



Schlussbericht Dezember 2013

Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050

Studie für das Bundesamt für Energie (BFE)



Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Energie-Wirtschaft-Gesellschaft
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Frontier Economics Ltd
71 High Holborn
London WC1V 6DA
www.frontier-economics.com

swissQuant Group AG
Kuttelgasse 7
CH-8001 Zürich
www.swissquant.com

Autoren

Dr. Christoph Gatzen (christoph.gatzen@frontier-economics.com)
Michael Zähringer (michael.zaehringer@frontier-economics.com)
Patrick Peichert (patrick.peichert@frontier-economics.com)
Dr. Jens Perner (jens.perner@frontier-economics.com)
Marcus Hildmann (hildmann@swissquant.ch)
Dr. Sebastiano Rossi (rossi@swissquant.ch)
Dr. Florian Herzog (herzog@swissquant.ch)

Begleitgruppe

Olivier Baillifard, Bundesamt für Energie
Natalie Beck Torres, Bundesamt für Energie
Aurelio Fetz, Bundesamt für Energie
Thomas Fürst, Alpiq Suisse SA
Arthur Janssen, Swissgrid AG
Michael Moser, Bundesamt für Energie
Christian Müller, BKW Energie AG
Walter Schlegel, Bundesamt für Energie
Irene Steimen, Axpo Power AG
Moritz Steiner, Dienststelle für Energie und Wasserkraft Kanton Wallis

BFE-Bereichsleiter Nicole Mathys / **BFE-Programmleiter** Nicole Mathys
BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500826-01 / 810000323

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050

Executive Summary	1
Résumé	1
1 Einleitung	7
1.1 Hintergrund und Zielsetzung der Studie.....	7
1.2 Unser Ansatz	8
1.3 Struktur des Berichts.....	9
2 Zukünftige Entwicklung des Stromsystems	11
2.1 Auswahl und Definition der Strommarktszenarien	11
2.2 Detaildarstellung der Szenarioannahmen	13
2.3 Langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks	21
2.4 Langfristige Entwicklung der Strompreise	26
2.5 Entwicklung der Schweizer Kurzfristmärkte	31
3 Einsatzoptimierung zukünftiger Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz	35
3.1 Grundsätzliche Logik des Pumpspeichereinsatzmodells	35
3.2 Berechnung des optimalen Fahrplans durch stochastische Optimierung	40
3.3 Resultierende Deckungsbeiträge für die Basiskraftwerke	42
4 Zukünftige Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz	53
4.1 Energiewirtschaftliche und politische Einordnung der Ergebnisse	53
4.2 Auswirkungen des Regulierungsrahmens.....	60
5 Fazit und Handlungsempfehlungen	67

6	Anhang	71
	<i>Anhang 1 – Weitere Details zur langfristigen Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa</i>	<i>71</i>
	<i>Preisdauerlinien für den Schweizer Großhandel</i>	<i>78</i>
	<i>Anhang 2 – Strommarktmodelle</i>	<i>81</i>
	<i>Europäisches Strommarktmodell – Beschreibung des Investitionsmodells.....</i>	<i>81</i>
	<i>Modellbeschreibung – Dispatchmodell</i>	<i>88</i>
	<i>Anhang 3 – Stochastisches Speichereinsatzmodell</i>	<i>93</i>
	<i>Anhang 4 – Optimierungsvorgehen</i>	<i>105</i>
	<i>Anhang 5 – Einbezug der Regelenergie.....</i>	<i>111</i>
	<i>Anhang 6 – Parameterabhängig Sensitivität</i>	<i>119</i>
	<i>Anhang 7 – Beispiel Bewertung eines Kraftwerkes mithilfe von Basiskraftwerken.....</i>	<i>123</i>

Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiesstrategie 2050

Abbildung 1. Break-even Investitionskosten für Basiskraftwerke für Investitionszeitpunkte 2020 und 2035	3
Abbildung 2. Coûts d'investissements permettant d'atteindre le seuil de rentabilité pour des centrales de base avec des investissements réalisés en 2020 et en 2035	3
Abbildung 3. Ansatz im Überblick	9
Abbildung 4. Überblick über die gewählten Szenarien.....	13
Abbildung 5. Entwicklung der Kohle- und Gaspreise in allen Szenarien	15
Abbildung 6. Entwicklung der Stromnachfrage in allen Szenarien....	16
Abbildung 7. Entwicklung des CO ₂ -Preis in allen Szenarien.....	17
Abbildung 8. Erneuerbaren-Quote und Erneuerbaren Erzeugung in allen Szenarien.....	19
Abbildung 9. Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten in Europa in allen Szenarien.....	20
Abbildung 10. Stromerzeugungskapazitäten in der Schweiz für allen Szenarien	22
Abbildung 11. Nettostromerzeugung in der Schweiz für allen Szenarien	25
Abbildung 12. Entwicklung der realen Strompreisniveaus in der Schweiz	26
Abbildung 13. Strompreis Spread und Volatilität.....	29
Abbildung 14. Schematische Darstellung der Methode der Referenzkraftwerke	40

Abbildung 15. Simulationspfade der Preise für die stochastische Berechnung des optimalen Fahrplans.....	42
Abbildung 16. Deckungsbeitrag der Basiskraftwerke für das Szenario A.....	44
Abbildung 17. Aufschlüsselung des Energiehandels für physikalische und finanzielle Aktivitäten am Day-Ahead- und Intraday-Märkten für den Basiskraftwerkstyp II im Referenzjahr 2020	46
Abbildung 18. Vergleich der Erträge pro MW für unbeschränkte und Beschränkte Intraday-Aktivität, Szenario A Jahr 2020	47
Abbildung 19. Absolute Deckungsbeiträge des Szenarios B [in EUR/MW/a]	49
Abbildung 20. Absolute Deckungsbeiträge des Szenarios C [in EUR/MW/a]	50
Abbildung 21. Break-even Investitionskosten für Basiskraftwerke – Investition im Jahr 2020	56
Abbildung 22. Break-even Investitionskosten für Basiskraftwerke – Investition im Jahr 2035	58
Abbildung 23. Entwicklung der Wasserkrafterzeugung laut EPCH 2050 und geplante PSW-Zubauten	59
Abbildung 24. Einfluss auf die Deckungsbeiträge in den Sensitivitäten im Vergleich zu Szenario A	63
Abbildung 25. Entwicklung des Stromerzeugungskapazitäten in der Modelregion für allen Szenarien.....	73
Abbildung 26. Exogener Zubau an Pumpspeicherwerken in der Schweiz und in Europa.....	75
Abbildung 27. Entwicklung des Nettostromerzeugung in der Modellregion für allen Szenarien	77
Abbildung 28. Preisdauerlinie (Schweiz) 2020 für alle Szenarien.....	78
Abbildung 29. Preisdauerlinie (Schweiz) 2035 für alle Szenarien.....	79
Abbildung 30. Preisdauerlinie (Schweiz) 2050 für alle Szenarien.....	80
Abbildung 31. Modellregionen des Strommarktmodells.....	83
Abbildung 32. Multi-Faktor-Dispatch-Modell Referenzpreis (Schweiz) 2050 für Szenario A.....	96

Abbildung 33. Simulationen basieren auf dem Realisationspfad des Multi-Unit-Dispatch-Models (Schweiz) 2050 für Szenario A	97
Abbildung 34. Windeinspeisung-Prognose Fehler (Deutschland 2011-2012)	99
Abbildung 35. Peak / Base Spread im jährlichen Mittelwert für die Szenarien A, B & C	100
Abbildung 36. Standardabweichung der täglichen Mittelwerte der Spotpreise für die Szenarien A, B & C	101
Abbildung 37. Standardabweichung der stündlichen Spot-Preise für die Szenarien A, B & C	101
Abbildung 38. Volatilität der stündlichen Intraday-Preise	102
Abbildung 39. Differenz des Peak/Offpeak-Spreads der Intraday-Preise zu den Spot-Preisen	103
Abbildung 40. Differenz des Volatilität der Intraday-Preise zu den Spot-Preisen	103
Abbildung 41. Realisationspfade des Wasserlevels basierend auf dem optimalen Fahrplan	106
Abbildung 42. Szenarien des kumulierten Profites basierend auf den Simulationspfaden	106
Abbildung 43. Vergleich der stochastischen Optimierung (Hellgrün) mit deterministischer Optimierung (Rot) und perfekter Vorhersage (Dunkelgrün)	108
Abbildung 44. Vorhaltung im Reservoir für die Vorhaltung zur Bereitstellung der Regelreserve	112
Abbildung 45. Realisationspfade des Wasserlevels basierend auf dem optimalen Fahrplan ohne (oben) und mit (unten) Teilnahme am Regelenenergiemarkt für ein Basiskraftwerk des Typs I	113
Abbildung 46. Profitabilitätsgrenze für die Teilnahme an den Regelenenergiemärkten unter der Annahme, dass 10% der Leistung bereitgestellt werden und 6h Reservoir-Reserve	115
Abbildung 47. Profitabilitätsgrenze für verschiedene Kapazitäten ..	116
Abbildung 48. Profitabilitätsgrenze für verschiedene Stunden Reservoir-Reserve	117

Abbildung 49. Vorhersagefehler der Last (Model basiert), der Windeinspeisung und der PV-Einspeisung (Deutschland 2011-2012)	119
Abbildung 50. Differenz der Bewertung zum Szenario A für Basiskraftwerke, 2020	120
Abbildung 51. Sensitivität des Kraftwerkswertes auf den Base-Preis	121
Abbildung 52. Betrieb (Typ II + Typ III) eines realen Kraftwerks.....	124
 Tabelle 1. Reservoir-Grössen realer Kraftwerke und korrespondierender Basiskraftwerke	38
Tabelle 2. Darstellung der Basiskraftwerke	39
Tabelle 3. Ertragsfaktoren der Basiskraftwerke	43
Tabelle 4. Im Modell berücksichtigte Pumpspeicherprojekte in der Schweiz	74
Tabelle 5. Beispiel – Wesentliche Annahmen zu Kraftwerksneubauoptionen (Auszug)	86
Tabelle 6. Ertragsfaktoren der Basiskraftwerke	115
Tabelle 7. Kraftwerkseigenschaften	123

Executive Summary

Auftrag und Hintergrund der Studie

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Eckpfeiler der vom Schweizer Bundesrat definierten neuen Energiepolitik. Neben den vielfältigen Vorteilen der erneuerbaren Energien stellen lastfernere Erzeugung und volatile Einspeisung aus Wind- oder PV Anlagen im In- und Ausland neue Herausforderungen an das Elektrizitätssystem. Der Bundesrat sieht ein großes Potenzial für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, da diese große Mengen Strom speichern und so zum Ausgleich der schwankenden Stromproduktion genutzt werden können. Zudem ist der Bundesrat der Auffassung, dass der Ausbau der schweizerischen Pumpspeicherkraftwerke als „Batterie Europas“ einen wesentlichen Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien in Europa und somit zur Wertschöpfung in der Schweiz leisten kann.

In den letzten Jahren sind allerdings die Strompreise (insbesondere die Strompreise zu Peak-Zeiten) an den Spotmärkten unter Druck geraten. Diese Entwicklung stellt mit Blick auf die heutige Marktsituation die Betriebsweise sowie die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen in Frage - auch die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher. Somit droht ein Auseinanderklaffen der in der Schweizer Energiestrategie formulierten Rolle von Pumpspeichern für die Erneuerbaren-Integration und den sich am Markt tatsächlich einstellenden Pumpspeicherzubauten.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie (BFE) eine Studie an Frontier Economics Ltd. (Frontier) und swissQuant Group AG (swissQuant) vergeben, in der die Rolle, die Wirtschaftlichkeit und der Regulierungsbedarf von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 analysiert wird. Dabei stehen insbesondere marktinduzierte Bewertungskriterien im Vordergrund, Aspekte der netzseitigen Absicherung der Versorgungssicherheit werden weitgehend ausgeblendet.

Unser Ansatz – Modellierung von drei Szenarien

Um die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern in der Schweiz und den Einfluss des Regulierungsrahmens quantifizieren zu können, wurden drei Szenarien definiert, die unterschiedliche mögliche zukünftige Entwicklungen der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abbilden. Für die Szenarioannahmen wurde, soweit möglich, auf die Prognos-Studie „Die

Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (EPCH 2050)“ im Auftrag des BFE¹ zurückgegriffen. Die drei Szenarien lassen sich wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A** – Dieses Szenario setzt nachfrage- und angebotsseitig auf eine **moderate zukünftige Entwicklung** der Rahmenbedingungen und stellt aus unserer Sicht das Referenzszenario dar. In diesem Szenario wird von stagnierenden Kohle- und Gaspreisen bei gleichzeitigem moderatem Anstieg der CO₂-Preise ausgegangen. Langfristig wird ein leichter Anstieg der Schweizer Stromnachfrage angenommen. Angebotsseitig erfolgt der Ersatz der stillzulegenden Kernkraftkapazitäten durch eine Kombination aus neuen Erneuerbaren und Zubau von Gas-Kombi-Kraftwerken in der Schweiz.
- **Szenario B** – Szenario B unterscheidet sich von Szenario A dadurch, dass die Kernenergielücke **ohne den Bau von Gas-Kombi-Kraftwerken** geschlossen wird. Steigende Importe erhöhen tendenziell den Wert von inländischen Erzeugungskapazitäten, insbesondere von Pumpspeichern.
- **Szenario C** – Szenario C geht von einer **stark verschärften globalen Klimapolitik** aus. Dies führt zu einem starken Anstieg der zukünftigen CO₂-Preise bei gleichzeitigem Rückgang der Preise für fossile Energieträger. Zudem wird von einer sinkenden Stromnachfrage in der Schweiz aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen ausgegangen. Angebotsseitig gehen wir wie im Szenario A vor.

Mit Hilfe der Strommarktmodelle von Frontier lassen sich auf Basis dieser Annahmen die zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa und der Schweiz und die resultierenden stündlichen Schweizer Strompreise für die drei Stichjahre 2020, 2035 und 2050 simulieren. Diese Preise bilden die Grundlage für das Einsatzoptimierungsmodell von swissQuant zur Ermittlung der Deckungsbeiträge zukünftiger (typisierter) Pumpspeicherprojekte in der Schweiz. Hieraus lässt sich die erwartete Wirtschaftlichkeit der Anlagen ableiten.

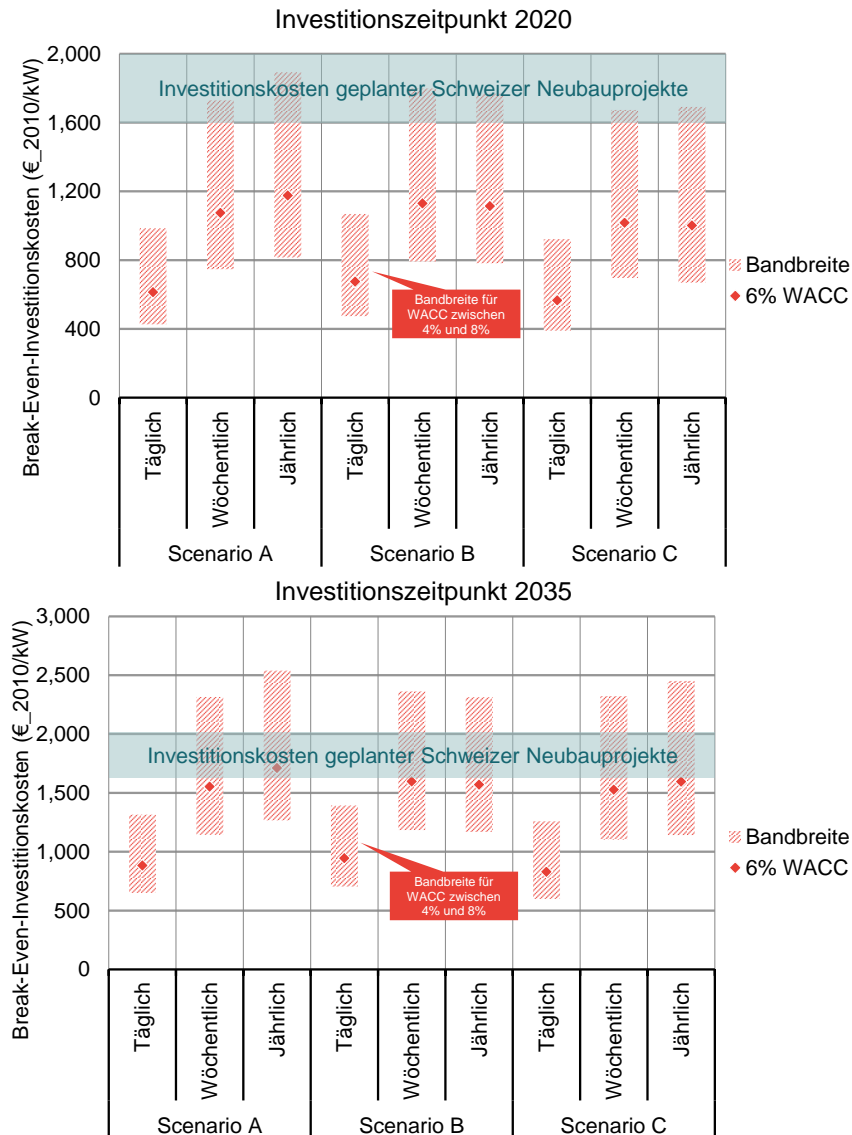
Ergebnisse bezüglich der zukünftigen Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern

Abbildung 1 zeigt die resultierenden Break-even Investitionskosten (Investitionskosten, bei denen gerade noch eine übliche Kapitalrendite erwirtschaftet werden kann) für neue Pumpspeicherprojekte in der Schweiz. Ihnen gegenübergestellt werden die erwarteten Investitionskosten geplanter

¹ Um Konsistenz mit vorangegangenen Studien des BFE zur Energiestrategie 2050 zu gewährleisten, wurden die Annahmen soweit möglich aus diesen Studien übernommen.

Neubauprojekte. Liegen Break-even Investitionskosten unterhalb der erwarteten Investitionskosten, so ist das Projekt nicht rentabel.

Abbildung 1. Break-even Investitionskosten für Basiskraftwerke für Investitionszeitpunkte 2020 und 2035



Quelle: Frontier/SwissQuant

Anmerkung: hier abgebildet sind die Ergebnisse für fiktive Referenzanlagen mit einem hohen Wirkungsgrad (82% bzw. 85%) und unterschiedlichen Reservoirvolumina bzw. Betriebshorizont (täglich, wöchentlich und jährlich). Die Bandbreite der Investitionskosten ist den Webseiten der Projektentwickler von Nant de Drance, Linthal 2015 und Lagobianco entnommen. Die Bandbreite der Break-Even Investitionskosten ergibt sich aus der Variation der Kapitalkosten (WACC von 4% bis 8% real)

Basierend auf unseren Analysen bezüglich der zukünftigen Rolle von Pumpspeichern in der Schweiz kann festgehalten werden:

- **Kurz- bis mittelfristig (bis zum Jahr 2020) sind Pumpspeicherprojekte risikobehaftet** – Wie unsere Simulationen gezeigt haben, liegen die Break-Even-Investitionskosten für neue Pumpspeicher in der Schweiz je nach Kapitalkostenstruktur, Anlagentyp und Szenario im Bereich von 500 EUR/kW (kleine Speicher, hohe Kapitalkosten von 8%/a) bis 1600 EUR/kW (große Speicher, niedrige Kapitalkosten von 4%/a). Vergleicht man dies mit den heute diskutierten Investitionskosten für Neubauten in der Schweiz, die zwischen 1600 und 2000 EUR/kW liegen, so dürfte dies im Falle vieler derzeit diskutierter Speicherprojekte nicht ausreichend sein². Die Spannweite der Break-Even-Kosten zeigt deutlich:

Die Erlössituation von Speichern ist sehr volatil, da sie von Preisdifferenzen getrieben ist, weniger von Preisniveaus³. Gleichzeitig sind Pumpspeicher eine recht kapitalintensive, langlebige Investition. In Kombination ergibt sich ein vergleichsweise hohes Projektrisiko für Investoren⁴.

- **Langfristig (nach dem Jahr 2020) mit verbesserter Wirtschaftlichkeit zu rechnen** – Langfristig wird sich die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher deutlich verbessern. Trotz umfangreicher Netzausbauten erhöht sich die Strompreisvolatilität im Schweizer Stromsystem, getrieben durch
 - den weiteren Ausbau der Windenergie und Photovoltaik in Europa; sowie
 - durch höhere Strompreise in Stunden ohne Wind- und Photovoltaikeinspeisung⁵.

² Eine Einzelfallbetrachtung der Projekte ist nicht Gegenstand der Analyse. Jedes derzeit diskutierte Projekt kann als eine Kombination aus den Basiskraftwerkstypen (im Wesentlichen aus den Typen II und III) kombiniert werden. Letztlich spielen hier projektspezifische und unternehmensspezifische Eingangsgrößen eine Rolle wie Investitionskosten (getrieben durch den Standort) oder auch Finanzierungskosten. Unabhängig von den Einzelprojekten ist aus unseren Analysen jedoch offensichtlich, dass kurzfristige die Wirtschaftlichkeit für neue Pumpspeicher in der Schweiz schwer darzustellen sein dürfte.

³ In unseren Analysen gehen wir davon aus, dass in der Schweiz zukünftig auch negative Strompreise an der Börse zugelassen sind (wie an den meisten europäischen Strombörsen). Die derzeitige Preisbegrenzung bei Null könnte die für Speicher nutzbaren Preisdifferenzen in einigen Stunden einschränken.

⁴ Vergleiche mit anderen Speichertechnologien haben gezeigt, dass Pumpspeicher im Vergleich zu anderen Speichertechnologien noch eine sehr gute Kombination aus Kosten, Lebensdauer und Wirkungsgrad darstellen (siehe Frontier Economics (2011): Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen – Gutachten im Auftrag der Verbund AG), somit dürfte die Situation für Speichertechnologien auf Systemebene kurzfristig insgesamt herausfordernd sein.

⁵ Dieser langfristige Anstieg der Strompreise in Stunden ohne EE- Einspeisung ist getrieben durch Brennstoff- und CO₂ Preise, die die variablen Grenzkosten der thermischen Erzeugung erhöhen. Zudem ist langfristig mit einer Umstellung des europäischen Kraftwerksparks zu rechnen weg von

Regulierungshebel und Handlungsempfehlungen

Der Regulierungsrahmen hat großen Einfluss auf Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherprojekte – Der Regulierungsrahmen hat einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher. Wichtige Erkenntnisse in diesem Kontext sind:

- **Netzentgelte für Pumpstrom** – Zusätzliche Kostenpositionen, wie z.B. Netzentgelte für Pumpstrom würden viele Projekte, die derzeit gerade noch auf der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit stehen, gefährden.

Handlungsempfehlung: Wir empfehlen angesichts der kurzfristigen Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern von einer Einführung von Netzentgelten für Pumpstrom abzusehen. Falls diese langfristig erfolgen sollte, müsste ein europäischer Ansatz verfolgt werden.

- **Netzausbau eher Chance für Schweizer Speicher** – Der Ausbau der Stromnetze rund um die Schweiz ist Risiko und Chance für Stromspeicher zugleich. Zum einen werden zukünftig volatile Strompreiseffekte aus Deutschland (z.B. durch Windausbau) importiert, und Schweizer Speicher könnten als Stromanbieter und Käufer im Ausland auftreten. Andererseits werden auch neue Konkurrenten aus dem Ausland verstärkt auf dem Schweizer Strommarkt aktiv werden können. Mittel- bis langfristig überwiegen die Chancen aber die Risiken.

- **Zugang zu internationalen Kurzfristmärkten stärken** – Neben dem Kuppelleitungsausbau ist auch auf eine effiziente Einbindung der Schweizer Erzeuger und Verbraucher in den europäischen Strommarkt zu beachten. Flexible Technologien wie Pumpspeicherkraftwerke sollten die Möglichkeit erhalten, ihre Flexibilität auch auf Kurzfristmärkten im Ausland anzubieten. Dies würde die Kosten im Gesamtsystem reduzieren. Der ungehinderte Marktzugang der Schweiz zu den Europäischen Energiemärkten stellt somit eine Chance für die Pumpspeicherwerktechnologie dar und sichert bereits getätigte Investitionen.

Handlungsempfehlung: Wir empfehlen weiter an einer stärkeren Integration der Strommärkte zu arbeiten, um komparative Vorteile und Systemeffizienzen zu nutzen.

- **Kapazitätsmechanismen** (z.B. strategische Reserve, Leistungsverpflichtungen, Ausschreibung von Kapazitätsverpflichtungen)

thermischen Grundlastkraftwerken mit vergleichsweise niedrigen variablen Grenzkosten hin zu Gaskraftwerken als „back-up“ Erzeugung mit eher hohen variablen Grenzkosten.

etc.) – Die Auswirkungen einer Einführung von Kapazitätsmechanismen in der Schweiz (über den bestehenden Regelenenergiemarkt hinaus) auf die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern sind ex ante nicht klar zu beziffern und hängen stark von den Ausgestaltungsdetails des Mechanismus ab. Einerseits würden Pumpspeicher voraussichtlich „leiden“, da Kapazitätszahlungen tendenziell Preisspitzen (mögliche Verkaufspreise) kappen würden, andererseits würden sie selbst Kapazitätszahlungen erhalten. Der Nettoeffekt ist ex ante unklar. Klar ist jedoch, dass die Einführung von umfassenden Kapazitätsmechanismen im benachbarten Ausland ein Risiko für Schweizer Speicher darstellen würde, falls Schweizer Speicher von den Kapazitätszahlungen ausgeschlossen wären.

Inwieweit Kapazitätsmechanismen in der Schweiz eingeführt werden sollten, ist nicht allein durch ihre Wirkung auf Pumpspeicher, sondern umfassend mit Blick auf das gesamte Stromsystem zu beurteilen (nicht Gegenstand des Gutachtens). Alleine die Tatsache, dass heute und ggf. auch im Jahr 2020 bestimmte Investitionen nicht wirtschaftlich sind, bedeutet allerdings noch nicht unmittelbar, dass Planung und Evaluierung zukünftiger Projekte nicht weiter stattfinden: Vielmehr bilden Investoren, unter Berücksichtigung von Unsicherheiten, Erwartungen bezüglich der zukünftigen Marktentwicklungen und Wirtschaftlichkeit von Projekten, in denen sich auch etwaige Verbesserungen des Marktumfelds bereits frühzeitig widerspiegeln würden. Diese Vorausschau würde bei entsprechenden positivem Evaluierungsergebnis Planungs- und Projektierungsarbeiten mit entsprechendem zeitlichem Vorlauf auslösen.

Handlungsempfehlung: Wir empfehlen bei Einführung von Strompreis wirksamen Kapazitätsmechanismen im Ausland zunächst die Einbindung in die Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern der Schweiz zu prüfen. Gelingt dies nicht, wäre die Einführung von analogen Mechanismen in der Schweiz zu prüfen, sollen die in der Energiestrategie intendierten PSW-Ausbauten in der Schweiz weiterhin erreicht werden.

Résumé

Mandat et contexte de l'étude

Le développement des énergies renouvelables constitue un pilier essentiel de la nouvelle politique énergétique définie par le Conseil fédéral suisse. Outre les multiples avantages des énergies renouvelables, la production décentralisée et fluctuante des installations éoliennes ou photovoltaïques en Suisse et à l'étranger posent de nouveaux défis au système de l'approvisionnement en électricité. Pour le Conseil fédéral, les centrales à pompage-turbinage présentent un grand potentiel en Suisse puisqu'elles stockent de grandes quantités d'électricité et qu'elles peuvent donc être utilisées pour compenser les fluctuations de la production. De plus, le Conseil fédéral estime que le développement des centrales à pompage-turbinage suisses en tant que «batterie de l'Europe» peut grandement contribuer à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables sur le continent et ainsi à la création de valeur en Suisse.

Toutefois, ces dernières années, les prix de l'électricité (notamment aux heures de pointe) sur les marchés spot sont mis sous pression. Vu la situation actuelle sur le marché, cette évolution remet en question le mode d'exploitation et la rentabilité de nombreuses installations, y compris celles de pompage-turbinage. Ainsi, le rôle que la stratégie énergétique suisse attribue au pompage-turbinage pour intégrer les énergies renouvelables et les capacités supplémentaires de pompage-turbinage effectivement mises sur le marché risquent de diverger.

Dans ce contexte, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a commandé une étude à Frontier Economics Ltd. (Frontier) et à swissQuant Group AG (swissQuant) pour analyser le rôle et la rentabilité des centrales à pompage-turbinage ainsi que la nécessité de réglementer ce domaine en Suisse dans la perspective de la Stratégie énergétique 2050. Cette étude porte principalement sur les critères d'évaluation induits par le marché; elle n'aborde pratiquement pas les aspects relatifs au réseau permettant de garantir la sécurité de l'approvisionnement.

Notre approche: modélisation de trois scénarios

Afin de pouvoir quantifier la rentabilité future du pompage-turbinage en Suisse et l'influence du cadre réglementaire, nous avons défini trois scénarios qui présentent différentes évolutions possibles du contexte politique et des conditions-cadres de l'économie énergétique. Pour les hypothèses sur lesquelles reposent ces scénarios, nous avons eu recours, autant que possible, à l'étude «Die

Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050» (EPCH 2050) réalisée par Prognos sur mandat de l'OFEN⁶. Voici les caractéristiques de ces trois scénarios:

- Le **scénario A** mise sur une **évolution modérée à l'avenir** des conditions-cadres tant du côté de la demande que de l'offre et représente à nos yeux le scénario de référence. Ce scénario prévoit la stagnation des prix du charbon et du gaz avec une hausse modérée des prix du CO₂. Il fait l'hypothèse d'une légère croissance de la demande d'électricité en Suisse à long terme. Du côté de l'offre, les capacités des centrales nucléaires, qui doivent être mises hors service, seront remplacées par une combinaison de nouvelles énergies renouvelables et par la construction de centrales à gaz à cycle combiné en Suisse.
- Le **scénario B** se distingue du scénario A en ce sens que les déficits d'électricité engendrés par l'arrêt des centrales nucléaires seront comblés **sans construire de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné**. La hausse des importations aura tendance à augmenter la valeur des capacités de production nationales, notamment du pompage-turbinage.
- Le **scénario C** envisage un **net durcissement de la politique climatique au niveau mondial**. Ce renforcement entraînera une forte hausse des prix du CO₂ et une baisse concomitante des prix des énergies fossiles. En outre, ce scénario table sur un recul de la demande d'électricité en Suisse grâce aux mesures d'efficacité énergétique. Du côté de l'offre, l'hypothèse est identique à celle du scénario A.

Sur la base de ces hypothèses, les modèles du marché de l'électricité de Frontier permettent de simuler les évolutions futures du parc de centrales en Europe et en Suisse et les prix horaires de l'électricité qui en résulteront en Suisse pour les trois années de référence 2020, 2035 et 2050. Ces prix constituent la base du modèle d'optimisation de l'utilisation de swissQuant visant à déterminer les marges brutes de futurs projets de pompage-turbinage (standardisés) en Suisse. Ce modèle permet de déduire la rentabilité escomptée des installations.

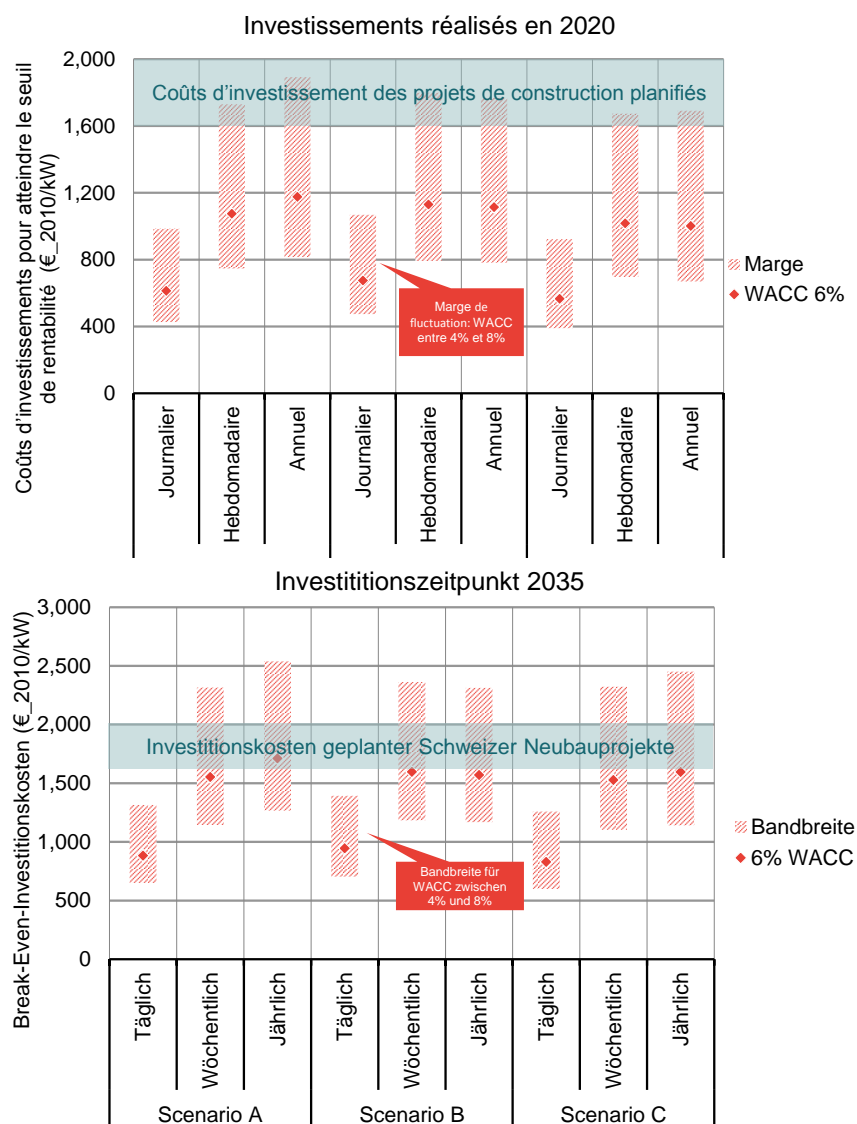
Résultats concernant la rentabilité future du pompage-turbinage

La **figure 2** illustre les coûts d'investissement afin d'atteindre le seuil de rentabilité (coûts d'investissement permettant encore de réaliser un rendement usuel du capital) pour les nouveaux projets de pompage-turbinage en Suisse par rapport aux coûts d'investissement escomptés des projets de construction

⁶ Afin de garantir la cohérence avec les études précédentes de l'OFEN relatives à la Stratégie énergétique 2050, les hypothèses formulées dans ces dernières ont été reprises autant que possible.

planifiés. Si les coûts d'investissement pour atteindre le seuil de rentabilité sont inférieurs aux coûts d'investissement escomptés, le projet n'est pas rentable.

Abbildung 2. Coûts d'investissements permettant d'atteindre le seuil de rentabilité pour des centrales de base avec des investissements réalisés en 2020 et en 2035



Source: Frontier/SwissQuant

Remarque: sont représentés ici les résultats d'installations de référence fictives présentant un rendement élevé (entre 82% et 85%) ainsi que différents volumes de réservoir et horizons d'exploitation (journalier, hebdomadaire et annuel). La marge de fluctuation des coûts d'investissement est reprise des sites internet des réalisateurs des projets «Nant de Drance», «Linthal 2015» et «Lagobianco». La marge de fluctuation des coûts d'investissement permettant d'atteindre le seuil de rentabilité résulte de la variation des coûts du capital (WACC réel de 4% à 8%).

Sur la base de nos analyses relatives au rôle que jouera à l'avenir le pompage-turbinage en Suisse, on peut retenir les conclusions suivantes:

- **Les projets de pompage-turbinage comportent des risques à court et à moyen terme (d'ici à 2020).**

Comme nos simulations l'ont montré, les coûts d'investissement permettant d'atteindre le seuil de rentabilité pour de nouvelles centrales de pompage-turbinage en Suisse se situent, selon la structure des coûts du capital, le type d'installation et le scénario, dans une fourchette comprise entre 500 EUR/kW (petit réservoir, coûts élevés du capital de 8%/an) à 1600 EUR/kW (grand réservoir, faibles coûts du capital de 4%/an). Si on les compare avec les coûts d'investissement évoqués aujourd'hui pour les projets de construction en Suisse qui se situent entre 1600 et 2000 EUR/kW, le seuil de rentabilité ne devrait pas être atteint par de nombreux projets de réservoirs actuellement en discussion⁷. La marge de fluctuation des coûts permettant d'atteindre le seuil de rentabilité le montre clairement:

Les recettes dégagées par les réservoirs varient fortement car elles dépendent plus des différences de prix que du niveau des prix⁸. Parallèlement, les centrales à pompage-turbinage représentent un investissement à long terme nécessitant beaucoup de capitaux. Ces deux facteurs font que les risques liés à ces projets sont relativement élevés pour les investisseurs⁹.

- **La rentabilité du pompage-turbinage devrait s'améliorer à long terme (après 2020).**

A long terme, nous prévoyons une nette amélioration de la rentabilité du pompage-turbinage. Malgré le vaste développement des réseaux, la volatilité des prix au sein du système suisse d'électricité augmentera en raison

- de la poursuite du développement de l'énergie éolienne et du photovoltaïque en Europe et

⁷ L'analyse n'a pas pour objet d'examiner en particulier chaque projet actuellement en discussion. Chacun peut être représenté comme une combinaison de types de centrales de base (principalement des types II et III). Enfin, des grandeurs d'entrée spécifiques au projet et à l'entreprise telles que les coûts d'investissement (selon le site) ou les coûts de financement jouent aussi un rôle. Indépendamment de chaque projet, il ressort toutefois clairement de nos analyses qu'il devrait être difficile à de nouvelles centrales suisses de pompage-turbinage d'être rentables à court terme.

⁸ Dans nos analyses, nous partons de l'hypothèse que des prix de l'électricité négatifs seront aussi autorisés à l'avenir à la bourse suisse (comme dans la plupart des bourses européennes de l'électricité). La limite actuelle des prix fixée à zéro pourrait restreindre les différences de prix utiles au stockage dans les réservoirs à certaines heures.

