
Vorwort

Gebündelt im «Center for Energy Innovation, Governance and Investment» (EGI-HSG) forschen an der Universität St.Gallen fünf Institute aus verschiedenen Disziplinen an einer nachhaltigen Energiezukunft. Im Rahmen des von der KTI ins Leben gerufenen SCCER CREST sind sie Teil eines nationalen Energieforschungszentrums. Ein Ausdruck unserer nationalen Kooperation ist diese von Forschern der Universitäten Luzern, St.Gallen und Zürich sowie der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW gemeinsam getragene Schriftenreihe. Die neue Reihe wird ein Instrument zur Kommunikation unserer Erkenntnisse in die Praxis bilden. Ihr erster Band trägt den Titel «Schweiz ohne Stromabkommen».

Verschiedene Personen haben mit ihrer Bereitschaft zum Gespräch und ihren kritischen Anmerkungen ganz wesentlich zur Verbesserung dieses Buches beigetragen. Zu grossem Dank verpflichtet sind wir Herrn Jean-Christophe Füeg (BFE), Herrn Dr. Armin Schabert (Alpiq), Frau Dr. Brigitta Kratz (ElCom), Herrn Kai Adam (Swissgrid), Dr. Sophie Wenger Hintz (BAFU) und Dr. Stefan Rechsteiner (VISCHER AG). Allgemein danken möchten wir auch unseren Kooperationspartnern, vor allem der Stadt St.Gallen und ihren Stadtwerken, die uns immer wieder auf praktische Probleme im Energiemarkt aufmerksam machen. Verpflichtet sind wir schliesslich Bénon Eugster vom Dike Verlag für die kompetente und schnelle Drucklegung sowie die Anregung zur Gründung einer Schriftenreihe.

Die in dieser Schrift geäusserten Ansichten und sicher vorhandenen Fehler und Fehleinschätzungen sind natürlich gänzlich den Autoren anzulasten. Kritische Anmerkungen zu unserer Arbeit nehmen wir sehr gerne entgegen.

St.Gallen, im September 2015

Peter Hettich

Simone Walther

Sabine Schreiber Tschudin

Inhalt

1. Langer Weg zu einem Stromabkommen	1
2. Hintergründe der Verhandlungen.....	3
2.1. Zerschlagene Hoffnungen.....	3
2.2. Interessenslage der Verhandlungspartner	5
2.3. Inhalte des angestrebten Abkommens.....	7
2.3.1. Netzkodizes des Energiebinnenmarktes	9
2.3.2. Transeuropäischer Netzausbau (TEN)	12
2.3.3. Transparenz und Integrität des Energiegrosshandelsmarktes	14
2.3.4. Europäische Gremien	16
2.4. Zwischenfazit.....	18
3. Auswirkungen ohne Stromabkommen	21
3.1. Netzkodizes des Energiebinnenmarktes.....	21
3.1.1. Markteffizienz.....	23
3.1.2. Europäische Kapazitätsmechanismen	27
3.1.3. Transit-Entschädigungen	28
3.1.4. Angleichung des Strom(-grosshandels-)preises	31
3.2. Transeuropäischer Netzausbau.....	34
3.3. Transparenz und Integrität des Energiegrosshandelsmarktes.....	38
3.4. Europäische Gremien.....	40
3.5. Physikalische Entkopplung?	42
3.6. Zwischenfazit.....	44
4. Politische Handlungsoptionen ohne Stromabkommen..	47
4.1. Beitritt zur «Energy Community».....	47
4.2. Massnahmen diesseits der Landesgrenzen	50
4.3. Kooperationen mit direkten Nachbarstaaten.....	51
5. Zusammenfassung und Ausblick: Alternativloses Stromabkommen?.....	53

Abkürzungen

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> , Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AESAG	<i>ACER Electricity Stakeholders Advisory Group</i>
ARIS	<i>ACER REMIT Information System</i>
CACM	<i>Capacity Allocation and Congestion Management</i> , Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i> , Europäische Vereinigung der nationalen Energie-Regulierungsbehörden
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnC	<i>Energy Community</i> , Energiegemeinschaft
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> , Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom
ENTSO-G	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> , Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EPEX	<i>European Power Exchange</i> , Europäische Strombörse
ESMA	<i>European Securities and Markets Authority</i> , Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FAPD	<i>Flow Against Price Differential</i>
ITC	<i>Inter Transmission System Operator Compensation</i> , Ausgleichsmechanismus für Übertragungsnetzbetreiber
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> , Netztransferkapazität
PCI	<i>Projects of Common Interest</i> , Vorhaben von gemeinsamem Interesse
REMIT	<i>Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency</i> , Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts
TEN	<i>Trans-European Networks</i> , Transeuropäische Netze
TEN-E	<i>Trans-European Energy Networks</i> , Transeuropäische Energienetze

1. Langer Weg zu einem Stromabkommen

Seit November 2007 verhandeln die Schweiz und die Europäische Union (EU) über ein bilaterales Stromabkommen. Zunächst auf Fragen des grenzüberschreitenden Handels mit Elektrizität beschränkt, wurde das Verhandlungsmandat im Mai 2010 erheblich erweitert. Eigentliches Ziel der Verhandlungen war dannzumal der Abschluss eines erweiterbaren Energie-Abkommens, das zunächst den Strombereich und die erneuerbaren Energien umfassen sollte und später auf Themen wie Energieeffizienz oder Energieinfrastrukturen ausgedehnt werden könnte. Das Abkommen steht heute technisch vor dem Abschluss, politisch ist es jedoch blockiert (Kapitel 2).

Für die Schweizer Stromwirtschaft werden die zukünftigen Bedingungen des Zugangs zu den europäischen Elektrizitätsmärkten noch einige Zeit ungeklärt bleiben. Neben fundamentalen Umwälzungen in der Energiewirtschaft trägt diese Rechtsunsicherheit das ihrige zur derzeit schwach ausgeprägten Investitionsbereitschaft bei. Gerechnet werden muss heute mit sehr breit gefächerten Szenarien, deren Grundannahmen vom baldigen Abschluss eines Abkommens bis zur physikalischen Entkopplung des Schweizer Netzes reichen. Während die Stromwirtschaft mit dem *status quo* wahrscheinlich leben könnte, stellt die mögliche Entkopplung ein eigentliches Horrorszenario für die Schweizer Volkswirtschaft insgesamt dar. Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheit will dieses Buch zunächst die wahrscheinlichen Auswirkungen der verschiedenen Szenarien, vor allem aber auf Basis der vorhandenen rechtlichen Grundlagen die Vor- und Nachteile eines bilateralen Stromabkommens, aufzeigen (Kapitel 3).

Der Abschluss des Stromabkommens ist derzeit von Zugeständnissen in institutionellen Fragen und einer Lösung im Bereich der Zuwanderung (Stichwort «Masseneinwanderungsinitiative») abhängig. Für die Schweiz beinhaltet das geforderte Einlenken im ungünstigsten Fall eine dynamische Übernahme des sich stetig entwickelnden europäischen Rechtsrahmens sowie eine Anerkennung der Verbindlichkeit der Entscheidungen des Europäischen Gerichtshofs (EuGH).

Zum Erhalt der Personenfreizügigkeit steht heute auch eine relativ verfassungsferne, «pragmatische» Umsetzung von Art. 121a BV im Raum.¹ Ob sich die Schweiz mit solch weitreichenden Zugeständnissen an die EU anfreunden könnte, ist derzeit nicht absehbar. Bei dieser Ausgangslage erscheint es gefährlich, weitere europäische Integrationsschritte oder auch nur das Stromabkommen als «alternativlos» anzusehen. Dieses Buch skizziert daher auch mögliche politische Handlungsoptionen, welche auf die besten Alternativen zu einem bilateralen Abkommen mit der EU im Energiebereich hindeuten könnten (Kapitel 4). Kapitel 5 fasst die wesentlichen Erkenntnisse zusammen und wagt einen Ausblick in die nahe Zukunft.

¹ Für Hinweise zu pragmatischen und weniger pragmatischen Umsetzungsvarianten der Masseneinwanderungsinitiative siehe HETTICH, St.Galler Kommentar zu Art. 121a BV, N 43.

2. Hintergründe der Verhandlungen

2.1. Zerschlagene Hoffnungen

Die Schweiz und die Europäische Union (EU) verhandeln seit November 2007 über den Abschluss eines Abkommens im Strom- bzw. Energiebereich.² Die Verhandlungen sind auf technischer Ebene weit vorangeschritten.³ Auf politischer Ebene und hinsichtlich einzelner materieller Fragen stehen dem Abschluss eines solchen Abkommens jedoch erhebliche Hindernisse im Weg.⁴

Vor allem will die EU nur noch neue bilaterale Marktzugangsabkommen mit der Schweiz abschliessen, sofern eine Globallösung betreffend institutionelle Fragen gefunden werden kann. Diese betreffen namentlich das Verfahren und die zuständigen Institutionen zur Streitbeilegung sowie den Umgang mit Rechtsänderungen resp. die Übernahme des sich fortentwickelnden Rechts der EU.⁵ Auch ist die weitere Entwicklung des Verhältnisses zwischen der Schweiz und der EU angesichts ungeklärter Fragen bei der Umsetzung der am 9. Februar 2014 angenommenen Masseneinwanderungsinitiative schwer abzuschätzen.

Schliesslich erscheint nicht unwahrscheinlich, dass gegen die volle Strommarktöffnung das Referendum ergriffen wird, sofern der betreffende Bundesbeschluss überhaupt das Parlament passiert. Selbst der Bundesrat räumt ein, die (positiven) Auswirkungen einer vollen Marktöffnung auf die Haushalte seien begrenzt.⁶ Zudem moniert die Grüne Partei, die Marktöffnung laufe der Energiewende zuwider.⁷ Die Sozialdemokratische Partei beanstandet, die Vollliberalisierung

² EDA/DEA, Strom/Energie (der genaue Inhalt des Verhandlungsmandats des Bundesrates ist nicht öffentlich).

³ FELLMANN, NZZaS vom 5. Oktober 2014.

⁴ BUNDESRAT, Interpellation 14.4175.

⁵ RAT DER EU, Schlussfolgerungen, N 44; VON MATT, Schweiz am Sonntag vom 01. Februar 2015; BREITENMOSER/WEYENETH, N 748.

⁶ BUNDESRAT, Strommarktöffnung, S. 26.

⁷ GRÜNE PARTEI, Strommarktöffnung, S. 1.

bringe insbesondere kleinen Kundinnen und Kunden keinen ersichtlichen Zusatznutzen; sie fordert stattdessen eine grundlegende Diskussion zum Thema Strommarkt im Rahmen einer Gesetzesrevision mit politischer Gestaltungsmöglichkeit.⁸ Sollte das Volk die volle Marktöffnung in einer allfälligen Referendumsabstimmung ablehnen, bliebe eine wichtige Voraussetzung für den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU unerfüllt.⁹

Trotz dieser Widrigkeiten zeigen sich die Verhandlungspartner weiterhin am Abschluss eines Stromabkommens interessiert und auch zu Zugeständnissen bereit. So hat der für Energiefragen zuständige EU-Kommissar Miguel Arias Cañete gegenüber dem schweizerischen Bundesrat kurzfristig die Möglichkeit eines bis Ende 2016 befristeten Interimsabkommens ins Spiel gebracht.¹⁰ Um eine sofortige Teilnahme der Schweiz an der europaweiten Marktkopplung¹¹ zu ermöglichen, sollte das Stromabkommen bis im Sommer 2015 fertig verhandelt und zunächst provisorisch angewendet werden. Dies hätte namentlich noch eine Lösung der sektorspezifischen institutionellen Fragen in Bezug auf die Streitschlichtung und die staatlichen Beihilfen im Energiebereich erfordert.¹² Der enge Zeitplan erwies sich angesichts der verbleibenden, nicht unerheblichen politischen Differenzen als zu ambitioniert.

In der Folge signalisierte Cañete gegen Ende März 2015 ein weitergehendes Entgegenkommen der EU, sodass eine bis Ende 2016 befristete Teilnahme der Schweiz an der Marktkopplung auch ohne vorgängige Klärung der institutionellen Fragen im Raum stand. Freilich sollten die Verhandlungen über ein institutionelles Rahmenabkommen in diesem Zeitraum konstruktiv fortgesetzt werden, was eine Art Bekenntnis zu einem Lösungsansatz durch die Schweiz erfordert hätte.¹³ In der Gesamtkommission konnte sich Cañete mit

⁸ SOZIALDEMOKRATISCHE PARTEI, Strommarktöffnung, S. 1 f.

⁹ BUNDESRAT, Strommarktöffnung, S. 13.

¹⁰ BUNDESRAT, Interpellation 14.4175.

¹¹ Siehe Kapitel 2.3.1 und 3.1.

¹² BUNDESRAT, Interpellation 14.4175.

¹³ ALDER/BÜHLER, NZZaS vom 22. März 2015.

diesem pragmatischen Vorschlag nicht durchsetzen; die Hoffnungen auf eine Zwischenlösung haben sich deshalb zerschlagen.¹⁴

2.2. Interessenslage der Verhandlungspartner

Vor 50 Jahren wurden in Europa erste Verbindungen zwischen den Elektrizitätssystemen der verschiedenen Länder errichtet. Die erste internationale Hochspannungsleitung in Europa entstand zwischen der Schweiz und Deutschland in Laufenburg.¹⁵ Die Schweiz setzte damit einen Meilenstein im grenzüberschreitenden Stromhandel.

Die Motivation für den technischen Verbund war das Interesse, technische Verfügbarkeiten zu erhöhen, also die Versorgungssicherheit insgesamt zu stärken.¹⁶ Dieses Ziel der Versorgungssicherheit liegt auch der rechtlichen und wirtschaftlichen Verbindung der Elektrizitätssysteme – als Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden technischen Stromverkehrs – zugrunde. Innerhalb der EU wird die Integration mit der Realisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes¹⁷ und der Weiterentwicklung desselben zu einer – nicht ausschliesslich auf die EU bezogenen¹⁸ – Energieunion voran getrieben.¹⁹ In diesem Kontext sind – auch angesichts des Blackouts vom September 2003 in Italien²⁰ und der Grossstörung im Verbundsystem in Teilen Westeuropas 2006²¹ – die Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU über ein Abkommen im Energiebereich zu sehen.²²

¹⁴ FELLMANN/ALDER/BÜHLER, NZZaS vom 26. April 2015.

¹⁵ ANDERSSON, S. 28.

¹⁶ NIEDRIG/SCHROEDER, N 10; LINTZEL/DIEM, N 35, WEBER/KRATZ, Elektrizitätswirtschaftsrecht, § 3, N 103.

¹⁷ Wie der freie Warenverkehr entspricht auch der überregionale Transport von Strom dem Binnenmarktgedanken (NIEDRIG/SCHROEDER, N 12).

¹⁸ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Krisenfeste Energieunion, S. 7

¹⁹ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Stromverbundziel, S. 2.

²⁰ WEBER/KRATZ, Stromversorgungsrecht, § 7, N 24; VAHL/GROLIMUND, S. 112; HETTICH/RECHSTEINER, N 34.

²¹ CONSENTEC/EWI/IAEW, S. 8.

²² «Das Interesse beider Seiten liegt zunächst in der Gewährleistung der Versorgungssicherheit» (BREITENMOSER/WEYENETH, N 659, noch in der 1. Aufl. 2012).

Neben der Verbesserung der technischen Versorgungssicherheit erhofft sich die EU mit der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes stabilere und niedrigere Preise²³, ausgleichende Effekte für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien²⁴, sowie eine Förderung des Wettbewerbs²⁵. Die Stärkung der Energieaussenpolitik und die (regulatorische) Integration der Energiemärkte von Nachbarstaaten der EU sind hierbei als einer der Schwerpunkte definiert.²⁶ Der Abschluss der Verhandlungen mit der Schweiz ist als eine der zentralen Folge-massnahmen festgehalten worden.²⁷ Interesse an einem Abkommen hat die EU vor allem aufgrund der geografisch und elektrizitätswirtschaftlich zentralen Position der Schweiz²⁸ als wichtigstem Stromtransitland²⁹ (v.a. nach Italien); das Abkommen soll einen europäischen Verbundgrad von 10% verwirklichen helfen.³⁰ Die «Batteriekapazität» des Schweizer (Pumpspeicher-)Kraftwerksparks ist im Verhältnis zur installierten Kapazität des Gesamtenergieverbundes der EU dagegen nicht sehr gross; zudem stehen der EU andere Flexibilitätsoptionen aus kostengünstiger Konkurrenz zur Verfügung.³¹ Die verstärkte Einbindung der Schweizer Pumpspeicher ist demzufolge, entgegen weit verbreiteter Ansicht, nur ein minderes Interesse der Europäischen Union.³²

²³ SÄCKER, N 21.

²⁴ LINTZEL/DIEM, § 13 N 35.

²⁵ SCHMIDT-PREÜß, N 77.

²⁶ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energie 2020, S. 6 und S. 20 ff.; EUROPÄISCHE KOMMISSION, EU-Energiepolitik, S. 4.

²⁷ EUROPÄISCHE KOMMISSION, EU-Energiepolitik, S. 8.

²⁸ NIEDRIG/SCHROEDER, N 75.

²⁹ BREITENMOSER/WEYENETH, N 737.

³⁰ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Stromverbundziel, S. 2 und 8. Im Elektrizitätsbereich wurde das spezifische Ziel festgelegt, bis zum Jahr 2020 mindestens 10% der vorhandenen Erzeugungskapazitäten der Mitgliedstaaten in Verbünde zu integrieren (EUROPÄISCHE KOMMISSION, Krisenfeste Energieunion, S. 9).

³¹ Z.B. flexible Kraftwerke, internationaler Handel (SWISSGRID, Netz 2025, S. 95).

³² Auch Swissgrid bezeichnet die Bedeutung Schweizer Pumpspeicher als «Batterie Europas» bis 2025 als limitiert (SWISSGRID, Netz 2025, S. 95).

Für die Schweiz steht bei den Verhandlungen die Umsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050³³, die Stärkung der Versorgungssicherheit³⁴, die wirtschaftliche Einbindung in den europäischen Energiebinnenmarkt (m.a.W. Marktzugang, unter anderem für Regelernergie)³⁵ und die Festigung ihrer Position als «Stromdrehscheibe Europas» im Mittelpunkt. Eine aktive Mitsprachemöglichkeit bei den in der gesamten Union gültigen Regelungen und Netzkodizes wird durch Mitgliedschaft in den europäischen Entscheidungsgremien angestrebt.³⁶ Ohne ein entsprechendes Abkommen wird die Schweiz seitens der EU als Drittstaat behandelt. Bestehende Assoziierungen wie die Mitgliedschaft im Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) werden hiervon zwar wahrscheinlich nicht betroffen sein; allerdings bliebe der Schweiz eine aktivere Einbindung in Entscheidungen zum europäischen Energiebinnenmarkt vorderhand wohl verwehrt.

2.3. Inhalte des angestrebten Abkommens

Das bilaterale Stromabkommen soll einerseits Anpassungen des Schweizer Rechts an das sog. dritte Energiebinnenmarktpaket der EU³⁷ umfassen. Damit verbunden sind Themen des grenzüberschreitenden Stromhandels, so etwa der Umgang mit Langzeitlieferverträgen an den Grenzen zwischen Frankreich und der Schweiz und – zu Beginn der Verhandlungen auch – zwischen Deutschland und der

³³ BUNDESRAT, Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7580 ff.

³⁴ EDA/DEA, Strom/Energie, S. 1. Zur Definition des Begriffs der Versorgungssicherheit (auch durch das BFE) WALTHER, Energieversorgungssicherheit, S. 127 m.w.H.; CONSENTEC/EWI/IAEW, S. 2 f.

³⁵ WEBER/KRATZ, Stromversorgungsrecht, § 7, N 25; BREITENMOSER/WEYENETH, N 737; EDA/DEA, Strom/Energie, S. 1; HETTICH/RECHSTEINER, N 34 ff.

³⁶ BUNDESRAT, Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7851 ff.

³⁷ RL 2009/72/EG und StromhandelsVO 714/2009, RL 2009/73/EG und GasVO 715/2009, sowie Agenturverordnung 713/2009.

Schweiz.³⁸ Weiter ist die Entgeltregelung für die Nutzung des Schweizer Transitnetzes Gegenstand der Verhandlungen.

Andererseits bilden die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU (RES-RL 2009/28/EG)³⁹, die europäische Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*, REMIT), die Einbindung der Schweiz in den transeuropäischen Energienetzausbau (TEN-E), sowie die flankierende europäische Gesetzgebung zu Umweltschutz, Wettbewerb und staatlichen Beihilfen Gegenstand der Verhandlungen.⁴⁰

Neben diesen Kerninhalten wird ein Anschluss des schweizerischen CO₂-Emissionshandelssystems an dasjenige der EU angestrebt.⁴¹ Die-

³⁸ EDA/DEA, Strom/Energie, S. 1. Die Vorränge an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz wurden allerdings inzwischen einseitig durch die deutschen Netzbetreiber gekündigt (siehe unten Fn. 111).

³⁹ Diese legt rechtsverbindlich für jeden Mitgliedstaat nationale Gesamtziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 fest und soll damit beitragen, die sog. 20-20-20 Ziele der EU zu erreichen (d.h. bis 2020 Reduktion des CO₂-Ausstosses gegenüber 1990 um 20%, Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien auf 20% sowie Erhöhung der Energieeffizienz um 20%). Dieses Vorgehen steht im Einklang mit den durch die Weiterführung des Kyoto-Protokolls (sog. «Kyoto II») eingegangenen Verpflichtungen der EU zur Reduktion von Treibhausgasemissionen für den Zeitraum von 2013-2020. Der weiteren Verpflichtungsperiode 2013-2020 hat auch die Schweiz in Doha zugestimmt (siehe BUNDESRAT, Botschaft Kyoto, S. 3455 ff.). Sie weist bereits heute einen Anteil an erneuerbaren Energien am Gesamtendenergieverbrauch von über 21% auf, was dem EU-Globalziel entspricht (vgl. BFE, Statistik der erneuerbaren Energien 2014, S. 5). Durch eine Übernahme der RES-RL 2009/28/EG müsste aber auch die Schweiz einen verpflichtenden Zielwert für 2020 festlegen (BUNDESRAT, Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7582). Dieser läge wohl klar über den aktuellen 21%.

