

ETH Zürich
SOI C5
Sonneggstrasse 28
8092 Zürich, SchweizTel. +41 44 632 83 88
Fax +41 44 632 13 30
info@esc.ethz.ch
www.esc.ethz.ch

Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz

Bericht erstellt auf Basis dreier wissenschaftlicher Studien zur „Bewertung des Beitrags von Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung“

Datum 14. August 2014

Autoren Marcus Hildmann¹, Dr. Benedikt Pirker², Dr. Christian Schaffner¹, Prof. Daniel Spreng¹, Andreas Ulbig¹

Mitwirkung Prof. Göran Andersson¹, Prof. Astrid Epiney²

¹ ETH Zürich

² Universität Freiburg

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ii
1. Einleitung	1
2. Erkenntnisse aus den Teilstudien	2
2.1. Teilstudie a „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern“	2
Studiensetup	2
Wichtigste Erkenntnisse	3
Ergänzungsmöglichkeiten und Ausblick	4
2.2. Teilstudie b „Ökonomische Untersuchungsgegenstände“	5
Studiensetup	5
Wichtigste Erkenntnisse	5
Ergänzungsmöglichkeiten und Ausblick	8
2.3. Teilstudie c „Rechtliche Aspekte“	9
3. Beurteilung und Ausblick	15
3.1. Technische Beurteilung	15
3.2. Investitionsanreize für PSKW	15
3.3. Regulierungsrahmen für PSKW	16
3.4. Ausblick und Handlungsbedarf	18
Mehr Wissen zum heutigen Stand der Dinge	18
Relevante Entwicklungen	19
Auf was ist kurzfristig zu achten?	20
Längerfristige Stossrichtungen	20
4. Fazit	22

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie der Bundesrepublik Deutschland, das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft der Republik Österreich und das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation haben in ihrer Erklärung vom Frühjahr 2012 beschlossen, ihre Zusammenarbeit im Bereich des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) auf trilateraler Ebene zu vertiefen und gemeinsame Schritte auf politischer Ebene im europäischen Rahmen vorzubereiten. In diesem Rahmen wurden von den entsprechenden Ämtern innerhalb der Ministerien drei Teilstudien mit den Titeln

- „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung – Teilstudie a (technische Untersuchungsgegenstände), RWTH Aachen
- “Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland – Teilstudie b (ökonomische Untersuchungsgegenstände)“, Technische Universität Berlin, in Zusammenarbeit mit dem IAEW der RWTH Aachen
- Rechtsgutachten im Rahmen der trilateralen Vereinbarung vom 2. Mai 2012 zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz zu Pumpspeicherkraftwerken, Görg Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

in Auftrag gegeben. Der vorliegende Bericht, der vom Bundesamt für Energie (BFE) in Absprache mit den entsprechenden Ministerien in Deutschland und Österreich in Auftrag gegeben wurde, fasst diese Studien zusammen und diskutiert die Resultate aus wissenschaftlicher Sicht, basierend auf direkten Gesprächen mit den Studienteilnehmern sowie auf der Analyse der Resultate in vorliegenden Teilstudien. Diese Expertise beleuchtet die Wissenschaftlichkeit der Studien und stellt die Resultate im Gesamtzusammenhang dar, zeigt aber auch die Grenzen der Analysen auf. Schlussendlich wird erläutert, welche Schlüsse gezogen werden können und wo allenfalls noch weitere Untersuchungen angebracht sind.

Grundsätzlich kann schon hier erwähnt werden, dass es (1.) mehr Wissen zum heutigen Stand der Dinge braucht, dass (2.) die zukünftige Bedeutung der PSKW davon abhängt, wie sich das Energiesystem als Ganzes entwickelt und dass (3.) sorgfältig abgeklärt werden muss, welche politischen bzw. regulatorischen Instrumente geeignet sind, um die Sicherheit der Stromversorgung auch langfristig sicherstellen zu können.

Die grenzüberschreitende Zusammenarbeit soll gestärkt werden und in einem ersten Schritt die grundlegenden Ziele in Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit diskutieren werden. Der Strommarkt ist europäisch. Versorgungssicherheit sollte daher gemeinsam mit Nachbarstaaten gedacht, definiert und adressiert werden.

2. Erkenntnisse aus den Teilstudien

2.1. Teilstudie a „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern“

Die vorliegende Teilstudie des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen untersucht die technischen Aspekte des Pumpspeichereinsatzes in den DACH-Ländern und bewertet den Beitrag von PSKW für die Markt- und Netzintegration erneuerbarer Energien in verschiedenen Mittelfrist- (Referenzjahr 2022) und Langfristszenarien (Referenzzeitraum 2032-35¹).

Studiensetup

Das Studiensetup stellt sich wie folgt dar:

- Ein detailliertes Modell grosser Teile des europäischen Verbundnetzes, basierend auf dem heute existierenden Übertragungsnetz sowie dem bereits geplanten Netzausbau mittels Dreh- und Gleichstromtechnik, wird für die Simulation aller Mittel-/Langfristszenarien verwendet.
- Der heute existierende bzw. geplante Kraftwerkspark wurde für die gängigen Kraftwerkstypen (Laufwasserkraftwerke, Speicher-, und thermische Kraftwerke) *blockscharf* abgebildet (für Wind- und Sonnenenergieanlagen regional), inklusive der für den Kraftwerks-Dispatch relevanten operativen Randbedingungen (Wirkungsgradkurven, Leistungsgradienten, Start-/Stop-Verhalten).
- Die heute existierenden bzw. geplanten Speicherelemente im Verbundnetz, sprich hydraulische Speicherseen und PSKW als auch vereinzelt Druckluftspeicher, werden ebenfalls *blockscharf* modelliert, inklusive der für den Kraftwerks-Dispatch relevanten operativen Randbedingungen (Leistungsgradienten, intertemporale Kopplungen und Energiespeicherkapazität).
- Im Gegensatz zur detailliert modellierten Stromproduktion, sind die Lastgangprofile europaweit nur innerhalb der jeweiligen Strommarktzone bekannt und konnten dementsprechend meist nur hochaggregiert, sprich auf Länderebene, modelliert werden. Für die Simulation der Netzbelastung werden sie dabei jedoch anhand des Industriebedarfs und der Bevölkerungsverteilung den entsprechenden Umspannwerken zugeordnet.
- Jahressimulationen des Verbundnetzes werden für ein stündliches Zeitraster durchgeführt. Die Kraftwerkseinsatzplanung wird mittels eines Marktsimulationsverfahrens (Merit-Order-basierte Optimierung, Annahme eines europaweiten Market-Couplings) bestimmt. In der Simulation auftretende Netzengpass-Situationen werden durch entsprechende Redispatch-Massnahmen beseitigt.

¹ Bei den CH-Szenarien wurde 2035 angenommen, bei den D- und A-Szenarien 2032.

Mittels dieses detaillierten Verbundnetzmodells wurden verschiedene Szenarien

- für den Zeitbereich „Mittelfrist“ (Jahr 2022) mit drei Szenariovarianten („Referenz“, „weniger Gas“ und „weniger Hydraulik“) und
- für den Zeitbereich „Langfrist“ (Jahr 2032-2035¹) mit insgesamt fünf Szenariovarianten („Referenz“, „weniger Gas“, „weniger Hydraulik“, „Fuel-Switch“ und „Lastmanagement (DSM)“)

simuliert und entsprechend der Studienaufgabenstellungen analysiert.

Wichtigste Erkenntnisse

Das wichtigste Ergebnis dieser Teilstudie ist, dass der Beitrag von PSKW für die Netz- und Marktintegration erneuerbarer Energien (EE), sprich die Vermeidung der EE-Abregelung, mit dem EE-Ausbau wächst.

- In den kommenden 10 Jahren, im Mittelfristzenario mit einem ca. 40%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, ist der Einfluss von PSKW zur verbesserten Netz-/Marktintegration von EE-Stromproduktion gering. Die bereits im System vorhandene operative Flexibilität, z.B. in Form von flexiblen thermischen Kraftwerken, ist noch hinreichend gross.
- In den kommenden 20 Jahren, im Langfristszenario mit einem ca. 50%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, helfen PSKW bei der Netz-/Marktintegration von EE-Stromproduktion.
- Im weiter entfernten Zeitbereichen, über 20 Jahre hinaus bei einem mehr als 60%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, ist laut der vorliegenden Teilstudie ein stark ansteigender Nutzen von PSKW und der durch diese bereitgestellte Flexibilität zu erwarten.

Allerdings ist für die optimale Nutzung des Flexibilitätspotenzials von PSKW für die EE-Netz/Marktintegration ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erforderlich, da die untersuchten PSKW häufig nicht in den Regionen mit hohem EE-Potential liegen.

Der Einfluss von Ausbaurverzögerungen bei deutschen Gas-Kraftwerksprojekten auf die Gesamtsituation ist – in der Jahresbetrachtung – gering. Solange sich Gaskraftwerke in der Merit-Order am Stromspotmarkt nach den Steinkohlekraftwerken einordnen, sprich relativ gesehen teurer sind, bleibt der Einfluss ihrer Ausbaurverzögerung auf den Kraftwerkseinsatz und das Übertragungsnetz bei einer Jahresbetrachtung entsprechend klein. Allerdings sind konventionelle, flexible Kraftwerke im Allgemeinen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) und als Beitrag zur Versorgungssicherheit weiterhin von zentraler Bedeutung.

Das europäische Verbundsystem wurde mit hohem Detaillierungsgrad modelliert, insbesondere das Stromnetz und die Kraftwerke werden knoten- bzw. blockscharf abgebildet.

Ein gewisser Vorbehalt ist bzgl. der Modellierung von Biomasse/Biogas-Anlagen zu machen: Diese Anlagentypen werden als komplett inflexibel angenommen und sind dementsprechend

auch so modelliert und simuliert (siehe Abbildungen 15-16 und Anhang)¹. Durch eine Flexibilisierung von derartigen Anlagentypen würde der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität von PSKW grundsätzlich sinken.

