

Die Rolle des Stromhandels in der Schweizer Stromwirtschaft

White Paper

Karl Frauendorfer, Robert Gutsche
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

12. März 2019

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

Prof. Dr. Karl Frauendorfer ist Ordinarius für Operations Research an der Universität St. Gallen, Mitglied der School of Finance und Direktor des ior/cf-HSG.

Prof. Robert Gutsche, PhD ist Assistenzprofessor für Finanz- und Rechnungswesen an der Universität St.Gallen, Mitglied der School of Management und Leiter des Competence Centers Security Analysis innerhalb des ior/cf-HSG.

Zusammenfassung

Die Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft wurde von der Schweizer Strombranche mit Bezug auf die vollständigen Gestehungskosten, BFE 2018 [1c], stark in Frage gestellt. Diese vollständigen Gestehungskosten umfassen insbesondere auch Wasserzinsen, Eigenkapitalkosten und Overhead für die Vermarktung von Strom. Gestützt auf unsere Analysen wurden für die Preisdynamiken der letzten 5 Jahre an den Strombörsen und bezogen auf die vollständigen Gestehungskosten ein kalkulatorischer Überschuss von jährlich CHF 408 Mio. errechnet, der mit der Vermarktung sowohl der physischen Lieferungen als auch der Schweizer Kraftwerkskapazitäten erzielbar gewesen wäre. Mit Juni 2018 ist das Schweizer Marktgebiet nicht mehr integraler Teil des grenzüberschreitenden Europäischen Spothandels. Damit reduziert sich der jährliche Überschuss zukünftig auf CHF ca. 188 Mio., sofern das tiefe durchschnittliche Preisniveau der letzten 5 Jahre nicht weiter unterschritten wird.

Für den *Eigenhandel (Proprietary Trading)* von *Alpiq* bzw. *Axpo* wurden über die letzten vier Jahre kalkulatorische Verluste von jährlich durchschnittlich Mio. 86 bzw. Mio. 264 CHF errechnet. Die Brutto-Handelsvolumina von *Alpiq* und *Axpo* betragen per Bilanzstichtag zusammen ca. CHF 41'500 Mio., was unter einer Bonität BBB zu Mehrkosten im Handel im Umfang von ca. 40 bps führt. Damit werden für den Energiehandel die Transaktionskosten von *Alpiq* und *Axpo* zusammen auf jährlich ca. CHF 166 Mio. geschätzt. Weiter wird die Systemrelevanz von *Alpiq* und *Axpo* deutlich: Legt man ein durchschnittliches Volumen für eine Transaktion von CHF 100'000 zugrunde, so ergeben sich für *Alpiq* ca. 330'000 und für *Axpo* ca. 500'000 Transaktionen, die im Falle einer Insolvenz abgewickelt werden müssten. Dies ist umso Kosten aufwendiger, je mehr Gegenparteien in einem abgeschlossenen Handelsgeschäft involviert sind.

Darüber hinaus stellen wir fest, dass die für den Handel wichtige Risikotragfähigkeit der Bilanz, insbesondere bei *Axpo* und *Alpiq*, durch eine Verschiebung hin zu operativen Passiven, durch zunehmende Bilanzverkürzung mittels Verrechnung (Netting) von Aktiven und Passiven, durch Verkäufe von Geschäftsbereichen sowie Kapitalerhöhungen und Dividendenkürzungen, aber nicht durch verbesserte wirtschaftliche Performance bewältigt wird. Bei *Axpo* sind die Nettingvolumen in vier Jahren um CHF 5'372 Mio. auf CHF 7'511 Mio. (2017/18) angestiegen, bei *Alpiq* um CHF 4'513 Mio. auf CHF 6'215 Mio. (2018). Ohne bestehende Nettingvereinbarungen betrüge die Eigenkapitalquote der *Axpo* 16,7 Prozent (anstatt 22,4 Prozent) bzw. jene der *Alpiq* 25,8 Prozent (anstatt 43,5 Prozent). Die Geschäftsbereiche der *Axpo* und *Alpiq*, welche sich mit dem Handel befassen, machen 68,4 Prozent (*Axpo*) bzw. 91,4 Prozent (*Alpiq*) der gesamten Umsatzerlöse der jeweiligen Konzerne bei regelmässig ebenso hohen Kosten aus.

Wir haben *Interessenkonflikte* aufgezeigt sowie die *Ineffizienzen* im Stromhandel anhand der letzten vier Jahre kalkulatorisch abgeschätzt, womit die Notwendigkeit nach höherer Transparenz in der Berichterstattung aufgezeigt wird. Wir denken in einem ersten Schritt an ein **Unbundling von Asset-backed Trading und Proprietary Trading (Eigenhandel)**. In der technischen Umsetzung sehen wir keine Schwierigkeiten, da *Asset-backed-Trader* und

Proprietary Trader (Eigenhändler) zum einen völlig unterschiedliche Kompetenzen besitzen, zum anderen auf völlig verschiedenen Informationen ihre Handelsentscheidungen treffen und somit sogar in der Regel räumlich getrennt werden. Es muss lediglich ausgeschlossen werden, dass ein *Asset-backed Trader* nicht zusätzlich *Eigenhandel* betreibt bzw. diesen offenlegt.

Wir sind der Auffassung, dass primär der enorme *Eigenhandel* die Erlöse des *Asset-backed Trading* und damit Eigenkapital vernichtet hat. Aus unserer Sicht ist es dringend erforderlich, die notwendige Transparenz im *Energiehandel* einzufordern, um existierende Interessenkonflikte, Ineffizienzen und potentielle Quersubventionen zwischen den Geschäftsbereichen *Produktion* und *Handel* von grossen Stromversorgern zu eliminieren, und um damit die hohen Systemrisiken signifikant zu reduzieren.

1.) Ein Beitrag zur politischen Diskussion

Mit dem Preiszerfall an den Europäischen Strombörsen in den Jahren 2011 - 2016 wurde von den Schweizer Produzenten zunehmend die Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft in Frage gestellt. In diesem Kurzbericht zeigen wir – gestützt auf früheren Studien [6,7] - das *historische Erlöspotenzial der letzten 10 Jahre* auf und stellen diesen den aus Sicht des BFE 2018 [1c] publizierten vollständigen Gestehungskosten gegenüber. Im Weiteren beziehen wir die Finanzberichte von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* der letzten vier Geschäftsjahre mit ein, insbesondere die *Erfolgs- und Bilanzkenngrössen zum Energiehandel*. Wir wollen damit unser Verständnis von realisierten Gewinnen und Verlusten im Energiehandel der grossen Stromproduzenten und den daraus resultierenden Handlungsbedarf dokumentieren, und somit einen Beitrag zur politischen Diskussion über Kosten und Erlöse, Anreizstrukturen, Investitionsanreizen, Quersubventionierungen und Transparenz leisten.

Wir sehen unsere Arbeit als Ergänzung zu jenen Arbeiten [11a,b,c,d] innerhalb des SCCER CREST, die ebenfalls Kosten und Erlösen der Schweizer Grosswasserkraft analysieren: zum einen bezieht sich unsere Analyse auf die Entwicklung der historischen Rentabilität der Schweizer Grosswasserkraft mit Fokus auf den Strompreiszerfall an den Europäischen Handelsplätzen innerhalb der letzten Jahre, zum anderen binden wir das *kurz- und langfristige Asset-backed Trading* explizit in die Rentabilitätsüberlegungen mit ein. Was den zukünftigen Ausblick betrifft, so haben wir in [6a,b] die Preisszenarien in [11c] im Sinne der Markteffizienz zu einem diskreten Martingalprozess vervollständigt, um daraus eine Risikoanalyse für die Erlöse im Zeitraum 2025 – 2030 vorzunehmen. Da sich die Preisszenarien in [11] nicht verändert haben, bleibt auch eine Vervollständigung auf Basis der aktuellen Futures-Preise nahezu unverändert, womit unsere Aussagen in [6a,b] weiter gültig bleiben.

In Abschnitt 2 führen wir in die Strukturen des Energiehandels ein und stellen anschliessend (Abschnitt 3) für die Jahre 2009-2018 die kalkulatorischen Erlöse der Schweizer Grosswasserkraft den vollständigen Gestehungskosten gemäss BFE 2018 [1c] gegenüber. In den Abschnitten 4-6 reflektieren wir die Finanzberichte [2,3,4] der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* der

letzten 4 Jahre. Abschnitt 7 stellt die wichtigsten Kenngrößen dieser drei einander gegenüber. Abschnitt 8 zeigt die gewonnen Erkenntnisse und Einschätzungen, gefolgt von einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen in Abschnitt 9.

2.) Strukturen im Energiehandel

Die Vermarktung der Schweizer Grosswasserkraft obliegt den Stromhändlern. Dabei gilt es innerhalb der *Kraftwerksoptimierung* zwischen der *Vermarktung der Stromproduktion* und der *Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten* zu unterscheiden. Die realisierten Erlöse der historischen Stromproduktion sind definiert über die stündlichen Strompreise für das Marktgebiet Schweiz, die täglich auktioniert werden. Die Kraftwerkskapazitäten lassen sich kurzfristig entweder im Markt für Systemdienstleistungen oder im (grenzüberschreitenden) Spothandel vermarkten. Langfristig lassen sich die Kraftwerkskapazitäten mittels Forwards und Futures an den einschlägigen Handelsplattformen und Börsen vermarkten.

Während die *Erlöse aus der Stromproduktion* dem Geschäftsbereich „*Produktion*“ angerechnet werden, verbleiben die *Erlöse aus der kurz- und langfristigen Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten* beim Geschäftsbereich „*Energiehandel*“. In der Strombranche wird die Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten mit *Asset-backed Trading* bezeichnet. Wir sehen es als wichtig an, dass die Absicherungsgeschäfte nicht dem *Asset-backed Trading* zugeordnet werden, sondern dass der Erlös aus Absicherungsgeschäften separat und unabhängig vom Energiehandel dokumentiert. Ermessensentscheidungen sind dabei auf ein Minimum zu reduzieren. Ansonsten kommt es zu neuen Interessenskonflikten, die dazu führen, dass Verluste aus dem Eigenhandel mit positiven Erlösen von vorgeschriebenen Absicherungsgeschäften gedeckt werden können.

Beim *Asset-backed Trading im Spotmarkt* geht es im Wesentlichen darum, bei steigenden Preisen Kapazitäten dem Markt sukzessive zu „verkaufen“ und bei fallenden Preisen diese wieder „zurück zukaufen“. Damit werden auf Basis von Replikationsstrategien der Optionspreistheorie (siehe [8]) ohne finanzielles Risiko Erlöse erwirtschaftet, die desto grösser ausfallen, je grösser die Volatilität im Markt ist. Im Spotmarkt beträgt die Volatilität der Stunden- bzw. 15min Lieferprodukte 150–500%, während an den Futuresmärkten die Volatilitäten der Standardlieferprodukte zwischen 15-35% schwanken [12].

Zusätzlich zu den *Asset-Tradern* gibt es *Proprietäre Trader (Eigenhändler)*, die primär *spekulativen Eigenhandel (Proprietary Trading)* verfolgen. Während die *Prop-Trader* auf die Zuteilung eines Risikokapitals angewiesen sind, um eine spekulative Handelsposition eingehen zu dürfen, darf sich der *Asset-Trader* auf die Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten abstützen. Für eine einführende Gegenüberstellung zwischen *Asset-backed Trading* und *Proprietary Trading* verweisen wir auf den Anhang. Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass innerhalb des *Asset-backed Trading* auch viele Geschäfte geschlossen werden, die keine physische Lieferung aber signifikant positive Erlöse nach sich ziehen. Diese Geschäfte können von *Asset-Tradern*

auch dem *Prop-Trading* zugeordnet werden, was in Folge dazu führt, dass positive Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* allfällige Verluste im *Prop-Trading* decken.

Verzichtet der *Asset-Trader* innerhalb des *Asset-backed Trading* auf das Eingehen von spekulativen Positionen, hält sich also der *Asset-Trader* an die Grundsätze der Optionspreistheorie der Finance [8], so lässt sich die Preisvolatilität in den Spot- und Futures-Märkten monetisieren ohne ein finanzielles Risiko einzugehen. Die Höhe der positiven Erlöse hängen primär von der Volatilität des Marktes ab. Der mittels *Asset-backed Trading* erzielbare positive Erlös lässt sich anhand Benchmark-Modellen abschätzen. Diese Benchmark-Modelle angewandt auf den Spothandel dienen dem *kurzfristigen Asset-Trader* auch als Bezug, um im Markt für Systemdienstleistungen entsprechende Offerten für *Swissgrid* zu platzieren. Jene Kraftwerkskapazitäten, die für *Swissgrid* bereitgehalten werden, stehen als direkte Folge nicht für den Spothandel zur Verfügung. Für den *langfristigen Asset-Trader* gelten diesbezüglich keine Einschränkungen.

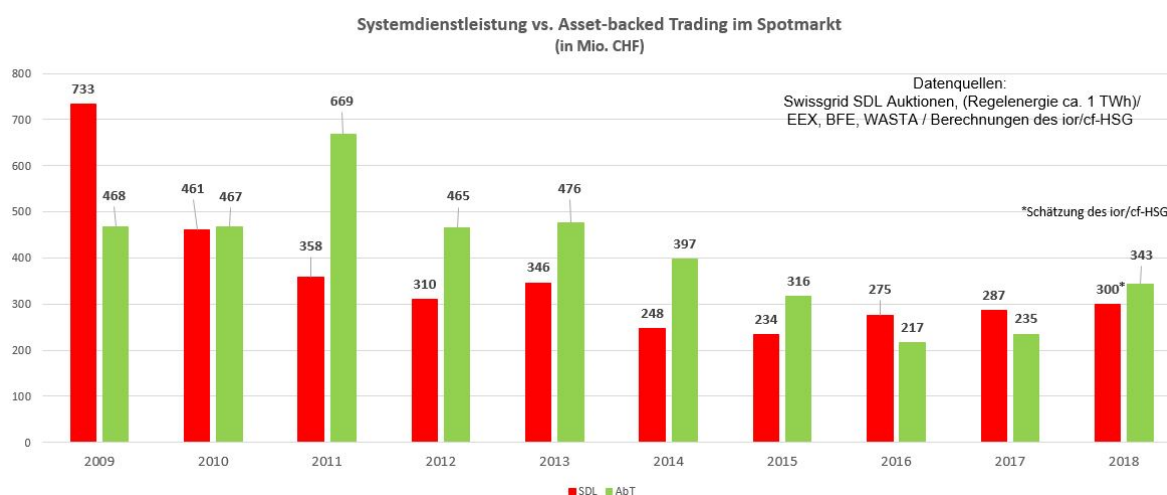


Abbildung 1: Systemdienstleistung vs. Asset-backed Trading (in Mio. CHF). Datenquelle: Swissgrid SDL Auktionen (Regelenergie ca. 1 TWh) / EEX, BFE, WASTA / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis [11].

