

Matthias Finger, Paul van Baal

Beziehungen unter Strom

**Die Schweiz, die Elektrizität
und die Europäische Union**

Matthias Finger, Paul van Baal

Beziehungen unter Strom

Die Schweiz, die Elektrizität und
die Europäische Union

CHRONOS

Publiziert mit Unterstützung des Schweizerischen Nationalfonds
zur Förderung der wissenschaftlichen Forschung.



Informationen zum Verlagsprogramm:
www.chronos-verlag.ch

Umschlagbild: Alpiq AG.

© 2020 Chronos Verlag, Zürich
ISBN 978-3-0340-1566-0

Inhalt

Einleitung	7
1 Geschichte der Strombeziehungen zwischen der Schweiz und der EU	11
Was will die EU eigentlich?	11
Strommarktliberalisierung à la EU	13
Vor 1990: Es glänzt der Stern von Laufenburg	20
1991–2002: Die EU liberalisiert, die Schweiz bremst	22
2003–2014: Blackout und trotzdem noch Goodwill	30
Seit 2014: Was nun?	35
2 Die politisch kontroversen Themen	41
Vollständige Marktöffnung, Entflechtung und Wettbewerb	41
Staatliche Beihilfen, Transparenz, Wasserkraft und die Kantone	45
Marktkoppelung und ungeplante Stromflüsse	47
Langfristverträge	53
Anpassungen der Regulierung und des Regulators	54
Erneuerbare Energien und Wasserkonzessionen	56
Zwischenhalt	57
Institutionelle Kontroversen	59
3 Die wirklichen Herausforderungen	63
Nachhaltigkeit	63
Versorgungssicherheit	73
Digitalisierung	82
Energiegerechtigkeit	85
4 Zwei mögliche Szenarien	93
Wir schaffen es auch allein! – Szenario Alleingang	94
Wir warten auf bessere Zeiten! – Durch- und Hinhalteszenario	106

5 Ein drittes: Energieführerszenario	115
Inländische Massnahmen, die wir ohne Gegenleistungen der EU ergreifen können	118
Diplomatische Schritte, die jetzt unternommen werden müssen	123
Eine Vorzeigerolle in Europa einnehmen	125
Schweizer Interessen in Europa vertreten	127
Stromabkommen – was nun?	133
Abkürzungen	137
Bibliografie	140
Autoren	143

Einleitung

Die Beziehungen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union stehen unter Strom. Das ist eigentlich nichts Neues und war spätestens nach dem Referendum vom 6. Dezember 1992, als die Teilnahme der Schweiz am Europäischen Wirtschaftsraum mit 50,3 % der Stimmen abgelehnt wurde, klar. Neu ist hingegen die Tatsache, dass die schweizerisch-europäischen Beziehungen auch in Sachen Elektrizität geladen sind. Dies zeichnete sich seit der Ablehnung (52,6 %) des Elektrizitätsmarktgesetzes am 22. September 2002 ab. Die Strombeziehungen mit der EU waren aber mehr oder weniger handhabbar, bis am 9. Februar 2014 die Masseneinwanderungsinitiative vom Volk mit 50,3 % der Stimmen angenommen wurde. Seither stehen nicht nur die generellen Beziehungen der Schweiz zur EU, sondern auch die Strombeziehungen unter Strom – mit noch nicht absehbaren Konsequenzen. Hinzu kommt, dass am 21. Mai 2017 das Schweizer Volk die Energiestrategie mit einem Mehr von 58,2 % angenommen hat. Deren Umsetzung im Umfeld der EU-Elektrizitätsmarktliberalisierung kompliziert die Sache zusätzlich.

Dieses Buch befasst sich ausschliesslich mit den Beziehungen der Schweiz zur EU in Sachen Strom. Die generellen Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU werden nur dann angesprochen, wenn sie für die Strombeziehungen relevant sind, und das ist seit Februar 2014 der Fall. Des Weiteren wollen wir festhalten, dass wir uns auf die Elektrizität beschränken, hingegen das Gas, den inexistenten Gasmarkt, die inexistente Gasmarktliberalisierung sowie die bisher unproblematischen Beziehungen der Schweiz zur EU im Gassektor fast gänzlich beiseitelassen. Wir bedauern die Wendung, die die schweizerisch-europäischen Beziehungen im Elektrizitätssektor genommen haben, denn wir sind der Meinung, dass sie für die Schweiz, insbesondere für die schweizerische Stromwirtschaft, die Stromkonsumenten, die Stromversorgung und vor allem für die Energiewende, letztendlich schädlich ist. Gleichzeitig geben wir uns aber nicht der Illusion hin, dass unser Buch diese Ent-

wicklung auch nur ansatzweise ändern könnte. Deshalb ist es – mit Ausnahme von Kapitel 5 – auch kein Plädoyer für irgendetwas. Vielmehr sind wir Pragmatiker: Wir wollen zeigen, wie sich die europäisch-schweizerischen Beziehungen in Sachen Elektrizität mit der Zeit verändert haben, was die einzelnen Schritte waren und welche Konsequenzen sie hatten. Unsere Leserinnen und Leser sollen sich selbst eine Meinung bilden oder, so hoffen wir, nach der Lektüre des Buches zumindest in der Lage sein, dies zu tun.

Die pragmatische Herangehensweise ist schon in der von uns bevorzugten Theorie angelegt, der neuen Institutionenökonomie. Diese betrachtet komplexe soziotechnische Systeme, wie es das mit Europa eng verwobene schweizerische Elektrizitätssystem ist, unter dem Aspekt von «governance», das heisst als Resultat einer historisch gewachsenen Koordination (oder einem Mangel an Koordination) unter den für dieses System massgebenden Akteuren. Deren gibt es viele, und ihre Interessen divergieren. Es ist deshalb nicht erstaunlich, dass das, was bei diesen Koordinationsversuchen herauskommt, meistens, wenn nicht immer suboptimal ist. Koordinationsresultate, die im Elektrizitätssektor als wichtig erachtet werden können, betreffen zum Beispiel die Strompreise für private Endkunden/-innen und für Unternehmen, die Versorgungssicherheit des Landes, das Auftreten von und den Umgang mit Stromausfällen und Blackouts, die Höhe der Investitionen ins Übertragungs- und Verteilnetz, den Zubau von Produktionskapazitäten – vielleicht sogar Produktionskapazitäten von erneuerbaren Energien –, die Stromhandelstätigkeit oder die finanzielle Verfassung der im Stromsektor tätigen Unternehmen. Doch sind sich die involvierten Akteure keineswegs einig, wie die «Outcomes» ihrer Koordinationstätigkeit zu beurteilen sind, und noch weniger, welche Ziele wie erreicht werden sollen. Angesichts der unterschiedlichen Interessen der Akteure ist das auch nicht erstaunlich. Der Versuch einer Einigung wird immer zu einem Kompromiss führen, manchmal auch zu einer Blockade.

Zu Beginn möchten wir auf die Liste der aus unserer Sicht relevanten Akteure des schweizerischen Elektrizitätssystems im Anhang hinweisen. Die Liste ist lang, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie führt die Akteure in alphabetischer Reihenfolge auf und zeigt, wie sie organisatorisch aufgestellt sind. Wie wichtig einzelne von ihnen in

welchem Stadium waren, wird sich im Verlauf des Buches weisen. Ziel ist die Beschreibung der Koordinationstätigkeit dieser Akteure in den letzten dreissig Jahren.

Im ersten Kapitel behandeln wir die wichtigsten Etappen der schweizerisch-europäischen Beziehungen in Sachen Elektrizität. Als Ausgangspunkt wählen wir das Jahr 1990, als die EU-Elektrizitätsmarktliberalisierung begann und der Energieartikel (mit 71,1 % der Stimmen) in die Bundesverfassung aufgenommen wurde. Wir unterscheiden vier Etappen: die Zeit vor 1990, die Periode zwischen 1990 und dem Blackout in Italien 2003, die Zeit zwischen dem Blackout und der Annahme der Masseneinwanderungsinitiative 2014 sowie die Zeit danach. Im zweiten Kapitel kristallisieren sich die kontroversen Elemente der schweizerisch-europäischen Strombeziehungen heraus. Im Fokus stehen diejenigen Elemente, die heute problematisch sind. Im dritten Kapitel präsentieren wir die aus unserer Sicht wichtigsten Herausforderungen im Schweizer Stromsektor: Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, Digitalisierung und Energiegerechtigkeit. Wir zeigen, wie diese Themen mit den Strombeziehungen zu Europa zusammenhängen. Im vierten Kapitel zeigen wir Strategien auf, wie diese Beziehungen sich weiterentwickeln liessen. Wir plädieren für das «Energieführerszenario»: Die Schweiz übernimmt bei der Umsetzung der Energiestrategie eine Führungsrolle und kann sich so in Europa wieder behaupten. Dieses Szenario stellen wir im fünften Kapitel dar, und wir zeigen, wie es umzusetzen wäre. Im Schlusskapitel führen wir aus, was der Bundesrat aus unserer Sicht jetzt tun sollte.

Unser Buch ist das Resultat verschiedener Aktivitäten: Paul van Baal promovierte 2019 am Lehrstuhl für Management von Netzwerkindustrien (Management des industries de réseaux, MIR) der Eidgenössischen Technischen Hochschule Lausanne (EPFL) mit einer Arbeit zum Thema Energiewende. Er entwickelte ein Systemanalyse und Agententheorie kombinierendes Modell, das es erlaubt, die Energiewende zu simulieren. Das Modell ist praxiserprobt, es beruht auf Erfahrungen bei der Umsetzung der Energiewende bei den Stadtwerken Genf (Services industriels de Genève, SIG). In diesem Buch kommt das Modell nicht zur Anwendung, aber sein Aufbau hat uns zu einem besseren Verständnis des schweizerischen Stromsystems geführt. Matthias Finger ist seit 2002

Inhaber des Lehrstuhls für Management von Netzwerkindustrien an der EPFL und beschäftigte sich mit der Transformation des Elektrizitätssektors. Als Mitglied der Schweizerischen Elektrizitätskommission (Elcom), der unabhängigen staatlichen Regulierungsbehörde im Elektrizitätstbereich, 2007–2019 war er selbst Akteur auf diesem Feld und erhielt so wertvolle Einblicke in dessen Realität. Zusammen mit Raphael Klein und Reiner Verhoog bauten wir 2017 das Weiterbildungsprogramm «Governing Energy Transitions» (GET) auf. GET ist eine Plattform für alle, die die Energiewende in der Schweiz vorantreiben möchten. Schliesslich führten wir 2018/19 ein Forschungsprojekt des Schweizerischen Nationalfonds durch, das die sich verändernden Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU in Sachen Elektrizität untersuchte («The Swiss energy transition and the relationship with Europe», NFP 70). Das erste Kapitel dieses Buches und Teile des zweiten bauen auf dem Schlussrapport dieses Projekts auf.

Wir danken dem Schweizerischen Nationalfonds für die Anregung zu diesem Projekt. Weiter danken wir allen, die uns ihre wertvolle Zeit für Interviews zur Verfügung gestellt haben: Michael Bhend, Urs Bucher, Stefan Dörig, Jean-Christophe Füeg, Eduard Kiener, Roland Mayer, Urs Näf, Davide Orifice, Pippo Ranci, Carlo Schmid-Sutter, Jörg Spicker, Simon Steinlin, Walter Steinmann, Matti Supponen, Thomas Tillwicks und Jorge Vasconcellos. Die Zusammenarbeit in der Elcom trug viel zum Verständnis des schweizerischen und des europäischen Elektrizitätssektors bei. Wir danken insbesondere Renato Tami, dem Leiter des Fachsekretariats der Elcom, Michael Bhend, Leiter der Abteilung Netze und Europa, sowie Cornelia Kawann, Leiterin der Sektion Marktüberwachung. Ein spezieller Dank geht an den Präsidenten der Elcom, Carlo Schmid-Sutter, der, lange bevor die Kommission geschaffen wurde, alles daran gesetzt hat, ein bisschen Rationalität in die Regulierung des Stromsektors zu bringen.

1 Geschichte der Strombeziehungen zwischen der Schweiz und der EU

Wir stellen den Ablauf der Strombeziehungen der Schweiz und der EU in vier Etappen dar. Diese werden durch drei Ereignisse strukturiert: 1990 erlässt die EU die Transitrichtlinien und die Schweizer Bevölkerung nimmt den Energieartikel an, der die Kompetenz in Energiefragen von den Kantonen auf den Bund überträgt. 2003 kommt es zu einem teilweise durch die Schweiz verursachten Blackout in Italien. Das wahrscheinlich entscheidendste Ereignis ist die Annahme der Masseneinwanderungsinitiative durch die Schweizer Bevölkerung im Jahr 2014. Bevor wir die Etappen im Detail präsentieren, müssen wir erklären, was die EU überhaupt will, und zwar im Allgemeinen wie auch im Bereich der Elektrizität.

Was will die EU eigentlich?

Der Hintergrund der komplexen Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU ist das Projekt der europäischen Integration, der Wille der EU-Mitgliedstaaten, in allen Wirtschaftszweigen einen integrierten europäischen Binnenmarkt zu schaffen. Seit ihrer Gründung 1957 im Vertrag von Rom will die Europäische Gemeinschaft, wie sie damals hiess, Handelsbarrieren zwischen den Mitgliedstaaten abbauen. Mit der Einheitlichen Europäischen Akte (1986) will sie, nun unter dem Namen Europäische Union, einen europäischen Binnenmarkt realisieren. Seit 1993 gelten vier Grundfreiheiten, der freie Verkehr von Waren, Dienstleistungen, Personen und Kapital. Mithilfe von weiteren Verträgen, insbesondere Maastricht (1992) und Lissabon (2007), wurde die Union gefestigt und auf immer weitere Wirtschaftszweige ausgedehnt, so ab den 1990er-Jahren auf die Infrastruktursektoren Kommunikation (Post, Telekommunikation), Transport (Strasse, Schiene, Luft) und Energie (Elektrizität, Gas).

Die Art und Weise, wie in den europäischen Infrastruktursektoren ein Binnenmarkt geschaffen werden sollte, war und bleibt originell und ein-

malig. Sie war bis zu diesem Zeitpunkt noch nirgends auf der Welt ausprobiert worden. Und sie war in allen Sektoren gleich, wenn auch mit unterschiedlichem Erfolg: Die Infrastruktursektoren wurden in einen monopolistischen Teil und in einen dem Wettbewerb ausgesetzten Teil getrennt, im Fachjargon: entflochten («unbundled»), mit dem Ziel, einerseits einen Wettbewerb unter den neu geschaffenen (europäischen) Dienstleistungsunternehmen zu schaffen, andererseits eine EU-weite im (staatlichen) Monopol verbleibende Infrastruktur herzustellen. Im Stromsektor bedeutete dies einen EU-weiten Wettbewerb unter Stromproduzenten und ein integriertes EU-weites Stromübertragungsnetz, die sogenannte Kupferplatte Europa. In der Luftfahrt heisst dieses Ziel «Single European Sky», im Eisenbahnwesen «Single European Railway Area». Konkret bedeutet dies, dass die vormals monopolistischen, nationalen und integrierten Infrastrukturunternehmen aufgetrennt werden müssen: Der Infrastrukturteil bleibt normalerweise ein nationales Monopol, während auf dieser Infrastruktur Dienstleister – nicht mehr nur das nationale Unternehmen – miteinander konkurrieren. Im nicht ganz ungewollten Nebeneffekt werden die historischen nationalen Infrastrukturunternehmen, indirekt auch ihre Eigentümer, die Nationalstaaten, geschwächt.

Damit das Ganze funktionieren kann, muss auf nationaler wie auf EU-Ebene ein umfangreicher Apparat zur Regulierung dieses komplexen Systems auf die Beine gestellt werden. Man kann diese Regulierung in drei Teile aufsplitten, wobei alle drei gleich wichtig sind: Erstens muss die monopolistische Infrastruktur reguliert werden, denn Monopole sind nicht selbstregulierenden Marktkräften ausgesetzt. Hier geht es um Preise und um Versorgungssicherheit. Zweitens muss der diskriminierungsfreie Zugang der im Wettbewerb stehenden Dienstleistungsunternehmen zu diesen monopolistischen Infrastrukturen sichergestellt werden. Dies kann nur ein unabhängiger Regulator. Drittens muss darauf geachtet werden, dass unter den Dienstleistungsunternehmen Wettbewerb herrscht, denn bei Infrastrukturen wie dem Strom führen Netzwerkeffekte immer zur Marktkonzentration und schlussendlich wieder zu Monopolen. Für all das werden in jedem EU-Mitgliedstaat unabhängige Regulatoren eingesetzt. Diese werden von der EU-Kommission koordiniert und zunehmend überlagert.

Die Schaffung eines Binnenmarktes mithilfe der Liberalisierung der verschiedenen Industriezweige, insbesondere der Infrastrukturen, wird von der EU als Mittel zum Zweck angesehen – der Zweck aber ist die politische Integration. Die Schweiz wollte diese Entwicklung, wenn auch nur halbherzig, mitmachen, zumindest daran teilhaben, denn die wirtschaftlichen Vorteile eines integrierten Binnenmarktes sind nicht wegzudiskutieren. Rein ideologisch ist die Schweiz der liberalen Marktintegrationsidee durchaus verpflichtet, auch wenn sie die damit einhergehende politische Integration nicht unbedingt will. Aber am 12. Juni 1992 wurde der Bundesbeschluss über den Europäischen Wirtschaftsraum (EWR), eine Art EU-Mitgliedschaft light – auch Norwegen, Island und Liechtenstein gehörten dazu –, mit 50,3 % der Stimmen und von einer Mehrheit der Stände abgelehnt. Seither verfolgt die Schweiz eine bilaterale und sektorielle Strategie: In verschiedenen Wirtschaftszweigen wie Landwirtschaft, Verkehr und Forschung wurden mit der EU bilaterale Abkommen geschlossen, aber keines betraf die Elektrizität, denn diese wurde zu diesem Zeitpunkt weder von der EU noch von der Schweiz als problematisch angesehen.

Strommarktliberalisierung à la EU

In Sachen Elektrizität war die Schweiz auch aus EU-Sicht bis etwa 2002/03 gut unterwegs, niemand hielt damals in diesem Sektor ein Abkommen für nötig. Die Schweiz bereitete in der zweiten Hälfte der 1990er-Jahre ein Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) vor, das den Schweizer Strommarkt in ähnlicher Weise wie in der EU liberalisieren sollte. Dieses wurde 2002 vom Volk abgelehnt, aber das regte die EU noch nicht besonders auf. Wie wir sehen werden, kam die einschneidende Veränderung der Beziehungen erst ein Jahr später mit dem kostspieligen Stromausfall in Italien. Die Schweiz wurde teilweise für die Eskalation verantwortlich gemacht und plötzlich wurde den Gesetzgebern auf beiden Seiten bewusst, dass die Schweiz physisch voll in den europäischen Strommarkt integriert war. Bald darauf begannen formelle Verhandlungen über ein bilaterales Stromabkommen. Sie sind immer noch nicht abgeschlossen. Die Gründe, wieso dem so ist, legen wir im Folgenden detailliert dar.

Aber wieso muss sich die Schweiz überhaupt mit der EU in Sachen Strom herumschlagen, wenn sie nicht einmal eine EU-Integration light will? Dafür gibt es einen Haupt- und einen Nebengrund. Der Hauptgrund ist in Geschichte, Geografie und Physik angelegt, denn die Schweiz befindet sich im Zentrum Europas, ist von allen europäischen Staaten am stärksten ins EU-Stromnetz integriert, ist ein Transitland und hat in der Vergangenheit in Europa im Stromsektor (Netz und Produktion) eine zentrale Rolle gespielt. Schliesslich fliesst der Strom nach den Regeln der Physik und nicht nach denen der Politik.¹ Der Nebengrund ist der, dass die EU in Sachen Strom, wie übrigens bei allen Infrastrukturen, seit den 1990er-Jahren die Initiative ergriffen hat, eine konzeptuelle Vorreiterrolle spielt und den Ton angibt. Die Schweiz muss nachziehen, nicht nur weil sie seit dem Beginn der Strommarktliberalisierung der EU argumentativ nichts entgegenzusetzen hat – sie und ihre grossen Stromunternehmen sind ja dem gleichen marktliberalen Ideal verpflichtet –, sondern auch weil sie seither immer nur reagiert hat, statt zu antizipieren, und weil sie zu klein und heute zu marginalisiert ist, um diese Entwicklung noch signifikant beeinflussen zu können, es sei denn, sie rauft sich wirklich zusammen.² Und natürlich weil sie sich aus dem europäischen Stromsystem nicht einfach ausklinken kann. Die Schweiz ist keine Strominsel der Glückseligen.

Aus all diesen Gründen gibt es schweizerisch-europäische Strombeziehungen. Sie haben sich im Laufe der letzten dreissig Jahre entwickelt und können, wie gesagt, in vier Episoden beschrieben werden. Um die Entwicklung zu verstehen, braucht es Wissen darüber, wie sich die Li-

1 Darauf folgt dann oft das Gegenargument: «Wenn schon die EU mit der Schweiz elektrisch so eng verbunden ist, dann muss sie doch ein ebenso grosses Interesse an einem Stromabkommen haben wie wir.» Dieses Argument ist nicht falsch, aber je länger desto weniger richtig: Erstens nimmt der Wert dieses Arguments mit der Zeit ab, denn die EU findet andere Wege, insbesondere indem sie in den die Schweiz umfahrenden Netzausbau investiert; zweitens ist der Wert proportional für die EU geringer als für die Schweiz; und drittens ist die EU seit 2014 gewillt, einen gewissen Preis in Kauf zu nehmen – insbesondere wenn dieser Preis dann wieder der Schweiz aufgebürdet werden kann. Umgekehrt stimmt es aber auch, dass die EU ein grundsätzliches Interesse hat, die Netzsicherheit mit der Schweiz zu regeln, aber das ist nicht wirklich ein Druckmittel, denn wir haben das genau gleiche Interesse.

2 Siehe Kapitel 5.

beralisierung des Stromsektors in der EU abspielte. Wir beginnen also mit einer Präsentation der Strommarktliberalisierung. Es geht im Wesentlichen um die vier sogenannten Energiepakete und einige andere wichtige Richtlinien.

Transitrichtlinien (1990)

1990 wurde die Richtlinie 90/547/EWG über den Transit von Elektrizität durch Übertragungsnetze und im Jahr darauf eine ähnliche Richtlinie für den Gassektor angenommen. Diese Transitrichtlinien waren die ersten EU-Rechtsvorschriften, die darauf abzielten, die Strom- und die Gasübertragung auf europäischer Ebene zu koordinieren.³ Ziel war es, den grenzüberschreitenden Austausch von Elektrizität zu erleichtern. Der Handel war aber explizit von diesen Richtlinien nicht betroffen; er wurde damals noch als bilaterale Angelegenheit zwischen den Mitgliedstaaten betrachtet. Der Gesetzestext enthält jedoch die Aussage, dass dies nur der erste Schritt hin zu einem einheitlichen europäischen Energiebinnenmarkt sei.

Erstes Energiepaket (1996)

Weitere Rechtsvorschriften waren erforderlich, um den Energiebinnenmarkt voranzutreiben. Die EU setzte dabei auf das Mittel der Liberalisierung, die als adäquates Instrument angesehen wurde, um eine Marktintegration zu ermöglichen. Regulatorisch mussten Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, die es erlaubten, die den Sektor dominierenden vertikal integrierten und staatlich kontrollierten Monopole aufzubrechen. Konsequenterweise mandatierten die Elektrizitätsrichtlinie von 1996 und die analoge, 1998 verabschiedete Gasrichtlinie, zusammen als erstes Energiepaket bezeichnet, 1. die Entflechtung Transportinfrastrukturen (Netz) und Dienstleistungen (Lieferung von Strom und Gas), 2. die Schaffung der Funktion eines Netzbetreibers («trans-

³ Bower 2002.

mission system operator», TSO), 3. die schrittweise Öffnung der Energiemärkte für die Endkunden.⁴ Das erste Energiepaket überliess den Mitgliedstaaten einen grossen Handlungsspielraum bei der Umsetzung.⁵ Bemerkenswerterweise fehlte ein harmonisierter Ausgleichsmechanismus für den grenzüberschreitenden Handel, der infolgedessen immer noch bilateral zwischen den betroffenen Mitgliedstaaten geregelt werden musste.

Florenz und Madrid Fora (1998)

Angesichts der Regulierungslücken des ersten Energiepakets sowie der Tatsache, dass der Energiemarkt nur schleppend vorankam, entschied sich die Europäische Kommission für eine neue Herangehensweise: 1998 berief sie das erste europäische Forum für die Regulierung der Elektrizität, das sogenannte Florenz-Forum,⁶ ein und ein Jahr später das erste europäische Gasregulierungsforum, auch Madrid-Forum genannt. Diese Foren sollten den Prozess der Schaffung eines integrierten europäischen Elektrizitätsmarktes erleichtern, indem alle Interessenträger, Regulierungsbehörden, Produzenten, Händler, Zulieferer, Verbraucher, andere Marktteilnehmer, TSO usw., zusammengebracht wurden, um auf freiwilliger und konsensueller Basis neue Lösungen zu finden. Um diesen Prozess zu erleichtern und um effektiver zu lobbyieren, begannen die verschiedenen Interessengruppen sich in Organisationen zusammenzuschliessen. Beispiele hierfür sind das Council of European Energy Regulators (CEER) sowie der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ETSO). Die Foren ermöglichten es der Kommission, nationale Regierungen und Regierungsstellen zu umgehen und direkt mit Unternehmensleitungen und Interessenvertretern zu sprechen. Die erste Aufgabe, die die Europäische Kommission dem Florenz-Forum übertrug, bestand darin, einen einfachen und kostengünstigen Me-

4 Meeus/Purchala/Belmans 2005.

5 Hancher 1997.

6 Dieses Florenz-Forum ist seit 2004 in der sogenannten Florence School of Regulation (FSR) institutionalisiert. Diese ist am Europäischen Universitätsinstitut in Fiesole/Florenz angesiedelt (mehr dazu in Kapitel 5).

chanismus für grenzüberschreitende Stromübertragungen zu definieren, der die Unterschiede der nationalen Märkte respektiert. Im Jahr 2000 wurde eine Interimslösung dafür gefunden und der Kommission vorgelegt. Die Lösung basierte auf einer sogenannten Inter-TSO-Kompensation (ITC) für alle grenzüberschreitenden Geschäfte; dabei ging es um physische Stromflüsse (und nicht um Handelsprogramme), auch via Transitländer wie die Schweiz. Die Umsetzung dieser Lösung verzögerte sich jedoch bis 2003, da sich vor allem die deutsche Regierung für die Interessen ihrer nationalen Produzenten stark machte.⁷ Mit anderen Worten, der Florenz-Prozess scheint zwar effizient, wenn es um die Erarbeitung von Lösungen geht, ist aber letztlich auf den Goodwill der Mitgliedländer angewiesen. Auch bleibt die Erarbeitung von freiwilligen und einvernehmlichen Massnahmen ein mühsamer Prozess, vor allem wenn die Interessen der verschiedenen Interessengruppen stark voneinander abweichen. Der Florenz-Ansatz hat aber auch Vorteile. So konnte der ITC-Mechanismus freiwillig von denjenigen Staaten angewandt werden, die ihm zustimmten, bevor alle formellen Rechtsvorschriften im Detail ausgearbeitet waren.

Zweites Energiepaket (2003)

Das erste Energiepaket von 1996 hatte zwar Mindeststandards für die Entflechtung und für die Marktöffnung festgelegt, aber bald zeigte sich, dass viele Länder weiter gingen als erforderlich, was zu Asymmetrieproblemen führte,⁸ die nun mithilfe eines zweiten Pakets angegangen werden mussten. Auch andere Regulierungslücken mussten behoben werden, zum Beispiel beim ITC-Mechanismus, da ja das Florenz-Forum keinen Konsens gebracht hatte. Konkret führte das zweite Energiepaket die vollständige Marktöffnung für alle Endkunden in Europa (spätestens 2004 für Grosskunden und spätestens 2007 für Haushalte), ein strengere Netzzugangsregelung sowie die Errichtung von unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden («independent regulatory authorities», IRA)

⁷ Vasconcelos 2005.

⁸ Jakovac 2012.

ein. Gleichzeitig schuf dieses zweite Paket die European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG). Diese Organisation, in welcher die Europäische Kommission Mitglied (wenn auch nicht stimmberechtigt) war, duplizierte das CEER, welches mehr und mehr an Bedeutung und Einfluss verlor.⁹

Regionale Initiativen (2006)

Angesichts der Feststellung, dass die Einbindung der verschiedenen Interessenvertreter in den Problemlösungsprozess ein wertvolles Instrument für die Weiterentwicklung der Regulierung und letztlich für die Marktintegration sein kann, rief ERGEG 2006 die regionalen Initiativen («regional initiatives», RI) ins Leben. Im Wesentlichen wurde der zu integrierende europäische Markt in sieben regionale Märkte aufgeteilt und in jedem von ihnen wurde ein Forum zur Diskussion und Weiterentwicklung der Regulierung lanciert. Die regionalen Initiativen sollten das Florenz- und das Madrid-Forum zumindest teilweise ersetzen, da es sich als zu schwierig erwies, mit einer so grossen Zahl von Interessenvertretern einen Konsens zu finden. Die Idee war also, die europäische Integration sozusagen «bottom-up», das heisst auf regionaler Ebene, in die Wege zu leiten. Dieser Ansatz wurde von der EU-Kommission als vielversprechend beurteilt, auch wenn es relativ rasch klar wurde, dass er das Risiko eines fragmentierten integrierten Marktes mit sich bringt.¹⁰

Drittes Energiepaket und Netzkodizes (2009)

Die Integrationsbemühungen der regionalen Initiativen beruhten auf Freiwilligkeit, beinhalteten zudem das Risiko einer institutionellen Fragmentierung. Das dritte Energiepaket von 2009 sollte dem abhelfen. Es zielt darauf ab, die sieben regionalen Märkte zu standardisieren und zu einem einzigen, integrierten Markt zusammenzuführen. Konsequenter-

⁹ Saz-Carranza/Ibarra/Albareda 2016.

¹⁰ Karan/Kazdağlı 2011.

weise wurden mit dem dritten Paket die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) und die Organisation der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission Systems Operators – Electricity, ENTSO-E) geschaffen. ACER trat die Nachfolge von ERGEG an, während ENTSO-E eine Fusion der sechs europäischen TSO-Verbände, darunter ETSO und UCTE, war. Beide Organisationen institutionalisierten im Wesentlichen die informelle Macht, die bereits ihre Vorgänger innehatten. Beide wurden beauftragt, acht sogenannte Netzkodizes («network code», NC) zu entwickeln. Es sind dies verbindliche EU-weite Rechtsvorschriften betreffend Betrieb, Interkonnexion und Marktbedingungen. Dazu gehört ein einheitliches Modell der Marktkoppelung unter den Mitgliedsländern.¹¹ Im Endeffekt werden sich alle Mitgliedstaaten an diese Kodizes und Standards halten müssen, um das reibungslose Funktionieren des integrierten Marktes zu gewährleisten oder, im Fall der Schweiz, nicht zu gefährden. Die Entwicklung der NC war ein langwieriger partizipativer Prozess; erst 2015 wurde der erste Netzkodex von allen Ländern angenommen.¹²

Clean Energy for all Europeans Package (2019)

Bis zu diesem Zeitpunkt hatte sich die Integration der europäischen Strom- und Gasmärkte auf Deregulierung, Wettbewerb und Versorgungssicherheit konzentriert. Klimaerwärmung und Nachhaltigkeit wurden in getrennten Rechtsvorschriften abgehandelt, zum Beispiel im Climate and Energy Package von 2009, das für 2020 das 20-20-20-Ziel definierte: 20 % Energieeffizienz, 20 % CO₂-Reduktion und 20 % erneuerbare Energien.¹³ Das Clean Energy Package, das vierte Energiepaket, wurde im November 2016 vorgestellt. Im März 2019 waren die Verhandlungen abgeschlossen, alle acht Massnahmen wurden verabschiedet. Das Paket bringt Klimaschutz, Nachhaltigkeit und Marktintegrationsbestrebungen zusammen. Neben einer Aktualisierung und Verschär-

11 Jevnaker 2015.

12 Regulation (EU) 2015/1222, 2015.

13 Kulovesi/Morgera/Munoz 2011.

fung der Ziele für die Zeit bis 2030 werden Dezentralisierung, Digitalisierung und Dekarbonisierung angestrebt. Zudem bekommen einige neue Akteure Rechtsstatus, insbesondere die sogenannten Aggregatoren und lokale Energiegemeinschaften. Darüber hinaus werden der Aufgabenbereich von ACER ausgeweitet, eine europäische Verteilnetzesellschaft (Distribution System Organization, DSO) geschaffen sowie die Netzkodizes aktualisiert.¹⁴

Vor 1990: Es glänzt der Stern von Laufenburg

Die ersten Schritte der europäischen Integration im Energiebereich wurden nach dem Zweiten Weltkrieg unternommen. Obwohl Energie zu dieser Zeit eine Frage der nationalen Souveränität war, herrschte, zumindest in Europa, Konsens darin, dass eine gewisse internationale Koordination notwendig sei, um die knappen Elektrizitätsressourcen optimal zu nutzen. Zu diesem Zweck gründeten 1951 die Schweiz und sieben weitere europäische Länder die Union for the Coordination of the Production and Transmission of Electricity (UCPTE).¹⁵ Diese definierte die Standards für den Netzbetrieb, insbesondere für die grenzüberschreitenden Verbindungen auf dem gesamten europäischen Kontinent. Die UCPTE war im Wesentlichen ein privater Zusammenschluss von integrierten (Produktion und Transport) regionalen und nationalen Monopolbetrieben, die von ihren Regierungen ermächtigt wurden, grenzüberschreitende Stromflüsse auszuhandeln, gemeinsame technische Standards zu setzen sowie Regeln für Handel und Schiedsverfahren zu definieren.¹⁶ Die nationalen Regierungen wurden manchmal aufgefordert, Vertreter zu den Sitzungen zu entsenden, überliessen aber das Zepher den Unternehmen. Auf Schweizer Seite waren EOS, NOK, Atel, EGL und BKW in der UCPTE vertreten.¹⁷ Damals waren diese Unternehmen

14 Meeus/Nouicer 2018.

15 Die Gründungsmitglieder der UCPTE waren Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich und die Schweiz.

16 Legendijk 2016.

17 Diese verschiedenen Schweizer Unternehmen hatten bei weitem nicht das gleiche Interesse: NOK, EOS und BKW waren primär auf die nationale Versorgungsaufgabe fokussiert und brauchten den grenzüberschreitenden Handel eher zur

wie alle anderen UCPTÉ-Mitglieder keine Konkurrenten, da sie je eigene Netze, Kraftwerke und Kunden hatten. Ihre Zusammenarbeit beruhte auf reinem Eigeninteresse – es ging um die Festlegung von Standards – und verlief im Allgemeinen reibungslos.

1958 wurde die Schaltstation «Stern von Laufenburg» in Laufenburg im Kanton Aargau in Betrieb genommen, die die Stromnetze der Schweiz, Frankreichs und Deutschlands miteinander verknüpfte und die entsprechenden Stromflüsse koordinierte. Dies war der erste Schritt in Richtung UCPTÉ-Netz und bildete den Grundstein für die Koordination des heutigen europäischen Stromnetzes. 1996 umfasste das europäische Stromnetz mit Laufenburg als zentraler Schaltstation 19 europäische Länder von Polen bis Portugal.¹⁸ Die Schweiz hatte eine fortschrittliche Strominfrastruktur, und kombiniert mit der Tatsache, dass die zentrale Leitstelle in der Schweiz angesiedelt war, führte dies dazu, dass die Schweiz in der UCPTÉ eine relativ zentrale Rolle einnahm.

Die globale Energiekrise von 1973 löste weltweit eine Schockwelle aus. Plötzlich trat die Versorgungssicherheit, präziser: die Energiesicherheit, in den Vordergrund. Dies führte in der Schweiz dazu, dass, erstmals in der Geschichte, die Regierung bereit war, eine Vision zum Thema Energie zu entwickeln. Die resultierende sogenannte Gesamtenergiekonzeption wurde 1978 vom Bundesrat vorgestellt. Sie forderte unter anderem, dass die politische Hoheit über die Energie, die bis anhin eine kantonale Domäne war, dem Bund übertragen wurde. 1983 fand dazu ein obligatorisches Referendum (da Verfassungsänderung) statt. Die Vorlage wurde von Linksgrünen, denen der Energieartikel nicht weit genug ging, und von Liberalföderalen, die ihn als staatliche Einmischung in den Markt und als Schwächung der Kantone brandmarkten, bekämpft und von Volk und Ständen abgelehnt. Die Atomkatastrophe von Tschernobyl 1986 setzte jedoch das Thema erneut auf die Tagesordnung. Ein neuer Verfassungsartikel wurde ausgearbeitet, die Abstimmung war für 1990 angesetzt.

Das Jahr 1990 war ein Wendepunkt in der Energiepolitik, zuerst auf europäischer Ebene: Wie wir gesehen haben, wurde 1990 mit den Transit-

Verwertung der Stromüberschüsse. Umgekehrt waren EGL und ATEL am Handel interessiert und als solche die Triebkräfte der Idee eines EU-Binnenmarktes.

18 Lagendijk 2016.

richtlinien die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes in Angriff genommen. In der Schweiz war nun die Bevölkerung bereit, die Verantwortung für die Energie dem Bund zu übertragen. Obwohl beide Entscheidungen nicht sofortige Wirkung hatten und unabhängig voneinander abliefen, kann man sagen, dass in Sachen Energie die Weichen in Europa wie auch in der Schweiz und in den gegenseitigen Beziehungen neu gestellt wurden.

Das Schweizer Referendum war ungewöhnlich erfolgreich, mehr als 70 % der Bevölkerung stimmten dafür. Im Wesentlichen ging es um das Gleiche wie beim Energieartikel, der 1983 abgelehnt wurde. Entscheidend war, dass sich der Bundesrat im Vorfeld die Unterstützung der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren zugesichert hatte. Die Diskussion mit den Kantonen führte zu einer besseren Klärung der Zuständigkeiten, was schlussendlich den Ausschlag gab. Der Bund war nun unter anderem damit beauftragt, eine Energiestrategie zu entwickeln. Relativ kurz nach der Abstimmung startete Bundesrat Adolf Ogi das Aktionsprogramm «Energie 2000». Damit sollte eine neue Energiepolitik eingeleitet werden, die Abstand nahm von der automatischen Deckung der zunehmenden Stromnachfrage durch Importe, ebenso vom Bau grosser fossilthermischer Kraftwerke. Gefragt war eine wesentlich aktivere Politik der rationellen Energieverwendung und der Förderung der neuen erneuerbaren Energien.¹⁹

1991–2002: Die EU liberalisiert, die Schweiz bremst

Inzwischen hatten sich die Zeiten wieder geändert: Die Energiekrise der 1970er-Jahre war vergessen und mit ihr die Sorge um die Energieversorgung. Nach dem Ende des Kalten Krieges war nun Globalisierung und Wirtschaftswachstum angesagt, und zwar dank neoliberaler Marktwirtschaft.²⁰ Wettbewerb und Privatisierung sollten die Wirtschaftsleistung ankurbeln und die Wohlfahrt fördern. Die Europäische Union startete

19 www.e-periodica.ch/cntrmg?pid=ene-001:2000:0::156.

20 Jamasb/Pollitt 2005.

ein ambitioniertes Programm der Deregulierung in allen Infrastrukturbereichen, auch beim Strom. Die Schweiz wollte nicht hintanstellen.

