



[Allianz Kompass / Europa](#)

Task Force «Elektrizität»

Whitepaper Stromsystem Schweiz-Europa

Kurt Bobst, Roberto Lombardini, Esther Peiner und Hans Schweickardt
in Zusammenarbeit mit weiteren Expert:innen

10. September 2021

Management Summary

Die Schweiz steht bezüglich Stromversorgung vor grossen Herausforderungen. Unter den sich abzeichnenden Bedingungen wie der Schwächung der Kernkraft, dem schleppenden Ausbau der erneuerbaren Energien sowie dem erhöhten Importbedarf während den Wintermonaten (bei insgesamt steigendem Strombedarf) werden die Netz- und Versorgungssicherheit an Grenzen stossen. Unter diesen Vorzeichen ist die flächendeckende Stromversorgung in Zukunft nicht garantiert.

Die Schweiz ist defacto Teil des europäischen Stromnetzes, hat politisch motiviert aber nur begrenzt Zugang zum europäischen Strommarkt – und den darin massgebenden Gremien. Die EU hat in den letzten Jahren den Abschluss eines Stromabkommens konsequent als politisches Druckmittel eingesetzt und vom Zustandekommen des institutionellen Rahmenabkommens abhängig gemacht. Das Rahmenabkommen ist per 26. Mai 2021 richtigerweise gescheitert. Kompass / Europa hat sich stets dafür eingesetzt, die bilateralen Beziehungen mit der EU zu pflegen und auf sektorieller Basis zu vertiefen. Eine vertiefte Zusammenarbeit mit der EU im Bereich Elektrizität (bilaterales Stromabkommen) wäre aus Sicht Kompass / Europa zu begrüssen. Die EU bewegt sich in den Beziehungen mit der Schweiz bisher nicht, was die Herausforderungen in der Netz- und Versorgungssicherheit akzentuiert.

Bereits heute kämpft die nationale Netzgesellschaft Swissgrid aufgrund der fehlenden Anbindung an den europäischen Strommarkt mit erheblichen Herausforderungen (ungeplante Stromflüsse durch die Schweiz, zunehmende Eingriffe in den Systembetrieb, erhöhter Redispatch-Bedarf). Zu beachten ist, dass die Schweiz gegenüber der EU alles andere als eine Bittstellerin ist. Sie kann einen wesentlichen Beitrag zu einem stabilen europäischen Stromversorgungssystem leisten.

Die Schweiz befindet sich momentan an einem Scheideweg: Aufgrund der sich abzeichnenden Strommangellage in Europa wäre die Versorgungssicherheit der Schweiz auch mit einem geregelten schweizerisch-europäischen Verhältnis beim Stromdossier nicht sichergestellt. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050, die defacto eine Stromimport-Strategie darstellt, ist unter den momentanen Bedingungen nicht verlässlich. Mit fortschreitender Zeit verschlechtert sich die Situation zusehends und das Risiko für schwere Störfälle (z.B. Black-outs) in der Schweiz sowie in dem mit uns verbundenen angrenzender Ausland wird stetig grösser. Weiter ist eine Abhängigkeit von fossil generierten Stromimporten aus der EU im Winter auch aus Klimaschutzgründen höchst problematisch. Es braucht ein gemeinsames und entschlossenes Handeln sämtlicher Akteure, um diese missliche Situation mittels tragfähiger Lösungen zu beseitigen. Andernfalls muss die Schweiz mit schwerwiegenden Konsequenzen – inkl. erheblicher Schäden für Gesellschaft und Wirtschaft – rechnen.

In Anbetracht der Ausgangslage hat die Task Force «Elektrizität» von Kompass / Europa sechs Szenarien beschrieben und beurteilt, die politische Optionen für die Schweizer Stromversorgung darstellen:

- **Status quo:**
Weiterverfolgen des momentan eingeschlagenen Weges.
- **Autarkie:**
Investitionsoffensive seitens der Schweiz zur Sicherung der Produktion und Netzsicherheit inkl. Produktions- und Netzausbau.
- **Privatwirtschaftliche Verträge zwischen ÜNB:**
Verträge mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern zur Sicherstellung eines Minimums an Netzsicherheit.



- **Bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten:**
Abschluss bilateraler Verträge der Schweiz mit Nachbarstaaten inkl. Übernahme geforderter, wesentlicher EU-Regularien.
- **Interimsabkommen über Strom:**
Übergangslösung auf der Basis eines technischen Stromabkommens inkl. Akzeptanz verlangter und notwendiger (institutioneller) EU-Regelungen.
- **Steigerung des Selbstversorgungsgrades:**
Tätigung gezielter, strategischer Investitionen mit einem Fokus auf den Ausbau der Produktion mittels Gaskraftwerken.

Aufgrund der Analyse und Bewertung der Optionen kommt die Task Force «Elektrizität» zum Schluss:

1. Die Optionen **Status quo, Autarkie** und **bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten** stellen aus verschiedenen Gründen keine hinreichenden oder valablen Optionen dar. Die jeweils damit verbundenen Nachteile, Hindernisse oder Unzulänglichkeiten sind zu gross.
2. Da ein vollständiges Stromabkommen politisch blockiert ist, gilt es nun, zusammen mit der EU auf ein **Interimsabkommen über Strom** hinzuarbeiten. Dieses soll eine Übergangslösung auf der Basis eines technischen Stromabkommens darstellen und die sektorielle Zusammenarbeit im Bereich Elektrizität zwischen der Schweiz und der EU mittelfristig auf eine stabile – wenn auch provisorische – Basis stellen.
3. Die sich bereits in Verhandlung befindenden **privatwirtschaftlichen Verträge** zwischen Übertragungsnetzbetreibern müssen als Fallback-Option weiterverfolgt und mit höherem politischem Nachdruck versehen werden.
4. Die wirtschaftliche und nachhaltige **Steigerung des Selbstversorgungsgrades** mittels Verlängerung der Betriebsdauer der Kernkraftwerke sowie dem Ausbau der Stromproduktion mittels Gaskraftwerken ist eine Notwendigkeit, die es schnellstmöglich umzusetzen gilt.

Abgeleitet von dieser Erkenntnis empfiehlt die Task Force «Elektrizität» folgendes Vorgehen, um beim kritischen Stromdossier und der diesbezüglichen Zusammenarbeit mit der EU einen Schritt weiterzukommen sowie mittel- und längerfristig die Stromversorgungs- und Netzsicherheit in der Schweiz wirtschaftlich und nachhaltig sicherzustellen:¹

1. Es braucht eine umfassende Informationskampagne bezüglich der Dringlichkeit und Gefährlichkeit der Lage sowohl in Kreisen stromwirtschaftlicher Akteure, der Politik und Behörden, als auch in der breiten Öffentlichkeit.
2. Die relevanten stromwirtschaftlichen Akteure sind – unter höchster politischer Führung – an einen Runden Tisch zu bringen. Dort gilt es, Interessen zu konsolidieren und eine gemeinsame, nach aussen zu vertretende Position hinsichtlich einer Lösung für die Beziehungen zur EU im Stromdossier zu erarbeiten. Die Teilnehmenden werden verpflichtet, diese Position und die Massnahmen umzusetzen, einzuhalten und zu unterstützen.

¹ In Ergänzung zu nachfolgenden Punkten ist die Europäische Energiegemeinschaft (Energy Community) als Informationsaustauschpartner zu pflegen.



3. Es ist seitens Landesregierung sofort auf höchster diplomatischer Ebene Kontakt zur EU und insbesondere zu den mitbetroffenen Nachbarländern aufzunehmen, um dort den Verantwortlichen aufzuzeigen, dass eine baldige, nachhaltige und gute Lösung im Stromdossier für beide Seiten von grösstem Interesse ist. Die möglichen Mehrwerte, die die Schweiz in einen europäischen Strombinnenmarkt einbringen kann, sind aufzuzeigen und zu bewerben. Gleichzeitig sind die negativen Folgen für einzelne EU-Mitglieder bei einem Scheitern zu verdeutlichen.
4. Der Bundesrat ist dazu aufgefordert, einen hochrangigen Delegierten, etwa einen Staatssekretär, zu ernennen, der sich um das Stromdossier kümmert und sofort auf eine Übergangslösung mittels Interimsabkommen über Strom hinarbeitet.
5. Das Parlament ist in die skizzierten Abläufe permanent geeignet einzubinden.
6. Angesichts der zunehmenden Unterversorgung von Strom im Winter müssen Massnahmen definiert werden, die eine stabile Netz- und Versorgungssituation bis mindestens 2035 für den Fall ermöglichen, dass die Verhandlungen zum Interimsabkommen über Strom nicht erfolgreich abgeschlossen werden können. In einem ersten Schritt steht eine Verlängerung der Betriebsdauer (unter Einbindung der sicherheitsrelevanten KKW-Betreiber-Interessen) der bestehenden Kernkraftwerke im Fokus. Zudem ist der Ausbau der Stromproduktion mittels weitgehend CO₂-neutralen Gaskraftwerken zu initiieren.
7. Der Bundesrat, das EDA, das BFE sowie die ElCom unterstützen die bereits in Verhandlung befindlichen privatwirtschaftlichen Verträge zwischen ÜNB durch entsprechende flankierende Massnahmen bei ihren jeweiligen Gesprächspartnern.
8. Irrtümer und Falschannahmen im Entwurf des revidierten Energiegesetzes resp. des Stromversorgungsgesetzes sind zu korrigieren. Insbesondere der technologieoffene Zuwachs an Produktionskapazitäten (u.a. Gaskraftwerke) muss ermöglicht werden.

Sämtliche Bestrebungen müssen konsequent auf die Erreichung der übergeordneten und nötigen Ziele ausgerichtet werden. Nämlich: Der Abschluss eines Interimsabkommens über Strom zwischen der Schweiz und der EU, das Sicherstellen privatwirtschaftlicher Verträge zwischen Übertragungsnetzbetreibern als Fallback-Option sowie der strategische Aufbau des Selbstversorgungsgrads.