In Abb. 1 haben wir die in [5] publizierten Beschaffungskosten für SDL (bezeichnet als „SDL-Brutto“) jenem Erlöspotenzial des *Asset-backed Tradings im Spotmarkt* gegenübergestellt, das wir auf Basis unserer Modelle in [6,7] bis und mit hydrologischem Jahr 2017/18 aktualisiert haben.

Die Werte für SDL-Brutto sind [5] entnommen und beinhalten zusätzlich zur Prämie für die Kapazitätsvorhaltung auch den Marktwert der Regelenergie, deren durchschnittliches Volumen (p.a.) für die Schweiz mit 1 TWh angenommen wird. Ziehen wir von „SDL-Brutto“

den Marktwert einer Jahres-Base-Lieferung in Höhe von 1 TWh ab, so erhalten wir „SDL-Netto“. In Abb. 2 sind die Werte „SDL-Brutto“ und „SDL-Netto“ einander gegenübergestellt. Wir wählen den Marktwert einer Jahres-Base-Lieferung, weil die Kapazitätsabrufe über den ganzen Tag verteilt sind. Wir vernachlässigen weiter die Möglichkeit, dass auch Laufwasserkraftwerke für negative Tertiärleistung eingesetzt werden können.

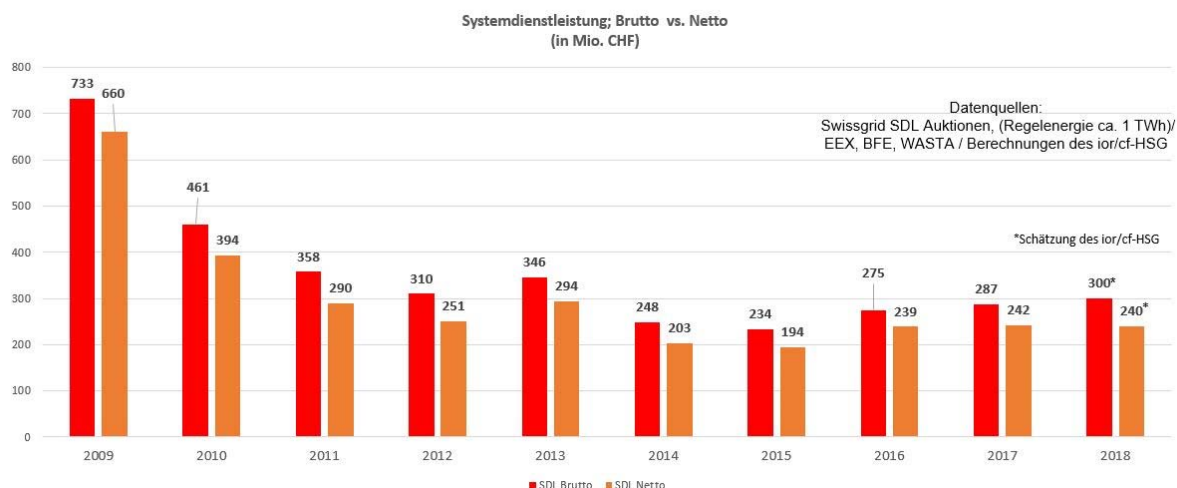


Abbildung 2: Systemdienstleistung: Brutto vs. Netto (in Mio. CHF). Datenquelle: Swissgrid SDL Auktionen (Regelenergie ca. 1 TWh) / EEX, BFE, WASTA / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis [11].

Den Marktwert für die physische Lieferung der Regelenergie rechnen wir NICHT dem *kurzfristigen Asset-backed-Trading* zu, sondern dem Geschäftsbereich „Produktion“. Im SDL-Markt werden primär die flexiblen Kapazitäten den Übertragungsnetzbetreibern als eine Art Option angeboten. Die Komponente „SDL-Netto“ stellt somit eine Optionsprämie ohne inneren Wert dar und repräsentiert die erste Komponente des Erlöspotenzials des *kurzfristigen Asset-backed Trading*.

Das Erlöspotenzial aus dem *kurzfristigen Asset-backed Trading* bestimmen wir in Folge aus den beiden Komponenten „SDL-Netto“ und „Asset-backed Trading im Spotmarkt“ auf Basis der verbleibenden Speicherkraftwerkskapazitäten in Höhe von 80% (Abb. 3).

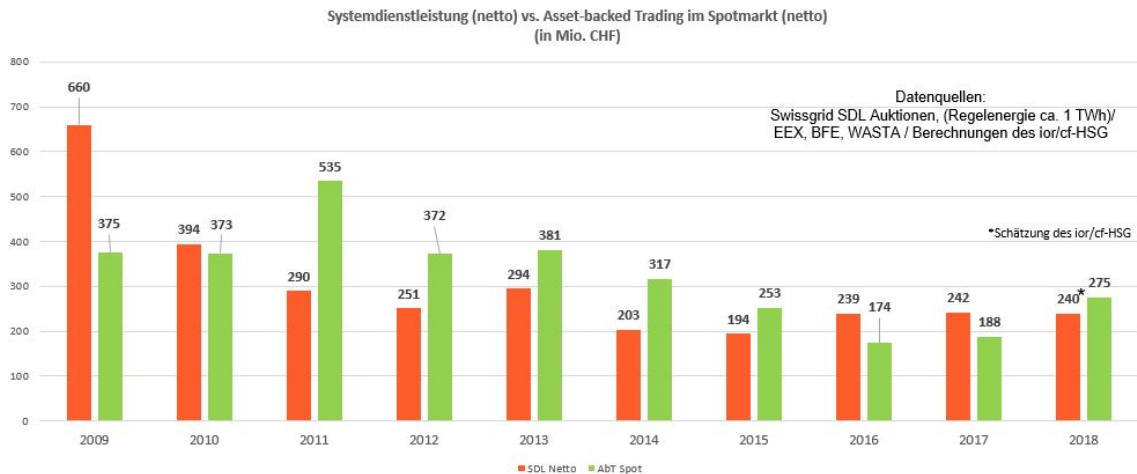


Abbildung 3: Systemdienstleistung netto vs. Asset-backed Trading (in Mio. CHF). Datenquelle: Swissgrid SDL Auktionen (Regelenergie ca. 1 TWh) / EEX, BFE, WASTA / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis [11].

Prinzipiell dürfen *Asset-Trader* auch *Eigenhandel* betreiben, also spekulative Positionen unter Einhaltung von Risikolimiten eingehen. In diesem Fall ist ebenfalls Risikokapital vorzuhalten. Der *Asset-Trader* ist direkt einem Interessenkonflikt ausgesetzt. Er müsste strikt die Geschäfte aus dem *Asset-backed Trading* vom *Prop-Trading* trennen und separat bewirtschaften. Wir sehen hier die Gefahr von Quersubventionierungen, falls die risikolosen Erlöse aus *Asset-backed Trading* Geschäften für die Deckung der Verluste aus dem *Prop-Trading* verwendet werden, oder zumindest als „stilles Risikokapital“ dienen.

Unter der Annahme, dass der Erfolg aus Absicherungsgeschäften separat vom „*Energiehandel*“ dokumentiert wird, setzt sich der vom Geschäftsbereich „*Energiehandel*“ ausgewiesene EBIT im Wesentlichen aus dem Erfolg des *Asset-backed Trading* und dem Erfolg des *Proprietary Trading* zusammen. Wir nehmen in Folge an, dass der Geschäftsbereich „*Produktion*“ für seine physischen Lieferungen jeweils auf Basis des Markt-Clearingpreises der Day-Ahead Auktion (für Marktgebiet Schweiz) unter Einbindung des Absicherungserlöses entschädigt wird, und dass in der Segmentberichterstattung unter dem Posten „Abschreibungen, Amortisationen und Wertminderungen“ ausgewiesene Beträge dem *Asset-backed Trading* anzulasten sind. Gestützt darauf, dass die Personalkosten als Dienstleistungen grösstenteils an Dritte verrechnet werden, und in der Segmentberichterstattung die Abschreibungen im Verhältnis klein ausfallen, berechnen wir auf Basis des EBIT der *Handelseinheit* den kalkulatorischen Erfolg des *Proprietary Trading*. Damit gilt folgender Grundsatz: Weist der Geschäftsbereich „*Energiehandel*“ im Jahresergebnis einen EBIT in Höhe von 0 aus, so finanzieren aus unserer Sicht die positiven Erlöse im *Asset-backed Trading* die Verluste im *spekulativen Eigenhandel*. Somit lässt sich aus dem publizierten EBIT und den mittels Benchmark-Modellen geschätzten Erlöspotenzial der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten der *Erfolgsbeitrag des Proprietary Trading* bestimmen.

3.) Rentabilität der Speicher- und Laufwasserkraft (2009-2018) w/o Einbindung im Europäischen Intraday-Handel

Die Faktoren Strompreis, Saisonalität, Futures, Volatilität, Speichervolumen, Speicherlevel, Zuflüsse sowie Leistung und Flexibilität der Kapazitäten bestimmen das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft. Wir definieren für beide Kraftwerkstypen (Speicher- und Laufwasserkraft) das Erlöspotenzial als Summe aus i) *Marktwert der physischen Lieferung*, ii) *Erfolg einer über drei Jahre rollierenden Absicherungsstrategie*, iii) *Erfolg aus dem langfristigen Asset-backed Trading*.

Für die Speicherkraft bestimmen wir noch zusätzlich den iv) *Erlös aus dem kurzfristigen Asset-backed Trading*. Dabei legen wir die Annahme zugrunde, dass die für kurzfristig abrufbare Regenergie in Höhe von 1 TWh (Marktgebiet Schweiz) mit etwa 20% der vorhandenen Speicherkraft für Systemdienstleistungen vorzuhalten sind und damit 80% für den grenzüberschreitenden Europäischen Intraday-Handel zur Verfügung stehen. Einen möglichen – unter Einbindung des Schweizer Regenergiemarktes - integrierten Europäischen Markt für Systemdienstleistungen lassen wir vorläufig noch unberücksichtigt.

Um die Rentabilität zu bestimmen, benötigen wir noch die Produktionskosten. Dafür beziehen wir uns auf die vollständigen Gestehungskosten des BFE 2018 [1c], das im Durchschnitt über den Zeitraum 2011-2016 für die Laufwasserkraft 5,6 Rp./kWh und für die Speicherkraft 6,9 Rp./kWh angibt. In beiden Grössen sind Eigenkapitalkosten in Höhe von ca. 1,2 Rp./kWh, das Wasserzinsmaximum in Höhe von 110 CHF/kWh – dies entspricht ca. 1,5 Rp./kWh - und Overheadkosten für die Vermarktung in Höhe von 0,6 Rp./kWh enthalten.



Abbildung 4: Historische Erlöse für Laufwasserkraftwerke / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; vollständige Gestehungskosten gemäss BFE 2018 [1c]; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Gestützt auf dem Vorgehen und den Analysen in [6,7], den Marktdynamiken [11] sowie den Beschaffungskosten für Systemdienstleistungen in den Geschäftsberichten der *Swissgrid* [5] erhalten wir für die **Laufwasserkraft** (Abb. 4) volumenbereinigt ein Erlöspotenzial in Höhe von durchschnittlich 7,1 Rp./kWh für die letzten 10 Jahre bzw. 5,4 Rp./kWh für die letzten 5 Jahre. Die Werte der einzelnen Komponenten für die kalkulatorischen Erlöse der Laufwasserkraft sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Laufwasserkraftwerke										
Rp./kWh	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Erlös D-A (CH)	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.53	5.98
Hedge Base	1.85	2.45	0.80	1.35	1.90	2.00	1.20	0.90	-0.65	-1.14
AbT Future	0.75	0.75	1.05	0.85	0.53	0.39	0.37	0.39	0.43	0.57
Gesamterlös	9.87	9.94	8.69	8.11	7.59	6.86	5.57	4.87	4.31	5.41

Tabelle 1: Historische Erlöse für Laufwasserkraftwerke / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Für die **Speicherkraft** (Abb. 5) erhalten wir ebenfalls volumenbereinigt ein Erlöspotenzial in Höhe von durchschnittlich 12,4 Rp./kWh über die letzten 10 Jahre bzw. 9,1 Rp./kWh über die letzten 5 Jahre.

