

Tutorial zum Energiehandel

Asset-backed Trading vs. Proprietary Trading

Karl Frauendorfer, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen

22. Februar 2022

Nachfolgend zeigen wir anhand eines einfachen Beispiels auf,

- wie sich der Mehrwert von flexiblen Kraftwerkskapazitäten im Rahmen des Asset-backed Trading monetisieren lässt,
- wie sich Asset-backed Trading vom spekulativen Eigenhandel unterscheidet, insbesondere auch mit Fokus auf das zu hinterlegende Risikokapital,
- welche Grundsätze für die Bewertung von Pumpenergie innerhalb der StromVV zu berücksichtigen sind,
- dass die Betriebsführer eines Partnerwerks den Partnern gegenüber aufgrund der asymmetrischen Informationslage einen zusätzlichen Mehrwert erfahren.

Arbeiten des ior/cf-HSG im Kontext

- [1] 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](#)).
- [2] 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.
- [3] Frauendorfer K., 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](#))

A) Asset-backed Trading .vs. spekulativer Eigenhandel (Prop Trading)

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

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

i) Veranschaulichung der diskreten Replikationsstrategie

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

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

Nehmen wir als Beispiel die Lieferstunde 10-11 an einem Dienstag Vormittag, so wird um 12h00 des Vortages (also am Montag) im Rahmen der sogenannten Day-Ahead Auktion der Markt-Clearingpreis für eine Stromlieferung von 1 MWh in dieser Stunde 10-11 (am Dienstag) bestimmt. Dieser Markt-Clearingpreis wird am Montag um 12h00 publiziert und ist somit allen Marktteilnehmern bekannt. Um 15h00 nachmittags des Vortages (also Montag) beginnt der Intraday-Handel (ID-Handel) für alle stündlichen und viertelstündlichen Stromlieferungen des Folgetages (Day-Ahead), insb. auch für jene Stromlieferung am Dienstag 10-11 (Day-Ahead). Im Rahmen dieses zeitstetigen ID-Handels ist dieses Produkt handelbar bis 15 min vor Lieferbeginn, also bis 9h45.

Der *Asset-backed Trader* bietet am Montag, im Rahmen der Day-Ahead Auktion, für eine Stromlieferung am Dienstag (10-11) 50% der verfügbaren Turbinenleistung (also 50 MW) zu

einem Preis von 38 EUR an, weitere 25% der Turbinenleistung (25 MW) zu einem Preis von 48 EUR, und die letzten 25% der Turbinenleistung für einen Preis von 68 EUR. Diese Art von Staffelung der flexiblen Turbinen-Kapazitäten charakterisiert das Replikationskonzept.

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

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

Preisentwicklung Ia: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh; Di 8h00 bei 70 EUR/MWh,

Preisentwicklung Ib: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh; Di 8h00 bei 30 EUR/MWh,

Preisentwicklung IIa: ID-Preis: Mo 20h00, bei 30 EUR/MWh; Di 8h00 bei 50 EUR/MWh,

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

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

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

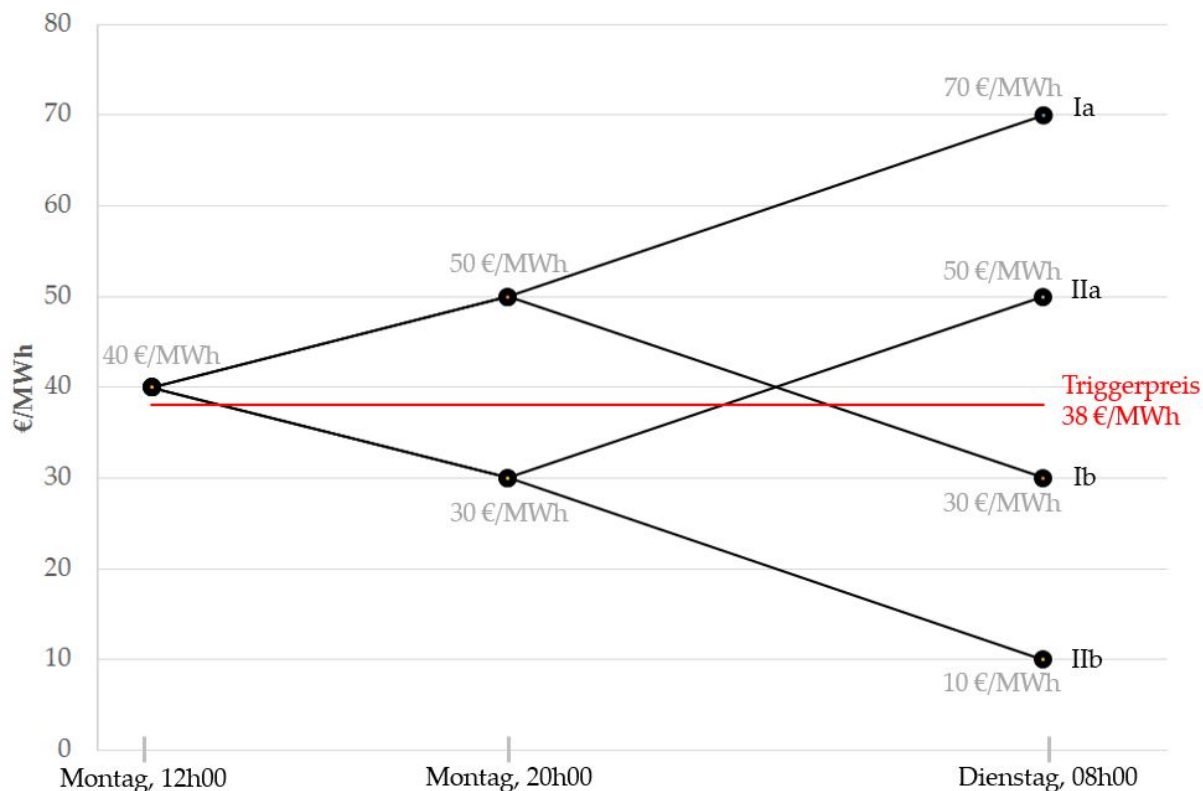


Abbildung 1: Darstellung der vier Preisentwicklungen inkl. Triggerpreis an den ausgewiesenen Handelszeitpunkten.

