

Empirische Analysen zu Finanzberichten der *Alpiq, Axpo, BKW* **(Geschäftsjahre 2009-2018)**

Eine Studie für die Stakeholders der Schweizer Stromwirtschaft zur Prüfung

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

9. September 2021

Update der Links zu den Referenzen (24. 11.2023)

Würdigung: Die Ergebnisse dieser Studie basieren auf Modellen und Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST (2014-2020) finanziell durch die *innosuisse* mitunterstützt wurde.

1	Management Summary	4
2	Einleitung und Zielsetzung.....	9
3	Auslegeordnung anhand Marktdaten und Finanzberichte 2009-2018	12
3.1	Strompreisentwicklung (2009 - 2018)	12
3.2	Hedge-Index (2009 - 2018).....	14
3.3	Strombeschaffung und -produktion	17
3.4	Netzaktivitäten	18
3.5	Grundversorgung.....	19
4	Segmentberichterstattung.....	22
4.1	Strukturierung der Geschäftssegmente.....	22
4.2	Geschäftssegment „Überleitung“	26
5	EBIT Beiträge für Produktion, Handel und Vertrieb	30
5.1	Alpiq (2009 - 2018).....	30
5.2	Axpo (2008/09 – 2017/18)	32
5.3	BKW (2009 - 2018).....	33
5.4	Zusammenfassende Erkenntnisse.....	34
6	Bereinigung um Strompreiszerfall	37
6.1	Wertberichtigungen	37
6.2	Rückstellungen	38
6.3	Abschreibungen und Amortisationen.....	39
6.4	Sondereffekte.....	40
6.5	Zusammenfassende Erkenntnisse.....	40
7	Vermarktung der Stromproduktion	44
7.1	Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge.....	45
7.2	Cross-Hedge.....	46
7.3	Asset Optimierung im Spotmarkt.....	47
7.4	Asset Optimierung in Forward-Märkten.....	52
7.5	Umsetzung	54
8	Der spekulative Eigenhandel innerhalb Alpiq (2009 – 2018).....	58
8.1	Abschreibungen und Amortisationen.....	58
8.2	Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge.....	59
8.3	Cross Hedge	59

8.4	Asset-based Trading im Spotmarkt	60
8.5	Asset-based Trading im Forward-Markt	60
8.6	Performance im Spekulativen Eigenhandel	61
8.7	Sensitivitätsanalysen	62
8.8	Lessons Learned	62
9	Der spekulative Eigenhandel innerhalb Axpo (2008/09 – 2017/18)	64
9.1	Abschreibungen und Amortisationen	65
9.2	Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge	65
9.3	Cross Hedge	66
9.4	Asset-based Trading im Spotmarkt	66
9.5	Asset-based Trading im Forward-Markt	67
9.6	Performance im Spekulativen Eigenhandel	67
9.7	Sensitivitätsanalysen	68
9.8	Lessons Learned	68
10	Der spekulative Eigenhandel innerhalb BKW (2009 – 2018)	70
10.1	Abschreibungen und Amortisationen	70
10.2	Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge	71
10.3	Cross Hedge	71
10.4	Asset-based Trading im Spotmarkt	72
10.5	Asset-based Trading im Forward-Markt	72
10.6	Performance im Spekulativen Eigenhandel	73
10.7	Sensitivitätsanalysen	73
10.8	Lessons Learned	74
11	Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf	75
12	Quellenverweise	78

1 Management Summary

In unserem Fokus steht das Verständnis der Finanzberichte von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* in den ersten 10 Jahren (2009-2018) der Teilliberalisierung in der Schweiz. Wir betrachten *quasi* das Geschäftsjahrzehnt (GJz) als eine Periode, um dem Timing der getroffenen Entscheide in der Geschäftsleitung und im Verwaltungsrat keinen relevanten Einfluss für unsere Analysen zu geben.

Die vorliegende Kurzzusammenfassung ist in drei Abschnitte gegliedert. Im *ersten Abschnitt* zeigen wir anhand ausgewählter Bilanzdaten die Fakten auf, die in Sachen Transparenz und Integrität von den Finanzberichten zu entnehmen sind. Im *zweiten Abschnitt* werfen wir die relevanten Forschungsfragen auf, die sich unmittelbar aus den Fakten ergeben und beschreiben das Vorgehen, mit dem wir in Abschnitt drei unsere Antworten liefern.

Fakten von Relevanz aus den Finanzberichten der Alpiq, Axpo und BKW (2009-2018)

Wir fassen die Produktions- und Beschaffungsvolumina sowie Abschreibungen, Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte zusammen. Ferner weisen wir das EBIT über die ausgewiesene Periode sowohl in Mio. CHF wie auch je produzierter Kilowattstunde (kWh) aus, um einen relativen Vergleich unter den drei grossen Stromproduzenten zu ermöglichen. Wir erläutern kurz die unterschiedlichen Segmentierungen der Geschäftsbereiche und ihre Implikationen für das Segment «Überleitung».

Alpiq produzierte im GJz gerundet 245 TWh, beschaffte zusätzlich Strom von Dritten in Höhe von 630 TWh. Über das GJz wies das EBIT gesamthaft einen Verlust in Höhe von *minus* CHF 680 Mio. aus. Betrachten wir jene Segmente, die vorwiegend Geschäftsaktivitäten zu «Produktion, Handel und Vertrieb» abdecken, so resultiert ein Verlust von gerundet *minus* CHF 480 Mio. Je produzierter kWh entspricht dies einem Verlust von gerundet **minus 1.96 CHF/MWh (= minus 0.196 Rp./kWh)**.

Axpo produzierte im GJz gerundet 360 TWh, beschaffte zusätzlich Strom von Dritten in Höhe von 335 TWh. Über das GJz wies das EBIT gesamthaft einen Verlust in Höhe von *minus* CHF 245 Mio. aus. Betrachten wir jene Segmente, die vorwiegend Geschäftsaktivitäten zu «Produktion, Handel und Vertrieb» abdecken, so resultiert ein Verlust von gerundet *minus* CHF 1'665 Mio. Je produzierter kWh entspricht dies einem Verlust von gerundet **minus 4.63 CHF/MWh (= minus 0.463 Rp./kWh)**.

BKW produzierte im GJz gerundet 115 TWh, beschaffte zusätzlich Strom von Dritten in Höhe von 105 TWh. Über das GJz wies das EBIT gesamthaft ein Plus in Höhe von *plus* CHF 2'610 Mio. aus. Betrachten wir jene Segmente, die vorwiegend Geschäftsaktivitäten zu «Produktion, Handel und Vertrieb» abdecken, so resultiert ein Plus von gerundet CHF 1'160 Mio. Je produzierter kWh entspricht dies gerundet **plus 10.10 CHF/MWh (= plus 1.01 Rp./kWh)**

Wertberichtigungen, Rückstellungen sowie Sondereffekte hatten über das GJz erfolgswirksam negative Auswirkungen und wurden in den Finanzberichten *unisono* mit dem Strompreiszerfall und regulatorischen Eingriffen begründet. Für *Alpiq* beträgt die EBIT

belastende Auswirkung *minus* CHF 4'160 Mio., für *Axpo minus* 6'505 CHF Mio. und für *BKW* beträgt die belastende Auswirkung *minus* CHF 995 Mio.

Eine weitere wichtige Kenngrösse ist die ordentliche Abschreibung je produzierter kWh, die im Rahmen von «Produktion, Handel und Vertrieb» im Durchschnitt über das GJz bestimmt werden. Je kleiner die ordentliche Abschreibung ausfällt, umso kleiner fällt die unternehmensinterne Verrechnung zwischen «Stromhandel» und «Produktion» aus. Je kleiner diese Verrechnung ausfällt, umso stärker wird der «Stromhandel» entlastet, umso besser darf das finanzielle Ergebnis des «Stromhandels» erwartet werden. Für *Alpiq* beträgt über das GJz die durchschnittliche Abschreibung 1.06 Rp./kWh, für *Axpo* durchschnittlich 0.62 Rp./kWh und für *BKW* durchschnittlich 0.72 Rp./kWh.

Das Segment «Überleitung» zeigt über das GJz bei *Alpiq* einen Verlust in Höhe von gesamthaft *minus* CHF 1'290 Mio., bei *Axpo minus* CHF 290 Mio. und bei *BKW* einen Verlust von gesamthaft *minus* CHF 8 Mio.

Kernfragen und methodisches Vorgehen

Die EBIT ausgewiesen in absoluten Zahlen (CHF Mio.) weisen im Vergleich zwischen *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* grosse Unterschiede aus. Dies in absoluten Zahlen (CHF Mio.) wie auch in relativen Zahlen je produzierter kWh (Rp./kWh). Die unterschiedlichen Produktionsvolumina bzw. Beschaffungsvolumina von Dritten reichen nicht aus, um diese Unterschiede zu erklären. Der relevante Faktor, der die Unterschiede in den EBIT über das GJz erklären hilft, ist das finanzielle Ergebnis des Stromhandels.

Wir bereinigen die EBIT aus den Geschäftsaktivitäten «Produktion, Handel und Vertrieb» um die zugeordneten Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekte, um uns vom Bilanzmanagement der Geschäftsleitungen abzukoppeln. Dies umfasst möglicherweise auch ein mehrjähriges Rollen von Handelsverlusten. Wir erinnern in diesem Zusammenhang an die Unvollständigkeit des Strommarktes, die eine nennenswerte Unschärfe in der Bilanzierung von Forwards nach sich zieht [11e]. In einem zweiten Schritt bestimmen wir anhand von vier Bewirtschaftungs-Metriken i) den inneren Wert des Kraftwerkportfolios, ii) das finanzielle Ergebnis aus Absicherungen mit liquiden Futures, iii) das Erlöspotenzial der Kraftwerksoptimierung, und iv) das Erlöspotenzial aus dem Vertriebsgeschäft. Die Summe dieser vier Komponenten stellen wir dem bereinigten EBIT gegenüber. Die Differenz davon spiegelt das finanzielle Ergebnis des spekulativen Stromhandels (Proprietary Trading) über das GJz wider.

In der Bewirtschaftungs-Metrik, die den inneren Wert der Kraftwerke definiert, verankern wir auch die Grundversorgung mit einem kalkulatorischen, vollständigen Gestehungspreis von 6.4 Rp./kWh sowie den Benchmark für Abschreibungen¹ in Höhe von 1.25 Rp./kWh.

¹ 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](#))

Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Alpiq weist über das GJz einen bereinigten EBIT in Höhe von plus CHF 3'680 Mio. (+1.50 Rp./kWh) aus, *Axpo* in Höhe von plus CHF 4'490 Mio. (+1.25 Rp./kWh) und *BKW* einen bereinigten EBIT in Höhe von plus CHF 2'160 Mio. (+ 1.88 Rp./kWh). Die Werte dienen in Tabelle I zur Herleitung des finanziellen Erfolgs aus spekulativem Eigenhandel.

Der innere Wert der jährlichen Produktion des Kraftwerk-Portfolios repräsentiert den erzielbaren Erlös an der Day-Ahead Auktion inklusive einer Korrektur für Stromlieferungen in die Grundversorgung. Ebenso tragen wir mit der dafür zugrundeliegenden Metrik den unterschiedlichen Abschreibungen Rechnung.

Wir nehmen für CKW (innerhalb *Axpo*) eine Absatzmenge in Höhe von 6 TWh und für *BKW* eine Absatzmenge in Höhe von 8 TWh in die Grundversorgung an. Es wurde uns von der Schweizer Strombranche bestätigt, dass diese Absatzmengen für die Grundversorgung zu hoch ausfallen. Da wir von den Unternehmen aber keine Korrektur erhalten haben, halten wir an diesen zu hoch angesetzten Absatzmengen fest. Produktionsmengen, die in die Grundversorgung geliefert werden, unterliegen nicht einer Absicherung, da diese Mengen keinem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind. Mit den für die Grundversorgung zu hoch angesetzten Absatzmengen entlasten wir in unseren Analysen zudem das finanzielle Ergebnis im spekulativen Eigenhandel. Die verrechenbaren Energietarife für die gebundenen Endkunden sind reguliert und spiegeln die vollständigen Gestehungskosten des Kraftwerkparks wider. Dies zusammen erklärt, warum in Relation des jeweiligen Produktionsvolumen das Absicherungsergebnis der *Axpo* tiefer als jenes der *Alpiq*, und das Absicherungsergebnis der *BKW* deutlich tiefer als jenes der *Axpo* ist. Analoges gilt für die Erlöse aus dem Vertriebsgeschäft.

Erlöse über Geschäfts Jahrzehnt (2009-2018)	Alpiq	Axpo	BKW
Bereinigter EBIT (in CHF Mio.)	3680	4490	2160
<i>minus</i> Innerer Wert der Kraftwerke (inkl. GV)	-3475	-5920	-1880
<i>minus</i> Absicherungserlös (ohne Absatz in GV)	-2780	-2610	-270
<i>minus</i> Erlös aus KW-Optimierung	-640	-975	-420
<i>minus</i> Erlös aus Vertriebsgeschäft (ohne GV)	-1230	-1385	-90
Spekulativer Eigenhandel (in CHF Mio.)	-4445	-6400	-500
Spekulativer Eigenhandel (in Rp./kWh)	-1.81	-1.78	-0.43

Tabelle I: Finanzielle Ergebnisse über 2009-2018 in Mio. CHF (Datenquelle: Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo*, *BKW* sowie EEX, EPEX-Spot und Berechnungen des ior/cf-HSG)

Die in Tabelle I ausgewiesenen Erlöse aus Absicherungen beziehen sich auf die ausgewiesenen Volumina für flexible Speicherenergie sowie Bandenergie ohne thermische Produktion und ohne Absatzmenge in die Grundversorgung. Die Erlös Komponente aus thermischer

Produktion fliesst ausschliesslich in die Metrik der inneren Werte ein, da wir im Rahmen einer Cross-Commodity Bewirtschaftung die Absicherung im inneren Wert mit abgedeckt sehen.

Die ausgewiesenen Erlöse aus der Kraftwerks-Optimierung decken die Erlöse aus dem Intraday-Handel und jene aus System-Dienstleistungen ab. Wir berücksichtigen ausschliesslich flexible Speicherenergie und somit keine weiteren flexiblen Produktionstechnologien. Es werden insbesondere keine EBIT-Beiträge allfälliger flexibler Gaskraftwerke im Rahmen von Systemdienstleistungen berücksichtigt, die in den Finanzberichten regelmässig hervorgehoben werden.

Alpiq hat in ihren Finanzberichten² im GJ 2016 eine Auflösung von Rückstellungen in Höhe von gerundet CHF 263 Mio. mit den zusätzlichen Erlösen aus dem Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance begründet, die aufgrund erhöhter Volatilität im Intraday-Markt erwartet werden dürfen. Berücksichtigt man, dass *Alpiq* seit 2012 einen Anteil³ von 39% hält und Nant de Drance flexible Speicherenergie von gerundet 1.75 TWh p.a. bereit stellen, so erkennt man, dass die in Tabelle I aufgezeigten Erlöse deutlich tiefer liegen, als jene von *Alpiq* via ihrer Auflösung von Rückstellungen implizit dokumentieren.

Es sei *summarisch* festgehalten, dass ausschliesslich das Volumen der Eigenproduktion für die Abschätzung des EBIT für das Vertriebsgeschäft genommen wird. Erträge, die aus Stromlieferungen über Dritte im Markt generiert werden, sind nicht miteingebunden: Für die Erlöse aus dem Vertriebsgeschäft haben wir volumenmässig ausschliesslich den Absatzmarkt Schweiz mit der in den Finanzberichten 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* veröffentlichten Produktionsvolumina berücksichtigt. Das zieht Folgendes nach sich: die Erlöse aus den Energielieferungen für Stromkunden im Ausland sind nicht in das kalkulatorische Erlöspotenzial eingeflossen. Ebenso sind die Erlöse für Stromkunden in der Schweiz, die nicht mit Schweizer Eigenproduktion abgedeckt werden, für die in Folge *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* die Energie vom Europäischen Großhandelsmarkt zusätzlich beschaffen müssen, nicht in der Metrik enthalten. Nicht zuletzt sei festgehalten, dass die Erlöse aus Handel mit Herkunftsnachweisen ebenfalls nicht in die Metrik einfließen. Die Gründe dafür liegen jeweils in der fehlenden Verfügbarkeit dieser Daten.

Da dieselben vier Bewirtschaftungs-Metriken für alle drei Stromproduzenten angewandt werden, ist es auch möglich den finanziellen Erfolg im spekulativen Eigenhandel relativ zu formulieren. Nehmen wir zu diesem Zweck den Erfolg aus spekulativem Eigenhandel der *BKW* als Benchmark, so sind folgende Vergleiche zulässig:

- Im spekulativen Eigenhandel weist *Alpiq* gegenüber *BKW* einen um 1.38 Rp./kWh höheren Verlust aus. Bezogen auf das gesamte Produktionsvolumen von *Alpiq* ergibt dies p.a. einen um CHF 338 Mio. höheren Verlust. Der resultierende Verlust fällt über das Gjz für *Alpiq* gesamthaft um 3'380 Mio. höher aus.
- Im spekulativen Eigenhandel weist *Axpo* gegenüber *BKW* einen um 1.35 Rp./kWh höheren Verlust aus. Bezogen auf das gesamte Produktionsvolumen von *Axpo* ergibt dies p.a. einen um CHF 486 Mio. höheren Verlust. Der resultierende Verlust fällt über das Gjz für *Axpo* gesamthaft um 4'860 Mio. höher aus.

² Finanzberichte *Alpiq* 2016 (S. 62, 105), *Alpiq* 2017, (S. 63, 109), *Alpiq* 2018 (S. 63, 107)

³ Finanzberichte *Alpiq* 2012 (S. 16, 50)

Als Ursache für zu hohe spekulative Verluste sehen wir primär ein unzureichend internes Kontrollsystem, das insbesondere die spekulativen Komponenten von Absicherungs- oder Bewirtschaftungsstrategien zu wenig überwacht. Ohne ein differenziertes, internes Kontrollsystem, das eine transparente, unabänderbare und verifizierbare Zuordnung der Handelsgeschäfte zur Asset-Optimierung, zu Absicherungen und zu spekulativem Eigenhandel dokumentiert, sind die Geschäftsleitung, der Verwaltungsrat und nicht zuletzt der Aktionär eines grossen Stromversorgungsunternehmens einer *adverse selection* ausgesetzt. Dies führt zur Marktineffizienz, was in direkter Folge der geforderten Tarifierung auf Basis einer effizienten Produktion und somit dem StromVG widerspricht. Die externen Revisionsgesellschaften stellen im Allgemeinen die Existenz von internen Kontrollsystemen fest, treffen hingegen keine Aussagen über deren Effektivität. Die Geschäftsleitung trägt die Verantwortung für die Ausgestaltung des internen Kontrollsystems. Die Verantwortung für die Überwachung der Effektivität des internen Kontrollsystems liegt beim Verwaltungsrat.

Weiter erinnern wir an das Konzept der Fair-Value Hierarchie⁴, das für Handelsprodukte in Level 3 Anforderungen stellt, die transparent aufzeigen, ob und in welchem Ausmass die Parametrierung unternehmensinterne Modelle spekulative Markteinschätzung erkennen lässt. Die IFRS tragen mit ihrer Fair Value Hierarchie auch der Unvollständigkeit von Strommärkten Rechnung.

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass die Verluste im Segment Überleitung in Höhe von *minus* CHF 1'290 Mio. für *Alpiq* bzw. von *minus* CHF 288 Mio. für *Axpo* in den ausgewiesenen Verlusten im spekulativen Handel nicht enthalten sind und somit zusätzlich anfallen. Diese Verluste bleiben in den Finanzberichten weitgehend unerklärt. Einzig die Verluste aus belastenden Energieverträgen werden von der Geschäftsleitung mit dem Bilanzierungsinstrument Rückstellungen transparent ausgewiesen.

Verluste über Periode 2009-2018 (in CHF Mio.)	Alpiq	Axpo	BKW
belastende Energieverträge	441	2015	489
Segment «Überleitung»	1290	288	8
Spekulativer Eigenhandel	4447	6401	498
Gesamtverlust (CHF Mio.)	6178	8704	995

Abbildung II: Verluste über Periode 2009-2018 in Mio. CHF (Datenquelle: Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo*, *BKW* sowie EEX, EPEX-Spot und Berechnungen des ior/cf-HSG)

In Tabelle II sind die relevanten Zahlen zusammengefasst.

⁴ International Accounting Standard Board: IFRS 13 Fair Value Measurement, Rz. 72-93

2 Einleitung und Zielsetzung

Mit dem Preiszerfall an den Europäischen Strommärkten sind Einbrüche in den EBITs der grossen Schweizer Stromkonzerne (*Axpo*, *Alpiq*, *BKW*) sowie der Verlust der Dividendenfähigkeit von *Axpo* und *Alpiq* einhergegangen. Im Mittelpunkt der vorliegenden Studie stehen die Finanzberichte 2009-2018 der Schweizer Stromproduzenten *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*: wir wollen Antworten finden, warum die Dividendenfähigkeit von *Alpiq* und *Axpo* abhandengekommen ist, im Gegensatz zu *BKW*.

In der Stromwirtschaft lässt sich Mehrwert entlang der Wertschöpfungskette *Produktion, Übertragung, Handel, Verteilung* und *Vertrieb* generieren. Die Geschäftsaktivitäten im Zusammenhang mit «Übertragungsnetz» und «Verteilnetz» sind in der Stromgesetzgebung geregelt. Netztarife werden den Endkunden verrechnet. Welche Kosten für die Bestimmung dieser Netztarife angerechnet werden dürfen, legt die Schweizerische Elektrizitätskommission (ElCom) als Regulator⁵ in ihren Weisungen fest.

Die Geschäftsaktivitäten im Zusammenhang mit «Produktion», «Handel» und «Vertrieb» unterliegen innerhalb des Strommarktes der EU vollständig einem Wettbewerb. Der Strommarkt innerhalb der EU ist vollliberalisiert. In der Schweiz (Nicht-Mitglied der EU) ist der Strommarkt «teilliberalisiert»: für Endkunden, die weniger als 100 MWh Jahr verbrauchen, werden die Energietarife ebenfalls geregelt; analog zu den Netztarifen sind die Gestehungskosten massgebend für die Festsetzung der Energietarife und werden ebenfalls in den Weisungen der ElCom festgelegt.

Der Regulator schreitet ein, sobald er die Höhe der Netztarife als «missbräuchlich hoch» erachtet. Per Ende 2020 waren noch immer Beschwerdefahren hängig, die von Stromproduzenten im Zusammenhang mit der Festsetzung ihrer Energietarife der Geschäftsjahre 2009 und 2010 erhoben wurden⁶. Die seit Beginn der Teilliberalisierung bestehende Rechtsunsicherheit führte zu Rückstellungen und entsprechenden Feststellungen in den Finanzberichten.

Alpiq, *Axpo* und *BKW* besitzen nicht nur in der Schweiz sondern auch in den Mitgliedsstaaten der EU Kraftwerkskapazitäten, sind somit aktiv im grenzüberschreitenden, internationalen Energiehandel tätig und tragen zur Europäischen Energieversorgung bei. Die jährlich ausgewiesenen EBIT weisen im Vergleich zwischen *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* grosse Unterschiede aus. Dies sowohl in absoluten Zahlen (CHF Mio.) wie auch in relativen Zahlen je produzierter kWh (Rp./kWh). Die unterschiedlichen Produktionsvolumina bzw. Beschaffungsvolumina von Dritten reichen nicht aus, um diese Unterschiede zu erklären. Der relevante Faktor, der diese Unterschiede über die Geschäftsjahre erklären hilft, ist das finanzielle Ergebnis des Stromhandels. Für uns steht im Mittelpunkt die Abschätzung der Handelsergebnisse im spekulativen Eigenhandel der drei grossen Stromproduzenten (*Alpiq*, *Axpo* und *BKW*) in den Jahren Geschäftsjahren 2009 - 2018. Zu diesem Zweck nehmen wir die öffentlich verfügbaren Finanzberichte zur Hand, strukturieren die ausgewiesenen Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte nach ihrem Zusammenhang mit dem Stromhandel, bestimmen näherungsweise den EBIT-Anteil in den regulierten

⁵ <<https://www.elcom.admin.ch>>, dort unter: Tätigkeitsbericht, 2008

⁶ ElCom: Verfügung 211-00033, 20.8.2020

Geschäftsaktivitäten und schaffen damit die Basis, um in der Folge die EBIT im Stromhandel über die drei Stromkonzerne (*Alpiq*, *Axpo* und *BKW*) vergleichen zu können.

Zu Beginn schaffen wir in Abschnitt 3 eine Auslegeordnung und sensibilisieren auf wichtige Zusammenhänge oder auf fehlende, relevante Zusammenhänge in den Finanzberichten der Schweizer Stromkonzerne. Wir führen einen Hedge-Index ein, der den finanziellen Erfolg deterministischer Absicherungsstrategien für Base- und Peak-Produktionen nach ihren Vorlaufzeiten dokumentiert. Die Geschäftsaktivitäten «Netze» sind innerhalb *BKW* getrennt von «Produktion, Handel und Vertrieb» ausgewiesen. Innerhalb *Alpiq* und *Axpo* werden diese zusammen mit der «Produktion» oder «Handel» oder «Vertrieb» in den jeweiligen Geschäftssegmenten ausgewiesen. Da zum einen die Geschäftsaktivitäten «Netze» reguliert sind, bereinigen wir die EBIT von *Alpiq* und *Axpo* entsprechend.

In Abschnitt 4 fokussieren wir auf das Geschäftssegment «Überleitung», das die Möglichkeit bietet, die Konzernsegmente in der Segmentberichterstattung besser darstellen zu lassen als sie sind. Dies muss insbesondere dann detaillierter geprüft werden, falls die Erfolgswirkung dieser Überleitungsspalte – wie beispielsweise im Fall *Alpiq* (negativer EBIT-Beitrag von CHF 1'290 über das Gjz) – stark negativ ausfällt.

In Abschnitt 5 reflektieren wir getrennt nach den Geschäftssegmenten die wichtigen Kenngrößen in den Finanzberichten der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*. Wir weisen insbesondere die EBIT über die ausgewiesene Perioden sowohl in Mio. CHF wie auch je produzierter Kilowattstunde (kWh) aus, um absolute und relative Vergleichbarkeit unter den drei grossen Stromproduzenten zu ermöglichen. Wir erkennen, dass wir nicht umhin kommen, die Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte in unsere Analyse miteinzubinden.

In Abschnitt 6 weisen wir die Wertberichtigungen mit Bezug zu «Produktion, Handel und Vertrieb» aus. Dasselbe nehmen wir für die Rückstellungen vor, wobei wir nach erfolgswirksamen und nicht erfolgswirksamen Rückstellungen unterscheiden, sowie Rückstellungen für Verluste auf Energieverträge und übrige Rückstellungen voneinander abgrenzen. Wir nehmen weiter die Abschreibungen und Amortisationen auf und erklären ihren Einfluss auf das finanzielle Ergebnis im Stromhandel. Sondereffekte sind in den Anhängen öfters separat dokumentiert und bieten vertieften Einblick in das regulatorische Umfeld.

Abschnitt 7 widmet sich der Vermarktung der Stromproduktion, die wir in vier Handelsaktivitäten unterteilen, denen wir vier sogenannte Bewirtschaftungs-Metriken zugrunde legen. Das liefert uns die Basis, um die EBIT mit Bezug zu «Produktion, Handel und Vertrieb» zu bereinigen. Wir verstehen darunter, dass wir für die einzelnen Geschäftsjahre die getroffenen Entscheide der Geschäftsleitung und des Verwaltungsrats zu Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte rausrechnen. Wir bereinigen *quasi* den EBIT um den Strompreiszerfall sowie um Veränderungen im regulatorischen Umfeld. Die resultierenden Unterschiede im bereinigten EBIT sind dann primär durch den unterschiedlichen Handelserfolg im spekulativem Eigenhandel (Proprietary Trading) getrieben, den wir in Folge für *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* in den Abschnitten 8,9,10 abschätzen und Sensitivitätsanalysen unterziehen.

Wir reflektieren in Abschnitt 11 die gewonnenen Erkenntnisse und ziehen Schlussfolgerungen, die für das Management, dem Verwaltungsrat, Revisoren, Regulatoren und Aufsichtsbehörden von Bedeutung sind.

3 Auslegeordnung anhand Marktdaten und Finanzberichte 2009-2018

Wir fokussieren ausschliesslich auf die drei grossen Schweizer Stromproduzenten *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*, welche in den ersten 10 Jahren der Liberalisierung einem starken Strompreiszerfall im Schweizer und Europäischen Marktgebiet ausgesetzt waren.

3.1 Strompreisentwicklung (2009 - 2018)

Abbildung 3.1.1 zeigt den Verlauf der Futures-Preise (EUR/MWh) für die ersten vier Frontjahre an der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Austria. Man erkennt den Einbruch bis in das GJ 2016 sowie die Contango Formation in der Term-Structure in den GJ 2009 – 2010. Diese Contango Formation zeigt auf, dass in den GJ 2009 und 2010 die Stromlieferungen im dritten bzw. vierten Frontjahr zu deutlich höhere Preisen gehandelt wurden, als die Stromlieferungen für die ersten beiden Frontjahre. Dies lässt im Weiteren schliessen, dass die Fundamentalmodelle der grossen Europäischen Stromkonzerne für die weiter in der Zukunft liegenden Lieferperioden die Angebot-Nachfrage Situation deutlich angespannter eingestuft haben, als am kurzen Ende der Term-Structure. Es wurde *quasi* eine stärkere Engpasssituation antizipiert als im Spothandel der GJ 2010 – 2011 vorlag.

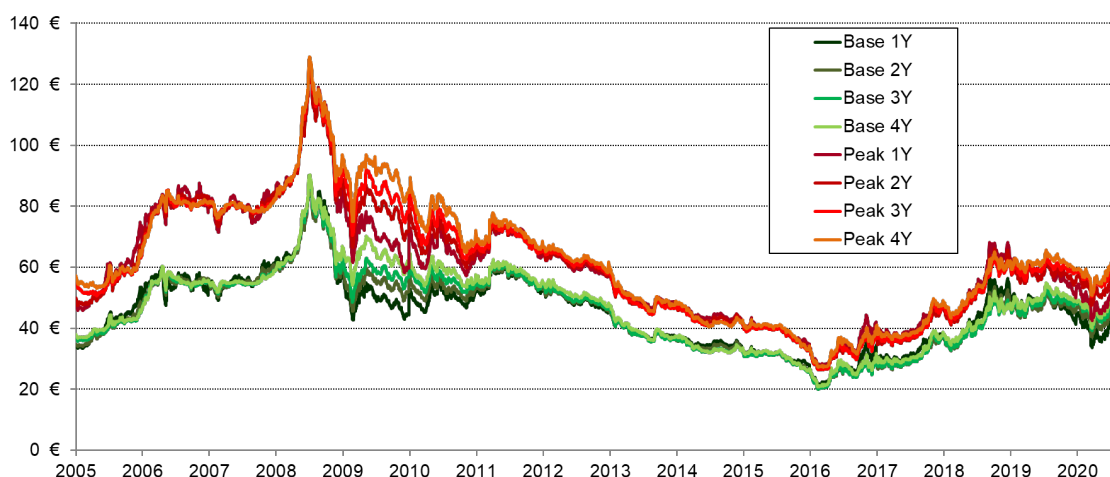


Abbildung 3.1.1: Preisentwicklung der Futures für die ersten vier Frontjahre 2009 - 2018.

Wir erinnern daran, dass die Ergebnisse von Fundamentalmodellen Gleichgewichtspreise widerspiegeln, die auf Basis von zu spezifizierenden Inputdaten für die Entwicklung des Angebots und der Nachfrage resultieren. Wir dürfen also schliessen, dass die grossen Stromversorger im Europäischen Marktgebiet sich einig waren, dass sich für die Stromversorgung die Engpasssituation in den Frontjahren zunehmend verschlechtern wird.

Wir erkennen, dass diese Entwicklung nicht eingetreten ist. Die Angebots-Nachfragesituation hat sich über die GJ bis 2016 sukzessive entspannt, erklärbar durch die starke Zunahme an den neuen erneuerbaren Produktionskapazitäten in Europa, womit der Preisverfall erklärt wird. Mit der Brille der Stromhändler bleibt festzuhalten, dass eine Contango Formation in der Term-Structure keinen Anlass bieten sollte, auf steigende Preise zu setzen. Der Mehrwert der Fundamentalmodelle liegt nicht darin, die Entwicklung der Spotpreise anhand der Term-Structure zu prognostizieren. Der Mehrwert liegt in der Möglichkeit, allfällige Unterschiede

zwischen aktuellen Futures-Preisen und aktuellen Gleichgewichtspreisen des Fundamentalmodells zu reflektieren und zu verstehen lernen. Damit lässt sich das Risiko-Exposure aktueller Handelspositionen und unmittelbar anstehender Handelsentscheide umfassender beurteilen.

Was die Preisentwicklungen im Spotmarkt betrifft, so halten wir in Tabelle 1.3.1 lediglich die Strompreise für Base-Lieferungen und Peak*-Lieferungen per GJ fest. Wir erinnern daran, dass am Spotmarkt Stunden und Viertelstundenlieferungen gehandelt werden. Somit ergeben sich die Strompreise für Base-Lieferungen eines Geschäftsjahres aus dem Durchschnitt der stündlichen (i.e. 8760) Day-Ahead Preise eines GJ. Für die Peak*-Preise haben wir jene teuersten Lieferstunden gewählt, zu denen die flexible Speicherenergie vermarktet wird. Damit fallen die Peak*-Preise etwas höher aus als die Preise des standardisierten Peak-Produkts im Spotmarkt.

	Jährliche Day-Ahead Erlöse für Band- und Spitzen-Lieferung in Bilanzstichtag bezogenen Geschäftsjahren (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Base (31. Dez.)	7.54	6.45	6.40	5.97	5.21	4.53	4.11	4.24	5.04	6.00
Peak* (31. Dez.)	9.67	7.90	7.55	7.61	6.92	5.74	5.14	5.23	6.17	7.27
Base (30. Sept.)	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.53	5.98
Peak* (30. Sept.)	10.73	8.79	8.28	7.82	6.92	5.90	5.19	4.69	6.04	7.31

Tabelle 3.1.1: Erlöse aus Base- und Peak*-Lieferungen für GJ mit Bilanzstichtagen 30. September bzw. 31. Dezember

Anhand Abbildung 3.1.2 erkennt man, dass die Spreads zwischen Peak* und Base-Lieferungen stark zurückgegangen sind, was unmittelbare Auswirkungen für den inneren Wert flexibler Technologien, insbesondere der Speicher- und Pump-Speicher-Kraftwerke nach sich zieht.

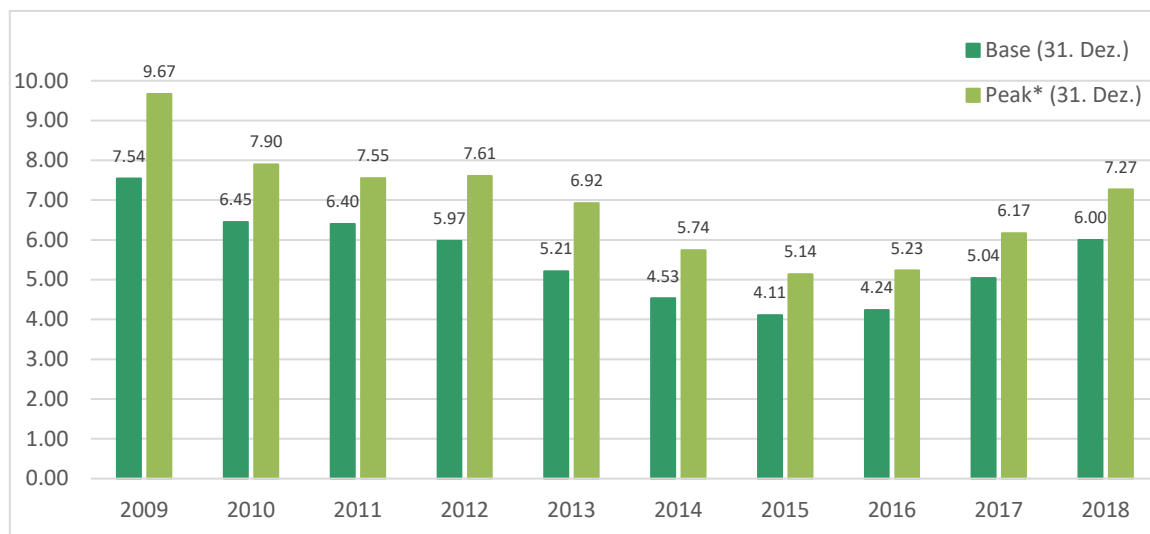


Abbildung 3.1.2a: Preisentwicklung der Base- und Peak*-Lieferungen für die Geschäftsjahre mit Bilanzstichtagen 31. Dezember

Wir weisen die Kenngrößen für den Bilanzstichtag der *Axpo* (30. September) und den Bilanzstichtag der *Alpiq*, *BKW* (31. Dezember) separat aus, um einerseits die Unterschiede in den Bilanzstichtagen aufzuzeigen sowie die resultierenden Ergebnisse leichter zu überprüfen.