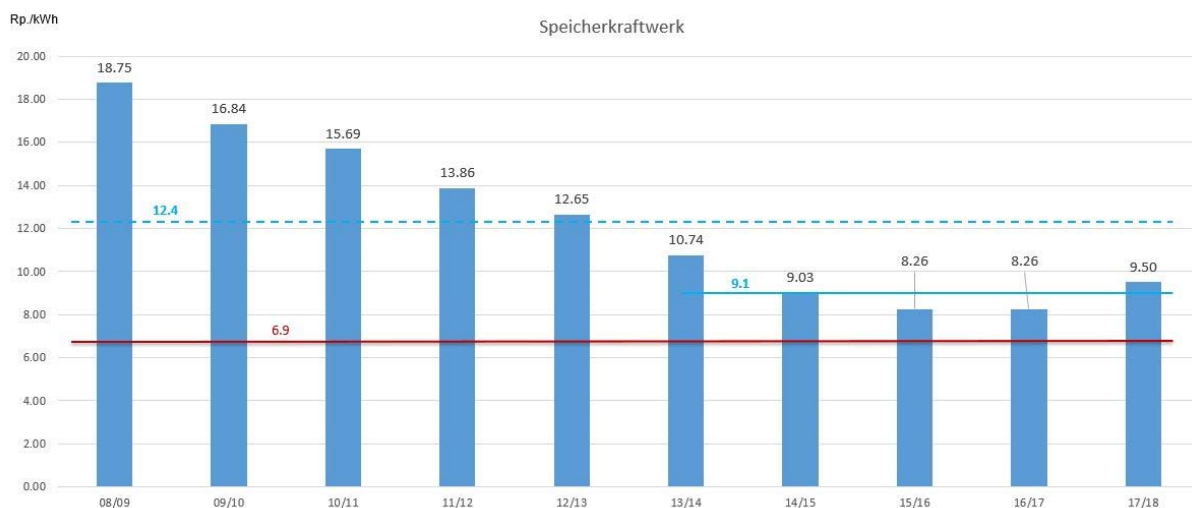


Abbildung 5: Historische Erlöse für Speicherkraftwerke MIT Zugang zum Europäischen Intraday-Handel / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; vollständige Gestehungskosten gemäss BFE 2018 [1c]; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Die Werte der einzelnen Komponenten für die kalkulatorischen Erlöse der Speicherkraft sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Speicherkraftwerk										
Rp./kWh	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Erlös D-A (CH)	10.73	8.79	8.28	7.82	6.92	5.90	5.19	4.69	6.04	7.31
Hedge Peak	2.18	3.19	1.95	2.02	1.92	1.92	1.41	1.06	-0.49	-1.08
AbT (kurzfristig)	4.74	3.87	4.19	2.89	3.10	2.40	1.95	1.99	2.15	2.58
AbT Future	1.11	0.98	1.27	1.13	0.71	0.51	0.47	0.51	0.57	0.69
Gesamterlös	18.75	16.84	15.69	13.86	12.65	10.74	9.03	8.26	8.26	9.50

Tabelle 2: Historische Erlöse für Speicherkraftwerke MIT Zugang zum Europäischen Intraday-Handel / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Es ist bekannt, dass seit Juni 2018 aufgrund des fehlenden Rahmenabkommens mit der EU das Schweizer Marktgebiet nicht mehr in den grenzüberschreitenden Spothandel miteingebunden ist. Die Liquidität im Schweizer Marktgebiet ist in Folge stark eingebrochen. Wir nehmen daher an, dass sich zukünftig das *kurzfristige Asset-backed Trading* der Schweizer Stromhändler auf den Markt für Systemdienstleistungen reduziert. Das Erlöspotenzial für das *kurzfristige Asset-backed Trading* reduziert sich entsprechend auf die Komponente „SDL-Netto“. Hätte diese Einschränkung bereits seit 10 Jahren bzw. seit 5 Jahren bestanden, so hätte – ebenfalls ohne Einbezug des Handels mit Herkunftsnachweisen - für die Schweizer Speicherkraft ein reduziertes Erlöspotenzial von durchschnittlich 10,8 Rp./kWh für die letzten 10 Jahre bzw. 8,0 Rp./kWh für die letzten 5 Jahre resultiert (Abb. 6).

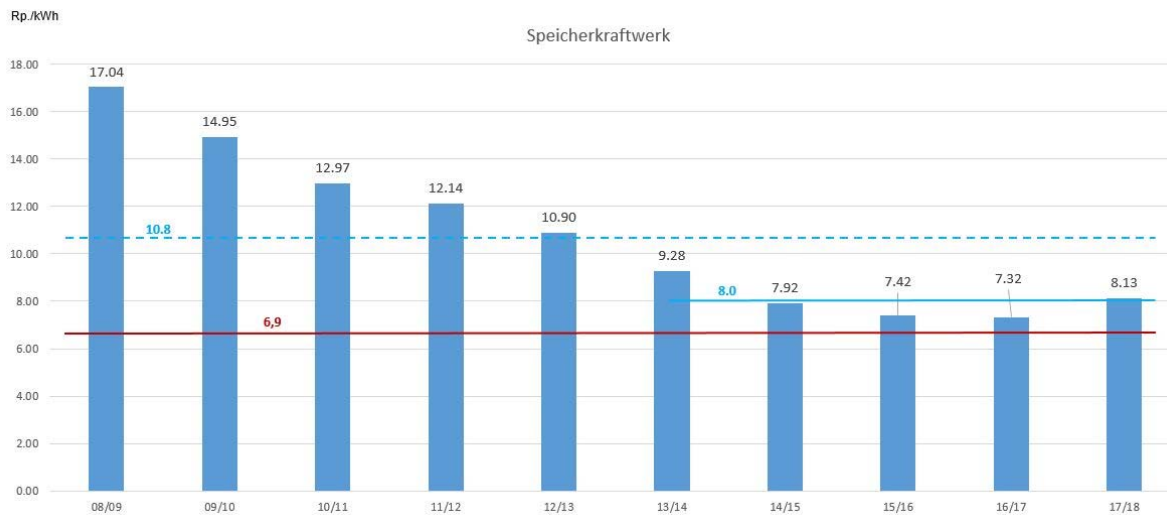


Abbildung 6: Historische Erlöse für Speicherkraftwerke OHNE Zugang zum Europäischen Intraday-Handel / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; vollständige Gestehungskosten gemäss BFE 2018 [1c]; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Wir erkennen, dass selbst ohne Zugang zum Europäischen Intraday-Handel in der Vergangenheit, die **Speicherkraft** ein Überschusspotenzial in Höhe von durchschnittlich 3,9 Rp./kWh über die letzten 10 Jahre bzw. 1,1 Rp./kWh über die letzten 5 Jahre aufwies. Dies führt für die Speicherkraft gesamthaft zu Eigenkapitalbeiträgen in Höhe von $1,2+3,9=5,1$ Rp./kWh im Durchschnitt über die letzten 10 Jahre, bzw. zu Eigenkapitalbeiträgen in Höhe von $1,2+1,1=2,3$ Rp./kWh im Durchschnitt über die letzten 5 Jahre.

Für die **Laufwasserkraft** zeigt sich ein Überschusspotenzial von durchschnittlich 1,5 Rp./kWh über die letzten 10 Jahre, was Eigenkapitalbeiträge in Höhe von gesamt $1,2+1,5=2,7$ Rp./kWh nach sich zieht. Für die letzten 5 Jahre stellen wir – ohne den Handel mit Herkunftsnachweisen - eine Unterdeckung in Höhe von gerundet 0,2 Rp./kWh fest. Zieht man diese Unterdeckung von den aus Sicht BFE 2018 [1c] angemessenen Eigenkapitalkosten in Höhe von 1,2 Rp./kWh ab, so verbleiben im Durchschnitt über die letzten 5 Jahre Eigenkapitalbeiträge in Höhe von 1,0 Rp./kWh für die Laufwasserkraft.

Die Werte der einzelnen Komponenten für die kalkulatorischen Erlöse der Speicherkraft ohne Einbindung des Schweizer Marktgebiets in den Europäischen Intraday-Markt sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Speicherkraftwerk										
Rp./kWh	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Erlös D-A (CH)	10.73	8.79	8.28	7.82	6.92	5.90	5.19	4.69	6.04	7.31
Hedge Peak	2.18	3.19	1.95	2.02	1.92	1.92	1.41	1.06	-0.49	-1.08
SDL Netto	3.02	1.99	1.47	1.16	1.35	0.94	0.85	1.15	1.21	1.20
ABT Future	1.11	0.98	1.27	1.13	0.71	0.51	0.47	0.51	0.57	0.69
Gesamterlös	17.04	14.95	12.97	12.14	10.90	9.28	7.92	7.42	7.32	8.13

Tabelle 3: Historische Erlöse für Speicherkraftwerke OHNE Zugang zum Europäischen Intraday-Handel / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Der Vollständigkeit halber sei noch festgehalten, dass das BFE 2018 [1d] das Erlöspotenzial für den Handel mit Herkunftsnachweisen zwischen 0,1-0,5 Rp./kWh quantifiziert.

Gestützt auf die obigen Ausführungen und auf Basis unserer Analysen [6,7] schätzen wir zusammenfassend das Überschusspotenzial für durchschnittlich 36 TWh (p.a.) produziertem Strom aus Schweizer Grosswasserkraft (Speicherkraft 20 TWh, Laufwasserkraft 16 TWh) mit gerundeten 408 Mio. CHF (p.a.) über die letzten 5 Jahre. Ohne Zugang zu den Europäischen Spotmärkten in der Vergangenheit hätte sich das Überschusspotenzial über die letzten 5 Jahre um gerundete 220 Mio. CHF (p.a.) auf 188 Mio. CHF (p.a.) reduziert. Dieser Wert darf daher auch als Schätzung für die nächsten Jahre zugrunde gelegt werden.

4.) Alpiq: Erfolgs- und Bilanzkenngrössen zum Energiehandel (2015-2018)

Gestützt auf die Finanzberichte der Alpiq [2] gehen wir von Kraftwerkskapazitäten mit einer Stromproduktion von gerundet 15 TWh (p.a.) aus, wovon 2 TWh auf die Schweizer Speicherkraft entfällt. Unter der Annahme, dass der Geschäftsbereich „Produktion“ für seine Stromproduktion zu den Day-Ahead Auktionspreisen für das Marktgebiet Schweiz inkl. der Absicherungserlöse (Tabellen 1,2,3) entschädigt wird, sowie bezugnehmend auf das jeweilige Volatilitäten- und Preisniveau [7a] erhalten wir kalkulatorische Erlöse aus dem *kurz- und langfristigen Asset-backed Trading* in Höhe von CHF +94 Mio. für das Geschäftsjahr (GJ) 2015, in Höhe von CHF +98 Mio. für das GJ 2016, in Höhe von CHF +107 Mio. CHF für das GJ 2017 sowie in Höhe von CHF +136 Mio. für das GJ 2018.

In den Segmentberichterstattungen von Alpiq [2] ist für den Geschäftsbereich „Digital & Commerce“, der das Trading umfasst, für GJ 2015 ein EBIT in Höhe von -9 Mio. CHF, für GJ 2016 ein EBIT in Höhe von +9 Mio. CHF, für GJ 2017 ein EBIT in Höhe von +50 Mio. CHF und für GJ 2018 ein EBIT in Höhe von +2 Mio. CHF ausgewiesen. Damit ergibt sich inkl. der Positionen für Abschreibungen, Amortisationen und Wertanpassungen für das *Proprietary Trading* ein kalkulatorischer Verlust in Höhe von CHF -86 Mio. für GJ 2015, in Höhe von CHF -86 Mio. für GJ 2016, in Höhe von CHF -53 Mio. für GJ 2017 sowie ein kalkulatorischer Verlust in Höhe von Mio. -117 Mio. für GJ 2018.

Alpiq publizierte in den letzten drei Jahren stark gestiegene Bruttogeldflüsse in Höhe von gerundet CHF 18'000 Mio. für das GJ 2017, und für das GJ 2018 reduzierte Bruttogeldflüsse in Höhe von CHF 16'500 Mio. Beachtet man die für Bonität BBB klassifizierte Unternehmen anfallenden Mehrkosten im Trading in Höhe von 40 bps = 0,4%, so resultieren für *Alpiq* aus dem Handel mit Energiederivaten gesamthaft Handelskosten in Höhe von CHF 72 Mio. für GJ 2017 und in Höhe von CHF 66 Mio. für GJ 2018. Diese erklären weitgehend die kalkulatorischen Verluste im Eigenhandel für die Geschäftsjahre 2015-2017, für das Geschäftsjahr 2018 werden die kalkulatorischen Verluste des Eigenhandels in etwa zur Hälfte durch die Handelskosten erklärt.

5.) AXPO: Erfolgs- und Bilanzkenngrössen zum Energiehandel (2014/15-2017/18)

Gestützt auf die Finanzberichte der *Axpo* [3] gehen wir von Kraftwerkskapazitäten mit einer Stromproduktion von gerundet 32 TWh (p.a.) aus, wovon 4 TWh auf die Schweizer Speicherkraft fällt. Unter der Annahme, dass der Geschäftsbereich „*Produktion*“ für seine Stromproduktion zu den Day-Ahead Auktionspreisen für das Marktgebiet Schweiz inkl. Absicherungserlösen (Tabellen 1,2,3) entschädigt wird, sowie bezugnehmend auf das jeweilige Volatilitäten- und Preisniveau [7a] erhalten wir einen kalkulatorischen Erlös aus dem *kurz- und langfristigen Asset-backed Trading* in Höhe von CHF 196 Mio. für GJ 2014/15, in Höhe von CHF 204 Mio. für das GJ 2015/16, in Höhe von CHF 224 Mio. für das GJ 2016/17, sowie in Höhe von CHF 286 Mio. für das GJ 2017/18.

In der Segmentberichterstattung ist für den Geschäftsbereich „*Handel und Vertrieb*“, der das Trading umfasst, für GJ 2014/15 ein negativer EBIT in Höhe von CHF -107 Mio., für GJ 2015/16 ein negativer EBIT in Höhe von CHF -246 Mio., für GJ 2016/17 ein negativer EBIT in Höhe von CHF -58 Mio., und ein positiver EBIT in Höhe von CHF 230 Mio. ausgewiesen. Damit ergeben sich inkl. der Positionen für Abschreibungen, Amortisationen und Wertanpassungen für das *Proprietary Trading* kalkulatorische Verluste in Höhe von -297 Mio. CHF für GJ 2014/15, in Höhe von CHF -436 Mio. für GJ 2015/16, in Höhe von -275 Mio. CHF für das GJ 2016/17, sowie ein kalkulatorischer Verlust in Höhe von CHF -47 Mio. für das GJ 2017/18.

Axpo publizierte einen in den letzten vier Jahren stark gestiegenen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet 25'000 Mio. CHF für das GJ 2017/18. Beachtet man die für BBB Unternehmen anfallenden Mehrkosten im Trading in Höhe von 40 bps = 0,4%, so resultieren für *Axpo* aus dem Handel mit Energiederivaten gesamthaft Handelskosten in Höhe von 100 Mio. CHF (p.a.). Diese erklären nur zu einem kleinen Teil die Verluste im Eigenhandel in den drei GJ 2014/15-2016/17. Für das GJ 2017/18 gibt es Sondereinflüsse aufgrund buchhalterischer Effekte im Zusammenhang mit Absicherungsgeschäften.

Die *Axpo* bilanziert im Gegensatz zu *Alpiq* und *BKW* die Erlöse aus Absicherungsgeschäften in den Energiederivaten. In den letzten vier Geschäftsjahren betrug die Nettosition in den bilanzierten Energiederivaten CHF +590 Mio. im GJ 2014/15, CHF +146 Mio. in GJ 2015/16,

CHF -277 Mio. in GJ 2016/17 und Mio. -592 CHF in 2017/18. Die Entwicklung dieser Nettopositionen darf mit den Absicherungserfolgen in Zusammenhang gebracht werden, weil die Strompreise über verschiedene Fristigkeiten stark korrelieren [7a].