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

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

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

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

Wichtig dabei wird der Vergleich zwischen Wert der physischen Lieferung zu dem Markt-Clearingpreis der Day-Ahead Auktion in Höhe von $100 \cdot 40\ EUR = EUR\ 4'000$ und dem daraus

resultierenden Mehrwert des *Asset-backed Trading* im Spot-Handel in Höhe von EUR 1'000 bzw. 25% des Marktwerts der physischen Lieferung.

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

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

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

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

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

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

Der erzielte Erlös in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung IIB: $EUR\ 50 \cdot 40 - 50 \cdot 30 = EUR\ 500$. Damit wird – analog zu Preisentwicklung Ib - durch das *Asset-backed Trading* im Spotmarkt ohne physische Lieferung ein zusätzlicher Erlös erzielt. Die dahinterstehenden Handelsgeschäfte führen zu positiven Geldflüssen und werden somit ausschliesslich *finanziell* abgewickelt.

Zusammenfassend halten wir fest: unter Anwendung des Replikationsansatzes resultieren für den *Asset-backed-Trader* über alle vier ausgewählten Preisentwicklungen ausschliesslich positive Geldflüsse. Kommt es zu einer physischen Lieferung so erlöst der *Asset-backed-Trader* zum einen den Wert der physischen Lieferung (200 MWh) auf Basis des Markt-Clearingpreises der Day-Ahead-Auktion in Höhe von EUR 8'000 (= 200 MWh * 40 EUR/MWh), sowie zusätzliche EUR 1'000 und EUR 1'500 mittels der Replikationsstrategie unter den Preisentwicklungen Ia und IIa, was 25% bzw. 37,5% des Marktwerts der physischen Lieferung entspricht. Die Replikationsstrategie erwirtschaftet weitere Erlöse in Höhe von 1'000 EUR bzw.

500 EUR in jenen beiden Preisentwicklungen Ib und Iib, in denen keine physische Lieferung erfolgt.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sowohl unter **Preisentwicklung Ia** wie auch unter **Preisentwicklung Ib** ist das Risikokapital des *Prop-Traders* in Höhe von je EUR 1'000 am Montag um 20h00 aufgebraucht: Der Marktpreis ist auf EUR 50 gestiegen, der *Prop-Trader* verzeichnet einen unrealisierten Verlust in Höhe von $EUR\ 100 \cdot 40 - 100 \cdot 50 = EUR\ 1'000$, weshalb der *Prop-Trader* verpflichtet ist, seine offene Position (Verkauf 100 MW) *glatt zu stellen* bzw. zu *schliessen*. Dies erfolgt durch einen Kauf von 100 MW (derselben „virtuellen“ Stromlieferung Dienstag 10-11) zu dem aktuellen Marktpreis von 50 EUR/MWh. Der *Prop-Trader* hat unter diesen beiden Preisentwicklungen sein Risiko-Kapital aufgebraucht, und darf solange nicht mehr handeln, solange ihm nicht ein neues Risiko-Kapital zugeteilt wird.

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

um 8h00 glatt zu stellen, so erfährt er unter Preisentwicklung IIa einen Verlust in Höhe von EUR 1'000, und unter Preisentwicklung IIb einen Gewinn von EUR 3'000.

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

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

B) Bewertung von Pumpkapazitäten – im Sinne der StromVV

Die StromVV fordert eine effiziente Produktion. Die Kriterien, unter denen eine Stromproduktion als hinreichend effizient beurteilt wird, fällt für verschiedene Kraftwerkstypen unterschiedlich aus. Mit der Forderung einer effizienten Produktion sind die Turbinen- und Pumpeinsätze kostengünstigst aufeinander abzustimmen. Es ist unstrittig, dass die Kapazitäten von Pump-Speicher-Kraftwerken hohe Flexibilität besitzen und diese Flexibilität stark von den meteorologischen Rahmenbedingungen abhängt. Wir erachten es deshalb als zwingend notwendig, dass insbesondere die kurzfristigen Wetterprognosen in die effiziente Abstimmung zwischen Turbinen- und Pumpeinsätzen einfließen, um die Kosten für Pumpenergie hinreichend tief zu halten.

Aus der Sicht der Finanzmathematik stellen Speicher- und Pump-Speicher-Kraftwerke ein komplexes Optionenportfolio dar, die nicht nur mit Ausübungsrechten versehen sind, sondern auch mit Verpflichtungen. Für die Bestimmung des optimalen Einsatzes von Pumpen und Turbinen, die sich aus den inhärenten Optionsrechten und -verpflichtungen ergeben, richten sich die Stromhändler nach den kurzfristigen Preis- und Zufluss-Prognosen. In direkter Folge ist für Pump-Speicher-Kraftwerke die Volatilität im Spotmarkt nicht primär als Risiko einzustufen, sondern als Opportunität, um die Effizienz der Produktion im Sinne der StromVV zu steigern.