Einige der im Bericht abgebildeten Simulationszeitreihen stellen „Durchschnittswochen“ für die Winter-, respektive Sommersaison dar. Durch diese Durchschnittsbildung findet implizit auch eine Datenfilterung/-glättung statt, womit ein gewisser Informationsverlust betreffend des auftretenden Kraftwerks- und Speicher-Dispatchverhaltens einhergeht. Etwaige Extremereignisse in Einzelwochen werden durch die Durchschnittsbildung verdeckt.

Die mögliche Rolle von Lastmanagement oder Demand-Side-Management (DSM) wird als reiner Glättungseffekt der nationalen Residuallastkurve dargestellt. Dies ist eine Vereinfachung der heutigen technischen Realitäten und der Flexibilitätsmöglichkeiten des Lastmanagements², aber auf Grund des klaren Fokus der Studie auf PSKW nachvollziehbar.

Der Ansatz der Studie ist nur für einen eher mittelfristigen Ausblick über die nächsten 20 Jahre geeignet, da die simulierten Szenarien nicht über das Referenzjahr 2035 hinaus gehen. Die quantitative Abschätzung der Einsatzmöglichkeiten und der Rolle von langlebigen Kraftwerkeinheiten ist daher nur bedingt möglich. Deshalb ist die in der Teilstudie getroffene Aussage, dass *längerfristig*, sprich über 2035 hinaus, PSKW eine wichtigere Rolle für Flexibilitätsbereitstellung spielen werden, als qualitative Beurteilung zu sehen, die allerdings in weitergehenden, separaten Studien der Experten belegt wurde (siehe z.B. "VDE-Studie - Energiespeicher für die Energiewende", VDE, 06.2012, "Roadmap Speicher - Speicherbedarf für erneuerbare Energien", Stiftung Umweltenergierecht, IAEW Aachen, Fraunhofer IWES, 06.2014, "Agora Energiewende - Speicher für die Energiewende" (Laufend, Veröffentlichung voraussichtlich im September 2014)).

Ergänzungsmöglichkeiten und Ausblick

In etwaigen Nachfolgestudien könnten einige der folgenden Punkte berücksichtigt werden:

- Detaillierte Analyse der Rolle anderer Flexibilitätsquellen als PSKW, mit breiter Variation der Eigenschaften und Einführungsgeschwindigkeiten dieser anderen Flexibilitätsquellen.

¹ Diese Annahme spiegelt die aktuelle Situation nur noch bedingt wieder, da z.B. die existierende EEG-Flexibilitätsprämie seit Anfang 2012 diejenigen Betreiber von Biomasse/Biogas-Anlagen in Deutschland finanziell belohnt, die in Flexibilisierungsmassnahmen investieren. Die installierte Biomasse/Biogas-Anlagenkapazität beträgt dabei allein in Deutschland ca. 7-8 GW (Ende 2013) und liegt somit in derselben Größenordnung wie die derzeit existierende PSKW-Leistungskapazität.

² Heute schon existierende Lastmanagement-Systeme, z.B. Rundsteuerung von Warmwasserboilern, stellen aufgrund der relevanten Randbedingungen (Nutzungsprofil, Strompreisstrukturen, nur bedingte Freiheit bei der Wahl der Schaltzeitfenster) nur eingeschränkt Flexibilität zur Verfügung. Das Stromverbrauchsverhalten von Rundsteuer-Lasten unterscheidet sich daher deutlich von der schematisch dargestellten Glättung der Lastkurve. Ein zukünftiges Lastmanagement könnte im Vergleich dazu dank grösserer thermischer Speicher und besserer Kommunikations- und Steuerungskanäle deutlich mehr Flexibilität zur Verfügung stellen.

- Analyse der durch den europaweiten EE-Ausbau induzierten Veränderungen der Netzausnutzungsmuster (Import/Export/Transit-Flüsse) und des sich dadurch ableitenden Netzausbaubedarfs im europäischen Verbundnetz; insbesondere innerhalb und um die DACH-Länder herum.
- Potenzial von netztechnischen- bzw. netzbezogenen Massnahmen zusätzlich zu den in den Studien angenommen Ausbauprojekten in der DACH-Region.
- Analyse des Einflusses anderer Marktmodelle/-regime auf den Kraftwerks-Dispatch und daraus resultierende Redispatch-Massnahmen, z.B. im Rahmen einer Weiterentwicklung der Marktmodelle bzw. des EU-Target-Modells.

2.2. Teilstudie b „Ökonomische Untersuchungsgegenstände“

Studiensetup

Aufgabe der Teilstudie b ist die Bewertung der ökonomischen Situation der PSKW in den DACH-Ländern. Hierfür wird eine detaillierte Berechnung möglicher Deckungsbeiträge verschiedener Umsatzquellen durchgeführt. Die Bewertung der Kraftwerke beinhaltet sowohl die Aktivität an den *Energy-Only*-Märkten, also dem Day-Ahead und Intra-Day Spotmarkt, als auch die mögliche Aktivität an den SDL-Märkten für Sekundär- und Tertiärfrequenzregelung. Die für die Bewertung notwendigen Day-Ahead-Preisszenarien wurden aus der Teilstudie a übernommen und die Intra-Day-Szenarien wurden im Rahmen der Teilstudie b modelliert.

Die Modellierung der SDL-Märkte wurde ebenfalls in der Teilstudie b durchgeführt. Ziel der Studie war die Bewertung der Technologie PSKW und nicht die Bewertung eines speziellen Kraftwerks. Aus diesem Grund wurden zwei repräsentative Referenzkraftwerke mit der Speicherkapazität von 5 bzw. 55 Stunden, und damit insgesamt vier verschiedene Referenzfälle, definiert und anschliessend bewertet.

Im Vergleich zu bereits bestehenden Studien zu der Bewertung der Technologie PSKW liegt der Fokus dieser Studie dezidiert auf dem trilateralen Kontext, d.h. auf dem Vergleich der ökonomischen Situation der PSKW in den drei DACH-Ländern, weshalb gewisse Vereinfachungen in der Bewertungsmethodik gemacht wurden.

Wichtigste Erkenntnisse

Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse der Teilstudie b zusammengefasst.

Die Wirtschaftlichkeit der PSKW ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Dabei gilt zu beachten, dass die Parameter der Bewertung mit starker Unsicherheit behaftet sind, insbesondere die Modellierung der Regelenergie, da diese im Vergleich zu den *Energy-Only*-Spotmärkten stärker vom Regulierungsrahmen abhängt und nicht direkt über die Grenzkosten der Brennstoffe modelliert werden kann.

Der grösste Teil der PSKW-Erlöse wird über die Teilnahme am Day-Ahead-Spotmarkt erwirtschaftet. Die Erlöse können durch Teilnahme am Intra-Day-Spotmarkt gesteigert werden. So-

wohl die Day-Ahead-Bewertung als auch die Bewertung der Teilnahme am Intra-Day-Spotmarkt erfolgt deterministisch unter der Annahme von perfekten Vorhersagen („Perfect Foresight“).

Die Day-Ahead-Szenarien wurden aus der Teilstudie a übernommen. Im Intra-Day-Handel (Spotmarkt) sind zusätzliche Erträge möglich¹. Die Ergebnisse, trotz Vereinfachungen in der Modellierung, stehen im Einklang mit verschiedenen nationalen Studien.

Im Setup der Studie kann das PSKW zusätzlich zu Day-Ahead- und Intra-Day-Spotmärkten sowohl am Sekundär- als auch am Tertiärregelenergiemarkt teilnehmen. Die zusätzlichen Erträge sind für das Referenz-PSKW erheblich, insbesondere die Kompensation für die Vorhaltung der Kapazität aus der Sekundärregelung. Die Regelenergiemärkte zeigen eine stärkere Inhomogenität im Vergleich zu den *Energy-Only* Märkten in den DACH-Ländern. Des Weiteren sind die Einnahmen aus der Teilnahme an den Regelenergiemärkten mit grösseren Unsicherheiten bezüglich der Marktgestaltung belegt.

Mittelfristig ist die Erlössituation für neue PSKW sowohl national als auch unter trilateralen Gesichtspunkten mit hohen Unsicherheiten behaftet. Langfristig geht die Studie, ebenso wie die meisten bisherigen nationalen Studien (z.B. „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050; Studie für das Bundesamt für Energie (BFE) – Schlussbericht“, Frontier Economics, swissQuant, Dezember 2013), von einer Verbesserung der Ertragssituation aus, was insbesondere auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, speziell auch über das in der Studien angenommen Langfristszenario hinaus, zurückzuführen ist. Die Ertragssituation hängt zuletzt im Wesentlichen von der Wettbewerbsfähigkeit der Konkurrenztechnologien ab.

Aus technischer Sicht wird die Ertragssituation im Wesentlichen von zwei Parametern bestimmt.

1. Grössere Speichervolumen können prinzipiell einen höheren Ertrag erwirtschaften als kleinere Speichervolumen. Dies ist erstens auf die mögliche Ausnutzung von Wochentag/Wochenend-Spreads zusätzlich zu den Tag/Nacht-Spreads zurückzuführen und zweitens auf die grösseren Freiheitsgrade der Fahrpläne für längere Speicherzyklen.
2. PSKW mit flexiblen Pumpen (Variospeed) erzielen einen höheren Ertrag als Kraftwerke mit unflexiblen Pumpen. Dies ist auf den effizienteren Einsatz von PSKW mit flexiblen Pumpen am Sekundärregelmarkt zurückzuführen, da diese Kraftwerke auch im Pumpbetrieb Regelenergie bereitstellen können und der Fahrplan durch die notwendige Verfügbarkeit nicht beeinträchtigt wird und somit auch kleinere Speicher Regelenergie anbieten können.