Vergessen der Ölschock – es lebe der gemeinsame (Glaube an den) Markt

Auch in der Schweiz war man Anfang der 1990er-Jahre auf der Suche nach neuen Ideen, um die Wirtschaft anzukurbeln und von der Globalisierung zu profitieren. Eine Arbeitsgruppe unter der Leitung des einflussreichen Schweizer Wirtschaftsführers David de Pury sollte im Auftrag der Regierung das Potenzial einer «marktbasierten Erneuerung» ausloten.²¹ 1991 publizierte ein Autorenteam von Mitgliedern dieser Arbeitsgruppe ein Weissbuch mit dem Titel «Schweizerische Wirtschaftspolitik im internationalen Wettbewerb. Eine ordnungspolitische Analyse». Die Arbeitsgruppe richtete darin drei zentrale Empfehlungen an die Regierung, nämlich weitreichende Liberalisierung und Privatisierung der Schweizer Wirtschaft, eine grundlegende Reform der Schweizer Steuer- und Sozialpolitik sowie Integration in die EU.²² Unter den vielen laut de Pury, Hauser und Schmid reformbedürftigen Wirtschaftszweigen befand sich auch die Energie. Parallel dazu hatte die Regierung bereits Schritte unternommen zur Vorbereitung eines Beitritts der Schweiz zum Europäischen Wirtschaftsraum (EWR).²³

Aber das war alles ein bisschen zu viel aufs Mal für die Schweizer Bevölkerung, wurde doch wie erwähnt am 12. Juni 1992 der «Bundesbeschluss

21 Es ist bezeichnend, dass die Leitung dieser Arbeitsgruppe nicht einem Bundesamt, sondern der Privatwirtschaft übertragen wurde. Und nicht irgendeiner Privatwirtschaft, sondern einer, die im Energiesektor verankert war (und immer noch ist). De Pury war zu dieser Zeit Co-Chairman von ABB (Asea Brown Boveri).

22 Streeck/Grote/Schneider/Visser 2005.

23 Der Europäische Wirtschaftsraum (EWR), der 1992 über das EWR-Abkommen geschlossen wurde, ist ein internationales Abkommen, das die Ausweitung des Binnenmarktes der Europäischen Union (EU) auf Drittstaaten ermöglicht. Der EWR verbindet die EU-Mitgliedstaaten und drei Staaten der Europäischen Freihandelszone (EFTA) (Island, Liechtenstein und Norwegen) zu einem Binnenmarkt, der denselben Grundregeln wie der EU unterliegt. Diese Regeln zielen darauf ab, den freien Verkehr von Arbeitskräften, Waren, Dienstleistungen und Kapital innerhalb des europäischen Binnenmarktes zu ermöglichen, einschliesslich der Freiheit, den Wohnsitz in einem beliebigen Land in diesem Gebiet zu wählen (Wikipedia).

über den europäischen Wirtschaftsraum (EWR)» abgelehnt. Nach dieser Ohrfeige der Bevölkerung für das politische und ökonomische Establishment brauchte es neue Impulse, um wirtschaftlich sowohl global als auch in Europa nicht ins Hintertreffen zu geraten. Die Regierung beschloss daraufhin, die Empfehlungen von de Pury, Hauser und Schmid in sechs Sektoren umzusetzen. Die Energie war nicht darunter.

Der Energiesektor, vor allem die Elektrizität, war nämlich ein bisschen komplizierter, als sich das die Marktideologen ausgedacht hatten. Was tut man in dieser Situation? Man schafft eine neue Arbeitsgruppe, diesmal unter der Leitung des Bundes in der Person des Vizedirektors des Bundesamtes für Energie Jean Cattin. Die Aufgabe der Gruppe war es, die Möglichkeiten von Marktformen im Energiesektor auszuloten. Der Cattin-Bericht wurde 1995 publiziert. Er empfahl mehr wirtschaftliche Effizienz und zeigte sich sehr optimistisch betreffend Liberalisierung und Privatisierung im Energiesektor. Im selben Jahr publizierten de Pury, Hauser und Schmid ihr zweites Weissbuch, «Mut zum Aufbruch»,²⁴ eine detailliertere Version von «Liberalisierung der Schweizer Volkswirtschaft». Obwohl das zweite Weissbuch und der Cattin-Bericht wegen ihrer Schwächen betreffend Soziales und Umwelt kritisiert wurden, haben sie die Debatten um Wirtschaftswachstum und Energieliberalisierung in der Schweiz für die kommenden Jahre geprägt. Auf ihrer Basis begann das Bundesamt für Energie ein Energiemarktgesetz (EMG) zu erarbeiten.

Schweiz – EU, gemeinsam allein

Trotz der Ablehnung des EWR gingen die Schweiz und die EU Anfang der 1990er-Jahre noch in eine ähnliche, liberale Richtung, zumindest im Bereich der Elektrizität. Die EU war in erster Linie mit der Aufgleisung ihres internen Energiemarktes beschäftigt und hatte keine Zeit für Nachbarländer wie die Schweiz. Das brauchte sie auch nicht, denn die UCPTÉ – mit dem «Stern von Laufenburg» im Zentrum – gewährleistete ja den sicheren Betrieb des zunehmend vernetzten europäischen

24 De Pury/Hauser/Schmid 1995.

Übertragungsnetzes. Für die EU war und ist die Liberalisierung letztlich ein Mittel zum Zweck, nämlich ein Instrument zur Förderung der politischen Integration. Die Schweiz ist in Sachen Liberalisierung etwas pragmatischer unterwegs: Da das Land von der EU umzingelt und in seinem Wirtschaftswachstum stark von ihr abhängig ist, wurde EU-Kompatibilität, zumindest von de Pury und Cattin, primär als Wachstumstreiber angesehen. Die Schweizer Wirtschaft stagnierte im internationalen Vergleich und Liberalisierung und eine stärkere Integration in den europäischen Markt versprochen vor allem für die Industrie grosse Vorteile.

Obwohl die EU und die Schweiz im Energiebereich in eine ähnliche Richtung gingen, gab es in diesem Bereich keine formellen politischen Beziehungen. Immerhin standen Vertreter der EU-Kommission²⁵ und Mitarbeiter des Bundesamts für Energie (BFE) in den 1990er-Jahren in ständigem Kontakt. Dabei ging es in erster Linie um Koordinationsfragen. Gleichzeitig begannen beide Parteien an einem Entwurf für ein technisches Abkommen zu arbeiten. Er basierte auf dem ersten Energiepaket der EU und dem Entwurf für das EMG, der das erste Energiepaket mehr oder weniger übernahm. Das Abkommen verfolgte den Grundsatz der Reziprozität, das heisst die Idee eines ausgehandelten gegenseitigen Marktzugangs. Das war im ersten Paket noch zugelassen. Vorbereitet wurde ein Elektrizitätsabkommen deshalb, weil man davon ausging, dass auch im Stromsektor ein bilaterales Abkommen nötig würde. Nach der Ablehnung des EWR im Jahr 1992 hatten sich die EU und die Schweiz darauf geeinigt, ihre Beziehungen in einer Reihe sektorieller bilateraler Abkommen zu regeln. Dass ein Abkommen im Energiesektor politisch nicht reif wurde, ist darauf zurückzuführen, dass sich die gesetzliche Basis in der Schweiz erst im Entwurfsstadium befand. Angeblich wollten die EU-Vertreter (DG TREN) die endgültige Fassung des EMG und ein mögliches Referendum abwarten, bevor sie bereit waren, mit der Schweiz ein Stromabkommen zu schliessen. Die ersten bilateralen Abkommen zur Formalisierung der Beziehungen zwischen der EU und der

25 Energie war in Folge von Umstrukturierungen der Kommission nacheinander in der Verantwortung der GD-17, GD-TREN und derzeit DG-ENER.

Schweiz (Bilaterale I) wurden 1999, sieben Jahre nach der Ablehnung des EWR, unterschrieben und im Jahr 2000 vom Volk angenommen.²⁶

Im Zuge der ersten Florenz-Foren gerieten die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen zunehmend unter Druck. Dies führte dazu, dass die sieben Elektrizitätsunternehmen, die zusammen den grössten Anteil am Übertragungsnetz hatten, Atel, BKW, CKW, EOS, EGL, EWZ und NOK, 1999 gemeinsam die ETRANS AG gründeten. Sie waren nun gezwungen, ihre Übertragungsnetzanteile in EU-kompatibler Art und Weise zu koordinieren. Dies mochte überraschen, da sich dieselben Unternehmen offen gegen die Gründung einer nationalen Netzgesellschaft ausgesprochen hatten, und zwar aus Angst, die Kontrolle über ihre wertvollen Netze zu verlieren.²⁷ Aber die ETRANS war so konstruiert, dass sie lediglich die operationellen Tätigkeiten der sieben Unternehmen koordinierte, so dass keine Kontrolle verloren ging.

Die wichtigste Änderung betraf die Leitstelle Laufenburg, die von der EGL betrieben worden war und nun unter die Kontrolle der ETRANS kam. Dieser Schritt kann von den Marktteilnehmern als Anpassung an die neue europäische Realität angesehen werden. In der Tat bedeutete die Liberalisierung in Europa eine grundlegende Veränderung der Geschäftsmodelle auch der Schweizer Elektrizitätsunternehmen. Hatten sie vorher nur mit ihren benachbarten Kollegen gehandelt, so konnten sie nun mit viel mehr Partnern handeln. Die EGL hatte mit der Leitstelle Laufenburg gute Kontakte zu ausländischen Elektrizitätsunternehmen aufgebaut. Die anderen Schweizer Unternehmen befürchteten nun, dass mit der EU-Liberalisierung die EGL ihre Kontakte zum eigenen Wettbewerbsvorteil nutzen könnte, und waren deshalb für die Schaffung der ETRANS.

Die Florenz-Foren schufen ihrerseits neue Gelegenheiten der Kooperation in der EU, auch für Schweizer Akteure, insbesondere durch die Organisation verschiedener Interessengruppen. So entwickelte sich 1999 die UCTE aus der UCTPE (infolge des Unbundling musste die Produktion, für die das P stand, aus der UCTPE herausgelöst werden). Im gleichen

26 Die Bilateralen I schliessen sieben sektorielle Vereinbarungen ein, darunter Personenfreizügigkeit, technische Handelshemmnisse, öffentliches Beschaffungswesen, Landwirtschaft, Landverkehr, Luftverkehr und Forschung.

27 Bartle 2006.

Jahr entstanden die European Transmission System Operators (ETSO), die Organisation der Hochspannungsnetzbetreiber, und Eurelectric, die Organisation der Elektrizitätsproduzenten. Weitere Beispiele sind die 1999 geschaffene European Federation of Energy Traders (EFET), der Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) im Jahr 2000 und die Association of European Energy Exchanges (Europex) 2002. Alle waren nichtoffizielle EU-Organisationen und die Mitgliedschaft war nicht auf EU-Länder beschränkt. Schweizer Unternehmen durften also in diesen Organisationen Einsitz nehmen und an den Florenz-Foren teilnehmen, im Gegensatz zu den Diskussionen in Brüssel. Die Rolle, die die Schweiz in der UCPTe innehatte, wo sie bei der Definition der Standards mitmachte, wurde also in neuer Form weitergeführt, auch wenn die Schweiz im Vergleich zu den Zeiten des «Sterns von Laufenburg» an Wichtigkeit verlor. Das erste konkrete Resultat des Florenz-Forums waren die ITC («inter-TSO compensation mechanisms»), die finanzielle Abgeltung der Durchleitung auf dem Hochspannungsnetz. Die Schweizer Teilnehmer des Florenz-Forums hatten sich für die ITC starkgemacht, insbesondere weil sie Transitländer wie die Schweiz bevorteilten. Aber weil es damals in der Schweiz weder einen TSO noch einen Regulator gab, nahmen an diesen Diskussionen Vertreter der Überlandwerke und des BFE teil. Dies wurde von den EU-Partnern so lange akzeptiert, als die Schweizer Vertreter ihre Interessenkonflikte nicht zu offensichtlich pushten. Denn auch in der EU war in Sachen Unbundling nicht alles ganz sauber.

Das Elektrizitätsmarktgesetz scheitert

Im Dezember 2000 verabschiedete der Bundesrat das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG); es sollte die Liberalisierung des Sektors in ähnlicher Weise wie die EU vollziehen. Das EMG war das Resultat eines Prozesses, der mit der Arbeitsgruppe Cattin 1993 begonnen hatte, und stützte sich zu einem grossen Teil auf deren Empfehlungen ab. Es entsprach weitgehend den Bestimmungen des ersten Energiepakets der EU. Man bezweckte damit in erster Linie, dass der Stromhandel der Überlandwerke mit den Nachbarstaaten weitergeführt werden konnte. Zudem wollte man ge-

wissen Gesetzgebungsinitiativen der Kantone entgegenwirken.²⁸ Widerstand gegen das EMG kam von der sozialdemokratischen Partei und den Grünen sowie vom Schweizerischen Gewerkschaftsbund. Deren Opposition war begründet in der Angst vor einer Verschlechterung der Dienstleistungen vor allem in Randgebieten, vor steigenden Strompreisen, vor dem Verlust von Arbeitsplätzen, vor der Konzentration auf wirtschaftlich rentable, aber ökologisch schädliche Energiequellen sowie vor maroden Zuständen wie bei der englischen Eisenbahn. In diesen Kontext gehören auch die kalifornischen Stromkrisen der Jahre 2001/02 und der damit verbundene Enron-Skandal, die in der breiteren Öffentlichkeit zu einer gewissen Liberalisierungsskepsis führten.²⁹ Die Opposition hatte keine Mühe, genügend Unterschriften für ein Referendum zu sammeln, und das EMG kam vors Volk.

Als Reaktion auf die Kritik am EMG tat der Vorsteher des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Moritz Leuenberger, etwas Unübliches: Er liess einen Entwurf einer Elektrizitätsmarktverordnung (EMO) entwickeln und ihn 2001 vor der Abstimmung veröffentlichen.³⁰ Leuenberger wollte damit mehr Klarheit und Transparenz schaffen und den Gegnern den Wind aus den Segeln nehmen. Diese Taktik hatte aber gerade die gegenteilige Wirkung. Die Verordnung erntete noch mehr Kritik als der Gesetzesentwurf, sogar von Leuten, die das EMG noch unterstützten.³¹ Im September 2002 wurde das EMG von 52,5 % der Schweizer Bevölkerung abgelehnt und infolgedessen wurde der Schweizer Strommarkt nicht wie im übrigen Europa liberalisiert. Nach dieser Niederlage erklärte die Regierung, dass die Ablehnung des EMG nicht gleichzusetzen sei mit der Weiterführung der integrierten Monopole. In der Tat hatten einige Kantone bereits Ambitionen für eine Liberalisierung oder sonst unklare Gesetzesgrundlagen,

28 BFE 2002.

29 Bartle 2006.

30 Verordnungen sind in der schweizerischen Gesetzgebungshierarchie eine Stufe niedriger als Gesetze, denn sie regeln die konkrete Umsetzung der Gesetze. Verordnungen werden generell nach der Verabschiedung eines Gesetzes von den Bundesämtern entwickelt, vom Bundesrat verabschiedet und unterliegen keinem Referendum.

31 Bundesversammlung, 2002.

die es den Gerichten erlauben würden, die Monopole zu knacken.³² Darüber hinaus waren viele Industrieunternehmen zunehmend frustriert über die hohen Strompreise und sahen, wie ihre Konkurrenten in den Nachbarländern dank Liberalisierung bessere Angebote erhielten.³³

Auch wenn die Opposition gegen das EMG nicht explizit an Anti-EU-Haltungen appellierte, kann die Ablehnung des Gesetzes als Ausdruck von Euroskepsis interpretiert werden, da das EMG den Elektrizitätsmarkt auf EU-Kurs trimmen wollte. Umgekehrt löste die Ablehnung des EMG in der Schweiz bei der EU keine starke Reaktion aus, wahrscheinlich weil die Schweiz im Bereich Elektrizität noch keine formellen Beziehungen mit der EU unterhielt und für das Gelingen des EU-Elektrizitätsbinnenmarkts als nicht zentral angesehen wurde. Darüber hinaus war das erste Energiepaket sowieso eine Art Auswahlmeneu, wo jeder Mitgliedstaat noch relativ viel Spielraum bei der Umsetzung hatte.³⁴ Daher waren Regulierungslücken in der EU an der Tagesordnung, und Regulierungslücken in der Schweiz fielen nicht besonders auf. Die technische Integration auf nichtpolitischer Ebene ging weiter und war, wie auch die Sicherheitsmassnahmen, durch die UCPT-Standards sichergestellt, die gemeinsam mit der Schweiz entwickelt worden waren. Der Ausschluss von der politischen Integration der Strommärkte in der EU bedeutete daher nicht, dass die Schweiz auch auf technische Integration verzichtet hätte.

Der Zeitraum zwischen 1991 und 2002 war vor allem von Pragmatismus geprägt: Die EU schritt auf ihrem Liberalisierungsweg voran, und die Schweiz versuchte via formelle und informelle Mitarbeit in den verschiedenen Netzwerken den Anschluss auf technischer Ebene nicht zu verlieren. Sie konnte so ihre Interessen mehr oder weniger erfolgreich einbringen. Die Glaubwürdigkeit der Schweizer Akteure im Florenz-Prozess beruhte auf qualifizierter Diplomatie und auf der Annahme, dass die Schweiz aufholen würde, dass eine EU-kompatible Gesetzgebung früher oder später auch in der Schweiz Tatsache würde – das EMG war ja unterwegs – und dass die Schweiz früher oder später am europäischen Binnenmarkt teilnehmen würde. Die Anwesenheit der Schweizer

32 BFE 2002.

33 Bartle 2006.

34 Hancher 1997.

Vertreter in Florenz wurde daher von den meisten Teilnehmenden als logisch angesehen. Nach der Ablehnung des EMG 2002 verlor zwar das Szenario des schweizerischen Nachvollzugs an Glaubwürdigkeit, die grösste Veränderung kam jedoch 2003.

2003–2014: Blackout und trotzdem noch Goodwill

Am 28. September 2003 verursachte ein Dominoeffekt von Stromleitungsausfällen, die an der schweizerisch-italienischen Grenze begannen, einen grossen Stromausfall in Italien und schnitt Italien vom europäischen Stromnetz ab.³⁵ Dieser Stromausfall hatte immense wirtschaftliche Auswirkungen: Etwa 56 Millionen Menschen waren bis zu 19 Stunden ohne Strom, der finanzielle Schaden wurde auf etwa 1,2 Milliarden Euro geschätzt.³⁶ Der Auslöser des Blackouts war ein Funke zwischen einem Baum und einer überladenen Leitung, doch ist das Systemversagen auf eine viel grundlegendere Problematik zurückzuführen, nämlich auf ein strukturelles Missmanagement der Grenzkapazitäten vor allem zwischen Italien und der Schweiz sowie eine unzureichende Koordination zwischen den Netzbetreibern Italiens, Frankreichs und der Schweiz, insbesondere den Netzbetreibern innerhalb der Schweiz.³⁷ Die Schweiz wurde dafür kritisiert, dass sie die Warnzeichen nicht rechtzeitig erkannt hatte und dass sie keinen entbündelten TSO hatte. ETRANS glied einer Allianz von Händlern, die vor allem ein Interesse an maximaler Auslastung des Netzes hatten. Nachfolgende Untersuchungen zeigten, dass die Schweiz keine UCTE-Regeln verletzt hatte und demgemäss keinen Schadenersatz zahlen musste.³⁸ Nichtsdestotrotz führte der Blackout zu einem Wandel der Art und Weise, wie viele in der EU die Rolle der Schweiz in Bezug auf Elektrizität sahen. Die Schweiz wurde nun nicht mehr als unwichtiger Drittstaat angesehen, sondern als zentraler Baustein, von dem das Gelingen des Elektrizitätsbinnenmarktes abhing. Mit anderen Worten, die geografische Lage und die physische Vernetztheit

35 Corsi/Sabelli 2004.

36 Walker/Cox/Loughhead/Roberts 2014.

37 Bacher/Näf 2003.

38 UCTE 2004.

der Schweiz erforderten einheitliche Regeln, da der Mangel an Koordination für Europa potenziell verheerende Auswirkungen haben konnte. Aber auch in der Schweiz wurde man sich bewusst, dass eine grosse Abhängigkeit von Europa bestand und dass die Schweiz ihren Elektrizitätssektor nach EU-Regeln organisieren sollte.

Bis 2003 bauten die Energiebeziehungen zwischen der Schweiz und der EU grösstenteils auf bilateralen und vorwiegend technischen Beziehungen zwischen den Unternehmen aber auch zwischen der Kommission und dem BFE auf. Vertreter verschiedener Organisationen der Schweiz nahmen an den Florenz-Foren teil, aber auf höchster politischer Ebene passierte nichts. Mit dem Blackout wurde der EU klar, dass eine stärkere technische Integration der Schweiz notwendig wurde, um die europäische Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der Blackout fiel aber in eine Zeit der generell positiven Beziehungen zwischen Schweiz und EU. Eine zweite Gruppe von sektoriellen Verträgen wurde in einem zweiten bilateralen Rahmenabkommen (Bilaterale II) 2004 unterzeichnet. Die Energie war immer noch nicht dabei.³⁹ Obwohl zu dieser Zeit die bilaterale und sektorielle Vorgehensweise in Brüssel bereits vereinzelt kritisiert wurde – die Schweiz hatte sich als erfolgreiche Verhandlungsführerin hervorgetan und gute Deals herausgeholt –, war Brüssel bereit, ein formelles bilaterales Elektrizitätsabkommen auszuloten. Ein Schreiben von François Lamoureux, Direktor von DG-TREN, wurde schweizintern als deklariertes Interesse der EU an einem sektoriellen Abkommen interpretiert. Und im Jahr 2005, nach zwei positiven Abstimmungsergebnissen in der Schweiz,⁴⁰ kündigten EU-Energiekommissär Andris Piebalgs und Bundesrat Leuenberger an, formelle Verhandlungen über ein bilaterales Stromabkommen aufnehmen zu wollen. Nach der Zustimmung

39 Die Bilateralen II umfassten neun sektorielle Vereinbarungen, darunter Steuern, Bildung, Betrugsbekämpfung, Renten, Umwelt, Agrarprodukte, Medien sowie offene Grenzen und Asyl.

40 Im Juni 2005 genehmigte der Souverän das Schengen- und Dublin-Abkommen über offene Grenzen und Asyl, und im September 2005, nur ein paar Tage vor der gemeinsamen Ankündigung von Kommissär Piebalgs und Bundesrat Leuenberger, stimmte die Öffentlichkeit für die Ausdehnung der Personenfreizügigkeit (diese war in den Bilateralen I geregelt worden) auf die neuen EU-Mitgliedländer zu.

beider Parlamente (EU und Schweiz) begannen die Verhandlungen im Jahr 2007 – und sind bis heute nicht abgeschlossen.

Obwohl immer noch Goodwill vorhanden war und die Verhandlungen liefen, nahmen die Möglichkeiten der Schweiz, an den verschiedenen gesetzgeberischen und regulatorischen Foren der EU zu partizipieren, ab. 2003 hob die Kommission mit dem zweiten Energiepaket die European Regulators' Group Energy and Gas (ERGEG), einen Zusammenschluss der Regulierungsbehörden für Strom und Gas, aus der Taufe. Die ERGEG formalisierte im Wesentlichen die Florenz-Foren und marginalisierte, sozusagen im Nebeneffekt, das CEER, wo die Schweiz Beobachterstatus hatte. Zu diesem Zeitpunkt hatte die Schweiz noch nicht einmal eine Regulierungsbehörde, zudem stand die ERGEG nur Mitgliedstaaten offen. Dies galt auch für Programme, die von der ERGEG lanciert wurden, zum Beispiel die «regionalen Initiativen». Diese wurden 2006 ins Leben gerufen und die Schweiz erhielt darin immerhin noch Beobachterstatus. Mit den regionalen Initiativen verlagerte sich das technische Zentrum des integrierten Marktes in die Regionen, sodass der «Stern von Laufenburg» nun plötzlich nicht mehr im Zentrum stand. Der Schweiz nützte ihre zentrale geografische Position nichts mehr. Zudem wurden diese regionalen Initiativen von grossen Ländern wie Frankreich und Deutschland dominiert, kleine Länder wie die Schweiz hatten das Nachsehen.

In dieser Zeit des abnehmenden Einflusses in Europa fanden in der Schweiz Veränderungen statt, die in eine ähnliche Richtung gingen wie in Europa. Der Prozess der Marktliberalisierung wurde nach der Abstimmung neu gestartet, ungewöhnlicherweise via ein Urteil des Bundesgerichts, das 2003 bestätigte, dass das Kartellgesetz Drittparteien Netzzugang erlaubt. Migros hatte nämlich im Jahr 2000 bei der Wettbewerbskommission (WEKO) Beschwerde gegen die Entreprises électriques fribourgeoises (EEF) eingereicht mit der Begründung, diese missbrauchten ihre marktbeherrschende Stellung, indem sie nicht zulassen, dass die Migros ihre Elektrizität über das EFF-Netz bei der Watt AG einkaufe. Die WEKO gab der Migros recht, und nach einer Reihe von Berufungsverfahren durch die Rechtsinstanzen bestätigte das Bundesgericht den Entscheid der WEKO. Obwohl es nur um den Fall Migros ging, bedeutete dieses Urteil de facto eine Marktöffnung im Sinne des abgelehnten EMG, das heisst, die freie Wahl des Lieferanten konnte

durchgesetzt werden, wenn immer eine Partei (Lieferant oder Käufer) bereit war, den Rechtsweg zu beschreiten. Und dies alles im Rahmen des bestehenden Rechts.

Dieses Urteil barg die Gefahr einer Wildwestöffnung des Elektrizitätsmarktes und baute neben der EU zusätzlichen Druck auf. Eine Gesetzesbasis für die Marktöffnung wurde dringend nötig. Dementsprechend wurde ein neues Gesetzgebungsverfahren eingeleitet, was zum Stromversorgungsgesetz (StromVG) von 2007 führte. Das StromVG war im Wesentlichen eine Neuauflage des EMG, das 2002 abgelehnt worden war, denn es gibt nicht tausend Möglichkeiten, den Elektrizitätsmarkt zu liberalisieren, und die EU hatte den Vorgang schon angedacht. Die einzige wesentliche Änderung war die explizite Unterstützung der erneuerbaren Energien, was die Umweltschützer, die 2002 gegen das EMG waren, beschwichtigen sollte. Das StromVG sah eine zweistufige Marktöffnung vor: eine Öffnung für Grosskunden, die mehr als 100 MWh konsumierten, im Jahr 2009, und die Öffnung für alle Haushalte im Jahr 2014. Den Liberalisierungsgegnern wurde ein Zückerchen gegeben, indem die zweite Marktöffnungsstufe dem fakultativen Referendum unterstellt wurde. Zur Erinnerung: Die EU hatte ebenfalls eine zweistufige Marktöffnung, 2004 für Grosskunden, 2007 für Haushalte. Und sie fand, im Gegensatz zur Schweiz, effektiv statt. In der Schweiz geriet der Prozess nach 2009 ins Stocken.

Darüber hinaus sah das StromVG die Schaffung einer nationalen Regulierungsbehörde (Elcom) und eines schweizerischen TSO vor, genau so wie es die EU sinnvollerweise forderte. Das Gesetz wurde 2007 vom Parlament verabschiedet und trat am 1. Januar 2008 in Kraft. Die Elcom nahm daraufhin ihre Tätigkeit auf. Die ersten Schritte zur Schaffung eines Schweizer TSO hatten die Schweizer Unternehmen mit der Gründung der ETRANS 1999 bereits selbst getan. Sowie so hatte die Branche schon vor dem StromVG «freiwillig» Massnahmen eingeleitet: Neben der ETRANS setzte sie den Netzzugang von Dritten («third party access», TPA) technisch um und führte unter deutschem Druck Auktionsverfahren an der Schweizer Nordgrenze ein – ohne gesetzliche Grundlage. Nur so ist erklärbar, dass nur fünf Jahre nach dem Scheitern einer Vorlage eine ähnlich gelagerte ohne Referendum in Kraft gesetzt werden konnte.

Im Nachgang des italienischen Stromausfalls geriet die ETRANS wegen ihrer langsamen Reaktion sowie ihrer Governance- und Managementstruktur bei der EU in die Kritik. Im April 2004 vereinbarten die sieben Überlandwerke, ihre Netze in einen einzigen Kontrollbereich zusammenzuführen und die Kontrolle der neu geschaffenen Swissgrid AG, einer Art schweizerischem TSO, zu übertragen. Die Swissgrid gehörte ihnen, den immer noch vertikal integrierten Überlandwerken; lediglich die Sorge für den sicheren Betrieb der Netze wurde ihr übertragen, von Unbundling keine Spur. Die Überlandwerke hatten sich schweren Herzens dazu entschliessen müssen, nicht nur um auf den EU-Druck zu antworten, sondern auch in Antizipation des schweizerischen StromVG, denn es war klar, dass dieses die EU-Forderung nach einem TSO aufnehmen würde. Die WEKO verzögerte jedoch die Zulassung der Swissgrid so lange, bis diese sich bereit erklärte, gewisse Wettbewerbsregeln anzuwenden, insbesondere auf Erzeugung, Verkauf und Handel von Elektrizität zu verzichten.⁴¹ Die Swissgrid nahm schliesslich 2006 nach einem Jahr Verzögerung ihren Betrieb auf, ein Jahr vor der Verabschiedung des StromVG.

Die 2007 aufgenommenen Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU über ein bilaterales Stromabkommen wurden in den folgenden Jahren weitergeführt. Diese Verhandlungen fanden im «guten Glauben» statt, dass der schweizerische Strommarkt nach EU-kompatiblen Regeln liberalisiert würde. So schufen Swissgrid und die EPEX Spot (European Power Exchange, die europäische Strombörse) die schweizerische Handelsplattform SwissIX, um den Stromhandel zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern zu ermöglichen. Parallel dazu wurden technische Standards für die vollständige Marktkoppelung sowohl im Intraday- wie auch im Day-ahead-Markt⁴² entwickelt.

Obwohl keine dieser neuen Regelungen durch eine formelle Vereinbarung vorgeschrieben wurde, erforderte der Pragmatismus diese Form

41 WEKO 2005.

42 Die Intraday-Lösung für die Marktkoppelung heisst XBID, während die Day-ahead-Lösung die Preiskoppelung der Regionen (Price Coupling of Regions, PCR) ist. Letztere wurde später in Multi-Regional Coupling (MRC) umbenannt. Beide Lösungen wurden zwischen EPEX, den nationalen Strombörsen und den TSO in ganz Europa gleichzeitig entwickelt.

der «indirekten Europäisierung». Die Regelungen förderten nicht nur die Versorgungssicherheit und die wirtschaftliche Effizienz dank besserer EU-Markt-Kompatibilität, sie schufen auch Goodwill auf EU-Seite, indem sie die Bedingungen für die reibungslose Umsetzung eines eventuellen Stromabkommens schufen. Auch wenn die meisten dieser Regelungen später umgesetzt wurden als in den EU-Mitgliedländern, wurden doch die Prozesse schon relativ früh in Gang gesetzt, was wiederum den Schweizer Unternehmen und der Verwaltung erlaubte, mit ihren europäischen Kollegen sowohl in Brüssel wie auch in Florenz in Kontakt zu bleiben. Darüber hinaus waren die grossen Schweizer Elektrizitätsunternehmen sowieso in anderen europäischen Ländern aktiv, sodass Kompatibilität der Regeln gleichzeitig Zugang zum Handel bedeutete. Zu dieser Zeit nahm Bundesrat Leuenberger (später Bundesrätin Doris Leuthard) bereits informell an Treffen der europäischen Energieminister teil, alles im Hinblick auf eine zukünftige reibungslose Integration in den europäischen Binnenmarkt. Eine Volksinitiative in der Schweiz im Jahr 2014 über eine Frage, die nichts mit Energie zu tun hatte, stoppte jedoch alle weiteren Verhandlungen und verbarrikadierte diesen schön aufgegleisten Stromintegrationspfad abrupt.

Seit 2014: Was nun?

Im Februar 2014, elf Jahre nach dem italienischen Blackout und sieben Jahre nach der Aufnahme formeller Verhandlungen, gab es zwischen der EU und der Schweiz einen Konsens über die wichtigsten Themen neben Konvergenzen und Divergenzen im Einzelnen, aber kurz nach der Annahme der Masseneinwanderungsinitiative mit 50,3 % der Stimmen war Schluss: Die EU brach die Verhandlungen noch im gleichen Monat unilateral ab und legte sie auf Eis, bis der Bundesrat entschieden habe, wie die Initiative in der Schweiz umgesetzt werde, denn sie stand in direktem Widerspruch zum 1999 unterzeichneten Personenfreizügigkeitsabkommen. Dieses Abkommen aber ist Teil der Bilateralen I und untersteht somit der sogenannten Guillotineklausel. Diese besagt, dass wenn die Schweiz gegen eines der sieben Abkommen verstösst, alle weiteren hinfällig werden. Obwohl die Volksinitiative bindend war,

blieben der Schweizer Regierung drei Jahre Zeit, um diese umzusetzen, das heisst sie in Gesetzesform zu giessen. Dabei gab es Optionen. Die Guillotine wurde daher nicht sofort eingesetzt, da die EU hoffte, dass die Schweizer Regierung die Ergebnisse der Initiative auf eine Art und Weise umsetzen würde, die mit dem Personenfreizügigkeitsabkommen vereinbar wäre.

Allerdings hatte sich mit der Annahme der Masseneinwanderungsinitiative die Beziehung zwischen der Schweiz und der EU grundlegend gewandelt. Der Goodwill war verfliegen. Die Schweiz wurde sich ihrer Abhängigkeit von der Europäischen Union deutlicher bewusst, und umgekehrt sah die EU die Schweiz nicht mehr als verlässliche Partnerin an. Allerdings war sich die EU nicht ganz sicher, wie sie mit der Schweiz umgehen sollte. Einerseits war es nicht in ihrem Interesse, alle Beziehungen zur Schweiz abzubrechen, andererseits wollte sie unmissverständlich klarstellen, dass es bei den Abkommen um alles oder nichts ging.

All dies fiel mit einem Wechsel der politischen Führung in der Europäischen Kommission zusammen: José Manuel Barroso wurde 2014 von Jean-Claude Juncker als EU-Präsident abgelöst. Barroso, der mehrere Jahre in Genf studiert und gelebt und seinen Schweizer Professor und Doktorvater als seinen engsten persönlichen Berater mit nach Brüssel genommen hatte, war für seine insgesamt positive Haltung gegenüber der Schweiz bekannt. Unter seiner Führung ging die EU generell pragmatisch und sektoriell getrennt mit der Schweiz um. Dies änderte sich mit Juncker, der mit grossen Herausforderungen konfrontiert wurde: wachsender Populismus und zunehmende Anti-EU-Haltung, Brexit und Schuldenkrise der Eurozone. Er suchte deshalb eine verlässlichere Beziehung zur Schweiz und knüpfte von nun an alle offenen Fragen an ein umfassendes institutionelles Rahmenabkommen. Dieses sollte die Beziehungen zwischen der EU und der Schweiz definieren und so den sektoriellen Abkommen Stabilität verleihen. Diese auf Prinzipien drängende Haltung der EU wurde noch verstärkt, als Grossbritannien 2016 für den Austritt aus der EU stimmte. Die EU erkannte, dass sie mit der Schweiz keinen Präzedenzfall für die Verhandlungen mit Grossbritannien schaffen durfte.

Mit der Annahme der Masseneinwanderungsinitiative waren die formellen Verhandlungen vom Tisch. Eine politische Integration kam

nicht mehr infrage. Trotzdem gab es vereinzelte informelle Kontakte zwischen schweizerischen und EU-Beamten. Ziel dabei war es, die während der Verhandlungsphase aufgebauten Beziehungen nicht abbrechen zu lassen. Aber Swissgrid war ja immer noch Mitglied der ENTSO-E und die Diskussion auf technischer Ebene konnte vorläufig weitergeführt werden. Zur Erinnerung: 2013, also ein Jahr vor der Abstimmung zur Masseneinwanderungsinitiative, hatten Swissgrid und EPEX noch ein Kooperationsabkommen zur Vorbereitung der Marktkoppelung an den Schweizer Grenzen abgeschlossen, und seit 2015, also ein Jahr nach der Abstimmung, waren eigentlich alle technischen Anforderungen an die Marktkoppelung erfüllt. Via EPEX und Swissgrid war die Schweiz weiterhin Teil sowohl des XBID (Intraday-Projekte) wie auch des MRC (Day-ahead-Projekte).

Es gab in dieser Zeit auf Schweizer Seite auch Vorstösse, die die Integration in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und somit ein Stromabkommen zusätzlich erschwerten. So widerspricht die 2016 vom Parlament verabschiedete Marktprämie für Grosswasserkraft den EU-Staatsbeihilfavorschriften und erwies sich als zusätzliche Hürde in den Verhandlungen. Allerdings ist die Prämie zeitlich befristet und die Frist vielleicht schon abgelaufen, wenn sich dann irgendeinmal auf politischer Ebene wieder etwas tut. Sowieso wird es ohne Stromabkommen immer schwieriger, sich zu integrieren. Zum Beispiel wurden die im dritten Energiepaket von 2009 vorgeschriebenen Netzkodizes schrittweise angenommen. Der erste und wichtigste Kodex, die Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM), wurde 2015 angenommen, der letzte dieser ersten Serie, die Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBG), 2017. Diese Netzkodizes legen verbindliche Regeln für das Funktionieren der verschiedenen EU-Strommärkte und insbesondere für deren Kopplung fest. Die Schweiz kann diese Kodizes zwar anwenden, von der Marktkoppelung bleibt sie aber ausgeschlossen.

Angesichts der sich abzeichnenden politischen Ausgrenzung der Schweiz vom europäischen Elektrizitätsmarkt schrieb 2015 eine Gruppe von nichtpolitischen Akteuren aus BFE, Elcom, Swissgrid, Swisselectric und VSE einen Brief ans deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Bitte, die DG ENER zu überzeugen, die Schweiz beim

Design des europäischen Strommarktes, insbesondere beim Design der Netzkodizes, nicht aussen vor zu lassen. Sie blitzte jedoch ab. 2017 wurde deshalb die Schweiz sowohl bei XBID (Intraday) wie auch bei MCR (Day-ahead) von der Marktkoppelung ausgeschlossen, obwohl sie in der Vergangenheit via EPEX und Swissgrid zur Entwicklung beider Programme beigetragen hatte. Als XBID im Juni 2018 europaweit online ging, brach der grenzüberschreitende Intraday-Handel mit der Schweiz zusammen. Day-ahead-Marktkoppelung ist bisher nicht live geschaltet.

Eine neue Chance für ein Stromabkommen eröffnete sich im Dezember 2016, als das Schweizer Parlament das Ausländergesetz verabschiedete. Dieses setzt die Masseneinwanderungsinitiative, wenn auch in kontroverser Form, um. In der Tat schränkt die gewählte Umsetzung im Ausländergesetz die Zuwanderung von EU-Staatsangehörigen nicht ein und verstösst somit auch nicht gegen das Personenfreizügigkeitsabkommen. Das Ausländergesetz wurde als zu «weich», ja sogar als verfassungswidrig bezeichnet, aber es war die einzige Möglichkeit, wieder etwas Schwung in die Beziehungen mit der EU zu bringen. Die EU begrüßte das Gesetz, wenn auch nur vorsichtig, und so konnte es auch bei den Stromverhandlungen wieder vorwärtsgehen. Der erste offizielle Besuch in Brüssel fand im Juni 2017 statt, wobei die Möglichkeit der Wiederaufnahme der Stromverhandlungen diskutiert wurden.