Die kalkulatorischen Erlöse der Absicherungsgeschäfte (siehe „Hedge Base“ in Tabelle 1) betragen +1,20 Rp./kWh im GJ 2014/15, +0,90 Rp./kWh im GJ 2015/16, -0,65 Rp./kWh im GJ 2016/17 und -1,14 Rp./kWh im GJ 2017/18. Nehmen wir an, dass in den Nettopositionen der Energiederivate die Absicherung der Eigenproduktion verankert ist, so schliessen wir, dass per Bilanzstichtag 30. September 2015 $+590/+12=49,2$ TWh, per Bilanzstichtag 30. September 2016 $+146/+9=16,2$ TWh, per Bilanzstichtag 30. September 2017 $-277/-6,5=42,6$ TWh, und per Bilanzstichtag 30. September 2018 $-592/-11,4=51,9$ TWh abgesichert wurde. Geht man von einem Produktionsvolumen von 32 TWh (p.a.) aus und einer 3-Jahres-rollierenden Absicherungsstrategie, gemäss der die gesamte Produktion (32 TWh) des ersten Frontjahres abgesichert wird, im 2. Frontjahr eine Bandbreite von 1/3-2/3 der Produktion (als Zielgrösse 16 TWh) und im 3. Frontjahr eine Bandbreite von 0-1/3 der Produktion (als Zielgrösse 5 TWh) abgesichert sein sollte, so wären per Bilanzstichtag über drei Folgejahre 53 TWh innerhalb eines Korridors von [43,64] TWh abzusichern. Die abgesicherten Mengen zu den Bilanzstichtagen Sept. 2015 (49,2 TWh), 2017 (42,6 TWh, gerundet 43 TWh) und 2018 (51,9 TWh) fielen in diesen Korridor. Die abgesicherte Produktionsmenge in Höhe von 16,2 TWh per Bilanzstichtag 30. September 2016 fällt hingegen stark aus dem Rahmen. Damit waren ca. $37=53-16$ TWh zu wenig abgesichert. Da die Base-Preise von 3,58 Rp./kWh im GJ 2015/16 auf 4,53 Rp./kWh im GJ 2016/17 (siehe Tabelle 1) gestiegen sind, führte für die nicht abgesicherte Menge von 37 TWh dieser Preisanstieg zu einem positiven Erlös von etwa CHF $37*(45,3-35,8) = 352$ Mio., und in Folge zu einem gegenüber GJ 2015/16 stark verbesserten Handelserfolg in den GJ 2016/17 und 2017/18.

Im Finanzbericht 2017/18 der Axpo [3d] wird festgehalten, dass für das GJ 2017/18 der Erfolg um 170 Mio. geringer ausfällt, dies aufgrund der negativen Preiseffekte im Zusammenhang mit den Absicherungsgeschäften. Diese CHF 170 Mio. entsprechen in etwa dem im GJ 2017/18 realisierten negativen Absicherungserfolg in Höhe von -1,14 Rp./kWh für das von uns geschätzte Absicherungsvolumen per Bilanzstichtag 30. September 2016 (in Höhe von 16,2 TWh).

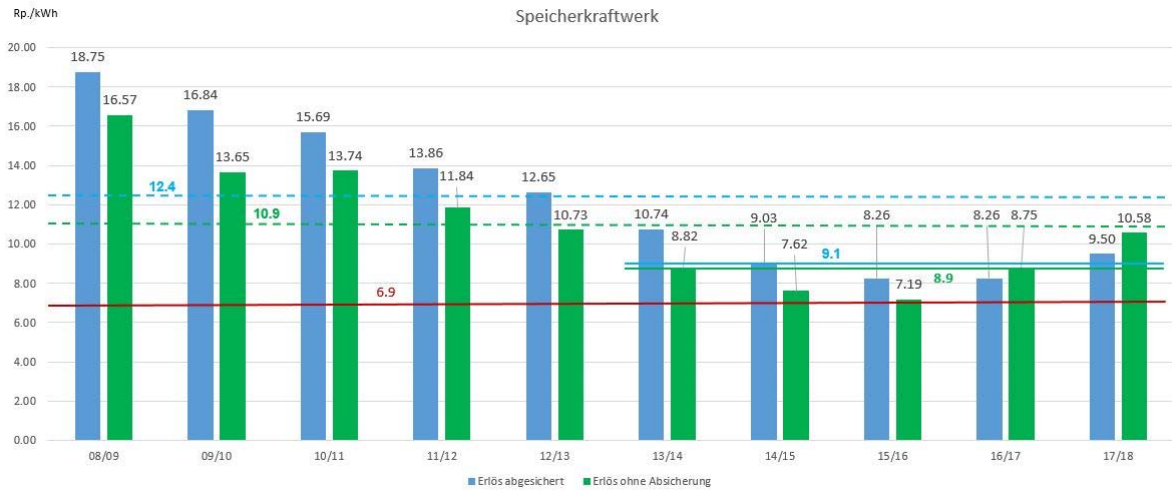


Abbildung 7: Historische Erlöse für Speicherkraftwerke w/o Absicherung (jeweils mit Zugang zum Europäischen Intraday-Handel) / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen; vollständige Gestehungskosten gemäss BFE 2018 [1c].

In den Abbildungen 7 und 8 werden die historischen Erlösentwicklungen mit und ohne Absicherungsgeschäften für Speicherkraft und Laufwasserkraft den jeweiligen vollständigen Gestehungskosten separat gegenübergestellt.

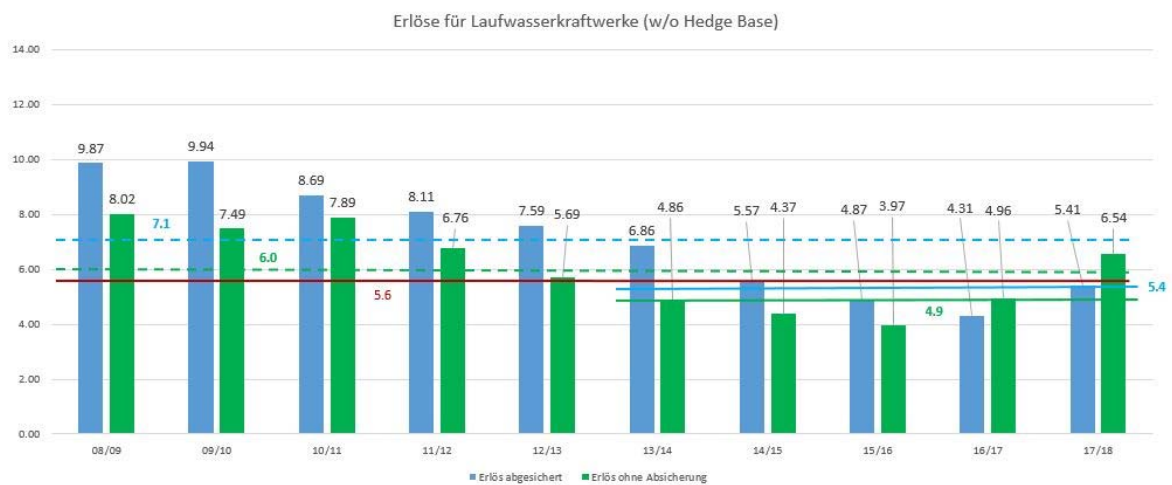


Abbildung 8: Historische Erlöse für Laufwasserkraftwerke w/o Absicherung / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, EpexSpot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen; vollständige Gestehungskosten gemäss BFE 2018 [1c].

6.) BKW: Erfolgs- und Bilanzkenngrößen zum Energiehandel (2015-2017)

Gestützt auf die Finanzberichte der BKW [4] gehen wir von Kraftwerkskapazitäten mit einer Stromproduktion von gerundet 12 TWh (p.a.) aus, wovon gerundet 2 TWh auf die Schweizer Speicherkraft fallen. BKW subsumiert unter dem Geschäftsbereich „Energie“ die *Produktion* und den *Energiehandel*. Unter der Annahme, dass die Stromproduktion zu den Day-Ahead Auktionspreisen für das Marktgebiet Schweiz inkl. Absicherungserträgen bewertet wird, sowie bezugnehmend auf das jeweilige Volatilitäten- und Preisniveau [7a] erhalten wir einen kalkulatorischen Erlös aus dem *kurz- und langfristigen Asset-backed Trading* in Höhe von 83 Mio. CHF für das GJ 2015, in Höhe von 87 Mio. CHF für das GJ 2016, in Höhe von 95 Mio. CHF für das GJ 2017, sowie in Höhe von 120 Mio. CHF für das GJ 2018.

Im Rahmen der Segmentberichterstattung (BKW [4]) wird für den Eigenhandel explizit ein EBIT-Anteil für GJ 2015 in Höhe von +8 Mio. CHF, für GJ 2016 in Höhe von +12 Mio. CHF und für GJ 2017 in Höhe von +37 Mio. CHF publiziert.

BKW publizierte einen in den letzten drei Jahren leicht gefallen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet 4'700 Mio. CHF für das GJ 2017. Beachtet man die für Bonität A klassifizierten Unternehmen anfallenden Mehrkosten im Trading in Höhe von 20 bps = 0,2%, so resultieren für BKW aus dem Handel mit Energiederivaten gesamthaft Handelskosten in Höhe von gerundeten 10 Mio. CHF (p.a.). Damit fallen die Handelskosten um das 10-fache tiefer als bei *Axpo* aus.

7.) Alpiq, Axpo und BKW im Vergleich

Mit Blick auf die Bilanzkennzahlen sind die Eigen- und Fremdkapitalquote, die Nettoverschuldung und der Verschuldungsgrad, der Bestand liquider Mittel und operativer Cashflow sowie nicht zuletzt die Umsatzerlöse zentrale Größen.

Bestrebungen zentrale Bilanzkennzahlen zu stärken sind deutlich. Bei der *Alpiq* stieg die Eigenkapitalquote in Bezug auf die jeweiligen Bilanzstichtage von 36,6% (2015) auf 43,5% (2018), bei BKW von 32,2% (2015) auf 37,5% (2017). Allein bei der *Axpo* sank die Eigenkapitalquote von 32,1% (2015/16) auf 22,4% (2017/18) stark.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Eigenkapitalquote hat das *Netting* von Forderungen mit Verbindlichkeiten aus (1) Lieferungen und Leistungen, (2) nicht fakturiertem Betriebsaufwand und (3) Energiederivaten. Diese dürfen in der Bilanz verrechnet werden, wenn dazu entsprechende Vereinbarungen zwischen den Parteien existieren. Im Rahmen der Sachverhaltsgestaltungsmöglichkeiten sind deshalb Nettingvereinbarungen verbreitet, die zu einer erheblichen Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus den Handelstransaktionen führen. Der tatsächliche Rechtsanspruch und die Absicht, den Ausgleich netto herbeizuführen, sind für den Bilanzleser nur schwer verifizierbar. Unseres

Erachtens bleibt ein schwer quantifizierbares Kreditrisiko, das im Extremfall aufgrund bestehender Systemrelevanz erhebliche Systemrisiken bei Ausfall eines grossen Energieversorgers nach sich zieht.

Dass es Sinn macht, Verbindlichkeiten, die mit Forderungen der Gegenseite als getilgt gelten, auch bilanziell zu verrechnen, ist unbestritten. Allerdings sind die Verrechnungen in den Bilanzen aktuell stark angewachsen. Bei *Alpiq* ist das Nettingvolumen von gerundet CHF 1'700 Mio. (2015) auf CHF 6'200 Mio. (2017) angestiegen, bei *Axpo* von gerundet CHF 2'100 Mio. (2015/16) auf CHF 7'500 Mio. (2017/18). Es bleibt deshalb ein gewisser Beigeschmack, dass die Nettingvereinbarungen als sachverhaltsgestaltende Massnahme eingesetzt sind. Es besteht die Gefahr, dass Risiken der zugrundeliegenden Geschäftsvorfälle heruntergespielt werden. Auch leidet die Beurteilung des zur Erwirtschaftung des Jahresergebnisses eingesetzten Kapitals.

Bilanzpolitisch betrachtet gehört das *Netting* also zu den sachverhaltsgestaltenden Massnahmen von Unternehmen. Erreichen Unternehmen mit der Gegenpartei eine Vereinbarung, gegenseitig Forderungen und Verbindlichkeiten unter bestimmten Voraussetzungen zu verrechnen, verringert sich nicht nur der auszutauschende Cashflow, sondern auch die Bilanzsumme und damit der Anteil der Verbindlichkeiten an der Bilanz.

Unterm Strich haben unseres Erachtens die Nettingvereinbarungen durchaus verschleiерnde, wenn nicht sogar irreführende Wirkung. Insbesondere deshalb, weil die Darstellung der Bilanz auf diese Weise zu Verzerrungen der Eigenkapitalquote, Asset Turnover und weiterer Bilanzkennzahlen und daran gekoppelter finanzieller Covenants führt. Eine korrekte Beurteilung der wirtschaftlichen Situation des Unternehmens, insb. des Risiko-Exposures auf Basis der Konzernjahresrechnung ist bei massivem Netting nicht ohne weiteres möglich.

Errechnet man *pro forma*, welche *Eigenkapitalquote* sich ergäbe, wenn auf das Netting verzichtet würde, dann sinkt die Eigenkapitalquote bei *Alpiq* von 43,5% auf 25,8% (2018) und bei *Axpo* sogar von 22,4% auf 16,7% (2017/18). Für BKW erweisen sich aufgrund des gegenüber dem Eigenkapital deutlich geringeren Nettingvolumen die Auswirkungen schwächer (von 37,5% auf 33,1% im GJ 2017).

Der *Verschuldungsgrad* (debt-to-equity) nimmt in den Bilanzen der Stromkonzerne tendenziell ab. Allerdings ist eine Verlagerung zu anderen Finanzierungsquellen, z.B. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, noch nicht fakturierter Betriebsaufwand und Passivüberhang der Energiederivate erkennbar. Die Ursache liegt darin, dass die Finanzierung über operative Verbindlichkeiten, die – wie bereits erwähnt – starkem Netting unterliegen, keine Auswirkungen auf zentrale Kennzahlen wie „Verschuldungsgrad“ (debt-to-equity) oder „Nettoverschuldung“ (net debt), unterliegen, aber ähnliche Risiken und Kosten in sich tragen.

