

English Version below

Geschäftsmodell der Axpo: Cui Bono?

Ein Kommentar zu den Finanzberichten 2008/09-2020/21 der Axpo

Karl Frauendorfer, Robert Gutsche

30. Mai 2022

(1. Fassung: 22. Mai 2022)

Disclaimer:

Unseren Ausführungen liegen ausschliesslich öffentlich verfügbare Dokumente und Daten zugrunde. Unseren Modellen und Methoden legen wir Annahmen zugrunde, die wir aus einschlägiger Literatur, Marktdaten, Finanz-, Geschäfts-, Nachhaltigkeitsberichten von Stromproduzenten und Übertragungsnetzbetreibern, sowie aus ElCom-Verfügungen bzw. Gerichtsentscheiden direkt entnehmen oder ableiten, um die Realität bestmöglich abzubilden. Die Ermessensspielräume des Managements im Rahmen der Finanzberichterstattung werden zu Interpretationsspielräumen für den Bilanzleser. Sollten sich daraus Fehlinterpretationen ergeben, könnten diese zu einer unterschiedlichen Datenbasis führen, die in Folge zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen führen können. Die im Rahmen unserer Analysen abgeleiteten Schlussfolgerungen beziehen sich auf die aus den Finanzberichten abgeleitete Datenbasis.

Geschäftsmodell der *Axpo*: Cui Bono?

Ein Kommentar zu den Finanzberichten 2008/09-2020/21 der *Axpo*

Der Bundesrat hat am 18. Mai 2022 im Rahmen einer Botschaft an das Parlament einen Rettungsschirm¹ für die Strombranche vorgeschlagen, der die Stromversorgung in der Schweiz auch dann garantiert, sollten allfällige Verwerfungen an den Energiemärkten die Existenz systemrelevanter Schweizer Stromkonzerne gefährden. Der Rettungsschirm sichert den unterstellten Stromkonzernen im Krisenfall in Form von Darlehen die Bereitstellung einer Liquidität in Höhe von CHF 10 Mia. zu. Der Rettungsschirm wäre zunächst bis 2026 befristet und soll anschliessend insbesondere durch ein Gesetz zur Integrität und Transparenz des Grosshandels für Strom und Gas sowie Vorgaben zur Liquidität und Kapitalausstattung abgelöst werden. Eine gesetzliche Anpassung der aktuellen Rahmenbedingungen im Stromhandel wird bereits seit Jahren in den Tätigkeitsberichten² und Marktberichten^{3 4} des Regulators ElCom eingefordert.

Dieser Kommentar will die aktuell bestehenden Fehlanreize im Schweizer Stromhandel aufzeigen und richtet sich an die Aktionäre und Verwaltungsräte der grossen Stromkonzerne, ihren internen Kontrollen sowie an Revisionsgesellschaften, Regulatoren, Aufsicht und Politik.

Wir legen die Finanzberichte 2008/09 - 2020/21 der *Axpo* zugrunde. Unsere Erkenntnisse daraus veranlassen uns auf die Notwendigkeit hinzuweisen, dass die spekulativen Elemente in den Handelsgeschäften strikt von jenen Handelsgeschäften zu trennen sind, die der Absicherung, der Kraftwerksoptimierung und der Bewirtschaftung von Absatzverträgen dienen. Zu diesem Zweck reflektieren wir kritisch das in den Finanzberichten dokumentierte Geschäftsmodell inklusive der Anwendung des Hedge-Accounting. Wir zeigen insbesondere anhand des Finanzberichts 2020/21 der *Axpo* auf, wie die neuen Vorschriften ausgestaltet werden könnten, um wirksame Anreize zur Reduktion des Risiko-Exposures im Allgemeinen und der spekulativen Handelsgeschäfte im Besonderen zu schaffen.

Angemessenheit der Dimensionierung des Rettungsschirms

Dem Rettungsschirm in Höhe von CHF 10 Mia. würden per Gesetz die drei systemrelevanten Schweizer Stromkonzerne *Axpo*, *Alpiq*, *BKW* unterstellt. Dieser dient dazu, in Krisenfällen jene Liquidität für die Absicherungsgeschäfte der Produktion bereit zu stellen, sollten diese von dem jeweiligen Stromkonzern aufgrund fehlender Liquidität selbst unter Einbezug der Banken und Aktionären nicht abgedeckt werden. Legen wir als durchschnittliches Produktionsvolumen der letzten Geschäftsjahre für *Axpo* 36 TWh, für *Alpiq* 12 TWh und für *BKW* 9 TWh fest, so können wir unter Wahrung dieses Verhältnis einen Anteil des Rettungsschirm in Höhe von CHF 6.3 Mia für *Axpo*, CHF 2.1 für *Alpiq* und CHF 1.6 Mia. für *BKW* kalkulatorisch vorsehen.

Wir wollen in einem ersten Schritt verifizieren, ob gemessen an den Verwerfungen an den Energiemärkten in der zweiten Hälfte des Jahre 2021, die vom Bund bereit gestellte Liquidität ausreicht.

¹ Schweizerische Eidgenossenschaft (2022): *Ukraine: Bundesrat verabschiedet Botschaft zum Rettungsschirm für Strombranche*, unter <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-88855.html>

² ElCom: Tätigkeitsbericht 2013 (S. 36), 2014 (S. 36), 2018 (S. 44-50), 2019 (S. 49-55).

³ ElCom: Marktbeobachtung zu Risiken im Energiehandel 2012 (S. 3f, 9-20), 2014 (S. 36).

⁴ ElCom: Markttransparenz 2018 – Bericht der ElCom, Mai 2019 (S. 4).

Analog zu unseren empirischen Analysen⁵ der Handelsgeschäfte von *Axpo*, *Alpiq* und *BKW* legen wir einen Hedge-Index zugrunde. Der Hedge-Index dient als Benchmark zur Beurteilung abweichender Hedge-Aktivitäten der Stromkonzerne. Der Index stellt auf eine gleichmässige Absicherung der Produktion über 3 Jahre im Voraus ab, d.h. bis Bilanzstichtag sind 100% der geplanten Produktion für das folgende Geschäftsjahr (d.h. erstes Frontjahr), 2/3 der geplanten Produktion für das zweite Frontjahr und 1/3 der geplanten Produktion für das dritte Frontjahr abgesichert. Das Absicherungsvolumen einer gleichmässigen, über drei Jahre rollierenden Absicherung entspricht dem zweifachen der Jahresproduktion. Würde man eine gleichmässige Absicherung über zwei Jahre vorgeben, so reduzierte sich das Absicherungsvolumen auf das eineinhalbfache der Jahresproduktion. Analog würde eine Vorgabe einer gleichmässigen, über vier Jahre rollierenden Absicherung das Absicherungsvolumen gesamthaft auf das 2.5-fache des jährlichen Produktionsvolumens erhöhen. Anhand des Hedge-Index können nun unabhängig der gewählten Fristen von zwei bis vier Jahren i) der Absicherungserfolg im laufenden Geschäftsjahr, ii) der Absicherungserfolg für die zwei bis vier Frontjahre, sowie iii) der Liquiditätsbedarf per Bilanzstichtag quantifiziert werden.

Für den Rettungsschirm ist der Liquiditätsbedarf massgebend. Um die Auswirkungen der Verwerfungen an den Energiemärkten zu verdeutlichen, bilden wir zwei auf Futures (d.h. auf Börsengeschäften) basierende Hedge-Indices ab, die sich lediglich in ihren Bilanzstichtagen unterscheiden. Beide Hedge-Indices⁶ beziehen sich auf eine gleichmässige, über drei Jahre im Voraus rollierende Absicherung der Produktion. Jener Hedge-Index, der sich auf den Bilanzstichtag 30. September bezieht, weist je produzierter TWh einen Liquiditätsbedarf in Höhe von CHF 115 Mio. aus. Per Bilanzstichtag 31. Dezember weist der Hedge-Index einen Liquiditätsbedarf von CHF 221 Mio. je produzierter TWh aus⁷. Dieser Unterschied im Liquiditätsbedarf lässt sich dadurch erklären, dass die Verwerfungen an den Energiemärkten in Q3 2021 begonnen haben, und somit ein Geschäftsjahr, das per Bilanzstichtag 30. September endet, nur ein Geschäftsquartal belastete. Geschäftsjahre, die hingegen per 31. Dezember enden, wurden über beide Geschäftsquartale Q3 und Q4 2021 belastet. Wir schliessen daraus, dass *Axpo*, die per Ende September 2021 bilanziert, hinsichtlich Liquiditätsbedarf nur halb so stark getroffen wurde, wie *Alpiq* und *BKW*, die jeweils per Ende Dezember bilanzieren.

Weiter erkennen wir, dass sich zum einen der Liquiditätsbedarf in Abhängigkeit der Verwerfungen an den Energiemärkten von Quartal zu Quartal stark verändert, zum anderen ein Liquiditätsbedarf in Höhe von CHF 221 Mio. je produzierter TWh aktuell vom Rettungsschirm zu ca. 80% gedeckt wäre: *Axpo* produziert im Durchschnitt 36 TWh und würde per Ende 2021 einen Liquiditätsbedarf in Höhe von CHF 7.96 Mia. benötigen. Zu Beginn hatten wir für *Axpo* einen kalkulatorischen Anteil am Rettungsschirm von CHF 6.3 Mia. abgeschätzt. Analog wäre der Liquiditätsbedarf für *Alpiq* und *BKW* ebenfalls zu ca. 80% gedeckt.