Die höchsten Deckungsbeiträge werden mit Anlagen höchster Flexibilität erreicht. Die erhöhten Kosten, die auf Grund der Bereitstellung von Flexibilität entstehen, werden aber nicht berücksichtigt. Höhere Flexibilität kann durch höhere Staumauern, leistungsfähigere und besser steuerbare Pumpen und Generatoren, sowie dem Anlagenlagedesign bzw. Betriebsmodus „hydraulischer Kurzschluss“ erreicht werden. All diese Möglichkeiten sind allerdings mit hohen Investitionen verbunden.

¹ Zusätzliche Erträge lassen sich sowohl über Arbitragegeschäfte mit dem Kraftwerk als physischen Hedge als auch durch die Ausnutzung des Unterschieds zwischen den Day-Ahead- und den Intraday-Preisen erwirtschaften.

Die Studie kommt aufgrund dieser betriebswirtschaftlichen Berechnungen zum Schluss, dass PSKW in den drei Ländern Deutschland, Österreich und der Schweiz unter den heutigen Marktbedingungen und unter den in der Teilstudie getroffenen weiteren Annahmen zu geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften. Wir erachteten diese als so gering, dass die grossen erforderlichen Investitionskosten nicht amortisiert werden können und vom Bau neuer PSKW aufgrund betriebswirtschaftlicher Überlegungen bezogen auf reine Strommarktanwendungen abgesehen wird. Dem schweizerischen historischen Durchschnitt für die Investitionskosten für PSKW, normiert auf die Leistungsgrösse der in der Studie definierten Referenzkraftwerke (250 MW), von einer Milliarde Euro¹, stehen berechnete jährliche Deckungsbeiträge für diese Referenzkraftwerke von lediglich minus 1.5 Millionen Euro bis plus 30 Millionen Euro gegenüber. Nur im allerbesten Fall würden sie ganz knapp reichen, die getätigten Investitionen in vernünftiger Frist zu amortisieren. Die Rentabilität wird stark von der zukünftigen Marktsituation und der Volatilität der Strompreise abhängen: Zurzeit sind dafür zum Einen die durchschnittlich zu niedrigen Spotpreise, verursacht durch Überkapazitäten in Europa und zum Anderen der PV-Peak in der Mittagszeit verantwortlich. Auffällig sind die grossen Unterschiede in den drei betrachteten Ländern. Die geringsten Deckungsbeiträge werden für die Schweiz errechnet, die höchsten, aber ebenfalls ungenügenden, für Anlagen in Österreich. Wie belastungsfähig diese berechneten Differenzen sind, ist schwer abzuschätzen. Es könnte sein, dass die Differenzen ein Resultat der sehr unterschiedlichen Datenlage sind, aufgrund derer die nationalen Spot- und SDL-Märkte modelliert sind. Immerhin lassen die frappanten Unterschiede zwischen den Ländern vermuten, dass eine engere Zusammenarbeit im internationalen Regelenergiemarkt von Nutzen wäre.

In Anhang C werden Fördermöglichkeiten seitens der EU im Rahmen der „Connecting Europe Facility“ für den Bau neuer, resp. den Ausbau bestehender PSKW analysiert. Direkte Subventionen von Bauvorhaben gibt es nicht, es können jedoch sowohl Unterstützungen von Vorstudien beantragt werden, wie auch Beteiligungen an der Finanzierung. Letztere sind nur für Anlagen möglich, die auf einer Liste von „Projects of Common Interest“ (PCI) stehen. Derzeit stehen drei österreichische PSKW (Ausbau Kraftwerk Kaunertal, Obervermuntwerk II und Limberg III) sowie ein deutsches PSKW (Energiespeicher Riedl) auf dieser Liste.

Im Anhang der Studie mit dem Titel „Konzeptionelle Analyse zu Ausgestaltungsformen multilateraler Vereinbarungen zur Finanzierung und Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken“ wird auf die Überlegungen eingegangen, die von der TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) zum Thema „Effiziente Koordination in einem auf erneuerbaren Energien basierendem europäischen Elektrizitätsversorgungssystem“ (Beckers et al., 2014) gemacht wurden. Sie befassen sich mit der Relevanz von PSKW im multilateralen Kontext (den energiewirtschaftlichen Zielen und dem Beitrag von PSKW zur Zielerreichung), sowie mit Modellen der Planung und Finanzierung grenzüberschreitender PSKW-Investitionen. Dort wird eine gute Auslegeordnung für mögliche Nachfolgestudien abgegeben. Schlussendlich wird die zentrale Aussage gemacht, dass eher in einer sehr vertrauensvollen Partnerschaft, die weit über kurzfristige energiewirt-

¹ Markus Balmer. „Nachhaltigkeitsbezogene Typologisierung der schweizerischen Wasserkraftanlagen“. vdf Hochschulverlag AG, Zürich, 2013

schaftliche Interessen hinausgeht, an eine grenzüberschreitende Finanzierung von PSKW-Investitionen gedacht werden könnte; trifft diese Zusammenarbeit doch einen zentralen Nerv der Gesellschaft, die Sicherheit der Stromversorgung – auch in Krisensituationen.

Die Ergebnisse der Studie zur Wirtschaftlichkeit der PSKW sind in Übereinstimmung mit aufwendigeren nationalen Studien zum selben Thema. In folgenden Aspekten hat die Teilstudie b Vereinfachungen und Annahmen getroffen, die allenfalls in zukünftigen Studien zu überdenken wären:

- Für die Bewertung der PSKW wurde ein deterministisches Verfahren unter der Annahme von perfekter Vorhersage („Perfect Foresight“) gewählt. Diese Bewertung ermöglicht die Berechnung des maximal möglichen Kraftwerkserlöses und stellt somit eine obere Schranke („Performance Benchmark“) dar.
- Primärenergielieferung ist aufgrund der Annahme, dass nicht alle PSKW Primärregelung anbieten können, in der Bewertung ausgenommen. Da das Anbieten von Primärregelung den Kraftwerksbetrieb während der kompletten Zuschlagsperiode bedingt, ist die Lieferung von Primärregelung möglich, sobald das Kraftwerk die komplette Periode läuft. Das ist insbesondere beim parallelen Angebot von Sekundärregelung gegeben. Da die Vergütung von Primärregelung ausschliesslich für die Vorhaltung läuft, würde das Kraftwerk einen weiteren Erlös erwirtschaften, der selbst nicht noch durch etwaige zusätzliche Randbedingungen in den Fahrplan eingreift.
- Die Simulation der Intra-Day Preise als reines Zeitserienmodell auf die Day-Ahead Preise führt zu einer Entkopplung der Intra-Day Preise von dem unterliegenden Prozess, dem Ausgleich der Vorhersagefehler. Insbesondere für Systeme mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien ist dieser Ansatz zu überdenken.

Trotz der oben genannten Vorbehalte stehen die Ergebnisse der Teilstudie b im Einklang mit den Resultaten nationaler, mitunter deutlich komplexerer Studien. Obwohl keine Sensitivitätsanalysen (über die Berücksichtigung verschiedener Szenariovariationen hinaus) durchgeführt wurden, zeigen die Ergebnisse, dass die ermittelten Ertragssituationen der PSKW im trilateralen Kontext sich nicht wesentlich von denjenigen unterscheiden, die in Studien mit nationalem Fokus ermittelt worden sind.

Ergänzungsmöglichkeiten und Ausblick

Der Fokus der Studie liegt auf der Abklärung der trilateralen Situation der PSKW und der Abgrenzung zu bereits durchgeführten nationalen Studien. In Folgestudien könnten einerseits die trilaterale Situation aus der Sicht ausgewählter Akteure beleuchtet werden, andererseits die Frage nach den gesamten Produktionsportfolios, in denen der Anteil der PSKW sowohl im gesamten Wasserkraftbereich und insbesondere im Gesamtportfolio eher gering ist.

Abschliessend lässt sich sagen, dass die trilaterale Betrachtung der Erlössituation keine signifikant anderen Resultate als die nationalen Studien ergeben. Weiterführende Studien sollten losgelöst von der Fixierung auf PSKW in einem breiteren Rahmen durchgeführt werden. Folgende Themen wären in diesem Kontext von Interesse:

- Veränderung des Dispatch-Verhaltens und der Netzausnutzungsmuster inklusive der Transferflüsse im Rahmen einer Weiterentwicklung der Marktmodelle bzw. des EU-Target-Models. Des Weiteren könnte der Effekt auf notwendige Änderungen in der Stromnetzstruktur und der Ausbaubedarf abgeschätzt werden.
- Die Konkurrenzfähigkeit von Speichertechnologien, insbesondere von grossen Speichern mit hohen Investitionskosten, Platzbedarf und aufwendigem Netzanschluss, gegenüber flexiblen Kraftwerken sollte evaluiert werden. Hierbei sind insbesondere Gasturbinen und das Abregeln („Curtailment“) von fluktuierender Einspeisung aus Wind und PV zu betrachtend, die in direkter Konkurrenz zu Speichern stehen, auch im Hinblick auf mögliche neue Marktmodelle und regulatorische Eingriffsmöglichkeiten.
- Die ökonomischen Verteilungseffekte durch ein *Flow-Based-Market Coupling*, die Integration der Märkte für SDL sowie der Kraftwerks- und Netzausbau sollten detailliert untersucht werden. Diese Untersuchung könnte auch auf weitere Märkte als die DACH-Länder ausgeweitet werden.
- Untersuchung der verschiedenen Rahmenbedingungen, sowohl des Marktdesigns von Spotmärkten (Energy-Only- oder Kapazitätsmärkte, Vergütung von Flexibilitätsbereitstellung, DSM) als auch von SDL-Märkten, insbesondere eine Flexibilisierung und Neuordnung der SDL-Produktstrukturen, und deren Einfluss auf die Rentabilität von PSKW.
- Da stochastische Einflüsse wie die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien in dieser Analyse nicht abgebildet werden können, sind die Resultate sensitiv auf die Szenarienauswahl. Dies könnte vertieft untersucht werden.