Grundlagendokument Stromsystem

Schweiz-Europa

Inhalt

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1. | Ausgangslage..... | 6 |
| 2. | Die Schweiz am Scheideweg..... | 8 |
| 3. | Optionen..... | 9 |
| 3.1 | Status quo..... | 10 |
| 3.2 | Autarkie..... | 10 |
| 3.3 | Privatwirtschaftliche Verträge zwischen ÜNB..... | 12 |
| 3.4 | Bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten..... | 14 |
| 3.5 | Interimsabkommen über Strom..... | 14 |
| 3.6 | Steigerung des Selbstversorgungsgrades..... | 16 |
| 4. | Fazit und Forderungen der Task Force «Elektrizität»..... | 19 |
| 5. | Anhang I: Systematische Bewertungs-Übersicht..... | 21 |
| 6. | Anhang II: Autarkie im Sinne der Stromversorgung..... | 23 |
| 7. | Anhang IV: Abkürzungsverzeichnis..... | 24 |



1. Ausgangslage

Die zuverlässige Versorgung der Schweiz mit Energie – insbesondere mit Elektrizität – zu angemessenen Preisen ist eine unerlässliche Voraussetzung für das Funktionieren und Wohlergehen der Gesellschaft und Wirtschaft. In Bezug auf die Elektrizität ist die Schweiz weitgehend auf ein eigenes Versorgungssystem angewiesen, insbesondere in der Produktion, Verteilung und im Netzbetrieb. Infolge der Klimaproblematik werden die fossilen Energien weiter an Bedeutung verlieren. Dadurch wird das Gewicht der Stromversorgung und des öffentlichen Netzes in Zukunft weiter zunehmen. Die Tatsache der wachsenden Anzahl Selbstproduzenten wird daran in absehbarer Zeit nichts ändern, jedoch die Anforderungen an das Netz grundlegend erhöhen.

Die Schweiz kennt seit langer Zeit einen technisch idealen Produktionsmix von elektrischer Band- und Regelenergie mit geringem CO₂-Anteil, erzeugt aus einheimischer Wasserkraft (Fluss- und Speicher-Kraftwerke) und mittels Kernkraftwerken. Gemäss der vom Volk verabschiedeten Energiestrategie 2050 soll die Kernkraft mittelfristig wegfallen und durch erneuerbare Energien (Wind, Photovoltaik, u.a.) ersetzt und allenfalls fehlende Energie mit Importen (zunehmend im Winter) oder eigenen Produktionskapazitäten aufgefüllt werden. Importe werden nicht im notwendigen Umfang zu bewerkstelligen sein, selbst wenn die Schweiz eine vollwertig anerkannte Teilnehmerin des EU-Binnenmarktes für Strom wäre. Umliegende Staaten werden in Zukunft wegfallende Erzeugnisse aus Kohlekraft (Deutschland) und Kernenergie (Deutschland & Frankreich) zu bewältigen haben. Diese wegfallende Grundlast wird mit erneuerbaren Energien nicht ohne Weiteres zuverlässig zu ersetzen sein. Nationale Prioritäten könnten somit dem erforderlichen Austausch mit Nachbarländern in Zeiten von Mangellagen im Wege stehen.

Die Schweiz gehört mit einem Ausstoss von 53g CO₂-aeq/kWh weltweit zu den saubersten Stromproduzenten. Im Vergleich dazu emittieren die europäischen Produzenten mit 560g CO₂-aeq/kWh (Deutschland 679g CO₂-aeq/kWh) weitaus mehr klimaschädliches CO₂. Somit verursacht die Schweiz in ihrer Eigenproduktion nur 10% pro kWh des CO₂-Ausstosses im Vergleich zum deutlich fossil-lastigeren Stromimport aus der Europäischen Union. Die heutigen, umfangreichen Stromimporte in den Wintermonaten verschlechtern allerdings den Verbrauchermix in der Schweiz auf 113g CO₂-aeq/kWh.²

Netztechnisch ist die Schweiz mit ihrem feinmaschigen, gut ausgebauten und international verknüpften Versorgungsnetz sehr gut in das europäische Verbundnetz integriert. Schon in den 1950er-Jahren hatte sie sich als europäischer Netzintegrator profiliert, indem ihre Überlandwerke damals aktiv den Netzausbau für den Stromaustausch im Interesse der Versorgungssicherheit mit den umliegenden Ländern förderten (Stern von Laufenburg).

Diese europäische Vernetzung hat schon damals wie heute grundlegend zur Versorgungssicherheit des Landes beigetragen. Von dieser Stromdrehscheibe haben alle profitiert, indem die Produktionswerke gut ausgelastet wurden und die Überlandwerke hohe Investitionen in Infrastruktur tätigen konnten. Letztlich hatten auch die Städte und Kantone (durch ausgeschüttete Dividenden und Schaffung von Arbeitsplätzen) wie auch die Bevölkerung (günstige und sichere Versorgung) aus diesem Stromaustausch erheblichen Nutzen ziehen können.

² vgl. Peiner u. Gilhawley, Partners Group Private Infrastructure: Analyse zum Schweizer Strom und der Versorgungssicherheit, S.9.

Heute ist die Netzgesellschaft Swissgrid verantwortlich für das nationale Übertragungsnetz (Betrieb, Unterhalt und Ausbau der Spannungsebenen 220kV und 380kV), den Systembetrieb (Regelung der Spannung und Frequenz) und die internationale Kooperation. Das Marktgeschehen des Stromaustausches mit angrenzenden Ländern funktioniert über das Netz der Swissgrid. Sie vertritt die Schweiz insofern in internationalen Gremien, sie verhandelt mit ihregleichen – den nationalen Netzbetreibern – in den umliegenden Ländern und hat regen Austausch sowohl mit den nationalen Regulatoren als auch mit den Behörden der EU. Die Regelung und Überwachung der nationalen Netze zum besten Nutzen des zusammenhängenden europäischen Stromsystems ist ein komplexer Vorgang mit unzähligen Gesetzen, Verordnungen und Regeln. Und es ist eine vielschichtige Aufgabe, die nur im internationalen Kontext zu bewältigen ist.

Obwohl die Schweiz also fester Teil des europäischen Stromnetzes ist und viel des mitteleuropäischen Stromes durch das Land fließt (Italien beispielsweise ist weitgehend abhängig von Stromflüssen durch die Schweiz), ist sie kein vollintegriertes und kein gleichwertiges Partnerland in den Augen der EU. Die Schweiz importiert und exportiert zwar Strom, vollwertigen Zugang zum europäischen Strombinnenmarkt (dem sogenannten FBMC, Flow Based Market Coupling) wird ihr aber nicht gewährt. Mit der flexiblen Wasserkraft könnte die Schweiz viel zur Regelung des süddeutschen Raumes und anderer Regionen beitragen, dies zum Nutzen aller. Die Schweiz ist jedoch aus diesem Teil des Marktes ganz ausgeschlossen. Weitere Ausschlüsse aus EU-Koordinationsprozessen gefährden zunehmend die Netzsicherheit nicht nur in der Schweiz, sondern auch in den angrenzenden ausländischen Regionen.

Bereits heute entstehen erhebliche Herausforderungen für Swissgrid. Durch die Ausschlüsse nehmen ungeplante Flüsse auf dem Netz der Swissgrid zu, und Swissgrid muss immer häufiger eingreifen, um das Netz stabil zu halten. Die Umsetzung des dritten Richtlinienpakets (Einführung von Flow Based Market Coupling, einem hocheffizienten Verfahren zur Vergabe von grenzüberschreitender Kapazität in allen Nachbarländern der Schweiz) und des Clean Energy Package (CEP) führt voraussichtlich zu einer Zunahme dieser bereits erheblichen ungeplanten Flüsse durch die Schweiz, zu erhöhtem Redispatch-Bedarf³ (mit steigenden Kosten und Fragen zur Verfügbarkeit von Redispatch) und zu einer potenziellen Verringerung der Importfähigkeit der Schweiz. Es kann erwartet werden, dass die Intensität der Herausforderungen für die Netzsicherheit bis 2025 und danach stark zunimmt. Damit sind mittelfristig die Versorgungssicherheit für die Schweiz, aber auch für unsere Nachbarregionen in der EU gefährdet und somit die Umsetzung der Energiestrategie 2050, die erhebliche Stromimporte im Winter voraussetzt. Die Europäische Kommission und ACER haben sich zudem hinsichtlich einer Teilnahme von Swissgrid an den Regelenergieplattformen und System Operations Regions (SOR) und den damit verbundenen Regional Coordination Centers (RCC), trotz ausgewiesenem Verständnis für die technischen Herausforderungen, schriftlich gegen Swissgrid und deren Teilnahme in entsprechenden Gremien positioniert.

Aufgrund der geographischen Lage der Schweiz und dem Umstand, dass bis zu 30% des in-nereuropäischen Stromflusses durch die Schweiz fließt, gibt es für unsere Nachbarländer kein stabiles Netz ohne eine koordinierte Zusammenarbeit mit der Schweiz. Ein möglicher Strommangel in der Schweiz hat nicht nur gravierende Auswirkungen auf die Schweiz sondern insbesondere auch auf die hochindustrialisierten Gebiete im süddeutschen Raum und in der Lombardei. Es gibt für die essenzielle europäische Nord-Süd Stromachse durch die Schweiz keine absehbaren Alternativen.

³ In einem Redispatchfall greift Swissgrid in den Kraftwerkseinsatz ein und weist einzelne Erzeugungseinheiten an, die Produktion hoch- bzw. zurückzufahren.