Für *BKW* und *Axpo* liesse sich jeweils eine Adjustierung des Deckungsgrads in Höhe von 80% vornehmen: *BKW* liefert gemäss ihrem aktuellen Finanzbericht ca. 2.2 TWh zu einem regulierten Energietarif in die Grundversorgung. Da dieser regulierte Grundtarif vom Börsenpreis unabhängig ist, müsste für ein Produktionsvolumen von 2.2 TWh keine Absicherung vorgesehen werden, womit sich das für *BKW* abzusichernde Produktionsvolumen auf ca. 6.8 TWh reduziert. Der adjustierte Liquiditätsbedarf per Ende Dezember 2021 beträgt neu 1.5 Mia. und liegt damit unter dem für *BKW* zugewiesenen kalkulatorischen Anteil von CHF 1.6 Mia. am Rettungsschirm. Analoges können wir für die Grundversorgung der *CKW* (innerhalb der *Axpo*) vornehmen. Da aber die seitens *CKW* in die

⁵ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

⁶ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil III, S. 13-21) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

⁷ Die Autoren danken Frau Chantal Cavazzana (Sektion Marktüberwachung, ElCom) für den Hinweis, dass in der ersten Version aufgrund einer zu tiefen Gewichtung der Volumina im 2. und 3. Frontjahr der Liquiditätsbedarf um ca. 10% zu tief ausfällt.

Grundversorgung abgesetzte Menge relativ zum Produktionsvolumen der *Axpo* wesentlich kleiner ausfällt, erhöht sich der Deckungsgrad geringfügig auf ca. 83%.

Geschäftsmodell der Axpo 2008/09 – 2020/21

*Axpo*⁸ unterteilt ihr Stromhandelsgeschäft in ein **Sales-Buch** und ein **Trading-Buch**. Das **Sales-Buch** weist die vollständigen Umsätze aus, die ausschliesslich mit einer physischen Lieferung verbunden sind. Damit sehen wir die im **Sales-Buch** ausgewiesenen Umsätze für die Vermarktung der Produktion als Grundlage für die interne Verrechnung an das Geschäftssegment «Produktion». Das **Trading-Buch** hingegen weist Nettoumsätze jener Handelsgeschäfte aus, die im Rahmen der Absicherung, Kraftwerksoptimierung, Origination⁹ und des spekulativen Eigenhandels getätigt werden. Das **Trading-Buch** trägt zur Erfolgsrechnung bei einerseits i) mit den effektiv realisierten Gewinnen und Verlusten der im Geschäftsjahr abgewickelten Handelsgeschäfte, andererseits ii) mit den auf Wiederbeschaffungswerten und damit auf Marktpreisen basierenden, unrealisierten Gewinnen und Verlusten aus per Bilanzstichtag zukünftigen Handelsgeschäfte¹⁰. Mit dem Begriff «Buch» bezeichnet *Axpo*¹¹ die kleinste Einheit, deren Risiko-, Gewinn- und Absatzbeitrag erfasst und bewirtschaftet wird. Damit verstehen wir, dass der spekulative Eigenhandel eine Komponente eines Portfolios darstellt, das auch die Absicherung, Kraftwerksoptimierung und Origination miteinbindet. Dieser Portfolioansatz macht Sinn, sofern es dem Stromhandel gelingt, das Diversifikationspotenzial mehrwertschöpfend zu nutzen.

*Axpo*¹² passt im GJ 2016/17 ihr Geschäftsmodell dahingehend an, dass neu der Erstverkauf der Produktion mittels Forwards und Futures in das **Sales-Buch** einfliesst und alle darauffolgenden Optimierungsaktivitäten als Absicherungsgeschäfte mit Netto-Umsatz in das **Trading-Buch** einfließen. Nach unserem Verständnis wird damit der am Spotmarkt erzielte Umsatz aus Produktion abgelöst durch jene Futures-Preise in den Vorjahren, zu denen der Erstverkauf stattfindet. Damit entfällt zumindest für den externen Bilanzleser die Verifizierbarkeit des Erlöses aus Produktion am Spotmarkt. Weiter sei festgehalten, dass in der Periode 2008/09 – 2015/16 die Absicherungsergebnisse durchwegs positiv ausgefallen sind, womit das **Trading-Buch** aus unserer Sicht wesentlich entlastet wurde. Ab dem Geschäftsjahr 2016/17 und insbesondere im Geschäftsjahr 2020/21 fielen die Absicherungsergebnisse negativ aus, womit durch den Erstverkauf der Produktion über Forwards und Futures das **Sales-Buch** belastet und gleichzeitig das **Trading-Buch** wieder entlastet wurde. Als direkte Folge wird somit das **Trading-Buch** (und damit der Stromhandel) über alle Geschäftsjahre 2008/09 – 2020/21 gegenüber dem **Sales-Buch** (und damit über eine tiefere innere Verrechnung gegenüber Geschäftssegment «Produktion») bevorzugt behandelt. Dies wird auch vom Verwaltungsrat der *Axpo* mitgetragen. Ergänzend sei festgehalten, dass das Geschäftssegment «Produktion» dem Geschäftssegment «Stromhandel» gemäss BFE¹³ mit ca. 0.6 Rp./kWh bzw. 6 CHF/MWh für seine Overheadkosten entschädigt, womit bezogen auf einem Produktionsvolumen von 36 TWh das Jahresergebnis des Stromhandels um weitere CHF 216 Mio. verbessert ausgewiesen wird. Somit hätte aus unserer Sicht der Stromhandel die Grundlage gehabt, über ihre Optimierungsaktivitäten positive Erfolge im **Trading-Buch** (i.e. Energiehandel) auszuweisen.

⁸ Axpo: Finanzbericht 2011/12 (S. 13f.)

⁹ Axpo: Finanzbericht 2020/21 (S. 17).

¹⁰ Axpo: Finanzbericht 2011/12 (S. 13f.).

¹¹ Axpo: Finanzbericht 2011/12 (S. 13f.).

¹² Axpo: Finanzbericht 2017/18 (S. 4).

¹³ BFE (2018): *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft (Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag des UREK-N)*, Bericht vom 29. Januar 2018.

De facto haben wir in unseren empirischen Analysen Verluste im Energiehandel der *Axpo* festgestellt. Bezugnehmend auf unserem Modellansatz¹⁴ angewandt auf die GJ 2009-2021 resultiert ein geschätzter Verlust im Energiehandel der *Axpo* in Höhe von gesamthaft CHF 8'489 Mio., von denen CHF 1.17 Mia. über Verwendung von Rücklagen erklärt werden. Betrachtet man die ersten drei Geschäftsjahre der Teilliberalisierung, in denen die EGL als Handelseinheit für die *Axpo* agierte, schätzen wir den Verlust im Energiehandel auf CHF 4.24 Mia. Dies entspricht der Hälfte des von uns geschätzten Gesamtverlustes in Höhe von CHF 8.5 Mia. über die vergangenen 13 Geschäftsjahre. Da im Zeitraum 2009-2015 die Absicherungsergebnisse für die Frontjahre durchgängig ein positives Vorzeichen auswiesen, und Absicherungsgewinne bezogen auf Frontjahre verlustmindernd in unser Modell einfließen, sehen wir die Verluste im Energiehandel der *Axpo* ausschliesslich durch spekulative Handelsgeschäfte verursacht. Prinzipiell lässt sich dieses Ergebnis durch die Interne Revision überprüfen, die direkt dem Verwaltungsrat unterstellt insbesondere auch über allfällige Ineffizienzen bzw. Verlusten in den Handelsgeschäften zu wachen hat.

Diese Ergebnisse zum Energiehandel der *Axpo* haben wir bereits im Juni 2021 (also vor den Verwerfungen an den Energiemärkten) in unserer empirischen Analyse¹⁵ für die Geschäftsjahre 2008/09 – bis 2017/18 ausgewiesen. In unseren aktualisierten Analysen¹⁶ bis GJ 2020/21 werden diese Verluste bestätigt und stützen sich neu ausschliesslich auf die in den Finanzberichten der *Axpo* publizierten Kenngrössen sowie auf die Preisentwicklungen an den Spot- und Futures-Märkte von 2009-2021.

Anwendung des Hedge-Accounting in der Axpo

Das Hedge-Accounting nach der internationalen Rechnungslegungsstandard IFRS erfordert eine strikte Dokumentation. Insbesondere ist der Zusammenhang zwischen Grundgeschäft und Absicherungsgeschäft hinreichend detailliert zu dokumentieren. Die Anwendung des Hedge Accounting innerhalb IFRS basiert auf freiwilliger Basis. Wir gehen nachfolgend nicht auf die technischen Anforderungen des Hedge-Accounting unter IFRS ein, sondern fokussieren uns auf Informationen, die *Axpo* im Rahmen ihres Hedge-Accounting offenlegt.

In den Geschäftsjahren 2008/09 – 2017/18 publizierte *Axpo* im Rahmen ihres Hedge-Accounting den Kontraktwert der Absicherungsgeschäfte sowie die dazugehörigen Absicherungsergebnisse, jeweils unterteilt in 5 Folgejahre. Damit lässt sich der durchschnittlich erzielte Absicherungspreis sowie das Absicherungsvolumen für die einzelnen fünf Frontjahre bestimmen. Die Kontraktwerte werden für diese Periode netto ausgewiesen, das heisst Absicherungsverkäufe und Absicherungskäufe werden für jedes der fünf Frontjahre genetnet. Wir haben für diesen Zeitraum angenommen, dass vorwiegend die Produktion abgesichert wurde, womit wir die Kontraktwerte als Absicherungsverkäufe interpretieren.

In den Geschäftsjahren 2018/19 bis 2020/21 passte *Axpo* ihr Hedge-Accounting dahingehend an, dass neu die Kontraktwerte jeweils für Absicherungsverkäufe und Absicherungskäufe getrennt und unterteilt in die vier Folgejahre ausgewiesen werden. Dazu publiziert *Axpo* die durchschnittlichen Verkaufspreise und Kaufpreise für die entsprechenden Absicherungen der Produktion und der Absatzverträge. Daraus lässt sich unmittelbar das per Bilanzstichtag getätigte Absicherungsvolumen für die Produktion in den vier Folgejahren bestimmen. Ebenso lässt sich der Absicherungserfolg bestimmen, in dem die durchschnittlichen Verkauf- bzw. Kaufpreise (je der vier Frontjahre) mit den per

¹⁴ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV, S. 30-31) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

¹⁵ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2021): *Empirische Analysen zu Finanzberichten der Alpiq, Axpo und BKW (Geschäftsjahre 2009-2018): Eine Studie für die Stakeholders der Schweizer Stromwirtschaft zur Prüfung*, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen (Link zur [Studie](#)).