2.3. Teilstudie c „Rechtliche Aspekte“

Die Teilstudie c zu den rechtlichen Aspekten von PSKW gliedert sich in eine **Bestandsaufnahme des Rechtsrahmens in den DACH-Ländern** und eine **Untersuchung der rechtlichen Vorgaben zur grenzüberschreitenden Vermarktung von PSKW-Strom**.

Die Ergebnisse zur **rechtlichen Einstufung** und zu **Zahlungsverpflichtungen und Vergütungen** von PSKW lassen sich in folgender Tabelle zusammenfassen:

	Deutschland	Österreich	Schweiz
Rechtliche Einstufungen			
Umfassende Legaldefinition	keine	keine	keine
Behandlung als Endverbraucher	Ja, mit Pflicht zu Netzentgeltzahlung	Ja, mit Pflicht zu Netzentgeltzahlung	Nein, gesetzliche Ausnahme
Behandlung als Anlage zur Energieerzeugung	Nein, aber „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“	Nein	Nein

Förderung als Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien	Gleichstellung mit solchen Anlagen, jedoch kaum praktische Vorteile	Nein	Nein, faktisch aufgrund zu hoher Leistungsstärke vom Begriff ausgeschlossen
Zahlungsverpflichtungen und Vergütungen			
Umfang der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten	Für Entnahmevorgang, jedoch befristete Befreiungen für neue/erneuerte PSWK	Für Entnahme- und Einspeisevorgang, jedoch befristete Befreiungen für neue PSKW	Keine Verpflichtung
Umlagen zur Förderung erneuerbarer Energien	Nein, gesetzliche Ausnahmeregelung	Unklare Rechtslage wegen Befreiungen von Netznutzungsentgeltspflicht	Nein, da keine Einstufung als Endverbraucher
Stromsteuer	Nein, da Befreiung für Strom für Pumpfördervorgang, Einspeisung nicht steuerbarer Vorgang	Effektive Freistellung für Strom für Pumpvorgang; Freistellung für nur zur Weiterleitung eingespeisten Strom	Nein, keine derartige Abgabe
Wassernutzungs- und Wasserentnahmeentgelte	Unterschiedlich auf Länderebene geregelt	Bewilligungs-, keine Entgeltspflicht	Kantonal festgelegt
Vergütung für Erzeugung aus erneuerbaren Energien	Möglich bei Direktleitung	Nein	Faktisch nein

Anmerkungen: Als erstes zentrales Ergebnis stellt die Studie das Fehlen einer eindeutigen Legaldefinition in allen drei Rechtsordnungen fest, was der eigenen Wertschöpfung der PSKW als Speicher für elektrische Energie neben ihrer Funktion als Bezieher und Erzeuger von Strom nicht gerecht wird. So können lediglich rudimentäre Ansätze zur gesonderten Behandlung von PSKW festgestellt werden. Zugleich zeigen sich bereits an dieser Stelle Unterschiede in der **rechtlichen Einordnung von PSKW** zwischen den verschiedenen Rechtsordnungen.

Während PSKW so in der Schweiz aufgrund einer gesetzlichen Ausnahme nicht als Endverbraucher gelten, werden sie im deutschen und österreichischen Recht als ebensolche behandelt, was auch – wie in jüngeren gerichtlichen Entscheidungen klargestellt – auch zur Pflicht zur Entrichtung von Netzentgelten führt.

Das österreichische und das schweizerische Recht behandeln PSKW zugleich implizit als Anlagen zur Energieerzeugung. In Deutschland werden PSKW hingegen als „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ kategorisiert, was jedoch keine abweichenden Rechte und Pflichten mit sich bringt.

Rechtliche Vorgaben für PSKW als Anlagen zur Speicherung von Energie gibt es nur in Deutschland. Der genannte Begriff der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie wird im deutschen Recht allerdings nicht systematisch konsistent verwendet und zeitigt keine besonderen Rechtsfolgen. Eine künftig noch zu treffende ordnungspolitische Entscheidung wäre hier, ob PSKW langfristig als Teil der Netzinfrastruktur einzuordnen und in einem solchen Fall der staatlichen Bedarfsplanung untergeordnet werden könnten. Im Falle einer solchen Einordnung müssten die unionsrechtlichen Vorgaben zur Trennung von Netz und Erzeugung beachtet werden.

Keine Anreize für PSKW ergeben sich aus dem Rechtsrahmen zur Förderung von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien. Im deutschen Recht werden PSKW zwar jenen gleichgestellt, genießen jedoch kaum praktische Vorteile aus Abnahme- und Verteilungsprivilegien und verlieren derartige Privilegien beim Bezug von Graustrom. In Österreich sind PSKW ausdrücklich vom Begriff ausgeschlossen, in der Praxis ist dies in der Schweiz aufgrund ihrer zu hohen Leistungsstärke faktisch der Fall.

Bezüglich der **Kosten- und Erlösseite für den Betrieb von PSKW** ist die Rechtslage ebenfalls sehr heterogen. Im Gegensatz zur Schweiz sind in Österreich und Deutschland von PSKW als Endverbraucher Netznutzungsentgelte zu entrichten, in

Deutschland nur für den Entnahmevorgang, in Österreich auch für den Einspeisevorgang; jedoch sind bestimmte befristete Befreiungen für neue – in Deutschland auch für erneuerte – PSKW vorgesehen.

Von Umlagen zur Förderung erneuerbarer Energien sind PSKW in Deutschland durch eine gesetzliche Ausnahmeregelung befreit. In der Schweiz entfällt eine solche Pflicht ebenfalls durch die Nichteinstufung als Endverbraucher. In Österreich ist die Rechtslage unklar, inwieweit sich die befristete Befreiung von der Netznutzungsentgeltspflicht auf den damit im Verhältnis stehend zu leistenden Ökostromförderbeitrag auswirkt.

Eine bundesweite Stromsteuer kennt das schweizerische Recht nicht.¹ In Deutschland ist der Strom für den Pumpfördervorgang in PSKW steuerbefreit, die Einspeisung von Strom aus PSKW bereits gar nicht als steuerbarer Vorgang erfasst. In Österreich ist für den Pumpvorgang benötigter Strom als begünstigte Verwendung effektiv steuerfrei gestellt; nur zur Weiterlieferung eingespeister, in PSKW produzierter Strom verpflichtet ebenfalls nicht zur Zahlung der Elektrizitätsabgabe.

Wassernutzungs- und Wasserentnahmeentgelte sind in Deutschland auf Länderebene geregelt, weswegen mehrere Länder teils nur Grundwasserentnahme als entgeltpflichtig behandeln, andere eine Ausnahme von Entgelten für Wasserkraftnutzung vorsehen; bei Entnahmeentgelten bestehen teils Rechtsunsicherheiten. In Österreich besteht nur eine Bewilligungs-, aber keine Entgeltspflicht für die Wasserentnahme. In der Schweiz legen die Kantone anlagen- und gebrauchabhängige Wasserzinzsätze fest, während der Bund den Höchstwasserzins bestimmt; einige Kantone kennen auch eine Pumpwerkabgabe oder -steuer.

Eine Vergütung für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten im deutschen Recht PSKW, wenn sie eine Direktleitung zur ursprünglichen Erzeugungsanlage besitzen; der Fall von mehreren Direktleitungen zum PSKW ist unklar. Im österreichischen und schweizerischen Recht gilt Strom aus Speicherung hingegen nicht als aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen. Im schweizerischen Recht hätten PSKW als Wasserkraftanlagen nur mit einer Leistung von weniger als 10 MW Anspruch auf Vergütung.

Im Rahmen der **rechtlichen Vorgaben zum Beitrag der PSKW für die Systemsicherheit** sind insbesondere jene zu Redispatch-Massnahmen von Bedeutung. Wieder kann ein tabellarischer Überblick gegeben werden:

	Deutschland	Österreich	Schweiz
Eingriffsbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber zum Engpassmanagement	Gesetzliche Basis	Gesetzliche Basis, jedoch subsidiär gegenüber vertraglichen Vereinbarungen	Keine spezifischen gesetzlichen Eingriffsbefugnisse, vorrangig vertragliche Vereinbarungen
Vorgaben für Redispatch-Massnahmen für stillgelegte/stillzulegende PSKW	Ja	Nein	Nein
Vorgaben zum Demand-Side-Management	Ja	Nein	Nein

Anmerkungen: In Deutschland hat der Gesetzgeber für Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit derartiger Massnahmen zum Engpassmanagement geschaffen. In Österreich bestehen ebenfalls gesetzliche Eingriffsbefugnisse, die jedoch subsidiär gegenüber vertraglich vereinbarten Massnahmen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und PSKW-Betreibern gelten. In der Schweiz gibt es nur allgemeine Regelungen, jedoch keine spezifischen gesetzlichen Eingriffsbefugnisse, weswegen Redispatch-Massnahmen grundsätzlich vorrangig auf der Grundlage von vertraglichen Vereinbarungen erfolgen.

Nur in Deutschland existieren darüber hinaus Regelungen für Redispatch-Massnahmen für zur Stilllegung vorgesehene PSKW. So kann die vorläufige oder endgültige Stilllegung bei nachgewiesener Systemrelevanz untersagt werden. Verträge

¹ Es gibt jedoch – im Gutachten nicht weiter behandelte – in ihrer Höhe divergierende Abgaben auf kantonaler und Gemeindeebene.

über die Nutzung von Reservekapazitäten können – auch grenzüberschreitend – abgeschlossen werden. Anlagenbetreiber erhalten eine Vergütung. Unter Umständen ist sogar ein Einsatz ohne vertragliche Grundlage möglich.

Vorgaben für das DSM finden sich ebenfalls nur im deutschen Recht. Bei der Verantwortung für den Speicherbetrieb verlangen im Unionsrecht entflechtungsrechtliche Vorgaben, dass PSKW entweder dem Netz oder dem Erzeugungsbereich zugeordnet werden, wobei durch die Marktteilnehmer letzteres befürwortet wird.