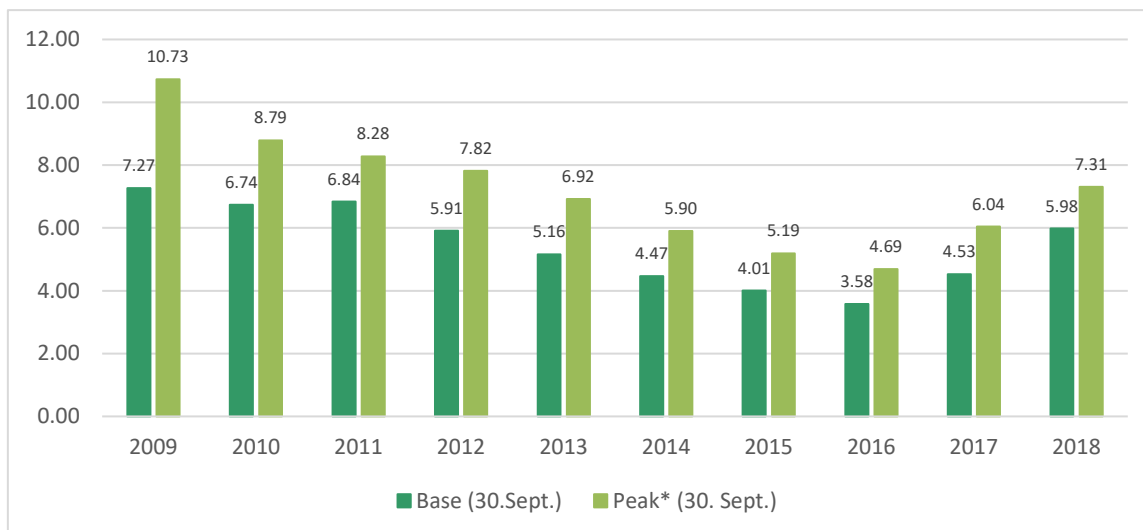


Abbildung 3.1.2b: Preisentwicklung der Base- und Peak*-Lieferungen für GJ mit Bilanzstichtagen 30. September.

3.2 Hedge-Index (2009 - 2018)

Absicherungsstrategien sollten ohne spekulative Elemente umgesetzt werden. Wird vom Verwaltungsrat für die Umsetzung der Absicherung eine Bandbreite vorgegeben, innerhalb der ein Anteil des zukünftigen Produktionsvolumen bis zum Bilanzstichtag abgesichert sein muss, so öffnet dies für die Stromhändler spekulative Trading-Elemente. Um zu überprüfen, ob und in welchem Umfang mit welchem Erfolg die spekulativen Trading-Elemente in die Absicherungsgeschäfte eingeflossen sind, ist ein Hedge-Index konsistent mit den Vorgaben des Verwaltungsrats zu generieren.

In Tabelle 3.2.1 sind jene Absicherungsergebnisse getrennt nach GJ mit Bilanzstichtag 31. Dezember gelistet, die auf Basis einer deterministischen, rollierenden 1-Jahres bzw. 2-Jahres bzw. 3-Jahresstrategie für die jährliche Base-Produktion resultieren.

Base	Erfolge deterministischer, rollierender Absicherungsstrategien mit Base-Produkten (in Rp./kWh) - Bilanzstichtag 31. Dezember									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1 Jahr	4.75	0.65	-0.15	1.62	1.41	0.76	0.37	0.22	-0.85	-1.39
2 Jahre	3.62	1.99	0.09	1.41	1.85	1.41	0.56	0.40	-0.64	-1.81
3 Jahre	3.20	1.80	0.84	1.54	1.95	1.92	1.02	0.62	-0.46	-1.76

Tabelle. 3.2.1: Jährliches Absicherungsergebnis mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Base-Futures (2009 – 2018) für Bilanzstichtag 31. Dezember

Der Begriff „deterministisch“ bezieht sich dabei auf eine über die Handelstage eines GJ gleichmässigen Absicherung der zukünftigen Produktionsvolumina. Bei einer rollierenden 3-Jahresstrategie wird das jährlich erwartete Produktionsvolumen gleichmässig – unabhängig vom Preisniveau und damit „deterministisch“ – über die drei vorgängigen GJ mit entsprechenden Futures abgesichert. Entsprechend angepasst werden rollierende 1-Jahres oder 2-Jahres Strategie umgesetzt.

Aus Liquiditätsgründen beziehen sich die Futures, die für die Absicherungen genommen werden, auf Stromlieferungen für Marktgebiet D. Futures für das Marktgebiet Schweiz sind sehr illiquide, was zu unverhältnismässig hohen Handelskosten führen würde. Damit beziehen sich die Absicherungsergebnisse in Tabelle 3.2.1 auf einen Cross-Hedge.

In Abbildung 3.2.1 wird die unterschiedliche Entwicklung der Absicherungsstrategien deutlich, was sich auch in den Unterschieden der über die 10 GJ durchschnittlichen Absicherungsergebnisse zeigt.

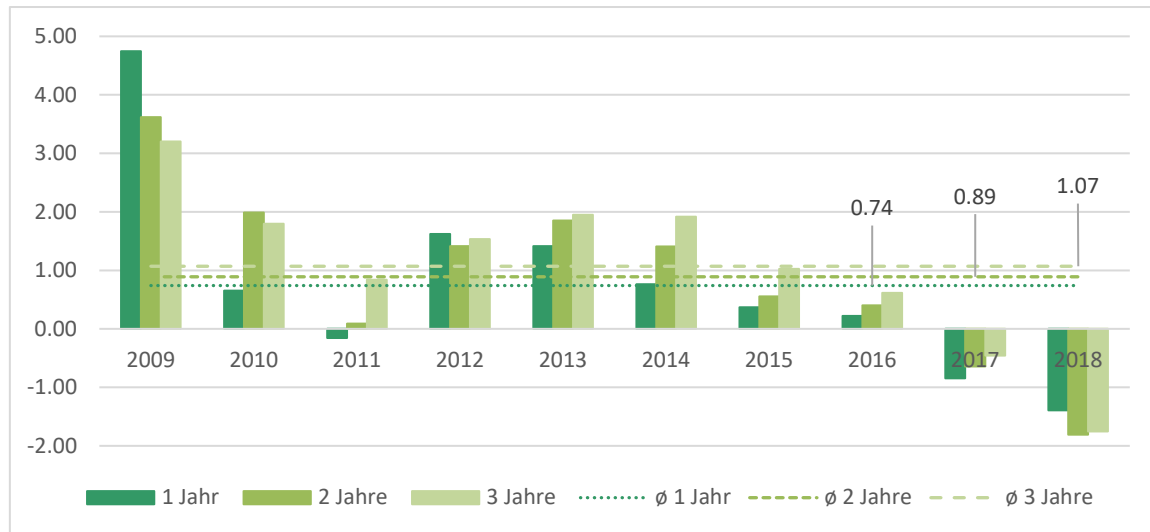


Abbildung 3.2.1: Jährliches Absicherungsergebnis (in Rp./kWh) mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Base-Produkten (2009 – 2018) mit jeweiligem Durchschnitt über 10 Jahre für Bilanzstichtag 31. Dezember.

In Tabelle 3.2.2 und Abbildung 3.2.2 sind analog jene Absicherungsergebnisse getrennt nach GJ mit Bilanzstichtag 31. Dezember gelistet, die auf Basis einer deterministischen, rollierenden 1-Jahres bzw. 2-Jahres bzw. 3-Jahresstrategie für Peak-Produktion resultieren.

Peak	Erfolge deterministischer, rollierender Absicherungsstrategien mit Peak-Produkten (in Rp./kWh) - Bilanzstichtag 31. Dezember									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1 Jahr	7.28	2.01	0.41	1.88	1.49	1.05	0.56	0.42	-1.02	-1.34
2 Jahre	5.77	3.95	1.27	1.83	2.02	1.77	0.80	0.66	-0.75	-1.83
3 Jahre	5.26	3.74	2.46	2.43	2.29	2.34	1.35	0.92	-0.50	-1.75

Tabelle. 3.2.2: Jährliches Absicherungsergebnis mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Peak-Futures (2009 – 2018) für Bilanzstichtag 31. Dezember

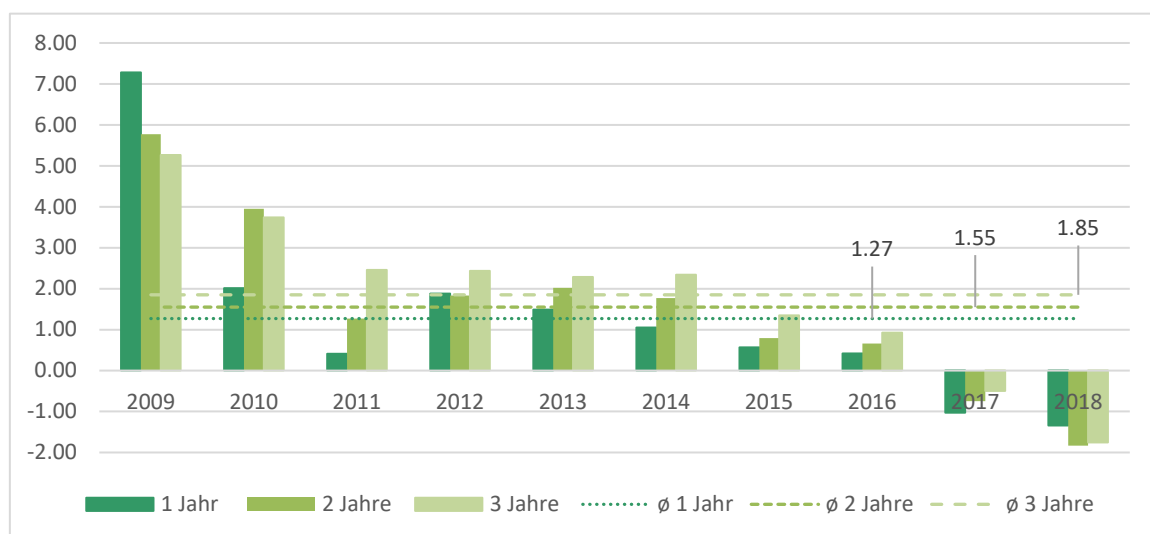


Abbildung 3.2.2: Jährliches Absicherungsergebnis (in Rp./kWh) mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Peak-Produkten (2009 – 2018) mit jeweiligem Durchschnitt über 10 Jahre für Bilanzstichtag 31. Dezember.

In Tabellen 3.2.3, 3.2.4 und Abbildungen 3.2.3, 3.2.4 sind analog jene Absicherungsergebnisse getrennt nach GJ mit Bilanzstichtag 30. September dargestellt.

Base	Erfolge deterministischer, rollierender Absicherungsstrategien mit Base-Produkten (in Rp./kWh) - Bilanzstichtag 30. September									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1 Jahr	3.12	1.90	-0.23	1.18	1.49	1.00	0.44	0.45	-0.84	-0.99
2 Jahre	2.25	2.64	0.27	1.08	1.77	1.59	0.74	0.64	-0.64	-1.25
3 Jahre	1.75	2.39	0.79	1.36	1.87	2.00	1.22	0.92	-0.45	-1.16

Tabelle. 3.2.3: Jährliches Absicherungsergebnis (in Rp./kWh) mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Base-Produkten (2009 – 2018) für Bilanzstichtag 30. September

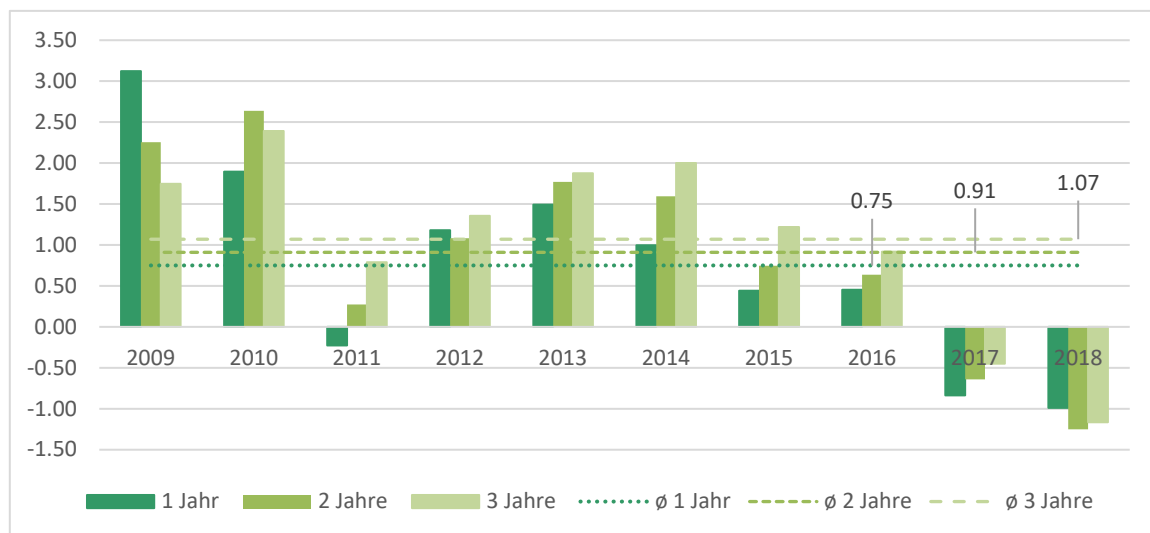


Abbildung 3.2.3: Jährliches Absicherungsergebnis (in Rp./kWh) mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Base-Produkten (2009 – 2018) mit jeweiligem Durchschnitt über 10 Jahre für Bilanzstichtag 30. September.

Peak	Erfolge deterministischer, rollierender Absicherungsstrategien mit Peak-Produkten (in Rp./kWh) - Bilanzstichtag 30. September									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1 Jahr	4.99	3.55	0.50	1.55	1.59	1.25	0.64	0.68	-0.87	-1.04
2 Jahre	3.87	4.66	1.61	1.73	1.98	1.92	0.99	0.92	-0.60	-1.34
3 Jahre	3.18	4.37	2.46	2.47	2.33	2.42	1.55	1.26	-0.36	-1.21

Tabelle. 3.2.4: Jährliches Absicherungsergebnis mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Peak-Produkten (2009 – 2018) mit jeweiligem Durchschnitt für Bilanzstichtag 30. September

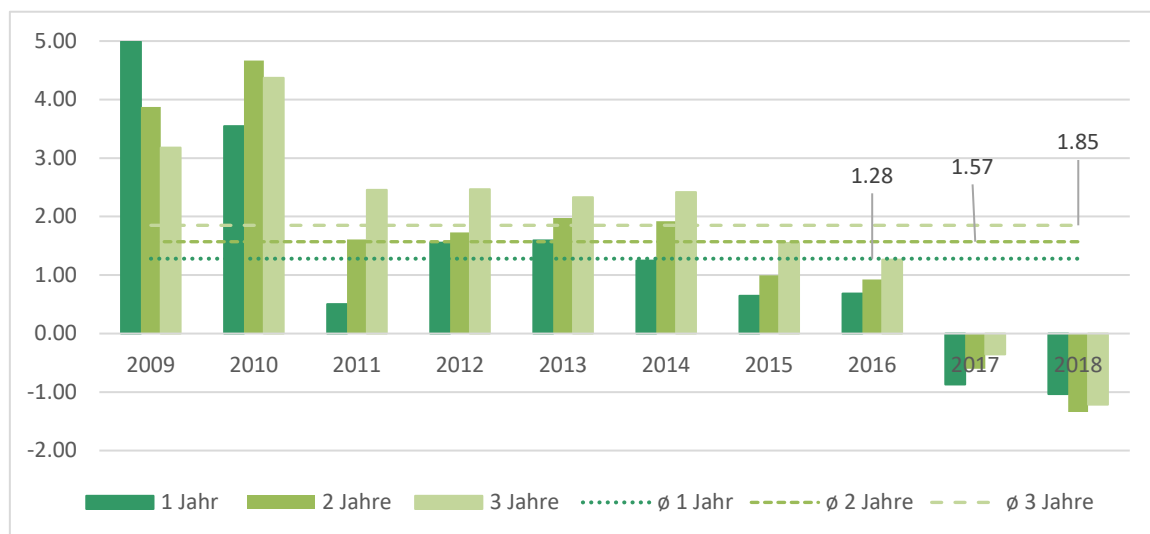


Abbildung 3.2.4: Jährliches Absicherungsergebnis (in Rp./kWh) mit 1Y, 2Y, 3Y rollierender Hedge-Strategie mit Peak-Produkten (2009 – 2018) mit jeweiligem Durchschnitt über 10 Jahre für Bilanzstichtag 30. September.

In Tabellen 3.2.5 und 3.2.6 sind die quartalweisen Absicherungsergebnisse (in Rp./kWh) der rollierenden 3-Jahresstrategie aufgeführt, um die Saisonalität der Preise für Base- und Peak-Lieferungen innerhalb eines Kalenderjahres zu dokumentieren. Die Ergebnisse sind in CHF dokumentiert, wobei quartalsweise die Umrechnung von EUR in CHF zu Quartalsende zu dem jeweilig gültigen Wechselkurs vorgenommen wurde.

Base	Quartalsweise Erfolge deterministischer, 3-Jahres rollierender Absicherungsstrategie mit Base-Produkten (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Q1	1.92	2.38	0.79	1.23	1.39	1.84	0.95	1.03	-1.20	-0.74
Q2	4.23	2.14	0.52	1.80	2.59	2.11	1.35	1.06	0.03	-0.79
Q3	3.50	1.87	1.06	1.43	1.83	2.07	0.92	0.69	-0.30	-2.77
Q4	3.17	0.79	0.97	1.69	1.98	1.66	0.88	-0.32	-0.35	-2.72

Tabelle 3.2.5: Quartalsweise Absicherungsergebnisse 3Y-rollierenden Hedge-Strategie mit Base-Produkten (2009 – 2018).

Peak	Quartalsweise Erfolge deterministischer, 3-Jahres rollierender Absicherungsstrategie mit Peak-Produkten (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Q1	3.80	4.56	2.49	2.06	1.63	2.07	1.12	1.28	-1.60	-0.84
Q2	6.73	4.11	2.26	2.95	3.18	2.81	1.94	1.56	0.50	-0.43
Q3	5.63	3.94	2.73	2.50	2.29	2.73	1.37	1.24	0.06	-2.62
Q4	4.88	2.34	2.36	2.21	2.05	1.76	0.96	-0.39	-0.96	-3.12

Tabelle 3.2.6: Quartalsweise Absicherungsergebnisse 3Y-rollierenden Hedge-Strategie mit Peak-Produkten (2009 – 2018).

Die quartalsbezogenen Absicherungsergebnisse dienen *quasi* als Hedge-Index, an denen die interne Kontrolle eines Energieversorgers erkennen kann, ob und in welchem Ausmass gegenüber der vom Verwaltungsrat vorgegebenen Absicherungsstrategie die tatsächlich realisierten Absicherungsgeschäfte eine spekulative Komponente beinhalten. Weicht der realisierte Absicherungserfolg stark vom Index ab, darf von spekulativen Elementen innerhalb der Absicherung ausgegangen werden, die je nach Vorzeichen erfolgreich oder verlustreich endeten. Wird Hedge-Accounting angewandt, so wie es bei *Axpo* für einen Teil des Produktionsvolumen der Fall ist, so lässt sich auch für Aussenstehende erkennen, ob und in welchem Ausmass mit welchem Erfolg spekulative Entscheide in die Absicherung eingeflossen sind.

3.3 Strombeschaffung und -produktion

Tabelle 3.3.1 listet die jährliche Strombeschaffung der drei grossen Schweizer Stromproduzenten in TWh. Die Beschaffungsvolumina repräsentieren die Produktionsvolumina plus jene physischen Strommengen, die im Stromhandel mit Dritten einerseits Zwecke der Energieversorgung oder für Handelszwecke beschafft werden.

	Strombeschaffung (in TWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	135.31	145.56	191.87	136.88	101.45	99.65	17.81	16.58	14.79	14.84
Axpo	61.30	61.63	71.10	67.90	70.40	68.40	81.70	85.69	68.72	60.09
BKW	27.16	23.41	21.43	20.24	19.75	21.04	21.11	21.49	21.49	21.49

Tabelle 3.3.1: Strombeschaffungsvolumina von Alpiq, Axpo und BKW (p.a.)

Tabelle 3.3.2 listet die jährliche Stromproduktion in TWh. Wir stellen fest, dass *Alpiq* in den ersten 10 Jahren ihr Produktionsvolumen von ca. 34 TWh in 2009 auf ca. 15 TWh abgebaut hat, *Axpo* mit 34 TWh und *BKW* mit ca. 11 TWh ihr Produktionsvolumen stabil halten.

Vergleichen wir die beiden Tabellen, so fällt auf, dass *Alpiq* (gemessen an ihren Produktionsvolumina) in den ersten fünf Jahren im Stromhandel mit Dritten deutlich mehr physische Strommengen ausweist als *Axpo* und *BKW*.

	Produktionsvolumen (in TWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	34.91	34.69	35.82	28.27	23.04	22.24	17.81	16.58	14.79	14.84
Axpo	38.30	36.63	35.80	37.40	33.60	35.40	37.00	34.69	32.92	35.70
BKW	10.43	11.46	10.58	11.01	11.53	11.28	11.97	11.26	11.84	11.84

Tabelle 3.3.2: Stromproduktionsvolumina von Alpiq, Axpo und BKW (p.a.).

3.4 Netzaktivitäten

Um den Überblick in unserem methodischen Vorgehen zu bewahren, fassen wir für jeden der drei Stromkonzerne die EBIT all jener Geschäftssegmente zusammen, die Aktivitäten in Produktion, Handel und Vertrieb abdecken. Wir halten fest, dass *BKW* ihre Netzaktivitäten separat im Geschäftssegmente «Netze» ausweist, weshalb wir den EBIT-Beitrag aus Netzaktivitäten nicht rausrechnen müssen.

BKW "Netze"	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nettowerte	1096.30	1163.10	1087.20	1090.90	1135.50	1166.40	1180.20	1428.90	1529.80	1592.00
WACC (in %)	4.50%	4.50%	4.25%	4.14%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%
Gewinn-Anteil Netze	49.33	52.34	46.21	45.16	43.49	44.67	45.20	54.73	58.59	60.97

Tabelle 3.4.1: Buchwerte des Übertragungs- und Verteilnetzes der *BKW*, der ausgewiesene EBIT für Geschäftssegment «Netze», WACC für den angemessenen Gewinnanteil (Datenquelle: Finanzberichte *BKW* 2009-2018)

Die entsprechenden EBIT-Anteile für die Netzaktivitäten schätzen wir anhand der Buchwerte der Übertragungs- und Verteilnetze, dem in den Weisungen der ElCom⁷ publizierten WACC, sowie aus den seitens der *BKW* ausgewiesenen EBIT für ihr Geschäftssegment «Netze». Die Segmentierung der *BKW* erlaubt uns dafür jenen Multiplikator in Tabelle 3.4.2 zu bestimmen, der uns ermöglicht für *Alpiq* und *Axpo* den EBIT-Beitrag aus ihren Netzaktivitäten zu schätzen.

BKW "Netze"	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
publ. EBIT "Netze"	102.40	61.80	120.40	121.60	159.10	135.90	132.30	197.80	200.40	189.60
Gewinn-Anteil Netze	49.33	52.34	46.21	45.16	43.49	44.67	45.20	54.73	58.59	60.97
Multiplikator	2.08	1.18	2.61	2.69	3.66	3.04	2.93	3.61	3.42	3.11

Tabelle 3.4.2: Multiplikator: angemessener Gewinnanteil vs. EBIT auf Netze der *BKW* bereinigt um Sondereffekte (Datenquelle: Finanzberichte *BKW* (2009-2018), Berechnungen des ior/cf-HSG)

In Tabelle 3.4.3 wird der kalkulatorische EBIT für die Netzaktivitäten der *Alpiq* berechnet.

Alpiq: "Netze"	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Buchwerte Netze (in Mio. CHF)	887.00	867.00	394.00	207.00	205.00	212.00	12.00	12.00	9.00	11.00
WACC (in %)	4.50%	4.50%	4.25%	4.14%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%
Gewinn-Anteil Netze (in Mio. CHF)	39.92	39.02	16.75	8.57	7.85	8.12	0.46	0.46	0.34	0.42
Multiplikator	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83
EBIT-Anteil Netze (in Mio. CHF)	112.96	110.41	47.39	24.25	22.22	22.98	1.30	1.30	0.98	1.19

Tabelle 3.4.3: Buchwerte der Übertragungsnetze und WACC, daraus resultierender Gewinn sowie kalkulatorischer EBIT für Netzaktivitäten der *Alpiq* (Datenquelle: Finanzberichte *Alpiq* (2009-2018), Berechnungen des ior/cf-HSG)

Analog bestimmen wir den kalkulatorischen EBIT für Netzaktivitäten der *Axpo* (Tabelle 3.4.4).

Axpo "Netze"	08/09	09/10	10/11	11/12*	12/13*	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Buchwert Netze (in Mio. CHF)	1829.70	1809.90	1794.50	1362.50	1384.30	1374.50	1363.70	1415.20	1464.00	1472.40
WACC (in %)	4.50%	4.50%	4.25%	4.14%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%	3.83%
Gewinn-Anteil Netze (in Mio. CHF)	82.34	81.45	76.27	56.41	53.02	52.64	52.23	54.20	56.07	56.39
Multiplikator	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83
EBIT-Anteil "Netze" (in Mio. CHF)	233.01	230.49	215.83	159.63	150.04	148.98	147.81	153.39	158.68	159.59

Tabelle 3.4.4: Buchwerte der Übertragungsnetze und WACC, daraus resultierender Gewinn sowie kalkulatorischer EBIT für Netzaktivitäten der *Axpo* (Datenquelle: Finanzberichte *Axpo* (2009-2018), Berechnungen des ior/cf-HSG)

⁷

<<https://www.elcom.admin.ch/>>, dort unter: Weisungen (12.6.2020)

Im Gegensatz zu BKW sind die Netzaktivitäten der *Alpiq* und *Axpo* in den Geschäftssegmenten der Produktion, Handel und Vertrieb integriert. Deshalb rechnen wir die kalkulatorischen EBIT-Beiträge (gemäss Tabellen 3.4.3 und 3.4.4) für die Netzaktivitäten aus dem EBIT raus.

3.5 Grundversorgung

Für Stromlieferungen in die Grundversorgung gelten regulierte Energietarife, die vom Stromversorger auf Basis vollständiger Gestehungskosten festgesetzt werden. Diese enthalten auch Komponenten wie kalkulatorischer Gewinn, Gewinnsteuer und kalkulatorische Kosten für Fremdkapital, die in Tabelle 3.5.1 exemplarisch aufgeführt sind.

	Gestehungskosten: Zusätzlich anrechenbare Energiekosten für Grundversorgung									
Rp./kWh	2009*	2010*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	2018*
kalk. Gewinn	1.18	1.18	1.18	1.1	1.13	1.16	1.15	1.28	1.28	1.28
Gewinnsteuer	0.34	0.34	0.34	0.26	0.23	0.23	0.14	0.16	0.16	0.16
kalk. FK Kosten	0.60	0.60	0.60	0.61	0.61	0.68	0.60	0.68	0.68	0.68
Gesamt	2.12	2.12	2.12	1.97	1.97	2.07	1.89	2.12	2.12	2.12

Tabelle 3.5.1: zusätzlich anrechenbare Energiekosten in Gestehungskosten für Grundversorgung (Datenquelle: BFE, ElCom; für jene Jahre mit * gekennzeichnet, wurden jeweils die Werte in 2011 bzw. in 2016 als Referenzwerte genommen).

Die Komponenten «kalkulatorischer Gewinn», «Gewinnsteuer» und «kalkulatorische Fremdkapital-Kosten» sind in den Weisungen der ElCom⁸ dokumentiert. Die Werte sind dem BFE 2018⁹ entnommen.

Den Gerichtsentscheiden¹⁰ ¹¹ ist weiter zu entnehmen, dass für Stromlieferungen an Vertriebsgesellschaften, Weiterverteiler, Netzbetreiber ebenfalls Aufwendungen für «Energiewirtschaft/Optimierung» (i.e. Aufwendungen in den Handelseinheiten) als anrechenbare Kosten verstanden und in Rechnung gestellt werden. Dies umfasst eine weitere Entschädigungskomponente in der Grundversorgung.

Da wir in unseren Analysen im allgemeinen von Stromlieferungen an Marktkunden ausgehen, für deren Tarifierung Marktpreise zugrunde gelegt werden, müssen wir eine Korrektur vorsehen. Für diese Zwecke legen wir einen kalkulatorischen Energietarif in Höhe von 6.4 Rp./kWh zugrunde, den wir auch mit regulatorischer Brille als zulässig erachten. Wir stützen uns in der Herleitung dabei auf die Argumentationen in den öffentlich verfügbaren Verfügungen¹², daraus resultierenden Beschwerdeverfahren und Gerichtsentscheide zur Festsetzung der regulierten Energietarife. Wir halten an dieser Stelle fest, dass sich die Beschwerdeverfahren auf die Festsetzung der regulierten Energietarife für Stromlieferungen der GJ 2009/10 beziehen und mit einer Verfügung der ElCom vom September 2020 als geklärt gelten¹³. Im Wesentlichen wurde die Strombranche in ihrer Festsetzung der regulierten Energietarife darin gehend korrigiert, dass es nicht zulässig ist, Kraftwerke in «Kraftwerke für die Grundversorgung» und «Kraftwerke für den Stromhandel» zu unterteilen. Das Bundesgericht hat hier die Argumentation der ElCom gestützt, die Gestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks miteinzubeziehen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die «teuren

⁸ <<https://www.elcom.admin.ch/>>, dort unter: Weisungen (12.6.2020)

⁹ BFE (2018): *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft (Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag des UREK-N)*, Bericht vom 29. Januar 2018, S. 11f ([Link](#))

¹⁰ Bundesgericht Urteil 2C_739/2018 vom 8.10.2018 (S. 34ff)

¹¹ Bundesverwaltungsgericht Urteil A-1344/2015 vom 28.6.2018 i.S. Repower, E. 7.3

¹² <<https://www.elcom.admin.ch/>>, dort unter: Verfügungen (22.12.2020)

¹³ ElCom: Verfügung 211-00033 (i.S. CKW, 20.8.2020)

Kraftwerke» mit den hohen Gestehungskosten als «Kraftwerke für die Grundversorgung» deklariert werden. In direkter Folge würden mit unserem Verständnis den gebundenen Endkunden missbräuchlich hohe Energietarife verrechnet, während der Stromhandel mit den günstigeren «Kraftwerke für den Handel» entlastet – *quasi* quersubventioniert – wird.

Der Vollständigkeit sei festgehalten, dass das Bundesgericht auch entschieden hat, die Gestehungskosten jener Kraftwerke im Ausland, die nicht zur Stromversorgung in das Marktgebiet der Schweiz beitragen, nicht in die Berechnung der regulierten Energietarife miteinzubeziehen. Anhand der Argumentationen der Stromversorger kann man erkennen, dass die Auslandskraftwerke deutlich tiefere Gestehungskosten aufweisen, weshalb Anreize bestanden, diese ausländischen Kraftwerke den «Kraftwerken für den Stromhandel» zuzuordnen.

Wir haben die Korrektur auf Basis der Differenz zwischen reguliertem Energietarif in Höhe von 6.4 Rp./kWh und dem Strompreis am Day-Ahead Markt für Bandlieferungen vorgenommen. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 3.5.2 bzw. Abbildung 3.5.1 für den Bilanzstichtag 30. September sowie in Tabelle 3.5.3 bzw. Abbildung 3.5.2 für Bilanzstichtag 31. Dezember aufgeführt.

Grundversorgung (Bilanzstichtag 30. Sept)	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Jahres-Base (D-A)	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.53	5.98
kalkul. Energietarif (Rp./kWh)	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40
Differenz zu Marktpreis (Rp./kWh)	-0.87	-0.34	-0.44	0.49	1.24	1.93	2.39	2.82	1.87	0.42

Tabelle 3.5.2: kalk. Energietarif in Grundversorgung vs. Marktpreis für Base Lieferung (Bilanzstichtag 30. September)

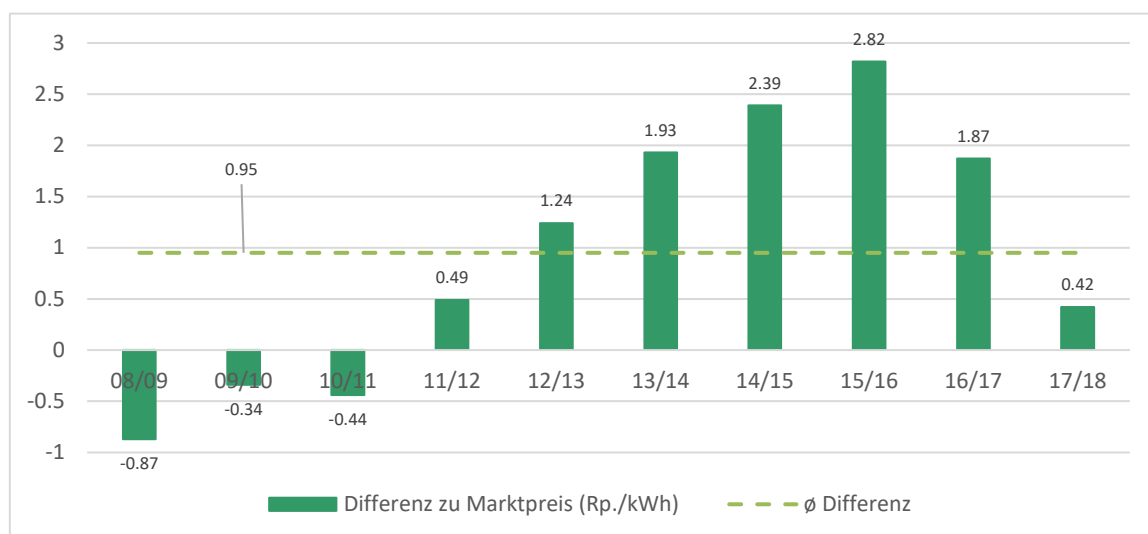


Abbildung 3.5.2: kalk. Energietarif in Grundversorgung vs. Marktpreis für Base Lieferung mit Durchschnitt über 10 Jahre (Bilanzstichtag 30. September)

Grundversorgung (Bilanzstichtag 31. Dez.)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Base D-A (Rp./kWh)	7.54	6.45	6.40	5.97	5.21	4.53	4.11	4.24	5.04	6.00
kalkul. Energietarif (Rp./kWh)	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40
Differenz zu Marktpreis	-1.14	-0.05	0.00	0.43	1.19	1.87	2.29	2.16	1.36	0.40

Tabelle 3.5.3: kalk. Energietarif in der Grundversorgung vs. Marktpreis für Base Lieferung (Bilanzstichtag 31. Dezember)

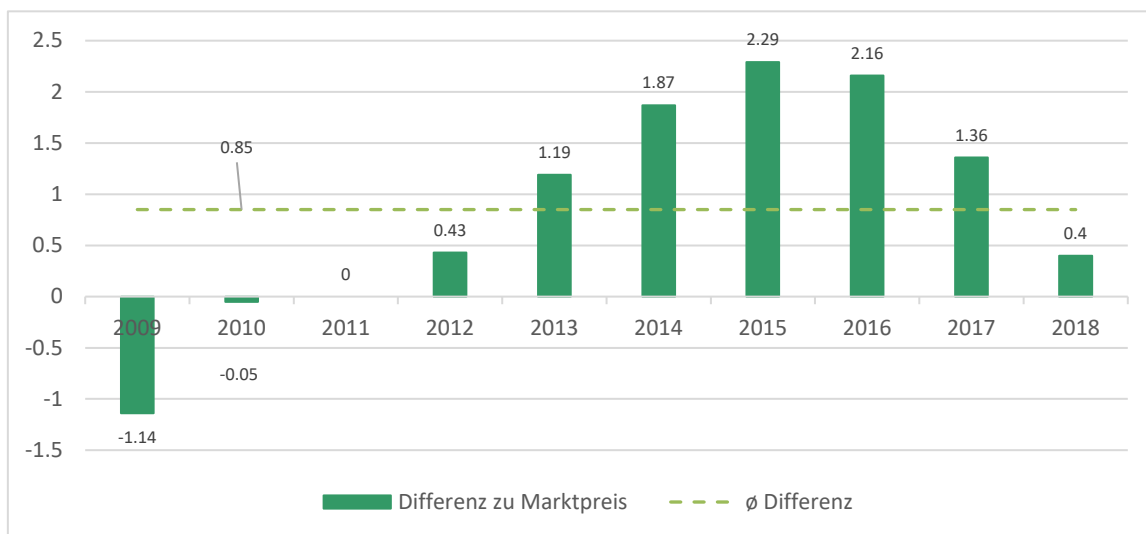


Abbildung 3.5.3: Differenz zwischen kalkulatorischen Energietarif und Marktpreis für Base Lieferung mit Durchschnitt über 10 Jahre (Bilanzstichtag 31. Dezember)

Abschliessend sei festgehalten, dass jenes Stromproduktionsvolumen, das für die Lieferungen an gebundene Endkunden in der Grundversorgung vorzusehen ist, nicht einer Absicherung unterliegt: die regulierten Energietarife in der Grundversorgung basieren auf Gestehungskosten, die vom Marktpreis unabhängig sind. Jene Volumina, die vom Markt für die Grundversorgung zu beschaffen sind, hängen vom Marktpreis ab, der anteilmässig den gebundenen Endkunden verrechnet werden darf. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden wir für *Axpo* und *BKW* noch individuell in Abschnitten 9.7 und 10.7 darauf eingehen.

