83 Rp./kWh.

Für die Laufwasserkraft wird in [4] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ der Wert 4.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 4.01 Rp./kWh, die wir als

Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 5.2 für das hydrologische Jahr 2014/15 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] für die Laufwasserkraft unter „Optimierte Erträge“ der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Laufwasserkraft 5.28 Rp./kWh.

Damit werden in der *swisselectric*-Studie die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ausschliesslich auf den Erträgen aus den Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet CH) abgestützt. Jene zusätzlichen Erträge, die mittels der Schweizer Speicherkraftkapazitäten aus dem *Asset-backed Trading* erwirtschaftet werden, sind nicht berücksichtigt. Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass im Rahmen der Overheadkosten [4, Seite 21], die mit 0.8 Rp/kWh quantifiziert werden, die Aufwendungen für den Stromhandel – und damit auch die Aufwendungen für das *Asset-backed Trading* – mitberücksichtigt sind.

Systemdienstleistungen und klassischer Stromhandel bilden das *Asset-backed Trading* der Schweizer Stromproduzenten. Wenn die EVU mehrheitlich von positiven Jahresergebnissen berichten, darf man nebst dem stabilisierenden Effekt aus den regulierten Aktivitäten (unter Verweis auf [3]) auch die zusätzlichen Erträge aus dem *Asset-backed Trading* dazu zählen, da diese Erträge in direktem Zusammenhang mit den Speicherkraftwerken in den Gebirgskantonen stehen.

Abschliessend sei noch zu erwähnen, dass wir in unserer Studie das Marktgebiet D/A als Referenzmarkt für das *Asset-backed Trading* gewählt haben. Die Methode liesse sich auch für die beiden übrigen angrenzenden Marktgebiete Frankreich und Italien anwenden, womit sich für das *Asset-backed Trading* der damit verbundene Mehrwert für Schweizer Stromproduzenten quantifizieren liesse.

6. Dokumente

[1] BFE (2017): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2015*.

[2] BFE (2016): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2016)*.

[3] ElCom (2017): *Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2*; Bericht der ElCom zuhanden der UREK-N betreffend Fragen der UREK-N im Schreiben vom 6. Juni 2017.

[4] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.

[5] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*. SCCER-CREST WP3 Working Papers.

[6] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).