⁴⁰ Zu den staatlichen Beihilfen BUNDESRAT, Botschaft Energiestrategie 2050, S. 7581 ff. Zu den Arten von Beihilfen EUROPÄISCHE KOMMISSION, Leitlinien Energiebeihilfen, S. 11 ff.

⁴¹ Das CO₂-Gesetz wurde bewusst im Hinblick auf einen Anschluss an das europäische Emissionshandelssystem gestaltet; eine Gesetzesänderung ist dafür wahrscheinlich nicht erforderlich (BUNDESRAT, Botschaft Klimapolitik, 7474, 7499). Betreffend die Verpflichtungsperiode 2013-2020 ist die Referendumsfrist für den Bundesbeschluss über die Genehmigung der Änderung von Doha des Kyoto-

se ebenfalls weit vorangeschrittenen Verhandlungen finden separat zu denjenigen des Stromabkommens statt; für den Abschluss dieses technischen Abkommens ist keine Lösung der institutionellen Fragen erforderlich (wohl aber eine Lösung zur Personenfreizügigkeit).

2.3.1. Netzkodizes des Energiebinnenmarktes

Zentrale Regelungen des dritten Energiebinnenmarktpakets hat die Schweiz im Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)⁴² bereits autonom nachvollzogen. Dies betrifft u.a. die eigentumsrechtliche und buchhalterische Entflechtung auf Übertragungs-⁴³ bzw. Verteilnetzebene⁴⁴, sowie die Schaffung eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers und einer unabhängigen nationalen Regulierungsbehörde⁴⁵. Mit dem noch ausstehenden zweiten Marktöffnungsschritt ist allerdings ein wesentlicher materieller Aspekt des Energiebinnenmarktpakets noch nicht umgesetzt.

Ein zentrales Instrument des dritten Energiebinnenmarktpakets ist die Schaffung eines Systems verbindlicher europäischer Netzkodizes.⁴⁶ Dadurch sollen insbesondere die Anforderungen für die technische und organisatorische Verwirklichung des europäischen Elektrizitäts- und Gasbinnenmarktes umgesetzt werden. Zahlreiche Rege-

Protokolls zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 20. März 2015 (BBL 2015 2785) am 9. Juli 2015 abgelaufen.

⁴² Derzeit wird eine Revision des StromVG vorbereitet; hierzu die Informationen des Bundesamts für Energie (BFE) auf <http://www.bfe.admin.ch/>. Zum StromVG allgemein VALLENDER/HETTICH/LEHNE, § 29 N 28 ff.; RHINOW et al., § 28 N 59; SCHOLL, N 13.18 ff.

⁴³ HETTICH/RECHSTEINER, N 69 m.w.H.; HÄNNI/STÖCKLI, N 1330, 1334 ff.

⁴⁴ Hierbei kann als Grundlage der Trennung entweder eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung erfolgen oder ein unabhängiger Netzbetreiber, der für Betrieb, Instandhaltung und Ausbau der Netze verantwortlich ist und weiter im Eigentum vertikal integrierter Unternehmen stehen darf, geschaffen werden (Art. 9, 13 und 14 RL 2009/72/EG). Die Entflechtung der Gas-Fernleitungsnetze und Gas-Fernleitungsnetzbetreiber regelt Art. 9 RL 2009/73/EG. Zu den verschiedenen Arten des Unbundling DE WYL/FINKE, N 6 ff.; SCHNEIDER, Regulierungsrecht, S. 754 ff. und S. 783; SCHNEIDER, Vorgaben, N 48 ff.

⁴⁵ Zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde SCHMIDT-PREUB, N 84.

⁴⁶ Eingeführt über die StromhandelsVO 714/2009 und GasVO 715/2009.

lungen für das Stromnetz, unter anderem in den Bereichen Netzbetrieb, Netzanschluss, Engpassmanagement⁴⁷ und Regelenergie, sollen definiert und harmonisiert werden. Inhaltlich wird die gesamte Wertschöpfungskette vom Generator über das Übertragungs- und Verteilnetz bis hin zum Verbraucher inkl. der Schnittstellen abgedeckt und beschrieben.⁴⁸

Mit der Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, engl. *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM bzw. Verordnung CACM), trat Mitte August 2015 der erste europäische Netzkodex für Strom in Kraft. In der Verordnung ist insbesondere die Marktkopplung (*Market Coupling*), also die implizite Zuweisung von Transportkapazität im grenzüberschreitenden Stromhandel geregelt.⁴⁹ Bei der impliziten Zuweisung erfolgen der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität und der Erwerb der für den Transport notwendigen grenzüberschreitenden Netzkapazität gemeinsam, indem z.B. Gebote für Strom auf der Strombörse abgegeben werden (implizite Auktion).⁵⁰ Die grenzüberschreitenden Übertragungsrechte und die Elektrizität müssen also nicht mehr separat erworben werden (explizite Auktion). Der Wechsel zur impliziten Auktion soll Folgendes ermöglichen: Eine optimale Auslastung der bestehenden Grenzkuppelstellen bzw. der grenz-

⁴⁷ Ein Leitungsabschnitt stellt einen physikalischen Engpass dar, wenn er im Falle der Erfüllung der normalen vertraglichen Beziehungen zwischen Netznutzern überlastet ist (NIEDRIG/SCHROEDER, N 9). Der vermehrte Stromhandel in Europa hat zur Konsequenz, dass öfter Engpässe im Übertragungsnetz entstehen (ANDERSSON, S. 29 f.; CRASTAN, S. 181).

⁴⁸ Allgemein zur Schaffung einheitlicher Marktregeln mittels Netzkodizes SCHNEIDER, Regulierungsrecht, S. 304 f.

⁴⁹ Zur Funktionsweise von Market Coupling siehe NIEDRIG/SCHROEDER, N 49 f. Die Auktionen dienen der Umsetzung des Gebots, dass Engpässen im grenzüberschreitenden Stromhandel mit nichtdiskriminierenden und marktorientierten Lösungen zu begegnen ist (Art. 16 Abs. 1 StromhandelsVO 714/2009; dazu SCHNEIDER, Regulierungsrecht, S. 572). Dafür schreibt Anhang I, Punkt 2.1 StromhandelsVO 714/2009 die explizite (siehe Fn. 101) oder implizite (siehe Fn. 50) Auktion der Stromleitungskapazitäten vor.

⁵⁰ Detailliert zu impliziten Auktionen äussern sich PARISIO/BOSCO, S. 1763.

überschreitenden Transportkapazitäten⁵¹, eine (vorausgesetzt es gibt ausreichende Grenzkapazität) Preiskonvergenz der Marktgebiete, eine glättende Wirkung auf negative bzw. positive Preisspitzen, eine Abmilderung der Auswirkungen extremer Wetterverhältnisse (z.B. Kältewelle, Sturmfront) durch angrenzende Marktgebiete, einen optimierten Kraftwerk- und Mitteleinsatz, sowie eine höhere Versorgungssicherheit durch Marktintegration und schwindende Abhängigkeiten von einzelnen Ländern.⁵² Die Schweiz ist technisch seit Ende 2014 auf die Anforderungen der jetzigen Verordnung CACM und somit auch auf das *Market Coupling* vorbereitet.⁵³ Auch verfügt die Schweiz seit April 2014 über eine Strombörse im Inland.

Mit dem in der Verordnung CACM geregelten *Market Coupling* wird auch die verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität («*Net Transfer Capacity*», NTC) neu festgesetzt.⁵⁴ Dem liegt ein Übergang zu einer lastflussbasierten («*Flow-Based*») Berechnungsmethode zugrunde. Bei Anwendung dieser Methode wird die Menge der Übertragungskapazität mittels dynamischer Berechnungen der Stromflüsse unter Einbezug von Erfahrungswerten und aktuellen Daten optimiert, und nicht mehr nur auf Basis statischer Annahmen geschätzt.⁵⁵ Die dadurch erzielbaren Effizienzgewinne sollen aber auch im bisherigen Marktmodell mit getrenntem Verkauf von Energie und Transportkapazität realisierbar sein und können nur beschränkt dem CACM zugeschrieben werden.⁵⁶

⁵¹ KOCH et al., S. 12; BOOZ & CO et al., S. 97. Die nicht ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (Grenzkuppelkapazitäten) führen allerdings im Zusammenspiel mit dem mittlerweile intensiven grenzüberschreitenden Handel von Elektrizität zu Engpässen (CRASTAN, S. 133).

⁵² ERDMANN/ZWEIFEL, S. 331; PELLINI, S. 323; OGGIONI/SMEERS, S. 75; LINTZEL/DIEM, § 13 N 29; CONIL-LACOSTE, S. 11. Siehe auch SWISSGRID, *Market Coupling*, Technische Voraussetzungen für die Kopplung wurden geschaffen, abrufbar unter <http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/power_market/market_coupling.html>.

⁵³ SWISSGRID, *Market Coupling* (Fn. 52).

⁵⁴ Art. 20 Verordnung CACM.

⁵⁵ Siehe Fn. 144 zu Auswirkungen auf den ITC-Ausgleich.

⁵⁶ Siehe Fn. 235 f. zu möglichen unilateralen Massnahmen der Schweiz.

Schweizerische Grenzkapazitäten im *Intraday*-Handel werden bereits heute, im Rahmen der Teilnahme an freiwilligen Projekten zur frühzeitigen Umsetzung der Regelungen des Energiebinnenmarktes (sog. *early implementation*⁵⁷), mittels impliziter Auktion vergeben.⁵⁸ Allerdings ist die heute praktizierte *Intraday*-Allokation eher mit einem «Over-the-Counter Handel» vergleichbar als mit einem börslichen «Trading Floor». Ein solcher ist heute für das *Day-Ahead Market Coupling* in der EU verfügbar und auch für das bevorstehende *Intraday Market Coupling* geplant. Da etwa 80-90% des Schweizer *Intraday*-Handels grenzüberschreitend sind, ist für die Schweiz eine Teilnahme an der bevorstehenden *Intraday* Marktkopplung gemäss Verordnung CACM von grossem Interesse. Spezifisch für die Schweiz ist dafür jedoch gemäss Art. 1 Abs. 4 Verordnung CACM das Bestehen eines Abkommens im Strombereich Voraussetzung. Heute ist daher unklar, ob die bestehenden Vereinbarungen zur *Intraday*-Marktkopplung auch nach der vollen Implementierung der Verordnung CACM weitergeführt werden können.

2.3.2. Transeuropäischer Netzausbau (TEN)

Der Ausbau der transeuropäischen Netze (TEN) ist ein länderübergreifendes Infrastrukturvorhaben in den Bereichen Verkehr, Telekommunikation und Energietransport im Rahmen des Europäischen

⁵⁷ Bei der *early implementation* wird der Umsetzungsprozess gleichsam als Lernprozess für die Netzkodizes genutzt; POTOTSCHNIG, Electricity Markets, abrufbar unter <<http://fsr.eui.eu/>>.

⁵⁸ An den Grenzen Schweiz-Deutschland und Schweiz-Frankreich wird seit Juni 2013 auf Basis einer privatrechtlichen Vereinbarung der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber, der EPEX SPOT SE und dem Clearinghaus European Commodity Clearing AG (ECC) ein harmonisierter Mechanismus für die implizite Zuweisung von grenzüberschreitender Kapazität im *Intraday*-Handel genutzt; dazu SWISSGRID, Implizite *Intraday*-Allokationen, Engpassmanagement Schweiz-Deutschland, abrufbar unter <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/congestion_management/ch-de.html>. Zur Einführung der impliziten Auktionen im *Intraday*-Handel unter Einbezug der Schweiz auch ACER, ERI Progress Report #2, S. 7, und ELCOM, Tätigkeitsbericht 2014, S. 34 f.

Binnenmarktes.⁵⁹ Das TEN-Projekt und die damit zu verwirklichende schnelle und effiziente Beseitigung aller Netzenspässe⁶⁰ an den EU-Binnengrenzen (und zur Schweiz) ist ein zentraler Punkt zur Verwirklichung des Energiebinnenmarktes der EU.⁶¹ Für die Schweiz ist die Beseitigung der Netzenspässe zur besseren Vermarktung des Stroms aus ihren Pumpspeicherkraftwerken von Interesse.

Im Rahmen ihrer Energiepolitik hat die EU Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze entwickelt, in denen vorrangige Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (*Projects of Common Interest*, PCI) aufgelistet werden.⁶² Für PCI-Projekte gelten beschleunigte, gestraffte Genehmigungsverfahren. Sie erfahren eine bessere regulatorische Behandlung⁶³ und erhalten gegebenenfalls finanzielle Unterstützung.⁶⁴

Die Bedingungen, Methoden und Verfahren zur Bereitstellung einer finanziellen Unterstützung der EU für ihre PCI im Bereich der Ener-

⁵⁹ Im Bereich Energie wird von «Transeuropäische Energienetzen» oder «TEN-E» gesprochen, siehe TEN-E Verordnung 347/3013, Gründe, Ziffer 5.

⁶⁰ ZENKE/SCHÄFER, N 11; EUROPÄISCHE KOMMISSION, Stromverbundziel, S. 2.

⁶¹ LINTZEL/DIEM, § 13 N 31; PRESSER, S. 190.

⁶² Art. 3 ff. TEN-E Verordnung 347/2013. Die Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind in einer sogenannten Unionsliste aufgeführt, welche erstmals zum 30. September 2013 und dann alle zwei Jahre neu festgelegt wird (Art. 3 Abs. 4 zweites Lemma TEN-E Verordnung 347/2013). Für die Qualifizierung als PCI muss ein Vorhaben einen wesentlichen Nutzen für mindestens zwei Mitgliedstaaten bieten, zur Marktintegration beitragen und den Wettbewerb fördern, die Energieversorgungssicherheit steigern und CO₂-Emissionen reduzieren. PCI werden gemäss TEN-E Verordnung 347/2013 zu einem festen Bestandteil der entsprechenden, in der StromhandelsVO 714/2009 und GasVO enthaltenen regionalen Investitionspläne (Art. 12 StromhandelsVO 714/2009 und GasVO), sowie der in der RL 2009/72/EG und RL 2009/73/EG enthaltenen Zehnjahresnetzentwicklungspläne (Art. 22 RL 2009/72/EG und RL 2009/73/EG). Sie erhalten in diesen Plänen die jeweils grösstmögliche Priorität.

⁶³ Beispielsweise die Straffung der Verfahren bei der Umweltverträglichkeitsprüfung (Art. 7 Abs. 5 TEN-E Verordnung 347/2013); ausführlicher zur Umsetzung EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vision Infrastruktur, S. 4.

⁶⁴ Der Europäische Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) steuert Mittel zur Finanzierung von PCI bei, die Europäische Investitionsbank (EIB) finanziert PCI durch Darlehen, der Europäische Investitionsfonds (EIF) stellt Bürgschaften für PCI-Darlehen zur Verfügung.

gieinfrastrukturen sind in einer separaten Verordnung (CEF-Verordnung 1316/2013) festgelegt. Auch Vorhaben, welche die Schweiz betreffen, sind in den PCI aufgelistet. Diese Vorhaben liegen im vorrangigen Korridor «Nord-Süd-Stromverbindungsleitungen in Westeuropa» («*NSI West Electricity*») und betreffen Kapazitätssteigerungen im Bereich des Bodensees, Verbindungsleitungen zwischen der Schweiz und Italien, sowie Projekte zur Kapazitätssteigerung an der italienisch-schweizerischen Grenze.⁶⁵

2.3.3. Transparenz und Integrität des Energiegrosshandelsmarktes

REMIT (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency*)⁶⁶ beinhaltet Regeln für das Verbot missbräuchlicher Praktiken an den Energiegrosshandelsmärkten. Dazu zählen u.a. das Verbot von Insiderhandel⁶⁷ und von Marktmanipulation⁶⁸ an den Grosshandelsmärkten sowie Verpflichtungen der Marktteilnehmer zur Registrierung⁶⁹, zur Meldung von Transaktionen am Energiegrosshandelsmarkt (börslich und ausserbörslich⁷⁰) und zum Publizieren von Insiderinformationen (Fundamentaldaten von Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Weiterleitung sowie zum Verbrauch von Strom und Gas). Die entsprechenden Meldepflichten⁷¹ der Markt-

⁶⁵ Anh. 7 (CEF-VO 1391/2013), lit. B, Ziffer 2.11, 2.14 und 2.15 TEN-E Verordnung 347/2013.

⁶⁶ REMIT-VO 1227/2011; in Kraft seit 28. Dezember 2011. Die zugehörige Durchführungs-VO REMIT 1348/2014 ist seit 7. Januar 2015 in Kraft.

⁶⁷ Art. 3 REMIT-VO 1227/2011.

⁶⁸ Art. 5 REMIT-VO 1227/2011.

⁶⁹ Art. 9 REMIT-VO 1227/2011.

⁷⁰ Hintergrund ist die mangelnde Anwendbarkeit der bestehenden Regelungen zum Schutz der Finanzmärkte (BERG, S. 64). Zur Intransparenz v.a. des ausserbörslichen Handels WALTHER, *Steuerungsinstrumente*, S. 38 m.w.H.

⁷¹ Der Fokus liegt also nicht auf Mitwirkungspflichten der Marktteilnehmer bei der nachträglichen Klärung auffälliger Vorgänge, sondern bei einer «Gefahrenerforschung», bei der das Verhalten der Teilnehmer fortlaufender Beobachtung unterliegt (DU BUISSON/DESSAU, N 11).

teilnehmer werden in weiteren Verordnungen⁷² konkretisiert. Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*)⁷³ ist mit der Umsetzung von REMIT betraut.⁷⁴ Marktteilnehmer, Organisierte Handelsplätze, Übertragungsnetzbetreiber und der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) liefern die gemäss REMIT meldepflichtigen Daten⁷⁵ an ACER über die zentrale IT-Schnittstelle ARIS (*ACER REMIT Information System*). ACER teilt diese Informationen einerseits mit den nationalen (Energie-)Regulierungsbehörden und andererseits mit Finanzaufsichts- und Wettbewerbsbehörden sowie mit der *European Securities and Markets Authority (ESMA)*.⁷⁶

In der Schweiz enthalten die Art. 26a-26c StromVV Regelungen betreffend die Lieferung von Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt an die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom). Hiernach müssen Unternehmen mit Sitz in der Schweiz, die gemäss REMIT verpflichtet sind, den Behörden der EU oder ihren Mitgliedstaaten Informationen zu liefern, die gleichen Informationen auch der ElCom liefern.⁷⁷ Im Gegensatz zu den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten der EU wird die ElCom jedoch ohne Stromabkommen nicht von ACER über auffällige Handelspraktiken und Verhal-

⁷² So durch die Durchführungs-VO REMIT 1348/2014 und die Datenveröffentlichungs-VO 543/2013.

⁷³ Siehe Kapitel 2.3.4.

⁷⁴ Art. 1 und Art. 7 ff. REMIT-VO 1227/2011; hierdurch wurden die Befugnisse von ACER erweitert (SCHNEIDER, Vorgaben, N 74).

⁷⁵ Auch Daten zu Grosshandelsenergieprodukten gemäss der European Market Infrastructure Regulation (EMIR) und weiterer EU Finanzmarktregulierung.

⁷⁶ DU BUISSON/DESSAU, N 11.

⁷⁷ Art. 26a StromVV. Die Informationspflicht für ein Unternehmen mit Sitz in der Schweiz besteht bei der Teilnahme am Elektrizitätsgrosshandelsmarkt in der EU und/oder bei der Belieferung von Gross-Endverbrauchern ab 600 GWh/Jahr in einem geographischen Marktgebiet, sowie als Kraftwerksbetreiber für Erzeugungseinheiten bzw. als Verbrauchsstättenbetreiber in einer Grössenordnung von mindestens 100 MW. Bereits heute liefern die grossen schweizerischen Energieversorgungsunternehmen entsprechende Daten an die EEX (EEX, Data on power generation and storage available for Switzerland, Mitteilung vom 5. Februar 2015, abrufbar unter <<http://www.eex-transparency.com/>>).

tensweisen von Marktteilnehmern informiert, die sich im Rahmen der Auswertung sämtlicher an ACER zu liefernden Daten ergibt.

2.3.4. Europäische Gremien

Der auf dem Boden des Privatrechts errichtete Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E) vereinigt 41 Betreiber von Übertragungsnetzen aus 34 europäischen Ländern.⁷⁸ Zweck der Kooperation ist einerseits, die Vollendung und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes und des grenzüberschreitenden Handels zu fördern. Andererseits sollen die optimale Verwaltung, der koordinierte Betrieb und die sachgerechte technische Weiterentwicklung des europäischen Stromübertragungsnetzes gewährleistet werden.⁷⁹ Innerhalb des Verbandes sind Mechanismen regionaler Zusammenarbeit vorgesehen.⁸⁰ Zu den Aufgaben des ENTSO-E gehören: Die Standardisierung und Verwaltung von Netzkodizes⁸¹; die Erarbeitung eines EU-weiten Zehnjahresplans zur Entwicklung des Stromnetzes (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP)⁸²; die Verbesserung des Informationsflusses von den Übertragungsnetzbetreibern zu den Marktteilnehmern; sowie die Schaffung gemeinsamer Arbeitsmittel, um den Betrieb des Netzwerks zu koordinieren. Auf der Transparenz-Plattform des ENTSO-E werden die gemäss REMIT von den Marktteilnehmern zu liefernden Fundamentaldaten gesammelt, veröffentlicht⁸³ und an ARIS (die IT-Plattform

⁷⁸ Die Statuten («Articles of Association») des unter belgischem Recht gegründeten Verbands sind abrufbar unter <<https://www.entsoe.eu/>>. Zu dieser und weiteren Organisationen mit Beteiligung der Schweiz HETTICH/RECHSTEINER, N 57 ff.