Der *operative Cashflow* ist bei allen drei Stromkonzernen über die letzten Jahre positiv. Unklar bleibt, aus welchem Geschäftsbereich die Cashflows stammen. Dies ist insbesondere für die Beurteilung der Nachhaltigkeit operativer Cashflows bedeutsam. Ein nachhaltiger Cashflow

aus der Vermarktung der Produktion hat einen höheren Stellenwert als der operative Cashflow aus spekulativen Geschäften. Dass derivative Finanzinstrumente zu operativen Cashflow führen, lässt sich der Geldflussrechnung entnehmen.

Hinzu kommt, dass Handelsgeschäfte des Bereichs *Trading* Ähnlichkeiten zu einer *Kreditaufnahme* aufweisen können. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn in einem Off-Market-Geschäft Preise für künftige Energielieferungen vereinbart werden, die günstiger als der gegenwärtige Marktpreis sind. Die günstigere Stromlieferung ist mindestens die Preisdifferenz zum Marktpreis Wert. Falls die Gegenpartei die Preisdifferenz - möglicherweise vermindert um einen Abschlag für eine Zinskomponente - zahlt, dann kommt es zu einem Geldzufluss. Der Geldfluss ist operativer Cashflow. Gleichzeitig erhöht sich die Nettoposition passiver Energiederivate. Aufgrund des tiefen bzw. negativen Zinsumfeld beurteilen wir derartige Geschäfte als sehr attraktiv.

8.) Erkenntnisse, Einschätzungen und Empfehlungen

Nachfolgend fokussieren wir aufgrund der kalkulatorischen Verluste im *Prop-Trading* auf *Alpiq* und *Axpo*. Eine Erklärung, warum *BKW* im *Prop-Trading* positive Erlöse ausweist, geben wir am Ende dieses Abschnitts.

Alpiq wies in den letzten vier Jahren durchschnittlich einen Bruttogeldfluss im *Energiehandel* von gerundet CHF 15'000 Mio. per Bilanzstichtag aus, *Axpo* einen Bruttogeldfluss in Höhe von durchschnittlich gerundet CHF 20'000 Mio. auf jeweils beiden Seiten der Bilanz. Mit aktuell einem BBB Rating (siehe [8]) fallen für *Axpo* und *Alpiq* jeweils Mehrkosten in Höhe von 40 bps = 0,4% an. Damit liegen die *Handelskosten* im Durchschnitt über die letzten vier Geschäftsjahre bei CHF 60 Mio. für *Alpiq* und bei CHF 80 Mio. für *Axpo*.

Für *Alpiq* bzw. für *Axpo* haben wir für die letzten vier Geschäftsjahre *kalkulatorische Verluste im Proprietary Trading* in Höhe von durchschnittlich CHF -85,5 Mio. (p.a.) bzw. von durchschnittlich CHF -264 Mio. (p.a.) errechnet. Demnach übersteigen die kalkulatorischen Verluste die Handelskosten um gerundet 43% bei *Alpiq* und um gerundet 230% bei *Axpo*.

Legen wir weiter das aktuell ausgewiesene Eigenkapital von *Alpiq* (CHF 3'944 Mio.) und *Axpo* (CHF 4'979 Mio.) zugrunde, so trägt das *Proprietary Trading* mit einem negativen Beitrag zur Eigenkapitalrendite in Höhe von durchschnittlich -2,24% (*Alpiq*) bzw. in Höhe von -5,30% (*Axpo*) über die letzten vier Geschäftsjahre bei.

Bezogen auf das gesamte, eigene Produktionsvolumen verloren *Alpiq* 0,57 Rp./kWh (=85,5 Mio. /15 TWh) und *Axpo* 0,825 Rp./kWh (=264 Mio. / 32 TWh) im *Proprietary Trading* durchschnittlich über die letzten vier Geschäftsjahre. Bezogen auf das eigene Produktionsvolumen der Schweizer Grosswasserkraft verloren *Alpiq* 2,14 Rp./kWh (=85,5 Mio. / 4 TWh) und *Axpo* 3,3 Rp./kWh (=264 Mio. / 8 TWh).

Das eingegangene *Risiko-Exposure* lässt sich abschätzen, indem wir das Bruttohandelsvolumen, eine durchschnittliche Handelsperiode von 1 Woche, eine Marktvolatilität von 20%, ein Sicherheitsniveau von 95% zugrunde legen und dem Eigenkapital gegenüberstellen [7b]. Wir quantifizieren das über die letzten 4 Geschäftsjahre durchschnittlich eingegangene Risiko-Exposure für *Alpiq* mit gerundet 8% ihres Eigenkapitals und für *Axpo* (GJ 2017/2018) mit gerundet 9% ihres Eigenkapitals. Diese Kenngrössen 8% (*Alpiq*) bzw. 9% (*Axpo*) sind in Relation zu setzen mit den durchschnittlich über die letzten 4 Jahre kalkulatorisch negativen Beitrag zur Eigenkapitalrendite im *Proprietary Trading* in Höhe von -2,24% (*Alpiq*) bzw. -5,30% (*Axpo*).

Quersubventionierungen können dann verstärkt auftreten, wenn

- ✘ Handelsvolumen und Erfolge aus *Absicherungen*, *Asset-backed Trading* sowie *Proprietary Trading* unzureichend voneinander abgegrenzt werden,
- ✘ *Verrechnungspreise für die physische Lieferung* zu tief sind, und
- ✘ *Kostensätze für Dienstleistungen gegenüber Dritten* zu hoch angesetzt werden.

Gemäss Finanzbericht 2017/18 der *Axpo* werden «gemäss neuem Geschäftsmodell der Erstverkauf als Umsatz ausgewiesen und sämtliche darauffolgenden Optimierungsaktivitäten als *Absicherungsgeschäfte* betrachtet, welche netto in den Erfolg aus *Energiehandel* fliessen». Damit wird es aus unserer Sicht für das Risiko-Controlling bzw. für die Abteilung «Risk Management & Valuation» nur mit sehr grossem Aufwand möglich, die Einhaltung der Risikomanagementdirektive und insbesondere der Limitensysteme zu überwachen. Dies reduziert aus unserer Sicht weiter die Transparenz der Finanzberichte beträchtlich.

Für die physische Lieferung wird in der Strombranche der auktionierte Day-Ahead Preis für das Schweizer Marktgebiet verrechnet, ohne Einbezug allfälliger Anteile aus den SDL-Erlösen oder Erlösen aus dem *Asset-backed Trading*. Es ist ein Ziel dieser Arbeit, die Unterschiede zu quantifizieren und bezogen auf die letzten 10 Jahre auszuweisen.

Das BFE 2018 [1c] korrigiert den von der Strombranche angegebenen Overhead von 0,75 Rp./kWh auf 0,6 Rp./kWh nach unten. Wir schliessen daraus, dass den Kraftwerken für den Overhead um 0,15 Rp./kWh zu viel verrechnet worden ist. Bezogen auf die Schweizer Grosswasserkraft mit einem Produktionsvolumen von durchschnittlich 36 TWh (p.a.) entspricht dies eine um CHF 54 Mio. zu hohe Verrechnung (p.a.). Damit erkennen wir eine Quersubventionierung des *Energiehandels* in Höhe CHF 54 Mio. (p.a.), die wir in Relation zur jüngst gesprochenen Marktprämie in Höhe von CHF 120 Mio. (p.a.) setzen.

Warum halten *Alpiq* und *Axpo* seit Jahren an ihrem Eigenhandel generell fest, insbesondere in diesem Umfang?

Wir stützen uns für die Beantwortung unter anderem auf das jüngste Interview mit dem CEO und VR-Präsidenten der *Alpiq* [2e] am 11. März 2019, sowie auf Gespräche mit Vertretern der Stromwirtschaft und Politik, ausgelöst durch unsere Arbeiten und Präsentationen [6,7]. Wir binden folgende Ebenen mit ein: Stromhändler & Risiko-Controlling, Konzernleitung sowie

Verwaltungsrat. Wir vermuten *Fehleinschätzungen* und *Interessenskonflikte im Energiehandel*, die wir etwas genauer ausführen:

Fehleinschätzungen: Mit Beginn der Liberalisierung waren die Märkte im Aufbau, Arbitragemöglichkeiten boten Opportunitäten, preisrelevante Informationen kamen verzögert in den Markt. Dies führte zusammen mit einem kontinuierlichen Preisanstieg zum Wettbewerb im Aufbau von Long-Positionen und in Folge zu enormen Handelserfolgen. Der nicht antizipierten Korrektur Ende 2008 folgte ein *Contango* in den Futures-Preisen, der nachhaltig die Stromlieferungen im 3. Folgejahre höher bewertete als im 2. Folgejahr und diese wiederum höher als im Frontjahr. Die Hypothese, dass, wenn die Futures-Preise über die Fristigkeit steigen, auch die Spotpreise steigen werden, verführte die Strombranche zum Aufbau von Long-Positionen und die Absicherung Volumen bezogen eher am unteren Rand des zulässigen Korridors vorzunehmen. Diese Hypothese ist empirisch weder für Zinsen noch für Commodities erwiesen. In Folge führte dies seit 2010 zu einer schweren Fehleinschätzung der Marktentwicklung verbunden mit den ausgewiesenen Verlusten und Wertberichtigungen. Hinzu kommt die steigende Effizienz in den Märkten, die es nicht mehr ermöglicht, nachhaltig ein Fallen oder einen Anstieg des Preises zu prognostizieren, weder über einen Tag, noch über Woche, noch über Jahre. Dennoch besteht bei Stromhändlern der Glaube, mit technischen Analysen den Markt „zu schlagen“. Auch hierzu gibt es keine empirischen Analysen, die eine nachhaltige Outperformance mittels technischer Analyse zeigen. Es gilt die Markteffizienz zu respektieren, die dazu führt, dass - ohne Einbindung der Handelskosten - von den vielen Eigenhandelsgeschäften 50% erfolgreich und 50% verlustreich geschlossen werden. Hinzu kommen die Handelskosten und die Tatsache, dass die Handelskosten bei einem gezwungenen Schliessen der Handelspositionen höher ausfallen, was das Downside des Handelserfolgs zusätzlich und überproportional belastet. Ein nachhaltiger Erfolg im *Eigenhandel* ist daher aus unserer Sicht nicht möglich.

Interessenskonflikte: Wir haben ausführlich die beiden Pfeiler „*Asset-backed Trading*“ und „*Proprietary Trading*“ diskutiert und einander gegenübergestellt. Da *Asset-Trader* auch *Eigenhandel* betreiben dürfen, sehen wir es als nicht selbstverständlich an, dass i) Handelsgeschäfte im *Asset-backed-Trading* auch als solche klassifiziert werden, wenn keine physische Lieferung erfolgt, und ii) positive Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* nicht als „stilles Risikokapital“ für den *Eigenhandel* genutzt wird. Die *Asset-Trader* stehen im Interessenkonflikt, solange ihnen der *Eigenhandel* erlaubt wird. Es wird auf allen Ebenen zu sehr darauf vertraut, dass der *Eigenhandel* zusätzliche Opportunitäten bietet, der zu Mehrwert für Stake- und Shareholders führt. Eine differenzierte Analyse der hunderttausenden Handelsgeschäfte nach *Asset-backed Trading* und *Proprietary Trading (Eigenhandel)* würde dies bestätigen. Bonuszahlungen an Energiehändler ändern nicht die Markteffizienz. Solange keine Verluste von den Eigenhändlern zu tragen sind, setzen Bonuszahlungen verbunden mit tiefen Fix-Löhnen falsche Anreize im *Eigenhandel*. Solange der *Energiehandel* als Geschäftsbereich dominiert, sind verstärkt die Risiken im *Energiehandel* zu beachten. Auch wenn die Stromproduktion für drei Folgejahre zur Gänze abgesichert ist, kann kein positives Unternehmensergebnis garantiert werden, ohne dass der *Eigenhandel* unterbunden wird. Wir verweisen auf *Alpiq* [2e], in der die Dominanz des *Stromhandels* deutlich wird, und dennoch ein positives Unternehmensergebnis garantiert wird, mit alleinigem Bezug auf die auf 3 Jahre

vorgenommene Absicherung der Stromproduktion. Die inhärenten Risiken des *Eigenhandels* als Teil des Stromhandels werden ignoriert. Wir sind der Auffassung, dass primär der enorme *Eigenhandel* die Erlöse des *Asset-backed Trading* und damit Eigenkapital vernichtet hat. Der Preiszerfall an den Strombörsen und der eigene Bonitätsverlust gaben für die Verantwortlichen der *Alpiq* und *Axpo* keinen Anlass, den *Eigenhandel* einzuschränken. Die Entwicklung der Bruttohandelsvolumina zeigt auf, dass der *Energiehandel* mit fallendem Preis und Bonität sogar ausgebaut wurde. Die *Interessenkonflikte* sowohl auf Konzern- als auch auf Verwaltungsratsebene werden deutlich. Mit Verweis auf den jüngsten Finanzbericht 2017/18 der *Axpo* wird weiter ersichtlich, dass neue Geschäftsmodelle den Geschäftsbereich „*Energiehandel*“ noch stärker schützen, dies – aufgrund nicht verifizierbarer Verrechnungspreise für die physische Stromlieferung - zu Lasten des Geschäftsbereichs „*Produktion*“.

Abschliessend zu *BKW*: Bei *BKW* liefert das *Proprietary Trading* einen Beitrag zur Eigenkapitalrendite in Höhe von 0,31% für GJ 2015, von 0,41% für GJ 2016 und von 1,09% für GJ 2017. Relativ zum Produktionsvolumen verdient *BKW* 0,067 Rp./kWh im GJ 2015, 0,1 Rp./kWh im GJ 2016 und 0,31 Rp./kWh im GJ 2017 mit dem *Prop-Trading*.

Der Bruttogeldfluss auf beiden Seiten der Bilanz fällt bei *BKW* mit gerundet 4'700 Mio. CHF vergleichsweise gering aus. Dies entspricht 94'000 Transaktionen zu einem durchschnittlichen Marktwert von 100'000 CHF. Die Mehrkosten im *Energiehandel* betragen für ein A Rating ca. 20 bps = 0,2%. Damit stehen einem durchschnittlichen Erlös in Höhe von CHF 19 Mio. im *Prop-Trading* der *BKW* Handelskosten von knappen CHF 10 Mio. gegenüber.

Wie schafft nun *BKW* diese „Punktladung“ bzw. warum schafft *BKW* ein positives Ergebnis im *Eigenhandel*, obwohl die Energiemärkte effizient sind und Handelskosten von ca. CHF 10 Mio. zu decken sind?