⁹ Des comparaisons ont montré que le pompage-turbinage présente encore, par rapport à d'autres technologies de stockage, une très bonne combinaison de coûts, de durée de vie et de rendement (cf. Frontier Economics [2011]: Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen – Gutachten im Auftrag der Verbund AG). Ainsi, la situation des technologies de stockage au niveau des systèmes devrait dans l'ensemble être difficile à court terme.

- de la hausse des prix de l'électricité pendant les heures sans injection d'électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque¹⁰.

Le levier de la réglementation et les recommandations d'action

Le cadre réglementaire influence grandement la rentabilité des projets de pompage-turbinage.

Le cadre fixé par la réglementation influence grandement la rentabilité des réservoirs. Dans ce contexte, voici les principales conclusions:

- **Rémunération du réseau pour le courant de pompage**

Des composantes supplémentaires de coûts, comme par exemple la rémunération du réseau pour le courant de pompage, menaceraient de nombreux projets qui atteignent actuellement tout juste le seuil de rentabilité.

Recommandation: concernant la rentabilité du pompage-turbinage à court terme, nous recommandons de renoncer à introduire une rémunération du réseau pour le courant de pompage. Si la rémunération devait être introduite à long terme, il faudrait adopter une approche européenne.

- **Développement du réseau: une opportunité pour les réservoirs suisses**

Le développement des réseaux d'électricité autour de la Suisse présente à la fois des opportunités et des risques en matière de stockage de l'électricité. D'une part, la volatilité des prix de l'électricité (par exemple en raison du développement de l'énergie éolienne) sera importée d'Allemagne, et les réservoirs suisses pourraient se profiler comme fournisseurs et acquéreurs d'électricité à l'étranger. D'autre part, de nouveaux concurrents étrangers pourront aussi renforcer leur présence sur le marché suisse de l'électricité. Toutefois, les opportunités l'emportent sur les risques à moyen et à long terme.

- **Renforcement de l'accès aux marchés internationaux à court terme**

En sus du développement des interconnexions, il faut veiller à intégrer efficacement les producteurs et les consommateurs suisses au marché européen de l'électricité. Des technologies flexibles comme les centrales de pompage-turbinage devraient obtenir la possibilité de proposer leur

¹⁰ Cette hausse à long terme des prix de l'électricité pendant les heures sans injection d'électricité d'origine renouvelable est due aux prix des combustibles et du CO₂ qui augmentent les coûts marginaux variables de la production thermique. De plus, il faut s'attendre à long terme à une transformation du parc européen de centrales où les centrales à charge de base thermiques avec des coûts marginaux variables relativement faibles seront remplacées par des centrales à gaz pour une production d'appoint avec des coûts marginaux variables plutôt élevés.

flexibilité aussi sur les marchés étrangers à court terme, ce qui réduirait les coûts du système dans son ensemble. Le libre accès de la Suisse aux marchés européens de l'énergie représente ainsi une opportunité pour la technologie du pompage-turbinage et garantit les investissements déjà effectués.

Recommandation: nous préconisons de continuer à œuvrer pour renforcer l'intégration des marchés de l'électricité afin de tirer profit des avantages comparatifs et de l'efficacité des systèmes.

- **Mécanismes de capacités** (réserve stratégique, obligations de prestation, appels d'offres d'obligations de capacité, etc.)
Les effets d'une introduction de mécanismes de capacités en Suisse (en sus du marché actuel de l'énergie de réglage) sur la rentabilité du pompage-turbinage ne se laissent pas clairement chiffrer à l'avance et dépendent fortement des modalités du mécanisme. D'un côté, le pompage-turbinage devrait être défavorisé car les paiements de capacités devraient avoir tendance à lisser les pointes des prix (prix de vente possibles). D'autre part, il recevrait lui aussi des paiements de capacités. L'effet net n'est pas clair à l'avance. Ce qui est clair, c'est que l'introduction de mécanismes globaux de capacités dans les pays voisins représenterait un risque pour les réservoirs suisses s'ils étaient exclus des paiements de capacités.

On ne doit pas évaluer dans quelle mesure des mécanismes de capacités devraient être introduits en Suisse uniquement par leurs effets sur le pompage-turbinage mais de manière globale, en prenant en considération le système d'électricité dans son ensemble (ce n'est pas l'objet de la présente étude). Le seul fait qu'aujourd'hui et, le cas échéant, aussi en 2020, certains investissements ne soient pas rentables n'implique toutefois pas directement que la planification et l'évaluation de futurs projets cesseront. Au contraire, les investisseurs font des prévisions, en tenant compte des incertitudes, sur les évolutions futures du marché et sur la rentabilité de projets sur lesquels d'éventuelles améliorations de la situation du marché se répercuteraient très vite. En cas d'évaluation positive, ces prévisions déclencheraient des travaux de planification et d'étude avec l'anticipation nécessaire.

Recommandation: en cas d'introduction à l'étranger de mécanismes de capacités ayant un effet sur le prix de l'électricité, nous recommandons d'examiner d'abord l'intégration de la Suisse dans les mécanismes de capacités des pays voisins. Si cette intégration échoue, il conviendrait d'étudier l'introduction de mécanismes analogues en Suisse pour continuer de développer le pompage-turbinage sur le territoire helvétique comme le prévoit la stratégie énergétique.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Eckpfeiler der vom Schweizer Bundesrat definierten neuen Energiepolitik. Neben den vielfältigen Vorteilen der erneuerbaren Energien stellen lastfernere Erzeugung und volatile Einspeisung aus Wind- oder PV Anlagen im In- und Ausland neue Herausforderungen an das Elektrizitätssystem. Der Bundesrat sieht ein großes Potenzial für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, da diese große Mengen Strom speichern und so zum Ausgleich der schwankenden Stromproduktion genutzt werden können. Zudem ist der Bundesrat der Auffassung, dass der Ausbau der schweizerischen Pumpspeicherkraftwerke als „Batterie Europas“ einen wesentlichen Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien in Europa und somit zur Wertschöpfung in der Schweiz leisten kann.

In den letzten Jahren sind allerdings die Strompreise (insbesondere die Strompreise zu Peak-Zeiten) an den Spotmärkten unter Druck geraten. Diese Entwicklung stellt mit Blick auf die heutige Marktsituation die Betriebsweise sowie die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen in Frage - auch die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher. Somit droht ein Auseinanderklaffen der in der Schweizer Energiestrategie formulierten Bedeutung von Pumpspeichern für die Erneuerbaren-Integration¹¹ und den sich am Markt tatsächlich einstellenden Pumpspeicherzubaute.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie (BFE) eine Studie an Frontier Economics Ltd. (Frontier) und swissQuant Group AG (swissQuant) vergeben, in der die Rolle, die Wirtschaftlichkeit und der Regulierungsbedarf von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 analysiert wird. Das Projekt beantwortet die folgenden wesentlichen Fragestellungen:

- Welche Rolle spielen Pumpspeicherkraftwerke im energiewirtschaftlichen Umfeld der Energiestrategie 2050?
- Wie ist die Wirtschaftlichkeit von typischen schweizerischen Pumpspeicherkraftwerken unter der Energiestrategie 2050 zu beurteilen?

¹¹ In der Energiestrategie sind keine festen Ausbauziele für Pumpspeicher angegeben. In den Modellrechnungen der „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“, auf die die Energiestrategie referenziert und die die Grundlagen für unsere Szenarien bilden, sind die Pumpspeicher im Bau und in fortgeschrittener Planung (insgesamt ca. 4 GW) berücksichtigt worden.

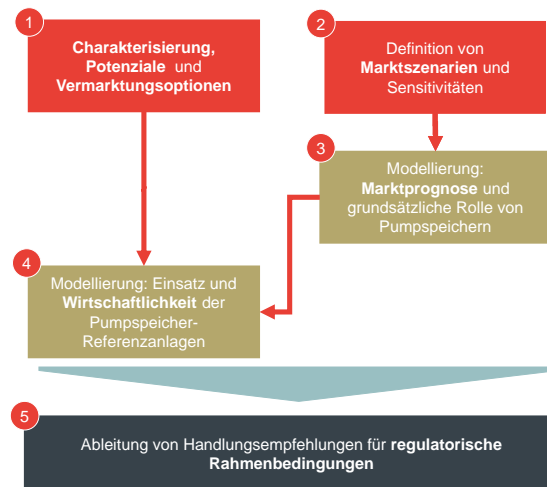
- Welchen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben Aspekte wie
 - Marktdesign und int. Marktintegration;
 - Netzintegration (Ausbau der Übertragungsleitungen, Kapazitätsallokationsverfahren);
 - Ausbau stochastisch produzierender Erzeugungskapazitäten (Einspeisevolatilität, Prognoseunsicherheit); sowie
 - Politische Regulierung (einschließlich Festsetzung von Abgaben).
- Wie sollten auf Basis der Analysen die regulatorischen Rahmenbedingungen für Pumpspeicherkraftwerke ausgestaltet werden, um einen effizienten Ausbau der Pumpspeicher in der Schweiz zu erreichen?

1.2 Unser Ansatz

Die oben aufgeführten Fragestellungen werden sowohl qualitativ als auch quantitativ untersucht. Hierbei gehen wir in folgenden Schritten vor (siehe **Abbildung 3**):

- **Schritt 1** – Charakterisierung der Schweizer Pumpspeicher, Identifikation technischer Potenziale und Vermarktungsoptionen sowie Definition repräsentativer Referenzanlagentypen.
- **Schritt 2** – Definition von drei Zukunftsszenarien und Sensitivitäten basierend auf Vorgängerstudien des BFE zur Energiestrategie 2050.
- **Schritt 3** – Modellierung: Marktprognose und Identifikation der grundsätzlichen zukünftigen Rolle von Speichern im mitteleuropäischen Strommarkt.
- **Schritt 4** – Modellierung: Einsatz und Bewertung der Pumpspeicher-Referenzanlagen in der Schweiz.
- **Schritt 5** – Ableitung von Empfehlungen für die zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz (einschließlich Empfehlungen zu Regelungen von Abgaben etc.).

Abbildung 3 zeigt unseren Analyseansatz noch einmal im Überblick:

Abbildung 3. Ansatz im Überblick

Quelle: Frontier

1.3 Struktur des Berichts

Analog zu den oben beschriebenen Analysenschritten haben wir unseren Bericht folgendermaßen gegliedert:

- In **Abschnitt 2** wird die zukünftige Entwicklung des Stromsystems in Europa in Form von drei Szenarien untersucht. Dies umfasst Annahmen an die zukünftige Entwicklung von Eingangsparametern (z.B. Brennstoffpreise und Stromnachfrage) für die Strompreismodellierung, die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die modellierten stündlichen Großhandelspreise für Strom in der Schweiz.
- In **Abschnitt 3** stellen wir die Einsatz- und Wirtschaftlichkeitsanalyse zukünftiger Pumpspeicherprojekte in der Schweiz dar. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt hierbei anhand von typischen Basiskraftwerken, so dass ein breites Spektrum möglicher Projekte abgedeckt werden kann.
- In **Abschnitt 4** wird die derzeitige Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher sowie der Einfluss des Regulierungsrahmens auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern in der Schweiz untersucht. Hierfür werden mögliche Stellschrauben hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit untersucht.
- In **Abschnitt 5** ziehen wir ein Fazit und geben Handlungsempfehlung für das BFE ab.

2 Zukünftige Entwicklung des Stromsystems

In dem Abschnitt stellen wir zunächst die Entwicklung von drei Szenarien (**Abschnitt 2.1**) und die wesentlichen Annahmen für die Strommarktmodellierung (**Abschnitt 2.2**) vor.

Anschließend werden die wesentlichen Ergebnisse der Strommarktmodellierung und die Implikationen für:

- die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks und die Stromerzeugung in der Schweiz bis 2050 (**Abschnitt 2.3**);
- die Entwicklung des Strompreisniveaus und der Strompreisvolatilität in der Schweiz bis 2050 (**Abschnitt 2.4**); und
- die Entwicklung von Kurzfristmärkten (Intraday- und Regelenergie-Markt) und Implikation für die Vermarktungsoptionen von Pumpspeichern in der Schweiz (**Abschnitt 2.5**).

2.1 Auswahl und Definition der Strommarktszenarien

Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsanalyse zukünftiger Pumpspeicher in der Schweiz (**Abschnitt 3**) sind drei umfassende Markt- und Umfeld-Szenarien. Die drei Szenarien lassen sich unterscheiden anhand der Annahmen an die Nachfrage- bzw. Angebotsseite auf den Strommärkten (**Abbildung 4**). Die jeweiligen gewählten Varianten entstammen der Prognos-Studie „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (EPCH 2050)“ im Auftrag des BFE¹².

Die drei Szenarien erfassen alternative, aber konsistente, Entwicklungen der Rahmenbedingungen für den Schweizer Strommarkt und bilden die Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen ab. Die drei Szenarien lassen sich wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A** – Dieses Szenario setzt nachfrage- und angebotsseitig auf eine **moderate** zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen und stellt aus unserer Sicht das Referenzszenario dar.
 - Nachfrageseite – Wir stützen uns auf die Nachfrage-Variante „Politische Maßnahmen“ (POM) aus der Studie EPCH 2050. In diesem Szenario wird von stagnierenden Kohle- und Gaspreisen aus bei gleichzeitigem moderatem Anstieg der CO₂-Preise ausgegangen.

¹² Um Konsistenz mit vorangegangenen Studien des BFE zur Energiestrategie 2050 zu gewährleisten, wurden die Annahmen soweit möglich aus diesen Studien übernommen.

Gleichzeitig wird langfristig von einem leichten Anstieg der Schweizer Stromnachfrage ausgegangen.

- Angebotsseitig – Angebotsseitig folgen wir den Annahmen aus der Variante C&E der Studie EPCH 2050. Annahmegemäß erfolgt der Ersatz der stillzulegenden Kernkraftkapazitäten durch eine Kombination aus neuen Erneuerbaren und den Zubau von Gas-Kombi-Kraftwerken in der Schweiz.
- **Szenario B** – Das Szenario B setzt sich wie folgt zusammen
 - Nachfrageseite – In diesem Szenario gehen wir von der gleichen Entwicklung der Stromnachfrage und der Brennstoff- und CO₂-Preise wie im Szenario A.
 - Angebotsseitig – Im Gegensatz zum Szenario A erfolgt in diesem Szenario der Ersatz der Kernkraftkapazitäten in der Schweiz ohne den Bau von Gas-Kombi-Kraftwerken. Die verbleibende Stromlücke wird durch Importe geschlossen. Dies erhöht tendenziell den Wert von inländischen Erzeugungskapazitäten, insbesondere von Pumpspeichern.
- **Szenario C** – Das Szenario C setzt sich wie folgt zusammen
 - Nachfrageseite – Szenario C unterscheidet sich vom Referenzszenario A hinsichtlich der Erwartungen an die nachfrageseitigen Rahmenbedingungen. Die Variante „Neue Energiepolitik“ (NEP) geht von einer **stark verschärften Welt-Klimapolitik** aus. Dies führt zu einem starken Anstieg der zukünftigen CO₂-Preise bei gleichzeitigem Rückgang der Preise für fossile Energieträger. Zudem wird von einer sinkenden Stromnachfrage aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen ausgegangen.
 - Angebotsseitig – Wie im Szenario A folgen wir angebotsseitig den Annahmen aus der Variante C&E der Studie EPCH 2050. Annahmegemäß erfolgt der Ersatz der stillzulegenden Kernkraftkapazitäten durch eine Kombination aus neuen Erneuerbaren und den Zubau von Gas-Kombi-Kraftwerken in der Schweiz.

Abbildung 4. Überblick über die gewählten Szenarien

		Angebotsvariante	
		C & E	E
Nachfragevariante	NEP	Szenario C (tendenziell geringerer Ertrag) <ul style="list-style-type: none"> □ Nachfrageseitiges Zielszenario, in dem Klima- und Umweltpolitik sehr hohe Priorität zukommt □ Ambitionierter EE / Einsatz von Gas-KKW zur Differenzdeckung 	
	POM	Szenario A (Referenzszenario) <ul style="list-style-type: none"> □ Exploratives Nachfrageszenario, Umsetzung geplanter pol. Maßnahmen (nachrangige Priorität der Klimapol. ggü. anderen gesellschaftspol. Zielen) □ Ambitionierter EE / Einsatz von Gas-Kombi-KW zur Differenzdeckung 	Szenario B (tendenziell höherer Ertrag) <ul style="list-style-type: none"> □ Exploratives Nachfrageszenario, Umsetzung geplanter pol. Maßnahmen (nachrangige Priorität der Klimapol. ggü. anderen gesellschaftspol. Zielen) □ Ambitionierter EE / Einsatz von WKK und Importen zur Differenzdeckung

Quelle: Frontier basierend auf Angebots- und Nachfragevarianten der Prognos-Studie „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“

2.2 Detaildarstellung der Szenarioannahmen

In diesem Abschnitt gehen wir auf die wichtigsten Annahmen für die Modellierung der zukünftigen Strompreise in der Schweiz ein¹³:

- Annahmen bezüglich der Brennstoffpreisentwicklung;
- Annahmen bezüglich der Stromnachfrage;
- Annahmen bezüglich der Klimapolitik und CO₂-Preisentwicklung; sowie
- Annahmen bezüglich der Entwicklung der Stromnetze in Europa.

¹³ Soweit möglich wurden die Annahmen der BFE/Prognos-Studie „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ (EPCH 2050) übernommen. Fehlende Angaben wurden hierzu konsistent dazu aus anderen BFE-Studien übertragen bzw. durch Frontier modelliert. In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Annahmen herausgegriffen. Weitere Details zu den einzelnen Annahmen sind im Anhang dokumentiert.

2.2.1 Brennstoffpreisentwicklung

Fossile Energieträger (v.a. Steinkohle und Erdgas) spielen im heutigen europäischen Kraftwerkspark eine wichtige Rolle und beeinflussen durch Stromtausch mit dem Ausland auch den Schweizer Stromgrosshandelspreis. Auch wenn in der Schweiz selbst derzeit kaum fossile Kraftwerke eingesetzt werden, spielen Brennstoffpreisannahmen somit eine wichtige Rolle bei der Prognose der zukünftigen Schweizer Strompreise und auch für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern. Die in den Szenarien A bis C jeweils verwendeten Kohle- und Gaspreise spiegeln die wirtschaftlichen und klimapolitischen Entwicklungen in den Szenarien wider:

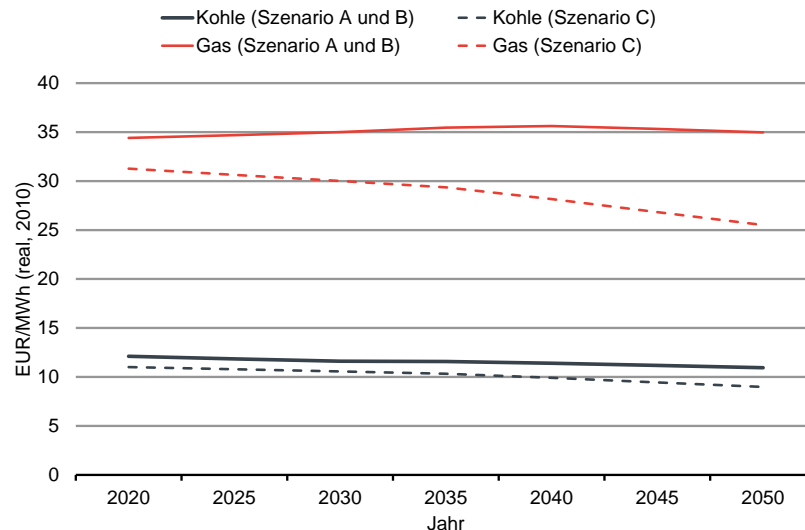
- In den **Szenarien A und B** werden moderate Brennstoffpreisentwicklungen unterstellt.¹⁴ Aufgrund sinkender Nachfrage nach fossilen Energieträgern sinken die realen Kohlepreise um 10% zwischen den Jahren 2020 und 2050, während die Gaspreise in realen Geldeinheiten stagnieren.
- Das **Szenario C** unterstellt eine ambitionierte Klimapolitik in der Welt. In der Folge sinkt die Nachfrage nach fossilen Energieträgern und die realen Kohle- und Gaspreise fallen um 18% zwischen 2020 und 2050¹⁵. Gleichzeitig ist die Stromnachfrage in Europa niedriger als in den Szenarien A und B – getrieben durch eine erhöhte Energieeffizienz.

Abbildung 5 fasst die Entwicklung der Kohle- und Gaspreise zusammen¹⁶.

¹⁴ Die Annahmen orientieren sich an der Einschätzung des „New Policies“-Szenario der International Energy Agency (IEA). IEA (2010), World Energy Outlook.

¹⁵ Szenario C orientiert sich an der Variante „Neue Energiepolitik“ (NEP) der EPCH 2050. Die Annahmen hier orientieren sich am „450“-Szenario der IEA.

¹⁶ Für die Prognose des Erdölpreises greifen wir auf die EPCH 2050 zurück. Die Brennstoffpreise verstehen sich Importpreise an der Schweizer Grenze, d.h. für die Strompreismodellierung werden zusätzlich inländische Transportkosten angesetzt. Die Angaben wurden anhand des Wechselkurs aus BFE/Ecoplan (2012): „Energistrategie 2050 – Volkswirtschaftliche Auswirkungen“ in Euro-Werte konvertiert.

Abbildung 5. Entwicklung der Kohle- und Gaspreise in allen Szenarien

Quelle: Frontier basierend auf EPCH 2050. Die Brennstoffpreise verstehen sich als Importpreise an der Schweizer Grenze. Angaben in CHF/MWh der EPCH 2050 wurde anhand des Wechselkurs aus BFE/Ecoplan (2012): „Energiesstrategie 2050 – Volkswirtschaftliche Auswirkungen“ in Euro-Angaben umgerechnet.

2.2.2 Stromnachfrage

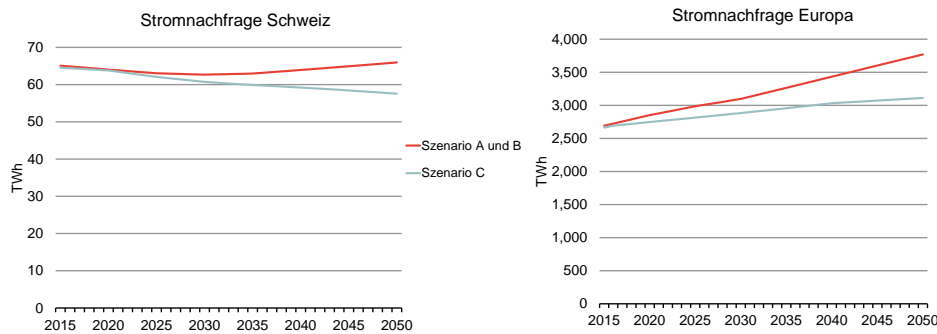
Bezüglich der Stromnachfrage gehen wir von folgenden Entwicklungen aus:

- In den **Szenarien A und B** beziehen sich die Annahmen an die Schweizer Stromnachfrage auf die Variante „Politische Maßnahmen“. Hier wird von einem leichten Anstieg des Schweizer Landesverbrauchs auf ca. 66 TWh bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die Entwicklung der europäischen Stromnachfrage wurde konsistent mit dem Vorgehen in der Vorgängerstudie BFE/Consentec (2012): „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz“ gewählt¹⁷.
- Das **Szenario C** stellt auf die Entwicklungen in der Variante „Neue Energiepolitik“ (NEP) ab, in dem die Schweizer Stromnachfrage aufgrund

¹⁷ Die Studie und orientiert sich bis zum Jahr 2030 am „Baseline“-Szenario der EU. Die Fortschreibung bis ins Jahr 2050 erfolgt dann anhand der relativen Entwicklung des „Power Choices“-Szenario der Eurelectric. Dies führt zu einem moderaten Anstieg der Nachfrage von ca. 30% im Zeitraum 2020 bis 2050.

erhöhter Energieeffizienzbemühungen leicht rückläufig ist und im Jahr 2050 auf 58 TWh absinkt¹⁸.

Abbildung 6. Entwicklung der Stromnachfrage in allen Szenarien¹⁹



Quelle: Frontier basierend auf EPCH 2050. Die Stromnachfrage entspricht der nationalen Endkundennachfrage (Industrie, Gewerbe, Haushalte) inkl. Netzverluste ohne Pumpstromverbrauch und Eigenverbrauch der Kraftwerke. Europa umfasst die modellierten Regionen: DE, NL, BE, FR, CH, AT, CZ, PL, DK West, GB, ES, PT, IT

2.2.3 Klimapolitik und CO₂-Preisentwicklung

Ein wesentlicher Treiber für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromerzeugungsmarktes ist die Klimaschutzpolitik der EU und der einzelnen Länder. Hiermit verbunden ist die

- Begrenzung der von Kraftwerken emittierten CO₂-Mengen²⁰ durch die Einführung des europäischen Emissionshandels; und
- der geförderte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

CO₂-Preis-Entwicklung

Analog zum Vorgehen bei den Brennstoffpreisen und Stromnachfrage greifen wir für die Prognose der CO₂-Preise (siehe **Abbildung 7**) auf die EPCH 2050

¹⁸ Die europäische Stromnachfrage wurde abgeleitet aus der erwarteten Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP), Energieeffizienzanstrengungen und zusätzlicher Nachfrage aus neuen Anwendungen (E-cars, Wärmepumpen). Dies führt zu einem schwächeren Anstieg der Nachfrage als in den Szenarien A und B um ca. 13% zwischen 2020 und 2050.

¹⁹ Die jährlichen Stromnachfragen umfasst die gesamte nationale Endkundennachfrage (Industrie, Gewerbe, Haushalte) inklusive der Verluste im Verteil- und Übertragungsnetz. Der Energiebedarf für Pumpen und der Eigenverbrauch von Kraftwerken sind jedoch nicht enthalten, da auf der Angebotsseite (siehe Abschnitt 2.3) Nettoerzeugungskapazitäten berücksichtigt werden.

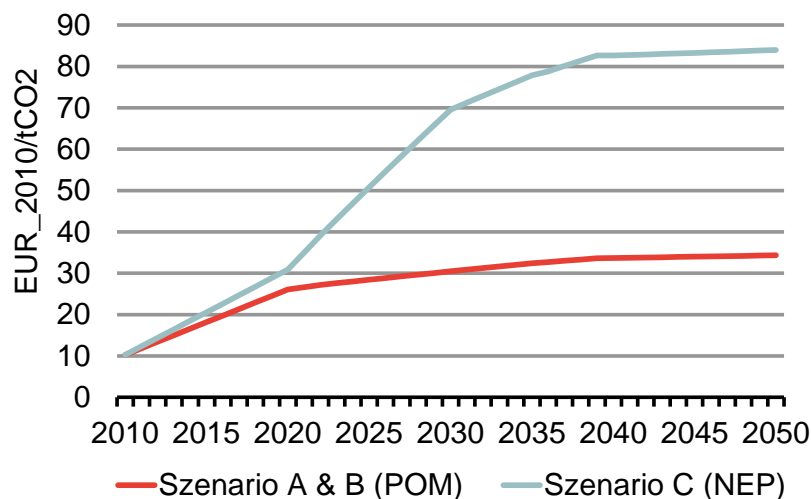
²⁰ Zum einen wird der Preis für CO₂-Emissionen durch das Gesamtangebot an Zertifikaten im europäischen Zertifikatehandel (EU ETS) beeinflusst. Zum anderen erwägen einige Länder, wie etwa Großbritannien, die Einführung einer CO₂-Steuer.

Zukünftige Entwicklung des Stromsystems

zurück. Dies ergibt folgende erwartete Entwicklung der realen CO₂-Preise, die für alle modellierten Regionen gelten:²¹

- In den **Szenarien A und B** wird ein deutlicher realer Anstieg der CO₂-Preise auf ca. 26 €₂₀₁₀/t bis zum Jahr 2020 ausgegangen. Langfristig verlangsamt sich der Anstieg, so dass knapp 35 €₂₀₁₀/t im Jahr 2050 erreicht werden.
- Das **Szenario C** geht von ambitionierten Klimapolitikmaßnahmen aus und einem damit einhergehenden starken Anstieg auf über 30 €₂₀₁₀/t im Jahr 2020 aus. Langfristig wird ein weiterer deutlicher Anstieg auf 84 €₂₀₁₀/t bis zum Jahr 2050 erwartet.

Abbildung 7. Entwicklung des CO₂-Preis in allen Szenarien



Quelle: Frontier basierend auf EPCH 2050. Die Angaben in USD/tCO₂ wurden anhand der Wechselkursprognosen aus der Vorgängerstudie BFE/Ecoplan (2012): „Energiesstrategie 2050 – Volkswirtschaftliche Auswirkungen“ in Euro-Angaben konvertiert.²²

Erneuerbaren-Quote

In diesem Abschnitt gehen wir auf die Annahmen bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien (EE) ein. **Abbildung 8** zeigt die gesamte EE-Erzeugung

²¹ Die Schweiz strebt eine Verknüpfung der beiden Systeme an, damit ein gemeinsamer CO₂-Markt entsteht. Die Bestimmungen des per 1.1.2013 revidierten CO₂-Gesetzes sind in hohem Masse kompatibel mit dem EU-EHS. Siehe <http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/> für weitere Informationen.

²² Da die verwendeten Wechselkurse von einer realen Entwertung des Dollars ausgehen, fällt der Preisanstieg in der Euro-Notierung etwas geringer aus als in der Dollar-Notierung des EPCH 2050.

und den EE-Anteil (definiert als Anteil der Stromnachfrage, der durch Erneuerbare gedeckt wird) für die drei Szenarien²³. Die EE-Angaben in den übrigen zwölf Modellregionen wurden aus politischen Zielvorgaben und konsistent zum übrigen Szenariorahmen abgeleitet.

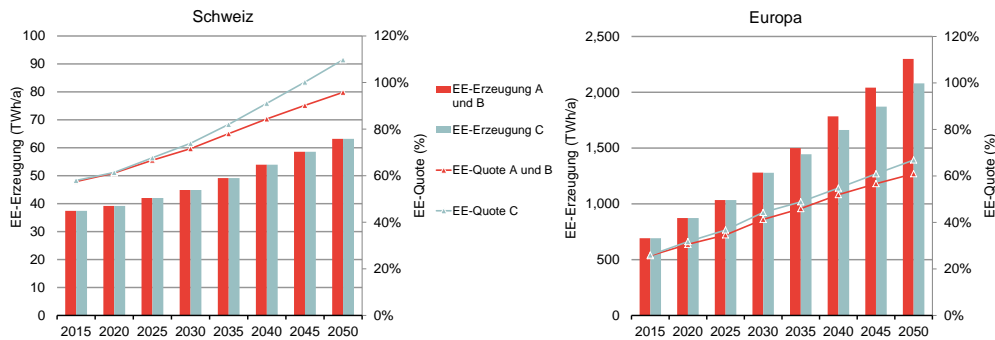
- In den **Szenarien A und B** erwarten einen deutlichen Anstieg der Erzeugung aus EE in der Schweiz und im übrigen Europa:
 - Schweiz – Die Erzeugung aus EE in der Schweiz steigt bis 2050 um mehr als 75% im Vergleich zum Ausgangsniveau an. Die EE-Quote steigt aufgrund des lediglich moderaten Nachfrageanstiegs bis 2050 um ca. 40 Prozentpunkt auf über 90% an. Somit wird in den Szenarien A und B beinahe die gesamte Stromnachfrage aus Erneuerbaren Energien gedeckt.
 - Europa – Die Erzeugung aus EE in Gesamtsystem vervierfacht sich bis 2050 im Vergleich zum Ausgangsniveau. Aufgrund des moderaten Nachfrageanstiegs verdreifacht sich die EE-Quote ausgehend von aktuell ca. 20% im gleichen Zeitraum. Aufgrund des Nachfragewachstums werden die ambitionierten Langfristziele²⁴ der EU von über 80% jedoch verfehlt. Der zusätzliche Ausbau der EE in Europa wird hauptsächlich durch Offshore- und Onshore-Windanlagen erfolgen.
- Im **Szenario C** gehen wir von einem stärkeren Anstieg der EE-Quote als in Szenarien A und B aus:
 - Schweiz – Aufgrund der rückläufigen Stromnachfrage in der Schweiz und dem Anstieg der EE-Erzeugung (siehe Fußnote 22) steigt die EE-Quote im Szenario C für die Schweiz deutlich an. Gegenüber dem Ausgangspunkt von ca. 60% EE-Quote wird im Jahr 2050 eine EE-Quote von über 100% erreicht. Die Erzeugung aus EE übersteigt damit die inländische Nachfrage und die Schweiz weist somit in diesem Szenario positive Nettostromexporte auf.
 - Europa – Insgesamt steigt die EE-Quote bis zum Jahr 2050 auf knapp 70%. Hierbei werden die EE-Ziele für einige Ländern wie z.B. Deutschland (80% in 2050) erreicht. Im Vergleich zu den Szenarien A

²³ Die absolute EE-Erzeugung in der Schweiz wurde den Angebotsvarianten „C&E“ und „E“ aus der EPCH 2050 entnommen und ist für alle drei Szenarien identisch. Unterschiede in der EE-Quote zwischen den drei Szenarien werden allein durch unterschiedliche Annahmen hinsichtlich des Stromverbrauchs getrieben.

²⁴ Siehe EC (2011), „A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy im Jahr 2050“.

und B ist ein leicht geringerer Ausbau von Wind Onshore und Offshore notwendig, da der Nachfraganstieg deutlich geringer ausfällt.²⁵

Abbildung 8. Erneuerbaren-Quote und Erneuerbaren Erzeugung in allen Szenarien



Quelle: Frontier

Auf die detaillierte Zusammensetzung der EE in der Schweiz gehen wir in **Abschnitt 2.3** ein, in dem die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks in der Schweiz dargestellt wird.

2.2.4 Entwicklung der Stromnetze in Europa

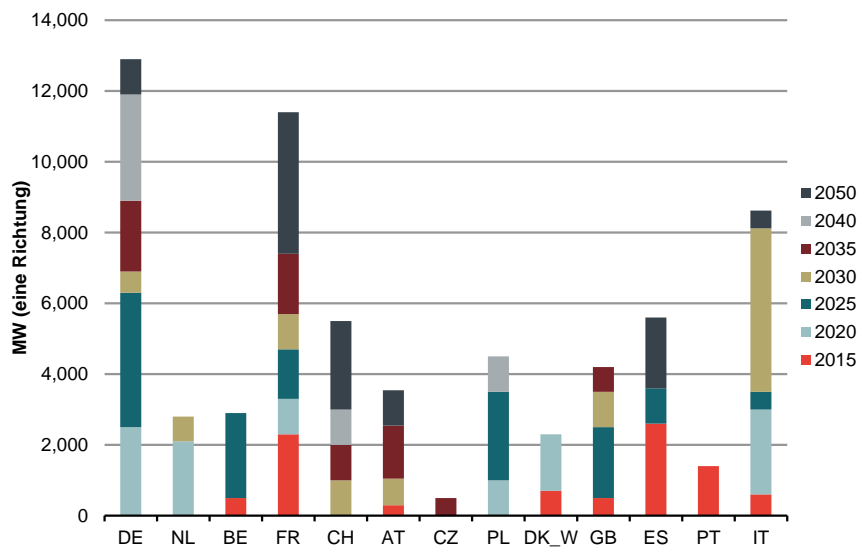
Die langfristige Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten zwischen den modellierten Regionen wurde aus dem Zehnjahresplan (TYNDP) der ENTSO-E abgeleitet, basierend auf NTC Kapazitäten.²⁶ Hierfür wurden auch Projekte, die sich laut TYNDP in frühen Projektstadien befinden und deren Realisierung nicht in der nächsten Dekade erwartet wird (bezeichnet mit „long term“), berücksichtigt. Darüber hinaus wurden langfristig (ab 2040) weitere Interkonnektorprojekte gesetzt, um einen zu erwartenden kontinuierlichen Ausbau der Netze abzubilden.

²⁵ In der Regel (z.B. im deutschen EEG) sind politische Erneuerbarenziele so austariert, dass ein bestimmter Anteil der Stromnachfrage durch EE gedeckt werden soll. Ein starres Beibehalten der installierten Leistungen aus Szenario A und B würde hingegen in unrealistisch hohen EE-Quoten resultieren (EE-Ziele würden deutlich übererfüllt), so dass die politische Förderung vorher gedrosselt werden könnte.

²⁶ Siehe ENTSO-E (2012): „10-Year Network Development Plan 2012“. Die BFE/Consentec (2012) greift auf den TYNDP 2010 zurück. Hier erfolgte ein Zubau der Interkonnektor-Kapazität bis 2050 von insgesamt 50 GW (eine Richtung) bzw. 4.5 GW (eine Richtung) in der Schweiz. Die Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten wurden anhand des Zehnjahresplans aus dem Jahr 2012 aktualisiert, da einige Projekte aus dem vorangegangenen Plan bereits heute verzögert sind (z.B. Niederrhein-Doentichem). Dies ist konsistent zum Vorgehen in der BFE/Consentec (2012) Studie „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz“.

Abbildung 9 stellt den Netzausbaupfad für alle Szenarien bis 2050 dar. Alle hier genannten NTC-Werte beziehen sich jeweils auf eine Richtung. Insgesamt gehen wir von einer Netzverstärkung an den europäischen Grenzen bis zum Jahr 2050 von 66 GW aus. An den Schweizer Grenzen werden ca. 6 GW zusätzliche Projekte berücksichtigt, davon jeweils 1 GW nach Deutschland und Österreich, 1.5 GW nach Italien und 2 GW nach Frankreich.

Abbildung 9. Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten in Europa in allen Szenarien



Quelle: Frontier basierend auf dem TYNDP der ENTSO-E (2012). Hier ausgewiesen werden die Grenzkuppelkapazitäten zwischen den 13 Modellregionen und dem benachbarten Ausland.

2.3 Langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks

In diesem Abschnitt wird die erwartete Entwicklung des Kraftwerksparks und der Nettostromerzeugung in der Schweiz für die drei Szenarien dargestellt. Die Ergebnisse für alle weiteren Modellregionen finden sich im **Anhang 1**²⁷.