4 Segmentberichterstattung

Die Gliederung in Geschäftssegmente fällt für *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* sehr unterschiedlich aus. *Alpiq* nimmt über die ersten 10 Jahre der Teilliberalisierung nahezu jedes zweite Geschäftsjahr starke Änderungen in der Zusammensetzung vor. *Axpo* integriert ihre Handelseinheit *EGL* im Jahr 2012 vollständig, bleibt in der Segmentierung ihrer Geschäftssegmente stabil, ebenso wie *BKW*, die als einzige ihre Netzaktivitäten getrennt von Produktion, Handel und Vertrieb ausweist. Um den Überblick in unserem methodischen Vorgehen zu bewahren, fassen wir für jeden dieser drei Stromkonzerne die EBIT all jener Geschäftssegmente zusammen, die Aktivitäten in Produktion, Handel und Vertrieb abdecken. Dies erfordert, dass wir für *Alpiq* und *Axpo* die EBIT-Anteile aus den Netzaktivitäten rausrechnen müssen. Die entsprechenden EBIT-Anteile für die Netzaktivitäten lassen sich aus Buchwerten der Übertragungs- und Verteilnetze, dem in den Weisungen der ElCom publizierten WACC, sowie aus den seitens der *BKW* ausgewiesenen EBIT für ihr Geschäftssegment «Netze» abschätzen.

4.1 Strukturierung der Geschäftssegmente

Alpiq, *Axpo* und *BKW* sind in verschiedenen Geschäftsbereichen (Trading, Produktion, Netze) und Regionen (Schweiz, International) tätig, weshalb die aggregierten Informationen des „normalen“ Abschlusses - bestehend aus Bilanz, Erfolgsrechnung, Eigenkapitalspiegel und Geldflussrechnung - nur einen begrenzten Einblick in die wirtschaftliche Lage der Stromkonzerne gewährleistet. Zielsetzung der Segmentberichterstattung nach IFRS 8 ist, über disaggregierte (segmentierte) Informationen den Einblick in die einzelnen Unternehmensaktivitäten zu verbessern (IFRS 8.1)¹⁴. Wie gut dieses Ziel erreicht wird, hängt auch von der Bereitschaft der Stromkonzerne ab, Einblick in einzelne ihrer Unternehmensaktivitäten zu bieten, gerade wenn sich Risiko und Performance-Profile wie beispielsweise Trading und Produktion sich stark unterscheiden.

Die Segmentberichterstattung richtet sich gemäss IFRS 8 bei der Festlegung der Segmentierung grundsätzlich danach wie unternehmensintern gesteuert und berichtet wird (Management Approach) und stellt auf eine Ergebnisberichterstattung nach Massgabe nicht durch IFRS normierter unternehmensinterner Steuerungsgrössen ab.

Der Management Approach des IFRS 8 geht damit grundsätzlich davon aus, dass das Management die unternehmensinterne Sicht Aussenstehenden zugänglich macht. Wie weit diese Transparenz tatsächlich geht, ist ermessensbehaftet und liegt damit in der Verantwortung der Stromkonzerne.

Bei der Festlegung des Segmentierungsformats wird in Übereinstimmung mit IFRS 8 zweistufig vorgegangen:

(1) Gemäss IFRS 8 ist zunächst festzustellen, in welchen sachlichen oder geografischen Geschäftssegmenten (operative segments) das Unternehmen überhaupt tätig ist (objektives Kriterium). Hier kommen Produkt- und Dienstleitungslinien (z.B. Produktion,

¹⁴ Allgemeine Ausführungen zur Segmentberichterstattung in diesem Abschnitt in Anlehnung an Haufe IFRS-Kommentar, 19. Auflage, Abschnitt Segmentberichterstattung

Energiedienstleistungen), Regionen (z.B. Schweiz, Europa, International), Tochterunternehmen (z.B. CKW, EGL der AXPO), Kundengruppen (z.B. Endkunden, Markt), einzelne Produktionsstätten (z.B. Atomkraftwerke, Erneuerbare Energien), allerdings auch nur bestimmte einzelne Vermögenswerte (z.B. Windkraft- und Solaranlagen) und evtl. auch bestimmte funktionale Einheiten (z.B. Vertrieb, Produktion) in Frage.

Negativ hält IFRS 8.6 fest, dass die Konzernzentrale und einige funktionale Abteilungen (z.B. Einkauf) keine operativen Segmente sein können, dass sie keine oder nur nebensächliche Umsätze erzielen.

Letztlich ist allerdings neben den genannten objektiven Kriterien die Sicht des Managements zur Bestimmung des operativen Segments als subjektives Kriterium entscheidend: Ein zur Segmentierung grundsätzlich geeigneter Tätigkeitsbereich ist nur dann ein Segment, wenn sein operatives Ergebnis von obersten Entscheidungsträgern regelmässig überwacht und zur Ressourcenallokation verwendet werden und für ihn separate Finanzinformationen vorliegen.

(2) Allerdings ist im Interesse der Wesentlichkeit und zur Vermeidung eines *information overload* nicht über jedes so identifizierte Segment auch zu berichten. Aus qualitativen Gründen (Ähnlichkeit der Segmente) und quantitativen Gründen (Grösse der Segmente) erfolgt vielmehr eine Zusammenfassung zu berichtspflichtigen Segmenten (reportable segments).

Nach IFRS 8.12 dürfen zwei oder mehrere Segmente zu einem einzigen berichtspflichtigen Segment zusammengefasst werden, wenn kumulativ folgende Kriterien erfüllt sind:

- Die Zusammenfassung entspricht der allgemeinen Zielsetzung des IFRS 8 (Beurteilung der einzelnen Unternehmensaktivitäten),
- Die Segmente weisen gleichartige bzw. ähnliche (similar) wirtschaftliche Merkmale auf (Gleichheit ist aber nicht gefordert) und
- Es besteht eine Ähnlichkeit bzgl. aller in IFRS 8.12 genannten (nachfolgend dargestellter) Einzelkriterien.

IFRS 8.12 fordert Ähnlichkeit in allen nachfolgenden Kriterien:

- Art der Leistung, als Art der Produkte bzw. Dienste,
- Art der Produktionsprozesse,
- Art der Kunden bzw. Kundengruppen,
- Methode des Vertriebs,
- (sofern anwendbar) Art des regulatorischen Umfelds (nur, falls ein solches vorhanden ist, wie bspw. im Bank- und Versicherungswesen oder bei öffentlichen Versorgungsbetrieben).

Zu prüfen, inwieweit diese Kriterien in Bezug auf die Stromkonzerne erfüllt sind, bleibt den Auditoren überlassen. Vorausgesetzt, dass Trading und Produktion jeweils überhaupt als operative Segmente in Frage kommen (wovon unserer Meinung nach auszugehen ist), also insbesondere im internen Berichtswesen unterschieden werden, wäre aufgrund der Kriterien des IFRS.12 ein separater Ausweis naheliegend, wenn nicht sogar erforderlich.

Dies auch deshalb, weil die Segmentierung in Zweifelsfällen nach dem Grundprinzip, *core principle* des IFRS 8.1. zu beurteilen ist: Dieses Grundprinzip fordert dazu auf, die

Informationen anzugeben, die den Abschlussadressaten ermöglichen, Art und Ausmass finanzieller Auswirkungen der ausgeübten Tätigkeiten zu beurteilen. Bei einer zu starken Vermischung von Trading und Produktion ist die Beurteilung von Art und Ausmass finanzieller Auswirkungen dieser Tätigkeitsbereiche stark eingeschränkt.

Auf eine gesonderte Darstellung eines operativen Segments wird verzichtet, wenn nach IFRS 8.13 ff. ein Segment unwesentlich ist. Als unwesentlich gilt ein Segment, dessen

- Erlöse,
- Ergebnis und
- Aktivvermögen

jeweils weniger als 10% der entsprechenden Werte aller Segmente (einschliesslich der anderen unwesentlichen) ausmachen (*quantitative thresholds*). Bereits die Überschreitung eines Grenzwerts (mit und ohne Berücksichtigung des Vorzeichens) führt zur Qualifizierung als berichtspflichtig. Wobei sich die Berechnung der jeweiligen Grössen nach unternehmensinternen Definitionen richtet. IFRS 8.13 sieht ausdrücklich auch den Einbezug von Innenerlösen (zwischen Segmenten) vor.

An der Wesentlichkeit dürfte eine separate Segmentierung von Trading und Produktion gemäss unseren Berechnungen des Umfangs Trading im Verhältnis zu Produktion nicht scheitern. Der Umfang der Erlöse, Ergebnisbeiträge des Handels übersteigt die Schwelle von 10% deutlich.

Hinzukommt, dass neben der vorstehend dargestellten Einzelbetrachtung der Unwesentlichkeit noch eine Gesamtbetrachtung hinzutritt, dies allerdings nur in Bezug auf die Erlöse, nicht auf die beiden anderen Grössenkriterien (EBIT und Aktivvermögen). Nach IFRS 8.15 darf die Summe der externen Erlöse aller als berichtspflichtig deklarierten Segmente nicht weniger als 75% der Erlöse des Gesamtunternehmens bzw. Gesamtkonzerns ausmachen. Bei Nichterreichen dieser Schwelle sind einzeln als unwesentlich qualifizierte Segmente zum Teil gleichwohl berichtspflichtig.

Es bleibt somit in Bezug auf die Stromkonzerne festzustellen, dass die Segmentberichterstattung keine klare Trennung von Produktion, Trading und andere Aktivitäten vorsieht, was eine detaillierte Analyse des Erfolgsbeitrags der Tradingeinheiten erschwert. Beispielsweise enthält das Segment „Generation International“ und „Generation Switzerland“ der *Alpiq* Erfolgsbeiträge, die durchaus dem Trading zuordenbar, aber nicht als Segment „Trading und Commerce“ (oder „Digital und Commerce“) ausgewiesen sind und *vice versa*. Eine klarere Aufteilung der Segmente wäre wünschenswert, zumal nachhaltige Steuerung auch intern an dieser Unterscheidung ansetzen dürfte.

Insgesamt bleibt daher unklar, welche Wechselbeziehung zwischen den einzelnen Terminkontrakten im Bereich Proprietary Trading, Asset-based Trading, Hedging-Aktivitäten und Energielieferverträgen bestehen. Unsere Daten deuten zumindest auf eine deutliche Vermischung dieser Bereiche hin, die durchaus auch bilanzpolitisch relevant ist, selbst wenn im weitesten Sinne noch im Einklang mit den IFRS. Werden stark spekulative Trading-Geschäfte nicht separat von der Produktion (inkl. Asset-based Trading, Hedging) ausgewiesen, kann das finanzielle Ausmass und die Nachhaltigkeit des EBIT einzelner Segmente nicht sinnvoll beurteilt werden. Auch ist eine sinnvolle interne Steuerung bei Vermischung von spekulativem Handel und Produktion durchaus anzuzweifeln.

Bei sauberer Trennung wären alle Proprietary Trading-Aktivitäten insbesondere unternehmensintern separat von Aktivitäten und Termin-Verträgen zur Bewirtschaftung der Produktion (Asset-based Trading, Hedging-Aktivitäten und Energielieferverträgen) darzustellen.

Eine Segmentkapitalflussrechnung wird nach IFRS 8 nicht gefordert, kann aber freiwillig erstellt werden. *Alpiq* macht auch davon Gebrauch, wobei der operative Cash-Flow aus Trading-Aktivitäten durchaus mit Vorsicht zu geniessen ist. Finanzierungs-Cash-Flow im Zusammenhang mit Trading-Aktivitäten wird durch die Klassifizierung von Trading-Aktivitäten als Segmentbereich zu operativem Cash-Flow.

In Tabelle 4.1.1 sind die EBIT über alle Geschäftssegmente tabellarisch für die einzelnen Geschäftsjahre gelistet. In Tabelle 4.1.2 sind die EBIT per produzierter Kilowattstunde aufgeführt, um sowohl die Vergleichbarkeit unter den drei Stromproduzenten wie auch die Vergleichbarkeit über die verschiedenen Geschäftsjahre zu ermöglichen. Wir erinnern daran, dass *Alpiq* ihre Produktion von gerundet 35 TWh im GJ 2009 auf 15 TWh im GJ 2018 strukturell reduzierte. *Axpo* bzw. *BKW* hielten ihre Produktion strukturell stabil auf einem Niveau von gerundet 35 TWh bzw. 10 TWh.

	EBIT gemäss Segmentberichterstattung (Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	1064.00	970.00	-1193.00	-928.00	279.00	-673.00	-511.00	379.00	91.00	-160.00
Axpo	848.10	538.00	138.60	329.20	311.90	-871.00	-928.80	-1226.20	269.10	348.30
BKW	365.90	339.70	-52.30	221.40	-171.60	346.70	382.00	383.50	379.00	416.50

Tabelle 4.1.1 EBIT (Mio. CHF) über alle Geschäftssegmente

	EBIT gemäss Geschäftssegmente (Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	3.05	2.80	-3.33	-3.28	1.21	-3.03	-2.87	2.29	0.62	-1.08
Axpo	2.21	1.47	0.39	0.88	0.93	-2.46	-2.51	-3.53	0.82	0.98
BKW	3.51	2.96	-0.49	2.01	-1.49	3.07	3.19	3.41	3.20	3.52

Tabelle 4.1.2 EBIT (Rp./kWh) über alle Geschäftssegmente

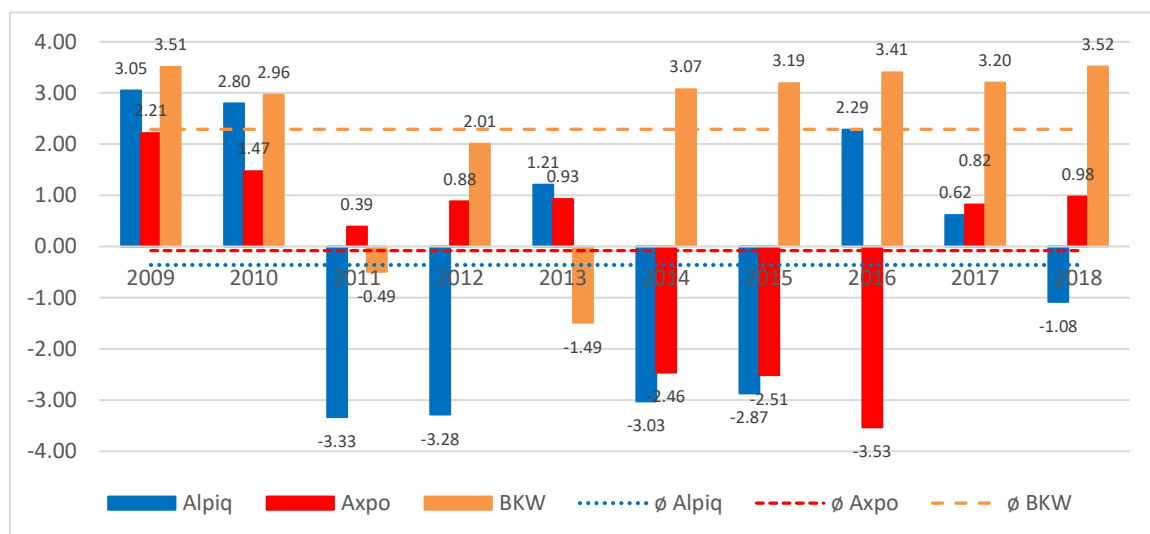


Abbildung 4.1.2: EBIT (Rp./kWh) über alle Geschäftssegmente mit volumengewichteten Durchschnitt über die 10 GJ.

4.2 Geschäftssegment „Überleitung“

Nach dem *Management Approach* des IFRS 8 sind alle für die Segmente anzugebenden Werte (Jahresergebnis, aber ggf. auch Vermögen und Schulden) inhaltlich durch die Erfordernisse der internen Berichterstattung definiert, daher nicht oder nur zufällig identisch mit entsprechenden Grössen aus Erfolgsrechnung und Bilanz¹⁵.

Bei den für berichtspflichtige Segmente anzugebenden Daten handelt es sich insbesondere um das Segmentergebnis (zwingend anzugeben) und um die Vermögenswerte und Schulden (unter bestimmten Bedingungen anzugeben). Die Auswahl der anzugebenden Informationen pro Segment richtet sich also Grösstenteils nach dem Ermessen des Managements. Gemäss *Management Approach* sind nur die Informationen anzugeben, die auch in der internen Berichterstattung enthalten sind.

Um die Segmentberichterstattung, welche sich an den internen Steuerungs- und Berichterstattungszwecken ausrichtet, nicht von den übrigen Bestandteilen des Abschlusses zu isolieren, sind bestimmte Daten der Segmentberichterstattung im Wege einer Überleitungsrechnung mit Bilanz und GuV nach externer Rechnungslegung abzustimmen, vgl. IFRS 8.28.

Zu überleitende Unterschiedsbeträge werden sich im Wesentlichen ergeben, wenn:

- Die Segmentdaten auf von der IFRS (Konzern-)Jahresrechnung abweichende Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden beruhen, z.B. aus Opportunitäts-, Zusatz- oder Anderskosten/-erlösen, aber auch aus Währungsumrechnungen und ähnlichen Abweichungen zum konsolidierten Abschluss;
- Aussergewöhnliche Transaktionen aus Sondereffekten existieren;
- Die Segmentdaten berücksichtigen intersegmentäre Transaktionen;
- Bilanz und GuV enthalten Daten, die keinen Segmenten zugeordnet werden, etwa Kosten der Konzernleitung.

Insbesondere bei *Alpiq*, aber bei *Axpo* und *BKW*, werden Erlöse spaltenweise nach Segmenten und zeilenweise nach Aussen- und Intersegmentumsätzen/-kosten dargestellt und dann in einer Konsolidierungsspalte die Kürzung um die Intersegmenttransaktionen vorgenommen, um schliesslich in einer weiteren Spalte die Umsätze und Kosten laut Erfolgsrechnung zu erhalten. Diese Vorgehensweise ist nach IFRS 8 zulässig. Allerdings muss der Bilanzleser sich dessen bewusst sein, dass hier durchaus Verzerrungen entstehen können, die Aussenstehende nur schwer interpretieren können. Bei der Lektüre der Segmentberichterstattung sollte das Augenmerk auf deutliche Abweichungen der EBIT-Summe gegenüber des Konzern-EBIT gerichtet werden, da die Überleitungsspalte Möglichkeiten bietet, die Konzernsegment besser darstellen zu lassen als sie sind.

Auffällig ist in diesem Zusammenhang zumindest, dass die Erfolgswirkung dieser Überleitungsspalte auf das Konzern-EBIT der Stromkonzerne mehrheitlich negativ ist.

¹⁵ Allgemeine Ausführungen zur Segmentberichterstattung in diesem Abschnitt in Anlehnung an Haufe IFRS-Kommentar, 19. Auflage, Abschnitt Segmentberichterstattung

Spitzenreiter ist auch hier *Alpiq*. Beim Stromkonzern bleiben damit Milliarden CHF-Beträge ohne besonders detaillierte Erläuterungen.

Im Einzelnen bleiben über den 10-Jahreszeitraum:

- Bei *Alpiq* beachtliche CHF 1'290 Mio. EBIT Verlust mit summarischen Verweisen auf Allokationsschwierigkeiten, Headquarter und Konsolidierung und damit praktisch unerklärt;
- Bei *Axpo* sind es CHF 288.2 Mio. EBIT Verlust;
- Bei *BKW* sind es CHF 8.4 Mio. EBIT Verlust.

	EBIT über Segment "Überleitung" (Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	-40.00	-25.00	-563.00	-110.00	-175.00	-134.00	-83.00	19.00	3.00	-182.00
Axpo	-2.10	3.90	-90.10	-5.70	30.20	-78.30	-247.70	17.00	152.10	-67.50
BKW	-0.40	-0.60	-0.30	0.00	3.80	0.10	-2.40	-3.10	-2.20	-3.30

Tabelle 4.2.1: EBIT (Mio. CHF) ausgewiesen im Geschäftssegment «Überleitung» (Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*)

	EBIT über Segment "Überleitung" (Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	-0.11	-0.07	-1.57	-0.39	-0.76	-0.60	-0.47	0.11	0.02	-1.23
Axpo	-0.01	0.01	-0.25	-0.02	0.09	-0.22	-0.67	0.05	0.46	-0.19
BKW	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.03	0.00	-0.02	-0.03	-0.02	-0.03

Tabelle 4.2.2: EBIT (Rp./kWh) ausgewiesen im Geschäftssegment «Überleitung» (Datenquelle: Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*, Berechnungen des ior/cf-HSG)

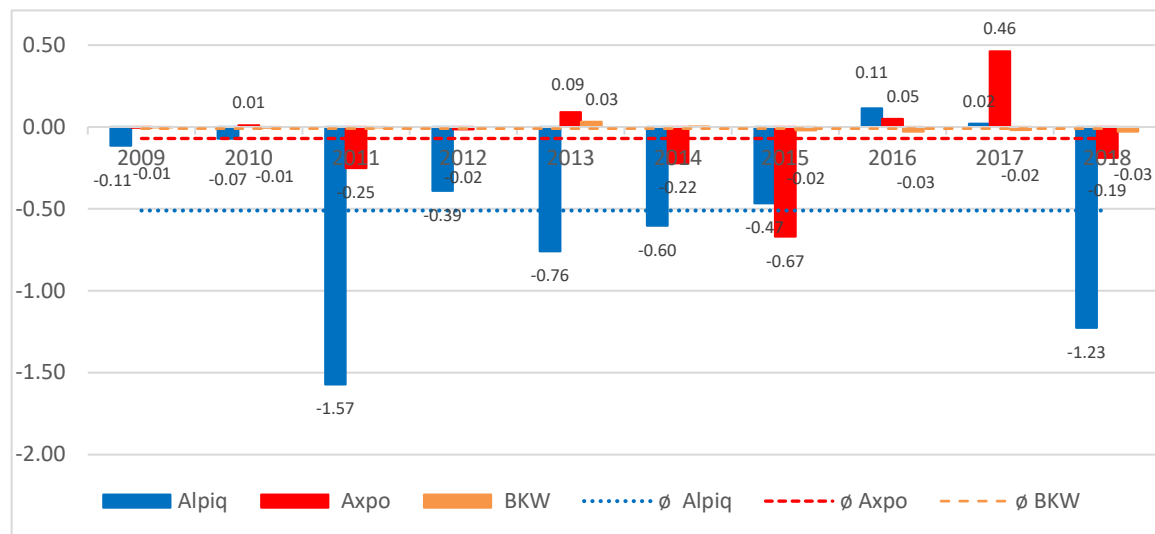


Abbildung 4.2.1: EBIT (Rp./kWh) ausgewiesen im Geschäftssegment «Überleitung» mit Durchschnitt über 10 GJ (Datenquelle: Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*).

Es bleibt also nur zu mutmassen, welche internen Transaktionen und Verschiebungen hier nicht erläutert sind, aber eine deutlichen negativen operativen Erfolgsbeitrag im Verhältnis zum Konzernenerfolg leisten. Werden steuerliche Quersubventionen des spekulativen, Verlustgezeichneten Eigenhandels oder diesbezügliche Boni vom Ausweis geschützt? Detaillierte Angaben insbesondere für *Alpiq* zum Verlust von CHF 1'290 Mio. EBIT im 10-Jahreszeitraum bleiben den Aktionären und potentiellen Investoren vorenthalten.

Die Preiskurven für die Bewertung von nicht standardisierten Handelsprodukten (i.e. Forwards) weisen Spielräume bzw. Freiheitsgrade auf und führen damit zu Unschärfen in der

Bewertung von Forwards. Anhand eines Wochen-Fahrplans eines Pumpspeicherkraftwerks lässt sich aufzeigen, dass die Bewertung Unterschiede in Höhe von 5% aufweisen können. Wir haben die Unschärfe von Preiskurven für Bewertungen von Forwards im allgemeinen thematisiert. Insbesondere haben wir aufgezeigt, dass es auch Fälle geben kann, in denen beide Vertragsparteien den kontrahierten Liefervertrag als Vermögenswert bilanzieren können, nur weil von den Vertragsparteien unterschiedliche Preiskurven verwendet werden. Das führt zu Inkonsistenzen in den Bilanzen. Um diese Inkonsistenz auszuschliessen, haben wir empfohlen, unter komplementären Preiskurven¹⁶ jene mit der konservativen Bewertung zu wählen.

In den Finanzberichten von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* wird nicht erwähnt, dass die Preiskurven auch auf Daten beruhen, die nicht als Marktdaten abgelesen werden können, wie z.B. Daten über Angebot und Nachfrage in Abhängigkeit spezifischer meteorologischer Einflüsse. In Folge werden die Forwards unter Level 2 ausgewiesen.

Die Modellhierarchie¹⁷ innerhalb IFRS sieht hierfür eigentlich eine Bilanzierung unter Level 3 vor, weshalb es keine Änderung innerhalb IFRS benötigt. Werden Forwards in Level 3 ausgewiesen, sind in der Bilanz Modellrisiken dokumentiert, die auf mögliche Unschärfen in den Bilanzpositionen «Energiederivate» hinweisen und in Folge diese Unschärfen auf das Eigenkapital übertragen.

Ignoriert man diese Unschärfen in den Preiskurven über mehrere Jahre, so kann ein «Schneeballeffekt» dazu führen, dass das Eigenkapital nach 5 Jahren *de facto* viel tiefer ausfällt, als in der Bilanz ausgewiesen.

Alpiq hat relativ zu ihrem Produktionsvolumen in den Jahren 2011, 2012, 2014 und 2015 und 2018 und im Vergleich zu *Axpo* das 2-3-fache an Wertberichtigungen vorgenommen, sodass ein kritischer Bilanzleser nicht ausschliessen kann, dass Unschärfen in der Bewertung der Energiederivate mit eine Ursache für diese hohen Wertberichtigungen gewesen sind.

Anhand der Finanzberichte der *Alpiq* lässt sich der Zusammenhang zwischen «Bruttogeldflüssen» und «Volumen im spekulativen Eigenhandel» aufzeigen: In ihrem Finanzbericht 2012 informiert *Alpiq* auf Finanzberichten¹⁸ den Investor bzw. Aktionär: «Es erfolgte eine deutliche Verkleinerung des Eigenhandels und die Auflösung der eigenständigen Geschäftseinheit *Proprietary Trading*.»

Die ausgewiesenen Bruttogeldflüsse für Energiederivate haben von 31,3 Mia. (per Ende 2011) auf 7,8 Mia. (per Ende 2014) abgenommen. Auf Ende 2016 haben die Bruttogeldflüsse wieder auf 17,4 Mia. zugenommen. Gemäss Finanzberichten 2011, 2014, 2016 reduzierte sich das Produktionsvolumen von 35,5 TWh im GJ 2011, auf 21,70 TWh im GJ 2014 und auf 16 TWh im GJ 2016.

Ermittelt man das Volumen für den spekulativen Eigenhandel je produzierter kWh, so erhält man folgendes Ergebnis: Im GJ 2011 betrug das Volumen für den spekulativen Eigenhandel ca. das 12-fache des Produktionsvolumen, im GJ 2014 betrug das Volumen im spekulativen

¹⁶ <<https://www.alexandria.unisg.ch/261484/>> siehe Kapitel 4 und 5 in: Frauendorfer K., Gutsche R., Haarbrücker G., Liebenberger C., Schürle M. (2020): *Spannungsfeld: Stromversorgung .vs. Stromhandel: Herausforderungen für das Management*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen

¹⁷ International Accounting Standard Board: IFRS 13 Fair Value Measurement, Rz. 72-93

¹⁸ Finanzberichte *Alpiq* 2012 (S. 53)

Eigenhandel ca. das 6-fache und im GJ 2016 ca. das 18-fache des jährlichen Produktionsvolumen.

Damit darf man schliessen, dass relativ zum Produktionsvolumen der *Alpiq* ihr Volumen für den spekulativen Eigenhandel für das GJ 2016 deutlich höher ausfällt als für das GJ 2011. In den Finanzberichten der GJ 2014-2016 wurde dieser starke Wiederaufbau des spekulativen Eigenhandels jedoch nicht kommuniziert.

Zusammengefasst zeigt dies, dass für *Alpiq* - gemessen an ihren Bruttogeldflüssen - einen starken Wiederaufbau des spekulativen Eigenhandels vom 6-fachen (im Geschäftsjahr 2014) auf das 18-fache (im Geschäftsjahr 2018) des jährlichen Produktionsvolumens beobachtet werden konnte.

5 EBIT Beiträge für Produktion, Handel und Vertrieb

Als nächsten Schritt wollen wir je Stromproduzent jene Segmente zusammenfassen, die direkt oder indirekt über Verrechnungspreise das finanzielle Ergebnis des Stromhandels mitprägen.

Die Grosswasserkraft stellt eine wichtige Komponente im Kraftwerksportfolio dar. Gestützt auf Daten des BFE¹⁹ deckt Laufwasserenergie ca. 45% der Strommenge aus Grosswasserkraft ab, und Speicherenergie ca. 55%. Für das Asset-based Trading im Spotmarkt greifen wir jedoch ausschliesslich auf den flexiblen Anteil der Speicherenergie zurück. Gemäss Aussagen der Strombranche sind ca. 30% der Speicherenergie *de facto* Laufwasserenergie, weshalb wir lediglich 70% als flexible Speicherenergie verwenden. Gemessen an der Grosswasserkraft entspricht dies 38.5% Anteil an flexibler Speicherenergie und 61.5% Anteil an Laufwasserenergie.

Netzaktivitäten zählen zum regulierten Geschäftsbereich und sind unabhängig vom Stromhandel, weshalb wir deren Anteil am EBIT aus dem publizierten EBIT jener Geschäftssegmente rausrechnen, in denen die Netzaktivitäten integriert sind. Für BKW ist dies nicht notwendig, da BKW ihre Netzaktivitäten in einem eigenen Geschäftssegment publiziert.

In diesem Abschnitt lege wir ferner die Basis, die Stromproduktion nach Kraftwerkstyp auszuweisen, um in der Folge jene Volumina zu bestimmen, die für die Vermarktung durch den Stromhandel vorzusehen ist. Das Kraftwerksportfolio setzt sich im Wesentlichen aus Grosswasserkraft, Nuklearer Produktion (inkl. Bezugsverträgen) sowie Thermischer Produktion zusammen. Der in den Finanzberichten ausgewiesene Anteil an Erneuerbaren Energie übersteigt gegen Ende des Betrachtungszeitraum das Volumen von 1 TWh nur unwesentlich.

Axpo bilanziert per 30. September, weshalb der Betrachtungszeitraum von 2008/09 bis 2017/18 reicht. Alpiq und BKW bilanzieren per 31. Dezember, womit die Geschäftsjahre den Kalenderjahren entsprechen.

5.1 Alpiq (2009 - 2018)

Wir erkennen aus Tabelle 5.1.1, dass Alpiq in den ersten Jahren der Teilliberalisierung einen beachtlichen Anteil von Dritten über den Markt beschaffte.

Alpiq: Gesamtbeschaffung (TWh)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Grosswasserkraft	6.60	6.41	5.50	5.60	5.87	5.30	6.03	6.28	3.90	4.23
Nuklearkraft	6.20	6.00	6.20	5.80	5.67	6.20	5.94	4.54	4.40	4.97
Langfristverträge	15.50	15.80	14.30	8.20	5.87	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Thermische Kraftwerke	6.50	6.20	9.50	8.10	5.04	4.20	5.33	5.24	5.98	5.10
Neue Energien	0.11	0.28	0.32	0.57	0.59	0.54	0.51	0.52	0.51	0.54
Markt	100.40	110.87	156.05	108.61	78.41	77.41				
Gesamtbeschaffung	135.31	145.56	191.87	136.88	101.45	99.65	17.81	16.58	14.79	14.84

Tabelle 5.1.1: Alpiq - Gesamtbeschaffung (Datenquelle: Alpiq Finanzberichte 2009 - 2018)

In den GJ 2015 – 2018 publizierte Alpiq in ihren Finanzberichten ausschliesslich die Stromproduktion (Tabelle 5.1.2). Man erkennt, dass das Produktionsvolumen von gerundet 35 TWh in den ersten drei Jahren sukzessive auf 15 TWh im GJ 2018 reduziert wurde.

¹⁹ BFE (2019): Schweizer Elektrizitätsstatistik

Alpiq: Produktion (TWh)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Laufwasserkraft	4.06	3.94	3.38	3.44	3.61	3.26	3.71	3.86	2.40	2.60
Flexible Speicherkraft	2.54	2.47	2.12	2.16	2.26	2.04	2.32	2.42	1.50	1.63
Nuklearkraft	6.20	6.00	6.20	5.80	5.67	6.20	5.94	4.54	4.40	4.97
Langfristverträge	15.50	15.80	14.30	8.20	5.87	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Thermische Kraftwerke	6.50	6.20	9.50	8.10	5.04	4.20	5.33	5.24	5.98	5.10
Neue Energien	0.11	0.28	0.32	0.57	0.59	0.54	0.51	0.52	0.51	0.54
Eigenproduktion	34.91	34.69	35.82	28.27	23.04	22.24	17.81	16.58	14.79	14.84

Tabelle 5.1.2: Alpiq - Produktionsportfolio (Datenquelle: Alpiq Finanzberichte 2009 - 2018)

Die Netzaktivitäten der Alpiq umfassen fast ausschliesslich die Stromübertragung im Hochspannungsnetz und sind im Geschäftssegment „Produktion Schweiz“ integriert. In der Tabelle 5.1.3 sind die in den Finanzberichten der Alpiq die EBIT jener Geschäftssegmente publiziert, die direkt oder indirekt über Verrechnungspreise mit dem Stromhandel zusammen hängen.

Alpiq: Segmentberichterstattung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EBIT: Produktion I (inkl. Netze)	1003.00	517.00	195.00	-334.00	354.00	-564.00	-488.00	286.00	74.00	-206.00
EBIT: Produktion II		193.00	-38.00	-488.00					-28.00	76.00
EBIT: Produktion III		151.00	-857.00							
EBIT: Handel & Vertrieb		36.00	-45.00	4.00	21.00	-49.00	-9.00	9.00	50.00	2.00
Publizierter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	1003.00	897.00	-745.00	-818.00	375.00	-613.00	-497.00	295.00	96.00	-128.00

Tabelle 5.1.3: Alpiq - EBIT über Produktion, Handel, Vertrieb (Datenquelle: Alpiq Finanzberichte 2009 - 2018)

In Tabelle 5.1.3 ist das EBIT über all jene Geschäftssegmente ausgewiesen, die Aktivitäten in der Produktion, im Handel und Vertrieb ausweisen. Dieses EBIT wird aggregiert und in die Tabelle 5.1.4 unter Geschäftssegment P&H&V übertragen und weiteren Segmenten gegenüber gestellt. Nebst dem Segment «Überleitung» gibt es in der Segmentberichterstattung der Alpiq noch weitere Geschäftssegmente, die wir mit «übrige» bezeichnen und *de facto* Services abdecken, die keinen Zusammenhang mit dem Stromhandel aufweisen.

Anmerkung: Die Segmentierung wurde von Alpiq während des Betrachtungszeitraums mehrmals angepasst, weshalb wir die Namensgebung einfach gehalten und die Geschäftssegmente nach Produktion I-III sowie Handel & Vertrieb unterteilt haben. Aus Tabelle 5.1.3 ist ersichtlich, dass im GJ 2009 lediglich ein Segment vorlag, während in 2010 und 2011 deren vier, die anschliessend auf drei bzw. auf zwei reduziert wurden. In den GJ 2017, 2018 wurde die Anzahl der Segmente, die mit dem Stromhandel in Verbindung stehen, wieder auf drei erhöht. Um zu verstehen, wie sich die Aufgaben der einzelnen Geschäftssegmente verändert haben, verweisen wir auf die Finanzberichte der Alpiq.

Tabelle 5.1.4 lässt einen aufschlussreichen Überblick zu, der sich kurz zusammenfassen lässt: über den Betrachtungszeitraum von 10 Jahren (2009-2018) weist der EBIT über alle Geschäftssegmente einen Verlust aus in Höhe von *minus* CHF 682 Mio. Das EBIT des Segments «Überleitung» weist einen Verlust aus in Höhe von *minus* CHF 1'290 Mio. Man erkennt, dass für diesen grossen Verlust kein Geschäftssegment die Verantwortung trägt, weshalb wir diesen wiederholten Neustrukturierungen der Alpiq Konzernleitung sehr kritisch gegenüberstehen.