Fast ein Jahr später, im Mai 2018, wurden die Verhandlungen offiziell wieder aufgenommen. Doch die Situation hatte sich grundlegend verändert: Der ursprüngliche Verhandlungsansatz – die Idee, die Beziehungen zwischen der EU und der Schweiz als ein immer komplizierteres Set von sektoriellen und bilateralen Abkommen zu definieren – war nun für die EU nicht mehr akzeptabel. Wie wir gesehen haben, war dies die Konsequenz der Annahme der Masseneinwanderungsinitiative (2014) und des Brexit-Referendums (2016) sowie der Wechsel in der politischen Führung in Brüssel (2014). Es muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass die bilateralen Abkommen, zumindest aufseiten der EU, nie als langfristige und nachhaltige Lösung gedacht waren. Über ein Stromabkommen kann man zwar weiterhin verhandeln, aber man kann es nur zur Anwendung bringen, wenn vorher ein institutionelles Rahmenabkommen unterzeichnet wird. Nur ein solches gibt aus EU-Sicht genügend Rechtssicherheit für sektorspezifische Abkommen.

Oft wird behauptet, das Stromabkommen sei vor dem Abbruch der Verhandlungen im Jahr 2014 unterschriftsreif gewesen. Das mag sein, aber seither hat die Schweiz, insbesondere im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050, weitere Rechtsvorschriften erlassen und nicht alle – man denke an die Marktprämie für die Wasserkraft – sind EU-kompatibel. Auch die EU hat seit 2014 vorwärtsgemacht, insbesondere mit dem vierten Energiepaket (Clean-Energy-Paket, 2016) und den Netzkodizes. Mit anderen Worten, das Verhandlungsmandat der Schweizer Seite, das noch auf dem dritten Energiepaket beruht, ist schon überholt oder zumindest unvollständig. Auch deshalb und nicht nur mangels eines institutionellen Rahmenabkommens hat bis heute niemand ein unterschriftsreifes Stromabkommen zu Gesicht bekommen.

2 Die politisch kontroversen Themen

Wie wir im vorhergehenden Kapitel gesehen haben, wird oft behauptet, dass das Stromabkommen vor dem Abbruch der Verhandlungen 2014 unterschriftsreif gewesen sei. Das würde heissen, dass es im Strombereich keine politischen Differenzen mit der EU mehr gebe. Leider ist es uns unmöglich, diese Behauptung zu verifizieren. Aber auch wenn es 2014 noch so gewesen wäre, dann sind wir 2020, sechs Jahre später, nicht mehr in der gleichen Situation. In diesem Kapitel diskutieren wir dementsprechend diejenigen Themen, die aus unserer Sicht heute kontrovers sind. Das heisst nicht, dass man sie nicht in einem Stromabkommen lösen könnte, aber es dürfte noch ein paar Verhandlungsrunden brauchen. Kontrovers sind beim heutigen Stand der Diskussion 1. die vollständige Marktöffnung, 2. die staatlichen Beihilfen, 3. die Marktkopplung, 4. die Langfristverträge, 5. die automatische Anpassung der Regeln sowie 6. die erneuerbaren Energien. Für jedes dieser sechs Themen stellen wir kurz die Anforderungen der EU dem Stand in der Schweiz gegenüber und wir versuchen, die Ursachen der Diskrepanzen in der Schweiz zu identifizieren. Da alle zukünftigen Abkommen von der institutionellen Rahmenvereinbarung abhängig gemacht werden, sagen wir im Schlussteil des Kapitels noch etwas dazu. Denn Themen wie die staatliche Beihilfe oder die automatische Rechtsanpassung sind über den Strombereich hinaus von Belang.

Vollständige Marktöffnung, Entflechtung und Wettbewerb

Vollständige Marktöffnung, Entflechtung und Wettbewerb hängen zusammen: nur wenn der Strommarkt einmal vollständig geöffnet sein wird, was seinerseits eine Entflechtung zumindest der grösseren Unternehmen und der grossen Verteilnetzbetreiber bedingt, kann von fairen Wettbewerbsbedingungen gesprochen werden; nur so kann sich der Markt wirklich entfalten. Wie wir gesehen haben, hat die Schweiz mit

all dem Mühe. Zur Erinnerung: Die EU hat mit dem ersten Energiepaket 1996 den Weg der Liberalisierung des Strom- und Gassektors eingeschlagen, hat sie bis heute hartnäckig weiterverfolgt und zu einem grossen Teil realisiert. Während einige Länder ihre Elektrizitätssektoren bereits früher geöffnet hatten, schrieb die EU mit ihrem zweiten Energiepaket die Öffnung des Elektrizitätsmarktes für Grossverbraucher im Jahr 2004 und für alle Verbraucher im Jahr 2007 vor. Diese Liberalisierung ging mit einer Entflechtung («unbundling») einher: Erzeugung und Verkauf von Elektrizität einerseits (wird dem Wettbewerb unterworfen), Übertragung und Verteilung der Elektrizität andererseits (bleibt ein Monopol). Die EU erlaubt bis heute verschiedene Formen von Unbundling. Die gewünschte und strengste Form ist das rechtliche Unbundling der Eigentümerschaft, wobei das ursprüngliche vertikal integrierte Unternehmen in ein Produktions-/Verkaufsunternehmen einerseits, ein Transport-/Verteilunternehmen andererseits aufgetrennt wird. Beide können immer noch der öffentlichen Hand gehören, aber es müssen zwei rechtlich unabhängige Unternehmen mit je eigenem Verwaltungsrat sein. Die schwächste und von der EU nicht akzeptierte Form des Unbundling ist die rein buchhalterische Trennung, bei welcher das integrierte Elektrizitätsunternehmen lediglich die Erzeugung und den Transport von Elektrizität getrennt in seinen Büchern aufzuführen hat. Dazwischen gibt es verschiedene weniger strenge Trennungsoptionen, von denen einige von der EU zugelassen werden. Die schwächste noch von der EU akzeptierte Form des Unbundling ist die Schaffung einer Tochtergesellschaft: Energieversorgungsunternehmen können weiterhin Stromnetze besitzen und betreiben, müssen dies jedoch über eine Tochtergesellschaft tun, und alle wichtigen Entscheidungen müssen unabhängig von der Muttergesellschaft getroffen werden. Schliesslich sollte man noch erwähnen, dass die EU Verteilernetzbetreiber, die Strom an weniger als 100 000 Kunden verkaufen, lediglich zum buchhalterischen Unbundling verpflichtet sind.

Das StromVG von 2007 öffnete 2009 den Schweizer Strommarkt für Grossverbraucher, die mehr als 100 MWh pro Jahr konsumieren, und plante die vollständige Marktöffnung für alle Kleinverbraucher für das Jahr 2014. Wir sind nun im Jahr 2020 und die vollständige Marktöffnung ist weiter entfernt als damals. Kleinkunden und Haushalte wer-

den weiterhin ausschliesslich vom lokalen Verteilnetzbetreiber beliefert. Der technische Grund dafür ist, dass das StromVG für eine vollständige Marktöffnung ein fakultatives Referendum vorsieht. Dies war ein Zugeständnis an die Gegner der vollständigen Marktöffnung, damit sie das StromVG akzeptieren würden. 2016 kündigte der Bundesrat an, dass eine vollständige Marktöffnung in der Schweiz von einem künftigen Stromabkommen mit der EU abhängig gemacht werde. Das war eine ziemlich tautologische Umkehrung des Bedingungsverhältnisses, denn ein Stromabkommen mit der EU hängt ja gerade (unter anderem) von einer vollständigen Marktöffnung ab. Das Argument liess sich so nicht aufrechterhalten und somit beinhaltet die im Oktober 2018 in die Vernehmlassung geschickte Revision des StromVG eine vollständige Marktöffnung, gegebenenfalls auch ohne Stromabkommen mit der EU. Laut dem BFE sind die meisten Anspruchsgruppen mit der vollständigen Marktöffnung einverstanden, verlangen aber Begleitmassnahmen, an welchen das BFE im Moment arbeitet. Wahrscheinlich wird das Referendum dagegen ergriffen. Somit ist die Zukunft der Marktöffnung in der Schweiz immer noch ungewiss.

Gegner einer vollständigen Marktöffnung gibt es in der Schweiz viele, angefangen bei den 650 Versorgungsunternehmen. Zwar wären die wenigsten vom rechtlichen Unbundling betroffen, nämlich nur diejenigen, die über 100 000 Kunden haben. Das sind in der Schweiz elf. Schon heute sind alle Versorgungsunternehmen dem buchhalterischen Unbundling unterworfen, aber mögliche Quersubventionierungen vom Netz (Netznutzungsentgelt) in den Verkauf sind durch den Regulator schwer festzustellen. Auch ist die Gewinnverwendung nicht reguliert, was es Unternehmen wie den BKW unter anderem erlaubt, mit den Gewinnen Installateure zu übernehmen und sich im Installationsbusiness zu engagieren. Aber der Zugang zum Unbundling und die damit verbundenen Kosten werden sicher von den betroffenen grossen Versorgungsunternehmen gegen eine Marktöffnung ins Feld geführt werden. Ein viel stärkeres Argument gegen die Marktöffnung wird aber sein, dass Kleinkunden den Stromanbieter wechseln werden und den Versorgungsunternehmen so die wahrscheinlich lukrativsten Kunden abhandeln kommen. Das wird zu einem politischen Argument werden, denn alle Versorgungsunternehmen sind in öffentlicher Hand, sie gehören

vor allem Gemeinden, denen Einnahmen wegfallen, wenn ihre Unternehmen Kunden verlieren. Es ist also Widerstand zu erwarten von den Gemeinden und auch von einigen Kantonen, die Energieunternehmen besitzen, insbesondere Bern (BKW), Basel (IWB) und Genf (SIG). Früher oder später wird sich dann auch die Frage der Zukunft zumindest der kleineren Versorgungsunternehmen stellen. Es wird zu einer gewissen Marktkonzentration unter den lokalen Versorgern und somit zu einem lokalen Beschäftigungsproblem kommen. Die deutschen Erfahrungen – Deutschland ist in Sachen Anzahl und Struktur der Versorgungsunternehmen als weltweit einziges Land mit der Schweiz vergleichbar – zeigen jedoch, dass diese Befürchtungen grösstenteils unbegründet waren. Zudem reduziert ein Cost+ Regulierungsregime und ein grosszügig bemessenes «weighted average cost of capital» (WACC), wie wir es in der Schweiz haben, den Konsolidierungsdruck. Das Argument wird aber sicher trotzdem gegen die vollständige Marktöffnung ins Feld geführt werden.

Wenn es um das Unbundling geht, ist auch Swissgrid, die nationale Netzgesellschaft, ein potenzielles Problem. Denn Swissgrid gehörte bis vor kurzem mehrheitlich Axpo, Alpiq und den BKW und war somit nicht wirklich unabhängig. Neulich hat Alpiq ihren Anteil an die BKW verkauft, die nun 37 % der Aktien von Swissgrid besitzt (Axpo 30 %, EWZ 9 %). Das StromVG hatte diesen kritischen Punkt antizipiert und sah gewisse Mechanismen vor, um die Unabhängigkeit von Swissgrid von den Produzenten trotzdem zu garantieren. So muss die Mehrheit der Verwaltungsratsmitglieder, insbesondere der Verwaltungsratspräsident, unabhängig sein. Aber diese Auflagen werden, wie die Elcom inoffiziell mehrmals moniert hat, nicht immer eingehalten. Bis anhin hat sich die EU dazu nie geäussert und Swissgrid hat stets versichert, dass sie EU-kompatibel sei. Wir bezweifeln aber diese Behauptung und denken, dass das Swissgrid-Konstrukt bei einem Stromabkommen zu Problemen führen wird. In der Tat hat die EU-Kommission dem BFE zu verstehen gegeben, dass die aktuelle Governance von Swissgrid nicht ohne Weiteres EU-konform wäre. Die Kompetenz zur Überprüfung der Unabhängigkeit läge zunächst bei der Elcom, denn in der EU werden die TSO von den nationalen Regulatoren zertifiziert. Allfällige weitere Überprüfungen würden dann aber

von der EU-Kommission, eventuell auf der Basis der Expertise von ACER, durchgeführt.

Auf rein politischer – und somit referendumsfähiger – Ebene generiert die vollständige Marktöffnung noch weitere Einwände. Da ist zuerst der Einwand, dass die vollständige Öffnung des Marktes bedeute, dass grosse europäische Elektrizitätsunternehmen die kleineren Schweizer Unternehmen erwerben und mit der Zeit die Schweizer Elektrizitätsindustrie übernehmen könnten. Auch fürchtet vor allem die Linke, dass mit der vollständigen Marktöffnung die Strompreise in die Höhe schnellen würden. Beide Befürchtungen sehen wir als relativ unbegründet an. Schon jetzt gleichen sich die Schweizer Strompreise denjenigen der Nachbarländer an, und es gibt keinen Grund zur Annahme, dass die Liberalisierung ganz andere Konsequenzen für die Schweiz hätte als für ihre Nachbarn. Zudem wäre es zwar möglich, dass ausländische Unternehmen Schweizer Produzenten übernehmen, aber sicher nicht die Verteilnetzbetreiber in öffentlicher Hand. Die aktuelle Situation ist eher umgekehrt: Schweizer Unternehmen wie die BKW, Axpo und Alpiq sind stark in den EU-Ländern tätig und fürchten aus Gründen der Reziprozität reduzierten Marktzugang, sollte der Schweizer Markt nicht geöffnet und kein Stromabkommen geschlossen werden.

Staatliche Beihilfen, Transparenz, Wasserkraft und die Kantone

Staatliche Beihilfen oder Subventionen sind im europäischen Binnenmarkt grundsätzlich nicht zulässig, da sie sowohl den freien Wettbewerb behindern als auch zu einem politischen Wettbewerb zwischen Ländern führen können. Die Europäische Kommission hat jedoch die Möglichkeit, in bestimmten Fällen Ausnahmen zuzulassen. Die meisten staatlichen Massnahmen, die unter die Definition der staatlichen Beihilfe fallen, müssen der Kommission gemeldet werden, die dann entscheidet, ob die entsprechende Massnahme zulässig ist. Im Jahr 2014 hat die Kommission Leitlinien veröffentlicht, in denen dargelegt wird, welche Massnahmen in den Bereichen Umweltschutz und Energie zulässig sind. Wann immer sie über staatliche Beihilfen entscheidet, be-

handelt die Europäische Kommission diese «Leitlinien» als verbindliche Regeln. Im Prinzip sind staatliche Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz, Förderung erneuerbarer Energien und Versorgungssicherheit (Produktion), welche vom Markt nicht vollständig internalisiert werden, zulässig. Dies kann am Beispiel der massiven Förderung und der Höhe der Investitionszuschüsse an erneuerbare Energien in der EU perfekt illustriert werden.

Die Schweiz verfügt, vor allem auf kantonaler und kommunaler Ebene, über eine Vielzahl von politisch motivierten Konstrukten, die gemäss EU-Richtlinien als staatliche Beihilfe eingestuft würden. Aber man kann ebenfalls davon ausgehen, dass die grosse Mehrheit dieser Konstrukte von der EU als akzeptabel eingestuft würde. Es geht bei ihnen in der Regel nicht um grosse Geldbeträge und sie beschränken sich auf die Bereiche Infrastruktur, Versorgungssicherheit, erneuerbare Energien oder Umweltschutz. Bei den Verhandlungen zum Stromabkommen bis zum Abbruch 2014 waren staatliche Beihilfen auch nie ein Hauptproblem. Danach aber fielen die europäischen Strompreise, ironischerweise unter anderem als Folge der massiven Subventionierung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Dies wiederum gefährdete das Geschäftsmodell der Schweizer Wasserkraftproduzenten und den Haushalt der Bergkantone, die die Konzessionen für die Nutzung der Wasserkraft vergeben. 2017 führte der Bundesrat die sogenannte Marktprämie für diejenigen Wassergrosskraftwerke ein, deren Produktionskosten über dem Marktpreis liegen. Die Marktprämie ist sicher nicht EU-kompatibel und stellt eine unerlaubte staatliche Beihilfe dar. Allerdings ist sie auf fünf Jahre befristet und wird wahrscheinlich schon abgelaufen sein, sollte dann einmal ein Stromabkommen geschlossen werden. Aber die Debatte um die EU-Kompatibilität der Marktprämie im Stromsektor hat die Kantone auf die Auswirkungen der EU-Beihilfevorschriften aufmerksam gemacht. Deshalb sind staatliche Beihilfen seit der Neuaufnahme der Verhandlungen zum Stromabkommen im Mai 2018 ein Streitpunkt. Aus unserer Sicht liegt das Hauptproblem schweizerischerseits aber gar nicht bei den staatlichen Beihilfen per se. Die meisten Fördermassnahmen im Elektrizitätssektor wären höchstwahrscheinlich EU-kompatibel – würde man sie nur kennen. Das Hauptproblem liegt vielmehr bei der mangelnden Transparenz. Die meisten Massnahmen,

die unter die EU-Definition der staatlichen Beihilfe fallen, müssten der Europäischen Kommission gemeldet werden, welche dann aufgrund der Leitlinien entscheidet, ob die entsprechende Massnahme zulässig ist. Genau das ist der schwierigste Punkt in den Verhandlungen, denn viele Massnahmen zur Unterstützung oder zum Schutz der lokalen Energiewirtschaft werden gar nicht vom Bund, sondern von Kantonen und manchmal sogar von Gemeinden getroffen, denn der Bund ist in vielen Bereichen, zum Beispiel im Bereich Wasser, gar nicht zuständig. Der Enthusiasmus der Kantone, mit dem sie entsprechende Informationen transparent an den Bund weitergeben, hält sich deshalb in Grenzen. Transparenz wäre aber gefordert, müssten die Kantone Ausnahmegenehmigungen für staatliche Beihilfe im Energiesektor oder in anderen Sektoren beantragen. Denn die EU-Beihilferegulungen sind ein universelles Rechtsprinzip und betreffen alle Sektoren. Die Kantone befürchten somit, wahrscheinlich zu Recht, dass die Annahme der EU-Beihilfavorschriften im Elektrizitätssektor entsprechenden Vorschriften in anderen Sektoren Tür und Tor öffnet. In der Schweiz konkurrieren sich die Kantone gegenseitig in Bereichen wie Steuern, Versicherungen und Banken, und wenn das Verbot oder zumindest die Prüfung staatlicher Beihilfe auch auf solche Sektoren ausgedehnt würde, hätten die Kantone an der damit einhergehenden Transparenz kaum Freude. Kurzum, der Widerstand gegen die EU-Beihilfavorschriften ist weniger auf den Elektrizitätssektor per se bezogen als auf die Konsequenzen, nämlich grössere Transparenz in anderen für die Kantone strategisch wichtigen Sektoren. Es geht also beim Elektrizitätsabkommen um mehr als nur das Elektrizitätsabkommen.

Marktkoppelung und ungeplante Stromflüsse

Mit Marktkoppelung («market coupling») bezeichnet man die Initiativen und Projekte der EU, die dazu dienen, die verschiedenen nationalen Strommärkte miteinander zu verbinden und schliesslich in einem einzigen integrierten europäischen Strommarkt zusammenzuführen. Die Marktkoppelung ist ein zentrales Element, wenn nicht das Kernstück des integrierten europäischen Energiemarktes und als solches nicht wirk-

lich verhandelbar. Die EU geht aber in dieser Hinsicht schrittweise vor. Eine der ersten grossen Marktkopplungsinitiativen in Europa war die trilaterale Marktkopplung (TLC) im Jahr 2006, die die Day-ahead-Märkte in Belgien, Frankreich und den Niederlanden koppelte. Diese Initiative wurde im Rahmen des pentalateralen Energieforums (PLEF) ergriffen, einer Zusammenarbeit, die zu dieser Zeit aus den Ministerien und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) der Region Mittelwesteuropa (Central Western Europe, CWE) bestand, nämlich Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden. Diese Marktkopplung wurde 2010 auf die gesamte CWE-Region ausgedehnt. Im Jahr 2011 akzeptierte das PLEF Österreich als Mitgliedland und die Schweiz als Beobachterland. Österreich befand sich mit Deutschland in einer Preiszone für den Binnenmarkt und war daher bereits indirekt mit der CWE-Region verbunden, während die Schweiz ihren Markt in Zukunft koppeln wollte. 2014 wurde der CWE-Day-ahead-Markt mit Skandinavien, dem Baltikum, Polen und Grossbritannien gekoppelt und im gleichen Jahr noch auf Portugal und Spanien ausgedehnt. Obwohl die Schweiz seit 2011 im PLEF Beobachterstatus hat und beabsichtigt, ihren Strommarkt an diesen immer grösser werdenden europäischen Day-ahead-Markt zu koppeln, ist sie formal immer noch ausgeschlossen.

Auch im Intraday-Markt wurde, wiederum ausgehend von regionalen Märkten, eifrig gekoppelt. 2013 fanden sich die Schweiz, Frankreich, Deutschland und Österreich zusammen (EPEX Spot). Diese regionale Koppelung war einige Jahre lang erfolgreich, aber die im dritten EU-Energiepaket 2009 beschlossenen Netzwirkkodizes sahen eine europaweite Marktkopplung sowohl für den Intraday-Markt wie auch für den Day-ahead-Markt vor und einige dieser Netzwirkkodizes haben eine Ausschlussklausel, die die Schweiz betrifft, solange kein Stromabkommen unterschrieben ist, und so musste die Schweiz die gekoppelte Region 2018 verlassen, im gleichen Moment als die Koppelung auf 14 EU-Mitgliedstaaten ausgedehnt und in Cross-Border Intraday (XBID) umbenannt wurde. 2019 kamen sieben weitere Länder dazu und der Name lautet nun Single Intraday Coupling (SIDC). Bis jetzt ist die Schweiz im Intraday-Markt noch nicht vollständig umzingelt, da Italien weiterhin entkoppelt ist. Es wird jedoch erwartet, dass Italien im letzten Quar-

tal 2020 dem Intraday-Markt beitreten wird. Dies würde das Problem der Ringflüsse nochmals verschärfen.

Technisch wird bei der Marktkoppelung folgendermassen vorgegangen: Grenzüberschreitende Transportkapazitäten zum Import und Export von Strom von einem Land in ein anderes werden nun nicht mehr separat («explizit») zugeteilt respektive verauktioniert, sondern direkt («implizit») von den Strombörsen vergeben, sodass der Strom und sein Transport gleichzeitig gehandelt, das heisst von den Marktteilnehmern gekauft oder verkauft, werden können. Dies führt zu einer optimierten, wirtschaftlicheren Allokation der Transportkapazitäten an der Grenze sowie zu einem effizienteren Einsatz der Kraftwerke. Gleichzeitig werden die Risiken für die Marktteilnehmer reduziert, denn sie riskieren nicht mehr, dass sie den Strom zwar verkaufen oder kaufen, ihn dann aber nicht transportieren können. Das wiederum erhöht die volkswirtschaftliche Wohlfahrt. Schon bevor die EU konkrete Initiativen dazu ergriff, haben verschiedene Länder Methoden zur Kopplung ihrer Strommärkte entwickelt. So eben die Schweiz, Frankreich, Deutschland und Österreich, als sie zusammen 2013 die Marktkoppelung des Intraday-Handels schufen. Die Netzkodizes des dritten Energiepakets orientieren sich an einem «Zielmodell» für die europaweite Marktkopplung, sodass in letzter Instanz alle EU-Länder dieselbe Methodik anwenden. In den wichtigsten dieser Netzkodizes, nämlich der Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM) von 2015 und der Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBG) von 2017, wurde aber die Schweiz, die via EPEX und Swissgrid anfänglich an der Entwicklung dieser Kodizes aktiv beteiligt war, ausdrücklich von der Teilnahme an der Marktkoppelung ausgeschlossen, bis sie ein Elektrizitätsabkommen unterzeichnet und ein der EU gleichwertiges Stromversorgungsgesetz umgesetzt hat.

Dieser Ausschluss hat folgende Konsequenzen: Für Schweizer Stromhändler wird es riskanter, teurer und damit letztlich schwieriger, Strom zu exportieren und zu importieren, weil sie für die Transportkapazitäten und den Strom getrennt bieten müssen, manchmal nicht in der Lage sind, gekauften Strom zu transportieren oder gekaufte Kapazität zu nutzen. Der EU-Stromhandel um die Schweiz herum wird zunehmen, statt

der mit der Schweiz. Dies bedeutet mehr ungeplante Ringflüsse durch die Schweiz, was einen Anstieg der Redispatching-Kosten für Swissgrid bedeutet. Für die Schweizer Konsumenten wird das früher oder später zu höheren Strompreisen, eventuell sogar zu einem Stromversorgungsproblem führen.

Schon heute hat der Ausschluss negative Auswirkungen auf die Stabilität und die Kosten des Hochspannungsnetzes, mit denen in erster Linie Swissgrid konfrontiert ist. Denn aufgrund der zentralen Position der Schweiz auf dem europäischen Kontinent muss sie sich vermehrt mit ungeplanten Ringflüssen («loop flows») auseinandersetzen. Diese sind die direkte Konsequenz der durch die Marktkoppelung generierten Handelsgeschäfte und Stromflüsse zwischen den anderen EU-Ländern. Denn Strom fliesst nach physikalischen und nicht nach politischen Gesetzen und wählt den Weg des geringsten Widerstands, der nicht immer ein gerader Weg zwischen Käufer und Verkäufer ist und oft durch die Schweiz führt. Dies zeigt sich am deutlichsten, wenn die Grenzkapazitäten überlastet sind, also wenn zum Beispiel Frankreich grosse Strommengen mit Deutschland handelt oder umgekehrt. Diese «ungeplanten Stromflüsse» kommen dann vermehrt über das schweizerische Stromnetz, was wiederum die verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität für die Schweiz reduziert und den Preis für die noch verbleibende Kapazität (für den Exporteur und den Importeur und somit für den Schweizer Stromkunden) erhöht. Zudem führen diese ungeplanten Stromflüsse zu zusätzlichen Kosten für Swissgrid, da Swissgrid auf Leistung bei den Kraftwerken zurückgreifen oder sogar Redispatching machen muss.

Am Schluss zahlt das natürlich der Schweizer Verbraucher. Aufgrund ihrer geografischen Lage hat es in der Schweiz immer Ringflüsse gegeben, diese ungeplanten Stromflüsse haben jedoch infolge des Ausschlusses der Schweiz vom Intraday-Markt und ihrer Nichtteilnahme am Day-ahead-Markt stetig zugenommen, denn die EU-Länder haben seit der Einführung der Marktkopplung und der damit verbundenen Effizienzgewinne immer höhere Volumina über die Grenzen hinweg gehandelt. Dazu gesellt sich das Problem, dass die Schweiz nicht nur von der Marktkopplung, sondern auch von der Berechnung der europäischen Flüsse ausgenommen ist. Während die EU-Länder gemein-

sam vorausplanen, wie sich die Stromflüsse entwickeln, kann Swissgrid nicht antizipieren, was zum Beispiel zwischen Deutschland und Frankreich passiert und was für Probleme das für das Schweizer Netz schaffen könnte. Umgekehrt sehen die umliegenden Länder nicht, was im Schweizer Netz passiert, was für ihre Netzstabilität und ihre Netzkosten wiederum problematisch sein kann.

Ringflüsse, Netzstabilität und Netzkosten sind zwar kein Thema in den Stromverhandlungen, denn es wird davon ausgegangen, dass Probleme, die damit zusammenhängen, bei einem Stromabkommen automatisch wegfallen und die Schweiz schnell und problemlos gekoppelt und in die Berechnungen einbezogen wird. Aber beide Parteien brauchen dieses Thema als Druckmittel. Die EU versucht so die Schweiz unter Druck zu setzen, umgekehrt hat die EU aber kein Interesse daran, dass es zu einem Zusammenbruch des Hochspannungsnetzes in der Schweiz kommt, denn dies hätte gravierende Konsequenzen für Europa, wie wir ja 2003 gesehen haben. Deshalb wird auf der technischen Ebene weiterhin mit der EU diskutiert. Diskussionen um die Berücksichtigung der Schweizer Netzsicherheit im europäischen Market-Coupling erfolgen im Rahmen der Leitlinien für den Übertragungsnetzbetrieb (Systems operations guideline, SOGL). Der Netzkodex von 2017 legt fest, was ÜNB tun müssen, um ihre Netze operativ zu managen. Aus Sicherheitsgründen ist es erforderlich, dass jeder Netzbetreiber in demselben synchronen Bereich, das heisst in einem zusammengeschalteten Stromnetz mit synchronisierter Frequenz, dieselben Betriebsstandards und -regeln verwendet. Diese sind in der SOGL festgelegt sowie in anderen Netzkodizes wie dem Kodex betreffend den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBG) und demjenigen betreffend den Notzustand und den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes («emergency and restoration», ER). In Europa gibt es fünf solche synchrone Bereiche, die in der ENTSO-E durch Regionalgruppen (RG) vertreten sind. Die Schweiz gehört zu der mit Abstand grössten RG, Kontinentaleuropa (CE), bei der es sich im Grunde um das UCTE-Netz aus der Zeit vor ENTSO-E handelt. Wie der Name schon sagt, erstreckt es sich über den grössten Teil Kontinentaleuropas und umfasst neben der Schweiz auch viele andere Nicht-EU-Mitgliedstaaten. Da es für den sicheren Betrieb des Netzes wichtig ist, dass jedes Land dieselben Regeln und Standards einhält, sehen die entsprechen-

den Netzwirkkodizes vor, dass mit allen Ländern im selben synchronen Bereich eine Einigung erzielt wird, die sie an die betreffenden EU-Gesetze bindet.

Das übergreifende EU-Abkommen, das «Synchronous area framework agreement» (SAFA), trat im April 2019 in Kraft und ersetzte das multilaterale Abkommen über das Betriebshandbuch, das 2005 von der UCTE unter anderem als Reaktion auf den schweizerisch-italienischen Blackout erstellt worden war. Der Übergang von diesem Betriebshandbuch auf SAFA folgt der gleichen Logik wie der Übergang von UCTE (privatrechtlich) zu ENTSO-E (EU). SAFA führt zu strengeren und rechtlich verbindlicheren Betriebsregeln auf dem gesamten Kontinent. Jedes verbundene Land, einschliesslich der Schweiz, sollte das SAFA-Abkommen umsetzen, um sichere Betriebsstandards auf dem gesamten Kontinent zu gewährleisten. Mithilfe der Elcom konnte Swissgrid den Einbezug der Schweiz in dieses SAFA-Abkommen sicherstellen.⁴³ Swissgrid sah darin eine Möglichkeit, einige der Netzkodizes (diejenigen ohne Ausschlussklausel) zu implementieren, das heisst EU-Recht in der Schweiz umzusetzen, und zwar ohne Stromabkommen. Swissgrid hat dies als rein technisches Abkommen bezeichnet, denn sie wollte SAFA nicht auf die politische Ebene heben. So können viele der politischen Probleme zwischen der Schweiz und Europa umgangen werden. Immerhin, argumentieren Swissgrid und die Elcom, handelt es sich bei der Netzsicherheit um ein öffentliches Gut, das für alle verbundenen Länder wichtig ist. Ein Problem in einem Land wird definitiv grenzüberschreitend sein, wie wir 2003 gesehen haben. Dieses Kalkül scheint vorläufig aufzugehen: Die Verhandlungen zu SAFA gehen unter dem Radar der Politik weiter und sollten Ende 2020, spätestens 2021 abgeschlossen sein. Gekoppelt wäre die Schweiz aber, mit Ausnahme des primären Regelenergiemarktes, der ganz direkt mit der Netzsicherheit zu tun hat, nicht.⁴⁴

Auch das Elektrizitätsabkommen war ursprünglich als rein technisches Abkommen geplant, wurde jedoch nach der Abstimmung über die Masseneinwanderung mit den daraus resultierenden Problemen zwischen

43 www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/investor-relations/annual-reports/swissgrid-annual-report-2019-en.pdf.

44 Mehr dazu in Kapitel 5.

Bern und Brüssel verpolitisiert. Es ist zu hoffen, dass SAFA bald in Kraft tritt, denn so könnten technische Probleme wie ein Blackout als Resultat ungeplanter Stromflüsse zumindest vorläufig entschärft werden.

Langfristverträge

Sogenannte Langfristverträge waren in der Vergangenheit und sind zu einem grossen Teil heute noch ein wichtiges Element des Geschäftsmodells der grossen Schweizer Wasserkraftwerksbetreiber Alpiq, Axpo und BKW, auch wenn das Modell langsam aber sicher erodiert. Es funktioniert folgendermassen: Als Erstes schliessen oder, präziser gesagt, schlossen die Schweizer Unternehmen mit Électricité de France (EDF) langfristige Verträge – letztmals 2002, die letzten werden 2039 auslaufen – zum Kauf von Nuklearstrom aus französischen Kernkraftwerken ab. In gewissen Fällen haben die Unternehmen sogar Beteiligungen an diesen Kernkraftwerken. Technisch gesehen handelt es sich bei diesen Verträgen um Abrufoptionen zu einem vertraglich festgelegten Preis, die gleichzeitig den vorrangigen, das heisst garantierten Zugang zu grenzüberschreitender Übertragungskapazität beinhalten. Die sogenannte Grenzkapazität muss somit nicht zusätzlich ersteigert werden und wird aus dem Markt genommen, wann immer der Eigentümer der Verträge seine Option geltend macht. Wurden alle Optionen gleichzeitig geltend gemacht, so gab es keine freie Grenzkapazität mehr und der Handel mit Frankreich wurde verunmöglicht. Heute sind einige Langfristverträge bereits ausgelaufen, sodass von den verfügbaren 3200 MW noch maximal 2500 MW mit Vorrang alloziert werden. Das Geschäftsmodell besteht nun darin, dank dem vergleichbar billigen französischen Nuklearstrom (Bandenergie) das Wasser in den Speicherkraftwerken zurückzubehalten für Zeiten, in denen der Preis hoch ist, oder den französischen Strom direkt ins Hochpreisland Italien zu exportieren.

Dieses Geschäftsmodell ist spätestens seit dem zweiten Energiepaket der EU (2003) nicht mehr erlaubt. Konkreter: Was nicht mehr zulässig ist, ist die Reservierung, das Aus-dem-Markt-Nehmen von Grenzkapazität, denn mit der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes

soll das Übertragungsnetz europaweit allen Produzenten, Konsumenten und Händlern frei zugänglich sein. Gibt es Engpässe im internationalen Übertragungsnetz, zum Beispiel zwischen Frankreich und der Schweiz, dann sollen sie verauktioniert werden, das heisst es muss für die beschränkte Grenzkapazität extra bezahlt werden. Nach der Marktkopplung würde dann diese Kapazität implizit, das heisst zusammen mit der Energie, gehandelt. Das Geschäftsmodell von Axpo, Alpiq und BKW wäre damit hochgradig gefährdet. Es ist deshalb nicht erstaunlich, dass sich diese drei schweizerischen Elektrizitätsunternehmen gegen ein Stromabkommen, das die automatische Übernahme der EU-Richtlinien beinhaltet, gewehrt haben. Gleichzeitig versuchte man mit EDF eine Lösung zu finden, die von der EU-Kommission akzeptiert würde, die sogenannte Proposition-Commune. Die Lösung besteht darin, dass die auslaufenden Verträge dem Markt zugeteilt werden und dass, viel kontroverser, die verbleibenden Langfristverträge finanziell abgegolten würden, sollte ein Stromabkommen unterzeichnet werden. Im Prinzip ist die Proposition-Commune unterschriftsreif.

Anpassungen der Regulierung und des Regulators

Strom ist wie alle Netzwerkindustrien überall stark reguliert. Dies ist auf die technische Komplexität und auf die spezielle ökonomische Situation, die Koexistenz von Markt (Produktion, Verkauf, Handel) und Monopolen (Netze), zurückzuführen. Dazu kommt, dass die EU das ambitionöse Ziel eines integrierten Binnenmarktes verfolgt. Um es umzusetzen, bedient sich die EU nicht nur der vier im ersten Kapitel dargelegten Energiepakete und entsprechender Regulatorien, sondern auch zu diesem Zweck geschaffener Organisationen wie ACER oder ENTSO-E. Dies generiert eine unaufhaltsame Dynamik: Ständig werden bestehende Regulatorien neu angepasst, neue Regeln geschaffen, existierende Organisationen mit neuen Aufgaben und Kompetenzen betraut oder sogar neue Organisationen geschaffen. Für die Schweiz, die an dieser Dynamik nicht aktiv teilnimmt, bedeutet dies, dass sie den Regulierungen und Regulierungsakteuren hinterherhinkt, nicht nur bei der Elektrizität, sondern auch in vielen anderen Sektoren. Die Problematik der laufenden

Anpassung an EU-Regeln wird im institutionellen Rahmenabkommen unter dem Titel «automatische Rechtsübernahme» abgehandelt und ist entsprechend kontrovers.

Diese Entwicklung wird ein künftiges Stromabkommen nicht einfacher machen. Es ist deshalb aus unserer Sicht naiv und sogar irreführend, zu behaupten, das Stromabkommen mit der EU sei unterschriftsreif und könne einfach unterschrieben werden, sobald das institutionelle Rahmenabkommen unter Dach sei. Die Schweiz muss als Nicht-EU- und Nicht-EWR-Mitglied in einem Stromabkommen glaubhaft darlegen, wie sie die Weiterentwicklung der EU-Strommarktregulierung seit 2014 aufarbeiten wird. Je länger sie wartet, desto länger wird die Liste der Regulierungen, an welche sie sich anzupassen haben wird, desto grösser, behaupten wir, werden die potenziellen Widerstände vonseiten verschiedener Akteure im Schweizer Strommarkt und desto unwahrscheinlicher wird ein Stromabkommen, selbst wenn es dann ein institutionelles Rahmenabkommen gäbe.