¹⁶ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

Bilanzstichtag geltenden Futures-Preise (je der vier Frontjahre) verglichen werden. Die jeweilige Differenz definiert je nach Vorzeichen einen Absicherungsgewinn oder -verlust. Inwieweit die vom Stromhändler realisierten Absicherungspreise von jenen des Hedge-Index abweichen, ist vom Riskmanagement sowie von der Internen Kontrolle, die direkt dem Verwaltungsrat unterstellt ist, überprüfbar.

Wir fokussieren uns nachfolgend darauf, welche Erkenntnisse aus den im Hedge-Accounting der *Axpo* abgeleiteten Absicherungsvolumina gewonnen werden. Das Hedge-Accounting der *Axpo* weist die Absicherungsvolumina nicht explizit aus. Wie wir oben aufgezeigt haben, lassen sich diese bis und mit den Geschäftsjahren 2017/18 abschätzen. Ab dem Geschäftsjahr 2018/19 können diese abgeleitet werden, da der Kontraktwert für die offenen Verkaufsposition (i.e. Short Position) und der dazugehörige Durchschnittspreis für jedes der vier Frontjahre separat ausgewiesen ist. Wir stellen fest, dass zu Beginn der Teilliberalisierung in den ersten vier GJ 2008/09 – 2014/15 das Absicherungsvolumen bei durchschnittlich ca. 14 TWh liegt, in den GJ 2014/15 bzw. 2015/16 die Absicherungsvolumina geschätzte 79.9 TWh bzw. 62.2 TWh betragen. Dieses Absicherungsvolumen nimmt in den darauffolgenden Geschäftsjahren sukzessive ab auf 16.8 TWh im GJ 2018/19, auf 10.0 TWh im GJ 2019/20 und auf 6.30 TWh im GJ 2020/21. Wir halten fest, dass die Entwicklung der deklarierten Absicherungsvolumina die im Accounting anzustrebende Kontinuität verletzt.

Wir wollen nun diese starken Veränderungen der im Hedge-Accounting deklarierten Absicherungsvolumina erklären. Wir erinnern daran, dass eine gleichmässige über drei Jahre rollierende Absicherung *de facto* zu einem Absicherungsvolumen führt, das dem Zweifachen einer Jahresproduktion entspricht. Wir stützen unsere nachfolgenden Ausführungen darauf, dass der Verwaltungsrat der *Axpo* eine Absicherungsstrategie vorgibt. Aus den einschlägigen Finanzberichten der *Axpo* entnehmen wir, dass die geplante Produktion zwischen zwei und drei Jahre im Voraus abzusichern ist. Gemessen an einem jährlichen Produktionsvolumen von durchschnittlich 36 TWh hätte das Absicherungsvolumen zwischen 54 TWh und 72 TWh zu betragen. Dieser Korridor repräsentiert den zulässigen Ermessensspielraum für den Stromhandel. Im Fokus steht die starke Abnahme des im Hedge-Accounting deklarierten Absicherungsvolumen auf 6.3 TWh für das abgelaufenen GJ 2020/21 sowie das antizyklische Verhalten des Stromhandels, bei hohen bzw. tiefen Futures-Preisen geringe bzw. hohe Absicherungsvolumina dem Hedge-Accounting zu unterlegen.

Wir rufen vorweg in Erinnerung, dass im Hedge-Accounting Absicherungsergebnisse, die sich auf die Frontjahre beziehen, nicht erfolgswirksam verbucht werden, sondern im Eigenkapital *quasi* parkiert werden. Damit führt ein im Hedge-Accounting ausgewiesenes negatives Absicherungsergebnis für die Frontjahre zu keiner Belastung des Handelserfolg, den die Stromhändler im laufenden Geschäftsjahr erzielen. Im Gegenzug führt ein im Hedge-Accounting ausgewiesenes positives Absicherungsergebnis für die Frontjahre zu keiner Verbesserung des Handelserfolg, den die Stromhändler im laufenden Geschäftsjahr erzielen. Anhand der im Hedge-Accounting ausgewiesenen Absicherungsvolumina, schliessen wir, wie sich der Stromhandel der *Axpo* für das Frontjahr positioniert: Weist *Axpo* ein Absicherungsvolumen im Hedge-Accounting innerhalb des Korridors aus, so agiert der Stromhandel konform mit den Vorgaben des Verwaltungsrats. Der Stromhandel hat dabei keine Möglichkeit mehr, im Trading-Buch zusätzliche Verkaufspositionen deklariert als Absicherungsgeschäfte zu öffnen, da die Korridore gelten und nicht nach oben durchbrochen werden dürften. Diese Strategie, im Hedge-Accounting ein Absicherungsvolumen innerhalb des Korridors auszuweisen, wird der Stromhandel dann wählen, wenn der Stromhandel keine fallenden Preise an den Futures-Märkten erwartet. Er sieht in Folge auch keine Opportunitätskosten dafür, keine zusätzlichen Verkaufspositionen gedacht als Absicherungsgeschäfte öffnen zu dürfen. Wenn der Stromhandel keine fallenden Preise an den Futures-Märkten erwartet, so werden auch keine positiven Absicherungsergebnisse erwartet, von denen der Stromhandel profitieren könnte.

In den letzten beiden Geschäftsjahren weist der Stromhandel sehr tiefe Absicherungsvolumina im Hedge-Accounting aus, die mit 10 TWh bzw. 6.3 TWh deutlich unter dem vom Verwaltungsrat vorgegebenen Korridor liegen. Damit zeigt der Stromhandel, wie wichtig es ihm ist, zusätzliche Verkaufspositionen gedacht als Absicherungsgeschäfte im Trading-Buch öffnen zu dürfen. Aufgrund des Anstiegs der Future-Preise im GJ 2020/21 setzt der Stromhandel auf fallende Futures-Preise, die in der Folge positive Absicherungsgeschäfte nach sich ziehen. Da diese zum grossen Teil im Trading-Buch ausgewiesen sind, würde der Stromhandel im laufenden Geschäftsjahr profitieren.

Im Gegensatz zum Hedge-Accounting ist im Trading-Buch der Stromhändler frei, die Verkaufspositionen im Rahmen des normalen Energiehandels noch im laufenden Geschäftsjahr mit einem positivem Handelserfolg zu schliessen, sollten die Preise an den Futures-Märkten fallen. Steigen die Preise an den Futures-Märkten, so deklariert der Stromhandel die offenen Verkaufspositionen als Absicherungsgeschäfte. *In extremis* könnten sogar Preisprognosemodelle dazu geführt haben, übermässig Verkaufspositionen zu öffnen: bei nachhaltig steigenden Preisen kommunizieren Prognosemodelle mehrfach Verkaufssignale an den Stromhändler, die dann jeweils umgesetzt werden. Ein Indiz dafür liefert jenes Rechenbeispiel¹⁷ der *Axpo*, das zur Veranschaulichung des Liquiditätsbedarfs für das Frontjahr 2024 dient und von einer offenen Verkaufsposition (Short Future) in Höhe von 80% der im GJ 2024 geplanten Produktion ausgeht: per Bilanzstichtag September 2021 repräsentiert das GJ 2024 das dritte Frontjahr, das gemäss einer zwei bis drei Jahre im Voraus zu tätigen Absicherung lediglich eine Absicherungsposition von bis zu 33% vorsieht. Damit wären mit unserem Verständnis im Stromhandel der *Axpo* spekulative Verkaufspositionen (i.e. Short Positionen) im Umfang von 47% der in 2024 geplanten Produktion geöffnet worden.

Damit erkennen wir, dass die freiwillige Anwendung des Hedge Accounting unter IFRS dem Stromhandel zusätzliche Handlungsspielräume gibt. Diese zusätzlichen Handlungsspielräume erlauben spekulative Elemente in der Entscheidung, wann und wieviel an Verkaufspositionen im Trading-Buch geöffnet wird, und stehen damit völlig entgegengesetzt zu einer gleichmässigen, über die Jahre im Voraus rollierenden Absicherung. Durch einen direkten Vergleich mit dem Hedge-Index, der frei von spekulativen Absicherungsentscheiden definiert ist, lassen sich für die Interne Kontrolle unmittelbar die Abweichungen auf das Absicherungsergebnis der Stromhandels quantifizieren. Damit sind für die Interne Kontrolle das Ausmass und die Auswirkungen dieser spekulativen Elemente in der Umsetzung des vom Verwaltungsrat vorgegeben Absicherungskonzepts quantifizierbar.

Um zu dokumentieren, wie überzeugt der Stromhandel im GJ 2020/21 von fallenden Preisen gewesen sein muss, verweisen wir auf die Bildung von Rückstellungen für Verluste in den Absatzverträgen in Höhe von CHF 512 Mio. per Bilanzstichtag September 2021. Im GJ 2019/20 wurden im Finanzbericht der *Axpo* keine Rückstellungen für Verluste auf Absatzverträgen vorgesehen. Diese Kategorie an Rückstellungen wurde erstmals im GJ 2020/21 gebildet. Daraus erkennt der Bilanzleser, dass Absatzverträge unzureichend abgesichert wurden, weil mutmasslich auf fallende Preise an den Futures-Märkten und in Folge auf eine günstigere Beschaffung spekuliert wurde. Die Überzeugung, dass fallende Preis zu erwarten sind, könnte im Stromhandel durch die ausgeprägte *Backwardation* in der Term-Structure der Futures-Preise genährt worden sein: per Bilanzstichtag Ende September 2021 hat dies innerhalb der Term-Structure zu stark fallenden Preisen über die vier Frontjahre geführt (140 CHF/MWh für Lieferungen im ersten Frontjahr vs. 78 CHF/MWh für Lieferungen im vierten Frontjahr). Diese Formation kann Stromhändler dazu verleiten, auf eine fallende Preisentwicklung zu spekulieren.