Für die Endkunden in der Grundversorgung sind die Elektrizitätstarife auf Basis der Gestehungskosten zu bestimmen. Der Preis für Pumpenergie nimmt einen Teil dieser Gestehungskosten ein. Um die zu verrechnenden Kosten gering zu halten, gilt es die Pumpen in den kostengünstigsten Stunden einzusetzen. Wir zeigen nachfolgend anhand eines vereinfachten Beispiels auf, wie sich der Flexibilitätswert einer Pumpkapazität monetarisieren lässt. Ebenso kommen wir auf die Asymmetrie zwischen Betriebsführer und Partner zu sprechen.

i) *Effiziente Produktion*

Die Spotpreise im Day-Ahead und Intraday-Markt unterliegen hoher Volatilität. Zusätzlich zum Preisniveau ist die Saisonalität der Spotpreise von grosser Relevanz. Die Saisonalität wird auf Basis insbesondere der historischen Markt-Clearing Preise der Day-Ahead Auktionen (Swissix für Marktgebiet CH) über die stündlichen und viertelstündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFC) abgebildet. Diese zeigen die Tages-, Wochen- und Jahres-Saisonalität über das laufende Jahr bis einschließlich fünftem Folge-Jahr. Das Preisniveau einer arbitragefreien HPFC wird durch die Börsenpreise der zugrundeliegenden Futures bestimmt. Da die Saisonalitäten aus Zeitreihen- oder Fundamentalmodellen abgeleitet werden, die individuellen Annahmen über Nachfrage und Angebot-Entwicklung im zugrundeliegenden Marktgebiet beinhalten, gibt es Ambiguitäten in der Generierung der stündlichen Forward-Preise. Diese Unschärfe äussert sich am kurzen Ende der HPFC in den verschiedenen Shapes, die einer grossen Abhängigkeit von den kurzfristigen Wetterprognosen unterliegen.

Die Unschärfe im Fair Value eines Fahrplans, der nicht mittels Futures replizierbar ist, steigt mit dem Prognosehorizont: zum einen liegen keine zuverlässigen Wetterprognosen vor, zum anderen nimmt die Granularität der in den Futures verankerten standardisierten Lieferperioden in längere Frist stark ab. Die Unschärfen fallen für Marktgebiet Schweiz wesentlich stärker aus als für Marktgebiet Deutschland, da Futures für Marktgebiet Schweiz nur Base-Lieferungen und keine Peak-Lieferungen abdecken. Ergänzend sei erwähnt, dass im Börsenhandel die Liquidität von Base-Futures für Marktgebiet CH nur einen Bruchteil der Liquidität von Base-Futures für Marktgebiet D ausweist.

Vergleicht man innerhalb des Handels mit Futures die Liquidität zwischen dem Jahre-Base für Marktgebiet D und dem Jahres-Base für Marktgebiet CH, so stellen wir per Handelstag 28. September 2020 folgendes fest: Im Zeitraum 1. Januar 2020 bis 28. September 2020 betrug das Handelsvolumen im Jahres-Base Futures (Marktgebiet CH) total 131 GWh und jenes im Jahres-Base Futures (Marktgebiet D) total 658'140 GWh. Damit fällt das Handelsvolumen für Jahres-Futures des Marktgebiets D gerundet 5'000mal grösser aus als jenes für Jahres-Futures des Marktgebiets CH. Berücksichtigt man, dass Marktgebiet D gerundet 10x mehr an Strom verbraucht, so ergibt sich ein Verhältnis 1:500. Dies interpretieren wir dahingehend, dass der Stromhandel für Marktgebiet CH fast ausschliesslich über den OTC-Handel stattfindet. Um die Handelskosten für OTC-Geschäfte zu quantifizieren, ist die Kenntnis der Spreads (i.e. Differenz zwischen Kaufs- und Verkaufspreise) sowie die Imbalance (i.e. die Differenz zwischen den Volumina auf der Kaufs- und Verkaufsseite) von Bedeutung. Alleine auf Basis von einschlägigen Gesprächen mit Stromhändlern schätzen wir die Handelskosten je nach Fristigkeit zwischen 2-5%. Es liegt die Vermutung nahe, dass die Kosten im OTC-Handel wesentlich durch die Ambiguitäten in der Bestimmung der HPFC verursacht werden. Deshalb erachten wir es auch nicht sinnvoll, sogar preisverzerrend, die HPFC den Preisen der OTC-Handelsgeschäfte anzupassen. In jedem Fall ist seitens des Stromhandels den Ambiguitäten und den hohen Kosten in den OTC-Geschäften Rechnung zu tragen.

Wir verstehen die StromVV mit ihrer Forderung nach einer effizienten Produktion dahingehend, dass den Ambiguitäten in der Bestimmung der stündlichen Forward-Preise sowie den Handelskosten Rechnung zu tragen ist. Pump-Fahrpläne lassen sich nicht mittels eines Portfolios aus Futures abbilden. Wir erachten es daher als notwendig, dass die kurzfristigen Wetterprognosen und die darauf abgeleiteten stündlichen Forward-Preise am kurzen Ende der HPFC in die kurzfristige Vermarktung des Pump-Speicher-Kraftwerks einfließen. In der mittelfristigen Bewirtschaftung sind Handelsentscheide entsprechend dann

umzusetzen, sobald die Reduktion der Volumen- und Preisrisiken die geschätzten Handelskosten deutlich übersteigen.