Beispielhaft möchten wir einen Bereich aufführen, welcher aus unserer Sicht schon heute das Potenzial hat, ein Stromabkommen zu gefährden, nämlich die EU-kompatible Regulierung des Stromhandels und die daraus resultierende Anpassung der Kompetenzen und Entscheidungsbefugnisse der Elcom. Beide Bereiche werden bis heute von der Politik nicht thematisiert und sind unseres Wissens auch nicht explizit im heute irgendwo in einer Schublade liegenden Stromabkommen angesprochen. «Regulation on wholesale energy market integrity and transparency» (REMIT) ist eine umfassende EU-Regulierung zum Stromhandel und datiert bereits aus dem Jahr 2011. 2013 wurde REMIT in die Schweizer Gesetzgebung übernommen, aber nicht genau so, wie es die EU vorgab: Die Elcom darf seither zwar den Stromhandel der in der Schweiz registrierten Unternehmen mit EU-Ländern überwachen, Verstösse sanktionieren darf sie aber nicht. Zudem darf sie den Handel innerhalb der Schweiz überhaupt nicht überwachen. Dies scheint uns ein signifikantes Beispiel eines Bereichs zu sein, wo die notwendige Anpassung der Schweizer Gesetzgebung an eine EU-Regulierung Kontroversen und Widerstände auslösen wird.⁴⁵

45 Siehe Kapitel 5.

Es gibt weitere Bereiche, wo die Kompetenzen und Entscheidungsbefugnisse der Elcom EU-kompatibel gemacht, das heisst erweitert werden müssen. Darunter sind wahrscheinlich viele unumstrittene Details. Wo die Schweiz hingegen direkt auf eine Konfrontation mit der EU und damit auf Probleme auch beim Stromabkommen zusteuert, ist die Liberalisierung des Gassektors. Das BFE hofft, dass die Gasregulierung in einem separaten Abkommen mit der EU geregelt werden kann, aber das dürfte ein Wunschtraum sein. Für die EU bilden Strom- und Gasmarktregulierung eine Einheit. Strom und Gas müssen vom gleichen Regulator, dem Energiemarktregulator, kontrolliert werden. Im geplanten Gasversorgungsgesetz wird zwar die Elcom zu einer «Enercom» befördert, die meisten Regulierungsbefugnisse bleiben aber beim BFE, was der EU-Gesetzgebung völlig zuwiderläuft und wahrscheinlich für ein Stromabkommen ein «showstopper» sein wird.⁴⁶

Erneuerbare Energien und Wasserkonzessionen

Im Jahr 2009 führte die EU Herkunftsnachweise (Zertifikate) für erneuerbare Energien ein. Diese erlauben die Überprüfung des Kaufs und Verkaufs von erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern. Seit 2013 anerkennen die Schweiz und die EU ihre Zertifikate gegenseitig. Seither können die Schweizer Stromproduzenten, in erster Linie die Stromproduzenten der Wasserkraft, ihre Zertifikate im gesamten EU-Raum verkaufen. In der Schweiz selbst haben diese keinen grossen Wert, da kein Strom aus fossilen Quellen produziert wird. Die Teilnahme am Zertifikatshandel ist für die Schweizer Wasserkraftproduzenten aber von grosser Bedeutung, denn sie können so einen Teil des überschüssigen inländischen Stroms zusätzlich aufwerten. Es gilt also, bei diesem europäischen Zertifikatshandel auch in Zukunft mitzumachen. Das Problem ist nun aber, dass die EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (Renewable energy directive, RED) voraussichtlich im Jahr 2021 durch eine neue Richtlinie ersetzt wird. Das EU-Abkommen über gegenseitige Anerkennung der Herkunftsnachweise basiert auf der ersten RED von 2009

⁴⁶ Mehr dazu in Kapitel 5.

und muss bei Inkrafttreten von RED II neu ausgehandelt werden. Die Schweiz wird wahrscheinlich die Vorschriften für erneuerbare Energien in RED II einhalten müssen. Ob die EU neu verhandeln will und ob dies ohne Stromabkommen möglich ist, bleibt ungewiss. Die Wasserkraft, die schon jetzt preislich unter Druck ist, wäre bei einem Ausschluss vom Zertifikatshandel noch weniger wert.

Eigentlich sollten alle Schweizer Akteure ein Interesse an der Weiterführung des Zertifikatshandels haben. Kontroversen können sich aber zwischen den Unternehmen, die vom Handel direkt profitieren, und den Gemeinden und Kantonen, die die Wasserkonzessionen vergeben und gerne einen Teil der Profite hätten (Wasserzinse), ergeben. Die Thematik der Wasserkonzessionen hat neulich schon zu Unstimmigkeiten geführt, denn die meisten Konzessionen stehen zur Erneuerung an. Die Wasserkraftwerksbetreiber beklagen sich über schwindende Rentabilität, unter anderem weil sie den Kantonen zu hohe Wasserzinsen zahlen müssten. Bundesrätin Leuthard versuchte einen Kompromiss zu finden, indem die Wasserzinse flexibilisiert, das heisst den Marktpreisen angepasst, werden sollten. Sie gab aber 2017 mangels Unterstützung der Kantone auf, die Debatte ist somit nicht ausgestanden. Es handelt sich hierbei in erster Linie um eine innerschweizerische Kontroverse, die aber durch den Zertifikatshandel verstärkt wird und die Konflikte zwischen Berg- und Stadtkantonen anheizt, womit wir bei den institutionellen Beziehungen angekommen wären.

Zwischenhalt

Wenn wir die obigen sechs Themen Revue passieren lassen, so denken wir, dass keine der damit verbundenen Kontroversen wirklich den «showstopper» für ein Stromabkommen abgeben wird. Aber gehen wir sie, dem Grad ihrer Umstrittenheit folgend, der Reihe nach durch:

Der Konsens, dass es ein Stromabkommen braucht, ist beim Zertifikatshandel mit erneuerbaren Energien sicher am grössten, wobei es eine Konfliktlinie zwischen Berg- und Stadtkantonen geben könnte. Diese wird aber aus unserer Sicht einem Stromabkommen nicht gefährlich werden.

Ebenfalls Konsens herrscht bei der Marktkoppelung und den Ringflüssen. Alle Schweizer Stromakteure, soweit ihnen das Problem bewusst ist, sind der Meinung, dass es mit der EU so rasch wie möglich gelöst werden sollte. Marktkoppelung und Ringflüsse aber sind Druckmittel der EU, um ein institutionelles Abkommen zu erzwingen, auch wenn sie sie bis heute nicht offensiv ausspielt. Schliesslich ist Netzsicherheit ein Gut, an dem beide Seiten interessiert sind. Auch ist es nicht ganz klar, was die Schweizer Akteure wollen. Theoretisch müssten die Kraftwerksbetreiber ein Interesse an einer weitreichenden Integration haben, damit die hohe Flexibilität der Schweizer Wasserkraft europaweit bestmöglich vermarktet werden kann. Umgekehrt haben sie ein Interesse daran, dass der Schweizer Markt nicht allzu grossem Wettbewerb ausgesetzt ist. Bei den Langfristverträgen handelt es sich in erster Linie um eine Inkongruenz zwischen den Interessen der drei grossen Stromunternehmen und dem volkswirtschaftlichen Interesse der Schweiz. Aber wie wir gesehen haben, kann dieses Problem finanziell gelöst werden und ist im Prinzip schon gelöst. An den Langfristverträgen wird das Stromabkommen sicher nicht scheitern.

Die Frage der vollständigen Marktöffnung ist in der Tat zentral. Es begegnen sich hier zwei Kontroversen, die, wenn sie kombiniert werden, das Potenzial haben, dem Stromabkommen den Stecker zu ziehen, selbst wenn ein institutionelles Abkommen unterschrieben wäre. Zum einen gibt es einen Widerstreit zwischen Gemeindeautonomie einerseits – die meisten Stromversorgungsunternehmen gehören Gemeinden und tragen zu deren Finanzierung bei – und nationaler Regulierung der Gemeinden und deren Aktivitäten andererseits. Wir denken nicht, dass diese Kontroverse für sich das Potenzial hat, ein Stromabkommen zu Fall zu bringen, denn dafür sind die Gemeinden zu unkoordiniert. Allerdings kann der Widerstand der im Stromsektor aktiven Gemeinden gegen ein Rahmenabkommen mobilisiert werden, insbesondere wenn es um die Frage der nationalen Souveränität geht. Zum andern gibt es einen Streit zwischen Liberalisierungsgegnern und Liberalisierungsbefürwortern, eine traditionelle Links-rechts-Kontroverse. Auch diese würde für sich ein Stromabkommen wahrscheinlich nicht verhindern und würde wahrscheinlich nicht weitergeführt, wenn einmal ein Rahmenabkommen unterzeichnet wäre. Denn die Linke sieht auch grosse

Vorteile in einem Stromabkommen, insbesondere in den Bereichen erneuerbare Energien, Transparenz und Versorgungssicherheit. Sie hat deshalb den Fokus eher auf das Rahmenabkommen und entsprechende Garantien gerichtet.

Bei den Kontroversen um Macht und Rolle der Regulatoren und die automatische Rechtsanpassung geht es in erster Linie um die nationale Souveränität. Sie sind im Strombereich noch gar nicht richtig angekommen und sind aus unserer Sicht in erster Linie für ein Rahmenabkommen relevant.

Auch die Frage der staatlichen Beihilfe ist letztlich nicht ein Problem des Stromsektors, denn beim Strom könnte man sich mit der EU sicher einigen. Es ist aber eine Pandora'sche Schachtel, die, wenn man sie öffnet – das heisst mehr Transparenz schafft in dem, was die Kantone tun –, die ganze Problematik der Beziehungen zwischen Bund und Kantonen an die Oberfläche spült. Mit anderen Worten, auch die Frage der staatlichen Beihilfe ist in erster Linie ein Problem, das das Rahmenabkommen betrifft.

Was ein Stromabkommen zu Fall bringen könnte, wäre aus unserer Sicht einzig die Frage der vollständigen Marktöffnung, und dies auch nur dann, wenn eine Koalition zwischen Liberalisierungsgegnern und «Gemeindeautonomen» zustande käme. Aber das ist im Moment reine Theorie, denn die EU will zuerst ein Rahmenabkommen, und hier sind die institutionellen Kontroversen und nicht die sektorspezifischen relevant.

Institutionelle Kontroversen

Die meisten heutigen Kontroversen im Stromsektor haben auch eine institutionelle Dimension. Und diese institutionellen Kontroversen haben durchaus das Potenzial, die Show bei der Elektrizität und allen anderen bilateralen Verträgen zu beenden. Im Schlussteil dieses Kapitels wollen wir nicht eine Abhandlung über die institutionellen Kontroversen und das Rahmenabkommen schreiben und darüber spekulieren, ob ein Rahmenabkommen im Parlament oder sogar vor dem Volk eine Chance hätte. Wir wollen lediglich die drei aus unserer Sicht relevanten Dimensionen der institutionellen Kontroverse im Hinblick auf den Elektrizitäts-

tätssektor kurz beleuchten. Im Grunde genommen sind nur die zweite und die dritte ein Showstopper für ein Rahmenabkommen.

Bei der ersten institutionellen Kontroverse geht es um eine traditionelle Links-rechts-Konfrontation, und wir haben sie oben, im Bereich der Elektrizität, am Beispiel der vollständigen Marktöffnung illustriert. Diese Links-rechts-Kontroverse wurde aber inzwischen von den Kontrahenten auf die Frage des Lohndumpings als Resultat der unkontrollierten Einwanderung reduziert und es wird versucht, dem Problem in entsprechenden Verhandlungen mit sogenannten flankierenden Massnahmen beizukommen. Die EU betrachtet diese Massnahmen als unvereinbar mit dem Personenfreizügigkeitsabkommen, während die Schweizer Regierung die flankierenden Massnahmen als rote Linie bezeichnet, die sie nicht überschreiten werde. Das letzte Wort ist unserer Meinung nach hier noch nicht gesprochen, und wir denken, dass diese Kontroverse letztlich lösbar ist.

Bei der zweiten institutionellen Kontroverse geht es um nationale Souveränität versus Marktzugang. Im Elektrizitätssektor ist diese Kontroverse in erster Linie am Beispiel der automatischen Übernahme des EU-Rechts-Rahmens und der zunehmenden Wichtigkeit und Macht des Regulators (Elcom) sichtbar, obwohl das entsprechende Bewusstsein in der schweizerischen Elektrizitätsbranche noch nicht sehr weit entwickelt ist. Es ist so, dass die Übernahme des EU-Rechts in den Bereichen Elektrizität und Gas zu einer Stärkung und zu einer Machtzunahme des Regulators (Elcom oder künftig «Enercom») führen wird, der unabhängig sein muss und in erster Linie der EU-Rechtsprechung verpflichtet ist. Er wird dafür sorgen, dass die EU-Richtlinien in der Schweiz EU-kompatibel umgesetzt werden. An einem EU-kompatiblen Energie-regulator aber hat niemand wirklich Freude, weder in der Schweiz noch in den EU-Mitgliedländern. Genauso wenig wie jemand – ausser den KonsumentInnen, aber die sind kaum organisiert – Freude an allen anderen Regulatorien und automatischen Übernahmen von EU-Gesetzen hat. Selbst die grossen Unternehmen, die von einem EU-weiten Marktzugang profitieren würden, haben in dieser Frage oft eine zwiespältige Haltung, insbesondere wenn es leichter ist, auf nationaler Ebene Subventionen zu bekommen, als sich auf dem Schlachtfeld des europäischen Marktes, der gar nicht immer so frei ist, zu schlagen. Für sich

genommen wird auch diese Kontroverse aus unserer Sicht ein institutionelles Rahmenabkommen wahrscheinlich nicht zu Fall bringen, zu gross sind die Vorteile des Marktzugangs für die Schweiz, ihre Bevölkerung und ihre Wirtschaft.

Was hingegen ein Rahmenabkommen zu Fall bringen könnte, ist der historisch nie gelöste Kompetenzstreit zwischen Bund und Kantonen, insbesondere wenn er mit der Kontroverse «nationale Souveränität versus Marktzugang» verknüpft würde. Wir haben diese Kontroverse im Elektrizitätssektor am Beispiel der staatlichen Beihilfe illustriert, aber sie ist im Bereich der automatischen Rechtsanpassung und des zentralistischen Regulators ebenfalls präsent. Die EU-Vorschriften zur staatlichen Beihilfe wollen verhindern, dass eine nationale Regierung den Wettbewerb einschränkt, indem sie Unternehmen in ihrem Hoheitsgebiet Vorteile gewährt, die solche aus anderen EU-Ländern nicht haben. Dies ist in der Schweiz problematisch, weil Beihilfe in verschiedenen Sektoren auf kantonaler Ebene stattfindet und vor allem weil die Übernahme des EU-Rechts-Rahmens automatisch zu höheren Transparenzanforderungen führen würde. Das wollen die Kantone nicht, sie wollen weiterhin unkoordiniert agieren (Erziehungs- oder Gesundheitspolitik), wenn nicht sogar sich gegenseitig konkurrenzieren (Steuer-, Versicherungs- und Bankenpolitik) oder aber gemeinsam gegen den Bund arbeiten (Transport-, Raumentwicklungs-, Sicherheits-, teilweise sogar Energiepolitik). Und noch weniger wollen sie, dass die Kontroversen, die bei mehr Transparenz zwingend auf den Tisch kommen würden, von der EU wahrgenommen, beurteilt und entschieden werden (man denke an die Debatte zum EU-Gerichtshof). Lieber regeln sie diese Kontroversen in der Wandelhalle und unter dem Gewölbe des Nationalrats-, besser noch des Ständeratssaal. Es ist also durchaus möglich, vielleicht sogar wahrscheinlich, dass das Rahmenabkommen mitsamt dem Stromabkommen und allen anderen bilateralen Abkommen an diesem aus dem Mittelalter stammenden Konstrukt der Confoederatio Helvetica scheitern wird.

3 Die wirklichen Herausforderungen

Im vorhergehenden Kapitel haben wir gesehen, welches die politisch kontroversen Themen bei einem Stromabkommen sind und welche dieser Themen ein Stromabkommen (vollständige Marktöffnung) und vor dem Stromabkommen noch das institutionelle Rahmenabkommen (staatliche Beihilfen) zu Fall bringen können. Wir haben dabei versucht, nicht zu werten, sondern so objektiv wie möglich darzustellen, wo die Konfliktlinien liegen. In diesem Kapitel legen wir dar, welches aus unserer Sicht die vier wichtigsten Herausforderungen im Stromsektor für die Schweiz sind, und zwar unabhängig von einem Stromabkommen. In diesem Kapitel wollen wir also nicht für oder gegen ein Stromabkommen argumentieren, wir wollen einfach zeigen, worauf zu achten ist, wenn wir angesichts der heutigen Beziehungen zu Europa die Energiewende schaffen respektive die Energiestrategie 2050 umsetzen wollen. Wir meinen, dass vier grosse Herausforderungen zu bewältigen sind, nämlich Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, Digitalisierung und Energiegerechtigkeit. Nicht dass die Fragen der vollständigen Marktöffnung oder der staatlichen Beihilfe nicht wichtig wären, aber diese vier Herausforderungen sind, meinen wir, grundlegenderer Natur.

Nachhaltigkeit

Die grösste Herausforderung unserer Zeit ist die Nachhaltigkeit, insbesondere die globale Erwärmung, da diese alle anderen Dimensionen der Nachhaltigkeit, Biodiversität, Nahrungsmittelproduktion etc., determiniert. Laut dem Zwischenstaatlichen Ausschuss für Klimaänderungen, der bedeutendsten internationalen Organisation, die sich auf wissenschaftlicher Ebene der globalen Erwärmung widmet, ist schon eine Erwärmung unseres Planeten um zwei Grad Celsius im Vergleich zur Zeit vor der Industrialisierung eine fast unüberwindbare Herausforderung für unsere Zivilisation, unsere Gesellschaften und die nationalstaatlichen Regierungen. Denn schon bei zwei Grad riskieren wir den irrever-

siblen Zusammenbruch von Ökosystemen. Die Zeit für die Reduktion unserer Auswirkungen auf den Klimawandel läuft zudem ab: Unser Planet hat sich im Durchschnitt bereits um ein Grad Celsius erwärmt. Die Schweiz hingegen hat sich bereits um etwa zwei Grad Celsius erwärmt, was unter anderem zu einem durchschnittlichen Anstieg der Nullgradgrenze um 300 Meter geführt hat. Das sogenannte Kohlenstoffbudget der Menschheit, das heisst die maximale Menge Treibhausgasemissionen, die noch ausgestossen werden kann, um eine vernünftige Chance zu haben, die globale Erwärmung unter den im Pariser Abkommen festgelegten Zielen zu halten, wird ohne drastische Massnahmen bis etwa 2030 aufgebraucht sein. Die grosse Mehrheit dieser Treibhausgase stammt aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe, die immer noch die Hauptquelle der Energie, die wir verbrauchen, ausmachen. Es braucht also drastische Veränderungen, weltweit, aber auch in der Schweiz.

Der Klimawandel führt in der Schweiz zu trockeneren Sommern, extremeren Niederschlägen, mehr Tagen mit extremer Hitze sowie weniger Schnee im Winter und vielem anderem mehr. Neben den Auswirkungen auf Natur und Umwelt hat dies auch erhebliche Konsequenzen für Gesellschaft und Wirtschaft, insbesondere in den Bereichen öffentliche Gesundheit, Infrastrukturen und natürliche Ressourcen. Speziell zu erwähnen sind die Konsequenzen für die öffentliche Gesundheit, denn Hitzewellen verringern die Arbeitsproduktivität, führen zu höherer Sterblichkeit, fördern die Ausbreitung von Infektionskrankheiten und neuer Krankheitserreger etc. Eine zweite Kategorie von Auswirkungen betrifft Gebäude und Infrastruktur, bei denen die Zunahme von Stürmen, Überschwemmungen und anderen extremen Wetterereignissen erhebliche Schäden anrichten und Kosten verursachen wird. Eine dritte Kategorie betrifft die Verfügbarkeit von Nahrungsmitteln, Wasser und Energie, die alle durch die sich verändernden Niederschlagsmengen, Dürreperioden oder extreme Wetterereignisse beeinträchtigt werden. Schliesslich sind branchenspezifische negative Auswirkungen zu erwähnen, zum Beispiel im (Winter-)Tourismus und natürlich in der Landwirtschaft.

Obwohl die Schweiz oft als «grün» bezeichnet wird, stammen immer noch rund 75 % des Energieverbrauchs aus fossilen Brennstoffen in Form von Öl (49,3 %), Gas (25 %) und einem winzigen Stück Kohle (0,5 %)

(BFE, 2019). Wenn wir hier von Energie sprechen, müssen wir uns bewusst sein, dass es um viel mehr geht als um Elektrizität, denn nur 7 % der Schweizer Treibhausgasemissionen stammen aus dem Elektrizitätssektor. Elektrizität wird grossenteils mit Wasser- (55 %) und Atomkraft (36,1 %) produziert.⁴⁷ Hingegen verursachen Heizung, Verkehr und Industrie zusammen 77 % aller CO₂-Emissionen.⁴⁸ Im Vergleich zu 1990 hat die Schweiz im Jahr 2017 10,3 % weniger Treibhausgase emittiert.⁴⁹ Doch sie hat ab 2020 nur noch etwa zwölf Jahre, um ihr CO₂-Budget auszuschöpfen und die Ziele des Pariser Abkommens zu erreichen.⁵⁰ Und diese Zahlen berücksichtigen noch nicht einmal die sogenannte graue Energie, das heisst CO₂-Emissionen, die im Ausland anfallen, deren Produkte aber in der Schweiz konsumiert werden. Würden diese importierten CO₂-Emissionen mitgerechnet, wären die Schweizer CO₂-Emissionen pro Person etwa zweieinhalbmal höher⁵¹ und vergleichbar mit den USA.

Die Energiestrategie 2050 ist die umfassendste Strategie der Schweiz zur Erreichung der Klimaschutzziele. Sie besteht aus drei Typen von Massnahmen: 1. schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie, 2. Förderung erneuerbarer Energiequellen für die Erzeugung von Elektrizität und 3. Förderung der Energieeffizienz. Erreicht werden sollen diese Ziele durch ein Genehmigungsverbot für neue Kernkraftwerke (1.) und durch Subventionen und Steueranreize (2. und 3.). Eine generelle Kritik an der Energiestrategie ist, dass sie eben nicht auf den Energiekonsum, sondern auf die Elektrizitätserzeugung abzielt. «Elektrizitätsstrategie» wäre wahrscheinlich eine angemessenere Bezeichnung. Aber der schweizerische Elektrizitätssektor macht nur 25 % des Energieverbrauchs, Heizung, Verkehr und Industrie hingegen 63 % aus.⁵² Die einzige Massnahme in der Energiestrategie 2050, die sich auf den Verkehrssektor auswirkt, sind strengere Emissionsspezifikationen für importierte Autos. Dabei handelt es sich aber nur um die Angleichung der Schweizer Normen an diejenigen

47 BFE 2019.

48 BAFU 2019.

49 BAFU, 2019.

50 OcCC 2017, S. 14.

51 Peters et al. 2012.

52 BAFU 2019; BFE 2019.

der EU. Da fast alle importierten Autos die EU-Standards bereits erfüllen und die Schweiz selbst keine Autos produziert, ist die Auswirkung dieser Massnahme vernachlässigbar.

Es wäre also dringend eine ganzheitlichere Betrachtung des Klimaschutzes und des Erreichens der Nettonull-CO₂-Emissionen angebracht, und eine solche «Energierategie» sollte aus unserer Sicht die vier folgenden Ziele verfolgen und die entsprechenden Massnahmen treffen: 1. Reduktion des Energieverbrauchs in allen Wirtschaftssektoren, und zwar sowohl durch Effizienz- als auch durch Suffizienzmassnahmen, 2. Elektrifizierung aller Sektoren, die noch auf fossile Brennstoffe abstellen, zum Beispiel Heizung und Verkehr, 3. Entwicklung «grüner Infrastrukturen», um CO₂ zu absorbieren und die Biodiversität zu fördern, 4. Dekarbonisierung der Stromerzeugung durch die Förderung kohlenstoffarmer und erneuerbarer Energien.

Energieverbrauch reduzieren

Das erste Ziel liegt auf der Hand: Der Energieverbrauch ist die Hauptursache der CO₂-Emissionen und jede Reduktion des Energieverbrauchs durch Effizienz- oder Suffizienzmassnahmen ist ein direkter Gewinn für den Klimaschutz. Energieeffizienzmassnahmen stellen sicher, dass weniger Energie benötigt wird, um die gleiche Leistung zu erbringen, und haben daher den zusätzlichen Vorteil, dass die Wirtschaft wettbewerbsfähiger wird, indem die Produktionskosten gesenkt werden. Energiesuffizienzmassnahmen andererseits implizieren Verhaltensänderungen und sind somit umstrittener. Ziel ist es hier, den Energieverbrauch generell zu senken, zum Beispiel durch das Herunterdrehen des Thermostats. Die Schweizer Energierategie sieht einige Massnahmen zur Förderung der Effizienz vor, vor allem bei den Gebäuden, betreffend Suffizienz ist aber nichts zu finden.

Die von fossilen Brennstoffen dominierten Wirtschaftssektoren elektrifizieren

Die Notwendigkeit des zweiten Ziels ist weniger offensichtlich, aber es bleibt die einzige Option für Sofortmassnahmen in Sektoren wie Heizung oder Verkehr, die stark von fossilen Brennstoffen abhängen. Im Verkehrssektor ist die Elektrifizierung am dringendsten, denn 94 % des Verkehrs basieren heute auf fossilen Brennstoffen.⁵³ Der elektrische Antrieb ist wesentlich effizienter als der Verbrennungsmotor (Beitrag zum ersten Ziel), zudem tragen Elektrofahrzeuge zur Resilienz des Stromnetzes bei. Die Elektrifizierung des Verkehrs wirkt sich positiv auf die öffentliche Gesundheit und die Umwelt aus, indem die Luftverschmutzung verringert wird. Eine ebenfalls sehr effiziente, aber oft vernachlässigte Massnahme zur Elektrifizierung des Verkehrs ist die Verlagerung von der Strasse (Autos, Lastwagen) hin zum bereits elektrifizierten öffentlichen Verkehr (Eisenbahn, Strassenbahn, U-Bahn).

«Grüne Infrastrukturen» entwickeln

Dieses Nachhaltigkeit anstrebende Ziel wird oft übersehen, ist aber genauso wichtig wie die anderen. Effizienz und Dekarbonisierung werden Energieverbrauch und CO₂-Ausstoss reduzieren, aber nie gänzlich eliminieren können. Eine ökologischere Bewirtschaftung von landwirtschaftlichen Flächen, Wäldern und anderen Naturschutzgebieten, genereller die Entwicklung von sogenannten grünen Infrastrukturen wird notwendig sein, damit die Biodiversität gefördert und das CO₂, das immer noch ausgestossen werden wird, absorbiert werden kann. In der Schweiz und an vielen anderen Orten der Welt ist Land knapp und wird von Bauten, Infrastrukturen, intensiver Landwirtschaft etc. beansprucht. Wo immer möglich, insbesondere auch in den Städten, sollen Grünflächen gefördert und dahingehend entwickelt und unterhalten werden, dass sie aktiver zur Absorption der CO₂-Emissionen beitragen, auch dank der Förderung der biologischen Vielfalt.

53 BFE 2019.

Technologische Möglichkeiten, CO₂ oder andere Treibhausgase direkt aus der Luft zu gewinnen, sprechen zwar die Vorstellungskraft der Ingenieure an, sind jedoch nicht ausgereift und kommen unter Umständen zu spät. Forschung und Innovation in diesen und vielen anderen Technologien zur Förderung der Nachhaltigkeit sollen selbstverständlich weitergehen, zum Beispiel wenn es um neue Energiequellen wie Wasserstoff, Biokraftstoffe und andere synthetische Kraftstoffe geht. Aber angesichts der Dringlichkeit sollten wir unsere Hoffnung nicht ausschliesslich auf solche «Technofixes» setzen, denn die meisten dieser Technologien sind heute weder effektiv noch skalierbar, noch erschwinglich. Grüne Infrastrukturen hingegen sind all dies.

Stromerzeugung entkarbonisieren

Das vierte Ziel ist die Dekarbonisierung der Produktion von Elektrizität. Sie reduziert offensichtlich die Emissionen des Elektrizitätssektors, wird jedoch in Kombination mit dem zweiten Ziel noch nützlicher und noch notwendiger. Der Einsatz von Elektrizität als Ersatz für fossile Brennstoffe trägt zur Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen bei, aber nur wenn der Strom aus kohlenstoffarmen/-losen Energiequellen stammt. Die Dekarbonisierung der Elektrizitätsproduktion ist das Ziel, das am einfachsten zu realisieren ist, und es wird deshalb von fast allen Ländern der Welt als wichtigster Hebel zur Reduktion der CO₂-Emissionen verfolgt, auch von der Schweiz, obwohl der Stromsektor nur für 7 % der Treibhausgasemissionen des Landes verantwortlich ist.⁵⁴ Da der Stromkonsum durch die Elektrifizierung der Mobilität und den geplanten Atomausstieg zunehmen wird, macht die Förderung erneuerbarer Energien für die Stromproduktion aber durchaus Sinn. Allerdings ergibt sich hier ein Problem, das uns direkt nach Europa führt.

54 BAFU 2019.

Was bedeutet Nachhaltigkeit für unsere Strombeziehungen mit Europa?

Die Energiestrategie 2050 sieht einen schrittweisen Ausstieg aus der nuklearen Stromproduktion vor, die in der Schweiz Ende 2018 36,1 % ausmachte.⁵⁵ Der Stromkonsum in der Schweiz ist relativ stabil, aber in Anbetracht der Elektrifizierungsmassnahmen wahrscheinlich strukturell zunehmend. Die Zunahme wird sich mit der Elektrifizierung der Mobilität sicher noch verstärken. In einer vom BFE in Auftrag gegebenen Studie wird angenommen, dass der Schweizer Strombedarf bis 2040 wegen der zunehmenden Elektrifizierung von heute etwa 60 TWh auf 78–88 TWh ansteigen wird.⁵⁶ Umgekehrt kommt der Zubau von Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz nur schleppend voran, schleppender als in vergleichbaren Ländern: Seit 2008 wurden 1850 MWh (2,7 % der schweizerischen Stromproduktion) an Solarkraft und 385 MWh (0,6 %) an Windkraft, Geothermie und Biomasse zugebaut.⁵⁷ Das reicht bei weitem nicht. Im gleichen Zeitraum erhöhten Deutschland, Italien, Dänemark und Grossbritannien den erneuerbaren Anteil an ihrer Stromerzeugung um 24,2, 17,3, 36,5 beziehungsweise 26,2 %.⁵⁸

Mit anderen Worten, die Energiewende – konkret: die Kompensation des Atomausstiegs durch erneuerbare Energie und Effizienzgewinne – ist ohne Importe aus Europa nicht zu schaffen. Man kann zwar eventuell Zeit gewinnen, indem man die Atomkraftwerke ein bisschen länger laufen lässt. Aber das Kernkraftwerk Mühleberg ging bereits Ende 2019 vom Netz und mit ihm 4,4 % der schweizerischen Elektrizitätsproduktion.⁵⁹ Es bleiben Beznau 1 (gebaut 1969; 2,4 TWh oder 3,6 % der schweizerischen Stromproduktion 2018), Beznau 2 (gebaut 1972; 3,0 TWh, 4,5 %), Gösgen (gebaut 1979; 8,2 TWh, 12,1 %), und Leibstadt (gebaut 1984; 7,8 TWh, 11,6 %).⁶⁰ Je älter diese Atomkraftwerke werden, desto anfälliger sind sie, desto öfter müssen sie abgeschaltet werden und desto länger

55 BFE 2019.

56 Weigt et al. 2020, S. 65.

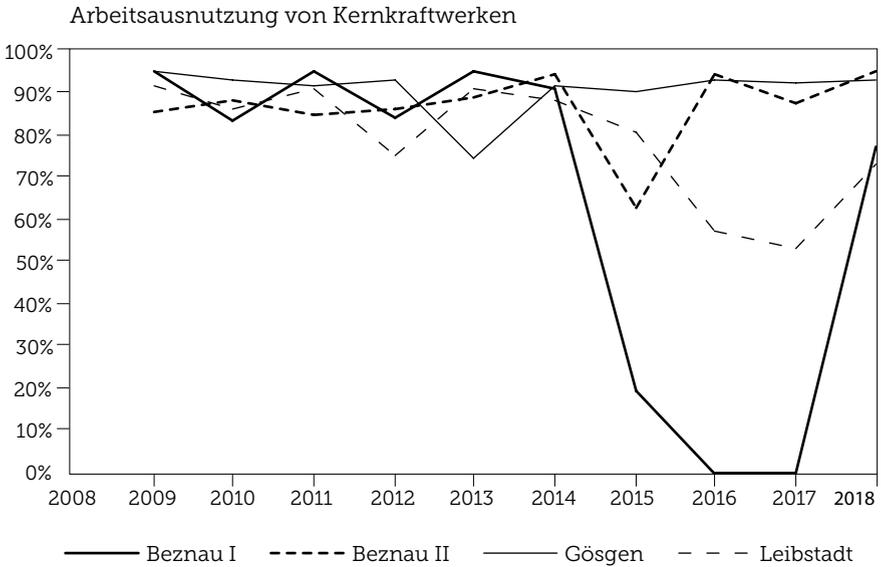
57 BFE 2019.

58 Eurostat 2020.

59 BFE 2019.

60 BFE 2019.

Grafik 1: Nutzung der schweizerischen Kernkraftwerke

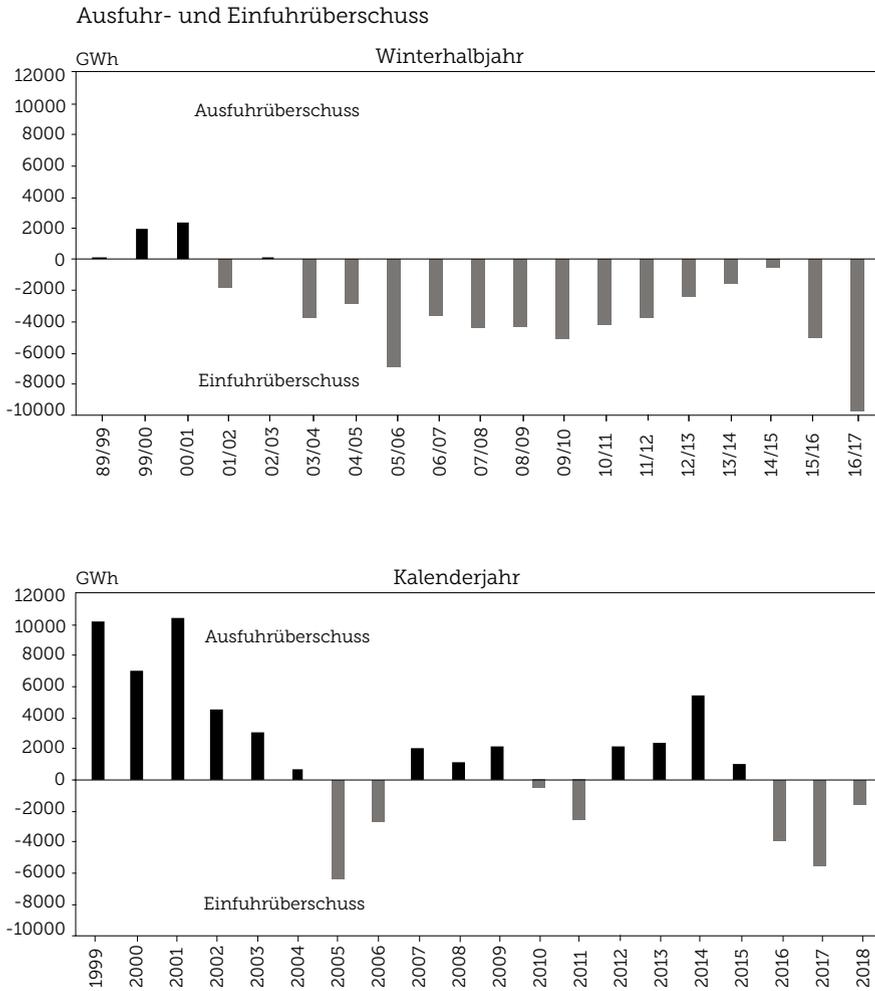


Quelle: Bundesamt für Energie, 2019.

dauert ihre Ausserbetriebnahme. Grafik 1 zeigt die Nutzung der schweizerischen Kernkraftwerke. Eine Nutzung von unter 80–90 % bedeutet, dass Kernkraftwerke aus technischen Gründen nicht betriebsfähig sind. Von möglichen Sicherheitsproblemen wollen wir hier gar nicht sprechen und hoffen, dass das ENSI, der schweizerische Kernkraftregulator, deren definitive Abschaltung verordnet, bevor es zu einem ernsthaften Problem kommt. Auch scheint uns der Bau von neuen Kernkraftwerken keine Option: Das Volk hat mit der Annahme der Energiestrategie 2050 dagegen entschieden und er käme angesichts der Dringlichkeit der Kompensation der Stromlücke infolge Dekarbonisierung sowieso zu spät. Die Erfahrungen Frankreichs und Grossbritanniens zeigen, dass der Bau von Kernkraftwerken selbst mit staatlicher Unterstützung viele Jahre, wenn nicht Jahrzehnte dauert.

Kurzum, die Schweiz braucht Strom aus Europa, bis Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen zugebaut ist und die Effizienz-, vielleicht so-

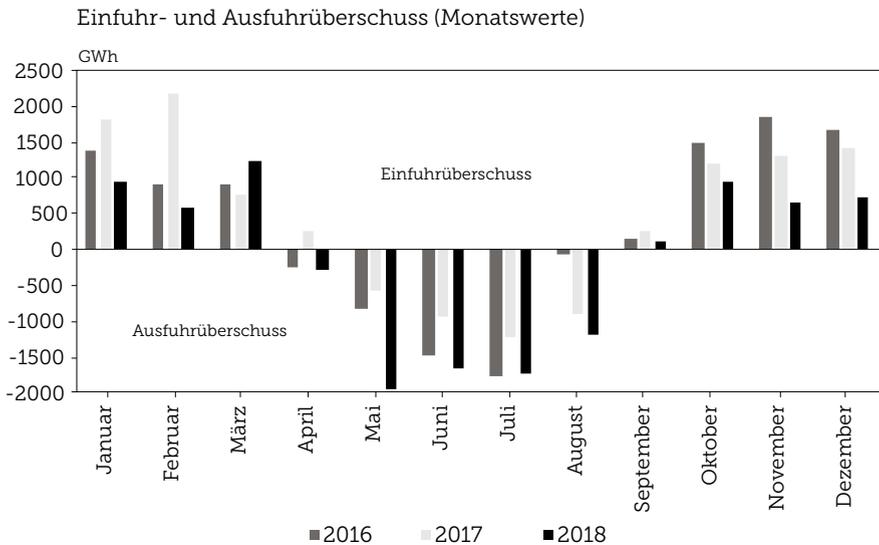
Grafik 2: Stromimport- und -exportüberschüsse der Schweiz



Quelle: Bundesamt für Energie, 2019.

gar Suffizienzmassnahmen zu greifen beginnen. Grafik 2 zeigt Import- und Exportüberschüsse im Jahresdurchschnitt (rechts) und im Winterhalbjahr (links), wo die Lage für die Schweiz besonders kritisch ist.

Grafik 3: Monatliche Import- und Exportüberschüsse, 2016–2018



Aber das ist nur ein Teil des Problems: Der Stromimport/-export hat sowohl eine Tages- wie auch eine saisonale Komponente. 2016–2018 zum Beispiel importierte die Schweiz im Winter 21 % ihres Konsums (Grafik 3). Wir wollen damit nicht sagen, dass die Schweiz mit der ihr eigenen, langsameren Gangart ruhig weiterfahren und sich einfach auf Europa verlassen sollte oder könnte. Unser Argument ist rein pragmatischer Natur: In voraussehbarer Zukunft wird es – mit oder ohne Stromabkommen – keine Alternative zu Stromimporten aus Europa geben, nur werden sie ohne Abkommen (viel) komplizierter und (viel) teurer werden. Zudem ist zu hoffen, dass es in Europa überhaupt noch Strom zum Exportieren geben wird, denn das Stromexportland par excellence, Frankreich, kämpft mit ähnlichen Problemen wie die Schweiz: Es besitzt 58 Atomkraftwerke, hat aber seit 20 Jahren keines mehr gebaut und sie altern. 2016 zum Beispiel fielen 20 Kraftwerke wegen Sicherheitsmängeln aus. Frankreich wird selbst immer mehr zum Importland. Nicht nur die Energiewende, sondern auch die Dekarbonisierung ist ohne Europa nicht zu schaffen. Wenn die Schweiz Heizung und Ver-

kehr elektrifiziert, ohne die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen angemessen auszubauen und ohne effizienter und suffizienter zu werden, werden die Treibhausgasemissionen zunehmen, auch wenn diese in der inländischen Emissionsrechnung nicht ausgewiesen werden. Bei den internationalen Emissionsabrechnungen werden die Emissionen von importierten Gütern wie Lebensmittel, Kleidung, Autos oder eben Strom dem Land angerechnet, das diese produziert. Die in Europa existierenden marginalen Energiequellen, das heisst Kraftwerke mit nicht ausgelasteten Kapazitäten, die ihre Produktion bei Bedarf steigern können, sind konventionelle Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen. Wäre also französischer Atomstrom nicht mehr verfügbar, ist es sehr wahrscheinlich, dass der schweizerische Strombedarf durch den Import von deutschem oder polnischem Kohlestrom gedeckt würde, immer vorausgesetzt natürlich, dass überhaupt importiert werden kann.