Die Untersuchung der rechtlichen Vorgaben zur grenzüberschreitenden Vermarktung von PSKW-Strom unterscheidet zwischen der Stromvermarktung auf dem grenzüberschreitenden Kurzfristmarkt (Intraday-Markt) und der Teilnahme von PSKW am Regelenergiemarkt, insbesondere bezüglich Sekundärregelleistung. Die unionsrechtlichen Vorgaben wären, geht man hier von einem künftigen Zustandekommen eines Energieabkommens zwischen der EU und der Schweiz aus, für letztere anwendbar.

Als Teil des Rechtsrahmens für die grenzüberschreitende Netznutzung schreibt die Stromhandelsverordnung¹ in Bezug auf die Grenzkuppelkapazität vor, dass Engpässen von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber unter Aufsicht der nationalen Regulierungsbehörden mit marktorientierten Lösungen wie nichtdiskriminierenden Kapazitätsvergabeverfahren (z.B. impliziten Auktionen) zu begegnen ist. Das Operation Handbook der ENTSO-E als freiwillige Branchenvereinbarung der Organisation der nationalen Übertragungsnetzbetreiber sieht in seinen Leitlinien die Ausarbeitung von vertraglichen Vereinbarungen für die Intraday-Kapazitätsvergabe vor. Als technisches, jedoch nicht rechtliches Handelshemmnis wird hier die übliche Vorlaufzeit von 45 Minuten gesehen, deren Verkürzung im Verhältnis zu Österreich und zur Schweiz auf die innerhalb Deutschlands üblichen 15 Minuten als erstrebenswert angesehen wird.

Im Rahmen der EU-Netzkodizes zur Kapazitätsvergabe strebt der „Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management“ die Entwicklung eines verbindlichen Rechtsrahmens für die grenzüberschreitende Nutzung der Elektrizitätsnetze in Europa an, verlangt jedoch für die zeitlichen Vorgaben für den Intraday-Handel nur die Anwendung der Grundsätze der Kosten-Nutzen-Analyse und der Systemsicherheit ohne konkretere Bedingungen. Der Netzkodex „Electricity Balancing“ soll das Regelwerk für einen auf bestimmte Regionen beschränkten Regelenergiemarkt schaffen, mitsamt marktbasierter Verfahren für die grenzüberschreitende Kapazitätsallokation und einer gewissen Harmonisierung der national unterschiedlichen Verfahrensweisen.

Generell bestehen zwischen Deutschland und Österreich für die **grenzüberschreitende Vermarktung von PSKW-Strom am Grosshandelsmarkt** wegen der unionsrechtlichen Warenverkehrsfreiheit keine Beschränkungen; in der Schweiz könnte sich jedoch Artikel 8 Wasserrechtsgesetz, der den Export von Wasser und Elektrizität einer Bewilligung unterstellt, künftig als problematisch erweisen, obwohl dies bis heute faktisch keine Einschränkungen verursacht hat. Allenfalls ist das Verhalten von Strombörsen zu beobachten, da die Möglichkeit eines Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung besteht.

¹ Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, Amtsblatt der EU 2009 L 211, 15.

Für **Regelenergie** könnten langfristige Verträge über die Buchung von Grenzkuppelstellen den grenzüberschreitenden Handel erleichtern, wobei jedoch – in Ermangelung konkreter Vorgaben hierzu in der Stromhandelsverordnung und der Binnenmarktrichtlinie Strom¹ – jedenfalls ein mögliches Problem im EU-Kartellrecht² zu berücksichtigen wäre, da ein Behinderungsmissbrauch durch absichtliches Blocken von an sich nicht benötigten Kapazitäten durch Buchungen von Netznutzern denkbar erscheint.³

Am **SDL-Markt** müssen sich für eine grenzüberschreitende Vermarktung von PSKW-Strom entweder Anbieter unmittelbar für die Teilnahme am Regelenergiemarkt des benachbarten Landes präqualifizieren und mit dem Übertragungsnetzbetreiber einen Vertrag abschliessen, oder die benachbarten Übertragungsnetzbetreiber kooperieren über eine grenzüberschreitende Vermarktungsplattform, indem sie – wie auch vom Network Codex „Electricity Balancing“ bevorzugt – Angebote aus beiden Ländern in eine gemeinsame Merit-Order-Liste aufnehmen. Zwar bestehen (unions-)rechtlich keine klaren Vorgaben für eine Kooperation bzw. Kooperationspflicht der Übertragungsnetzbetreiber in diesem Zusammenhang. Jedoch könnte ein Übertragungsnetzbetreiber wohl eine marktbeherrschende Stellung missbrauchen, wenn er einem PSKW-Betreiber trotz des Nachweises der technisch notwendigen Fähigkeiten ohne Rechtfertigung die Präqualifikation verweigert; ebenso dürfte aufgrund der besonderen Verantwortung von marktbeherrschenden Unternehmen für die Sicherung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs eine Verpflichtung zum diskriminierungsfreien Angebot der eigenen Produkte bestehen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind die Einkäufer von SDL-Produkten. Sie sollten also an einem möglichst grossen SDL-Anbieterpool interessiert sein.

Im Bereich der Regelenergie wurden durch internationale Verträge internationale Netzregelverbände geschaffen; allerdings arbeiten in den beiden relevanten Verbänden, der „International Grid Control Cooperation“ und der „Imbalance Netting Cooperation“ zwar alle drei DACH-Staaten in unterschiedlichen Konstellationen, jedoch nie zu dritt zusammen.

Mehrere **Vorbehalte** sind im Rahmen der Beurteilung der Teilstudie c festzuhalten. Insbesondere handelt es sich um einen teils noch relativ neuen Rechtsrahmen, mit dem Erfahrungen erst gesammelt werden müssen. So existieren etwa beim DSM überhaupt nur in der deutschen Rechtsordnung kürzlich erlassene Regelungen. Dies zeigen auch eine Reihe noch offener, in der Studie angesprochener Verfahren. Insbesondere sind hier die von der EU-Kommission wegen einer möglichen Verletzung der Wasserrahmenrichtlinie 2000/60 gegen Österreich und Deutschland eingeleiteten Vertragsverletzungsverfahren zu nennen, aufgrund derer sich in Zukunft eine Verpflichtung der beiden EU-Mitgliedstaaten ergeben könnte, flächendeckend Wassernutzungsentgelte einzuheben. Dementsprechend kann die Studie in realistischer Betrachtung nur eine Momentaufnahme einer sich verändernden Rechtslandschaft schaffen.

¹ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der EU 2009 L 211, 55.

² Dieses ist mangels eines eigenen Abkommens allerdings nur für Deutschland und Österreich anwendbar.

³ Ein solches absichtliches Blocken von nicht benötigten Leitungskapazitäten ist auch für den Spotmarkt denkbar, wird allerdings hier durch Market Coupling, d.h. implizite Kapazitätsvergabe, beseitigt.

Die Zielsetzung für den Teil B der Studie über den „Rechtsrahmen für PSKW in den DACH-Ländern“ scheint überdies eher offen gefasst vorzuliegen. Aus dem Fortgang der Studie lässt sich jedoch eindeutig erkennen, dass einerseits die nationalen Regeln daraufhin untersucht werden sollen, ob sie den technischen und wirtschaftlichen Aspekten von PSKW gerecht werden; andererseits wird auch zumindest implizit eine mögliche künftige Angleichung des anwendbaren Rechts angesprochen.

Als genereller abschliessender Befund erscheint die Studie umfassend und aufschlussreich. Es wird auch von den Studienautoren gelegentlich darauf hingewiesen, dass manche Themen nur kurz behandelt werden können, um den Rahmen nicht zu sprengen. Dem ist grundsätzlich zuzustimmen. Insgesamt ist dies wohl darauf zurückzuführen, dass aufgrund des Aufhängungspunktes der Studie – PSKW – nur ein begrenzter Einblick in grössere Problematiken der Energiepolitik der DACH-Länder geschaffen werden kann, während womöglich ein breiterer Ansatz, der auch den Regulierungsrahmen anderer Einrichtungen (z.B. Elektrizitätsspeicher im Allgemeinen, oder die Errichtung von sogenannten „Kapazitätsmärkten“) vergleichend herangezogen hätte, zu bevorzugen gewesen wäre. Dies kann jedoch nicht den durch entsprechende Vorgaben klar gebundenen Studienautoren angelastet werden. Vor diesem Hintergrund sind auch folgende Ergänzungsvorschläge zu sehen.

Neben dem genannten breiter gefassten vergleichenden Ansatz der Regulierung von Speicherakteuren könnte sich als eine mögliche **Ergänzung** – allenfalls im Rahmen einer weiteren Studie – noch anbieten, als Teil des einschlägigen Rechtes die rechtlichen Vorgaben für staatliche Beihilfen für Errichtung und Betrieb von PSKW zu untersuchen. Hierauf weisen bereits die Studienautoren hin. Insbesondere das Unionsbeihilfenrecht in Bezug auf die von der EU-Kommission vorgelegten Entwürfe zu überarbeiteten Leitlinien zu den Energie- und Umweltbeihilfen wäre hier von Interesse; dieses könnte im Falle eines künftigen Energieabkommens zwischen der Europäischen Union und der Schweiz auch für letztere unmittelbar relevant werden.

Im Bereich des Kartellrechtes liesse sich auch – wie die Studienautoren richtigerweise feststellen – untersuchen, ob Übertragungsnetzbetreiber unter dem Einfluss des ENTSO-E Operation Handbook auf dem Grosshandelsmarkt kartellrechtlich problematisches Verhalten setzen oder ob Strombörsen womöglich eine marktbeherrschende Stellung missbrauchen¹ oder unzulässige Abreden treffen.² Auf dem Markt für Regelenergie könnte auch geprüft werden, ob das Problem eines Behinderungsmisbrauches realistisch ist, wenn Netznutzer im Rahmen von langfristigen Verträgen über die Buchung von Grenzkuppelstellen Kapazitäten buchen, ohne sie tatsächlich für Transaktionen zu benötigen, und sie so blocken. So liesse sich ein Bild von den kartellrechtlichen Grenzen für das Verhalten der zentralen Akteure gewinnen.