⁷⁹ Hierbei ist ENTSO-E auch Nachfolgeorganisation der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity); SCHNEIDER, Regulierungsrecht, S. 297.

⁸⁰ Daraus ergibt sich eine Art Selbstregulierung, die jedoch weiter der Kontrolle der nationalen Regulierungsbehörden untersteht (BERG, S. 56 m.w.H.).

⁸¹ ENTSO-E, AoA, Art. 4, Abs. 2 lit. b).

⁸² Gemäss TEN-E Verordnung 347/2013.

⁸³ Art. 3 ff. Datenveröffentlichungs-VO 543/2013.

von ACER)⁸⁴ weitergeleitet. Die Schweiz bzw. die Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid ist Gründungsmitglied des ENT-SO-E.

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) ist eine mit hoheitlichen Befugnissen ausgestattete Gemeinschaftseinrichtung mit eigener Rechtspersönlichkeit.⁸⁵ Die Behörde mit Sitz in Ljubljana wurde bei Lancierung des dritten Energiebinnenmarktpakets gegründet.⁸⁶ Sie unterstützt und koordiniert die Arbeit der nationalen Regulierungsbehörden der EU.⁸⁷ Sodann gibt sie Stellungnahmen ab, erarbeitet die Rahmenleitlinien gemäss StromhandelsVO 714/2009 und GasVO 715/2005 zuhanden der Europäischen Kommission, und beobachtet die Ausführung der Aufgaben des ENTSO-E und des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (*European Network of Transmission System Operators for Gas*, ENTSO-G). Sie ist zentrale Behörde zur Erhebung der Daten im Rahmen von REMIT sowie zum entsprechenden Monitoring.⁸⁸ Sie überwacht betreffend Stromtransite die Implementierung des Mechanismus zur Infrastrukturkostenabgeltung und Entschädigung für entstehende Wirkverluste in den betroffenen nationalen Transitnetzen (Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, engl. *Inter Transmission System Operator Compensation*, ITC).⁸⁹ Betreffend die Implementierung und die Verwaltung des für die Entschädigung bestehenden Fonds (ITC-Fonds) berichtet ACER jährlich der Kommission.⁹⁰ Weiter legt sie der Kommission die Entwürfe der Netzkodizes vor und kann deren Annahme empfehlen. ACER kann verbindliche Einzelentscheidungen zu den Bestimmungen für den Zugang zu grenzübergreifenden Infrastrukturen und deren Betriebssicherheit treffen. Gemäss den Plänen

⁸⁴ Siehe Kapitel 2.3.3.

⁸⁵ Art. 2, Abs. 1 Agenturverordnung 713/2009.

⁸⁶ Art. 1 Agenturverordnung 713/2009.

⁸⁷ SCHMIDT-PREUß, N 86.

⁸⁸ Art. 7 ff. REMIT-VO 1227/2011.

⁸⁹ Siehe Kapitel 3.1.3.

⁹⁰ Anh. Teil A, Ziffer 1.4 ITC-Leitlinienverordnung 838/2010.

der Europäischen Kommission sollen die Befugnisse und die Unabhängigkeit von ACER bei der Wahrnehmung von Regulierungsfunktionen auf europäischer Ebene noch erheblich erweitert werden.⁹¹

2.4. Zwischenfazit

Die Schweiz hat die technischen Voraussetzungen zur Umsetzung eines Stromabkommens weitgehend erfüllt. Eine Teilnahme der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid am *Market Coupling* ist für den Handel *Day-Ahead* und (zukünftig) *Intraday* ohne weiteres möglich.⁹² Schweizerische Grenzkapazitäten werden heute bereits mittels impliziter Auktion – freilich rein privatrechtlich vereinbart und in einem weniger leistungsfähigen Mechanismus – vergeben, und die Schweiz hat den Willen zur weitergehenden Teilnahme an Projekten der *early implementation* bekundet.⁹³ Rechtlich hat die Schweiz die für ein Abkommen erforderliche Angleichung an die Regelungen des dritten Binnenmarktpakets weitgehend – und mit der gewichtigen Ausnahme der vollen Marktöffnung – vorgenommen.

Die existierenden Hürden für den Abschluss eines Stromabkommens sind primär politischer Natur. Indem die EU den Abschluss eines Stromabkommens zwingend mit einem Rahmenabkommen über institutionelle Fragen verknüpfen und die Umsetzung der Initiative gegen die Masseneinwanderung abwarten will, erhöht sie den politischen Preis eines Verhandlungsabschlusses für die Schweiz substantiell. In diesem Zusammenhang ist relativ offensichtlich, dass für die EU eine Lösung in den grundlegenden Bereichen der Institutionen und der Personenfreizügigkeit im Vordergrund steht. Dieselben Hindernisse im Vertragsabschluss würden sich also auch bei anderen Marktzugangsabkommen (z.B. dem angestrebten Finanzdienstleis-

⁹¹ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Krisenfeste Energieunion, S. 11.

⁹² SWISSGRID, Market Coupling, S. 2.

⁹³ Bereits 2011 hat die Schweiz ein Beitritts-gesuch zu einem der regionalen Projekte der *early implementation*, dem Central Western Electricity (CWE) Market Coupling, gestellt (SWISSGRID, Geschäftsbericht 2011, S. 12).

tungsabkommen) stellen. Insofern ist im Bereich der institutionellen Fragen eine Gesamtschau dahingehend vonnöten, was auf dem bilateralen Weg in Sachen Marktzugang zukünftig noch erreicht werden kann. Für den Bereich der Personenfreizügigkeit muss diese Gesamtschau offensichtlich auch mit Blick auf die bestehenden Vertragswerke erfolgen.

Die Schweiz wird sich in diesem Zusammenhang sorgfältig mit der Frage auseinandersetzen müssen, ob die gesamtwirtschaftlichen Vorteile neuer bilateraler Abkommen, unter Einschluss der gewonnenen Rechtssicherheit und allenfalls zusätzlicher Einflussmöglichkeiten auf übernationaler Ebene, in einem ausgewogenen Verhältnis zu den Einbussen an nationaler Souveränität in den verschiedenen betroffenen Bereichen stehen.⁹⁴

⁹⁴ Angesichts der aktuellen politischen Auseinandersetzungen im Zusammenhang mit der Volksinitiative «Schweizer Recht statt fremde Richter (Selbstbestimmungsinitiative)» und der teilweise heftigen Kritik an der dynamischen Auslegung der EMRK durch den EGMR ist zum Souveränitätsbegriff eine Erklärung anzubringen. Das klassische Völkerrecht versteht die staatliche Souveränität an sich immer noch als Nicht-Unterworfenheit unter eine höhere Instanz. Als Folge der Globalisierung und insbesondere des europäischen Integrationsprozesses hat der völkerrechtliche Souveränitätsbegriff jedoch Differenzierungen erfahren. So sieht die Lehre in der Übertragung hoheitlicher Kompetenzen an supranationale Gremien nicht ausschliesslich einen Machtverlust, sondern weist darauf hin, dass die «gesamthänderische Teilhabe des einzelnen Staates an vergemeinschafteten Kompetenzen» und die gegenseitige Bindung an übergeordnete Rechtsregeln in gewissem Sinne einen kompensatorischen Ausgleich darstellen können. Vgl. HOBEL, S. 40 f.; HERDEGEN, § 28 N 1 ff. In der Schweiz wird sich eine allgemein akzeptierte Anschauung dazu wohl erst entwickeln müssen.

3. Auswirkungen ohne Stromabkommen

Eine ausbleibende rechtliche Vereinbarung hat jeweils differenzierte faktische Auswirkungen, und zwar sowohl hinsichtlich der oben vorgestellten Themenfelder als auch hinsichtlich der jeweils involvierten Akteure (kleine und grosse Stromendverbraucher, Unternehmen der Schweizer Elektrizitätswirtschaft, etc.). Diese Auswirkungen werden nachfolgend abgeschätzt.

3.1. Netzkodizes des Energiebinnenmarktes

Die europäische Verordnung CACM lässt im grenzüberschreitenden Stromhandel eine Teilnahme der schweizerischen Übertragungsnetzbetreiberin am *Intraday-* und *Day-Ahead Market Coupling* nicht voraussetzungslos zu. Dafür verlangt ist nicht nur die Umsetzung der wichtigsten Rechtsvorschriften der EU für den Strommarkt, sondern auch ein Kooperationsabkommen im Strombereich.⁹⁵

Die Voraussetzung eines Kooperationsabkommens im Elektrizitätsbereich ist erst im Januar 2014 in den damaligen Entwurf der Verordnung CACM aufgenommen worden.⁹⁶ Sie ist Teil der sogenannten *governance guideline*, welche seitens der Europäischen Kommission in den Entwurf eingearbeitet wurde, nachdem dieser auf technischer Ebene von ACER und ENTSO-E fertiggestellt worden war. Die Voraussetzung eines Abkommens war entsprechend nicht Teil der öffentlichen Beratung (sog. *public consultation*)⁹⁷, welche die Europäische Kommission (Generaldirektion Energie) im Vorfeld der Formulierung der *governance guideline* durchgeführt hatte. Auch der Input der AESAG working group (ACER Electricity Stakeholders Advisory Group⁹⁸) zum Ergebnis der öffentlichen Beratung enthielt nicht die

⁹⁵ Art. 1 Abs. 4 Verordnung CACM.

⁹⁶ EUROPÄISCHE KOMMISSION, network code CACM, Teil II, Art. GC 8.

⁹⁷ EUROPÄISCHE KOMMISSION, public consultation.

⁹⁸ Mit Vertretern von ACER, Europex (Verband der Europäischen Energiebörsen), ENTSO-E und der den Vorsitz führenden Europäischen Kommission.

Voraussetzung eines Abkommens für die Teilnahme von Drittstaaten am *Market Coupling*, sondern wirkte lediglich auf die Implementierung der wesentlichen Rechtsvorschriften des EU-Elektrizitätsmarktes hin.⁹⁹ Letztere Voraussetzung sichert das technische Funktionieren des *Market Coupling*; ein Abkommen ist dafür streng genommen nicht erforderlich. Selbst wenn die EU dabei lediglich die Kohärenz ihres Rechtsrahmens wahren wollte, könnte man aus Schweizer Sicht den entsprechenden Art. 1 Abs. 4 Verordnung CACM als rein politisch motivierte Teilnahmevoraussetzung sehen.¹⁰⁰ Es ist davon auszugehen, dass das Erfordernis eines Abkommens auch Bestandteil künftiger weiterer Netzkodizes wird, weshalb die Schweiz ohne Stromabkommen auch deren Teilnahmevoraussetzungen nicht erfüllen wird.

In Bezug auf die Verordnung CACM bedeutet dies für die Schweiz, dass Energie und Transportkapazitäten im *Day-Ahead* Markt an ihren Grenzen weiterhin separat gehandelt werden (sog. explizite Auktion¹⁰¹). Dies stellt zumindest kurzfristig nicht eine Verschlechterung des *status quo* dar, sondern das Beibehalten desselben. Die Abwicklung des Stromhandels an den Schweizer Grenzen wird also nicht, wie seitens des Bundesrates geäußert¹⁰², aufwändiger; vielmehr nimmt man nicht an einer mittels *Market Coupling* vereinfachten Abwicklung teil.¹⁰³

⁹⁹ «...may be opened to third countries which are coupled on the condition that the applicable national law implements the main provisions of the EU electricity market legislation» (AESAG, Input, S. 6); so auch EFET, Comments, S. 12.

¹⁰⁰ Dies zeigt auch, dass die Generaldirektion Energie den (interimistischen) Abschluss eines Elektrizitätsabkommens befürwortete, jedoch (gemäss STRAHM, Tagesanzeiger vom 30.06.2015) die EU-Aussendirektion hiergegen opponierte, um den Druck auf die Schweiz zu manifestieren. Letzten Endes dürfte diese harte Haltung heute auch die Position der Gesamtkommission widerspiegeln.

¹⁰¹ ERDMANN/ZWEIFEL, S. 331; eine Darstellung des Ablaufs grenzüberschreitenden Stromhandels mit expliziter Auktion der Transportkapazitäten findet sich bei BOOZ & CO et al., S. 97 und bei SWISSGRID, *Market Coupling*, S. 2 f.

¹⁰² BUNDESRAT, Interpellation 14.4175.

¹⁰³ International tätige Händler, die sowohl über Schweizer Grenzen als auch EU-Binnengrenzen hinweg tätig sind, müssen zukünftig freilich sowohl für implizite wie auch explizite Auktionen gerüstet sein. Zudem könnten die relativen

Das kürzlich erfolgte Inkrafttreten der Verordnung CACM könnte sich allerdings auf die bestehende Teilnahme der Schweiz an der impliziten Zuweisung von Kapazitäten im *Intraday*-Markt auswirken. Dieses seit 2013 im Rahmen der *early implementation* stattfindende «*Market Coupling*»¹⁰⁴ könnte möglicherweise durch die europäischen Vertragspartner – auf Druck der EU – mit der Begründung beendet werden, die Kopplung verstosse gegen die Regelungen der Verordnung CACM.¹⁰⁵ Ob und in welchem Umfang die Schweiz Weiterentwicklungen des CACM wird nachvollziehen können, ist ebenfalls unklar. Eine längerfristige Planung des Unterhalts, des Ausbaus sowie der Bewirtschaftung der investitionsintensiven Produktionsanlagen in der Schweiz gestaltet sich vor dem Hintergrund dieser Rechtsunsicherheiten für die Unternehmen der schweizerischen Energiewirtschaft als schwierig.¹⁰⁶

3.1.1. Markteffizienz

Weil *Market Coupling* eine simultane Allokation von Elektrizität und Transportkapazität ermöglicht, werden zu jeder Zeit die an den Marktgrenzen vorhandenen Übertragungskapazitäten besser ausgenutzt.¹⁰⁷ Die gesteigerte Kapazitätsausnutzung soll deshalb die Markteffizienz und Versorgungssicherheit erhöhen.¹⁰⁸ Dass die Schweiz wohl auch mittelfristig nicht am *Market Coupling* partizipiert, erscheint allerdings aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, zumindest in

Kosten steigen, wenn die CASC-Plattform für explizite Auktionen nur noch die Schweizer Grenzen abwickeln muss.

¹⁰⁴ Für Hinweise zur Ausgestaltung siehe Kapitel 2.3.1., namentlich Fn. 58.

¹⁰⁵ In einem noch Ende Mai 2015 seitens ACER veröffentlichten Bericht findet sich nur der Hinweis, dass die Schweiz an der Implementierung der Intraday-Lösung teilnimmt, eine allfällige Beendigung dieser Teilnahme wird allerdings noch nicht erwähnt (ACER, ERI Progress Report #2, S. 7).

¹⁰⁶ Gerade aus Pumpspeichieranlagen erzeugte Energie eignet sich aufgrund der kurzen Anlaufzeiten gut für die Vermarktung im Intraday-Handel. Der Bau der entsprechenden Kraftwerke ist jedoch mit sehr hohen, auf einen langfristigen Zeithorizont von ca. 80 Jahren ausgerichteten Investitionen verbunden.

¹⁰⁷ JOHN, S. 1.

¹⁰⁸ BOOZ & CO et al., S. 100 ff.; SWISSGRID, *Market Coupling*, S. 4.

naher Zukunft, noch nicht als besonders nachteilig. Der durch *Market Coupling* erzielbare Nutzen ist gemäss einem für die Europäische Kommission erstellten Bericht zwar beträchtlich, jedoch im Vergleich zum totalen Wert des Grosshandelsumsatzes klein.¹⁰⁹

Ob das *Market Coupling* sein Potential zu Effizienz- und wohl auch Kapazitätssteigerungen realisieren kann, ist von rechtlichen und tatsächlichen Gegebenheiten an den bestehenden Schweizer Grenzkuppelstellen abhängig. Rechtlich ist ein Teil der Kapazität heute für grenzüberschreitende Stromflüsse aus bestehenden Langzeitlieferverträgen reserviert¹¹⁰ und steht für die implizite Auktion nicht zur Verfügung.¹¹¹ Diese Reservierungen sollen mit dem Stromabkommen aber dahinfallen. In tatsächlicher Hinsicht gibt die inländische Netzbelastbarkeit die Menge der Grenzkapazitäten vor, weswegen der absolute Optimierungsspielraum an den Schweizer Grenzen aufgrund der bestehenden hohen Belastung im inländischen Schweizer Übertragungsnetz begrenzt sein dürfte.¹¹²

Eine durch *Market Coupling* verbesserte Markteffizienz hätte überdies erhöhte Stromtransitmengen zur Folge¹¹³, was die Gewährleistung der Netzstabilität durch die schweizerische Übertragungsnetz-

¹⁰⁹ BOOZ & CO et al., S. 95.

¹¹⁰ Zum so entstehenden rechtlichen Kapazitätsengpass SCHNEIDER, Regulierungsrecht, S. 556 m.w.H.

¹¹¹ Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben die Berücksichtigung dieser historisch bedingten Altrechte im Rahmen der Nutzung von Kuppelkapazität (auch für die Produktion aus den sogenannten Grenzkraftwerken) zum Jahresende 2014 allerdings aufgehoben (Informationen seitens TransnetBW, Amprion und Swissgrid auf entsprechende Nachfrage sowie ELCOM, Tätigkeitsbericht 2014, S. 35). Die Langzeitlieferverträge sind daher ebenfalls Gegenstand der Verhandlungen mit der EU (EDA/DEA, Strom/Energie, S. 1); ob in diesem Zusammenhang Schadenersatzzahlungen geltend gemacht wurden, ist nicht bekannt. Die französische Übertragungsnetzbetreiberin gewährt derzeit noch den entsprechenden Vorrang (Information seitens ALPIQ als Inhaberin entsprechender Altrechte und Swissgrid auf entsprechende Nachfrage).

¹¹² Gemäss Swissgrid ist das Netz immer wieder «am Anschlag» (SWISSGRID, Netz 2025, S. 31).

¹¹³ ENTSO-E, CCS Regional Investment Plan 2014, S. 59.

betreiberin erschwert.¹¹⁴ Dies ungeachtet dessen, dass die Belastbarkeit der nationalen Übertragungsnetze in die Berechnungen zur Zuteilung von Übertragungskapazitäten einfließt.¹¹⁵ Es ist anzunehmen, dass die Kapazitäten des Schweizer Übertragungsnetzes zur vollständigen Realisierbarkeit der durch *Market Coupling* erzielbaren Effizienzvorteile zusätzlich erweitert werden müssten¹¹⁶, wobei diese Ausbauten aus den Auktionserlösen finanziert werden. Eine Verrechnung der hierdurch entstehenden Kosten mit den Effizienzvorteilen aus dem *Market Coupling* erscheint schwierig.

Angesichts der ohnehin schon hohen Stromtransitflüsse durch die Schweiz liegt eine höhere Auslastbarkeit der Grenzkuppelstellen vor allem im Interesse der EU und Deutschlands.¹¹⁷ Im Jahresbericht von ACER von 2012 findet sich dagegen die Feststellung, aus dem *Market Coupling* könne für die Schweiz ein grosser volkswirtschaftlicher Nutzen resultieren.¹¹⁸ Zu diesem Ergebnis kommt auch eine seitens EPEX (*European Power Exchange*) und Swissgrid erarbeitete Studie, die darüber hinaus hohe finanzielle Einsparungen durch eine Marktkoppelung in Aussicht stellt.¹¹⁹ Konkret könnte gemäss Swissgrid durch *Market Coupling* jährlich ein zweistelliger Millionenbetrag eingespart werden.¹²⁰

¹¹⁴ WEBER/KRATZ, Stromversorgungsrecht, § 3 N 35 f. m.w.H.

¹¹⁵ Art. 21 Abs. 1 lit. a Verordnung CACM.

¹¹⁶ So in Bezug auf die europaweit realisierbaren Effizienzvorteile aus dem *Market Coupling* auch CONNECT, Leitstudie Strommarkt, S. 63: «Die grundlegende Voraussetzung für die Realisierung der Effizienzpotentiale ist jedoch die Verfügbarkeit physischer Übertragungskapazitäten und ihre effiziente Bewirtschaftung. Vor diesem Hintergrund sind der europäische Netzausbau und ein europäisch koordinierter Netzbetrieb von zentraler Bedeutung.»

¹¹⁷ KOCH ET AL, S. 1.

¹¹⁸ ACER, Annual Report 2012, S. 83: Hier ist der angenommene «loss of social welfare» für den Zustand ohne *Market Coupling* an beispielsweise der schweizerisch-deutschen Grenze für 2012 mit knapp EUR 40 Mio. angegeben. Gemäss SCRUZZI, NZZ vom 3. September 2015, schätzten die europäischen Regulierungsbehörden die europaweiten Verluste ohne *Market Coupling* zunächst auf EUR 400 Mio., wovon EUR 140 Mio. auf die Schweizer Grenzen entfallen sollten; letztere Zahl sei jedoch zu hoch.

¹¹⁹ RÜTI, Koppelung des Schweizer Strommarktes.

¹²⁰ WEINGARTNER, S. 12.