2. Die Schweiz am Scheideweg

Nach dem Scheitern des Rahmenabkommens ist die zeitnahe und vollständige Integration der Schweiz in den europäischen Binnenmarkt mittels Stromabkommen wohl zurzeit nicht realistisch. Bezüglich des weiteren Vorgehens bei der schweizerisch-europäischen Beziehung besteht Unklarheit und Unsicherheit. Dass die EU kein Verständnis für die Schweizer Positionen hat, und bereit ist, ihre Machtposition strategisch auszuspielen, hat sie bereits mehrfach bewiesen. So positioniert sich die EU-Kommission hinsichtlich einer Teilnahme von Swissgrid an verschiedenen Kooperationen und Koordinationsprozessen trotz ausgewiesenem Verständnis für die technischen Herausforderungen schriftlich gegen Swissgrid.⁴ Die Umsetzung des dritten Richtlinienpakets (Einführung des FBMC in allen Nachbarländern der Schweiz) und des Clean Energy Packages führt voraussichtlich zu einer Zunahme von ungeplanten Flüssen, zu erhöhtem Redispatch-Bedarf (mit steigenden Kosten und Verfügbarkeitsfragen) und zur Verringerung der Importfähigkeit der Schweiz.

Mangels rechtskräftigem Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU bemüht sich Swissgrid, privatrechtliche Verträge mit EU-Übertragungsnetzbetreibern abzuschliessen. Sie sollen mindestens die Netzsicherheit der Schweiz garantieren und sehen die Übernahme von zwingend erforderlichen Regeln des dritten Richtlinienpakets vor. Die Verhandlung dieser Verträge gestaltet sich allerdings zunehmend aufwändig und schwierig. Ihr Gelingen ist ungewiss, da wesentliche Fragen (u.a. Kostentragung, Streitbeilegung, Haftungsfragen) noch nicht geklärt wurden. Selbst bei einem erfolgreichen Abschluss der Verträge verbleiben erhebliche Ineffizienzen. Zusätzlich erforderliche Schnittstellen und Systeme erhöhen die operativen Risiken.

Die nationale Umsetzung dieser Verträge in Form des neuen Transmission-Codes (als Teil der Synchronous-Area-Framework-Agreement-Umsetzung) ist zwar auf gutem Weg, wesentliche Fragen (u.a. Kostentragung) stossen aber auf erhebliche Bedenken seitens der grossen international tätigen Stromunternehmen der Schweiz. Die rechtliche und operative Umsetzung dieser Massnahmen bringt zusätzliche Komplexität für Swissgrid. Daher stellen privatrechtliche Vereinbarungen unter Übertragungsnetzbetreibern langfristig keinen adäquaten Ersatz für ein Stromabkommen dar. Ein vollständiger Strommarktzugang kann mittels privatrechtlicher Verträge nicht erreicht werden. Potenziell lukrative europäische Märkte und mit der Marktkopplung verbundene Effizienzgewinne entfallen für die Schweiz (mit ebenfalls negativen Folgen für die EU), so dass die flexible Schweizer Wasserkraft ihre Bedeutung für Europa einbüsst, zumal Länder wie Norwegen dieses Potenzial erkannt haben und zu nutzen beginnen.

In der momentanen Situation droht für Swissgrid ein weitgehender Ausschluss aus ENTSO-E, so dass eine Einflussnahme auf die europäischen Methoden und Prozesse zunehmend schwieriger wird. Bisher erfolgreich genutzte politische Gefässe wie das Pentalaterale Energieforum (PLEF), in dem die Schweiz Sitz und Stimme hat, werden angesichts der zunehmenden Zentralisierungstendenzen der EU marginalisiert.

Die EU hält nach wie vor an den Zielen fest, die sie mit der Vollendung des Binnenmarktes verknüpft, trotz momentaner wirtschaftlicher Unsicherheiten. Zusätzlich schafft sie neue Herausforderungen mit dem geplanten «Green Deal».

⁴ Beispiel: Bei der TERRE-Plattform für Tertiärregelenergie hat die Kommission bislang keinen Entscheid zur Teilnahme von Swissgrid getroffen, übt aber sehr starken Druck auf Swissgrid und die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO) aus, um Swissgrid die unter den TSO vertraglich vereinbarte Teilnahme zu verweigern; Swissgrid hat trotz dieses Widerstands am 8. Oktober 2020 die Plattform live geschaltet. Die EC reagiert mit Verfahrensdrohungen gegen die EU-TSO und Mitgliedsstaaten.

3. Optionen

Nachfolgend werden sechs Optionen beschrieben, die für eine Lösung der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Herausforderungen infrage kommen. Jede Option wird nach einer Reihe von Kriterien bewertet.⁵ An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Verfasser:innen dieses Papiers grundsätzlich für ein umfassendes Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU plädieren. Politische Anstrengung zur Vollintegration der Schweiz in den europäischen Strommarkt mit der Bereitschaft seitens der Schweiz zur einseitigen umfassenden Übernahme von EU-Regularien wäre für sämtliche Parteien und unter der Berücksichtigung aller Aspekte die beste Lösung. Die Verfasser:innen anerkennen jedoch die Realität und stellen fest, dass ein umfassendes Stromabkommen im momentanen Umfeld nicht realisierbar ist. Zu sehr wurde diese Art von Abkommen an den erfolgreichen Abschluss eines institutionellen Abkommens gekoppelt.

Es muss das längerfristige Ziel sein, eine Vollintegration der Schweiz in den europäischen Strommarkt mit einem sektoriellen Abkommen zu erreichen. Dabei unterstützt Kompass / Europa eine dynamische Rechtsübernahme sowie eine Unterstellung unter den EuGH in diesem Sektor – so wie wir es in anderen Sektoren (z.B. Schengen/Dublin oder Luftfahrt) ebenfalls tun. Kompass / Europa bleibt optimistisch, dass die EU-Kommission unter Einfluss der betroffenen Nachbarstaaten den gemeinsamen Nutzen eines solchen Vertrages auch ausserhalb eines Rahmenabkommens schlussendlich erkennen wird. Die Dringlichkeit der Situation bedarf aber alternativer Strategien welche nachfolgend ausgeführt werden.

| Option | Beschreibung | Beurteilung |
|---|--|---|
| Status quo | <ul style="list-style-type: none"> - Es werden keine Bestrebungen zur Änderung der Situation vorgenommen - Die für die Stromversorgung und Versorgungssicherheit relevanten Prozesse laufen in der Schweiz und der EU weiter auseinander | <ul style="list-style-type: none"> - Klar keine Option - Entspricht jedoch der momentanen Realität |
| Autarkie | <ul style="list-style-type: none"> - Investitionsoffensive zur Sicherung der Produktion und Netzsicherheit - Ausbau Produktion (inkl. Gaskraftwerke) und Netze | <ul style="list-style-type: none"> - Volkswirtschaftlich und klimapolitisch kaum zu verantworten - Würde der Schweiz allerdings Handlungsfreiheit verschaffen |
| Privatwirtschaftliche Verträge zwischen ÜNB | <ul style="list-style-type: none"> - Verträge mit benachbarten ÜNB zur Sicherstellung eines Minimums an Netzsicherheit | <ul style="list-style-type: none"> - Kein Strombinnenmarktzugang - Genehmigung seitens der EU-Regulatoren nötig - Ineffiziente Option - Risiken sind gegeben durch zusätzliche Schnittstellen |
| Bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten | <ul style="list-style-type: none"> - Die Schweiz schliesst jeweils einen bilateralen Vertrag mit einem Nachbarstaat zur Übernahme wesentlicher EU-Regularien ab | <ul style="list-style-type: none"> - Hohe Hürden seitens der EU sind zu erwarten - Nur als Übergangslösung machbar |
| Interimsabkommen über Strom | <ul style="list-style-type: none"> - Übergangslösung auf der Basis eines technischen Stromabkommens inkl. Akzeptanz verlangter und notwendiger (institutioneller) EU-Regelungen | <ul style="list-style-type: none"> - Prüfwürdige Option - Akzeptanz seitens der EU fraglich |
| Steigerung des Selbstversorgungsgrades | <ul style="list-style-type: none"> - Tägung gezielter, strategischer Investitionen - Ausbau der Produktion mittels Gaskraftwerken | <ul style="list-style-type: none"> - Verlangt ein rasches und entschlossenes Handeln - Verschafft der Schweiz Handlungsspielraum und ein höheres Mass an Versorgungssicherheit |

⁵ Eine systematische Bewertungs-Übersicht ist im Anhang I zu finden.



3.1 Status quo

Die Schweizer Politik muss nach der folgerichtigen Beerdigung des Rahmenabkommens neue Ansätze in Bezug auf ein notwendiges Stromabkommen mit der EU suchen, um die Versorgungs- und Netzsicherheit langfristig zu gewährleisten. Es ist ein gängiger Irrglaube, dass Nichtstun eine valable Option ist und dadurch der (momentan noch funktionierende) Status Quo aufrechterhalten werden kann. Da sich die EU-Regularien permanent ändern und angepasst werden, kann die Schweiz nicht einfach belanglos so weitermachen wie bisher. Der heutige Zustand ist instabil und wird mit Sicherheit in einigen Jahren in dieser Form nicht mehr bestehen.

Wir sind überzeugt, dass die Schweiz binnen 3-5 Jahren zu einem konstruktiven Abkommen mit der EU gelangen kann, das den Zugang zum europäischen Binnenmarkt für die Schweiz regelt. Die Ausformulierung und Anpassung eines entsprechenden Abkommens würde mit grosser Wahrscheinlichkeit weitere zwei Jahre Zeit beanspruchen. Im Falle eines erfolgreichen Abschlusses ist mit einer Implementierungszeit von weiteren zwei Jahren zu rechnen. Das heisst unter diesem betrachteten Szenario ist frühestens in sieben bis neun Jahren mit einem für den Strombinnenmarkt relevanten Abkommen Schweiz-EU zu rechnen. In Anbetracht der prekären Situation eine zu lange Dauer.