	Alpiq: EBIT gemäss Segmentberichterstattung (Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P&H&V	1003.00	897.00	-745.00	-818.00	375.00	-613.00	-497.00	295.00	96.00	-128.00
übrige	101.00	98.00	115.00	0.00	79.00	74.00	69.00	65.00	-8.00	150.00
Überleitung	-40.00	-25.00	-563.00	-110.00	-175.00	-134.00	-83.00	19.00	3.00	-182.00
Summe	1064.00	970.00	-1193.00	-928.00	279.00	-673.00	-511.00	379.00	91.00	-160.00

Tabelle 5.1.4: Alpiq - EBIT über alle Geschäftssegmente (Datenquelle: Alpiq Finanzberichte 2009 – 2018, Berechnungen des ior/cf-HSG)

Im GJ 2011 wurde im Segment «Überleitung» ein Verlust von CHF 563 Mio. ausgewiesen. Wir halten fest, dass dieser Verlust nicht notwendiger Weise alleine im GJ 2011 angefallen sein muss, sondern über mögliches Bilanzmanagement bereits in den Geschäftsjahren davor eingetreten ist. Wird die Segmentierung wiederholt angepasst, so erhöht diese die Freiheitsgrade der Geschäftsleitung für ein revisionsfähiges Bilanzmanagement.

5.2 Axpo (2008/09 – 2017/18)

Wir erkennen aus Tabelle 5.2.1, dass über die Jahre der Teilliberalisierung das Volumen der Gesamtbeschaffung der Axpo zwischen 60 TWh und 86 TWh schwankt, von denen im Handel mit Dritten zwischen 23 TWh und 51 TWh physisch umgesetzt wurde.

Axpo: Gesamtbeschaffung (TWh)	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Grosswasserkraft	8.90	8.00	8.00	9.20	8.50	8.40	8.80	8.35	7.85	9.30
Nuklearkraft	13.20	12.93	12.48	12.80	12.60	13.30	11.40	9.30	8.20	10.40
Bezugsverträge für Atomstrom	9.10	8.50	10.52	9.70	9.60	9.50	9.90	9.00	8.20	8.20
Thermische Kraftwerke	6.90	7.00	4.60	5.40	2.50	3.60	6.20	6.94	7.57	6.50
Neue Energien	0.20	0.20	0.20	0.30	0.40	0.60	0.70	1.10	1.10	1.30
von Dritten und Handel	23.00	25.00	35.30	30.50	36.80	33.00	44.70	51.00	35.80	24.39
Gesamtbeschaffung	61.30	61.63	71.10	67.90	70.40	68.40	81.70	85.69	68.72	60.09

Tabelle 5.2.1: Axpo - Gesamtbeschaffung (Datenquelle: Axpo Finanzberichte 2009 - 2018)

Die Stromproduktion der Axpo schwankt im Betrachtungszeitraum 2008/09 bis 2017/18 zwischen 33 TWh und 38 TWh (Tabelle 5.2.2).

Axpo: Produktion (TWh)	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Laufwasserkraft	5.47	4.92	4.92	5.66	5.23	5.17	5.41	5.14	4.83	5.72
Flexible Speicherkraft	3.43	3.08	3.08	3.54	3.27	3.23	3.39	3.21	3.02	3.58
Nuklearkraft	13.20	12.93	12.48	12.80	12.60	13.30	11.40	9.30	8.20	10.40
Bezugsverträge für Atomstrom	9.10	8.50	10.52	9.70	9.60	9.50	9.90	9.00	8.20	8.20
Thermische Kraftwerke	6.90	7.00	4.60	5.40	2.50	3.60	6.20	6.94	7.57	6.50
Neue Energien	0.20	0.20	0.20	0.30	0.40	0.60	0.70	1.10	1.10	1.30
Eigenproduktion	38.30	36.63	35.80	37.40	33.60	35.40	37.00	34.69	32.92	35.70

Tabelle 5.2.2: Axpo - Produktionsportfolio (Datenquelle: Axpo Finanzberichte 2009 - 2018)

In der Tabelle 5.2.3 sind die in den Finanzberichten der Axpo publizierten EBIT jener Geschäftssegmente gelistet, die direkt oder indirekt über Verrechnungspreise mit dem Stromhandel zusammen hängen.

Die Segmentierung der Geschäftsbereiche bleibt stabil und gliedert sich in Produktion, Handel und CKW. Vertriebs- und Netzaktivitäten sind mit unterschiedlichem Ausmass allen drei Geschäftsbereichen zu entnehmen. Hervorzuheben ist die Integration der Handelseinheit EGL in die Axpo im Jahr 2012. Für eine Beschreibung der Aufgaben in den verschiedenen Segmenten verweisen wir auf die Finanzberichte der Axpo.

AXPO: Segmentberichterstattung	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Axpo Produktion & Netze	384.60	221.60	84.00	243.90	-9.70	-635.10	-644.00	-916.10	96.80	82.90
CKW inkl. Netze	135.80	144.50	91.40	109.10	142.80	47.30	69.80	-81.00	78.40	102.60
Axpo Trading	329.80	168.00	53.30	-18.10	148.60	-204.90	-106.90	-246.10	-58.20	230.30
Publizierter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	850.20	534.10	228.70	334.90	281.70	-792.70	-681.10	-1243.20	117.00	415.80

Tabelle 5.2.3: Axpo - EBIT über Produktion, Handel, Vertrieb (Datenquelle: Axpo Finanzberichte 2009 - 2018)

In Tabelle 5.2.3 ist das EBIT über die drei Geschäftssegmente ausgewiesen, da alle drei Segmente Aktivitäten in der Produktion, im Handel und Vertrieb ausweisen. Dieses EBIT wird aggregiert und in die Tabelle 5.2.4 unter Geschäftssegment Produktion, Handel und Vertrieb (P&H&V) übertragen und dem Segment «Überleitung» gegenüber gestellt. Nebst

dem Segment «Überleitung» gibt es keine weiteren. Die Zeile «übrige» ist nur aus Konsistenzgründen zu *Alpiq* und *BKW* aufgeführt.

Tabelle 5.2.4 lässt erkennen, dass über den Betrachtungszeitraum (2008/09-2017/18) der EBIT über alle Geschäftssegmente einen Verlust in Höhe von *minus* CHF 242 Mio. ausweist. Das EBIT des Segments «Überleitung» weist einen Verlust aus in Höhe von *minus* CHF 288 Mio.

	Axpo: EBIT gemäss Segmenberichterstattung (Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P&H&V	850.20	534.10	228.70	334.90	281.70	-792.70	-681.10	-1243.20	117.00	415.80
übrige	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Überleitung	-2.10	3.90	-90.10	-5.70	30.20	-78.30	-247.70	17.00	152.10	-67.50
Summe	848.10	538.00	138.60	329.20	311.90	-871.00	-928.80	-1226.20	269.10	348.30

Tabelle 5.2.4: Axpo - EBIT über alle Geschäftssegmente (Datenquelle: Axpo Finanzberichte 2009 – 2018, Berechnungen des ior/cf-HSG)

Die Netzaktivitäten der *Axpo* umfassen Stromübertragungen im Hochspannungs- und im Verteilnetz, die über die drei Geschäftssegmente aufgeteilt sind. Die EBIT-Anteile dieser Netzaktivitäten sind somit im aggregierten Segment „Produktion, Handel und Vertrieb“ (P&H&V) enthalten. Wir schliessen weiter, dass auch jene Geschäftsaktivitäten, die „Services“ abdecken und ohne Bezug zum Stromhandel stehen, darin enthalten sind. Im Gegenzug zu *Axpo* haben *Alpiq* und *BKW* eigene Geschäftssegmente dafür vorgesehen.

5.3 BKW (2009 - 2018)

Wir erkennen aus Tabelle 5.2.1, dass über die Jahre der Teilliberalisierung das Volumen der Gesamtbeschaffung der *BKW* zwischen 20 TWh und 27 TWh schwankt, von denen im Handel mit Dritten zwischen 8 TWh und 16 TWh physisch umgesetzt wurde.

BKW: Gesamtbeschaffung (TWh)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Grosswasserkraft	4.05	3.74	3.41	3.96	3.90	3.60	3.90	3.50	3.40	3.40
Kernkraft inkl. Bezugsverträge	5.78	5.92	5.37	5.77	5.83	5.88	5.87	5.26	5.04	5.04
Thermische Kraftwerke	0.60	0.70	0.70	0.48	0.70	0.50	1.10	1.40	2.30	2.30
Neue Energien	0.00	1.10	1.10	0.80	1.10	1.30	1.10	1.10	1.10	1.10
Handel und Rücklieferungen	16.73	11.95	10.85	9.23	8.22	9.76	9.14	10.23	9.65	9.65
Gesamtbeschaffung	27.16	23.41	21.43	20.24	19.75	21.04	21.11	21.49	21.49	21.49

Tabelle 5.3.1: BKW - Gesamtbeschaffung (Datenquelle: BKW Finanzberichte 2009 - 2018)

Die Stromproduktion der *BKW* schwankt im Betrachtungszeitraum 2009 bis 2018 zwischen 10 TWh und 12 TWh.

BKW: Produktion (TWh)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Laufwasserkraft	2.49	2.30	2.10	2.44	2.40	2.21	2.40	2.15	2.09	2.09
Flexible Speicherkraft	1.56	1.44	1.31	1.52	1.50	1.39	1.50	1.35	1.31	1.31
Kernkraft ohne Bezugsverträge	2.96	2.98	2.49	2.99	2.94	3.02	2.93	2.95	2.98	2.98
Bezugsverträge	2.82	2.94	2.88	2.78	2.89	2.86	2.94	2.31	2.06	2.06
Thermische Kraftwerke	0.60	0.70	0.70	0.48	0.70	0.50	1.10	1.40	2.30	2.30
Neue Energien	0.00	1.10	1.10	0.80	1.10	1.30	1.10	1.10	1.10	1.10
Eigenproduktion	10.43	11.46	10.58	11.01	11.53	11.28	11.97	11.26	11.84	11.84

Tabelle 5.3.2: BKW - Produktionsportfolio (Datenquelle: BKW Finanzberichte 2009 - 2018)

In der Tabelle 5.3.3 sind die in den Finanzberichten der *BKW* die EBIT jener Geschäftssegmente publiziert, die direkt oder indirekt über Verrechnungspreise mit dem Stromhandel zusammen hängen. Dieses EBIT wird aggregiert und in die Tabelle 5.3.4 unter Geschäftssegment P&H&V übertragen. In diesem EBIT sind keine Netzaktivitäten enthalten,

weil dafür die *BKW* ein eigenes Geschäftssegment «Netze» vorgesehen hat. Nebst dem Segment «Überleitung» gibt es in der Segmentberichterstattung der *BKW* noch weitere Geschäftssegmente, die wir mit «übrige» bezeichnen und *de facto* Services abdecken, die keinen Zusammenhang mit dem Stromhandel aufweisen.

<i>BKW: Segmentberichterstattung</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Produktion I (Mio. CHF)	74.20	232.60	160.20	237.30	-16.90	226.20	261.60	135.50	157.70	141.70
Produktion II (Mio. CHF)	159.40	50.90	-324.30	6.60	-166.90	6.70				
Handel & Vertrieb (Mio. CHF)				-133.00	-70.70	24.30				
Publizierter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	233.60	283.50	-164.10	110.90	-254.50	257.20	261.60	135.50	157.70	141.70

Tabelle 5.3.3: *BKW* - EBIT über Produktion, Handel, Vertrieb (Datenquelle: *BKW* Finanzberichte 2009 - 2018)

In Tabelle 5.3.4 werden die EBIT der verschiedenen Geschäftssegmente einander gegenübergestellt. Dies zeigen über den Betrachtungszeitraum von 10 Jahren (2009-2018) einen EBIT über alle Geschäftssegmente in Höhe von *plus* 2'610 CHF Mio. ausweist. Das EBIT des Segments «Überleitung» weist einen Verlust aus in Höhe von *minus* CHF 8 Mio.

	<i>BKW: EBIT gemäss Segmentberichterstattung (Mio. CHF)</i>									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
P&H&V	233.60	283.50	-164.10	110.90	-254.50	257.20	261.60	135.50	157.70	141.70
Netze	102.40	61.80	120.40	121.60	159.10	135.90	132.30	197.80	200.40	189.60
übrige	30.30	-5.00	-8.30	-11.10	-80.00	-46.50	-9.50	53.30	23.10	88.50
Überleitung	-0.40	-0.60	-0.30	0.00	3.80	0.10	-2.40	-3.10	-2.20	-3.30
Summe	365.90	339.70	-52.30	221.40	-171.60	346.70	382.00	383.50	379.00	416.50

Tabelle 5.3.4: *BKW* - EBIT über alle Geschäftssegmente (Datenquelle: *BKW* Finanzberichte 2009–2018, Berechnungen des ior/cf-HSG)

Die Segmentierung der Geschäftsbereiche wird ebenfalls mehrmals angepasst. Aufgrund des geringen Einflusses des Segments „Überleitung“ sowie der Tatsache, dass Netzaktivitäten durchgehend separat dokumentiert sind, stehen wir jenen Anpassungen nicht kritisch gegenüber.

5.4 Zusammenfassende Erkenntnisse

Die Produktionsvolumina der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* unterscheiden sich durchschnittlich über den Betrachtungszeitraum grob im Verhältnis 2:3:1. *Alpiq* produzierte p.a. durchschnittlich 24 TWh, *Axpo* 35 TWh und *BKW* 11 TWh.

Die Beschaffungsvolumina unterscheiden sich von den Produktionsvolumina durch jene Strommengen, die über Dritte vom Markt physisch beschafft wurden. *Alpiq* weist nur in den ersten sechs Jahren der Teilliberalisierung diese Volumina aus, die zwischen 100 TWh im GJ 2009, 156 TWh im GJ 2011 und 77 TWh im GJ 2012 betragen. *Axpo* beschaffte über die 10 Geschäftsjahre von Dritten über den Markt in einer Bandbreite von 23 TWh und 71 TWh. *BKW* beschaffte von Dritten in einer Bandbreite von 8 TWh und 16 TWh.

In Relation zu ihrer Stromproduktion agieren *Axpo* und *BKW* vergleichbar: beide beschafften durchschnittlich über Dritte in etwa das eigene Produktionsvolumen. *Axpo* beschaffte durchschnittlich über die 10 Geschäftsjahre 34 TWh und *BKW* 11 TWh. *Alpiq* beschaffte in den ersten sechs Jahren mit ca. 106 TWh das Dreifache ihres Produktionsvolumens. Diese Zahlen lassen erkennen, wie unterschiedlich die drei grossen Stromproduzenten im Stromhandel agieren.

Wir halten fest, dass die Strombeschaffungsvolumina die tatsächlich bezogenen physischen Stromlieferungen quantifizieren. Es wird nicht ausgewiesen, welcher Anteil der Stromversorgung bzw. dem spekulativen Eigenhandel zuzuordnen ist. Im Beschaffungsvolumen sind ferner jene Handelsgeschäfte nicht integriert, die zu keiner physischen Lieferung führen. Diese Art von Handelsgeschäften gibt es im Cross-Hedge, in der Asset Optimierung im Spotmarkt sowie im spekulativen Eigenhandel. Das Volumen dieser Handelsgeschäfte lässt sich anhand der in der Finanzberichten ausgewiesenen Bruttogeldflüsse grob abschätzen.

Vergleichen wir nun in Tabelle 5.4.1 das EBIT über alle Geschäftssegmente mit jenem, der in der Überleitung ausgewiesen ist, so bekommen wir eine Indikation, was die Transparenz und ein aktives Bilanzmanagement seitens der Geschäftsleitung betrifft.

	EBIT Produktion & Handel & Vertrieb publiziert in der Segmentberichterstattung (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	1003.00	897.00	-745.00	-818.00	375.00	-613.00	-497.00	295.00	96.00	-128.00
Axpo	850.20	534.10	228.70	334.90	334.30	-792.70	-681.10	-1243.20	117.00	415.80
BKW	233.60	283.50	-164.10	110.90	-254.50	257.20	261.60	135.50	157.70	141.70

Tabelle 5.4.1: EBIT (in Mio. CHF) über Produktion, Handel und Vertrieb (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo, BKW)

Alpiq weist über alle Geschäftssegmente aufsummiert einen negativen EBIT in Höhe von minus CHF 628 Mio. aus, wovon minus CHF 1'290 im Segment «Überleitung» ausgewiesen ist und ungenügend dokumentiert ist. Die Differenz von CHF 662 Mio. kommt dem EBIT der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb zugute, womit die publizierten finanziellen Ergebnisse dieser Geschäftssegmente durchaus in Frage gestellt werden dürfen, auch wenn diese von externen Revisionsgesellschaften geprüft wurden.

Axpo weist über alle Geschäftssegmente aufsummiert einen negativen EBIT in Höhe von *minus* CHF -242 Mio. aus, wovon *minus* CHF 288 Mio. im Segment «Überleitung» ausgewiesen ist und ungenügend dokumentiert ist. Die Differenz von CHF 46 Mio. kommt dem EBIT der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb zugute, und entspricht jenem positiven EBIT, der über die 10 GJ dem Geschäftssegment Produktion, Handel und Vertrieb publiziert wird. Wir erinnern daran, dass darin auch Beiträge der Netzaktivitäten und Serviceleistungen enthalten sind.

BKW weist über alle Geschäftssegmente aufsummiert einen positiven EBIT in Höhe von plus CHF 2'610 Mio. aus, wovon minus CHF 8.4 Mio. im Segment «Überleitung» ausgewiesen ist. Dies sehen wir als vernachlässigbar an, weshalb es für uns keinen Anlass gibt, die Bilanzierungspraxis der BKW in Frage zu stellen. Zudem sei daran erinnert, dass das EBIT für Netzaktivitäten und Serviceleistungen separat in eigenen Segmenten ausgewiesen werden.

	EBIT über Produktion & Handel & Vertrieb: bereinigt um "Netze" (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	888.79	785.36	-792.39	-842.25	352.78	-635.98	-498.30	293.70	95.02	-129.19
Axpo	614.60	301.05	12.87	175.27	184.26	-941.68	-828.91	-1396.59	-41.68	256.21
BKW	233.60	283.50	-164.10	110.90	-254.50	257.20	261.60	135.50	157.70	141.70

Tabelle 5.4.2: EBIT (in Mio. CHF) über Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo, BKW)

Tabelle 5.4.2 listet die EBIT (in Mio.) über die Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um die Netzaktivitäten der *Alpiq* und *Axpo*.

Alpiq weist über das Geschäftssegment Produktion, Handel und Vertrieb (bereinigt um Netzaktivitäten) aufsummiert über die 10 Geschäftsjahre einen negativen EBIT in Höhe von *minus* CHF 454 aus. Der im Segment «Überleitung» ausgewiesene Verlust in Höhe von *minus* CHF 1'290 Mio. ist darin nicht enthalten. Wir wollen an dieser Stelle nur darauf sensibilisieren, dass *Alpiq* über die 10 Jahre in den Segmenten Produktion, Handel, Vertrieb sowie im Segment «Überleitung» auf EBIT-Ebene gesamthaft einen Verlust von CHF 1'744 Mio. «erwirtschaftete».

Axpo weist über das Geschäftssegment Produktion, Handel und Vertrieb (bereinigt um Netzaktivitäten) aufsummiert über die 10 Geschäftsjahre einen negativen EBIT in Höhe von *minus* CHF 1'664 Mio. aus. Der im Segment «Überleitung» ausgewiesene Verlust in Höhe von *minus* CHF 288 Mio. ist darin **nicht** enthalten. Wir wollen an dieser Stelle nur darauf sensibilisieren, dass *Axpo* über die 10 Jahre in den Segmenten Produktion, Handel, Vertrieb sowie im Segment «Überleitung» auf EBIT-Ebene gesamthaft einen Verlust von CHF 1'952 Mio. «erwirtschaftete».

Wir stellen die Verluste der *Alpiq* in Höhe von 1'744 Mio. den Verlusten der *Axpo* in Höhe von 1'952 Mio. gegenüber. Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass *BKW* im selben Zeitraum auf EBIT-Ebene über dieselben Segmente ein Plus im EBIT in der Höhe von 1'069 Mio. ausweist.

	EBIT über Produktion & Handel & Vertrieb: bereinigt um "Netze" (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Alpiq</i>	2.55	2.26	-2.21	-2.98	1.53	-2.86	-2.80	1.77	0.64	-0.87
<i>Axpo</i>	1.60	0.82	0.04	0.47	0.55	-2.66	-2.24	-4.03	-0.13	0.72
<i>BKW</i>	2.24	2.47	-1.55	1.01	-2.21	2.28	2.19	1.20	1.33	1.20

Tabelle 5.4.3: EBIT (in Rp./kWh) über Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*)

In Tabelle 5.4.3 sind die EBIT über Produktion, Handel und Vertrieb um Netzaktivitäten bereinigt in Rp./kWh ausgewiesen. Wir sehen die Ursachen für die massiv unterschiedlichen EBIT im massiv unterschiedlichen Handelserfolg. Wir werden dies in den Abschnitten 8-10 anhand einer für alle drei Stromproduzenten einheitlich definierten Metrik für die Vermarktung der Stromproduktion vertieft ausführen und begründen.

6 Bereinigung um Strompreiszerfall

Die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen EBIT der Stromkonzerne fallen höchst unterschiedlich aus. Das Produktionsvolumen lässt keinen Zusammenhang erahnen. Die Beschaffung von Dritten erlaubt eine vorsichtige Hypothese, der einen nichtlinearen, negativen Zusammenhang beschreibt: Je grösser das Beschaffungsvolumen in TWh von Dritten am Markt, umso grösser fallen die Verluste auf EBIT-Ebene aus. Damit zeichnet sich ein wesentlicher Einfluss jener Komponente des Stromhandels ab, der über die Vermarktung und Absicherung der Produktion sowie über die Asset-Optimierung in Spot- und Forward-Märkten hinausgeht. Damit ebnen wir den Weg zur Quantifizierung des Beitrags zum Erfolg aus dem spekulativen Handel (Proprietary Trading).

Das EBIT ist *per definitionem* von den Bilanzinstrumenten Abschreibungen, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten geprägt. Es gilt dabei zu beachten, dass Auflösungen von Rückstellungen, die mit dem Stromhandel begründet werden, das ausgewiesene Ergebnis des Energiehandels um diese Auflösungen höher ausfallen lässt, als das im Geschäftsjahr tatsächlich erzielte Finanzergebnis im Energiehandel. Analoges gilt mit umgekehrtem Vorzeichen für die Bildung von Rückstellungen für den Stromhandel. Ebenso führen ausserordentliche Wertberichtigungen in den Produktionskapazitäten, zur Entlastung des Stromhandels, da damit geringere normale Abschreibungen im Geschäftssegment «Produktion» einhergehen und somit die Verrechnungspreise kleiner werden, die der «Stromhandel» gegenüber der «Produktion» zu entrichten hat.

Es liegt die Vermutung nahe, dass eine Bereinigung des EBIT um diese Bilanzinstrumente etwas Klarheit in den Finanzberichten schafft.

6.1 Wertberichtigungen

Alle drei Stromproduzenten waren dem Strompreiszerfall ausgesetzt. Wertberichtigungen werden vorwiegend auf Produktionskapazitäten vorgenommen, da allfällige Wertberichtigungen von Übertragungs- und Verteilnetzen einem regulierten Geschäftsbereich unterliegen und nur bei wesentlichen Eingriffen seitens des Gesetzgebers vorzunehmen sind. Diese werden dann eher unter Sondereffekte ausgewiesen, denen wir uns in Abschnitt 6.4 widmen.

In Tabelle 6.1.1 sind die Wertberichtigungen getrennt nach den Geschäftsjahren ausgewiesen, die gemäss Finanzberichten zum grossen Teil durch den Preiseinbruch ausgelöst wurden. Wir stellen grosse Unterschiede fest, was Timing und Höhe dieser Wertberichtigungen betrifft. Wir weisen diese in CHF Mio. sowie relativ zum Produktionsvolumen in Rp./kWh aus (Tabelle 6.1.2).

	Wertberichtigungen in Produktion & Handel & Vertrieb (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	0.00	0.00	800.00	1560.00	159.00	721.00	373.00	79.00	151.00	-120.00
Axpo	-170.50	87.90	390.50	348.00	469.70	1101.40	1177.50	570.40	60.90	20.10
BKW	0.00	0.00	21.80	78.70	293.80	26.30	18.10	21.80	5.70	1.00

Tabelle 6.1.1 Wertberichtigung (in Mio. CHF) in Geschäftssegmenten Produktion, Handel und Vertrieb. (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo und BKW)

In Summe über den Betrachtungszeitraum 2009–2018 stellen wir für *Alpiq* Wertberichtigungen in Höhe von CHF 3'723 Mio. bzw. 1.45 Rp./kWh, für *Axpo* in Höhe von 4'055 Mio. bzw. 1,14 Rp./kWh und für *BKW* in Höhe von CHF 467 Mio. bzw. 0.41 Rp./kWh fest.

Dass die Wertberichtigungen bei *BKW* um ein Vielfaches kleiner ausfällt, lässt sich damit erklären, dass ein beachtlicher Anteil der Stromproduktion in die Grundversorgung an gebundene Endkunden fließt. Wir haben kalkulatorisch diesen Anteil mit 8 TWh quantifiziert, was ca. 80% des gesamten Produktionsvolumen entspricht. Dieser Anteil wird mit vollständigen Gestehungskosten verrechnet und ist vom Marktpreis unabhängig. Deshalb unterliegen lediglich ca. 2 TWh einer Wertberichtigung, der mit dem Strompreiserfall begründet wird.

Auch für *Axpo* fließt via ihrer Tochtergesellschaft CKW ein nicht vernachlässigbarer Anteil an Produktion in die Grundversorgung. Diesen haben wir kalkulatorisch mit 6 TWh festgesetzt, was ca. 16% der gesamten Produktion entspricht. Damit unterliegen ca. 30 TWh einer Wertberichtigung aufgrund des Strompreiserfalls.

	Wertberichtigungen in Produktion & Handel & Vertrieb (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	.00	.00	2.23	5.52	.69	3.24	2.09	.48	1.02	-.81
Axpo	-.45	.24	1.09	.93	1.40	3.11	3.18	1.64	.19	.06
BKW	.00	.00	.21	.71	2.55	.23	.15	.19	.05	.01

Tabelle 6.1.2 Wertberichtigung (in Rp./kWh) in Geschäftssegmenten Produktion, Handel und Vertrieb. (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo und BKW)

Alpiq liefert nicht in die Grundversorgung, womit die gesamte Produktion dem Risiko ausgesetzt ist, aufgrund des Strompreiserfalls wertberichtigt werden zu müssen. Da jedoch die Produktion der *Alpiq* bei durchschnittlich 24 TWh liegt und jene vergleichbare Produktionsmenge der *Axpo* bei durchschnittlich 30 TWh sind die Unterschiede in den Wertberichtigungen von *Alpiq* und *Axpo* gemessen in Rp./kWh entsprechend zu beachten.

6.2 Rückstellungen

Rückstellungen beziehen sich auf verschiedene Bereiche. *Axpo* und *BKW* sind Betreiber von Atomkraftwerken, welche zu Rückstellungen für «nukleare Entsorgung» verpflichtet sind. Diese werden jedoch nicht erfolgswirksam bilanziert, weshalb wir hier primär Rückstellungen für belastende Energiebeschaffungsverträge und «übrige Rückstellungen» zu berücksichtigen haben.

Tabelle 6.2.1 zeigt die Rückstellungen für Verluste auf Energieverträge. Positives Vorzeichen bedeutet, dass Rückstellungen gebildet werden und somit das EBIT belasten, während ein negatives Vorzeichen die Auflösungen von Rückstellungen dokumentiert und somit entsprechend das EBIT erhöhen.

	Rückstellungen: Verluste auf Energieverträge (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	-69.00	-40.00	-27.00	218.00	-6.00	291.00	336.00	-207.00	-30.00	-25.00
Axpo	244.10	-74.20	-36.70	-60.80	280.60	330.60	212.10	1019.60	54.50	45.60
BKW	1.70	-28.00	279.00	122.60	144.00	14.40	-57.90	1.90	26.10	-14.80

Tabelle 6.2.1: Rückstellungen für Verluste (in Mio. CHF) auf Energieverträge (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo, BKW sowie BFE 2018, Verfügungen der ElCom)

Summiert man über die 10 Geschäftsjahre die Rückstellungen auf, so bildete Alpiq CHF 441 Mio. , Axpo CHF 2'015 Mio. und BKW CHF 489 Mio. Diese Unterschiede fallen gerechnet auf produzierte kWh noch deutlicher aus.

	Rückstellungen: Verluste auf Energieverträge (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	-0.20	-0.12	-0.08	0.77	-0.03	1.31	1.89	-1.25	-0.20	-0.17
Axpo	0.64	-0.20	-0.10	-0.16	0.84	0.93	0.57	2.94	0.17	0.13
BKW	0.02	-0.24	2.64	1.11	1.25	0.13	-0.48	0.02	0.22	-0.13

Tabelle 6.2.2: Rückstellungen für Verluste (in Rp./kWh CHF) auf Energieverträge (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo, BKW, BFE 2018, Verfügungen der ElCom)

Wir erinnern daran, dass auf EBIT Ebene im Segment «Überleitung» die Alpiq mit *minus* CHF 1'290 Mio. einen wesentlich höheren Verlust ausweist als Axpo mit *minus* CHF 288 Mio. Da diese Verluste für den Bilanzleser unerklärt bleiben, schliessen wir, dass damit die Rückstellungen für Verluste auf Energieverträge umgangen worden sind. Addiert man diese beiden Beträge, so erhalten wir für Alpiq eine Belastung von *gesamt minus* CHF 1'731 Mio. und für Axpo *minus* CHF 2'303 Mio. Für BKW fällt die Korrektur um CHF 8 Mio. auf *plus* CHF 497 Mio. vernachlässigbar aus. Damit wäre die Relation zum durchschnittlichen Beschaffungsvolumen – soweit dieses in den Finanzberichten als vollständig dokumentiert eingestuft werden kann – weitgehend wieder hergestellt.

	Rückstellungen ohne nukleare Entsorgung (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	29.00	-47.00	-19.00	51.00	33.00	302.00	387.00	-199.00	-24.00	-18.00
Axpo	267.00	-24.30	15.50	-8.20	261.00	424.20	221.50	1110.90	93.90	136.30
BKW	19.30	-4.10	270.60	137.00	148.60	18.30	-57.60	15.40	35.30	-34.20

Tabelle 6.2.3: Rückstellungen *gesamt* (in Mio.) abzüglich Rückstellungen für «Nukleare Entsorgung». (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von Alpiq, Axpo, BKW)

In Tabelle 6.2.3 sind die gesamten Rückstellungen abzüglich der Rückstellungen für «nukleare Entsorgung» aufgeführt, die erfolgswirksam eingeflossen sind. Zu erwähnen sind hier insbesondere auch jene Rückstellungen, die mit Verweis auf die Nichtanerkennung seitens der ElCom von bereits verrechneten Netz- und Energietarifen gebildet wurden.

6.3 Abschreibungen und Amortisationen

Ausserordentlichen Wertminderungen ziehen in der Zukunft geringere ordentliche Abschreibungen nach sich. Wir stützen uns für die Abschätzung der kalkulatorischen EBIT-Beiträge seitens der Produktionskapazitäten auf einen Bezugsgrösse für die ordentlichen Abschreibungen in Höhe von 1.25 Rp./kWh. Diesen Benchmark haben wir dem BFE-Bericht 2018 entnommen. Für diese Zwecke berechnen wir jene ordentlichen Abschreibungen für die einzelnen Geschäftsjahre, die wir für die Segmente Produktion, Handel und Vertrieb den Finanzberichten entnommen haben. Wir halten fest, dass wir für Alpiq und Axpo die ordentlichen Abschreibungen auf Übertragungs- und Verteilnetze rausgerechnet haben.

	Abschreibungen & Amortisationen bereinigt um "Netze" (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	318.00	326.00	349.00	299.00	193.00	187.00	154.00	149.00	136.00	128.00
Axpo	252.90	282.50	268.00	255.40	270.70	252.00	129.10	158.80	152.20	199.40
BKW	61.30	45.40	72.60	70.70	116.20	103.30	103.10	91.10	74.70	81.70

Tabelle 6.3.1: Abschreibungen & Amortisationen (in Mio. CHF) für Produktion, Handel, Vertrieb und bereinigt um Netze. (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*, sowie BFE 2018, Verfügungen der ElCom)

In Tabelle 6.3.1 sind die ordentlichen Abschreibungen bereinigt um die Netze in Mio. gelistet. In Tabelle 6.3.2 finden wir die entsprechenden Werte in Rp./kWh, die in der Folge mit dem Benchmark 1.25 Rp./kWh zu vergleichen sind.

	Abschreibungen & Amortisationen bereinigt um "Netze" (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	0.91	0.94	0.97	1.06	0.84	0.84	0.86	0.90	0.92	0.86
Axpo	0.66	0.77	0.75	0.68	0.81	0.71	0.35	0.46	0.46	0.56
BKW	0.59	0.40	0.69	0.64	1.01	0.92	0.86	0.81	0.63	0.69

Tabelle 6.3.2: Abschreibungen & Amortisationen (in Rp./kWh) für Produktion, Handel, Vertrieb und bereinigt um Netze (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*, sowie BFE 2018, Verfügungen der ElCom)

6.4 Sondereffekte

In Tabelle 6.4.1 sind abschliessend jene Beträge (in Mio.) gelistet, die wir als Sondereffekte den Finanzberichten entnommen haben.

	Sondereffekte / Gerichtsurteile (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq				- 59.00						
Axpo					- 192.10				- 163.40	5.20
BKW					- 17.00					

Tabelle 6.4.1: Sondereffekte (in Mio. CHF), z.B. Gerichtsurteile (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*)

Wir haben in Tabelle 6.4.1 nur jene Sondereffekte ausgewiesen, die in den Anhängen der Finanzberichte mit konkreten Beträgen (in Mio.) beziffert wurden, und den Beschaffungsaufwand bzw. übrige Betriebserträge belastet oder entlastet haben. Sondereffekte können auch im Rahmen von Wertberichtigungen oder Rückstellungen erfolgswirksam in das Jahresergebnis einfließen.

6.5 Zusammenfassende Erkenntnisse

In Tabellen 6.5.1 sind für die einzelnen Geschäftsjahre die Summe der Wertberichtigungen und Rückstellungen für «belastende Beschaffungsverträge» aufgeführt, über die jeweils vom Verwaltungsrat auf Antrag der Geschäftsleistung entschieden wurden und für die einzelnen Geschäftsjahre sehr unterschiedlich ausfallen.

	Wertberichtigungen & Rückstellungen in Produktion & Handel & Vertrieb (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	-69.00	-40.00	773.00	1778.00	153.00	1012.00	709.00	-128.00	121.00	-145.00
Axpo	73.60	13.70	353.80	287.20	750.30	1432.00	1389.60	1590.00	115.40	65.70
BKW	1.70	-28.00	300.80	201.30	437.80	40.70	-39.80	23.70	31.80	-13.80

Tabelle 6.5.1 Wertberichtigungen und Rückstellungen (in Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*).

Summiert man über die 10 Geschäftsjahre die Wertberichtigungen und Rückstellungen für «belastende Beschaffungsverträge» auf, so wird der EBIT für das Segment «Produktion, Handel und Vertrieb» bei *Alpiq* gesamthaft um CHF 4'164 Mio. belastet, bei *Axpo* um gesamthaft CHF 6'071 Mio. und bei *BKW* um gesamthaft CHF 956 Mio.

	Wertberichtigungen und Rückstellungen in Produktion & Handel & Vertrieb (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	-0.20	-0.12	2.16	6.29	0.66	4.55	3.98	-0.77	0.82	-0.98
Axpo	0.19	0.04	0.99	0.77	2.23	4.05	3.76	4.58	0.35	0.18
BKW	0.02	-0.24	2.84	1.83	3.80	0.36	-0.33	0.21	0.27	-0.12

Tabelle 6.5.2 Wertberichtigungen und Rückstellungen (in Rp. /kWh) der Geschäftssegmente Produktion, Handel, Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*).

In Tabelle 6.5.2 sind die Beträge je produzierter kWh ausgewiesen. Man erkennt, dass *Alpiq* und *Axpo* je produzierter kWh über die 10 Geschäftsjahre aufsummiert vergleichbare Wertberichtigungen und Rückstellungen auf belastende Beschaffungsverträge vorgenommen haben. Jene Werte für *BKW* fallen in Summe über die 10 Jahre deutlich tiefer aus. Da diese Wertberichtigungen und Rückstellungen zeitlich in unterschiedlichen Geschäftsjahren vorgenommen wurde, ist ein Vergleich der jährlichen Kenngrössen nicht möglich, weshalb wir die Betrachtung über ein Geschäftsjahrzent im Fokus haben.

Anhand Abbildung 6.5.1 lässt sich das Profil der Wertberichtigungen und Rückstellungen über die Zeit erkennen und spiegelt das Timing wider, und steht zumindest in einem zeitlichen Zusammenhang mit dem Wechsel an der Spitze der Geschäftsleitung bzw. des Verwaltungsrats.