¹ Vgl. hierzu die vor kurzem getroffene Geldbusenenentscheidung der Kommission gegen die rumänische Strombörse OPCOM wegen Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung, Pressemitteilung der Europäischen Kommission, IP/14/214, 5.3.2014.

² Vgl. hierzu die Entscheidung der Kommission über eine Kartellabsprache zwischen zwei Strombörsen, Pressemitteilung der Europäischen Kommission, IP/14/215, 5.3.2014.

3. Beurteilung und Ausblick

Die folgenden Ausführungen erläutern, welche Schlüsse auf Grund der Resultate in den Teilstudien gezogen werden können und wo allenfalls noch weitere Untersuchungen angebracht sind. Politische Handlungsempfehlungen sind dabei explizit ausgenommen. Anstatt dessen wird in einem Ausblick der mögliche Handlungsbedarf diskutiert und dabei darauf eingegangen, wo es noch mehr Wissen zum heutigen Stand-der-Dinge braucht, wo die relevanten Entwicklungen hinführen könnten, auf was kurzfristig geachtet werden müsste und wohin allenfalls die längerfristigen Stossrichtungen gehen müssten.

3.1. Technische Beurteilung

PSKW stellen operative Flexibilität, sprich Leistungsanpassung von Stromerzeugungsprofilen als auch Stromverbrauchsprofilen, für den Netzbetrieb zu Verfügung. Dies ist insbesondere für eine effiziente Netz- und Marktintegration von fluktuierender EE-Einspeisung aus Windturbinen und PV-Einheiten entscheidend.

Die vorliegende Studie stellt den Nutzen von PSKWs für die EE-Netzintegration im trilateralen und europäischen Kontext in grossem Detail dar. Dies war der von den Auftraggebern explizit geforderte Fokus des Studienauftrags.

PSKW sind heute eine sehr wichtige Technologie für die Bereitstellung von operativer Flexibilität im Netzbetrieb, aber nicht die einzig verfügbare Flexibilitätsquelle. Gerade die meist recht kleine Energiespeicherkapazität von PSKW, im Normalfall einige Stunden im Volllastbetrieb, und die damit entstehenden intertemporalen Randbedingungen schränken die realen Betriebsmöglichkeiten merklich ein (z.B. in punkto saisonaler Energiespeicherung).

Weiterführende Studien, die auf den hier vorliegenden Ergebnissen der Teilstudien aufbauen bzw. diese ergänzen, sollten daher auch andere Flexibilitätsquellen, wie z. B. hochflexible thermische Kraftwerke und Lastmanagement im Industrie-, Gebäude- und Transportsektor im Detail betrachten und bezüglich ihrer

1. **technischen Fähigkeiten** (Leistungsgradienten, Latenzzeiten, benötigte Kommunikation & Koordination) als auch
2. **Rentabilitätschancen** (allgemein: Profit, Kraftwerke: Volllaststunden pro Jahr, Lastmanagement: Minimierung Energiebezugskosten im Verhältnis zu den entstehenden Kosten und Einnahmen bei der Bereitstellung von SDL-Produkten)

analysieren, vergleichen und bewerten.

3.2. Investitionsanreize für PSKW

Die zukünftigen Ertragsmöglichkeiten für PSKW sind grossen Unsicherheiten unterworfen.

Hierbei spielen sowohl die hohen Investitionskosten und die lange Lebensdauer von PSKW-Anlagen, als auch der aus heutiger Sicht nur schwer abschätzbare Beitrag alternativer Energiespeichertechnologien und flexibler Gaskraftwerke, insbesondere der Kombination aus Gaskraft-

werken mit "Power-to-Gas"-Anlagen und anderer Flexibilitätsoptionen (z.B. Lastmanagement, vertiefte Strommarktintegration von EE-Anlagen), eine grosse aber nur schwer zu quantifizierende Rolle.

Der Umstand, dass die hier dargelegten Studienergebnisse im trilateralen Umfeld im Wesentlichen die Erkenntnisse bereits existierender nationaler Studien untermauern, deutet darauf hin, dass die aktuelle Situation bzgl. PSKW-Investitionen und der damit einhergehenden grossen Unwägbarkeiten und Risiken auch auf diese Studie übertragbar ist.

Diese Sichtweise wird u.a. durch das erfolgte Sistieren der in Planung befindlichen Schweizer PSKW-Projekte *Grimmel III* und *Lago Bianco* oder dem Ausstieg von RWE aus dem deutschen Projekt „Atdorf“ bestätigt.

3.3. Regulierungsrahmen für PSKW

Das bereits zuvor (Abschnitt 2.3) zusammengefasste Rechtsgutachten bietet eine umfassende, detaillierte und schlüssige Aufarbeitung des jeweiligen nationalen anwendbaren Rechtes der DACH-Staaten für PSKW und des einschlägigen europäischen und internationalen Rechts. Darüber hinaus werden Vorschläge für künftige Rechtsetzungsvorhaben erarbeitet. Abgesehen von den zuvor geäusserten – eher geringfügigen – Vorbehalten können somit folgende Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen aus der Studie gezogen werden, die in der Folge zugleich auch gewürdigt werden sollen. Der Fokus soll hier auf mehrere zentrale Probleme des aktuellen Regulierungsrahmens für PSKW bzw. Herausforderungen für einen künftigen solchen Rahmen gelegt werden.

Generell zeigen sich klare Unterschiede in der **rechtlichen Behandlung von PSKW** in den drei Rechtsordnungen. In der Studie werden einige Vorboten einer möglichen stärkeren Harmonisierung in der Zukunft aufgeführt, so insbesondere die gegenseitigen Verweise auf die Rechtslage im anderen Staat in deutscher und österreichischer Rechtsprechung und gesetzesvorbereitenden Materialien im Rahmen der Festlegung der Netzentgeltspflicht für PSKW. Jedoch bleiben zentrale Punkte, in denen ein markant unterschiedliches Herangehen im jeweiligen nationalen Recht festzustellen ist. Allerdings muss hier im Einzelfall untersucht werden, inwieweit ein unterschiedliches Herangehen auch mit Problemen für die Schaffung eines positiven Investitionsumfeldes für PSKW bzw. der grenzüberschreitenden Vermarktung von PSKW-Strom verbunden ist. Schlussendlich dürfen aber Lösungen nicht zu grenzüberschreitenden Wettbewerbsverzerrungen führen.

Ein erstes solches Problem für den PSKW-Betrieb ergibt sich jedenfalls aus der Einstufung der PSKW als Endverbraucher im deutschen und österreichischen Netz. So tragen PSKW Kosten für die Vergütung von SDL, da die Übertragungsnetzbetreiber diese in Form von Netzentgelten auf die Verbraucher umlegen, während die PSKW zugleich als Erzeugungsanlagen SDL für die Netzstabilität erbringen müssen und dafür Ausgleichszahlungen von den Übertragungsnetzbetreibern erhalten. Eine Trennung im Netzentgeltsystem zwischen netzdienlichem und netzbelastendem Einsatz könnte Abhilfe schaffen, wenngleich die Abgrenzung nicht leicht zu treffen wäre.

Trotz unterschiedlichen Herangehens bieten als weiterer Schwachpunkt die Regeln zu Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien in keiner der drei Rechtsordnungen Anreize für

PSKW. Ein weiterer Ansatz für die Änderung von Rahmenbedingungen könnte sich allenfalls im Bereich der Stromsteuern (bzw. –abgaben) ergeben; jedoch müsste in der Schweiz in Ermangelung einer solchen bundesweiten Abgabe wohl ein anderer Weg eingeschlagen werden.

Unterschiede zeigen sich auch bei den Vergütungsregeln bei Redispatch-Massnahmen, die sich auch aus der unterschiedlichen rechtlichen Grundlage derartiger Massnahmen ergeben. Kritisiert wird insbesondere in Deutschland die festgelegte Vergütung, die nicht ausreichend auf die technischen und betrieblichen Besonderheiten von PSKW, insbesondere auf die Auswirkung von Massnahmen auf die Betriebsplanung, Rücksicht nehme. In anderen Bereichen existieren in Österreich und der Schweiz gar keine Regelungen, wie z.B. bei Massnahmen in Bezug auf die Problematik von allfälligen Stilllegungen von PSKW oder beim Einbezug von PSKW in das DSM.

Insgesamt ergeben sich daher Probleme des Regulierungsrahmens teils aufgrund, teils trotz des unterschiedlichen Herangehens an PSKW. In der Studie wird die Schaffung einer Legaldefinition vorgeschlagen, nicht aufgrund technischer Besonderheiten von PSKW, sondern um eine gewisse Konsolidierung des anwendbaren Rechtes zu erreichen. Dies kann sicher als Teil der Lösung dienen und muss zusätzlich durch ein insgesamt kohärentes Vorgehen innerhalb jeder der drei Rechtsordnungen ergänzt werden, das die Mehrfachfunktion von PSKW angemessen berücksichtigt.

Bezüglich der **grenzüberschreitenden Vermarktung von PSKW-Strom** weist der Regulierungsrahmen kaum rechtliche Handelshemmnisse auf. Besonders hervorzuheben ist als Hemmnis die Vorlaufzeit von 45 Minuten bei der Intraday-Kapazitätsvergabe, was jedoch eher auf unzureichender technischer und faktischer Zusammenarbeit als auf unzulänglichen rechtlichen Rahmenbedingungen beruht. Als Lösung wird daher von den Studienautoren neben dieser Zusammenarbeit auch ein Austausch zwischen den Regulierungsbehörden und allenfalls mit der EU-Kommission vorgeschlagen. Investitionsanreize seien jedoch bei derartigen technischen und praktischen Problemen wohl zielführender als rechtliche Vorgaben. Die Studienautoren erwähnen auch einen möglichen Neuzuschnitt der derzeitigen Strommarktzone. Diese Thematik wird im derzeitigen Review-Prozess der EU diskutiert (siehe auch ENTSO-E Technical Report „Bidding Zones Review Process“ vom 2. Januar 2014). Wegen des fortgeschrittenen Stadiums der entsprechenden unionsrechtlichen Legislativverfahren bleibt jedoch zweifelhaft, ob noch wesentliche Änderungen eingebracht werden können.

