



Bern, 20. Dezember 2017

Auswirkungen der Energiepolitik der EU- Staaten auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz

Bericht des Bundesrates
in Erfüllung des Postulates 11.4088 Bourgeois
vom 20.12.2011



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Zusammenfassung	4
Sintesi del rapporto	6
1 Einleitung	8
1.1 Ausgangslage und Zielsetzung	8
1.2 Vorgehen zur Erfüllung des Postulats.....	8
1.3 Inhaltsübersicht	8
2 Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit – aktueller Stand und Ausblick	9
2.1 Versorgungssicherheit.....	9
2.1.1 Regionale Betrachtung	9
2.1.2 Situation in der Schweiz.....	10
2.2 Wettbewerbsfähigkeit.....	11
2.3 Etwaige Veränderungen im Marktdesign (Exkurs).....	12
3 Analyse der Entwicklung der EU-Stromproduktion	12
3.1 Entwicklung EU-Stromproduktion von 2000 bis 2015	12
3.2 Entwicklung EU-Energiepolitik.....	13
3.2.1 Energie- und klimapolitische Ziele	13
3.2.2 Entwicklung des Regulierungsrahmens.....	13
3.3 Entwicklung EU-Stromproduktion	14
3.3.1 Trends bei der Stromerzeugung	15
3.3.2 Nachfrageentwicklung und Marktintegration.....	17
3.4 Einordnung der Entwicklungen für die Schweiz	18
3.4.1 Auswirkungen auf den Stromhandel.....	18
3.4.2 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.....	19
3.4.3 Preisliche Entwicklungen	21
4 Sonderreglementierung für stromintensive Unternehmen in den EU-Mitgliedstaaten	22
4.1 Formen und beihilferechtliche Aspekte	22
4.2 Analyse ausgewählter Länder	23
4.2.1 Deutschland	23
4.2.2 Österreich.....	25
4.2.3 Frankreich	25
4.2.4 Italien.....	26
4.2.5 Niederlande.....	27
4.2.6 Grossbritannien.....	27
4.3 Vergleichende Bewertung.....	28
4.3.1 Ausgangslage in der Schweiz.....	28
4.3.2 Internationaler Vergleich	28



5	Fazit	31
6	Quellenverzeichnis	33
	Anhang: ergänzende Darstellungen zum Kapitel 3.3	34

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Stromerzeugung EU-28, EU-Referenzszenario (TYNDP Vision 2).....	16
Abbildung 2:	Grenzüberschreitende Stromflüsse (TYNDP Vision 2)	19
Tabelle 1:	Visionen 2030 des TYNDP-2016, dargestellt auf Basis Frontier Economics (2017) ...	15
Tabelle 2:	Anteile an der EU-Stromerzeugung in 2015 und 2030.....	16
Tabelle 3:	Schwellenwerte Sonderreglementierung beim Stromverbrauch	30



Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht in Erfüllung des Postulates Bourgeois vom 20. Dezember 2011 (11.4088 «Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz») gibt einen Überblick über die möglichen Entwicklungen der Stromproduktion in der EU, unter besonderer Beachtung der Nachbarländer der Schweiz. Die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Versorgungssicherheit und die Strompreise in der Schweiz werden qualitativ dargestellt. Weiter werden die Rahmenbedingungen für die stromintensive Industrie in verschiedenen europäischen Ländern analysiert.

Mögliche Entwicklungen der Stromproduktion in der EU

Im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) finden sich aktuelle Zukunftsszenarien zur EU-Stromproduktion bis zum Jahr 2030, die sich auf das EU-Referenzszenario stützen. Die „Visionen“ beziehen unterschiedliche Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien, der Strommarktintegration, der Entwicklung des CO₂-Preises und der Entwicklung der Stromnachfrage ein.

Die folgenden Stromerzeugungsanteile sind 2030 zu erwarten (*Angaben in Klammern bei hohem CO₂-Preis*): 31 Prozent erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) (*ggf. zunehmend bis 43 %*), 13 Prozent Wasserkraft, 24 Prozent Kernkraft (*ggf. abnehmend bis 17 %*), 6 Prozent Gas (*ggf. bis 14 % zunehmend*), 18 Prozent Kohle (*ggf. abnehmend bis 5 %*), 0 Prozent Öl, 8 Prozent Sonstige.

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass im Ausland tendenziell konventionelle Kapazitäten verdrängt werden. Er schafft aber auch Chancen für flexible Kraftwerke. Derzeitige Überkapazitäten in der Stromerzeugung werden abgebaut.

Unabhängig von den Zukunftsszenarien wird die Handelsbilanz weitgehend ausgeglichen sein. Dabei bleibt die Schweiz der Hub für Stromtransite in West-/Mitteleuropa. Die Preise bleiben somit im Preiskorridor zwischen Deutschland, Frankreich und Italien. Die relative Marktposition der Schweiz verändert sich nicht wesentlich. Die inländische Preisgestaltung ist dadurch geprägt, dass der Energieanteil des Industriestroms weitestgehend durch die Grosshandelspreise bestimmt ist, was grundsätzlich gleich lange Spiesse ermöglicht. Der Abschluss eines Stromabkommens würde den Zugang der Schweiz sichern. Entscheidend für die Energiepreisentwicklung bei Haushalten und Kleinkunden ist, ob es eine vollständige Marktöffnung geben wird. Bei der Netzkomponente spielen (für alle Endverbraucher) die weitere Entwicklung der Regulierung (Ausgestaltung des Regulierungsmodells), die Höhe des WACC sowie die Entwicklung des Netzausbaus eine massgebliche Rolle. Hinzu kommt die zukünftige Entwicklung der Abgabenlast.

Die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit werden durch die Entwicklungen in den europäischen Mitgliedstaaten nicht gemindert. Vertiefte Einschätzungen zur Versorgungssicherheit bis 2035 erfolgen in der System-Adequacy-Analyse des BFE, die am 27. Oktober 2017 veröffentlicht worden ist.

Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen

In den sechs untersuchten Mitgliedsstaaten (Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien, Niederlande und Grossbritannien) gibt es unterschiedliche Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen.

- Umfangreiche Sonderregelungen gibt es in Deutschland und Italien sowie in Frankreich. Diese umfassen teils reduzierte Netznutzungsentgelte sowie begrenzte Abgaben und Steuern (bzw. auch vollständige Ausnahmen). Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Belastungen deutlich höher sind als in der Schweiz.



- In Österreich und Grossbritannien sind die Sonderregelungen weniger stark ausgeprägt und betreffen nicht die Netznutzungsentgelte. Sie sind somit grundsätzlich vergleichbar mit Regelungen in der Schweiz. Auch in den Niederlanden gibt es wenige Ausnahmen, allerdings wird der atypische Grossverbrauch (d.h. bei einem verlagerten Verbrauch, der umfänglich innerhalb der Schwachlastzeiten stattfindet) bei den Netznutzungsentgelten begünstigt.

Grundsätzlich sind aus den dargestellten Sonderregelungen keine systematischen Wettbewerbsverzerrungen in der Schweiz gegenüber den betrachteten EU-Mitgliedstaaten festzustellen, auch aufgrund der niedrigen staatlich induzierten Abgabenlast. Im internationalen Vergleich sind allerdings die teilweise umfassend reduzierten Netznutzungsentgelte erwähnenswert, da es einen solchen Ansatz in der Schweiz, wie auch in Österreich, Italien und Grossbritannien nicht gibt. Reduzierte Netznutzungsentgelte sind ein industriepolitischer Ansatz, wenn allein ein intensiver Verbrauch eine erhebliche Tarifreduktion begründet. In einer zunehmend dezentral organisierten Welt ist aber eine atypische Netznutzung durch allfällige Vergünstigungen bei den Netztarifen zu stützen, v.a. wenn es zu zunehmender Knappheit im Netz kommt. Eine solche kann schon heute in den Netztarifen berücksichtigt werden – allerdings ohne Quersubventionierung durch andere Netznutzer. Angesichts der eher hohen Netzkosten in der Schweiz ist ferner darauf zu achten, dass durch eine geeignete Flexibilisierung der Netztarife zusätzliche Anreize zu einem netz- und systemdienlichen Verhalten gesetzt werden, von denen insbesondere auch die stromintensive Industrie über ihre Netznutzungsentgelte profitieren kann.



Sintesi del rapporto

Il presente rapporto in adempimento del postulato 11.4088 Bourgeois del 20 dicembre 2011 fornisce una panoramica dei possibili sviluppi della produzione elettrica nell'UE, con particolare attenzione per i Paesi limitrofi della Svizzera, e offre una descrizione qualitativa delle ripercussioni di tali sviluppi sulla sicurezza dell'approvvigionamento e sui prezzi dell'elettricità nel nostro Paese. Inoltre, analizza le condizioni quadro vigenti in vari Paesi europei per le industrie ad elevato consumo di energia.

Possibili sviluppi della produzione elettrica nell'UE

Il Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 della Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E) presenta scenari aggiornati relativi alla futura produzione di elettricità nell'UE fino al 2030. Tali scenari, che si basano sullo scenario di riferimento dell'UE, includono svariate ipotesi per quanto concerne il potenziamento delle energie rinnovabili, l'integrazione del mercato elettrico nonché l'andamento del prezzo del CO₂ e della domanda di elettricità.

Si prevede che entro il 2030 la produzione elettrica sarà così composta (tra parentesi sono indicate le percentuali stimate in caso di prezzo del CO₂ elevato): 31 per cento di energie rinnovabili, esclusa l'energia idroelettrica (eventuale aumento fino al 43 %), 13 per cento di energia idroelettrica, 24 per cento di energia nucleare (eventuale calo fino al 17 %), 6 per cento di gas (eventuale aumento fino al 14 %), 18 per cento di carbone (eventuale calo fino al 5 %), 0 per cento di petrolio, 8 per cento di altre fonti.

L'ulteriore potenziamento delle energie rinnovabili comporta tendenzialmente la sostituzione delle capacità convenzionali all'estero, ma crea anche opportunità per centrali elettriche flessibili. Gli attuali eccessi di capacità quanto alla produzione di elettricità verranno ridotti.

Indipendentemente dagli scenari, la bilancia commerciale è sostanzialmente in pareggio: la Svizzera rimane pertanto l'*hub* per il transito di energia elettrica nell'Europa occidentale e centrale. I prezzi nazionali restano quindi nell'intervallo dei prezzi tra Germania, Francia e Italia. Di conseguenza, la relativa posizione di mercato della Svizzera non subisce importanti modifiche. La fissazione dei prezzi a livello nazionale è influenzata dal fatto che la quota di energia dell'elettricità delle industrie viene determinata per lo più mediante i prezzi all'ingrosso, il che assicura in linea di principio condizioni eque. La stipulazione di un accordo sull'energia elettrica garantirebbe l'accesso della Svizzera. Determinante per l'andamento dei prezzi dell'energia per le economie domestiche e per i piccoli clienti sarà l'eventuale liberalizzazione totale del mercato. Nel caso dei componenti di rete (per tutti i consumatori finali), assumono un ruolo determinante l'ulteriore sviluppo della regolamentazione (impostazione del modello di regolamentazione), l'ammontare del WACC (tasso d'interesse calcolatorio per il capitale immobilizzato nella rete elettrica) nonché lo sviluppo dell'ampliamento della rete. A ciò si aggiunge l'andamento futuro del carico fiscale.