Wir haben die Auswirkungen der kurzfristigen Wetterprognosen auf Preisniveau und Shape in der Day-Ahead Auktion (*Swissix*) quantifiziert. In welcher Form Preisniveau und Shape des *Swissix* zu einer effizienten Einsatzplanung von Turbinen und Pumpen beitragen, zeigen wir nachfolgend kurz auf.

Für die Vermarktung der Stromproduktion im Spothandel sind Trigger-Preise für Turbinen und Pumpen von Relevanz. Betrachten wir als Beispiel einen Wochenspeicher, für den auf Basis des aktuellen Speicherlevels und der prognostizierten Zuflüsse ein optimaler Einsatz der Turbinen über 32 Stunden und jener der Pumpen über 40 Stunden vorseht. Die 168 stündlichen Forward-Preise der ersten Woche werden hinsichtlich Niveaus und Shape von den Wetterprognosen bestimmt. Approximativ wird man die 32 teuersten Stunden der insgesamt 168 Stunden einer Woche für die Turbine und die billigsten 40 Stunden für die Pumpe vorsehen. Damit wird der Trigger-Preis für die Turbine als der kleinste unter den 32 teuersten Forward-Preisen definiert, und der Trigger-Preis für die Pumpe als der grösste unter den 40 billigsten Stunden der HPFC. Die Trigger-Preise entsprechen den Strike-Preisen der zugrunde liegenden Call- und Put-Optionen über die 168 Stunden einer Woche. Generell gilt, dass unter gleichen Zufluss Prognosen der Trigger-Preis für Turbinen mit steigendem bzw. fallendem Pegelstand fällt bzw. steigt. Analog gilt, dass der Trigger-Preis für Pumpen mit steigendem bzw. fallendem Pegelstand des oberen Speichersees fällt bzw. steigt.

Werden die Trigger-Preise im Rahmen einer Wochenplanung täglich unter Einbindung neuer Wetterprognosen rollierend berechnet, so ergeben sich täglich neue Trigger-Preise, die für die Vermarktung am Spotmarkt zugrunde gelegt werden. Mit Hilfe *ex-ante* berechneter Preis-Prozesse (mit Preisniveau und Shape stochastisch abhängig vom Speicherlevel und Wetterprognosen) bilden diese Trigger-Preise die Grundlage für das Bidding im Day-Ahead Markt und für das Trading im nachfolgenden Intraday-Handel.

Für Wochen- und Jahres-Speicher kann man davon ausgehen, dass die Trigger-Preise für die 24 stündlichen Stromlieferungen des Folgetages konstant sind und täglich neu bestimmt werden. Kommt es im realen Zeitablauf zu grösseren Niederschlägen als dem Modell zugrunde gelegt wird, so reduzieren sich die Trigger-Preise für Turbinen und Pumpen. Es ist mehr Wasser im Speicher vorhanden, was die Notwendigkeit erhöht, die Turbine öfter und die Pumpe seltener abzurufen. Analoges gilt *vice versa*, wenn es im realen Zeitablauf zu deutlich geringeren Niederschlägen kommt, als dem Modell zugrunde gelegt wird. Es sind diese kurzfristigen Entwicklungen des Wetters sowie die Prognosen dazu, die zu effizienten Fahrplänen von Pumpen und Turbinen führen. Das Zusammenspiel der Fahrpläne von Turbinen und Pumpen definiert die Effizienz für die Stromproduktion des Pump-Speicher-Kraftwerks. Der Marktwert des physischen Strombezugs stellt jene Preiskomponente dar, die im Rahmen der StromVV aus unserer Sicht den gebundenen Endkunden weiter zu verrechnen ist.

Der Vollständigkeit halber halten wir fest, dass im Falle von Tages-Speichern die Trigger-Preise stündlich neu zu berechnen sind. Deshalb werden sich die Trigger-Preise für die stündlichen Stromlieferungen über die 24 Stunden des Folgetages unterscheiden. Für Tagesspeicher ist daher mit der Brille der StromVV die kurzfristige Bewirtschaftung noch relevanter.

ii) Systemdienstleistungen

Aufgrund der grossen Flexibilität Turbinen und Pumpen von Pump-Speicher-Kraftwerken auf Stundenbasis einsetzen zu können, eignen sich diese Kraftwerke für den Einsatz von Systemdienstleistungen. Finanzmathematisch lassen sich Systemdienstleistungen aus Sicht des Stromhändlers als geschriebene Optionen modellieren, die dem Übertragungsnetzbetreiber das Recht geben, über die vereinbarte Vertragsdauer zu jeder Stunde die Leistung abzurufen. Da die kontrahierten Turbinen- und Pump-Kapazitäten nicht für den Spothandel genutzt werden können, bestimmt sich der Wert der geschriebenen Option - also der Fair Value dieses Ausübungsrechts - aus den Opportunitätskosten. Dieser Fair Value sollte die Basis bilden für die Angebotsstellung an den Übertragungsnetzbetreiber. Dem Übertragungsnetzbetreiber wird lediglich das Ausübungsrecht gewährt, Turbinen- und Pump-Leistung stündlich abrufen zu können.