Wie oben ausgeführt und im Anhang ersichtlich ist, fallen innerhalb des *Asset-backed Trading* auch Handelsgeschäfte an, die keine physische Lieferung nach sich ziehen, aber relative hohe Erlöse erwirtschaften. Wenn nun innerhalb *Energiehandel* *BKW* ein Teil dieser erfolgreichen Geschäfte ohne physischer Lieferung als *Eigenhandels*geschäfte deklariert werden (was nicht untersagt wird), dann lässt sich die „Punktlandung“ umsetzen. *De facto* halten wir es sogar für möglich, dass *BKW* einen *reinen Eigenhandel* zur Gänze verbietet, und dass jene Handelsgeschäfte innerhalb des *Asset-backed Trading*, in denen keine physische Lieferung erfolgt, intern als *Eigenhandels*geschäfte deklariert werden.

Hinsichtlich *Systemrelevanz* stufen wir *Alpiq* und *Axpo* deutlich höher ein als *BKW*. *Alpiq* weist einen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet 16'500 Mio. CHF auf beiden Seiten der Bilanz 2018 aus. Diese Volumina repräsentieren 330'000 Transaktionen zu einem durchschnittlichen Marktwert von 100'000 CHF. Würde *Alpiq* insolvent werden, so wären zumindest diese 330'000 Transaktionen unter Einbindung der verschiedenen Gegenparteien abzuwickeln. Dies

wird umso Kosten aufwendiger, je mehr Gegenparteien über die verschiedenen abgeschlossenen Handelsgeschäfte involviert sind.

Axpo weist einen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet 25'000 Mio. CHF auf beiden Seiten der Bilanz aus, was 500'000 Transaktionen zu einem durchschnittlichen Marktwert von 100'000 CHF entspricht. Würde *Axpo* insolvent werden, so wären zumindest diese 500'000 Transaktionen unter Einbindung der verschiedenen Gegenparteien abzuwickeln.

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass die in den Finanzberichten [2,3,4] ausgewiesenen Geldflüsse in Höhe von bis zu CHF 25'000 Mio. lediglich jene Handelsgeschäfte repräsentieren, die zu einem Geldfluss *nach dem Bilanzstichtag* führen. Volumina zu Handelsgeschäften, die *im laufenden Geschäftsjahr* einen Geldfluss auslösen, werden in den Finanzberichten nicht publiziert.

Aufgrund obiger Handelsvolumina ist festzuhalten, dass sich eine Insolvenz von *Alpiq* oder *Axpo* auch die Solvabilität der verbleibenden beiden grossen Stromproduzenten unmittelbar gefährdet.

9.) Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Vermarktung der Schweizer Grosswasserkraft obliegt den Stromhändlern. Dabei gilt es zwischen der *Vermarktung der Stromproduktion* und der *Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten* zu unterscheiden. Während die *Erlöse aus der Stromproduktion* dem Geschäftsbereich „Produktion“ angerechnet werden, verbleiben die *Erlöse aus der kurz- und langfristigen Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten* beim Geschäftsbereich „Energiehandel“. Für das *Proprietary Trading* muss *Risikokapital* von den Stromproduzenten vorgehalten werden, im *Asset-backed Trading* stellen die *Kraftwerkskapazitäten* das entsprechende Pendant zum *Risikokapital* dar. Dies führt zu Interessenkonflikten und „stillem Risikokapital“.

Für die vollständigen Gestehungskosten beziehen wir uns auf BFE 2018 [1c], das im Durchschnitt über den Zeitraum 2011-2016 für die Laufwasserkraft 5,6 Rp./kWh und für die Speicherkraft 6,9 Rp./kWh angibt. In beiden Grössen sind Eigenkapitalkosten von ca. 1,2 Rp./kWh, das Wasserzinsmaximum von ca. 1,5 Rp./kWh und Overheadkosten für die Vermarktung von ca. 0,6 Rp./kWh enthalten.

Gestützt auf den zugrundeliegenden Annahmen zeigen unsere Analysen kalkulatorische Erlöse für die Laufwasserkraft in Höhe von durchschnittlich 5,4 Rp./kWh und für die Speicherkraft in Höhe von durchschnittlich 9,1 Rp./kWh über die letzten 5 Jahre. Damit schätzen wir den kalkulatorischen Überschuss für durchschnittlich 36 TWh (p.a.) produziertem Strom aus Schweizer Grosswasserkraft (Speicherkraft 20 TWh, Laufwasserkraft 16 TWh) mit gerundeten 408 Mio. CHF (p.a.) über die letzten 5 Jahre.

Aufgrund des fehlenden Rahmenabkommens mit der EU ist das Schweizer Marktgebiet seit Juni 2018 nicht mehr im grenzüberschreitenden Europäischen Spothandel eingebunden. Somit reduziert sich zukünftig das *kurzfristige Asset-backed Trading* der Schweizer Stromhändler auf

den Markt für Systemdienstleistungen. Hätte dieser Zugang bereits seit 5 Jahren nicht bestanden, so hätte für die Schweizer Speicherkraft ein reduziertes Erlöspotenzial von durchschnittlich 8,0 Rp./kWh resultiert. Ohne Zugang zu den Europäischen Spotmärkten reduziert sich das zukünftige Überschusspotenzial um gerundete 220 Mio. CHF (p.a.) auf 188 Mio. CHF (p.a.), sofern das Preisniveau weiterhin um den Durchschnitt der letzten 5 Jahre schwankt.

Für den *Energiehandel* werden in den Finanzberichten [2,3,4] schwebende Geschäfte ausgewiesen, die nach dem Bilanzstichtag positive und negative Geldflüsse in Höhe bis zu CHF 25'000 Mio. nach sich ziehen. Unter der Annahme, dass diese schwebenden Geschäfte ein durchschnittliches Volumen von 100'000 CHF aufweisen, so wären bei einer Insolvenz gesamthaft zumindest 500'000 Transaktionen abzuwickeln. Wir erachten es als notwendig, die *Struktur über die Gegenparteien und das Risikoprofil der schwebenden Geschäfte* in den Finanzberichten detaillierter auszuführen.

Das Bruttohandelsvolumen der *BKW* ist mit gerundet CHF 5'000 Mio. angegeben und liegt deutlich unter jenem der *Alpiq* (gerundet CHF 16'500 Mio.) und *AXPO* (gerundet CHF 25'000 Mio.). Unter Einbezug der Bonität resultieren für *Alpiq* Handelskosten in Höhe 66 Mio., für *Axpo* 100 Mio. und für die *BKW* 10 Mio. CHF. Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass die in den Finanzberichten [2,3,4] ausgewiesenen Geldflüsse in Höhe von bis zu CHF 25'000 Mio. lediglich jene Handelsgeschäfte repräsentieren, die zu einem Geldfluss *nach dem Bilanzstichtag* führen. Volumina zu Handelsgeschäften, die *im laufenden Geschäftsjahr* einen Geldfluss auslösen, werden in den Finanzberichten nicht publiziert.

Wir haben für die Geschäftsjahre 2015-2018 die in der Segmentberichterstattung der *Alpiq*, *AXPO* und *BKW* ausgewiesenen Ergebnisse des Geschäftsbereichs „*Energiehandel*“ dem Erlöspotenzial des *Asset-backed Trading* gegenübergestellt. Unter Einbezug der jeweils publizierten Kapazitäten und Stromproduktion und unter den getroffenen Modellannahmen haben wir für das *Prop-Trading* der *Alpiq* über die Jahre 2015, 2016, 2017 und 2018 kalkulatorische Verluste in Höhe von CHF -86, -86, -53 und -117 Mio. erhalten, und für das *Prop-Trading* der *Axpo* kalkulatorische Verluste in Höhe von CHF -297, -436, -275 und -47 Mio. über die Geschäftsjahre 2014/15 – 2017/18. Wir haben dabei angenommen, dass die Geschäftsbereiche „*Produktion*“ für ihre physischen Lieferungen vom Geschäftsbereich „*Energiehandel*“ jeweils auf Basis des Markt-Clearingpreises der Day-Ahead Auktion inkl. des Absicherungserlöses entschädigt wurden.

BKW weist in ihren Finanzberichten [4] den Erfolg im *Proprietary Trading* (*Eigenhandel*) explizit aus. Dieser beträgt CHF 8, 12 und 37 Mio. in den Geschäftsjahren 2015, 2016 und 2017.

Die Revision des *StromVG* soll eine **wirtschaftlich effiziente Stromversorgung** gewährleisten. Dieses Ziel *erfordert* die Einbeziehung des vollständigen Erlöspotenzial aus dem *Stromhandel*. Insbesondere muss aus unserer Sicht, um diese **wirtschaftliche Effizienz** sicherzustellen, eine Quersubventionierung des *Proprietary Trading* durch das *Asset-backed-Trading* ausgeschlossen bzw. pönalisiert werden. Dies erfordert in Folge, dass die entsprechenden Erfolgswerte in den Jahres- und Halbjahresberichten ausgewiesen werden.

Die Schweizer Stromproduzenten unterscheiden in ihren Finanzberichten weder innerhalb des *Energiehandels* zwischen *Asset-backed Trading* und *Proprietary Trading (Eigenhandel)*, noch werden für die physische Stromlieferung die internen Verrechnungspreise publiziert. Aus den Finanzberichten [2,3,4] ist nicht ersichtlich, wie sich das Volumen der nominalen Geldflüsse für das laufende und die folgenden Geschäftsjahre auf

- ❖ die verschiedenen *Commodities* Strom, Gas etc.,
- ❖ *Börsen-Geschäfte* und *OTC-Verträge*, und auf
- ❖ *Absicherungsgeschäfte*, *Asset-backed Trading* und *Proprietary Trading*

verteilt.

Ausserdem erachten wir es als wichtig,

- ❖ Operativen Cashflow nach Segmenten und nach jeweiligen Handelsaktivitäten zu unterteilen,
- ❖ Parameter bei modellhafter Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes von Energiederivaten offenzulegen,
- ❖ Offene Positionen am Bilanzstichtag und eine unterjährige Vergleichsgrösse auszuweisen.

Für eine wirtschaftlich effiziente Stromversorgung ist darüber hinaus wesentlich,

- ❖ die Verrechnungspreise für die physische Stromlieferung zu kennen,
- ❖ Quersubventionierungen zwischen den Geschäftsbereichen *Produktion* und *Energiehandel* auszuschliessen,
- ❖ die Erlöse in den *Absicherungsgeschäften* und im *Asset-backed Trading* zu dokumentieren und
- ❖ die risikoadjustierten Erträge im *Proprietary Trading* auszuweisen.

Wir haben die *Ineffizienzen* im Stromhandel anhand der letzten vier Jahre kalkulatorisch abgeschätzt, womit die Notwendigkeit nach höherer Transparenz in der Berichterstattung aufgezeigt wird. Wir denken in einem ersten Schritt an ein **Unbundling von *Asset-backed Trading* und *Proprietary Trading (Eigenhandel)***. In der technischen Umsetzung sehen wir keine Schwierigkeiten, da *Asset-backed-Trader* und *Proprietary Trader (Eigenhändler)* zum einen völlig unterschiedliche Kompetenzen besitzen, zum anderen auf völlig verschiedenen Informationen ihre Handelsentscheidungen treffen und somit sogar in der Regel räumlich getrennt werden. Es muss lediglich ausgeschlossen werden, dass ein *Asset-backed Trader* nicht zusätzlich *Eigenhandel* betreibt bzw. diesen offenlegt. Ebenso haben wir *Interessenkonflikte* aufgezeigt, die in der Folge dazu führen, dass über die Geschäftsmodelle der Geschäftsbereich *Energiehandel* zu Lasten des Geschäftsbereichs *Produktion* geschützt wird.

10a) Referenzen (im Management Summary)

- [1a] BFE (2018): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2017* ([Link](#)).
- [1b] BFE (2017): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2017)* ([Link](#)).
- [1c] BFE (2018): *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft (Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag des UREK-N)*, Bericht vom 29. Januar 2018, ([Link](#))
- [1d] BFE (2018): *Tag der Wasserkraft, Präsentation*, Kraftwerke Sarganserland, 19. Sept. 2018
- [2a,b,c] *Alpiq*: Geschäftsbericht 2015, 2016, 2017, 2018
- [2e] *Alpiq*: Interview mit CEO und VR-Präsident Jens Alder, ECO SFR, 4. März 2019 ([Link](#))
- [3a,b,c,d] *Axpo*: Finanzbericht 2014/2015, 2015/16, 2016/2017, 2017/18
- [3e] *Axpo*: Nachhaltigkeitsbericht 2016/2017
- [4a,b,c] *BKW*: Geschäftsbericht 2015, 2016, 2017
- [5] *Swissgrid Geschäftsberichte 2009-2017* ([Link](#)).
- [6a] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [6b] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Technische Dokumentation, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [7a] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting-Puzzle in der Schweizer Stromwirtschaft: Die Geschäftsjahre 2015-2017*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [7b] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting Insight – Systemrisiken in der Schweizer Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018 ([Link](#))

10b Referenzen (erweitert)

- [8] Björk, T. (2009), *Arbitrage Theory in Continuous Time*, 3rd Ed., Oxford 2009.
- [9] Credit Suisse: *Swiss Credit Handbook 2017*, Investment Solutions & Products, Swiss Institutional Credit Research, September 2017.
- [10] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.
- [11a] Schlecht I., Weigt H. (2016): *Long Drought Ahead? The Future Revenue Prospects of Swiss Hydropower*. SCCER-CREST WP3 Working Paper. WP-2016/03.
- [11b] SCCER-CREST (2016): *Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit*. White Paper 1 – März 2016
- [11c] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*, SCCER-CREST WP3 Working Papers.
- [11d] Betz R., Geissmann T., Hediger W., Herter M., Schillinger M., Schuler C., Weigt H. (2018): *The Future of Swiss Hydropower: Distributional Effects of Water Fee Reform Options*, Interim Project Report, September 2018.

[12] <https://www.iorc.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).

ANHANG

Asset-backed-Trading vs. Proprietary Trading

Die **Handelsgeschäfte im Energiehandel** zeichnen sich dadurch aus, dass der Zeitpunkt des Abschlusses eines Handelsgeschäftes (z.B. Verpflichtung zu einer Stromlieferung oder zu einem Einsatz einer Turbinenkapazität in der Zukunft) und der Zeitpunkt der Stromlieferung bzw. des Einsatzes der Kapazitäten **nicht identisch sind**. Die Zeitdauer zwischen diesen beiden Zeitpunkten wird als **Handelsperiode** bezeichnet und kann mehrere Stunden, Tage, Wochen, Monate oder sogar Jahre umfassen.