Wie sich dieser volkswirtschaftliche Nutzen und die finanziellen Einsparungen genau darstellen, ist – abgesehen von allgemeinen Feststellungen wie derjenigen, Marktmechanismen zufolge führe die steigende Ausnutzung der Netzkapazität zu tendenziell tieferen Kosten¹²¹ – den öffentlich zugänglichen Quellen nicht zu entnehmen. Es ist anzunehmen, dass als volkswirtschaftlicher Nutzen primär die durch *Market Coupling* allenfalls erzielbare Preisangleichung mit dem Ausland ins Gewicht fällt.¹²² Für die EU als Ganzes ist ein solcher Nutzen denkbar; hier stehen nicht einzelstaatliche Interessen im Vordergrund, sondern die durch *Market Coupling* ermöglichte Steigerung der Wohlfahrt der gesamten Region.¹²³ In den Verhandlungen um ein Stromabkommen hat die Schweiz jedoch auf ihr einzelstaatliches Interesse zu fokussieren: In dieser Hinsicht dürfte der Nutzen für die schweizerische Volkswirtschaft alleine eher niedrig ausfallen. ENTSO-E schätzt die durch ein EU-weit implementiertes *Market Coupling* realisierbaren Einsparungen pro Person und Jahr auf drei bis acht Euro.¹²⁴ Der dieser Schätzung zugrundeliegende Bericht begründet die Einsparung vor allem mit zwei Faktoren: mehr grenzüberschreitender Handel aufgrund optimaler Ausnutzung der Grenzkuppelstellen und Unterbindung des Energieflusses entgegen der Richtung der Preisdifferenz billig-teuer (*Flow Against Price Differential, FAPD*).¹²⁵ Allfällig erforderliche Investitionen bzw. Mehraufwendungen sind nicht eingerechnet. Auch Swissgrid kann die Höhe des durch *Market Coupling* erzielbaren volkswirtschaftlichen Nutzens für die Schweiz nicht präzise voraussagen.¹²⁶

¹²¹ WEINGARTNER, S. 12.

¹²² Wobei auch dieser Nutzen vollständig nur bei ausreichender Netzkapazität erreicht werden kann, siehe die Hinweise in Fn. 52.

¹²³ JOHN, S. 2: «Für die gesamte Region resultiert daher immer ein volkswirtschaftlicher Nutzen».

¹²⁴ STASCHUS, Folie 11 unter Berufung auf BOOZ & CO et al., wo es auf S. 3 heisst: «...the benefits of the integration due to market coupling ... across the EU ... will be ... about €5 to €8 per capita per year.»

¹²⁵ BOOZ & CO et al., S. 100 ff.

¹²⁶ SWISSGRID, *Market Coupling*, S. 4; so auch SCRUIZZI, NZZ vom 3. September 2015, wonach die Kalkulationen derzeit überarbeitet würden.

Von einer Nichtteilnahme am *Market Coupling* sind in der Schweiz zunächst diejenigen Unternehmen betroffen, welche stark im Stromhandel und -export engagiert sind. Immerhin dürften grössere Stromhändler dank Niederlassungen in EU-Mitgliedstaaten mögliche negative Auswirkungen eines fehlenden Stromabkommens teilweise abfedern können. Für die Betreiber der schweizerischen Pumpspeicherkraftwerke ist ein freier europäischer Marktzugang vor allem mit Blick auf die Planbarkeit der Bewirtschaftung ihres Produktionsportfolios und die Möglichkeit zum kurzfristigen Angebot ihrer produktionsseitigen Flexibilitäten von Bedeutung (z.B. im Markt für Regenergie). Ohne gleichberechtigten Marktzugang könnte die Schweiz als Produktionsstandort also weniger attraktiv werden. Kleinere Elektrizitätsversorgungsunternehmen ohne Niederlassung in der EU (z.B. Stadtwerke) und Stromgrossverbraucher im freien Markt, welche Strom primär aus dem Ausland importieren, monieren zudem, dass die Kosten der Auktionen für Grenzkapazitäten verhältnismässig hoch seien.¹²⁷

3.1.2. Europäische Kapazitätsmechanismen

Der Bundesrat geht davon aus, dass die Schweizer Stromwirtschaft ohne Stromabkommen kaum an allfällig zu schaffenden, europäischen Kapazitätsmechanismen¹²⁸ teilnehmen kann.¹²⁹ Derzeit bestehen auf Ebene der EU keine Kapazitätsmechanismen; allerdings fin-

¹²⁷ SCRUIZZI, NZZ vom 3. September 2015, mit Verweis auf Aussagen der Stadtwerke Winterthur und des Stahlwerks Gerlafingen.

¹²⁸ Bei Kapazitätsmechanismen handelt es sich um Massnahmen zur Sicherstellung der Stromversorgung, die vor allem aufgrund der stochastischen Einspeisung von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen als notwendig erachtet werden. Der Kerngedanke der Mechanismen ist eine zusätzliche Vergütung von installierter und bereitgehaltener Kapazität. Es gibt unterschiedliche Modelle, wie beispielsweise mengenmässige Kapazitätzahlungen oder strategische Reserven. Eine Übersicht bietet: EUROPÄISCHE KOMMISSION, Kapazitätsmechanismen; zu Zielen und Optionen der Ausgestaltung siehe: CONNECT, Leitstudie Strommarkt, S. 108 ff.

¹²⁹ BUNDESRAT, Interpellation 14.4175. So auch SCRUIZZI, NZZ vom 3. September 2015, unter Verweis auf Aussagen der BKW.

den sich solche in einigen Mitgliedstaaten.¹³⁰ Vor der Einführung von Kapazitätsmechanismen verlangt die EU-Kommission einen Nachweis von Marktversagen.¹³¹ Vorrangig seien die Verbindungsleitungen¹³² zu den Nachbarländern auszubauen, sowie Massnahmen zur Laststeuerung und zur Steigerung der Energieeffizienz voranzutreiben.¹³³ Bei der Formulierung solch restriktiver Voraussetzungen ist mit der Einführung eines EU-weiten Kapazitätsmarktes in naher Zukunft eher nicht zu rechnen. Daraus zukünftig allenfalls entstehende Nachteile für die Schweizer Stromwirtschaft können daher noch nicht abgeschätzt werden. Für die Teilnahme der Schweiz an einzelstaatlichen Kapazitätsmechanismen ist ein Stromabkommen mit der EU nicht erforderlich.

3.1.3. Transit-Entschädigungen

Durch Effizienzsteigerungen mittels *Market Coupling* und einen allfälligen Ausbau der Kuppelkapazitäten könnten die Transitmengen, die durch die Schweiz geleitet werden, erhöht werden. Durch diesen Stromtransit werden Kapazitäten im schweizerischen Übertragungsnetz belegt und sog. Wirkverluste verursacht. Für die hieraus entstehenden Kosten wird Swissgrid aus dem sogenannten ITC-Fonds (*Inter Transmission System Operator Compensation-Fonds*) entschädigt. Rechtliche Basis für diese Entschädigung (ITC-Ausgleich) ist das seitens Swissgrid im Jahr 2009 unterzeichnete *ITC-Agreement* (dessen Inhalt nicht öffentlich ist¹³⁴) in Verbindung mit der ITC-Leitlinienverord-

¹³⁰ So bspw. in Grossbritannien (beihilferechtlich genehmigt seitens der Europäischen Union [EUROPÄISCHE KOMMISSION, Staatliche Beihilfen, EU-Kommission genehmigt britische Beihilferegulierung zur Stromerzeugung, Pressemitteilung vom 23. Juli 2014, abrufbar unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_de.htm]) und Frankreich (Informationen der französischen Übertragungsnetzbetreiberin: RTE, Capacity Market in France). Für einen Überblick MEISTER, Kapazitätsmärkte, abrufbar unter <http://www.avenir-suisse.ch/>.

¹³¹ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, Ziffer III.

¹³² EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt, Ziffer IV.

¹³³ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Krisenfeste Energieunion, S. 7.

¹³⁴ Zum Nachweis siehe z.B. Verfügung der ElCom 212-00062 vom 28. November 2013 m.w.H. betreffend der Entscheidungen des BVGer zur Kostentragungs-

nung 838/2010. Der ITC-Ausgleich besteht aus zwei Kompensationskomponenten: Eine nach der *With-and-Without-Transit* (WWT) Methode vorgenommene Wirkverlust-Kompensation¹³⁵ sowie eine Infrastrukturkostenabgeltung.¹³⁶

Der ITC-Ausgleich der Schweiz wird proportional zum Anteil derjenigen Kapazitäten gemindert, deren Zuweisung ohne eine Versteigerung erfolgt (also die durch Langzeitlieferverträge reservierten Kapazitäten¹³⁷). Diese Regelung wird bereits seit mehreren Jahren praktiziert und findet sich auch im europäischen Recht.¹³⁸ In den Jahren 2012 und 2013 betraf die resultierende Reduktion der Entschädigung immerhin gut ein Viertel der durch die Schweiz fließenden Gesamttransitmenge.¹³⁹ Von dieser Reduktion sind auch EU-Mitgliedstaaten¹⁴⁰ betroffen. Da die reservierten Kapazitäten mit einem

pflicht für sogenannte ITC Mindererlöse, deren Anlastung an die Vertragsparteien der Langzeitlieferverträge nach Art. 17 Abs. 2 StromVG die ElCom angeordnet hatte (aufgehoben durch BVGer A-2844/2010 vom 20. März 2013).

¹³⁵ Die Höhe der Verluste in einem nationalen Übertragungsnetz wird ermittelt durch die Berechnung der Differenz zwischen der Höhe der tatsächlichen Verluste in dem Übertragungsnetz im relevanten Zeitraum und der geschätzten Höhe der Verluste im Übertragungsnetz, die ohne Stromtransite im relevanten Zeitraum zu verzeichnen gewesen wäre (Anhang Teil A Ziffer 4.2 ITC-Leitlinienverordnung 838/2010).

¹³⁶ Anhang Teil A, Ziffer 1.2 ITC-Leitlinienverordnung 838/2010. Der Ausgleich für Verluste in den nationalen Übertragungsnetzen infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse wird getrennt von dem Ausgleich für die Kosten berechnet, die durch die Bereitstellung der Infrastruktur zur Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse verursacht werden (Anhang Teil A, Ziffer 4.1 ITC-Leitlinienverordnung 838/2010).

¹³⁷ Diese Reservation wird seitens der deutschen Übertragungsnetzbetreiber seit Ende 2014 nicht mehr berücksichtigt (siehe Fn. 111), woraus wohl eine Erhöhung des ITC-Ausgleichs für die schweizerische Übertragungsnetzbetreiberin ab dem Jahr 2015 resultieren wird.

¹³⁸ «Die Engpassmanagementmethoden sind marktorientiert, um einen effizienten grenzüberschreitenden Handel zu erleichtern. Zu diesem Zweck erfolgt die Kapazitätsvergabe nur durch explizite (Kapazitäts-)Auktionen oder durch implizite (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen ...» (Art. 1 i.V.m. Anhang, Teil A, Ziffer 1.6 ITC-Leitlinienverordnung 838/2010 mit Verweis auf Anhang 1, Ziffer 2.1 StromhandelsVO 714/2009).

¹³⁹ ACER, ITC Report 2013, Annex Table 1; ACER, ITC Report 2012, Annex Table 2.

¹⁴⁰ Frankreich, Deutschland und Italien (ACER, ITC Report 2013, S. 10).

Stromabkommen wegfallen würden, könnte die Schweiz im Hinblick auf den ITC-Ausgleich insgesamt wohl Verbesserungen erzielen, wobei der Wegfall der Reservierungen einzelne Marktakteure natürlich negativ treffen kann.

Für Kosten, die der Schweiz durch erhöhte Stromtransitflüsse (mit versteigerten Kapazitäten) entstehen könnten, erhielte sie jedoch entsprechende Ausgleichszahlungen. Die durch *Market Coupling* (und einen allfälligen Ausbau der Kuppelkapazitäten) erzielbare Erhöhung der Transitmengen und -kosten sollte sich aufgrund der Anpassung des ITC-Ausgleichs daher neutral auswirken. Bereits bei den aktuellen Transitmengen macht die schweizerische Übertragungsnetzbetreiberin allerdings geltend, dass der ITC-Ausgleich nicht den tatsächlichen Verlusten entspreche.¹⁴¹ Diese Problematik könnte sich durch eine Steigerung des Stromtransits verschärfen.

Am ITC-Mechanismus teilnehmende Übertragungsnetzbetreiber ausserhalb der EU sind gemäss europäischem Recht gleich zu behandeln wie diejenigen der Mitgliedstaaten.¹⁴² Sichergestellt wird dies im Rahmen der Aufsicht über die Implementierung des ITC-Ausgleichs von ACER.¹⁴³ Zwar würde die Schweiz bei Abschluss eines Stromabkommens allenfalls Mitglied bei ACER und erhielte damit ein Mitspracherecht bei der Verteilung der Wirkverlust-Kompensation.¹⁴⁴ Wie stark die damit verbundene Möglichkeit der Interessenwahrung für die Schweiz angesichts der grossen Anzahl der betei-

¹⁴¹ ELCOM, Tätigkeitsbericht 2010, S. 33; STEINMANN, Perspektive, abrufbar unter <<http://www.esc.ethz.ch>>.

¹⁴² Anhang Teil A, Ziffer 2.2, drittes Lemma ITC-Leitlinienverordnung 838/2010.

¹⁴³ Anhang, Teil A, Ziffer 1.4 ITC-Leitlinienverordnung 838/2010. Der ITC-Mechanismus soll revidiert werden, wofür freilich die Europäische Kommission und nicht ACER zuständig ist.

¹⁴⁴ So wird insbesondere geltend gemacht, dass die Schweiz mit einem Stromabkommen auch bei der Gestaltung der Flow-Based-Algorithmen mitwirken könnte, mit denen die Grenzkapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC) unter CACM neu errechnet werden. Die der Schweiz zurechenbare Erlöse wären tiefer, wenn die unter diesen Algorithmen errechneten Stromflüsse nahelegen würden, dass die NTC an der Schweizer Grenze tiefer anzusetzen sei.

ligten Länder tatsächlich wäre, ist jedoch nicht abschätzbar.¹⁴⁵ Die Datenlage zum ITC-Ausgleich ist insgesamt intransparent. Das ITC-Agreement selbst ist nicht öffentlich; deshalb sind nähere Informationen zur Entscheidungsfindung innerhalb von ACER hinsichtlich der Verteilung der Mittel (für den entsprechenden Vorschlag an die Kommission) sowie zum Einbezug der Übertragungsnetzbetreiber der Mitgliedstaaten in diesen Entscheidungsprozess kaum erhältlich. Die Bedeutung der absoluten Beträge, welche die Schweiz derzeit als ITC-Ausgleich erhält (für Transite im Jahr 2013: EUR 22.9 Mio.¹⁴⁶), erscheint mit Blick auf die Gesamtwirtschaft als offensichtlich gering.¹⁴⁷ Eine Einschätzung der ökonomischen Vorteile, die der Schweiz durch ein Stromabkommen in Bezug auf den ITC-Ausgleich entstehen könnten, ist darüber hinaus nicht möglich.

3.1.4. Angleichung des Strom(-grosshandels-)preises

Die EU will mit dem *Market Coupling* auch die Strom-Grosshandelspreise in ihren Mitgliedstaaten angleichen. Die ersten Erfahrungen im Rahmen der *early implementation* zeigen, dass dies in den teilnehmenden Ländern tendenziell erreicht wird.¹⁴⁸ Der Stromgrosshandelspreis war in den vergangenen Jahren in Deutschland meist tiefer als in der Schweiz, in Italien hingegen höher.¹⁴⁹ Die Schweizer Preise

¹⁴⁵ MEISTER, Stromabkommen, abrufbar unter <<http://www.avenir-suisse.ch/>>; zur schwindenden Einflussnahmemöglichkeit der Nationalstaaten im Rahmen der europäischen Regulierung siehe: DU BUISSON/DESSAU, N 2.

¹⁴⁶ ACER, ITC Report 2013, S. 14.

¹⁴⁷ Zum Vergleich: Die Ausgaben der Endverbraucher für Elektrizität betrugen 2007 rund 8,3 Mrd. CHF (CRATAN, S. 111).

¹⁴⁸ ENTSO-E, Bidding Zones, S. 21: Darstellung am Beispiel der Grosshandelspreise vor und nach der Koppelung des ungarischen Marktes an denjenigen der Tschechischen Republik und der Slowakei. Vor der Koppelung glichen sich die Day-Ahead Preise in 1% der Zeit, nach der Koppelung in 50% der Zeit. Nach Einführung des Trilateralen Market Coupling Niederlande-Belgien-Frankreich waren die Preise in den drei Regionen in 70% der Zeit identisch (BOOZ & CO et al., S. 66 f. m.w.H.). Zur eintretenden Preiskonvergenz siehe auch LINTZEL/DIEM, § 13 N 32 f.; OGGIONI/SMEERS, S. 76; RITZAU/SCHUFFELEN, N 19; GLACHANT, S. 2.

¹⁴⁹ ENTSO-E, Bidding Zones, S. 20.

würden im Zuge der Angleichung aber vermutlich sinken.¹⁵⁰ Höhere Grosshandelspreise in Italien könnten sich zwar preisstärkend auswirken. Allerdings ist der hierfür erforderliche grenzüberschreitende Handel durch die geringen Kuppelkapazitäten an der schweizerisch-italienischen Grenze determiniert¹⁵¹; der preisstärkende Effekt schlägt hier entsprechend nicht durch.¹⁵² Die eher sinkenden Grosshandelspreise wären aus Sicht der Schweizer Energiewirtschaft jedoch nachteilig, da diese bereits jetzt mit Gestehungskosten «kämpft», die über den (aktuellen, verzerrten) Grosshandelspreisen liegen.¹⁵³ Sinken die Grosshandelspreise weiter, können Investitionen in neue Kraftwerke allenfalls nicht mehr amortisiert werden.¹⁵⁴ Eine Stagnation des Kraftwerkbaus könnte wiederum negative Folgen für die Versorgungssicherheit in der Schweiz haben.¹⁵⁵

Grundsätzlich sollten mit den Grosshandelspreisen auch die Strompreise für die (kleinen) Endverbraucher sinken. Dies ist jedoch nicht zwingend der Fall, wie selbst die Europäische Kommission¹⁵⁶ einräumt. Gemäss ACER und CEER (*Council of European Energy Regula-*

¹⁵⁰ So auch MEISTER, Handel, abrufbar unter <<http://www.avenir-suisse.ch/>> und SCRUIZZI, NZZ vom 3. September 2015, der auf den starken Ausbau der Importkapazitäten an der Nordgrenze verweist.

¹⁵¹ Importkapazitäten der Schweiz aus Ländern mit einem vergleichsweise tiefen Strompreisniveau sind in Hochlastzeiten ausgeschöpft (ELCOM, Stromversorgungssicherheit 2014, S. 25).

¹⁵² Zum marktlimitierenden Effekt der begrenzten Kapazität siehe die Hinweise in Fn. 52 und WEINGARTNER, S. 12. Der Trend des Anstiegs der Preiskonvergenz hat sich in Deutschland in der jüngsten Vergangenheit angesichts des steigenden Anteils günstiger inländischer Stromerzeugung bei begrenzten Übertragungskapazitäten wieder umgekehrt: Deutschland kann nicht genug exportieren, um eine Preiskonvergenz herbeizuführen (CONNECT, Leitstudie Strommarkt, S. 49 f.).

¹⁵³ Gemäss ANDERSSON/BOULOUCHOS/BRETSCHGER, S. 35, werden zudem die Gestehungskosten der Wasserkraft, der Kernkraft und der thermisch-konventionellen Stromerzeugung bis 2050 nicht sinken. OCHOA/VAN ACKERE, S. 526 und 534, schlagen zum Ausgleich dieser negativen Folgen von Market Coupling die Einführung von Kompensationsmechanismen vor.

¹⁵⁴ OCHOA/VAN ACKERE, S. 534; vgl. auch TRINKNER/SCHERRER, S. 60; EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energy prices, S. 27 f.

¹⁵⁵ CONSENTEC/EWI/IAEW, S. 11; WALTHER, Energieversorgungssicherheit, S. 132 m.w.H.; HAUCAP/KLEIN/KÜHLING, S. 101.

¹⁵⁶ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Krisenfeste Energieunion, S. 3.

tors) ist die Verbindung zwischen Grosshandels- und Endkundenpreisen noch immer schwach; Endkundenpreise spiegelten oft nicht die gesunkenen Grosshandelspreise wieder.¹⁵⁷ Die Strompreise für Endkonsumenten in Europa sind in den vergangenen Jahren vielmehr gestiegen¹⁵⁸, da die sinkenden Grosshandelspreise durch eine signifikante Steigerung der Abgaben für erneuerbare Energien übertroffen wurden.¹⁵⁹ Auch in der Schweiz sind die Strompreise kleiner Endverbraucher im Jahr 2015 im Total gestiegen – trotz gefallener Grosshandelspreise.¹⁶⁰ Diese Preiserhöhungen werden ebenfalls durch den Anstieg der Abgaben für erneuerbare Energien (kostendeckende Einspeisevergütung, KEV) mitverursacht.¹⁶¹ Freilich sind Schweizer Elektrizitätsversorger aufgrund der unvollständigen Marktöffnung auch

¹⁵⁷ ACER/CEER, market monitoring report 2013, N 245. Einen Überblick über die im Vergleich zum Jahr 2013 in 2014 gesunkenen Grosshandelspreise in Westeuropa (Schweiz: -18%) gibt RTE, Electricity Report 2014, S. 32.

¹⁵⁸ Die Problematik hoher Endenergiepreise erkennt auch die Europäische Kommission: «In the EU on average, household electricity prices have risen 4% a year ... (2008-2012)» (EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energy prices and costs, S. 4; siehe auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, Stromverbundziel, S. 1). «Since the in-depth review in 2008, the EC found that at wholesale level, electricity prices have been falling by one-third, while retail electricity prices for households have increased by 4% per year and industry prices by 3.5% per year, largely compensating for the declining wholesale levels» (BEYER/LEKOVIC, xiii). Für einen tabellarischen Überblick IEA/OECD, IEA Statistics Q4/2014, S. 29. Zur Verteuerung des Stroms für Verbraucher in Deutschland HAUCAP/KLEIN/KÜHLING, S. 107.