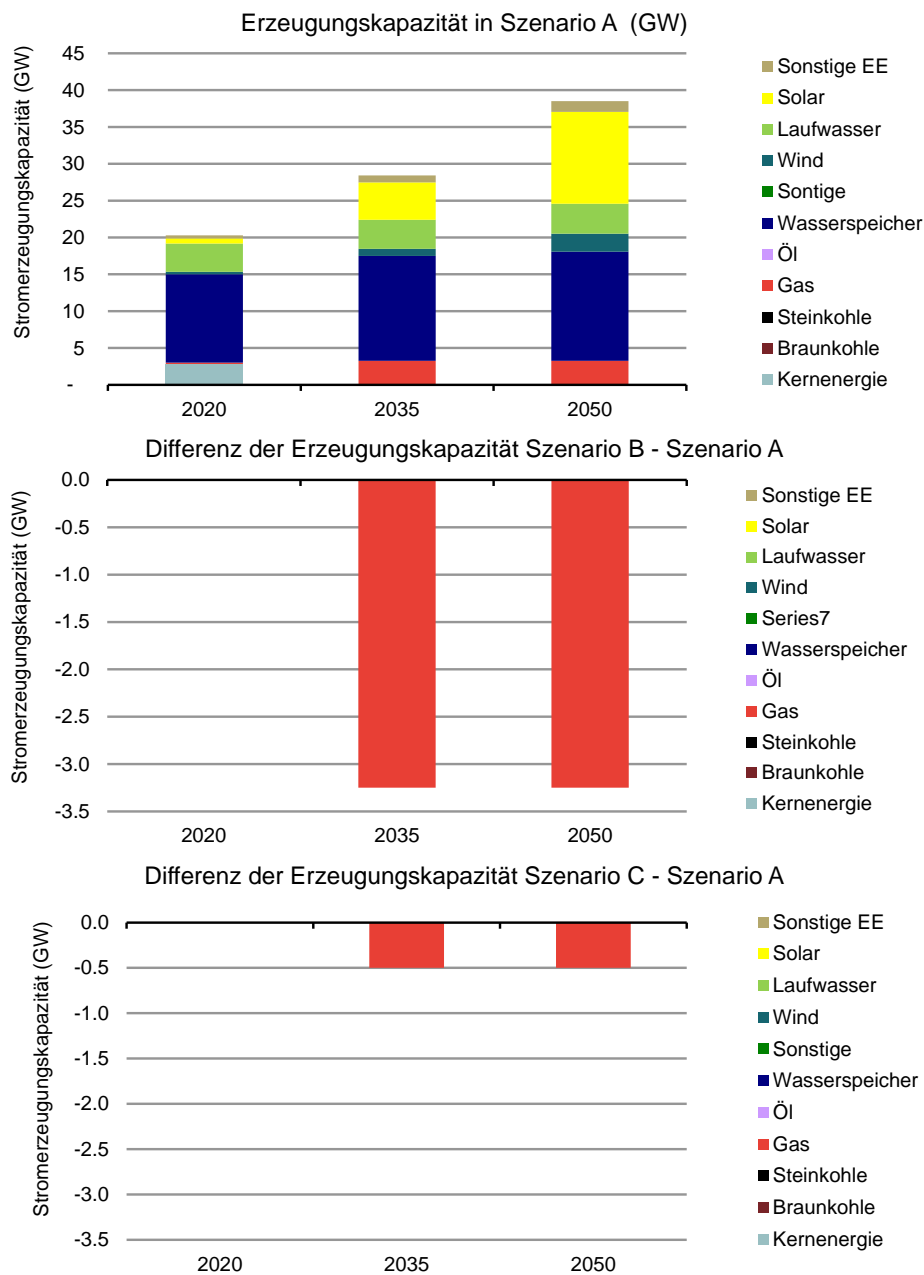
2.3.1 Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks

Wie in **Kapitel 2.1** beschrieben haben wir die langfristige Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks analog zu den Annahmen aus den Szenarien der EPCH 2050 Studie abgeleitet. Es wurden folgende Angebotsvarianten gewählt:

- **Szenarien A und C** – Angebotsvariante „C&E“, eine Kombination aus ambitioniertem EE-Ausbau und konventionellen Gas-Kombi-Kraftwerken.
- **Szenario B** – Angebotsvariante „E“, und somit ein vollständiger Ersatz der Kernkraftkapazitäten durch EE und zusätzliche Importe.

Wir erwarten auf dieser Basis folgende Kapazitätsentwicklung für die Schweiz (**Abbildung 10**):

²⁷ Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Ausland ist in der EPCH 2050 nicht enthalten und wurde durch ein europäisches Investitionsmodell (siehe Anhang 1) auf Basis der zuvor dargestellten Annahmen modelliert. Um Konsistenz mit Vorgängerstudien des BFE zu gewährleisten wurde der Kraftwerkspark in den übrigen zwölf Modellregionen im Einklang mit den Angaben in der BFE/Consentec (2012)-Studie für Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich unterstellt (siehe Anhang).

Abbildung 10. Stromerzeugungskapazitäten in der Schweiz für allen Szenarien

Quelle: Frontier

Anmerkungen: Hier dargestellt werden Nettoerzeugungskapazitäten

- **Starker Anstieg der EE-Kapazitäten** – In allen drei Szenarien gehen wir von einem Anstieg der EE um 16.3 GW²⁸ von 2020 bis 2050 aus. Dieser setzt sich zusammen aus:
 - 11.8 GW Photovoltaik (PV); und
 - 2.1 GW Wind.
- **Kernkraftkapazität bis 2035 vollständig zurückgebaut** – In allen Szenarien werden die Kernkraftkapazitäten in der Schweiz bis zum Jahr 2035 vollständig zurückgebaut. Gemäß dem Beschluss des Bundesrats vom 25. Mai 2011 sollen die bestehenden Kraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer (üblicherweise 50 Jahre) stillgelegt werden. Somit geht das KKW Leibstadt als letztes Kernkraftwerk 2034 vom Netz.
- **Zubau von Pumpspeicherwerken (PSW)** – In der Schweiz bis 2025 anhand der bisher projektierten Ausbauprojekte von insgesamt ca. 4 GW bis 2025. Eine detaillierte Liste der berücksichtigten Neubauprojekte findet sich im **Anhang 1**.
- **Zubau von Gas-Kombi-Kraftwerken** – In den Szenarien A und C wird gemäß der EPCH 2050 ein Teil der wegfallenden Kernkraftkapazitäten durch Gas-Kombi-Kraftwerke ersetzt:
 - Szenario A: 3.3 GW neue Gas-Komikraftwerke bis zum Jahr 2035;
 - Szenario C: 2.75 GW neue Gas-Komikraftwerke bis zum Jahr 2035.

2.3.2 Stromerzeugung in der Schweiz

Abbildung 11 zeigt die erwartete Entwicklung der installierten Nettostromerzeugung für das Szenario A sowie für die Szenarien B und C als Differenzwerte zum Szenario A.

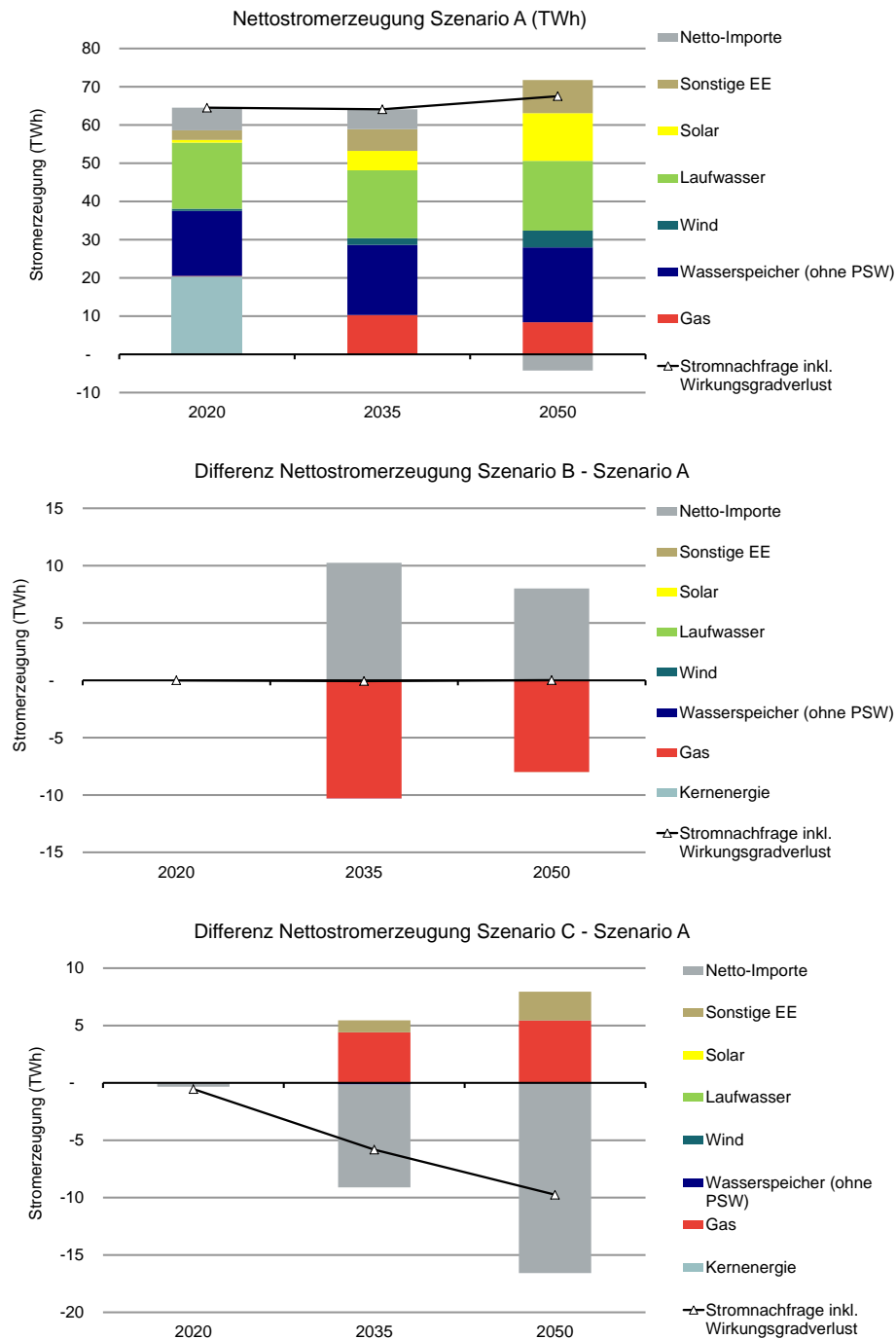
- **Szenario A** – Die Stromerzeugung im Szenario A stellt sich wie folgt dar:
 - Der Kernkraftausstieg wird bis 2035 vollzogen sein und wird durch mehr EE und Wasser sowie GuD-Erzeugung (in der Spitze bis zu 10 TWh/a aus Erdgas) kompensiert.

²⁸ Dies umfasst neben neuen Erneuerbare auch Laufwasserkraftwerke und Wasserspeicher. Für Erneuerbare wurden die Erzeugungsmengen aus der EPCH 2050 übernommen – die berechneten Kapazitäten weichen hingegen aufgrund anderer Vollaststundenzahlen ab.

- Laufwasser und Wasserspeicher weisen mit ca. 50% der Gesamterzeugung weiterhin den größten Anteil an der Stromerzeugung in der Schweiz auf.
 - Auch andere erneuerbare Energien weisen einen steigenden Anteil auf, insbesondere Stromerzeugung auf Basis von Solarenergie und andere EE (Biomasse) nimmt zu, die Windenergie in der Schweiz nimmt ebenfalls leicht zu.
 - Bis 2035 Schweiz Netto-Importeur von Strom, 2050 Netto-Exporteur.
- **Szenario B** (Abweichung von Szenario A) – In Szenario B wird gänzlich auf Zubau fossiler Kraftwerke in Form von Gas-Kombi-Kraftwerken verzichtet. Die dadurch entstehende zusätzliche Erzeugungslücke wird fast vollständig von Importen gedeckt. Die Schweiz wird so ab 2035 bis 2050 Netto-Importeur von Strom.
 - **Szenario C** (Abweichungen von Szenario A) – Bei gleichbleibend hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und geringerer inländischer Nachfrage wird die Schweiz in den Jahren 2035 und 2050 zum Netto-Exporteur von Strom. Die vergleichsweise geringere Kapazität an Gas-Kombi-Kraftwerken trägt mit einer höheren Auslastung als in Szenario A (CO₂ Preis-Effekt²⁹) zu einem größeren Anteil zur Gesamterzeugung bei.

²⁹ Der hohe CO₂ Preis macht Erdgas basierte Stromerzeugung gegenüber Steinkohle basierter Erzeugung attraktiv – somit werden Gaskraftwerke teilweise auch genutzt, um kohlebasierte Erzeugung im Ausland zu ersetzen.

Abbildung 11. Nettostromerzeugung in der Schweiz für allen Szenarien



Quelle: Frontier

Anmerkungen: Hier dargestellt wird die Nettostromerzeugung – PSW tauchen daher nur auf der Nachfrageseite in Höhe der Wirkungsgradverluste auf. Szenarien B und C wird als Differenz zu Szenario A angegeben, d.h. ein positiver Wert bedeuten zusätzliche Erzeugung im Vergleich Szenario A und umgekehrt für negative Werte.

2.4 Langfristige Entwicklung der Strompreise

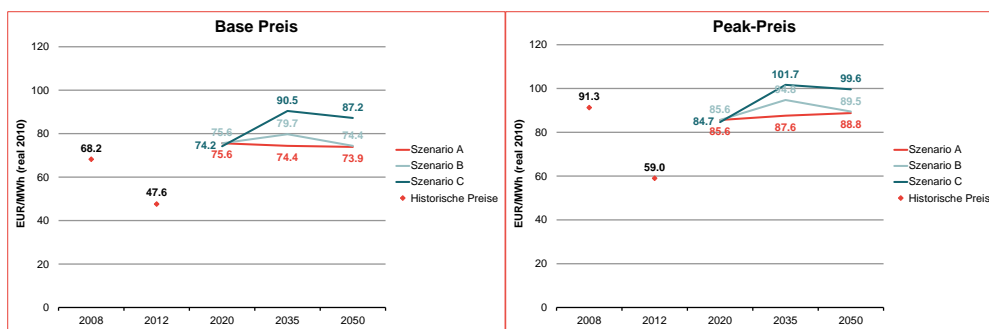
Im Folgenden wird die Entwicklung der Schweizer Stromgroßhandelspreise³⁰ für die Stichjahre bis 2050 dargestellt. Die stündlich modellierten Preise basieren auf den im **Abschnitt 2.2** beschriebenen Szenario-Annahmen und sind mit Hilfe des im **Anhang 1** dargestellten europäischen Kraftwerkseinsatzmodells hergeleitet; sie sind die Grundlage für die spätere Bewertung der Pumpspeicher.

2.4.1 Entwicklung des Strompreisniveaus in der Schweiz

Wir erwarten in allen Szenarien einen Anstieg der realen Strompreise bis zum Jahr 2020. Langfristig (ab 2020) fallen die Szenarien auseinander, wobei Szenario C die höchsten Preise aufweist.

Im Detail erwarten wir folgende Entwicklung der realen Base- und Peak-Strompreise³¹ bis 2050 (siehe **Abbildung 12**):

Abbildung 12. Entwicklung der realen Strompreisniveaus in der Schweiz



Quelle: Frontier

Anmerkung: Peak-Stunden sind definiert als alle Stunden zwischen 8:00h – 20:00h, Montag bis Freitag.

- **Historisch (2008 und 2012)** ist das Niveau der Großhandelspreise von 68 EUR/MWh in 2008 auf 48 EUR/MWh in 2012 gefallen. Dieser Preisrückgang spiegelt insbesondere die Folgen der Wirtschafts- und Finanzkrise wider. Die modellierten Preise für 2020 liegen (in realem Geldwert) in allen Szenarien auf einem vergleichbaren Niveau wie bereits 2008 beobachtet.

³⁰ Preise, soweit nicht ausdrücklich anders vermerkt, werden in realen Geldeinheiten, bezogen auf das Basisjahr 2010, angegeben.

³¹ Peakstunden sind im Modell definiert als alle Stunden zwischen 8:00h – 20:00h, Montag bis Freitag.

- **Kurzfristig (bis 2020)** steigen die Großhandelspreise in allen Szenarien deutlich im Vergleich zum aktuellen Preisniveau von ca. 48 im Jahr 2012 auf ca. 75 EUR/MWh an, und liegen damit 2020 nur leicht über dem historischen Preisniveau von 68 EUR/MWh in 2008.
 - Der Anstieg wird hierbei in allen Szenarien durch einen Anstieg der Brennstoff- und CO₂-Preise (v.a. in Szenario C) getrieben. Zudem wird in allen Szenarien international mit einem leichten Anstieg der Nachfrage gerechnet, die den Rückgang in Folge der Wirtschafts- und Finanzkrise zumindest teilweise kompensiert.
 - Die Variation innerhalb der Szenarien ist relativ gering, da sich die gegenläufigen Effekte – höhere Nachfrage und Brennstoffpreise bei gleichzeitig deutlich geringeren CO₂-Preisen in Szenarien A und B im Vergleich zu C – zum Teil ausgleichen. Insgesamt liegen Base- und Peak-Preis in Szenario C aufgrund der niedrigeren Brennstoffpreise und Stromnachfrage leicht unterhalb der anderen Szenarien.
- **Mittelfristig (bis 2035)** erwarten wir eine Stabilisierung des Preisniveaus in den Szenarien A und B bei 75 bis 80 EUR/MWh, und einen weiteren deutlichen Preisanstieg auf rund 90 EUR/MWh im Szenario C. Insgesamt steigt somit die Variation der Strompreisniveaus innerhalb der Szenarien. Dies ist durch folgende Entwicklungen begründet:
 - In allen drei Szenarien wird von einer vollständigen Stilllegung der Kernkraftwerke in der Schweiz bis zum Jahr 2035 ausgegangen. Dies wirkt tendenziell preisstärkend auf die Großhandelspreise in der Schweiz aus.
 - Im Szenario C wird ein anhaltender starker Anstieg der CO₂-Preise um 47 EUR/t (bzw. +152%) im Vergleich zum Jahr 2020 erwartet auf rund 78 EUR/t. Der starke Anstieg des CO₂-Preises überkompensiert die leicht sinkenden Brennstoffpreise und die geringere Inlandsstromnachfrage.
 - Der reale Preisanstieg für CO₂ in den Szenarien A und B fällt mit 6 EUR/t (bzw. +24%) deutlich geringer aus als in Szenario C. Die Preise für fossile Brennstoffe in den Szenarien A und B und die Stromnachfrage bleiben hingegen im Vergleich zum Jahr 2020 nahezu unverändert.
 - Die Preisdifferenz von 5 EUR/MWh zwischen Szenario A und B ist somit allein auf den Teilweisen Ersatz der Kernenergiekapazitäten durch Gas-Kombi-Kraftwerke im Szenario A zurückzuführen, die in Szenario C durch teureren Importe aus dem Ausland ausgeglichen werden.

- **Langfristig (bis 2050)** kommt es in keinem der drei Szenarien zu einer deutlichen Änderung des Preisniveaus im Vergleich zum Jahr 2035. Die Stabilisierung des Preisniveaus im Vergleich zum Jahr 2035 wird durch den Ausgleich gegenläufiger Effekte herbeigeführt:
 - Langfristig steigt der EE-Anteil in der Schweiz und im EU-Ausland weiter an. Der Anstieg dargebotsabhängige EE (v.a. PV und Wind) mit Grenzkosten von (nahe) null aufweisen, übt einen Preissenkungsdruck in allen Szenarien aus. Zudem sinken bzw. stagnieren die Preise für fossile Energieträger.
 - Gleichzeitig fallen weitere konventionelle, regelbare Kapazitäten weg, die zu moderaten Kosten erzeugen können. Zudem steigen die CO₂-Preise und die Gesamtstromnachfrage in Europa in allen Szenarien weiterhin an.
 - Im Szenario C dominiert der Effekt höherer CO₂-Preise in Szenario C im Vergleich zu den anderen Szenarien, trotz der weiterhin leicht sinkenden Inlandsnachfrage in der Schweiz. Szenario B nähert sich aufgrund geringerer Importe wieder dem Szenario A an.

Die modellierten Strompreise variieren zwischen den Szenarien relativ gering – die maximale Streuung der Base-Preise liegt bei 16 EUR/MWh (real 2010). Dies ist durch die zum Teil gegenläufigen Szenario-Annahmen getrieben (z.B. höhere CO₂-Preise in Szenario C, aber geringere Brennstoffpreise als in A und B), die aus der Studie EPCH 2050 abgeleitet wurden.

Der Wert von Pumpspeichern hängt jedoch weniger von dem Preisniveau, also vielmehr von der Preisvolatilität ab, die im nächsten Abschnitt dargestellt wird.

2.4.2 Strompreisvolatilität

Für die Bewertung (**Abschnitt 3**) von Stromspeichern allgemein – einschließlich der hier untersuchten Pumpspeicherprojekte – ist die Entwicklung der Strompreisvolatilität von besonderer Bedeutung.

Abbildung 13 stellt zwei Maße für die Strompreisvolatilität dar:

- die erwarteten Base-Peak-Spreads; sowie
- die durchschnittliche tägliche Standardabweichung³².

³² Die tägliche Standardabweichung ist definiert als der Durchschnitt über alle innertäglichen Abweichung der stündlichen Preise vom Tagesmittelwert. Dieses Maß ist ein guter Proxy für die nutzbare Volatilität für einen Pumpspeicher, die typischerweise einen hohen Anteil der Erlöse durch die Nutzung untertäglicher Spreads (z.B. zwischen Hochpreisstunden abends und Tiefpreisstunden nachts) erzielen.

Unsere Analysen zeigen, dass der Blick auf Base-Peak-Spreads allein nicht ausreicht, um die Entwicklung der Strompreisvolatilität zu bewerten. Durch die zunehmende PV-Einspeisung kommt es – wie bereits heute in den Marktpreisen zu beobachten ist – zu einer Absenkung der Mittagspreisspitze und somit zu geringeren Base-Peak-Spreads. Gleichzeitig wird durch die Volatilität der dargebotsabhängigen PV-Einspeisung die untertägliche Schwankung und somit die Standardabweichung der Strompreise tendenziell steigen. Trends in den Brennstoff- und CO₂ Preisen haben ebenfalls einen großen Einfluss auf die Entwicklung der Strompreisvolatilität.

Abbildung 13. Strompreis Spread und Volatilität³³



Quelle: Frontier/SwissQuant

Im Detail lässt sich bezüglich der Strompreisvolatilität feststellen:

- **Historische Preise (2008 und 2012)** – Wie beim Preisniveau ist auch bei der Volatilität der Großhandelspreise ein deutlicher Rückgang von 2008 auf 2012 zu beobachten:
 - Der Base-Peak Spread sinkt von 24 auf 11 EUR/MWh; und
 - die durchschnittliche tägliche Standardabweichung halbiert sich im gleichen Zeitraum.
- **Entwicklung der Base-Peak Spreads** – Die Base-Peak-Spreads liegen in allen Szenarien im ersten modellierten Stichjahr 2020 in etwa auf dem Ausgangsniveau des Jahres 2012 und nehmen in allen Szenarien im Zeitverlauf wieder deutlich zu. Dies ist zum Teil durch den Anstieg der Preisniveaus getrieben. Zudem sinkt der Anteil der regelbaren Kraftwerke im

³³ In unseren Analysen gehen wir davon aus, dass in der Schweiz zukünftig auch negative Strompreise an der Börse zugelassen sind (wie an den meisten europäischen Strombörsen). Die derzeitige Preisbegrenzung bei Null könnte die für Speicher nutzbaren Preisdifferenzen in einigen Stunden einschränken

Gesamtsystem, was zu Preisspitzen zu Peak-Zeiten führen kann, wenn dargebotsabhängige EE (insbesondere PV zur Mittagszeit) nicht einspeisen.

- Mittel- und langfristig weist Szenario B die höchsten Spreads, da fehlende Gaskraftwerke im Vergleich zu Szenario A zu höheren Importen und somit zu höheren Peak-Preisen führen.
 - Die höheren CO₂-Preise in Szenario C erhöhen tendenziell die Off-Peak-Preise³⁴ und reduzieren so den Spread. Zudem weist Szenario C eine höhere EE-Quote als die beiden anderen Szenarien auf, was tendenziell zu unsystematischeren stündlichen Preisen führt.
- **Entwicklung der täglichen Standardabweichung** – Die Entwicklung der täglichen Standardabweichung zeigt, dass die Volatilität der Schweizer Strompreise im Zeitverlauf deutlich ansteigt – trotz der unterstellten Netzausbauten und neuer Speicher.³⁵ Im Jahr 2020 liegt die Standardabweichung mit ca. 11 EUR/MWh in allen Szenarien auf dem Niveau der historischen Preise von 2012, im Zeitverlauf übersteigt die Volatilität jedoch den bereits hohen Vergangenheitswert aus 2008, also einem Jahr, in dem der systematische Base-Peak Spread der Strompreise (und damit die tägliche Standardabweichung) relativ hoch war.
- Die tägliche Standardabweichung in Szenario C ist bis zum Jahr 2035 am geringsten aufgrund der höheren Off-Peak-Preise. Langfristig bis zum Jahr 2050 weist dieses Szenario die höchste Volatilität auf, da der Anstieg der EE-Quote zu vermehrten Niedrigpreisstunden führt (siehe **Abbildung 30**).
 - Höhere Importe in Szenario B erhöhen Standardabweichung gegenüber Szenario A. Der Effekt nimmt jedoch im Zeitverlauf ab und die Preiskurven nähern sich an (siehe **Abbildung 30**), da bis zum Jahr 2050 geringere Importe notwendig sind, um die Kernenergielücke zu schließen.

Die hier dargestellten Entwicklungen der Schweizer Strompreise (Day-Ahead-Strompreise) gehen in die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Swissquant ein (siehe **Kapitel 3**). Neben den Day-Ahead-Strommarkt spielen aber auch Kurzfristmärkte wie der sog. Intradaymarkt bzw. die Regelenergiemärkte eine Rolle für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher. Als sehr flexible

³⁴ Höhere CO₂-Preise führen zu höheren Import- und Exportpreisen an den Grenzen zum Ausland, wenn dort fossile Kraftwerke (z.B. deutsche Braun- oder Steinkohle) preissetzend sind.

³⁵ Ein ähnliches Bild ergibt die Analyse Preisdauerlinien, die in **Anhang 1** abgebildet sind.

Erzeugungstechnologie können Pumpspeicher auch auf Kurzfristmärkten anbieten. Diese zeichnen sich in der Regel aus durch

- deutlich kleinere Marktvolumina als auf dem Day-Ahead-Markt; und
- daraus resultierend eine höhere Preisvolatilität als auf dem Day-Ahead-Markt.

Im Folgenden stellen wir wesentliche Trends auf den Schweizer Kurzfristmärkten kurz dar.

2.5 Entwicklung der Schweizer Kurzfristmärkte

Pumpspeicher sind – auch im Vergleich zu anderen Flexibilitätstechnologien – sehr gut geeignet, auf Intraday-Märkten und Märkten für Regenergie anzubieten, da sie im Vergleich z.B. mit reinen Speichern sowohl die Pumpe als auch die Turbine kurzfristig und flexibel nutzen können. Im Folgenden stellen wir die von uns erwartete Entwicklung von Kurzfristmärkten dar, die zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten für den Pumpspeicher bieten:

- **Intraday-Markt** – Untertäglicher Stromhandel zum Ausgleich von kurzfristigen Nachfrage- und Angebotsschwankungen.
- **Regelenergiemärkte** – Vorhaltung und Abruf von Regenergie für Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve.

Sonstige Dienstleistungen, wie etwa die Spannungshaltung³⁶, haben aus unserer Sicht langfristig kaum Relevanz für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern.

Intraday-Markt

Seit Juni 2013 existiert in der Schweiz ein Markt für untertägigen Stromhandel (Intraday-Markt), der mit den Intraday-Märkten in Frankreich und Deutschland integriert ist.³⁷ Wir erwarten folgende Trends für die Entwicklung von Intraday-Märkten in der Zukunft:

- **Volumen** – Der Bedarf an Flexibilität wird zukünftig insgesamt steigen, so dass die Bedeutung von Intraday-Märkten zunehmen wird. Dies wird vor allem durch die steigende Bedeutung volatiler EE-Erzeugung getrieben. Der

³⁶ Aktuell wird die Vorhaltung von Blindleistung nicht und der Austausch anforderungskonformer Blindenergie mit 0.3 Rp./kvarh vergütet, siehe Swissgrid Tarife Stand 2. Mai 2013.

³⁷ Für die Integration der Märkte erfolgt eine implizite Zuweisung von grenzüberschreitender Kapazität an der französisch-schweizerischen und der deutsch-schweizerischen Grenze. Zusätzlich werden weiterhin explizite Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen vergeben, die einen OTC-Handel ermöglichen.

Prognosefehler für Wind- und PV-Strom wird zukünftig entscheiden, ob das Stromsystem „long“ oder „short“ ist. Zudem erschwert die dezentrale Erzeugung die Nachfrageprognose für die Netzlast.

- **Preise** – Die Preisvolatilität auf Intraday-Märkten bleibt hoch im Vergleich zu der von Day-Ahead-Märkten. Allerdings dürfte die Volatilität mit dem internationalen Zusammenwachsen der Märkte tendenziell abnehmen. Das Preisniveau wird im Mittel weiter dem Day-Ahead-Preisniveau folgen.
- **Marktdesign** – Wir erwarten, dass die Intraday-Märkte internationaler, größer, liquider und wettbewerbllicher werden, da
 - die Marktbedingungen effizienter werden (kleinere Zeitscheiben, kürzere Vorlaufzeiten);
 - vorhandene Kuppelleitungen zukünftig effizienter genutzt werden und neue Kuppelleitungskapazitäten gebaut werden; und
 - die Märkte größer und somit liquider und wettbewerbllicher werden.

Die Auswirkungen der Entwicklungen auf die Erlöse für Schweizer Pumpspeicher auf dem Intraday-Markt werden in **Abschnitt 3.3** untersucht.

Regelenergiemärkte

Swissgrid beschafft zurzeit Reservekapazität von ungefähr 1.5 GW positiv und negativ. Mit Blick auf die Pumpspeicher sind insbesondere die Bereitstellung von Sekundärregelung und Tertiärreserve relevant.

- **Sekundärregelung** wird derzeit als Band von +/- 400 MW ausgeschrieben. Die Auktionen finden wöchentlich statt. Gezahlt werden ein Leistungspreis (EUR/MW) sowie ein Arbeitspreis bei Abruf. Dieser Arbeitspreis beträgt 20% Aufschlag auf den dann gültigen Swissix Spot Börsenpreis.
- **Tertiärregelung** – Swissgrid beschafft positive (450MW) und negative Regelleistung (-390MW). Es werden sowohl wöchentliche als auch tägliche Auktionen durchgeführt. Gezahlt werden ein Leistungspreis (EUR/MW) sowie ein Arbeitspreis bei Abruf.

Wir erwarten folgende zukünftige Entwicklungen auf den Märkten für Regelenergie:³⁸

³⁸ Aufgrund der geringen Marktgröße von Primärenergie (ca. 5% der Gesamtreserve) liegt der Fokus auf der Sekundär- und Tertiärregelung.

- **Angebot** – Wir erwarten tendenziell eine Stärkung der Angebotsseite, was die Preise ceteris paribus tendenziell senken würde:
 - Angebote werden zukünftig auch für SR getrennt für positive und negative Reserve möglich sein – dies wird zu einer höheren Zahl and Anbietern und zu geringeren Geboten führen;
 - zusätzliche Angebote aus dem Ausland werden möglich sein, aber Kernanteile werden erhalten bleiben; und
 - neue Technologien werden Reserve anbieten können (Erneuerbare, Laufwasser – insbesondere für negative Reserve), allerdings wird das Angebot, insbesondere von neg. Regelleistung, aus thermischen Kraftwerken zukünftig erschwert, da in einigen Stunden kaum thermische Kraftwerke am Netz sein werden.
- **Nachfrage** – Der Bedarf an Reserve wird insgesamt steigen, was ceteris paribus preiserhöhend wirkt:
 - die Nachfrage nach Reserve, insbesondere für TR, wird zukünftig aufgrund der steigenden, volatilen EE-Erzeugung weiter steigen; und
 - zusätzliche Nachfrage kommt aus dem Ausland, die teilweise durch Schweizer Kraftwerke gedeckt werden kann.

Dennoch sind die Regelenenergiemärkte auch zukünftig vergleichsweise klein.³⁹

- **Marktdesign** – Wir erwarten, analog zu den Intraday-Märkten, dass auch die Regelenenergiemärkte internationaler, größer, liquider und wettbewerbsfähiger werden, da
 - die Marktbedingungen effizienter werden (kleinere Zeitscheiben, weniger Vorlaufzeiten);
 - vorhandene Kuppelleitungen zukünftig effizienter genutzt werden und neue Kuppelleitungskapazitäten gebaut werden; und
 - mehr Anbieter auf den Märkten tätig werden.

Zusammenfassend gibt es sowohl Gründe, die für als auch gegen einen zukünftigen Preisanstieg auf den Regelenenergiemärkten sprechen. Für die Bewertung in **Abschnitt 4** gehen wir von eher begrenzten Zusatzrenditen für

³⁹ Einzelne Pumpspeicherprojekte können eine Leistung von 1GW erreichen. Dies entspricht fast zwei Dritteln des gesamten aktuellen Reservebedarfs.

Pumpspeicher aus (den Erlösen aus der Vermarktung auf dem Regelenergiemarkt stehen Opportunitätskosten auf anderen Märkten gegenüber).

3 Einsatzoptimierung zukünftiger Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz

In diesem Kapitel beschreiben wir

- die grundsätzliche Logik des Pumpspeichereinsatzmodells für typische Basiskraftwerke;
- Berechnung des Optimalen Fahrplans basierend auf Stochastischer Optimierung; und
- die jährlich erzielbaren Deckungsbeiträge für typische Basiskraftwerke.

Die sich aus den zukünftigen Deckungsbeiträgen ergebende Wirtschaftlichkeit der Basiskraftwerke wird dann im folgenden Kapitel gemeinsam mit dem Einfluss des regulatorischen Rahmens diskutiert.

3.1 Grundsätzliche Logik des Pumpspeichereinsatzmodells

Bei der Logik des Einsatzmodells beschreiben wir im Folgenden

- die modellierten Vermarktungsoptionen für Pumpspeicherkraftwerke;
- das Konzept der Referenzanlagen zur Abbildung unterschiedlicher Pumpspeichertypen; sowie
- die Logik der stochastischen Optimierung.

3.1.1 Nutzbare Vermarktungsoptionen

Für die Bewertung der Pumpspeicherkraftwerke sind sowohl Energy Only Märkte als auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen einzubeziehen⁴⁰. Pumpspeicherkraftwerke können für eine Vielzahl verschiedener Vermarktungsoptionen verwendet werden. Diese können in drei Gruppen eingeteilt werden⁴¹.

⁴⁰ Die große Stärke eines Pumpspeicherkraftwerks ist seine Flexibilität, aus diesem Grund wird eine Teilnahme am Terminmarkt nicht berücksichtigt, da das Pumpspeicherkraftwerk seine Flexibilität dort nicht ausspielen kann. Somit werden nur Spot- und Intraday Märkte im Bereich der Energy Only Märkte in die Bewertung einbezogen.

⁴¹ Den zusätzlichen Einfluss von natürlichen Zuflüssen haben wir ausgeblendet, um die Wirtschaftlichkeitsanalysen der Pumpspeicher durch Preisniveaueffekte bei der Bewertung des natürlichen Zuflusses zu verwässern.

- **Ausnutzung verschiedener Spreads auf dem Day-Ahead-Markt** – Die Volatilität der Strompreise, hauptsächlich getrieben durch volatile Brennstoffpreise der fossilen Energieträger und durch volatile Einspeisung der erneuerbaren Energien, stellt eine weitere Ertragsoption der Pumpspeicherwerke da. Ein Pumpspeicherwerk ist, finanztechnisch gesprochen, eine Option. Ist die Volatilität der Preise hoch, gibt es mehr teure und günstige Stunden, in denen das Pumpspeicherkraftwerk turbinieren bzw. pumpen kann. Der Wert des Kraftwerks steigt deshalb mit steigender Volatilität. Typische Spreads, die ein Pumpspeicher ausnutzen kann sind
 - a. Tagesspreads
 - b. Wochentag/Wochenend-Spreads
 - c. Saisonale Spreads
- **Arbitragegeschäfte zwischen Spot und Intradaymarkt unter Verwendung des Speichers als „Hedge“** – Eine weitere Ertragsoption, die in die Bewertung einfließt, ist die Ausnutzung verschiedener Preise an Spot- und Intraday-Märkten mit dem Pumpspeicherkraftwerk als physikalischem Hedge: Das Pumpspeicherkraftwerk verkauft Strom am Spotmarkt. Für den Fall, dass der Strom am nächsten Tag am Intraday-Markt teuer ist, produziert das Pumpspeicherwerk. Für den Fall, dass der Strom am Intraday-Markt günstiger ist, kauft der Betreiber den Strom am Intraday-Markt und produziert nicht, spart also das Wasser und verdient die Differenz als zwischen Spot- und Intraday-Markt. Da der Betreiber auf jeden Fall liefern muss, kann dieses Geschäft nur mit einem physisch existierenden Kraftwerk durchgeführt werden.
- **Zusätzliche Vermarktungsoptionen auf dem Regelenenergiemarkt⁴²** – Zusätzlich können Pumpspeicher auf Regelenenergiemärkten als Anbieter von Regelleistung bzw. Regelenenergie auftreten. Da diese Märkte jedoch recht klein sind und sehr stark vom regulatorischen Rahmen abhängen, ist eine Aussage zu den zu erzielenden Erträgen sehr spekulativ. Aus diesem Grund schätzen wir in der Analyse der Pumpspeicherkraftwerke die durch die Teilnahme am Regelenenergiemarkt entstehenden Opportunitätskosten ab und setzen diese in Beziehung zu aktuell möglichen Profiten.