Wir erinnern nochmals daran, dass über die 10 Geschäftsjahre auf EBIT Ebene im Segment «Überleitung» die *Alpiq* mit *minus* CHF 1'290 Mio. einen weiteren sehr hohen Verlust ausweist, der für den Bilanzleser unerklärt bleibt. Für *Axpo* beträgt der unerklärte Verlust im Segment «Überleitung» *minus* CHF 288 Mio.

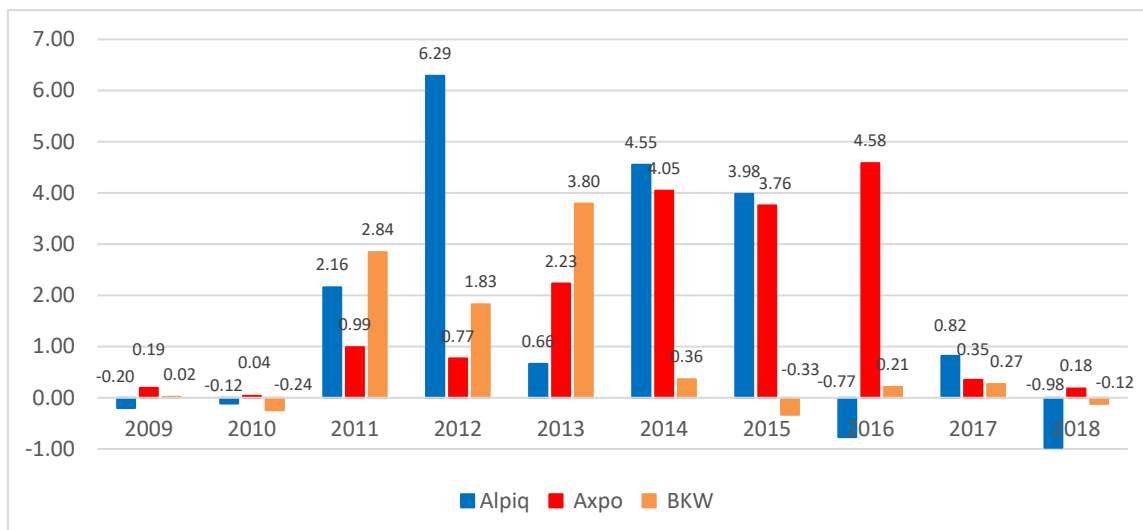


Abbildung 6.5.1: Wertberichtigungen und Rückstellungen (in Rp./kWh) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*).

Um den Erfolg im Stromhandel später quantifizieren zu können, bereinigen wir zunächst die für das Geschäftssegment «Produktion, Handel und Vertrieb» (P&H&V) resultierende EBIT um die Wertberichtigungen, Abschreibungen und Sondereffekte. Für *Alpiq* und *Axpo* werden zusätzlich die Beiträge aus Netzaktivitäten rausgerechnet (Tabelle 6.5.3).

	EBIT für Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netze, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekte (in Mio. CHF)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	919.04	739.59	- 11.39	709.75	544.78	387.02	261.70	173.70	222.02	- 267.19
Axpo	713.69	367.21	418.87	515.07	670.26	583.92	570.09	284.71	- 50.28	417.81
BKW	252.90	279.40	128.30	326.60	170.90	301.80	222.10	172.70	198.70	108.50

Tabelle 6.5.3: EBIT (in Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo*, *BKW*, Verfügungen der ECom).

Für die Schätzung der Beiträge aus Netzaktivitäten verweisen wir auf den Abschnitt 3.4. Über die 10 Geschäftsjahre verzeichnet *Alpiq* einen um den Strompreiserfall bereinigten EBIT in Höhe von plus CHF 3'698 Mio., *Axpo* weist einen bereinigten EBIT in Höhe von plus CHF 4'491 Mio. aus, und *BKW* einen um den Strompreiserfall bereinigten EBIT in Höhe von plus CHF 2'127 Mio.

	EBIT für Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netze, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekte (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alpiq	2.63	2.13	- .03	2.51	2.36	1.74	1.47	1.05	1.50	- 1.80
Axpo	1.86	1.00	1.17	1.38	1.99	1.65	1.54	.82	- .15	1.17
BKW	2.42	2.44	1.21	2.97	1.48	2.68	1.86	1.53	1.68	.92

Tabelle 6.5.4: EBIT (in Rp./kWh) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*, BFE 2018, Verfügungen der ECom).

In Tabelle 6.5.4 sind die entsprechenden Werte je produzierter kWh ausgewiesen, um die Unterschiede im bereinigten Erfolgsausweis aufzuzeigen: *Alpiq* generierte bereinigt um den Strompreiserfall einen Mehrwert von 1.36 Rp./kWh, *Axpo* einen bereinigten Mehrwert von 1.24 Rp./kWh und *BKW* einen um den Strompreiserfall bereinigten Mehrwert von 1.89 Rp./kWh. In Abbildung 6.5.2 ist über die einzelnen Geschäftsjahre das Profil dieser bereinigten

Erfolgskenngrößen ersichtlich. Diese grossen Unterschiede erklären wir nachfolgend mit den grossen Unterschieden in den Handelserfolgen.

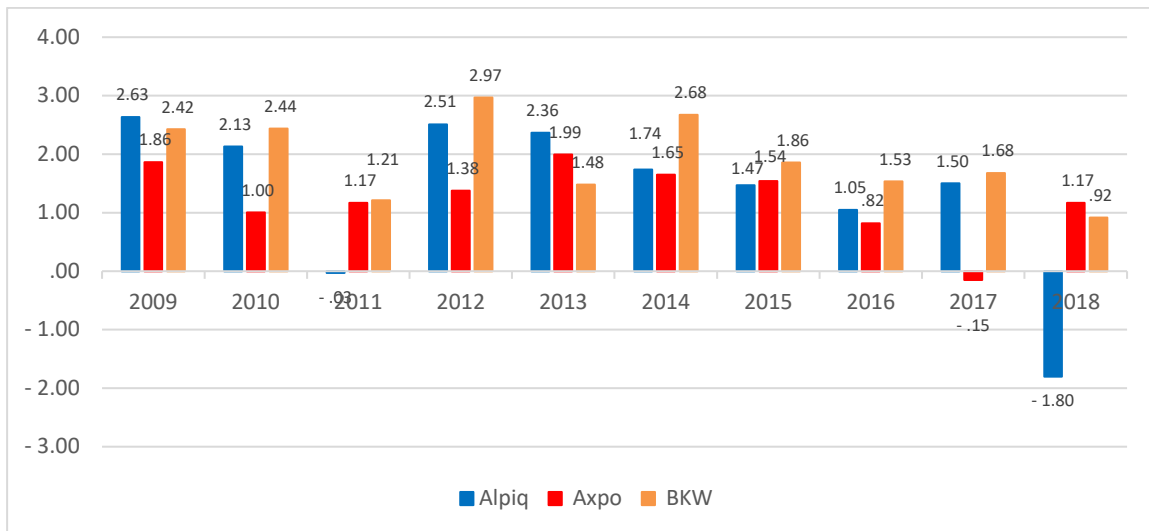


Abbildung 6.5.2: EBIT (in Rp./kWh) des Geschäftssegments Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009 - 2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*, Verfügungen der ElCom).

7 Vermarktung der Stromproduktion

Aus den Finanzberichten ist zu erkennen, dass von den Geschäftsleitungen und Verwaltungsräten der grossen Schweizer Stromproduzenten die Wertberichtigungen und Rückstellungen in unterschiedlich hohem Ausmass, wiederholt und zu unterschiedlichen Zeitpunkten vorgenommen worden sind. Eine numerische Vergleichbarkeit der publizierten EBIT ist mit alleiniger Einbindung der Produktionsvolumina und der Beschaffungsvolumina nicht möglich. Es benötigt auch die Einbindungen von Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten. Wir fokussieren auf die EBIT jenes Segments, das die Aufgabenbereiche für Produktion, Handel und Vertrieb umfasst. Sind in diesem Segment auch Netzaktivitäten integriert, so rechnen wir diese raus. Dies bedingt auch, dass für die Bereinigung des EBIT für Segment «Produktion, Handel und Vertrieb» ausschliesslich Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten einfließen, die diesem Segment zugeordnet sind.

Summa summarum ergibt das bereinigte EBIT für Segment «Produktion, Handel und Vertrieb» aufsummiert über den Betrachtungszeitraum 2009-2018 für *Alpiq* gerundet CHF 3'680 Mio., für *Axpo* CHF 4'490 Mio. und für *BKW* CHF 2'160 Mio.

Diesen absoluten Werten stellen wir nun einem kalkulatorischen EBIT für eine Vermarktung der eigenen Stromproduktion gegenüber. Die Vermarktung der Eigenproduktion unterteilen wir in vier Handelsaktivitäten, in

- i) den inneren Wert der jährlichen Produktion erzielbar am Day-Ahead,
- ii) den Absicherungserfolg auf dem abzusichernden Produktionsvolumen,
- iii) die Asset-Optimierung im Spotmarkt, sowie in
- iv) die Asset-Optimierung im Forward-Markt.

Wir generieren also eine Metrik für die Vermarktung der Stromproduktion. Basierend auf den vier unterschiedlichen Handelsgeschäften innerhalb des Stromhandels entstehen für jeden Bilanzstichtag entsprechend vier Bewirtschaftungs-Metriken. Diese Bewirtschaftungs-Metriken erlauben uns den EBIT-Beitrag für jede dieser Handelsaktivitäten abzuschätzen.

Die resultierenden Bewirtschaftungs-Metriken gelten für alle drei Schweizer Stromproduzenten und werden auf die einzelnen Bilanzstichtage angewandt. Als direkte Folge werden nicht nur die absoluten Erfolgsausweise im Stromhandel sondern auch die relativen Handelserfolge (in Rp./kWh) unter den drei Schweizer Stromproduzenten möglich. Die Metriken sind an der Literatur^{20 21}, am BFE Bericht 2018²², an öffentlich abrufbaren Verfügungen der Elcom ausgerichtet und werden anhand der Finanzberichte 2009-2018 von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* sowie der *Swissgrid* entsprechend reflektiert.

²⁰ Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012): Zukunft Stromversorgung Schweiz

²¹ Kost C, Shammugam S., Jülch V., Ngyen H., Schlegl T.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie*, Fraunhofer ISE, März 2018. berichte *Alpiq* 2012 (S. 53)

²² 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](#))

7.1 Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge

Unter dem inneren Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge verstehen wir die erzielbaren EBIT anhand der stündlichen Strompreise am Day-Ahead Markt. Damit sind für Bandenergie die Base-Preise am Day-Ahead Markt massgebend, für die flexible Speicherenergie die Preise der teuersten Stunden am Day-Ahead Markt. Für die thermischen Kraftwerke werden *summarisch* noch die Brennstoffpreise sowie die CO₂-Preise miteingebunden.

Wir stützen uns auf die Kostenstrukturen im BFE-Bericht 2018 ²³ sowie auf die Erlös-komponenten am Day-Ahead-Markt für Marktgebiet Schweiz. Die Werte für Laufwasserkraft, Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke basieren auf BFE 2018. Die Werte für die übrigen Kraftwerkstypen wurden auf Basis von Publikationen der Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012) ²⁴ sowie des Fraunhofer SFE (2018) ²⁵ ermittelt und in Gesprächen mit einem mittelgrossen Stromversorger reflektiert.

Eine wichtige Rolle in der Metrik für den «Inneren Wert» spielt dabei eine einheitliche Abschreibung in Höhe von 1.25 Rp./kWh, die wir dem BFE-Bericht 2018 entnommen haben und die für uns als Benchmark dient. Dieser einheitliche Benchmark erlaubt uns auf die von den Stromproduzenten individuell vorgenommen Wertberichtigungen bzw. Investitionstätigkeiten und deren Auswirkungen auf die ordentlichen Abschreibungen einzugehen und entsprechende Korrekturen in der Abschätzung des EBIT-Beitrags vorzunehmen.

In Tabelle 7.1.1 sind die relevanten Kenngrössen tabellarisch für den Bilanzstichtag der *Axpo* (i.e. 30. September) aufgezeigt, in Tabelle 7.1.2 jener für *Alpiq*, *BKW* (31. Dezember).

Kraftwerkstyp	Innerer Wert: EBIT Beiträge bezogen auf Abschreibungsbenchmark 1.25 Rp./kWh (Bilanzstichtag 30. September)									
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Laufwasserkraftwerk	3.27	2.99	2.86	2.64	2.00	1.09	0.57	0.11	1.06	2.51
Flexibles Speicherkraftwerk	5.23	3.54	2.44	2.88	2.61	1.08	1.11	-0.04	1.31	2.58
Nukleare Produktion	2.27	1.74	1.84	0.91	0.16	-0.03	-0.49	-0.92	0.03	1.48
Bezug für Atomstrom	1.77	1.24	1.34	0.41	-0.34	-0.53	-0.99	-1.42	-0.47	0.98
Thermisches Kraftwerk (GuD)	2.73	0.79	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabelle 7.1.1: Innerer Wert der Produktionskapazitäten (Rp./kWh) für Bilanzstichtag 30. September (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EPEX-Spot).

Kraftwerkstyp	Innerer Wert: EBIT Beiträge bezogen auf Abschreibungsbenchmark 1.25 Rp./kWh (Bilanzstichtag 31. Dezember)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Laufwasserkraftwerk	3.54	2.70	2.42	2.70	2.05	1.15	0.67	0.77	1.57	2.53
Flexibles Speicherkraftwerk	4.17	2.65	1.71	2.67	2.61	0.92	1.06	0.50	1.44	2.54
Nukleare Produktion	2.54	1.45	1.40	0.97	0.21	0.03	-0.39	-0.26	0.54	1.50
Bezug für Atomstrom	2.04	0.95	0.90	0.47	-0.29	-0.47	-0.89	-0.76	0.04	1.00
Thermische Produktion (Band)	2.54	1.95	1.90	1.47	1.21	0.53	0.61	0.74	1.04	1.50

Tabelle 7.1.2: Innerer Wert der Produktionskapazitäten (Rp./kWh) für Bilanzstichtag 31. Dezember (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EPEX-Spot).

Die Metrik dient nicht dazu den EBIT zu prognostizieren. Wir verfolgen mit der Festsetzung der einzelnen Kenngrössen vielmehr die Absicht, den inneren Wert für die einzelnen

²³ 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](#))

²⁴ Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012): *Zukunft Stromversorgung Schweiz*

²⁵ Kost C, Shammugam S., Jülich V., Ngyen H., Schlegl T.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie*, Fraunhofer ISE, März 2018.

Kraftwerke «konservativ» - quasi als unter Limite - zu schätzen. Wir positionieren uns mit diesen Kenngrössen mit der Aussage, dass z.B. im GJ 2012/13 (Tabelle 7.1.1) mit der Nuklearkraft zumindest ein EBIT-Beitrag in Höhe von 0.16 Rp./kWh erzielt wurde. Diese Art von Aussagen lässt sich von den Stromproduzenten leicht überprüfen. Weiter können die Kenngrössen in der ausgewiesenen Metrik von den Stromproduzenten je Kraftwerk durch die tatsächlich realisierten inneren Werte ersetzt werden, womit *quasi* unternehmensinterne Sensitivitätsanalysen durch die interne Kontrolle vorgenommen werden können.

7.2 Cross-Hedge

Die Liquidität von Futures bezogen auf Marktgebiet Schweiz fällt spärlich aus. Futures bezogen auf Marktgebiet Deutschland werden unter deutlicher höherer Liquidität und damit verbunden mit tieferen Spreads an der EEX gehandelt. Die Futures für Marktgebiet D sind deutlich liquider als die Futures für Marktgebiet CH, weshalb diese Absicherung als Cross-Hedge mit finanzieller Glattstellung – so wie in der Schweizer Strombranche üblich – umgesetzt wird. Zudem sind für Marktgebiet Schweiz ausschliesslich Base-Futures handelbar, womit eine direkte Absicherung der Spitzenlast über Peak-Futures nicht möglich ist. Der Cross-Hedge mit finanzieller Glattstellung vor, lässt sich mit der hohen Korrelation zwischen den beiden Futures auch rechtfertigen lässt.

In den Finanzberichten wird festgehalten, dass die Eigenproduktion zwischen 2 und 3 Jahren im Voraus abgesichert wird. Wir haben den resultierenden Absicherungserfolg für drei rollierende, deterministische Absicherungsstrategien berechnet, dies jeweils separat für beide Bilanzstichtage, sowie für Base- und Peak-Produktionen.

In Tabelle 7.2.1 sind die relevanten Kenngrössen für den Absicherungserfolg einer rollierenden 3-Jahres Strategie anhand des entsprechenden Hedge-Index aus Abschnitt 3.2 tabellarisch für den Bilanzstichtag der *Axpo* (30. September) sowie für jenen der *Alpiq*, *BKW* (31. Dezember) aufgezeigt. Diese Absicherungsergebnisse sind anhand Marktdaten der EEX für Futures (Marktgebiet D) berechnet.

	Cross Hedge: Jährliche Absicherungsergebnisse in Bilanzstichtag bezogenen Geschäftsjahren (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Base (30. Sep.)	1.75	2.39	0.79	1.36	1.87	2.00	1.22	0.92	-0.45	-1.16
Peak (30. Sep.)	3.18	4.37	2.46	2.47	2.33	2.42	1.55	1.26	-0.36	-1.21
Base (31. Dez.)	3.20	1.80	0.84	1.54	1.95	1.92	1.02	0.62	-0.46	-1.76
Peak (31. Dez.)	5.26	3.74	2.46	2.43	2.29	2.34	1.35	0.92	-0.50	-1.75

Tabelle 7.2.1 Absicherungsergebnisse der rollierenden 3-Jahres Absicherungsstrategie (in Rp./kWh) für Base- und Peak-Lieferungen per Bilanzstichtag 30. September und 31. Dezember (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX.)

Die Abbildungen 7.2.1a und Z.2.1b zeigen das Profil über die einzelnen Geschäftsjahre.

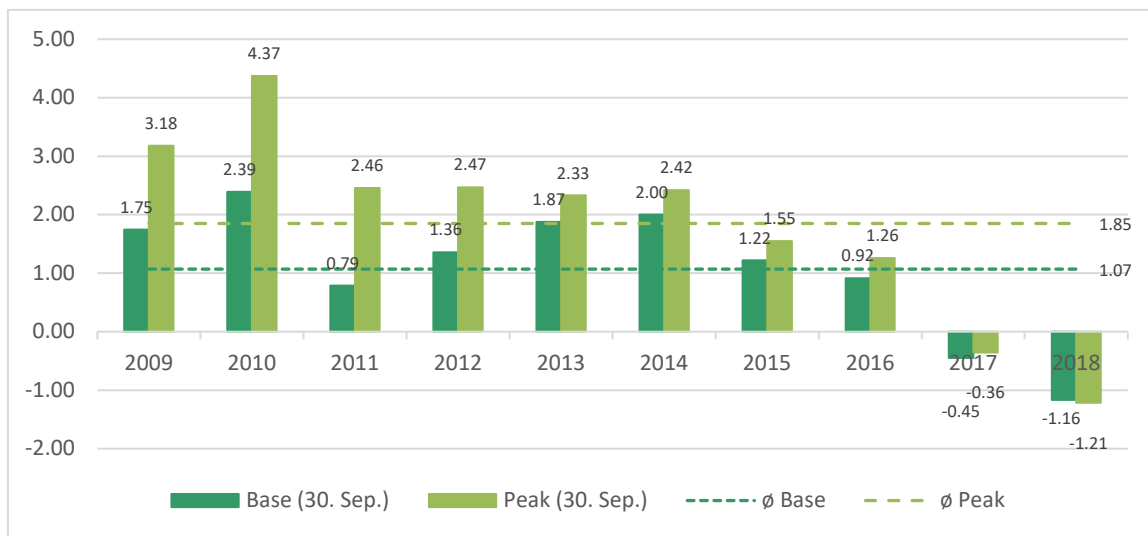


Abbildung 7.2.1a: Absicherungsergebnisse der rollierenden 3-Jahres Absicherungsstrategie (in Rp./kWh) für Base- und Peak-Lieferungen per Bilanzstichtag 30. September (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX.)

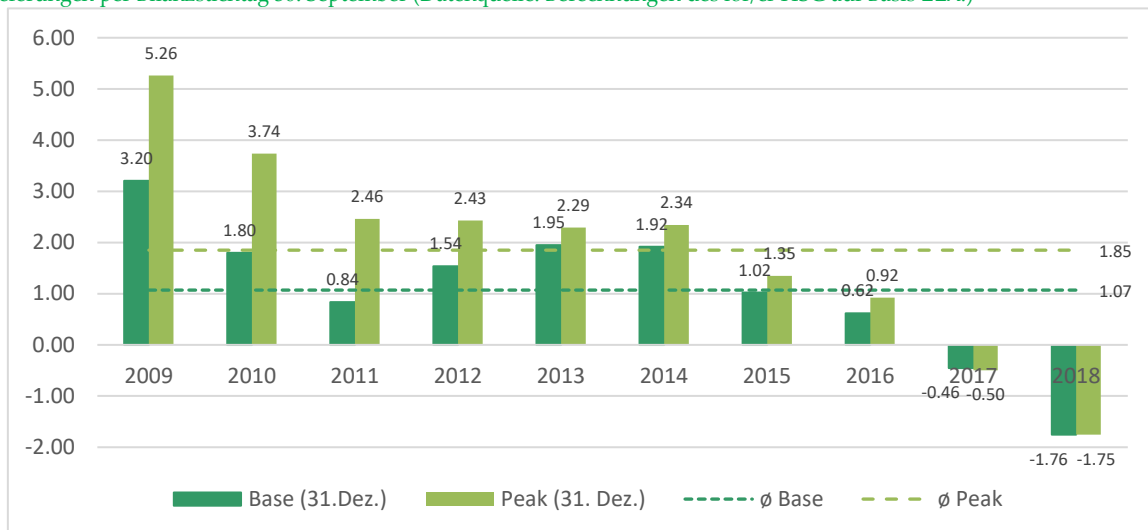


Abbildung 7.2.1b: Absicherungsergebnisse der rollierenden 3-Jahres Absicherungsstrategie (in Rp./kWh) für Base- und Peak-Lieferungen per Bilanzstichtag 31. Dezember (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX.)

7.3 Asset Optimierung im Spotmarkt

Flexible Speicherenergie kann einerseits im Intraday-Markt oder im Rahmen von Systemdienstleistungen vermarktet werden. In Tabelle 7.3.1 haben wir die geschätzten Erlöse in Rp./kWh aufgeführt.

	kalkulatorische Erlöse zu Asset Optimierung im Spotmarkt in Bilanzstichtag bezogenen Geschäftsjahren (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AbT-Spot (30. Sep.)	4.74	3.87	4.19	2.89	3.10	2.40	1.95	1.99	2.15	2.39
AbT-Spot (31. Dez.)	4.52	3.95	3.87	2.94	2.92	2.29	1.96	2.03	2.21	2.54

Tabelle 7.3.1: Erlöse für Asset-based Trading in Spotmärkten (AbT-Spot in Rp./kWh) für Bilanzstichtage 30. September und 31. Dezember (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EPEX-Spot, EEX)

Diese Kenngrössen werden ausschliesslich auf die flexiblen Kapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken angewandt. Der Faktor «AbT-Spot» repräsentiert unser kalkulatorisches Erlöspotenzial für Asset-based Trading im Spothandel. Unsere Berechnung [9] der Bewirtschaftungs-Metrik «AbT-Spot» erfolgt für die Jahre 2009-2018 auf Basis einer Preisdynamik an der EPEX-Spot. Wir wählten dafür die Preisdynamik eines Marktgebiets (Marktgebiet D), ohne weitere Opportunitäten im Zusammenhang mit grenzüberschreitenden Spothandel in Marktgebiete der Nachbarstaaten oder in Verbindung mit dem Handel mit Grenzkapazitäten miteinzubinden. In den flexiblen Kapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind Optionsrechte verankert, deren «Zeitwerte» (in der Sprache der Optionstheorie) einen Mehrwert für die Stromhändler nach sich ziehen. Dieser Mehrwert lässt sich sowohl im Spothandel innerhalb der Stromdrehscheibe Schweiz (inkl. Grenzkapazitäten und benachbarter Marktgebiete) als auch im Markt für Systemdienstleistungen innerhalb der Regelzone Schweiz monetarisieren. Dieser Mehrwert ist innerhalb der Stromdrehscheibe Schweiz viel umfassender als der «Zeitwert» einer Option innerhalb eines Marktgebiets, weshalb dieser Mehrwert grösser ausfällt, als der Faktor «AbT-Spot», den wir kalkulatorisch verwenden.

Bezogen auf die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die als Partnerwerke geführt werden, sind ergänzend folgende Faktoren zu erwähnen, die für *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* einen zusätzlichen Mehrwert im Asset-based Trading im Spothandel nach sich ziehen: *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* zusammen haben einen Anteil von gerundet 58% an der gesamten Speicherenergie (ca. 20 TWh) aufweisen. Den übrigen Partnern (hauptsächlich Verteilnetzbetreiber) fallen gerundet 8,5 TWh oder 42% zu. Die übrigen Partner sind gegenüber dem jeweiligen Betriebsführer in der Bewirtschaftung ihres Anteils wesentlich eingeschränkter als der Betriebsführer selbst. Dies führt in Folge dazu, dass der Betriebsführer nicht nur zusätzliches Wertschöpfungspotenzial auf seine Anteile nutzen kann, der Betriebsführer kann durch optimierte Übersteuerung der eingereichten Fahrpläne der übrigen Partner auch ein weiteres Wertschöpfungspotenzial aus den Anteilen an Speicherenergie der übrigen Partner nutzen.

Ergänzend sei festgehalten, dass wir die Ermittlung des kalkulatorischen Erlöspotenzials für Asset-based Trading im Spot-Handel auf die Speicherenergie ohne Einbezug jener Energie vornehmen, die von den Pumpkapazitäten zusätzlich im Speicher bereit gestellt werden. Die Pumpenergie beträgt jährlich ca. 2 TWh und entspricht somit ca. 10% der gesamten Speicherenergie (20 TWh). Pumpkapazitäten weisen hinsichtlich Flexibilität nahezu dieselben Eigenschaften auf, wie Turbinen, weshalb für Pumpkapazitäten *de facto* derselbe Mehrwert (je kWh) resultiert.

Die flexiblen Kapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken eignen sich am besten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Es gibt aber noch weitere flexible Kapazitäten wie Hochdruck-Laufwasserkraft, Grosswärmepumpen, Kühltürme und Batterietechnologien, die für Systemdienstleistungen qualifiziert sind.

Sind flexible Kapazitäten für Systemdienstleistungen bereitzustellen, so stehen diese flexiblen Kraftwerke für den grenzüberschreitenden Stromhandel in den Spotmärkten nicht zur Verfügung. Daher gilt es für die Kraftwerksbetreiber von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken abzuwägen, ob sie ihre flexiblen Kapazitäten im grenzüberschreitenden Spothandel einsetzen oder für den Abruf von Systemdienstleistungen durch *Swissgrid* vorhalten wollen.

Sind die Erlöse für flexible Kapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im Markt für Systemdienstleistungen (innerhalb Regelzone Schweiz) zu wenig attraktiv, werden diese für den grenzüberschreitenden Spothandel eingesetzt. In diesem Sinn repräsentieren die Auktionspreise der *Swissgrid* für Systemdienstleistungen innerhalb Regelzone Schweiz Schwellenwerte (Trigger Preise) für den grenzüberschreitenden Spothandel innerhalb Stromdrehscheibe Schweiz.

Unsere Ermittlung der Erlöse für Systemdienstleistungen auf Basis der Finanzberichte 2009-2018 der *Swissgrid* wurden mit den Daten des BFE 2018 [2e] verglichen: BFE 2018 dokumentiert für die Jahre 2011-2016 einen Durchschnittswert in Höhe von 250 Mio. (p.a.), wir erhalten über denselben Zeitraum auf Basis der *Swissgrid* Finanzberichte für die Systemdienstleistungen (Netto) einen Durchschnittswert (p.a.) in Höhe von gerundet 245,2 Mio.

BFE 2018 [2e, S. 19] hält fest, dass nicht die gesamten Systemdienstleistungen mittels Wasserkraft (insbesondere nicht mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken) abgedeckt werden. Insgesamt fallen für *Swissgrid* Beschaffungskosten für Systemdienstleistungen in Höhe von 250 Mio., wovon gemäss BFE 2018 Erlöse in Höhe von ca. 180 Mio. an die Grosswasserkraft gehen. Das impliziert, dass ca. 30% der Systemdienstleistungen von den übrigen Technologien bereitgestellt werden, was den Wettbewerb im Markt für Systemdienstleistungen veranschaulicht.

In Abbildung 7.3.2 sind die durchschnittlichen Auktionspreise der *Swissgrid* in Rp./kWh aufgetragen. Wir haben diese direkt aus den Netto-Erlösen für Systemdienstleistungen in Abbildung 7.3.1 abgeleitet, in dem wir 20% oder 4 TWh des gesamten Produktionsvolumen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Höhe von gerundet 20 TWh zugrunde gelegt haben (Tabelle 7.3.2).

Dies basiert auf folgender Überlegung: 20% der flexiblen Kapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind vorzuhalten, um den Abruf von einer für Marktgebiet Schweiz erforderlichen Regelernergie in Höhe von ca. 1 TWh sichern zu können.

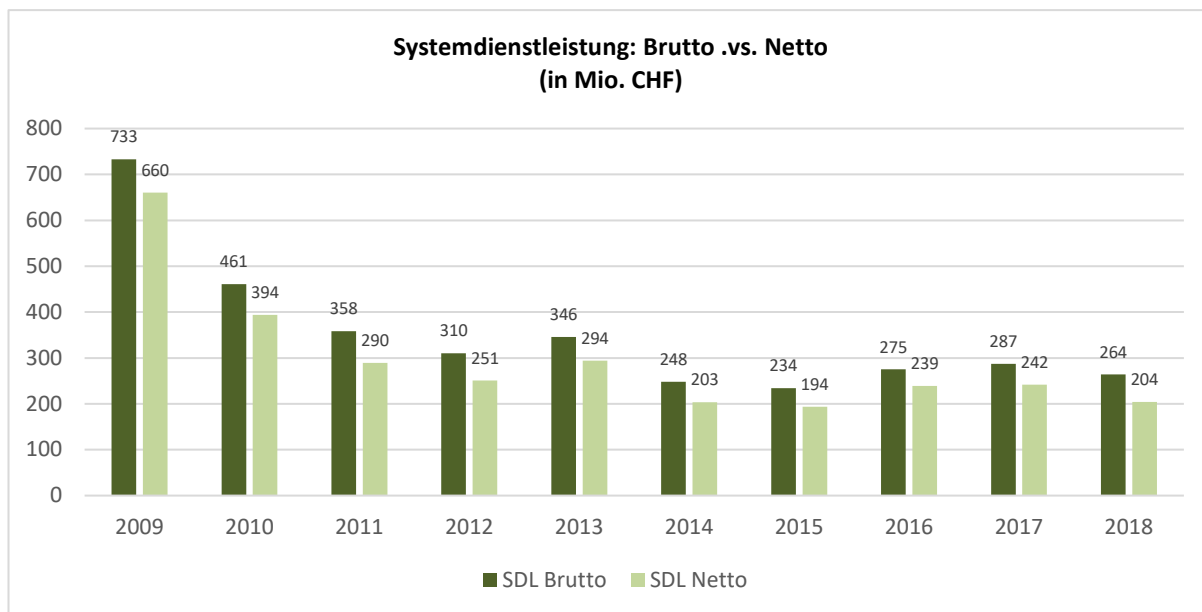


Abbildung 7.3.1: Systemdienstleistung: Brutto vs. Netto (in Mio. CHF), Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Swissgrid, BFE 2018.

20% der flexiblen Kapazitäten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken entsprechen energetisch ca. 4 TWh, weshalb SDL-Netto (CHF) in Abbildung 7.3.1 durch 4 (TWh) dividiert werden. Dies ergibt den durchschnittlichen Auktionspreis «Paid-as-bid» in Rp./kWh (Tabelle 7.3.2).

	SDL Netto: Paid-as-bid Auction Price .vs. Asset-based Trading im Spot (Bilanzstichtag 31.12.)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SDL Netto (Mio. CHF)	660	394	290	251	294	203	194	239	242	204
Paid-as-bid (Rp./kWh)	16.50	9.85	7.25	6.28	7.35	5.08	4.85	5.98	6.05	5.10
AbT Spot (Rp./kWh)	4.52	3.95	3.87	2.94	2.92	2.29	1.96	2.03	2.21	2.54

Tabelle 7.3.2: Gegenüberstellungen von SDL Netto, durchschnittlicher Paid-as-Bid Auction Price vs. AbT-Spot (Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Swissgrid, BFE 2018, EPEX-Spot, WASTA)

Die Auktionen für Systemdienstleistungen werden von *Swissgrid* nach dem Gebotsverfahren abgewickelt. Das heisst, jene Akteure mit Zuschlag erhalten ihren gebotenen Preis «Paid-as-bid». Dieser fällt kleiner aus als der Grenzpreis, der nach dem Grenzpreisverfahren «Paid-as-cleared» resultieren würde.

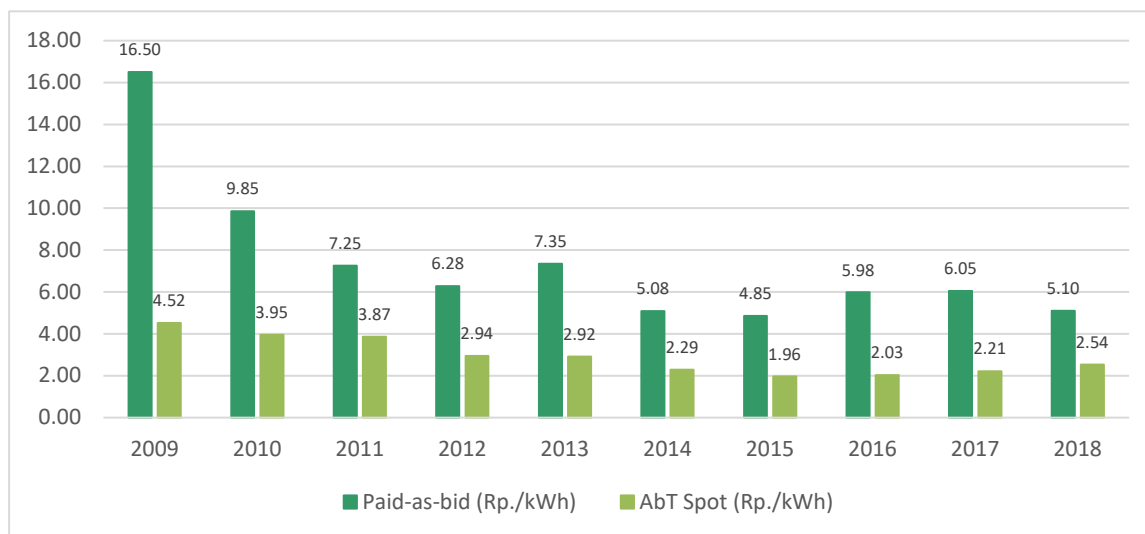


Abbildung 7.3.2: Gegenüberstellungen: durchschnittlicher Paid-as-Bid Auction Price vs. AbT Spot (Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Swissgrid, BFE 2018, Epex-Spot, WASTA)

In Abbildung 7.3.2 sind die «Paid-as-bid Preise» den Kenngrössen «AbT-Spot» gegenübergestellt. Diese Gegenüberstellung dokumentiert, dass unsere kalkulatorische Kenngrösse «AbT-Spot» das reale Erlöspotenzial im Spothandel innerhalb der Stromdrehscheibe Schweiz unterschätzt. Weiter sei festgehalten, dass die Erlöse aus Systemdienstleistungen mit flexiblen, ausländischen Kraftwerkskapazitäten der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* nicht in unser kalkulatorisches Erlöspotenzial «AbT-Spot» einfließen.

Diese Unterschätzung fällt noch stärker aus, wenn die uns unbekannten Grenzpreise der Auktionen für Systemdienstleistungen den kalkulatorischen Kenngrössen «AbT-Spot» gegenübergestellt werden: das Gebotspreisverfahren der *Swissgrid* führt zu tieferen Preisen, als das Grenzpreisverfahren.

Da die Kenngrösse «AbT-Spot» auf Basis der Preisdynamik eines Marktgebiets ermittelt wird, und keine weiteren Opportunitäten innerhalb der Stromdrehscheibe Schweiz berücksichtigt, verstehen wir die Differenz zwischen «Paid-as-bid» und unserer kalkulatorischen Kenngrösse «AbT-Spot» in Abbildung 7.3.2 als Mehrwert der Stromdrehscheibe Schweiz gegenüber dem Marktgebiet Schweiz. Aus Abbildung 7.3.2 ist weiter ersichtlich, wie stark dieser Mehrwert der Stromdrehscheibe Schweiz über die letzten 10 Jahre abgenommen hat.