Asset-backed Trader nutzen die hohe Volatilität im *Spothandel*, in dem diese die Turbinenkapazitäten sukzessive bei steigenden Preisen verkaufen, und bei fallenden Preisen wieder zurückkaufen; analog wird Pump-Strom bei fallenden Preisen eingekauft und bei steigenden Preisen wird dieser Einkauf wieder rückgängig gemacht bzw. *glattgestellt* bzw. *geschlossen*. Die positive Preisdifferenz und der damit positive Handelserfolg ist umso grösser, je grösser die Volatilität im Spothandel. Diese Handelsstrategie wird als **Replikationsstrategie** bezeichnet und ist den Nobel-Preisträgern Black-Scholes-Merton zu verdanken, die im Rahmen ihrer Arbeiten zur Optionspreistheorie erkannt haben, dass sich Volatilität in den Märkten monetisieren lässt.

i) Veranschaulichung der Replikationsstrategie

Für die **Veranschaulichung der Replikationsstrategie** legen wir nun folgendes, vereinfachte Beispiel zugrunde: Der *Asset-backed Trader* bewirtschaftet ein Speicherkraftwerk mit einer Turbinenkapazität von 100 MW. Entsprechend dem aktuellen Speicherlevel, den Preis- und Zuflussprognosen wurde aktuell der Wert des verfügbaren Wassers im Speicher mit 38 EUR/MWh bestimmt. Dieser Preis repräsentiert den sogenannten *Triggerpreis* und damit jene Schwelle, ab der es ökonomisch gerechtfertigt ist, die Turbinen einzusetzen und damit Strom zu produzieren.

Nachfolgend definieren wir grob die strukturellen Rahmenbedingungen für den Spothandel, um primär die unterschiedlichen Gewinn- und Verlustprofile zwischen *Asset-backed Trader* und *Proprietary Trader (Eigenhändler)* zu veranschaulichen, einschliesslich möglicher Quersubventionierungen und ihren Auswirkungen auf die Aussagekraft der Segmentberichterstattung.

Nehmen wir als Beispiel die Lieferstunde 10-11 an einem Dienstag Vormittag, so wird um 12h00 des Vortages (also am Montag) im Rahmen der sogenannten Day-Ahead Auktion der Markt-Clearingpreis für eine Stromlieferung von 1 MWh in dieser Stunde 10-11 (am Dienstag)

bestimmt. Dieser Markt-Clearingpreis wird am Montag um 12h00 publiziert und ist somit allen Marktteilnehmern bekannt. Um 15h00 nachmittags des Vortages (also Montag) beginnt der Intraday-Handel (ID-Handel) für alle stündlichen und viertelstündlichen Stromlieferungen des Folgetages (Day-Ahead), insb. auch für jene Stromlieferung am Dienstag 10-11 (Day-Ahead). Im Rahmen dieses zeitstetigen ID-Handels ist dieses Produkt handelbar bis 15 min vor Lieferbeginn, also bis 9h45.

Der *Asset-backed Trader* bietet am Montag, im Rahmen der Day-Ahead Auktion, für eine Stromlieferung am Dienstag (10-11) 50% der verfügbaren Turbinenleistung (also 50 MW) zu einem Preis von 38 EUR an, weitere 25% der Turbinenleistung (25 MW) zu einem Preis von 48 EUR, und die letzten 25% der Turbinenleistung für einen Preis von 68 EUR. Diese Art von Staffelung der flexiblen Turbinen-Kapazitäten charakterisiert das Replikationskonzept.

Die Day-Ahead-Auktion liefert für die Stromlieferung (Dienstag 10-11) einen Markt-Clearingpreis von 40 EUR/MWh, oberhalb des Triggerpreises von 38 EUR/MWh. Damit ist der *Asset-backed Trader* mit der Veröffentlichung des Auktionsergebnisses (am Montag um 12h00) zu einer Stromlieferung am Dienstag, von 10-11, in Höhe von 50 MWh verpflichtet.

Wir nehmen nun für diese Stromlieferung (am Dienstag, 10-11) vier mögliche Preisentwicklungen (Ia, Ib, IIa, IIb) im Intraday-Handel (ID-Handel) an, wobei wir uns auf zwei Zeitpunkte (auf Montag 20h00, acht Stunden nach der Day-Ahead Auktion, sowie auf Dienstag 8h00, also eine Stunde vor Lieferbeginn) beschränken.

Preisentwicklung Ia: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh; Di 8h00 bei 70 EUR/MWh,
Preisentwicklung Ib: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh; Di 8h00 bei 30 EUR/MWh,
Preisentwicklung IIa: ID-Preis: Mo 20h00, bei 30 EUR/MWh; Di 8h00 bei 50 EUR/MWh,
Preisentwicklung IIb: ID-Preis: Mo 20h00, bei 30 EUR/MWh; Di 8h00 bei 10 EUR/MWh.

Obig gewählte Variabilität (siehe Abbildung 1) für die ID-Preise ist typisch für den Spothandel und entsteht insbesondere durch sich ändernde Prognosen für die Einspeisung der Neuen Erneuerbaren, ausgelöst durch sich ändernde Wetterprognosen (inkl. Nebelwänden). Die Volatilität der ID-Preise beträgt 150% und entspricht jenem Wert, den wir in unseren Arbeiten für die Herleitung der kalkulatorischen Erlöse des *Assets-backed Tradings* im Spothandel zugrunde legten.

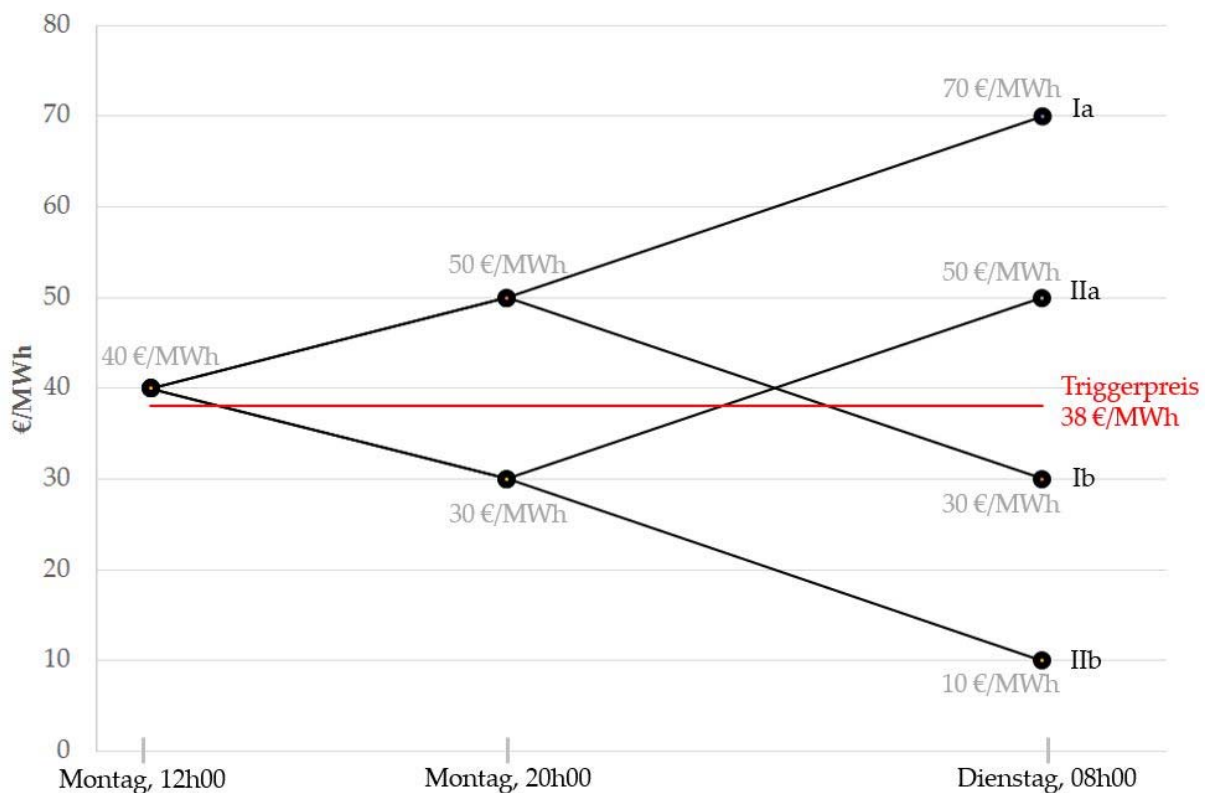


Abbildung 9: Darstellung der vier Preisentwicklungen inkl. Triggerpreis an den ausgewiesenen Handelszeitpunkten.

Was die vier Preisentwicklungen betrifft, so wurden diese so gewählt, dass die Durchschnittspreise über alle vier Preisentwicklungen zu den Zeitpunkten Montag, 20h00 sowie Dienstag, 8h00 jeweils 40 EUR/MWh ergeben und damit mit dem Marktpreis der Day-Ahead-Auktion (Montag, 12h00) übereinstimmen. Dies ist konsistent mit der Annahme, dass der Strommarkt effizient ist und die Marktpreise der Martingal-Eigenschaft folgen: Das heisst, dass der aktuelle Preis die beste Prognose für die Zukunft ist.

ii) Das Risiko-Profil eines Asset-backed Trader im Intraday-Handel

Ein *Asset-backed Trader* hat das **Recht (aber keine Verpflichtung)**, sein Handelsgeschäft im Falle einer günstigeren Preisentwicklung an den Handelsplattformen durch ein sogenanntes Gegengeschäft rückgängig zu machen bzw. *glatt zu stellen* bzw. *zu schliessen*. In diesem Fall einer *Glattstellung* des Handelsgeschäftes erfolgt keine physische Lieferung bzw. kein Einsatz der Kapazitäten. Durch die positive Preisdifferenz entsteht ein positiver Handelserfolg. Der *Asset-backed Trader* ist also nicht dem Risiko ausgesetzt, sein Handelsgeschäft unter schlechteren Preisentwicklungen *schliessen* zu müssen. Die vorhandenen Kapazitäten (i.e. *Assets*) ermöglichen dem *Asset-backed Trader* in jedem Fall seinen vertraglichen Verpflichtungen zum Liefer- bzw. Einsatzzeitpunkt nachzukommen.

Unter **Preisentwicklung Ia** wird der *Asset-backed Trader* am Montag 20h00 weitere 25 MW Turbinenkapazität und am Dienstag 8h00 ebenso weitere 25 MW (also jeweils 25% der Turbinenleistung) verkaufen. Der *Asset-backed Trader* verpflichtet sich damit zur Stromlieferung von 100 MWh (Dienstag, 10-11).

Der erzielte Erlös in der Day-Ahead-Auktion und ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung Ia: $\text{EUR } 50 \cdot 40 + 25 \cdot 50 + 25 \cdot 70 = \text{EUR } 5'000$.

Wichtig dabei wird der Vergleich zwischen Wert der physischen Lieferung zu dem Markt-Clearingpreis der Day-Ahead Auktion in Höhe von $100 \cdot 40 \text{ EUR} = \text{EUR } 4'000$ und dem daraus resultierenden Mehrwert des *Asset-backed Trading* im Spot-Handel in Höhe von EUR 1'000 bzw. 25% des Marktwerts der physischen Lieferung.

Unter **Preisentwicklung Ib** wird der *Asset-backed Trader* am Montag 20h00 weitere 25 MW Turbinenkapazität zum ID-Preis 50 EUR/MWh verkaufen; am Dienstag um 8h00 jedoch wird er die bereits verkauften 75 MW Turbinenkapazität wieder zurückkaufen, weil der ID-Preis auf 30 EUR/MWh - unterhalb des Triggerpreises von 38 EUR/MWh - gefallen ist. Es ist somit ökonomisch effizienter, das Wasser im Speicher zu halten. Es erfolgt daher kein Turbineneinsatz und damit keine physische Lieferung.

Der erzielte Erlös in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung Ib: $\text{EUR } 50 \cdot 40 + 25 \cdot 50 - 75 \cdot 30 = \text{EUR } 1'000$. Damit wird durch das *Asset-backed Trading* im Spot-Markt ohne physische Lieferung ein Erlös erzielt.

Unter **Preisentwicklung IIa** wird der *Asset-backed Trader* am Montag 20h00 die in der Day-Auktion verkauften 50 MW wieder zurückkaufen, da der Preis auf 30 EUR/MWh unterhalb des Triggerpreises von 38 EUR/MWh gesunken ist, und es zu diesem Zeitpunkt ökonomisch effizienter ist, das Wasser im Speicher zu halten. Zu diesem Zeitpunkt ist der *Asset-backed-Trader* nicht zu einer Stromlieferung verpflichtet.

Am Dienstag 8h00 jedoch wird der *Asset-backed-Trader* die gesamte Turbinenkapazität 100 MW verkaufen, da der Preis auf 50 EUR/MWh gestiegen ist, somit oberhalb des Triggerpreises von 38 EUR/MWh liegt. Die Turbine wird eingesetzt und es erfolgt eine physische Stromlieferung (Dienstag 10-11) in Höhe von 100 MWh.

Der erzielte Erlös in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung IIb: $\text{EUR } 50 \cdot 40 - 50 \cdot 30 + 100 \cdot 50 = \text{EUR } 5'500$. Es kommt zu einer physischen Lieferung mit einem Marktwert in Höhe von EUR 4'000 auf Basis des Markt-Clearingpreises der Day-Ahead Auktion. Der resultierende Mehrwert des *Asset-backed Trading* im Spot-Handel beträgt EUR 1'500 bzw. 37,5% des Marktwerts der physischen Lieferung zum Zeitpunkt der Day-Ahead Auktion.

Unter **Preisentwicklung IIb** wird der *Asset-backed Trader* am Montag 20h00 die in der Day-Auktion verkauften 50 MW wieder zurückkaufen, da der Preis auf 30 EUR/MWh unterhalb des Triggerpreises von 38 EUR/MWh gesunken ist. Da der Marktpreis auch am Dienstag 8h00 mit 10 EUR/MWh weiterhin unterhalb des Triggerpreises liegt, kommt es zu keinem Turbineneinsatz und damit zu keiner Stromlieferung.