Versorgungssicherheit

Die nächste grosse Herausforderung ist die Versorgungssicherheit. Dabei müssen wir zuerst die Terminologie klären: In der Schweiz muss laut Stromversorgungsgesetz von 2007 die Elcom den Bundesrat darauf aufmerksam machen, wenn die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Aber dieser Begriff ist nicht sehr präzise. Die europäische Kommission spricht von «system reliability» – wir übersetzen dies mit «Versorgungssicherheit» – und macht dann einen Unterschied zwischen «system security» einerseits und «system adequacy» andererseits. Bei Ersterem geht es um die operationelle Sicherheit des Netzes. Wir übersetzen dies in der Folge mit «Netzsicherheit». «System adequacy» hingegen bezeichnet sowohl die langfristige Sicherheit des Netzes («transmission adequacy»), das heisst Planung und Investitionen, als auch die genügende Produktion von Strom («generation adequacy»). Das BFE und die Elcom brauchen den englischen Ausdruck «generation and system adequacy» zur Bezeichnung der langfristigen Angemessenheit der Erzeugungs- und Systemkapazität und setzen dies mit Versorgungssicherheit gleich. Wir übernehmen diese Definition. Die oben beschriebene Umstellung zu einer nachhaltigeren Energieversorgung wird zu grossen Veränderungen

im gesamten Energiesystem führen, also nicht nur bei der Produktion, sondern auch beim Netz. Dieser Transformationsprozess muss nicht nur aktiv begleitet, sondern es müssen auch entsprechende Verantwortlichkeiten definiert werden. Es ist sicher gut, wenn die Elcom den Bundesrat auf Versorgungssicherheitsprobleme aufmerksam macht, aber dies betrifft in erster Linie den heutigen Zustand des Energiesystems, auch wenn die Elcom zu antizipieren versucht. Genauso statisch war das im Gesetz angedacht: Es soll jederzeit eine sichere Energieversorgung von Wirtschaft und Gesellschaft gewährleistet werden. Atomausstieg, dezentral erzeugte Energie, digitale Technologien und Probleme mit Europa waren 2007 noch nicht auf dem Radar der Politik, können aber heute nicht mehr ignoriert werden, wenn wir von Versorgungssicherheit sprechen.

In diesem Kapitel führen wir die Ausgangslage des heutigen Elektrizitätssystems der Schweiz nochmals vor Augen, denn was immer man unternimmt, kann nur als (inkrementelle) Transformation des heutigen Systems vonstattengehen. Da können Technologieoptimisten – meist sind es Ökonomen – noch lange von disruptiven Transformationen träumen. Die Dimensionen der Netz- und der Versorgungssicherheit werden anschliessend getrennt diskutiert. All dies wirft die Frage der (Gesamt-)Systemverantwortung auf. Und schliesslich zeigen wir, was dies für die schweizerischen Beziehungen zu Europa und ein Stromabkommen bedeutet.

Ausgangslage

Die Schweiz hat eine gut ausgebaute und gut unterhaltene Elektrizitätsinfrastruktur, sowohl was das Netz (Hochspannungs-, Verteilnetz) als auch was die Produktion (Wasserkraft, Atomkraft) angeht. Die Atomkraftwerke werden zwar langsam alt und anfälliger und müssen so oder so bald einmal ersetzt werden. Aber der Grund, wieso wir aus der Atomenergie aussteigen, ist im heutigen Zeitpunkt ein politischer und kein technischer. Die Energiewende bringt nun aber im Netz wie bei der Produktion relativ grosse Veränderungen mit sich. Die grossen Wasserkraftwerke sind wahrscheinlich das stabilste Element im ganzen System,

zumindest solange es noch Gletscher gibt. Sie sind emissionsarm und somit vereinbar mit den Klimazielen. Was den Rest der Stromerzeugung angeht, wird sich einiges ändern: Erneuerbare Energien werden überall dort ausgebaut, wo die entsprechenden Ressourcen vorhanden sind (Wind, Geothermie, Kehrlichtverbrennung) und/oder günstig erschlossen werden können (Sonne), nämlich lokal statt mehrheitlich in den Alpen und im Kanton Aargau. Auch die Orte, wo Elektrizität in Zukunft konsumiert wird, werden sich ändern. Vor allem die Elektrifizierung des Verkehrs wird andere Konsumstandorte bedingen, zum Beispiel für das (Hochgeschwindigkeits-)Laden von Elektrofahrzeugen oder für den Antrieb von netzgekoppelten Zügen, Strassenbahnen und elektrischen Lastkraftwagen («e-highways»). All dies bedeutet grosse Änderungen in der Stromübertragungs- und -verteilinfrastruktur, nämlich Netzausbauten und Netzverstärkungen. Netzmanagement- und -betriebspraktiken müssen angepasst werden. Schliesslich muss, was wahrscheinlich am schwierigsten ist, der Genehmigungs- und Bauprozess für diese neuen Energieinfrastrukturen grundlegend neu überdacht werden.

Netzsicherheit

Netzsicherheit hat zwei Dimensionen, nämlich einerseits die Netzstruktur, andererseits die Flexibilität. Erstere ist langfristig angelegt, Letztere leistet einen kurzfristigen Beitrag zur Stabilität und zur Sicherheit des Netzes. Das Netz ist historisch entstanden und orientiert sich an den grossen Produktionsstandorten (Wasserkraftwerke wie Grande-Dixence, Atomkraftwerke wie Gösgen), von wo der Strom kapillarisch von Netzebene 1 bis auf Netzebene 7 transformiert und verteilt wird. Angesichts der sich ändernden Produktions- (erneuerbare Energien) und Konsumstandorte (Ladestationen für die Elektromobilität) wird das Netz ständig ausgebaut, aber dieser Ausbau geht langsam vor sich, denn Bewilligungen und Geld stehen hier teilweise im Widerspruch: Leitungen sind leichter zu bauen, wenn sie verkabelt werden können, kosten aber ein Mehrfaches an Geld. All dies wird von der Elcom letztlich abgesegnet, denn es handelt sich um sogenannte anrechenbare Kosten, das heisst Kosten, die am Schluss auf alle Schweizer KonsumentInnen

abgewälzt werden können. Das Gleiche gilt für Transformatoren. Insbesondere Transformatoren zwischen den Netzebenen 1 und 3 sind ein teures Unterfangen. Mit anderen Worten, das Netz kann sich nicht so schnell weiterentwickeln, wie man das gerne möchte, und unter anderem deshalb braucht es Flexibilität.

Aus rein physikalischen Gründen müssen Stromangebot und Stromnachfrage jederzeit perfekt aufeinander abgestimmt sein. In der Vergangenheit betrachteten die Netzbetreiber die Nachfrage als unflexibel und unbeeinflussbar. Das Angebot hingegen war flexibel und hatte der beobachteten (oder leicht antizipierbaren) Elektrizitätsnachfrage zu folgen. Die Produktion wurde hochgefahren, wenn mehr, und runtergefahren, wenn weniger verbraucht wurde. Aber auch in der Vergangenheit musste stets Ausgleichsenergie zur Verfügung stehen, um unvorhergesehene Schwankungen im Netz auszugleichen. Typischerweise waren diese auf Ausfälle von Kraftwerken oder technische Probleme im Netz zurückzuführen. Diese Situation ändert sich nun grundlegend, da mehr temporäre und wetterabhängige erneuerbare Energien wie Kleinwasserkraft, Windkraft und Solarenergie ins Stromnetz einfließen. Als Folge muss mehr flexibel einsetzbare Ausgleichsenergie vorgehalten werden. Auch wird nun vermehrt auf der Nachfrageseite nach Flexibilitätsquellen gesucht, wobei die Digitalisierung hier gerade im rechten Moment kommt, denn sie erlaubt dank intelligenten Zählern («smart meters») bis zu einem gewissen Grad eine Steuerung der Nachfrage. Durch die Speicherung von Strom kann Flexibilität auch an der Schnittstelle von Angebot und Nachfrage generiert werden. Dies findet in grossem Masse bei den Pumpspeicherkraftwerken statt und ist Teil des Geschäftsmodells der Betreiber dieser Werke. Dank Digitalisierung können nachfrageseitig unabhängig voneinander operierende Konsumenten vernetzt werden, die so intelligente Netze, lokale Energiegemeinschaften und «virtuelle Kraftwerke» bilden. Die grösste Herausforderung ist dabei nicht so sehr die Technologie als der rechtliche Rahmen, der solche neuartigen Formen von Flexibilität ermöglicht und kommerziell interessant macht, ohne die Investitionen ins Netz zu gefährden.

Neben den digitalen Technologien spielen auch Skaleneffekte eine wichtige Rolle, um auf die Volatilität der erneuerbaren Energien zu antworten. Es ist zwar schwierig, die Stromerzeugung eines einzelnen Solarmoduls

vorherzusagen, da eine Wolke vorbeiziehen oder sich das Wetter ändern und die Stromproduktion im Nu auf null sinken kann. Die Vorhersage der solaren Stromerzeugung in der ganzen Schweiz ist jedoch viel einfacher und weniger volatil. Wenn dies auf noch grössere Gebiete wie das netzverbundene Europa ausgedehnt wird, wird das Erzeugungsmuster der erneuerbaren Energien wesentlich stabiler und planbarer. Um von diesen Skaleneffekten zu profitieren, ist es also wichtig, mit den europäischen Nachbarn zusammenzuarbeiten, um einen reibungslosen internationalen Handel zu ermöglichen, sodass der Überschuss an erneuerbaren Energien eines Landes zur Deckung des Defizits eines anderen Landes verwendet werden kann. In der Tat haben sich Skaleneffekte schon immer positiv auf die Versorgungssicherheit ausgewirkt. So legte im Winter 2016 die Atomaufsichtsbehörde in Frankreich gleichzeitig zwanzig Kernkraftwerke aus Sicherheitsgründen still, was mehr als ein Drittel der gesamten französischen Produktionskapazität ausmachte und das europäische Stromnetz enorm belastete. In Frankreich gingen jedoch die Lichter dank europäischem Verbund nicht aus.

Wie wir im vorherigen Kapitel beschrieben haben, ist die Netzsicherheit in der Schweiz zusätzlich dadurch gefährdet, dass die Schweiz nun aus der Marktkoppelung ausgeschlossen und mit mehr Ringflüssen («loop flows») konfrontiert ist, die das Netz belasten oder sogar überlasten. Hinzu kommt, dass das Schweizer Netz nicht mehr in die Kapazitätsberechnungen von CWE einbezogen wird, was es für Swissgrid schwierig, wenn nicht unmöglich macht, Ringflüsse zu antizipieren, was eine zusätzliche Gefährdung der Stabilität des schweizerischen Netzes darstellt. Allerdings hat die EU dieses Problem erkannt und scheint gewillt, mit der Schweiz dafür eine technische Lösung zu finden.

Energiesicherheit

Energiesicherheit bezieht sich auf die Stromproduktion. Es soll stets genügend Strom da sein, um die Nachfrage zu befriedigen, im Sommer wie im Winter, zu Spitzenzeiten (mittags, abends) wie in der Nacht. Durchschnittswerte nützen hier nichts. Wie wir gesehen haben, führen der Atomausstieg und der prognostizierte Anstieg des Strombedarfs von

Elektroautos zu einer erheblichen Lücke zwischen heimischer Stromversorgung und heimischem Stromverbrauch, wenn die Produktionskapazität nicht ausgebaut wird. Dies ist besonders in der Winterperiode kritisch, wenn die Wasserkraftspeicher fast erschöpft sind. Um den Bedarf zu decken, wird Strom aus Frankreich (hauptsächlich Atomstrom) und Deutschland (hauptsächlich Gas und Kohle) importiert. Im Sommer produzieren die Wasserkraftwerke allein in der Schweiz viel mehr Strom als benötigt. Dieser wird hauptsächlich nach Italien exportiert, wo der Betrieb von Klimaanlage für einen hohen Strombedarf sorgt.

Die Energiestrategie 2050 sieht vor, dieses Problem hauptsächlich mit Solarstrom und Energieeffizienz zu lösen. Dies allein wird das Winterproblem jedoch nicht lösen. Denn auch wenn die Kernenergie eins zu eins durch Solarenergie ersetzt wird, ist das saisonale Problem nicht gelöst, wenn nicht noch verschlimmert. Sonnenkollektoren produzieren den grössten Teil ihres Stroms im Sommer, wenn Überproduktion herrscht. Windstrom wäre antizyklisch, hat aber so viele Gegner, dass man bis heute nicht weit vorangekommen ist. Als Erstes müssten rechtliche und bürokratische Hindernisse für den Bau von Windenergieanlagen beseitigt werden. Eine weitere Möglichkeit wäre es, Geld in die Erforschung der Langzeitspeicherung zu investieren, um den Sommerüberschuss in den Winter zu transferieren. Speichermöglichkeiten gibt es in der Tat, nämlich die Staudämme in den Schweizer Alpen, aber leider gibt es dafür kein Geschäftsmodell, denn der Strompreisunterschied zwischen Sommer und Winter ist zu gering. Der saisonale Preisunterschied wird wahrscheinlich dank massivem Solarstromzubau auf dem gesamten europäischen Kontinent in Zukunft zunehmen. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass dies ein Geschäftsmodell für die langfristige Speicherung hergibt, solange Pumpspeicherkraftwerke pro Jahr mehrere Kauf- und Verkaufstransaktionen durchführen und so mehr Geld verdienen können. Der Bundesrat hat vorgeschlagen, die Wasserkraftspeicher im Winter als Reserve zu nutzen, um eine sogenannte Speicherreserve zu schaffen. Während dies die Versorgungssicherheit im Winter leicht erhöhen würde, würde es die Importabhängigkeit nicht verringern, da das Wasser im Stausee verbleiben müsste und im Frühling, wenn sowieso reichlich Wasser zur Verfügung steht, turbinieren würde.

de.⁶¹ Eine weitere Option wären Gaskraftwerke, etwas, was die Schweiz ja ausdrücklich nicht will. Einzig der Stromhandel mit den Nachbarländern kann das aktuelle Winterdefizit und den Sommerüberschuss bewältigen. Das ist, was wir gegenwärtig tun, obwohl es immer aufwendiger wird. Es ist auch das, was wir in Zukunft werden tun müssen.

Systemverantwortung

Wer ist verantwortlich dafür, dass alles richtig funktioniert, dass also Netzsicherheit (kurzfristige Verhinderung von grossen Spannungsschwankungen) und Versorgungssicherheit (langfristige Sicherheit des Netzes, «transmission adequacy», und Produktionssicherheit, «generation adequacy») gewährleistet sind? Für die Netzsicherheit ist die Verantwortung klar geregelt, sie liegt bei Swissgrid, die ihrerseits von der Elcom überwacht wird. Das funktioniert gut. Problematisch wird es, wenn es um die Versorgungssicherheit geht. Nicht dass es vor der Liberalisierung besser gewesen wäre, im Gegenteil: Vor der Liberalisierung war das Schweizer System noch fragmentierter und noch unführbarer (man denke an den Blackout von 2003). Mit dem Stromversorgungsgesetz wurde Swissgrid geschaffen, die eine gewisse Systemverantwortung wahrnimmt. Aber das Stromversorgungsgesetz, wie die ganze EU-Liberalisierungsübung, ging von der Idee aus, dass sich das Netz sauber von Produktion einerseits, Verkauf andererseits trennen lasse. Beim Netz gehe es um die Netzsicherheit und dafür sei der TSO zuständig, bei Produktion und Konsum hingegen gehe es um Markt, der, wenn er dann einmal funktionieren würde, die Energiesicherheit von selbst garantiere («unsichtbare Hand des Marktes»). Das war leider ein bisschen naiv und zu simpel, das heisst rein von der Ökonomie her gedacht und vernachlässigt sowohl die Technologie, nämlich die Interaktion von Netz und Stromflüssen, als auch die Politik, die Sorge um die Versorgungssicherheit, die ebenso wenig einen Unterschied zwischen Netz und Produktion macht.

Aber schon im Stromversorgungsgesetz hatte die Politik realisiert, dass diese Herangehensweise vielleicht nicht ganz genügen würde, und

61 Van Baal 2019.

man hat deshalb den Auftrag der Elcom erweitert: «Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom ist gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 Stromversorgungsgesetz (StromVG) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung, Beschaffung von Elektrizität, Verstärkung und Ausbau von Elektrizitätsnetzen).»⁶² Das versucht die Elcom so gewissenhaft wie möglich zu tun. Aber die Art und Weise, wie der Bundesrat 2005 die Versorgungssicherheit definiert hat – sie sei «dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist»⁶³ –, macht die Aufgabe nicht einfach. Und so schreibt die Elcom alle zwei Jahre einen Bericht an den Bundesrat, worin sie darauf hinweist, dass man die Frage der Versorgungssicherheit nicht einfach von den schweizerischen Beziehungen zu Europa trennen könne.⁶⁴

Resultat? Die Elcom gibt keine Empfehlung an den Bundesrat ab, das BFE auch nicht und alle meinen, man könne weiterfahren wie bisher. Im Endeffekt bleibt die Versorgungssicherheit in ihrer definitorischen Verschwommenheit bei Swissgrid hängen und beschränkt sich in erster Linie auf die Netzsicherheit. Mit anderen Worten, Swissgrid hat de facto die Systemverantwortung, ohne dass sie jemals offiziell und explizit damit beauftragt worden wäre und ohne dafür institutionell korrekt aufgestellt zu sein. Zum Vergleich: Die SBB haben die Systemverantwortung für den Bahnverkehr, das Rückgrat des öffentlichen Verkehrs in der Schweiz, sie sind im Besitz der Systemführung, und sie sind, institutionell richtig, ein Staatsunternehmen, das zu hundert Prozent dem Bund gehört. Swissgrid hingegen ist für diese Aufgabe eher schlecht aufgestellt: Sie ist ein privatrechtliches Unternehmen, das nicht sauber entflochten ist, da es den Produzenten, den Verteilnetzbetreibern und indirekt einigen Kantonen gehört. Damit Swissgrid im Interesse des Staates

62 ElCom 2018, S. 4.

63 ElCom 2018, S. 5.

64 ElCom 2018, S. 59.

und der Bevölkerung arbeitet, wird sie von der Elcom überwacht, was gelinde gesagt nicht immer einfach ist.

Kurzum, die umfassende Versorgungssicherheit ist neben der Nachhaltigkeit die zweite grosse Herausforderung für die Schweiz, aber sie scheint politisch noch nicht angekommen zu sein und dementsprechend ist bis heute niemand richtig dafür zuständig. Wir meinen, mangels Alternative sollte Swissgrid diese Gesamtsystemverantwortung explizit übertragen werden, aber dafür müsste man Swissgrid institutionell richtig aufstellen, das heisst aus unserer Sicht verstaatlichen, nicht auf Kantons-, sondern auf Bundesebene.

Was heisst das für unsere Beziehungen zu Europa?

Die Nichtteilnahme am europäischen Strombinnenmarkt bedeutet, dass das schweizerische Netz anfälliger und verwundbarer wird, sowohl als Resultat des Nichteinbezugs in die Kapazitätsberechnungen von CWE als auch als Resultat der Belastung durch ungewollte Ringflüsse. Durch die Absorption dieser Ringflüsse wird es zweckentfremdet, hat weniger Kapazität und wird teurer. Auflagen vonseiten der EU, wie neulich die Idee, dass jedes Land einen Teil (10–15 %) seiner installierten Produktionskapazität für den Export freihalten müsse,⁶⁵ werden den Zweck des Schweizer Netzes noch weiter entfremden. Mit anderen Worten, ohne Stromabkommen abnehmende Netzsicherheit.

Das Gleiche lässt sich auf der Energieseite sagen: Wie wir oben argumentiert haben, ist es nicht möglich, Produktionssicherheit in der Schweiz ohne Stromaustausch – und ohne Stromabkommen – mit Europa zu haben, weder technisch noch wirtschaftlich. Es gibt nicht genug Strom im Winter und es ist mit heutiger Technologie unmöglich, den im Sommer produzierten Stromüberschuss in den Winter zu transferieren. Überschüssiger Sommerstrom muss also exportiert und fehlender Winterstrom importiert werden können. Dabei entsteht das Problem der Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft: Wie kann die korrekte Entgeltung von Wasserkraftanlagen, die das erneuerbare Rückgrat des Energiesystems

65 Siehe Kapitel 4.

in der Schweiz bilden, heute und in Zukunft sichergestellt werden und wie können ausreichende Investitionen in erneuerbare Energien angeregt werden? Der Strommarkt funktioniert so, dass die Betreiber nur produzieren, wenn der Preis ihren Grenzkosten entspricht. Grenzkosten sind per definitionem niedriger als die Gesamtkosten, da sie alle fixen und halbfixen Kosten des Betreibers ignorieren. Erneuerbare Energien und Wasserkraft haben sehr geringe oder keine Grenzkosten, da sie keinen Brennstoff benötigen. Dies ist einer der Gründe, warum die Grosshandelspreise für Strom in ganz Europa niedrig sind. Aufgrund der niedrigen Preise kämpft die Wasserkraft in der Schweiz und es gibt kaum Anreize, um in neue Stromerzeugung zu investieren. Und dieses Problem wird zunehmen, da erneuerbare Energien den Schweizer und den europäischen Markt durchdringen und mehr Kraftwerke mit hohen Grenzkosten auslaufen.

Digitalisierung

Die Digitalisierung verändert die Gesellschaft, die Wirtschaft und auch den Energiesektor. Die physischen Infrastrukturen in den Bereichen Mobilität, Logistik und Energie werden, bildlich gesprochen, von einer Datenschicht («data layer»), einer Art digitaler Infrastruktur, überlagert. Diese Datenschicht ermöglicht die Echtzeitüberwachung und -steuerung von dezentralen Assets wie Autos, Lastwagen oder Solarstromzellen und schafft so neue Möglichkeiten der Interaktion mit den Verbrauchern. Die Digitalisierung hat aber selbst physische Voraussetzungen: Erstens werden Sensoren und Zähler in die Elektrizitätsinfrastruktur eingebaut. Zweitens müssen die so gewonnenen Daten via Telekomnetz übertragen werden. Eine schnelle und qualitativ hochwertige Übertragung ist von entscheidender Bedeutung, da die Daten am wertvollsten sind, wenn sie in Echtzeit bearbeitet werden können. Sie ermöglichen so betriebliche Effizienz, Ausfallsicherheit und Preisgestaltung live. Dazu werden sie, drittens, von zentralen Rechnern verarbeitet und analysiert. Da der Energiesektor grosse Datenmengen generiert, sind künstliche Intelligenz sowie maschinelles Lernen hier besonders wichtig. Schliesslich müssen die generierten Erkenntnisse in Echtzeit

für die Verwaltung des gesamten Elektrizitätssystems sowie über längere Zeiträume für die Planung und strategische Entscheidungsfindung aufbereitet und genutzt werden.

Die Digitalisierung hat im Stromsektor zu grundlegenden Veränderungen geführt. Zum Beispiel war Stromnetzbetreibern die Nachfrageseite bis vor kurzem unzugänglich und der Ausgleich erfolgte einzig durch die Modulation der Angebotsseite. Mit dem Aufkommen von intelligenten Zählern und weiteren Informations- und Kommunikationstechnologien können nun auch dezentrale Lasten integriert und moduliert werden und so Flexibilität bereitstellen. Dies ist nicht nur effizienter und ökonomischer, sondern wird zu einer Notwendigkeit, wenn Transport und eventuell Heizung, die zwei wichtigsten Bereiche der Dekarbonisierung, elektrifiziert werden. Digitalisierung geht also einher mit Effizienzgewinnen und grösserer Flexibilität. Schon heute verändert die Digitalisierung die Art und Weise, wie das Netz betrieben wird, was zu mehr Kosteneffizienz und Ausfallsicherheit führt, denn es ist möglich geworden, Strom- und Ausgleichsmärkte in immer kürzeren Zeiträumen und in immer grösseren geografischen Räumen zu betreiben. Die Digitalisierung verändert die Art und Weise, wie die Verbraucher mit dem Strom umgehen. In der Vergangenheit war die einzige Interaktion des Verbrauchers mit seinem Stromversorger die jährliche Überprüfung des im Keller installierten analogen Zählers. Doch dank der Digitalisierung wird das Stromnetz zunehmend nachfrageorientiert betrieben. Zähler sind nun «smart» und Stromtarife werden zunehmend dynamisch und zeitabhängig. Sogenannte Demand-Response-Systeme sind nicht mehr nur für grosse industrielle Verbraucher interessant, sondern auch für Haushalte möglich geworden. «Aggregatoren» können Geräte, Stromversorgungsquellen oder «Demand-Response-Assets» in «virtuellen» Kraftwerken zusammenfassen. Strom kann unter Haushalten entweder über ihr Versorgungsunternehmen oder sogar ohne Vermittler über Blockchain ausgetauscht und gehandelt werden. Aber die Digitalisierung macht das Stromsystem nicht nur effizienter und resilienter, sondern leistet auch einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Dadurch, dass nun auch die Nachfrageseite aktiv bearbeitet werden kann, werden die Konsumenten ins Systemmanagement eingebunden und können mit ihrem Verhalten zu einer nachhaltigeren Stromversorgung beitragen.

Digitalisierung und intelligente Technologien verändern die Elektrizitätsinfrastruktur und das Stromsystem, indem sie neue Betriebs- und Geschäftsmodelle ermöglichen. Dies bedingt jedoch Regulatorien, die diese Entwicklung begleiten und fördern, statt zu bremsen. Zum Beispiel müssen neue Rechtsgrundlagen erarbeitet werden, die den dezentralen Austausch von Strom ermöglichen, ohne Netzinvestitionen und Netzsicherheit zu gefährden. Auch für den dezentralen Handel braucht es neue Regulatorien. Zudem generiert die Digitalisierung, ein weiteres Beispiel, Daten über das Privat- und Unternehmensleben. Computeralgorithmen können erkennen, wie viele Personen sich zu welcher Zeit in einem Gebäude aufhalten, welche Geräte verwendet werden, wofür sie verwendet werden und ob sie gut funktionieren. Zusammen mit Onlinedaten können Stromverbrauchsdaten verwendet werden, um ein äusserst detailliertes und kommerziell interessantes Profil der Strombenutzer zu erstellen. Damit verbunden sind Datenschutz- und Cybersicherheitsrisiken, die angemessen angegangen werden müssen. Solche Regulatorien könnten mit grossem Aufwand in der Schweiz selbst erfunden, getestet und umgesetzt werden. Das wäre dann sinnvoll, wenn die Schweiz bei der Digitalisierung im Allgemeinen und bei der Digitalisierung des Stromsektors im Speziellen weltweit eine Vorreiterrolle spielen würde, eine entsprechende Industrie schon hätte oder noch aufbauen wollte und die technischen Standards und rechtlichen Normen definieren würde, die zusammen mit der von ihr entwickelten Technologie in die grosse weite Welt exportiert würden. Das ist aber leider nicht (mehr) der Fall: Im Jahr 2011 wurde das Smart-Meter-Unternehmen par excellence, Landis & Gyr, an den japanischen Konzern Mitsubishi verkauft. Viel effizienter wäre es wahrscheinlich, die nötigen Regulatorien von der EU, die daran schon seit längerem arbeitet, eins zu eins zu übernehmen. Dies würde das heute sehr langsame Ausrollen dezentraler Assets (Solarproduktion, Batterien, «demand response») sicher beschleunigen, da die Investoren mehr Sicherheit hätten. Noch besser wäre es aber, sich bei der Entwicklung dieser Regulatorien durch die EU selbst proaktiv einzubringen.⁶⁶

66 Siehe Kapitel 5.

Energiegerechtigkeit

Die Energiewende nützt nichts, wenn die Schweiz keinen fairen Beitrag zur Dekarbonisierung leistet und wenn sie letztlich der Versorgungssicherheit schadet. Beides bedingt, wie wir oben argumentiert haben, eine Zusammenarbeit mit Europa. Auch ist die Energiewende nur zusammen mit der Digitalisierung zu denken und zu haben. Mit der Energiegerechtigkeit verhält es sich gleich: Ohne gerechte Verteilung von Kosten und Nutzen wird die Energiewende nicht erfolgreich über die Bühne gehen, vor allem nicht nachhaltig sein. Es sei hier an die Bewegung der «Gelbwesten» («gilets jaunes») im Oktober 2018 erinnert, als die französische Regierung mit dem Argument des Klimaschutzes eine Erhöhung der Motorfahrzeugsteuer, insbesondere eine Erhöhung der Steuern auf Diesel, ankündigte, die vor allem die unteren sozialen Schichten und die Landbevölkerung getroffen hätte, ihr aber nicht zugutegekommen wäre.

Die Bereitstellung von Energie und die Aufrechterhaltung der erforderlichen Infrastruktur sind teuer. Zudem erfordert die Umstellung des Energiesystems erhebliche Investitionen. Der Klimawandel verursacht gesellschaftliche Kosten, die auf die eine oder andere Weise bezahlt werden müssen. Wie können wir sicherstellen, dass genügend finanzielle Ressourcen bereitgestellt werden und dass die Kosten gerecht verteilt werden? Ein Leitprinzip für Fairness kann das Verursacherprinzip sein: Die Kosten werden von denjenigen getragen, die sie verursachen, und diejenigen, die für etwas bezahlen, profitieren auch davon. Energiegerechtigkeit fragt, wer bei der Energiewende zahlt und wer profitiert, wer gewinnt und wer verliert. Dabei geht es um klassische Konfliktmuster zwischen Reich und Arm, zwischen Stadt und Land, zwischen Jung und Alt. Diesen Spannungen wollen wir im letzten Teil dieses Kapitels nachgehen, denn wir denken, dass letztlich nur eine sozial gerechte Energiewende umsetzbar ist. Wir unterscheiden zwischen Netz und Produktion, das eine, wie wir meinen, Gegenstand eines Konflikts zwischen Hauseigentümern/Unternehmern und Mietern, das andere Gegenstand eines Konflikts zwischen Reich und Arm. Anschliessend streifen wir Fragen der sozialen Akzeptanz – hier zeichnet sich ein Konflikt

zwischen Stadt und Land ab – sowie des «digitalen Grabens» («digital divide»), ein typischer Generationenkonflikt.

Gerechtigkeit im Netz

In der Praxis ist das Verursacherprinzip schwer zu realisieren, vor allem beim Netz. Der Stromverbraucher bezahlt Netzzunterhalt und Netzausbau via regulierte Tarife. Wer mehr verbraucht und sich somit mehr auf das Stromnetz verlässt, zahlt mehr. Dies ist ein gutes System, solange alle Verbraucher in gleicher Weise auf das Stromnetz angewiesen sind und vergleichbare Dienstleistungen beziehen. Eine der Veränderungen, die die Energiewende mit sich bringt, ist jedoch die Tatsache, dass nicht mehr alle Nutzer in gleicher Weise vom Stromnetz abhängen. Verbraucher können nun, zum Beispiel durch Photovoltaikmodule, selbst Elektrizität produzieren und möchten Strom nur kaufen, wenn die Sonne nicht scheint. Sie werden zu sogenannten Prosumern. Andere haben zu Hause Batterien oder sonstige Energiespeichersysteme und kaufen und verkaufen Strom zum eigenen Vorteil oder helfen das Stromnetz auszugleichen. Einige Prosumer sind in sogenannten lokalen Energiegemeinschaften zusammengefasst und verlassen sich nur dann aufs Stromnetz, wenn die lokale Gemeinschaft den Bedarf nicht vollständig decken kann. Sie nutzen das Netz als Versicherung. Diese Entwicklung ist selbstverständlich zu unterstützen, denn sie stellt einen wichtigen Beitrag zur Energiewende dar.

Das Problem dabei sind die Netzentgelte, denn auch Verbraucher, die weniger Strom aus dem Netz beziehen und daher weniger Netzentgelt zahlen, können sich bei Engpässen oder sonstigen Problemen aufs Netz verlassen. Das Stromnetz kann aber nicht entsprechend der Nachfrage auf- oder abgebaut werden. Es existiert, muss unterhalten und wegen der Energiewende um- und ausgebaut werden. Das kostet: Die Benutzung des Stromnetzes macht für einen Haushalt im Durchschnitt etwa 50 % der totalen Stromkosten aus. Wenn nun Prosumer – diejenigen, die es sich leisten können, parallele Produktionskapazitäten zu bauen, und dafür eventuell vom Staat sogar noch subventioniert werden, typischerweise Hauseigentümer – sich als Träger der Netzkosten teilweise ver-

abschieden, müssen diejenigen, die das nicht können, typischerweise Mieter, proportional mehr für die Netznutzung bezahlen. Das ist nicht gerecht und der Energiewende nicht förderlich. Noch besser gestellt sind Unternehmer, die sogenannte Arealnetze (Supermärkte, Fabrikhallen, Bürogebäude, sogar Wohnblöcke) betreiben. Sie können, wenn sie das schlaun machen, ihre Assets dank smarten Technologien systemisch optimieren, den Stromkonsum senken oder sich an einer höheren Netzebene anhängen, um so weniger für die Netznutzung zu zahlen. Die letztere Strategie, Netzebenenflucht genannt, führt dazu, dass die Benutzer der unteren Netzebenen für deren proportional höhere Kosten aufkommen müssen. Hinzu kommt, dass die betreffenden Unternehmer ihren Untermietern zwar weniger für den Strom belasten, die Einsparungen bei den Netzkosten aber oft für sich behalten.

Ein weiteres Netzgerechtigkeitsproblem ergibt sich bei der Finanzierung neuer und verbesserter Infrastrukturen des Verteil- und Übertragungsnetzes. Aufgrund der Dezentralisierung der Stromerzeugung und der Flexibilität müssen neue Leitungen zur Verstärkung der Netze gebaut werden, insbesondere beim Niederspannungsnetz, das für die Feinverteilung des Stroms an die Haushalte gebaut worden war, jetzt aber zusätzlich den dezentral produzierten Strom abtransportieren muss. Netzverstärkungen fallen dann an, wenn zum Beispiel jemand das Dach seines Bauernhofes oder seiner Fabrik mit Solarzellen ausrüstet oder wenn ein Verteilnetzbetreiber eine Windturbine aufstellt. Nach heutiger Gesetzeslage sind die Kosten für die Netzverstärkung «anrechenbar», das heisst, dass sie zu den Netzkosten geschlagen und von allen Schweizerinnen und Schweizern mit ihrem Netznutzungsentgelt bezahlt werden. Die Elcom wacht darüber, dass dem so ist, aber in erster Linie achtet sie darauf, dass die so gebauten Netzverstärkungen effizient sind, das heisst zu nicht überhöhten Kosten gebaut werden. Das macht sie sehr gewissenhaft. Sie darf aber nichts dazu sagen, ob das sozial gerecht ist, denn genau so wurde es vom Gesetzgeber beschlossen. Man darf sich durchaus fragen, ob diejenigen, die es sich leisten können, in dezentrale erneuerbare Produktionseinheiten zu investieren und dafür oft noch Subventionen abholen, die Kosten für den Netzausbau, den sie damit verursachen, einfach sozialisieren dürfen.

Gerechtigkeit bei der Produktion

Investitionen in erneuerbare Energien, in Energieeffizienz und andere sauberere Technologien führen zu Kosteneinsparungen und Gewinnen, doch sie sind tendenziell hoch, was bedeutet, dass viele Einzelpersonen oder KMU sich einen Umbau nicht leisten können, da sie nicht über ausreichende Mittel verfügen. Sofern Solarmodule, Wärmepumpen und Wärmedämmungen mit einer kurzen Amortisationszeit und einer beachtlichen Rendite wirtschaftlich attraktiv sind, bedeutet dies, dass nur die Reichen in der Lage sind, diese Vorteile auch zu nutzen.

In Wirklichkeit werden aber viele dieser Investitionen subventioniert oder anderswie gefördert, um die Energiewende zu beschleunigen. Die Differenz zwischen einem Investitionszuschuss für Sonnenkollektoren (Rückerstattung der ursprünglichen Investitionskosten) und einem Einspeisetarif (garantierte Einnahmen für das Rückführen von erneuerbarem Strom ins Netz) ist ebenfalls eine Differenz unter denjenigen, die am Schluss davon profitieren können. Durch den Abbau von Investitionsbarrieren wird es ärmeren Haushalten leichter gemacht, zu investieren, vorausgesetzt sie haben die Kontrolle über ihr Eigenheim. Es sind also die Details der Ausgestaltung der verschiedenen Fördermassen, die über eine gerechtere oder weniger gerechte Verteilung der Vorteile entscheiden, ja sogar über die Möglichkeit, überhaupt daran teilzunehmen.

Die Anwendung des Verursacherprinzips auf Treibhausgasemissionen und die globale Erwärmung würde logischerweise direkt zu einer Kohlenstoffsteuer oder sonst einem Preis für Treibhausgasemissionen führen. Der Verursacher von Treibhausgasemissionen soll die Kosten für die dadurch verursachten Schäden tragen. Die Politik wiederum soll dafür sorgen, dass das so generierte Geld dort landet, wo die Schäden anfallen. Dies führt uns direkt auf die internationale, präziser gesagt zwischenstaatliche Ebene, und genau dort hört diese schöne von Ökonomen ausgedachte Theorie auch gleich wieder auf, denn sie würde zu einem massiven Geldfluss von den Industrie- zu den Entwicklungsländern führen, also zum Beispiel von der Schweiz nach Vanuatu oder sonst einem Inselstaat, der bald im Meer versinken wird. Die Theorie würde auch nur funktionieren, wenn alle Länder auf der Welt sie genau gleich anwendeten, was ihre Wettbewerbsfähigkeit verringern würde.

CO₂-Steuern werden heute dort angerechnet, wo fossile Energieträger, zum Beispiel für die Produktion von Fleisch (Brasilien), Autos (Mexiko), Kühlschränken (Türkei) oder Computern (China), verbrannt werden. Diese Produkte werden aber in anderen Ländern konsumiert, die damit sogenannte graue Energie importieren. Würden diese Güter bei ihrer Produktion nicht «korrekt» mit CO₂-Steuern belastet, müsste bei ihrem Import ein Steuerzuschlag erhoben werden. Angerechnet werden sie aber nicht, denn das würde ja die Wettbewerbsfähigkeit der Importländer schmälern. Zudem würde die Welthandelsorganisation eine Besteuerung von Importgütern verbieten. Dazu kommt, dass die durch den Klimawandel angerichteten Schäden nicht immer leicht als solche zu identifizieren sind und definitiv nicht immer leicht mit einer bestimmten Menge oder einer bestimmten Quelle von Kohlenstoffemissionen zu verknüpfen sind. Und dann stellt sich noch die Frage der historischen Emissionen. Wenn die Schweiz oder ein anderes Industrieland, das seit Jahrzehnten fossile Brennstoffe verbrennt, viel Geld investiert, um CO₂-neutral zu werden, darf es dann von der Rückzahlung der historischen Kosten befreit sein? Wie wird das alles berechnet? Das Verbrennen fossiler Brennstoffe hat den reichen Ländern geholfen, sich industriell zu entwickeln. Ist es fair, wenn die reichen Länder den Entwicklungsländern diese Möglichkeit verweigern und sie auffordern, sich so zu «entwickeln», wie es die reicheren Länder heute gerne hätten?