Nehmen wir nun an, der Stromhändler der *Axpo* hätte diese Absatzverträge bei Vertragsabschluss mit Kaufpositionen an der Börse (i.e. Long Futures) abgesichert, so hätten zum einen keine Rückstellungen in Höhe von CHF 512 Mio. für verlustbringende Absatzverträge per Ende September 2021 gebildet werden müssen, zum anderen hätte diese Long Position an der Strombörse zu Liquiditätszuflüssen in

¹⁷ Chassot S. (2022): *Absicherung oder Spekulation?* Finanz und Wirtschaft Nr. 37, 11. Mai 2022, S.7.

Höhe von CHF 512 Mio. geführt, die in direkter Folge mit dem Liquiditätsbedarf für die an der Börse getätigten und für die Absicherung der Produktion bestimmten Verkaufspositionen (i.e. Short Futures) genetnet werden. Somit wäre der Liquiditätsbedarf der *Axpo* um CHF 512 Mio. geringer ausgefallen.

Wir haben soeben im Stromhandel der *Axpo* einige spekulativen Elemente in den Absicherungsgeschäften und in der Bewirtschaftung von Absatzverträgen aufgezeigt. Spekulative Handelsentscheide können auch in die Kraftwerksoptimierung sowie in die Origination¹⁸ einfließen. Der spekulative Eigenhandel als weitere Komponente im Stromhandel ist *per definitionem* durch spekulative Handelsgeschäfte charakterisiert. Damit schliessen wir, dass spekulative Elemente in die Portfoliooptimierung einfließen, die zu Ineffizienzen in der Bewirtschaftung des Trading-Buch führen können und damit zu Verlusten im Energiehandel. Diese Verluste haben wir auf Basis der Daten in den Finanzberichten und den Preisentwicklungen an der Spot- und Futures-Märkten auf ca. CHF 8.5 Mia. geschätzt¹⁹.

Ineffizienzen im Stromhandel der *Axpo* erkennt der Bilanzleser bereits, wenn man ihren Performance orientierten EBIT* mit jenem der *BKW* vergleicht²⁰: über die letzten 13 Jahre der Teilliberalisierung hat *Axpo* je produzierter kWh durchschnittlich 1.05 Rp. und *BKW* durchschnittlich 1.79 Rp. erwirtschaftet. Damit erwirtschaftete *BKW* verglichen mit der *Axpo* einen um 70% höheren Ertrag. Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass der Performance orientierte EBIT* sich unmittelbar aus den in den Finanzberichten publizierten EBIT ergibt, in dem der publizierte EBIT um die Wertberichtigungen, Rückstellungen und Sondereffekte entsprechend ihres Vorzeichens bereinigt wird, sowie die Beiträge aus den regulierten Netzaktivitäten rausgerechnet und die Lieferungen in die Grundversorgung entsprechend eingebunden werden. Die integrierten Absicherungserfolge beziehen wir auf jenen Hedge-Index, der konform mit dem jeweiligen Bilanzstichtag eine gleichmässig, über drei Jahre im Voraus rollierende Absicherungsstrategie abbildet. Die daraus erzielten Absicherungserfolge werden in Übereinstimmung mit der Zielsetzung des Hedge-Accounting internationaler Rechnungslegungsstandards ermittelt.

Verwerfungen an den Energiemärkten: Spuren im Finanzbericht 2020/21 der Axpo

Zu diesem Zweck sensibilisieren wir uns auf die Bilanzpositionen Energiederivate sowie auf die darauf bezogenen Saldierungsvolumina. Bilden wir den Durchschnitt der Wiederbeschaffungswerte der Energiederivate über beide Seiten der Bilanz, so stellen wir fest, dass in der Bilanz der *Axpo* die Energiederivate nach Saldierung von gerundet CHF 2'700 Mio. im GJ 2019/20 auf CHF 20'000 Mio. im GJ 2020/21 um ca. das 8-fache angestiegen sind. Das Saldierungsvolumen ist von CHF 1'150 Mio. im GJ 2020 auf CHF 27'586 Mio. im GJ 2020/21 um das 25-fache angestiegen. Festzuhalten sei hier, dass – wie zu Beginn erwähnt – *Axpo* aufgrund ihres Bilanzstichtags 30. September nur halb so stark von den Verwerfungen betroffen war, wie *Alpiq* und *BKW*. Dennoch fallen die Anstiege in den Wiederbeschaffungswerten und im Saldierungsvolumen verglichen mit *Alpiq* und *BKW* deutlich höher aus.

Diese Anstiege sind unseres Erachtens nicht mit dem Preisanstieg an den Energiemärkten zu erklären, sondern mit dem während eines Geschäftsjahres sukzessiven **Aufbau von spekulativen Eigenhandelspositionen** verbunden. Dieser sukzessive Aufbau hat auch in den Geschäftsjahren davor

¹⁸ Axpo: Finanzbericht 2020/21 (S. 17).

¹⁹ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV, S. 30-31) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

²⁰ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV, S. 13, S. 56) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

stattgefunden, aber im Gegensatz zu den Vorjahren kam es im abgelaufenen Geschäftsjahr zu Verwerfungen an den Energiemärkten, die nach unserem Verständnis eine Portfoliokompression der OTC-Handelsgeschäfte nur noch zu sehr hohen Kosten ermöglichte und somit von *Axpo* nicht in vergleichbarem Ausmass mit den Vorjahren umgesetzt werden konnte.

An den Strombörsen werden Handelsgeschäfte aus der Bilanz eliminiert, sobald eine über die Börse geöffnete Handelsposition wieder über die Börse geschlossen wird. Der Erfolg aus dieser Transaktion fliesst als Nettoumsatz in das Trading-Buch. Bei OTC-Handelsgeschäften sind die Rahmenbedingungen ungleich komplexer. Wird ein Handelsgeschäft seitens *Axpo* mit einer OTC-Gegenpartei I geöffnet, so wird dieses Handelsgeschäft mit einer anderen OTC-Gegenpartei II geschlossen. Man erreicht zwar, dass dieses Handelsgeschäft gegenüber Marktpreisveränderungen immunisiert ist, jedoch bleiben beide OTC-Handelsgeschäfte in der Bilanz. Somit unterliegen die Wiederbeschaffungswerte (vor Saldierung) dieser OTC-Handelsgeschäfte einem Kredit- und Bonitätsrisiko. Um dieses Handelsgeschäft auch aus der Bilanz zu eliminieren, müssen sich *Axpo*, Gegenpartei I und Gegenpartei II an einem Handelstag vor Bilanzstichtag auf einen Cash-Flow einigen, der dieses Handelsgeschäft aus den Büchern aller drei Vertragsparteien eliminiert. Es ist naheliegend, dass dies eine sehr harte Verhandlung nach sich zieht, in der den verschiedenen Interessen sowie der unterschiedlichen Liquidität und den unterschiedlichen Bonitäten der involvierten Vertragsparteien Rechnung getragen wird.

Wird ein OTC-Handelsgeschäft mit einer OTC-Gegenpartei geöffnet und einige Zeit später mit derselben Gegenpartei wieder geschlossen, so gilt dieses Handelsgeschäft auch als eliminiert und scheint daher nicht in der Bilanz auf. Die Saldierungsvolumina im OTC-Handel ergeben sich also aus den bilateralen Handelsgeschäften, die über eine zweite OTC-Gegenpartei geschlossen werden. Damit unterliegen die Saldierungsvolumina der Handelsgeschäfte mit OTC-Gegenparteien Marktpreisrisiken, die im Rahmen einer Portfoliokompression noch weiteren Risikofaktoren unterliegen, wie insbesondere der verfügbaren Liquidität in den involvierten Stromkonzernen oder deren aktuell durch Ratingagenturen veröffentlichten Bonitäten.

Axpo weist zu Bilanzstichtag gegenüber dem Vorjahr das 8-fache an Energiederivaten und das 25-fache an Saldierungsvolumen aus. Vergleicht man die Eigenkapitalquote der *Axpo* in den GJ 2020 und 2021 so stellt man fest, dass diese von 31,1% auf 16,2% gesunken ist. Nun ist allgemein bekannt, dass eine EK-Quote von bereits 25% eine Schwelle darstellt, die bei Durchbruch nach unten die Konditionen in den Kreditverträgen mit den Geschäftsbanken in Form von höheren Zinszahlungen deutlich verschlechtert. Aktuell steht *Axpo* bei einer EK-Quote, welcher ein Durchbruch unter 15% droht. Daraus schliessen wir, dass die Zinskonditionen für *Axpo* innerhalb ihrer mit den internationalen Grossbanken vereinbarten Kreditfazilitäten steigende Kosten für die Bewirtschaftung der OTC-Handelsgeschäfte nach sich ziehen. Leitet man nun aus der Bilanz 2021 der *Axpo* die EK-Quote vor Saldierung ab, so erhält man 10,0%. Damit möchten wir die Verwundbarkeit hervorheben, die das Saldierungsvolumen für *Axpo* per Bilanzstichtag 30. September 2021 nach sich zieht. Wir sehen *Axpo* in der ersten Hälfte ihres neuen Geschäftsjahres deutlich unter Druck, auch jene Handelsgeschäfte mit den OTC-Gegenparteien zu eliminieren, die zu einer Reduktion des Saldierungsvolumen auf Vorjahresniveau führt. Eine EK-Quote in Höhe von 16,2% vermittelt uns, dass die Portfoliokompression, wie sie in Q3 2021 von *Axpo* mutmasslich vorgenommen wurde, als unverzichtbare Massnahme angesehen wurde, um schlechtere Zinskonditionen innerhalb der Kreditfazilitäten zu vermeiden, die ab einer EK-Quote von 15% gelten. Damit musste aus unserer Sicht *Axpo* in Q3 2021 die Transaktionskosten einer Portfoliokompression gegenüber den zukünftig schlechteren Zinskonditionen abwägen.