Der erzielte Erlös in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung IIb: $\text{EUR } 50 \cdot 40 - 50 \cdot 30 = \text{EUR } 500$. Damit wird – analog zu Preisentwicklung

Ib - durch das *Asset-backed Trading* im Spotmarkt ohne physische Lieferung ein zusätzlicher Erlös erzielt. Die dahinterstehenden Handelsgeschäfte führen zu positiven Geldflüssen und werden somit ausschliesslich *finanziell* abgewickelt.

Zusammenfassend können wir festhalten, dass unter Anwendung des Replikationskonzeptes für den *Asset-backed-Trader* über alle vier ausgewählten Preisentwicklungen ausschliesslich positive Geldflüsse resultieren. Kommt es zu einer physischen Lieferung so erlöst der *Asset-backed-Trader* zum einen den Wert der physischen Lieferung (200 MWh) auf Basis des Mark-Clearingpreises der Day-Ahead-Auktion in Höhe von EUR 8'000 (= 200 MWh * 40 EUR/MWh), sowie zusätzliche EUR 1'000 und EUR 1'500 mittels der Replikationsstrategie unter den Preisentwicklungen Ia und IIa, was 25% bzw. 37.5% des Marktwerts der physischen Lieferung entspricht. Die Replikationsstrategie erwirtschaftet weitere Erlöse in Höhe von 1'000 EUR bzw. 500 EUR in jenen beiden Preisentwicklungen Ib und Iib, in denen keine physische Lieferung erfolgt.

Über alle vier Preisentwicklungen resultiert eine physische Lieferung in Höhe von 200 MWh. Zusätzlich zum Marktwert der physischen Lieferung von EUR 200*40 = EUR 8'000 werden weitere EUR 4'000 auf Basis der Replikationsstrategie im *Asset-backed Trading* erwirtschaftet. Der resultierende Mehrwert beträgt EUR 4000 / 200 MWh = 20 EUR/MWh und somit 50% des Day-Ahead-Marktpreises. Dieser Mehrwert hängt direkt von der Volatilität ab: je grösser/kleiner die Volatilität umso grösser/kleiner ist auch der Mehrwert im *Asset-backed-Trading*.

iii) Das Risiko-Profil eines *Asset-backed Trader* im Markt für Systemdienstleistungen

Der Spotmarkt und der Markt für Systemdienstleistungen (SDL) steht in direkter Konkurrenz zueinander. Wurde dem TSO die Verfügbarkeit der Turbinenkapazität 100 MW für die Lieferperiode Dienstag 10-11 für *innert weniger Minuten abrufbar* zugesagt, so steht diese Turbinenkapazität dem *Asset-backed Trader* für diese Lieferperiode nicht im Spothandel zu Verfügung. Der *Asset-backed Trader* wird diese entgangene Opportunität in seinem Angebotspreis für die *Swissgrid* mit einpreisen. Der Wert der physischen Lieferung, die zusätzlichen Erlöse aus der Replikationsstrategie sowie die Wahrscheinlichkeit für den Abruf der Turbinenkapazität seitens des TSO sind hier jene massgebenden Kenngrössen, die den Angebotspreis für den *Asset-backed Trader* im Markt für Systemdienstleistungen bestimmen. Je nach SDL-Produkt beinhaltet die Optionsprämie bereits den Wert der physischen Lieferung, auch wenn kein Abruf der Turbinenkapazität erfolgt.

Wir erkennen, dass der *Asset-backed Trader* dem TSO eine Art Optionsrecht überschreibt: Der TSO erhält das Recht bei Bedarf innert weniger Minuten die Turbinenkapazität abrufen zu können. Im Gegensatz dazu, wendet der *Asset-backed Trader* im Spothandel die **Replikationsstrategie** an, die aus der klassischen Optionstheorie des Finance die Monetisierung der Volatilität ermöglicht.

Der *Asset-backed Trader* ist dabei keinem Verlustrisiko ausgesetzt, weil die Optionsprämie auch bezahlt wird, wenn der TSO die Turbinenkapazität nicht abrufen. In Abhängigkeit des SDL-Produktes ist bei Abrufen der Wert der physischen Lieferung entweder in der Optionsprämie enthalten, oder dieser Wert wird zusätzlich abgegolten.

iv) *Das Risiko-Profil eines Prop-Trader (Eigenhändler)*

Im Unterschied zum *Asset-backed-Trader* hat der *Prop-Trader (Eigenhändler)* die Pflicht, sein eingegangenes bzw. geöffnetes Handelsgeschäft innerhalb der Handelsperiode zu *schliessen*, da ein *Prop-Trader* keine Kapazitäten besitzt, um seinen vertraglichen Verpflichtungen im Handelsgeschäft (z.B. den Strom zu liefern) nachkommen zu können. Sobald eine Verpflichtung zum *Schliessen* bzw. *Glattstellen* eines Handelsgeschäftes besteht, wird dieses Handelsgeschäft auch als „*offene Position*“ bezeichnet. Mit der Verpflichtung zum *Schliessen* ist der *Prop-Trader* dem Risiko ausgesetzt, sein Handelsgeschäft unter ungünstigeren Preisentwicklungen *schliessen* zu müssen. Der *Prop-Trader* ist solange berechtigt, seine offene Position zu halten, solange nicht seine Verlustlimite ausgeschöpft ist. Der *Prop-Trader* ist zum *Schliessen* seiner offenen Position verpflichtet, spätestens dann, wenn seine Verlustlimite ausgeschöpft ist.

Wir legen denselben Markt-Clearingpreis der Day-Ahead Auktion in Höhe von 40 EUR/MWh für eine Stromlieferung am Dienstag 10-11 zugrunde, ebenso jene vier Preisentwicklungen, wie wir diese für den *Asset-backed Trader* angenommen haben. Da der *Prop-Trader* über keine Turbinenkapazitäten verfügt, werden seine Handelsgeschäfte ausschliesslich *finanziell* abgewickelt. Er muss jederzeit fähig sein, den aufgelaufenen Verlust decken zu können, weshalb dem *Prop-Trader* ein Risikokapital zugewiesen werden muss, innerhalb diesem der *Prop-Trader* seine Handelsgeschäfte durchführen darf. Das heisst, der *Prop-Trader* darf zu keiner Zeit einen realisierten oder unrealisierten Verlust aufweisen, der sein Risikokapital übersteigt.

Nehmen wir nun an, der *Prop-Trader* besitzt ein Risikokapital von EUR 1'000. Aufgrund charttechnischer Überlegungen erwartet der *Prop-Trader* gegenüber des Day-Ahead-Auktionspreises 40 EUR/MWh im Intraday-Handel fallende Preise für die Stromlieferung (Dienstag 10-11) und verkauft deshalb 100 MW zu 40 EUR/MWh am Montag um 12h00 (zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Day-Ahead Auktion) an eine Gegenpartei, die eine entgegengesetzte Preiserwartung besitzt. Weil dieses Handelsgeschäft in der Regel Over-the-Counter ausschliesslich *finanziell* abgewickelt wird und keine physische Lieferung nach sich zieht, wird dieses zugrundeliegende Handelsprodukt als eine Art „virtuelle“ Stromlieferung angesehen.

Sowohl unter **Preisentwicklung Ia** wie auch unter **Preisentwicklung Ib** ist das Risikokapital des *Prop-Traders* in Höhe von je EUR 1'000 am Montag um 20h00 aufgebraucht: Der Marktpreis ist auf EUR 50 gestiegen, der *Prop-Trader* verzeichnet einen unrealisierten Verlust in Höhe von $EUR\ 100 \cdot 40 - 100 \cdot 50 = EUR\ 1'000$, weshalb der *Prop-Trader* verpflichtet ist, seine offene Position

(Verkauf 100 MW) *glatt zu stellen* bzw. zu *schliessen*. Dies erfolgt durch einen Kauf von 100 MW (derselben „virtuellen“ Stromlieferung Dienstag 10-11) zu dem aktuellen Marktpreis von 50 EUR/MWh. Der *Prop-Trader* hat unter diesen beiden Preisentwicklungen sein Risiko-Kapital aufgebraucht, und darf solange nicht mehr handeln, solange ihm nicht ein neues Risiko-Kapital zugeteilt wird.

Unter den **Preisentwicklung IIa und IIb** stellt der *Prop-Trader* am Montag um 20h00 einen unrealisierten Gewinn in Höhe von je EUR 1'000 fest. Entscheidet sich der *Prop-Trader* diesen Gewinn zu realisieren, so sind die Verluste aus Preisentwicklungen Ia bzw. Ib kompensiert. Entscheidet er sich am Montag 20h00, seine offene Position (Verkauf 100 MW) am Dienstag um 8h00 *glatt zu stellen*, so erfährt er unter Preisentwicklung IIa einen Verlust in Höhe von EUR 1'000, und unter Preisentwicklung IIb einen Gewinn von EUR 3'000.

Wir fassen zusammen: unter den drei Preisentwicklungen Ia, Ib und IIa resultiert ein Verlust von je EUR 1'000; unter Preisentwicklung IIb resultiert ein Gewinn von EUR 3'000. In Summe, über alle Preisentwicklungen ergibt sich der Saldo Null. Dies ist kein Zufall, sondern eine Folge der angenommenen Markt-Effizienz bzw. der zugrunde gelegten Martingal-Eigenschaft der gewählten Preisentwicklungen. Je grösser die Volatilität des Marktpreises, desto schneller wird die Verlustlimite des *Asset-backed-Trader* erreicht, worauf dieser – solange nicht ein neues Risikokapital gesprochen wird - auf weitere Handelsaktivitäten verzichten muss.

v) Quellen für Quersubventionierungen

Asset-backed Trading und *Proprietary Trading (Eigenhandel)* sind die beiden Pfeiler des *Energiehandels* und besitzen völlig unterschiedliche *Profit & Loss Profile (P&L Profile)*. Während *Asset-backed Trader* von hoch volatilen Strompreisen profitieren, sind *Prop-Trader* verpflichtet bei steigender Volatilität höheres Risikokapital vorzuhalten, womit ihr Handlungsspielraum wesentlich eingeschränkt wird.

In der Berichterstattung der Schweizer Stromproduzenten wird innerhalb des *Energiehandels* **nicht** zwischen «*Asset-backed Trading*» und «*Proprietary Trading (Eigenhandel)*» unterschieden. Ebenso wird nicht publiziert, in welcher Höhe der Geschäftsbereich «*Produktion*» für seine physische Lieferung entschädigt wird. Die physische Lieferung in Höhe von 200 MWh ist bekannt, ebenso der Preis (40 CHF/MWh) der Day-Ahead Auktion, daraus ergibt sich der Marktwert CHF 8'000. Dies wäre ein möglicher Verrechnungspreis der seitens des Geschäftsbereichs «*Energiehandel*» dem Geschäftsbereich «*Produktion*» abgegolten wird. Dieser Verrechnungspreis enthielte dann keine Komponente, die den Mehrwert der Kraftwerkskapazitäten für das *Asset-backed Trading* Rechnung trägt.

Gehen wir in unserem Beispiel davon aus, dass der Geschäftsbereich «*Energiehandel*» die physische Lieferung von 200 MWh dem Geschäftsbereich «*Produktion*» mit einem Verrechnungspreis CHF 8'000 entschädigt, so verbleiben im Geschäftsbereich «*Energiehandel*»

der gesamte Mehrwert CHF 4'000, der im Rahmen des *Asset-backed Trading* aufgrund der Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazitäten erwirtschaftet wird.

Fall Ia: Wenn nun im Jahresergebnis für den «Energiehandel» ein Gewinn von CHF 5'000 ausgewiesen wird, so trägt kalkulatorisch das «*Proprietary Trading*» positiv – im Ausmass von CHF 1'000 - zum Jahresergebnis bei.

Fall IIa: Wenn nun im Jahresergebnis für den «Energiehandel» ein Gewinn von CHF 1'000 ausgewiesen wird, so trägt kalkulatorisch das «*Proprietary Trading*» negativ – im Ausmass von CHF 3'000 - zum Jahresergebnis bei. In diesem Fall wird also ein Teil des positiven Erfolgs aus dem «*Asset-backed-Trading*» für die Deckung des Verlustes im «*Prop-Trading*» verwendet. **Das «*Asset-backed Trading*» subventioniert das «*Prop-Trading*».**

Fall IIIa: Wenn nun im Jahresergebnis für den Geschäftsbereich «Energiehandel» ein Verlust von CHF 2'000 ausgewiesen wird, so wird das *Proprietary Trading* verantwortlich für ein negatives Jahresergebnis des «Energiehandels», da der kalkulatorische Verlust von CHF 6'000 des «*Prop-Trading*» um CHF 2'000 höher ausfällt, als der positive Erfolg im *Asset-backed Trading* in Höhe von CHF 4'000. **Das *Asset-backed Trading* subventioniert das *Prop-Trading*.**

Fall IV: Gehen wir hingegen in unserem Beispiel davon aus, dass die physische Lieferung von 200 MWh dem Geschäftsbereich «*Produktion*» nur mit einem Verrechnungspreis von CHF 7'000 entschädigt wird, **so wird der Geschäftsbereich «Energiehandel» mit CHF 1'000 vom Geschäftsbereich «*Produktion*» subventioniert.**

Fall V: Gehen wir davon aus, dass *Swissgrid* im Rahmen von *Systemdienstleistungen* die Turbinenkapazitäten zu billigen Stunden (d.h. zu tiefen Markt-Clearingpreisen der Day-Ahead Auktion) abrufen, so fällt der Marktwert der resultierenden physischen Lieferung - bestimmt durch diese tiefen Markt-Clearing Preise der Day-Ahead Auktion - tief aus. Der *Asset-backed Trader* hat in seinem Preisangebot für *Systemdienstleistungen* derartige Abschläge eingepreist, womit *Swissgrid* deutlich über den Marktwert liegende Entgelte an den «Energiehandel» leistet. Wird der billige Day-Ahead Auktionswert als Verrechnungspreis für den Geschäftsbereich «*Produktion*» zugrunde gelegt, **so wird der Geschäftsbereich «Energiehandel» vom Geschäftsbereich «*Produktion*» subventioniert.**

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass in den obigen Ausführungen die Transaktionskosten ausser Acht gelassen wurden, insbesondere jene zusätzlichen Kosten, die im allgemeinen entstehen, wenn ein Händler zu einem Kauf oder Verkauf aufgrund der fehlenden Risikofähigkeit gezwungen wird. Damit dürfen wir schliessen, dass unter der Annahme der Markteffizienz, der Prop-Trader kein nachhaltiges Gewinnpotenzial besitzt, sondern unter Einbeziehung der Transaktionskosten Handelsverluste entstehen.