Um zusätzlich zu dokumentieren, dass wir mit den resultierenden Werten für Kenngrösse «AbT-Spot» das Erlöspotenzial im Spothandel innerhalb der Stromdrehscheibe unterschätzen, verweisen wir auf den Finanzbericht 2016 (S. 105) der *Alpiq*: darin werden Auflösungen von Rückstellungen in Höhe von CHF Mio. 263 Mio. für das Pumpspeicher-Kraftwerk Nant de Drance damit begründet, dass «*die tiefen Strompreise im stündlichen Profil eine deutlich höhere Volatilität gegenüber den Vorperioden aufweisen, wovon insbesondere die hochflexiblen Pumpspeicherkraftwerke profitieren*». Nant de Drance produziert im Jahr gerundet 2'500 GWh, von denen ca. 70% also 1'750 GWh (p.a.) als flexible Speicherenergie im Intraday-Handel genutzt werden kann. Nehmen wir an, dass sich die Auflösungen in Höhe von CHF 263 Mio. auf einen zukünftigen Zeitraum über 5 Jahren beziehen, so entspricht dies p.a. CHF 52.6 Mio. Umgerechnet auf Kilowattstunden (kWh) entspricht dies 3.01 Rp./kWh, die alleine mit erhöhter Volatilität im Intraday-Markt begründet wird. Im Finanzbericht 2017 (S. 63, 109)

werden aufgrund nochmals erhöhter Volatilität weitere CHF 54 Mio. an Rückstellungen für Nant de Drance aufgelöst, die alleine mit dem Anstieg an Volatilität begründet wird. In 2018 (S. 107) werden analog nochmals CHF 5 Mio. aufgelöst. Auf kWh umgerechnet erhält man somit in Summe gerundet 3.65 Rp./kWh an Erlöspotenzial für flexible Speicherenergie im Asset-based Trading im Spotmarkt, die auf den Anstieg der Volatilität zurückgeführt werden.

Wir halten fest, dass wir die aufgeführten Kenngrössen auf Basis der Annahme einer Volatilität von 150% im Intraday-Markt errechnet haben. In unseren Arbeiten [9,10,11] ist dokumentiert, dass die Volatilität im Intraday-Markt deutlich höher zwischen 200%-500% liegt. Damit darf man jene 3.65 Rp./kWh, die die Höhe der Auflösung der Rückstellungen für Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance definiert, quasi als *add-on* zu den Kenngrössen in Tabelle 7.3.1 verstehen. Mit den Ausführungen dokumentiert die Geschäftsleitung und der Verwaltungsrat in ihren Finanzberichten 2016, 2017, 2018, dass sie das Erlöspotenzial für das Asset-based Trading flexibler Speicherkraftwerke zwischen 4.65 – 6.0 Rp./kWh einstufen.

Mit den obigen Ausführungen haben wir noch nicht einfließen lassen, dass *Alpiq* einen Anteil in Höhe von 39% hält. Die obige Überschlagsrechnungen lassen sich analog fortführen und führen zum Ergebnis, dass unsere Bewirtschaftungs-Metrik «AbT-Spot» das tatsächliche EBIT-Potenzial stärker unterschätzt.

Wir erkennen, dass sich die Geschäftsleitung und Verwaltungsrat von *Alpiq* in ihrer Beurteilung des Erlöspotenzials für hochflexible Pumpspeicherkraft im Spotmarkt damit eher an den Paid-as-bid Preisen im Rahmen der auktionierten Systemdienstleistungen orientiert, die in den Jahren 2016-2018 zwischen 5-6 Rp./kWh liegen. Unsere Werte in der Tabelle 7.3.1 fallen für GJ 2016-2018 mit 2-2.5 Rp./kWh deutlich tiefer aus.

7.4 Asset Optimierung in Forward-Märkten

Unter Asset-based Trading in Forward-Märkten verstehen wir die Vermarktung von Stromlieferungen an Industrie-, Gewerbe und Haushaltskunden. Damit sehen wir insbesondere auch das Vertriebsgeschäft abgedeckt. Die zugrundeliegende Metrik wird mit «AbT-Forward» bezeichnet und schätzt das Erlöspotenzial je gelieferter Kilowattstunde.

Die Metrik definiert also das kalkulatorische Erlöspotenzial für physische Handelsgeschäfte mit Vertriebsgesellschaften, Weiterverteiler, Netzbetreiber und Endkunden und repräsentiert das kalkulatorische Erlöspotenzial in allgemeinen Forward-Märkten.

Wir haben für die Kenngrössen «AbT-Forward» eine Differenzierung nach Grund- und Spitzenlast vorgenommen. Diese sind in Tabelle 7.4.1 und 7.4.2 ausgewiesen und beziehen sich auf Stromlieferungen in das Marktgebiet Schweiz.

	kalkulatorische Erlöse zu Asset Optimierung im Forward-Markt für Base-Lieferungen (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AbT-Forward (30. Sep.)	0.75	0.75	1.05	0.85	0.53	0.39	0.37	0.39	0.43	0.57
AbT-Forward (31. Dez.)	0.75	0.83	1.00	0.77	0.49	0.38	0.37	0.40	0.46	0.58

Tabelle 7.4.1: Jährliche Erlöse für Asset-based Trading in Forward-Märkten (AbT-Forward in Rp./kWh) für Base-Lieferungen per Bilanzstichtage 30. September und 31. Dezember (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EEX)

Diese Kenngrösse repräsentiert daher das kalkulatorische Erlöspotenzial für die Stromlieferung von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* an Vertriebsgesellschaften, Weiterverteiler, Netzbetreiber und Endkunden in der Schweiz. Damit erlaubt uns die Kenngrösse *quasi* den EBIT für das Vertriebsgeschäft abzuschätzen.

	kalkulatorische Erlöse zu Asset-Optimierung im Forward-Markt für Peak-Lieferungen (in Rp./kWh)									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AbT-Forward (30. Sep.)	1.11	0.98	1.27	1.13	0.71	0.51	0.47	0.51	0.57	0.69
AbT-Forward (31. Dez.)	1.08	1.05	1.23	1.02	0.66	0.50	0.48	0.53	0.60	0.72

Tabelle 7.4.2: Jährliche Erlöse für Asset-based Trading in Forward-Märkten (AbT-Forward in Rp./kWh) für Peak-Lieferungen per Bilanzstichtage 30. September und 31. Dezember (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EEX)

Stromlieferungen stützen sich auf Verträge mit Liefergarantien. Damit sind Risiken verbunden, die zu entschädigen sind. Diese Risiken sind im White Paper «Spannungsfeld» [11e, S. 49-51] beschrieben. In einem vollliberalisierten Strommarkt, bestimmt sich die Entschädigung aus Risikoprämien, die auf Basis von Volatilitäten und Korrelationen von Ausgleichsenergie, Spotpreisen, Futures- bzw. Forward-Preisen sowie Spreads geschätzt werden.

Die Werte für die Metrik «AbT-Forward» haben wir für Lieferungen an freie Endkunden im Marktgebiet Schweiz ermittelt. Damit repräsentieren diese Kenngrössen eine Entschädigung der übernommenen Risiken, die mit Liefergarantien verbunden sind.

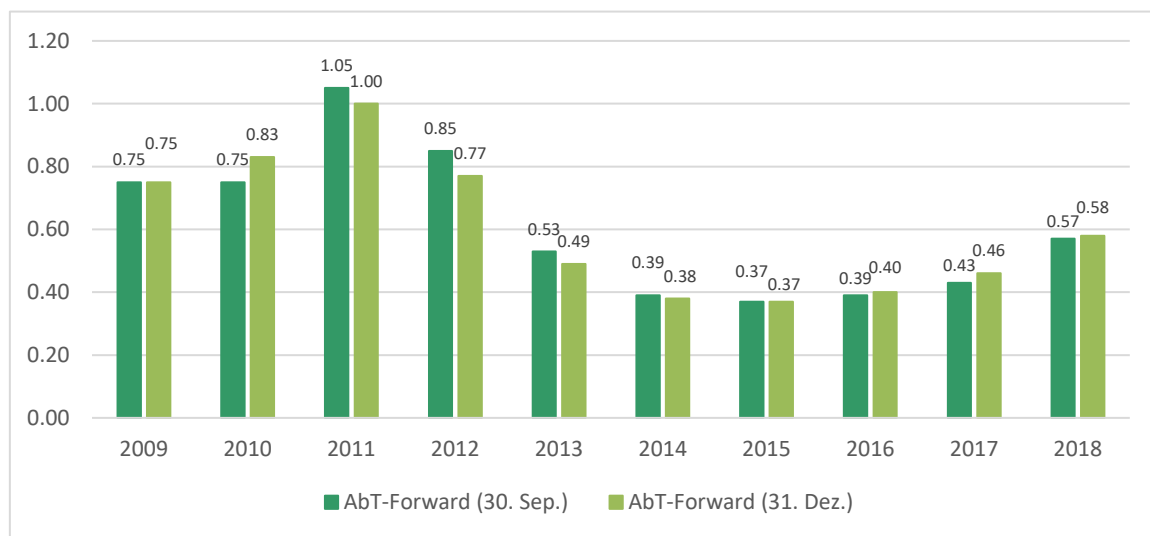


Abbildung 7.4.1: Gegenüberstellung der Bilanzstichtag bezogenen EBIT-Beiträge aus Vermarktung der Bandenergie an freie Endkunden (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EEX)

Wir stellen die Metrik «AbT-Forward» in Abbildung 7.4.2 auch jenen zusätzlichen Komponenten gegenüber, die gemäss Weisungen der *Elcom* für den regulierten Energiepreis in der Grundversorgung anrechenbar sind. Damit zeigen wir die Unterschiede der Tarifierung von gebundenen Endkunden und freien Marktkunden. Die zusätzlich anrechenbaren Energiekosten wurden bereits im Abschnitt 3.5 (Grundversorgung) aufgeführt und erklärt.

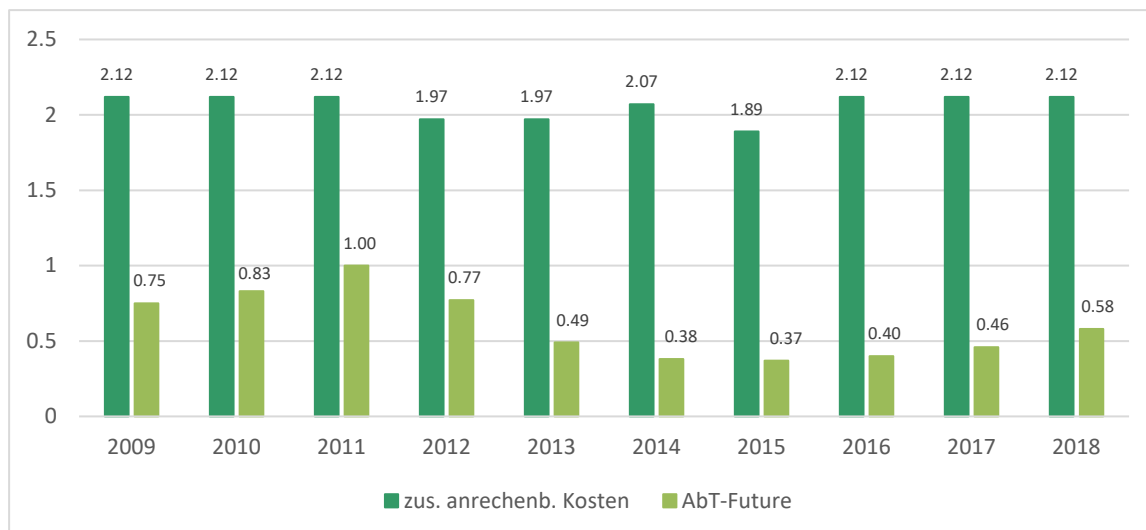


Abbildung 7.4.2: Gegenüberstellung von zusätzlich anrechenbaren Energiekosten für Grundversorgung vs. kalk. Erlösen aus kurz- und langfristiger Vermarktung der Bandenergie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis BFE 2018, EEX)

Ebenso haben wir ausschliesslich den Absatzmarkt Schweiz mit der in den Finanzberichten 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* veröffentlichten Produktionskapazitäten berücksichtigt. Das zieht folgendes nach sich: die Erlöse aus den Energielieferungen für Stromkunden im Ausland sind nicht in das kalkulatorische EBIT-Potenzial «AbT-Forward» eingeflossen; ebenso sind die Erlöse für Stromkunden in der Schweiz, die nicht mit Schweizer Eigenproduktion abgedeckt werden, für die in Folge *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* die Energie vom Europäischen Großhandelsmarkt zusätzlich beschaffen müssen, nicht in der Metrik «AbT-Forward» enthalten. Nicht zuletzt sei festgehalten, dass die Erlöse aus Handel mit Herkunftsnachweisen ebenfalls nicht in die Metrik «AbT-Forward» einfließen. Die Gründe dafür liegen jeweils in der fehlenden Verfügbarkeit dieser Daten.

Abschliessend wird festgehalten, dass ausschliesslich das Volumen der Eigenproduktion für die Abschätzung des EBIT für das Vertriebsgeschäft genommen wird. Erträge, die aus Stromlieferungen über Dritte im Markt generiert werden, sind nicht miteingebunden.

7.5 Umsetzung

Wir beginnen mit unserem Verständnis zum Thema Liquidität in Märkten. Das grosse Volumen im Stromhandel wird im OTC-Handel (Over-the-Counter Handel) abgewickelt, wofür bilaterale Vereinbarungen bzw. Verträge zugrunde liegen. Die vereinbarten Zahlungsverpflichtungen in diesen bilateralen Verträgen beziehen sich auf Börsenpreise, die als Referenzpreise für OTC-Verträge definiert werden.

Es sei festgehalten, dass auch das Volumen der täglichen Day-Ahead Auktion an der EPEX-Spot für Marktgebiet Schweiz nur ca. 50% der physischen Stromlieferung abdeckt. Der Grossteil des Handels läuft OTC mit bilateralen Zahlungsvereinbarungen: Day-Ahead und Intraday Preise dienen dabei als Referenzpreise, ohne dass OTC-Handelsgeschäfte über die Börse abgewickelt werden.

Es ist bekannt, dass aufgrund des hohen Volumen im OTC-Handel viel Liquidität nicht über die Börse läuft. Dies gilt auch für Finanzmärkte. Dennoch ist es legitim, die Preisdynamik

anhand der Börsenpreise für Spot-, Day-Ahead- und Intraday-Produkte zu modellieren und den OTC-Vereinbarungen zugrunde zu legen, weil die Preisdynamik der Börsenpreise damit auch der Preisdynamik der Referenzpreise entspricht und somit direkt auf den OTC-Handel anwendbar ist.

Die Metrik der inneren Werte für Kraftwerke repräsentiert die Differenz zwischen Erlösen aus dem Day-Ahead Markt und den reinen Gestehungskosten. Die Erlöse aus dem Day-Ahead Markt ergeben sich aus dem stündlichen Fahrplan multipliziert mit den stündlichen Day-Ahead Preisen. Damit sind sowohl die Erlöse wie auch die reinen Gestehungskosten von der internen Kontrolle leicht überprüfbar.

Die erfolgswirksamen Absicherungsergebnisse sind von der internen Kontrolle leicht überprüfbar, sofern die Absicherungsstrategien auf deterministischen Handelsstrategien basieren. Deterministische Absicherungsstrategien definieren ein Hedge-Indices und liegen dann vor, wenn die Absicherung gleichmässig über das Geschäftsjahr und unabhängig von Marktpreisen vorgenommen wird. In der Praxis werden aber Bandbreiten vorgegeben, innerhalb der die Produktionsvolumina abzusichern sind. Dies eröffnet den Händlern Freiraum im Timing der Absicherung und damit entsteht ein Freiraum spekulative Elemente in die Absicherungsstrategie einfließen zu lassen. Das Ausmass dieser spekulativen Elemente lässt sich von der internen Kontrolle überprüfen, indem die Abweichung zwischen monatlichen Absicherungserfolg und dem monatlichen Hedge-Index dokumentiert werden. Da jedoch die Stromhändler im Laufe des Geschäftsjahres den Freiraum besitzen, ihre Handelsstrategien neu zu deklarieren, wird die Quantifizierung des spekulativen Anteils einer Absicherungsstrategie und damit die unterjährige Überwachung der Einhaltung der deterministischen Absicherungsstrategie schwierig. Dies wird erst zum Bilanzstichtag – *quasi ex post* – möglich. Wird Hedge Accounting angewandt, so ist aus dem Finanzbericht auch für Aktionäre oder Investoren verifizierbar, wie stark und mit welchem Erfolg die darin verborgenen, spekulativen Elemente zum realisierten Absicherungsergebnis beigetragen haben. Ohne Hedge-Accounting bleibt es nur der internen Kontrolle möglich, dies *ex post* per Bilanzstichtag zu quantifizieren.

Die Metrik für die Asset-Optimierung im Spotmarkt quantifiziert, in welchem Ausmass sich die Volatilität monetarisieren lässt. Dafür gibt es die Replikationsstrategien, die stochastische Handelsstrategien darstellen, weil Richtung und Volumen der Handelsentscheide vom Preis abhängig sind. Für eine erfolgreiche und nachhaltige Monetarisierung der Volatilität gilt es *quasi* Formeln aus dem Lehrbuch [18] anzuwenden. Diese sind aber von Modellannahmen abhängig, die vom Stromhändler nicht übersteuert werden dürfen. Eine Überwachung allfälliger, missbräuchlicher Übersteuerungen ist aber nur gewährleistet, sofern die Dokumentation der getroffenen Handelsentscheide vollständig und hinreichend differenziert vorgenommen wird. Die simple Einhaltung von Risikokenngrössen reicht nicht aus. Damit sind sehr hohe Anforderungen an die internen Kontrollsysteme verbunden, auf die wir hier nicht weiter eingehen.

Die Metrik für die Vermarktung der Produktion in Forward-Märkten basiert auf Verrechnung von Risikoprämien, einloggen von Spreads. Diese sind ebenfalls von Modellen abhängig, die von Stromhändlern übersteuert werden können. Damit gilt für die Überwachung von Handelsgeschäften im Forward-Markt dasselbe, wie für die Überwachung von Handelsgeschäften im Spotmarkt. Die Anforderung an die internen Kontrollsysteme bleiben sehr hoch.

Unsere kalkulatorischen Erlöspotenziale für Asset-based Trading im Spothandel werden retrospektiv über die Jahre 2009-2018 den historischen Erlösen im Markt für Systemdienstleistungen der *Swissgrid* gegenübergestellt (siehe White Paper «Rolle des Stromhandels», [11a, S. 7]).

In der Studie zur Rentabilität der Grosswasserkraft [9a] haben wir die Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke als jeweiliges Portfolio für die Kantone Graubünden und Wallis sowie für die gesamte Schweiz modelliert. Gestützt auf den Daten zur Schweizer Elektrizitätsstatistik [2a,b] über die Jahre 2009-2018 haben wir uns auf die historischen Produktionsvolumina gestützt. Damit sind auch implizit die Minderproduktionen berücksichtigt, die sich aufgrund Kraftwerksrevisionen ergeben. Analog sind die historischen Zuflüsse berücksichtigt, die in trockenen bzw. nassen Jahren zu tieferen oder höheren Produktionsvolumina führen.

Kraftwerksrevisionen sind planbar, werden bewusst in jenen Zeiten eingeplant, in denen der Erlösausfall gering ist. Hinzu kommt ein Diversifikationseffekt im Portfolio der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, der zusammen mit obigen Fakten dazu führt, dass eine explizite Einbindung in das Modell nur marginale Auswirkung zeigen würde.

Wir haben die Preisdynamik für ein Marktgebiet modelliert ohne Grenzkapazitäten einzubinden, und daraus die Metrik «AbT-Spot» abgeleitet, der in unseren Arbeiten das kalkulatorische Erlöspotenzial für das Asset-based Trading im Spothandel repräsentiert. Die Grenzkapazitäten definieren mit dem grenzüberschreitenden Handel die Stromdrehscheibe Schweiz und öffnen unter Einbindung der Nachbarstaaten zusätzliche Opportunitäten, die zu einer vorteilhafteren Preisdynamik innerhalb der Stromdrehscheibe führen.

Wie gross unsere Unterschätzung des Erlöspotenzials für Asset-backed Trading im Forward-Markt der Schweiz tatsächlich für *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* ausfällt, dafür müsste man auf unternehmensinterne Daten zugreifen. Selbst *Elcom* hat diese Daten nur für jene Stromlieferungen in die Grundversorgung, weil dieser Energietarif reguliert ist. Gemäss Bericht der Elcom 2018 zur Markttransparenz²⁶ ist zu lesen: «Aufgrund der aktuellen Gesetzeslage erhält die Elcom aber nur Daten, welche Schweizer Marktteilnehmer an ausländischen Behörden rapportieren. Der rein innerschweizerische Handel mit Elektrizität bleibt uns verschlossen». In diesem Sinne ist die Wissenschaft darauf angewiesen, dass die Strombranche von sich aus hinreichende Informationen liefert. Das BFE [2e] hat festgehalten, dass Informationen seitens der Strombranche nur dürftig fliessen, und deshalb entsprechende Annahmen getroffen werden müssen, auf denen Antworten zu relevanten Fragen abgeleitet werden.

In den obigen Abschnitten haben wir aufgezeigt, dass es für die interne Kontrolle sehr schwierig ist, die spekulativen Elemente in den Handelsstrategien für Absicherungen, für die Asset-Optimierung im Spotmarkt sowie für die Vermarktung der Eigenproduktion im Forward-Markt zu überwachen. Einzig die Vermarktung am Day-Ahead Markt ist leicht kontrollierbar.

Weiter haben wir aufgezeigt, dass jene Bewirtschaftungs-Metriken «AbT-Spot» und «AbT-Forward», die wir für eine Abschätzung der real erzielbaren Erlöse im Asset-based Trading von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* ermittelt haben, konservative Schätzungen (i.e. Unterschätzungen)

²⁶ ElCom: Markttransparenz 2018 - Bericht der Elcom (Mai 2019), [S. 4]

darstellen. Wir erinnern an den Zusammenhang: Werden die Erlöse im Asset-based Trading unterschätzt, so werden Handelsergebnisse im spekulativen Eigenhandel überschätzt.

In den folgenden drei Abschnitten werden wir die Metrik auf die Kraftwerksportfolien von *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* anwenden, die Ergebnisse den bereinigten EBIT gegenüberstellen und somit den finanziellen Erfolg aus spekulativem Eigenhandel quantifizieren.

8 Der spekulative Eigenhandel innerhalb Alpiq (2009 – 2018)

Wir starten mit den EBIT aus Tabelle 8.0.1, die wir aus der Segmentberichten der *Alpiq* für die Geschäftsaktivitäten zu Produktion, Handel und Vertrieb entnehmen. Über die ersten 5 Jahre zeigt sich eine grosse Schwankungsbreite, die im GJ 2009 bei *plus* 1003 Mio. und im GJ 2012 mit *minus* 818 Mio. den Tiefpunkt annimmt. Bereinigt man diesen EBIT um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte, so erhalten wir den bereinigten EBIT.

Was die Bereinigung der Netzaktivitäten betrifft, so beziehen sich diese EBIT-Komponenten auf unsere Herleitungen in Abschnitt 3.4. Diese sind naturgemäss immer positiv, da diese Aktivitäten reguliert sind und auch Gewinnanteile und Kapitalkosten in die Tarife an die Endkunden eingerechnet werden dürfen. Der stark abnehmende Verlauf liegt darin begründet, dass *Alpiq* fast ausschliesslich im Übertragungsbereich aktiv war. Im Rahmen des Unbundling musste *Alpiq* ihr Übertragungsnetz gegen Entschädigung an die *Swissgrid* abgeben.

<i>Alpiq</i> : Segmentberichterstattung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Publizierter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	1003.00	897.00	-745.00	-818.00	375.00	-613.00	-497.00	295.00	96.00	-128.00
kalk. EBIT-Anteil "Netze"	-112.96	-110.41	-47.39	-24.25	-22.22	-22.98	-1.30	-1.30	-0.98	-1.19
Wertberichtigung : Produktion			633.00	136.00	9.00	32.00	43.00	44.00	33.00	-16.00
Wertberichtigung: Handel und Vertrieb			167.00	1424.00	150.00	689.00	330.00	35.00	118.00	-104.00
Rückstellungen (ohne nuklear)	29.00	-47.00	-19.00	51.00	33.00	302.00	387.00	-199.00	-24.00	-18.00
Gerichtsentscheide / Sondereffekte				-59.00						
Bereinigter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	919.04	739.59	-11.39	709.75	544.78	387.02	261.70	173.70	222.02	-267.19

Tabelle 8.0.1: EBIT (in Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*)

Idealerweise müsste in Tabelle 8.0.1 der bereinigte EBIT den Preisverlauf an den Strombörsen widerspiegeln. Würden im GJ 2012 nicht *minus* 11.39 Mio. ausgewiesen sein, sondern ca. plus 700 Mio., dann könnte man attestieren, dass bis GJ 2016 der Verlauf des bereinigten EBIT tatsächlich den Strompreisverlauf abbildet. Analoges lässt sich für GJ 2018 sagen: Im GJ 2018 dürften nicht minus 267.19 Mio. stehen, sondern ca. plus 250 Mio. Man erkennt in diesen GJ Einbrüche im EBIT, die nicht mit Wertberichtigungen, Rückstellungen bzw. Sondereffekten erklärbar sind. Wir sehen hier erste Indizien für hohen Verluste im Stromhandel. Diese Verluste könnten bereits zuvor in den GJ 2009, 2010 bzw. in 2016, 2017 aufgelaufen sein, Geschäftsleitung und Verwaltungsrat der *Alpiq* könnten sich entschieden haben, diese Verluste noch nicht erfolgswirksam auszuweisen, sondern zuzuwarten, mit der Hoffnung, dass diese im Folgejahr durch den Stromhandel wieder korrigiert werden. In diesem Fall wäre aktives Bilanzmanagement angewandt worden.

8.1 Abschreibungen und Amortisationen

Tabelle 8.1.1 zeigt die Abschreibungen differenziert nach den verschiedenen Segmenten, die Produktion, Handel und Vertrieb abdecken. Das Ziel liegt auch hier darin, die Abschreibungen für die Übertragungsnetze rauszurechnen. Es sei daran erinnert, dass wir die Metriken für die Vermarktung der Stromproduktion auf Basis des Benchmarks für Abschreibungen in Höhe von 1.25 Rp./kWh ausgerichtet haben. Wir stützen uns diesbezüglich auf das BFE, die diesen Benchmark ohne den Anteil für die Netze zugrunde gelegt hat.

Wir erkennen in Tabelle 8.1.1, dass *Alpiq* nur im GJ 2012 mit 1.45 Rp./kWh eine höhere Abschreibung vorgenommen hat, weshalb in Tabelle 8.2.1 die resultierende Korrektur für den EBIT Beitrag aus Eigenproduktion negativ ausfällt.

<i>Alpiq: Abschreibungen</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Produktion I	436.00	141.00	183.00	149.00	0.00	0.00	0.00	0.00	75.00	80.00
Produktion II	0.00	290.00	273.00	291.00	233.00	199.00	163.00	154.00	69.00	64.00
Handel & Vertrieb	0.00	5.00	0.00	0.00	13.00	13.00	18.00	3.00	4.00	17.00
Total Abschreibung (Mio. CHF)	436.00	436.00	456.00	440.00	246.00	212.00	181.00	157.00	148.00	161.00
minus Abschreibung Netze	-56.00	-54.00	-54.00	-31.00	-14.00	-16.00	-12.00	-2.00	-3.00	-1.00
Abschreibung bereinigt um Netze (Mio. CHF)	380.00	382.00	402.00	409.00	232.00	196.00	169.00	155.00	145.00	160.00
Abschreibung (Rp./kWh)	1.09	1.10	1.12	1.45	1.01	0.88	0.95	0.93	0.98	1.08
BFE Benchmark (Rp./kWh)	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Abweichung (Rp./kWh)	0.16	0.15	0.13	-0.20	0.24	0.37	0.30	0.32	0.27	0.17
Eigenproduktion (TWh)	34.91	34.69	35.82	28.27	23.04	22.24	17.81	16.58	14.79	14.84
Korrektur gem. Abweichung (in Mio.)	56.38	51.63	45.75	-55.63	56.00	82.00	53.63	52.25	39.88	25.50

Tabelle 8.1.1: Abschreibungen (Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Netze; vorgenommene Korrektur bezogen auf BFE-Benchmark von 1.25 Rp./kWh für Abschreibungen (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*).

8.2 Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge

In Tabelle 8.2.1 sind die inneren Werte für die verschiedenen Kraftwerkstypen aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik für innere Werte (Tabelle 7.1.2 für Bilanzstichtag 31. Dezember) und den Produktionsvolumen (Tabelle 5.1.2).

<i>Alpiq: Innerer Wert der Eigenproduktion</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Laufwasserkraft	143.69	106.44	81.86	92.99	74.01	37.48	24.85	29.74	37.66	65.82
Flexible Speicherkraft	105.96	65.40	36.21	57.57	58.98	18.77	24.61	12.09	21.62	41.37
Nuklearkraft	157.48	87.00	86.80	56.26	11.91	1.86	-23.17	-11.80	23.76	74.55
Langfristverträge	316.20	150.10	128.70	38.54	-17.02	-28.20	0.00	0.00	0.00	0.00
Thermische Kraftwerke	165.10	120.90	180.50	119.07	60.98	22.26	32.51	38.78	62.19	76.50
Korrektur zu BFE-Benchmark	56.38	51.63	45.75	-55.63	56.00	82.00	53.63	52.25	39.88	25.50
EBIT Beitrag der Eigenproduktion (Mio. CHF)	944.80	581.46	559.82	308.80	244.86	134.18	112.43	121.05	185.11	283.73

Tabelle 8.2.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Eigenproduktion - Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge inkl. Korrektur zum BFE-Benchmark (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*).

Die Beiträge aus Bandenergie folgen dem Base-Preis im Spotmarkt, jene Beiträge für flexible Speicherenergie dem Peak-Preis. Wir erinnern daran, dass die thermische Produktion *summarisch* unter Einbindung von Base-, Brennstoff- sowie CO₂-Preisen bestimmt wurden und im Rahmen einer Cross-Commodity Bewirtschaftung keine weiteren Erlöse aus Absicherungen, Systemdienstleistungen oder Vermarktung in Forward-Märkten vorgesehen haben.

8.3 Cross Hedge

Die Absicherungserlöse bestimmen sich aus einer deterministischen, rollierenden 3-Jahres Absicherungsstrategie, die wir in Abschnitt 3.2 vorgestellt haben. Mit Peak-Produkten wird lediglich die flexible Speicherenergie abgesichert. Bandenergie (ohne thermische Produktion) wird mit Base-Produkten abgesichert.

<i>Alpiq: Hedge</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Absicherungsvolumen flexible Speicherenergie (TWh)	2.54	2.47	2.12	2.16	2.26	2.04	2.32	2.42	1.50	1.63
Absicherungsvolumen Bandenergie (TWh)	25.76	25.74	23.88	17.44	15.15	15.46	9.65	8.40	6.80	7.57
Hedge Peak: flexible Speicherenergie (Rp./kWh)	5.26	3.74	2.46	2.43	2.29	2.34	1.35	0.92	-0.50	-1.75
Hedge Base: Bandenergie (Rp./kWh)	3.20	1.80	0.84	1.54	1.95	1.92	1.02	0.62	-0.46	-1.76
Absicherungsergebnis Speicherenergie (Mio. CHF)	133.71	92.23	52.12	52.41	51.74	47.78	31.29	22.31	-7.50	-28.57
Absicherungsergebnis Bandenergie (Mio. CHF)	825.36	462.43	199.97	267.86	295.29	296.77	98.77	51.79	-30.97	-132.96
EBIT Beitrag: Hedge (Mio. CHF)	959.07	554.66	252.09	320.27	347.03	344.55	130.06	74.10	-38.47	-161.54

Tabelle 8.3.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Absicherungsgeschäften für Base- und Peak-Produktionen auf Basis einer deterministischen 3-Jahre rollierenden Absicherungsstrategie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX und Finanzberichten 2009-2018 der *Alpiq*).

Die Summe der Absicherungserlöse über die verschiedenen Kraftwerkstypen sind in Tabelle 8.3.1. aufgeführt und widerspiegeln den Verlauf des Hedge-Index. Wir heben die GJ 2017, 2018 hervor, in denen aufgrund des Preisanstiegs an der EEX die Absicherungserfolge negativ ausfallen.

8.4 Asset-based Trading im Spotmarkt

In Tabelle 8.4.1 sind die Erlöse aus der Vermarktung flexibler Speicherenergie im Spotmarkt aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik «Abt-Spot» (Tabelle 7.3.1 für Bilanzstichtag 31. Dezember) mit der flexiblen Speicherenergie (Tabelle 5.1.2). Die Erfolge aus den Systemdienstleistungen sind bereits integriert. Wir halten fest, dass keine ausländischen Kraftwerke, die für Systemdienstleistungen qualifiziert sind, in diese Erlöse miteinbezogen sind.

Alpiq: Asset-based Trading im Spotmarkt	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Flexible Speicherenergie (TWh)	2.54	2.47	2.12	2.16	2.26	2.04	2.32	2.42	1.50	1.63
AbT-Spot (Rp./kWh)	4.52	3.95	3.87	2.94	2.92	2.29	1.96	2.03	2.21	2.54
EBIT Beitrag: AbT Spot (Mio. CHF)	114.85	97.48	81.95	63.39	65.99	46.73	45.50	49.08	33.18	41.37

Tabelle 8.4.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Asset-based Trading in Spotmärkten angewandt auf flexible Speicherenergie. (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, BFE 2018, und Finanzberichten 2009-2018 der Alpiq und Swissgrid).

Wir erinnern an die Auflösung von Rückstellungen im Zusammenhang mit dem Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance in Höhe von 263 Mio. im GJ 2016. Diese bezieht sich auf die Zunahme der Volatilität und einem flexiblen Speichervolumen in Höhe von 1.75 TWh GWh. Alpiq besitzt einen 39% Anteil. Wir erkennen, dass unsere Metrik «Abt-Spot» deutlich tiefer ausfällt, als Geschäftsleitung und Verwaltungsrat wertmässig für die Vermarktung flexibler Speicherenergie im Spotmarkt beschliessen und von den Revisionsgesellschaften als geprüft gelten.

8.5 Asset-based Trading im Forward-Markt

In Tabelle 8.5.1 sind die Erlöse aus der Vermarktung flexibler Speicherenergie und Bandenergie (ohne thermische Produktion) im Spotmarkt aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik «Abt-Forward» (Tabellen 7.4.1, 7.4.2 für Bilanzstichtag 31. Dezember) mit dem entsprechenden Produktionsvolumen (Tabelle 5.1.2).

Alpiq: Asset-based Trading im Forwardmarkt	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Flexible Spitzenenergie (TWh)	2.54	2.47	2.12	2.16	2.26	2.04	2.32	2.42	1.50	1.63
AbT-Forward für Spitzenenergie (Rp./kWh)	1.08	1.05	1.23	1.02	0.66	0.50	0.48	0.53	0.60	0.72
Ergebnis für Spitzenenergie (Mio. CHF)	27.44	25.91	26.05	21.99	14.92	10.20	11.14	12.81	9.01	11.73
Bandenergie (TWh)	25.76	25.74	23.88	17.44	15.15	15.46	9.65	8.40	6.80	7.57
AbT-Forward für Bandenergie (Rp./kWh)	0.75	0.83	1.00	0.77	0.49	0.38	0.37	0.40	0.46	0.58
Ergebnis für Bandenergie (Mio. CHF)	193.20	213.64	238.80	134.29	74.24	58.75	35.71	33.60	31.28	43.91
EBIT Beitrag: AbT Forward (Mio. CHF)	220.64	239.55	264.85	156.28	89.15	68.95	46.85	46.41	40.29	55.63

Tabelle 8.5.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Asset-based Trading in Forward-Märkten angewandt auf Bandenergie abzüglich thermisch produzierter Energie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, Finanzberichten 2009-2018 der Alpiq).

8.6 Performance im Spekulativen Eigenhandel

Absicherungsgeschäfte, Vermarktung im Spot- und Forward-Märkten laufen getrennt voneinander, womit sich deren Erfolgszahlen addieren. Die Ergebnisse dafür sind in Tabelle 8.6.1 zusammengefasst.

Alpiq: Hedge und Asset-based Trading	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EBIT Beitrag (Hedge)	959.07	554.66	252.09	320.27	347.03	344.55	130.06	74.10	-38.47	-161.54
EBIT Beitrag (Asset-based Trading im Spot)	114.85	97.48	81.95	63.39	65.99	46.73	45.50	49.08	33.18	41.37
EBIT Beitrag (Asset-based Trading im Forward)	220.64	239.55	264.85	156.28	89.15	68.95	46.85	46.41	40.29	55.63
EBIT Beitrag (Hedge & Asset-based Trading, Mio. CHF)	1294.56	891.69	598.88	539.94	502.17	460.23	222.41	169.59	35.00	-64.54

Tabelle 8.6.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Absicherungsgeschäften und Asset-based Trading (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, EEX, BFE 2018, Finanzberichten 2009-2018 der Alpiq).