¹⁵⁹ ACER/CEER, market monitoring report 2013, N 42 – hier wurden die entsprechenden Endkundenpreise in den Hauptstädten von Slowenien, Irland, Deutschland und Österreich in Verhältnis zu den gesunkenen Grosshandelspreisen in 2013 verglichen. Siehe auch EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energy prices and costs, S. 6 und 8: «levies for financing energy and climate policies [...as a component of energy prices...] have seen the greatest increase since 2008 [...energy cost elements have seen the smallest increase...] and now constitute the largest part of household electricity price in three Member States.»

¹⁶⁰ ELCOM, Strompreise 2015: Durchschnittlich steigende Tarife für Haushalte und mittlere Betriebe, Medienmitteilung, 4. September 2014, abrufbar unter <<https://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=54336>>. In der vorliegenden Schrift wird vom tatsächlich zu bezahlenden Stromtarif ausgegangen, der sich aus den Komponenten Elektrizität, Netznutzung sowie kantonalen und eidgenössischen Abgaben zusammensetzt; dazu SCHOLL, N 13.33 ff.

¹⁶¹ BFE, Strompreise 2015. Zum System der KEV HETTICH/WALTHER, S. 143 ff.

in der Lage, ihre (zu hohen) Gestehungskosten voll auf ihre «gefangenen» Kunden («feste Endverbraucher») zu überwälzen.¹⁶²

Der Bundesrat spricht von «höheren Preisen für die Schweizer Stromkunden» im Falle der Nicht-Teilnahme am *Market Coupling*.¹⁶³ Dass sich durch eine Nicht-Teilnahme am *Market Coupling* die Strompreise für die Schweizer Konsumenten im Vergleich zum *status quo* erhöhen, ist allerdings kaum prognostizierbar. Sicher werden die Schweizer Endverbraucher ohne *Market Coupling* aus einer allfällig möglichen Angleichung der Stromgrosshandelspreise (nach unten) keinen Nutzen ziehen. Wegen der schwachen Verbindung zwischen Grosshandels- und Endkundenpreisen werden jedoch auch EU-Endkunden (weiterhin) nicht oder nur bedingt von möglicherweise sinkenden Grosshandelspreisen profitieren. Demzufolge ist ein höherer Strompreis für Schweizer Endkunden allein durch die Nichtteilnahme an der Marktkopplung kaum robust prognostizierbar; vielmehr hängt der Strompreis noch von weiteren, schwer überblickbaren Faktoren ab.¹⁶⁴

3.2. Transeuropäischer Netzausbau

Derzeit befinden sich innerhalb der Unionsliste Netzausbauprojekte von gemeinsamem Interesse (*Projects of Common Interest, PCI*), die das Gebiet der Schweiz miteinbeziehen.¹⁶⁵ Dies unterstreicht das grundsätzliche Interesse der EU am Einbezug des Schweizer Übertragungsnetzes in die europäischen Netzausbaupläne. Ein Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten würde die möglichen Stromtransitmengen an den Schweizer Grenzen deutlich erhöhen. Dies wäre nicht nur in Anbetracht der gestiegenen Volatilität im europäischen Stromnetz zuzufolge

¹⁶² Art. 4 Abs. 1 StromVV i.V.m. Art. 6 StromVG.

¹⁶³ BUNDESRAT, Interpellation 14.4175. Der Bundesrat wollte hier offenbar mögliche Tendenzen aufzeigen und lässt offen, ob er von höheren Preisen als bisher in der Schweiz oder höheren Preisen im Vergleich zu EU-Stromkonsumenten ausgeht.

¹⁶⁴ Vgl. BUNDESRAT, Strompreisentwicklung, S. 23 ff.

¹⁶⁵ Siehe Kapitel 2.3.2.

der Einspeisung neuer erneuerbarer Energien von Nutzen.¹⁶⁶ Gemäss der EU Kommission ist bis 2020 gegenüber 2010 ca. 40% zusätzliche Übertragungskapazität erforderlich, um signifikante Vorteile aus der Integration von Energie aus variablen erneuerbaren Quellen ziehen zu können.¹⁶⁷ Der Einbezug der Schweiz macht auch angesichts der grossen Stromtransitmengen durch die Schweiz¹⁶⁸ (hauptsächlich nach Italien¹⁶⁹) Sinn für die EU, insbesondere für Deutschland.¹⁷⁰ So könnte der Ausbau der Verbindungsleitungen die preisangleichende Wirkung des *Market Coupling* für Italien¹⁷¹ potenzieren und zur Absenkung der (hohen) italienischen Stromgrosshandelspreise beitragen.¹⁷² Schliesslich könnte der Ausbau der Verbindungsleitungen zwischen der Schweiz und Italien auch einen Beitrag leisten, um das Stromverbundziel der EU in Höhe von 10% zu erreichen.¹⁷³

¹⁶⁶ Gemäss ENTSO-E, CCS Regional Investment Plan 2014, S. 58, ist die Integration von erneuerbarer Energie einer der Haupttreiber für die Netzentwicklung in der «Continental Central South»-Region (DE/FR/CH/AT/SL/IT). Zur Volatilität KOCH ET AL., S. 11. So konnten z.B. am erzeugungsstärksten Tag des Jahres 2011 in Deutschland 36% der gesamten Tageslast alleine durch Wind- und Solarenergie gedeckt werden, am erzeugungsschwächsten Tag lag dieser Anteil hingegen bei gerade einmal 1.2% (HAUCAP/KLEIN/KÜHLING, S. 102 m.w.H.).

¹⁶⁷ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Vision Infrastruktur, S. 5 f.

¹⁶⁸ 2014 waren dies 25'025'644 MWh (SWISSGRID, Energieübersicht Schweiz 2014).

¹⁶⁹ ZENKE/SCHÄFER, N 11; Ausfuhr nach Italien in 2014: 21,3 TWh von insgesamt 42,9 TWh (BFE, Elektrizitätsstatistik 2014, S. 5)

¹⁷⁰ KOCH ET AL., S. 12.

¹⁷¹ Die Koppelung der italienischen Nordgrenzen an das MCR auf der Basis der Price Coupling of Regions (PCR) Solution ist Ende Februar 2015 erfolgt (MCR-PROJEKT/PCR-PROJEKT/IBTW-PROJEKT: Italian Borders successfully coupled, gemeinsame Presseerklärung der Übertragungsnetzbetreiber und EPEX SPOT vom 24. Februar 2015, abrufbar unter <http://www.casc.eu/media/2015-02-24_MRC_PCR_IBWT_Communication_SuccessfulGoLive.pdf>). Zur Erklärung der Funktionsweise von price coupling siehe GLACHANT, S. 2 ff.

¹⁷² Zum (Preis-)Nutzen der italienischen Verbraucher durch eine Erhöhung der Kapazitäten für den Transit durch die Schweiz am Beispiel des Netzausbauprojekts «Mettlen – Verderio» siehe SWISSGRID, Netz 2025, S. 181. Der ENTSO-E sieht in Bezug auf dasselbe Projekt ebenfalls das Potential der verbesserten Marktintegration (ENTSO-E, CCS Regional Investment Plan 2014, S. 165 f.); Zur Maximierung der Auslastbarkeit der Verbindungsleitungen in den italienischen Markt durch Market Coupling siehe PELLINI, S. 330 f.

¹⁷³ EUROPÄISCHE KOMMISSION, Stromverbundziel, S. 4 und 8. Der Verbundgrad ist eine Kenngrösse zur Beurteilung der Höhe von Kuppelkapazitäten und berech-

In der Schweiz sind die internationalen Stromflüsse bereits heute eine zentrale Ursache für bestehende Engpasssituationen im Netz.¹⁷⁴ Auch profitiert die Schweiz weder in finanzieller noch in zeitlicher Hinsicht unmittelbar vom Einbezug in die europäischen Netzausbauprojekte – unabhängig davon, ob mit der EU ein Stromabkommen abgeschlossen wird oder nicht.¹⁷⁵ Die förderfähigen PCI¹⁷⁶ umfassen grundsätzlich (mit teilweiser Ausnahme von Projekten unter Beteiligung der EWR-Mitgliedstaaten¹⁷⁷) nur Verbindungsleitungen zwischen EU-Mitgliedstaaten.¹⁷⁸ Die Schweiz könnte nur dann eine finanzielle Förderung der EU erhalten, wenn diese zur Erreichung der Ziele eines bestimmten Vorhabens unerlässlich wäre.¹⁷⁹ Angesichts der Anzahl der PCI insgesamt sowie innerhalb des «*NSI West Electricity*» Gebietes ist eine solche Unerlässlichkeit allerdings nicht evident.

net sich als der Quotient zwischen durchschnittlicher stündlicher Importkapazität und durchschnittlicher Kraftwerkskapazität (CONSENTEC/EWI/IAEW, S. 31).

¹⁷⁴ SWISSGRID, Netz 2025, S. 31.

¹⁷⁵ Eine zeitliche Priorisierung innerhalb der Unionsliste abhängig von einem Stromabkommen ist nicht ersichtlich. Die PCI unter Einbezug der Schweiz stehen an Stelle elf und fünfzehn von insgesamt einundzwanzig PCI, eingerahmt von PCI unter ausschliesslicher Beteiligung von EU-Mitgliedstaaten. Zusätzliche Bedingungen für eine Umsetzung, wie etwa ein Stromabkommen, sind bei den die Schweiz betreffenden PCI nicht aufgeführt (TEN-E Verordnung 347/2013, Anhang 7 (Delegierte TEN-E Verordnung 1391/2013), lit. B, Ziffer 2).

¹⁷⁶ Gemäss Art. 7 Abs. 1 erstes Lemma CEF-Verordnung 1316/2013 sind im Energiesektor alle Massnahmen zur Durchführung derjenigen PCI förderfähig, die vorrangige Korridore und Gebiete gemäss Teil II des Anhangs I der CEF-Verordnung betreffen und die Bedingungen gemäss Art. 14 TEN-E Verordnung 347/2013 erfüllen.

¹⁷⁷ Länder der Europäischen Freihandelszone (EFTA) können von der finanziellen Förderung profitieren, wenn sie auch Vertragspartei des EWR-Abkommens sind – gemäss den im EWR-Abkommen festgelegten Bedingungen (CEF-Verordnung 1316/2013, Gründe, Ziffer 71).

¹⁷⁸ CEF-Verordnung 1316/2013, Art. 7 Abs. 4 i.V.m. Anhang 1 Teil II Nr. 1 Abs. 2 i.V.m. Art. 14 TEN-E Verordnung 347/2013 i.V.m. Anhang II Nr. 1 und Anhang I Nr. 1 Abs. 2 TEN-E Verordnung 347/2013.

¹⁷⁹ Drittländer und in Drittländern niedergelassene Stellen können zwar an Massnahmen teilnehmen, die zu Vorhaben von gemeinsamem Interesse beitragen. Sie erhalten hierbei jedoch keine finanzielle Unterstützung nach der CEF-Verordnung, ausser wenn dies unerlässlich ist, um die Ziele eines bestimmten Vorhabens von gemeinsamem Interesse zu erreichen (Art. 9 Abs. 4, Art. 8 Abs. 3 und Art. 16 CEF-Verordnung 1316/2013).

Es ist vielmehr anzunehmen, dass die EU zur Steigerung der Transitmengen nach Italien ihre Fördermittel zunächst für die PCI an den französisch-italienischen¹⁸⁰ und den österreichisch-italienischen¹⁸¹ Grenzen zur Verfügung stellen wird. Ohne Stromabkommen dürfte diese Priorisierung noch deutlicher zutage treten; die Schweiz würde mit den neuen Stromtrassen der EU also längerfristig «umfahren».

Die durch einen Kapazitätsausbau realisierbaren Vorteile¹⁸² für die Schweiz erscheinen damit in kurzfristiger Sicht – natürlich abgesehen von der besseren Integration ihrer Pumpspeichieranlagen – weniger unmittelbar als diejenigen für die EU, insbesondere Deutschland und vor allem Italien¹⁸³. Lediglich indirekt könnte die Schweiz ihre Rolle als wichtiges Stromtransitland stärken¹⁸⁴ und die Handelsvolumina bzw. die Liquidität im Markt erhöhen. Dies ginge jedoch wiederum einher mit allfälligen Herausforderungen in Bezug auf die Gewährleistung der Netzstabilität¹⁸⁵ und teilweise negativem wirtschaftlichen Nettonutzen für die Schweizer Konsumenten infolge der allfäll-

¹⁸⁰ TEN-E Verordnung 347/2013, Anhang 7 (Delegierte TEN-E Verordnung 1391/2013), lit. B, Ziffer 2.5.

¹⁸¹ PCI im Korridor «NSI East Electricity», TEN-E Verordnung 347/2013, Anhang 7 (Delegierte TEN-E Verordnung 1391/2013), lit. B, Ziffer 3.2–3.4.

¹⁸² Gemäss ENTSO-E, CCS Regional Investment Plan 2014, S. 58, ist die Einbindung neuer Erzeugungsanlagen (neben Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und der Baltischen See auch Speicherkraftwerke in Österreich und der Schweiz) der zweite Haupttreiber der Netzentwicklung in der «Continental Central South» Region (DE/FR/CH/AT/SL/IT). Swissgrid erwartet eine Steigerung der Nachfrage der Marktteilnehmer nach mehr Kapazitäten zur Bereitstellung komplementärer Leistung durch Speicherkraftwerke und bezeichnet dies als zusätzliche Anforderungen an die Netzinfrastruktur der Schweiz (SWISSGRID, Netz 2025, S. 24).

¹⁸³ Die Schweiz ist mengenmässig das wichtigste Transitland für (meist französischen) Strom nach Italien (PELLINI, S. 326 f.).

¹⁸⁴ CRATAN, S. 112 und 132, nennt ausreichende Übertragungskapazitäten für Export und Import von Elektrizität als Bedingung für die Einbindung der Schweiz in den Europäischen Strommarkt.

¹⁸⁵ Für die Stabilität im schweizerischen Übertragungsnetz und damit die Versorgungssicherheit, siehe oben Kapitel 3.1.1.

ligen Angleichung an das höhere Preisniveau in Italien.¹⁸⁶ Nimmt die Schweiz mittelfristig am *Market Coupling* und den angestrebten grenzübergreifenden Märkten für Systemdienstleistungen¹⁸⁷ teil, gewinnt der Netzausbau jedoch wiederum an Bedeutung, da die Marktintegration zu grösseren Stromflüssen führt und eine Netzentwicklung erfordert.¹⁸⁸

3.3. Transparenz und Integrität des Energiegrosshandelsmarktes

Die Sicherstellung der Transparenz und Integrität des Energiegrosshandelsmarktes in der Schweiz ist nicht abhängig vom Abschluss eines Stromabkommens mit der EU. Die entsprechenden nationalen Regelungen können eigenständig erlassen und umgesetzt werden. Problematisch ist allerdings, dass die ElCom ohne Abkommen und entsprechender Zusammenarbeit mit ACER keinerlei Transaktionsdaten von Unternehmen mit Sitz ausserhalb der Schweiz erhält. Damit erschwert sich für den nationalen Regulator die Aufgabe, allfällige Manipulationen an den Märkten zu erkennen.

Angesichts der Vielzahl an Faktoren, von welchen das Hoch- und Herunterfahren von Kraftwerken abhängt, bleibt ein Nachweis physischer Kapazitätszurückhaltung für die Behörden aber ohnehin schwierig.¹⁸⁹ Sodann kann die gesteigerte Transparenz infolge der Offenlegung wettbewerbssensibler Informationen die Kollusion von

¹⁸⁶ So bspw. bei der Realisierung des Netzausbauprojekts «Mettlen-Verderio», welches derzeit daher nicht Teil des Strategischen Netzes 2025 ist (SWISSGRID, Netz 2025, S. 181 und 184).

¹⁸⁷ SWISSGRID, Netz 2025, S. 24. Anzufügen ist hier, dass die grenzüberschreitenden Systemdienstleistungen noch einen eher geringen Teil der normalen Handelsmengen ausmachen und in der heutigen Ausgangslage nicht zwangsläufig zu einem Netzausbau führen, insbesondere wenn lastflussbasierte Berechnungsweisen die Grenzkapazität (NTC) steigern sollten. Dieser Markt wird durch die vermehrte Einspeisung neuer erneuerbarer Elektrizität jedoch bedeutsamer.

¹⁸⁸ ENTSO-E, CCS Regional Investment Plan 2014, S. 59.

¹⁸⁹ WALTHER, Steuerungsinstrumente, S. 39.

Marktteilnehmern fördern.¹⁹⁰ Zu guter Letzt lässt die Lancierung einer öffentlichen Konsultation durch ACER nach den ersten Erfahrungen mit den Datenmeldungen vermuten, dass die Auswertbarkeit der gelieferten Daten bislang gering ist, da Inhalte und Format der Datenlieferungen durch die einzelnen Marktteilnehmer stark variieren.¹⁹¹ Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung der grundsätzlichen Zweifel an der Effektivität dieser Marktüberwachung erscheint der Mehrwert, welcher der ElCom durch Informationen von ACER entstehen würde, aktuell nicht sehr gross.¹⁹²

Zur Sicherstellung der Netzstabilität des schweizerischen Übertragungsnetzes ist ein Zugang zu den seitens ACER gesammelten Informationen nicht notwendig, da die gemäss REMIT zu meldenden Fundamentaldaten auf der Transparenzplattform des ENTSO-E öffentlich sind.¹⁹³ Zudem verfügt Swissgrid über die zur Gewährleistung der Netzstabilität notwendigen Informationen.¹⁹⁴ So sind Unternehmen mit einer Verbrauchs- oder Produktionseinheit in der Schweiz, welche jedoch nicht ihren Sitz in der Schweiz haben, auch aufgrund der sie mit ihrem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen¹⁹⁵ bzw. Swissgrid verbindenden Verträge zur Lieferung der betreffenden Informationen verpflichtet.

¹⁹⁰ MONOPOLKOMMISSION, Energiewende, N 148.

¹⁹¹ ACER, REMIT-Consultation, S. 5.

¹⁹² Allerdings würde wohl mit Abschluss eines Stromabkommens die Belastung für Unternehmen aus der Energiewirtschaft entfallen, Transaktionsdaten doppelt aufzubereiten (aufgrund ungleicher technischer Übermittlungsstandards können Daten gegenwärtig nicht in der gleichen Form an ElCom gesendet werden) und zu übermitteln, da die ElCom Transaktionsdaten von ACER erhalten würde.

¹⁹³ Art. 3 ff. Datenveröffentlichungs-VO 543/2013.

¹⁹⁴ Im Rahmen ihres Auftrags der Sicherstellung eines zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebs des Übertragungsnetzes (dazu HETTICH/RECHSTEINER, N 71).

¹⁹⁵ Zur Darstellung von Bilanzgruppen als virtueller Zusammenschluss von Einspeisern und Verbrauchern und deren Funktion im Rahmen der Sicherstellung von Netzstabilität SCHNEIDER, Regulierungsrecht, S. 243 m.w.H.; CRATAN, S. 173 ff.

3.4. Europäische Gremien

Um die Interessen der Schweiz in der Weiterentwicklung der europäischen Regulierung für die Stromwirtschaft einbringen zu können, wird die Einsitznahme in den relevanten europäischen Gremien, namentlich ACER (derzeit keine Teilnahme der Schweiz) und ENTSO-E (Schweiz bzw. Swissgrid ist Gründungsmitglied), immer wieder als besonders wichtig hervorgehoben.¹⁹⁶ Käme es zum Abschluss eines Stromabkommens mit der EU, könnte sich die Schweiz an ACER beteiligen.¹⁹⁷ Art und Umfang dieser Beteiligung wären im entsprechenden Abkommen zu regeln.¹⁹⁸ Ob dabei eine Vollmitgliedschaft (inkl. Stimmrecht im Regulierungsrat, dem *board of regulators*) ausgehandelt werden könnte, erscheint fraglich. Der tatsächliche Einfluss der Schweiz neben den Mitgliedstaaten der EU ist entsprechend nicht absehbar.¹⁹⁹

Nach Ansicht des Bundesrats ist ohne Stromabkommen ein Ausschluss von Swissgrid aus dem ENTSO-E nicht auszuschliessen.²⁰⁰ Aus formalrechtlicher Sicht ist dazu zu bemerken, dass nach den Statuten des ENTSO-E die Suspendierung und gegebenenfalls auch der Ausschluss eines Mitglieds unter anderem dann möglich ist, wenn der Staat, in dem das entsprechende Mitglied operiert, rechtlich nicht zur Anwendung zentraler europäischer Regelungen in diesem Bereich verpflichtet ist.²⁰¹ Im Kontext mit den anderen Ausschluss- oder Suspendierungsgründen wird allerdings deutlich, dass die betreffende Regelung in erster Linie auf die grundsätzliche Kompatibilität der rechtlichen Rahmenbedingungen der Mitglieder mit dem eu-

¹⁹⁶ So beispielsweise EDA/DEA, Strom/Energie, S. 1. Neben ACER und ENTSO gibt es freilich weitere relevante Komitees, wo die Schweiz nicht vertreten ist.

¹⁹⁷ Art. 31 Abs. 1 Agenturverordnung 713/2009.

¹⁹⁸ Art. 31 Abs. 2 Agenturverordnung 713/2009.

¹⁹⁹ BREITENMOSER/WEYENETH, N 738; MEISTER, Stromabkommen, abrufbar unter <<http://www.avenir-suisse.ch/>>.

²⁰⁰ BUNDESRAT, Interpellation 14.4175.