Sogar wenn wir in der Schweiz bleiben, darf man sich fragen, ob die Besteuerung von Kohlenstoff die sozial richtige Herangehensweise ist: Die Nutzung umweltfreundlicher Technologien ist wegen der damit verbundenen hohen Investitionen teuer, was bedeutet, dass eine CO₂-Abgabe zwar einen Lenkungseffekt hätte, aber gleichzeitig, wie jede indirekte Steuer, kleine Haushalte überproportional belasten würde. Der ärmere Teil der Bevölkerung wird sich gezwungenermassen an eine CO₂-Abgabe anpassen und sein Mobilitäts-/Energieverhalten ändern, während der reichere Teil der Gesellschaft, dessen Energierechnung nur einen Bruchteil des monatlichen Einkommens ausmacht, einfach ungestört weitermacht.

Die Herausforderung für die Politik ist es also, die Energiewende so zu gestalten, dass sie die ohnehin schon grossen sozialen Unterschiede nicht noch zusätzlich verstärkt und idealerweise abbaut. Nur wenn die

Energiewende von der Öffentlichkeit unterstützt und in ihren mittel- und langfristigen Konsequenzen mitgetragen wird, hat sie eine Chance, umgesetzt zu werden.

Soziale Akzeptanz

Neue Infrastrukturen wie Windkraftanlagen, Stromnetze oder grosse Kraftwerke benötigen einen physischen Standort, und dort, wo sie gebaut werden, gibt es normalerweise lokalen Widerstand. Das wird gewöhnlich auf die leichte Schulter genommen und als NIMBY-Phänomen abgetan («not in my backyard»). Sollten wir uns aber nicht an den Widerstand der Bevölkerung in den 1970er-Jahren gegen die geplanten Kernkraftwerke Kaiseraugst oder Verbois erinnern? Gegen die grossen Wasserkraftwerke (mit über 500 MWh Leistung), wie Grande-Dixence, Grimsel, Nant de Drance, Hinterrhein und Maggia, gab es kaum Widerstand, denn sie wurden entweder früher oder in weniger dicht besiedelten Gebieten gebaut. Mit der Energiewende werden mehr dezentrale Produktionsstätten und Leitungen gebaut, was zu Protesten der jeweiligen Bevölkerung führt. Während Solarproduktion noch einigermaßen akzeptabel scheint, hapert es bei der Windenergie gewaltig: Die Bevölkerung der betroffenen ländlichen Gebiete wehrt sich gegen den Bau von Kraftwerken, deren Energie dann vor allem in den Ballungszentren konsumiert würde. Beim Netzausbau gibt es ebenfalls grosse Widerstände, schön illustriert an folgendem Beispiel: «Zwischen Chippis und Mörel entsteht eine neue 380-kV-Leitung. Der Bau dieser Leitung ist nötig, damit die aus der Walliser Wasserkraft stammende Energie vollumfänglich in die Zentren des Mittellandes und des Tessins gelangt» (Website von Swiss-grid). Schwachstromleitungen kann man ja noch verkabeln, auch wenn das teurer ist, aber bei solchen Starkstromleitungen ist das nur sehr beschränkt möglich – und noch teurer.

Mit anderen Worten, nur wenn es gelingt, die lokale Unterstützung für kritische Infrastrukturprojekte der Energiewende zu gewinnen, kann diese landesweit umgesetzt werden.

Digitaler Graben

Eine weitere ungelöste Frage für unser zukünftiges Energiesystem ist, wie sichergestellt werden kann, dass die Vorteile der Digitalisierung, der «intelligenten» Technologien allen nützen. Durch die Digitalisierung wurde, wie oben aufgezeigt, eine Datenschicht über der physischen Energieinfrastruktur geschaffen, die unter anderem die Echtzeitsteuerung dezentraler Assets, neue Geschäftsmodelle und neue Verhaltensformen ermöglicht. Aber vor der Digitalisierung des Energiesystems sind nicht alle gleich. Wie bei der Digitalisierung generell gibt es einen «digital divide», einen Graben zwischen den Generationen. Wird er nicht überwunden oder zumindest politisch diskutiert und angegangen, gibt es Widerstand von denjenigen Bevölkerungsgruppen, die nicht mitkommen und sich ausgeschlossen fühlen.

Dazu gehören die Frage des Datenschutzes und der Datensicherheit und entsprechende Bedenken. Diese sind wiederum bei der älteren Bevölkerung grösser als bei Jüngeren, vielleicht nicht zu Unrecht. So können mit intelligenten Zählern alle Stromverbrauchsdaten erfasst und zur Übertragung und Analyse direkt mit dem Internet verbunden werden. Maschinelles Lernen oder andere Computeralgorithmen können dann beispielsweise erkennen, wie viele Personen sich zu welcher Zeit in einem Gebäude befinden, welche Geräte verwendet werden, wofür sie verwendet werden und ob sie gut funktionieren. Wie oft öffnest du deinen Kühlschrank? Wie oft drückst du die Schlummertaste bei deinem Wecker? Zusammen mit Onlinedaten können Stromverbrauchsdaten verwendet werden, um ein äusserst detailliertes und rentables Profil für jeden zu erstellen. Damit gehen völlig neue Datenschutzprobleme und Cybersicherheitsrisiken einher, die thematisiert und angegangen werden müssen.

Profitieren bei der Energiewende die Jungen oder die Alten, die Leute auf dem Land oder die Städter, diejenigen, die schon haben, oder die Habenichtse? Am Schluss sind das politische Fragen, die in einem Gesamtpaket und in einer demokratischen Diskussion angegangen und sozial akzeptabel gelöst werden müssen, sonst geht das nicht gut aus.

Wir haben in diesem Kapitel die unserer Meinung nach vier wichtigsten Herausforderungen für eine erfolgreiche Energiewende diskutiert:

Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, Digitalisierung und Energiegerechtigkeit. Die Schweiz kann zwar auf diese Herausforderungen antworten, aber letztlich nicht allein. Wie wir gesehen haben, ist Nachhaltigkeit ohne Stromaustausch mit der EU nicht zu haben, ebenso wenig Versorgungssicherheit. Bei der Digitalisierung und der Energiegerechtigkeit kann die Schweiz sich eher noch durchwursteln, aber die Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit (Digitalisierung) und die Akzeptanz des Wandels (Gerechtigkeit) ist umso grösser, wenn sie mit der EU gleichzieht.

4 Zwei mögliche Szenarien

Die Schweiz steht in Sachen Strom vor grossen Herausforderungen: Es gibt eine Energiewende umzusetzen, die Versorgungssicherheit wird zum Problem, bei der Digitalisierung sollte der Zug nicht verpasst werden, und all dies sollte sozialverträglich und möglichst gerecht über die Bühne gehen. Die Energiewende und die Versorgungssicherheit sind, das ist unsere feste Überzeugung, ohne die EU nicht zu schaffen, und auch bei der Digitalisierung wäre es von Nutzen, wenn sie im regulatorischen Einklang mit der EU realisiert würde. Es gibt nun aber ein paar kontroverse Themen im Verhältnis zur EU, wie wir in Kapitel 2 gezeigt haben. Diejenigen, die die Elektrizität betreffen, sind aus unserer Sicht eigentlich lösbar, mit Ausnahme vielleicht der Staatsbeihilfen. Selbst diese Frage könnte gelöst werden, wenn man sie auf den Elektrizitätssektor beschränken würde. Aber das kann man seit 2014 nicht mehr, denn die Beziehungen zur EU können nicht mehr auf den Stromsektor beschränkt werden, es braucht ein Rahmenabkommen. Strombeziehungen sind seither nicht mehr nur eine technische Angelegenheit, die sozusagen unter dem Radar der Politik verhandelt werden könnte. Alles ist jetzt hochpolitisch und gerade deshalb nicht mehr richtig planbar. Viele in der Elektrizitätsbranche glauben immer noch, dass man die Konsequenzen eines fehlenden Stromabkommens fein sauber berechnen könne, sodass man am Schluss der Übung rational entscheiden könne, ob ein Stromabkommen unterschrieben werden soll oder nicht. Aber für jeden Rechnungsschritt muss man Annahmen über politische Entwicklungen machen, die sich nicht prognostizieren lassen. Zum Beispiel ob die EU die Schweiz aus den Vorhaben von gemeinsamem Interesse («projects of common interest») rauswirft, ob sie beim grünen Zertifikatshandel ab 2021 weiterhin mitmachen darf, ob Swissgrid ihren Beobachterstatus bei ENTSO-E verliert und anderes mehr. Das sind nun alles politische Entscheide, die nicht einmal etwas mit den Beziehungen zwischen der EU und der Schweiz zu tun haben müssen, sondern unter anderem davon abhängen, ob die EU gerade ein Exempel statuieren will (Brexit).

Das vierte Kapitel beruht auf dieser nüchternen Feststellung: Es geht gar nicht mehr um technische Fragen, die eigentlich alle lösbar wären, sondern um eine politische Frage. Auch hier muss man noch eine Illusion ausräumen, nämlich dass diese politische Frage eines Tages in Brüssel beantwortet würde. Man brauche nur lange genug zu warten, bis die EU zermürbt der Schweiz mit einem Stromabkommen entgegenkommen würde. Unserer Einschätzung nach wird dabei übersehen, dass Brüssel hinarbeitet auf eine relativ saubere Trennung der Aspekte, die für die EU essenziell sind (Netzsicherheit), von denjenigen, die «nice to have» sind (Schweiz als Teil des EU-Strombinnenmarkts). Bei Ersteren können im Windschatten der Politik (hoffentlich) technische Lösungen gefunden werden (SAFA-Vertrag), bei Letzteren wird politisiert. Auf der Basis dieser zugegebenermassen recht einfachen Überlegungen ergeben sich aus unserer Sicht drei mögliche Szenarien: In den Szenarien 1 und 3 kann sich die Schweiz zu einer Entscheidung durchringen, entweder gegen oder für Europa. In Szenario 2 wird weiterhin nichts entschieden und darauf gehofft, dass am Schluss trotzdem noch ein besserer Deal herauskomme. Szenario 2 ist das wahrscheinlichste, denn die weitaus meisten, wenn nicht alle Akteure der Branche sehen sich und leben darin. Die Szenarien 1 und 3 brauchen eine Entscheidung. Wir beschreiben Szenario 1 (Alleingang) im ersten und Szenario 2 (Durch- und hinhalten) im zweiten Teil dieses Kapitels. Szenario 3 (Energieführer) behandeln wir im nachfolgenden Kapitel, denn es ist das aus unserer Sicht wünschbarste, auch wenn wir uns keinen Illusionen hingeben.

Wir schaffen es auch allein! – Szenario Alleingang

Es ist eigentlich unwichtig zu wissen, wie man zum Entscheid kam, den Alleingang zu wählen. Vielleicht waren einfach alle Beteiligten in der Schweiz dieser ewigen Diskussionen müde und gaben auf. Oder das Lager der EU-Gegner hatte sich endlich durchgesetzt, zum Beispiel bei der Annahme der Begrenzungsinitiative oder sonst irgendeiner Initiative, die der EU in den falschen Hals kam. Oder die EU war wirklich mit anderen Dingen beschäftigt oder hatte überhaupt das Interesse an der Schweiz verloren. Oder vielleicht all dies gleichzeitig. Vielleicht braucht

es gar keinen festen Entscheid, um diesem Szenario zum Durchbruch zu verhelfen: Irgendwann brach der Kontakt zwischen der Schweiz und der EU ab, das Mandat für die schweizerische Verhandlungsdelegation wurde vom Bundesrat nicht erneuert, weil er Wichtigeres zu tun hatte, oder die Mitglieder der Delegation gingen in den Ruhestand oder fanden einen attraktiveren Job. Kurzum, irgendeinmal kam man zum Schluss, dass die ganze Übung zwecklos sei und zu nichts führe. Die Schweizer Börse fing an, den CH-Exit einzupreisen, die Grossunternehmen holten ihren Plan B aus der Schublade und die KMU fanden neue Import- und Exportmöglichkeiten. Im Elektrizitätssektor fing man an zu rechnen, was eine Schweiz ohne Stromabkommen kosten würde – und allmählich setzte sich in der Branche die Meinung durch, dass man eigentlich auch ohne Stromabkommen leben könne. Und das BFE liess in gewohnter Manier verlauten, dass es im Grunde genommen keine Probleme gebe. Man begann also das schweizerische Stromsystem auf die Situation ohne Stromabkommen vorzubereiten und entsprechende Antworten zu finden.

In diesem Teil zeigen wir auf, auf welche Herausforderungen man in diesem Szenario wie reagieren kann. Wir versuchen das wiederum so objektiv wie möglich zu tun, nämlich indem wir die Konsequenzen dieses Szenarios weder herunterspielen noch dramatisieren. Die Herausforderungen betreffen unserer Meinung nach die Marktkoppelung, die ausserplanmässigen Stromflüsse, den Ausgleichsmarkt, Vorhaben von gemeinsamem Interesse, die Speicher, die Energiewende sowie die internationalen Beziehungen.

Ohne Koppelung keine Entkoppelung

Die meisten EU-Staaten beteiligen sich heute an der europaweiten Marktkoppelung, die den reibungslosen Stromhandel auf dem gesamten Kontinent erleichtert. In den kommenden Jahren werden alle EU-Mitgliedstaaten, Norwegen und wahrscheinlich sogar die sogenannte Energiegemeinschaft (Energy Community), die die sechs Balkanstaaten sowie die Ukraine und Moldawien umfasst, zu einem einzigen Binnenmarkt gekoppelt sein, und zwar sowohl im Intraday- wie auch im

Day-ahead-Markt. Die Schweiz bleibt ohne Stromabkommen aussen vor. Als Resultat müssen die Schweizer Stromhändler sowohl für den Intraday- wie auch für den Day-ahead-Markt Strom und Transportkapazität getrennt kaufen respektive ersteigern. Dies bedeutet, dass man keinen Strom importieren oder exportieren kann, selbst wenn er erfolgreich auf dem Strommarkt gekauft oder verkauft wurde, wenn nicht vorher die Verbindungskapazität gekauft wurde. Umgekehrt bleibt jede Verbindungskapazität, die gekauft, aber dann nicht genutzt wird, ungenutzt.

Das heisst aber nicht, dass grenzüberschreitender Stromhandel oder Stromaustausch verunmöglicht wird. Wir gehen auch bei einem Alleingang davon aus, dass die 41 Stromverbindungen mit den umliegenden Ländern weiterhin bestehen und dass via diese Verbindungen Strom importiert und exportiert werden wird. Hingegen führt dieses Szenario zu einem erheblichen Risiko für die Stromhändler und zu einer ineffizienten Nutzung der Verbindungskapazität. Dies wird einerseits zu leicht höheren Strompreisen führen, da die Händler das Risiko einpreisen werden. Andererseits kann die Versorgungssicherheit leiden, denn eine nicht vorher reservierte Grenzkapazität kann im Prinzip auch nicht genutzt werden. Bilaterale Vereinbarungen unter TSOs in Notsituationen werden möglich sein, aber verlangsamt und kompliziert. Generell wird der Stromhandel mit der Schweiz für die Händler unattraktiver und weniger liquid, was wahrscheinlich nochmals zu leicht höheren Strompreisen führen wird. Hinzu kommt, dass ohne Stromabkommen die Schweiz ihre REMIT-Gesetzgebung nicht mehr aufdatieren, vielleicht sogar abschaffen wird (sie stand sowieso nur halbherzig dahinter), was zur Folge haben wird, dass der Stromhandel nicht mehr überwacht werden kann und Intransparenz blüht. Das wird, wie heute schon, Strom- und andere Rohstoffhändler (Gas, Öl), die von dieser Intransparenz profitieren möchten, anziehen, sodass man dann vielleicht einmal bei einem neuen Bankenproblem landen wird. Die Schweiz isoliert sich, auch politisch. Aber das alles kennen wir ja schon und könnten sicher damit leben.

Ungeplante Stromflüsse

Eine weitere Konsequenz des Ausschlusses von der Marktkopplung ist nicht nur ein ineffizienter und teurerer grenzüberschreitender Stromhandel, sondern auch eine Zunahme der ausserplanmässigen Stromflüsse durch die Schweiz. Ziel der EU-Marktkopplung war es, den grenzüberschreitenden Stromhandel zu erleichtern und somit zu fördern. Dabei ist die EU sehr erfolgreich, denn der Marktkopplungsalgorithmus ermöglicht eine viel effizientere Nutzung der grenzüberschreitenden Netze. Schon heute werden die Grenzkapazitäten (mögliche Engpässe) mit der Schweiz nicht mehr in die Berechnungen der Kapazitäten zwischen den umliegenden Ländern einbezogen. Swissgrid sieht lediglich in Echtzeit, wie der Strom fliesst, und kann nur reagieren und nicht mehr richtig antizipieren. Elektrizität verhält sich eben nicht so wie es die Händler gerne möchten, sondern nach den Gesetzen der Physik. Wenn sich eine Übertragungsleitung wegen der durch sie fliessenden Energiemenge ihrer Kapazitätsgrenze nähert, fliesst ein Teil des Stroms über einen anderen Pfad, einen mit weniger Widerstand und mehr freier Kapazität. Handeln Frankreich und Deutschland, Frankreich und Italien, Deutschland und Italien oder sogar Polen und Spanien, dann wird eine gewisse Menge dieses Stroms via die Schweiz fließen, und zwar ohne dass Swissgrid das antizipieren kann. Diese Ringflüsse durch die Schweiz nehmen dank der erfolgreichen Marktkopplung in Europa und dem zunehmenden Handelsvolumen Jahr für Jahr zu.

Dies führt zu zwei Problemen: Für schweizerische Importe steht erstens weniger Kapazität zur Verfügung. Das bedeutet, dass die verbleibende Kapazität teurer ersteigert werden muss, was den Strompreis nochmals verteuert. Zweitens ist Swissgrid gezwungen, mehr sogenannte Ausgleichsenergie auf dem Markt einzukaufen, das heisst Leistung, um ungeplante Stromflüsse nach unten («negative Regelenergie») oder nach oben («positive Regelenergie») zu kompensieren. Es wird dabei zwischen primärer (sofort, spontan abrufbarer), sekundärer (spätestens in fünf Minuten abrufbarer) und tertiärer (spätestens in fünfzehn Minuten abrufbarer) Ausgleichs- oder Regelenergie unterschieden. Im Krisenfall kann Swissgrid die Kraftwerksbetreiber anweisen, ihre Produktion rauf- oder runterzufahren, ein Prozedere, das Redispatch genannt

wird. Für die Kraftwerksbetreiber ist das Vorhalten von Ausgleichs- oder Regelernergie ein sehr lukratives Geschäft, umso mehr, als ihnen der grenzüberschreitende Handel wegbricht. Die Kosten für Ausgleichsenergie und Redispatch-Leistungen werden via Netznutzungstarife an die Verbraucher weiterverrechnet. Für Swissgrid ist das eine technische Herausforderung, die sie bis jetzt gut gemeistert hat. Sie warnt jedoch regelmässig, dass die Ringflüsse ein immer grösseres Risiko für die Netzstabilität darstellen, die Gefahr eines Blackouts also zunimmt. Bis jetzt bringt der Alleingang vor allem ein Problem bei den Netz- und Stromkosten für die Konsumenten, eine technische Herausforderung für Swissgrid und ein neues Geschäftsmodell für die Kraftwerksbetreiber. Mittel- und vor allem langfristig wird der Alleingang aber zu einem Problem für die Netz- und Versorgungssicherheit. Dazu gibt es Studien von BFE und Elcom,⁶⁷ wobei die Schlussfolgerungen der Elcom dramatischer und aus unserer Sicht realistischer sind als diejenigen des BFE.

Regelenergiemarkt und Redispatch-Leistungen

Eine weitere Folge des Ausschlusses aus der Marktkoppelung ist der mögliche Ausschluss aus dem (grenzübergreifenden) europäischen Regelergiemarkt. Das funktioniert so: Wie wir gesehen haben, braucht es Regelernergie, um das Netz proportional zu den ungeplanten Stromflüssen auszubalancieren. Ausbalancieren ist die Aufgabe von Swissgrid. Diese Regelernergie kann in der Schweiz beschafft werden, aber der Markt dafür ist relativ klein und die Preise entsprechend höher als im grossen Markt Europa. Die EU möchte deshalb einen EU-weiten Regelergiemarkt für primäre, sekundäre und tertiäre Regelernergie schaffen, denn das bringt tiefere Kosten und insbesondere im Primärregelergiemarkt grössere Netzsicherheit. Im heutigen Stadium ist die Swissgrid beim Primärregelergiemarkt dabei (seit 2015), denn es handelt sich nicht um ein EU-Programm und wird es in absehbarer Zeit auch nicht werden. Beim sekundären und tertiären Regelergiemarkt handelt es sich vorläufig noch um Projekte mit exotischen Namen wie Picasso,

⁶⁷ Demiray et al. 2018 und Weight et al. 2020 beziehungsweise ElCom 2018.

Mari und Terre. Im Moment ist die Swissgrid bei diesen Projekten noch dabei, aber die Teilnahme hängt von der Zustimmung der Kommission ab, und die will zuerst ein Stromabkommen sehen.⁶⁸ Bei einem Alleingang würde die Schweiz aus diesen Projekten sicher ausgeschlossen. Im Krisenfall könnte die Schweiz wahrscheinlich immer noch sekundäre und tertiäre Regelenergie aus dem Ausland beziehen, denn die EU hat kein Interesse an einem Zusammenbruch des Schweizer Netzes, da dieser umgehend auf Europa überschwappen würde, aber das wäre eben nur im Krisenfall. Die Netzsicherheit, die eng mit der primären grenzübergreifenden Regelenergie zusammenhängt, wäre also wahrscheinlich auch bei einem Alleingang nicht gefährdet, die Teilnahme am europäischen sekundären und tertiären Regelenergiemarkt, der vor allem kommerzieller und politischer Natur ist, wäre aber nicht mehr möglich. Ein bisschen teurer, aber verkraftbar.

Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Vorhaben von gemeinsamem Interesse («projects of common interest», PCI) sind von der EU geförderte und finanziell unterstützte, für das Gelingen des Strombinnenmarktes kritische grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte. Es geht hier um die Realisierung der Kupferplatte Europa, den möglichst engpassfreien Transport von Strom auf dem gesamten Kontinent. PCI sind Teil der Strategie der trans-European networks (TEN), die es auch im Transportbereich gibt (Strassen, Eisenbahnen, Wassertransport). Das TEN-Energy-Programm wurde 2013 ins Leben gerufen. Alle zwei Jahre wird eine Liste von Projekten veröffentlicht, in der aufgeführt ist, welche Infrastrukturprojekte für die Stärkung des europäischen Energienetzes als wesentlich erachtet werden. Der grösste Teil

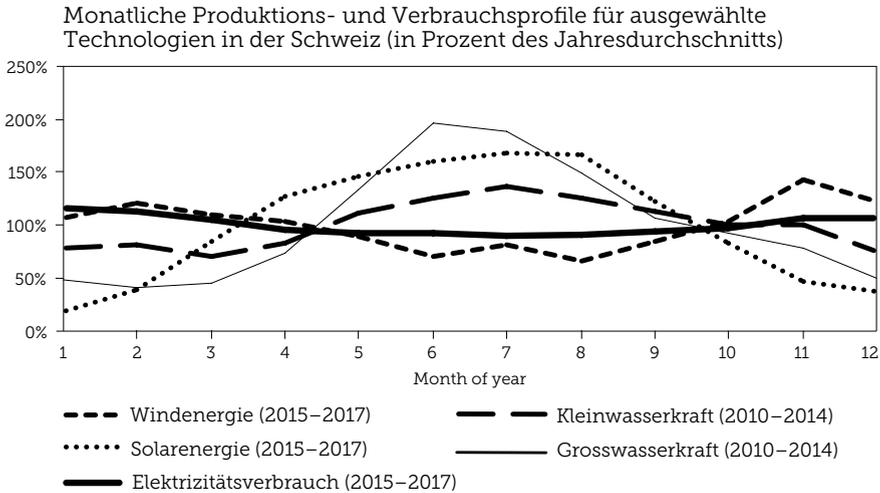
68 «The European platforms for the exchange of standard products for balancing energy may be opened to TSOs operating in Switzerland on the condition that its national law implements the main provisions of Union electricity market legislation and that there is an intergovernmental agreement on electricity cooperation between the Union and Switzerland, or if the exclusion of Switzerland may lead to unscheduled physical power flows via Switzerland endangering the system security of the region.» EBG network code. article 1 (6) of the Electricity Balancing Guideline. Regulation (EU) 2017/2195.

der Mittel fließt in die grenzüberschreitende Elektrizitätsinfrastruktur (Hochspannungsnetz), aber ein Teil des Geldes fließt in Gas-, Öl- und Kohlendioxidnetze. Die Schweiz ist geografisch wichtig für die Verknüpfung der Energiesysteme in der EU und hat von der Finanzierung der ersten Runde 2013 profitiert. Damals war die Schweiz an neun PCIs beteiligt. Aber in der vierten Runde 2020 ist die Schweiz nur noch an einem Projekt beteiligt, und es wird wahrscheinlich das letzte sein. Denn die EU privilegiert nun Netzausbauprojekte, die die Schweiz umgehen. Offiziell gibt es zwar noch keinen Ausschluss, aber das Festhalten am Alleingang wird ihn besiegen. Ändern würde sich dadurch wahrscheinlich nicht mehr viel, es sei denn, die Schweiz wollte sich weiterhin mit Europa strommässig vernetzen. Dazu müsste sie die grenzüberschreitenden Netze selbst finanzieren. Ein bisschen teurer, aber verkraftbar.

Wie speichern?

Übers ganze Jahr gesehen könnte die Schweiz mit einem gewissen Effort strommässig Selbstversorgerin sein. Allerdings dürften die Atomkraftwerke nicht abgestellt werden – die Energiewende müsste man vergessen – und Kapazität müsste zugebaut werden. Das Ganze hat aber einen weiteren Haken: Im Moment und bis auf Weiteres wird im Sommer zu viel Strom produziert und deshalb exportiert, im Winter zu wenig und deshalb importiert. Im Alleingangsszenario müsste man also im Winter mehr Strom produzieren und/oder den im Sommer produzierten Strom für den Winter speichern. Schauen wir uns diese beiden Optionen kurz an. Man könnte neue Atomkraftwerke bauen, aber dagegen gibt es Einwände: Das Volk will keines mehr. Bis eines gebaut wäre, gingen Jahrzehnte ins Land, es käme also viel zu spät und würde erst noch nur für die Hälfte der Zeit gebraucht, käme also viel zu teuer. Man könnte Gaskombikraftwerke bauen. Diese sind viel kleiner, billiger und flexibler, man kann sie anwerfen, wenn man sie braucht. Auch gegen sie gibt es Einwände: Die Standortwahl wird politisch kontrovers sein, der Bau also ebenfalls viel Zeit in Anspruch nehmen. Der grössere Einwand ist jedoch, dass es beim Gas keinen Alleingang gibt, dass es importiert werden muss, und zwar via Europa, auch wenn man in Russland oder

Grafik 4: Monatliches Produktionsprofil der erneuerbaren Energien in der Schweiz



Quelle: Open Power System Data, Bundesamt für Energie.

Algerien einkauft. Somit sind wir bei den erneuerbaren Energien, die müssen zumindest nicht importiert werden. Das Problem dabei ist, dass Sonne, Wasserkraft und Wind ein saisonales Erzeugungsprofil haben. Für Europa ist das weniger ein Problem: Wind gibt es im Winter im Norden und Sonne im Sommer im Süden. Unter der Voraussetzung, dass die Übertragungsnetze und der Kontinentalhandel effizient sind, können sich diese beiden Stromquellen ergänzen und den Bedarf an Speichern reduzieren. Für ein kleines Land wie die Schweiz ist ein solcher saisonaler Ausgleich nicht möglich. Grafik 4 illustriert des Produktionsprofil der Wasserkraft, der Sonnenenergie und der Windkraft.

Die Kurven beweisen, dass Windstrom die ideale Antwort auf die Winterlücke wäre. Windkraftanlagen würden zwar das ganze Jahr über Strom produzieren, im Winter jedoch mehr als im Sommer. Der jahreszeitliche Unterschied ist nicht sehr gross, aber das Profil entspricht ziemlich gut dem saisonalen Unterschied des schweizerischen Strombedarfs. Windkraft wird aber nicht im erforderlichen Mass zugebaut, und das wird sich in Zukunft nicht ändern, denn Standortentscheide werden lokal gefällt, Projekte also auch lokal verhindert. Wasserkraft kann, wie wir gesehen

haben, kaum mehr zugebaut werden. Bleibt also die Solarenergie. Sie hat in der Schweiz sicher noch grosses Potenzial, vielleicht sogar, wie Nationalrat Roger Nordmann meint, das Potenzial, die wegfallende Kernkraft zu ersetzen.⁶⁹ Aber das saisonale Problem bleibt: Solarzellen produzieren im Sommer bis zu fünfmal mehr Strom als im Winter und werden zu einer Stromschwemme beitragen. Nun könnte man so viele Solarzellen installieren, dass auch im Winter genügend Strom zur Verfügung stünde. Dies würde aber bedeuten, dass es im Sommer einen grotesken Stromüberschuss gäbe, der höchstwahrscheinlich nur verschwendet würde. Die Kosten für den Steuerzahler wären immens. Zudem würden im Sommer die Strompreise einbrechen, sodass es für Produzenten nahezu unmöglich wäre, Gewinne zu erzielen. Die Wasserkraftwerksbetreiber, die vor allem im Sommer viel produzieren können, würden in den Ruin getrieben und der Staat müsste einspringen.

Wie steht es mit der Stromspeicherung? Die Schweiz hat im internationalen Vergleich eine relativ grosse Speicherkapazität, sowohl Staudämme wie auch Pumpspeicherkraftwerke. Über alle Staudämme gerechnet sind es fast 9 TWh Energie und 12 GW Leistung, die Pumpspeicherkraftwerke machen ungefähr 2 TWh Energie und 3 GW Leistung aus. Doch alle diese Wasserkraftspeicher sind nicht annähernd in der Lage, den Winterstrombedarf zu decken. Sind alle gefüllt, reicht die Energie für sieben bis acht Wochen; Leistung hingegen hat es genug (die Spitzenleistungsnachfrage in der Schweiz liegt bei ungefähr 9–10 GW). Bisher hat die Schweiz im Sommer grosse Mengen Wasserkraft nach Italien exportiert, im Winter grosse Mengen Kohle- und Atomstrom aus Deutschland und Frankreich importiert, um das Defizit zu decken. Mit anderen Worten, Europa war ihr saisonaler Speicher. Mit dem Alleingang müssen eigene Lösungen entwickelt werden. Während es technologische Optionen für die Tages-, die Wochen-, teilweise sogar die Monatsstromspeicherung gibt, vor allem in Form von Batterien, ist bis heute keine Technologie für die Langzeitspeicherung verfügbar. Einige neuere innovative Lösungen werden unter dem Namen Power-to-Gas zusammengefasst: Aus Wasser oder Kohlendioxid wird unter Verwendung des überschüssigen Stroms im Sommer Wasserstoff oder Methan

69 Nordmann 2019.

erzeugt. Das Gas kann dann im Winter als Brennstoff verwendet oder wieder in Elektrizität umgewandelt werden. Das Problem liegt hier nicht so sehr in der Technologie als im Geschäftsmodell: Das System der Konversion von überschüssigem Strom in Gas und zurück in Strom braucht zur Entwicklung nicht nur viel Zeit, sondern bedingt hohe Investitionen. Zudem ist diese ganze Konversionsübung höchst ineffizient: Beide Produktionsanlagen, diejenige für die Konversion von Strom in Gas und diejenige für die Konversion von Gas in Strom, würden bestenfalls die Hälfte des Jahres gebraucht und stünden den Rest der Zeit still. Liefen sie das ganze Jahr, wäre das saisonale Problem nicht gelöst. Zudem müsste das Gas irgendwo gelagert werden, denn wenn man das Gas im Sommer exportiert und im Winter wieder importiert, wird das saisonale Problem lediglich auf den Gassektor verlagert. Gas in grossen Mengen zu speichern, wird sicher wieder zu lokalem Widerstand führen – mit entsprechenden Verzögerungen und Investitionsrisiken. Kurzum, die saisonale Speicherung ist wahrscheinlich der zentrale Knackpunkt des Alleingangsszenarios, selbst wenn man bereit ist, Geld ohne Ende zu zahlen.

Es wird auch ohne Energiewende teurer

Wir haben schon mehrmals gesagt, dass ohne die EU die Energiewende nicht zu schaffen ist. Umgekehrt heisst dies, dass im Alleingangsszenario die Energiewende verabschiedet wird. Politisch ist das nicht eigentlich ein Problem, denn die Unterstützer des Alleingangsszenarios sind wahrscheinlich auch Gegner der Energiewende. Das Problem ist in erster Linie technologischer und finanzieller Natur: Wie wir gerade gesehen haben, gibt es auf technologischer Ebene keine wirtschaftlich und zeitlich realistische Lösung für die Stromlücke im Winter. Im Alleingangsszenario ist also einzig Pragmatismus realistisch: Die Atomkraftwerke laufen so lange wie möglich, was ja schon beschlossen ist; auch importiert wird so lange wie möglich, vor allem im Winter, obwohl dies immer teurer wird; einige Gaskombikraftwerke werden gebaut, obwohl das eigentlich der Idee des Alleingangs widerspricht. Aber es wird sicher möglich sein, weiterhin Gas zu importieren, denn das Gasnetz ist

einfacher als das Stromnetz und die russischen Gasexporteure würden sicher helfen, ein bisschen Druck auf die EU zu machen. Alles einfach eine Frage des Geldes. Solar wird ein bisschen zugebaut, da vom Staat gefördert, aber mit erheblichen Ineffizienzen und Kosten. Wind wird stagnieren.

In diesem Zusammenhang möchten wir deshalb noch auf einen weiteren kostentreibenden Aspekt der erneuerbaren Stromautarkie hinweisen: Ein Nachteil von erneuerbaren Energien wie Sonne und Wind ist, wie gesagt, dass sie nur verfügbar sind, wenn die Natur sie zur Verfügung stellt, das heisst wenn die Sonne scheint und der Wind weht. Auf lokaler Ebene führt dies zu Unterbrüchen und Unvorhersehbarkeit. Je grösser die Netzregion, desto vernachlässigbarer wird diese sogenannte Intermittenz, denn das Erzeugungsmuster der erneuerbaren Energien wird viel einfacher vorherzusagen sein. Der Wind weht immer irgendwo in Europa, daher ist es einfach eine Frage der effizienten Übertragung und Verteilung von Elektrizität, will man sicherzustellen, dass der Strom jederzeit und überall fliesst. Der Verlust des Zugangs zu einem effizienten europäischen Handel bedeutet, dass die Integration von mehr intermittierenden erneuerbaren Energien schwieriger zu managen ist und mehr Ausgleichsenergie erfordert, was teuer ist. Die Sicherheitsmargen, das heisst die Menge an flexiblem Strom, der zusätzlich zum Spitzenbedarf verfügbar sein muss, falls ein Kraftwerk plötzlich nicht mehr verfügbar ist oder die Nachfrage plötzlich in die Höhe schnellert, müssen höher sein, wenn sie sich hauptsächlich auf heimische Ressourcen verlassen. Dies bedeutet letztlich eine höhere Rechnung für die Verbraucher, da die höheren Sicherheitsmargen auch dann beibehalten werden müssen, wenn die Kraftwerke nicht genutzt werden. Ein bisschen teurer, aber verkraftbar.

Ausschluss aus den Gremien – bilateral statt EU?

Im Szenario Alleingang schliesst die Schweiz sich selbst aus den verschiedenen EU-Stromgremien aus, und zwar bevor sie – beschrieben im nächsten Szenario – formell ausgeschlossen wird. Wo ist sie heute noch dabei? Swissgrid ist bei ENTSO-E dabei und kann dort bei der Ent-

wicklung der technischen Standards mitdiskutieren und beitragen. Eine formelle Entscheidungsbefugnis hat Swissgrid aber nicht. Die Elcom kann bei einigen Arbeitsgruppen von ACER mitmachen, wird aber aus dem Raum geschickt, wenn Sensibles diskutiert oder Entscheidungen getroffen werden. Dann gibt es noch das Pentalaterale Forum (Belgien, Luxemburg, Niederlande, Frankreich und Deutschland). Es war wichtig, um den Prozess der Marktkoppelung unter diesen Ländern zu begleiten, bevor die Koppelung auf ganz Europa ausgedehnt wurde. Die Schweiz hat darin immer noch Beobachterstatus, aber das nützt kaum etwas, denn sie wurde aus der Arbeitsgruppe, die sich speziell mit der Schweiz beschäftigt, ausgeladen. Die Schweiz wird noch zum Florenz-Forum eingeladen, sitzt aber dort in der dritten Reihe neben Kosovo und entschieden wird dort sowieso nichts. Dann ist die Schweiz noch bei einigen Projekten zur Entwicklung des europäischen Regelenergiemarktes dabei, aber diese Teilnahme ist gefährdet. Der Ausschluss der Schweiz aus den Entscheidungsgremien der EU ist also schon weit fortgeschritten, die meisten Beziehungen finden auf informellem Weg statt. Dabei geht es weniger darum, Input in den EU-Prozess zu leisten als relativ früh zu erfahren, was sich in Brüssel zusammenbraut, um darauf reagieren zu können.

Wäre ein bilateraler Weg möglich? Dazu ist zu sagen, dass die Möglichkeiten rein bilateraler Beziehungen mit der Schweiz für EU-Mitgliedstaaten beschränkt sind. Selbst wenn sie wollten, würden sie rasch von Brüssel zurückgepfiffen oder die Meinung der Kommission einholen, bevor sie überhaupt mit der Schweiz sprächen. Einzig Italien hat ein objektives Interesse daran, gute Beziehungen mit der Schweiz zu pflegen, denn der Grossteil seiner Stromimporte fliesst immer noch durch die Schweiz. Aber mit Nachdruck wird sich auch Italien nicht gegen Brüssel stemmen. Obwohl die hiesige Branche oft behauptet, die Schweiz sitze als Transitland und als Wasserschloss Europas am längeren Hebel,⁷⁰ stimmt das je länger, je weniger und nur in ganz bestimmten Bereichen

70 Viele EU-Länder (Österreich, Frankreich, Deutschland, Italien, Spanien und Portugal) haben heute mehr Pumpspeicherkapazität und mehr Leistung aus Pumpspeicherkraftwerken als die Schweiz. Österreich zum Beispiel hat fast doppelt so viel. Es ist also nicht (mehr) so, dass die EU heute vom «Wasserschloss Schweiz» abhängig ist.

in den Beziehungen zu Frankreich (Stromaustausch) und Italien (Transit). Mit anderen Worten, Alleingang ist Alleingang, nicht nur in Bezug auf Europa, sondern auch in Bezug auf unsere Nachbarn. Aber ist das nicht das, was wir wollen?

Kurzum, das Szenario Alleingang führt zu politischer Ausgrenzung, was gewollt ist, und zu höheren Kosten für die Verbraucher und die Steuerzahler, was man in Kauf nimmt oder nehmen kann. Das wenige an stromintensiver Industrie, das die Schweiz noch hat, wird wahrscheinlich auf lange Sicht an einen anderen Ort umziehen, wo Strom billiger ist, es sei denn, man subventioniert die Stromtarife für die Industrie und lässt normale Verbraucher noch mehr bezahlen. Die volle Marktöffnung ist in diesem Szenario sowieso kein Thema, sodass die Versorgungsunternehmen und mit ihnen die Gemeinden und die Kantone finanziell weiterhin gut gebettet sein werden, da sie die höheren Kosten einfach an die Verbraucher weitergeben können. Geschäftsmodelle wie der grenzüberschreitende Stromhandel werden in der Schweiz nur noch schwer aufrechtzuerhalten sein, aber das betrifft nur die Grossen wie Axpo, Alpiq und BKW sowie deren Eigentümer, die Kantone, und die werden das überleben. Alpiq macht jetzt schon 40 % ihres Umsatzes (Handel) in Europa und wird die Schweiz wahrscheinlich verlassen. Die Energiewende muss man verabschieden, aber man hat ja sowieso nie richtig daran geglaubt. Das ist eigentlich alles zu verkraften. Langfristig lauert die Gefahr mangelnder Versorgungssicherheit, der man nur bis zu einem gewissen Grad mit Geld entgegenwirken kann, aber das kommt erst später. Kurzfristig ist die Netzsicherheit garantiert, denn die EU will sie ebenfalls – also ein durchaus plausibles Szenario.