Gli sviluppi negli Stati UE non riducono né la sicurezza dell'approvvigionamento né la competitività svizzere. Stime accurate della sicurezza dell'approvvigionamento fino al 2035 figurano nella *System Adequacy Analyse* dell'UFE, pubblicata il 27 ottobre 2017.



Disposizioni speciali per le imprese a elevato consumo di energia elettrica

Nei sei Stati UE presi in considerazione (Germania, Austria, Francia, Italia, Paesi Bassi e Gran Bretagna) vigono disposizioni speciali differenti per le imprese a elevato consumo di energia elettrica.

- In Germania, Italia e Francia tali disposizioni speciali sono ampie e prevedono diminuzioni parziali dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete e riduzioni di tasse e imposte (o esoneri completi). Si tenga presente che in questi Paesi tali oneri sono notevolmente superiori rispetto alla Svizzera.
- In Austria e Gran Bretagna le disposizioni speciali sono meno sviluppate e non riguardano i corrispettivi versati per l'utilizzazione della rete; sono quindi in linea di principio comparabili con le regolamentazioni vigenti in Svizzera. Anche nei Paesi Bassi sono previsti pochi esoneri, ma nell'ambito dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete viene favorito il grande consumo atipico (ovvero il consumo differito completamente nelle fasce orarie di ridotto consumo).

In linea di massima le disposizioni speciali descritte non si ripercuotono sulla Svizzera provocando distorsioni sistematiche della concorrenza rispetto agli Stati UE considerati, anche a causa del basso carico fiscale imposto dalla Confederazione. Nel confronto internazionale sono tuttavia da menzionare le riduzioni (talvolta totali) dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete, poiché esse non esistono né in Svizzera, né in Austria, in Italia e in Gran Bretagna. La riduzione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete è un principio di politica industriale che si applica solo quando un consumo intensivo giustifica una notevole riduzione delle tariffe. In un mondo organizzato in modo sempre più decentralizzato è tuttavia necessario sostenere un'utilizzazione atipica della rete mediante eventuali riduzioni delle tariffe di rete, in particolare quando l'elettricità in rete diventa sempre più scarsa. Di una tale utilizzazione atipica si può tenere conto già oggi nelle tariffe di rete, tuttavia senza sovvenzionamenti trasversali da parte di altri utenti della rete. Considerati i costi di rete piuttosto elevati, in Svizzera si deve inoltre tenere presente che un'adeguata flessibilizzazione delle tariffe di rete può creare ulteriori incentivi per un comportamento al servizio della rete e del sistema, incentivi dei quali può beneficiare in particolare anche l'industria ad elevato consumo di energia elettrica mediante i corrispettivi versati per l'utilizzazione della rete.



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Das Postulat Bourgeois vom 20. Dezember 2011 (11.4088 «Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz») beauftragte den Bundesrat mit der Erstellung eines Berichts über die Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz.

Der Bericht soll über folgende Aspekte informieren:

- die wichtigsten Entwicklungen in der Stromproduktion der EU-Mitgliedsstaaten unter Berücksichtigung der Sonderreglementierungen dieser Staaten für stromintensive Unternehmen;
- gegenwärtiger und zukünftiger Anteil der verschiedenen Energiearten (Kernenergie, erneuerbare Energien, fossile Energien usw.) in diesen Staaten;
- Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Schweiz, und zwar vor allem:

a. auf den Handel (Import- und Exportmenge von Kilowattstunden) und

b. auf den Preis von Importstrom sowie auf die Preisgestaltung auf nationaler Ebene. Der Bericht soll dazu dienen, die Auswirkungen dieser Entwicklungen aufzubereiten, um ein Stromabkommen mit der EU im Hinblick auf oben genannte Aspekte umfassend einzuordnen. Er soll auch allfällige Bestimmungen aufführen, die negative Auswirkungen auf Unternehmen und auf die Kaufkraft der Schweiz verhindern könnten.

In seiner Stellungnahme vom 15. Februar 2012 beantragte der Bundesrat die Annahme des Postulats. Der Nationalrat ist diesem Antrag am 16. März 2012 gefolgt.

1.2 Vorgehen zur Erfüllung des Postulats

Zur Beantwortung des Postulats wurden öffentliche Statistiken und Berichte zur Entwicklung der Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit im Strombereich in der Schweiz sowie EU-Statistiken zur Stromproduktion ausgewertet. Zur vertieften Analyse der Fragen des Postulats wurde eine Studie an das Beratungsunternehmen Frontier Economics in Auftrag gegeben, welche die Entwicklung der Stromproduktion in den EU-28 bis zum Jahre 2030 bewertet und deren Auswirkungen auf die Schweiz untersucht. Bis zu diesem Jahr liegen für die EU-Ebene ausführliche Daten und Szenarienüberlegungen vor, welche die Schweiz mit einbeziehen. Zudem wird in der Studie die Behandlung der stromintensiven Industrien in ausgewählten Mitgliedstaaten aufgezeigt.

1.3 Inhaltsübersicht

In Kapitel 2 erfolgt eine Beschreibung der aktuellen Versorgungssicherheitssituation in der Schweiz und eine Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit. Kapitel 3 analysiert die Entwicklung der Stromproduktion in den EU-Mitgliedstaaten und in den Nachbarstaaten der Schweiz. Wichtige Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit (Handels- und Preisaspekte) werden hervorgehoben. Kapitel 4 zeigt die Behandlung der stromintensiven Industrien in sechs ausgewählten Mitgliedstaaten der EU auf und vergleicht diese mit der Situation in der Schweiz. Ein Fazit erfolgt in Kapitel 5.



2 Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit – aktueller Stand und Ausblick

2.1 Versorgungssicherheit

Die Stromversorgungssicherheit beinhaltet unterschiedliche zeitliche Dimensionen. Im kurz- und mittelfristigen Bereich soll vor allem die Zuverlässigkeit der Stromversorgung analysiert werden. Im langfristigen Bereich wird die Angemessenheit der stromwirtschaftlichen Systemressourcen (System Adequacy)¹ basierend auf politisch abgestimmten Szenarien beurteilt und es werden nötige Investitionen sichtbar gemacht.

In der konkreten Ausgestaltung der Analyse der Stromversorgungssicherheit wird in der Schweiz ein mehrstufiger Prozess angestrebt. In der kurzen Frist wird durch Swissgrid² als verantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber im Zeitraum bis zu sechs Monaten ein Ausblick erstellt. Dabei wird durch eine Modellierung die Versorgungssicherheit und die Systemsicherheit unter Berücksichtigung des aktuellen Geschehens in der Schweiz und der benachbarten Staaten für das jeweils kommende Winterhalbjahr überprüft.

In der Mittelfristplanung (Zeitraum bis fünf Jahre) wird die Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der geplanten Projekte aufgezeigt. Für diesen Zeitraum können die wesentlichen Rahmenbedingungen mit geringen Unsicherheiten festgelegt werden. Die ECom publiziert seit Sommer 2014 im Zweijahresrhythmus einen Bericht zur Stromversorgungssicherheit, der auch die Netze in der Schweiz mit einschliesst.

Für Zeiträume von mehr als fünf Jahren müssen politisch abgestimmte Szenarien für die Schweiz berücksichtigt werden, die in Konsistenz mit dem Ausland konzipiert wurden. Diese Betrachtungen von in der Regel zehn bis zu 20 Jahren sind für grössere Investitionen mit langfristigen Auswirkungen von Bedeutung, bspw. im Höchstspannungsnetz oder bei Grosskraftwerken.

2.1.1 Regionale Betrachtung

Die Modellierung der Versorgungssicherheit, d.h. eine System Adequacy-Analyse, bedingt nebst den zeitlichen Dimensionen und den Szenarien eine räumliche Begrenzung des betrachteten Systems. In der Vergangenheit wurde die Versorgungssicherheit hauptsächlich national betrachtet. Aufgrund der starken Vernetzung des europäischen Binnenmarkts, ist in der Kooperationsplattform des PENTA-Forums (FR, BE, NL, LUX, DE, AT und CH) eine regionale Betrachtung vorgenommen worden. Die verfügbaren Grenzkapazitäten und die Produktion von neuen erneuerbaren Energien wurden mitberücksichtigt. Im März 2015 wurde der erste regionale Report veröffentlicht, welcher die Situation in der PENTA-Region mit Blick auf die Jahre 2015/16 sowie 2020/21 analysiert. Die Analyse zeigt, dass die Schweiz mit den bestehenden Grenzkapazitäten auch in einem sehr kalten Winter und trockenen Jahr keine Versorgungsengpässe zu befürchten hat. Eine Simulation ohne Grenzkapazitäten, d.h. eine autarke Betrachtung der Schweiz, zeigt, dass der Elektrizitätsverbrauch während über tausend Stunden im Jahr nicht gedeckt werden kann. Dies deckt sich auch mit den monatlichen Energiebilanzwerten, die in den Wintermonaten eine Unterdeckung zeigen.

Nebst der regionalen Analyse durch das PENTA Forum berechnet die Europäische Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) die Versorgungssicherheit für die ganze Union. Sie erstellen

¹ Die System Adequacy baut auf zwei Dimensionen auf: Ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten und ausreichende Netzkapazitäten. Sie wird in einer realitätsnahen Simulation überprüft.

² Für den Winter 2015/16 wurde von Swissgrid (2016) erstmals ein solcher Bericht für die Schweiz erstellt.



gemäss Artikel 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr 714/2009³ alle zwei Jahre einen nicht bindenden, gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan (TYNDP), einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung, dem „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SOAF)⁴. Letzterer beschreibt die Angemessenheit der Stromerzeugung und gibt Auskunft über die Entwicklung in den verschiedenen Szenarien.

Die langfristige Beurteilung der System Adequacy der Schweiz wurde dieses Jahr erstmals durch das BFE in Auftrag gegeben und von der Universität Basel und der ETH in Kooperation modelliert. Diese Studie wurde am 27. Oktober 2017 veröffentlicht und ist auf der Internetseite des BFE abrufbar⁵. Die Systemgrenze des Modells wurde in der Studie so gewählt, dass vor allem der Einfluss der Nachbarstaaten (AT, DE, FR und IT) berücksichtigt wird. Der Einfluss der übrigen EU-Staaten wurde nicht miteinbezogen. Die Szenarien für die Schweizer System Adequacy-Modellierung erfolgen für die Nachbarstaaten analog den Analysen der ENTSO-E und des PENTA Forums. Für die Schweiz selbst wurden die Szenarien der Energiestrategie 2050 mit aktualisierten Werten angenommen.

Obwohl die Szenarienannahmen in den verschiedenen Analysen ähnlich sind, können die Ergebnisse variieren. Dies hängt vor allem von der modellierten Systemgrenze ab und ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten. Dies gilt insbesondere bei der Stromerzeugung, die sich als Gleichgewichtsmenge aus der Nachfrage ergibt. Um die Versorgungssicherheit robust abzuschätzen, wurden in der System Adequacy des BFE bestimmte Extremsituationen einbezogen, die einen Rückgang der Stromkapazitäten im Ausland abbilden.

2.1.2 Situation in der Schweiz

Ein Bewertung der Versorgungssicherheit in der Schweiz, speziell unter Betrachtung von System-Adequacy-Elementen, muss neben der Produktion die Netzverfügbarkeiten und deren Belastungssituation mitbeurteilen.