Das Saldierungsvolumen der *Axpo* beträgt in den Vorjahren gerundet CHF 1 Mia. Aktuell wird im Finanzbericht 2020/21 ein Saldierungsvolumen von CHF 27,5 Mia. ausgewiesen. Daraus schliessen wir, dass verglichen zum Vorjahr die Portfoliokompression aufgrund inhärenter Transaktionskosten volumenmässig um zumindest CHF 26,5 Mia. kleiner ausfällt. Handelsgeschäfte, die im laufenden

Geschäftsjahr realisiert werden, sind offensichtlich nicht Teil der Portfoliokompression. In der Portfoliokompression werden also nur Handelsgeschäfte eliminiert, die sich auf die zukünftigen Geschäftsjahre beziehen. Jene Handelsgeschäfte, die über die Portfoliokompression eliminiert werden, liefern keinen Beitrag zur Stromversorgung bzw. zur Versorgungssicherheit. Damit argumentieren wir, dass das Gesamtvolumen über all diese Handelsgeschäfte rein dem Aufbau des spekulativen Eigenhandels diene. Das Volumen dieses spekulativen Eigenhandels fällt per Ende GJ 2020/21 verglichen mit per Ende GJ 2019/20 um ca. CHF 26.5 Mia. höher aus. Somit lässt sich mit den Kenngrössen i) «Eliminierungsvolumen der Portfoliokompressionen», ii) «Saldierungsvolumen» und iii) «Energiederivate» auf beiden Seiten der Bilanz das Ausmass des spekulativen Eigenhandels in der *Axpo* quantifizieren. Diese Kenngrössen lassen sich für jede Handelswoche (*quasi* in Wochengranularität) für die Interne Kontrolle und damit für den Verwaltungsrat aus den Handelssystemen abrufen. Damit stünden in Form von 4 Zeitreihen mit jährlich 52 Werten die relevanten Informationen zur Verfügung, die in einem zukünftigen Gesetz zur Integrität und Transparenz des Grosshandels von Strom und Gas auch dem Regulator eine erste Einschätzung i) der Handelsgeschäfte, ii) der verfügbaren Liquidität und iii) der Unschärfe im Eigenkapital der systemrelevanten Stromkonzerne erlauben.

Wir sehen den Verwaltungsrat der *Axpo* in der Pflicht, von der ihr direkt unterstellten Internen Revision einen Bericht einzuholen, der dokumentiert, i) in welchem Umfang in Q3 2021 die Portfoliokompression seitens der Handelseinheit stattgefunden hat, ii) unter welchen Abschlägen auf den aktiven Handelspositionen bzw. unter welchen Aufschlägen auf den passiven Handelspositionen diese OTC-Handelsgeschäfte aus der Bilanz eliminiert wurden, und iii) in welchem Ausmass off-Market Deals den aus der Portfoliokompression resultierenden Cash-Flow und das residuale Risiko-Exposure im Trading-Buch beeinflusst haben. Es sind zudem die Marktpreise zu dem entsprechenden Handelstag der Portfoliokompression zu prüfen, sowie welche Handelsgeschäfte auf Inputdaten der Level 2 Kategorie basieren, und welche Handelsgeschäfte Preiskurven für die Fair Value Bestimmung benötigen und somit Inputdaten der Level 3 Kategorie erfordern. Letztere führen in der Bewertung zu Ambiguitäten^{21 22}, die ebenfalls in der abschliessenden Auswertung der Portfoliokompression zu berücksichtigen sind.

Take-Home Message für Politik, Regulator, Aktionär und Verwaltungsrat

Mit seiner Botschaft hat der Bundesrat das Parlament zur Ausgestaltung des Rettungsschirms miteinbezogen. In den politischen Diskussionen ist vorwiegend die Rede davon, dass die auf die Produktion bezogenen Absicherungsgeschäfte (i.e. Short Futures) bei stark steigenden Preisen erhöhten Liquiditätsbedarf erfordern. Anhand des Finanzbericht 2020/21 der *Axpo* und insbesondere an ihrer nach Ermessen ausgerichteten Anwendung des Hedge-Accounting erkennt der Bilanzleser, dass alle an der Strombörse geöffneten Verkaufspositionen (i.e. Short Futures) miteinzubeziehen sind, da diese im Rahmen der Bewirtschaftung des Trading-Buchs vom Stromhändler ebenso als Absicherungsgeschäfte deklariert werden können. Analoges gilt für die an der Börse geöffneten Kaufpositionen (i.e. Long Futures), die bei stark fallenden Preisen zu hohem Liquiditätsbedarf führen. Auch diese können vom Stromhandel im Rahmen ihrer Bewirtschaftung des Trading-Buchs als Absicherungsgeschäfte für Absatzverträge deklariert werden. Die OTC-Handelsgeschäfte fordern zwar weniger scharf den Liquiditätsbedarf, sind jedoch wesentlich kostenintensiver aus der Bilanz zu eliminieren.

Zu Beginn haben wir die Dimensionierung des Rettungsschirms anhand des Produktionsvolumens beurteilt. Im Krisenfall ist aber jener Liquiditätsbedarf massgebend, der von allen Handelsgeschäften

²¹ 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](#)).

²² 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](#)).

im Rahmen der Bewirtschaftung des Trading-Buchs eingefordert wird. Da der spekulative Eigenhandel gemäss dem durch *Axpo's* Verwaltungsrat verabschiedetem Geschäftsmodell im Trading-Buch enthalten ist, muss im Krisenfall seitens des Bundes ein allfällig daraus entstehender Liquiditätsbedarf - eventuell unter einem höheren Risikozuschlag - ebenso bereit gestellt werden. Somit schätzen wir im Krisenfall den resultierenden Liquiditätsbedarf auf das Zwei- bis Dreifache der aktuell vorgesehenen CHF 10 Mia. Umgesetzt auf *Axpo* und gestützt auf ihren Finanzbericht 2020/21 schätzen wir im Krisenfall einen Liquiditätsbedarf in Höhe von CHF 12-18 Mia. Diese Grössenordnung sollten die Eigner Kantone für ihre Positionierung zum Rettungsschirm miteinbeziehen.

Bezugnehmend auf den Finanzbericht 2020/21 der *Axpo* und einer ausgewiesenen Eigenkapitalquote von 16.2% können wir nicht ausschliessen, dass die Eigner Kantone bereits mit Garantien unterstützend eingewirkt haben, um die Zinskosten in den Kreditfazilitäten des internationalen Bankenkonsortiums tief zu halten. Die Saldierungsvolumina im OTC-Handel unterliegen im Verhandlungsprozess der Portfoliokompression sowohl Marktrisiken wie auch Liquiditäts- und Bonitätsrisiken, und beeinflussen den daraus resultierenden Cash-Flow. Die Handelsgeschäfte, die im Rahmen der Portfoliokompression eliminiert werden, dienen primär dem Aufbau und der Bewirtschaftung des spekulativen Eigenhandels. Diese zu eliminierenden Handelsgeschäfte sind somit im Trading-Buch geführt und nicht im Sales-Buch. Für die Stromversorgung ist das Sales-Buch massgebend. Damit kann die im Rahmen einer Bereinigung des Risiko-Exposures geforderte Transparenz nur erreicht werden, wenn die Handelsgeschäfte des Trading-Buchs (inkl. jener im Rahmen der Portfoliokompression eliminierten und zu eliminierenden Handelsgeschäfte) der letzten drei Geschäftsjahre offengelegt werden. Offene Verlustpositionen können über Jahre gerollt werden, in der Hoffnung, dass diese sich zu Gewinnpositionen entwickeln.

Als erste Massnahme sehen wir eine Vorschrift, das Saldierungsvolumen und die Bilanzposition Energiederivate mit einem Risikokapital in Höhe eines kalkulatorischen Credit-Spreads von 500 bps (5%) zu hinterlegen. Nehmen wir für *Axpo* den aktuellen Wiederbeschaffungswert der Bilanzposition Energiederivate in Höhe von CHF 48 Mia. vor Saldierung, so zieht dies die Bildung eines Risikokapitals in Höhe von CHF 2.4 Mia. nach sich. Somit würde das per GJ 2020/21 ausgewiesene Eigenkapital in Höhe von CHF 7.2 Mia. um CHF 2.4 Mia. auf CHF 4.8 Mia. reduziert. Dies hätte eine EK-Quote von 10.8% zur Folge. Die Eigner Kantone könnten mit zusätzlichen Garantien dem Verwaltungsrat den Rückhalt geben, um diese Vorschrift auch operativ durchzusetzen. In direkter Folge würde auch der Rettungsschirm im Krisenfall in wesentlich geringerem Ausmass beansprucht werden.

St. Gallen, 30. Mai 2022

gez. Karl Frauendorfer, Robert Gutsche

English Version

Axpo's Business Model: Cui Bono?
A commentary on Axpo's financial reports 2008/09-2020/21

Karl Frauendorfer, Robert Gutsche

30 May 2022

Disclaimer:

Our statements are based exclusively on publicly available documents and data. Our models and methods are based on assumptions that we take directly from or derive from relevant literature, market data, financial, business and sustainability reports of electricity producers and transmission system operators, as well as from ElCom rulings or court decisions, in order to represent reality as accurately as possible. Management's discretion in financial reporting becomes room for interpretation by the reader of the financial statements. If this results in misinterpretations, these could lead to a different data basis, which could subsequently lead to differing conclusions. The conclusions derived within the scope of our analyses refer to the data basis derived from the financial reports.

Axpo's Business Model: Cui Bono?

A commentary on Axpo's financial reports 2008/09-2020/21

On May 18, 2022, in a dispatch to parliament, the Federal Council proposed a rescue package²³ for the electricity industry that would guarantee the supply of electricity in Switzerland even if possible distortions on the energy markets endanger the existence of systemically important Swiss electricity companies. In the event of a crisis, the rescue package guarantees the subordinated electricity companies the provision of liquidity amounting to CHF 10 billion in the form of loans. The rescue package would initially be limited until 2026 and is then to be replaced in particular by a law on the integrity and transparency of wholesale trading for electricity and gas, as well as specifications on liquidity and capital resources. A legal adjustment of the current framework conditions in electricity trading has already been called for years in the activity reports²⁴ and market reports^{25 26} of the regulator ElCom.