Im Sinne eines Zusammenwachsens der **Regelenergiemärkte** wird durch die Studienautoren die Angleichung des Regulierungsrahmens und der technischen Bedingungen über den Weg des Netzkodex Electricity Balancing befürwortet. Die EU-Mitgliedstaaten Deutschland und Österreich sollten sich dementsprechend weiterhin einbringen, gerade auch im Hinblick auf die Rolle der PSKW.

Insgesamt zeigen sich so jedoch kaum tatsächliche rechtliche Probleme des Regulierungsrahmens für die grenzüberschreitende Vermarktung von PSKW-Strom, sondern hauptsächlich der Bedarf nach verstärkter technischer und faktischer Zusammenarbeit. Im Bereich der Regelenergiemärkte sind hauptsächlich Harmonisierungsbestrebungen zu verstärken. Allgemein ist dem rechtsvergleichenden Teil des Gutachtens als zentrales Fazit zu entnehmen, dass die momentane rechtliche Handhabung von PSKW nicht ausreichend auf deren besondere Rolle – die Spei-

cherfunktion – eingeht. Dies sollte künftig bei der Schaffung einer Legaldefinition und bei Anpassungen der sonstigen Gesetzeslage stärker berücksichtigt werden.

3.4. Ausblick und Handlungsbedarf

PSKW werden oft als einzige grosstechnische Anlagen zur Speicherung von Elektrizität gesehen, mit einer wichtigen Rolle beim Ausgleich der stark zunehmenden und unregelmässig anfallenden Produktion von Elektrizität aus Wind und Strom. Die derzeitigen wirtschaftlichen Herausforderungen der PSKW werden als Probleme verstanden, die durch eine Zusammenarbeit über die Landesgrenzen hinweg allenfalls gemildert werden könnten.

Die Teilstudien kommen insgesamt zum Schluss, dass es keine einfache Lösung für die derzeitigen Probleme der PSKW gibt. PSKW können nicht isoliert von andern Speichern und Flexibilitätsquellen betrachtet werden und die Strommärkte verändern sich in so rasantem Tempo, dass Langfristinvestitionen jeglicher Art schwierig zu finanzieren sind. Auf Grund der aktuellen Marktlage in Europa spricht die Teilstudie b sogar von einer allenfalls sich aufdrängenden Stilllegung existierender PSKW. Dies bedeutet, dass die von PSKW bereitgestellte Flexibilität – zumindest derzeit – keinen genügenden Marktwert darstellt und somit die Überlegung nahelegt, dass diese nicht benötigt würde.

Seitdem die Stromversorgung nicht mehr Aufgabe von vertikal integrierten Unternehmen mit Gebietsmonopol ist, wurde die Sicherheit der Stromversorgung zur Verantwortung mehrerer Akteure, die in einem neu geschaffenen Marktumfeld agieren. Die institutionelle Organisation dieser Aufgabe befindet sich insbesondere im Hinblick auf die jüngsten Entwicklungen im Marktumfeld weiter in Entwicklung. Die ÜNB haben bei der Vermeidung von Stromunterbrüchen eine zentrale Rolle, aber sie selbst sitzen nicht direkt an allen relevanten Schalthebeln. Für die langfristige Sicherung der Stromversorgung fühlen sich die Staaten zwar verantwortlich, aber es stellt sich die Frage, welche Instrumente in Zukunft zur Anwendung kommen sollen, um diese auch langfristig sicher zu stellen. Der Betrieb von PSKW ist nur ein und zudem quantitativ eher bescheidenes Element, das der kurzfristigen Sicherheit der Stromversorgung dient und der Neubau von PSKW kann langfristig nur einen beschränkten Teil der Sicherstellung der Stromversorgung leisten.

Die etwas längere Fassung der Ergebnisse der drei Studien lautet: Es braucht (1.) mehr Wissen zum heutigen Stand der Dinge, die zukünftige Bedeutung der PSKW hängt (2.) davon ab, wie sich das Energiesystem als Ganzes entwickelt und vor allem muss (3.) sorgfältig abgeklärt werden, welche politischen bzw. regulatorischen Instrumente geeignet sind, um die Sicherheit der Stromversorgung auch langfristig sicherstellen zu können.

Mehr Wissen zum heutigen Stand der Dinge

Die drei Studien stellen den heutigen Stand der Dinge im Bereich der PSKW detailliert dar. Doch es gibt Umliegendes, das in den Studien nicht betrachtet werden konnte, ohne dass aber die Problematik nicht verstanden werden kann:

- Die PSKW-Technologie ist nur eine von mehreren Speichertechnologien. Es ist zwar nicht eine Technologie, die technisch still steht; man denke bloss an den sich schnell entwickelnden Tunnel-, Stollen- und Kavernenbau und an die sich weiter entwickelnden Möglichkeiten im Bereich des Betriebs und der Steuerung der Anlagen, welche einen dynamischeren und zeitgenaueren Einsatz der PSKW ermöglichen, u.a. auch für die Netzregelung. Nicht zu vergessen ist aber, dass viele Speicherkraftwerke ohne Pumpen funktional den PSKW mit hydraulischem Kurzschluss zumindest produktionsseitig ebenbürtig sind¹. Zudem gibt es grosstechnische Druckluftspeicher, eine schnelle technische Entwicklung bei den Batterien als auch andere sich entwickelnde Speichertechnologien.
- Besonders schnell ist die Entwicklung im IKT-Bereich. Dies hat in verschiedener Hinsicht Auswirkungen auf die Zukunftsfähigkeit von PSKW. Zu denken ist einerseits an einen massiven Aufschwung des DSM und andererseits an die technischen Möglichkeiten von Speicher- und DSM-Leistungen auf einer tiefen Spannungsstufe als Dienstleistung einer höheren Spannungsstufe in der erforderlichen zeitlichen Schärfe anzubieten. Ein Resultat der Teilstudie a besagt, dass DSM auf der Endverbraucherstufe dem ÜNB wenig bringt. Dies als Folge der naheliegenden Annahme, dass die zeitliche Charakteristik des DSM vom ÜNB nicht direkt gesteuert werden kann. Mit hohem IKT-Aufwand könnte dies anders werden, wenn die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden (z.B. ein entsprechendes Marktdesign). Allerdings sind die allenfalls notwendigen Investitionen (insbesondere in die notwendige Infrastruktur, z.B. bei den Messsystemen und den Steuerungsmodulen) nicht zu unterschätzen.

Relevante Entwicklungen

Alle drei Studien, die hier zusammengefasst und kommentiert wurden, befassen sich mit dem Ist-Zustand und einem Ausblick für die nächsten 20 Jahre. Selbstverständlich befindet sich das Energiesystem im Wandel und die Planung einer allfälligen zukunftsfähigen trilateralen Zusammenarbeit muss diesen Wandel berücksichtigen. Zu den relevanten Entwicklungen gehört Folgendes:

- Die sogenannte Energiewende wird zwar derzeit viel diskutiert, mitunter wird aber durchaus unterschiedliches darunter verstanden: Während auf der einen Seite hauptsächlich die dezentrale und erneuerbare Stromerzeugung im Vordergrund steht, wird auf der anderen Seite die Minimierung (bzw. Eliminierung) des CO₂-Ausstosses als Hauptmerkmal angesehen. Auch die Wissenschaft im Bereich der Energiewirtschaft hat in Bezug auf diese Aussichten keine einheitliche Position. So ist zum Beispiel offen, ob eher Gross-technologien oder dezentrale Anlagen zum Zug kommen werden, bzw. ob es eine Kombination der Technologien sein wird.
- Auch zur kurz- und langfristigen Sicherstellung der Nachfrage gibt es verschiedene Zukunftsvisionen. Die wirtschaftliche Bedeutung der ununterbrochenen Stromversorgung ist

¹ Diese Speicherkraftwerke können diese schnell nach oben und nach unten fahren und damit die gewünschte Regelleistung in beiden Richtungen erbringen, wenn sie im Teillastbetrieb fahren.

nicht bei allen Verbrauchern die gleiche. In industrialisierten Ländern ist heute eine hohe Versorgungssicherheit die Regel. Aber im Prinzip könnten sich Verbraucher aus freien Stücken auch einmal für den Verzicht des Strombezug entscheiden, falls für sie die Vorteile überwiegen. Dementsprechend könnten Kunden z.B. eine lokale Stromspeicherung oder –produktion vorsehen oder den Bezug in Zeiten von tiefen Strompreisen nachholen. Auch hier könnten marktbasierende Ansätze diskutiert werden.

- Die institutionellen Arrangements in der Elektrizitätswirtschaft haben sich in den letzten 20 Jahren dramatisch verändert. Dabei wurde die Öffnung der Märkte ins Zentrum gestellt. In letzter Zeit wird die Thematik der Versorgungssicherheit und der zur Verfügung stehenden Kapazitäten wieder vermehrt in den Blickpunkt der Diskussionen gerückt. Insofern wird es wichtig sein, die Rolle der regulierten und der marktbasierenden Bereiche in der Energiewirtschaft zu diskutieren.

Auf was ist kurzfristig zu achten?