2.1.2.1 Netzbereich

Die Qualität im Netzbereich wird von der EICom als gut beurteilt⁶. Die Netzverfügbarkeit in der Schweiz ist im internationalen Vergleich ausgezeichnet. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer (SAIDI) liegt bei 19 bis 34 Minuten pro Jahr. Die Netzinvestitionen übersteigen deutlich die Abschreibungen und der Netzerhalt im Verteilnetz ist angemessen. Die Beobachtungsgrössen im Bereich der Systemführung sind in den letzten Jahren stabil oder haben sich leicht positiv entwickelt. Es wird allerdings erwartet, dass sich die Anforderungen an den Systembetrieb mit zunehmenden dezentralen Produktionskapazitäten erhöhen. Angespannt ist hingegen die Netzentwicklung. Im Übertragungsnetz treten vor allem im Winter mancherorts Netzengpässe auf. Mit dem «Strategischen Netz 2025» identifizierte Swissgrid die erforderlichen Netzprojekte, die für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 relevant sind. Aufgrund der Situation im Winter 2015/16 wurden die Prioritäten neu gesetzt, um die Verfügbarkeit der Importkapazitäten insbesondere im Winterhalbjahr zu verbessern.

2.1.2.2 Produktionsbereich

Energiebilanz und Eigenversorgungsgrad

Der Eigenversorgungsgrad der Schweiz kann über das Jahr hinweg als ausgeglichene Energiebilanz dargestellt werden, bei der sich Stromein- und -ausfuhr im Mittel die Waage halten. In den Sommer-

³ Verordnung über die Netzzugangsbedingungen 714/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1228/2003, ABL. L211/15 vom 14.8.2009, S. 15ff.

⁴ Neu Mid-term Adequacy forecast (MAF).

⁵ http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?lang=de&dossier_id=06901

⁶ Vgl. EICom (2016b) S. 17ff. bzw. aktuell (2017b).



monaten wird Strom exportiert und in den Wintermonaten Strom importiert. Die Ursache liegt hauptsächlich im Kraftwerksportfolio der Schweiz. Die Kernkraftwerke haben eine mehrheitlich konstante Produktion. Speicher- und Laufwasserkraftwerke weisen hingegen eine saisonale Charakteristik auf mit einer verstärkten Produktion aufgrund der Schneeschmelze im Frühling und Sommer. Ferner steigt der Strombedarf im Winter leicht. Die fehlende Produktion im Winter wird aus dem Ausland importiert. Die Schweiz verfügt prinzipiell über ausreichend grosse Netzkapazitäten an den Grenzen. Die Versorgung kann allerdings durch Netzengpässe innerhalb der Schweiz behindert werden, wie es z.B. im Winter 2015/16 der Fall war⁷. Diese Situation verdeutlicht, dass abschliessende Aussagen über die erreichbare Versorgungssicherheit erst möglich werden, wenn eine Vielzahl an Ausfallszenarien berücksichtigt und geeignete Methoden eingesetzt werden, welche sich auf politisch abgestimmte Szenarien stützen.

Winterdefizit und System-Adequacy-Analyse

Versorgungseingänge können nur im Extremfall entstehen, wenn verschiedene ausserordentliche Ereignisse zeitlich zusammenfallen, wie beispielsweise grössere Kraftwerksausfälle in Deutschland und Frankreich bei gleichzeitig sehr früh entleerten Speicherseen in der Schweiz und einer spät einsetzenden Schneeschmelze. Hierbei ist allerdings der unterschiedliche Zeitanfall von Knappheitssituationen im In- und Ausland zu beachten, der eine solche Situation als begrenzt wahrscheinlich erscheinen lässt. Vertiefende Analysen erfolgen in der erwähnten System-Adequacy-Analyse des BFE, die umfassend die Systemsicherheit bis zum Jahre 2035 beurteilt.

2.2 Wettbewerbsfähigkeit

Im Tätigkeitsbericht der EICom werden die aktuellen Industrietarife in der Grundversorgung ausgewiesen und international verglichen⁸. Bei dem internationalen Vergleich wird das Profil C3 (Jahresverbrauch von 150 MWh, max. Leistung 50 kW) verwendet. Er zeigt auf, dass Grosskunden in der Grundversorgung gegenüber freien Durchschnittskunden in der EU relevant höhere Strompreise haben. Zudem sind bei den KMU-Verbrauchsprofilen in der Grundversorgung - aufgrund der zuletzt sinkenden Marktpreise - im Vergleich überdurchschnittliche Preise zu finden⁹.

Dieser Nachteil gilt nicht für den freien Markt, der durch die Preise im Grosshandelsmarkt geprägt ist. Im Jahr 2017 waren gut zwei Drittel der Grossverbraucher im freien Markt und konsumierten rund 80% der Elektrizität in diesem Marktsegment. Die Preise im freien Markt werden von der EICom nicht erhoben. Grundsätzlich ist aber festzustellen, dass die Schweizer Spotmarktpreise zwischen jenen in Deutschland (als Untergrenze) und in Italien (als Obergrenze) liegen¹⁰. In der Regel ist das Schweizer Preisniveau näher an den deutschen Preisen ausser im Winter, wenn dieses näher am italienischen Preisniveau ist. Dieses Muster kommt daher, dass im Winter die Importkapazitäten an der Nordgrenze ausgelastet werden, während in den anderen Jahreszeiten der Engpass eher beim Export an der Südgrenze liegt. Ein zur Schweiz in etwa vergleichbares Preisniveau erreicht Frankreich.

Bei der Marktintegration der Schweiz ist hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit von Bedeutung, inwieweit ein Stromaustausch einen Zugriff zu günstigeren ausländischen Handelspreisen ermöglicht. Diesbezüglich sind die Interkonnektorkapazitäten relevant (inklusive derer Knappheiten) sowie eine Einbindung in das Market Coupling (Marktkoppelung durch gemeinsame Auktionen von Strom und

⁷ Diese Engpässe ergaben sich durch das Fehlen einer ausreichenden Produktion auf der 220kV-Netzebene und einer verminderten Produktion der Wasserkraftwerke, was zu einem erhöhten Importbedarf auf der 380kV-Netzebene führte. Die geänderten Lastflüsse im Netz führten dann zu Engpässen bei der Transformation von 380kV auf 220kV.

⁸ Vgl. EICom (2016b), S. 53.

⁹ Vgl. hierzu <http://www.stromkunden.ch/aktuell/vergleich-industriestrompreis>. Dort ist ersichtlich, dass vor allem die Nachbarländer Deutschland und Italien hohe Strompreise verzeichnen. Deutlich günstiger sind Frankreich und Österreich.

¹⁰ Grund sind die unterschiedlichen Strukturen in den Kraftwerksparken: Während Italien von Stromerzeugung aus Gas dominiert ist, deren (variable) Kosten vergleichsweise hoch sind, kommen in Frankreich, Deutschland vergleichsweise günstigere Technologien zum Zuge (geringere variable Kosten).



Grenzkapazitäten). Die Importkapazitäten hin zu Deutschland sind in den letzten Jahren nicht unerheblich gestiegen¹¹. Allerdings ist die Schweiz mangels Stromabkommen mit der EU seit Mitte August 2015 vom Market Coupling ausgeschlossen. Dieses Verfahren des länderübergreifenden Stromaustauschs ermöglicht eine verbesserte Nutzung der Grenzkuppelkapazitäten.

Für die (stromintensiven) Schweizer Grosskunden sind somit die folgenden Einflussfaktoren von Bedeutung für ihre Wettbewerbsfähigkeit:

- Unterschiede in den Netznutzungstarifen sowie Steuern und Abgaben, insbesondere mögliche Vergünstigungen, d.h. explizite oder implizite Sonderregelungen, in den Nachbarstaaten. Auch die Entwicklung der Wechselkurse sind bezüglich der Netznutzungskosten von Belang.
- Unterschiede in den Strombeschaffungskosten aufgrund von Kapazitätsengpässen an Grenzkuppelstellen und auch einer Nicht-Teilnahme am Market Coupling. Kapazitätsbeschränkungen an der Nordgrenze führen dazu, dass sich die Schweizer Strompreise denen in Italien annähern.

2.3 Etwaige Veränderungen im Marktdesign (Exkurs)

Bei einem Anhalten der derzeitigen Marktbedingungen (v.a. niedrige Strompreise im Grosshandel bedingt u.a. durch niedrige CO₂-Preise und Überkapazitäten) erscheinen Investitionen in bestehende und künftige Schweizer Kraftwerkskapazitäten gefährdet. Dies ist im Kontext der Energiestrategie 2050 insbesondere bei der Wasserkraft bedeutsam. Deshalb hat das BFE im Winter 2016 eine Auslegeordnung zu möglichen Veränderungen im Marktdesign veröffentlicht¹². Darin werden Massnahmen beschrieben, welche die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken verbessern und darüberhinaus zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit führen können. Vertiefende Arbeiten erfolgen im Rahmen der bevorstehenden Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG), in der die Frage nach der langfristigen Ausgestaltung des Schweizer Marktdesigns aufgenommen wird.

Im Rahmen eines zukünftigen Marktdesigns ist auch auf eine Revision des Wasserzinsregimes hinzuweisen, da die Wasserzinsen die Gestehungskosten nicht unerheblich beeinflussen. Der aktuelle Maximalzinssatz beträgt 110 CHF/kWbr und führt zu einer mittleren Belastung der Wasserkraft um ca. 1,5 Rp./kWh. In der laufenden Revision wird eine Absenkung des Wasserzinsmaximum auf 80 CHF/kWbr für die Jahre 2020 – 2022 vorgeschlagen. Zusätzliche Produktion, welche mit Investitionsbeiträgen gefördert wird, soll für zehn Jahre vom Wasserzins befreit sein. Alternativ wird erwogen, dass ein Maximum von 80 CHF/kWbr nur für stark defizitäre Kraftwerke gilt und 110 CHF/kWbr für alle anderen. Langfristig wird ein flexibles Wasserzinsmaximum (abhängig von der wirtschaftlichen Situation) angestrebt. Zur Zeit ist der Vorschlag in der Vernehmlassung, wobei vor allem die vorgeschlagene Reduktion des Wasserzinses ab 2020 sehr kontrovers diskutiert wird.

3 Analyse der Entwicklung der EU-Stromproduktion

3.1 Entwicklung EU-Stromproduktion von 2000 bis 2015

In einer Betrachtung ab dem Jahr 2000 unterliegt die EU-Stromnachfrage erheblichen, nicht zuletzt konjunkturell bedingten, Schwankungen¹³. Folglich ist die Stromproduktion in der Finanzkrise wesentlich gesunken. Sie befindet sich inzwischen aber wieder auf dem Niveau von 2003. Augenfällig beim EU-Produktionsmix ist die stete Zunahme der Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE). Die

¹¹ Vgl. EICom (2016b), S. 40.

¹² Vgl. ausführlich BFE (2016).

¹³ Vgl. hierzu im Detail European Commission, DG ENER (2017).



gesamten erneuerbaren Energien (inklusive Wasserkraft) sind bezüglich der Produktionsmenge die bedeutsamsten Energiequellen geworden – bedeutsamer als die sinkende Stromproduktion aus Kernenergie und Kohle¹⁴. Durch die Finanzkrise war insbesondere auch die Stromproduktion aus Gas betroffen, die sich aufgrund schwindender preislicher Nachteile gegenüber der Kohle wieder stabilisiert hat.