Ausblick

Die Risiken in puncto Versorgungssicherheit sind nicht einfach abschätzbar, aber mit Sicherheit sehr hoch. Der Stress auf das Stromversorgungssystem nimmt kontinuierlich zu. Die Gefahr eines Blackouts in der Schweiz und im umliegenden Ausland steigt massiv. Die Schweizer Politik und Behörden lassen eine klare Positionierung vermissen. Mit der momentanen Vorgehensweise verschwenden sie Zeit bei der Suche nach effektiv gangbaren Lösungen zugunsten einer notwendigen Versorgungs- und Netzsicherheit.

Die Beibehaltung des Status quo ist keine echte und seriöse Option. Die Tatsache, dass seitens Politik kein Plan B für die Zeit ohne Abschluss des Stromabkommens existiert, spannt die Situation zusätzlich an. Generell ist somit unter momentan vorherrschenden Bedingungen mit grösseren Unsicherheiten in der Versorgung und Netzstabilität (insbesondere im Winter) sowie mit höheren Strompreisen in Zukunft zu rechnen. Die Schweizer Verhandlungsposition darf nicht in einer Art Paralyse verharren. Der Handlungsbedarf ist bereits immens und wird mit zunehmend verstreichender Zeit noch grösser.

3.2 Autarkie

In der Politik wird zunehmend diskutiert, ob die Schweiz nicht energieautark werden kann und soll, um dem politischen Druck der EU zu entgehen. Autarkie im Sinne der Stromversorgung⁶ bedeutet, zu jedem Zeitpunkt genügend Leistung und Energie zur Verfügung zu haben, um den Bedarf der Konsument:innen zu decken und die spezifizierten Netzgrössen wie Frequenz, Spannungsbereich, etc. einzuhalten. Dazu müssen genügend Reservekapazitäten und -energie bereitgestellt werden, um auch Ausfälle des grössten Produktionswerkes zu ersetzen.

In der Schweizer Elektrizitätsversorgung herrscht heute über einen definierten Zeitraum (beispielsweise ein Jahr) betrachtete bilanzielle Autarkie, die nichts über die momentane Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt aussagt. Die Versorgungssicherheit wird hier durch Produktion, Tauschverträge, Importe und Exporte gewährleistet. Im Schweizer Netzbetrieb ist hingegen eine lastgerechte Autarkie notwendig: Das System muss immer – im Rahmen eng gesetzter Grenzen – im Gleichgewicht von Frequenz und Spannung gehalten werden. Dabei sind Überlastungen von Netzelementen zu vermeiden, um (n-1)-Verletzungen⁷ zu verhindern. Dazu

⁶ Eine detaillierte Beschreibung zum Thema Autarkie im Sinne der Stromversorgung siehe Anhang II.

⁷ Mit dem Kriterium (n-1)-Verletzungen betreiben weltweit ÜNB ihre Übertragungsnetze. Das System wird so betrieben, dass ein Ausfall eines Netzelementes jederzeit ohne Schwierigkeiten betrieblich aufgefangen werden kann.



werden Regelreserven definiert, die bei Abweichungen eingesetzt werden. Deren Dimensionierung ist für die Schweiz berechnet, wird aber im Ernstfall zu einem grossen Teil aus dem europäischen Verbund bezogen; für den Ausfall von Leibstadt oder Gösgen würde die Schweiz auf Reserven aus der EU zurückgreifen. Netzsicherheitsrechnungen erfolgen immer im europäischen Verbund.

Die Folgen einer allfälligen vollständigen Trennung vom europäischen Verbundnetz lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Betriebsmittel für Frequenz- und Spannungshaltung

- Zu berechnender Einsatz von Phasenschiebern und HGÜ-Kurzkupplungen zur Flusssteuerung. Hierzu stellen sich Fragen der Verfügbarkeit der Geräte (internationale Lieferungen) und Kosten (eine Reihe von Phasenschiebern wäre notwendig, Kosten ca. CHF 60 Millionen pro Stück).
- Die Dimensionierung von Regelleistung und -energie muss ohne Einbezug von EU-Reserven erfolgen, daher sind zusätzliche Kapazitäten nötig (Beispiel Ausfall Leibstadt); die allenfalls zu verwendenden Wasserkraftwerke können zur Versorgung und als strategische Reserve verwendet werden.
- Die bisher gegebene und gut funktionierende Notunterstützung durch ausländische ÜNB entfällt.

Neue Betriebskonzepte

- Die Koordination von Produktion, Netzbetrieb und Flexibilitätseinsatz muss auf eine vollständig veränderte Basis gestellt werden, die allenfalls auf einen zentralen Dispatch durch Swissgrid hinausläuft. Hierdurch wird die bisherige ökonomische Freiheit der Produzenten erheblich eingeschränkt.
- Die Planung für Ausserbetriebnahmen wird deutlich anspruchsvoller und ist allenfalls in die langfristige Netzplanung einzubeziehen.
- Für die Modellierung und Simulation des Netzzustandes ist der Aufbau eigener Tools erforderlich. Derzeit sind die entsprechenden Netz-Sicherheitsrechnungen und Koordinationsprozesse auf die europäische Zusammenarbeit abgestellt.

Versorgungssicherheit

- Eine Autarkie der Stromproduktion benötigt einen massiven Zubau erneuerbarer Energien, falls gleichzeitig die begrenzte Laufzeit der Kernkraftwerke aufrechterhalten wird. Dies ist auf der Zeitachse unrealistisch und genügt vermutlich nicht.⁸
- Winterproduktion +10TWh: Laut Aussagen u.a. der ECom und verschiedener Studien ist eine Kombination von umfangreichen Massnahmen (saisonale Speichermöglichkeiten, Sektorkopplung, 3-5 Gas-Kraftwerke, CO₂-Kompensation und -Sequestrierung; Einsatz von Kraft/Wärmekopplung, Fuel Cell H₂-Technologien für Heizungen und Stromproduktion, Pumpen in der Winternacht mit ausländischem Strom; andere, neue Technologien) erforderlich. Dies führt zu hohen Kosten, Effizienzverlusten durch fehlende Synergieeffekte, allenfalls einer Verschlechterung der CO₂-Bilanz, sowie zu neuen Importabhängigkeiten aufgrund der zusätzlichen benötigten Ressourcen ausserhalb des Stromsystems.
- Es ist ebenfalls zu prüfen, ob ein zusätzlicher Ausbau im Übertragungs- und Verteilnetz erforderlich ist, da der Ausbau des Übertragungsnetzes historisch auf

⁸ Sollen die Kernkraftwerke deutlich länger als bislang vorgesehen betrieben werden, muss die Verfügbarkeit von Brennstäben, Ersatzteilen, und Wartungspersonal sichergestellt werden, was derzeit ebenfalls grösstenteils aus dem Ausland geschieht.



Import/Export/Transit ausgerichtet ist. Neu ist der Netzausbau hinsichtlich Lastflusssteuerbarkeit zu optimieren und zu erweitern.

- Auch die geplante strategische Reserve ist voraussichtlich unzureichend dimensioniert. Hier stellen sich Fragen hinsichtlich des Einsatzes anderer Technologien.

Summarisch lassen sich die Folgen in den genannten Bereichen wie folgt zusammenfassen:

- Massiver Ausbau der Erzeugung, je nach Technologie auch mit Folgen für die CO₂-Bilanz.
- Vermutlich weitgehender Ausbau der Infrastruktur (mit Fragen der Verfügbarkeit der Komponenten).
- Gewährleistung von Zugriff auf Technologie, Komponenten, Ersatzteile, Brennstoffe zwingend notwendig.
- Allenfalls weitgehender Verlust der unternehmerischen Eigenständigkeit der Produzenten.
- Anspruchsvollere und damit fehleranfälliger Prozesse.
- Anspruchsvolle Bewilligungspraxis für die notwendige Infrastruktur.

Alle Massnahmen haben aufgrund der erforderlichen Investitionen erhebliche Kostenfolgen und resultieren in einer massiven dauerhaften Steigerung der Strompreise.

Ausblick

Die Umsetzung einer stromautarken Schweiz dauert sehr lange. Zudem ist ein solches Ziel sehr ambitioniert. Auf dem Weg zur Realisierung dieses Szenarios ist die Versorgungssicherheit extrem tief, da die angestrebte Autarkie erst im Endzustand erreicht wird. Falls dieses Ziel erreicht wird, ist die Versorgungssicherheit jedoch sehr hoch.

Dieses Szenario birgt hohe Risiken, ist CO₂-kritisch, nicht kompatibel mit der Energiestrategie 2050, ausgesprochen teuer, und bedingt allenfalls neue Importrisiken für die benötigten Brennstoffe. Hinzu kommen grosse politische Hürden. In Anbetracht der immensen Herausforderungen ist die Autarkie bei der Stromversorgung für die Schweiz praktisch kaum umsetzbar und daher nicht wirklich eine valable Option.

3.3 Privatwirtschaftliche Verträge zwischen ÜNB

Als Alternative zu staatsvertraglichen Abkommen (wie einem Stromabkommen) könnten privatrechtliche Verträge dienen, die beispielsweise bilateral oder multilateral zwischen Übertragungsnetzbetreibern abgeschlossen werden. In der Tat hat Swissgrid bereits eine Vielzahl solcher Verträge abgeschlossen. Sie regeln u.a. Datenaustausch, Aushilfen in kritischen Situationen, Koordinationsfragen etc.