⁴² Die Vergütung für Regelenenergie ist in zwei Komponenten aufgeteilt, Vergütung für die Vorhaltung und Vergütung für die Lieferung. Für Primärregelung wird nur Vergütung für die Vorhaltung der Kapazität geleistet und keine für die Lieferung der Energie. Bei sekundär- und Tertiärregelung wird sowohl für die Vorhaltung der Kapazität als auch für die Lieferung der Energie vergütet.

Welche Spreads ein Pumpspeicherkraftwerk nutzen kann, hängt u.a. von der Speicherkapazität der Seen ab. Ein Pumpspeicherwerk, das nur eine Speicherkapazität von einigen Stunden hat, wird in der Regel die eher großen Tag/Nacht Spreads nutzen, wohingegen ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer Kapazität von einigen Wochen zusätzliche Spreads zwischen Wochentagen nutzen kann.

3.1.2 Konzept der Basiskraftwerke und Referenzanlagen

Aufgrund der großen Breite der existierenden Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz und die gegebene Zielsetzung der Bewertung der Technologie an sich, nicht nur für bestehende, sondern auch für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke, muss eine Bewertungsmethode gewählt werden, die allgemeingültig für die Technologie der Pumpspeicherkraftwerke ist und die verschiedenen Ertragsmöglichkeiten abbilden kann. Aus diesem Grund werden die jeweiligen Spreads und Kraftwerkscharakteristiken in sogenannten Basisanlagen modelliert und bewertet. Reale und zukünftige Kraftwerke (Referenzanlagen) können durch die Linearkombination der Basiskraftwerke näherungsweise abgebildet werden (Details sind im Anhang ausgeführt).⁴³ Die Methode der Basiskraftwerke erlaubt

- jedes Referenzkraftwerk, real oder fiktiv, zu modellieren;
- Werttreiber jedes Kraftwerks zu identifizieren; und
- Sensitivitätsanalysen für jedes Referenzkraftwerks durchzuführen.

Der Modellierungsansatz der Basiskraftwerke und die Bewertung der Referenzkraftwerke Mithilfe der Basiskraftwerke wird im Folgenden erläutert. Die Definition der Basiskraftwerke erfolgt entlang folgender Freiheitsgrade:

- **Reservoirgrösse** – Hieraus ergeben sie die Spreads, die das Kraftwerk nutzen kann. Für die Modellierung wurden drei Spreads gewählt, der Tag/Nacht-Spread, der Wochentag/Wochenende-Spread und der Saisonal-Spread.

⁴³ In der Studie werden Einzelanlagen mit den entsprechenden Restriktionen durch die Speicherbecken und Mindestlastbedingungen modelliert. Der Kaskadenbetrieb durch hydrologisch miteinander verbunden Kraftwerke wurde nicht abgebildet und kann je nach Einzelfall und Lage des Kraftwerks sowohl wertsteigernd als auch wertmindernd wirken.

Tabelle 1. Reservoir-Grössen realer Kraftwerke und korrespondierender Basiskraftwerke

Typ:	I H	II H	III H
Reservoir: [MWh]	8	35	1500
Betriebshorizont/ Zeitskala:	Woche	Woche	Jahr

Quelle: Frontier/SwissQuant

- **Flexibilität** – Während ein Kraftwerk im Turbiniermodus stets zwischen dem technischen Minimum und der maximalen Turbinenleistung betrieben werden kann, ist eine flexible Nutzung der Pumpen nur bei modernen Vario-Speed Pumpen möglich. Flexibilität im Betrieb hat entscheidende Auswirkungen auf die Vermarktung des Kraftwerks am Systemdienstleistungsmarkt, denn die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt im Pumpbetrieb ist nur mit Vario-Speed Pumpen möglich. Somit ist der zweite Freiheitsgrad die Pumpflexibilität.
- **Wirkungsgrad** – Im Fall des Wirkungsgrades wird der Zykluswirkungsgrad modelliert. Die Bewertung wird für alle Basiskraftwerke mit einem niedrigen und einem hohen Wirkungsgrad durchgeführt; die gewählten Wirkungsgrade sind in der **Tabelle 2** gegeben. Für die Zukunft wird eine Steigerung des Wirkungsgrades angenommen.

Die **Tabelle 2** zeigt die 12 Basiskraftwerke unterteilt nach auf der Reservoirgrösse, der Pumpflexibilität und mit den jeweiligen Wirkungsgraden für die Stichjahre 2020, 2035 und 2050.

Tabelle 2. Darstellung der Basiskraftwerke

Referenz- Kraftwerke	I H a/b	I L a/b	II H a/b	II L a/b	III H a/b	III L a/b
Zeitskala	täglich	täglich	wöchent lich	wöchentlic h	saisonal	saisonal
Flexibilität	Hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig
Wirkungsgrad						
(2020)	75%/82%	75%/82%	75%/82%	75%/82%	75%/82%	75%/82%
(2035)	75%/82%	75%/82%	75%/82%	75%/82%	75%/82%	75%/82%
(2050)	75%/85%	75%/85%	75%/85%	75%/85%	75%/85%	75%/85%

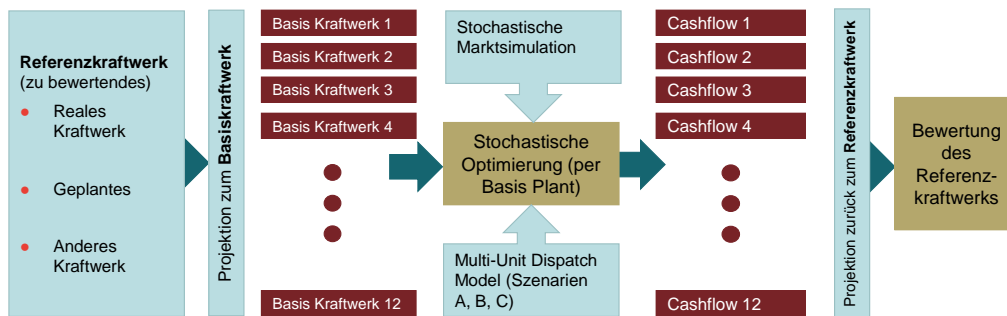
Quelle: Frontier/SwissQuant

Jedes reale, zukünftige oder fiktive Kraftwerk kann nun, entsprechend seinen Parametern aus einer Linearkombination der Basiskraftwerke zusammengesetzt werden. Die **Abbildung 14** zeigt das Verfahren der Basiskraftwerke im Kontext der restlichen Bewertungskomponenten.

Mit Blick auf die derzeit diskutierten Neubauten sind insbesondere die Basiskraftwerke II und III von Bedeutung. Ein typisches Referenzkraftwerk ließe sich beispielsweise aus einer Kombination aus 75% Typ II und 25% Typ 3 kombinieren. Sehr große Speicher würden dann analog mit einer stärkeren Gewichtung des Typs III einhergehen⁴⁴.

⁴⁴ Die Analysen werden zeigen, dass sich die Deckungsbeiträge der Anlagen Typ II und III häufig im Bereich von 10-20% unterscheiden – somit dürfte das deutlich größere Becken nicht mehr kosten als diese Steigerung des Deckungsbeitrages.

Abbildung 14. Schematische Darstellung der Methode der Referenzkraftwerke



Quelle: Frontier/SwissQuant

3.2 Berechnung des optimalen Fahrplans durch stochastische Optimierung

Ein Pumpspeicherkraftwerk ist wie eine Option. Aus diesem Grund muss ein Pumpspeicherkraftwerk stochastisch bewertet werden, um den Optionswert in die Bewertung einzubeziehen, muss die Bewertung stochastisch z.B. über Szenarien erfolgen. Die deterministische Bewertung über die HPFC stellt die untere Schranke des Kraftwerkswertes dar und die Bewertung mit perfekter Vorhersage das obere Limit⁴⁵.

3.2.1 Annahmen für die Kraftwerksoptimierung

Für die stochastische Bewertung wird ein optimaler Fahrplan, basierend auf den Szenarien der verschiedenen Märkte für das Kraftwerk berechnet. Folgende Annahmen liegen der Optimierung zugrunde:

- Die Optimierung basiert ausschliesslich auf den Preisszenarien, zusätzliche Informationen, wie mögliche Wettervorhersagen oder unterschiedliche Vermarktungsstrategien unterschiedlicher Händler werden nicht in die Bewertung einbezogen.
- Durch die Diskretisierung des Bewertungsproblems durch Regeln und die Verwendung einer begrenzten Anzahl Regeln ist die diskrete Lösung des Problems im Vergleich zur exakten, stetigen Lösung des korrespondierenden

⁴⁵ Details zur stochastischen Optimierung können im Anhang 3 eingesehen werden.

Optimierungsproblems „leicht“ suboptimal⁴⁶. Details sind im Anhang erläutert.

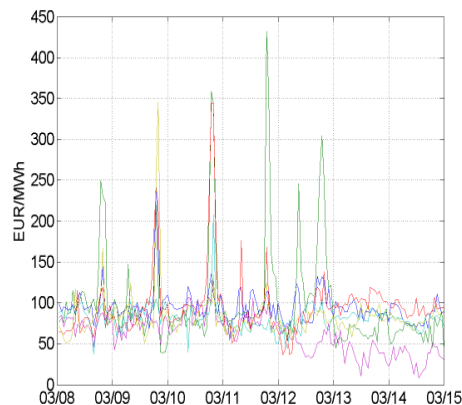
- Es werden Bewertungen mit und ohne möglichen Rückkauf der am Spotmarkt gekauften Energie am Intradaymarkt und der Verwendung des Kraftwerkes als physikalischen Hedge durchgeführt.
- Die Kraftwerke sind in diesem Arbeitsschritt „Preisnehmer“, ein Feedback der Kraftwerksvermarktung auf die Strompreise ist somit nicht gegeben⁴⁷.
- Die Berechnung des optimalen Einsatzplans erfolgt auf Wochenbasis für die Basiskraftwerkstypen I und II. Durch Übergangsbedingungen am Wochenanfang und Ende werden die Wochen verbunden. Für den Basiskraftwerkstyp III wird die Bewertung direkt über einem Jahr optimiert.
- Es werden Bewertungen jeweils mit und ohne Aktivität an den Systemdienstleistungs-Märkten durchgeführt.
- Die Bewertung wird ausschliesslich durch Aktivitäten am den Strommärkten durchgeführt. Weitere Ertragsmöglichkeiten wie Zertifikate werden nicht berücksichtigt.

Die Simulationen werden jeweils für jedes Referenzjahr und jedes Szenario erzeugt. Ein Beispiel für eine Preissimulation ist in **Abbildung 15** gegeben. Um die Konsistenz der Bewertung sicherzustellen, werden die Simulationen vor der Kraftwerksbewertung erzeugt und für jedes Konfiguration des jeweiligen Referenzkraftwerks (hoher Wirkungsgrad/geringer Wirkungsgrad, großes Reservoir/kleines Reservoir, usw.) verwendet.

⁴⁶ Die exakte Lösung der Dynamischen Programmierung ist jedoch nicht durchführbar auf Grund der Grösse des Optimierungsproblems

⁴⁷ Allerdings wurden zur Herleitung der Preise ja bereits Pumpspeicher in die Strommarktmodelle eingegeben.

Abbildung 15. Simulationspfade der Preise für die stochastische Berechnung des optimalen Fahrplans



Quelle: Frontier/SwissQuant

Basierend auf den Szenarien wird der optimale Fahrplan für jedes Szenario, jedes Fotojahr und für jede Referenzanlage berechnet.

3.3 Resultierende Deckungsbeiträge für die Basiskraftwerke

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Kraftwerksbewertung vorgestellt. Hierbei wird ausschliesslich die quantitative Bewertung der Wirtschaftlichkeit diskutiert, die Ableitung möglicher Massnahmen wird im **Kapitel 4** diskutiert. Die Bewertung ist in zwei Gruppen aufgeteilt:

- Bewertung der Referenzanlagen in den drei Basisszenarien - Berechnung der Einsatzoptimierung und den daraus resultierenden Deckungsbeitrag für die Referenzjahre 2020, 2035 und 2050 und die Szenarien A, B und C. Zunächst präsentieren wir die Ergebnisse des Szenario A. Die Ergebnisse der Szenarien B und C werden als Differenzen zum Szenario A ausgewiesen.
- Sensitivitätsrechnungen zur Analyse bestimmter Einflussparameter

Im Folgenden werden die Ergebnisse zusammengefasst, die genauen Verläufe der Bewertungsberechnungen können dem Anhang entnommen werden

3.3.1 Ergebnisse der Bewertung der Basiskraftwerke

Tabelle 3 zeigt die Ertragsfaktoren, Zeitskala und die die jeweiligen Basiskraftwerke nutzen können. Die einzelnen Basiskraftwerke können dann ihrerseits genutzt werden, um bestimmte Referenzanlagentypen zu charakterisieren. Zu unterscheiden sind

**Einsatzoptimierung zukünftiger
Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz**

- Tagesspeicher – diese Speicher mit relativ kleinen Becken nutzen Strompreisdifferenzen innerhalb eines Tages
- Wochenspeicher – dies Speicher haben ein etwas größeres Speicherbecken und nutzen zusätzlich auch Preisdifferenzen zwischen Wochentage bzw Werktagen und dem Wochenende, und
- Saisonspeicher- diese Speicher haben in der Regel sehr große Becken und können zusätzlich saisonale Preisdifferenzen nutzen.

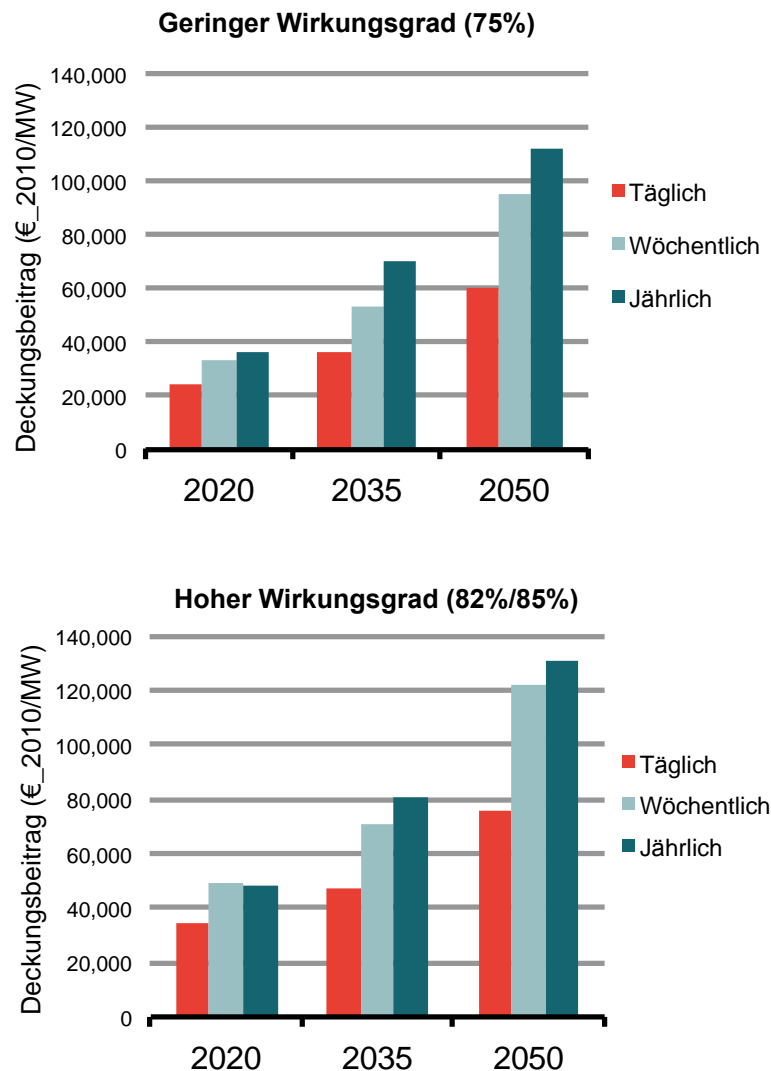
Tabelle 3. Ertragsfaktoren der Basiskraftwerke

	Basiskraftwerk I	Basiskraftwerk II	Basiskraftwerk III
Zeitskala	täglich	Wöchentlich	saisonal
Auflösung der Bewertung	Stündlich	Stündlich	täglich
Saisonalität	Tag-/Nacht	Tag/Nacht, Wochentag/Wochenende	Wochentag/Wochenende, Winter/Sommer
Volatilität Spotmarkt	Stündlich	Stündlich	Tägliche
Volatilität Intraday	Stündlich	Stündlich	Nicht nutzbar

Deckungsbeitragsrechnung Szenario A: Base-Case

Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge auf dem Day-Ahead-Markt

Das Szenario A fungiert in allen Bewertungen als eine Art Referenzfall. Die **Abbildung 16** zeigt den Deckungsbeitrag der Basiskraftwerke mit niedrigem und hohem Wirkungsgrad für das Szenario A für die drei Fotojahre.

Abbildung 16. Deckungsbeitrag der Basiskraftwerke für das Szenario A

Quelle: Frontier/SwissQuant

Es bleibt festzustellen:

- Der Wert aller Basiskraftwerke steigt mit der Zeit an, da sowohl die Spreads als auch die Volatilitäten, sowohl am Spot-Markt (stündlich sowie im Tagesmittel), als auch am Intraday-Markt zunehmen.
- Der Deckungsbeitrag der Basiskraftwerke mit dem Wirkungsgrad, da die für die gleichen Kosten mehr Wasser gepumpt werden kann. Neben dem allgemeinen Anstieg der Deckungsbeiträge profitiert insbesondere das Basiskraftwerk 2 (wöchentliche Zeitskala) den höheren Wirkungsgraden, da das Kraftwerk häufiger am Markt agieren kann – auch bei kleineren Spreads,

**Einsatzoptimierung zukünftiger
Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz**

die bei niedrigerem Wirkungsgrad noch nicht nutzbar sind. Zudem kann ein effizienter Pumpspeicher aus den gleichen Spreads höhere Margen erzielen, als ein ineffizienterer Pumpspeicher.

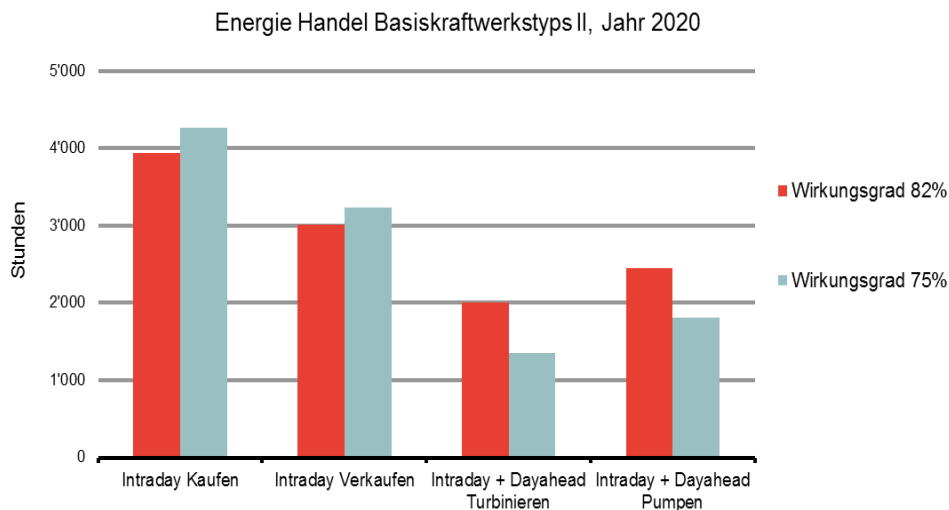
Zeitliche Entwicklung der Deckungsbeiträge auf dem Intraday-Markt (Speicher als physischer Hedge)

Neben der physikalischen Aktivität durch kaufen und verkaufen des Stroms am Spot- und Intraday-Markt, kann das Kraftwerk auch als physikalischer Hedge für das Spielen des Spot-/Intraday-Marktspreads verwendet werden. In diesem Fall werden können Positionen am Spotmarkt gehandelt werden und vor der Realisierung, falls günstig, am Intraday-Markt zurückgekauft werden. Ist die Position am Intraday-Markt ungünstig, wird das Kraftwerk als Hedge eingesetzt und die eingegangene Position am Spotmarkt physikalisch bedient. Dieses Geschäft bedingt die Kapazität zur Produktion als Hedge, auch wenn es physikalisch ein Nullsummenspiel ist. Abhängig vom Wirkungsgrad ist der zusätzliche Deckungsbeitrag zwischen 30% für hohen Wirkungsgrad und 50% für niedrigen Wirkungsgrad.

Die **Abbildung 17** zeigt die physikalischen Handlungen des Pumpspeicherkraftwerks und die finanziellen Aktivitäten mit dem Pumpspeicherkraftwerk als physikalischen Hedge. Unter den hier angewendeten Prämissen ist der Wert des Speichers auf dem Intradaymarkt (bzw. als physischer Hedge) für Wochenspeicher vergleichsweise hoch – in einer ähnlichen Größenordnung wie die Day-Ahead-Erlöse⁴⁸.

⁴⁸ Dargestellt sind Erlöse je Marktsegment – bei den zusätzlichen Erlösen durch Intradaynutzung sind keine Rückwirkung der Handelsaktivität auf den Intradaypreis unterstellt worden – somit dürften diese Erlöse im Vergleich zum viel größeren Day-Ahead-Markt tendenziell optimistisch geschätzt sein (Details siehe nächster Abschnitt).

Abbildung 17. Aufschlüsselung des Energiehandels für physikalische und finanzielle Aktivitäten am Day-Ahead- und Intraday-Märkten für den Basiskraftwerkstyp II im Referenzjahr 2020



Quelle: Frontier/SwissQuant

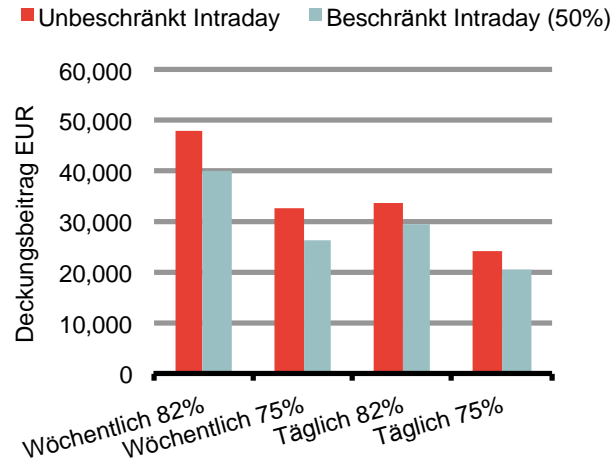
Limitierung des Intraday-Volumens

Für die Berechnungen wurde bisher angenommen, dass der Intraday-Markt wie der Spot-Markt liquide ist und keine Beschränkung des Volumens aufweist. Unter diesen Prämissen ist der Wert des Speichers auf dem Intradaymarkt (bzw. als physischer Hedge) für Wochenspeicher vergleichsweise hoch – in einer ähnlichen Größenordnung wie die Day-Ahead-Erlöse. Bei den zusätzlichen Erlösen durch Intradaynutzung sind keine Rückwirkung der Handelsaktivität auf den Intradaypreis unterstellt worden – somit dürften diese Erlöse im Vergleich zum viel größeren Day-Ahead-Markt tendenziell optimistisch geschätzt sein. Bei einer Modellierung der Rückwirkung der Marktgröße haben wir den Einfluss der limitierten Marktgröße abgeschätzt. Die **Abbildung 18** zeigt den Deckungsbeitrag der Basiskraftwerke I und II mit hohem und niedrigem Wirkungsgrad und unbeschränkten Intraday-Volumen und einer Beschränkung auf 50% des möglichen Volumens.

Das Vorhandensein eines Intraday-Marktes, insbesondere unter der Vorgabe eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit einhergehenden zusätzlichen Vorhersagefehlern, ist aus operativer und finanzieller Sicht zum Ausgleich von Vorhersagefehlern sinnvoll. Aus diesem Grund ist die Annahme des Vorhandenseins eines Intraday-Marktes für die Bewertung gegeben.

Einsatzoptimierung zukünftiger Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz

Abbildung 18. Vergleich der Erträge pro MW für unbeschränkte und Beschränkte Intraday-Aktivität, Szenario A Jahr 2020



Quelle: Frontier/SwissQuant

Zusammenfassung der Resultate für das Szenario A

Die Resultate aus dem Szenarios A können wie folgt zusammengefasst werden:

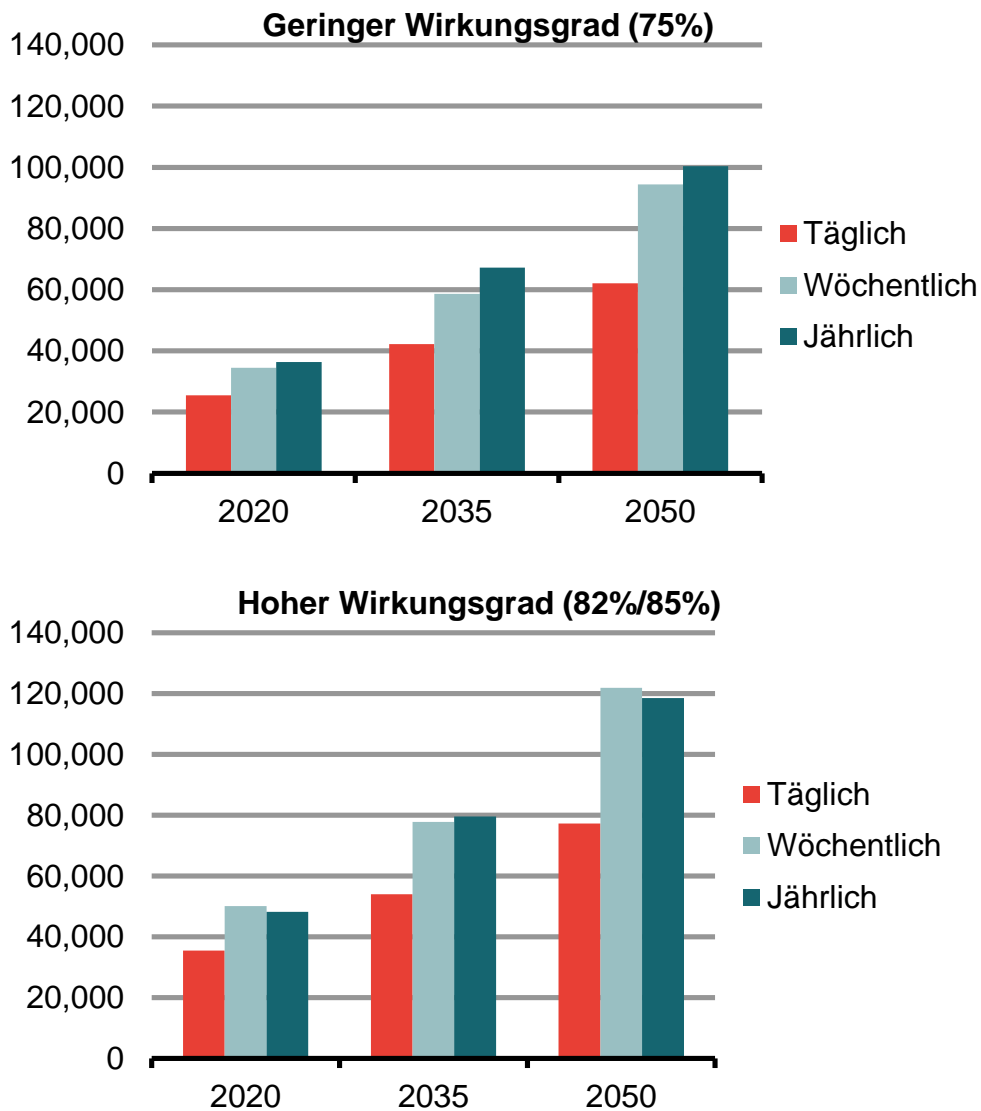
- Der Wert des PSW zeigt kurz- bis mittelfristig (2020) ein eher niedriges Niveau, das jedoch über die Zeit deutlich ansteigt und sich bis zum Jahr 2050 verdoppelt.
- Pumpspeicherkraftwerke mit sehr großen Reservoirs (Basiskraftwerkstyp III), die zusätzlich jährliche Saisonalitäten ausnutzen können, liegen in der Profitabilität in der Gegend der Kraftwerke der Basiskraftwerkstyps II. In der Regel sind Jahresspeicherprojekte allerdings deutlich teurer als kleinere Projekte – bei ähnlichen Erlösen wären die Mehrkosten für sehr große Becken kaum gerechtfertigt. Langfristig können jedoch große Pumpspeicherwerke (Basiskraftwerkstyp III) mit geringen Investitionskosten und niedrigem Wirkungsgrad wieder interessanter werden.
- Kleine Kraftwerke (Basiskraftwerkstyp I) in Verbindung mit einer reinen Tagesoptimierung nutzen nicht alle Preisdifferenzen und erwirtschaften damit wesentlich geringere Erträge als Kraftwerke vom Basiskraftwerkstyp II. Die niedrigeren Erträge müssen, damit der Basiskraftwerkstyp I ökonomisch sinnvoll ist, mit deutlich niedrigeren Investitionskosten kompensiert werden.

Deckungsbeitragsrechnung der alternativen Szenarien B und C

Deckungsbeitragsrechnung Szenarios B: Politische Massnahmen

Analoge Rechnungen haben wir für die Szenarien B und C durchgeführt. Die Ergebnisse werden im Folgenden als Differenz zum Szenario A ausgewiesen.

Im Szenario B können die Basiskraftwerkstypen I und II die höheren Peak-Preise und die höhere Volatilität im Referenzjahr 2035 für die Steigerung des Deckungsbeitrags nutzen, siehe **Abbildung 19**. Das Basiskraftwerk vom Typ III erzielt in den Referenzjahren 2020 und 2035 ähnliche Deckungsbeiträge wie im Szenario A.

Abbildung 19. Absolute Deckungsbeiträge des Szenarios B [in EUR/MW/a]

Quelle: Frontier/SwissQuant

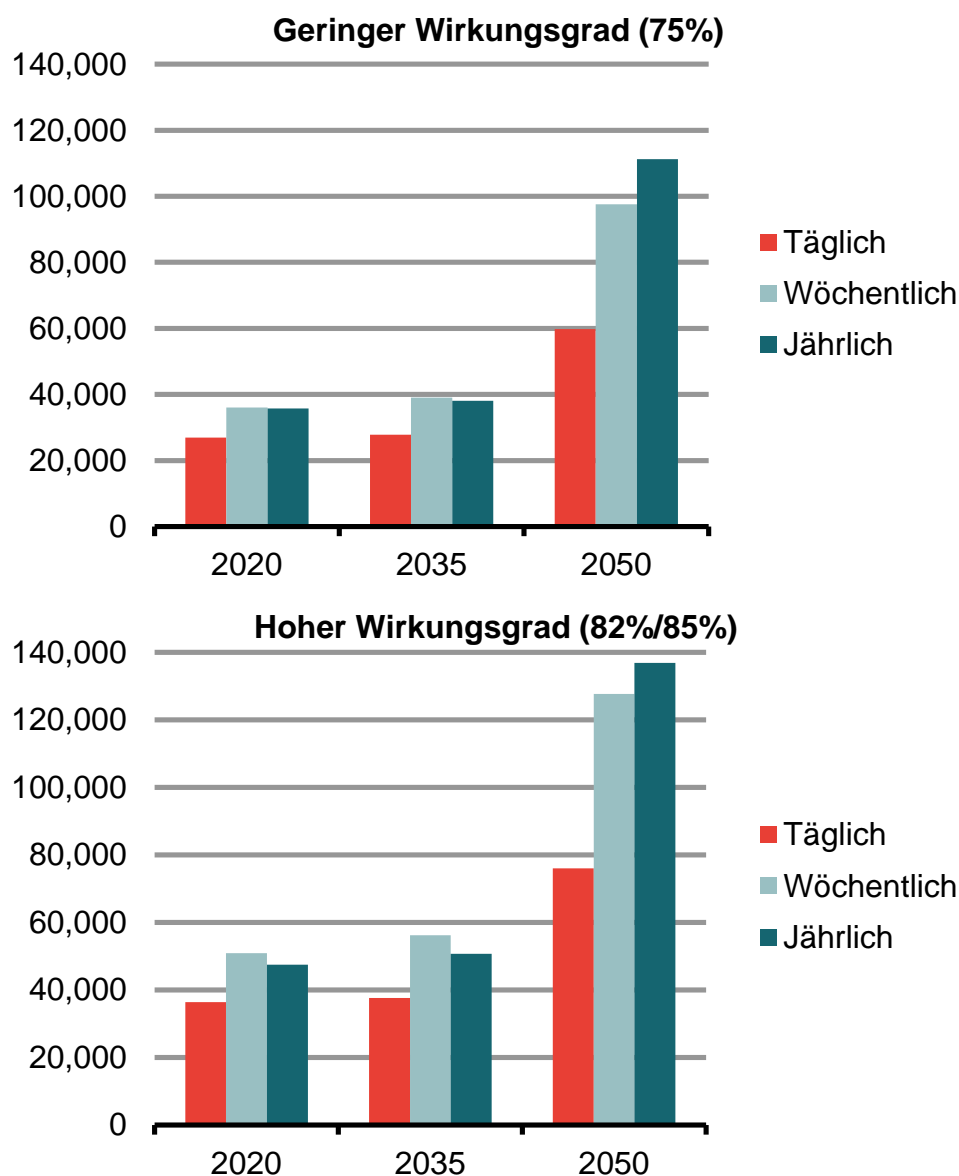
Deckungsbeitragsrechnung Szenarios C: Neue Energiepolitik

Im Szenario C erwirtschaften die Basiskraftwerkstypen I und II in der Mittelfrist (2035) einen um 20% niedrigeren Deckungsbeitrag, der Basiskraftwerkstyp III sogar einen 45% niedrigeren Deckungsbeitrag. Grund sind die Vergleich zum Szenario A niedrigeren Preis-Volatilitäten im Szenario C in der Mittelfrist.

Im Referenzjahr 2050 bleibt der Peak/Base-Spread unter dem Niveau des Szenarios A, aber die Basiskraftwerke können den geringen Ertrag des niedrigeren Spreads über eine deutlich höherer Preis-Volatilität ausgleichen.

Langfristig ist der Unterschied zwischen den Szenarien gering. Dies liegt teilweise an sich kompensierenden Effekten, die man auch bereits am Verlauf der Strompreisentwicklung ablesen kann – beispielsweise sind im Szenario C niedrigere Brennstoffpreise in Verbindung mit höheren CO₂-Preisen unterstellt – somit landet man mit Blick auf die Erzeugungskosten thermischer Anlagen in ähnlichen Größenordnungen wie bei einer Annahme höherer Brennstoffpreise in Verbindung mit niedrigeren CO₂-Preisannahmen, wie sie im Szenario A und B unterstellt wurden.

Abbildung 20. Absolute Deckungsbeiträge des Szenarios C [in EUR/MW/a]



Quelle: Frontier/SwissQuant

Abgesehen von den Unterschieden in den Deckungsbeiträgen in der Mittelfrist ist ein deutlicher Trend zu einer langfristigen Verbesserung der Deckungsbeiträge in allen Szenarien zu erkennen.

Im folgenden Kapitel analysieren wir, welche „erlaubten Investitionskosten“ sich für Projekte (Basiskraftwerke) kurz-bis mittelfristig in den einzelnen Szenarien ergeben.

4 Zukünftige Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz

4.1 Energiewirtschaftliche und politische Einordnung der Ergebnisse

Die im **Kapitel 2** dargestellten Entwicklungen des Stromsystems und des Einsatzes der verschiedenen Pumpspeichertypen (Referenzanlagen) haben einen großen Einfluss auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher in der Schweiz. Für die Berechnung der Barwerte der Deckungsbeiträge wurden folgende Annahmen getroffen:

- Das Referenzjahr für die Berechnung der Barwerte ist das Jahr 2020 bzw. 2035, die Betriebsdauer der Kraftwerke beträgt 80 Jahre.⁴⁹
- Die Profite von 2020-2035 und 2035-2050 werden linear mit den Referenzjahren 2020, 2035 und 2050 als Stützstellen interpoliert. Die Profite nach 2050 wurden als konstant angenommen.
- Die Schätzung des WACC ist nicht Bestandteil der Studie. Für die Bewertung wurde ein Referenz-WACC von 6% angenommen und eine Bandbreite von 4-6% einbezogen.
- Der Break-Even-Point für die Investitionskosten wurde unter der Annahme von Fix- und Betriebskosten in Höhe von 15€/kW angenommen.
- Ausgewiesen werden reale Größen, die Inflationseffekte werden somit nicht in die Bewertung einbezogen.

Diese Barwerte der Deckungsbeiträge (nach fixen Betriebskosten) können als Proxy für die erlaubten Projektkosten im Jahr 2020 interpretiert werden. **Abbildung 21** zeigt die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Speicher für die verschiedenen Basiskraftwerke in den jeweiligen Szenarien. Dargestellt sind die „Break-Even Investitionskosten“ im Jahr 2020, die man mit den erwarteten Erlösen aus der Vermarktung der Pumpspeicher (auf allen Märkten) wieder „einspielen“ kann⁵⁰. Die Bandbreite der „Break-Even Investitionskosten“ im Jahr 2020 ist zudem maßgeblich durch die Kapitalkosten der Investoren getrieben.

⁴⁹ Reinvestitionen im Zeitverlauf (z.B. Ersatz der Turbine) wurden nicht berücksichtigt. Sie haben aber aufgrund der langen Diskontierungszeiträume keinen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis.

⁵⁰ Fixe Betriebskosten sind bereits abgezogen, ebenso die Kosten für Pumpstrom.