3.2 Entwicklung EU-Energiepolitik

3.2.1 Energie- und klimapolitische Ziele

Die EU sieht sich bezüglich ihrer 20-20-20 Ziele für die Energieeffizienz (Endenergieverbrauch im Vergleich zu 1995), den Anteil an erneuerbaren Energien (am Endenergieverbrauch) und das Treibhausgasreduktionsziel (im Vergleich zu 1990) auf Zielkurs. Das Wirtschaftswachstum entkoppelt sich dabei weiter von den Treibhausgasemissionen. Diese Politik will sie fortsetzen und hat einen ehrgeizigen Rahmen für das Jahr 2030 definiert. Sie will ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % unter die Werte von 1990 senken. Um dieses Ziel auf kosteneffiziente Weise zu erreichen, müssen die unter das Emissionshandelssystem der EU (EU-EHS) fallenden Sektoren ihre Emissionen gegenüber 2005 um 43 % senken. Alle anderen Sektoren müssen eine Reduktion gegenüber 2005 um 30 % erreichen. Dazu sollen ab 2021 die Ausgabe der Emissionsrechte jährlich um 2,2 % gedrosselt und so rund 556 Millionen Tonnen Kohlendioxid zusätzlich eingespart werden. Eine wichtige Rolle beim EU-EHS spielt die Marktstabilisierungsreserve, die überschüssige Zertifikate vom Markt nimmt und in eine Reserve einstellt. Diese Reserve soll ab 2021 implementiert werden.

3.2.2 Entwicklung des Regulierungsrahmens

Der regulatorische Rahmen in der EU wird massgeblich durch das dritte Binnenmarktpaket¹⁵ und die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (RES-Richtlinie)¹⁶ definiert. Für die Weiterentwicklung der Strommärkte sind vor allem aktuelle Vorschläge der EU-Kommission zum neuen Strommarktdesign¹⁷ und zur Koordination im Bereich Versorgungssicherheit von Bedeutung, die sich im sog. Winterpaket der EU befinden und ab der zweiten Hälfte 2017 Gegenstand einer vertieften Diskussion im Rat und Parlament sein werden.

Neufassung der RES-Richtlinie

Mit der reformierten RES-Richtlinie soll das Ziel von mindestens 27 % Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch erreicht werden. Hierzu soll im Stromsektor der Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf mindestens 45 % steigen. Um den erhöhten Anteil möglichst effizient zu erreichen, soll der EU-Politikrahmen nicht in rechtsverbindliche nationale Ziele übersetzt werden, damit die Mitgliedstaaten flexibler agieren können. Der Beitrag der einzelnen Mitgliedstaaten zur Zielerreichung im Bereich der erneuerbaren Energien bis 2030 wird im Rahmen einer neuen Governance durch die Kommission überprüft. Bedeutsam ist zudem, dass die Unterstützungsmechanismen für erneuerbare Energien in einer wettbewerblichen, nicht diskriminierenden und kosteneffizienten Weise ausgestaltet sein müssen. Sie sollen zumindest zu 10 % für neu ausgeschriebene Projekte aus anderen Mitgliedstaaten offen sein.

¹⁴ Die Produktion von Strom aus Wasserkraft ist in dem Zeitraum vergleichsweise stabil.

¹⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation>.

¹⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>.

¹⁷ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.



Energieeffizienz

Gefordert wird eine verbindliche EU-weite Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 % bis 2030. Das verbindliche Ziel auf EU-Ebene soll mit Hilfe nationaler indikativer Ziele erreicht werden.

Revidierte Strombinnenmarktrichtlinie bzw. Strombinnenmarktverordnung

Die revidierte Strombinnenmarktrichtlinie¹⁸ soll einen marktbasiereten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strombinnenmarkt stärken. Dafür definiert sie Rollen und Rechte der Konsumentinnen und Konsumenten, setzt einen marktorientierten Rahmen für die Eigenerzeugung sowie die Zwischenschaltung von Aggregatoren und erläutert die Aufgaben und Pflichten von Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern. Regulierte Endkundenpreise sollen auslaufen und effiziente Anreize zu Netzbetrieb und -planung sollen gesetzt werden. Zudem werden Richtlinien für den Speicherbetrieb seitens der Netzbetreiber konkretisiert. Im Rahmen einer revidierten Strombinnenmarktverordnung¹⁹ soll ebenfalls eine Stärkung der Marktmechanismen erfolgen. Dies beinhaltet u.a. eine erhöhte Bilanzkreisverantwortung für alle Marktteilnehmer, Verbesserungen des Kurzfristhandels, marktbasierete Regelungen für Redispatch und Abregelung sowie eine engpassorientierte Überprüfung der Preiszonen. Ferner sollen Mitgliedstaaten nationale Mechanismen zur Sicherstellung der Versorgung (Kapazitätsmechanismen) mit den Nachbarländern und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) abstimmen müssen. Solche Mechanismen dürfen nicht zu Marktverzerrungen oder Behinderungen des grenzüberschreitenden Handels führen. Die Entscheidung für oder gegen einen bestimmten Kapazitätsmechanismus soll in den Mitgliedstaaten auf einem EU-weiten System Adequacy Assessment basieren, so dass ein solcher nur bei nachgewiesenen Versorgungssicherheitsproblemen unter Einbezug des europäischen Umfeldes implementiert werden könnte. Dabei soll auch die Teilnahme von ausländischen Anbietern möglich sein. ACER soll die verwendete Methodologie genehmigen. Ferner werden Umweltkriterien gefordert. So sollen fünf Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung nur Kraftwerke mit einem Emissionswert von weniger als 550 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde an Kapazitätsmechanismen teilnehmen dürfen. Betroffen wären Kohlekraftwerke und allenfalls alte Gaskraftwerke²⁰.

Versorgungssicherheit und Risikovorsorge

Die neue Verordnung zur Risikovorsorge²¹ soll die Mitgliedstaaten auf Krisensituationen im Stromsektor vorbereiten. Solche Krisen wirken sich oft grenzüberschreitend aus. Die Verordnung sieht verpflichtende nationale Risikovorsorgepläne vor, welche alle drei Jahre auf Basis von einheitlichen regionalen Szenarien erstellt werden und einen nationalen Teil sowie einen regionalen Teil beinhalten. Zusätzlich zu den nationalen Risikovorsorgeplänen soll ENTSO-E saisonale System Adequacy Assessments für ganz Europa (Drittstaaten werden explizit einbezogen) durchführen, um die Wahrscheinlichkeit von kurzfristigen Krisen besser abschätzen zu können²².

3.3 Entwicklung EU-Stromproduktion

Zur Einschätzung der zukünftigen Stromproduktion in der EU, in den Schweizer Nachbarländern sowie in der Schweiz selbst können verschiedene Zukunftsszenarien konsultiert werden. Hierzu zählen das EU Referenzszenario 2016 der Europäischen Kommission, 2030-Visionen des Ten Year Network Development Plans 2016 (TYNDP) der ENTSO-E sowie nationale Studien. Die weitere Analyse baut primär auf den Visionen des TYNDP 2016 auf, ergänzt durch Informationen aus den nationalen Szenarien der Nachbarstaaten. Diese Szenarien wurden gewählt, da sie detaillierte und umfangliche

¹⁸ http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:c7e47f46-faa4-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0009.02/DOC_1&format=PDF.

¹⁹ http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_4&format=PDF.

²⁰ Die Kommission plant zudem die Aufwertung der bisherigen Regional Security Coordinators (RSC) auf der Übertragungsnetzebene zu so genannten Regional Operational Centers (ROC). Die ROC sollen gewisse Kompetenzen im operativen Netzbetrieb erhalten. Ausserdem sollen die ROC Massnahmen bei Versorgungsengpässen treffen dürfen und Aufgaben beim Krisenmanagement übernehmen.

²¹ http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1d8d2670-b7b2-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0017.02/DOC_1&format=PDF.

²² Die ROC ergänzen diese Analysen mit regelmässigen week-ahead bis intraday Assessments für ihre Region.



Zahlenangaben zur Stromerzeugung und -nachfrage sowie zu dem Stromaustausch für die analysierten Länder beinhalten.

Der TYNDP variiert zudem die Annahmen des EU-Referenzszenarios über vier mögliche Zukunftsszenarien (Visionen). Diese sind (vorrangig) über den Grad der europäischen Strommarktintegration, über den erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie über den CO₂-Preis definiert.²³

	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
EE-Ausbau	Niedrig/ Hinter Plan	Niedrig	Hoch	Hoch/ Im Plan
EU-Strommarkt Integration	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Stromnachfrage	Leichter Anstieg	Rückgang	Stagnation	Anstieg
CO ₂ Preis	Niedrig (17€/t)	Niedrig (17€/t)	Hoch (71€/t)	Hoch (76€/t)
Gas/Kohle	Kohle vor Gas	Kohle vor Gas	Gas vor Kohle	Gas vor Kohle
DSM und elek. Anwendungen	Niedrig	Mittelmäßig	Mittelmäßig	Hoch

Tabelle 1: Visionen 2030 des TYNDP-2016, dargestellt auf Basis Frontier Economics (2017)

Es werden die mittleren Szenarien (Visionen 2 und 3) gewählt. Da die Vision 2 näher beim aktuellen CO₂-Preisniveau liegt, ist die Darstellung der Vision 3 als ein Alternativszenario mit hohem CO₂-Preis zu sehen.

3.3.1 Trends bei der Stromerzeugung

Der europäische Kraftwerkspark ist weiterhin im Umbruch. Bis 2030 kommt es zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien (v.a. Wind und PV), speziell auch in den Nachbarländern. Wind-, Solar- und Biomassekapazitäten verzeichnen einen signifikanten Anstieg; Wasserkraftkapazitäten steigen aufgrund des bereits heute zum grossen Teil ausgeschöpften Potentials nur leicht an. Insgesamt steigen die gesamten EE-Kapazitäten von heute 396 GW auf 595 GW (bzw. 812 GW im Alternativszenario). Die Wasserkraftkapazitäten steigen dabei von 128 GW auf 167 (bzw. 188) GW. Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten sinken moderat über alle Technologien hinweg von heute 570 GW auf 441 GW (bzw. 453 GW), wobei in der Vision 2 die Kohlekraftwerke stärker vertreten sind (102 GW gegenüber 81 GW im Alternativszenario). Im Alternativszenario findet ein relevanter Anstieg der Gaskraftwerke statt (216 GW gegenüber 163 GW), da diese deutlich wirtschaftlicher werden. Durch den höheren CO₂-Preis kommt es zu einer Umkehr der fossilen Erzeugungsarten in der Angebotskurve am Grosshandelsmarkt (Merit Order), welche diese Entwicklung massgeblich treibt.

Vergleichbare Veränderungen wie bei den Kapazitäten lassen sich bei der Stromerzeugung erkennen (wobei im Alternativszenario speziell auch eine tendenziell höhere Stromnachfrage und der stärkere Ausbau der erneuerbaren Energien wirksam sind). Die Stromerzeugung aus allen erneuerbaren Energien steigt von 936 TWh auf 1347 TWh (bzw. 1795 TWh). Die Position der Wasserkraft verbessert sich dabei leicht mit 387 (bzw. 401 TWh) im Vergleich zu 362 TWh. Es ist ein erheblicher Rückgang der Gasproduktion von 566 auf 169 TWh zu verzeichnen. Die Kohleproduktion nimmt von 847 TWh auf 553 TWh ab. Im Alternativszenario ist die Entwicklung der fossilen Erzeugung wiederum gegenläufig: Es erfolgt mit 446 TWh eine hohe Gasproduktion und mit 151 TWh eine deutlich

²³ Hinzu kommen als massgeblichere Indikatoren die Entwicklung der Stromnachfrage, die in den beiden mittleren Visionen unterschiedlich angenommen wird, sowie die Verbreitung von Demand Side Management (DSM). Zu einer umfänglichen Darstellung der Annahmen in den Visionen siehe ENTSO-E (2015), S. 18.



verringerte Kohleproduktion. Die Kernkraftproduktion verringert sich auf 733 TWh (bzw. 534 TWh) und liegt somit niedriger als heute.