²⁰¹ ENTSO-E, AoA, Art. 12 Abs. 3. Es geht hier um die Regelungen der Stromrichtlinie (RL 2009/72/EG) und der StromhandelsVO 714/2009 aus dem dritten Binnenmarktpaket.

ropäischen Elektrizitätswirtschaftsrecht zielt. Diese Lesart wird gestützt durch die in den Statuten des ENTSO-E festgelegten Ziele und Aufgaben des Verbandes, welche die Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber auf europäischer und regionaler Ebene ins Zentrum stellen.²⁰² Dabei steht die Erfüllung der Bedürfnisse des Energiebinnenmarktes im Vordergrund.²⁰³ Setzt also der Staat, in dem ein Mitglied operiert, die Regelungen des Energiebinnenmarktes trotz entsprechender Verpflichtung nicht um, wird die Einbindung des betreffenden Mitglieds in die Arbeit des Verbandes zunehmend erschwert bzw. verunmöglicht. Für diesen Fall macht eine Suspendierung bzw. ein Ausschluss des betreffenden Mitglieds Sinn.

Im Falle der Schweiz operiert Swissgrid zumindest faktisch weitgehend innerhalb der einschlägigen europäischen Regelungen.²⁰⁴ Vor diesem Hintergrund erschiene eine Suspendierung oder ein Ausschluss von Swissgrid aufgrund der fehlenden Rechtspflicht formalistisch und würde dem Sinn und Zweck der Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber auf europäischer und regionaler Ebene zuwiderlaufen.

In der Praxis macht ENTSO-E auch bei denjenigen Mitgliedern, deren Heimatstaaten in der Umsetzung der Stromrichtlinie 2009/72/EG und StromhandelsVO 714/2009 stark verspätet sind und gegen die deswegen sogar Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet worden sind²⁰⁵, vom Suspendierungs- bzw. Ausschlussgrund bisher keinen Gebrauch. Rechtlich erscheint ein Ausschluss von Swissgrid aus dem ENTSO-E deshalb eher unwahrscheinlich. Politisch stellt die Instrumentalisierung der nach den Statuten gegebenen Ausschlussmöglichkeit jedoch eine Gefahr dar. Nicht vergessen werden darf auch, dass in der Diplomatie traditionell auch feinere Spitzen als formal-

²⁰² Ausführlich HETTICH/RECHSTEINER, N 57 ff.

²⁰³ ENTSO-E, AoA, Art. 4 Abs. 1.

²⁰⁴ Mit Ausnahme insbesondere der vollständigen Marktöffnung.

²⁰⁵ So beispielsweise Irland; siehe dazu EUROPÄISCHE KOMMISSION, Energiebinnenmarkt: Kommission verklagt Irland wegen unvollständiger Umsetzung der EU-Vorschriften, Presseerklärung vom 20. Februar 2014, abrufbar unter <http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-155_de.htm>.

rechtliche Keulen Anwendung finden, um «fehlbare» Mitglieder zu disziplinieren.

3.5. Physikalische Entkopplung?

Im Sinne eines Eskalationsszenarios besteht schliesslich die Möglichkeit, dass das schweizerische Übertragungsnetz technisch vom europäischen Verbundnetz entkoppelt wird. Dies hätte zur Folge, dass die Schweiz Strom weder importieren noch exportieren könnte. Die erzeugungsseitige Versorgung inklusive erforderlicher Reserven müsste somit auf nationaler Ebene sichergestellt werden, was die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor enorme Herausforderungen stellen würde. Träte die Entkopplung ohne angemessene Vorbereitungszeit ein, wären angesichts der gegenwärtigen, vor allem im Winter unzureichenden Erzeugungsinfrastrukturen wohl Strombewirtschaftungsmassnahmen nach Massgabe des LVG bzw. nach Art. 9 StromVG unvermeidlich (z.B. Rationierung). Diese Massnahmen hätten weitgehend planwirtschaftlichen Charakter und würden die jüngst erst zögerlich entstandenen Marktmechanismen wieder verdrängen. Selbst bei längerer Vorbereitungszeit erscheinen die Auswirkungen einer Entkopplung kaum quantifizierbar. Auch die Umsetzung der Energiestrategie 2050 wäre erheblich gefährdet, wenn nicht gar unmöglich, da die dafür notwendigen Elektrizitätsimporte nicht mehr erhältlich wären.

Sollte eine kurzfristige Entkopplung zu Stromversorgungsengpässen führen, so hätte dies in entwickelten Ländern wie der Schweiz sehr hohe wirtschaftliche Kosten zur Folge.²⁰⁶ Schon eine vorübergehende technische Entkopplung des schweizerischen Übertragungsnetzes vom europäischen Verbundnetz könnte, da die Schweiz vor allem im

²⁰⁶ Eine im Jahr 2008 zuhanden des Bundesamtes für Energie erstellte Studie kommt zum Schluss, dass in der Schweiz – je nach gewählter Bewertungsmethode (makroökonomischer Ansatz resp. Befragung) – schon ein Stromunterbruch von 30 Minuten Kosten in Höhe von 50-70 resp. 200-400 Mio. CHF verursacht. Vgl. POLYNOMICS, S. 90.

Winter zur Kompensation des Ausfalls nicht in der Lage wäre, der schweizerischen Volkswirtschaft erheblichen Schaden zuzufügen.²⁰⁷

Umgekehrt würden auch die Nachbarländer der Schweiz die negativen wirtschaftlichen Folgen einer technischen Entkopplung spüren. Insbesondere hätte Italien – als Hauptempfängerin der schweizerischen Stromtransite – bei einer Entkopplung selbst mit Versorgungsengpässen zu kämpfen, da die Grenzkuppelstellen an der französischen und österreichischen Grenze die erforderlichen Transitmengen heute noch nicht bewältigen könnten. Auch der süddeutsche Raum hätte wohl ein erhebliches Interesse daran, dass die technische Kopplung der Märkte aufrecht erhalten wird.

Sodann stünden bei einer Entkopplung die Übertragungsnetze der Schweiz und ihrer Nachbarstaaten nicht mehr als gegenseitiger Puffer im Falle von sog. «loop-flows»²⁰⁸ oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen (zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs) zur Verfügung. Dies würde die Versorgungssicherheit aller dieser Länder beeinträchtigen.

Angesichts der gemeinsamen Interessen an der Beibehaltung der physikalischen Kopplung rechnen wir nicht mit derart drastischen Schritten. Die Entkopplung ist ein Eskalationsszenario, in dem die Parteien den Verhandlungsprozess in irrationaler und nicht auf ihre gemeinsamen Interessen bedachte Weise scheitern lassen. Auch wenn politische Prozesse zuweilen eine gewisse Eigendynamik erfahren und in ihren Ergebnissen schlecht prognostizierbar sind: Die physikalische Entkopplung der Schweiz erscheint in diesem Licht auch längerfristig doch als sehr unwahrscheinlich.

²⁰⁷ So sind die Erzeugungskapazitäten der Schweiz im Winter klar unzureichend; die Nachfrage würde das Angebot an Elektrizität über längere Zeiträume in erheblichem Ausmass übersteigen. Siehe dazu die Studie des PENTALATERAL ENERGY FORUM, *Generation Adequacy*, S. 51 f., 59 f.

²⁰⁸ In vermaschten Stromnetzen verursacht ein Stromtransport nicht nur einen physikalischen Stromfluss auf der direkten oder kürzesten Verbindung zwischen Quelle und Senke, sondern praktisch auf allen Netzelementen. Die Grösse dieser Parallelflüsse («Loop Flows») hängt von den physikalischen Netzeigenschaften im Vergleich zu den geplanten Fahrplänen ab (SWISSGRID, *Netz 2025*, S. 99).

3.6. Zwischenfazit

Kann die Schweiz den *status quo* in Bezug auf ihre Anbindung an den europäischen Strommarkt beibehalten, so sind die mittelfristigen wirtschaftlichen Folgen eines ausbleibenden Stromabkommens verkraftbar. Die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit der Schweiz ist auch im Winter gewährleistet, solange die physikalische Kopplung mit den Elektrizitätsnetzen der Nachbarländer aufrechterhalten wird.²⁰⁹ Die durch *Market Coupling* erreichbare Effizienzsteigerung bei der Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten, sowie der Ausbau der PCI unter Einbezug der Schweiz wären mittelfristig für die EU, namentlich Deutschland und vor allem Italien, vergleichsweise vorteilhafter als für die Schweiz.

Zur Gewährleistung der für die Stromversorgungssicherheit notwendigen Netzstabilität²¹⁰ besteht in der Schweiz ein erheblicher Erneuerungs- und Ausbaubedarf in der nationalen Netzinfrastuktur.²¹¹ Dieser Ausbau dient unter anderem auch der Vermarktung des Stroms aus Schweizer Pumpspeicherkraftwerken im Ausland. Zusätzliche Stromtransite, bedingt durch eine effizientere Kapazitätsausnutzung oder den Ausbau der Grenzkuppelstellen, würden den Investitionsbedarf freilich verschärfen. Dennoch kann die Schweiz für die Kosten des PCI-Ausbaus diesseits der Grenzen wohl auch mit Abschluss eines Stromabkommens nicht auf Fördermittel der EU hoffen.²¹² Längerfristig besteht freilich die Gefahr, dass neu erstellte Stromtrassen die Schweiz «umfahren» werden.

Der sich aus dem *Market Coupling* sowie dem PCI-Ausbau ergebende Nutzen für die schweizerische Volkswirtschaft, namentlich die Festi-

²⁰⁹ Die Nettoproduktion von Elektrizität entspricht in etwa dem schweizerischen Jahresverbrauch. Im Winterhalbjahr ist die Schweiz auf Stromimporte angewiesen (BFE, Elektrizitätsstatistik S. 34 und WALTHER, Energieversorgungssicherheit, S. 129 m.w.H.). Siehe aber für den Fall der Entkopplung die Studie des PENTATERAL ENERGY FORUM, *Generation Adequacy*, S. 51 f., 59 f.

²¹⁰ WALTHER, Energieversorgungssicherheit, S. 132 m.w.H.

²¹¹ ELCOM, Stromversorgungssicherheit 2014, S. 25.

²¹² Ob andere – politische – Lösungen für diese Investitionsthematik verhandelt werden, ist nicht öffentlich.

gung ihrer Position als wichtiges Stromtransitland sowie die Steigerung der Markteffizienz, erscheint folglich limitiert. Auch der finanzielle Nutzen einer Teilnahme am *Market Coupling* fiel für (kleine) Endverbraucher voraussichtlich gering aus. Darüber hinaus geriete die stromproduzierende Wirtschaft durch weiter sinkende Grosshandelspreise noch stärker unter Druck. Auch fallen bei Betrachtung der absoluten Beträge mögliche positive Folgen eines Stromabkommens in Bezug auf die Höhe des ITC-Ausgleichs nicht sonderlich schwer ins Gewicht.

Ohne Stromabkommen ist die schweizerische Elektrizitätswirtschaft jedoch mit erheblichen Rechtsunsicherheiten konfrontiert, namentlich betreffend die rechtlichen Rahmenbedingungen bei der Vermarktung von inländisch produziertem Strom. Diese Unsicherheiten tragen zum gegenwärtigen Investitionsstau innerhalb des Schweizer Kraftwerksparks bei und sind, sofern die Stromimportabhängigkeit vom Ausland nicht erhöht werden soll, eine nicht zu verachtende Gefahr für die inländische Versorgungssicherheit. Dabei soll keineswegs verschwiegen werden, dass als Hauptfaktor für ausbleibende Investitionen die zurzeit aufgrund massiver Wettbewerbsverzerrungen sehr tiefen europäischen Grosshandelspreise zu nennen sind.

Als Vorteil aus einem Stromabkommen wäre der «Platz am Tisch» von ACER zu sehen, da hierdurch zumindest das Aufnehmen von Stimmungen, die Informationsbeschaffung sowie die Möglichkeit, die Perspektive der Schweiz in aktuelle Diskussionen einzubringen, deutlich erleichtert würden. Rein formal wäre das Gewicht der Schweiz in den sich anschliessenden Entscheidungen wie bei jedem anderen EU-Mitgliedstaat gering.

Ginge es nur um ein Stromabkommen, erschiene die Verpflichtung zur Übernahme eines – nicht auf den Energiebereich begrenzten – dynamischen *Acquis Communautaire*, sowie die Anerkennung des Europäischen Gerichtshofs als Streitbeilegungsinstitution als recht hoher Preis. Die Auswirkungen auf die Souveränität der Schweiz wären entsprechend sorgfältig abzuwägen.

4. Politische Handlungsoptionen ohne Stromabkommen

4.1. Beitritt zur «Energy Community»

Eine Alternative zum Abschluss eines Stromabkommens könnte die Mitgliedschaft in der Energiegemeinschaft (*Energy Community*, EnC) darstellen.²¹³ Gemäss dem zwischen der EU und den EnC-Mitgliedstaaten geschlossenen Abkommen zur Gründung der EnC (*Treaty establishing the Energy Community*, EnC Treaty) erweitert diese die Europäische Binnenmarktpolitik nach Südosteuropa und in die Schwarzmeerregion. Ziel ist die Schaffung eines stabilen regulatorischen Rahmens, die Förderung von Investitionen in die Energieerzeugung und den Energietransport, die Erhöhung der Versorgungssicherheit, sowie die Schaffung eines integrierten Energiemarktes, welcher einen grenzüberschreitenden Stromhandel und die Integration in den EU-Elektrizitätsbinnenmarkt ermöglicht. Die Mitglieder der EnC verpflichten sich, das sektorale, auch den Bereich Gas umfassende, Acquis²¹⁴ zu implementieren und anzuwenden.²¹⁵

Die meisten an der Energiegemeinschaft beteiligten Länder sind entweder Beitrittskandidaten zur EU²¹⁶ oder potentielle Beitrittskandidaten²¹⁷. Allerdings befinden sich unter den Beteiligten auch Staaten, für welche ein EU-Beitritt nicht absehbar ist, so die Ukraine

²¹³ Die Energiegemeinschaft besteht aus der Europäischen Union, sowie neun Drittstaaten (Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kroatien, Mazedonien, Montenegro, Serbien, Moldawien, die Ukraine und die interimistische Regierungsmission der Vereinten Nationen im Kosovo).

²¹⁴ Zur (verschiedenartig möglichen) Auslegung dieses Begriffs PETROV, *Acquis Communautaire*, S. 88 f.

²¹⁵ PETROV, *Energy Community*, S. 332.

²¹⁶ Dies sind Mazedonien, Montenegro und Serbien. Ursprünglich wurde die Energiegemeinschaft gegründet, um Investitionen, Stabilität, sowie ausbalancierte und nachhaltige Entwicklung in den Ländern des Balkans zu unterstützen, um die Vertragsparteien für einen zügigen Beitritt zur Europäischen Union vorzubereiten.

²¹⁷ Dies sind Albanien sowie Bosnien und Herzegowina.

und Moldawien.²¹⁸ Der Beitritt zum Abkommen der Energiegemeinschaft ist demnach also nicht zwingend an einen zukünftigen Beitritt zur EU geknüpft²¹⁹ und käme damit grundsätzlich auch für die Schweiz in Frage²²⁰. In ihrem Bericht «*An Energy Community for the Future*» vom Mai 2014 schlägt die *High Level Reflection Group* der EnC vor, die Energiegemeinschaft solle ihr ausdrückliches Interesse an spezifischen strategisch wichtigen Ländern und Regionen zum Ausdruck bringen; sie nennt hierbei unter anderem die Schweiz.²²¹

Ein Beitritt zur EnC würde bedeuten, dass die Schweiz bestimmte Regelungen des europäischen Rechts übernehmen müsste. Dieses *Acquis* ist zwar nicht streng dynamisch ausgestaltet²²², allerdings wurde es in der Vergangenheit sukzessive den Entwicklungen in der EU angepasst.²²³ Die zukünftigen Netzkodizes sind in der EnC Treaty nicht ausdrücklich als Teil des *Acquis* benannt. Jedoch ist ihre Grundlage, das dritte Energiebinnenmarktpaket²²⁴, Teil des *Energy Acquis* der EnC. Es ist folglich davon auszugehen, dass die Netzkodizes mittelfristig ebenfalls Geltung in den Mitgliedstaaten der EnC entfalten.

²¹⁸ Moldawien ist Mitglied der «ENP», durch die östlichen und südlichen Nachbarstaaten der EU eine privilegierte Partnerschaft mit der EU ermöglicht wird, welche auf einer gemeinsamen Verpflichtung zu den allgemeinen europäischen Werten beruht (EUROPÄISCHE KOMMISSION, Europäische Nachbarschaftspolitik, S. 13). Die Ukraine ist Mitglied der EaP, welche der ENP ähnlich ist und auf Länder des östlichen Europa, sowie des südlichen Kaukasus fokussiert. Zu den möglichen Motiven der Teilnahme an der Energiegemeinschaft ohne (aktuelle) Perspektive des Beitritts zur Europäischen Union («identification motive», «independence motive» und «economic motive») siehe PRANGE-GSTÖHL, S. 5297.

²¹⁹ PRANGE-GSTÖHL, S. 5298, beschreibt diesen «ring of energy cooperation around the EU internal energy market».

²²⁰ «Eine Erweiterung der Energiegemeinschaft könnte für Länder in Betracht kommen, die ein Freihandelsabkommen mit der EU geschlossen haben oder aushandeln wollen und sowohl die Bereitschaft als auch die Fähigkeit zur Umsetzung der relevanten EU-Rechtsvorschriften zeigen.» (EUROPÄISCHE KOMMISSION, EU-Energiepolitik, S. 7).

²²¹ ENC, Future, S. 18.

²²² Im Detail PETROV, Energy Community, S. 340 ff.

²²³ So sind bspw. das dritte Energiebinnenmarktpaket und die RES-RL 2009/28/EG Teil des Energie- und des Umwelt-Acquis, siehe Art. 20 und Annex 1 EnC Treaty.

²²⁴ Die Netzkodizes haben ihre Grundlage in Art. 6 und 8 der RL 2009/72/EG und der RL 2009/73/EG.

ten.²²⁵ Die EnC Treaty könnte zudem als Abkommen i.S.v. Art. 1 Abs. 4 Verordnung CACM betrachtet werden, sodass der Schweiz bei Erfüllung der übrigen Voraussetzungen der Zugang zum *Market Coupling* eröffnet sein könnte (die Bedingung wäre auch durch einen – derzeit nicht absehbaren²²⁶ – Beitritt zum EWR erfüllbar).

Die Schweiz könnte bei einem Beitritt zur EnC nicht selbst entscheiden, welche rechtlichen Entwicklungen zukünftig in das Acquis aufgenommen werden, sondern hätte sich einem Mehrheitsvotum anschliessen.²²⁷ Dies widerspräche der grundsätzlichen Position des Bundesrates, gemäss welcher die Schweiz über die Übernahme und Umsetzung von künftigem EU-Recht weiterhin autonom entscheiden können soll.²²⁸

Hinzu kommt, dass über eine EnC-Mitgliedschaft der Schweiz ein Gremium bestehend aus je einem Vertreter der EnC-Parteien sowie zwei Vertretern der EU in Einstimmigkeit zu entscheiden hätte.²²⁹ Es ist gut vorstellbar, dass diese Einstimmigkeit derzeit nicht erreicht würde, da die EU-Vertreter eine Schwächung ihrer Verhandlungsposition befürchten könnten. Angesichts dieser Interessenlage erscheint ein EnC-Beitritts-gesuch derzeit als wenig aussichtsreich.

²²⁵ Die Aufnahme der Netzkodizes ist seitens der entsprechend zuständigen Gremien innerhalb der EnC bereits geplant (EnC, Procedural Act No. 01/2012); ACER erwartet ebenfalls das Inkrafttreten der Verordnung CACM in der EnC (ACER, ERI Progress Report #2, S. 27).

²²⁶ Siehe für eine Bestandsaufnahme etwa HÄFLINGER, Neue Zürcher Zeitung vom 06. August 2013.

²²⁷ Die Aufnahme eines Rechtsaktes in das Acquis der EnC erfolgt über einen Vorschlag der Europäischen Kommission an die sogenannte Permanent High Level Group der EnC, in welcher jede Vertragspartei (nicht die beteiligten Länder mit Beobachterstatus) mit einer Stimme stimmberechtigt ist. Siehe hierzu auch PRANGE-GSTÖHL, S. 5299: «By entering the ETC [Treaty establishing the Energy Community], EU partner countries will have to accept the relevant EU rules, including the cost of adaption, without having a 'voice' in future rule setting...».

²²⁸ BREITENMOSER/WEYENETH, N 750; EDA/DEA, Schweizerische Europapolitik, Folie 22.

²²⁹ Das sog. Ministerial Council, EnC Treaty, Art. 48 und 100.

4.2. Massnahmen diesseits der Landesgrenzen

Zur Verbesserung ihrer Verhandlungsposition gegenüber der EU kann die Schweiz sich die Thematik des transeuropäischen Netzausbaus und des Ausbaus der PCI unter Einbezug der Schweiz zunutze machen. Wie dargelegt liegen die PCI überwiegend im Interesse der EU.²³⁰ Würde die Schweiz den entsprechenden Ausbau der Leitungen und Kapazitäten auf ihrer Seite der Grenze zunächst nicht durchführen, führt auch der Ausbau auf bspw. der italienischen Seite aus Sicht der EU nicht zum gewünschten Ergebnis. Da die Ausbauarbeiten von PCI aus rein schweizerischer Sicht technisch und volkswirtschaftlich bis 2025 nicht unbedingt erforderlich sind,²³¹ bereitet die Schweiz derzeit genau diesen Weg vor. Gemäss Swissgrid werden die Ausbauarbeiten betreffend die PCI – soweit sie nicht schon realisiert sind²³² – nicht Teil des Strategischen Netzes 2025. Dies vorbehaltlich einer Einigung über die Kostenteilung entsprechend der unter den EU-Mitgliedstaaten geltenden Regelung²³³ bzw. einer Einigung mit den relevanten europäischen Staaten.²³⁴

Zudem kann die Schweiz Vorbereitungen, welche sie auf technischer Ebene für die Teilnahme an der Marktkopplung getroffen hat, auch ohne diese Teilnahme positiv nutzen. Eine Anfang Jahr durch Swissgrid erfolgreich getestete neue Berechnungsweise für die Ermittlung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten («Flow-Ba-

²³⁰ Siehe Kapitel 3.2.