Momentane Situation

Swissgrid konnte bisher mit vertraglichen Vereinbarungen die unbedingt nötigen Kooperationen auf technischer Ebene sichern. Der Abschluss und die Implementierung der zur Übernahme von Regeln des dritten Richtlinienpakets erforderlichen privatrechtlichen TSO-TSO-Verträge (u.a. Synchronous Area Framework Agreement, SAFA) gestaltet sich jedoch zunehmend aufwendiger und schwieriger. Dies gilt erst recht für gemäss «Clean Energy Package» (CEP) ebenfalls notwendige weitere privatrechtliche TSO-TSO-Verträge (u.a. 70%-Klausel, RCC). Ihr Gelingen ist ungewiss, da wesentliche Fragen (u.a. Kostentragung, Streitbeilegung, Haftungsfragen) noch nicht geklärt wurden. Selbst bei einem erfolgreichen Abschluss der Verträge

verbleiben erhebliche Ineffizienzen. Weitere Schnittstellen und Systeme bedingen zusätzliche operative Risiken.

Bisher sind folgende übergeordnete Vereinbarungen abgeschlossen oder in Verhandlung:

- Swissgrid hat bereits einen Grundlagenvertrag (SAFA) zur Übernahme bestimmter netzsicherheitsrelevanter Prozesse gemäss System Operation Guideline (SOGL) abgeschlossen
 - mit ElCom abgestimmte teilweise Übernahme von EU-Recht;
 - Sonderregelungen und Ausnahmen für Swissgrid; im Gegenzug Verpflichtung zu (kostenpflichtigen) Beiträgen für die kontinentaleuropäische Netzsicherheit (Redispatch);
 - Umsetzung in der Schweiz durch neuen Transmission Code (Branchendokument ist publiziert, Implementierung läuft).
- Weitere TSO-TSO-Verträge zur Inklusion in der EU gesetzlich vorgeschriebener Prozesse (u.a. Kapazitätsberechnungsmethoden, Countertrading und Redispatch, Kostentragung, regionale Sicherheitskoordination)
 - Diese technischen Lösungen sind komplex, ineffizient, risikobehaftet
 - Zusätzliche Ressourcen sind bei Entlastungsmassnahmen (u.a. Redispatch) erforderlich
 - Massiver Aufwand bei Swissgrid
 - Offene Fragen bezüglich Kostentragung, Haftung und Streitbeilegung; weitere schleichende Übernahme von EU-Recht
 - Alle beteiligten TSO und NRA müssen genehmigen
 - Netzsicherheit teilweise in den Händen ausländischer TSO

Bewertung seitens der EU

Im Hinblick auf die Stromversorgungssicherheit hat die EU zunehmend Hürden für derartige Verträge eingeführt. EU-Netzbetreibende unterliegen einem definierten Regelwerk und entsprechender Aufsicht durch nationale oder EU-Behörden. Swissgrid unterliegt diesem Regelwerk nicht, und die entsprechenden EU-Behörden haben keine Durchgriffsmöglichkeit. Für die Netzsicherheit kritische Verträge zwischen EU-Netzbetreibenden und Drittstaaten-Netzbetreibenden bedürfen daher der Genehmigung aller beteiligten, europäischen Regulatoren. Zusätzlich erforderliche Schnittstellen, bspw. durch die parallel nötigen, aber unterschiedlichen Prozesse an EU- und Schweizer Grenzen, bedingen zusätzliche operative Herausforderungen.

Ausblick

Ein vollständiger Binnenmarktzugang kann mittels privatrechtlicher Verträge nicht erreicht werden. Allenfalls ist ein teilweiser Marktzugang denkbar. Es ist zu bezweifeln, dass die EU und ihre Organe sich ohne Weiteres und ganz ohne Druck der Schweiz auf solche Verhandlungen einlassen. Allenfalls könnte nun, nach dem Scheitern der Verhandlungen zum Rahmenabkommen, die EU auf einen solchen Weg der Vernunft ansprechen.

In der jetzigen Situation ist allerdings zu erwarten, dass die EU diese Verhandlungen nur noch für zwingend notwendige Netzsicherheitsthemen zulässt. Entsprechende Verträge könnten allenfalls im Interesse Italiens und als Übergangslösung implementiert werden. Der aus EU-Sicht weiterhin erforderliche Nachvollzug der Weiterentwicklung der EU-Regeln bleibt schwierig zu lösen. Der Weg über privatrechtliche Verträge ist allenfalls – und dies auch nur bei optimistischer Betrachtung – eine Übergangslösung, die mit hohem Aufwand und hohen Hürden für die Umsetzung verbunden ist.



3.4 Bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten

Staatsvertragliche Abkommen im Energiebereich zwischen EU-Mitgliedsstaaten und Drittländern sind per Gesetz⁹ in der EU nur äusserst eingeschränkt durchführbar. Neben einer Notifizierungspflicht ist eine Ex-ante-Prüfung durch die EU-Kommission vorgesehen. Ein solches Abkommen muss mit EU-Recht vereinbar sein und stellt daher eine starke Beschränkung des völkerrechtlichen Handlungsspielraums der EU-Mitgliedstaaten (und auch der Schweiz) im Energiebereich dar. Es ist regelmässig zu überprüfen.

Trotz dieser Hürden wäre denkbar, dass die Schweiz zur Inklusion in bestimmte EU-Prozesse versucht, derartige Verträge mit bspw. Frankreich, Deutschland oder Italien abzuschliessen. Das wäre entweder ein «normaler» Staatsvertrag mit parlamentarischer Genehmigung (mind. ein bis zwei Jahre Genehmigungsprozess), oder ein «Bagatellvertrag» in der Kompetenz des Bundesrates für «internationale Vereinbarungen, die in den Anwendungsbereich des StromVG fallen», wenn der Regelungsgehalt von beschränkter Tragweite ist (Art. 24 StromVG). Diesfalls entfällt die innerparlamentarische Genehmigung.

Aber die Praxisbeispiele zeigen, dass das Parlament mit dieser Bestimmung den Bundesrat an der kurzen Leine halten will. Ein Mittelweg wäre eine vorläufige Anwendung eines normalen Staatsvertrages, wenn «die Wahrung wichtiger Interessen der Schweiz und eine besondere Dringlichkeit es gebieten» (Art. 7 b Abs. 1 RVOG).

Ausblick

Diese Lösung ist aus heutiger Sicht nur als Übergangslösung umsetzbar, mit hohen Hürden seitens der EU. Sie ist nur mit festem Willen und einem entsprechenden Engagement durch die Schweizer Politik auf internationalen Ebenen machbar. Erforderlich ist also eine einheitliche Schweizer Position mit klarer Zielsetzung. Um diese dann durchzubringen, bedarf es – in Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten – eines starken Lobbyings in Brüssel.

3.5 Interimsabkommen über Strom

Nach bisheriger Erkenntnis umfasste der Entwurf für ein Stromabkommen die Umsetzung des dritten EU-Richtlinienpakets mit Stand etwa 2018. Nicht adressiert sind:

- Weiterentwicklungen/Implementierungen des 3. Richtlinienpakets in Form der Network Codes (mit zum Teil widersprüchlichen Regeln, die teilweise durch das SAFA adressiert werden);
- relevante Regelungen des CEP;
- institutionelle Fragen;
- allfällig relevante Themen aus dem «Green Deal».

Angesichts der inhaltlichen und zeitlichen Herausforderungen muss eine sektorielle Erweiterung des «Bilateralismus» in Erwägung gezogen werden. Eine solche wäre bspw. eine «stand-alone»-Übergangslösung mit zeitlicher Befristung, die die akuten Herausforderungen des Stromsystems lösen könnte. Ein Interimsabkommen über Strom könnte die relevanten Bestimmungen sowohl des dritten Richtlinienpakets als auch des CEP umsetzen. Spezialfragen (bspw. des Beihilferechts bei Wasserkraftförderung oder der Langfristverträge) wären gelöst. Zielbild ist eine weitgehende Netz- und Marktintegration Schweiz-EU.

⁹ BESCHLUSS (EU) 2017/684 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. April 2017 zur Einrichtung eines Mechanismus für den Informationsaustausch über zwischenstaatliche Abkommen und nicht verbindliche Instrumente zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern im Energiebereich, und zur Aufhebung des Beschlusses Nr. 994/2012/EU.



Ein solches Interimsabkommen müsste demnach grundsätzlich folgende Elemente enthalten:

- Teile des blockierten Stromabkommens; als wichtigste Elemente wären zu nennen
 - ein «CACM Counterparty Agreement» – regelt die Aufnahme in die Netzsicherheitsprozesse;
 - ein «EBGL Counterparty Agreement» – regelt die Aufnahme in die Regelenergieplattformen;
 - Anpassung der bisherigen NTC-basierten LTC-Lösung auf Flow Based Market Coupling;
- wesentliche Elemente des CEP und des Green Deal, die für die Netzsicherheit relevant sind, hierbei wichtigste Elemente wären
 - Art. 16 (70% minimum Remaining Available Margin [minRAM] der Electricity Regulation 2019/943);
 - Regelungen zur adäquaten Berücksichtigung der Schweiz in den System Operation Regions [SOR] und Regional Coordination Centres [RCC];
 - Fortsetzung der Vollmitgliedschaft bei ENTSO-E, Aufnahme in entsprechende weitere Gremien wie bspw. ACER;
- Institutionelle Regeln;
- Lösungen für allfällige Beihilfe- und Governance-Fragen, bei denen EU-Recht von Schweizer Recht abweicht.

Das Interimsabkommen über Strom wäre für eine definierte Übergangszeit gültig, bis das weitere Vorgehen hinsichtlich einer langfristigen Lösung klar ist. Weitere Elemente aus dem CEP/Green Deal wären parallel auszuhandeln.