Die Abbildung 1 zeigt die genaue Aufschlüsselung der Kapazitäten und erzeugten Strommengen. Die analoge Darstellung der alternativen Vision findet sich im Anhang (Abbildung A-2).

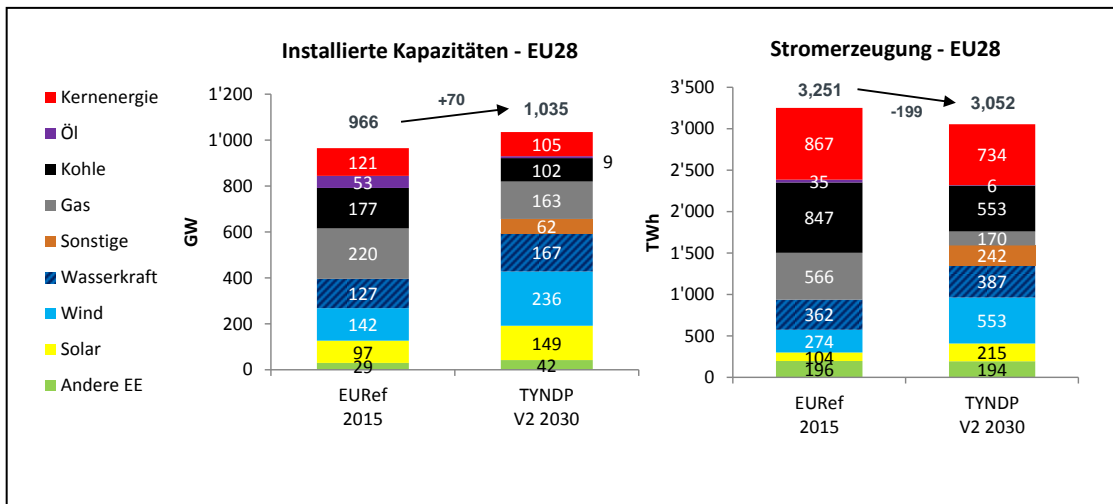


Abbildung 1: Stromezeugung EU-28, EU-Referenzszenario, TYNDP Vision 2, Quelle: Frontier Economics (2017)

Die Tabelle 2 weist ergänzend, entsprechend der konkreten Fragestellung des Postulats, die relativen Anteile in der Stromerzeugung in der EU aus.

	EU-Referenz Anteil 2015	TYNDP-Vision 2 Anteil (2030)	Alternativvision Anteil (2030)
Kernenergie	27%	24%	17%
Öl	1%	0%	0%
Kohle	26%	18%	5%
Gas	17%	6%	14%
Sonstige Nicht-Erneuerbare ²⁴	k.A.	8%	8%
Wasserkraft	11%	13%	13%
Wind	8%	18%	25%
Solar	3%	7%	9%
Sonstige Erneuerbare	6%	6%	9%

Tabelle 2: Anteile an der EU-Stromerzeugung in 2015 und 2030, Quelle: Frontier Economics (2017)

Detaileinschätzungen zu den Nachbarstaaten der Schweiz

Die Gesamtkapazitäten über alle Nachbarstaaten bleiben in der Vision 2 relativ unverändert im Vergleich zu 2015 (464 GW (2030) im Vergleich zu 467 GW (2015)), allerdings verändert sich die Zusammensetzung der Kraftwerksparks deutlich.

Deutschland: Der Anteil konventioneller Kapazitäten sinkt aufgrund des kompletten Kernkraftausstiegs. Zudem gehen klimapolitisch und altersbedingt die Kohlekapazitäten zurück. Dieser Trend könnte verstärkt werden, wenn die Bundesregierung den Ausstieg aus der Kohleverstromung politisch

²⁴ Definiert als der aggregierte Wert für nicht-erneuerbare WKK, Abfall und nicht eindeutig definierte Erzeugungsformen. Diese Klasse wird beim EU-Referenzszenario nicht ausgewiesen.



forciert (derzeit in Deutschland debattiert, aber nicht entschieden). Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet weiter voran, v.a. bei den Windkraftkapazitäten.

Frankreich: Die Kernenergiekapazitäten gehen moderat zurück. Kohlekraftwerke verschwinden fast vollständig aus dem Markt. Diese haben in Frankreich aber auch in der Vergangenheit keine wesentliche Rolle gespielt. Gleichzeitig findet ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien, allen voran der Windkapazitäten, statt.

Italien: Die installierte Leistung der Gaskraftwerke geht aufgrund des angenommenen Gas-Kohlepreisverhältnisses deutlich zurück, während die Kohlekapazitäten konstant bleiben. Sollte sich die Kohleverstromung gegenüber Erdgas deutlich verteuern – z.B. durch einen signifikanten Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises im europäischen CO₂-Handelssystem –, würde die Erdgasverstromung auf Kosten der Kohleverstromung profitieren und die Stromerzeugung in Italien aufgrund der Verfügbarkeit von Gaskraftwerkskapazitäten insgesamt ansteigen (so in der Alternativvision)²⁵. Zudem findet ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien statt, der insbesondere durch einen Anstieg der installierten Solar-Kapazitäten getrieben wird.

Österreich: Die installierten Kapazitäten der traditionellen Technologien, Wasserkraft und Erdgas, bleiben weitestgehend stabil. Die Gesamtkapazitäten nehmen durch einen Anstieg der erneuerbaren Energien, insbesondere durch Wind und Solar, zu. Kohle spielt in Österreich keine wesentliche Rolle (und es gibt keine Kernkraftwerke).

In der Gesamtbetrachtung der Nachbarstaaten sind vor allem der Ausbau der Windkraft in Deutschland auf 61,2 GW sowie der Rückgang der Gaskraftwerkskapazitäten in Italien auf 34,9 GW erwähnenswert. Auch die Kohle- und Gaskraftwerke in Deutschland vermindern ihre Erzeugungskapazitäten in einem erheblicheren Umfang.

Bei der Stromerzeugung wird in den Nachbarstaaten der Anteil der erneuerbaren Energien von 28 auf 41% deutlich ansteigen. Auffällig ist der Rückgang in Deutschland (von 645,7 TWh auf 494,8 TWh) sowie in Frankreich (von 584,2 TWh auf 528,1 TWh). Hingegen findet in Österreich ein Ausbau um 67,3 TWh statt. In Italien verändert sich die Situation nur wenig (Reduktion um 22 TWh). Insgesamt wird in diesem Szenario für 2030 eine Stromerzeugungsmenge in den Nachbarstaaten von 1357,3 TWh erwartet (im Vergleich zu 1578,5 TWh).

In der Alternativvision mit hohen CO₂-Preisen ergeben sich speziell in Deutschland und Italien unterschiedliche Auswirkungen. Die deutsche Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken nähme hier signifikant ab und würde durch weitere erneuerbare Energien (v.a. Windenergie) kompensiert. Auch in Frankreich würde die Erzeugung von Windenergie bedeutend zunehmen. Die Stromerzeugung der italienischen Gaskraftwerke würde (im Vergleich zur Vision 2) deutlich zunehmen, wie auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Italien könnte in diesem Fall Nettoexporteur von Strom werden. Insgesamt würde sich in der Alternativvision die Stromerzeugung in den Nachbarländern mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 58 % gegenüber 2015 nur moderat verändern (auf insgesamt 1'406 TWh). Die Erzeugungskapazitäten würden auf 598 GW ansteigen.

3.3.2 Nachfrageentwicklung und Marktintegration

Weitere wichtige Treiber der europäischen sowie der Schweizer Marktentwicklung sind die Stromnachfrage und die genauen Rahmenbedingungen der Marktintegration.

Die Stromnachfrage wird, neben konjunkturellen Einflüssen, massgeblich durch die Entwicklung der Energieeffizienz sowie der Sektorkoppelung zwischen Strom und Wärme/Mobilität beeinflusst. Diese Faktoren wirken in unterschiedliche Richtungen. Der Effekt aus der Sektorkoppelung ist gegenläufig zu einer energieeffizienzbedingten geringen Stromnachfrage. Er wirkt allerdings bis zum Jahre 2030

²⁵ Dabei ist zu beachten, dass aktuell in Italien ein Kohleausstieg diskutiert wird. Die Bedeutung der Kohle in Italien ist aber gering.



kaum. Eine Sektorkoppelung soll massgeblich ab 2040 wirksam werden und dann zu einer relevant höheren Stromnachfrage führen²⁶.

Zentrale Treiber der Marktintegration der Schweiz sind der Ausbau der Interkonnectoren, die weitere Entwicklung des europäischen Marktdesigns sowie die Einbindung der Schweiz in den EU-Markt. Bei den Interkonnectorkapazitäten, welche die physischen Möglichkeit des Stromaustausches bestimmen, ist bis zum Jahre 2030 eine Zunahme von 50 bis 60 % zu erwarten (bis 2050 sollen sie sich verdoppeln)²⁷. Bei dem europäischen Marktdesign spielt der Trend zur Schaffung nationaler Kapazitätsmärkte eine wesentliche Rolle. Dabei ist derzeit unbestimmt, zu welchem Grad die Europäische Kommission hier eine Harmonisierung erzielen kann. Derzeit gibt es in den Mitgliedstaaten unterschiedliche Ausprägungsformen: Energy-only-Markt (Österreich, Dänemark), die Schaffung strategischer Reserven ausserhalb des Energy-only-Markts, die in v.a. für winterliche Knappheitssituationen bereit stehen und dafür entlohnt werden (Schweden, Deutschland, Belgien) sowie umfassende Kapazitätsmärkte, welche über dezentrale oder zentrale Mechanismen die Vorhaltung von Kapazitäten belohnen (Grossbritannien, Frankreich und Italien)²⁸. Auch eine weitere Aufspaltung der Preiszonen in der EU, vor allem zwischen Nord- und Süddeutschland, kann von wirtschaftlicher Bedeutung für die Schweiz sein, da in einer (benachbarten) süddeutschen Preiszone die Preise höher aber zugleich weniger volatil wären. Bei der weiteren Einbindung der Schweiz in den EU-Markt spielt vor allem der Abschluss eines Stromabkommens eine wichtige Rolle²⁹.

3.4 Einordnung der Entwicklungen für die Schweiz

Auf Basis der Entwicklung der europäischen Märkte können Einschätzungen hinsichtlich Versorgungssicherheit und des Stromhandels in der Schweiz abgeleitet werden.

3.4.1 Auswirkungen auf den Stromhandel

Visionsunabhängig wird erwartet, dass die Stromhandelsbilanz über das Jahr relativ ausgeglichen bleibt. Abbildung 2 illustriert das Muster der Stromaustauschbeziehungen (in TWh) mit den Nachbarländern bis zum Jahr 2030 anhand der Vision 2 des TYNDP.

²⁶ Vgl. Frontier Economics, 2017, S. 38.

²⁷ Vgl. die Darstellung A-1 im Anhang.

²⁸ Zum Entwicklungsstand der europäischen Kapazitätsmärkte vergleiche die Darstellung A-4 im Anhang.

²⁹ Siehe dazu Kapitel 3.4.2.