Wir warten auf bessere Zeiten! – Durch- und Hinhalteszenario

Wir haben in der Einleitung dieses Kapitels behauptet, dass das zweite Szenario das wahrscheinlichste sei. Es ist das wahrscheinlichste, weil nichts entschieden wird. Und es wird nichts entschieden, weil die verschiedenen Akteure widersprüchliche Interessen haben, sich nicht einigen wollen oder können, immer noch glauben, dass sie aus dem Prozess

irgendeinen Vorteil für sich herausschlagen können und weil kaum politische (Bundesrat) und administrative (BFE) Leadership vorhanden ist beziehungsweise, wie wir meinen, die involvierten Akteure, allen voran die Kantone, jegliche Form von Leadership auf Bundesebene torpedieren. Aber es wird auch nichts entschieden, weil das Ganze als so dramatisch gar nicht angesehen wird. Dieses Warten-auf-bessere-Zeiten-Szenario baut auf der weitverbreiteten Idee auf, dass man bis jetzt gar nicht so schlecht gefahren sei und dass man ruhig so weiterfahren, die EU hinhalten und warten könne, bis sich ein «window of opportunity» ergibt. Die Warnrufe von Elcom und Swissgrid betreffend Versorgungssicherheit haben sich bis jetzt nicht bestätigt. Zudem kommt man mit dem SAFA-Vertrag gut voran und kann so das Schlimmste, einen Blackout, verhindern, denn das will die EU auch nicht. Die Teilnahme am europäischen Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt ist zwar gefährdet aber Swissgrid und Elcom werden das sicher wieder einrenken, die Suppe wird ja nie so heiss gegessen, wie sie gekocht wird. Warnsignale wie zum Beispiel die finanzielle Schieflage von Alpiq sind zu ignorieren, Probleme primär den Managern und nicht den Umständen anzurechnen. Auch der Ausschluss aus den verschiedenen EU-Gremien hat bis jetzt keine negativen Konsequenzen gehabt, im Gegenteil, man hat Geld gespart, weil man weniger in Europa herumreisen muss. Dass man die Energiewende ohne Stromabkommen nicht schaffen könne, ist eine reine Behauptung von Pessimisten und Technologieskeptikern. Sind wir nicht schon das grünste Land, insbesondere bei der Stromproduktion, überhaupt das innovativste Land der Welt? Auch wenn wir im Hintertreffen sind mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, werden wir das dank unserer Superforschung rasch aufholen, da kommt uns dann schon etwas in den Sinn. Und dann immer dieses Gerede vom Geld: Klar wäre es gut, wenn Brüssel einige für uns nützliche Infrastrukturprojekte finanzieren würde, aber dieses Geld brauchen wir nun wirklich nicht. Ist es denn nicht umgekehrt? Ist es nicht die EU, die von uns immer Geld will? Wieso nicht warten, bis die EU wieder zur Vernunft gekommen ist? Ist der Brexit über die Bühne und hat die EU aus Covid-19 gelernt, dass am Schluss trotzdem die Nationalstaaten regieren und nicht die Eurokratie, wird sich ihre unflexible Haltung vis-à-vis der Schweiz bald einmal ändern, und wer weiss, vielleicht wird sie der Schweiz sogar entge-

genkommen. Auf jeden Fall wollen wir unsere Trümpfe nicht zu früh aus der Hand geben. Wenn wir jetzt schon alles umsetzen, was die EU will, dann vergeben wir nur Chancen bei zukünftigen Verhandlungen. Also ja nicht den Markt vollständig öffnen und die EU-Konkurrenten ins Land lassen. Auch sollten wir unseren grossen Stromproduzenten mit staatlicher Beihilfe unter die Arme greifen, damit sie weiterhin in Europa wettbewerbsfähig sind, das machen andere Länder auch. Die Langfristverträge sollten wir als Pfand behalten. Vielleicht können wir sogar ein bisschen sticheln, indem wir versuchsweise den ungeplanten Stromflüssen aus Europa mit Phasenschiebern entgegenwirken. Also nur keine Panik oder, wie man in der Romandie sagen würde: Il n'y a pas le feu au lac!

In der Folge zeigen wir auf, wie sich dieses Szenario abspielt: Wer sind seine Hauptakteure? Was bewegt sie – und was bewegen sie in Europa? Und zum Schluss: Wohin führt dieses Szenario?

Hauptakteure

Wer sind die Hauptakteure in diesem Durch- und Hinhalteszenario? Was ist ihre Haltung gegenüber Europa? Was tun sie konkret? Was haben sie bisher erreicht und was nicht? Wir gehen davon aus, dass alle diese Akteure zuerst ihr Eigeninteresse verfolgen. Sie koordinieren sich zwar manchmal, aber nur, wenn es ihren Interessen dient. Das Resultat ist, wie wir wissen, suboptimal, aber letztlich nachvollziehbar.

Swissgrid: Swissgrid ist in der Schweiz der EU-Leader. Sie engagiert sich viel stärker als alle anderen Akteure für ein Stromabkommen und argumentiert dabei primär mit der Netzsicherheit, manchmal etwas dramatisierend, um ihrem Anliegen Nachdruck zu verleihen. Der gesetzliche Auftrag von Swissgrid ist es, ein effizientes und sicheres Übertragungsnetz zu betreiben, und das kann sie, angesichts der totalen Integration des Schweizer Hochspannungsnetzes ins europäische Netz, nur in enger Zusammenarbeit mit Europa. Dementsprechend hat sich die Swissgrid-Vorläuferin ETRANS 1999 bei UCTE und ETSO als Gründungsmitglied aktiv eingebracht, 2009 die Swissgrid als Mitglied bei ENTSO-E. Swissgrid arbeitet dabei manchmal etwas an der Politik und am BFE vorbei, nicht immer

in voller Transparenz gegenüber der Elcom. Das hat wahrscheinlich mit ihrem Erbgut zu tun. Swissgrid hat immer noch das Gefühl, sie könnte die Beziehungen mit der EU, wie zur guten alten UCPT-Zeit, alleine managen, wenn Bern sie nur in Ruhe liesse. Das hat nicht schlecht funktioniert. Bis heute hat es Swissgrid fertig gebracht, die EU von der Gefahr der ungeplanten Ringflüsse und von der Notwendigkeit, etwas dagegen zu tun, zu überzeugen. Auch hat sich Swissgrid stets für die Marktkoppelung (also für das Interesse ihrer Eigentümer) eingesetzt, allerdings nicht immer mit gleich grossem Enthusiasmus. Als 2013 Deutschland, Frankreich und die EU versuchten, die Schweiz informell in die Marktkoppelung einzubeziehen, war Pierre-Alain Graf, dem damaligen CEO, die Kontrolle über eine Schweizer Strombörse (statt EPEX) wichtiger als eine rasche Partizipation an der Marktkoppelung, und als sich Swissgrid dann 2015 dann doch zu einer Zusammenarbeitsvereinbarung mit EPEX durchringen konnte, war das «window of opportunity» bereits zu. Auf Swissgrid wird von ENTSO-E, teilweise sogar von der Kommission immer noch gehört, vor allem dank ihrer technischen Expertise und weil sich Swissgrid, im Gegensatz zu den meisten anderen Schweizer Akteuren, konsistent für eine europäisch-schweizerische Zusammenarbeit engagiert hat.

Elcom: Die Haltung der Elcom gegenüber Europa ist viel zwiespältiger. Einerseits verdankt die Elcom ihre Existenz der EU, konkret dem zweiten Energiepaket. Sie und alle anderen EU-Regulatoren sind, wie Carlo Schmid, 2007–2019 Präsident der Elcom, immer gesagt hat, die «Stadthalter der Kommission» in den Mitgliedländern, denn es ist ihre Aufgabe, dafür zu sorgen, dass die Regeln des europäischen Energiemarktes EU-konform umgesetzt werden. Das ist zwar nicht falsch, aber die Elcom ist auch der Schweiz, den Schweizer Konsumenten/-innen und der Schweizer Stromindustrie verpflichtet, ein Spagat, der nicht immer leicht ist und der sie gezwungen hat, ihre eigene Rolle zu finden. Sie hat das erfolgreich gemacht, indem sie sich immer aus der Politik herausgehalten und sich, wie Swissgrid, auf die technischen Fragen und vor allem auf deren rechtliche Implikationen konzentriert hat. Wo sich Swissgrid in erster Linie mit den europäischen TSO vernetzt hat, tat dies die Elcom mit den Regulatoren Italiens (ARERA), Frankreichs (CRE), Österreichs (E-Control) und der Bundesnetzagentur in Deutschland. Auch versuchte sie stets, gute Beziehungen zu ACER zu unterhalten. Zusammen mit den

Überlandwerken, Swissgrid und dem BFE hat die Elcom, unter dem Radar der Politik, einiges erreicht, insbesondere die Proposition Commune (finanzielle Abgeltung der Langfristverträge), die Beibehaltung von (minimalen) ITC-Abgeltungen, die Möglichkeit für Swissgrid, Primärregelenergie im Ausland zu beschaffen, sowie die SAFA-Vereinbarung. Die Elcom wird heute in der Schweiz und in Europa für ihr stets der Sache verpflichtetes Verhalten und ihre Expertise geschätzt.

Die grossen Stromproduzenten: Die grossen Stromproduzenten und Händler, vor allem Alpiq, Axpo und BKW, haben ein grosses Interesse an Europa. EGL, die Eigentümerin des «Sterns von Laufenburg» (siehe Kapitel 1), und Atel, beide Vorläufer von Alpiq, waren es sogar, die die EU überhaupt auf den Gedanken eines EU-Binnenmarktes gebracht haben, da dies in ihrem ureigensten Interesse lag. Sie haben selbständig, das heisst ohne Koordination mit der offiziellen Schweiz, in Brüssel und in einigen Mitgliedstaaten lobbyiert. Diese Grossen verfolgen nicht immer die gleiche Strategie und gehen deshalb gegenüber der EU nicht sehr koordiniert vor. Während Axpo und BKW eher auf ihre nationale Versorgungsaufgabe fokussieren (Handel als «Überschussverwertung der Wasserkraft»), waren und sind Alpiq-Händler in ihrer Existenz von der EU abhängig. Mit dem formellen Ausschluss von der Marktkoppelung und der neuen Marktsituation in Europa (tiefe Strompreise dank Förderung der erneuerbaren Energien, insbesondere im Sommer, wenn die Werthaltigkeit der Staudämme am höchsten ist) hat ihre unkoordinierte Strategie gegenüber der EU versagt, und zumindest Alpiq ist existenziell bedroht. Die Grossen haben versucht, im Ausland in erneuerbare Energien, aber auch in Gaskombikraftwerke zu investieren, aber angesichts des Ausschlusses von der Marktkoppelung und der Unsicherheit eines Stromabkommens ist das eine rein finanzielle Strategie und hat nichts mehr mit der Schweiz zu tun. Die drei grossen Stromproduzenten suchen also einen eigenen Weg mit Europa und werden ihn wahrscheinlich finden – oder auch nicht. Der Schweiz wird das jedoch wenig helfen.

BFE: Bleibt noch das BFE, aber war und ist es ein Hauptakteur? Ja und nein. 2007 begannen die Verhandlungen zu einem Stromabkommen. Sie dauerten bis 2014 (die Annahme der Masseneinwanderungsinitiative war kein Fehler des BFE). Als die Verhandlungen im Mai 2018 wie-

der aufgenommen wurden, hatte das BFE die Kontrolle über den Prozess verloren. Aber zwischen 2007 und 2014 führte das BFE unter Walter Steinmann (Direktor 2001–2016) diese Verhandlungen. Während dieser Zeit hätte es glänzen können: sieben Jahre, um ein Stromabkommen zu produzieren, ohne Resultat. Aus unserer Sicht hätten sieben Jahre reichen müssen, insbesondere weil das allgemeine Verhandlungsklima günstig war.⁷¹ Das BFE und sein damaliger Direktor sind aus unserer Sicht zumindest teilweise dafür verantwortlich, dass wir heute kein Stromabkommen haben. Zu ihrer Verteidigung kann man anführen, dass es letztlich ein politisches Organ ist, das von allen Seiten, von allen widersprüchlichen Interessen bedrängt und nicht immer transparent informiert wird. Aber statt sich mit technischer Kompetenz in Europa zu profilieren, war es unserer Meinung nach zu politisch unterwegs und hat es nicht fertiggebracht mit DG ENER, seinem europäischen Äquivalent, vertrauensvolle Beziehungen auf technischer Ebene zu knüpfen. Es reicht nicht, wenn man eine oder zwei Personen mit einer so anspruchsvollen Mission betraut, seien sie noch so kompetent.

Wohin führt dieses Szenario?

Das Resultat der Übung ist suboptimal: Die Schweiz hat zwar die EU hinhalten können, und einige Akteure haben auch etwas erreicht, zum Beispiel die finanzielle Abgeltung der Langfristverträge (die Grossen), das Herauszögern der vollständigen Marktöffnung (die Kleinen), die Abgeltung der ITC (Swissgrid), das Bewusstsein aufseiten der EU, dass die Netzsicherheit unabhängig von einem Stromabkommen geregelt werden muss (SAFA-Vertrag). Letzteres ist wahrscheinlich bis heute die grösste Errungenschaft. Die grossen Verlierer sind die Händler, die Betreiber der Wasserkraftwerke und der Schweizer Konsument, der vom EU-Strombinnenmarkt nicht profitieren kann.

Hätte man mehr herausholen können? Alle Akteure haben einzeln agiert und versucht, das Beste herauszuholen – wie wir sehen, mit wenig Erfolg. Was fehlte? Zuerst einmal die Unterstützung der Politik,

71 Siehe Kapitel 1.

aber die Kantone haben gebremst und die Konsumenten waren und sind nicht organisiert. Das BFE hätte eine viel proaktivere Rolle spielen können, fühlte sich aber letztlich der Politik und nicht der Sache verpflichtet – und die hat hingehalten. Swissgrid hätte sich sicher mehr als Teamplayer aufführen können, und von der Elcom hätte man manchmal ein bisschen mehr Mut erwarten können.

Wie geht es weiter in diesem Durch- und Hinhalteszenario? Der Ernst der Lage wird weiterhin nicht erkannt, denn die Hauptakteure können sich kein anderes Szenario vorstellen. Sie werden sich gegenseitig blockieren. Die Kantone werden bremsen, die Händler sind ausgebootet und werden nicht mehr in Brüssel wirken, schon gar nichts bewirken. Swissgrid und die Elcom werden versuchen, neben der Politik das Schlimmste zu verhindern, ihre Energie in den SAFA-Vertrag und andere technische Diskussionen investieren und auf die mittel- und langfristige Versorgungssicherheitsproblematik hinweisen. Das Lobbying für die Marktkoppelung wird weitergehen, aber ohne viel Herzblut vonseiten der Kraftwerksbetreiber.

Wohin führt dieses Szenario? Es führt aus unserer Sicht dazu, dass es am Ende noch schlechter läuft als im Alleingangsszenario. Einerseits wird wertvolle Zeit verschwendet, die nötig wäre, um sich auf den Alleingang vorzubereiten, sollte am Schluss kein Stromabkommen herauschauen. Investitionen in die Selbstversorgung (Produktion und Netz) wurden in der Hoffnung auf ein Abkommen hinausgeschoben oder mangels Rechtssicherheit nicht getätigt. Sollte doch noch ein Abkommen zustande kommen, wäre wertvolle Zeit verpasst, um sich in Europa aktiv einzubringen, denn die EU schreitet vorwärts, während die Schweiz zuschaut. Zum Beispiel hat die EU neulich die Anforderungen an Mitgliedsländer verschärft: Alle Mitgliedstaaten sollen bis 2020 über eine Zusammenschaltungskapazität von 10 % verfügen, was bedeutet, dass sie 10 % ihrer installierten Produktionskapazität ins Ausland exportieren müssen. Das Ziel für 2030 ist 15 %. An diesen Zielen beteiligen sich benachbarte Nicht-EU-Länder wie Norwegen sowie die Länder der Energiegemeinschaft. Was machen wir? Bereiten wir uns darauf vor? Nein, wir analysieren, was das für uns bedeuten könnte, und warten vorläufig einmal. Während die Schweiz an der Seitenlinie sitzt und auf ein Stromabkommen hofft, integriert sich der Rest des Kontinents zunehmend

und wird weniger abhängig von der Schweiz. Je länger es dauert, desto mehr wird sie auch ihren Status als wichtiges Transitland verlieren. Die verlorene Zeit wird schwer aufzuholen sein.

Auch ist es unwahrscheinlich, dass durch Hinhalten ein besserer Deal oder überhaupt ein Abkommen herauszuholen ist. Denn die EU wird immer weniger von der Schweiz abhängig sein, auch in Sachen Netzsicherheit, da sie an allen Binnengrenzen mehr Verbindungskapazitäten aufbauen wird. Sie hat immer weniger Anreiz, einen Kompromiss zu akzeptieren, um ein Abkommen mit der Schweiz zu erzielen. Umgekehrt wird die Schweiz durch Zuwarten und Hinhalten immer stärker auf die EU angewiesen sein. Die langfristigen Risiken für die Versorgungssicherheit und die Energiewende werden grösser, ebenso wie die erheblichen Kosten und Unsicherheiten, die mit dem Fehlen eines Deals verbunden sind. Die Schweiz hat nur die Wahl, sich weiter von der EU zu entfernen, um einen Teil der Hebelwirkung beizubehalten. Sie muss jedoch akzeptieren, dass das Risiko und die politische Unsicherheit zunehmen und erhebliche Infrastrukturinvestitionen getätigt werden, die überflüssig sind, sobald ein Abkommen unterzeichnet wird. Dies nicht zu tun, wird die Verhandlungsposition weiter schwächen. Und selbst dann wird dieses Szenario Jahre und Jahre extremer Lobbyarbeit mit sich bringen und ist von Natur aus riskant, ein Glücksspiel.

Kurzum, Szenario 1 (Alleingang) und 2 (Durch- und hinhalten) führen in die gleiche Sackgasse, wobei unserer Meinung nach Szenario 2 für die Schweiz noch weniger attraktiv ist. Als Resultat beider Szenarien haben wir am Schluss keinen Entscheidungsspielraum mehr. Wir werden gezwungen, auf alle Bewegungen der EU zu reagieren und dabei zu hoffen, dass die Netzsicherheit nicht gefährdet und die Versorgungssicherheit nicht noch mehr eingeschränkt wird. Es ist klar, dass der einzige Weg vorwärts darin besteht, so schnell wie möglich eine Einigung zu erzielen und in einem Szenario, das wir als «Energieführer» bezeichnen, eine führende Position im europäischen Energiesektor zurückzugewinnen. Besser jetzt Leadership zeigen als später, das Zepter wieder in die Hand nehmen, soweit das noch möglich ist, und in Europa in Sachen Elektrizität wieder eine Vorreiterrolle spielen. Das klingt naiv – aber haben wir eine andere Wahl?

5 Ein drittes: Energieführerszenario

In diesem Kapitel schlagen wir einen Bogen zum ersten Kapitel, wo wir gesehen haben, welche wichtige Rolle die Schweiz bei der Integration des europäischen Stromnetzes («Stern von Laufenburg», 1958) und beim Projekt eines integrierten europäischen Strombinnenmarktes (EGL, ATEL) gespielt hat. Kann die Schweiz diese Rolle wieder übernehmen? Wir denken ja. Zumindest scheint es uns nicht völlig ausgeschlossen.

Bevor wir aufzeigen, wie das zu bewerkstelligen wäre, ist es nützlich, den schrittweisen Abstieg der Schweiz in den Keller der europäischen Elektrizität nochmals vor Augen zu führen und die wichtigsten Lehren daraus zu ziehen. Die Schweiz spielte von den Anfängen der europäischen Elektrizitätsintegration in den 1950er-Jahren bis fast zur Jahrtausendwende eine führende Rolle. Als die europäischen Länder anfangen, formeller im EU-Kontext zusammenzuarbeiten, hatte die Schweiz immer die Möglichkeit, EU-kompatible Massnahmen umzusetzen, und durfte anschliessend immer wieder in der europäischen Arena präsent sein. Die Präsenz der geografisch zentralen, technologisch fortschrittlichen Pionierin der internationalen Elektrizitätszusammenarbeit wurde hoch geschätzt.

Die Schweiz hat es jedoch verpasst, sich auf der Höhe der eigenen Ambitionen zu halten, und so hat der schrittweise Abstieg seinen Lauf genommen: 1992 wurde der EWR und 2002 das Elektrizitätsmarktgesetz abgelehnt, zu guter Letzt 2014 noch die Masseneinwanderungsinitiative angenommen. So hat sie den in Brüssel über Jahre aufgebauten Goodwill verloren, und es wird sehr schwierig sein, zur ursprünglichen Position zurückzukehren. Zwei der drei genannten Meilensteine sind vom Volk gewollte, politische Entscheide und haben nicht das Geringste mit Elektrizität zu tun. Aber genau das zeigt, dass es erneut eine politische Entscheidung braucht, damit man beim Strom weiterkommt.

Parallel zum Abstieg der Schweiz erfolgt der Aufstieg der EU in die Gefilde des Binnenmarktes: erstes Energiepaket 1996, zweites Energiepaket 2003, drittes Energiepaket 2009, Clean Energy Package 2019. Dieser Aufstieg führt zu veränderten Rahmenbedingungen – Ausschluss aus

der Marktkoppelung, Ringflüsse, widerliche Handelsbedingungen – sowie zu konkreten Anforderungen – Netzkodizes, Auflösung der Langfristverträge etc. – und zu Kontroversen (siehe Kapitel 2). Es ist leider nicht so, dass der Lift in den Keller und der Lift in die höheren Gefilde geräuschlos und reibungsfrei aneinander vorbeigleiten.

Damit könnte das Land eigentlich leben, wenn da nicht noch diese Herausforderungen wären: Energiewende und Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit, Digitalisierung und Energiegerechtigkeit (siehe Kapitel 3). Wir haben darin klar aufgezeigt, dass es zumindest die Energiewende, so wie sie angedacht und vom Volk abgesegnet ist, sowie die langfristige Versorgungssicherheit ohne EU nicht geben kann und nicht geben wird.

Das Gute ist, dass wir uns technologisch und geografisch immer noch in derselben Position befinden. Wir sind das Land mit dem am stärksten vernetzten Stromnetz in Europa. Die unpolitischen Akteure der Schweiz, allen voran Swissgrid, aber auch die Elcom, haben immer noch einen guten Ruf in Brüssel. Darüber hinaus verfügt die Schweiz über eines der am wenigsten kohlenstoffintensiven Stromsysteme Europas. Politisch und gesellschaftlich hingegen wird sie, auch im Strombereich, nicht mehr als verlässliche Partnerin wahrgenommen. Um das Land wieder in die europäische Führungsrolle zu bringen, die es in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts hatte, muss etliches geleistet werden. Die politischen Probleme im Zusammenhang mit dem Elektrizitätsabkommen müssen gelöst werden, indem Änderungen im Inland umgesetzt und die diplomatischen Beziehungen verbessert werden. Und um bei der Energiewende eine für Brüssel glaubwürdige Führungsrolle zu übernehmen, muss die Schweiz sich doppelt anstrengen.

Im letzten Kapitel haben wir gesehen, dass die einzige wirkliche Option im Versuch besteht, so schnell wie möglich ein Stromabkommen mit der EU zu erzielen. Ohne Stromabkommen wird der Lift definitiv im Keller steckenbleiben. Weder das Alleingangsszenario noch das Durch- und Hinhalteszenario werden daran etwas ändern können. Es braucht also, um unverschrämmt aus dem Keller herauszukommen, ein neues, radikal alternatives Szenario. Wir nennen es «Energieführerszenario». In diesem Szenario wird das historische Modell des Schweizer Energiesektors, nämlich in Europa eine führende Rolle zu spielen, mit Elan re-

aktualisiert. Mit der EU wird ein Stromabkommen unterzeichnet, das uns den Zugang zu den wichtigen EU-Organisationen, insbesondere ENTSO-E und ACER, sichert, denn diese entwickeln die Standards für den Betrieb der europäischen Netz- und Strommärkte. Danach sollten wir uns anstrengen, wieder in die führende Rolle zurückzukehren, die wir in der Vergangenheit hatten, und uns erneut für bestimmte Schweizer Interessen auf europäischer Ebene einsetzen, zum Beispiel für eine angemessene Entschädigung der Transite, für eine vollwertige Teilnahme am europäischen Ausgleichsmarkt, für unser Stadtwerkemodell sowie für ein günstiges Umfeld für langfristige Investitionen wie Wasserkraft. Selbstverständlich sollten wir auch unseren Beitrag zu einer dekarbonisierten Stromversorgung in Europa leisten.

Auch wenn es unwahrscheinlich ist, all dies sofort umzusetzen, sollte es für die Regierung oberste Priorität sein, die Beziehungen zwischen der Schweiz und der EU in den kommenden Jahren zu verbessern, um dem Elektrizitätssektor klar zu signalisieren, was sie vorhat, nämlich möglichst rasch ein Stromabkommen mit der EU zu unterzeichnen und dem Elektrizitätsbinnenmarkt so rasch wie möglich als vollwertiges Mitglied beizutreten. Es kann zwar einige Jahre dauern, bis dies geschieht, aber es wird der Branche die Klarheit und die Planungssicherheit geben, die sie braucht, um aus ihrer Defensivhaltung herauszukommen. Es geht zuerst einmal um die Signalwirkung, gegenüber der Branche, den Investoren, der Forschung, der so eine neue Perspektive eröffnet wird, und vor allem gegenüber Europa. Die Botschaft muss sein: «Die Schweiz hat entschieden: Wir sind voll dabei und werden alles tun, um unseren Beitrag zum Gelingen des dekarbonisierten EU-Strombinnenmarktes zu leisten. Europa, wir haben uns definitiv von unserem opportunistischen Hinhalteszenario verabschiedet, weil wir begriffen haben, dass es für die Schweiz keine Alternative gibt.» Das ist weder naiv noch altruistisch, sondern im Schweizer Interesse, denn ohne eine vollwertige Teilnahme am EU-Strombinnenmarkt schaden wir unserer Stromindustrie, unserer Wirtschaft, unserer Forschung, sowie unserer internationalen Glaubwürdigkeit als innovatives, dekarbonisiertes, zukunftsorientiertes und unternehmerisches Land. Das heisst aus unserer Sicht nicht, dass wir eine EU-Integration anstreben müssen. Klar brauchen wir ein Rahmenabkommen, aber wir können

im Rahmen dieses Abkommens durchaus eine sektorielle Stromstrategie verfolgen.

Darum geht es in diesem letzten Kapitel. Wir zeigen darin, nach Prioritäten gegliedert, auf, welche Massnahmen nötig wären, damit sich das Energieführerszenario realisieren kann: Als Erstes wird es darum gehen, unser eigenes Stromhaus in Ordnung zu bringen, und zwar ohne vorher irgendwelche Zugeständnisse der EU herauszuschinden. Als Zweites müssen wir auf diplomatischer Ebene aktiv werden, sowohl beim Strom wie auch bei der Forschung. Als Drittes müssen wir in Europa wieder eine Vorzeigerolle einnehmen, was voraussetzt, dass wir etwas vorzuzeigen haben. Erst dann können wir versuchen, uns wieder für Schweizer Anliegen in Europa zu engagieren.

Inländische Massnahmen, die wir ohne Gegenleistungen der EU ergreifen können

In Kapitel 2 haben wir die politischen Themen identifiziert, die gegenwärtig kontrovers sind. Das sind Bereiche, wo wir immer noch nicht EU-kompatibel sind: das Marktdesign (vollständige Marktöffnung, Entflechtung, Wettbewerb), die staatliche Beihilfe, gewisse gesetzliche Anpassungen und das institutionelle Rahmenabkommen. Zunächst zeigen wir auf, was wir jetzt schon tun können, ohne auf ein institutionelles Abkommen oder ein Stromabkommen zu warten. Es sind Dinge, die wir so oder so tun müssten, um eines Tages beim EU-Strombinnenmarkt mitmachen zu können. Dazu kommt, dass die EU ihr Regelwerk mehr und mehr harmonisiert und präzisiert und immer weniger Ausnahmen zulässt, ein Trend, der sich fortsetzt, auch gegenüber Drittländern wie der Schweiz. Denn die EU mit ihren 450 Millionen Bürgern wird die Integrität ihres Binnenmarktes nicht wegen eines Drittlandes gefährden, wie man neulich am Beispiel des Brexit gesehen hat. In dem Masse, wie sie ihren Binnenmarkt weiterentwickelt und sich von der Schweiz unabhängiger macht, wird ihre Entschlossenheit zunehmen. Besser also, die notwendigen Schritte hin zur EU-Stromkompatibilität sofort in die Wege zu leiten und die Unsicherheit zu beseitigen. Je früher wir dies akzeptieren, desto einfacher wird es, voranzugehen.

Marktdesign

In einem ersten Schritt sollten wir unser Marktdesign so aktualisieren, dass es vollständig EU-kompatibel ist, und zwar ohne irgendwelche Gegenleistungen der EU. Wir sollten das auch so kommunizieren. Es ist naiv zu glauben, dass wir mit weniger als einem kompatiblen Marktdesign bei der EU durchkommen. Umgekehrt würde uns das mehr Glaubwürdigkeit verschaffen, es wäre sozusagen ein erster Schritt zur Wiederherstellung der Strombeziehungen. Konkret bedeutet dies die vier folgenden Massnahmen: die vollständige Marktöffnung, die von der EU geforderte Entflechtung auf Verteilnetzebene, die Unabhängigkeit von Swissgrid sowie die Anpassung gewisser Regulatorien.

Mit der vollständigen Marktöffnung haben alle Verbraucher das Recht, ihren Stromversorger zu wählen, nicht nur die grösseren. In der EU ist dies längst der Fall, im Prinzip schon seit 2007. Hätten wir 2002 das EMG nicht verworfen, wäre das auch in der Schweiz so. Um trotzdem einigermassen EU-kompatibel zu sein, wurde im StromVG von 2007 eine zweistufige Marktöffnung festgeschrieben, wobei die zweite Stufe, die vollständige Marktöffnung, dem fakultativen Referendum unterstellt wurde. Davor haben seither alle Politiker und leider auch das BFE Angst. Die Angst rührt daher, dass bei einer vollständigen Marktöffnung insbesondere die kleineren Versorgungsunternehmen Kunden verlieren könnten, sodass Gemeinden, die im Besitz eines solchen Unternehmens sind, Einnahmen verlieren. Allerdings hat sich in Deutschland gezeigt, dass bei einer Marktöffnung nur eine kleine Zahl von Kunden den Anbieter wechselt. Eine proaktivere Haltung dieser Gemeinden wäre die Zusammenlegung kleinerer Versorgungsunternehmen zu grösseren, stabileren und wettbewerbsfähigeren Organisationen, aber damit sind wir wieder bei der (Lokal-)Politik. Die vollständige Marktöffnung ist folglich sehr wahrscheinlich die grösste Nuss, die es zu knacken gilt. Darum soll sie auch die erste sein, die geknackt wird. Der Bundesrat soll seinen Mut zusammennehmen und die totale Marktöffnung verordnen und das klar und unzweideutig kommunizieren. Das BFE soll eine klare, unmissverständliche Gesetzesvorlage (Revision des StromVG) schreiben. Wird das Referendum ergriffen, soll man ganz klar sagen, dass es sich hier um ein Ja oder Nein zum Strombinnenmarkt handelt. Es ist unwichtig, ob

dieser Entscheid vor oder nach einem Rahmenabkommen – und einem eventuellen Referendum dagegen – gefällt wird. Stellt sich das Volk gegen eine vollständige Marktöffnung, dann haben wir Szenario 1 gewählt und sollten das auch so kommunizieren, und der Leser braucht dieses fünfte Kapitel nicht fertigzulesen.

Wird die vollständige Marktöffnung vom Volk angenommen oder wird das Referendum erst gar nicht ergriffen, dann kommt die nächste Massnahme im Bereich Marktdesign, nämlich die Entflechtung der Stromversorgungsunternehmen (Distribution), die mehr als 100 000 Kunden haben. Das betrifft in der Schweiz elf Stadtwerke und die BKW. Entflechtung (Unbundling) bedeutet, dass das Werk in zwei unabhängige Unternehmen aufgeteilt wird, das eine für die Distribution, finanziert durch das Netzentgelt, das andere für den Verkauf von Energie und eventuell andere Dienstleistungen. Beide Unternehmen können Eigentum der öffentlichen Hand bleiben, müssen aber getrennte Verwaltungsräte haben. Für alle anderen Versorgungsunternehmen ändert sich nichts, sie sind schon seit Beginn des StromVG der entflechteten Rechnungslegung unterworfen. Diese Massnahme wird viel weniger kontrovers sein als die erste, aber es ist ein gewisser Widerstand von den Stadtkantonen Genf und Basel – dort gehören die Stadtwerke mehrheitlich dem Kanton – sowie vor allem vom Kanton Bern, dem Eigner der BKW, zu erwarten.

Wie wir in Kapitel 2 gesehen haben, ist es nicht klar, ob das heutige Konstrukt der Swissgrid – sie ist Eigentum der Produzenten – EU-kompatibel ist. Das Konstrukt wurde gewählt, weil die Eigentümer des Hochspannungsnetzes, obwohl vom StromVG so angewiesen, es noch nicht loslassen wollten, weil sie hofften, noch ein bisschen Profit daraus zu schlagen. Das haben sie erreicht, indem das Netz aufgewertet und, entgegen dem Gesetz, bei der Überführung teilweise nochmals abgegolten wurde, natürlich auf Kosten der Stromkonsumenten. Die Elcom, die mit der Überführung betraut war, hat dabei keine so gute Figur gemacht. Jetzt ist das Netz schon zweimal abgegolten und die Eigentümer sollten sich damit eigentlich zufrieden geben. Das heutige Konstrukt sieht folgendermassen aus: Swissgrid gehört zwar den grossen Produzenten, aber die Mehrheit und der Präsident des Verwaltungsrates müssen unabhängig sein und das Organisationsreglement muss vom Bundesrat

genehmigt werden. Letzteres ist eher eine Farce, und mit der Unabhängigkeit der Verwaltungsräte ist es so eine Sache, nämlich wenn Vertreter von Kantonen, denen die Produzenten gehören, als «unabhängige» Verwaltungsräte daherkommen. Diese imperfekte Entflechtung bringt zudem, wie schon länger bekannt ist,⁷² eine Serie von Problemen mit sich: falsche Investitionsanreize, Transparenzprobleme und Probleme für das Management von Swissgrid selbst, um nur die wichtigsten zu nennen. Kurzum, die heutigen Eigentümer sollen Swissgrid entweder dem Bund abtreten, was ideal wäre (aber wahrscheinlich möchten sie dafür noch ein drittes Mal entschädigt werden), oder unabhängigen Investoren verkaufen, aber nicht, wie sich das heute abzeichnet, Investitionsvehikeln, die mit den Produzenten (BKW) eng verbandelt sind. Swissgrid gehört aus unserer Sicht auf Bundesebene verstaatlicht, denn das Elektrizitätsnetz ist eine essenzielle und kritische Infrastruktur wie das SBB-Netz und die Nationalstrassen.

Staatliche Beihilfen

Parallel zum Marktdesign sollte der Bundesrat eine Bestandsaufnahme derjenigen Dinge im Energiesektor erstellen, die, auf Bundes- oder Kantonebene, aller Voraussicht nach unter die EU-Definition der staatlichen Beihilfe fallen würden. Wohlgedenkt: eine Bestandsaufnahme und noch nicht irgendwelche Massnahmen. Das sollte, könnte man denken, nicht problematisch sein, es würde jedoch Transparenz vonseiten der Kantone bedingen, etwas, woran die Kantone keinen grossen Gefallen finden. Zur Beruhigung der Gemüter könnte man anfügen, dass angesichts der Richtlinien der Europäischen Kommission für staatliche Beihilfen im Energiesektor sowie der früheren Entscheidungen, die die Kommission in Streitfällen getroffen hat, die meisten, wenn nicht alle Beihilfen von der EU genehmigt würden. In den meisten Fällen handelt es sich wahrscheinlich um geringe Beträge, die entweder ein Marktversagen korrigieren oder einen eindeutigen öffentlichen Nutzen haben, zum Beispiel Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit. Ein Ausreisser

72 D'Arcy/Finger 2014.

ist die Marktprämie für Wasserkraftbetreiber, die eindeutig eine Rettung für die schwächeren Schweizer Unternehmen auf dem europäischen Strommarkt darstellt. Da die Prämie zeitlich begrenzt ist, sollte dies jedoch kein wunder Punkt sein. Während die EU bestimmte Arten staatlicher Beihilfe im Energiesektor relativ nachsichtig angeht, ist sie bei der Transparenzforderung streng, was bedeutet, dass alle Beihilfen erklärt werden sollten. Ein umfassendes Inventar der Beihilfen wird also notwendig sein und sollte der EU zwanglos vorgelegt werden. Dies wäre der Glaubwürdigkeit der Schweizer Position und der Schweizer Diplomaten in Brüssel sehr förderlich.

Anpassung der Regulatorien

Zu den Massnahmen, die die Schweiz ohne irgendwelche Gegenleistungen der EU sofort erbringen könnte, gehören gewisse gesetzliche Anpassungen, die die EU-Kompatibilität erhöhen. Diese sollten jetzt gemacht werden, damit wir nicht später darauf hingewiesen oder dazu gedrängt werden müssen. Auch hier wäre ein umfassendes Inventar vonnöten, das dann rasch und systematisch abgearbeitet wird. Eventuell geht es nur um Details, die der EU in Problemsituationen aufstossen könnten, aber wieso warten, bis es ein Problem gibt? Ohne dieses Inventar abzuwarten, erwähnen wir hier zwei wichtige regulatorische Diskrepanzen. Die erste betrifft die REMIT-Gesetzgebung, die den Energiehandel in der Schweiz von der Marktüberwachung ausnimmt, was nicht geht, wenn man vollwertig beim EU-Strommarkt mitmachen will. Was auch nicht geht, ist die Tatsache, dass die Elcom bei Verstössen im Stromhandel, zum Beispiel bei Insiderhandel, keine Sanktionsmöglichkeiten hat. Die zweite Diskrepanz baut sich derzeit gerade beim geplanten Gasversorgungsgesetz auf, das in der heutigen Formulierung grösstenteils EU-inkompatibel ist. Eine EU-inkompatible «Gasmarktliberalisierung» wäre eine völlig unnötige Kriegserklärung. Die EU betrachtet Strom und Gas als Teil eines Energiebinnenmarktes und reguliert beide genau gleich, und zwar in den gleichen Energiepaketen und mithilfe der gleichen Regulierungsbehörde (ACER). In Unkenntnis der EU-Funktionsweise glau-

ben die Schweizer Akteure, allen voran das BFE, immer noch, dass es sich um zwei verschiedene Sektoren handle.