Regelung institutioneller Fragen beim Interimsabkommen über Strom

Zu klären sind diejenigen institutionellen Fragen, die sich im Strombereich stellen, sowie allfällige andere Sektoren, die von möglichen Lösungen im Strombereich betroffen sein könnten. Relevant sind bspw. Regelungen für die Streitbeilegung. Grundsätzlich ist zu klären, wer Regeln definiert, wer sie überwacht, und wer über ihre «richtige» oder «falsche» Anwendung entscheidet. Wichtig ist auch die Frage, in welchem Umfang eine von der EU geforderte dynamische Rechtsübernahme erfolgen soll, und welche Retorsionsmassnahmen die jeweils andere Vertragspartei vorsehen kann, wenn die Übernahme bestimmter Regeln nicht erfolgt. Zu klären ist insbesondere auch eine mögliche Rolle des EuGHs oder eines Schiedsgerichts.

Eine möglicherweise akzeptable Regelung findet sich im Zollsicherheitsabkommen (ZSA) von 2009. Das ZSA regelt u.a. Fragen des Warentransits durch die Schweiz. Hierbei kommt ein einfaches Streitbeilegungsverfahren zu Anwendung. Die Angemessenheit von getroffenen Ausgleichsmassnahmen wird im Rahmen des ZSA nämlich nicht durch den EuGH, sondern durch ein unabhängiges Schiedsgericht überprüft. Der EuGH spielt darin keine Rolle.

Mögliche strittige Fragen beim Interimsabkommen über Strom

Um eine gewisse Dynamisierung der Rechtsübernahme wird die Schweiz kaum herumkommen – netzsicherheitsrelevante Veränderungen sollten einerseits von der Schweiz mitbestimmt werden können, andererseits braucht es konsistente Regeln auch in Drittstaaten. Man könnte und müsste wohl diese im Grundsatz akzeptieren, es sei denn, gewichtige vitale Interessen sind betroffen. In diesem Fall könnte man Ausnahmen aushandeln, wie beim Schengener Abkommen, als die Schweiz im Bereich der direkten Steuern (Einkommenssteuern) eine zeitlich unbefristete Ausnahmeregelung ausgehandelt hat, die das Bankgeheimnis auch für die Zukunft vertraglich absicherte.



Grundsätzlich ist der Standpunkt von Kompass / Europa, dass bereits bei einem Interimsabkommen eine dynamische Rechtsübernahme sowie die Unterstellung unter den EuGH in Kauf genommen werden kann.

In einem Abkommen sind diesbezüglich (auch mit den Kantonen) Fragen zu adressieren, die Subventionen oder Beihilfen behandeln, bspw. die Förderung der Wasserkraft. Konkret betreffen bisher bekannt gewordene Fragen der EU die Konzessionsvergabe, Regeln der Besteuerung von Verteilnetzbetreibern, die Dauer der LTC-Übergangsregeln, sowie Fragen im Umweltbereich. Allfällige Herausforderungen in der Umsetzung des CEP und des Green Deal wurden bislang noch nicht tiefergehend analysiert.

Ausblick

Die Unterzeichnung eines separaten, von den Verhandlungen rund um ein Rahmenabkommen losgelösten Stromabkommens, wurde seit 2012 von der EU konsequent abgelehnt. Nach dem Scheitern des Rahmenabkommens liess Brüssel verlauten, dass die EU momentan nicht an der Unterzeichnung sektorieller Marktzugangsabkommen interessiert ist. Aufgrund der Dringlichkeit der Lage und der zunehmenden Risiken – sowohl auf Schweizer wie auch europäischer Seite – besteht die Möglichkeit, dass die EU gegebenenfalls an einem Interimsabkommen über Strom interessiert wäre. Um erfolgreich ein solches Abkommen zu lancieren und zu verhandeln, müsste die Schweizer Politik schnellstens in vorbildlich abgestimmter, einheitlicher Weise Haltung und Engagement zeigen.

3.6 Steigerung des Selbstversorgungsgrades¹⁰

Wie oben aufgezeigt wurde, sind sowohl eine vollständige Integration der Schweiz in den europäischen Strombinnenmarkt mittels Stromabkommen wie auch eine komplett autarke Stromproduktion und Netzsicherheit eher unrealistische Optionen. Es verbleibt einerseits die Möglichkeit, auf dem diplomatischen Weg im Schulterschluss mit europäischen (Nachbar-)Staaten nach beidseitig erstrebenswerten Lösungen zu suchen und auf diesem Weg an Verträge und Interimsabkommen zu gelangen, dies mit dem Ziel, drohende Risiken und Herausforderungen bei der Schweizer Stromversorgungssicherheit kurz- und mittelfristig abzufedern resp. zu bewältigen. Andererseits besteht die Option, den Schweizer Selbstversorgungsgrad zu steigern und auf diesem Weg die Durchhaltefähigkeit und Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Um eine Erhöhung der Versorgungssicherheit zu erreichen, gilt es zwei Massnahmen zu ergreifen:

1. Ein Zubau wetterunabhängiger Kapazitäten, sozusagen als «Versicherung», ist notwendig. Um diesen Zubau zu ermöglichen, wäre die Förderung von neuen Kraftwerken über einen Kapazitätsmechanismus wünschenswert.
2. Die Betriebsdauer der bestehenden Kernkraftwerke ist zu verlängern, solange ein sicherer Betrieb gewährleistet werden kann.

Für die Erfüllung der ersten Massnahme bietet sich der Zubau von flexibler Energieproduktion in Form von Gaskraftwerken an. Gaskraftwerke zeichnen sich durch kurze Bauzeiten (2-3 Jahre ohne vorgängige Genehmigungsprozesse), geringere Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Technologien, hohe Betriebsflexibilität (Betriebsbereit in ca. 30 Minuten) und eine Vielzahl von inhärenten CO₂-Kompensationsoptionen (z.B. alternative grüne Brennstoffe, Wasserstoff oder Carbon Capture) aus. Gaskraftwerke könnten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere im Winterhalbjahr, leisten und würden die Umsetzung der Energiestrategie 2050 unterstützen. Allerdings müssten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass ein rentabler Betrieb möglich ist. Zwei wesentliche Aspekte dabei sind die CO₂-Kompensationsvorschriften und die Vergütung einer Kapazitätsvorhaltung, welche momentan regulatorisch nicht vorhanden ist. Zu klären wäre auch, ob

¹⁰ Die Ausführungen in diesem Unterkapitel basieren auf der Studie von Peiner u. Gilhawley, Partners Group Private Infrastructure: Analyse zum Schweizer Strom und der Versorgungssicherheit.

diese Kraftwerke am Markt teilnehmen oder ausschliesslich zu Reservezwecken dienen. Fragen der Gasversorgung und -speicherung sind ebenfalls seriös zu klären.

Der Zubau von Gaskraftwerken hängt massgeblich von drei erfolgskritischen Faktoren ab: der Standort, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit.

Bezüglich geeigneter Standorte für den Bau von Gaskraftwerken sind die Anbindungen an das Hochspannungsnetz (220/380kV) sowie an das Gasnetz (Hochdruckleitung) massgebend. Als Standort würde sich insbesondere Mühleberg eignen (jedoch mit Wiederaufnahme des Projekts Mühleberg-Romanel), sowie die KKW-Standorte Gösgen und Leibstadt. Weitere geeignete Standorte könnten Mathod (Romandie/Nähe Romanel), Breite, Mettlen und Asphard sein. Aus netztechnischer Sicht wären eher sechs anstelle von drei Standorten zu bevorzugen, jeweils mit Kraftwerken kleiner als 1 GW. Bei einer Begrenzung der Leistung auf ca. 450-500 MW pro Standort könnten weitere Standorte von Interesse sein, die z.B. Anschluss an das 220 kV-Netz ermöglichen. Entsprechende Untersuchungen müssten diesbezüglich angestellt werden.

Der Bau und der Betrieb von Gaskraftwerken müssen auch wirtschaftlichen Anforderungen standhalten. Um geeignete Investoren für solche Anlagen zu finden und die Finanzierung sicherzustellen, muss ein staatliches Förderprogramm in Form von Kapazitätzahlungen etabliert werden. Zusätzlich müssen die geschaffenen Reservekapazitäten durch Kapazitätzahlungen entschädigt werden. Diese Entschädigung wird der Endverbraucher berappen müssen. Wie viel die Erhöhung der Versorgungssicherheit tatsächlich kosten wird, und welche «Versicherungsprämie» pro konsumierte Kilowattstunde fällig werden wird, ist schwierig vorauszusagen. Gemäss der Studie von Peiner u. Gilhewley, Partners Group Private Infrastructure (Analyse zum Schweizer Strom und der Versorgungssicherheit, Juli 2021) ist eine Strompreiserhöhung von circa 0.65 Rappen pro kWh realistisch. Verglichen mit dem Risiko, das ohne diese zusätzlichen Reservekapazitäten besteht, ein akzeptabler Preis.

Der Betrieb von Gaskraftwerken verursacht auch Emissionen. Im Sinne der Energiewende und der Energiestrategie 2050 ist dem Thema Nachhaltigkeit grosse Bedeutung beizumessen. Die Praxis zeigt, dass Gaskraftwerke in genügendem Ausmass ökologisch nachhaltig betrieben werden können. Mittels Carbon Capture direkt an der Anlage und durch die Filterung der Abgase werden vertretbare Emissionswerte erreicht. Eine weitere Möglichkeit zur CO₂-Einsparung ist die Verwendung eines entsprechenden Kraftstoff-Mix, beispielsweise durch Beimischung von Biogasen sowie grünem Wasserstoff. Fossil bedingte Restemissionen könnten dann mit Direct Air Capture kompensiert werden.