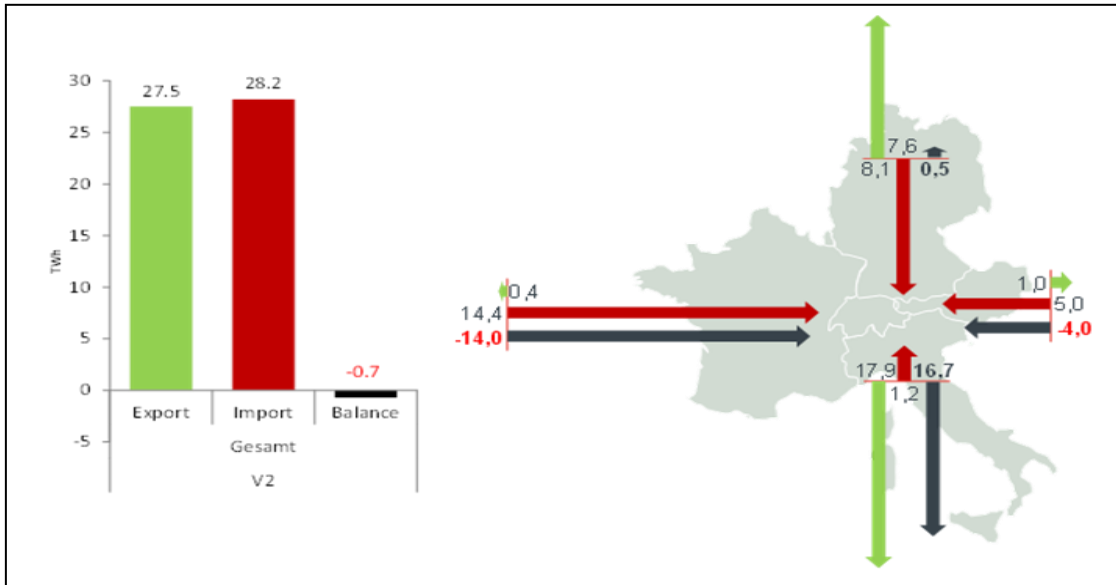


Abbildung 2: Grenzüberschreitende Stromflüsse (Vision 2) in 2030, Quelle: Frontier Economics (2017) auf Basis TY-NDP-2016

Die Schweiz hat in diesem Szenario ein geringes Exportdefizit von -0,7 TWh. Die Stromhandelsbilanz mit Deutschland und Österreich ist weitgehend ausgeglichen. Mit Frankreich besteht ein hoher Importüberschuss (-14 TWh) und mit Italien ein hoher Exportüberschuss (+16,7 TWh). Die hohen Stromimporte aus Frankreich erklären sich aus dem relativ hohen Kernenergieanteil und einer leicht gesunkenen nationalen Stromnachfrage, wodurch französische Kernkraftwerke vermehrt Strom exportieren können. Die hohen Stromexporte nach Italien resultieren v.a. aus dem angenommenen Gas-Kohle-Verhältnis. Die Schweiz bleibt weiterhin Transitland für Stromflüsse von Westeuropa nach Italien.

Die Alternativvision mit hohem CO₂-Preis zeigt ein ähnliches Gesamtergebnis (vgl. Abbildung A-3 im Anhang). Der Unterschied zur Vision 2 ergibt sich aus der Annahme eines umfassenderen EE-Ausbaus, einer stabileren Nachfrage sowie höheren CO₂-Preisen. Diese Parameter haben einen positiven Einfluss auf die wirtschaftliche Position der Schweizer Kraftwerke und die Handelsströme. Es ergibt sich ein leichter Stromexportüberschuss von 1,7 TWh. Gegenüber Deutschland ist ein Handelsüberschuss von 5,3 TWh zu verzeichnen, der aus dem Kernenergieausstieg und dem veränderten Gas-Kohlepreis-Verhältnis im Zusammenhang mit dem (immer noch) hohen Anteil an Kohlekapazitäten in Deutschland resultiert. Das Stromaustauschniveau mit Deutschland ist insgesamt sehr hoch, was am höheren Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien liegt. Die Bilanz mit Österreich und Frankreich ist leicht negativ. Der starke Rückgang des Importüberschusses aus Frankreich im Vergleich zur Vision 2 entspringt der geringeren französischen Kernenergieerzeugung. Die Handelsbilanz mit Italien ist quasi ausgeglichen. Dies ist auf den hohen Anteil der Erdgaserzeugung in Italien und die sehr vorteilhaften Gaserzeugungskosten zurückzuführen.

3.4.2 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Die aufgezeigten Entwicklungen in der EU sind hinsichtlich ihrer Wirkungen auf die nationalen Versorgungssicherheit (v.a. auch hinsichtlich der Investitionsanreize) wie folgt einzuordnen.



Weiterer Ausbau erneuerbarer Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in den Nachbarländern der Schweiz weist ambivalente Effekte auf. So nehmen die Erlöse auf den Stromgrosshandelsmärkten tendenziell ab, insofern weiterhin geförderte erneuerbare Energien auf den Markt drängen und die Stromgrosshandelspreise senken. Andererseits ist davon auszugehen, dass mittel- bis langfristig die Schwankungen der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) zunehmen und auch der CO₂-Preis steigt – was das Preisniveau insgesamt nach oben treibt und Zusatzerlöse schafft. Aus diesen Entwicklungen ergeben sich v.a. für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zusätzliche Chancen, da sie von häufigeren und grösseren Preisspitzen und höheren Gewinnspannen profitieren können. Dies würde deren Wirtschaftlichkeit stärken und hat über verbesserte Investitionsanreize tendenziell einen positiven Einfluss auf die inländische Versorgungssicherheit³⁰.

Entwicklung konventioneller Kraftwerke

Ähnlich wie der Ausbau erneuerbarer Energien ist der Trend zur Ausserbetriebnahme konventioneller Kraftwerkskapazität im Ausland zweischneidig zu sehen. Eine Ausserbetriebnahme von steuerbaren konventionellen Kraftwerken senkt tendenziell die Versorgungssicherheit, da für Knappheitszeiten insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Dies ist für die Versorgungssicherheit negativ zu bewerten. Andererseits steigen durch eine Verknappung des Kapazitätsangebots die Strompreise in der Region an, so dass über verbesserte Investitionsbedingungen die inländischen Kraftwerkskapazitäten profitieren. Die verbesserten Investitionsanreize sind für die inländische Absicherung der Stromversorgung positiv zu bewerten.

Einschätzung unter spezieller Berücksichtigung der Nachbarstaaten

Betrachtet man zusätzlich die stromwirtschaftlichen Entwicklungen in den Nachbarländern, so ist kurz- bis mittelfristig keine kritische Kapazitätsverknappung in der Schweiz zu erwarten. In Österreich sind keine Ausserbetriebnahmen im kritischem Umfang zu erwarten. Die absehbaren Ausserbetriebnahmen in Deutschland sind im Zusammenhang mit dem Abbau von Überkapazitäten im Kraftwerkspark zu sehen. Eine wesentliche Verknappung würde erst dann resultieren, wenn die Politik den Ausstieg aus der Kohleverstromung stark forcieren würde. Frankreich und Italien weisen bereits kurzfristig eine relativ knappe Kapazitätsbilanz in der Stromerzeugung auf. Allerdings haben sich beide Länder dazu entschlossen, die Kapazitätsbilanz über die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten administrativ zu lenken und so Knappheitssituationen zentral gesteuert vorzubeugen. Aus Sicht des Gutachtens von Frontier Economics (2017) erscheint es allerdings unwahrscheinlich, dass in allen Nachbarländern gleichzeitig Knappheitssituationen auftreten³¹. Hierfür wiesen Italien bzw. Frankreich/ Deutschland zu unterschiedliche Kraftwerksparks, Nachfragecharakteristika sowie meteorologische Verhältnisse auf. Zudem verfüge die Schweiz selber bis 2030 über ausreichend inländische Stromerzeugungskapazitäten, um bei gleichzeitigen Knappheiten im Ausland die Stromversorgung aus heimischen Quellen sicherstellen zu können. Folglich seien die generellen Risiken für die Versorgungssicherheit als moderat einzuschätzen. Die Politik könnte ergänzend durch zusätzliche Massnahmen verbesserte Investitionsanreize zur weiteren Stärkung der Inlandskapazitäten setzen³².

Zusammenfassend erscheint die Stromversorgungssicherheit der Schweiz durch die Entwicklung der EU-Stromproduktion auf Basis der Szenarien des TYNDP bis 2030 nicht gefährdet, auch da es einen erheblichen Ausbau der Interkonnektoren (und somit der physischen Anbindung an das Ausland) gibt.

³⁰ Inwieweit die Strompreisschwankungen im Schweizer Strommarkt zunehmen werden, kann - neben der Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien - auch von anderen Faktoren abhängig sein. Hierzu zählt bspw. eine mögliche Preiszonen-Aufteilung in Deutschland.

³¹ Vgl. Frontier Economics, 2017, S. 48 f.

³² In diesem Kontext ist auf die Untersuchungen seitens des BFE zu möglichen Anpassungen am Marktdesign hinzuweisen, vgl. Kapitel 2.3.



Weitere Markteinbindung über ein Stromabkommen

Eine Verbesserung der EU-Markteinbindung durch ein Stromabkommen würde dazu führen, dass der Marktzugang zu den EU-Strommärkten rechtlich abgesichert ist. Zudem würde der Zugang zur ausländischen Back-up-Kapazität im Knappheitsfall verbessert. Ein weiterer Vorteil im Lichte der Versorgungssicherheit wäre, dass es zu einer verbesserten Beschaffung von Systemdienstleistungen über die Ländergrenzen hinweg käme. Vor allem könnte die Schweiz auch an einem Market Coupling teilnehmen. Dabei sind zwei Effekte zu beachten: Einerseits steigt beim Market Coupling, analog zum Ausbau der Interkonnektoren, beispielsweise die Importkonkurrenz. Andererseits kann im umfänglicheren Masse auf günstigere Angebote zugegriffen werden, was gesamtwirtschaftlich positiv zu sehen ist. Zudem würde bei einem Stromabkommen der Zugang von Schweizer Anbietern zu den nationalen Kapazitätsmärkten in den betreffenden EU-Ländern erleichtert. Diese Märkte sichern Kraftwerkskapazitäten ab. Dies kommt der Schweiz in Form importierter Versorgungssicherheit zugute³³.

Aufgrund der aktuellen Ergebnisse der System Adequacy-Analyse kann auch bis zum Jahre 2035 die Versorgungssicherheit in der Schweiz als gewährleistet angesehen werden. Diese wurde am 27. Oktober 2017 veröffentlicht.

3.4.3 Preisliche Entwicklungen

Aufgrund der Funktion als Stromhub zwischen den nördlicheren Ländern und Italien lagen die Schweizer Stromgrosshandelspreise bisher stets zwischen den Grosshandelspreisen dieser Länder. Die Analyse der Zukunftsszenarien des europäischen Stromsektors lassen darauf schliessen, dass dies auch in Zukunft der Fall sein wird. Dies resultiert aus den weiterhin zu erwartenden strukturellen Preisunterschieden zwischen den Schweizer Nachbarstaaten sowie aus der Notwendigkeit, die ansteigende fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien europäisch bzw. international auszugleichen. Die relative Position der Schweizer Stromgrosshandelspreise im Vergleich zu den Nachbarländern wird sich somit nicht ändern.