Hohe Kapitalkosten senken die erlaubten Investitionskosten (da ja höhere Zinsen auf das eingesetzte Kapital gezahlt werden müssen). Es ist festzustellen:

- Bei Kapitalkosten ($WACC^{51}$) von rund 6%/a dürfen neue Pumpspeicher mit einem Wirkungsgrad von gut 82% derzeit nicht mehr als 1200 EUR/kW kosten.
- Die Kapitalkosten haben einen großen Einfluss auf die „Break-Even Investitionskosten“, aber selbst bei sehr optimistischen Schätzungen und Ansatz von niedrigen Kapitalkosten liegen die „Break-Even Investitionskosten“ für die Szenarien unter 1600 EUR/kW. Die tatsächlichen Kosten einiger heute diskutierten Speicherneubauprojekte dürften darüber liegen⁵².
- Pumpspeicher müssen nicht nur auf den reinen Tagesbetrieb setzen, sondern auch Preisspreads zwischen Tagen (z.B. zwischen windigen Tagen und Tagen mit Flauten) und auch Strompreisdifferenzen zwischen Jahreszeiten mitnutzen. Der reine Tagesspeicherbetrieb (Speicher mit sehr kleinen Becken, die nur innerhalb eines Tages operieren) erlaubt je nach Szenario und Wirkungsgrad ein Investment von 400 bis 600 EUR/kW, bei zusätzlicher Nutzung von Preisspreads an verschiedenen Tagen und Jahreszeiten verdoppeln sich die Break-Even Investitionskosten auf über 1000 EUR/kW.

Der Wert von höheren Wirkungsgraden bei Neuanlagen ($> 82\%$) im Vergleich zu niedrigeren Wirkungsgraden im Bestand (75%) liegt für Investitionen im Jahr 2020 im Bereich von rund 300 EUR/kW.

- Die in der Schweiz aktuell geplanten Neubauprojekte Nant de Drance, Linthal 2015 und Lagobianco weisen Investitionskosten in der Größenordnung 1600 bis 2000 EUR/kW auf.⁵³ Die Investitionskosten von

⁵¹ WACC Weighted Average of Capital Costs, d.h. gemittelte Kapitalkosten für Fremd- und Eigenkapital.

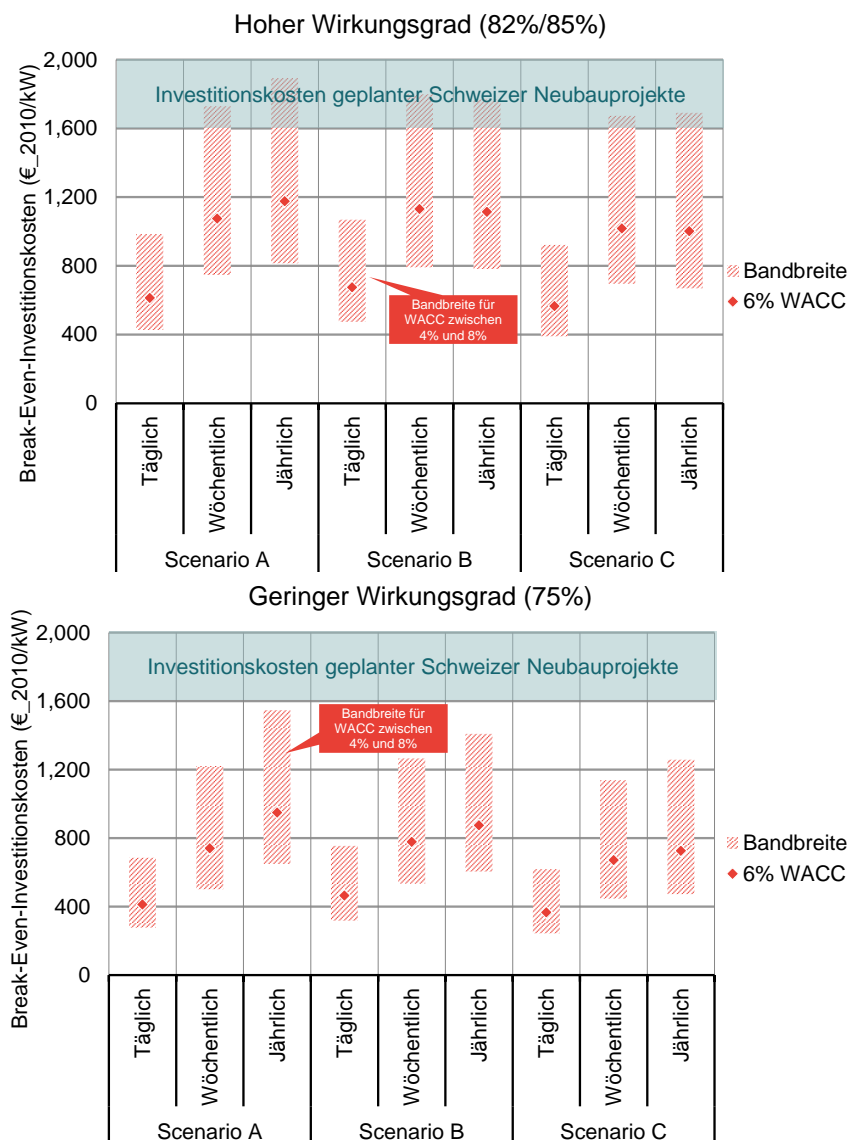
⁵² Typische Investitionskosten variieren zwischen 600€/kW für existierende Pumpspeicherwerke (Täglich - Typ I) und 1500€/kW für im Bau befindlichen wöchentliche/saisonale Kraftwerke (Typ II bzw. III).

⁵³ Laut Angaben der Betreiber vom Stand November 2013 lagen die erwarteten Investitionskosten von Nant de Drance bei 2000 CHF/kW, Linthal 2015 2100 CHF/kW und Lagobianco bei 2500 CHF/kW. Diese Angaben wurden mit einem Wechselkurs von 1.23 CHF/EUR konvertiert. Bei einer Abwertung des Franken lägen die Kosten in Euro (insofern sie tatsächlich in Franken anfallen) entsprechend niedriger.

Erweiterungen bestehender Kraftwerke, wie zum Beispiel FMHL+ mit ca. 1100 EUR/kW, können deutlich darunter liegen.⁵⁴

⁵⁴ Laut Angabe des Betreibers werden Investitionskosten i.H.v. 1379 CHF/kW erwartet (Stand November 2013).

Abbildung 21. Break-even Investitionskosten für Basiskraftwerke – Investition im Jahr 2020



Quelle: Frontier/swissQuant

Anmerkung: für die Berechnung der Investitionskosten, die zum Break-even führen, wurden fixe Betriebskosten in Höhe von 15€/kW und Jahr (real 2010) angenommen. Die Kosten können jedoch für spezifische Projekte hiervon erheblich abweichen. Die Bandbreite der Investitionskosten ist den Webseiten der Projektentwickler von Nant de Drance, Linthal 2015 und Lagobianco entnommen.

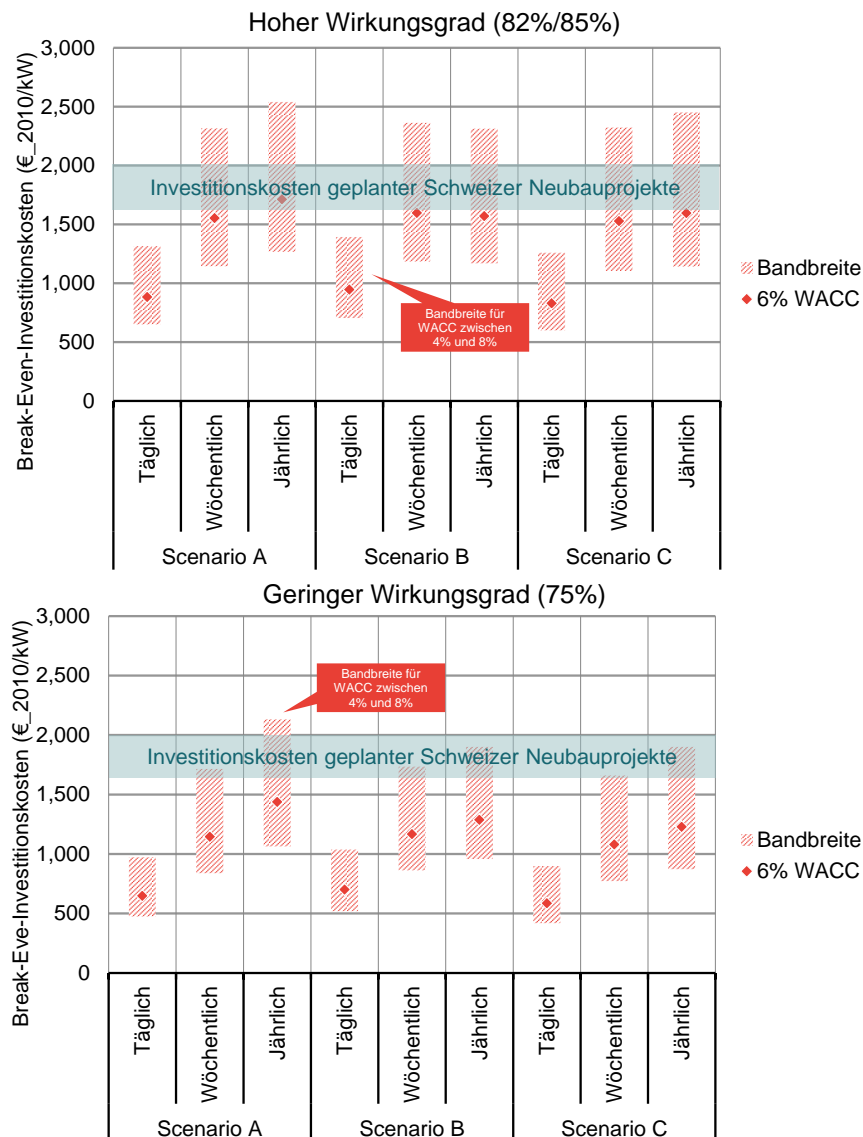
Kurz- bis mittelfristig ist die Wirtschaftlichkeit von neuen Pumpspeichern in der Schweiz somit zumindest fraglich – auch aufgrund der langen Amortisationszeiträume.

**Zukünftige Wirtschaftlichkeit von
Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz**

Langfristig ist allerdings mit einer deutlichen Verbesserung der Anlagenwirtschaftlichkeit zu rechnen - Pumpspeicher sind langfristig also ein wichtiger Baustein der Energiewende in Europa.

Abbildung 22 zeigt die Barwerte der „Break Even Investitionskosten“ basierend auf den gleichen langfristigen Deckungsbeiträgen – jedoch mit einer Investition im Jahr 2030. Diese Kraftwerke vermieden also die „schlechten Jahre“ in der Kurzfrist. Die Projekte sind dann auch bei Kapitalkosten um 6%/a (real, vor Steuern) für die wichtigen Basiskraftwerkstypen II (wöchentlich) und III (jährlich) in einem Bereich der „Break-Even Investitionskosten“ von über 1500 EUR/kW (höhere Wirkungsgrade für neue Anlagen). In diesem Kostenbereich sind die derzeit geplanten Projekte mit erwarteten Investitionskosten von 1600 bis 2000 EUR/kW realisierbar.

Abbildung 22. Break-even Investitionskosten für Basiskraftwerke – Investition im Jahr 2035



Quelle: Frontier/swissQuant

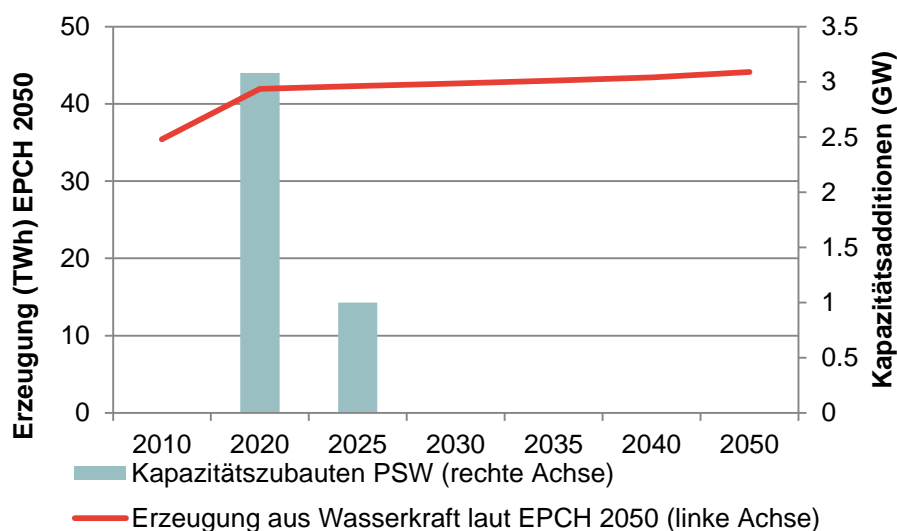
Anmerkung: für die Berechnung der Investitionskosten, die zum Break-even führen, wurden fixe Betriebskosten in Höhe von 15€/kW und Jahr (real 2010) angenommen. Die Kosten können jedoch für spezifische Projekte hiervon erheblich abweichen. Die Bandbreite der Investitionskosten ist den Webseiten der Projektentwickler von Nant de Drance, Linthal 2015 und Lagobianco entnommen

Fazit – Pumpspeicherausbau kurzfristig gefährdet, langfristig aber erreichbar

In der Schweizer Energiestrategie 2050 werden keine expliziten Ausbauziele für einzelne Pumpspeicher, sondern Erzeugungsziele für Wasserkraft genannt. **Abbildung 23** zeigt die Erzeugungszahlen aus der in der Energiestrategie referenzierten EPCH 2050 sowie die Zubauannahmen auf Basis der geplanten Pumpspeicherprojekte.

In der EPCH 2050 wird von eher kurzfristigen Zubauten ausgegangen. Dies spiegelt sich auch in der Diskussion wider um Projekte wie beispielsweise Lagobianco, Nant de Drance, FMHL+, Grimsel 3 oder auch Linth Limmern (Linthal 2015).

Abbildung 23. Entwicklung der Wasserkrafterzeugung laut EPCH 2050 und geplante PSW-Zubauten



Quelle: Frontier/swissQuant, basierend auf EPCH 2050.

Anmerkung: Die geplanten Kapazitätssubadditionen umfassen Lagobianco, Nant de Drance, FMHL+, Grimsel 3 oder auch Linth 2015, siehe **Anhang 1**.

Unsere Analysen zeigen jedoch:

- Kurzfristig dürfte der Ausbau der Pumpspeicher in Stocken geraten – die kurzfristigen PSW-Ausbauten dürften verfehlt werden.⁵⁵

⁵⁵ Es werden in der Energiestrategie 2050 keine expliziten Ausbauziele für Pumpspeicher in MW genannt, jedoch werden Erzeugungsannahmen offengelegt. Hier wird kurzfristig von einem starken

- Langfristig (nach 2030) ist jedoch mit einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher zu rechnen – somit können die geplanten Projekte langfristig umgesetzt werden – sofern der Regulierungsrahmen keine Verzerrungen zu Ungunsten der Pumpspeicherprojekte induziert. Dies bedeutet, dass viele der derzeit geplanten Projekte voraussichtlich später realisiert werden als geplant (sofern der Projektstand eine Verschiebung zulässt).

Was bedeutet dies nun für die Politik, die Einfluss auf die Rahmenbedingungen von Speichern hat?

Die Tatsache, dass kurz- bis mittelfristig viele Speicherprojekte risikobehaftet und möglicherweise aus Investorensicht nicht wirtschaftlich sind, andererseits die Technologie aber langfristig sinnvoll angewendet werden kann, bedeutet, dass der Gesetzgeber bei der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens äußerste Sorgfalt walten lassen sollte, um die „auf Kante genähten“ Speicherprojekte nicht zusätzlich durch ineffiziente Marktregel zu belasten.

Im Folgenden diskutieren wir deshalb wichtige Stellschrauben im Regulierungsrahmen und ihre Auswirkung auf die Speicherwirtschaftlichkeit.

4.2 Auswirkungen des Regulierungsrahmens

Wichtige Stellschrauben im Regulierungsrahmen, die einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern haben sind:

- die Einführung von Netzentgelten für Pumpstrom;
- die Einführung von Kapazitätsmechanismen;
- der Netzausbau rund um die Schweiz;
- ein schnellerer Ausbau Erneuerbarer Energien in Europa; sowie
- die Einführung von Subventionsprogrammen für bestimmte (Speicher-)technologien.

Zur Quantifizierung der Auswirkungen dieser Stellschrauben haben wir weitere Sensitivitätsrechnungen für ein Szenario und einen Anlagentyp durchgeführt und durch weitere qualitative Überlegungen zu Subventionsansätzen ergänzt. Zudem

Anstieg ausgegangen – was einen Fokus auf einen eher kurzfristigen Ausbau der Pumpspeicher Projekte antizipiert.

haben wir eine Sensitivität getestet, um die „selbstkannibalisierende Wirkung“⁵⁶ von Speichern einschätzen zu können.

4.2.1 Überblick über die Sensitivitätsrechnungen

Wir haben folgende Sensitivitätsrechnungen durchgeführt⁵⁷:

- **Kapazitätsmechanismen** – Ziel der Sensitivität ist die Analyse des PSW-Werttreibers „Marktdesign/Kapazitätsmarkt“. Unterstellt werden hier Kapazitätsmechanismen wie Leistungsvorhalteverpflichtungen für Marktakteure (z.B. Versorger, EE-Erzeuger) oder die umfassende Beschaffung von Kapazitätspflichten in Ausschreibungsverfahren, die über die heutige Regelreserve hinausgehen.⁵⁸ Hierbei wird unterstellt, dass die dem Stromsystem zusätzlich zugeführten Kapazitäten auch im Energiemarkt (z.B. Day-ahead, Intraday) anbieten können.

Wir berechnen eine Indikation für entgangene Erlöse eines PSW auf dem „Energy Only Markt“, falls ein umfassender Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte, der zusätzliche Erzeugungskapazitäten beanreizt und somit Preisaufschläge über Grenzkosten („Mark ups“) in knappen Stunden durch „peak load pricing“ wegfallen würden. Erhält der PSW im Ausgleich nicht entsprechende Leistungszahlungen (z.B. weil der Kapazitätsmarkt im Ausland eingeführt wird), entgehen ihm somit Verkaufserlöse. Im Umkehrschluss gibt diese Indikation die ungefähre Leistungszahlung an, die notwendig wäre, um ein PSW finanziell „glattzustellen“.

In der Praxis hängt die Wirkung eines Kapazitätsmarktes auf den Kraftwerkspark und auf die resultierenden Strompreise von den Ausgestaltungsdetails ab. Ein weniger umfassender Kapazitätsmarkt wird daher nicht zu einem vollständigen Abschmelzen der Preisaufschläge führen – unsere Sensitivität gibt somit eine Obergrenze an.

⁵⁶ Stromspeicher refinanzieren sich durch die Ausnutzung von Strompreisdifferenzen. Diese Preisdifferenzen werden aber durch die Speicher selbst reduziert. In einem System mit sehr vielen Speichern (z.B. Norwegen) sind daher kaum noch Preisdifferenzen anzutreffen – somit sinkt die Wirtschaftlichkeit aller Speicher, wenn weitere Speicher zugebaut werden.

⁵⁷ Grundlage war jeweils das Modelljahr 2020 im Szenario A

⁵⁸ Bereits heute gibt es kurzfristige Leistungsmärkte in Form der Beschaffung von Regelenergie durch die Netzbetreiber, auf denen Kraftwerke nicht nur für die Energielieferungen, sondern auch die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten für den Zeitraum von bis zu einem Monat entlohnt werden. Im hier vorliegenden Fall eines umfassenden Kapazitätsmarktes gehen wir von der Beanreizung von Investitionen in Kraftwerkskapazitäten durch langfristige Kapazitätsszahlungen aus.

- **Netzintegration** – Wir ermitteln den Effekt bei einer Leistungserhöhung der Übertragungskapazitäten an allen Schweizer Grenzen pauschal um 30%. Diese Erhöhung könnte durch physischen Ausbau der Interkonnektoren, durch den Ausbau des inländischen Netzes oder durch verbesserte Marktregeln für den internationalen Handel erzielt werden. Ziel der Sensitivität ist die Analyse des PSW-Werttreibers „Netzausbau“.
- **Stärkerer EE-Ausbau** – In den Szenarien haben wir einen moderaten EE-Ausbau in Europa unterstellt. Die Roadmap der EU⁵⁹ sieht hingegen sehr ambitionierte EE-Ziele und eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors vor. Wir haben daher eine Sensitivität berechnet, in der wir den EE-Ausbau in Europa im Vergleich zum Referenzfall um 10% erhöht haben. Ziel der Sensitivität ist die Analyse des PSW-Werttreibers „Stärkerer EE-Ausbau“.
- **Netzentgelte für Pumpstrom** – Wir untersuchen den Einfluss von Netzentgelten für Pumpstrom. Wir haben ein fiktives⁶⁰, variables Netzentgelt von 5 EUR/MWh⁶¹ angesetzt und den Effekt der Netzentgelte auf den Speicherwert im Jahr 2020 ermittelt.
- **Preiseffekt der Pumpspeicher** – Wir untersuchen den Einfluss von Pumpspeicherprojekten untereinander. Wir vergleichen die Erlöse bei 2 GW PSW vs. 4. GW PSW; dies ermöglicht die grobe Abschätzung des „Selbstkannibalisierungseffekts“ durch zusätzliche PSW-Projekte.

Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

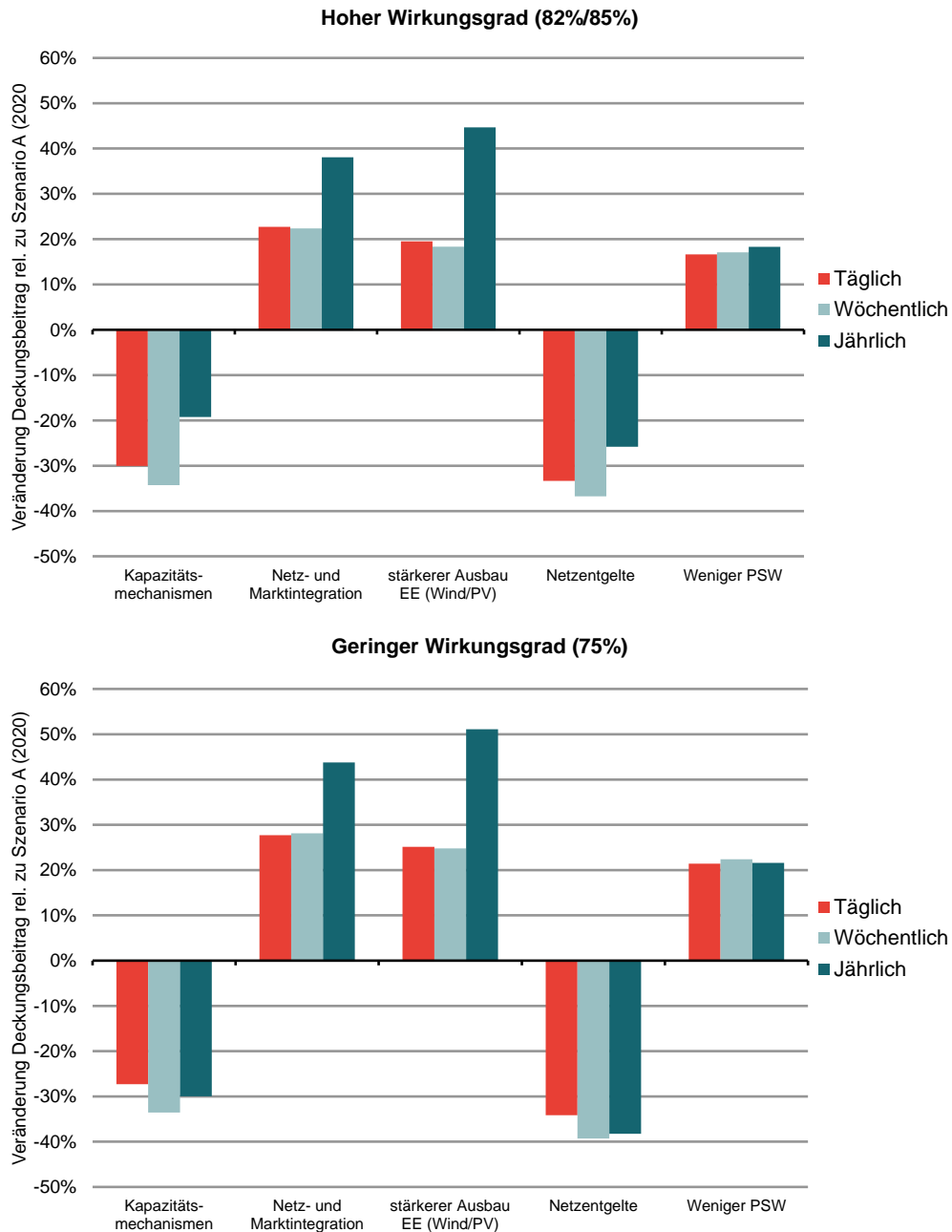
Abbildung 24 zeigt den Einfluss der jeweiligen Sensitivitäten auf die Deckungsbeiträge der Basiskraftwerke für das Jahr 2020 im Szenario A.

⁵⁹ Europäische Kommission, „A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050“, COM(2011) 112/4.

⁶⁰ In der Realität werden Netzentgelte als Mix aus Arbeitstarif, Leistungstarif und fixem Grundtarif gestaltet. Zudem können Netzentgelte sowohl pumpseitig (Verbraucher) als auch turbinenseitig (Erzeuger) anfallen.

⁶¹ Zum Vergleich: in Italien fallen keine Netzentgelte für Pumpstrom an und in Deutschland sind neue Pumpspeicher für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit. Variable Netzentgelte für Pumpstrom und Erzeugung fallen hingegen in Österreich (ca. 3 €/MWh pro Zyklus) und Frankreich (ca. 3 – 6 €/MWh pro Zyklus für Netzebene HTB2) an.

Abbildung 24. Einfluss auf die Deckungsbeiträge in den Sensitivitäten im Vergleich zu Szenario A



Quelle: Frontier/swissQuant

Folgende Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Zukünftige Wirtschaftlichkeit von
Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz

- **Einfluss von Kapazitätsmechanismen kann hoch sein** – Im Falle von umfassenden Kapazitätsmechanismen kann die Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit PSW hoch sein. Ohne kompensierende Leistungszahlung sinken die Deckungsbeiträge der Basiskraftwerke um rund 30% im Jahr 2020. Der Netto-Effekt aus „Leistungszahlung an den PSW“ und „Verkaufspreisverluste durch niedrigere Verkaufspreise“ hängt sehr stark vom Design des Kapazitätsmarktes ab. Die Einführung von Kapazitätzahlungen allein für ausländische Kraftwerke kann hierbei ein erhebliches Risiko für Schweizer PSW darstellen, sofern diese nicht ebenfalls an Kapazitätzahlungen profitieren, aber die preissenkenden Effekte aus dem Ausland auf die Schweizer Strompreise Einfluss nehmen würden.
- **Verstärkte Netzanbindung Chance für PSW** – Eine stärkere Anbindung des Schweizer Stromsystems stellt eine Chance für Schweizer PSW dar. Der „Import von Preisvolatilität“ erhöht die Deckungsbeiträge der Basiskraftwerke im Szenario A.
- **Einfluss eines verstärkten EE-Ausbaus in Europa** – Der Einfluss eines erhöhten EE-Ausbaus in Europa auf die Deckungsbeiträge der Basiskraftwerke kann gegenläufige Effekte auf die Profitabilität von Pumpspeichern haben. Einerseits erhöht die Windeinspeisung die Preisvolatilität, insbesondere bei starker Windeinspeisung in Abend- bzw. Nachtstunden bieten sich gute Einkaufspreise für Pumpstrom – andererseits wirkt insbesondere PV-Einspeisung auch preissenkend auf mögliche Verkaufspreise in den Mittagsstunden⁶².
- **Netzentgelte für Pumpstrom** – Der Einfluss eines Netzentgeltes für Pumpstrom kann signifikant sein. Ein Netzentgelt für Pumpstrom in Höhe von 5 EUR/MWh senkt die Deckungsbeiträge der Basiskraftwerke um ca. 40%. In diesem Kontext ist auch zu beachten, dass durch den internationalen Stromhandel aber auch durch ausländische und inländische Investoren die Pumpspeicherprojekte innerhalb Europas miteinander konkurrieren – somit wären einheitliche Regelungen für Netzentgelte von Pumpspeichern von Vorteil.
- **Preiseffekt der Pumpspeicher** – Für die hier getroffenen Annahmen im Szenario A liegt der Deckungsbeitrag des „letzten“ der 4 GW Pumpspeicher knapp 20% unter dem des 2. GW. Anders ausgedrückt – der Zubau von 4

⁶² Langfristig wird der PV-Ausbau in Europa so stark sein, dass heutige Verkaufsstunden sogar bei starker Sonneneinstrahlung zu Pumpstunden werden können – mittelfristig ist der PV Effekt jedoch Wert senkend für PSW.

GW statt 2 GW Pumpspeicher senkt den Deckungsbeitrag aller Speicher um knapp 20% pro Jahr.

4.2.2 Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zur PSW Ausbau in der Energiestrategie

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeitsanalysen sowohl in den Szenarien als auch in den Sensitivitäten ist davon auszugehen, dass es kurz- bis mittelfristig eine Herausforderung sein wird, die in der Energiestrategie der Schweiz intendierten PSW-Ausbauten zur Integration Erneuerbarer Energien zu erreichen. Gleichzeitig ist langfristig von einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher auszugehen – d.h. auch langfristig sind Pumpspeicher eine volkswirtschaftlich sinnvolle Technologieanwendung.

Aus der derzeitigen „Wirtschaftlichkeitskrise“ der Pumpspeicher resultiert jedoch nicht notwendigerweise ein Handlungsbedarf durch die Politik. Entscheidend ist die Frage, ob der PSW- Ausbau ggf. geringer ist als erwartet, weil

- vorübergehend Randbedingungen der Prognose und Realität nicht in allen Punkten vollständig übereinstimmen;
- andere Technologien oder Kombinationen von anderen Flexibilitätsoptionen im In- und Ausland kostengünstiger Flexibilität bereitstellen könnte als Pumpspeicher; oder
- weil Verzerrungen im Ordnungsrahmen es nicht erlauben, den wahren Wert der Pumpspeicher zu Erlösen bzw. das Risiko für PSW-Projekte durch regulatorische Risiken erhöht wird.

Im Falle der oberen beiden Punkte wäre eine Nichtrealisierung geplanter Pumpspeicherneubauten volkswirtschaftlicher Sicht kosteneffizient, im Falle von Verzerrungen im Ordnungsrahmen sollte gehandelt werden. Mit Blick auf die volkswirtschaftlichen Implikationen sind folgende Aspekte zu bedenken:

- **Kosteneffizienz** – Wie oben beschrieben ist ein geringerer PSW-Ausbau nicht notwendigerweise problematisch. Es gilt zu unterscheiden:
 - Unverzerrter Ordnungsrahmen – Bei einem unverzerrtem Regulierungsrahmen bedeuten weniger PSW, dass andere Optionen (bzw. Kombinationen von Optionen) kosteneffizienter sind, z.B. Netzausbau zur verbesserten Nutzung der Import- und Exportmöglichkeiten, Gasturbinen oder auch DSM Maßnahmen.
 - Verzerrter Ordnungsrahmen Wenn durch Verzerrungen im Ordnungsrahmen weniger PSW in den Markt kommen, als mit Blick auf die Kostenstrukturen volkswirtschaftlich optimal wäre ist dies eine **Kostenineffizienz**. Mögliche Beispiele für eine solche regulatorische Verzerrung sind Hürden bei der PSW Vermarktung oder auch

Bevorteilung anderer Flexibilitätsoptionen im Inland oder auch im benachbarten Ausland.

- **Verteilungseffekte** – Weniger PSW in der Schweiz bedeutet unter anderem eine geringere einheimische Wertschöpfung bzw. Arbeitsplätze. In diesem Kontext zu bedenken sind
 - Die Nutzung komparativer Vorteile durch internationalen Handel steigert insgesamt die soziale Wohlfahrt in Europa. Die Schweiz spart Kosten durch Handel mit dem Ausland, wo Anbieter ggf. Flexibilität günstiger bereitstellen könne. Andererseits entfallen die Infrastrukturinvestitionen in der Schweiz. Der Netto-Effekt auf die Wohlfahrt der Schweiz wäre unklar.
 - Bei verzerrten Rahmenbedingungen – d.h. der höhere PSW Ausbau in der Schweiz wäre sogar kosteneffizient, findet aber aufgrund von verzerrtem Ordnungsrahmen nicht statt - bedeutet hingegen insgesamt Nachteile für die Schweizer Volkswirtschaft (eine geringere Wohlfahrt).
- **Versorgungssicherheit** – Weniger Pumpspeicher in der Schweiz in Verbindung mit erhöhten Importen bedeuten auch eine höhere Importabhängigkeit von den Nachbarn - und ggf. geringere nationale Versorgungssicherheit. Gleichzeitig steigt die soziale Wohlfahrt in Europa durch den internationalen Stromhandel.

Auch wenn ein geringerer PSW-Ausbau nicht per se problematisch sein muss, sind Verzerrungen im Ordnungsrahmen bzw. erhöhte regulatorische Risiken in jedem Falle nachteilig und sollten somit möglichst vermieden werden. Typische Verzerrungen im Ordnungsrahmen können sein:

- Einführung von Kapazitätsmärkten im Ausland ohne Kompensation für einheimische Anlagen;
- hohe Netzentgelte für Schweizer Pumpspeicher bei Befreiungen für PSW im Ausland; oder
- Einschränkungen bei der Vermarktung der PSW-Anlagen auf Kurzfristmärkten im In- und Ausland.

5 Fazit und Handlungsempfehlungen

Basierend auf unseren Analysen bezüglich der zukünftigen Rolle von Pumpspeichern in der Schweiz kann festgehalten werden:

- **Kurz- bis mittelfristig (bis zum Jahr 2020) sind Pumpspeicherprojekte risikobehaftet** – Wie unsere Simulationen gezeigt haben, liegen die Break-Even-Investitionskosten für neue Pumpspeicher in der Schweiz je nach Kapitalkostenstruktur, Anlagentyp und Szenario im Bereich von 500 EUR/kW (kleine Speicher, hohe Kapitalkosten von 8%/a) bis 1600 EUR/kW (große Speicher, niedrige Kapitalkosten von 4%/a). Vergleicht man dies mit den heute diskutierten Investitionskosten für Neubauten in der Schweiz, die zwischen 1600 und 2000 EUR/kW liegen, so dürfte dies im Falle vieler derzeit diskutierter Speicherprojekte nicht ausreichend sein⁶³. Die Spannweite der Break-Even-Kosten zeigt deutlich:

Die Erlössituation von Speichern ist sehr volatil, da sie von Preisdifferenzen getrieben ist, weniger von Preisniveaus. Gleichzeitig sind Pumpspeicher eine recht kapitalintensive, langlebige Investition. In Kombination ergibt sich ein vergleichsweise hohes Projektrisiko für Investoren⁶⁴.

- **Langfristig (nach dem Jahr 2020) mit verbesserter Wirtschaftlichkeit zu rechnen** – Langfristig wird sich die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher deutlich verbessern. Trotz umfangreicher Netzausbauten erhöht sich die Strompreisvolatilität im Schweizer Stromsystem, getrieben durch
 - den weiteren Ausbau der Windenergie und Photovoltaik in Europa; sowie

⁶³ Eine Einzelfallbetrachtung der Projekte ist nicht Gegenstand der Analyse. Jedes derzeit diskutierte Projekt kann als eine Kombination aus den Basiskraftwerkstypen (im Wesentlichen aus den Typen II und III) kombiniert werden. Letztlich spielen hier projektspezifische und unternehmensspezifische Eingangsgrößen eine Rolle wie Investitionskosten (getrieben durch den Standort) oder auch Finanzierungskosten. Unabhängig von den Einzelprojekten ist aus unseren Analysen jedoch offensichtlich, dass kurzfristige die Wirtschaftlichkeit für neue Pumpspeicher in der Schweiz schwer darzustellen sein dürfte.

⁶⁴ Vergleiche mit anderen Speichertechnologien haben gezeigt, dass Pumpspeicher im Vergleich zu anderen Speichertechnologien noch eine sehr gute Kombination aus Kosten, Lebensdauer und Wirkungsgrad darstellen (siehe Frontier Economics (2011): Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen – Gutachten im Auftrag der Verbund AG), somit dürfte die Situation für Speichertechnologien auf Systemebene kurzfristig insgesamt herausfordernd sein.

- durch höhere Strompreise in Stunden ohne Wind- und Photovoltaikeinspeisung⁶⁵.

● **Regulierungsrahmen hat großen Einfluss auf Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherprojekte** – Der Regulierungsrahmen hat einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Speicher. Wichtige Erkenntnisse in diesem Kontext sind:

- Netzentgelte für Pumpstrom – Zusätzliche Kostenpositionen, wie z.B. Netzentgelte für Pumpstrom würden viele Projekte, die derzeit gerade noch auf der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit stehen, gefährden.

Handlungsempfehlung: Wir empfehlen angesichts der kurzfristigen Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern von einer Einführung von Netzentgelten für Pumpstrom abzusehen. Falls diese langfristig erfolgen sollte, müsste ein europäischer Ansatz verfolgt werden.

- Netzausbau eher Chance für Schweizer Speicher – Der Ausbau der Stromnetze rund um die Schweiz ist Risiko und Chance für Stromspeicher zugleich. Zum einen werden zukünftig volatile Strompreiseffekte aus Deutschland (z.B. durch Windausbau) importiert, und Schweizer Speicher könnten als Stromanbieter und Käufer im Ausland auftreten. Andererseits werden auch neue Konkurrenten aus dem Ausland verstärkt auf dem Schweizer Strommarkt aktiv werden können. Mittel-bis langfristig überwiegen die Chancen aber die Risiken.
- **Zugang zu internationalen Kurzfristmärkten stärken** – Neben dem Kuppelleitungsausbau ist auch auf eine effiziente Einbindung der Schweizer Erzeuger und Verbraucher in den europäischen Strommarkt zu beachten. Flexible Technologien wie Pumpspeicherkraftwerke sollten die Möglichkeit erhalten, ihre Flexibilität auch auf Kurzfristmärkten im Ausland anzubieten. Dies würde die Kosten im Gesamtsystem reduzieren. Der ungehinderte Marktzugang der Schweiz zu den Europäischen Energiemärkten stellt somit eine Chance für die Pumpspeicherwerktechnologie dar und sichert bereits getätigte Investitionen.