This commentary aims to highlight the current misaligned incentives in Swiss electricity trading and is addressed to the shareholders and boards of directors of the large electricity companies, their internal controls, as well as to auditing companies, regulators, supervisors and politicians.

We use Axpo's financial reports 2008/09 - 2020/21 as a basis. Our findings from this lead us to point out the need of strictly separating the speculative elements in trading operations from those trading operations that serve hedging, power plant optimization and sales contract management. To this end, we take a critical look at the business model documented in the financial reports, including the application of hedge accounting. In particular, we use Axpo's 2020/21 financial report to show how the new regulations could be designed to create effective incentives to reduce risk exposure in general and speculative trading in particular.

Adequacy of the Dimensioning of the Rescue Package

The three systemically important Swiss electricity companies Axpo, Alpiq and BKW would be subject to the CHF 10 billion rescue package by law. The purpose of this is to provide liquidity for production hedging transactions in the event of a crisis, should these not be covered by the respective electricity company due to a lack of liquidity, even with the involvement of banks and shareholders. If we take the average production volume of the last financial years as 36 TWh for Axpo, 12 TWh for Alpiq and 9 TWh for BKW, we can calculate a share of the rescue package of CHF 6.3 billion for Axpo, CHF 2.1 billion for Alpiq and CHF 1.6 billion for BKW while maintaining this ratio.

As a first step, we want to verify whether the liquidity provided by the federal government is sufficient, measured against the distortions on the energy markets in the second half of 2021. Analogously to our empirical analyses²⁷ of Axpo's, Alpiq's and BKW's trading transactions, we use a hedge index as a basis. The hedge index serves as a benchmark for assessing divergent hedging activities of electricity companies. The index is based on a uniform hedging of production over 3 years in advance, i.e. by the balance sheet date 100% of the planned production for the following fiscal year (i.e. first front year), 2/3

²³ Schweizerische Eidgenossenschaft (2022): *Ukraine: Bundesrat verabschiedet Botschaft zum Rettungsschirm für Strombranche*, unter <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-88855.html>

²⁴ ElCom: Tätigkeitsbericht 2013 (S. 36), 2014 (S. 36), 2018 (S. 44-50), 2019 (S. 49-55).

²⁵ ElCom: Marktbeobachtung zu Risiken im Energiehandel 2012 (S. 3f, 9-20), 2014 (S. 36).

²⁶ ElCom: Markttransparenz 2018 – Bericht der ElCom, Mai 2019 (S. 4).

²⁷ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

of the planned production for the second front year and 1/3 of the planned production for the third front year are hedged. The hedging volume of a uniform three-year rolling hedge is equivalent to twice the annual production. If a uniform hedge were specified over two years, the hedge volume would be reduced to one and a half times the annual production. Analogously, a requirement for uniform hedging on a rolling four-year basis would increase the total hedging volume to 2.5 times the annual production volume. Using the hedge index, it is now possible to quantify i) the hedging success in the current financial year, ii) the hedging success for the two to four front years, and iii) the liquidity requirement as of the balance sheet date, irrespective of the selected periods of two to four years.

For the rescue package, the liquidity requirement is decisive. To illustrate the impact of the distortions in the energy markets, we map two hedge indices based on futures (i.e., exchange trades) that differ only in their balance sheet dates. Both hedge indices²⁸ refer to a uniform production hedge rolling over three years in advance. That hedge index, which relates to the balance sheet date of September 30, shows a liquidity requirement of CHF 115 million per produced TWh. As of the balance sheet date December 31, the hedge index shows a liquidity requirement of CHF 221 million per produced TWh²⁹. This difference in liquidity needs can be explained by the fact that the distortions in the energy markets began in Q3 2021, and thus a fiscal year ending as of the September 30 balance sheet date only impacted one fiscal quarter. Fiscal years ending December 31, on the other hand, were impacted over both fiscal quarters Q3 and Q4 2021. We conclude that *Axpo*, which reports as of the end of September 2021, has only been impacted half as much in terms of liquidity requirements as *Alpiq* and *BKW*, which each report as of the end of December.

Furthermore, we recognize that, on the one hand, the liquidity requirement changes significantly from quarter to quarter depending on the distortions on the energy markets and, on the other hand, a liquidity requirement of CHF 221 million per produced TWh would currently be covered by the rescue package at approx. 80%: *Axpo* produces an average of 36 TWh and would require CHF 7.2 billion in liquidity at the end of 2021. At the beginning, we had estimated an imputed share of CHF 6.3 billion in the rescue package for *Axpo*. Analogously, the liquidity requirements for *Alpiq* and *BKW* would also be covered by approx. 80%.

For *BKW* and *Axpo*, an adjustment of the coverage ratio in the amount of 80% could be made: According to its current financial report, *BKW* supplies approx. 2.2 TWh to the basic supply at a regulated energy tariff. Since this regulated basic tariff is independent of the exchange price, no hedging would have to be provided for a production volume of 2.2 TWh, which reduces the production volume to be hedged for *BKW* to approx. 6.8 TWh. The adjusted liquidity requirement as of the end of December 2021 is now CHF 1.5 billion, which is below the imputed share of CHF 1.6 billion allocated to *BKW* in the rescue package. We can do the same for *CKW*'s (within *Axpo*) basic supply. However, since the volume sold by *CKW* into the basic supply is considerably smaller relative to *Axpo*'s production volume, the degree of coverage increases slightly to approx. 83%.

Axpo Business Model 2008/09 - 2020/21

*Axpo*³⁰ divides its electricity trading business into a **Sales Book** and a **Trading Book**. The **Sales Book** shows the complete sales that are exclusively associated with a physical delivery. Thus, we consider the

²⁸ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil III, S. 13-21) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

²⁹ The authors would like to thank Ms. Chantal Cavazzana (Section Market Surveillance, ElCom) for pointing out that in the first version the liquidity requirement is documented too low by approx. 10% which was caused by weighting the hedge volumes in the 2nd and 3rd front year too low.

³⁰ *Axpo*: Finanzbericht 2011/12 (S. 13f.)

sales reported in the **Sales Book** for the marketing of production as the basis for internal charging to the "Production" operating segment. The **Trading Book**, on the other hand, shows net sales of those trading transactions that are conducted as part of hedging, power plant optimization, origination³¹, and speculative proprietary trading. The **Trading Book** contributes to the income statement on the one hand i) with the effectively realized gains and losses of the trading transactions settled in the fiscal year, on the other hand ii) with the unrealized gains and losses based on replacement values and thus on market prices from trading transactions future as of the balance sheet date³². *Axpo*³³ uses the term "Book" to refer to the smallest unit for which risk, profit and sales contributions are recorded and managed. Speculative proprietary trading is one component of a portfolio of activities that include hedging, power plant optimization, and origination transactions. This portfolio approach makes sense, provided that electricity trading succeeds in exploiting the diversification potential in a way that adds value.

*Axpo*³⁴ adapted its business model in FY 2016/17 so that the initial sale of production by means of Forwards and Futures is now included in the **Sales Book** and all subsequent optimization activities are included in the **Trading Book** as hedging transactions with net sales. As we understand it, this replaces the revenue from production achieved on the spot market with those Futures prices in previous years at which the initial sale takes place. Thus, at least for the external balance sheet reader, the verifiability of the revenue from production on the spot market is eliminated. Furthermore, it should be noted that in the period 2008/09 - 2015/16 the hedging results were consistently positive, which in our view significantly relieved the **Trading Book**. From the 2016/17 fiscal year and in particular in the 2020/21 fiscal year, the hedging results were negative, which meant that the **Sales Book** was burdened by the first sale of production via Forwards and Futures and at the same time the **Trading Book** was relieved again. As a direct consequence, the **Trading Book** (and thus electricity trading) is given preferential treatment over the **Sales Book** (and thus over a lower internal allocation to the "Production" business segment) for all fiscal years 2008/09 - 2020/21. This is also supported by the Board of Directors of *Axpo*. It should also be noted that, according to the SFOE, the "Production" business segment compensates the "Electricity Trading" business segment³⁵ for its overhead costs with approx. 0.6 Rp./kWh or CHF 6/MWh, which, based on a production volume of 36 TWh, improves the annual result of electricity trading by a further CHF 108 million. Thus, from our point of view, electricity trading would have had the basis to report positive successes in the **Trading Book** (i.e. energy trading) via their optimization activities.

De facto, we found losses in *Axpo*'s energy trading in our empirical analyses. Referring to our model approach³⁶ applied to the FY 2009-2021 results in an estimated loss in *Axpo*'s energy trading totaling CHF 8,489 million, of which CHF 1.17 billion is explained by the use of reserves. Looking at the first three fiscal years of partial liberalization, in which EGL acted as a trading unit for *Axpo*, we estimate the loss in energy trading at CHF 4.24 billion. This is equivalent to half of our estimated total loss of CHF 8.5 billion over the past 13 fiscal years. Since in the period 2009-2015 the hedging results for the front years consistently showed a positive value, and hedging gains related to front years are included in our model in a loss-reducing manner, we consider the losses in *Axpo*'s energy trading to be caused exclusively by speculative trading transactions. In principle, this result can be verified by the internal audit department, which reports directly to the Board of Directors and is responsible in particular for monitoring any inefficiencies or losses in trading activities.

³¹ *Axpo*: Finanzbericht 2020/21 (S. 17).

³² *Axpo*: Finanzbericht 2011/12 (S. 13f).

³³ *Axpo*: Finanzbericht 2011/12 (S. 13f).

³⁴ *Axpo*: Finanzbericht 2017/18 (S. 4).

³⁵ BFE (2018): *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft (Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag des UREK-N)*, Bericht vom 29. Januar 2018.