Zudem wird durch den Ausbau der Interkonnektorkapazitäten die Position als Stromhub verbessert. Die Schweizer Grosshandelsstrompreise sollten deshalb im Durchschnitt weiterhin über denen von Deutschland/Österreich und unter denen von Italien liegen. Allerdings kann unter bestimmten Umständen die Richtung der Stromflüsse strukturell drehen. Dies kann bspw. bei einem starken Ausbau von erneuerbaren Energien in Italien und höheren Gewinnpotentialen von Gaskraftwerken im Vergleich zu Kohlekraftwerken der Fall sein. Unter diesen Umständen könnte sich Italien zum Stromexporteur nach Deutschland entwickeln. In solch einem Szenario würde sich aber nur die Stromflussrichtung, nicht die Position als wichtiges Transitland ändern.

Ein weiterer Struktureffekt ist, dass das Preisband, in dem sich die Stromgrosshandelspreise in der Schweiz und den Nachbarländern bewegen, schmaler werden dürfte. Dies bedeutet, dass sich die durchschnittlichen Strompreise der Nachbarstaaten aufeinander zubewegen werden. Diese Einschätzung ist insbesondere durch die steigenden Interkonnektorkapazitäten begründet³⁴. Auch eine Teilnahme an einem Market Coupling würde tendenziell in diese Richtung wirken.

In Bezug auf die Volatilität der Strompreise zeichnet sich ein klarer Trend zu höheren Preisschwankungen ab. Dies liegt insbesondere an der Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung aus Er-

³³ Allerdings könnten bei sehr hohen Kapazitätszielen im Ausland ausländische Kraftwerke mittelfristig inländische Kraftwerke vom Markt verdrängen. Versorgungssicherheit würde dann, wie auch beim Ausbau der Interkonnektoren, verstärkt aus dem Ausland importiert. Letzterer Effekt würde korrigiert, wenn Schweizer Kraftwerke erfolgreich in ausländischen Kapazitätsmärkten bieten dürften, was zusätzliche Einkünfte für die Betreiber schaffen würde.

³⁴ Davon abgesehen können eine Auftrennung der deutschen Preiszone bzw. eine steigende wirtschaftliche Attraktivität der italienischen Gaskraftwerke als auch ein länderübergreifendes Angleichen der EE-Anteile dazu führen, dass der Preiskorridor zwischen den betroffenen Ländern und der Schweiz geringer wird.



neuerbaren Energien. Folglich werden die Stromaustausche zunehmen. Hierdurch werden auch die inländischen Preise stärker schwanken.

Für die inländische Preisgestaltung wird bezüglich der Strompreiskomponente in Zukunft massgebend sein, ob es eine volle Marktöffnung geben wird. Diese wird zu einer höheren Preis- und Angebotsvielfalt für die Haushalte und Gewerbekunden führen³⁵. Hiervon dürften aufgrund der Wettbewerbsdynamik insbesondere die kleinen und mittleren Unternehmen profitieren, die bislang ihren Lieferanten noch nicht frei wählen können³⁶. Zudem dürfte sie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie tendenziell leicht steigern, da der Zugang zu einer günstigeren ausländischen Erzeugung verbessert wird und die KMUs den Zugang zum freien Markt erhalten³⁷. Eine volle Marktöffnung kann zu einem ungünstigen Zeitpunkt der Preisentwicklung, wenn sie mit hohen Wechselbewegungen verbunden ist, die Refinanzierung einzelner Schweizer Kraftwerkskapazitäten beeinflussen. Unmittelbare erhebliche Wechselbewegungen im Kleinkundensegment waren aber in den Liberalisierungsprozessen der EU noch nicht zu beobachten. Allerdings dürften die Margen unter Druck kommen. Ferner ist mittelfristig von einem relevanten Strompreisanstieg auszugehen, einerseits aufgrund des Abbaus der Überkapazitäten im Markt, andererseits dadurch, dass der CO₂-Preis nicht dauerhaft tief bleiben kann, wenn die EU ihre ambitionierten Klimaziele erreichen will.³⁸

Neben der Entwicklung bei den Energiepreisen spielt bei der Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit auch die weitere Entwicklung der Netzentgelte und Abgaben eine Rolle. Hier ist die Ausgangssituation der Schweiz unterschiedlich. Im internationalen Vergleich hat die Schweiz eher hohe Netzentgelte³⁹ jedoch tiefe Abgaben. Bei der Regulierung der Netzentgelte geht es darum wirksame (finanzielle) Anreize einzuführen. Eine weitere wichtige Stellgrösse ist die Entwicklung des WACC sowie die konkrete Entwicklung des Netzausbaus. Hinzu kommt die zukünftige Entwicklung der Abgabenlast, bei der es aus Wettbewerbsgesichtspunkten wichtig ist, dass die günstige Position der Schweiz erhalten bleibt.

4 Sonderreglementierung für stromintensive Unternehmen in den EU-Mitgliedstaaten

4.1 Formen und beihilferechtliche Aspekte

Strompreise sind ein wesentlicher Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, die im internationalen Wettbewerb steht und steigende Kosten nicht oder nur teilweise auf die Preise überwälzen kann. Ein hoher Energiekostenanteil kann die Profitabilität und Wettbewerbsfähigkeit erheblich einschränken. Um die Belastungen für die energieintensive Industrie zu mindern und ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, setzen Ausnahmeregelungen an den verschiedenen Komponenten der Strompreise an.

- **Netznutzungsentgelte:** Abschläge auf die üblichen Netznutzungsentgelte, bzw. eine industrie-freundliche Strukturierung. Vergünstigungen können sich auch aus bilateralen Verhandlungen der Grosskunden mit dem Netzbetreiber ergeben.
- **Abgaben/Umlagen und Steuern:** Ausnahmeregelungen von der Refinanzierung von geförderten erneuerbarer Energien bzw. WKK und reduzierte Steuersätze oder Steuerausnahmen.

³⁵ Die Grosskundentarife unterliegen schon heute weitestgehend dem Wettbewerb und ein Grundversorgungsangebot wird bei voller Marktöffnung entfallen.

³⁶ Bei den Kleinkunden, die freiwillig in der Grundversorgung verbleiben, hängen die Preise neben der Wettbewerbsdynamik massgeblich von einem etwaigen Zuschlag für die sichere Versorgung ab sowie der Zusammensetzung des Stroms in diesem Angebot.

³⁷ Vgl. Ecoplan (2013).

³⁸ Alle vorliegenden Prognosen gehen von einem Preisanstieg aus. Zudem will die EU die Zertifikate im EU-EHS verknappen, siehe Kapitel 3.2.2.

³⁹ Vgl. BFE (2013) S. 34.



- Strombeschaffungspreise: Günstige Strombezugspreise; v.a. eine Kompensation der indirekten CO₂-Kosten für stromintensive Grosskunden.

Um Wettbewerbsverzerrungen aus solchen Sonderreglementierungen zu verhindern, müssen die EU-Mitgliedsstaaten im Rahmen der Beihilferegulungen die Europäische Kommission vor Gewährung der Beihilfe informieren. Die Europäische Kommission bewilligt staatliche Beihilfen nur dann, wenn diese im Interesse der Öffentlichkeit liegen und der Gesellschaft oder der Wirtschaft als Ganzes dienen. Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie setzen bei den verschiedenen Bestandteilen des Strompreises an und müssen beihilferechtlich geprüft werden: Bei den Strombeschaffungspreisen ist ein Ausgleich für höhere Kosten, die durch indirekte Effekte von CO₂-Preisen auf den Strompreis entstehen können, möglich. Diese betreffen die indirekten Kosten aus dem EU-EHS, bzw. nationalen CO₂-Steuern⁴⁰. Reduzierte Netznutzungsentgelte für energieintensive Unternehmen sind in einigen energieintensiven Ländern zu beobachten. Zu deren Beihilfeprüfung besteht keine spezifische EU-Gesetzgebung. Bei den Abgaben, Umlagen und Steuern sind reduzierte Steuersätze⁴¹, reduzierte Abgaben oder Umlagen für erneuerbare Energieträger⁴² oder reduzierte Abgaben oder Umlagen für WKK⁴³ denkbar.

Drei Hauptkriterien werden bei einer solchen Prüfung verwendet:

- (i) Die Begünstigung dient einem gesamteuropäischen Ziel (direkt oder indirekt),
- (ii) die Begünstigung verzerrt den Wettbewerb nicht (unverhältnismässig) und
- (iii) sie ist selbst verhältnismässig.

Werden diese Kriterien erfüllt, so wird eine Beihilfe als zulässig erachtet. Bei den bislang vorliegenden Prüfungsfällen ist aus der Sicht des nachfolgenden Ländervergleichs insbesondere ein Verfahren gegen Deutschland wegen ermässigten Netznutzungsentgelten für grosse Stromkonsumenten erwähnenswert. Seit 2013 läuft eine Untersuchung der seit 2011 gewährten Ermässigungen. Die vorläufige Meinung der Kommission ist, dass die Ausnahmeregelung den Begünstigten einen selektiven Vorteil im Vergleich zu anderen Mitgliedsstaaten verschaffe und so den europäischen Wettbewerb schädige⁴⁴. Allerdings wird weiterhin untersucht, ob die Begünstigung einem Ziel von gemeinsamem Interesse dient und dadurch antiwettbewerbliche Auswirkungen rechtfertigt⁴⁵. In Deutschland wurde daraufhin das System der reduzierten Netznutzungsentgelte angepasst.

4.2 Analyse ausgewählter Länder

Im Folgenden werden sechs ausgewählte Länder dargestellt, um einen Überblick über die aktuelle Praxis zu erhalten. Hierzu wurden die vier grossen Nachbarländer sowie die Niederlande und Grossbritannien gewählt.

4.2.1 Deutschland

Deutschland gehört zu den Ländern mit den höchsten Steuern und Abgaben. Viele Endverbraucher (Haushalte / Gewerbekunden) zahlen ca. 75 bis 80 % ihres Strompreises für Netznutzungsentgelte, Abgaben und Umlagen. Die EEG-Umlage zur Finanzierung der erneuerbaren Energien macht dabei den grössten Anteil der staatlich induzierten Umlagen aus mit einem Umfang von 22,9 Mrd. Euro (2016).

⁴⁰ Geregelt seit 1.1.2013 in der „Leitlinie für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten“ bzw. durch die „Leitlinie für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen“, § 179 -180.

⁴¹ z.B. Stromsteuern, s. „Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom“, ABl. L 283 vom 31.10.2003, S. 51, Art. 17 und Annex I.

⁴² Siehe „Leitlinie für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen“, § 181 bis 192.

⁴³ Siehe „Leitlinie für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen“, § 139-140, 150-151.

⁴⁴ Vgl. Verfahrenseröffnung der Europäischen Kommission siehe http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-191_en.htm.

⁴⁵ Zum Stand dieses Verfahrens (SA.34045) siehe http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_34045.



Netznutzungsentgelte: Die stromintensive Industrie kann bei bestimmten Voraussetzungen ihre Netznutzungsentgelte erheblich reduzieren. Bei grossen Industriekunden mit einem Mindestverbrauch von zehn GWh/Jahr können die Entgelte bis zu einem Minimalsatz von 10% des veröffentlichten Netznutzungsentgeltes reduziert werden, dieser Minimalsatz gilt bei mehr als 8000 Benutzungsstunden/Jahr. Bei atypischer Netznutzung, bei der Endverbraucher die Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten verlagern, können individuell Reduktionen von bis zu 20% des veröffentlichten Netznutzungsentgeltes beantragt werden, da sie zur Netzentlastung beitragen.