⁶⁵ Dieser langfristige Anstieg der Strompreise in Stunden ohne EE- Einspeisung ist getrieben durch Brennstoff- und CO₂ Preise, die die variablen Grenzkosten der thermischen Erzeugung erhöhen. Zudem ist langfristig mit einer Umstellung des europäischen Kraftwerksparks zu rechnen weg von thermischen Grundlastkraftwerken mit vergleichsweise niedrigen variablen Grenzkosten hin zu Gaskraftwerken als „back-up“ Erzeugung mit eher hohen variablen Grenzkosten.

Handlungsempfehlung: Wir empfehlen weiter an einer stärkeren Integration der Strommärkte zu arbeiten, um komparative Vorteile und Systemeffizienzen zu nutzen.

- Kapazitätsmechanismen (z.B. strategische Reserve, Leistungsverpflichtungen, Ausschreibung von Kapazitätsverpflichtungen etc.) – Die Auswirkungen einer Einführung von Kapazitätsmechanismen in der Schweiz (über den bestehenden Regenergiemarkt hinaus) auf die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern sind ex ante nicht klar zu beziffern und hängen stark von den Ausgestaltungsdetails des Mechanismus ab. Einerseits würden Pumpspeicher voraussichtlich „leiden“, da Kapazitätzahlungen tendenziell Preisspitzen (mögliche Verkaufspreise) kappen würden, andererseits würden sie selbst Kapazitätzahlungen erhalten. Der Nettoeffekt ist ex ante unklar. Klar ist jedoch, dass die Einführung von umfassenden Kapazitätsmechanismen im benachbarten Ausland ein Risiko für Schweizer Speicher darstellen, falls Schweizer Speicher von den Kapazitätzahlungen ausgeschlossen wären.
- Inwieweit Kapazitätsmechanismen in der Schweiz eingeführt werden sollten, ist nicht allein durch ihre Wirkung auf Pumpspeicher, sondern umfassend mit Blick auf das gesamte Stromsystem zu beurteilen (nicht Gegenstand des Gutachtens). Alleine die Tatsache, dass heute und ggf. auch im Jahr 2020 bestimmte Investitionen nicht wirtschaftlich sind, bedeutet allerdings noch nicht unmittelbar, dass Planung und Evaluierung zukünftiger Projekte nicht weiter stattfinden: Vielmehr bilden Investoren, unter Berücksichtigung von Unsicherheiten, Erwartungen bezüglich der zukünftigen Marktentwicklungen und Wirtschaftlichkeit von Projekten, in denen sich auch etwaige Verbesserungen des Marktumfelds bereits frühzeitig widerspiegeln würden. Diese Vorausschau würde bei entsprechenden positivem Evaluierungsergebnis Planungs- und Projektierungsarbeiten mit entsprechendem zeitlichem Vorlauf auslösen.

Handlungsempfehlung: Wir empfehlen bei Einführung von Strompreis wirksamen Kapazitätsmechanismen im Ausland zunächst die Einbindung in die Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern der Schweiz zu prüfen. Gelingt dies nicht, wäre die Einführung von analogen Mechanismen in der Schweiz zu prüfen, sollen die in der Energiestrategie intendierten PSW-Ausbauten in der Schweiz weiterhin erreicht werden.

6 Anhang

Im Anhang zusammengefasst sind

- Anhang 1 – Details zur langfristigen Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa;
- Anhang 2 – Beschreibung der europäischen Strommarktmodelle;
- Anhang 3 – Beschreibung des stochastischen Einsatzmodells; sowie
- Anhang 4 – Beispiel für die Zusammenstellung eines Referenzkraftwerks als Linearkombination aus Basiskraftwerken.

Anhang 1 – Weitere Details zur langfristigen Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa

Im folgenden Abschnitt beschreiben wir die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa. Dabei gehen wir auf folgende Punkte ein:

- die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten;
- die Zubauten von Pumpspeicherwerken in der Schweiz und in Europa; sowie
- die Entwicklung der Stromerzeugung.

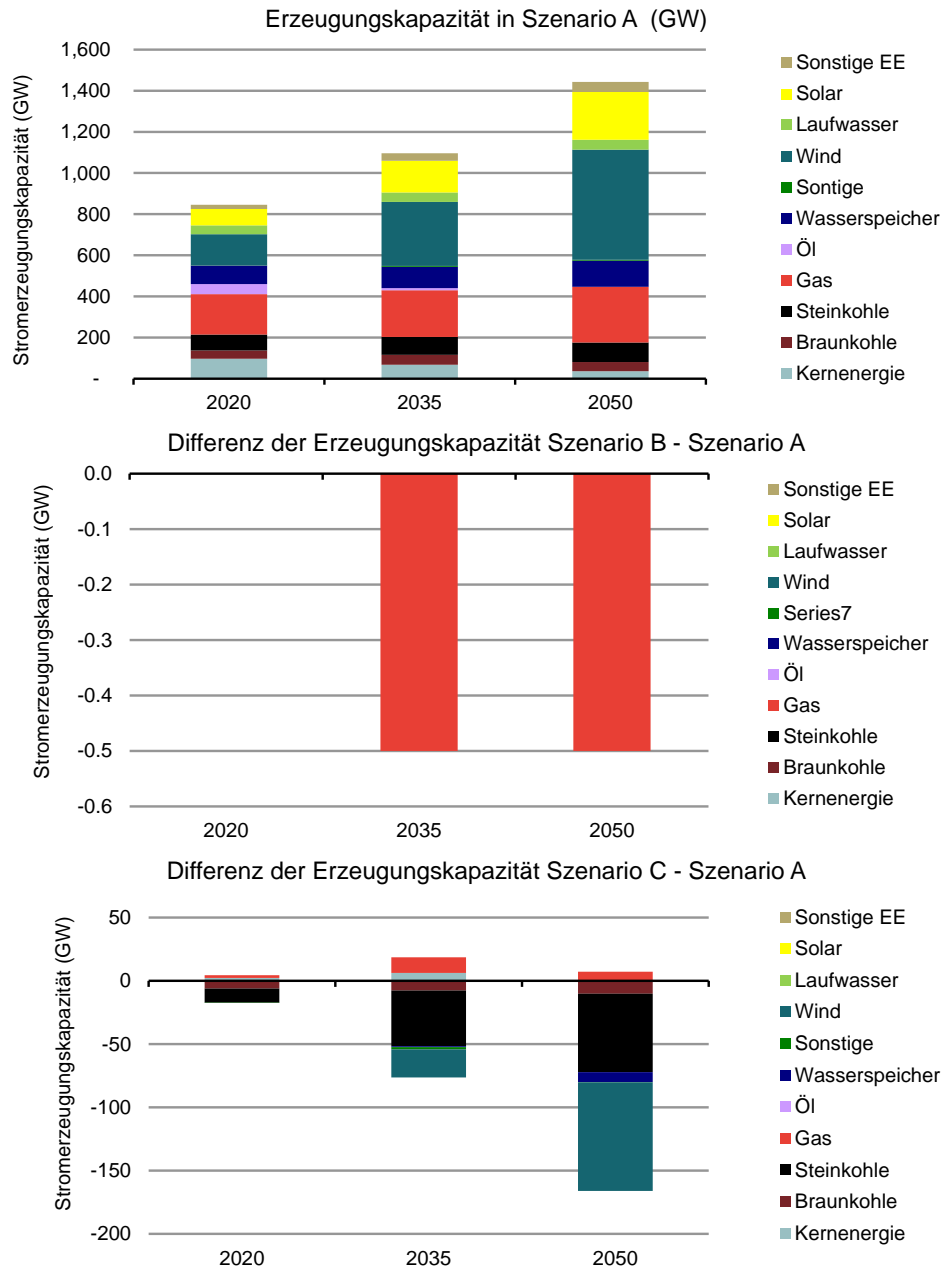
Erzeugungskapazitäten

Abbildung 25 beschreibt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in der gesamten Modellregion Europas.

- **Szenario A** – Anstieg der Erneuerbaren Erzeugung und Rückbau der Kernenergie in Europa. Nachfragesteigerungen führen insgesamt zu Anstieg der Erzeugungskapazitäten bis 2050 um 70% gegenüber 2020.
 - Die Erneuerbaren Energien und insbesondere PV und Wind erfahren einen starken Anstieg der Erzeugungskapazität in Europa. PV und Wind-Kapazitäten steigen bis 2050 um das Doppelte bzw. Zweieinhalbfache des Wertes in 2020 an.
 - Konventionelle Erzeugungskapazitäten basierend auf fossilen Energieträgern (ohne Kernkraftkapazitäten) werden, in den Grenzen der politischen Zubaurestriktionen der jeweiligen Länder, leicht ausgebaut.
 - Gaskapazitäten steigen von 2020 bis 2050 um 75 GW (+ 40% ggü. 2020)

- Steinkohlekapazitäten werden um 18 GW (+ 23% ggü. 2020) und Braunkohlekapazitäten um 5 GW (+23%).
- Rückbau der Kernenergie in den meisten Europäischen Staaten bis 2050, Zubau lediglich in UK und Frankreich. Insgesamt nehmen die Kernkraftkapazitäten um ca. 60 GW (- 60% ggü. 2020) zurück.
- **Szenario B** (Abweichung von Szenario A) – Gegenüber Szenario A unterscheidet sich das Szenario B durch einen Kapazitätsausbau in der Schweiz, der auf konventionelle Kraftwerkskapazitäten verzichtet, Nachfrage- und Brennstoffpreisannahmen sind identisch.
 - Fehlende Gas-Kapazitäten in der Schweiz werden durch Kapazitätszubauten im Europäischen Ausland kompensiert.
- **Szenario C** (Abweichung von Szenario A) – Szenario C ist insbesondere durch leicht geringere Brennstoff- jedoch höhere CO₂-Preis und eine abnehmende Nachfrage gekennzeichnet.
 - Gegenüber Szenario A wird insgesamt weniger Kapazität bis 2050 zugebaut.
 - Aufgrund des höheren CO₂-Preises wird insbesondere emissionsreiche Kohlekapazität durch emissionsärmere Gaskapazität ersetzt.
 - Kurzfristig (bis 2035) erfolgt auch ein Mehrausbau der Kernkraftkapazitäten, bis 2050 liegen diese jedoch unterhalb des Szenario C.

Abbildung 25. Entwicklung des Stromerzeugungskapazitäten in der Modelregion für allen Szenarien



Quelle: Frontier

Anmerkungen: Hier dargestellt werden Nettoerzeugungskapazitäten. Die Entwicklung für die Szenarien B und C wird als Differenz zu Szenario A angegeben, d.h. ein positiver Wert bedeuten zusätzliche Kapazitäten im Vergleich Szenario A und umgekehrt für negative Werte.

Pumpspeicher-Zubauten in der Schweiz und der EU

Das Europäische Strommarktmodell berücksichtigt bisher bekannte Pumpspeicherausbau- und Erweiterungsprojekte⁶⁶. Zusätzlich ist ein Ausbau in Grenzen des technischen Potentials der jeweiligen Region möglich. **Abbildung 26** beschreibt die exogenen Ausbauvorhaben an Pumpspeicherwerken in der Schweiz und in der Modellregion.

- **Pumpspeicher-Zubau Schweiz** – Bis zum Jahr 2025 werden insgesamt ca. 4 GW an Pumpspeicherkapazität (Turbinenleistung) zugebaut. Gemäss Angaben aus der EPCH 2050 und Annahmen Frontier Economics wurden folgende geplante Projekte berücksichtigt (**Tabelle 4**):

Tabelle 4. Im Modell berücksichtigte Pumpspeicherprojekte in der Schweiz

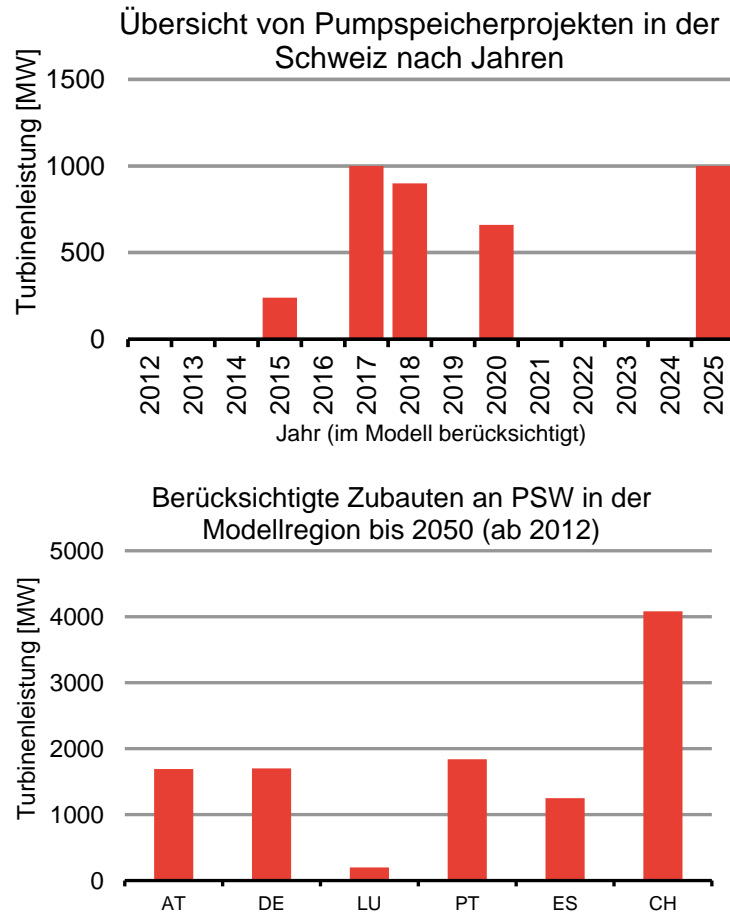
Projektname	Kapazität turbineseitig [MW]	Berücksichtigt im Modell ab dem Jahr
Veytaux (FMHL+)	240	2015
Grimsel 3 (KWOpus)	660	2020
Nant de Drance	900	2018
Linthal 2015	1000	2017
Lagobianco	1000	2025

Quelle: Frontier

- **Pumpspeicher-Zubau Europa** – Bis zum Jahr 2050 gehen aus bekannten Pumpspeicherausbauvorhaben 11 GW (Turbinenleistung) ins Modell ein.
 - Diese konzentrieren sich in erster Linie auf den Alpenraum (Österreich und Schweiz), Portugal und Spanien.
 - Zubauten in Norwegen gehen im Rahmen der Berücksichtigung Skandinaviens als „Satelliten“-Region mittelbar in das Modell ein.
 - Für Frankreich liegen auch aufgrund der erhobenen variablen Netzentgelte auf Pumpstrom und für Italien aufgrund schwieriger wirtschaftlicher Bedingungen bisher keine konkreten Projekte vor.

⁶⁶ Seit Beginn der Projektlaufzeit können sich die Finanzierungsbedingungen einzelner Ausbauprojekte verändert haben, so dass ein späterer oder früherer Markteintritt zum jetzigen Zeitpunkt möglich sein kann.

Abbildung 26. Exogener Zubau an Pumpspeicherwerken in der Schweiz und in Europa



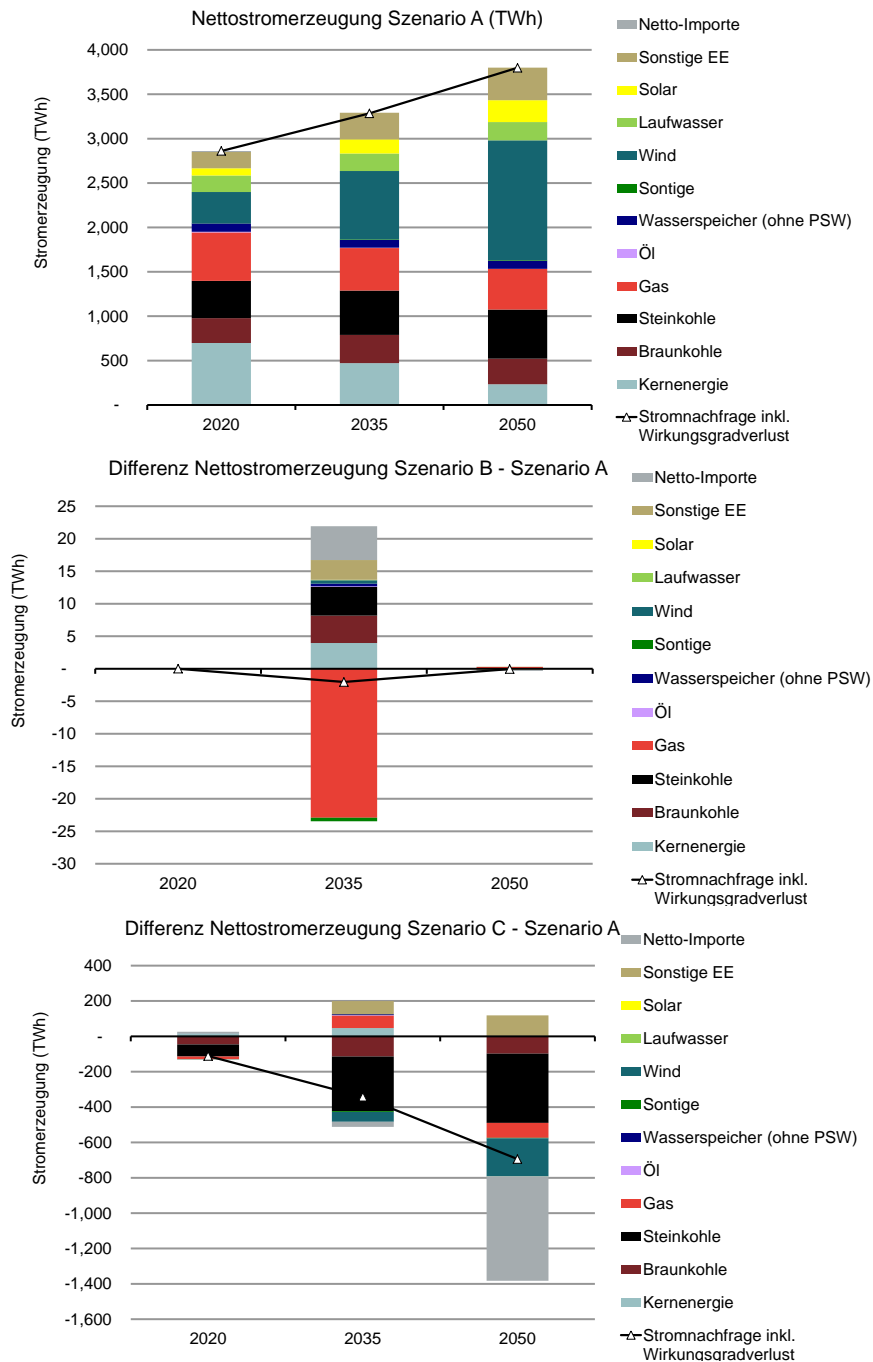
Quelle: Frontier

Stromerzeugung

- **Szenario A** – Szenario A ist durch einen 30% Nachfrageanstieg gekennzeichnet. Der größte Teil der erforderlichen Mehrerzeugung wird dabei aus Erneuerbaren Energien bestritten.
 - Starker Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2050
 - Die Erzeugung aus PV verdreifacht sich bis 2050 auf 245 TWh; und
 - Windkrafterzeugung verzeichnet einen Anstieg um ca. 1,000 TWh bis 2050.

- Anstieg der Erzeugung aus Steinkohle bis 2050 um 30% gegenüber 2020 (inkl. CCS).
- Zurückgehende Erzeugung aus Gas (-16%) und Kernkraftkapazität (-70%).
- **Szenario B** (Abweichung von Szenario A) – Aufgrund ähnlicher Rahmenbedingungen auf Europäischer Ebene wie in Szenario A unterliegt die Erzeugung lediglich einer geringen Änderung.
 - Geringer Erzeugung aus Gaskapazitäten in der Schweiz wird mittelfristig (2035) durch einen Anstieg der übrigen konventionellen Erzeugung und Importen auf Satellitenregionen kompensiert.
- **Szenario C** (Abweichung von Szenario A) – Gegenüber Szenario A ist Szenario C in erster Linie durch höhere CO₂-Preise, einen geringeren Nachfrageanstieg sowie eine höhere EE-Quote gekennzeichnet.
 - Deutlicher Rückgang der Erzeugung aus konventionellen Kapazitäten
 - Mittel- und langfristig weniger Erzeugung aus Braun- und Steinkohle; und
 - Mittelfristig höhere Erzeugung aus Gaskapazitäten, langfristig jedoch unterhalb des Niveaus in Szenario C.
 - Gleichbleibende Erzeugung aus PV, leicht geringere Erzeugung aus Windkapazitäten durch niedrigere Nachfrage als in Szenario A.

Abbildung 27. Entwicklung des Nettostromerzeugung in der Modellregion für allen Szenarien



Quelle: Frontier

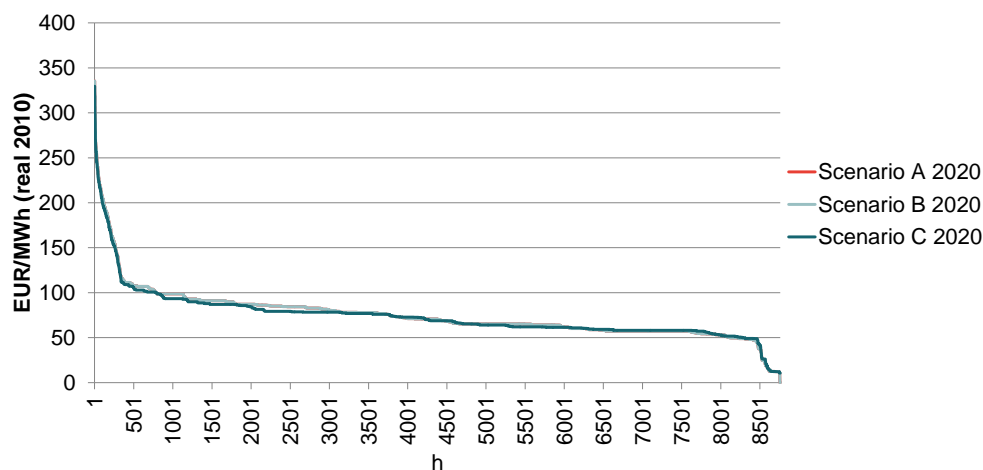
Anmerkungen: Hier dargestellt wird die Nettostromerzeugung – PSW tauchen daher nur auf der Nachfrageseite in Höhe der Wirkungsgradverluste auf. Die Entwicklung für die Szenarien B und C wird als Differenz zu Szenario A angegeben, d.h. ein positiver Wert bedeuten zusätzliche Erzeugung im Vergleich Szenario A und umgekehrt für negative Werte.

Preisdauerlinien für den Schweizer Großhandel

Im Jahr 2020 liegen die Preisdauerlinien zwischen den Szenarien A&B sowie C noch dicht aneinander (**Abbildung 28**). Dies wird durch folgende gegenläufige Entwicklungen in den drei Szenarien versucht:

- Leichter Anstieg der CO₂-Preise in Szenario C gegenüber A&B; aber
- leicht geringere Brennstoffpreise in Szenario C; und
- Nachfrage nur geringfügig geringer in Szenario C.

Abbildung 28. Preisdauerlinie (Schweiz) 2020 für alle Szenarien



Quelle: Frontier

Anmerkung: Die Kurven für Szenario A und B liegen aufeinander, so dass nur Szenario B sichtbar wird.

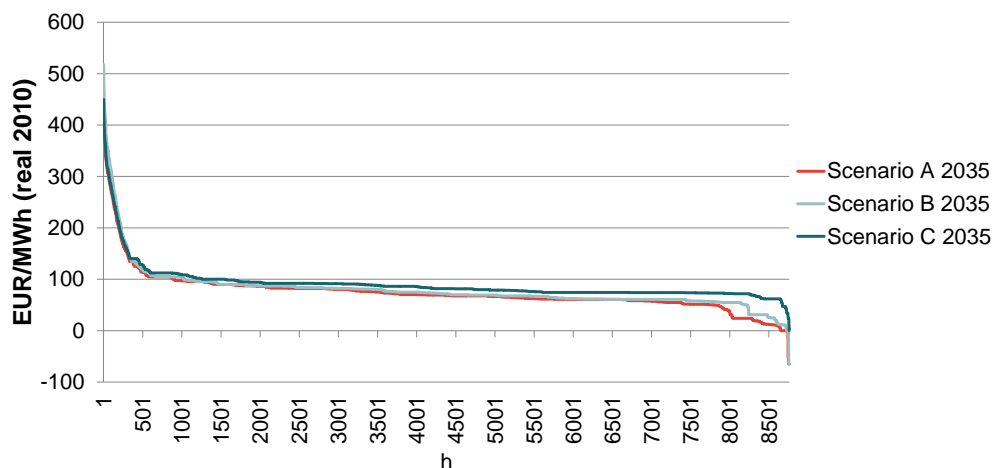
Die Preisdauerlinien für das Stichjahr 2035 (**Abbildung 29**) spiegeln die steigende Volatilität der Schweizer Strompreise wider.

- Szenarien A und B weisen weitestgehend den gleichen Verlauf auf. Allerdings ist Szenario B durch leicht höhere Off-Peak-Preise charakterisiert:
 - Fehlende Gaskraftwerke in der Schweiz im Szenario B führen zu mehr Importen (zu höheren Strompreisen aus dem europäischen Ausland); und
 - Pumpspeicherkraftwerke werden bereits eher zur Lastdeckung eingesetzt.

- In Szenario C dominiert der hohe CO₂-Preis (ca. 78 EUR/t). Der Einfluss der geringeren Stromnachfrage und niedrigeren Brennstoffpreise gegenüber Szenarien A und B wird durch CO₂-Preiseffekt überkompensiert.

Hohe Peak-Preise bieten eine Verkaufsoption für PSW, gleichzeitig stellen niedrige Off-Peak-Preise eine günstige Ladeoption für PSW dar.

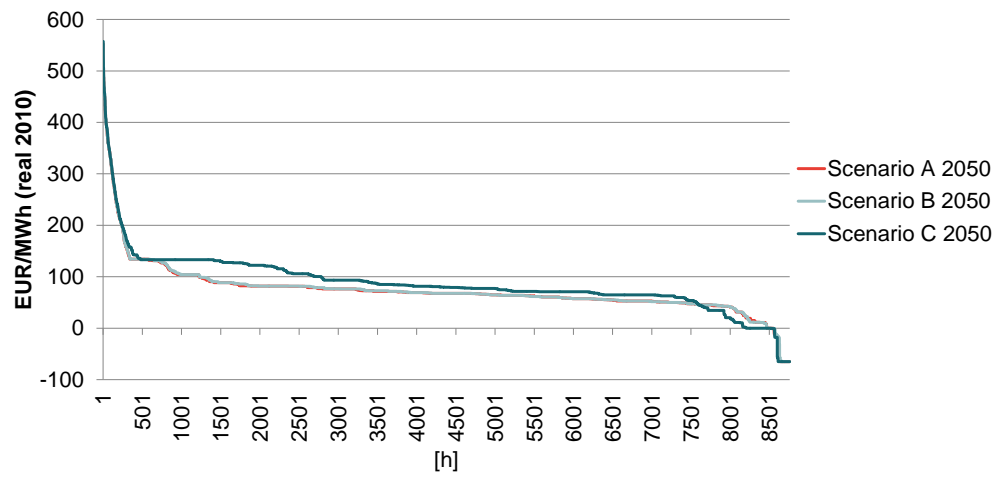
Abbildung 29. Preisdauerlinie (Schweiz) 2035 für alle Szenarien



Quelle: Frontier

Die Preisdauerlinien 2050 zeigen den starken Anstieg der Volatilität – das Stromsystem ist umgebaut und EE (insb. Wind) dominiert als Erzeugungsquelle in Europa. Im Detail führt dies zu folgenden Ergebnissen:

- **Starker Anstieg der Preisvolatilität** – Die Enden der Preisdauerlinien werden „steiler“, d.h. extreme Hochpreis- und Niedrigpreisstunden treten häufiger auf.
- Das Szenario C ist vom Preisniveau weitestgehend über den Szenarien A und B, allerdings treten Niedrig-Preise häufiger auf, da:
 - Hohe CO₂-Preise erhöhen die Off-Peak Preise in der Schweiz, da höhere Stromerzeugungskosten fossiler Energieträger (z.B. Braunkohle in Deutschland) durch den internationalen Stromhandel auch die Schweizer Preise beeinflussen; und
 - Höhere EE-Anteile im Ausland (v.a. Wind Onshore und Offshore in Deutschland) sorgen für mehr Stunden mit Preis nahe/unter null (importierte negative Preise).

Abbildung 30. Preisdauerlinie (Schweiz) 2050 für alle Szenarien

Quelle: Frontier

Anhang 2 – Strommarktmodelle

Europäisches Strommarktmodell – Beschreibung des Investitionsmodells

Das Modell ist ein langfristig ausgerichtetes Investitions-Tool für den europäischen Strommarkt. Er erlaubt eine langfristige Projektion des europäischen Kraftwerksparks (bis 2050) und berücksichtigt anbei aktuelle Marktinformationen sowie technische und ökonomische Nebenbedingungen.

Modellierungsprinzip

Das Modell ist ein deterministisches⁶⁷ Optimierungsmodell, das die Gesamtkosten minimiert, die bei der Deckung der Stromnachfrage in Europa bis 2050 anfallen. Darin sind sowohl die Investitionskosten als auch die variablen Erzeugungskosten des Stromsektors enthalten. Das Modell berücksichtigt wichtige technische Anforderungen wie Kapazitätsengpässe, Teillastverluste sowie internationale Netzkapazitäten.

Regionale Abdeckung

Das Modell deckt hauptsächlich Mittel- und Westeuropa ab. Es besteht aus 13 Modellregionen und 3 Satellitenregionen:

- **Modellregionen** – Unser Modell umfasst Stromversorgungssysteme in:

- Deutschland;
- Schweiz;
- Österreich;
- Frankreich;
- UK;
- Polen;
- Tschechische Republik;
- Niederlande;
- Belgien;
- Italien;

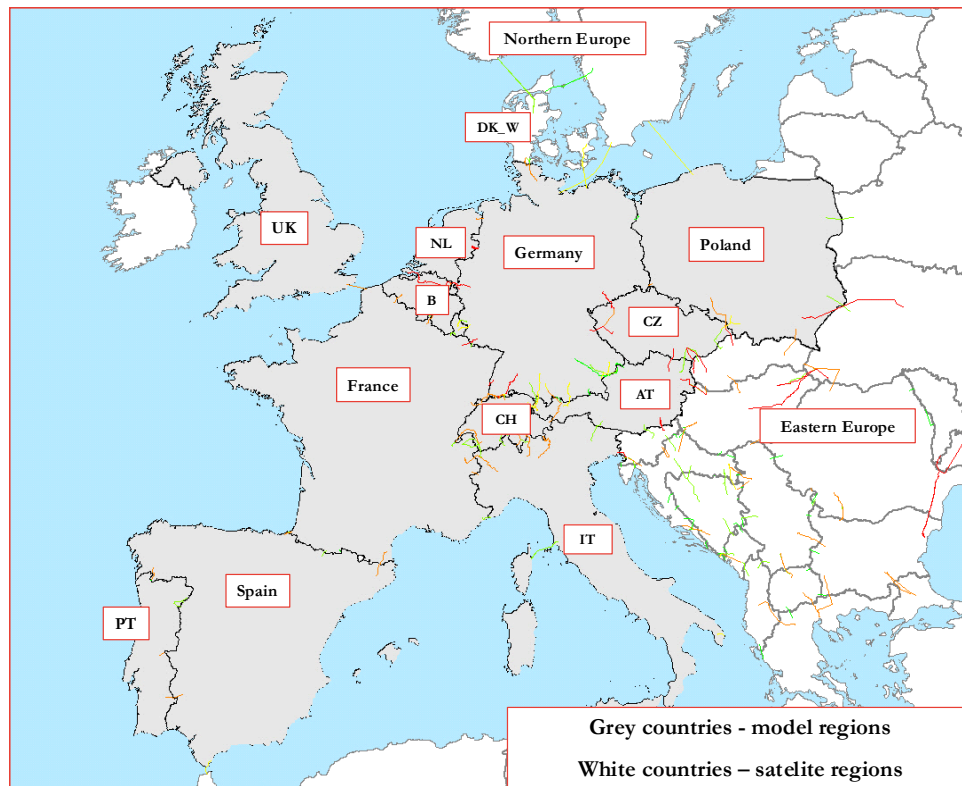
⁶⁷ Jedoch beinhaltet das Modell auch stochastische Komponenten wie die simulierte Windenergieeinspeisung.

- Spanien; und
- Portugal.

Diese modellierten Länder sind durch Kuppelleitungen miteinander verbunden. Für jede Gruppe von Kuppelleitungen zwischen den Ländern verwenden wir die NTC Kapazitäten in beide Richtungen, die von den ETSO für die Jahreszeiten Sommer und Winter veröffentlicht werden (z.B. von Deutschland in die Niederlande, von den Niederlanden nach Deutschland, etc.). Wir berücksichtigen ebenfalls geplante Kuppelleitungsneubauten bzw. -erweiterungen.

- **Satellitenregionen** – Die Modellregionen sind teilweise auch mit Nachbarregionen verbunden, die nicht explizit modelliert werden – sogenannten „Satellitenregionen“. Wir unterscheiden hierbei zwischen Satellitenregionen in Osteuropa (Griechenland, Slowakei, Ungar, etc.) und in Nordeuropa⁶⁸ (Schweden, Ostdänemark, etc.). Dabei bilden Import- und Exportpreise, die von den brennstoffabhängigen Erzeugungspreisen des entsprechenden Landes abhängen, die „ökonomische Verbindung“ zu diesen Ländern. (z.B. nehmen wir an, dass Nachtpreise für Osteuropa von der Braunkohleerzeugung und Peak-Strompreise von der Erzeugung in alten Gaskraftwerken abhängig sind.

⁶⁸ Nordeuropa, insbesondere Norwegen, stellt eine mögliche Flexibilitätskonkurrenz zu Speichern in der Alpen Region dar und wird daher im Dispatchmodell als großer Wasserspeicher behandelt. Allerdings ist der Flexibilitätsbeitrag Nordeuropas durch Interkonnektoren begrenzt.

Abbildung 31. Modellregionen des Strommarktmodells

Zeitraster

Das Strommarktsimulationsmodell minimiert die Gesamtkosten für das Stromangebot in Europa bis 2030 unter Verwendung repräsentativer Stichjahre. Das Zeitraster ist wie folgt:

- **Modelljahre** – Der Benutzer kann die Parametrisierung für ausgewählte „Fotojahre“ festlegen. In der aktuellen Version modellieren wir die Jahre 2012, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040 und 2050.
- **Saisonalabhängigkeit** – Für jede Jahreszeit modellieren wir eine typische „Regelwoche“, die aus 168 Stunden besteht, und berücksichtigen somit 672 Laststufen pro Jahr. Entsprechend der Jahreszeitdauer wird die Regelwoche wiederholt. Hierbei nehmen wir vier Sommermonate (Mai, Juni, Juli, August) und vier Wintermonate (Januar, Februar, November, Dezember) an. Der Frühling (März, April) und Herbst (September, Oktober) bestehen aus jeweils zwei Monaten.

Erzeugung aus erneuerbaren Energien

- **Windenergiekapazitäten** – Der Einsatz erneuerbarer Energien wird als exogener Inputfaktor modelliert. Wir analysieren hierfür öffentliche Statistiken und politische Papiere wie Grünbuch- und Weißbuchpapiere, veröffentlichte politische Zielvorgaben sowie akademische Studien. Basierend darauf geben wir die installierten Kapazitäten in MW je Region als exogenen Inputfaktor in das Modell ein. Dieses Vorgehen ist möglich, da Erneuerbare Energien in Europa meistens subventioniert werden und nicht nur - im Gegensatz zur thermischen Erzeugung - abhängig von Großhandelspreisentwicklungen zugebaut werden. Ebenso kann man beobachten, dass im Falle ausstehender politischer Zielvorgaben für Erneuerbare Energien verstärkt Förderungsmaßnahmen durchgeführt werden (siehe z.B. das deutsche EEG 2009).
- **Windenergieeinspeisung** – Basierend auf historischen Windeinspeiseprofilen berechnen wir spezifische Windenergieeinspeisung je Stunde (MWh/MW und Stunde oder Auslastung in % der maximal verfügbaren Kapazität). Wir wenden das Einspeisungsprofil auf die installierten Windkapazitäten an, während wir gleichzeitig berücksichtigen, dass mit der Verwendung von "offshore"-Windenergie „die durchschnittliche Auslastungsrate“ der Windenergie ansteigen wird.
- **Einspeisemanagement für Windenergieeinspeisung** – Wir können eine maximale Anzahl an Stunden von Windeinspeisung definieren, die in Stunden mit Überschusserzeugung eingeschränkt werden kann.
- **Laufwasser, Biomasse usw.** – Wir wenden eine ähnliche Methodik (Kapazitätsszubau und typische Einspeiseprofile) auch für sonstige erneuerbare Technologien an.

Definition von Kraftwerksparametern für Bestandskraftwerke und Zubauoptionen

Wir geben dem Model ein Portfolio an Bestandskraftwerken und Neubauoptionen vor. Für jede Kraftwerkstechnologie definieren wir die wichtigsten technischen und ökonomischen Kraftwerksparemeter:

- spezifische Investitionskosten (annuitätisch) in EUR/MW_a;
- technische und finanzielle Lebensdauer in Jahren;
- Wirkungsgrad in %;
- technische Mindestlastbedingung in %;
- Teillastverluste in %;

Anhang

- Verfügbarkeit in %;
- jährliche fixe O&M Kosten in EUR/MW_a;
- Anfahrtskosten in EUR/MW;
- Brennstoffpreise in EUR/MWh_{th};
- sonstige variable Kosten in EUR/MWh_{el};
- Zeitpunkt der technischen Verfügbarkeit von Kraftwerkstypen;
- CCS-Parameter (Abscheideeffizienz, CO₂-Transportkosten); sowie
- spezifische Emissionsfaktoren je Brennstoff.