Dem Betriebsführer obliegt die Wahl, von welchen Kraftwerken einem Abruf des TSO nachgekommen wird. Der Stromhändler des Betriebsführers wird sich bei Abruf einer Turbinenleistung für das Kraftwerk jenes Speichersees entscheiden, das den geringsten Trigger-Preis für die Turbine aufweist. Analog, wird er sich bei Abruf einer Pump-Leistung für das Kraftwerk jenes Speichersees entscheiden, das den grössten Trigger-Preis für die Pumpe aufweist.

Die Pegelstände der Speicherseen ändern sich kurzfristig und sind regionalen Schwankungen aufgrund regional unterschiedlicher Niederschläge und Zuflüsse in die Speicherseen ausgesetzt. Damit schwanken auch die Trigger-Preise, womit das zusätzliche Wertschöpfungspotenzial der Speicherseen kurzfristig unterschiedlich ausfällt. Aufgrund dieser Zusammenhänge werden die Kraftwerke, die sich für Systemdienstleistungen eignen, in einem Pool zusammengefasst.

Mit dem sehr kurzfristigen Abruf ist zusätzliches Wertschöpfungspotenzial für den Betriebsführer gegeben. Sowohl zeitlich als auch vertraglich hat der Partner unseres Wissens keinen Einfluss auf die Wahl, welches Kraftwerk die Systemdienstleistung *de facto* liefert.

iii) Asset-backed-Trading mit Pumpkapazitäten

Wir zeigen exemplarisch auf, wie innerhalb des Spothandels der physische Strombezug und die Vorhaltung von Pump-Kapazitäten getrennt voneinander bewertet werden, und welche Auswirkungen unterschiedliche Handelsperioden – aufgrund unterschiedlicher Gate-Closures – für Partner und Betriebsführer nach sich ziehen. Der *Swissix* basierte Marktpreis des an den Betriebsführer gemeldeten Fahrplans für Pump-Kapazitäten verstehen wir als relevanten Preis für die Pumpenergie. Dieser Preis lässt sich bestimmen unabhängig von den vertraglichen Strukturen zwischen Betriebsführer und Partner.

Die Differenz zwischen Handelserfolg aus Asset-backed Trading im Spothandel und dem *Swissix* basierten Marktpreis des an den Betriebsführer gemeldeten Fahrplans für Pump-Kapazitäten verstehen wir als Handelserlös, der mit Vorhaltung von Pumpkapazitäten erzielt wird. Dieser Handelserlös lässt sich auch Zeitwert als für die Flexibilität bzw. für das implizite Optionsportfolio interpretieren, weshalb wir diese als *Flexibilitätsprämie* für Pumpen bezeichnen.

Wir erkennen, dass seitens der Betriebsführer nicht nur eine Konsolidierung der Fahrpläne der Partner stattfindet, sondern auch eine Übersteuerung dieser Fahrpläne. Diese Übersteuerung ergibt sich aus den zusätzlichen Erlöspotenzialen, die mit den Preisentwicklungen zwischen den unterschiedlichen Gate-Closure einhergehen. Diese Übersteuerung ist ökonomisch sinnvoll und steigert die Effizienz. Entsprechende Anreize sind deshalb aus unserer Sicht nicht zu unterbinden.

Für die vorliegende Fragestellung sind Handelsgeschäfte für Strombezüge via Spotmarkt relevant, womit sich die Handelsperiode über mehrere Stunden erstreckt. Wir unterscheiden im Folgenden zwei Gate-Closure. Gate-Closure I ist jener Zeitpunkt, zudem die Partner die Einsatzplanung ihrer anteilmässigen Pumpkapazitäten als Fahrplan an den Betriebsführer meldet. Gate-Closure II ist jener spätere Zeitpunkt, zudem der Betriebsführer den geplanten Einsatz der Pumpkapazitäten an den TSO meldet. Insbesondere in den ersten Jahren der Teilliberalisierung waren die Zahl der Fahrpläne, die seitens Partner an die Betriebsführer eigenreicht werden durften, mit 3-5 Fahrplänen sehr beschränkt. In jenen Jahren lag als direkte Konsequenz eine starke Asymmetrie – zwischen Betriebsführer und Partner - in den Freiheitsgraden der Bewirtschaftung der eigenen Anteile an Speicherenergie vor.

Für die Veranschaulichung der diskreten Replikationsstrategie legen wir nun angelehnt an die obigen Ausführungen (Abbildung 1) folgendes, vereinfachte Beispiel zugrunde: Der *Asset-backed Trader* bewirtschaftet die Pumpkapazitäten eines Pump-Speicherkraftwerks mit einer Pumpkapazität von 100 MW. Entsprechend dem aktuellen Speicherlevel, den stündlichen Spotpreis und Zufluss Prognosen sei aktuell der Wert des verfügbaren Wassers im Speicher mit 42 EUR/MWh bewertet. Dieser Preis repräsentiert den sogenannten *Triggerpreis* und damit jene Preisschwelle, bis zu der es ökonomisch gerechtfertigt ist, die Pumpen einzusetzen und damit Strom vom Markt einzukaufen, um das Wasser in die oberen Speicherseen zu pumpen.