²³¹ SWISSGRID, Netz 2025, S. 19.

²³² Die 380-kV-Doppelleitung auf Schweizer Seite zwischen Airolo im Tessin bis an die italienische Landesgrenze (Teil des PCI Cluster Italien-Schweiz zur Kapazitätssteigerung an der Grenze IT/CH, TEN-E Verordnung 347/2013, Anhang 7 (CEF-VO 1391/2013), lit. B, Ziffer 2.15) ist bereits gebaut (SWISSGRID, Netz 2025, S. 197).

²³³ TEN-E Verordnung 347/2013, Art. 12. Das Prinzip der Kostenaufteilung gewinnt durch TEN-E Verordnung 347/2013 deutlich an Bedeutung gegenüber den ursprünglich im Vordergrund stehenden Finanzierungselementen (HERMES, N 57).

²³⁴ Siehe Fn. 231.

sed») ²³⁵ erlaubt beispielsweise eine sehr viel genauere Kapazitätszu-
teilung und damit eine effizientere Nutzung der vorhandenen
Grenzkuppelkapazitäten. ²³⁶ Diese Massnahme ist ohne Stromab-
kommen umsetzbar, sofern eine minimale Kooperation mit den
Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarstaaten bestehen bleibt.

4.3. Kooperationen mit direkten Nachbarstaaten

Wo es um die Erhaltung und Erhöhung der Versorgungssicherheit
geht, ist eine bilaterale Zusammenarbeit der Schweiz mit ihren direk-
ten Nachbarstaaten auch ohne ein Stromabkommen mit der EU
möglich. ²³⁷ Dies gilt bspw. für die Teilnahme an einzelstaatlichen Ka-
pazitätsmechanismen oder die Kostenteilung von grenzüberschrei-
tenden Ausbauprojekten. ²³⁸

²³⁵ Die lastflussbasierte Berechnungsmethode optimiert die Menge der Übertra-
gungskapazität mittels dynamischer Berechnungen der Stromflüsse unter Einbe-
zug von Daten und nicht mehr auf Basis statischer Annahmen.

²³⁶ Insgesamt konnte während der Testphase (Februar bis April 2015) an den Aukti-
onen für die Übertragungskapazität an der Schweizer Grenze zu Deutschland
und Österreich im Schnitt rund 35% mehr Kapazität angeboten werden (KOH-
LER, Bulletin-online vom 08. Juli 2015; SWISSGRID, Erfolgreicher Test für mehr
Strom-Importkapazität an der Nordgrenze, Medienmitteilung vom 3. Juli 2015,
abrufbar unter <[https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/current/media/me-
dia_releases/2015/MM_Uebertragungskapazitaet_Nordgrenze_de.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/current/media/media_releases/2015/MM_Uebertragungskapazitaet_Nordgrenze_de.pdf)>). Diese
Kapazitätserhöhungen gehen jedoch wiederum einher mit den beschriebenen
steigenden Herausforderungen betreffend die Gewährleistung der Netzstabilität
(siehe Kapitel 3.1.1.).

²³⁷ Eine solche Zusammenarbeit mit den direkten Nachbarn findet auch bereits statt
(EIDGENÖSSISCHES DEPARTEMENT FÜR UMWELT, VERKEHR, ENERGIE UND KOMMUNI-
KATION (UVEK), Energie: Verstärkte Zusammenarbeit mit Frankreich, Medien-
mitteilung, 03. Mai 2015, abrufbar unter [https://www.news.admin.ch/mess-
age/index.html?lang=de&msg-id=715](https://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=715); Schweiz vereinbart engere Zusammen-
arbeit mit Italien im Verkehrs- und Energiebereich Medienmitteilung, 17. De-
zember 2012, abrufbar unter <[http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/
00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=47218](http://www.uvek.admin.ch/dokumentation/00474/00492/index.html?lang=de&msg-id=47218)>).

²³⁸ So beispielsweise betreffend das PCI «Bodensee Interkonnektor»; hier soll mit
den betroffenen angrenzenden Netzbetreibern eine gemeinsame Investitions-
strategie erstellt werden (SWISSGRID, Netz 2025, S. 198).

Die EU hat bei solchen zwischenstaatlichen Energieabkommen indes-
sen gewisse Informations- und Mitwirkungsrechte, die sich auf die
Bereitschaft einzelner Mitgliedstaaten zur Aufnahme von Verhand-
lungen auswirken könnten.²³⁹ Insbesondere jedoch die direkten
Nachbarn Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich – und in-
nerhalb dieser namentlich die an die Schweiz grenzenden Regionen –
teilen mit der Schweiz gemeinsame Interessen, auf deren Basis zwi-
schenstaatliche bzw. regionale Verhandlungen zu pragmatischen Lö-
sungen führen könnten.

²³⁹ Art. 3 und 6 Beschluss Informationsaustausch 994/2012/EU.

5. Zusammenfassung und Ausblick: Alternativloses Stromabkommen?

Seit bald acht Jahren verhandeln die Schweiz und die EU über ein bilaterales Abkommen im Strom- bzw. Energiebereich. Obwohl die Verhandlungen auf technischer Ebene weit fortgeschritten sind, ist der Vertragsschluss aufgrund politischer Widrigkeiten auf absehbare Zeit blockiert. Die Hoffnung auf eine pragmatische Zwischenlösung in Form eines Interimsabkommens wurden seitens der EU im April 2015 zerschlagen; offensichtlich soll der politische Druck auf die Schweiz in Sachen Personenfreizügigkeit und institutionelle Fragen aufrecht erhalten bleiben. Die für die EU zentrale Frage der Durchsetzung eines sich dynamisch fortentwickelnden, europäischen Binnenmarktrechts erreicht nun also beim Stromabkommen ihren Kulminationspunkt. Sie würde sich in dieser Form jedoch bei jedem anderen Marktzugangsabkommen gleichermassen stellen. Dagegen verzeichnen andere Kooperationsbereiche, insbesondere die Zusammenarbeit in rein «technischen» Belangen, keine Blockade: So konnte am 27. Mai 2015 schon nach sehr kurzer Verhandlungszeit mit der EU ein bilaterales Abkommen für den automatischen Informationsaustausch in Steuersachen unterzeichnet werden.

Wie jedes internationale Abkommen ist auch das Stromabkommen Ausdruck eines gegenseitigen Gebens und Nehmens. Für die Schweiz dürfte sich ein solches Abkommen unter dem Strich als grundsätzlich vorteilhaft erweisen. Mit Blick auf den (noch) relativ komfortablen *status quo* ist der Vertragsschluss jedoch keineswegs – wie in der Öffentlichkeit zuweilen insinuiert wird – «zwingend notwendig» oder gar «alternativlos». Zumindest die mittelfristig eintretenden Folgen sind nach der hier vertretenen Auffassung wirtschaftlich verkraftbar. Zwar führen die mit dem neuen europäischen Netzkodex einhergehende, lastflussbasierte Berechnung der Grenzkapazitäten sowie die Marktkopplung für den *Day-Ahead*- und (zukünftig) den *Intraday*-Handel zu Effizienzgewinnen. Diese erscheinen jedoch vorderhand in ihrem Ausmass begrenzt. Auch die finanzielle Förderung oder zeitli-

che Priorisierung der «schweizerischen» Projekte zum transeuropäischen Netzausbau bleiben vom Stromabkommen unbeeinflusst. So dann bestehen die grundsätzlichen Zweifel an der Effektivität der europäischen Überwachung des Energiehandels zur Missbrauchsprävention auch mit einem Abkommen weiterhin. Im Sinne von «*soft factors*» könnte die Schweiz mit einem Abkommen aber sicherlich ihre Position als wichtiges Stromtransitland bestätigen und ihre nationalen Interessen durch (weitere) Beteiligung an den europäischen Gremien auch zukünftig einbringen.

Wie sich die durch ein Stromabkommen induzierten Änderungen auf die energiepolitischen Rahmenbedingungen auswirken, ist allerdings heute kaum in Gänze überblickbar. So zeichnet sich ab, dass das von den eidgenössischen Räten behandelte, erste Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 zu einer verstärkten Importabhängigkeit bei Elektrizität führen wird. Durch diese Importabhängigkeit gewinnt eine gegenseitig verpflichtende und verlässliche Regelung des grenzüberschreitenden Elektrizitätstransports offensichtlich stark an Bedeutung. Für die EU ist allerdings die volle Öffnung der Elektrizitätsmärkte eine Grundvoraussetzung für eine entsprechende Vereinbarung. Die volle Marktöffnung soll nach Ansicht verschiedener Kreise aber wiederum die Umsetzung der Energiestrategie gefährden. Diese Einwände sind nicht völlig unberechtigt, setzt doch die Energiestrategie teilweise stark auf zentral veranlasste, hoheitlich steuernde Instrumente; sie belässt dezentral ordnenden Kräften (wie dem Markt) eher wenig Raum. So ergibt sich ein kaum auflösbares und in den Räten noch wenig diskutiertes Paradox.

Die ausbleibende Regelung mit der EU führt freilich vor allem für die hiesigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, namentlich die im Handel tätigen, zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit. Diese wird den – ohnehin schon nicht mehr festen – Willen zur Vornahme langfristiger Investitionen unweigerlich weiter abschwächen. Zum Zeitpunkt der Drucklegung dieses Buches ist nach wie vor unklar, ob nur schon die bestehenden, privatrechtlich vereinbarten Marktkopplungen im *Intraday*-Bereich weiterhin aufrechterhalten werden können. Die Marktkopplung (*Market Coupling*) wäre jedoch für eine kosteneff-

fiziente Vermarktung des Schweizer Stroms aus Pumpspeicherwerken durchaus hilfreich. Streng genommen erfüllt die Schweiz aber die Voraussetzungen für eine Teilnahme an der Marktkopplung nicht, weil hierfür ein Stromabkommen vonnöten wäre. Die Voraussetzung eines Abkommens ist erst spät und spezifisch für die Schweiz in den europäischen Netzkodex CACM aufgenommen worden; aus Schweizer Sicht könnte man sie leicht als ausschliesslich politisch motiviert ansehen. Selbst wenn es der EU dabei primär um die Wahrung der Kohärenz ihrer Rechtsordnung gegangen wäre, gibt es technisch keine Gründe, ein bilaterales Abkommen als Voraussetzung für die Teilnahme am *Market Coupling* zu verlangen.

Daneben tragen wohlplatzierte protokollarische und diplomatische Spitzen, z.B. die Nichteinladung oder Ausladung von Sitzungen, das ihrige zur Vergrösserung der Unsicherheiten bei. Für die meist sehr kooperativ agierenden Schweizer Behörden ist ein solches «Abschneiden» von Informationen natürlich Neuland. Der Ausschluss der Schweiz aus europäischen Gremien wie ENTSO-E (wo die Schweiz Gründungsmitglied ist) und verschlossene Türen bei ACER erscheinen nun plötzlich möglich, wenn auch im Falle von ENTSO-E eher unwahrscheinlich. Angesichts dieser Entwicklungen fragen sich informierte Kreise nicht, ob die Schweiz zukünftig benachteiligt wird, sondern wie schnell und in welchem Ausmass dies geschehen wird. Abhängig ist diese nachteilige Entwicklung von einem komplexen Interessengeflecht, das nicht nur die EU, sondern auch wichtige Mitgliedstaaten wie Deutschland und Frankreich formen.

Selbst die komplette physikalische Entkopplung des Schweizer Netzes ist heute nicht völlig undenkbar. Sollte dieses *Worst Case*-Szenario ohne grössere Vorbereitungszeit eintreten, erschiene die Versorgungssicherheit und damit auch die Schweizer Volkswirtschaft als Ganzes erheblich gefährdet. Zur Abwendung der Bedrohungslage würden vermutlich Bewirtschaftungsmassnahmen nach Massgabe des Landesversorgungsgesetzes sowie Art. 9 StromVG für die gesamte Schweizer Elektrizitätswirtschaft angeordnet. Diese Massnahmen hätten weitgehend planwirtschaftlichen Charakter und würden die erst zögerlich entstandenen Marktmechanismen wieder verdrängen.

Selbst bei längerer Vorbereitungszeit erscheinen die Auswirkungen der Entkopplung kaum quantifizierbar.

Fixiert auf dieses schlechteste Ergebnis sollte nicht ausser Acht gelassen werden, dass die physikalische Entkopplung der Schweiz auch nicht von Vorteil für die EU sein kann. Namentlich der süddeutsche Raum und Italien haben ein erhebliches Interesse daran, dass die technische Kopplung der Märkte aufrecht erhalten wird. In diesem Sinne handelt es sich bei der physikalischen Entkopplung um ein Eskalationsszenario, in dem die Parteien den Verhandlungsprozess in irrationaler und nicht auf ihre gemeinsamen Interessen bedachte Weise scheitern lassen. Auch wenn politische Prozesse zuweilen eine gewisse Eigendynamik erfahren und in ihren Ergebnissen schlecht prognostizierbar sind: Die physikalische Entkopplung der Schweiz erscheint in diesem Licht doch als sehr unwahrscheinlich.

Wer jedoch – nach Abraham Wald's Maximin Regel²⁴⁰ – mit einer Strategie verhandelt, die ungeachtet möglicher Gewinne lediglich den Eintritt des ungünstigsten Szenarios verhindern soll, wird das Stromabkommen tatsächlich als «alternativlos» ansehen – und entsprechend in strittigen Punkten einlenken müssen. So ist der von der EU verlangte politische «Preis» für weitere bilaterale Marktzugangsabkommen vor allem in Bezug auf die institutionellen Fragen – die dynamische Übernahme des europäischen Rechts und allenfalls eine Unterwerfung unter die Entscheidungsgewalt des Europäischen Gerichtshofes – keineswegs gering. Dass die Schweiz an der Schaffung des europäischen Rechts nur beschränkt mitwirken könnte («*decision shaping*») und an den Verfahren des EuGH nicht beteiligt wäre, dürfte nicht nur für Staatsrechtsprofessoren schwer verdaulich sein. Für ein Stromabkommen allein erscheinen Zugeständnisse dieser Tragweite kaum gerechtfertigt. Vor der Leistung dieses Preises bedarf es einer vertieften gesellschaftlichen Diskussion, deren Ergebnis demokratisch abzustützen ist. Letztlich ist eine für die Schweiz tiefgreifend verändernde Entscheidung für weitere europäische Integrations-

²⁴⁰ Hinweise zum betriebswirtschaftlichen Risikomanagement bei HETTICH, Risikoversorge, S. 25 ff.

schritte aber nur in Kenntnis der zur Verfügung stehenden Alternativen zumutbar. Statt «Alternativlosigkeit» zu propagieren sind also Handlungsoptionen zu formulieren, die anstelle eines bilateralen Abkommens mit der EU im Energiebereich verfolgt werden könnten.

Ohne Stromabkommen wird sich die Schweiz zunächst zwangsläufig auf eigene Projekte zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und zur technischen Optimierung der Netznutzung konzentrieren müssen. Dazu gehören die Erneuerung und der Ausbau des schweizerischen Übertragungsnetzes inklusive Grenzkuppelkapazitäten nur für den aus schweizerischer Sicht erforderlichen Teil, also ohne Berücksichtigung von europäischen Interessen. Sodann sollten technische Neuerungen zur Optimierung der Auslastbarkeit bestehender Grenzkuppelkapazitäten schnell vorangetrieben werden.

Angesichts der derzeit grossen politischen Differenzen zwischen der Schweiz und der EU sind bilaterale Kooperationen mit Nachbarstaaten zu priorisieren. Dazu gehört das koordinierte Hinwirken auf die – im gemeinsamen Interesse liegende – Aufrechterhaltung der physikalischen Kopplung des Schweizer Übertragungsnetzes mit den umliegenden Netzen. Im günstigen Fall sind weitere Projekte zur Verbesserung der Versorgungssicherheit auf bilateraler Ebene umsetzbar, unter Einschluss von privatrechtlich vereinbarten Projekten zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. In strategischer Sicht sind Vorkehrungen zur Aufrechterhaltung der Versorgung auch im Inselbetrieb zu treffen, was im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 Berücksichtigung finden muss. In Bezug auf alle wirtschaftlichen Bereiche ohne europäischen Marktzugang wäre schliesslich weit sorgfältiger als heute zu klären, welche Elemente des europäischen Rechtsrahmens für die Schweiz autonom nachvollzogen werden sollen. Die Schweiz sollte sich frei fühlen, auch bewusste Differenzen zum europäischen Binnenmarktrecht zu schaffen und an dessen Stelle «bessere» (effektivere, effizientere, unbürokratische) Regelungen zu implementieren.²⁴¹

²⁴¹ Siehe kritisch zum unreflektierten Nachvollzug des europäischen Energierechts HETTICH, Lucifer, IV.A. m.w.H. (im Erscheinen).

Rechtsquellen

Agenturverordnung 713/2009: Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl EU vom 14. August 2009, L2011/1 ff.

Beschluss Informationsaustausch 994/2012/EU: Beschluss Nr. 994/2012/EU vom 25. Oktober 2012 zur Einrichtung eines Mechanismus für den Informationsaustausch über zwischenstaatliche Energieabkommen zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern, ABl EU vom 27. Oktober 2012, L299/13 ff.

BV: Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999, SR 101

CEF-Verordnung 1316/2013: Verordnung (EU) Nr. 1316/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2013 zur Schaffung der Fazilität «Connecting Europe», zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 913/2010 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 680/2007 und (EG) Nr. 67/2010, ABl EU vom 20. Dezember 2013, L348/129 ff.

Datenveröffentlichungs-VO 543/2013: Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl EU vom 15. Juni 2013, L163/1 ff.

Delegierte TEN-E Verordnung 1391/2013: Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, ABl EU vom 21. Dezember 2013, L349/28 ff.

Durchführungs-VO REMIT 1348/2014: Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission vom 17. Dezember 2014 über die Datenmeldung gemäss Artikel 8 Absätze 2 und 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, ABl EU vom 18. Dezember 2014, L363/121 ff.

ENC Treaty: Treaty establishing the Energy Community zwischen der Europäischen Gemeinschaft und den übrigen [damals neun] vertragschliessenden Parteien («Contracting Parties») vom 25. Oktober 2005, in Kraft getreten am 01. Juli 2006, abrufbar unter <<https://www.energy-community.org/>>

- GasVO 715/2009*: Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl EU vom 14. August 2009, L2011/36 ff.
- ITC-Leitlinienverordnung 838/2010*: Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte, ABl EU vom 24. September 2010, L233/1 ff.
- LVG*: Bundesgesetz vom 8. Oktober 1982 über die wirtschaftliche Landesversorgung (Landesversorgungsgesetz), SR 531
- REMIT-VO 1227/2011*: Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts, ABl EU vom 08. Dezember 2011, L326/1 ff.
- RES-RL 2009/28/EG*: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschliessenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl EU vom 05. Juni 2009, L140/16 ff.
- RL 2009/72/EG*: Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl EU vom 14. August 2009, L 211/55 ff.
- RL 2009/73/EG*: Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABl EU vom 14. August 2009, L 211/94 ff.
- StromhandelsVO 714/2009*: Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl EU vom 14. August 2009, L211/15 ff.
- StromVG*: Bundesgesetz vom 23. März 2007 über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz), SR 734.7
- StromVV*: Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV), SR 734.71
- TEN-E Verordnung 347/2013*: Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr.1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG)

Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009, ABl EU vom 25. April 2013, L115/39 ff.

Verordnung CACM: Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl EU vom 25.07.2015, L 197/24 ff.