Das Kraftwerksportfolio einer jeden Modellregion besteht aus den folgenden Kraftwerksklassen, die u.a. durch obige Parameter definiert werden:

- Kernkraftwerke – 3 Kategorien an Kernkraftwerken (2 Arten Bestandskraftwerke, 1 Neubauoption);
- Braunkohlekraftwerke – 4 Arten Bestandskraftwerke, 3 Neubauoption (von denen eine als CCS Technologie definiert ist);
- Steinkohlekraftwerke – 4 Arten Bestandskraftwerke, 3 Neubauoption (von denen eine als CCS Technologie definiert ist);
- Gaskraftwerke – Insgesamt 8 unterschiedliche gasbefeuerte Erzeugungsoptionen, u.a. Gaskondensationskraftwerke, GuD Kraftwerke und „simple cycle“ Gasturbinen; sowie
- Wasserkraftwerke – Wir berücksichtigen Speicherkraftwerke (Speichervolumen und typische Zuflussrate⁶⁹) und Pumpspeicherkraftwerke (Laufwasserkraftwerke werden als Erneuerbare Energien vorgegeben).

⁶⁹ Beide Modellgrößen werden über die Zeit (z.B. aufgrund von Klimaänderungen) nicht variiert. Es handelt es sich hierbei aus unserer Sicht aufgrund der Vielzahl an modellierten Technologien und Regionen als zulässige Vereinfachung. Zudem ist die Vorhersage von Klimaänderungen und deren Auswirkungen sehr komplex.

Tabelle 5. Beispiel – Wesentliche Annahmen zu Kraftwerksneubauoptionen (Auszug)

Technologie	Investitionskosten EUR/kW	Elektrischer Wirkungsgrad	Fixe O&M Kosten EUR/kW a	Sonstige variable Kosten EUR/MWh _{el}	Lebensdauer in a	WACC ⁷⁰ in % (real)	Vorfinanzierungsdauer in a
Steinkohle bis 2015	1.544	47%	31.700	1.4	40	10%	3
Steinkohle ab 2025	1.544	50%	31.700	1.4	40	10%	3
Erdgas GuD ab 2015	734	58%	12.500	1.79	30	10%	2
Erdgas OCGT	415	41%	10.000	0.6	25	10%	2
Braunkohle	1765	43%	31.700	1.4	40	10%	3
Braunkohle-CCS	2730	36%	44.000	1.4	40	10%	4
Steinkohle-CCS	2550	44%	44.000	1.4	40	10%	4
Erdgas-CCS	1392	54%	17.200	1.79	35	10%	3
Kernenergie	4225	33%	52.000	1.0	40	10%	6

Quelle: Frontier

⁷⁰ WACC = Weighted Average Cost of Capital; Mischzinssatz aus Fremd- und Eigenkapitalzinssätzen gewichtet mit den Quoten am Gesamtkapital. Wird im Modell zur Berechnung der Kapitalkosten benötigt.

Versorgungssicherheit – Spitzenlastbedingung

Für jede Modellregion und für jedes Stichjahr ermitteln wir aus den Lastdaten die saisonale Spitzennachfrage im System, die durch die verfügbaren Kraftwerke zu decken ist. Hierbei berücksichtigen wir auch Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sowohl für thermische Kraftwerke, die ausfallen können oder in Revision gehen müssen als insbesondere auch für dargebotsabhängige (und saisonal unterschiedliche) EE-Erzeugung. Insbesondere die Stromerzeugung auf Basis Windenergie und Photovoltaik sind von den Wetterbedingungen abhängig und stehen zum Zeitpunkt der saisonalen Jahreshöchstlast nicht mit vollständiger Sicherheit zur Verfügung. Hier sind Abschläge bei der Berechnung der „gesicherten“ Erzeugungsleistung zu berücksichtigen.

Regelenergiemärkte

In der aktuellen Version des Strommarktmodells bilden wir neben dem Großhandelsmarkt auch die wesentlichen Randbedingungen der Kapazitätsvorhaltung zur Vorhaltung von Regelenergie ab. Die erhöhte Nachfrage der ÜNB nach Regelenergie führt dazu, dass mehr Kraftwerkskapazität dem Großhandelsmarkt entzogen werden, so dass insgesamt ein höherer Bedarf an Kraftwerken – und insbesondere an flexiblen Kraftwerken – entsteht. Im Modell wird dieser Effekt abgebildet, indem Kraftwerke zur Bereitstellung von Sekundärregelungs- und Minutenreservekapazität reserviert werden können.

Modellbeschreibung – Dispatchmodell

Das Modell ist ein jährlich ausgerichtetes Kraftwerkseinsatzmodell (Dispatch-Modell) für den europäischen Strommarkt. Es erlaubt die Abbildung des optimalen Einsatzes des europäischen Kraftwerksparks (bis 2050) unter Berücksichtigung der zuvor im Investitionsmodell modellierten Kapazitätzubauten, sowie weiteren technischen und ökonomischen Nebenbedingungen.

Modellierungsprinzip

Das Modell ist ein deterministisches⁷¹ Optimierungsmodell, das die Gesamtkosten minimiert, die bei der Deckung der Stromnachfrage in Europa bis 2050 anfallen. Darin sind die variablen Erzeugungskosten des Stromsektors enthalten. Das Modell berücksichtigt wichtige technische Anforderungen wie Kapazitätsengpässe, Teillastverluste sowie internationale Netzkapazitäten.

Das Modell ist als gemischt ganzzahliges Problem in GAMS formuliert. Inputs und Outputs können über Excel eingelesen werden. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.

Zeitliche Auflösung

Das Dispatch-Modell bildet den optimalen Kraftwerkseinsatz jeweils für ein Fotojahr ab. Dabei muss die stündliche Nachfrage in allen 8760h/Fotojahr gedeckt werden. Als Ergebnis des Kraftwerkseinsatzes ergeben sich somit 8760 stündliche Preise für das gewählte Fotojahr.

Regionale Abdeckung

Die regionale Abdeckung des Dispatch-Modells ist identisch zu der des Investitionsmodells (**Abbildung 31**) und besteht aus 13 Modellregionen und 3 Satellitenregionen:

Modellinputs

- **Stündliche Stromnachfrage** – Dem Modell wird eine stündliche Stromnachfrage je Region vorgeschrieben. Ausgangsbasis sind historische Lastgänge, die von der ENTSO-E oder den ÜNBs veröffentlicht werden. Zukünftige Stromnachfrageprofile (Nachfragehöhe und -profilierung) werden anhand von Prognosen hergeleitet, in denen wir u.a. berücksichtigen:

⁷¹ Jedoch beinhaltet das Modell auch stochastische Komponenten wie die simulierte Windenergieeinspeisung.

- Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes;
 - Entwicklung der Energieeffizienz; sowie
 - Entwicklung neuer Anwendungen (z.B. Elektroautos und Wärmepumpen).
- **Definition der Erzeugungskapazitäten im Modell** – Für die Modellregion modellieren wir bis zu 100 verschiedene Kraftwerksgruppen, die wie folgt charakterisiert werden:
- Leistung in MW;
 - Technologie und Brennstoff;
 - Wirkungsgrad in %;
 - Emissionsfaktoren (mit und ohne CCS) in g/MWh_{th};
 - Inbetriebnahmejahr und maximale Lebensdauer in Jahren;
 - Fixe Betriebskosten in EUR/MW_a;
 - Brennstoffkosten und sonstige variable Kosten in EUR/MWh;
 - Kosten für CO₂-Zertifikate in EUR/MWh; sowie
 - Mindestlast, Ramping etc. (nur in der MIP Variante des Modells) in MW.
- **Speicher- und Pumpspeicher** – Speicher- und Pumpspeicher können wahlweise mit „perfect foresight“ nach „technisch orientiert“ inkl. Speicherfüllstand und Zufluss optimiert⁷² oder in Näherung „ökonomisch orientiert“ mit Hilfe von Optionswerte/Strike Preis Kauf/Verkauf optimiert werden (Strike -Preise der Optionen orientiert sich u.a. an typischen Brennstoffkosten von sonstigen Kraftwerkstechnologien inkl. Intradayoption)⁷³. Speicherkraftwerke erfordern zusätzlich zu den obigen Kraftwerksparametern noch die Definition von
- Leistung der Pumpe in MW;
 - Speichergröße in GWh; sowie

⁷² Eine Optimierung des Einsatzes einzelner Speicher ist sehr rechenintensiv, der Optionswertansatz kann hier die Rechenzeit deutlich reduzieren und Rechenkapazität für andere wichtige Details „freimachen“.

⁷³ Zur weiteren Vereinfachung können Speicherkraftwerke im Ausland vereinfacht auch als Strikepreis-Option „Verkauf“ approximiert werden, ohne die ladseitigen explizit zu modellieren.

- Wirkungsgrad der Pumpe in %.
- **Definition der DSM-Maßnahmen** – Das Modell berücksichtigt nachfrageseitige Flexibilität, sog. DSM-Maßnahmen. Hierbei unterscheiden wir zwischen einer „Lastreduktion“ (Last wird kontrolliert abgeworfen, z.B. Industrie verzichtet auf Wertschöpfung, Energie (und Wertschöpfung) werden auch nicht mehr aufgeholt) und einer „Lastverschiebung“ (diese ist günstiger im Abruf, die Energie muss später jedoch wieder aufgeholt werden – typische Beispiele sind Wärme oder Kälteanwendungen). Die DSM Maßnahmen werden definiert durch
 - Leistung „positives DSM“ in MW;
 - Leistung „negatives DSM“ in WM;
 - Fixe Betriebskosten in EUR/MW_a;
 - Abrufkosten in EUR/MWh; sowie
 - Catch-up-Effekt der Energie und „maximale Verschiebedauer“.
- **Profile der dargebotsabhängigen Erzeugung** – Viele Erzeugungstechnologien können nicht rein nach ökonomischen Überlegungen eingesetzt werden, sondern sind „dargebotsabhängig“ bzw. müssen andere Aspekte in ihrem Einsatz berücksichtigen. In unserem Modell können wir bis zu 50 Profile vorgeben, z.B. für
 - Stündliche Stromeinspeisung Onshore Wind je Modellregion bzw. je Windkraftwerksgruppe;
 - Stündliche Stromeinspeisung Offshore Wind je Modellregion bzw. je Windkraftwerksgruppe;
 - Stündliche Stromeinspeisung PV je Modellregion bzw. je PV-Gruppe;
 - Stündliche Stromeinspeisung Laufwasserkraftwerke je Modellregion bzw. je Kraftwerksgruppe;
 - Stündliche Stromeinspeisung „Sonstige EE“ je Modellregion bzw. je Kraftwerksgruppe; und
 - Stündliche Stromeinspeisung „wärmegeführte KWK“ je Modellregion bzw. je Kraftwerksgruppe.
- **Netzkapazitäten** – Die Annahmen bezüglich der Grenzkuppelkapazitäten richten sich nach den Vorhaben des ENTSO-E Ten Year Network Development Plans (TYNDP) 2012. Dabei werden Ausbauprojekte, die lediglich einen Vorstudiencharakter aufweisen nicht abgebildet. Die

Annahmen werden gegebenenfalls durch eigene Recherchen ergänzt. Optional können auch nationale Netzeinpässe abgebildet werden.

Modellergebnisse

Folgende Ergebnisse sind aus der Modellierung des Kraftwerkseinsatzes verfügbar:

- **Stromerzeugung nach Technologie und Jahr** – Das Modell ermittelt die Stromerzeugung je Technologie für jede Modellregion, den gesamten abgebildeten Kraftwerkspark für das jeweilige Fotojahr.
- **Stündliche Strompreise** – Das Modell ermittelt die stündlichen Strompreise („day-ahead“) basierend auf den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung des Kraftwerksparkes. Dabei werden Aufschläge (Mark-Ups) auf die kurzfristigen Grenzkosten entsprechend der Kapazitätsknappheit berücksichtigt. Diese Preisaufschläge sind eine marktlogische Konsequenz, um Investitionen in neue Kraftwerke (insbesondere in Peak-Kraftwerke zur Absicherung der volatilen EE-Erzeugung) zu ermöglichen, die ansonsten nur ihre variablen Kosten, nicht aber die Kapitalkosten decken könnten. Die Höhe der Aufschläge und die Verteilung auf die Stunden im Jahr wird wie folgt ermittelt:
 - Ein Anteil von 60%-100% der annuitätischen Kapitalkosten einer offenen Gasturbine (günstigste Zubauoption) in Höhe von 30 TEUR/MW*a⁷⁴ werden auf alle „knappen“ Stunden eines Jahres verteilt;
 - wobei als „knapp“ die 400 Stunden eines Jahres mit der geringsten Überhangkapazität definiert werden; und
 - die Aufteilung der gesamten jährlichen Aufschläge proportional zur Knappheit in der jeweiligen Stunde erfolgt.
- **Netzeinpässe und Regelleistungsvorhaltung** – Als weitere Outputs liefert das Modell Informationen zu auftretenden Netzeinpässen zwischen den Modellregionen und Kosten der Regelleistungsvorhalten.

⁷⁴ Zugrundeliegende Annahme: Investitionskosten von 500 TEUR/MW, ein Kapitalkostensatz von 6% p.a. und eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren.

Anhang 3 – Stochastisches Speichereinsatzmodell

Stochastische Simulationen

Die stochastische Bewertung der Kraftwerke basiert auf Simulationen der Märkte, an denen die Aktivitäten der Pumpspeicherkraftwerke sinnvoll sind. Für die drei Referenzjahre 2020, 2035 und 2050 jeweils ein Realisierungspfad der Spotpreise mit dem Multi-Unit-Dispatch Modell gemäss den gewählten Inputparametern simuliert. Basierend auf dem Realisierungspfad werden Simulationen der verschiedenen Märkte aufgebaut. Das Modell ist ein Fundamentalmodell und bildet die Preise der verschiedenen Kraftwerkstypen basieren auf den Inputparametern, Brennstoffkosten, Einspeisung der erneuerbaren Energien auf der Angebotsseite und der Last auf der Nachfrageseite als Grenzkostenmodell ab.

Für die Berechnung konsistenter stochastischer Szenarien werden jeweils Faktormodelle auf den vorliegenden Simulationspfad aus dem Multi-Unit-Dispatch Modell mit den Inputparametern gefittet. Basierend auf den geschätzten Parametern können die Simulationen der Marktpreise basierend auf Simulationen der Inputparameter, jeweils für die Referenzjahre 2020, 2035 und 2050 generiert werden. Somit ist die Konsistenz der Szenarien zu dem Realisierungspfad sichergestellt.

Statistische Eigenschaften

Für die Modellierung der Preise sind folgende statistische Eigenschaften von grosser Bedeutung und müssen in die Modellierung einbezogen werden.

1. Auto-Korrelation
2. Externe Faktoren

Die Auto-Korrelation beschreibt den zeitlichen Zusammenhang der Preiszeitserie. Die Auto-Dependency wird über die entsprechenden Regressionsalgorithmen abgebildet.

Externe Faktoren für die Beschreibung von Zeitserien, z.B. Saisonalfaktoren und Sonneneinstrahlung für die Modellierung der PV-Einspeisung können ebenfalls als über Regression in einem ARX Modell eingebunden werden.

Volatilitätscluster wurden durch die Verwendung von ARMA-GARCH Modellen einbezogen.

Konsistenz der Simulationen

Die Konsistenz der Szenarien ist für die Bewertung von elementarer Bedeutung. Die Basiskraftwerke können an zwei Märkten (Day-Ahead- und Intraday-Markt)

mit dem gleichen Underlying zu partizipieren. Aus diesem Grund muss sichergestellt werden, dass die Simulationen der beiden Märkte zur gleichen Zeitpunkt auf das gleiche Szenario der Saisonalität und Wetterbedingungen aufgebaut werden. So lässt sich sicherstellen, dass keine künstlichen Spreads entstehen, z.B. ein Szenario für Spotpreise im Sommer mit wenig Wind einem Intradaypreis-Szenario mit gleichen Bedingungen, als Winter und viel Wind gegenübergestellt werden. Diese Konsistenz wird sichergestellt, indem die unterliegenden Fundamental-Faktoren simuliert werden und die zusammengehörigen Paare von Spot- und Intraday-Markt jeweils auf das gleiche Szenario gebaut werden.

Stochastische Spot-Preis-Simulation

Für die Berechnungen der Simulationen der Realisierungspfade des Multi-Unit-Dispatch Modells muss ein entsprechendes Faktormodell mit den im Multi-Unit-Dispatch Modell verwendeten Faktoren aufgebaut werden:

- Vertikale Netzlast;
- Wind Einspeisung;
- PV Einspeisung;
- Brennstoffkosten: Kohle und Gas; und
- Kalenderfaktoren.

Basierend auf den Faktoren, werden die Spotpreis-Szenarien modelliert. Als Modell wird ein nichtlineares Faktormodell mit MARS Regression und folgenden Faktoren verwendet:

- Binäre Saisonalfaktoren: Wochen, Peak und Off-Peak;
- Netzlast: totale Netzlast, sowie Residuallast der Schweiz und angrenzender Länder;
- Erneuerbare Einspeisung: Wind- und PV-Einspeisung; und
- Brennstoffkosten: Kohle und Gas.

Die Szenarien der zukünftigen Spotpreise werden mit den geschätzten Gewichten der Inputparameter und den Simulationen der Inputparameter berechnet. Durch diese Methode wird sichergestellt, dass die Szenarien konsistent zu dem Realisierungspfad des Multi-Unit-Dispatch Modells, der Wetter und der Saisonalfaktoren. In der Modellierung wird sichergestellt, dass die Preisspreads der Szenarien den Spreads des Referenzpfades aus dem Multi-Unit-Dispatch-Modell entspricht. Im Folgenden werden die Modelle für die unterliegenden Faktoren beschrieben:

Anhang

Vertikale Netzlast

Der tägliche Mittelwert der vertikale Netzlast wird mithilfe eines Faktormodells mit den Faktoren, tägliche Indikatoren, monatliche Indikatoren, tägliche Temperatur, HDD, CDD und Autokorrelation abgebildet und mit linearer Regression geschätzt. Die Prädiktion erfolgt über die Saisonal-Faktoren und das Normwetter (Berechnet als Mittelwert über 30 Jahre). Die Stundenvariation wird über ein auf die Saisonalfaktoren konditionellem Bootstrapping simuliert.

Wind-Einspeisung

Die Windeinspeisung wird auf Stundenbasis über die Windgeschwindigkeit modelliert. Die Abbildung erfolgt als lineares Modell auf dem Logarithmus der Windgeschwindigkeit, als Approximation der Abhängigkeit der dritten Potenz der Windeinspeisung von der Windgeschwindigkeit. Die stochastische Komponente für die Simulation wird mit gefilterten historischen Simulationen aus den Residuen modelliert.

PV-Einspeisung

Die PV-Einspeisung wird über die Sonneneinstrahlung als nichtlineares Faktormodell in stündlicher Auflösung modelliert. Wie im Fall der vertikalen Netzlast wird die Saisonalität basierend auf binären Saisonalfaktoren modelliert. Die stündliche stochastische Fluktuation wird basierend auf den Residuen mit gefilterten historischen Simulationen simuliert.

Geplante Nichtverfügbarkeit

Die geplante Nichtverfügbarkeit wird in zwei Komponenten modelliert:

- Zeitliches Auftreten der Nichtverfügbarkeit.
- Grösse der Nichtverfügbarkeit bei Auftreten.

Zeitliches Auftreten und die Grösse der Nichtverfügbarkeit wird für jeden Kraftwerkstyp eigenständig modelliert. Das zeitliche Auftreten wird auf Stundenbasis aus historischen Daten entlang der Zeitachse gebootstrapped. Hierbei wird nur das Auftreten der Nichtverfügbarkeit simuliert. Die stochastische Höhe der Nichtverfügbarkeit bei Auftritt wird pro Kraftwerkstyp in einem zweiten Schritt als β -Distribution modelliert und auf historische Daten, gefittet.

Gaspreise

Bei der Simulation der Gas-Spotpreise spielt die jährliche deterministische Saisonalität eine wichtige Rolle. Die Saisonalität wird direkt wie bei der vertikalen Netzlast über binäre Saisonal-Indikatoren modelliert. Die Residuen werden mit gefilterter historischer Simulation modelliert.

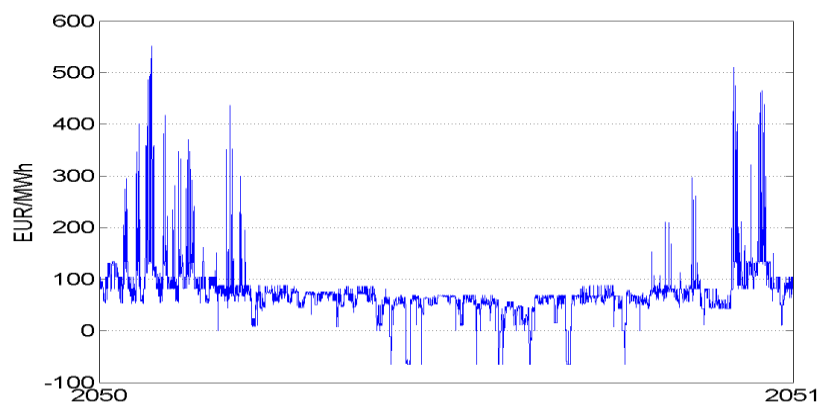
Steinkohlepreise

Steinkohlepreise zeigen, im Vergleich zu Gaspreisen, keine Saisonalität. Aus diesem Grund werden die Kohlepreise ausschliesslich als geometrische Brown'sche Bewegung unter Annahme der Normalverteilung modelliert.

Ergebnisse der Simulation der Spot-Preise

Die Simulation der Spot-Preis Szenarien basiert auf dem Realisationspfad des Multi-Faktor-Dispatch Modells für die Referenzjahr 2020, 2035 und 2050. Die **Abbildung 32** zeigt den Realisationspfad für das Jahr 2050.

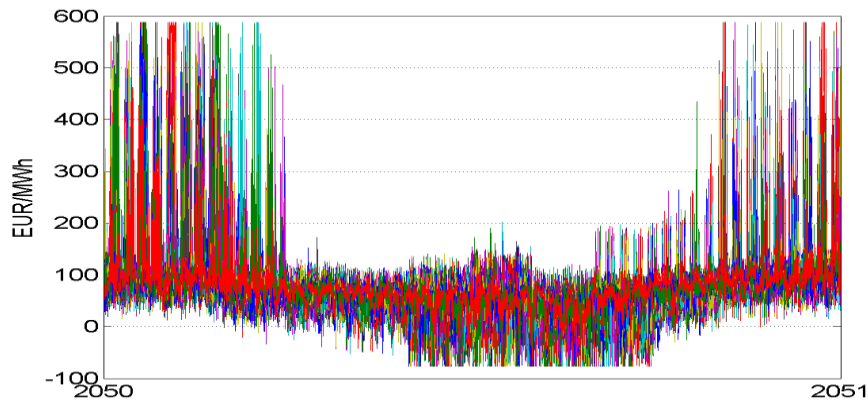
Abbildung 32. Multi-Faktor-Dispatch-Modell Referenzpreis (Schweiz) 2050 für Szenario A



Quelle: Frontier

Die Simulation der Szenarien erfolgt basieren auf dem genannten Faktoren trainiert auf den Realisationspfad und ist in **Abbildung 33** dargestellt.

Abbildung 33. Simulationen basieren auf dem Realisationspfad des Multi-Unit-Dispatch-Modells (Schweiz) 2050 für Szenario A



Quelle: Swissquant

Folgende Aspekte sind zu beachten:

- Die Simulationen bilden die entscheidenden statistischen Eigenschaften des Realisationspfades des Multi-Unit-Dispatch-Modells ab und zeigen realistischere Autokorrelation und kontinuierliche Preisstrukturen.
- Das Saisonale Pattern des Realisationspfades ist in den Szenarien erhalten.

Intraday-Markt-Simulation

Neben den Spot-Preisen aus dem Multi-Unit-Dispatch Modell, muss der zweite Energy-Only-Markt, der Intraday-Markt, für die drei Referenzjahre 2020, 2035 und 2050 modelliert werden. Einen Intraday-Referenzpfad aus dem Multi-Unit-Dispatch Modell steht nicht zur Verfügung, somit wird der Intraday-Markt basierend auf historischen Daten modelliert. Der Intraday-Markt wird für den Ausgleich der Vorhersagefehler der Day-Ahead-Prognose verwendet, auf dessen Basis die Spot-Auktion durchgeführt wird. Folgende Faktoren werden für die Modellierung des Intraday-Markets verwendet:

- Spotpreise
- Vorhersagefehler der vertikalen Netzlast
- Vorhersagefehler von Wind- und PV-Einspeisung
- Ungeplante Nichtverfügbarkeit

Der Intraday-Markt wird in der Bewertung als Spot/Intraday Spread modelliert. Um systematische Arbitragemöglichkeiten zu verhindern, wird

- die konditionelle Abhängigkeit des Intraday-Marktes vom Spottmarkt- und den Wettersimulationen sichergestellt.
- Der Erwartungswert des Intraday-Marktes, innerhalb eines Jahres entspricht dem Erwartungswert des Spottmarktes.

Die Schätzung der Parameter erfolgt mithilfe der historischen Daten des deutschen Intraday-Marktes der Jahre 2011 und 2012.

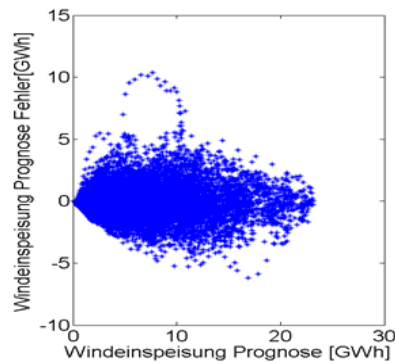
Vorhersagefehler der vertikalen Netzlast

Die Autokorrelationsstruktur des Vorhersagefehlers der vertikalen Netzlast wird als autoregressives Modell mit einem Lag modelliert und auf den historischen Vorhersagefehler der vertikale Netzlast gefittet. Der stochastische Anteil wird über eine Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 2.5% und einem Erwartungswert von 0 modelliert⁷⁵.

Vorhersagefehler der Wind- und PV-Einspeisung

Die Vorhersagefehler für Wind- und PV-Einspeisung werden unter Berücksichtigung der Einspeisung von Wind und PV modelliert. Die Standardabweichung der Vorhersagefehler, sowohl für Wind als auch PV, ist nicht konstant über den Betriebsbereich der Anlagen. Für wenig Wind und für viel Wind ist die Standardabweichung der Vorhersagefehler geringer, im Gegensatz dazu ist eine Vorhersage für den Teillastbetrieb der Anlagen schwieriger und die Standardabweichung der Vorhersagefehler damit grösser. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Anlagen z.B. bei viel Wind in Sättigung sind und kleine Unterschiede in Windeinspeisung keine grosse Rolle mehr spielen. Die **Abbildung 34.** zeigt den entsprechenden statistischen Zusammenhang. Durch die konditionelle Modellierung der Preise ist diese Charakteristik der Vorhersage der erneuerbaren Energien in der Volatilität der Intraday-Preise abgebildet, eine höhere Volatilität bei mittlerer Windeinspeisung wird auf die Preise übertragen.

⁷⁵ Quelle: Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz, BfE, Consentec, 2012.

Abbildung 34. Windeinspeisung-Prognose Fehler (Deutschland 2011-2012)

Quelle: Swissquant

Ungeplante Nichtverfügbarkeit

Die ungeplante Nichtverfügbarkeit wird analog zur geplanten Nichtverfügbarkeit modelliert.

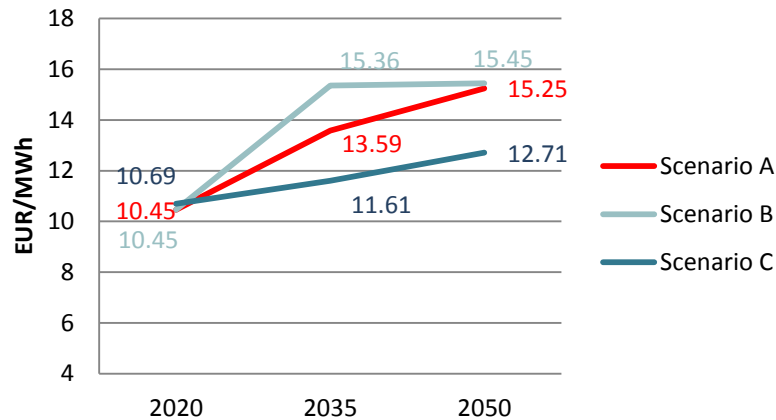
Statistische Eigenschaften der Spot- und Intraday-Preisszenarien

Die stochastische Bewertung erfolgt auf Basis von Preisszenarien für Spot- und Intraday-Markt. Im Folgenden werden die statistischen Eigenschaften diskutiert.

Statistische Eigenschaften der Spotpreis-Szenarien

Die **Abbildung 35** zeigt den Peak/Base Spread für die Jahre 2020, 2035 und 2050 für alle drei Szenarien. In allen Szenarien steigt der Peak Base Spread über die Zeit an, in den Szenarien A und C steigt der Spread weitestgehend linear über die Zeit, im Szenario C, als Resultat der hohen Einspeisung der erneuerbaren Energien, deutlich geringer. Im Szenario B steigt der Spread für das Referenzjahr 2035 stark und erreicht bereits die Grössenordnung des Referenzszenarios A für 2050 im Jahr 2035 und verharrt danach auf diesem Niveau.

Abbildung 35. Peak / Base Spread im jährlichen Mittelwert für die Szenarien A, B & C



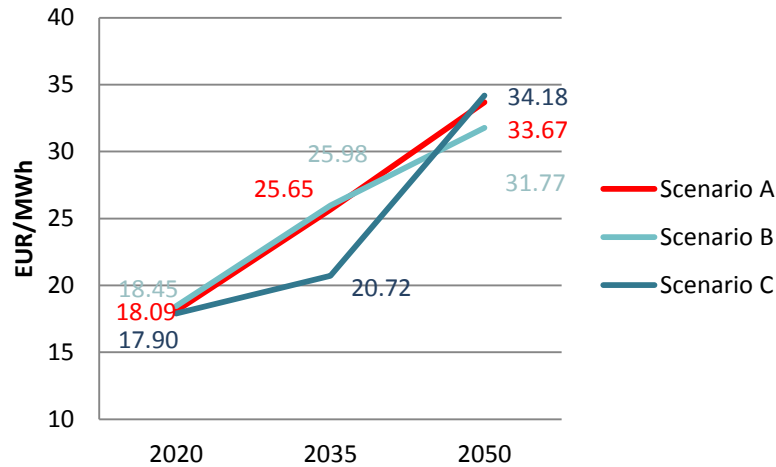
Quelle: Swissquant

Aufgrund des steigenden Spreads ist für alle die Referenzkraftwerke 1 und 2 ein steigender Ertrag in der Zukunft durch die Nutzung des Peak-Base Spreads zu erwarten.

Die **Abbildung 36** zeigt die Standardabweichung der täglichen Preismittelwerte für den Spotmarkt. Alle Szenarien zeigen einen signifikanten Anstieg der Standardabweichung, wobei der Preis in den Szenarien A und B linear ansteigt. Im Szenario C die Standardabweichung bis in das Jahr 2035 nur moderat an und springt im Jahr 2050 auf das Niveau der anderen Szenarien. Insbesondere jährliche Reservoirs können den Anstieg der jährlichen Standardabweichung im Rahmen der stochastischen Optimierung nutzen.

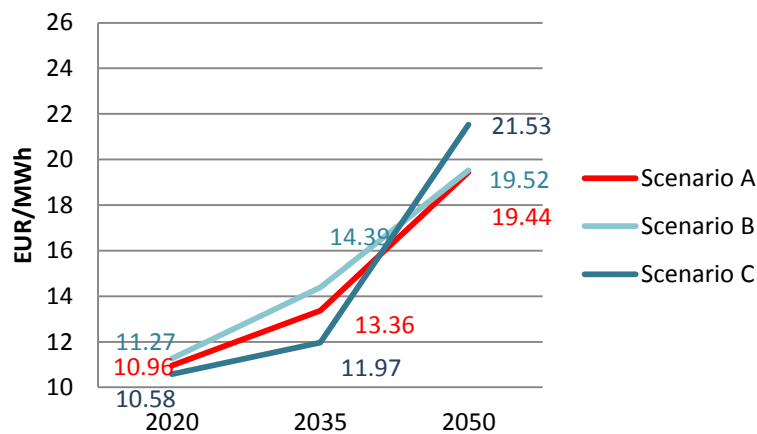
Die **Abbildung 37** zeigt die Standardabweichung der stündlichen Preise. Die Standardabweichung der stündlichen Preise nimmt in allen drei Szenarien über die Zeit zu. Insbesondere das Szenario C zeigt einen grossen Anstieg der Standardabweichung vom Referenzjahr 2035 zu 2050, was auf die hohe Einspeisung der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die Basiskraftwerke 1 und 2 können diese Eigenschaft nutzen und es ist mit steigendem Ertrag über die Zeit zu rechnen.

Abbildung 36. Standardabweichung der täglichen Mittelwerte der Spotpreise für die Szenarien A, B & C



Quelle: Swissquant

Abbildung 37. Standardabweichung der stündlichen Spot-Preise für die Szenarien A, B & C



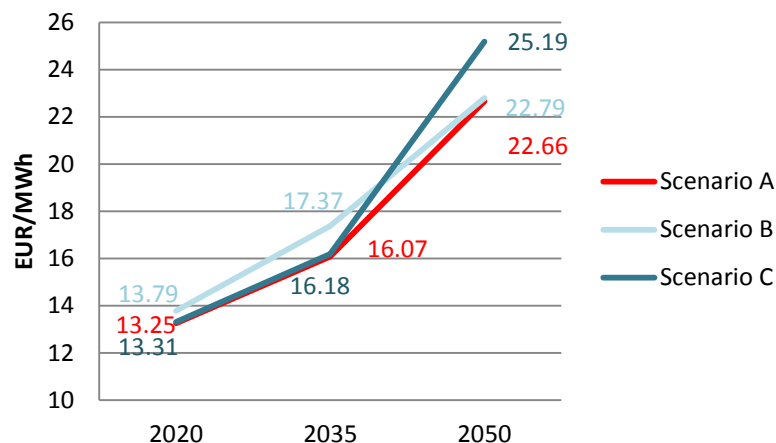
Quelle: Swissquant

Statistische Eigenschaften der Intraday-Szenarien

Die Intraday-Preise werden als Spread zu den Spotpreisen simuliert. Die **Abbildung 38** zeigt die Preisvolatilität der Intraday-Preise. Die Standardabweichung der stündlichen Preise nimmt in allen drei Szenarien über die Zeit zu. Insbesondere das Szenario C zeigt einen grossen Anstieg der

Standardabweichung im Referenzjahr 2050. Dieser Anstieg ist auf das Settlement der Vorhersagefehler der Einspeisung der erneuerbaren Energien über den Intraday-Markt zurückzuführen. Die Basiskraftwerke 1 und 2 können diesen Markt nutzen und es ist mit steigendem Ertrag über die Zeit zu rechnen.

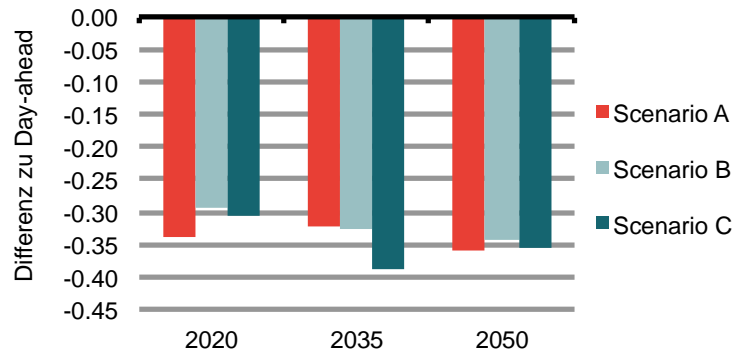
Abbildung 38. Volatilität der stündlichen Intraday-Preise



Quelle: Swissquant

Die **Abbildung 39** zeigt die Differenz des Spreads der Intraday-Preise zu dem Spot-Preisen auf stündlicher Basis. In allen Szenarien und allen Referenzjahren ist die Spreads des Intraday-Marktes geringfügig kleiner als am Day-Ahead-Markt. Ökonomisch kann der Spotmarkt als Terminmarkt für den Intraday-Markt interpretiert werden und so der höhere Spread am Spotmarkt erklärt werden.

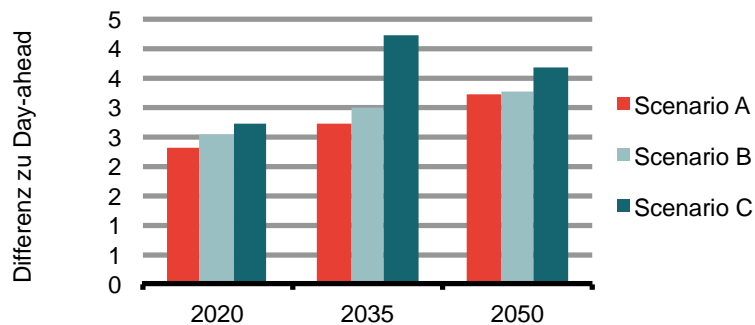
Abbildung 39. Differenz des Peak/Offpeak-Spreads der Intraday-Preise zu den Spot-Preisen



Quelle: Swissquant

Im Gegensatz zur Spread ist die Volatilität der Intraday-Preise höher als die Volatilität der Spot-Preise, siehe **Abbildung 40**. Die höhere Volatilität lässt sich durch die Funktion des Intraday-Marktes erklären, der für die Settlements der Vorhersagefehler von Last und Einspeisung der erneuerbaren Energien verwendet.