Nehmen wir als Beispiel die Bezugsstunde 9-10 an einem Dienstag Vormittag, so wird um 12h00 des Vortages (also am Montag) im Rahmen der sogenannten Day-Ahead Auktion der Markt-Clearingpreis für eine Stromlieferung von 1 MWh in dieser Stunde 9-10 (am Dienstag) bestimmt. Dieser Markt-Clearingpreis wird am Montag um 12h00 publiziert und ist somit allen Marktteilnehmern bekannt. Um 15h00 nachmittags des Vortages (also Montag) beginnt der Intraday-Handel (ID-Handel) für alle stündlichen und viertelstündlichen Stromlieferungen des Folgetages (Day-Ahead), insb. auch für jene Stromlieferung am Dienstag 9-10 (Day-Ahead). Im Rahmen dieses zeitstetigen ID-Handels ist dieses Produkt handelbar bis 15 min vor Lieferbeginn, also bis 8h45. Die Gate-Closure II fällt somit auf 8h45.

Der *Asset-backed Trader* bietet am Montag, im Rahmen der Day-Ahead Auktion, für einen Strombezug am Dienstag (9-10) 50% der verfügbaren Pumpleistung (also 50 MW) zu einem Preis von 42 EUR an, weitere 25% der Turbinenleistung (25 MW) zu einem Preis von 32 EUR, und die letzten 25% der Turbinenleistung für einen Preis von 22 EUR. Diese Art von Staffelung der flexiblen Pump-Kapazitäten charakterisiert das Replikationskonzept.

Die Day-Ahead-Auktion liefert für die Stromlieferung (Dienstag 9-10) einen Markt-Clearingpreis von 40 EUR/MWh, unterhalb des Triggerpreises von 42 EUR/MWh. Damit ist der *Asset-backed Trader* mit der Veröffentlichung des Auktionsergebnisses (am Montag um 12h00) zu einem Strombezug am Dienstag, von 9-10, in Höhe von 50 MWh verpflichtet.

Wir nehmen nun für diesen Strombezug (am Dienstag, 9-10) vier mögliche Preisentwicklungen (Ia, Ib, IIa, IIb) im Intraday-Handel (ID-Handel) an, wobei wir uns auf zwei Zeitpunkte (auf Montag 20h00, acht Stunden nach der Day-Ahead Auktion, sowie auf Dienstag 8h00, also eine Stunde vor Lieferbeginn) beschränken.

Preisentwicklung Ia: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh; Di 8h00 bei 70 EUR/MWh,

Preisentwicklung Ib: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh; Di 8h00 bei 30 EUR/MWh,

Preisentwicklung IIa: ID-Preis: Mo 20h00, bei 30 EUR/MWh; Di 8h00 bei 50 EUR/MWh,

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

iv) *Mehrwert im Asset-backed Trading des Betriebsführers unter Gate-Closure II*

Unter **Preisentwicklung Ia** wird der Asset-backed Trader am Montag 20h00 die via Day-Ahead Auktion bereits kontrahierte 50 MW Pumpkapazität verkaufen. Am Dienstag um 8h00 besteht kein Handlungsbedarf, weil der ID-Preis EUR 70 über dem Triggerpreis EUR 42 liegt. Der Asset-backed Trader des Betriebsführers verpflichtet sich bei Gate-Closure I zu keinem Strombezug für Dienstag 9-10.

Der erzielte Erlös in der Day-Ahead-Auktion und ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung Ia: $\text{EUR } -50 \cdot 40 + 50 \cdot 50 = -2'000 + 2'500 = \text{EUR } +500$. Damit wird durch das Asset-backed Trading im Spot-Markt ohne physischen Strombezug ein Erlös erzielt. Es ist somit ökonomisch effizienter, kein Wasser in den oberen Speicher zu pumpen.

Unter **Preisentwicklung Ib** wird der der Asset-backed Trader am Montag 20h00 die via Day-Ahead Auktion bereits kontrahierte 50 MW Pumpkapazität verkaufen, weil der ID-Preis auf EUR 50 gestiegen ist, und damit oberhalb des Triggerpreises EUR 42 liegt; am Dienstag um 8h00 jedoch wird er für die verfügbaren 100 MW Pumpkapazität Strom vom Markt beziehen, weil der ID-Preis auf 30 EUR/MWh - unterhalb des Triggerpreises von 42 EUR/MWh - gefallen ist. Es ist somit ökonomisch effizienter, Wasser mit der verfügbaren Pumpkapazität in den oberen Speicher zu pumpen. Der Asset-backed Trader des Betriebsführers verpflichtet sich bei Gate-Closure II zu einem Strombezug in Höhe von 100 MWh.

Die finanziellen Aufwendungen in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel betragen gesamt unter Preisentwicklung Ib: $\text{EUR } -50 \cdot 40 + 50 \cdot 50 - 100 \cdot 30 = -2'000 + 2'500 - 3'000 = \text{EUR } -2'500$. Wichtig (unter Preisentwicklung Ib) ist der Vergleich zwischen den Kosten des physischen Bezugs zu dem Markt-Clearingpreis der Day-Ahead Auktion. Die resultierenden Kosten fallen durch das Asset-backed Trading um EUR 1'500 tiefer aus, verglichen mit den am Day-Ahead Markt resultierenden Kosten in Höhe von EUR 4'000. Es resultiert ein Mehrwert aus Asset-backed Trading im Spot-Handel in Höhe von EUR 1'500 bzw. 37,5% des Marktwerts des physischen Strombezugs.

Unter **Preisentwicklung IIa** wird der Asset-backed Trader am Montag 20h00 weitere 25 MW einkaufen, da der Preis 30 EUR/MWh beträgt und damit weiter unterhalb des Triggerpreises von 42 EUR/MWh liegt. Es ist zu diesem Zeitpunkt ökonomisch effizienter, Wasser mit einer Pumpleistung von 75 MW in den oberen Speicher zu pumpen. Zu diesem Zeitpunkt ist der Asset-backed-Trader zu einem Strombezug verpflichtet.