Schliesslich steht auch die Frage im Raum, ob für den Betrieb von Gaskraftwerken genügend Erdgas vorhanden wäre. Der jährliche schweizerische Gasbedarf liegt aktuell bei etwa 37 TWh, davon werden deutlich weniger als 5% zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Die Versorgung erfolgt dabei über das europäische Hochdruck-Pipeline-Netz mit 60% der Gasbedarfsdeckung aus Fördergebieten innerhalb der EU und Norwegen. Die Kapazität des Gasnetzes wird erwartungsgemäss den Bedarf für den Betrieb von Gaskraftwerken decken können. Allenfalls ist noch die Frage zu beleuchten, ob die bestehenden Lieferverträge ausreichende Sicherheit für die Versorgung bieten. Alternativ könnten in der Schweiz der Aufbau von Gasspeichermöglichkeiten geprüft werden, um auch diesbezüglich ein genügendes Mass an Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Ausblick

Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke scheinen sich u.a. aufgrund hoher Effizienzen und hoher Flexibilität im Betrieb (Spitzen- und Grundlast) sowie im Brennstoff (Erdgas, Wasserstoff und andere grüne Gase) gut zu eignen. Der Bau von mehreren solcher Kraftwerke könnte eine gangbare Lösung sein, um mittelfristig eine Steigerung des Selbstversorgungsgrades mit Elektrizität in der Schweiz zu erreichen und somit auch die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Angenommen, dass die Standortfrage rasch entschieden werden kann, die Bewilligungsprozesse politisch beschleunigt werden und die Bevölkerung hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit von Gaskraftwerken zu überzeugen ist, ist es gut möglich, dass Mitte der 2020er-Jahre mit dem Bau von solchen Anlagen begonnen werden kann.

Ebenfalls ist zu den verbleibenden Kernkraftwerken Sorge zu tragen. Eine Verlängerung der Betriebsdauer (unter Einbindung der sicherheitsrelevanten KKW-Betreibenden-Interessen) macht Sinn und würde der Schweiz sehr helfen, wichtige Zeit zu gewinnen, um die nötigen Ersatzkapazitäten aufzubauen.



4. Fazit und Forderungen der Task Force «Elektrizität»

Aufgrund der oben gemachten Ausführungen kommt die Task Force «Elektrizität» zu folgendem Schluss:

1. Die Schweizer Stromversorgungs- und Netzsicherheit ist massiv gefährdet. Mit fortschreitender Zeit verschlechtert sich die Situation zusehends und das Risiko für schwere Störfälle (z.B. Blackouts) wird stetig grösser. Es braucht ein gemeinsames und entschlossenes Handeln sämtlicher Akteure, um diese missliche Situation mittels tragfähiger Lösungen zu beseitigen. Andernfalls muss die Schweiz mit schwerwiegenden Konsequenzen – inkl. erheblicher Schäden für Gesellschaft und Wirtschaft – rechnen.
2. Bisweilen fehlt das politische und gesellschaftliche Verständnis, dass eine Strategie basierend auf umfangreichen Stromimporten im Winter keine genügende strategische Stromsicherheit darstellt, da Gesamteuropa im Rahmen des Green Deals Versorgungsengpässe zu bewältigen hat und nationale Interessen den Stromhandel dominieren werden.
3. Die Dringlichkeit der Lage ist der Allgemeinheit – und insbesondere den Behörden und Politik – zu wenig bewusst. Das Stromdossier gehört sofort auf die oberste politische Prioritätenliste, wobei zugunsten schneller und wirksamer Lösungen Partikularinteressen sämtlicher Akteure zurückzustellen sind.
4. Der Schweiz ist es bislang nicht gelungen, die EU von den immensen Vorteilen einer engen stromwirtschaftlichen Kollaboration mit der Schweiz in einem gesamteuropäischen Kontext zu überzeugen. Dieses Versäumnis ist dringendst zu korrigieren.
5. Da ein vollständiges Stromabkommen politisch blockiert ist, gilt es nun, zusammen mit der EU auf ein Interimsabkommen über Strom hinzuarbeiten. Dieses soll eine Übergangslösung auf der Basis eines technischen Stromabkommens darstellen und die sektorielle Zusammenarbeit im Bereich Elektrizität zwischen der Schweiz und der EU mittelfristig auf eine stabile – wenn auch provisorische – Basis stellen.
6. Die Optionen Status quo, Autarkie und bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten stellen aus dargelegten Gründen keine valablen Optionen dar. Die jeweils damit verbundenen Nachteile sind zu gross.
7. Die sich bereits in Verhandlung befindenden privatwirtschaftlichen Verträge zwischen ÜNB müssen als Fallback-Option weiterverfolgt und mit höherem politischem Nachdruck versehen werden.
8. Die wirtschaftliche und nachhaltige Steigerung des Selbstversorgungsgrades mittels Verlängerung der Betriebsdauer der Kernkraftwerke sowie dem Ausbau der Stromproduktion mittels weitgehend CO₂-neutralen Gaskraftwerken ist eine Notwendigkeit, die es schnellstmöglich umzusetzen gilt.
9. Dem ökologischen Aspekt muss Rechnung getragen werden, gerade weil der importierte Strom einen 10-fach höheren CO₂-Fussabdruck hat als unsere eigene Produktion.



Abgeleitet von dieser Erkenntnis empfiehlt die Task Force «Elektrizität» folgendes Vorgehen, um beim kritischen Stromdossier und der diesbezüglichen Zusammenarbeit mit der EU einen Schritt weiterzukommen sowie mittel- und längerfristig die Stromversorgungs- und Netzsicherheit in der Schweiz wirtschaftlich und nachhaltig sicherzustellen:¹¹

1. Es braucht eine umfassende Informationskampagne bezüglich der Dringlichkeit und Gefährlichkeit der Lage sowohl in Kreisen stromwirtschaftlicher Akteure, der Politik und Behörden, als auch in der breiten Öffentlichkeit.
2. Die relevanten stromwirtschaftlichen Akteure sind – unter höchster politischer Führung – an einen Runden Tisch zu bringen. Dort gilt es, Interessen zu konsolidieren und eine gemeinsame, nach aussen zu vertretende Position hinsichtlich einer Lösung für die Beziehungen zur EU im Stromdossier zu erarbeiten. Die Teilnehmenden werden verpflichtet, diese Position und die Massnahmen umzusetzen, einzuhalten und zu unterstützen.
3. Es ist seitens Landesregierung sofort auf höchster diplomatischer Ebene Kontakt zur EU und insbesondere zu den mitbetroffenen Nachbarländern aufzunehmen, um dort den Verantwortlichen aufzuzeigen, dass eine baldige, nachhaltige und gute Lösung im Stromdossier für beide Seiten von grösstem Interesse ist. Die möglichen Mehrwerte, die die Schweiz in einen europäischen Strombinnenmarkt einbringen kann, sind aufzuzeigen und zu bewerben. Gleichzeitig sind die negativen Folgen für einzelne EU-Mitglieder bei einem Scheitern zu verdeutlichen.
4. Der Bundesrat ist dazu aufgefordert, einen hochrangigen Delegierten, etwa einen Staatssekretär, zu ernennen, der sich um das Stromdossier kümmert und sofort auf eine Übergangslösung mittels Interimsabkommen über Strom hinarbeitet.
5. Das Parlament ist in die skizzierten Abläufe permanent geeignet einzubinden.
6. Angesichts der zunehmenden Unterversorgung von Strom im Winter müssen Massnahmen definiert werden, die eine stabile Netz- und Versorgungssituation bis mindestens 2035 für den Fall ermöglichen, dass die Verhandlungen zum Interimsabkommen über Strom nicht erfolgreich abgeschlossen werden können. In einem ersten Schritt steht eine Verlängerung der Betriebsdauer (unter Einbindung der sicherheitsrelevanten KKW-Betreiber-Interessen) der bestehenden Kernkraftwerke im Fokus. Zudem ist der Ausbau der Stromproduktion mittels weitgehend CO₂-neutralen Gaskraftwerken zu initiieren.
7. Der Bundesrat, das EDA, das BFE sowie die EICom unterstützen die bereits in Verhandlung befindlichen privatwirtschaftlichen Verträge zwischen ÜNB durch entsprechende flankierende Massnahmen bei ihren jeweiligen Gesprächspartnern.
8. Irrtümer und Falschannahmen im Entwurf des revidierten Energiegesetzes resp. des Stromversorgungsgesetzes sind zu korrigieren. Insbesondere der technologieoffene Zuwachs an Produktionskapazitäten (u.a. Gaskraftwerke) muss ermöglicht werden.

¹¹ In Ergänzung zu nachfolgenden Punkten ist die Europäische Energiegemeinschaft (Energy Community) als Informationsaustauschpartner zu pflegen.