In Tabelle 8.6.2 wird der Erfolg aus spekulativem Eigenhandel als Differenz zwischen bereinigtem EBIT (Tabelle 8.0.1) und dem EBIT Beitrag aus Hedge und Asset-based Trading (Tabelle 8.6.1) bestimmt. Wir erkennen durchgehend Verluste im spekulativen Eigenhandel ausser im GJ 2017. Die Verluste im spekulativen Eigenhandel fallen besonders hoch aus in den GJ 2009, 2010, 2011. Wir erinnern an die Unschärfe in der Bewertung von Forwards in unvollständigen Märkten, sodass der positive Erfolg in Höhe von 1.92 Mio. auch durch aktives Bilanzmanagement resultieren hätte können.

Alpiq: Proprietary Trading (Mio. CHF)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Bereinigter EBIT (Produktion, Handel, Vertrieb)	919.04	739.59	-11.39	709.75	544.78	387.02	261.70	173.70	222.02	-267.19
minus EBIT Beitrag der Eigenproduktion (innerer Wert)	-944.80	-581.46	-559.82	-308.80	-244.86	-134.18	-112.43	-121.05	-185.11	-283.73
minus EBIT Beitrag (Hedge & AbT Trading)	-1294.56	-891.69	-598.88	-539.94	-502.17	-460.23	-222.41	-169.59	-35.00	64.54
Finanzielles Ergebnis für Prop-Trading (Mio. CHF)	-1320.33	-733.57	-1170.09	-138.99	-202.25	-207.38	-73.14	-116.94	1.92	-486.38
Eigenproduktion (TWh)	34.91	34.69	35.82	28.27	23.04	22.24	17.81	16.58	14.79	14.84
rel. Produktionsvol. (in %)	14%	14%	15%	12%	9%	9%	7%	7%	6%	6%
Finanzielles Ergebnis für Prop-Trading (Mio./TWh)	-37.82	-21.15	-32.67	-4.92	-8.78	-9.32	-4.11	-7.05	0.13	-32.78

Tabelle 8.6.2: Finanzielles Ergebnis (in Mio. CHF bzw. in Mio. CHF/TWh) der Alpiq aus spekulativem Eigenhandel (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, EEX, BFE 2018 und Finanzberichten 2009-2018 der Alpiq).

Anhand der Finanzberichte der Alpiq lässt sich der Zusammenhang zwischen «Bruttogeldflüssen» und «Volumen im spekulativen Eigenhandel» aufzeigen: In ihrem Finanzbericht 2012 informiert Alpiq [3, S. 53] den Investor bzw. Aktionär: «Es erfolgte eine deutliche Verkleinerung des Eigenhandels und die Auflösung der eigenständigen Geschäftseinheit Proprietary Trading.»

Die ausgewiesenen Bruttogeldflüsse für Energiederivate haben von 31,3 Mia. (per Ende 2011) auf 7,8 Mia. (per Ende 2014) abgenommen. Auf Ende 2016 haben die Bruttogeldflüsse wieder auf 17,4 Mia. zugenommen. Gemäss Finanzberichten 2011, 2014, 2016 reduzierte sich das Produktionsvolumen von 35,5 TWh im GJ 2011, auf 21,70 TWh im GJ 2014 und auf 16 TWh im GJ 2016.

Ermittelt man das Volumen für den spekulativen Eigenhandel je produzierter kWh (siehe Beilage [11d, Folie 25], so erhält man folgendes Ergebnis: Im GJ 2011 betrug das Volumen für den spekulativen Eigenhandel ca. das 12-fache des Produktionsvolumen, im GJ 2014 betrug das Volumen im spekulativen Eigenhandel ca. das 6-fache und im GJ 2016 ca. das 18-fache des jährlichen Produktionsvolumen.

Damit darf man schliessen, dass relativ zum Produktionsvolumen der Alpiq ihr Volumen für den spekulativen Eigenhandel für das GJ 2016 deutlich höher ausfällt als für das GJ 2011 [11g].

In den Finanzberichten der GJ 2014-2016 wurde dieser starke Wiederaufbau des spekulativen Eigenhandels jedoch nicht kommuniziert.

8.7 Sensitivitätsanalysen

Wir erkennen, dass der bereinigte EBIT für die Geschäftsaktivitäten zu «Produktion, Handel und Vertrieb» gesamthaft über die 10 GJ in Höhe von 3'649 Mio. etwas höher ausfällt als der EBIT Beitrag aus Eigenproduktion in Höhe von 3'476 Mio. Die Erlöse aus Hedge betragen über die 10 GJ gesamt 2'334 Mio. für Absicherung der Bandenergie und gesamt 447 Mio. für Absicherung der flexiblen Spitzenenergie. Asset-based Trading im Spot-Markt führt zu Erlösen in Höhe von 639 Mio. über die 10 GJ, und Asset-based Trading im Forward-Markt zur Vermarktung der Eigenproduktion führt zu Erlösen in Höhe von 2'334 Mio.

Gesamthaft beträgt der Verlust im spekulativen Eigenhandel über die 10 GJ 4'447 Mio., was je produzierte kWh einem Verlust im spekulativen Eigenhandel in Höhe von 1.58 Rp./kWh entspricht.

Aus diesen Zahlen lässt sich leicht verifizieren, wie stark sich der Verlust aus spekulativem Eigenhandel verändert, wenn sich Volumen oder Strompreise um +/-10% ändern. In diesem Sinne beurteilen wir die Verluste im spekulativen Eigenhandel als robust und nachhaltig, womit wir anregen, die strukturelle Organisation des Stromhandels inklusive des internen Kontrollsystems zu überprüfen.

8.8 Lessons Learned

Wir nehmen noch Bezug zu unseren Ergebnissen, die wir anlässlich der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren [11c] präsentieren durften. Vorweg sei festgehalten, dass wir an den Metriken nur unwesentlichen Anpassungen vorgenommen haben: konkret haben wir den Hedge-Index abgeleitet auf Basis FX-Rates (EUR/CHF) per Ende Quartal und nicht per Bilanzstichtag, sowie für die Stromlieferungen in die Grundversorgung einen kalkulatorischen Energietarif von 6.4 Rp./kWh zugrunde gelegt.

Wir haben für *Alpiq* in einer ersten Analyse 2019 [11b,c,d] für die 10 GJ einen Verlust im spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF 1'100 Mio. geschätzt. Tatsächlich erhalten wir NEU einen Verlust in Höhe von gerundet CHF 4'450 Mio. Diese grosse Diskrepanz in Höhe von gerundet 3'350 Mio. bedarf einer detaillierteren Ausführung:

Im Rahmen der ersten Analyse im Jahr 2019 haben wir betont, dass wir für die Bereinigung des EBIT der *Alpiq* die Wertberichtigungen in Höhe von 5'000 Mio. rudimentär und bewusst grosszügig eingebunden haben. In der neu vorliegenden Analyse fällt bei differenzierter Betrachtung die Wertberichtigung in Höhe von gerundet 3'520 Mio. tiefer aus, was gerundet 1'480 Mio. von der Diskrepanz 3'350 Mio. erklärt. Dies liegt daran, dass wir den BFE Benchmark in Höhe von 1'25 Rp./kWh zugrunde gelegt haben, ab welcher die Wertberichtigung vorgenommen wird.

Langfristverträge im Umfang von 65 TWh wurden in der ersten Analyse nicht abgesichert, weil wir Preisklauseln angenommen haben, die eine Absicherung nicht erforderlich machen würde. Tatsächlich sind wir von Mitgliedern der Schweizer Strombranche diesbezüglich korrigiert worden: Langfristverträge beinhalten keine Preisklauseln, weshalb wir hier die Absicherung als Bandenergie aktuell vorgenommen haben. Dies führt über die 10 GJ zu positiven Absicherungserlösen in Höhe von 1'560 Mio., die in die aktuelle Analyse einfließen. Der EBIT-Anteil «Netze» beträgt über die 10 GJ geschätzt 345 Mio. Die Netzaktivitäten unterliegen einer Regulierung und führen damit zu robusten, nachhaltig positiven EBIT-Beiträgen, die für das Segment «Produktion, Handel und Vertrieb» rauszurechnen sind.

Obige drei Komponenten betragen in Summe gerundet 3'385 Mio. ($=1'480 + 1'560 + 345$) erklären vollständig die Diskrepanz in Höhe von 3'350 Mio.

Wir erinnern abschliessend daran, dass die Verluste im Segment «Überleitung» der *Alpiq* in Höhe von CHF 1'290 Mio. in den Verlusten aus dem spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF 4'450 Mio. **nicht** enthalten sind. Ebenso sind die Verluste auf belastende Energieverträge in Höhe von CHF 441 Mio. **nicht** in den Verlusten aus spekulativem Eigenhandel enthalten. Es steht somit für die Verantwortlichen der *Alpiq* über den Zeitraum 2009-2018 ein Verlust von gesamthaft CHF 6'881 Mio. zur Diskussion.

9 Der spekulative Eigenhandel innerhalb Axpo (2008/09 – 2017/18)

Wir starten mit den EBIT aus Tabelle 9.0.1, die wir aus der Segmentberichten der Axpo für die Geschäftsaktivitäten zu Produktion, Handel und Vertrieb entnehmen. Über die 10 Jahre zeigt sich eine grosse Schwankungsbreite, die im GJ 2008/09 bei *plus* 850 Mio. und im GJ 2015/16 mit *minus* 1'243 Mio. den Tiefpunkt annimmt. Bereinigt man diesen EBIT um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte, so erhalten wir den bereinigten EBIT.

Was die Bereinigung der Netzaktivitäten betrifft, so beziehen sich diese EBIT-Komponenten auf unsere Herleitungen in Abschnitt 3.4. Diese sind naturgemäss immer positiv, da diese Aktivitäten reguliert sind und auch Gewinnanteile und Kapitalkosten in die Tarife an die Endkunden eingerechnet werden dürfen. Die Abnahme bis 2013/14 liegt darin begründet, dass Axpo ihr Übertragungsnetz im Rahmen des Unbundling an die *Swissgrid* gegen Entschädigung abtraten. Axpo führt über ihre Tochter CKW auch Netzaktivitäten auf Verteilnetzebene aus, weshalb weiterhin EBIT-Beiträge in der ausgewiesenen Höhe resultieren. Was die Grössenordnung dieser EBIT-Beiträge betrifft, so lassen sich die Werte plausibilisieren: in den Finanzberichten der Axpo wird wiederholt auf erfolgswirksame Rückstellungen hingewiesen, die aufgrund Nichtanerkennung von Kosten seitens des Regulators zu geringeren Einnahmen aus dem regulierten Geschäft führen könnten. Die Rückstellungen wurden dafür p.a. mit 12 Mio. angegeben. Bedenkt man, dass die ElCom nicht in das Ermessen eingreifen darf, und lediglich bei Kostendifferenzen von 5% oder höher eine Herabsetzung der Tarife fordert, so impliziert dies Rechnungen in Höhe bis zu 240 Mio. Wir erkennen, dass unsere Schätzungen für den EBIT-Beitrag aus Netzaktivitäten geringer ausfällt, weshalb wir hier keinen Korrekturbedarf sehen.

AXPO: Segmentberichterstattung	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Publizierter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	850.20	534.10	228.70	334.90	281.70	-792.70	-681.10	-1243.20	117.00	415.80
kalkul. EBIT-Anteil Netze	-233.01	-230.49	-215.83	-159.63	-150.04	-148.98	-147.81	-153.39	-158.68	-159.59
Wertberichtigung Axpo Produktion	-217.10	82.90	380.00	269.30	469.30	1097.30	1155.50	558.40	57.70	14.00
Wertberichtigung CKW	0.00	0.00	0.00	78.70	0.40	3.90	22.00	7.60	1.80	3.60
Wertberichtigung Axpo Trading	46.60	5.00	10.50	0.00	0.00	0.20	0.00	4.40	1.40	2.50
Rückstellungen (ohne nuklear)	267.00	-24.30	15.50	-8.20	261.00	424.20	221.50	1110.90	93.90	136.30
Gerichtsentscheide / Sondereffekte					-192.10				-163.40	5.20
Bereinigter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	713.69	367.21	418.87	515.07	670.26	583.92	570.09	284.71	-50.28	417.81

Tabelle 9.0.1: EBIT (Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel, Vertrieb bereinigt um Netzaktivitäten, Wertberichtigungen, Rückstellungen, Sondereffekten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der Axpo)

Idealerweise müsste in Tabelle 9.0.1 der bereinigte EBIT den Preisverlauf an den Strombörsen widerspiegeln. Das bereinigte EBIT weist lediglich im GJ 2016/17 einen negativen Wert aus. In den übrigen GJ zeigt der bereinigte EBIT grössere Schwankungen, die sich losgelöst vom Strompreisverlauf bewegen. Verglichen mit *Alpiq* weist das bereinigte EBIT von Axpo ein wesentlich robusteres Verhalten auf. Bezieht man das Produktionsvolumen mit ein, so stellt man fest, dass das bereinigte EBIT auf einem tiefem Niveau robust ausfällt, was in Folge für den spekulativen Eigenhandel die Verluste in mittlerem dreistelligen Millionenhöhe erklärt [11g]. Auch hier begründen wir die Schwankungen und insbesondere den fehlenden Zusammenhang mit der Strompreisentwicklung mit Schwankungen in den Handelserfolgen.

9.1 Abschreibungen und Amortisationen

Tabelle 9.1.1 zeigt die Abschreibungen differenziert nach den verschiedenen Segmenten, die Produktion, Handel und Vertrieb abdecken. Das Ziel liegt auch hier darin, die Abschreibungen für die Übertragungs- und Verteilnetze rauszurechnen. Es sei daran erinnert, dass wir die Metriken für die Vermarktung der Stromproduktion auf Basis des Benchmarks für Abschreibungen in Höhe von 1.25 Rp./kWh ausgerichtet haben. Wir stützen uns diesbezüglich auf das BFE, die diesen Benchmark ohne den Anteil für die Netze zugrunde gelegt hat.

Wir erkennen in Tabelle 9.1.1, dass *Axpo* Abschreibungen deutlich unter 1.25 Rp./kWh vornimmt, weshalb in Tabelle 9.1.1 die resultierende Korrektur für den EBIT Beitrag aus Eigenproduktion deutlich und nachhaltig positiv ausfällt

AXPO Abschreibungen	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Abschreibung Produktion (Mio. CHF)	231.70	253.90	238.70	258.10	275.70	238.20	137.20			
Abschreibung Handel (Mio. CHF)	66.40	72.90	70.50	15.90	9.20	6.50	5.50			
Abschreibung CKW (Mio. CHF)	59.90	60.20	64.10	62.70	61.10	56.60	56.60			
Total Abschreibung (Mio. CHF)	358.00	387.00	373.30	336.70	346.00	301.30	199.30	235.30	227.80	277.90
minus Abschreibung Netze	-105.10	-104.50	-105.30	-81.30	-75.30	-49.30	-70.20	-76.50	-75.60	-78.50
Abschreibung bereinigt um Netze (Mio. CHF)	252.90	282.50	268.00	255.40	270.70	252.00	129.10	158.80	152.20	199.40
Abschreibungen in Rp./kWh	0.66	0.77	0.75	0.68	0.81	0.71	0.35	0.46	0.46	0.56
BFE Benchmark (Rp./kWh)	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Abweichung (in Rp./kWh)	0.59	0.48	0.50	0.57	0.44	0.54	0.90	0.79	0.79	0.69
Eigenproduktion (TWh)	38.30	36.63	35.80	37.40	33.60	35.40	37.00	34.69	32.92	35.70
Korrektur gem. Abweichung (in Mio. CHF)	225.85	175.42	179.50	212.10	149.30	190.50	333.40	274.83	259.26	246.85

Tabelle 9.1.1: Abschreibungen (Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel, Vertrieb bereinigt um Netze; vorgenommene Korrektur bezogen auf BFE-Benchmark von 1.25 Rp./kWh für ordentliche Abschreibungen (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der *Axpo*).

9.2 Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge

Axpo ist über ihre Tochter CKW in der Grundversorgung tätig. Wir haben für CKW eine Absatzmenge an gebundene Endkunden in Höhe von 6 TWh angenommen, die zu einem kalkulatorischen Energietarif von 6.4 Rp./kWh geliefert werden. Um diesem kalkulatorischen Energietarif Rechnung zu tragen, nehmen wir in Tabelle 9.2.1 eine entsprechende Korrektur zum Marktpreis vor.

Axpo: Grundversorgung	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Jahres-Base D-A (Rp./kWh)	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.53	5.98
kalkul. Energietarif (Rp./kWh)	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40
Differenz zu Marktpreis (Rp./kWh)	-0.87	-0.34	-0.44	0.49	1.24	1.93	2.39	2.82	1.87	0.42
kalkul. Absatz in GV (TWh)	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
GV Korrektur (Mio. CHF)	-52.20	-20.40	-26.40	29.40	74.40	115.80	143.40	169.20	112.20	25.20

Tabelle 9.2.1: Korrektur (Mio. CHF) des EBIT Beitrag um Grundversorgung (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009-2018 der *Axpo*, Verfügungen der ElCom, Bundesgerichtsentscheiden).

In Tabelle 9.2.2 sind die inneren Werte für die verschiedenen Kraftwerkstypen aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik für innere Werte (Tabelle 7.1.1 für Bilanzstichtag 30. September) und Produktionsvolumen (Tabelle 5.2.2)

AXPO: Innerer Wert der Eigenproduktion	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Laufwasserkraft (Mio. CHF)	178.98	147.11	140.71	149.37	104.55	56.31	30.85	5.65	51.17	143.56
Flexible Speicherkraft (Mio. CHF)	179.21	109.03	75.15	102.01	85.41	34.93	37.61	-1.29	39.59	92.38
Nuklearkraft (Mio. CHF)	299.64	225.05	229.63	116.48	20.16	-3.99	-55.86	-85.56	2.46	153.92
Bezugsverträge für Atomstrom (Mio. CHF)	161.07	105.40	140.97	39.77	-32.64	-50.35	-98.01	-127.80	-38.54	80.36
Thermische Kraftwerke (Mio. CHF)	188.37	55.30	12.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Korrektur: kalk. 6 TWh Grundversorgung (Mio. CHF)	-52.20	-20.40	-26.40	29.40	74.40	115.80	143.40	169.20	112.20	25.20
Korrektur zu BFE-Benchmark (Mio. CHF)	225.85	175.42	179.50	212.10	149.30	190.50	333.40	274.83	259.26	246.85
EBIT Beitrag der Eigenproduktion (Mio. CHF)	1180.92	796.91	752.44	649.13	401.18	343.20	391.39	235.03	426.15	742.27

Tabelle 9.2.2: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Eigenproduktion - Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge inkl. Korrektur zu Grundversorgung und BFE-Benchmark für ordentliche Abschreibungen (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der Axpo, Verfügungen der ElCom, Bundesgerichtsentscheiden).

Die Beiträge aus Bandenergie folgen dem Base-Preis im Spotmarkt, jene Beiträge für flexible Speicherenergie dem Peak-Preis. Wir erinnern daran, dass die thermische Produktion *summarisch* unter Einbindung von Base-, Brennstoff- sowie CO₂-Preisen bestimmt wurden und wir im Rahmen einer Cross-Commodity Bewirtschaftung keine weiteren Erlöse aus Absicherungen, Systemdienstleistungen oder Vermarktung in Forward-Märkten vorgesehen haben. Für Axpo haben wir flexible Gas-Kraftwerke angenommen und entsprechend die Peak-Preise zugrunde gelegt auf Basis des Abschreibungs-Benchmark des BFE in Höhe von 1.25 Rp./kWh. Dies erklärt, warum wir in der Tabelle 7.1.1 in der entsprechenden Zeile den Wert 0 im Sinne einer konservativen Annahme ausgewiesen haben.

9.3 Cross Hedge

Die Absicherungserlöse bestimmen sich aus einer deterministischen, rollierenden 3-Jahres Absicherungsstrategie, die wir in Abschnitt 3.2 vorgestellt haben. Mit Peak-Produkten wird lediglich die flexible Speicherenergie abgesichert. Bandenergie (ohne thermische Produktion) wird mit Base-Produkten abgesichert.

AXPO: Hedge	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Absicherungsvolumen: flexible Speicherenergie (TWh)	3.43	3.08	3.08	3.54	3.27	3.23	3.39	3.21	3.02	3.58
Absicherungsvolumen: Bandenergie (TWh)	18.70	18.00	20.30	19.30	18.40	19.40	18.40	16.50	15.40	17.30
Hedge Peak: flexible Speicherenergie (Rp./kWh)	3.18	4.37	2.46	2.47	2.33	2.42	1.55	1.26	-0.36	-1.21
Hedge Base: Bandenergie (Rp./kWh)	1.75	2.39	0.79	1.36	1.87	2.00	1.22	0.92	-0.45	-1.16
Absicherungsergebnis: flexible Speicherenergie (Mio. CHF)	108.92	134.67	75.65	87.47	76.19	78.12	52.40	40.54	-10.78	-43.48
Absicherungsergebnis: Bandenergie (Mio. CHF)	326.72	430.54	160.50	262.00	344.97	388.09	224.32	151.21	-69.10	-201.32
EBIT Beitrag: Hedge (Mio. CHF)	435.63	565.21	236.15	349.47	421.16	466.22	276.72	191.76	-79.88	-244.79

Tabelle 9.3.1: EBIT Beitrag (in Mio. CHF) aus Absicherungsgeschäften für Base- und Peak-Produktionen auf Basis einer deterministischen 3-Jahre rollierenden Absicherungsstrategie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX und Finanzberichten 2009-2018 der Axpo).

Die Summe der Absicherungserlöse über die verschiedenen Kraftwerkstypen sind in Tabelle 9.3.1 aufgeführt und widerspiegeln den Verlauf des Hedge-Index. Wir heben die GJ 2016/17, 2017/18 hervor, in denen aufgrund des Preisanstiegs an der EEX die Absicherungserfolge negativ ausfallen.

9.4 Asset-based Trading im Spotmarkt

In Tabelle 9.4.1 sind die Erlöse aus der Vermarktung flexibler Speicherenergie im Spotmarkt aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik «Abt-Spot» (Tabelle 7.3.1 für Bilanzstichtag 30. September) mit der flexiblen Speicherenergie (Tabelle 5.2.2). Die Erfolge aus den Systemdienstleistungen sind bereits integriert. Wir halten fest, dass keine ausländische

Kraftwerke, die für Systemdienstleistungen qualifiziert sind, in diese Erlöse miteinbezogen sind.

AXPO: Asset-based Trading im Spotmarkt	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
<i>Flexible Speicherenergie (in TWh)</i>	3.43	3.08	3.08	3.54	3.27	3.23	3.39	3.21	3.02	3.58
<i>AbT-Spot (in Rp./kWh)</i>	4.74	3.87	4.19	2.89	3.1	2.4	1.95	1.99	2.15	2.39
EBIT Beitrag (AbT Spot, in Mio. CHF)	162.42	119.20	129.05	102.36	101.45	77.62	66.07	63.97	64.98	85.57

Tabelle 9.4.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Asset-based Trading in Spotmärkten angewandt auf flexible Speicherenergie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, BFE 2018, Finanzberichten 2009-2018 der Axpo und Swissgrid).

9.5 Asset-based Trading im Forward-Markt

In Tabelle 9.5.1 sind die Erlöse aus der Vermarktung flexibler Speicherenergie und Bandenergie (ohne thermische Produktion) im Spotmarkt aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik «Abt-Forward» (Tabellen 7.4.1, 7.4.2 für Bilanzstichtag 30. September) mit dem entsprechenden Produktionsvolumen (Tabelle 5.2.2).

AXPO: Asset-based Trading im Forwardmarkt	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
<i>flexible Spitzenenergie (TWh)</i>	3.40	3.10	3.08	3.54	3.23	3.23	3.39	3.21	3.00	3.60
<i>AbT-Forward: flexible Spitzenenergie (Rp./kWh)</i>	1.11	0.98	1.27	1.13	0.71	0.51	0.47	0.51	0.57	0.69
Ergebnis für flexible Spitzenenergie (Mio. CHF)	37.74	30.38	39.12	40.00	22.93	16.47	15.93	16.37	17.10	24.84
<i>Bandenergie (in TWh)</i>	18.70	18.00	20.30	19.30	18.40	19.40	18.40	16.50	15.40	17.30
<i>AbT-Forward: Bandenergie (Rp./kWh)</i>	0.75	0.75	1.05	0.85	0.53	0.39	0.37	0.39	0.43	0.57
Ergebnis für Bandenergie (Mio. CHF)	140.25	135.00	213.15	164.05	97.52	75.66	68.08	64.35	66.22	98.61
EBIT Beitrag: AbT Forward (Mio. CHF)	177.99	165.38	252.27	204.05	120.45	92.13	84.01	80.72	83.32	123.45

Tabelle 9.5.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Asset-based Trading in Forward-Märkten angewandt auf Bandenergie abzüglich thermisch produzierter Energie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, und Finanzberichten 2009-2018 der Axpo).

9.6 Performance im Spekultativen Eigenhandel

Absicherungsgeschäfte, Vermarktung im Spot- und Forward-Märkten laufen getrennt voneinander, womit sich deren Erfolgszahlen addieren. Die Ergebnisse dafür sind in Tabelle 9.6.1 zusammengefasst.

AXPO: Hedge und Asset-based Trading	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
EBIT Beitrag: Hedge (Mio. CHF)	435.63	565.21	236.15	349.47	421.16	466.22	276.72	191.76	-79.88	-244.79
EBIT Beitrag: Asset-based Trading im Spot (Mio. CHF)	162.42	119.20	129.05	102.36	101.45	77.62	66.07	63.97	64.98	85.57
EBIT Beitrag: Asset-based Trading im Forward (Mio. CHF)	177.99	165.38	252.27	204.05	120.45	92.13	84.01	80.72	83.32	123.45
EBIT Beitrag: Hedge & Asset-based Trading (Mio. CHF)	776.04	849.79	617.46	655.88	643.06	635.96	426.80	336.45	68.42	-35.77

Tabelle 9.6.1: EBIT Beitrag (in Mio. CHF) aus Absicherungsgeschäften und Asset-based Trading (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, EEX, BFE 2018 und Finanzberichten 2009-2018 der Axpo).

AXPO: Proprietary Trading	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Bereinigter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	713.69	367.21	418.87	515.07	670.26	583.92	570.09	284.71	-50.28	417.81
<i>minus EBIT Beitrag der Eigenproduktion</i>	<i>-1180.92</i>	<i>-796.91</i>	<i>-752.44</i>	<i>-649.13</i>	<i>-401.18</i>	<i>-343.20</i>	<i>-391.39</i>	<i>-235.03</i>	<i>-426.15</i>	<i>-742.27</i>
<i>minus EBIT Beitrag: Hedge & AbT Trading</i>	<i>-776.04</i>	<i>-849.79</i>	<i>-617.46</i>	<i>-655.88</i>	<i>-643.06</i>	<i>-635.96</i>	<i>-426.80</i>	<i>-336.45</i>	<i>-68.42</i>	<i>35.77</i>
Finanzielles Ergebnis für Prop-Trading (Mio. CHF)	-1243.27	-1279.49	-951.04	-789.95	-373.98	-395.24	-248.09	-286.77	-544.84	-288.69
<i>Eigenproduktion (TWh)</i>	38.30	36.63	35.80	37.40	33.60	35.40	37.00	34.69	32.92	35.70
Finanzielles Ergebnis für Prop-Trading (Mio. CHF/ TWh)	-32.46	-34.93	-26.57	-21.12	-11.13	-11.17	-6.71	-8.27	-16.55	-8.09

Tabelle 9.6.2: Finanzielles Ergebnis (Mio. CHF bzw. Mio. CHF/ TWh) aus spekulativem Eigenhandel der Axpo (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Epex-Spot, EEX, BFE 2018 und Finanzberichten 2009-2018 der Axpo).

In Tabelle 9.6.2 wird der Erfolg aus spekulativem Eigenhandel als Differenz zwischen bereinigtem EBIT (Tabelle 9.0.1) und dem EBIT Beitrag aus Hedge und Asset-based Trading (Tabelle 9.6.1). Wir erkennen durchgehend Verluste im spekulativen Eigenhandel ausser im

GJ 2017. Die Verluste schwanken im Gegensatz zu *Alpiq* zwar weniger, sind jedoch deutlich höher. Auch *Axpo* zeigt in den GJ 2009, 2010, 2011 die höchsten Verluste im spekulativen Eigenhandel. Dies wird aus unserer Sicht auch der Anlass gewesen sein, die EGL in die *Axpo* zu integrieren.

9.7 Sensitivitätsanalysen

Wir erkennen, dass der bereinigte EBIT für die Geschäftsaktivitäten zu «Produktion, Handel und Vertrieb» gesamthaft über die 10 GJ in Höhe von CHF 4'491 Mio. deutlich tiefer ausfällt als der EBIT Beitrag aus Eigenproduktion in Höhe von CHF 5'919 Mio. Die Erlöse aus Hedge betragen über die 10 GJ gesamt CHF 2'018 Mio. für Absicherung der Bandenergie und gesamt CHF 599 Mio. für Absicherung der flexiblen Spitzenenergie. Asset-based Trading im Spot-Markt führt zu Erlösen in Höhe von CHF 972 Mio. über die 10 GJ, und Asset-based Trading im Forward-Markt zur Vermarktung der Eigenproduktion führt zu Erlösen in Höhe von CHF 1'364 Mio.

Gesamthaft beträgt der Verlust über die 10 GJ CHF 6'401 Mio., was je produzierte kWh einem Verlust im spekulativen Eigenhandel von 1.77 Rp./kWh entspricht.

Aus diesen Zahlen lässt sich verifizieren, wie stark sich der Verlust aus spekulativem Eigenhandel verändert, wenn sich Volumen oder Strompreise um +/-10% ändern. In diesem Sinne beurteilen wir die Verluste im spekulativen Eigenhandel der *Axpo* als robust und nachhaltig, womit wir anregen, die strukturelle Organisation des Stromhandels inklusive des internen Kontrollsystems zu überprüfen.

Wir bestimmen die Sensitivität der ausgewiesenen Ergebnisse zum spekulativen Eigenhandel in Abhängigkeit der angenommenen Absatzmengen in die Grundversorgung (GV). Innerhalb der Metrik der inneren Werte erfolgt über das GJz je TWh Stromlieferung in die Grundversorgung eine Korrektur gegenüber der Day-Ahead Auktion um durchschnittlich *plus* CHF 0.95 Mio. (p.a.). Diese TWh unterliegt keiner Absicherung, weshalb das Absicherungsvolumen kleiner und in Folge das Absicherungsergebnis um *minus* CHF 1,07 Mio. (p.a.) tiefer ausfällt. Diese TWh unterliegt auch keiner Vermarktung in den Forward-Märkten zu durchschnittlich CHF 0.61 Mio., da diese Menge bereits den gebundenen Endkunden ausgeliefert wird. Jede TWh mehr oder weniger in der Grundversorgung führt am Ende dann zu CHF 0,73 Mio. ($=0.95-1.07-0.61$) weniger oder mehr Verlust im Spekultativen Eigenhandel.

9.8 Lessons Learned

Wir nehmen noch Bezug zu unseren Ergebnissen, die wir anlässlich der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren [11c] präsentieren durften. Vorweg sei festgehalten, dass wir an den Metriken nur unwesentliche Anpassungen vorgenommen haben (siehe Abschnitt 8.8).

Wir haben für *Axpo* in einer ersten Analyse 2019 [11b,c,d] für die 10 GJ einen Verlust im spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF 4'600 Mio. geschätzt. Tatsächlich erhalten wir

NEU einen Verlust in Höhe von gerundet CHF 6'400 Mio. Diese grosse Diskrepanz in Höhe von gerundet CHF 1'800 Mio. bedarf einer detaillierteren Ausführung:

Der EBIT-Anteil Netze beträgt über die 10 GJ geschätzt CHF 1'757 Mio. Die Netzaktivitäten unterliegen einer Regulierung und führen damit zu robusten, nachhaltig positiven EBIT-Beiträgen, die für das Segment «Produktion, Handel und Vertrieb» rauszurechnen sind. In der ersten Analyse im Jahr 2019 hatten wir diesen EBIT-Beitrag aus dem regulierten Geschäft nicht berücksichtigt. Dies erklärt bereits die Diskrepanz. Die übrigen Anpassungen heben sich auf.

Wir hatten betont [11e, S.54], dass wir für die Bereinigung die EBIT der *Axpo* die Wertberichtigungen in Höhe von 3'200 Mio. rudimentär berücksichtigten, während wir die Rückstellungen nicht in die Bereinigung miteingebunden haben. In der neu vorliegenden Analyse führen bei differenzierter Betrachtung Wertberichtigung, erfolgswirksame Rückstellungen sowie Sondereffekte zu einer Bereinigung in Höhe von gerundet plus 6'203 Mio. Legen wir den BFE Benchmark in Höhe von 1'25 Rp./kWh zugrunde, so führt dies zu einer um nominal plus 2'247 Mio. höheren Bewertung des inneren Werts der Eigenproduktion.

Langfristverträge im Umfang von 92 TWh wurden in der ersten Analyse 2019 [11 b,c,d] nicht abgesichert, weil wir Preisklauseln angenommen haben, die keine Absicherung erfordern. Tatsächlich sind wir von Mitgliedern der Schweizer Strombranche diesbezüglich korrigiert worden: Langfristverträge beinhalten keine Preisklauseln, weshalb wir auch für *Axpo* die Absicherung als Bandenergie vornehmen. Dies führt über das Gjz zu positiven Absicherungserlösen in Höhe von plus 780 Mio., die in die neue Analyse einfließen.

Obige Komponenten lassen sich in einer Gleichung zusammen fassen: 6'203–3'200 Mio. entspricht in etwa 2'240+820 Mio. Alle Werte sind in den entsprechenden Tabellen 9.0.1, 9.1.1, 9.2.2, 9.3.1, 9.5.1 dokumentiert.

Wir erinnern abschliessend daran, dass die Verluste im Segment «Überleitung» der *Axpo* in Höhe von 288 Mio. in den Verlusten aus dem spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF 6'400 Mio. **nicht** enthalten sind. Ebenso sind die Verluste auf belastende Energieverträge in Höhe von 2'015 Mio. **nicht** enthalten. Es steht somit für die Verantwortlichen der *Axpo* über den Zeitraum 2009-2018 ein Verlust von gesamthaft CHF 8'703 Mio. zur Diskussion.

10 Der spekulative Eigenhandel innerhalb BKW (2009 – 2018)

Wir starten mit den EBIT aus Tabelle 10.0.1, den wir aus den Segmentberichten der BKW für die Geschäftsaktivitäten zu Produktion, Handel und Vertrieb entnommen haben. Über die 10 Jahre zeigen sich im GJ 2011 mit *minus* CHF 164 Mio. und im GJ 2013 mit *minus* CHF 254 Mio. starke Ausreisser nach unten. Über die restlichen GJ schwankt der EBIT zwischen *plus* CHF 110 Mio. und *plus* CHF 283 Mio. Bereinigt man diesen EBIT um Wertberichtigungen, erfolgswirksame Rückstellungen und Sondereffekte, so erhalten wir den bereinigten EBIT.

Eine Bereinigung um Netzaktivitäten ist für BKW nicht gegeben, dass BKW die Netzaktivitäten im Segmentbericht bereits separat ausweist. BKW betreibt Übertragungs- und Verteilnetze, von denen die Übertragungsnetze gesetzeskonform an *Swissgrid* gegen eine Entschädigung übertragen wurden.

BKW: Segmentberichterstattung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Publizierter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	233.60	283.50	- 164.10	110.90	- 254.50	257.20	261.60	135.50	157.70	141.70
Wertberichtigungen			21.80	78.70	293.80	26.30	18.10	21.80	5.70	1.00
Rückstellungen (ohne nuklear)	19.30	- 4.10	270.60	137.00	148.60	18.30	- 57.60	15.40	35.30	- 34.20
Gerichtsentscheide / Sondereffekte					- 17.00					
Bereinigter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	252.90	279.40	128.30	326.60	170.90	301.80	222.10	172.70	198.70	108.50

Tabelle 10.0.1: EBIT (Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel und Vertrieb bereinigt um Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekten (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der BKW)

Idealerweise müsste in Tabelle 10.0.1 das bereinigte EBIT den Preisverlauf an den Strombörsen widerspiegeln. Das bereinigte EBIT ist in keinem Jahr negativ. Was den Zusammenhang mit dem Preisverlauf betrifft, so fällt dieser stärker aus als bei Alpiq und Axpo. Wir erinnern, dass wir die publizierten EBIT aller drei Stromkonzerne um den Strompreiserfall bzw. mit den damit verbundenen ausserordentlichen Entscheiden der Geschäftsleitung und des Verwaltungsrats bereinigt haben, womit die Vergleiche eine Aussagekraft besitzen: unterscheiden sich die bereinigten EBIT zwischen den Stromkonzernen, so sehen wir dafür die Gründe in den unterschiedlichen Handelserfolgen unter den Stromkonzernen. Schwanken die bereinigten EBIT innerhalb der 10 Jahre stark und zeigen wenig Zusammenhang mit der Strompreisentwicklung, so begründen wir das mit dem unterschiedlichen Handelserfolg innerhalb eines Stromkonzerns in den 10 Jahren.