³⁶ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV, S. 30-31) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

We already reported these results on *Axpo's* energy trading in June 2021 (i.e., before the distortions in the energy markets) in our empirical analysis³⁷ for fiscal years 2008/09 to 2017/18. In our updated analyses³⁸ up to FY 2020/21, these losses are confirmed and are now based exclusively on the key figures published in *Axpo's* financial reports as well as price developments on the Spot and Futures markets from 2009-2021.

Application of Hedge Accounting at Axpo

Hedge accounting in accordance with the International Financial Reporting Standards (IFRS) requires strict documentation. In particular, the relationship between the underlying transaction and the hedging transaction must be documented in sufficient detail. The utilization of hedge accounting within IFRS is voluntary. We are not going into the technical requirements of hedge accounting under IFRS below, but are focusing on information that *Axpo* discloses as part of its hedge accounting.

In the fiscal years 2008/09 - 2017/18, *Axpo* published the contract value of the hedging transactions as part of its hedge accounting as well as the related hedging results, each broken down into 5 subsequent years. This makes it possible to determine the average hedge price achieved as well as the hedge volume for the individual five front years. The contract values are reported net for this period, meaning that hedge sales and hedge purchases are netted for each of the five front years. We have assumed for this period that predominantly production was hedged, thus interpreting the contract values as hedging sales.

In fiscal years 2018/19 to 2020/21, *Axpo* adjusted its hedge accounting so that the contract values are now reported separately for hedge sales and hedge purchases in each of the four subsequent years. For this purpose, *Axpo* publishes the average selling prices and purchase prices for the corresponding hedges of production and sales contracts. From this, the hedging volume transacted as of the balance sheet date for production in the four subsequent years can be determined directly. The hedging success can also be determined by comparing the average selling or buying prices (for each of the four front years) with the Futures prices applicable on the balance sheet date (for each of the four front years). The respective difference defines a hedging gain or loss depending on the respective preceding sign. The extent to which the hedge prices realized by the electricity trader deviate from those of the hedge index can be verified by risk management and by internal control, which reports directly to the Board of Directors.

In the following, we focus on the insights gained from the hedge volumes derived in *Axpo's* hedge accounting. *Axpo's* hedge accounting does not explicitly show the hedging volumes. As we have shown above, these can be estimated up to and including the 2017/18 fiscal years. From fiscal year 2018/19 onwards, these can be derived as the contract value for the open short position and the associated average price are shown separately for each of the four front years. We find that at the start of partial liberalization in the first four FYs 2008/09 - 2014/15, hedging volumes averaged about 14 TWh; in FYs 2014/15 and 2015/16, hedging volumes were an estimated 79.9 TWh and 62.2 TWh, respectively. This hedging volume gradually decreases in subsequent fiscal years to 16.8 TWh in FY 2018/19, to 10.0 TWh in FY 2019/20, and to 6.30 TWh in FY 2020/21. We note that the development of the declared hedge volumes violates the continuity to be strived for in accounting.

We now want to explain these significant changes in hedge volumes declared in hedge accounting. We recall that a uniform hedge rolling over three years *de facto* leads to a hedge volume equivalent to double the annual production. We base our comments below on the fact that *Axpo's* Board of Directors specifies

³⁷ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2021): *Empirische Analysen zu Finanzberichten der Alpiq, Axpo und BKW (Geschäftsjahre 2009-2018): Eine Studie für die Stakeholders der Schweizer Stromwirtschaft zur Prüfung*, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen (Link zur [Studie](#)).

³⁸ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

a hedging strategy. From Axpo's relevant financial reports, we understand that planned production is to be hedged between two and three years in advance. Based on an average annual production volume of 36 TWh, the hedging volume would have to be between 54 TWh and 72 TWh. This corridor represents the permissible discretion for electricity trading. The focus is on the strong decrease of the hedge volume declared in hedge accounting to 6.3 TWh for the expired FY 2020/21 as well as the countercyclical behavior of electricity trading to submit low or high hedge volumes to hedge accounting when Futures prices are high or low, respectively.

We would like to remind you at the outset that in hedge accounting, hedging results relating to the front years are not recognized in profit or loss, but are quasi parked in equity. Thus, a negative hedging result reported in hedge accounting for the front years does not result in a charge to the trading profit earned by the electricity traders in the current fiscal year. Conversely, a positive hedge result reported in hedge accounting for the front years does not result in any improvement in the trading profit generated by the electricity traders in the current fiscal year. Based on the hedge volumes reported in hedge accounting, we conclude how Axpo's electricity trading is positioned for the front year: If Axpo reports a hedging volume in hedge accounting within the corridor, electricity trading is acting in compliance with the requirements of the Board of Directors. Electricity trading no longer has the possibility to open additional sales positions in the **Trading Book** declared as hedging transactions, as the corridors apply and are not permitted to be breached upwards. Electricity trading will choose this strategy of showing a hedge volume within the corridor in hedge accounting when electricity trading does not expect falling prices on the Futures markets. As a consequence, he also does not see any opportunity costs for not being allowed to open additional short positions intended as hedging transactions. If electricity trading does not expect falling prices in the Futures markets, then no positive hedging results are expected to benefit electricity trading.

In the last two fiscal years, electricity trading shows very low hedging volumes in hedge accounting, with 10 TWh and 6.3 TWh respectively, well below the corridor set by the Board of Directors. Thus, electricity trading shows how important it is to it to be allowed to open additional sales positions intended as hedging transactions in the **Trading Book**. Due to the increase in futures prices in FY 2020/21, electricity trading is betting on falling Futures prices, which will subsequently result in positive hedging transactions. As these are largely reported in the **Trading Book**, electricity trading would benefit in the current fiscal year.

In contrast to hedge accounting, in the Trading Book the electricity trader is free to close out sales positions in normal energy trading before the end of the current fiscal year with a positive trading profit, should prices on the Futures markets fall. If prices on the Futures markets rise, electricity trading declares the open sales positions as hedging transactions. *In extremis*, price forecasting models may even have led to excessive opening of sales positions: in the case of sustained rising prices, forecasting models communicate multiple sell signals to the electricity trader, which are then implemented in each case. An indication of this is provided by the calculation example³⁹ of Axpo, which serves to illustrate the liquidity requirements for the front year 2024 and assumes an open sales position (short future) in the amount of 80% of the planned production in FY 2024: as of the September 2021 balance sheet date, FY 2024 represents the third front year, which only provides for a hedge position of up to 33% according to a hedge to be entered into two to three years in advance. Thus, with our understanding, speculative sales positions (i.e. short positions) would have been opened in Axpo's electricity trading in the amount of 47% of the production planned in 2024.

We thus recognize that the voluntary application of hedge accounting under IFRS allows electricity trading additional room for maneuver. This additional room for maneuver allows speculative elements in the decision of when and how much to open sales positions in the Trading Book and is thus

³⁹ Chassot S. (2022): *Absicherung oder Spekulation?* Finanz und Wirtschaft Nr. 37, 11. Mai 2022, S.7.

completely opposite to a uniform hedge that rolls over the years in advance. A direct comparison with the hedge index, which is defined free of speculative hedging decisions, allows internal control to directly quantify the deviations on the hedging result of electricity trading. This enables internal control to quantify the extent and impact of these speculative elements in the implementation of the hedging concept specified by the Board of Directors.

To document how convinced electricity trading must have been of falling prices in FY 2020/21, we refer to the creation of provisions for losses in sales contracts amounting to CHF 512 million as of the September 2021 balance sheet date. In FY 2019/20, no provisions for losses on sales contracts were included in *Axpo's* financial report. This category of provisions was established for the first time in FY 2020/21. From this, the reader of the balance sheet recognizes that sales contracts were insufficiently hedged because speculation was presumably made on falling prices on the Futures markets and consequently on cheaper procurement. The belief that falling prices are to be expected may have been fed in electricity trading by the pronounced *backwardation* in the term structure of Futures prices: as of the balance sheet date at the end of September 2021, this led to sharply falling prices within the term structure over the four front years (CHF 140/MWh for deliveries in the first front year vs. CHF 78/MWh for deliveries in the fourth front year). This formation may entice electricity traders to speculate on a falling price trend.

If we now assume that *Axpo's* electricity trader had hedged these sales contracts with purchase positions on the exchange (i.e. long Futures) when the contracts were concluded, then on the one hand no provisions in the amount of CHF 512 million would have had to be formed for loss-making sales contracts as of the end of September 2021, on the other hand, this long position on the power exchange would have led to liquidity inflows in the amount of CHF 512 million, which are directly netted with the liquidity requirements for the sales positions (i.e. short Futures) taken on the exchange and intended to hedge production. *Axpo's* liquidity requirements would therefore have been CHF 512 million lower.

We have just highlighted some speculative elements in *Axpo's* electricity trading and in the management of sales contracts. Speculative trading decisions can also play into power plant optimization as well as origination.⁴⁰ Speculative proprietary trading as another component in electricity trading is *by definition* characterized by speculative trading transactions. Thus, we conclude that speculative elements enter into portfolio optimization, which can lead to inefficiencies in the management of the **Trading Book** and thus to losses in energy trading. Based on the data in the financial reports and the price developments on the Spot and Futures markets, we have estimated these losses at approximately CHF 8.5 billion.⁴¹

The reader of the balance sheet can already recognize inefficiencies in *Axpo's* electricity trading by comparing its performance-oriented EBIT* with that of *BKW*⁴²: over the last 13 years of partial liberalization, *Axpo* has earned an average of 1.05 cents per kWh produced and *BKW* an average of 1.79 cents. Compared with *Axpo*, *BKW* thus generated 70% higher earnings. For the sake of completeness, it should be noted that performance-oriented EBIT* is derived directly from the EBIT published in the financial reports, in which the published EBIT is adjusted for the value adjustments, provisions, and special effects according to their respective sign, plus the contributions from the regulated network activities are excluded and the deliveries to the basic supply are included accordingly. We relate the integrated hedging results to the hedge index that reflects an uniform hedging strategy rolling over

⁴⁰ *Axpo*: Finanzbericht 2020/21 (S. 17).