Am Dienstag 8h00 jedoch wird der Asset-backed-Trader die kontrahierte Pumpkapazität 75 MW verkaufen, da der Preis auf 50 EUR/MWh gestiegen ist, und somit oberhalb des

Triggerpreises von 42 EUR/MWh liegt. Die Pumpe wird nicht eingesetzt und es erfolgt kein physischer Strombezug (Dienstag 9-10).

Die finanziellen Aufwendungen in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel betragen unter Preisentwicklung IIa: $\text{EUR} - 50 \cdot 40 - 25 \cdot 30 + 75 \cdot 50 = - 2'000 - 750 + 3'750 = \text{EUR} 1'000$. Damit wird – analog zu Preisentwicklung Ia - durch das Asset-backed Trading im Spot-Markt ohne physischen Strombezug ein zusätzlicher Erlös erzielt. Die dafür zugrunde liegenden Handelsgeschäfte führen zu positiven Geldflüssen und werden somit ausschliesslich finanziell abgewickelt.

Unter **Preisentwicklung IIb** wird der Asset-backed Trader am Montag 20h00 weitere 25 MW für den Einsatz der Pumpen zukaufen, da der ID-Preis 30 EUR/MWh weiterhin unterhalb des Triggerpreises 38 EUR liegt. Da der Marktpreis auch am Dienstag 8h00 mit 10 EUR/MWh weiterhin unterhalb des Triggerpreises liegt, werden die restlich verfügbaren 25 MW für die Pumpleistung zugekauft.

Die finanziellen Aufwendungen in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel betragen unter Preisentwicklung IIb: $\text{EUR} - 50 \cdot 40 - 25 \cdot 30 - 25 \cdot 10 = - 2'000 - 750 - 250 = \text{EUR} - 3'000$. Wichtig (unter Preisentwicklung IIb) ist wieder der Vergleich zwischen den Kosten des physischen Bezugs zu dem Markt-Clearingpreis der Day-Ahead Auktion. Die resultierenden Kosten fallen durch das Asset-backed Trading um EUR 1'000 tiefer aus, verglichen mit den am Day-Ahead Markt resultierenden Kosten in Höhe von EUR 4'000. Es resultiert ein Mehrwert aus Asset-backed Trading im Spot-Handel in Höhe von EUR 1'000 bzw. 25% des Marktwerts des physischen Strombezugs.

v) *Mehrwert im Asset-backed Trading des Partners unter Gate-Closure I*

Der **Partner** hat seinen Einsatzplan für die Pumpkapazität entsprechend seiner bilateralen Vertragsbeziehungen mit dem Betriebsführer einige Stunden vor Gate-Closure II dem Betriebsführer zu melden. Wir nehmen nachfolgend rein für didaktische Zwecke an, dass die Gate-Closure I Montag 20h00 sei. In jedem Fall ist die Handelsperiode für den Partner kürzer als jene für den Betriebsführer.

Im vorliegenden Fall ist der Handelszeitpunkt Dienstag 8h00 für den Partner irrelevant. Somit bestimmen wir Kosten und Erlöse der Replikationsstrategie unter denselben vier Preisentwicklungen aber für die reduzierte Handelsperiode (siehe Abbildung in Folie 15):

Preisentwicklung Ia Ib: ID-Preis: Mo 20h00, bei 50 EUR/MWh;

Preisentwicklung IIa, IIb: ID-Preis: Mo 20h00, bei 30 EUR/MWh.

Unter **Preisentwicklung I** wird der Asset-backed Trader des Partners am Montag 20h00 die via Day-Ahead Auktion bereits kontrahierte 50 MW Pumpkapazität verkaufen. Der Asset-backed Trader des Partners verpflichtet sich bei Gate-Closure I somit gegenüber dem Betriebsführer zu keinem Strombezug für Dienstag 9-10.

Der kalkulatorische Erlös in der Day-Ahead-Auktion und ID-Handel beträgt gesamt unter Preisentwicklung I: $\text{EUR} - 50 \cdot 40 + 50 \cdot 50 = - 2'000 + 2'500 = \text{EUR} + 500$. Damit wird durch das

Asset-backed Trading im Spot-Markt ohne physischen Strombezug ein Erlös erzielt. Es ist für den Partner in Folge ökonomisch effizienter, kein Wasser in den oberen Speicher zu pumpen.

Unter **Preisentwicklung II** wird der Asset-backed Trader des Partners am Montag 20h00 die restlichen 50 MW einkaufen, da der Preis 30 EUR/MWh beträgt und damit weiter unterhalb des Triggerpreises von 42 EUR/MWh liegt. Es ist zu diesem Zeitpunkt für den Partner ökonomisch effizienter, das Wasser mit einer Pumpleistung von 100 MW in den oberen Speicher zu pumpen. Zu diesem Zeitpunkt ist der Asset-backed-Trader des Partners gegenüber dem Betriebsführer zu einem Strombezug verpflichtet.