10.1 Abschreibungen und Amortisationen

Tabelle 10.1.1 zeigt die Abschreibungen differenziert nach den verschiedenen Segmenten, die Produktion, Handel und Vertrieb abdecken. Es sei daran erinnert, dass wir die Metriken für die Vermarktung der Stromproduktion auf Basis des Benchmarks für Abschreibungen in Höhe von 1.25 Rp./kWh ausgerichtet haben. Wir stützen uns diesbezüglich auf das BFE, die diesen Benchmark ohne den Anteil für die Netze zugrunde gelegt hat.

Wir erkennen in Tabelle 10.1.1, dass BKW Abschreibungen deutlich unter 1.25 Rp./kWh vornimmt, weshalb in Tabelle 10.1.1 die resultierende Korrektur für den EBIT Beitrag aus Eigenproduktion deutlich und nachhaltig positiv ausfällt

BKW: Abschreibungen	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Abschreibungen	61.30	45.40	72.60	70.70	116.20	103.30	103.10	91.10	74.70	81.70
Abschreibungen (Rp./kWh)	0.59	0.40	0.69	0.64	1.01	0.92	0.86	0.81	0.63	0.69
BFE - Benchmark (Rp./kWh)	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Abweichung (Rp./kWh)	0.66	0.85	0.56	0.61	0.24	0.33	0.39	0.44	0.62	0.56
Eigenproduktion (TWh)	10.43	11.46	10.58	11.01	11.53	11.28	11.97	11.26	11.84	11.84
Korrektur zu BFE-Benchmark (Mio. CHF)	69.08	97.85	59.65	66.93	27.93	37.70	46.53	49.65	73.30	66.30

Tabelle 10.1.1: Abschreibungen (Mio. CHF) der Geschäftssegmente Produktion, Handel, Vertrieb; vorgenommene Korrektur bezogen auf BFE-Benchmark von 1.25 Rp./kWh für ordentliche Abschreibungen (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der BKW).

10.2 Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge

BKW ist auch Verteilnetzbetreiber und damit in der Grundversorgung tätig. Wir haben für BKW eine Absatzmenge an gebundene Endkunden in Höhe von 8 TWh angenommen, die zu einem kalkulatorischen Energietarif von 6.4 Rp./kWh geliefert werden. Um diesem kalkulatorischen Energietarif Rechnung zu tragen, nehmen wir in Tabelle 10.2.1 eine entsprechende Korrektur zum Marktpreis vor.

BKW: Grundversorgung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Base D-A (Rp./kWh)	7.54	6.45	6.40	5.97	5.21	4.53	4.11	4.24	5.04	6.00
kalkul. Energietarif (Rp./kWh)	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40
Differenz zu Marktpreis	-1.14	-0.05	0.00	0.43	1.19	1.87	2.29	2.16	1.36	0.40
kalkul. Absatz in GV (TWh)	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
GV Korrektur (Mio. CHF)	-91.20	-4.00	0.00	34.40	95.20	149.60	183.20	172.80	108.80	32.00

Tabelle 10.2.1: Korrektur (Mio. CHF) des EBIT Beitrag um Grundversorgung (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichten 2009-2018 der BKW, Verfügungen der ElCom, Bundesgerichtsentscheiden).

In Tabelle 10.2.2 sind die inneren Werte für die verschiedenen Kraftwerkstypen aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik für innere Werte (Tabelle 7.1.1 für Bilanzstichtag 31. Dezember) und Produktionsvolumen (Tabelle 5.3.2)

BKW: Innerer Wert der Eigenproduktion	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Laufwasserkraft (Mio. CHF)	88.17	62.10	50.75	65.76	49.17	25.46	16.07	16.57	32.83	52.90
Flexible Speicherkraft (Mio. CHF)	65.02	38.16	22.45	40.71	39.19	12.75	15.92	6.74	18.85	33.25
Kernkraft ohne Bezugsverträge (Mio. CHF)	75.18	43.21	34.86	29.00	6.17	0.91	-11.43	-7.67	16.09	44.70
Bezugsverträge (Mio. CHF)	57.53	27.93	25.92	13.07	-8.38	-13.44	-26.17	-17.56	0.82	20.60
Thermische Kraftwerke (Mio. CHF)	15.24	13.65	13.30	7.06	8.47	2.65	6.71	10.36	23.92	34.50
Korrektur: kalk. 8 TWh Grundversorgung (Mio. CHF)	-91.20	-4.00	0.00	34.40	95.20	149.60	183.20	172.80	108.80	32.00
Korrektur zu BFE Benchmark (Mio. CHF)	69.08	97.85	59.65	66.93	27.93	37.70	46.53	49.65	73.30	66.30
EBIT Beitrag der Eigenproduktion (Mio. CHF)	209.95	181.05	147.28	189.99	189.82	177.93	184.30	181.25	201.31	217.95

Tabelle 10.2.2: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Eigenproduktion - Innerer Wert der Kraftwerke und Bezugsverträge inkl. Korrektur zu Grundversorgung und BFE-Benchmark für ordentliche Abschreibungen (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Finanzberichte 2009-2018 der BKW, Verfügungen der ElCom, Bundesgerichtsentscheiden).

Die Beiträge aus Bandenergie folgen dem Base-Preis im Spotmarkt, jene Beiträge für flexible Speicherenergie dem Peak-Preis. Wir erinnern daran, dass die thermische Produktion *summarisch* unter Einbindung von Base-, Brennstoff- sowie CO₂-Preisen bestimmt wurden und wir im Rahmen einer Cross-Commodity Bewirtschaftung keine weiteren Erlöse aus Absicherungen, Systemdienstleistungen oder Vermarktung in Forward-Märkten vorgesehen haben. Für BKW haben wir thermische Band-Kraftwerke angenommen und entsprechend die Base-Preise zugrunde gelegt auf Basis des Abschreibungs-Benchmark des BFE in Höhe von 1.25 Rp./kWh.

10.3 Cross Hedge

Die Absicherungserlöse bestimmen sich aus einer deterministischen, rollierenden 3-Jahres Absicherungsstrategie, die wir in Abschnitt 3.2 vorgestellt haben. Mit Peak-Produkten wird lediglich die flexible Speicherenergie abgesichert. Bandenergie (ohne thermische Produktion) wird mit Base-Produkten abgesichert.

BKW: Hedge	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Absicherungsvolumen: flexible Speicherenergie (TWh)	1.56	1.44	0.00	1.52	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Absicherungsvolumen: Bandenergie, in TWh	0.27	0.22	0.78	0.21	0.23	1.28	1.77	0.76	0.54	0.54
Hedge Peak (Speicherenergie, in Rp./kWh)	5.26	3.74	2.46	2.43	2.29	2.34	1.35	0.92	-0.50	-1.75
Hedge Base (Bandenergie, in Rp./kWh)	3.20	1.80	0.84	1.54	1.95	1.92	1.02	0.62	-0.46	-1.76
Absicherungsergebnis: flexible Speicherenergie (Mio. CHF)	82.09	53.82	0.00	36.95	34.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Absicherungsergebnis: Bandenergie (Mio. CHF)	8.65	3.95	6.53	3.23	4.48	24.57	18.12	4.69	-2.46	-9.48
EBIT Beitrag: Hedge (Mio. CHF)	90.74	57.77	6.53	40.18	38.82	24.57	18.12	4.69	-2.46	-9.48

Tabelle 10.3.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Absicherungsgeschäften für Base- und Peak-Produktionen auf Basis einer deterministischen 3-Jahre rollierenden Absicherungsstrategie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX und Finanzberichten 2009-2018 der BKW).

Die Summe der Absicherungserlöse über die verschiedenen Kraftwerkstypen sind in Tabelle 10.3.1. aufgeführt und widerspiegeln den Verlauf des Hedge-Index. Wir heben die GJ 2016/17, 2017/18 hervor, in denen aufgrund des Preisanstiegs an der EEX die Absicherungserfolge negativ ausfallen.

10.4 Asset-based Trading im Spotmarkt

In Tabelle 9.4.1 sind die Erlöse aus der Vermarktung flexibler Speicherenergie im Spotmarkt aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik «AbT-Spot» (Tabelle 7.3.1 für Bilanzstichtag 31. Dezember) mit der flexiblen Speicherenergie (Tabelle 5.3.2). Die Erfolge aus den Systemdienstleistungen sind bereits integriert. Wir halten fest, dass keine ausländische Kraftwerke, die für Systemdienstleistungen qualifiziert sind, in diese Erlöse miteinbezogen sind.

BKW: Asset-based Trading im Spotmarkt	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Flexible Speicherenergie (TWh)	1.56	1.44	1.31	1.52	1.50	1.39	1.50	1.35	1.31	1.31
AbT-Spot (Rp./kWh)	4.52	3.95	3.87	2.94	2.92	2.29	1.96	2.03	2.21	2.54
EBIT Beitrag: AbT Spot (Mio. CHF)	70.48	56.88	50.81	44.82	43.84	31.74	29.43	27.35	28.93	33.25

Tabelle 10.4.1: EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Asset-based Trading in Spotmärkten angewandt auf flexible Speicherenergie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, BFE 2018, und Finanzberichten 2009-2018 der BKW und Swissgrid).

10.5 Asset-based Trading im Forward-Markt

In Tabelle 10.5.1 sind die Erlöse aus der Vermarktung flexibler Speicherenergie und Bandenergie (ohne thermische Produktion) im Spotmarkt aufgeführt. Diese resultieren durch Multiplikation der Metrik «AbT-Forward» (Tabellen 7.4.1, 7.4.2 für Bilanzstichtag 30. September) mit dem entsprechenden Produktionsvolumen (Tabelle 5.2.2).

BKW: Asset-based Trading im Forwardmarkt (Mio. CHF)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Flexible Spitzenenergie (TWh)	1.56	1.44	0.00	1.52	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AbT-Forward für flexible Spitzenenergie (Rp./kWh)	1.08	1.05	1.23	1.02	0.66	0.50	0.48	0.53	0.60	0.72
Ergebnis für flexible Spitzenenergie (Mio. CHF)	16.85	15.12	.00	15.50	9.90	.00	.00	.00	.00	.00
Bandenergie (TWh)	0.27	0.22	0.78	0.21	0.23	1.28	1.77	0.76	0.54	0.54
AbT-Forward für Bandenergie (Rp./kWh)	0.75	0.83	1	0.77	0.49	0.38	0.37	0.4	0.46	0.58
Ergebnis für Bandenergie (Mio. CHF)	2.03	1.83	7.80	1.62	1.13	4.86	6.55	3.04	2.48	3.13
EBIT Beitrag: AbT Forward (Mio. CHF)	18.87	16.95	7.80	17.12	11.03	4.86	6.55	3.04	2.48	3.13

Tabelle 10.5.1: EBIT Beitrag (in Mio. CHF) aus Asset-based Trading in Forward-Märkten angewandt auf Bandenergie abzüglich thermisch produzierter Energie (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, Finanzberichten 2009-2018 der BKW).

10.6 Performance im Spekulativen Eigenhandel

Absicherungsgeschäfte, Vermarktung im Spot- und Forward-Märkten laufen getrennt voneinander, womit sich deren Erfolgszahlen addieren. Die Ergebnisse dafür sind in Tabelle 10.6.1 zusammengefasst.

BKW: Hedge und Asset-based Trading	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EBIT Beitrag: Hedge (Mio. CHF)	90.74	57.77	6.53	40.18	38.82	24.57	18.12	4.69	-2.46	-9.48
EBIT Beitrag: Asset-based Trading im Spot (Mio. CHF)	70.48	56.88	50.81	44.82	43.84	31.74	29.43	27.35	28.93	33.25
EBIT Beitrag: Asset-based Trading im Forward (Mio. CHF)	18.87	16.95	7.80	17.12	11.03	4.86	6.55	3.04	2.48	3.13
EBIT Beitrag (Hedge & Asset-based Trading (Mio. CHF)	180.09	131.59	65.14	102.12	93.70	61.17	54.09	35.08	28.95	26.89

Tabelle 10.6.1 EBIT Beitrag (Mio. CHF) aus Absicherungsgeschäften und Asset-based Trading (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EPEX-Spot, EEX, BFE 2018 und Finanzberichten 2009-2018 der BKW).

In Tabelle 10.6.2 wird der Erfolg aus spekulativem Eigenhandel als Differenz zwischen bereinigtem EBIT (Tabelle 10.0.1) und dem EBIT Beitrag aus Hedge und Asset-based Trading (Tabelle 10.6.1) ermittelt. Wir attestieren, dass die Verluste im spekulativen Eigenhandel gegenüber jenen von *Alpiq* und *Axpo* deutlich geringer ausfallen und auch kaum schwanken. In den GJ 2012 und 2014 sind diese sogar leicht positiv. Wir erinnern für den Vergleich an das Verhältnis der Eigenproduktion, das 2 (*Alpiq*) : 3 (*Axpo*) : 1 (*BKW*). Multipliziert man gedanklich also das finanzielle Ergebnis der *BKW* mit 3 und vergleicht dies mit den Werten der *Axpo* in Tabelle 9.6.2, so zeigen sich massive Unterschiede. Dasselbe stellen wir fest, wenn wir den Vergleich mit *Alpiq* vornehmen.

BKW: Proprietary Trading (Mio. CHF)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Bereinigter EBIT: Produktion, Handel, Vertrieb (Mio. CHF)	252.90	279.40	128.30	326.60	170.90	301.80	222.10	172.70	198.70	108.50
minus EBIT Beitrag der Eigenproduktion	-209.95	-181.05	-147.28	-189.99	-189.82	-177.93	-184.30	-181.25	-201.31	-217.95
minus EBIT Beitrag (Hedge & AbT Trading)	-180.09	-131.59	-65.14	-102.12	-93.70	-61.17	-54.09	-35.08	-28.95	-26.89
Finanzielles Ergebnis für Prop-Trading (Mio. CHF)	-137.13	-33.24	-84.12	34.49	-112.62	62.70	-16.30	-43.63	-31.56	-136.34
Eigenproduktion (TWh)	10.43	11.46	10.58	11.01	11.53	11.28	11.97	11.26	11.84	11.84
Finanzielles Ergebnis für Prop-Trading (Mio. CHF/TWh)	-13.15	-2.90	-7.95	3.13	-9.77	5.56	-1.36	-3.87	-2.67	-11.52

Tabelle 10.6.2 Finanzielles Ergebnis (in Mio. CHF bzw. in Mio. CHF/TWh) aus spekulativem Eigenhandel der *BKW* (Datenquelle: Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis Epex-Spot, EEX, BFE 2018, Finanzberichten 2009-2018 der *BKW*).

10.7 Sensitivitätsanalysen

Wir erkennen, dass der bereinigte EBIT für die Geschäftsaktivitäten zu «Produktion, Handel und Vertrieb» gesamthaft über die 10 GJ in Höhe von 2'161 Mio. höher ausfällt als der EBIT Beitrag aus Eigenproduktion in Höhe von 1'880 Mio. Die Erlöse aus Hedge betragen über die 10 GJ gesamt 62 Mio. für Absicherung der Bandenergie und gesamt 207 Mio. für Absicherung der flexiblen Spitzenenergie. Wir erinnern daran, dass ein Produktionsvolumen von 8 TWh für die Lieferungen an gebundenen Endkunden in die Grundversorgung vorgesehen ist, die keine Absicherung erfordert. Somit unterliegt bei *BKW* ca. 80% der Eigenproduktion keiner Absicherung.

Asset-based Trading im Spot-Markt führt zu Erlösen in Höhe von 417 Mio. über die 10 GJ, und Asset-based Trading im Forward-Markt zur Vermarktung der Eigenproduktion führt zu Erlösen in Höhe von 92 Mio. Auch hier sei daran erinnert, dass 8 TWh für die

Grundversorgung vorgesehen sind und deshalb nicht für die Vermarktung an freie Endkunden zur Verfügung steht.

Gesamthaft beträgt der Verlust über die 10 GJ 497 Mio., was je produzierte kWh einem Verlust von 0.43 Rp./kWh entspricht. Damit fallen die Verluste der *BKW* um einen Faktor 4 tiefer aus, als die Verluste bei *Alpiq* und *BKW*. Nimmt man an, dass die Transaktionskosten an den Börsen und OTC-Handelsplattformen in etwa bei 40 bp liegen, und legt man im Stromhandel *Bruttogeldflüsse* von 8'000 Mio. p.a. zugrunde, so resultieren über die 10 GJ Kosten in Höhe von 320 Mio. Wir erkennen, dass der ausgewiesene Verlust aus spekulativem Eigenhandel bei *BKW* zu 60% aus reinen Transaktionskosten resultieren.

Aus diesen Zahlen lässt sich verifizieren, wie stark sich der Verlust aus spekulativem Eigenhandel verändert, wenn sich Volumen oder Strompreise um +/-10% ändern. In diesem Sinne beurteilen wir die Verluste im spekulativen Eigenhandel als robust und nachhaltig. Die Grössenordnung der Verluste liegt aber verglichen mit *Alpiq* und *Axpo* um den Faktor tiefer. Die Dringlichkeit, die strukturelle Organisation des Stromhandels inklusive des internen Kontrollsystems zu überprüfen, ist aus unserer Sicht deutlich geringer als bei *Alpiq* und *Axpo*.

10.8 Lessons Learned

Wir nehmen noch Bezug zu unseren Ergebnissen, die wir anlässlich der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren präsentieren durften. Vorweg sei festgehalten, dass wir an den Metriken nur unwesentliche Anpassungen vorgenommen haben (siehe Abschnitt 8.8). Wir haben für *BKW* in einer ersten Analyse 2019 [11c,d] für die 10 GJ einen Verlust im spekulativen Eigenhandel in Höhe von CHF 1'700 Mio. geschätzt. Tatsächlich erhalten wir NEU einen Verlust in Höhe von gerundet CHF 497 Mio. Diese grosse Diskrepanz fällt zugunsten von *BKW* in Höhe von gerundet CHF **1'200 Mio.**

Wir hatten betont [11e, S. 54], dass wir für *BKW* keine Bereinigung des EBIT vorgenommen haben, sondern auf den publizierten EBIT abgestützt haben. Der Grund lag darin, dass *BKW* über die 10 GJ Wertberichtigungen in geringem Ausmass vorgenommen haben und gemessen am Abschreibungs-Benchmark 1.25 Rp./kWh sogar zu belastenden, nicht erklärbaren Massnahmen geführt hätten. Aufgrund der damit verbundenen Inkonsistenz, haben wir für *BKW* keine Bereinigung vorgenommen. Wir hatten damals auch festgehalten, dass aus diesem Grund der geschätzte Verlust für *BKW* nicht mit jenen der *Alpiq* und *Axpo* vergleichbar sind.

Die Verluste im Segment «Überleitung» in Höhe von 8 Mio. sehen wir als vernachlässigbar an. Die Verlusten der *BKW* aus dem spekulativen Eigenhandel belaufen sich auf 498 Mio. Die Bildung von Rückstellungen für Verluste auf belastende Energieverträge betragen 489 Mio. Für *BKW* betragen die Verluste über den Zeitraum 2009-2018 gesamthaft CHF 995 Mio.

11 Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

Das StromVG fordert eine Energietarifierung in der Grundversorgung, die sich auf eine effiziente Produktion und langfristige Beschaffungsverträge abstützt. Die Kosten für eine effiziente Produktion setzen sich aus den Gestehungskosten der Produktion sowie den Kosten für die kurzfristige Beschaffung zusammen. In der kurzfristigen Beschaffung steht die Versorgungssicherheit im Vordergrund.

Ich beziehe mich nachfolgend auf des Entscheids des Bundesverwaltungsgerichts A-1107/2013 vom 3. Juni 2015, in dem die Rückweisung an die Vorinstanz (i.e. *Elcom*) in den Erwägungen folgendermassen festgehalten wird: *«Im vorliegenden Fall ist der Sachverhalt in verschiedener Hinsicht weiter abzuklären: Zum einen bleibt zu überprüfen, ob die seitens der Beschwerdeführerin geltend gemachten Engpässe tatsächlich vorliegen bzw. ob der Abschluss der entsprechenden kurzfristigen Bezugsverträge in der Tat notwendig war. Falls dies zu bejahen ist, ist in einem weiteren Schritt zu ermitteln, ob die Zuordnung der entsprechenden Kosten verursachergerecht erfolgt ist. Die von der Vorinstanz vorgenommene, einfache Durchschnittsbetrachtung erfüllt dieses Kriterium nicht»*.

Dies impliziert, dass insbesondere spekulative Eigenhandelsgeschäfte für die Festsetzung der Energietarifierung für die Grundversorgung nicht zugelassen sind. Die kurzfristige Beschaffung umfasst im allgemeinen Handelsgeschäfte, in denen auch spekulativer Eigenhandel einfließen kann. Wird keine Trennung zwischen Asset-based Trading und spekulativem Eigenhandel vorgenommen, so werden versteckt Anreize geschaffen, Verluste aus dem spekulativen Eigenhandel über die Energietarifierung in der Grundversorgung zu finanzieren. Als direkte Folge würde eine unzulässige Quersubventionierung vorliegen, da der Endkunde in der Grundversorgung Verluste aus dem Eigenhandel finanziert.

Der Vollständigkeit wegen sei fest gehalten, dass gegen dieses Urteil des Bundesverwaltungsgerichts A-1107/2013 am 17. August 2015 Beschwerde an das Bundesgericht eingereicht wurde. Das Bundesgericht hält in seinem Urteil (2C_681/2015, 2C_682/2015) vom 20. Juli 2016 in Abschnitt 5.2.8 (letzter Satz) fest: *«Es wird Sache der Elcom sein, gegebenenfalls auch die geltend gemachten Preise für zugekaufte Energie kritisch zu hinterfragen, wenn Anzeichen dafür bestehen, dass diese missbräuchlich hoch eingesetzt werden»*. In Folge hat das Bundesgericht die Sache zur materiellen Beurteilung an die *Elcom* zurückgewiesen.

Die Beschwerdeverfahren zur Überprüfung der anrechenbaren Energiekosten für die Geschäftsjahre 2009-2010 dokumentieren die Entwicklungen der Rechtslage zur Energietarifierung der letzten 10 Jahre reichlich. Verfügungen und Gerichtsentscheide sind auch der Öffentlichkeit zugänglich. Die Komplexität der strittigen Punkte ist mit der Berücksichtigung des Territorialprinzips für langfristige Beschaffungsverträge gestiegen (siehe Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts A-1344/2015 vom 28. Juni 2018). Die Ausführungen unter Materielles in der Verfügung der *Elcom* 211-00008 vom 6. April 2020 lassen erkennen, dass die komplexe Behandlung von Langfristverträgen zusätzliche Risiken öffnen, spekulativen Eigenhandel über die Langfristverträge in die Energietarifierung der Grundversorgung miteinzubinden. Dies gilt insbesondere dann, wenn Optionsrechte in diesen Langfristverträgen verankert sind.

Asset-based Trading und Proprietary Trading (spekulativer Eigenhandel) sind die beiden Pfeiler des Energiehandels und besitzen völlig unterschiedliche Profit & Loss Profile. Unser Ansatz bereinigt in einem ersten Schritt die EBIT aus den Geschäftsaktivitäten «Produktion, Handel und Vertrieb» um die zugeordneten Wertberichtigungen, Rückstellungen und

Sondereffekte, um uns vom Bilanzmanagement der Geschäftsleitungen abzukoppeln. Dies umfasst möglicherweise auch ein mehrjähriges Rollen von Handelsverlusten. Wir erinnern in diesem Zusammenhang an die Unvollständigkeit des Strommarktes, die eine nennenswerte Unschärfe in der Bilanzierung von Forwards nach sich zieht. In einem zweiten Schritt bestimmen wir anhand von vier Bewirtschaftungs-Metriken i) den inneren Wert des Kraftwerkportfolios, ii) das finanzielle Ergebnis aus Absicherungen mit liquiden Futures, iii) dem Erlöspotenzial der Kraftwerksoptimierung, und iv) dem Erlöspotenzial aus dem Vertriebsgeschäft. Die Summe über diese vier Komponenten stellen wir dem bereinigten EBIT gegenüber. Die Differenz davon widerspiegelt das finanzielle Ergebnis des spekulativen Stromhandels (Proprietary Trading) über das GJz.

Der Vollständigkeit halber halten wir in Tabelle II das Wesentliche fest: Verluste auf belastende Energieverträge betragen für *Alpiq* 441 Mio., für *Axpo* 2'015 Mio. und für *BKW* 489 Mio. Die Verluste im Segment Überleitung betragen *minus* CHF 1'290 Mio. für *Alpiq*, *minus* CHF 288 Mio. für *Axpo* und *minus* 8 Mio. für *BKW*. Von diesen Verlusten werden einzig die Verluste auf belastenden Energieverträgen von den Geschäftsleitungen transparent ausgewiesen.

Verluste über Periode 2009-2018 (in Mio.)	Alpiq	Axpo	BKW
belastende Energieverträge	441	2015	489
Segment «Überleitung»	1290	288	8
Spekulativer Eigenhandel	4447	6401	498
Gesamtverlust (in Mio.)	6178	8704	995

Abbildung II: Verluste über Periode 2009-2018 in Mio. CHF (Datenquelle: Finanzberichte 2009-2018 der *Alpiq*, *Axpo*, *BKW* sowie EEX, EPEX-Spot und Berechnungen des ior/cf-HSG)

Die Strukturen des Modells für die Abschätzung des Handelsergebnis zum spekulativen Eigenhandel sind vollständig dokumentiert und für die Strombranche anhand ihrer internen Daten aus den Handelssystemen anwendbar, ohne sich an unseren Bezugsgrößen für das Asset-based Trading ausrichten zu müssen. Problematisch wird eine unternehmensinterne Überprüfung dann, wenn ausgewählte Handelsgeschäfte bis am jeweiligen Bilanzstichtag neu deklariert werden. Wenn zum Beispiel positive Absicherungsergebnisse vor Bilanzstichtag in den spekulativen Eigenhandel umgebucht werden würden, oder wenn positive Handelsergebnisse des Asset-based Trading w/o physischer Lieferung in den spekulativen Eigenhandel transferiert werden würden. Dann liesse sich retrospektiv für das – vom Stromhandel unabhängige - Risk-Control kein belastbares Ergebnis für den spekulativen Eigenhandel ermitteln.

Schwierigkeiten in einer unternehmensinternen Überprüfung, die sich für eine vom Stromhandel unabhängige Einheit (z.B. Risk Control) dadurch ergeben, dass vor Bilanzstichtag ausgewählte Handelsgeschäfte neu deklariert werden, sind ausschliesslich unternehmensintern verursacht und entsprechend durch geeignete Massnahmen der Geschäftsleitung bzw. des Verwaltungsrats zu überwachen. Die bereinigten EBIT bieten hier Hilfestellung. Sollten nicht deklarierte Verluste zu hoch ausfallen oder über einige Jahre gerollt werden, so prägen diese Verluste die Entwicklung der bereinigte EBIT erkennbar.

Wir sehen die Notwendigkeit, eine überprüfbare Trennung zwischen Asset-based Trading und spekulativem Eigenhandel durchzusetzen. Mit der Compliance Brille eines Stromversorgungsunternehmens liegt seit Beginn der Teilliberalisierung ein Risiko vor, Verluste aus dem spekulativen Eigenhandel über Endkunden in der Grundversorgung oder über Asset-based Trading oder über Absicherungsgeschäfte (ausserhalb des Hedge Accountings) zu finanzieren. Damit besteht das Risiko von Quersubventionierungen, die im Widerspruch zum StromVG und insbesondere zum Anspruch einer effizienten Produktion stehen. Die Anforderungen an ein wirksames internes Kontrollsystem sind gewachsen. Für die Überwachung und Prüfung der Risiken ist die Einheit «Risk Control» zuständig, die organisatorisch unabhängig vom Stromhandel zu stellen ist [16].

Für die EU-Staaten in einem vollliberalisierten Strommarkt besteht das Risiko einer Quersubventionierung nicht, da die Endkunden in der EU nicht in «freie Endkunden», «Endkunden mit Verzicht auf Netzzugang» und «gebundene Endkunden» unterteilt werden, und es deshalb kein *Pendant* zum Schweizer StromVG gibt. Die Energiepreise für die Endkunden in der EU richten sich ausschliesslich nach Preisen im Wettbewerb.

Es sollte im Interesse der Geschäftsleitung und des Verwaltungsrats von Schweizer Stromversorgungsunternehmen liegen, entsprechende Massnahmen und Entscheide zu treffen, das Risiko der Quersubventionierung ins IKS aufzunehmen und eine unabhängige Einheit in der Unternehmung mit der Überwachung zu betrauen. Als Ursache für zu hohe spekulative Verluste sehen wir primär ein unzureichend internes Kontrollsystem, das insbesondere die spekulativen Komponenten von Absicherungs- oder Bewirtschaftungsstrategien zu wenig überwacht. Ohne ein differenziertes, internes Kontrollsystem, das eine transparente, unabänderbare und verifizierbare Zuordnung der Handelsgeschäfte zur Asset-Optimierung, Absicherungen und spekulativem Eigenhandel dokumentiert, sind die Geschäftsleitung, der Verwaltungsrat und nicht zuletzt der Aktionär eines grossen Stromversorgungsunternehmens einer *adverse selection* ausgesetzt. Dies führt zur Marktineffizienz, was in direkter Folge der geforderten Tarifierung auf Basis einer effizienten Produktion und somit dem StromVG widerspricht. Die externen Revisionsgesellschaften stellen im Allgemeinen die Existenz von internen Kontrollsystemen fest, treffen hingegen keine Aussagen, was deren Effektivität betrifft. Die Geschäftsleitung trägt die Verantwortung für die Ausgestaltung des internen Kontrollsystems. Die Verantwortung für die Überwachung der Effektivität des internen Kontrollsystems liegt beim Verwaltungsrat.

Abschliessend sei festgehalten, dass der Regulator *Elcom* in seinem Bericht zur Markttransparenz 2018 (publiziert im Mai 2019) fordert, eine Lücke in der Gesetzgebung zu schliessen: «*Marktmanipulationen sowie Insiderhandel im Stromgrosshandel sind heute in der Schweiz nicht verboten und können deshalb nicht sanktioniert werden – dies im Gegensatz zum klassischen Börsenhandel in der Schweiz oder zum Energiehandel in der EU. Um diese Lücke zu schliessen, sind die erforderlichen gesetzlichen Grundlagen zu schaffen*».

12 Quellenverweise

- [1] Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012): *Zukunft Stromversorgung Schweiz*
- [2a] BFE (2018): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2017* ([Link](#)).
- [2b] BFE (2017): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2017)* ([Link](#)).
- [2c] BFE: *Energiebezogene Differenzierung der Input-Output-Tabelle 2014*. ([Link](#))
- [2d] BFE (2017): *Studie „Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitlauf“*, November 2017. ([Link](#))
- [2e] 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](#))
- [2f] BFE (2018): *Tag der Wasserkraft, Präsentation*, Kraftwerke Sarganserland, 19. Sept. 2018,
- [2g] BFE (2018): *Revision Strom VG – Konsequenzen aus der Vernehmlassungsvorlage für die Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018.
- [3] Alpiq: *Finanzberichte 2009 - 2019*
- [4a] Axpo: *Finanzberichte 2008/09 - 2018/19*
- [4b] Axpo: *Nachhaltigkeitsberichte 2008/09 - 2018/2019*
- [5] BKW: *Geschäftsberichte 2009 - 2019*
- [6] Swissgrid: *Geschäftsberichte 2009-2018*
- [7] Credit Suisse: *Swiss Credit Handbook 2017, Investment Solutions & Products*, Swiss Institutional Credit Research, September 2017.
- [8] Fillipini M., Geissmann T. (2018): *Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie; CEPE ETH Zürich ([Link](#)).
- [9a] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [9b] 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](#)).
- [10a] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting-Puzzle in der Schweizer Stromwirtschaft: Die Geschäftsjahre 2015-2017*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [10b] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting Insight – Systemrisiken in der Schweizer Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018 ([Link](#))
- [11a] Frauendorfer K., Gutsche R. (2019): *Die Rolle des Stromhandels in der Schweizer Stromwirtschaft*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#))
- [11b] Frauendorfer K., Gutsche R., Schürle M. (2019): *Performance Issues im Schweizer Stromhandel (Der Beginn der Teilliberalisierung in der Schweiz)*, Positionspapier zur Schweizer Stromwirtschaft, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [11c] Frauendorfer K., (2019): *Performance Issues im Schweizer Stromhandel (Die Geschäftsjahre 2009-2018)*, Präsentation an der Plenarversammlung der Kantonalen Energiedirektoren, 23. August 2019, Zermatt; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [11d] Frauendorfer K., (2019): *10 Jahre Teilliberalisierung in der Schweiz: Alpiq, Axpo und BKW im Vergleich*, Präsentation für die Interessengemeinschaft Bündnerische Konzessionsgemeinden (IBK), 9. September 2019, Chur; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [11e] Frauendorfer K., Gutsche R., Haarbrücker G., Liebenberger C., Schürle M. (2020): *Spannungsfeld: Stromversorgung vs. Stromhandel: Herausforderungen für das Management*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#))
- [11f] Frauendorfer K., (2021): *Teilliberalisierung Marktgebiet Schweiz – gefangen in der Unvollständigkeit*, in: Geiser Thomas/Hilb Martin/Pärli Kurt/Stengel Manuel/Wittmer Andreas (Hrsg.): *Ein Kunstflug durch das Recht und die Governance – Festschrift zum 65. Geburtstag von Roland Müller*, Zürich/St. Gallen 2021, S. 199 – 216. ([Link](#))
- [11g] Frauendorfer K., (2021): *Externe Performance Messung des Spekultativen Eigenhandel*, Präsentation bei BKW, 5. Juli 2021, Viktoriaplatz, Bern; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

- [12] Haarbrücker and Kuhn (2009): *"Valuation of Electricity Swing Options by Multistage Stochastic Programming"*, Automatica 45, 889-899. ([Link](#)) (02)
- [13] Hecker C., Zauner E., Carr L., Hötzl S.: *Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa*; Intern. Energiewirtschaftstagung (TU Wien), IEWT 2015 ([Link](#)).
- [14] Kost C, Shammugam S., Jülch V., Ngyen H., Schlegl T.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie*, Fraunhofer ISE, März 2018.
- [15] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in Wasserwirtschaft 1/2017.
- [16] Schintowski, Scholz, Schuler (2018): *Handbuch Energiehandel*, 4. Auflage, Erich Schmidt Verlag
- [17] Schobinger H., Teufel B., Fitoussi C. (2017): *Studie «Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf»*; November 2017, Ernst & Young AG, ([Link](#))

Lehrbücher zu Asset Pricing, Energy Risk und Quantitatives Risk Management

- [18] Björk, T. (2009), *Arbitrage Theory in Continuous Time*, 3rd Ed., Oxford 2009.
- [19] Burger M., Graeber B., Schindlmayr G. (2014): *Managing Energy Risk: An Integrated View on Power and Other Energy Markets*, The Wiley Finance Series (2nd ed.).
- [20] McNeil, A.J., Frey R., Embrechts P. (2015): *Quantitative Risk Managements: Concepts, Techniques, Tools*. Revised Edition, Princeton University Press

Referenzen (erweitert)

- [21] SCCER-CREST (2016): *Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit*; White Paper – März 2016, ([Link](#))
- [22a] Schlecht I., Weigt H. (2016): *Long Drought Ahead? The Future Revenue Prospects of Swiss Hydropower*; SCCER-CREST WP3 Working Paper. WP-2016/03. ([Link](#))
- [22b] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*, SCCER-CREST WP3 Working Papers. ([Link](#))
- [22c] Barry M., Betz R., Fuchs S., Gaudard L., Geissmann T., Giuliani G., Hediger W., Herter M., Kosch M., Romero F., Schillinger M., Schlange L., Schuler C., Schumann R., Voegeli G., Weigt H. (2019): *The Future of Swiss Hydropower: Distributional Effects of Water Fee Reform Options*, Final Project Report, March 2019. ([Link](#))

Medienberichte

- [23] Bilanz (2010): *Handeln bis die Leitung glüht*; S. 48-52 ; Ausgabe 7/2010 ([Link](#))
- [24] NZZ (2018): *Eldorado der Stromfirmen in Italien*; Ausgabe 2. Februar 2018 ([Link](#))
- [25] Universität St.Gallen (2018): *Order Book Quality for Swiss Blue Chips in Europe*, ior/cf-HSG ([Link](#))
- [26] Handelszeitung (2018): *Verspätung der Strom-Liberalisierung kostet Kleinkunden 4,3 Milliarden*; ([Link](#))
- [27] Handelszeitung (2019): *Axpo soll sich aufspalten*, Ausgabe 27. Februar 2019; ([Link](#))
- [28] Alpiq: Interview mit CEO und VR-Präsident Jens Alder, ECO SFR, 4. März 2019 ([Link](#))
- [29] Frankfurter Allgemeine (2020): *Strommarkt-Manipulation im grossen Stil*, Ausgabe 21. April 2020
- [30] Tagesspiegel (2020): *Netzentur kappt Anreiz zur Stromspekulation*, Ausgabe 12. Mai 2020 ([Link](#))
- [31] Handelszeitung (2020): *Wie Schweizer Stromkonzerne Milliarden aufs Spiel setzen*, Ausgabe September 2020. ([Link](#))