- Die Studien weisen in den drei Ländern auf grosse Unterschiede der Gesetzgebungen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft hin und damit auch auf grosse Unterschiede der Abgaberegimes. Bei einer angestrebten engeren Zusammenarbeit der drei Länder dürften diese Unterschiede früher oder später, z.B. im Rahmen von Abkommen, als unzulässige Handelsvorteile bzw. -nachteile behandelt werden, da sie den Wettbewerb über die Landesgrenzen hinaus verzerren. Die Harmonisierung der Gesetze ist zwar nicht dringend und ausserordentlich schwierig, aber es ist eine Aufgabe, die sofort angepackt, bzw. fortgeführt werden kann.
- Die Zusammenarbeit über die Grenzen hinweg wird schon seit Jahrzehnten von staatlichen und nicht-staatlichen Organisationen gefördert. Die Erarbeitung und Festlegung von entsprechenden Regeln ist von ausschlaggebender Bedeutung. Dies erfolgt u.a. im Rahmen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), der Nachfolgeorganisation der 1951 gegründeten UCTE. Hier ist zu bemerken, dass in den letzten Jahren durch die rechtliche Festlegung der Netzkodizes (Network Codes) in der EU (unter Einbezug von ENTSO-E und der Agentur der Regulierungsbehörden, ACER) ein Teil dieser Arbeiten institutionalisiert wurde. Ohne diese internationale Tätigkeit wäre das europäische Stromnetz nicht funktionsfähig. Wichtig dabei ist zu beachten, welche Aufgaben von staatlichen und welche von nicht-staatlichen Organisationen erfüllt werden können bzw. sollen.

Längerfristige Stossrichtungen

Das Vorhalten von Erzeugungskapazitäten ist zwar derzeit gewährleistet. Es scheint aber nicht genügend wirtschaftliche Anreize (z.B. Marktmodelle) zu geben, die dies auch für die Zukunft sicherstellen werden. Bei einer allfälligen Überarbeitung der Rahmenbedingungen von PSKW müssten allenfalls zwischen der Schaffung von Investitionsanreizen und betrieblichen Anreizen unterschieden werden; sowohl auf nationaler wie auch auf internationaler Ebene. Wie bei der Schaffung von Anreizen für einzelne Erzeugungstechnologien mit grossen Unterschieden in Bezug auf die entsprechende Ressourcenverfügbarkeit und ihrer Umweltverträglichkeit, müsste

die Schaffung von positiven Rahmenbedingungen spezifisch für eine einzelne Speichertechnologie klar motiviert und begründet werden.

Typischerweise geht es bei der Schaffung von Anreizen für Erzeugungskapazitäten nicht nur um das Vorhalten von Durchschnittsleistungen oder von Energiemengen, sondern auch um die langfristige Versorgungssicherheit. Zudem muss die Fähigkeit zur Regelung und Stabilisierung des Gesamtsystems beachtet werden. Die Frage, wie die entsprechenden Rahmenbedingungen am besten ausgestaltet werden sollen, wird derzeit vielerorts untersucht. Es scheint, dass die trilaterale Absichtserklärung eine ideale Plattform wäre, dieser Frage in relativ kleinem internationalem Rahmen nachzugehen, auch wenn der Untersuchungsgegenstand weit über das Thema der PSKW hinausgeht. Dabei wären unter anderem folgende Themen zu diskutieren:

- Die Verbesserung des Investitionsumfeldes für den Bau neuer Erzeugungskapazitäten z.B. durch den Erlass von Steuern, von Netzgebühren (wird in Österreich und teilweise in Deutschland gemacht), von Wasserzinsen für Neuanlagen und erneuerte Anlagen oder durch die Ausschreibung von geforderten Erzeugungskapazitäten.
- Ein heute viel – und oft auch kontrovers – diskutierter Weg wäre die Schaffung von Märkten für Erzeugungskapazitäten (Kapazitätsmärkte). Dazu ist zu sagen, dass der Bau neuer Erzeugungskapazität ein einzelnes seltenes Ereignis darstellt. Eine grundsätzliche Voraussetzung für einen funktionierenden Markt ist jedoch, dass eine hinreichend hohe Liquidität vorhanden ist (viele Marktteilnehmer tätigen viele Transaktionen).
- Eine weniger oft erwähnte, aber möglicherweise vielversprechende Möglichkeit wäre, den ÜNB – unter Berücksichtigung entflechtungsrechtlicher Vorgaben – zu erlauben, mit Rückgriff auf die Netzentgelte, selbst Regelkraftwerke zu bauen oder Regelfunktionen neuer Kraftwerke zu finanzieren und sich diese Funktionen durch Verträge mit den Betreibern zu sichern. Möglicherweise gäbe es auch Wege, die den ÜNB erlauben würden, die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten langfristig zu sichern, z.B. unter Schaffung eines Marktes für netzdienliche Aufgaben unter Berücksichtigung einer kundengerechten Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten.
- Eine weiterführende Fragestellung, die derzeit insbesondere in der Wissenschaft diskutiert wird, ist die Neugestaltung bzw. der Umbau des Marktsystems, welche über die derzeitige Diskussion zu Kapazitätsmärkten hinausgeht. Dabei werden u.a. neue Marktprodukte wie z.B. Flexibilitätsprodukte diskutiert, die Speichertechnologien (und somit auch PSKW) allenfalls neue Wertschöpfungsketten ermöglichen könnten. Die Forschung steckt aber dabei noch in den Anfängen.

Keine der erwähnten Anpassungen der Rahmenbedingungen würde viel Sinn ergeben, wenn sie nur in einem Land eingeführt würde, da dies eher zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen führen würde. Die existierende und ständig zunehmende Vernetzung der Stromversorgung würde einen Alleingang gar nicht erlauben. Es geht dabei nämlich nicht um eine kleine Ergänzung, sondern um die Schaffung eines neuen Standbeins der institutionellen Ordnung des liberalisierten Elektrizitätsproduktions- und -handelssystems.

4. Fazit

Die Studienresultate kommen zum Schluss, dass sich das Investitionsumfeld auf Grund der Entwicklungen der letzten Jahre im europäischen Stromverbund derart entwickelt hat, dass Neuinvestitionen in Pumpspeicherkraftwerke (PSKW), im Gegensatz zur Situation noch vor wenigen Jahren, heute nur schwierig zu begründen sind. Der vorliegende Bericht bestätigt die Wissenschaftlichkeit der Studien und stellt die Resultate im Gesamtzusammenhang dar, zeigt aber auch die Grenzen der Analysen sowie Möglichkeiten für zukünftige Untersuchungen auf.

Um ein besseres Investitionsumfeld zu schaffen, wäre die grenzüberschreitende Zusammenarbeit sinnvoll und wünschenswert, um Ineffizienzen in rein nationalen Lösungen zu vermeiden. Wichtig dabei wäre in jedem Fall, in einem ersten Schritt die grundlegenden Ziele (u.a. im Bereich der Versorgungssicherheit und der Umweltauswirkungen) zu diskutieren und wenn möglich zu definieren, um erst dann die allenfalls notwendigen Anpassungen und sinnvollen Instrumente auszuarbeiten. Eine regional abgestimmte energiepolitische Gesamtperspektive würde diese Arbeiten unterstützen. Sodann wäre auch die Harmonisierung der Rahmenbedingungen der involvierten Ländern anzustreben (z.B. bei den Netzentgelten), um Marktverzerrungen möglichst zu verhindern und die grenzüberschreitenden Bewirtschaftungsmöglichkeiten zu erweitern. Mittelfristig wäre so tendenziell eine Angleichung der Erlössituationen von PSKW zu erwarten (ausgenommen die Differenzen auf Grund von Netzengpässen).

Thematisch wurden folgende Bereiche identifiziert, die vertieft diskutiert werden müssten:

Die Rolle des Marktes: Es stellt sich die Frage, ob das heute definierte Marktsystem („Energy-Only“, separate Märkte für Systemdienstleistungen (SDL)) noch geeignet ist, insbesondere auch in Hinblick auf den weiteren Ausbau von dargebotsabhängiger Produktion (vorwiegend Sonnen- und Windenergie). So sollte diskutiert werden, ob eine grundsätzliche Umgestaltung allenfalls auch den systemtechnisch relevanten Eigenschaften von Energiespeichersystemen wie PSKW (insbesondere als Flexibilitätsquelle) konsequent Rechnung tragen könnte und damit ihre Wertschöpfung auch in Zukunft ermöglichen würde.

Die Versorgungseinheit: Die sichere Stromversorgung ist ein wertvolles Gut. Es sollte diskutiert werden, wie eine bedarfsgerechte und finanzierbare Versorgungssicherheit in einem zukünftigen System zu definieren und zu erfüllen wäre. Dabei gilt es sicherzustellen, dass alle der Sicherheit dienlichen Systeme, so auch die PSKW, ihre Wirkung voll entfalten können.

Der Netzausbau: Die Studienresultate zeigen klar, dass der effiziente Einsatz bestehender und zukünftiger PSKW stark von den verfügbaren Transportkapazitäten auf dem Übertragungsnetz abhängt. So sollte die Planung des Ausbaus des Übertragungsnetzes und der PSKW koordiniert erfolgen.

Die Systemdienstleistungen: PSKW spielen eine wichtige Rolle in der Bereitstellung von systemrelevanten Dienstleistungen. Diese Funktionen sollten in Hinblick auf die oben erwähnten Themen neu überdacht werden, um ein in sich stimmiges System entwickeln zu können. Dabei sollte auch diskutiert werden, welche Rolle PSKW bei netzdienlichen Aufgaben übernehmen könnten, z.B. durch die Erhöhung der N-1-Sicherheit in spezifischen Situationen des Netzbetriebs.

Auch wenn die PSKW sich derzeit in einem schwierigen (Investitions-)Umfeld befinden, ist es offensichtlich, dass ihre Fähigkeiten insbesondere mittelfristig für ein funktionierendes Gesamtsystem von grosser Bedeutung sein werden. Die notwendigen Anpassungen der Rahmenbedingungen müssen aber mit der notwendigen Sorgfalt und unter Berücksichtigung des übergeordneten Ziels angepackt werden.