⁴¹ Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV, S. 30-31) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

⁴² Frauendorfer K, R. Gutsche R. (2022): *Effizienz und Effektivität im Energiehandel*, Seminarunterlagen (Teil IV, S. 13, S. 56) zur 2. Durchführung am 29. April 2022, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

three years in advance, in line with the respective balance sheet date. The resulting hedge gains and losses are determined in accordance with the hedge accounting objective of international accounting standards.

Distortions in the Energy Markets: Signs in Axpo's 2020/21 Financial Report

To this end, we focus on the balance sheet items energy derivatives and the related offsetting volumes. If we average the replacement values of energy derivatives across both sides of the balance sheet, we find that in *Axpo's* balance sheet, energy derivatives have increased by approximately 8 times after netting, from a rounded CHF 2,700 million in FY 2019/20 to CHF 20,000 million in FY 2020/21. The balance volume has increased 25-fold from CHF 1,150 million in FY 2020 to CHF 27,586 million in FY 2020/21. It should be noted here that - as mentioned at the beginning - *Axpo* was only half as affected by the distortions as *Alpiq* and *BKW* due to its balance sheet date of September 30. Nevertheless, the increases in replacement values and in netted volumes are significantly higher compared with *Alpiq* and *BKW*.

In our opinion, these increases cannot be explained by the rise in prices on the energy markets but are linked to the successive **build-up of speculative proprietary trading positions** during a fiscal year. This gradual build-up also took place in the previous fiscal years, but in contrast to previous years, there were distortions on the energy markets in the past fiscal year which, in our view, made portfolio compression of OTC trading transactions possible only at very high cost and thus could not be implemented by *Axpo* to the same extent as in previous years.

On the electricity exchanges, trading transactions are eliminated from the balance sheet as soon as a trading position opened via the exchange is closed again via the exchange. The profit from this transaction flows into the **Trading Book** as net sales. In the case of OTC trades, the framework conditions are incomparably more complex. If a trade is opened by *Axpo* with an OTC counterparty I, this trade is closed with another OTC counterparty II. One achieves that this trading business is immunized against market price changes, but both OTC trades remain on the balance sheet. Thus, the replacement values (before netting) of these OTC trading transactions are subject to credit and creditworthiness risk. In order to also eliminate this trading transaction from the balance sheet, *Axpo*, Counterparty I and Counterparty II must agree on a cash flow on a trading day before the balance sheet date that eliminates this trading transaction from the books of all three contracting parties. It is obvious that this entails very tough negotiations, taking into account the different interests as well as the different liquidity and creditworthiness of the contracting parties involved.

If an OTC trade is opened with an OTC counterparty and closed again some time later with the same counterparty, this trade is also deemed to have been eliminated and therefore does not appear in the balance sheet. The netting volumes in OTC trading thus result from bilateral trades concluded via a second OTC counterparty. As a result, the netting volumes of trading transactions with OTC counterparties are subject to market price risks, which are subject to additional risk factors in the context of portfolio compression, such as in particular the available liquidity in the electricity companies involved or their credit ratings currently published by rating agencies.

As of the balance sheet date, *Axpo* has 8 times the energy derivatives and 25 times the netting volume compared to the previous year. Comparing *Axpo's* equity ratio in FY 2020 and FY 2021, we see that it decreased from 31.1% to 16.2%. Now, it is generally known that an equity ratio of just 25% represents a threshold which, if breached downwards, significantly worsens the conditions in loan agreements with commercial banks in the form of higher interest payments. *Axpo* currently has an equity ratio that is threatened by a breakthrough below 15%. We conclude from this that the interest rate conditions for *Axpo* within its credit facilities agreed with the major international banks entail increasing costs for the

management of OTC trading transactions. If we now derive the equity ratio before netting from *Axpo's* 2021 balance sheet, we obtain 10.0%. With this, we would like to highlight the vulnerability that the netting volume entails for *Axpo* as of the balance sheet date September 30, 2021. We see *Axpo* under significant pressure in the first half of its new fiscal year to also eliminate those trading transactions with the OTC counterparties that lead to a reduction of the netting volume to the previous year's level. An equity ratio of 16.2% conveys to us that the portfolio compression, as presumably undertaken by *Axpo* in Q3 2021, was seen as an indispensable measure to avoid worse interest conditions within the credit facilities, which apply from an equity ratio of 15%. Thus, in our view, *Axpo* had to weigh the transaction costs of a portfolio compression against the worse interest rate conditions in the future in Q3 2021.

Axpo's balancing volume in previous years amounts to CHF 1 billion (rounded). Currently, the financial report 2020/21 shows a balance volume of CHF 27.5 billion. We conclude that, compared to the previous year, portfolio compression is at least CHF 26.5 billion smaller in volume terms due to inherent transaction costs. Trading transactions realized in the current fiscal year are obviously not part of the portfolio compression. In portfolio compression, therefore, only trading transactions relating to future fiscal years are eliminated. Those trades that are eliminated via portfolio compression do not contribute to electricity supply or security of supply. Thus, we argue that the total volume across all these trades was purely to build up speculative proprietary trading. The volume of this speculative proprietary trading is approximately CHF 26.5 billion higher at the end of FY 2020/21 compared to the end of FY 2019/20. Thus, the key figures i) "Elimination volume of portfolio compressions", ii) "Netting volume" and iii) "Energy derivatives" on both sides of the balance sheet can be used to quantify the extent of speculative proprietary trading at *Axpo*. These key figures can be retrieved from the trading systems for each trading week (virtually in weekly granularity) for internal control and thus for the Board of Directors. Thus, in the form of 4 time series with 52 values per year, the relevant information would be available which, in a future law on the integrity and transparency of wholesale electricity and gas, would also allow the regulator to make an initial assessment of i) the trading transactions, ii) the available liquidity, and iii) the uncertainty in the equity of the systemically important electricity companies.

We feel that *Axpo's* Board of Directors has a duty to obtain a report from its directly reporting internal auditor documenting i) to what extent portfolio compression on the part of the trading unit took place in Q3 2021, ii) under which markdowns on active trading positions resp. under which markups on the passive trading positions these OTC trades were eliminated from the balance sheet, and iii) to what extent off-market deals affected the cash flow resulting from the portfolio compression and the residual risk exposure in the **Trading Book**. It is also necessary to examine the market prices on the relevant trading day of the portfolio compression, as well as which trades are based on Level 2 category input data, and which trades require price curves for fair value determination and thus require Level 3 category input data. The latter lead to ambiguities in the valuation^{43 44}, which also have to be taken into account in the final evaluation of the portfolio compression.

Take-Home Message for Policymakers, Regulators, Shareholders and Board Members

With its dispatch, the Federal Council involved parliament in shaping the rescue package. Policy discussions predominantly talk about production-based hedges (i.e., short futures) requiring increased liquidity when prices rise sharply. Based on *Axpo's* Financial Report 2020/21 and in particular on its

⁴³ 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](#)).

⁴⁴ 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](#)).

discretionary application of hedge accounting, the reader of the balance sheet recognizes that all sales positions (i.e. short futures) opened on the electricity exchange are to be included, as these can also be declared as hedging transactions by the electricity trader as part of the management of the **Trading Book**. The same applies to the long positions (i.e. long Futures) opened on the stock exchange, which lead to high liquidity requirements when prices fall sharply. These can also be declared by electricity trading as hedging transactions for sales contracts as part of their management of the **Trading Book**. While OTC trades make less of a sharp demand on liquidity, they are much more costly to eliminate from the balance sheet.

At the outset, we assessed the sizing of the rescue package based on production volume. In the event of a crisis, however, the relevant liquidity requirement is that which is demanded by all trading transactions as part of the management of the **Trading Book**. Since speculative proprietary trading is included in the **Trading Book** in accordance with the business model approved by *Axpo's* Board of Directors, in the event of a crisis the Federal Government must also provide any resulting liquidity requirements, possibly subject to a higher risk premium. In the event of a crisis, we therefore estimate the resulting liquidity requirement to be two to three times the CHF 10 billion currently envisaged. Based on *Axpo* and its financial report 2020/21, we estimate a liquidity requirement of CHF 12-18 billion in the event of a crisis. The owner cantons should take this order of magnitude into account for their positioning on the rescue package.

With reference to *Axpo's* financial report 2020/21 and a reported equity ratio of 16.2%, we cannot rule out the possibility that the owner cantons have already intervened with guarantees to keep interest costs low in the credit facilities of the international banking syndicate. The netting volumes in OTC trading are subject to market risks as well as liquidity and credit risks in the portfolio compression negotiation process, and affect the resulting cash flow. The trading transactions eliminated as part of portfolio compression were primarily used to build up and manage speculative proprietary trading. These trades to be eliminated are thus kept in the **Trading Book** and not in the **Sales Book**. The **Sales Book** is authoritative for the power supply. Thus, the transparency required in the context of an adjustment of the risk exposure can only be achieved if the trading transactions of the **Trading Book** (including those trading transactions eliminated and to be eliminated in the context of portfolio compression) of the last three fiscal years are disclosed. Open loss positions can be rolled over for years in the hope that they will develop into profit positions.

As a first measure, we see a requirement to back the netting volume and the balance sheet item energy derivatives with risk capital in the amount of an imputed credit spread of 500 bps (5%). If we assume for *Axpo* the current replacement value of the balance sheet item energy derivatives in the amount of CHF 48 billion before netting, this entails the formation of risk capital in the amount of CHF 2.4 billion. As a result, the equity of CHF 7.2 billion reported as of FY 2020/21 would be reduced by CHF 2.4 billion to CHF 4.8 billion. This would result in an equity ratio of 10.8%. The owner cantons could provide additional guarantees to give the board of directors the backing it needs to enforce this provision operationally. As a direct consequence, the rescue package would also be used to a much lesser extent in the event of a crisis.

St. Gallen, 30 May 2022

sig. Karl Frauendorfer, Robert Gutsche