Die finanziellen Aufwendungen in der Day-Ahead-Auktion und im ID-Handel betragen unter Preisentwicklung II: $\text{EUR} - 50 \cdot 40 - 50 \cdot 30 = - 2'000 - 1'500 = \text{EUR} - 3'500$. Wichtig (unter Preisentwicklung II) ist der Vergleich zwischen den Kosten des physischen Bezugs zu dem Markt-Clearingpreis der Day-Ahead Auktion. Die resultierenden Kosten fallen durch das Asset-backed Trading um EUR 500 tiefer aus, verglichen mit den am Day-Ahead Markt resultierenden Kosten in Höhe von EUR 4'000. Es resultiert für den Partner ein Mehrwert aus Asset-backed Trading im Spot-Handel in Höhe von EUR 500 bzw. 12,5% des Marktwerts des physischen Strombezugs.

vi) Zusammenfassung

Wir halten fest, dass unter Anwendung des Replikationskonzeptes **für den Asset-backed-Trader des Betriebsführers** über alle vier ausgewählten Preisentwicklungen ein positiver Mehrwert resultiert. Kommt es zu einem physischen Strombezug so wendet der Asset-backed-Trader des Betriebsführers zum einen den Wert der physischen Lieferung (200 MWh) auf Basis des Markt-Clearingpreises der Day-Ahead-Auktion in Höhe von EUR 8'000 (= 200 MWh * 40 EUR/MWh) auf, und erlässt zusätzliche EUR 1'500 und EUR 1'000 mittels der Replikationsstrategie unter den Preisentwicklungen Ib und Iib, was 25% bzw. 37.5% des Marktwerts des physischen Strombezugs entspricht. Die Replikationsstrategie erwirtschaftet Mehrwert in Höhe von 500 EUR bzw. 1'000 EUR in jenen beiden Preisentwicklungen Ia und Iia, in denen kein physischer Strombezug erfolgt.

Über alle vier Preisentwicklungen resultiert ein physischer Strombezug in Höhe von 200 MWh. Zusätzlich zum Marktwert des physischen Strombezugs von $\text{EUR} 200 \cdot 40 = \text{EUR} 8'000$ werden weitere EUR 4'000 auf Basis der Replikationsstrategie im Asset-backed Trading erwirtschaftet. Der resultierende Mehrwert für den Betriebsführer beträgt $\text{EUR} 4000 / 200 \text{ MWh} = 20 \text{ EUR/MWh}$ und somit 50% des Day-Ahead-Marktpreises. Dieser Mehrwert hängt direkt von der Volatilität ab: je grösser/kleiner die Volatilität umso grösser/kleiner ist auch der Mehrwert im Asset-backed-Trading.

Für den **Asset-backed-Trader des Partners** können wir festhalten, dass unter Anwendung des Replikationskonzeptes über die reduzierte Handelsperiode ein positiver Mehrwert resultiert. Dieser Mehrwert des Partners fällt tiefer aus als jener des Betriebsführers. Dies liegt daran, dass die Gate-Closure I eine kürzere Handlungsperiode gegenüber Gate-Closure II nach sich zieht.

Unter Preisentwicklung I und damit auch unter den beiden Preisentwicklungen Ia, Ib kommt es zu keinem physischen Strombezug. Der Asset-backed-Trader des Partners generiert unter den beiden Preisentwicklungen Ia, Ib je einen Erlös von EUR 500.

Unter Preisentwicklung II und damit auch unter den beiden Preisentwicklungen IIa, IIb kommt es zu einem physischen Strombezug. Der Asset-backed-Trader des Partners wendet für seinen physischen Strombezug (je 100 MWh) auf Basis des Mark-Clearingpreises der Day-Ahead-Auktion und des ID-Preises gesamthaft Kosten in Höhe von EUR - 3'500 (= - 50 MWh * 40 EUR/MWh - 50 MWh * 30 EUR/MWh) auf. Mittels der Replikationsstrategie unter den Preisentwicklungen IIa und IIb wird gegenüber der Day-Ahead Auktion ein Mehrwert von je 500 EUR generiert, was 12,5% des Marktwerts des physischen Strombezugs entspricht.

Die Replikationsstrategie erwirtschaftet für den Partner einen Mehrwert in Höhe von je 500 EUR unter den vier Preisentwicklungen Ia, Ib, IIa und IIb.

Gesamthaft resultiert über die reduzierte Handelsperiode unter den vier Preisentwicklungen ein physischer Strombezug in Höhe von 200 MWh. Zusätzlich zum Day-Ahead Marktwert des physischen Strombezugs von EUR 200*40 = EUR 8'000 werden im Asset-backed Trading des Partners weitere EUR 2'000 (je EUR 500 unter den vier Preisentwicklungen Ia, Ib, IIa und IIb) auf Basis der in der reduzierten Handelsperiode umgesetzte Replikationsstrategie erwirtschaftet. Der resultierende Mehrwert beträgt EUR 2000 / 200 MWh = 10 EUR/MWh und somit 25% des Day-Ahead-Marktpreises. Dieser Mehrwert hängt direkt von der Volatilität ab: je grösser/kleiner die Volatilität umso grösser/kleiner ist auch der Mehrwert im Asset-backed-Trading.

Aus den obigen Zusammenhängen schliessen wir, dass seitens der Betriebsführer nicht nur eine Konsolidierung der Fahrpläne der Partner stattfindet, sondern auch eine Übersteuerung der gemeldeten Fahrpläne von Mehrwert sein kann. Diese Übersteuerung ergibt sich aus den zusätzlichen Erlöspotenzialen, die mit den Preisentwicklungen zwischen Gate-Closure I und II einhergehen. Diese Übersteuerung ist ökonomisch sinnvoll.

St.Gallen, 11. Februar 2022

gez. Karl Frauendorfer