5. Anhang I: Systematische Bewertungsübersicht

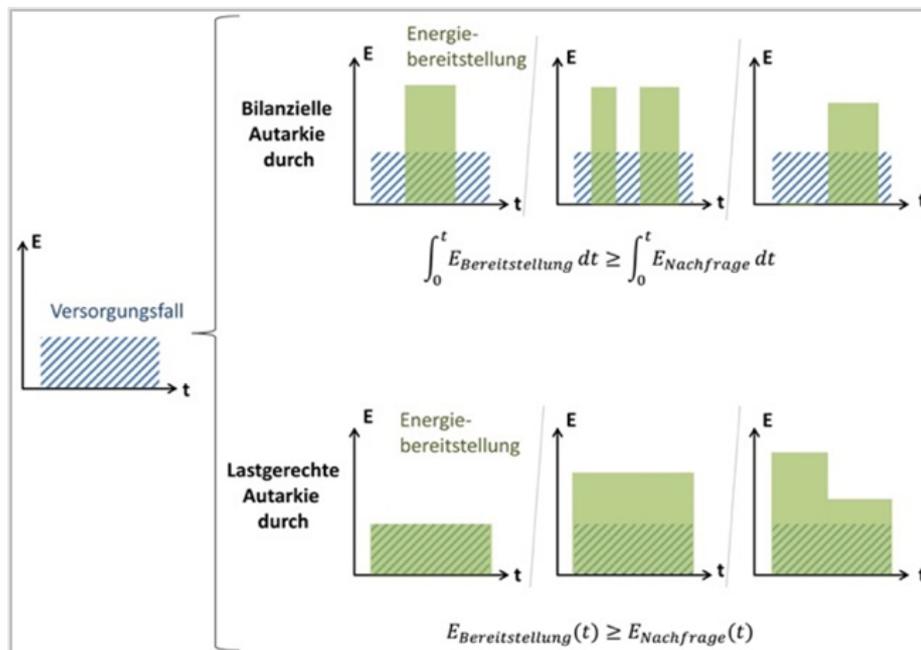
Erwartete Auswirkungen auf die Schweiz

| Option | Versorgungssicherheit Produktion: Gibt es immer genügend Strom? | | Netzbetrieb: Ist das Netz stabil? | | Wirtschaftlichkeit | |
|--|--|---|-----------------------------------|--|--|---------------------------------|
| | | | | | Für Produzenten | Für Konsumenten |
| 1. Status quo | Nein | Steigendes Risiko für saisonale Engpässe | Nein | Netzstörungen mit höherer Wahrscheinlichkeit für Blackouts | Stromknappheit = höhere Profitabilität | Mittelfristige Stromverteuerung |
| 2. Autarkie | Ja | Durch massiven Ausbau neuer Kapazität in der CH | Wahrscheinlich | Volle Redundanz nicht möglich | Höhere Gestehungspreise, Profitabilität abhängig von der Regulierung | Wirtschaftlich sehr ungünstig |
| 3. Privatwirtschaftliche Verträge zwischen ÜNB | Nein | Steigendes Risiko für saisonale Engpässe | Wahrscheinlich | Regelenergie Import/Export durch Verträge | Eventuell regionale "winner & loser" | Preisniveau stabil |
| 4. Bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten | Wahrscheinlich | Importe möglich | Wahrscheinlich | Regelenergie Import/Export durch Verträge | Eventuell regionale "winner & loser" | Preisniveau stabil |
| 5. Interimsabkommen über Strom | Ja | Offener Markzugang zum Import | Ja | Sicherheit durch Integration in EU Netz | Chancen & Risiken für verschiedene CH Produzenten | Preisniveau stabil |
| 6. Steigerung des Selbstversorgungsgrades | Ja | Abflachung des Risikos für saisonale Engpässe | Ja | Höhere Sicherheit durch eigene Kapazitäten | Wirtschaftlichkeit mittels Investitions-Anreize | Mittelfristige Stromverteuerung |

Umsetzbarkeit der einzelnen Optionen

| Option | Implementierungshorizont Wie schnell kann diese Option umgesetzt werden? | | Auswirkung auf die Klimastrategie CO ₂ -Neutralität in 2050 erreichbar? | | Komplexität der Umsetzung | |
|--|---|--|---|--|--|---|
| | | | | | Technisch | Regulatorisch |
| 1. Status quo | schnell | Ist durch "nichts tun" quasi umgesetzt | Eher nicht | Mittelfristig fällt Kernkraft weg | Einfach, Status Quo | Einfach, Status Quo |
| 2. Autarkie | 10-15 Jahre | Ausbau Netz/Produktion mindestens 10 Jahre | Vielleicht | Eventuell H ₂ /Brennstoffzelle? | Sehr komplexer Netz- und Produktionsausbau nötig | Machbar, da CH-intern umsetzbar |
| 3. Privatwirtschaftliche Verträge zwischen ÜNB | recht schnell | Baut auf "Ist"-Situation auf, keine langfristige Lösung | Eher nicht | Mittelfristig fällt Kernkraft weg | Hohes Risiko durch hohe Schnittstellenkomplexität | Sehr schwierig, braucht Zustimmung EU |
| 4. Bilaterale Staatsverträge mit Nachbarstaaten | 3-5 Jahre | Komplexe Verhandlungssituation | Vielleicht | Falls genügend CO ₂ -freier Importstrom | Hohes Risiko durch hohe Schnittstellenkomplexität | Sehr schwierig, braucht Zustimmung EU |
| 5. Interimsabkommen über Strom | 1-2 Jahre | Könnte auf bestehender Situation aufbauen | Ja | CO ₂ -freier Importstrom | Mittelfristig einfach umsetzbar | Schwierig, braucht Positionsänderung seitens EU |
| 6. Steigerung des Selbstversorgungsgrades | 3-5 Jahre | Braucht ein rasches und entschlossenes politisches Handeln | Vielleicht | Je nach CO ₂ -Bilanz der Gaskraftwerke. | Umsetzbar, da auf bestehenden Technologien basierend | Machbar, da CH-intern umsetzbar |

6. Anhang II: Autarkie im Sinne der Stromversorgung



Diese Grafik ¹² illustriert die Unterschiede zwischen bilanzieller und lastgerechter Autarkie. Wichtig ist dabei, dass Autarkie sich immer auf ein System bezieht, das klar definierte Grenzen besitzt. Für die Zwecke des Kapitels 4.2 ist das System die gesamte Schweiz.

Die bilanzielle Autarkie betrachtet einen gewissen Zeitraum, über den insgesamt die Energiebereitstellung die gesamthafte Nachfrage deckt, zum Beispiel ein gesamtes Jahr. Die Nachfragedeckung muss nicht zeitgleich mit der Bereitstellung erfolgen. In einzelnen Perioden kann daher mehr Energie bereitgestellt worden sein als zur Deckung der Last erforderlich ist. Diese Energie wird in diesem Fall exportiert oder zwischengespeichert. In Perioden ohne hinreichende Energiebereitstellung würden diese Speicher entsprechend genutzt, alternativ würde Energie von ausserhalb des betrachteten Systems bereitgestellt.

Bei der lastgerechten Autarkie muss die Energiebereitstellung zu jedem Zeitpunkt grösser oder gleich der Nachfrage sein. Ist die Energiebereitstellung grösser als die aktuelle Nachfrage, erfolgt eine Speicherung oder ein Export ausserhalb des betrachteten Systems. Eine Energiebereitstellung, die kleiner als die aktuelle Nachfrage ist, ist in diesem System nicht zulässig.

¹² Darstellung nach: J. Deutsche et al., Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis, Zeitschrift für Energiewirtschaft (2015) 39:151–162 / Chr. Brunner, Autarkie im Stromnetz, Vortrag Tagung Netzzimpuls, 30.10.2020.

7. Anhang IV: Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------|--|
| ACER | Agency for the cooperation of energy regulators |
| all TSO | ENTSO-E Entscheidgremium, bei dem Drittstaaten gemäss Network Codes ausgeschlossen sind |
| BFE | Bundesamt für Energie |
| BFH | Betriebsführungshandbuch |
| BNetzA | Bundesnetzagentur (Deutscher Regulator) |
| BWL | Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung |
| CACM | Capacity Allocation and Congestion Management (Network Code) |
| CCGT | Combined Cycle Gas Turbine |
| CCR | Capacity Calculation Region / Kapazitätsberechnungsregion gemäss CACM |
| CEE | Central Eastern Europe |
| CEP | Clean Energy Package - 4. Richtlinienpaket der EU |
| CORE | CWE + CEE |
| CWE | Central Western Europe |
| DSV | Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber |
| EBGL | Electricity Balancing Guideline |
| EC | European Commission/Europäische Kommission |
| EiCom | Eidgenössische Elektrizitätskommission |
| EnDK | Konferenz kantonaler Energiedirektoren |
| EnG | Energiegesetz |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators |
| EU | Europäische Union |
| EuGH | Europäischer Gerichtshof |
| FBMC | Flow-Based Market Coupling – flussbasierte Marktkopplung |
| GuD | Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| KKW | Kernkraftwerk |
| kV | Kilovolt |
| KW | Kalenderwoche |
| KWB | Kraftwerksbetreiber |
| kWh | Kilowattstunde |
| InstA | Institutionelles Abkommen, auch Rahmenabkommen genannt |
| LTC | Long Term Contract; Langfristverträge zur Lieferung von Elektrizität aus französischen Kernkraftwerken, die nicht EU-Recht entsprechen |
| MARI | Manually Activated Reserves Initiative |
| MEAS | Mutual Energy Assistance Service |
| minRAM | Minimum Remaining Available Margin |
| MWh | Megawattstunde |
| NEMO | Nominated Electricity Market Operator |
| NNMÜ | Netznutzungsmodell Übertragungsnetz |
| NRA | National Regulatory Authority – nationale Regulierungsbehörde |
| NTC | Net Transfer Capacity |
| OCGT | Open Cycle Gas Turbine |
| PICASSO | Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation |
| PLEF | Pentalaterales Energieforum |
| PRL | Primärregelleistung |
| RAM | Remaining Available Margin |
| REMIT | Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency |
| RCC | Regional Coordination Center |
| RGCE | Regional Group Continental Europe |
| ROSC | Regional Operational Security Coordination |
| RVOG | Regierungs- und Verwaltungsorganisationsgesetz |



| | |
|---------|--|
| SAFA | Synchronous Area Framework Agreement |
| SGC | Swissgrid Control Center |
| SDL | Systemdienstleistungen |
| SDV | Systemdienstleistungsverantwortlicher |
| SOGL | System Operation Guideline |
| SOR | System Operation Region |
| SRE | Sekundärregelenergie |
| SRL | Sekundärregelleistung |
| StromVG | Stromversorgungsgesetz |
| StromVV | Stromversorgungsverordnung |
| TERRE | Trans-European Replacement Reserve Exchange |
| TRE | Tertiärregelenergie |
| TRL | Tertiärregelleistung |
| TSCNET | TSO Security Cooperation |
| TSO | Transmission System Operator = Übertragungsnetzbetreiber |
| TWh | Terawattstunde |
| ÜN | Übertragungsnetz |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| ÜNE | Übertragungsnetzeigentümer |
| UREK-N | Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats |
| UVEK | Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation |
| VN | Verteilnetz |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| VSE | Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen |
| XBID | Cross Border Intraday |
| ZSA | Zollsicherheitsabkommen |