Die Absicht, sich in den EU-Strommarkt zu integrieren und so bald wie möglich ein Stromabkommen zu unterzeichnen, sollte unmissverständlich zum Ausdruck gebracht werden und über eine bloss öffentliche Erklärung hinausgehen, da in Brüssel angesichts der Tatsache, dass die Schweiz sich in der Vergangenheit oft nicht an ihre Versprechen gehalten hat, kaum mehr Vertrauen besteht. Wie im ersten Kapitel gezeigt, hat die Schweiz nicht mehr viel Goodwill in Brüssel und wird nicht mehr als verlässlicher Partner angesehen. Die Absicht sollte durch echte Fortschritte bei der Gestaltung des Schweizer Marktdesigns, aber auch im Bereich der Regulatorien untermauert werden. Anstatt nur das aktuelle EU-Marktdesign nachzuholen, sollte ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass künftige Änderungen des EU-Strommarktdesigns in der Schweiz nach einer gewissen Übergangsphase übernommen werden. In der institutionellen Vereinbarung ist die Aktualisierung der Rechtsvorschriften ein Hauptthema. Indem man die Aktualisierungsbereitschaft bei der Elektrizitätsgesetzgebung vorwegnimmt, könnte man eventuell sogar einen gewissen Goodwill beim institutionellen Rahmenabkommen schaffen. Und wer weiss, vielleicht könnte so ein Stromabkommen sogar noch vor dem Rahmenabkommen möglich werden.

Diplomatische Schritte, die jetzt unternommen werden müssen

Sobald sie sich für die volle Marktöffnung entschieden hat, muss die Schweiz auf diplomatischer Ebene aktiver werden. Aus unserer Sicht gibt es zwei diplomatische Ebenen, die Strom- und die Forschungsdiplomatie. Stromseitig sollte man unbedingt auf die Marktkoppelung im Intraday- und im Day-ahead-Markt hinarbeiten. Diese Koppelung ist aber ohne Stromabkommen unmöglich. Stromdiplomatisch könnte man sich ab sofort für den gekoppelten grenzüberschreitenden Ausgleichsmarkt engagieren. In Szenario 2 macht es durchaus Sinn, die Diskussionen über die Koppelung des Regelenergiemarktes unter dem Radar der Politik (Swissgrid, Elcom) voranzutreiben, in Szenario 3 nicht.

Die EU hat bereits beschlossen, dass das ein Politikum ist, also greifen wir es auf und heben die Diskussion auf die diplomatische Ebene, und zwar zusammen mit dem BFE, eventuell sogar mit dem BFE als Leader. Eine solche diplomatische Offensive hätte den Vorteil, dass sich das BFE die nötige technische Kompetenz aneignen müsste, ein erster Schritt, um sich in Brüssel bekannt zu machen und vielleicht in Zukunft in der Schweizer Stromdiplomatie eine wichtige Rolle zu spielen. Dies würde der EU zeigen, dass wir es mit unserem Engagement für den europäischen Strombinnenmarkt Ernst meinen.

Eine zweite diplomatische Offensive, die man sofort beginnen könnte, ist forschungspolitischer Natur. Die Schweizer Universitäten, insbesondere die technischen, geniessen in Europa und im Rest der Welt hohes Ansehen, sind aber in der Energieforschung viel zu isoliert. Die technische Forschung ist von hoher Qualität und international vernetzt, aber sie bleibt rein technisch. Und das Problem, das wir haben, ist gerade nicht technisch. Die schweizerischen Sozialwissenschaften sind, zumindest was die Energieforschung betrifft, mit Europa nicht vernetzt. Das wenige, was hier zu Energie und Strom, speziell zu Strompolitik, Strommarktregulierung und Energiewende existiert, ist zu theoretisch, von der Realität zu abgehoben und konzentriert sich auf die Schweiz als Insel. Als im April 2020 der VSE ein Projekt ausschrieb, um die wirtschaftlichen Konsequenzen eines fehlenden Stromabkommens abzuschätzen, hat sich kein einziger Schweizer Forscher beworben. Viele versuchen, das Rad neu zu erfinden, anstatt sich auf die auf europäischer Ebene durchgeführten Forschungsarbeiten einzulassen und von- und miteinander zu lernen. Als ob man die Energiewende in der Schweiz neu erfinden müsste und könnte. Dazu haben wir schon die kritische Masse nicht. Insbesondere wenn die Schweiz beabsichtigt, EU-kompatible Strategien und Vorschriften im Energiesektor umzusetzen, kann die Zusammenarbeit mit europäischen Forschern, die sich mit Energie-Policy und Energieregulierung beschäftigen, von Nutzen sein, einfach um zu zeigen, dass wir daran interessiert sind und mitreden möchten. Dies geschieht aber nicht. Die Florence School of Regulation an der Europäischen Universität in Florenz, die seit 2004 aktiv zur Entwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes beiträgt, kennt keine Schweizer Forscher, obwohl die Schweiz Gründungsmitglied der Euro-

päischen Universität ist und zahlt. In Europa werden energiepolitische und stromregulatorische Konzepte zuerst in Florenz und an einigen weiteren europäischen, insbesondere niederländischen Universitäten zusammen mit den relevanten Akteuren diskutiert, bevor sie von Brüssel aufgegriffen und in Gesetzestexte gegossen werden. Eine starke Präsenz von Schweizer Forschern wäre dringend vonnöten, nicht nur um das Ganze besser zu verstehen, sondern auch um die Aufmerksamkeit der europäischen Akteure auf die Schweiz zu lenken. Unser Vorschlag ist, Schweizer Forschungsgelder nur noch an Sozialwissenschaftler zu verteilen, die in einem europäischen Energienetzwerk drin sind. Besser noch wäre es, dieses Netzwerk gleich zu finanzieren. Das wäre nicht nur ein taktischer Schritt, um in Europa energiepolitisch präsent zu sein, wenn man es schon politisch nicht sein darf, es wäre auch ein strategischer Schritt, um bei der Gestaltung des Strombinnenmarktes mitzudenken, eventuell sogar mitzuwirken.

Eine Vorzeigerolle in Europa einnehmen

Nur EU-kompatibler zu werden und in der europäischen Energie-Policy und Strommarktregulierung präsenter zu sein, ist zwar notwendig, wird aber nicht genügen, um die Schweiz in die Position zu bringen, die sie einst genoss. Diese Position gründete auf einer Kombination von hochgeschätztem technischem Fachwissen und visionärem Engagement für ein länderübergreifendes Energiesystem. Es wird schwierig sein, diese Position zurückzugewinnen, denn seither ist die Zahl der beteiligten Akteure enorm gewachsen. Sie umfasst nun nicht mehr nur unsere Nachbarländer, sondern zahlreiche weitere europäische Länder, zu denen wir viel weniger enge, weniger langjährige Beziehungen unterhalten. Dennoch sehen wir einige Möglichkeiten, insbesondere im Bereich der Nachhaltigkeit, um uns in der europäischen Energiebranche glaubwürdig zu positionieren und, wer weiss, eines Tages wieder eine Vorreiterrolle einzunehmen.

In Kapitel 3 haben wir die wirklichen Herausforderungen für den Elektrizitätssektor erörtert, nämlich Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, Digitalisierung und Energiegerechtigkeit. Es sind die gleichen Heraus-

forderungen, mit denen die EU-Mitgliedstaaten konfrontiert sind. Auch die EU will die Energiewende, und zumindest bei der Energiewende im Stromsektor liegen wir immer noch in Führung. So betrug im Jahr 2015 die Kohlenstoffintensität des Elektrizitätssektors in der Schweiz etwa 29 g CO₂-Äquivalent pro kWh,⁷³ der EU-28-Durchschnitt 317 g CO₂ pro kWh.⁷⁴ Auf einer EU/EWR-Rangliste wäre die Schweiz hinter Island, Schweden und Norwegen die Nummer vier. Diese Position verdanken wir unserem kohlenstoffarmen Strommix aus Kern- und Wasserkraftwerken. In anderen energieintensiven Bereichen wie Heizung und Verkehr liegt die Schweiz jedoch (noch) nicht vorne.

Um in Sachen Nachhaltigkeit als glaubwürdige Vorreiter bekannt und anerkannt zu werden, dürfen wir nicht bei der Elektrizität stehen bleiben. Wir müssen das tun, was wir in der Energiestrategie 2050 deklariert haben, nämlich eine starke Reduktion des Energieverbrauchs durch Energieeffizienzmassnahmen in die Wege leiten und eine vollständige Dekarbonisierung des Verkehrs- und Heizungssektors erreichen, und zwar durch die Elektrifizierung des Verkehrs, die Verlagerung des Verkehrs in den öffentlichen Transport sowie durch Elektrifizierung und Ausbau der Fernwärme im Heizungsbereich. Die Elektrifizierung wird zu einem signifikanten Wachstum des Stromkonsums führen, was es privaten und öffentlichen Akteuren ermöglicht, erhebliche Geldsummen in die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien zu investieren, Summen, die in der Schweiz problemlos mobilisiert werden können, wenn die institutionellen Rahmenbedingungen stimmen. Dank technischem Wissen und Forschung können wir auch bei der Integration dieser intermittenten erneuerbaren Energie ins Stromnetz eine Vorzeigerolle spielen. Und wenn wir nicht nur technologisch, sondern auch regulatorisch, das heisst bei den institutionellen Rahmenbedingungen, innovativ sind, können wir der Energiewende in der Schweiz einen grossen Schub geben. Wir haben dabei einen grossen Vorteil gegenüber unseren europäischen Nachbarn: Während diese sich zuerst mit der Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors herumschlagen müssen, können wir auf einem dekarbonisierten Elektrizitätssektor

⁷³ Moro/Lonza 2018.

⁷⁴ European Environment Agency (n. d.).

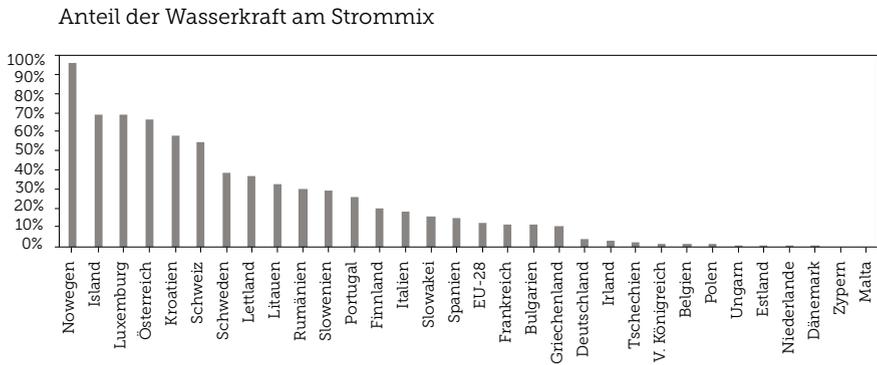
aufbauen und uns auf die nächsten Schritte der Energiewende, nämlich die Resilienz des Stromsystems, konzentrieren. Indem wir bei der Energiewende äusserst ehrgeizig sind, könnten wir einen Teil des Status zurückgewinnen, den wir in den frühen Tagen der europäischen Energiezusammenarbeit hatten. Nur beisst sich hier die Katze in den Schwanz: Wie oben gezeigt, können wir das nur, wenn wir nicht aus dem europäischen Strombinnenmarkt ausgeschlossen werden. Gerade deshalb wäre es wichtig, unsere Ambitionen bei der Energiewende, unser Erkenntnisse und unser Fachwissen über inoffizielle europäische Kanäle wie Florenz und über unsere Universitäten zu exportieren. Wenn irgendwann ein Stromabkommen unterzeichnet wird, können wir dies auch in offiziellen Gremien wie ACER und ENTSO-E tun.

Schweizer Interessen in Europa vertreten

Haben wir einmal unsere Position in der europäischen Energiearena zurückgewonnen und uns aufgrund unserer technologischen Entwicklung, unseres Fachwissens und unseres Engagements für die Energiewende als wichtiger Akteur und glaubwürdiger Partner etabliert, dann werden wir auch in der Lage sein, uns wieder für Schweizer Interessen in Europa einzusetzen. Wir sollten dies in den offiziellen EU-Institutionen wie ENTSO-E und ACER tun, aber auch in vielen parallelen Foren in Brüssel und Florenz. Im letzten Teil dieses Kapitels werden wir deshalb die vier aus unserer Sicht wichtigsten Schweizer Interessen präsentieren, für welche ein Engagement sich lohnt. Als glaubwürdig wahrgenommen würde ein solches Engagement aber nur, wenn wir vorher den Beweis erbracht hätten, dass wir es ernst meinen. Sonst sollten wir es lieber sein lassen, denn das würde von Europa nur als rosinenpickendes Eigeninteresse abgetan.

Als Erstes sollten wir uns für die Zukunft der Schweizer Wasserkraftwerke und der Wasserkraft generell engagieren. Diese bildet die Basis unserer Stromproduktion, spielt aber nur in wenigen Ländern Europas eine so entscheidende Rolle und wird deshalb von der EU oft zweitrangig behandelt. Grafik 5 zeigt den Anteil der Wasserkraft am europäischen Strommix.

Grafik 5: Anteil der Wasserkraft an der europäischen Stromproduktion



Quelle: Eurostat 2019.

Wasserkraft zeichnet sich durch grosse, langfristige Investitionen und komplizierte Regulierungsstrukturen mit Wassergebühren und Wasserkonzessionen aus. Die Wasserkraft ist daher besonders anfällig bei Änderungen im regulatorischen und wirtschaftlichen Umfeld. In den letzten Jahren haben sich die schweizerischen Wasserkraftwerksbetreiber darüber beschwert, dass sie aufgrund «europäischer Entwicklungen» ihren Wettbewerbsvorteil auf dem europäischen Strommarkt verloren hätten, und die Schweizer Regierung ist ihnen mit innenpolitischen Massnahmen wie der EU-inkompatiblen Wasserkraftprämie oder dem Versprechen einer Speicherreserve weit entgegengekommen. Da die Schweiz an der Diskussion auf europäischer Ebene nicht wirklich teilnimmt, wird ihre Wasserkraftpolitik, innerstaatlich und unkoordiniert, wie sie ist, in Europa als rein protektionistisch wahrgenommen. Auch kann die Schweiz allein das Problem gar nicht angehen, da der Schlüssel zur Lösung in Europa liegt. Es sollte deshalb für uns absolute Priorität sein, uns auf europäischer Ebene dafür einzusetzen, dass auf dem gesamten Kontinent Massnahmen zum Schutz der Wasserkraft ergriffen werden. Dies würde perfekt zur künftigen Führungsrolle der Schweiz passen, da die Bedeutung der Wasserkraft sowohl für die Energiewende als auch für die Versorgungssicherheit unbestritten ist. Wasserkraft kann grosse Mengen Strom speichern und bildet eine flexible erneuerbare Energie-

quelle. Für ein solches Engagement in der EU könnten wir zweifelsohne Verbündete in den Alpenländern und den Ländern Skandinaviens finden, die ebenfalls stark von Wasserkraft abhängig sind.

Das zweite Thema, wofür wir uns in Europa engagieren sollten, ist mit dem ersten eng verbunden, nämlich eine strengere EU-weite Kohlenstoffsteuer. CO₂-Emissionen zu besteuern ist eine Politik, die für uns von besonderem Interesse sein sollte, da Schweizer Strom fast vollständig kohlenstofffrei ist. Kombiniert mit der Elektrifizierung des Verkehrs würde dies einen Wettbewerbsvorteil für die Schweizer Stromerzeuger bedeuten und der Wasserkraft und anderen erneuerbaren Stromproduktionsquellen, einschliesslich der Schweiz, einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil bringen. In der Tat wären die meisten Massnahmen zugunsten erneuerbarer Energien und zuungunsten von fossilen Kraftwerken für die Schweiz von Vorteil. Wenn auf europäischer Ebene strengere Nachhaltigkeitspolitiken erlassen und koordiniert werden, bedeutet dies, dass wir es unseren inländischen Elektrizitätsunternehmen erleichtern, mit ihren europäischen Konkurrenten in den Wettbewerb zu treten. Und dies würde auch perfekt zu der zukünftigen Führungsrolle der Schweiz basierend auf Nachhaltigkeit passen.

Das dritte Thema, wofür wir in Europa werben sollten, ist das Modell der integrierten lokalen Versorgungsunternehmen, auch Stadtwerke genannt. Viele Länder in der EU haben die Elektrizitätsdistributoren vollständig entflochten. Manche sind so weit gegangen, ihre Versorgungsunternehmen zu privatisieren, woraufhin einige von ausländischen Unternehmen gekauft wurden. Die meisten europäischen Länder kennen das System der öffentlichen Versorgungsunternehmen nicht. Für sie ist Liberalisierung, Entflechtung und sogar Privatisierung der Versorgungsunternehmen leichter zu akzeptieren, und sie sind es auch, die auf eine strengere EU-weite Politik in diese Richtung gedrängt haben. In der Schweiz sind Stadtwerke in der Kultur eines lokalen öffentlichen Dienstes verankert. Für viele Schweizer Gemeinde- und Kantonsregierungen bietet das Eigentum am lokalen Versorgungsunternehmen signifikante Vorteile, nicht zuletzt eine Einnahmequelle, vor allem aber ein Mittel, um die Energiewende auf lokaler Ebene zu befördern. Es sollte im Interesse der Schweiz liegen, diese Vorteile auf EU-Ebene bekannt zu machen und aufzuzeigen, welche zentrale Rolle lokale Versorgungsunternehmen bei

der Energiewende spielen können. Höchstwahrscheinlich würden wir Verbündete in Ländern wie Österreich, Deutschland und Skandinavien finden, die ebenfalls ein starkes historisches Modell öffentlicher Versorgungsunternehmen haben.

Das vierte Thema hat mit der zentralen geografischen Lage der Schweiz zu tun. Die Verbindungskapazität an den Schweizer Grenzen ist höher als an allen anderen Grenzen des Kontinents. Infolgedessen fließen grosse Mengen Strom durch das Schweizer Netz, die nicht für den Schweizer Markt bestimmt sind. EU-Regeln für die Kompensation solcher Transitströme sind daher von strategischer Bedeutung. Der ITC-Mechanismus war einer der wichtigsten Erfolge der Schweiz in der europäischen Stromdiplomatie. Bei seiner Implementierung zu Beginn der Jahrhundertwende erhielt die Swissgrid etwa 450 Millionen Franken ITC-Kompensation, ein Betrag, der seit dem dritten Energiepaket (2009) der EU auf 10–20 Millionen Franken pro Jahr geschrumpft ist. Hinzu kommen Ringflüsse, die oft davon herrühren, dass gewisse Länder nicht genügend in ihr Übertragungsnetz investiert haben. Diese werden heute finanziell nicht abgegolten, obwohl sie dem Schweizer Verbraucher erhebliche Kosten verursachen. Die nachteiligen Auswirkungen von Ringflüssen liegen auf der Hand, und ein grenzüberschreitender Regulierungsmechanismus, der die Kosten dem Urheber zuordnet, liegt im strategischen Interesse der Schweiz. Es sollte möglich sein, Verbündete in anderen kleinen, zentral gelegenen europäischen Ländern wie Belgien oder Österreich, aber auch in Polen zu finden.

Dies sind nur einige Beispiele für genuine Schweizer Interessen, für die wir uns auf europäischer Ebene starkmachen könnten und für die wir durchaus Verbündete finden würden. Auch sollten wir im Hinterkopf behalten, dass sich unsere Prioritäten ändern können, wenn sich die Umstände inner- und ausserhalb der Schweiz weiterentwickeln. Ein Stromabkommen, wenn wir es denn einmal haben, wird wahrscheinlich Jahrzehnte Bestand haben und uns den Zugang zu ACER und ENTSO-E und ihren Nachfolgern sichern, uns einen formellen Zugang zu Brüssel ermöglichen und daher eine solide Grundlage sein für einen kontinuierlichen Einsatz für die Schweizer Interessen, wie immer diese sich entwickeln.

Wir wollten mit dem «Energieführerszenario» zeigen, dass es der Schweiz möglich ist, aus der gegenwärtigen politischen Sackgasse auszubrechen, nicht nur um eine Eskalation der Probleme zu verhindern, die infolge des Ausschlusses von den europäischen Strommärkten immer wahrscheinlicher wird, sondern bei der Energiewende in Europa wieder führend zu werden und erfolgreich für Schweizer Interessen in Europa einzutreten. Dieses Szenario bedingt eine radikale Änderung unserer Einstellung, nämlich von defensiv, egoistisch und ängstlich hin zu offensiv, europaorientiert und selbstsicher. Es wird viel Arbeit, Engagement und politische Überzeugungskraft erfordern. Wir müssen bei der Energiewende sehr ehrgeizig werden, was so oder so eine kluge politische Entscheidung ist. Wir müssen die Idee loslassen, dass wir im Energiebereich «alleine» weitermachen können und dass wir ohne un-gute Konsequenzen auf ein besseres Geschäft warten können. Wir müssen uns von Szenario 2 verabschieden, welchem die meisten Schweizer Stromakteure immer noch verhaftet sind. Die Risiken, die wir beim Warten-auf-einen-besseren-Deal-Szenario eingehen, sind zu hoch. Vor allem sollten wir uns nicht freuen, wenn es der EU schlecht geht, wie in den heutigen schwierigen Zeiten, sondern unsere vergleichbar gute Situation zum Anlass nehmen, zur Konsolidierung beizutragen. Versagt Europa und wird es zwischen den Blöcken USA und China aufgerieben, dann ist das auch für uns nicht lustig. Es ist illusorisch zu glauben, wir blieben bei einer solchen Entwicklung unversehrt oder könnten sogar davon profitieren.

Stromabkommen – was nun?

Wir brauchen ein Stromabkommen, und zwar einerseits wegen der Versorgungssicherheit, andererseits um die Energiewende zu schaffen. Dies ist das Hauptargument unseres Buches und wir hoffen, es überzeugend dargelegt zu haben.

Aber zu einem Stromabkommen kommen wir nur, wenn wir vorhergehend mit der EU ein institutionelles Rahmenabkommen unterzeichnet haben. Wann das der Fall sein wird, steht in den Sternen geschrieben. Wir haben in unserem Buch kaum etwas zu einem solchen Abkommen gesagt. Dazu wären wir auch nicht kompetent, denn hier geht es um reine Politik und diese sollte man den Politikern überlassen. Bei den politischen Überlegungen zum Rahmenabkommen ist Elektrizität, sogar Energie nur ein Teil, vielleicht nur ein kleiner Teil. Der Bundesrat soll entscheiden, ob ein Stromabkommen so zentral ist für das Land, dass man ein institutionelles Abkommen abschliessen muss. Was wir aber sicher wissen, ist, dass es kein Stromabkommen ohne ein institutionelles Rahmenabkommen geben wird.

Wir haben deshalb drei Szenarien identifiziert, die kein Rahmenabkommen bedingen. In Szenario 1 (Alleingang) und 3 (Energieführer) entscheiden wir jetzt, und zwar autonom, was wir im Strombereich unternehmen wollen. In Szenario 2 (Durch- und Hinhalten) entscheiden wir nicht, entweder weil wir, wie das der Bundesrat dem Volk erklärt hat, zuerst ein institutionelles Rahmenabkommen unterzeichnen wollen, bevor wir im Stromsektor Weiteres unternehmen, oder weil wir uns nicht mit der EU einigen können, auch wenn wir schon ein institutionelles Rahmenabkommen haben. Dies könnte der Fall sein, wenn die EU neue Bedingungen stellen würde, wir auf weitere Zugeständnisse der EU hoffen oder sich einige unserer Schweizer Akteure, zum Beispiel diejenigen, die Langfristverträge haben, sich das inzwischen anders überlegt haben. Aber eigentlich ist es unwichtig, aus welchem Grund wir auf ein Stromabkommen hoffen. In Kapitel 4 haben wir versucht zu zeigen, dass dieses Zuwarteszenario in jedem Fall die schlechtere Option ist, denn wir verlieren wertvolle Zeit, investieren nicht, obwohl wir es tun sollten, da

am Schluss trotzdem kein Stromabkommen da ist, oder wir investieren zu viel, obwohl wir bei einem Abkommen das gar nicht bräuchten. Während dieser Zeit herrscht politische Unsicherheit, die Investoren halten sich zurück, die EU schreitet mit der Weiterentwicklung ihres Regelwerkes voran, dem wir uns dann sowieso später anpassen müssen, wenn wir ein Stromabkommen unterzeichnen – aber in der Zwischenzeit tun wir nichts oder zu viel und können nicht mitbestimmen. Zur Unsicherheit kommt eine defensive Igelhaltung, sodass wir unsere Energie auf Selbstrechtfertigung und Abwehr verwenden, statt proaktiv und selbstbestimmt Neues zu gestalten.

Wir müssen also entscheiden, eventuell sogar gegen ein Stromabkommen, und zwar jetzt. Die Kompetenz dazu hat der Bundesrat. Er muss sich aus seiner Wait-and-see-Haltung verabschieden, sagen, was er nun will, und das auch unmissverständlich kommunizieren. Klar sind wir der Überzeugung, dass ein Entscheid zugunsten eines Stromabkommens wünschenswert wäre, aber ein Entscheid dagegen wäre immer noch besser als kein Entscheid (Szenario 2). Bei einem Entscheid gegen ein Stromabkommen könnten wir zwar die Energiewende vergessen, aber wir könnten uns zumindest auf die auf uns zukommenden Versorgungssicherheitsprobleme aktiv und dezidiert vorbereiten. Ob es uns gelingen wird, diese abzuwenden, können wir in diesem Stadium nicht abschliessend beurteilen. Wir sind eher der Meinung, dass wir auch in den Bereichen Netzsicherheit und Versorgungssicherheit mittel- und vor allem langfristig an die Wand fahren. Es wäre jedoch vermessen, dazu eine wissenschaftlich fundierte Aussage zu machen. Wir bezweifeln allerdings, dass sich der Bundesrat zu einem Entscheid gegen ein Stromabkommen durchringen kann, denn dies würde ein Präjudiz schaffen und gegenüber der EU die falsche Botschaft aussenden. Die Schweiz wäre im Resultat ein weniger glaubwürdiger Partner für ein institutionelles Abkommen, und sollte ein solches trotzdem abgeschlossen werden, wäre es schwieriger, wenn nicht unmöglich, die Verhandlungen über ein Stromabkommen wieder aufzunehmen.

So bleibt eigentlich nur eine Option, Szenario 3. Es ist aus unserer Sicht das einzige realistische Szenario und die einzige rationale Option, die die Schweiz im heutigen Stadium der Stromverhandlungen und ihrer Beziehungen zu Europa noch hat: Der Bundesrat teilt der Schweizer Be-

völkerung und der EU unmissverständlich mit, dass wir ein Stromabkommen wollen, wenn immer möglich auch ohne institutionelles Rahmenabkommen, etwas also, das wir schon mehrmals gesagt haben, aber vielleicht nicht mit der nötigen Überzeugung. Sogar ohne Stromabkommen, so die Botschaft, ist die Schweiz ohne Wenn und Aber bereit, die heutige EU-Gesetzgebung im Strombereich, inklusive der Energiepakete 3 und 4, vollumfänglich zu übernehmen sowie sich Weiterentwicklungen dieser Gesetzgebung automatisch anzupassen. Mehr noch, die Schweiz ist bereit, Vorleistungen zu erbringen und die Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems generell aktiv mitzugestalten, eventuell auch mit finanziellen Mitteln. Die Schweiz betrachtet dies als eine Investition in ein zukünftiges Stromabkommen und bekundet damit ihre veränderte Haltung gegenüber Europa, zumindest im Strombereich. Wahrscheinlich schreckt der Bundesrat deshalb davor zurück, denn er möchte nicht, dass sein Entscheid für Szenario 3 als explizit proeuropäisch interpretiert wird.

Er wird aber, wie wir meinen, keine andere Wahl haben, denn alle anderen Optionen sind schlechter. Um trotzdem nicht zu grosse politische Risiken einzugehen, empfehlen wir dem Bundesrat, schrittweise vorzugehen: Als Erstes sollte er per Verordnung den schweizerischen Strommarkt vollständig öffnen und die vollständige Marktöffnung als Teil und ersten Schritt von Szenario 3 kommunizieren. Man sollte also nicht, wie die gängige Kommunikation lautet, zuerst ein institutionelles Rahmenabkommen und dann ein Stromabkommen abwarten, bevor man den Strommarkt öffnet. Natürlich hat der Bundesrat Angst, dass gegen einen solchen Entscheid das Referendum ergriffen wird. Es ist aber durchaus möglich, dass es bei überzeugender Kommunikation abgewendet werden kann oder, falls es stattfindet, negativ ausfällt. Alles wird davon abhängen, wie klar und unzweideutig der Bundesrat kommuniziert. Sollte das Referendum angenommen werden, ist das Verdikt klar und wir sind bei Szenario 1. Und genau so sollte die Sachlage kommuniziert werden. Das ist zwar nicht gut für den Bundesrat und die Schweiz, wie wir meinen, aber für den Bundesrat nicht weiter dramatisch; er hat schon andere Volksabstimmungen verloren – und überlebt. Zumindest hat er Klartext geredet, dem Volk reinen Wein eingeschenkt und sich tapfer geschlagen.

Wir plädieren, wie gesagt, für Szenario 3, machen uns aber keine Illusionen. Die allermeisten Schweizer Stromakteure sehen sich immer noch als Akteure in Szenario 2. Sie warten und halten durch in der Hoffnung, dereinst die Kastanien schon aus dem Feuer zu ziehen. Wenn sie aber zu lange warten, werden sie nur Asche zusammenkehren.

Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
ARERA	Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (italienische Energieregulierungsbehörde)
Atel	Aare-Tessin Aktiengesellschaft für Elektrizität
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BKW	Bernische Kraftwerke AG, heute: BKW Energie AG
CACM	Guideline on capacity allocation and congestion management (Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement)
CE	Continental Europe (Kontinentaleuropa)
CEER	Council of European Energy Regulators (Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden)
CEP	Clean Energy Package (viertes Energiepaket)
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke
CRE	Commission de régulation de l'énergie (französische Energieregulierungsbehörde)
CWE	Central West Europe (Mittelwesteuropa)
DG ENER	Directorate General for Energy (Generaldirektion Energie)
DG TREN	Directorate General for Transport and Energy (Generaldirektion für Transport und Energie)
DSO	distribution system operator (Verteilnetzbetreiber)
EBG	Electricity balancing guideline (Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem)
EDF	Électricité de France (französische Elektrizitätsgesellschaft)
EEF	Entreprises électriques fribourgeoises (Freiburger Elektrizitätsunternehmen)
EFET	European Federation of Energy Traders (Verband europäischer Energiehändler)
EGL	Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg
Elcom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EMO	Elektrizitätsmarktverordnung
ENSI	Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat

ENTSO-E	European Network of Transmission Systems Operators for Electricity (europäischer Verband der Übertragungsnetzbetreiber)
EOS	Énergie Ouest Suisse (Energie Westschweiz)
EPEX	European Power Exchange (europäische Strombörse)
EPFL	École polytechnique fédérale de Lausanne (Eidgenössische Technische Hochschule Lausanne)
ER	Emergency and restoration code (Kodex über den Notzustand und den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes)
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas (europäische Gruppe von Regulierungsbehörden für Strom und Gas)
ETSO	European Transmission System Operators (Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
Europex	Association of European Energy Exchanges (Verband der europäischen Energiebörsen)
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
GET	Governing Energy Transitions
IRA	Independent Regulatory Authority (unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden)
ITC	inter-TSO compensation
IWB	Industrielle Werke Basel
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
MIR	Management des industries de réseaux (Management von Netzwerkindustrien)
MRC	multi-regional coupling (multiregionale Kopplung)
MWh	Megawattstunde
NC	network code (Netzkodex)
NFP	nationales Forschungsprogramm
NIMBY	Not in my backyard
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke
OcCC	Organe consultatif sur les changements climatiques (beratendes Organ für Fragen der Klimaänderung)
PCI	projects of common interest (Vorhaben von gemeinsamem Interesse)
PCR	price coupling of regions (Preiskopplung von Regionen)
PLEF	Pentalateral Energy Forum (Pentalaterales Energieforum)
RG	regional group (Regionalgruppe)
RED	Renewable energy directive (Richtlinie erneuerbare Energien)
REMIT	Regulation on wholesale energy market integrity and transparency

	(Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts)
RI	regionale Initiative
SAFA	Synchronous area framework agreement (Rahmenvereinbarung für synchrone Bereiche)
SIDC	single intraday coupling (einzelne Intraday-Kopplung)
SIG	Services industriels de Genève (Genfer Stadtwerke)
SOGL	Systems operations guideline
StromVG	Stromversorgungsgesetz
TEN	trans-European network (transeuropäische Netze)
TEN-E	trans-European networks for energy (transeuropäische Netze für Energie)
TLC	trilateral coupling (trilaterale Marktkopplung)
TSO	transmission system operator (Übertragungsnetzbetreiber, siehe UNB)
TWh	Terawattstunde
UCPTE	Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie)
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (siehe TSO)
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	weighted average cost of capital
WEKO	Wettbewerbskommission
XBID	cross-border intraday coupling (Crossborder-Intraday-Kopplung)

Bibliografie

- ACER (2019). *ITC Monitoring Report 2019*. Ljubljana, Slovenia: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- Arcy, A. d'; Finger, Matthias (2014). The Challenges of Imperfectly Unbundled TSOs: Can Corporate Governance or Regulatory Action Mitigate Such Imperfection? *Competition and Regulation in Network Industries*, 15 (2), 117–137.
- Baal, Paul A. van (2019). Effectiveness of a strategic energy reserve during the energy transition: The case of Switzerland. *Competition and Regulation in Network Industries*, 1–26.
- Bacher, R.; Näf, U. (2003). *Report on the Blackout in Italy on 28 September 2003*. Bern: Bundesamt für Energie.
- BAFU (2019a). *Switzerland's Greenhouse Gas Inventory 1990–2017. National Inventory Report including reporting elements under the Kyoto Protocol*. Bern: Bundesamt für Umwelt.
- BAFU (2019b). *Émissions des gaz à effet de serre d'après la loi sur le CO₂ et d'après le Protocole de Kyoto, seconde période d'engagement (2013–2020, version juillet 2019)*. Bern: Bundesamt für Umwelt.
- Bartle, I. (2006). Europeans outside the EU: Telecommunications and Electricity Reform in Norway and Switzerland. *Governance*, 19 (3), 407–436.
- BFE (2002, May 9). *Kritik der Gewerkschaften an EMG-Erläuterungen haltlos*. Bern: Bundesamt für Energie.
- BFE (2019a). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018*. Bern: Bundesamt für Energie.
- BFE (2019b). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018*. Bern: Bundesamt für Energie.
- Bower, J. (2002). *Seeking the Single European Electricity Market. Evidence from an Empirical Analysis of Wholesale Market Prices*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Bundesversammlung (2002, May 1). *Fact sheet: Elektrizitätsmarktgesetz (EMG)*. Bern, Switzerland.
- Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, Pub. L. No. 32015R1222, 197 OJ L (2015).
- Corsi, S.; Sabelli, C. (2004). General blackout in Italy Sunday September 28, 2003,

- h. 03:28:00. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 1691–1702.
- Demiray, T.; Weigt, H.; Beccutti, G.; Schlecht, I.; Savelsberg, J.; Schillinger, M. (2018). *Modellierung der System Adequacy in der Schweiz*. Bern: Bundesamt für Energie.
- ElCom (2018). *Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018. Bericht der Elcom*. Bern: Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom.
- European Environment Agency (n. d.). *CO₂ Intensity of Electricity Generation* [Data set]. Retrieved March 27, 2020, www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-intensity-of-electricity-generation.
- Eurostat (2019). *Energy, transport and environment statistics – 2019 edition*, <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- Eurostat (2020, January). *Renewable energy statistics* [Data set], https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics, 6. April 2020.
- Hancher, L. (1997). Slow and not so sure: Europe's long march to electricity market liberalization. *The Electricity Journal*, 10 (9), 92–101.
- Jakovac, P. (2012). Electricity Directives and evolution of the EU internal electricity market. *Ekonomiska Misao i Praksa*, 1, 315–338.
- Jamasb, T.; Pollitt, M. (2005). Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *The Energy Journal*, 26, 11–41.
- Jevnaker, T. (2015). Pushing administrative EU integration: The path towards European network codes for electricity. *Journal of European Public Policy*, 22 (7), 927–947.
- Karan, M. B.; Kazdađli, H. (2011). The Development of Energy Markets in Europe. In: A. Dorsman, W. Westerman, M. B. Karan, Ö. Arslan (Hg.), *Financial Aspects in Energy. A European Perspective* (S. 11–32). Berlin, Germany: Springer.
- Kulovesi, K.; Morgera, E.; Munoz, M. (2011). Environmental Integration and Multi-Faceted International Dimensions of EU Law: Unpacking the EU's 2009 Climate and Energy Package. *Common Market Law Review*, 48, 829.
- Legendijk, V. (2016). Europe's Rhine power: Connections, borders, and flows. *Water History*, 8, 23–39.
- Meeus, L.; Nouicer, A. (2018). *The EU Clean Energy Package*. Florence, Italy: European University Institute.
- Meeus, L.; Purchala, K.; Belmans, R. (2005). Development of the Internal Electricity Market in Europe. *The Electricity Journal*, 18 (6), 25–35.
- Moro, A.; Lonza, L. (2018). Electricity carbon intensity in European Member

- States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 64, 5–14.
- Nordman, R. (2019). *Sonne für den Klimaschutz. Ein Solarplan für die Schweiz*. Bern: Zytglogge Verlag.
- OcCC (2017). *Persönlicher Treibhausgas Budget-Ansatz in der Schweiz*. Bern: Organe consultatif sur les changements climatiques.
- Peters, G. P.; Davis, S. J.; Andrew, R. (2012). A synthesis of carbon in international trade. *Biogeosciences*, 9 (8), 3247–3276.
- Pury, David de; Hauser, Heinz; Schmid, Beat (1995). *Mut zum Aufbruch. Eine wirtschaftspolitische Agenda für die Schweiz*. Zurich: Orell Füssli.
- Saz-Carranza, A.; Ibarra, S. S.; Albareda, A. (2016). The Power Dynamics of Mandated Network Administrative Organizations. *Public Administration Review*, 76 (3), 449–462.
- Streeck, W.; Grote, J.; Schneider, V.; Visser, J. (Hg.). (2005). *Governing Interests. Business Associations Facing Internationalism*. London, United Kingdom: Routledge.
- UCTE (2004). *Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 blackout in Italy*. Brussels, Belgium: Secretariat of UCTE.
- Vasconcelos, J. (2005). Towards the internal energy market, how to bridge a regulatory gap and build a regulatory framework. *European Review of Energy Markets*, 1 (1), 23.
- Walker, A.; Cox, E.; Loughhead, J.; Roberts, J. (2014). *Counting the Cost. The Economic and Social Costs of Electricity Shortfalls in the UK*. London, United Kingdom: Royal Academy of Engineering.
- Weigt, H.; Demiray, T.; Schlecht, I.; Beccutti, G.; Schillinger, M. (2020). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*. Bern: Bundesamt für Energie.
- WEKO (2005). *Weko lässt Swissgrid mit Auflagen zu*. Bern: Wettbewerbskommission.

Autoren

Matthias Finger

(* 1955) hat an der Universität Genf in Politologie doktriert und war Professor an den New Yorker Universitäten Syracuse und Columbia und am Institut für Verwaltungswissenschaften (IDHEA) in Lausanne. Seit 2002 ist er Professor für Management von Netzwerkindustrien an der ETH Lausanne, seit 2010 lehrt er zudem an der Florence School of Regulation, Zwischen 2007 und 2019 war er Mitglied der Elcom.

Paul Adrianus van Baal

(* 1993) hat Physik an der Universität Amsterdam studiert bevor er 2014 in die Schweiz kam. Zwischen 2014 und 2020 forschte er an der EPFL zu Fragen der Energiepolitik in der Schweiz und der EU am Lehrstuhl von Matthias Finger. Er promovierte Ende 2019 und ist heute Policy Officer im niederländischen Ministerium für Wirtschaft und Klima.