Literatur

- ALDER KATRIN/BÜHLER STEFAN, Brüssel signalisiert Entgegenkommen, NZZ am Sonntag vom 22. März 2015, S. 11
- ANDERSSON, GÖRAN, Technische Voraussetzungen des Stromhandels, in: WEBER, ROLF H. (Hrsg.), Stromhandel, Zürich 2007, S. 23-34
- ANDERSSON, GÖRAN/BOULOUCHOS, KONSTANTINOS/BRETSCHGER, LUCAS: Energiezukunft der Schweiz, ETH Zürich, November 2011, abrufbar unter <<http://www.cces.ethz.ch/>>
- BERG, WERNER, Energie, Umwelt, Wettbewerb in der Schnittmenge des Unionsrechts, in: MÜLLER-GRAFF, PETER-CHRISTIAN/SCHWARZE, JÜRGEN (Hrsg.), EuR 3/2013, S. 53-87
- BEYER, SYLVIA/LEKOVIC, SONJA, Electricity Prices in the European Union, in: IEA Statistics, Energy Prices and Taxes, quarterly statistics, fourth quarter 2014, xiii, abrufbar unter <<http://www.oecd-ilibrary.org/>>
- BOOZ & COMPANY/NEWBERY, DAVID/STRBAC, GÖRAN/PUDJANTO, DANNY/NOËL, PIERRE, Benefits of an Integrated European Energy Market, prepared for: Directorate-General Energy, European Commission, Amsterdam et al., revised 20th July 2013, abrufbar unter <<https://ec.europa.eu/energy/>>
- BREITENMOSER, STEPHAN/WEYENETH, ROBERT, Europarecht – Unter Einbezug des Verhältnisses Schweiz – EU, 2. Auflage, Zürich/St. Gallen 2014
- CONIL-LACOSTE, JEAN-FRANÇOIS, Marktkoppelung und die Rolle des Nemo, ElCom Forum 2014, abrufbar unter <<http://www.elcom.admin.ch/>>
- CONNECT ENERGY ECONOMICS GMBH, Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Endbericht vom 2. Juli 2014, abrufbar unter <<http://www.bmwi.de/>>
- CONSENTEC/EWI/IAEW, Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Aachen/Köln 2010
- CRATAN, VALENTIN, Elektrische Energieversorgung 2, Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung, 3. Aufl., Evillard 2012
- DE WYL, CHRISTIAN/FINKE, JASPER, Entflechtung von Energieversorgungsunternehmen, SCHNEIDER, JENS-PETER/THEOBALD, CHRISTIAN (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl., München 2013, S. 105-177
- DU BUISSON, JOACHIM/DESSAU, CHRISTIAN, Die Rolle Europas im Energiehandel, ZENKE, INES/SCHÄFER, RALF (Hrsg.) Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, 3. Aufl., München 2012, § 28, S. 661-736

- ERDMANN GEORG/ZWEIFEL PETER: Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, 2. Aufl., Berlin/Heidelberg 2010
- FELLMANN, FABIAN, Leuthard kurz vor dem Ziel, NZZ am Sonntag vom 5. Oktober 2014, abrufbar unter <<http://www.nzz.ch/>>
- FELLMANN, FABIAN/ALDER, KATHRIN/BÜHLER, STEFAN, Deutliche Absage an pragmatische Lösung-EU stoppt Strom-Kompromiss, NZZ am Sonntag vom 26. April 2015, abrufbar unter <<http://www.nzz.ch/>>
- GLACHANT, JEAN-MICHEL, The Achievement of the EU Electricity Internal Market through Market Coupling, European University Institute of the Florence School of Regulation Working Papers, RSCAS 2010/87, 2010, abrufbar unter <<http://hdl.handle.net/1814/15189>>
- HÄFLINGER, MARKUS, EWR-Beitritt würde «delikate Fragen» provozieren, NZZ vom 6. August 2013, abrufbar unter <<http://www.nzz.ch/>>
- HÄNNI, PETER/STÖCKLI, ANDREAS, Schweizerisches Wirtschaftsverwaltungsrecht, Bern 2013
- HAUCAP, JUSTUS/KLEIN, CAROLIN/KÜHLING, JÜRGEN, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, HAUCAP, JUSTUS ET AL. (Hrsg.), Wettbewerb und Regulierung von Märkten und Unternehmen, Baden-Baden 2013
- HERDEGEN, MATTHIAS, Völkerrecht, 14. Aufl., München 2015
- HERMES, GEORG, Planung von Erzeugungsanlagen und Transportnetzen, SCHNEIDER, JENS-PETER/THEOBALD, CHRISTIAN (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. München 2013, § 7, S. 329-408
- HETTICH, PETER, Art. 121a BV, BERNHARD EHRENZELLER et al. (Hrsg.), Die Schweizerische Bundesverfassung: St.Galler Kommentar, 3. Aufl., Zürich/St.Gallen 2014 (zit. St.Galler Kommentar zu Art. 121a BV)
- Die Glühbirne – Lucifer neuer Zeiten, ZBl 116 (2015), Nr. 11 (zit. Lucifer; im Erscheinen)
 - Kooperative Risikoversorge: Regulierte Selbstregulierung im Recht der operationellen und technischen Risiken, Zürich 2015 (zit. Risikoversorge)
- HETTICH, PETER/RECHSTEINER, STEFAN, Energie, TSCHUDI, HANS MARTIN ET AL. (Hrsg.), Die Grenzüberschreitende Zusammenarbeit der Schweiz, Baden-Baden 2014, S. 707-730
- HETTICH, PETER/WALTHER, SIMONE, Rechtsfragen um die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für Elektrizität aus erneuerbaren Energien. ZBl 112 (2011), S. 143-171.
- HOBE, STEPHAN, Einführung in das Völkerrecht, 10. Aufl., Tübingen 2014

- IEA/OECD, IEA Statistics, Energy Prices and Taxes, quarterly statistics, fourth quarter 2014, Part II: Energy End-User Prices in OECD Countries, abrufbar unter <<http://www.oecd-ilibrary.org/>>
- JOHN, ANDREAS, Einführung von Market Coupling in der Schweiz – Beweggründe und neue Prozesse, VSE Bulletin-online vom 09. März 2015, abrufbar unter <www.bulletin-online.ch/>
- KOCH, MATTHIAS et al., Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im Europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 1/2015, S. 1-17
- KOHLER, BERNADETTE, Erfolgreicher Test für mehr Strom-Importkapazität, VSE Bulletin-online vom 8. Juli 2015, abrufbar unter <www.bulletin-online.ch/>
- LINTZEL, PETER/DIEM, MARIANNE, Entwicklung der deutschen Energiemärkte, ZENKE, INES/SCHÄFER, RALF (Hrsg.), Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, 3. Aufl., München 2012, § 13, S. 313–329
- MEISTER, URS, Der Nutzen eines bilateralen Stromabkommens mit der EU, avenir suisse vom 17. August 2012, abrufbar unter <<http://www.avenir-suisse.ch/>> (zit. Stromabkommen)
- Handel gibt es auch ohne bilaterales Stromabkommen, avenir suisse vom 10. März 2014, abrufbar unter <<http://www.avenir-suisse.ch/>> (zit. Handel)
 - Landesgrenzen von Kapazitätsmärkten: Die grenzüberschreitende Organisation von Kapazitätsmechanismen stellt eine besondere Herausforderung dar, avenir suisse vom 17. August 2015, abrufbar unter <<http://www.avenir-suisse.ch/>> (zit. Kapazitätsmärkte)
- NIEDRIG, THOMAS/SCHROEDER, ROBERT, Grenzüberschreitender Stromhandel – Engpassmanagement und Transportrechte, ZENKE, INES/SCHÄFER, RALF (Hrsg.), Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, 3. Aufl., München, 2012, § 27, S. 637-660
- OCHOA, CAMILA/VAN ACKERE, ANN, Winners and losers of market coupling, Energy 80 (2015), S. 522-534
- OGGIONI, G./SMEERS, Y., Market failures of Market Coupling and counter-trading in Europe: An illustrative model based discussion, Energy Economics 35 (2013), S. 74-87
- PARISIO, LUCIA/BOSCO, BRUNO, Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects, in: Energy Economics 30 (2008), S. 1760-1775 (zit. PARISIO/BOSCO)
- PELLINI, ELISABETTA, Measuring the impact of markt coupling on the Italian electricity market, Energy Policy 48 (2012), S. 323-333

- PETROV, ROMAN, Energy Community as a promoter of the European Union's «energy acquis» to its Neighbourhood, in: Legal Issues of Economic Integration 38/3 (2012), S. 331-356 (zit. Energy Community)
- Exporting the Acquis Communautaire through European Union External Agreements, Heidelberg 2011 (zit. Acquis Communautaire)
- POLYNOMICS AG, Zahlungsbereitschaft für Service Public und Versorgungsqualität im Strombereich – Schlussbericht, Bern 2008, abrufbar unter <<http://www.bfe.admin.ch>>
- POTOTSCHNIG, ALBERTO, Electricity Markets: The Wholesale Markets, Florence School of Regulation, abrufbar unter <<http://fsr.eui.eu/>>
- PRANGE-GSTÖHL, HEIKO, Enlarging the EU's internal energy market, Why would third countries accept EU rule export?, Energy Policy 37 (2009), S. 5296-5303
- PRESSER, FLORIAN, Grenzüberschreitender Stromhandel: Die Entwicklung zu einem europäischen Binnenmarkt für Strom, München 2011
- RHINOW, RENÉ/SCHMID, GERHARD/BIAGGINI, GIOVANNI/UHLMANN, FELIX, Öffentliches Wirtschaftsrecht, 2. Aufl., Basel 2011
- RITZAU, MICHAEL/SCHUFFELEN, LUKAS, Der Markt für Strom (empirische Darstellung), ZENKE, INES/SCHÄFER, RALF (Hrsg.), Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, 3. Aufl., München, 2012, § 5, S. 78-99
- RÜTI, TONI, EPEX und Swissgrid: Koppelung des Schweizer Strommarktes, Bericht vom 13. Januar 2014 über einen Medienanlass vom 9. Januar 2014 von Swissgrid/EPEX SPOT abrufbar unter <<http://www.ee-news.ch/>>
- SÄCKER, FRANZ JÜRGEN, Das Energierecht im Spannungsfeld von staatlicher Planung, SÄCKER, FRANZ JÜRGEN (Hrsg.), Energierecht, Berliner Kommentar, 3. Aufl., Frankfurt a.M. 2014, S. 7-34
- SCHMIDT-PREUß, MATTHIAS, Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte, SÄCKER, FRANZ JÜRGEN (Hrsg.), Energierecht, Berliner Kommentar, 3. Aufl., Frankfurt a.M. 2014, S. 35–75
- SCHNEIDER, CHRISTIAN F., Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I, RASCHAUER, BERNHARD (Hrsg.), Forschungen aus Staat und Recht 172, Wien 2013 (zit. Regulierungsrecht)
- SCHNEIDER, JENS-PETER, Vorgaben des europäischen Energierechts, SCHNEIDER, JENS-PETER/THEOBALD, CHRISTIAN (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl., München 2013, § 2, S. 49-84 (zit. Vorgaben)
- SCHOLL, PHYLLIS, Elektrizität, BIAGGINI GIOVANNI et al. (Hrsg.), Fachhandbuch Verwaltungsrecht, Zürich 2015, S. 509-540

- SCRUZZI, DAVIDE, Fehlendes EU-Abkommen: Das Abseitsstehen beim Strom ist weniger teuer als gedacht, NZZ vom 3. September 2015, abrufbar unter <<http://www.nzz.ch/>>
- STASCHUS, KONSTANTIN, Mehr Vernetzung – das Zusammenspiel zwischen nationaler und europäischer Netzplanung und Strommärkten, Präsentation am Schweizerischen Stromkongresses Bern vom 13. Januar 2015
- STEINMANN, WALTER, Beitrag im Rahmen der Podiumsdiskussion «Die Europäische und die Schweizer Perspektive» am 11. Dezember 2014 an der ETH Zürich, Veranstaltung «Energieversorgung 2050: Herausforderungen und mögliche Lösungen», Programm unter: <<http://www.esc.ethz.ch/>>
- STRAHM, RUDOLF, Für die EU-Verhandlungen braucht es einen Plan B, Tagesanzeiger vom 30. Juni 2015, abrufbar unter <<http://www.tagesanzeiger.ch/>>
- TRINKNER, URS/SCHERRER, IVO, Erfahrungen mit der Strommarktöffnung in der EU, in: Die Volkswirtschaft 1-2/2015, S. 58–61
- VAHL, MARIUS/GROLIMUND, NINA, Integration ohne Mitgliedschaft – Die bilateralen Verträge der Schweiz mit der Europäischen Gemeinschaft, Zürich/Basel/Genf 2007, Übersetzung der englischen Originalfassung «Integration without Membership», Brüssel 2006
- VALLENDER, KLAUS A./HETTICH, PETER/LEHNE, JENS, Wirtschaftsfreiheit und begrenzte Staatsverantwortung: Grundzüge des Wirtschaftsverfassungs- und Wirtschaftsverwaltungsrechts, 4. Aufl., Bern 2006
- VON MATT, OTHMAR, Fremde Richter, der Bundesrat prüft einen Kurswechsel, Schweiz am Sonntag vom 1. Februar 2015, abrufbar unter <<http://www.schweizamsonntag.ch/>>
- WALTHER, SIMONE, Kooperative Steuerungsinstrumente im Schweizerischen Stromversorgungsrecht, Zürich/St. Gallen 2014 (zit. Steuerungsinstrumente)
- Schweizerische Energieversorgungssicherheit, Sicherheit & Recht 2/2014, S.125-133 (zit. Energieversorgungssicherheit)
- WEBER, ROLF H./KRATZ, BRIGITTA, Elektrizitätswirtschaftsrecht, Bern 2005 (zit. Elektrizitätswirtschaftsrecht)
- Stromversorgungsrecht, Ergänzungsband Elektrizitätswirtschaftsrecht, Bern 2009 (zit. Stromversorgungsrecht)
- WEINGARTNER, BASIL, Der europäische Strommarkt der Zukunft, BFE (Hrsg.), energieia Nr. 3, Mai 2015, S. 12–13
- ZENKE, INES/SCHÄFER, RALF, Resümee – Ausblick, ZENKE, INES/SCHÄFER, RALF (Hrsg.), Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, 3. Aufl., München 2012, § 29, S. 737-740

Materialien und amtliche Publikationen

ACER ELECTRICITY STAKEHOLDER ADVISORY GROUP (AESAG), Input from the AESAG working group on governance for the governance guideline for single price coupling and single intra-day market vom 16. Mai 2012, abrufbar unter <<https://ec.europa.eu/energy/>> (zit. AESAG, Input)

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012, Ljubljana 2013, abrufbar unter <<http://www.acer.europa.eu/>> (zit. Annual Report 2012)

- ERI Progress Report of the Coordination Group for Electricity Regional Initiatives #2, October 2014 - Mars 2015, A15-ERI-01, 29. Mai 2015, abrufbar unter <<http://www.acer.europa.eu/>> (zit. ERI Progress Report #2)
- Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism in 2013, November 2014, abrufbar unter <<http://www.acer.europa.eu/>> (zit. ACER, ITC Report 2013)
- Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism in 2012, October 2013, abrufbar unter <<http://www.acer.europa.eu/>> (zit. ACER, ITC Report 2012)
- REMIT – Common Schema for the Disclosure of Inside Information – Public Consultation Paper PC_2015_R_03, 27.05.2015 (zit. REMIT-Consultation)

AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER)/COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013, October 2014, abrufbar unter <<http://www.ceer.eu/>> (zit. ACER/CEER, Monitoring Report 2013)

BUNDESAMT FÜR ENERGIE (BFE), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014, abrufbar unter <<http://www.bfe.admin.ch/>> (zit. Elektrizitätsstatistik 2014)

- Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2014, Vorabzug, abrufbar unter: <<http://www.bfe.admin.ch/>> (zit. Statistik der erneuerbaren Energien 2014)
- Strompreise 2015, Im Durchschnitt leicht steigende Tarife für Haushalte, keine Veränderungen für mittlere Betriebe, Presseerklärung vom 04. September 2014 (zit. Strompreise 2015)

BUNDESAMT FÜR UMWELT (BAFU), Kyoto-Protokoll: Die Schweiz hat ihre Verpflichtungen 2008-2012 erfüllt, Medienmitteilung vom 10. April 2014, abrufbar unter <<http://www.bafu.admin.ch/>> (zit. Kyoto-Protokoll)

BUNDESRAT, Antwort vom 18. Februar 2015 auf die Interpellation 14.4175 von Bernhard Guhl: Fehlendes bilaterales Stromabkommen mit der EU und Ausschluss vom Market Coupling – Wie weiter?, Amtl. Bull. N vom 20. März 2015, S. 585 ff., abrufbar unter <<http://www.parlament.ch/>> (zit. Interpellation 14.4175)

- Botschaft vom 16. April 2014 zur Genehmigung der Änderung von Doha des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, BBL 2014 3455 ff. (zit. Botschaft Kyoto)
- Botschaft vom 4. September 2013 zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», BBl 2013 7561 ff. (zit. Botschaft Energiestrategie 2050)
- Botschaft vom 26. August 2009 über die Schweizer Klimapolitik nach 2012 (Revision des CO₂-Gesetzes und eidgenössische Volksinitiative «Für ein gesundes Klima»), BBl 2009 7433 ff. (zit. Botschaft Klimapolitik)
- Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage (zit. Strommarktöffnung)
- Strompreisentwicklung in der Schweiz, Bericht in Erfüllung des Postulates 08.3280 Stähelin vom 4. Juni 2008, Bern 2011, abrufbar unter <<http://www.bfe.admin.ch/>> (zit. Strompreisentwicklung)

Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten (EDA)/Direktion für europäische Angelegenheiten (DEA), Schweizerische Europapolitik, Präsentation, Juli 2015, abrufbar unter <<https://www.eda.admin.ch/>> (zit. Schweizerische Europapolitik)

- Strom/Energie, September 2014, abrufbar unter <<https://www.eda.admin.ch/>> (zit. Strom/Energie)

EIDGENÖSSISCHE ELEKTRIZITÄTSKOMMISSION (ELCOM), Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014, abrufbar unter <<http://www.elcom.admin.ch/>> (zit. Stromversorgungssicherheit 2014)

- Tätigkeitsbericht der ElCom 2010 (zit. Tätigkeitsbericht 2010)
- Tätigkeitsbericht der ElCom 2014 (zit. Tätigkeitsbericht 2014)

ENERGY COMMUNITY, An Energy Community for the Future, Bericht der High Level Reflection Group vom Mai 2014, abrufbar unter <<http://www.energy-community.org/>> (zit. Future)

- Procedural Act No. 01/2012 PHLG-ENC of the Permanent High Level Group of the Energy Community of 21 June 2012 laying down the rules governing the adoption of Guidelines and Network Codes in the Energy Community, abrufbar unter <<https://www.energy-community.org/>> (zit. Procedural Act No. 01/2012)

EUROPÄISCHE KOMMISSION, Die EU-Energiepolitik: Entwicklung der Beziehungen zu Partnern ausserhalb der EU, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, zur Energieversorgungssicherheit und internationalen Zusammenarbeit, Brüssel, 07. September 2011, KOM(2011) 539 endgültig (zit. EU-Energiepolitik)

- Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Brüssel, 10. November 2010, KOM(2010) 639, endgültig (zit. Energie 2020)
- Energy prices and costs in Europe, Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2014) 21/2, (zit. Energy prices and costs)
- Energy prices and costs report, Commission Staff Working Dokument, SWD(2014) 20 final/2, Brüssel 17. März 2014 (zit. Energy prices)
- Erreichung des Stromverbundziels von 10% – Vorbereitung des europäischen Stromnetzes auf 2020, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat, Brüssel, 25. Februar 2015, KOM (2015) 82 final (zit. Stromverbundziel)
- Europäische Nachbarschaftspolitik, Strategiepapier, Mitteilung der Kommission, Brüssel, 12. Mai 2004, KOM(2004) 373 endgültig (zit. Europäische Nachbarschaftspolitik)
- Langfristige Vision für die Infrastruktur in Europa und darüber hinaus, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Brüssel, 14. Oktober 2013, COM(2013) 711 final (zit. Vision Infrastruktur)
- Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, Mitteilung der Kommission, ABl EU vom 28. Juni 2014 C200/1 ff. (zit. Leitlinien Energiebeihilfen)
- Public consultation on the governance framework for the European day ahead market coupling, abrufbar unter <<https://ec.europa.eu/energy/>> (zit. public consultation)
- Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank, Brüssel, 25. Februar 2015, KOM(2015) 80 final (zit. Krisenfeste Energieunion)

- Regulation establishing a Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management and a Guideline on Governance and supplementing Regulation (EC) 714/2009, working draft, 14 January 2014, abrufbar unter <<http://ec.europa.eu/energy/>> (zit. network code CACM)
- Staatliche Beihilfen: Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen – häufig gestellte Fragen, Brüssel, 29. April 2015, abrufbar unter <<http://europa.eu/>> (zit. Kapazitätsmechanismen)
- Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen, Mitteilung der Kommission, Brüssel, 05. November 2013, C(2013) 7243 final (zit. Vollendung Elektrizitätsbinnenmarkt)

EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (EFET), Input from the AESAG working group on governance for the governance guideline for single price coupling and single intra-day market – EFET comments of 29 June 2012, abrufbar unter <<http://www.efet.org/>> (zit. Comments)

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E), Articles of Association, Fassung vom 30. September 2014, abrufbar unter <<https://www.entsoe.eu/>> (zit. AoA)

- Regional Investment Plan 2014 Continental Central South 2014 – Part of the ENTSO-E TYNDP 2014 Package, abrufbar unter <<https://www.entsoe.eu/>> (zit. CCS Regional Investment Plan 2014)
- Technical Report Bidding Zones Review Process, 2 January 2014; abrufbar unter <<https://www.entsoe.eu/>> (zit. Bidding Zones)

GRÜNE PARTEI, Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung; Vernehmlassungsantwort der Grünen Partei der Schweiz, 22. Januar 2015, abrufbar unter <www.gruene.ch> (zit. Strommarktöffnung)

MONOPOLKOMMISSION (BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 65. Sondergutachten, Baden-Baden 2013 (zit. Energiewende)

PENTALATERAL ENERGY FORUM, Generation Adequacy Assessment, 5. März 2015, abrufbar unter <<https://www.swissgrid.ch/>> (zit. Generation Adequacy)

RAT DER EUROPÄISCHEN UNION, Schlussfolgerungen des Rates zu einem homogenen erweiterten Binnenmarkt und den Beziehungen der EU zu nicht der EU angehörenden westeuropäischen Ländern, 16583/14, 16. Dezember 2014, abrufbar unter <<http://data.consilium.europa.eu/>> (zit. Schlussfolgerungen)

RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE), Annual Electricity Report 2014, Paris 29. Januar 2015, abrufbar unter <<http://www.rte-france.com/>> (zit. Electricity Report 2014)

- French Capacity Market – Report accompanying the draft rules, 09. April 2014, abrufbar unter <<http://www.rte-france.com/>> (zit. Capacity Market in France)

SOZIALDEMOKRATISCHE PARTEI, Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung: Vernehmlassungsantwort SP Schweiz, Bern 19. Januar 2015, abrufbar unter <<http://www.sp-ps.ch/>> (zit. Strommarktöffnung)

SWISSGRID, Bericht zum Strategischen Netz 2025, abrufbar unter <<http://www.swissgrid.ch/>> (zit. Netz 2025)

- Energieübersicht Schweiz 2014, abrufbar unter <<http://www.swissgrid.ch/>> (zit. Energieübersicht Schweiz 2014)
- Geschäftsbericht 2011, abrufbar unter <<http://www.swissgrid.ch/>> (zit. Geschäftsbericht 2011)
- Market Coupling, Faktenblatt, abrufbar unter <<http://www.swissgrid.ch/>> (zit. Market Coupling)