Abbildung 40. Differenz des Volatilität der Intraday-Preise zu den Spot-Preisen



Quelle: Swissquant

Anhang 4 – Optimierungsvorgehen

Bewertungsvorgehen

Die Bewertung der Kraftwerke erfolgt konditionell auf Spotpreise, Intradaypreise und das Reservoir-Level vorgenommen. Entsprechend wird die Bewertung in folgenden Schritten vorgenommen:⁷⁶

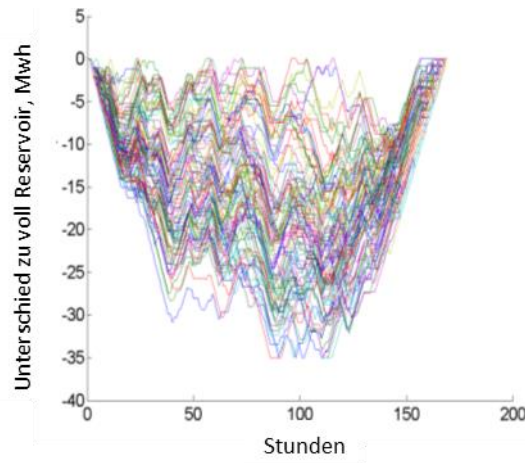
- Sowohl Preiselevel als auch das Reservoir-Level werden diskretisiert (Das Reservoir-Level wird nur in drei Stufen diskretisiert, voll, halber Füllstand und leer).
- Für jede diskretisierte Stufe des Preises und jede Stunde werden Regeln vom Typ: Turbinieren wenn der gegenwärtig beobachtete Preis unter einem Schwellenwert T liegt und das Reservoir-Level über dem Schwellenwert WT liegt, bzw. Pumpen wenn der gegenwärtig beobachtete Preis unter dem Schwellenwert P und das Reservoir Level über dem Schwellenwert WP liegt betrachtet, wobei die jeweiligen Schwellenwerte zeitabhängig sind. Eine mögliche Aktivität am Intraday-Markt wird weiter konditionell auf die Aktivität am Spotmarkt der gleichen Stunde bewertet. All die Regeln werden auf die 90 Szenarien für Spot- und Intraday-Markt auf Stundenbasis angewendet.
- Mittels konvexer Optimierung berechnen wird der optimale Fahrplan für das ganze Jahr berechnet. Der optimale Fahrplan ist der, der im Erwartungswert über alle Kraftwerke und Märkte den Ertrag des Kraftwerks am Ende der jeweiligen Woche maximiert.
- Die physikalischen Beschränkungen des Kraftwerks, so wie Wirkungsgrade, Pump und Turbinervolumen usw. werden über Beschränkungen des Optimierungsproblems realisiert.

Nach der Berechnung der optimalen Turbinieren/Pumpen Regeln werden die korrespondierenden erzielten Profite berechnet, indem die Regeln auf jedes Szenario angewendet werden. Der Erwartungswert der erwarteten Profite wird für die globale Bewertung der Pumpspeicherwerke verwendet. Die **Abbildung 41** zeigt das Reservoir-Level pro Szenario. Die stochastische Natur des

⁷⁶ Das Verfahren zur Optimierung ist eine Approximation der dynamischen Programmierung angepasst auf die Situation des PSW (siehe Kapitel 4.5 und Kapitel 6.3; W. B. Powell, Approximate Dynamic Programming, 2. Edition, Wiley 2011).

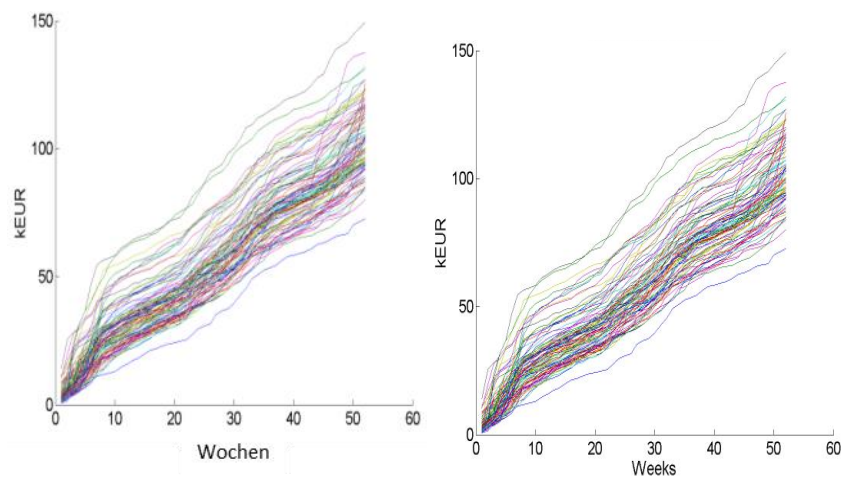
Wasserlevels ist deutlich zu erkennen. Die **Abbildung 42** zeigt die korrespondierenden Pfade des kumulierten Profites der Kraftwerke basieren auf dem optimalen Fahrplan.

Abbildung 41. Realisationspfade des Wasserlevels basierend auf dem optimalen Fahrplan



Quelle: Swissquant

Abbildung 42. Szenarien des kumulierten Profites basierend auf den Simulationspfaden



Quelle: Swissquant

Die so erzielte Bewertung der Basiskraftwerke basiert auf stochastischen Methoden. Somit unterliegen die Ergebnisse, wie bei allen statischen Verfahren,

einer Unsicherheit. Die Unsicherheit der Bewertung für die stochastische Bewertung der Kraftwerke liegt bei

- geringer Deckungsbeiträgen bei $\pm 5\%$.
- für höherer Deckungsbeiträge bei $\pm 2\%$.

Unsicherheitsband fallen und somit nicht signifikant sein, da es nicht möglich ist, mit statistischen Methoden den Unterschied zu messen.

Vergleich der stochastischen Optimierung mit deterministischer Optimierung und perfekter Vorhersage

Die konditionelle Bewertung des Kraftwerks für zu einer grossen Anzahl Regeln. Allerdings ist das Problem nur für eine gewisse Anzahl Regeln in sinnvoller Zeit numerisch lösbar.

Um die optimalen Turbinierung-/Pumpen-Regeln der gekoppelten Day-Ahead- und Intraday-Märkte konditionell auf die beobachteten Preise und Reservoir-Level für 12 Referenzkraftwerke, drei Referenzjahre, drei Szenarios und 10 Sensitivitäten, jeweils mit und ohne Regelenergie, berechnen zu können, wird folgender Ansatz gewählt.

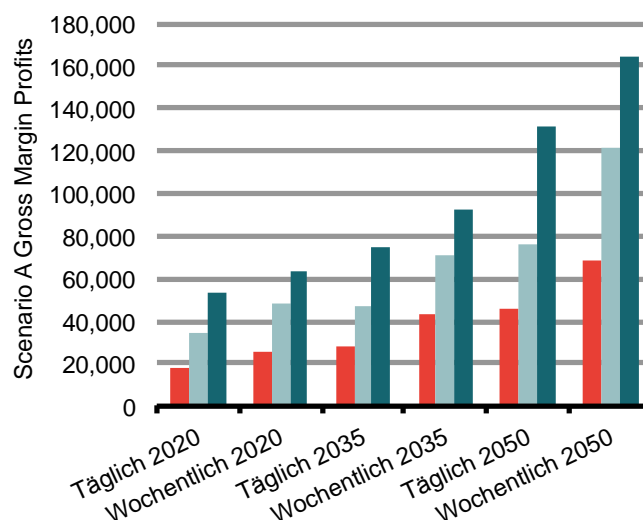
Alle notwendigen Resultate werden mit einer managebaren Anzahl Regeln (zeit- und szenarioabhängig) berechnet. Zusätzlich werden für einige spezifische Referenzkraftwerke und Konfigurationen die Berechnungen mit einer sehr viel grösseren Anzahl Regeln durchgeführt und so ein mittlerer Skalierungsfaktor berechnet (dieser ist relativ konstant über die einzelnen Konfigurationen) und die Ergebnisse der Berechnungen mit einer geringeren Anzahl Regeln mit dem jeweils korrespondierenden Skalierungsfaktor skaliert.

Aufgrund der beschriebenen Diskretisierung des Problems eine untere Schranke der stochastischen Bewertung dar, gibt aber eine sinnvolle Abschätzung für die Bewertung der Technologie.

Zur Validierung des Modells und der Berechnungen wird die stochastische Optimierung mit der deterministischen Optimierung (mittels der HPFC) und der Optimierung mit perfekter Vorhersage verglichen. Die deterministische Optimierung bewertet nur den inneren Wert des Kraftwerkes und nicht den Zeitwert und ist somit die untere Schranke der Bewertung. Die Optimierung mit perfekter Vorhersage stellt den maximal möglichen Wert des Kraftwerks dar und repräsentiert somit die obere Schranke. Die **Abbildung 43** zeigt die stochastische Bewertung im Vergleich mit der deterministischen Bewertung und Perfekter Vorhersage für die Basiskraftwerkstypen I und II. Folgende Schlüsse sind zu ziehen:

- Die zu niedrige Abschätzung durch die deterministische Bewertung der Kraftwerkswerte und die Überschätzung unter der Annahme perfekter Vorhersage steigen mit der Zeit, was auf die steigende Volatilität der Preise in der Zukunft zurückzuführen ist.
- Die Überschätzung der Optimierung mit perfekter Voraussicht für den Basiskraftwerkstyp I ist besonders gross da durch das Wissen der Zukunft, klassische Operationen wie das Füllen des Beckens über Nacht vermieden werden, wenn diese an speziellen Tagen nicht profitabel sind.
- Für einen monatlichen Optimierungshorizont wäre die Überschätzung des wöchentlichen Reservoirs der Optimierung mit perfekter Vorhersage aus dem gleichen Grund höher.

Abbildung 43. Vergleich der stochastischen Optimierung (Hellgrün) mit deterministischer Optimierung (Rot) und perfekter Vorhersage (Dunkelgrün)



Quelle: Swissquant

Die Resultate treffen die Erwartungen an die Performance der gewählten Methode.

Einfluss von Wettervorhersagen auf die Bewertung

Die Bewertung der Kraftwerke beinhaltet keine zusätzliche Information bezüglich der Wettervorhersagen. Eine verlässliche Wettervorhersage kann die Qualität der Preisprognose verbessern, ist aber nicht Teil der Technologie der Pumpspeicherwerke. Aus diesem Grund ist eine mögliche Zusatzinformation aus der Wettervorhersage nicht Teil der Bewertung. In der Praxis ist mit einem leicht höheren Ertrag bei Verfügbarkeit einer zuverlässigen Prognose zu rechnen.

Anhang

Anhang 5 – Einbezug der Regelenergie

Integration der Systemdienstleistungen in die Bewertung

In diesem Kapitel wird die Integration der Systemdienstleistungen in die Bewertung beschrieben.

Für die Integration der Regelenergie muss die Bewertungsmethode um die Beschränkungen der Regelenergie erweitert werden. Die beiden zusätzlichen Beschränkungen sind

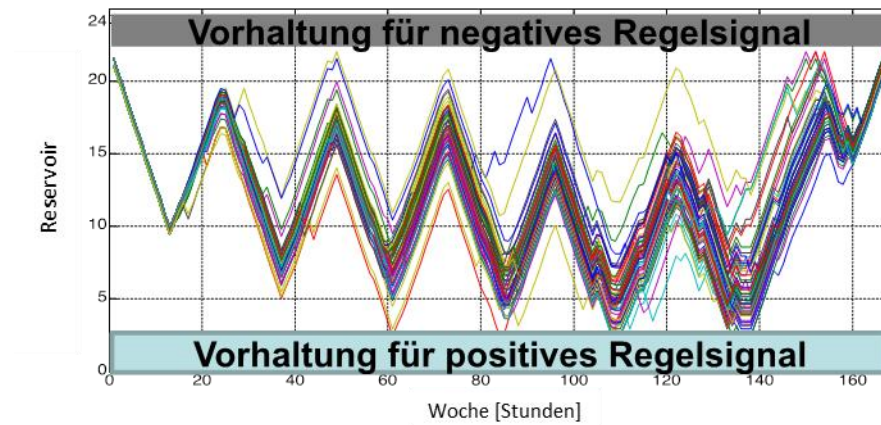
- Vorhaltung ausreichender Maschinen- und Reservoir-Kapazitäten
- Sicherstellung des Maschinenbetriebs zu jederzeit

Für sekundär- und Tertiärregelung muss sowohl jederzeit ausreichend Maschinenkapazität verfügbar sein, um die maximale Kapazität an verkaufter Regeleistung ausschöpfen zu können, als auch entsprechend ausreichend Wasser und Platz, je nachdem ob gepumpt oder turbinert wird. Für die Implementierung wird angenommen, dass die maximale Kapazität und Reserven im symmetrisch verfügbar sein muss.⁷⁷

Die **Abbildung 44** zeigt die Bereiche der Vorhaltung im Reservoir zur Sicherstellung ausreichender Reserven. Theoretisch ist es möglich, dass die komplette Regelenergie am Maximum in nur eine Richtung abgerufen wird. Dies würde bedeuten, dass die vorzuhaltende Wassermenge für mindestens 24 Stunden Betrieb ausreichen müsste. Für den nächsten Tag könnte, für den Fall, dass die Kapazitäten nicht ausreichend sind, Strom am Spotmarkt bezogen werden. In der Realität wird die Regelenergie aber nicht ausschliesslich in eine Richtung bezogen, somit kann die vorgehaltene Menge Wasser geringer als theoretisch notwendig gehalten werden. In den Berechnungen wird im Referenzfall die Vorhaltung von 6 Stunden Reserve angenommen. Diese Menge ist historisch ausreichend für die Lieferung der notwendigen Energie für sowohl Sekundär- als auch Tertiärregelung, unter der Annahme einer sinnvollen Bidding-Strategie.

⁷⁷ Für Tertiärregelung trifft dies nicht genau zu. Einfachheitshalber betrachten wir nicht die Möglichkeit verschiedene Angebote von positiven und negativen Regelleistungen. Diese Annahme ist auf Grund der üblichen symmetrischen Aktivität der PSW angemessen.

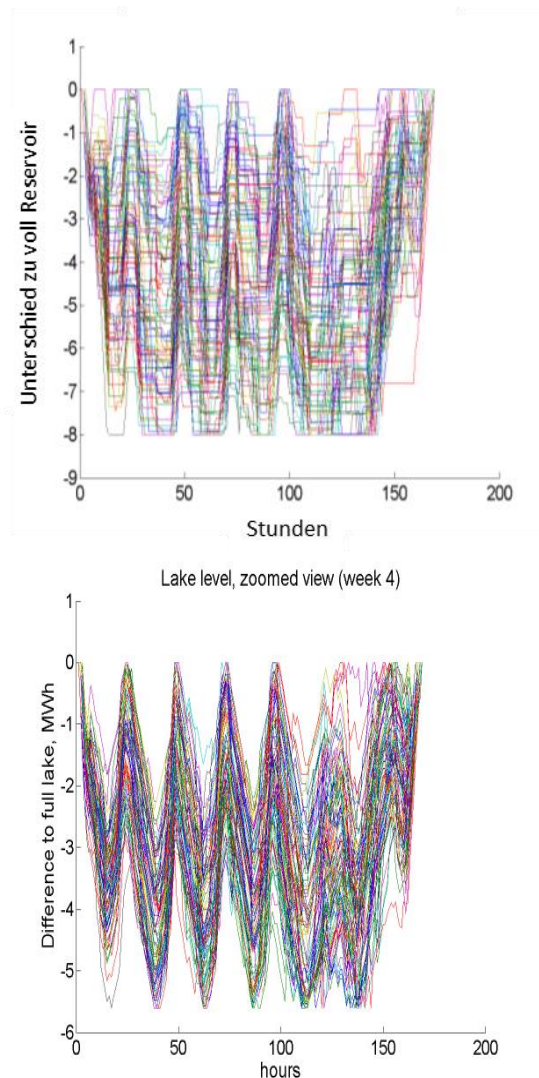
Abbildung 44. Vorhaltung im Reservoir für die Vorhaltung zur Bereitstellung der Regelreserve



Quelle: Swissquant

Die Reaktionszeit für die Bereitstellung der Regelenergie ist geringer als die stündliche Frequenz der EOMs. Aus diesem Grund müssen die Maschinen, wenn Regelenergie verkauft wurde, immer laufen. Hierbei ist zwischen Basiskraftwerken mit flexiblen und Basiskraftwerken mit unflexiblen Pumpen unterschieden werden. Für den Fall der Basiskraftwerke mit flexiblen Pumpen muss sichergestellt werden, dass über die ganze Woche entweder gepumpt oder turbinieren wird, also der Zustand keiner Aktivität ausgeschlossen wird (siehe **Abbildung 45**). Für die Basiskraftwerke ohne flexible Pumpen müssen die Turbinen (immer als flexible angenommen) immer mindestens im Volumen der angebotenen SDL Kapazität laufen. Somit liegt die Annahme zugrunde, dass das Kraftwerk in mehrere kleinere Kraftwerke unterteilt werden kann. Für grosse Reservoirs ist diese Einschränkung weniger stark als für Kraftwerke mit kleinen Seen, da diese aus dem gefüllten Reservoir eine ganze Woche turbinieren müssen, aber nur wenig Wasser zur Verfügung haben, also auch am Spot-/Intraday-Markt nur mit geringerem Volumen handeln können.

Abbildung 45. Realisationspfade des Wasserlevels basierend auf dem optimalen Fahrplan ohne (oben) und mit (unten) Teilnahme am Regelenenergiemarkt für ein Basiskraftwerk des Typs I⁷⁸



Quelle: Swissquant

Opportunitätskosten Im Vergleich zu EOM wird bei Sekundär- und Tertiär-Regelung neben der Lieferung der Energie auch die Vorhaltung der Kapazität vergütet. Die Teilnahme an den Regelenenergiemärkten resultiert, Aufgrund der

⁷⁸ Ohne Teilnahme am Regelenenergiemarkt darf das Kraftwerk das komplette Reservoir von 8 Stunden nutzen und keine Aktivität (horizontale Linien) ist erlaubt. Bei der Teilnahme am Regelenenergiemarkt ist das nutzbare Reservoir kleiner und keine Aktivität ist nicht mehr erlaubt.

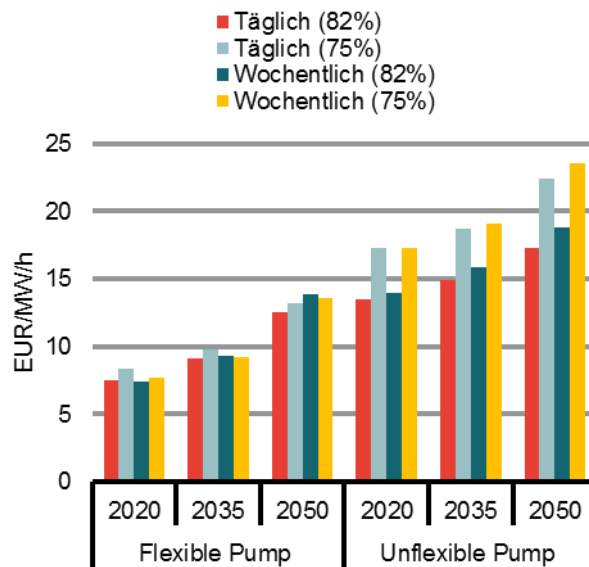
Vorhaltung der Reserven, und der Kapazität, für die Zeit der Teilnahme gewisse Einschränkungen bei der Teilnahme an den EOM. Diese Einschränkungen führen zu einer Reduktion des über die EOM zu erwirtschaftenden Deckungsbeitrags. Diese Opportunitätskosten repräsentieren den minimalen Ertrag, den die SDL-Kompensation einbringen muss, um eine Teilnahme am SDL Markt profitabel zu machen.

Aufgrund der Pay-as-Bid Struktur der SDL Märkte ist die Vergütung stark von der gewählten Bidding-Strategieabhängig (hauptsächlich Kapazitätsvergütung für sekundär- und Energievergütung für Tertiärregelung). Zudem hängen die Erträge aus der SDL Aktivität stark von der Struktur und dem Volumen der Regelenenergiemärkte ab. Daraus resultieren eine grosse Anzahl notwendiger Annahmen um die Vergütung abschätzen zu können. Diese Annahmen beeinflussen wesentlich die Ertragsberechnung und sind nicht Bestandteil des Projektes. Aus diesem Grund werden nur die Opportunitätskosten berechnet und mit einer groben Abschätzung der heute zu erwirtschafteten Erträge für die Teilnahme an den SDL-Märkten verglichen. Der Ansatz, nur die Opportunitätskosten zu berechnen, wird zusätzlich durch die Annahme untermauert, dass in einem effizienten SDL Markt, gegeben seiner geringe Grösse und der geplante Zubau an flexiblen Kapazitäten, langfristig mit keine relevanten Profiten der Pumpspeicherwerke gerechnet werden kann, da die Vergütung sich den marginalen Opportunitätskosten annähern wird.

Ergebnisse

Die **Abbildung 46** zeigt die Profitabilitätsgrenze für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt unter der Annahme, dass 10% der Kraftwerksleistung bereitgestellt werden und 6h Reservoir-Reserve vorgehalten werden. Die Profitabilitätsgrenze steigt mit zunehmender Profitabilität der Spot- und Intraday-Märkte und ist für Kraftwerke mit unflexiblen Pumpen signifikant höher.

Abbildung 46. Profitabilitätsgrenze für die Teilnahme an den Regelenenergiemärkten unter der Annahme, dass 10% der Leistung bereitgestellt werden und 6h Reservoir-Reserve



Quelle: Swissquant

Mit der Zunahme flexibler Kraftwerke ohne deutliche Erhöhung des Regelenenergievolumens ist mit einem effizienteren Markt als heute zu rechnen. Daraus resultiert, dass der Preis für die Vorhaltung sich den marginalen Kosten annähern wird und der Profit sinken wird.

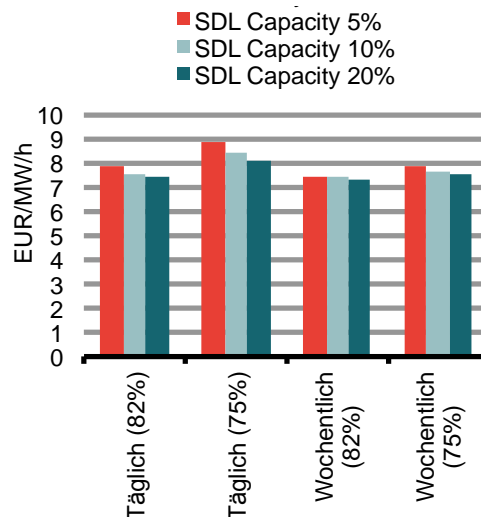
Tabelle 6. Ertragsfaktoren der Basiskraftwerke

	Kompensation CH 2011-2012 [1] (per MW.h)	Ertrag [1] CH 2011-2012 (per MW.h)	Aukionierte Kapazität [2] 2011/2012 (MW)	Aukionierte Kapazität [3] 2035/2050 (MW)
Sekundärregelung Energie (netto Lieferung)	3.16 EUR (-0.014 MWh)	40.7 EUR	Pos:400	Pos: ~500/~500
Sekundärregelung- Kapazität	37.5 EUR	(-0.014 MWh)	Neg: 400	Neg: ~500/~500
Tertiärregelung (netto Lieferung)	6.05 EUR (-0.024 MWh)	14.1 EUR	Pos: 510/450	Pos: ~1000/~2300
Tertiärregelung- Kapazität Pos/Neg (wöchentlich)	2.82/5.21 EUR	(-0.024 MWh)	Neg: 460/390	Neg: ~1100/~2500

Quelle: [1] Swissquant; [2]Swissgrid;[3] Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz, BfE, Consentec, 2012

Die **Tabelle 6** zeigt eine Schätzung der Erträge aus Sekundär- und Tertiärregelung im aktuellen Schweizer SDL Markt. Die Abschätzung der Erträge der Tertiärregelung solle als untere Schranke betrachtet werden. Eine exakte Berechnung ist aufgrund der Datenlage nicht möglich. Die **Abbildung 47** zeigt die Profitabilitätsgrenzen für die Vorhaltung von 5%, 10% und 20%. Der Effekt einer grösseren Kapazität liegt im Bereich weniger Euro für die angebotene Kapazität. Deswegen kann vereinfacht angenommen werden, dass die zusätzlichen Erträge proportional zur angebotenen Kapazität am SDL Markt sind. Diese ist wiederum durch die künftige Struktur und Grösse der SDL Märkte bestimmt.

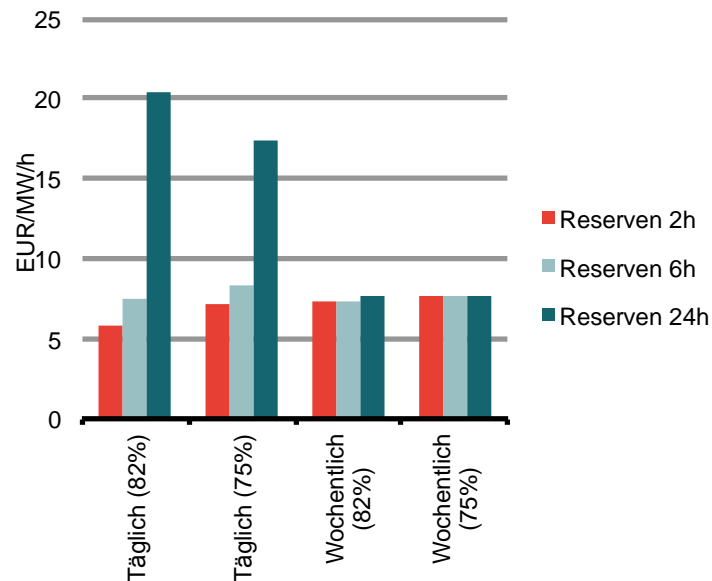
Abbildung 47. Profitabilitätsgrenze für verschiedene Kapazitäten



Quelle: Swissquant

Die **Abbildung 48** zeigt die Profitabilitätsgrenze in Abhängigkeit der Vorhaltung an Stunden Reservoir-Reserve. Insbesondere bei Kraftwerken des Basiskraftwerkstyps I erhöht sich die Profitabilitätsgrenze bei höherer Vorhaltung schnell stark.

Abbildung 48. Profitabilitätsgrenze für verschiedene Stunden Reservoir-Reserve



Quelle: Swissquant

Die **Abbildung 48** zeigt die Profitabilitätsgrenze der Kraftwerke in Abhängigkeit der Pumpenflexibilität. Für beide Kraftwerke und beide Wirkungsgrade verdoppelt sich die Profitabilitätsgrenze beim Einsatz unflexibler Pumpen.

Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- PSHP sind Aufgrund ihrer Flexibilität gut für die Vermarktung am Regenergiemarkt geeignet.
- Unter den Marktbedingungen 2013 ist die Regenergie sehr profitabel.
- Mit steigender Anzahl PSHP und Teilnehmern am Regenergiemarkt ist davon auszugehen, dass der Profit in Zukunft sinkt.
- Bei einer grösseren Anzahl Stunden für die Vorhaltung an Reservoir-Volumen steigt die Profitabilitätsgrenze des Basiskraftwerkstyps I schnell an.

- Unflexible Pumpen verdoppeln die Profitabilitätsgrenze für alle Kraftwerkstypen.

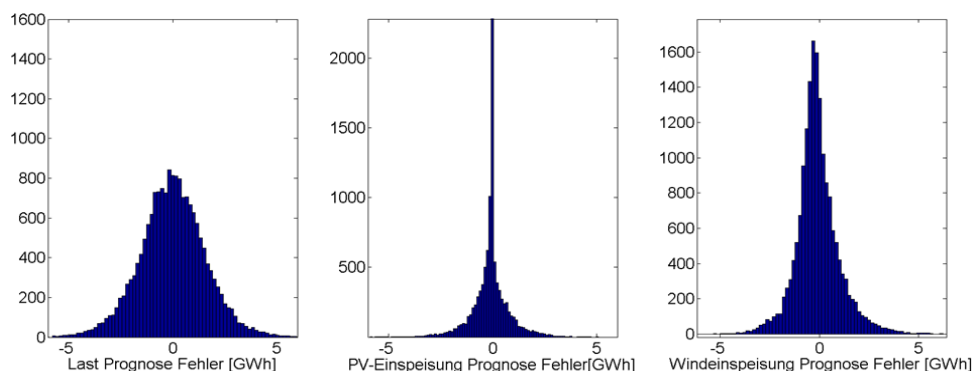
Anhang 6 – Parameterabhängig Sensitivität

In diesem Abschnitt werden wir die Empfindlichkeit unserer Resultate gegenüber einigen Annahmen einschätzen, die wir in unserem Modellierungsansatz gemacht haben. Die erste Analyse konzentriert sich auf die Annahme, dass die Prognosegenauigkeit der Last und der stochastische Einspeisung nicht von aktuell beobachteten Werten abweichen. Die zweite Analyse bezieht sich auf ein niedrigeres Preisniveau, als die von den drei Basis-Szenarien im Jahr 2020 angenommen.

Einfluss des Last- und stochastische Einspeisung Vorhersagefehlers

Für die Berechnungen der Szenarien wurde ein Last-Vorhersagefehler von 2.5% angenommen, während wir für die stochastische Produktion Einspeisung davon ausgegangen sind, dass die Genauigkeit bei der Vorhersage (relativ zur tatsächlichen Einspeisung) nicht von der heutigen Leistung unterschieden wird (siehe **Abbildung 49**).

Abbildung 49. Vorhersagefehler der Last (Model basiert), der Windeinspeisung und der PV-Einspeisung (Deutschland 2011-2012)

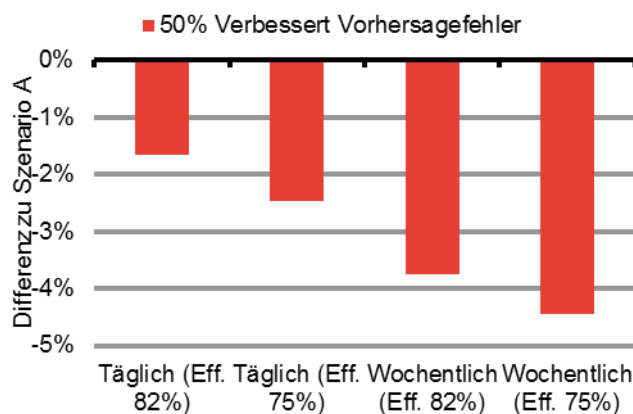


Quelle: Swissquant

Hier betrachten wir den Fall, dass alle drei Prognosefehler (bezogen auf die aktuellen Einspeisungen) 50% kleiner sind als diejenigen, die in den Referenz-Szenarien angenommen wurden. Der reduzierte Prognosefehler wird Auswirkungen auf die Intraday-Volatilität und damit indirekt auf die PSW Gewinne haben. Allerdings ist daran zu achten, dass nur ein Teil der Day-ahead/Intraday Spread-Volatilität vom Prognosefehler erklärt wird. Der Rest (56% der Varianz in den Jahren 2011-2012) besteht aus intrinsischer Volatilität. Ausserdem ist die genaue Quantifizierung der Auswirkungen der induzierten Reduktion Intraday-Volatilität nicht klar. **Abbildung 50** zeigt die gesamte Wirkung einer 50% Verbesserung in Last und stochastische Produktion

Prognosen über PSW Gewinne im Vergleich zu Szenario A im Jahr 2020. Wir stellen fest, dass die Wirkung einer ziemlich kleinen Gewinn-Reduktion entspricht.

Abbildung 50. Differenz der Bewertung zum Szenario A für Basiskraftwerke, 2020

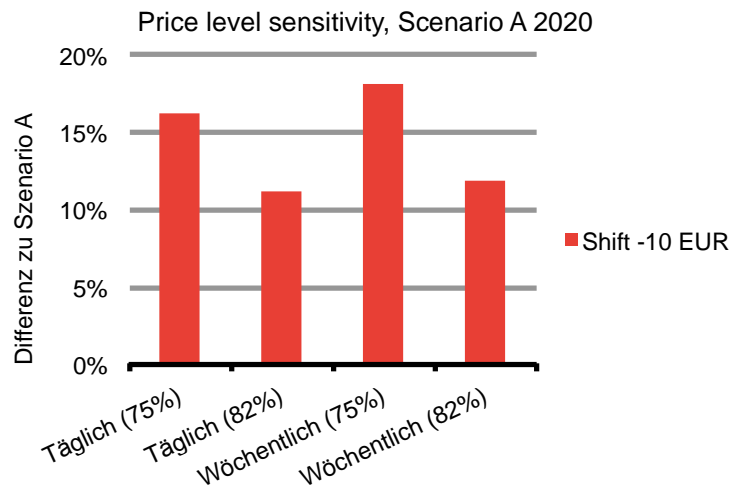


Quelle: Swissquant

Einfluss des Base-Preis-Levels

Der Base-Preis des Szenarios A im Referenzjahr 2020 liegt bei 74€/MWh. Im Gegensatz dazu liegt der aktuelle Spread des Jahresproduktes 2015 (Stand: Oktober 2013) bei 44€/MWh. PSW, besonders Kraftwerke mit niedriger Effizienz, profitieren, bei ansonsten unveränderten Spreads, von einem niedrigeren Base Preis aufgrund der günstigeren Pump Energiepreisen.

Abbildung 51. Sensitivität des Kraftwerkswertes auf den Base-Preis



Die **Abbildung 51** zeigt die Differenz im Ertrag der Referenzkraftwerke I und II mit einem niedrigen Base Preis von 10€/MWh zum Ertrag der Kraftwerke im Szenario A. Der Ertrag der Kraftwerke steigt um 10% für hohen Wirkungsgrad und 15% für den niedrigen Wirkungsgrad. Daher werden im Allgemeinen PSW einschlägig von niedrigen Energiepreisen profitieren, unter der Bedingung, dass dies keinen Einfluss auf Preisschwankungen und Spreads haben wird. Da aber diese Annahme fraglich ist, kann eine abschließende Schlussfolgerung nicht formuliert werden.

Anhang 7 – Beispiel Bewertung eines Kraftwerkes mithilfe von Basiskraftwerken

Im Folgenden ist ein Beispiel für die Bewertung eines fiktiven Kraftwerks mithilfe der Methode der Basiskraftwerke dargestellt. **Tabelle 7** zeigt das Beispielkraftwerk mit allen notwendigen Parametern. Für die Bewertung werden zuerst die Basiskraftwerke bewertet und das fiktive Kraftwerk danach aus der Linearkombination von Referenzkraftwerken modelliert.

Tabelle 7. Kraftwerkseigenschaften

Eigenschaften	Wert
Turbinen- / Pumpleistung	100 MW
Reservoir-Kapazität	20 GWh
Pumpflexibilität	Hoch
Zykluswirkungsgrad	82%

Quelle: swissQuant Group AG

Operativ besteht das Beispielkraftwerk näherungsweise aus zwei virtuellen Pumpspeicher Basiskraftwerken: Typ II (wöchentlich) und Type III (jährlich).

Die optimale Unterteilung (zur Vereinfachung mit Vernachlässigung der Teilnahme an Systemdienstleistungen) kann durch die Lösung des folgenden linearen Optimierungsproblems (LP) bestimmt werden:

$$Profits = \max_{C_{II}, C_{III}} C_{II} \cdot Profits_{II} + C_{III} \cdot Profits_{III}$$

$$C_{II} + C_{III} \leq 100MW$$

$$C_{II}R_{II} + C_{III}R_{III} \leq 20 GWh$$

wobei $R_{II} = 35 \text{ Stunden}$, $R_{III} = 1500 \text{ Stunden}$.

Mit den Erträgen (siehe **Kapitel 3.3**) für das Szenario A (2035) $R_{II} = 71 \text{ kCHF/MW}$, $R_{III} = 80 \text{ kCHF/MW}$ erhält man zum Beispiel

$$C_{II} = 88.7 \text{ MW}, C_{III} = 11.3 \text{ MW}$$

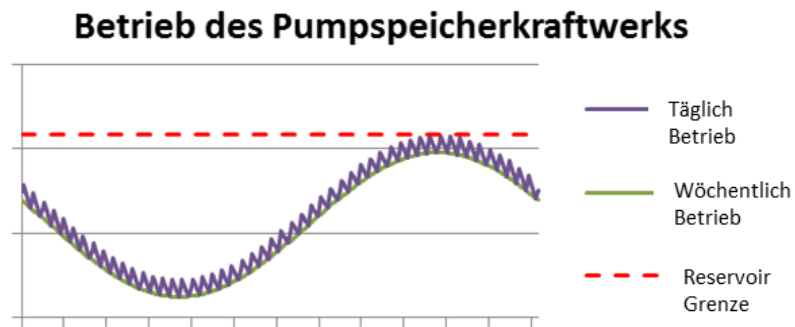
$$Res_{II} = 3.1 \text{ GWh}, Res_{III} = 16.9 \text{ GWh}$$

Aus diesem Grund können wir feststellen, dass im Jahr 2035 das Kraftwerk optimal in zwei virtuelle Reservoirs aufgeteilt werden kann. Eines mit 3.1 GWh und 88.7MW allozierter Kapazität, welches entsprechend des optimalen Betriebs des Basiskraftwerks-Typ II mit hohem Wirkungsgrad betrieben wird und dem anderen mit 16.9 GWh und 11.3 MW allozierter Kapazität gemäss

Basiskraftwerks-Typ III mit hohem Wirkungsgrad,. Erwarteter Ertrag und der entsprechende NPV können durch die lineare Kombination der Basiskraftwerke bestimmt werden. Für 2035 erhält man den folgenden Ertrag:

$$Erträge_{2035} = 88.7MW \cdot 71 \frac{kCHF}{MW} + 11.3MW \cdot 80 \frac{kCHF}{MW} = 7'200 \text{ kCHF}$$

Abbildung 52. Betrieb (Typ II + Typ III) eines realen Kraftwerks



Quelle: SwissQuant Group AG

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com