Die entgangenen Erlöse der Netzbetreiber von ca. 1,2 Mrd Euro werden über die §19 Strom-Netzentgeltverordnung-Umlage finanziert und von allen anderen Verbrauchern getragen. Bei einem Stromverbrauch von mehr als 1 GWh fällt diese Umlage für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vermindert an. Der ermässigte Satz beträgt 0,05 ct/kWh, bzw. 0,025 ct/kWh, wenn die Stromkosten mehr als 4% des Umsatzes ausmachen. Der Regelsatz beträgt 0,378 ct/kWh (2016).

Steuern: Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer mit einem Regelsatz von 2,05 ct/kWh. Stromintensive Unternehmen, die Strom für bestimmte Prozesse und Verfahren verwenden (z.B. Elektrolyse, Herstellung von Glas, Zement oder Metallerzeugung und -bearbeitung), können eine Reduktion bis zu 100% erhalten. Unternehmen des produzierenden Gewerbes können eine Reduktion bis zu 90% erhalten. Die Mindereinnahmen betragen ca. 3,6 Mrd. Euro⁴⁶.

Abgaben und Umlagen: Der Regelsatz der EEG-Umlage (2016) von 6,354 ct/kWh kann (je nach Fallgruppe stromkostenintensiver Unternehmen) oberhalb einer jährlichen Verbrauchsmenge von 1 GWh auf bis zu 15 oder 20 % und bei hoher Stromkostenintensität gar bis zum festgelegten Minimalsatz von 0,05 ct/kWh (bei Erzeugung und Bearbeitung von Aluminium, Blei, Zink, Zinn und Kupfer), bzw. 0,1 ct/kWh abgesenkt werden⁴⁷. Die Ausnahmeregelungen gelten für stromintensive Unternehmen, deren Stromverbrauch im letzten Geschäftsjahr neben dem Schwellenwert für den Verbrauch (1 GWh) eine Stromkostenintensität von mindestens 14, bzw. 20 % aufweisen. Zusätzlich müssen Unternehmen ab einem Verbrauch von 5 GWh ein zertifiziertes Energie- und Umweltmanagementsystem nachweisen.

Bei der KWKG-Umlage zur Finanzierung der Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) gibt es für stromkostenintensive Unternehmen für den Stromanteil, der über 1 GWh hinausgeht, eine Reduzierung des Regelsatzes von 0,445 ct/kWh auf bis zu 0,03 ct/kWh.

Zudem gibt es Reduzierungen des Regelsatzes bei der Offshore-Umlage, welche die Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber bei Ausfällen bzw. verzögertem Anschluss von Offshore-Windanlagen umfasst, ab einem Verbrauch von 1 GWh von 0,04 ct/kWh auf 0,025 ct/kWh. Die Kosten der Ausnahmen werden ebenfalls auf die anderen Endverbraucher überwält.

Strombeschaffungspreise: Im Juli 2013 genehmigte die Europäische Kommission eine Beihilfe für die energieintensiven Industriezweige, bei denen durch die EU-EHS-Zertifikate entstehenden indirekten Kosten von einem erheblichen Risiko einer Produktionsverlagerung ins Ausland (Carbon-Leakage) auszugehen ist⁴⁸. Die Beihilfeintensitäten entsprechen der zulässigen Beihilfemaximalintensität. In den Jahren 2013-15 betrug die Beihilfe höchstens 85 % der beihilfefähigen Kosten, von 2016 bis 2018 höchstens 80% und 2019 und 2020 höchstens 75 %.

⁴⁶ Zudem müssen die Netzbetreiber erheblich reduzierte Konzessionsabgaben bei der Belieferung der begünstigten Grosskunden zahlen (0,11 ct/kWh bei der Belieferung von Sondervertragskunden mit einem Verbrauch von mehr als 30 MWh/a). Sondervertragskunden, deren Abnahmepreis (inkl. aller Steuern und Netznutzungsentgelte) unterhalb eines Schwellenwertes (2016: 13,27 ct/kWh) liegt, sind von der Konzessionsabgabe vollständig befreit.

⁴⁷ Die Begünstigungen dürfen aber nicht mehr als 0,5 bis 4 % der Bruttowertschöpfung ausmachen (differenziert nach Stromkostenintensität).

⁴⁸ Siehe http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/248967/248967_1482144_86_2.pdf.



4.2.2 Österreich

Österreich zeichnet sich durch wenige staatlich induzierte Umlagen und Abgaben aus, was sich an derzeit limitierten Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie zeigt.

Steuern: Die einzige Ausnahmeregelung gibt es bei der Stromsteuer (Energieabgabe) mit einem Regelsatz von 1,5 ct/kWh. Diese wird für energieintensive Betriebe (teilweise) vergütet, deren Schwerpunkt in der Herstellung materieller Wirtschaftsgüter besteht. Dies erfolgt, sobald die nationalen Mindestvorgaben 0,5 % des Nettoproduktionswertes übersteigen und die Mindeststeuersätze von 0,05 ct/kWh der Energiesteuerrichtlinie der EU erfüllen⁴⁹. Die Steuerbefreiung erfolgt durch Rückvergütung zuvor bezahlter Abgaben nach Antragstellung mit bis zu fünf Jahre Rückwirkung, wenn die Voraussetzungen für die Vergütung vorhanden sind.

4.2.3 Frankreich

In Frankreich gibt es diverse Ausnahmeregelungen. Diese umfassen insbesondere reduzierte Netznutzungsentgelte und (teilweise) Steuerbefreiungen. Zudem gibt es einen regulierten Strompreistarif der Stromgesellschaft EdF für andere Versorger (dieser wurde aufgrund der Vormachtstellung des Konzerns eingeführt) und einen langfristigen Vertrag von EdF mit 27 grossen stromintensiven Unternehmen zu einem garantierten Preis von aktuell 42 Euro/MWh.

Netznutzungsentgelte: Die stromintensive Industrie profitiert verbrauchsabhängig durch Ausnahmeregelungen von einer 45 bis 90%-igen Reduzierung der Netznutzungsentgelte, wenn sie sich durch einen vorhersehbaren und stabilen Stromverbrauch oder einen antizyklischen Verbrauch auszeichnet. Andere Netznutzer werden dementsprechend stärker belastet. Reduzierte Tarife gelten für konstante Verbrauchsprofile über 10 GWh/a und einer Jahresbenutzung von mehr als 7'000 Stunden, für antizyklische Kunden bei Verbräuchen ab 20 GWh/a und mindestens 44 % Netznutzung in Schwachlastzeiten, bzw. für Grosskunden mit einem Verbrauch über 500 GWh/a und 40 bis 44% Netznutzung in Schwachlastzeiten. Die ermässigten Sätze werden nur dann gewährt, wenn es sich um stromintensive, bzw. hyperstromintensive Stromkunden handelt. Für die letzere Klasse muss ein Jahresverbrauch von mindestens 50 GWh vorliegen. Zudem gelten bei beiden Eingruppierungen Schwellenwerte bezüglich der Stromkostenrelevanz: Es werden Stromverbräuche von 2,5 kWh, bzw. 6 kWh pro Euro Wertschöpfung verlangt. Die Ermässigungen betragen 45 - 60 % bzw. 80 - 90 %⁵⁰.

Steuern: Die Stromsteuer, welche die Kosten der Förderung von erneuerbaren Energien und die Stromversorgung der nicht ans Netz angeschlossenen überseeischen Gebiete finanziert, hat einen Regelsatz von 2,25 ct/kWh. Die Stromsteuer reduziert sich auf bis zu 0,2 ct/kWh für stromintensive Verbraucher, deren Verbrauch über 3 kWh / Euro Wertschöpfung liegt bzw. auf bis zu 0,1 ct/kWh, wenn diese Unternehmen zusätzlich einem hohen Risiko von Carbon Leakage unterliegen (dies betrifft u.a. Metallurgie- und Elektrolyseverfahren). Für hyperintensive Verbraucher reduziert sich der Steuersatz weiter auf 0,05 ct/kWh⁵¹.

Auf den Regelsatz der kommunalen Verbrauchssteuer, der 0 bis 0,9 ct/kWh beträgt, und den der Departemente, welcher zwischen 0,1 und 0,32 ct/kWh liegt, können Verbraucher mit einem Anschluss von mindestens 250 kVA eine vollständige Befreiung erhalten. Diese Befreiung betrifft ca. 40 % der Strommenge (ca. 180 TWh/Jahr).

⁴⁹ Dabei wird der höhere Wert in Ansatz gebracht bzw. die niedrigere Vergütung (abzüglich einem Betrag von 400 Euro) ausbezahlt.

⁵⁰ In Frankreich wird zudem ein Kapazitätspreis bezahlt. Dieser beträgt für Haushaltskunden 0,14 ct/kWh. Endverbraucher, die eine Unterbrechbarkeit zu Spitzenlastzeiten garantieren, sind von der Verpflichtung, den Kapazitätspreis zu zahlen, ausgenommen. In der Regel handelt es sich hierbei um stromintensive Verbraucher.

⁵¹ Zur Klassifizierung des hyperintensiven Verbrauchs siehe Abschnitt „Netznutzungsentgelte“.



4.2.4 Italien

In Italien gibt es eine Vielzahl staatlich induzierter Abgaben und Steuern, die zusätzlich zum vergleichsweise hohen Strombeschaffungspreis anfallen. Diese stellen einen immer grösseren Teil der Stromrechnung dar. Insbesondere die Umlage zur Förderung erneuerbarer Energieträger ist seit 2011 signifikant gestiegen und betrug 2015 13,8 Milliarden Euro. Das hochkomplexe System wird ab Januar 2018 zu einem vereinfachten Tarifsysteem zusammengefasst und soll im Wesentlichen aus zwei Umlagen bestehen – einer zur Förderung der erneuerbaren Energien und der WKK und einer Umlage, die alle anderen bestehenden Umlagen zusammenfasst. Für stromintensive Unternehmen soll es dann nur eine Ausnahme von der erneuerbaren Energien- und WKK-Umlage geben. Die Umlage zur Unterstützung für energieintensive Nutzer wird von allen anderen Endverbrauchern bezahlt. Im Jahr 2015 betrug sie 689 Millionen Euro.

Die Ausnahmeregelung wurde im Mai 2017 von der Europäischen Kommission genehmigt. Die Genehmigung ist an zwei Bedingungen geknüpft: Die Ermässigungen bei der Umlage zur Finanzierung der Unterstützung für erneuerbare Energien und der WKK sind auf max. 85 % beschränkt und gelten nur für energieintensive Unternehmen, die in Sektoren tätig sind, welche im internationalen Handel stehen. Explizite Ausnahmeregelungen bei den Netztarifen bestehen nicht.

Steuern: Der Stromsteuerregelsatz von 1,25 ct/kWh für die ersten 200 MWh/Monat wird bei einem Verbrauch kleiner als 1,2 GWh/Monat auf 0,75 ct/kWh reduziert (für den 200 MWh überschreitenden Verbrauch). Hinzu kommt ab einem Verbrauch von über 1,2 GWh/Monat eine fixe monatliche Gebühr von 4'820 Euro. Durch die Staffelung zahlen Unternehmen mit hohem Verbrauch ab den ersten 200 MWh mindestens 35% weniger.

Abgaben und Umlagen: Das derzeitige Umlagensystem umfasst neun Klassen: (1) Förderung von erneuerbaren Energien und WKK, (2) Finanzierung KKW-Rückbau, (3) Finanzierung Energie-Sozial-Bonus, (4) Finanzierung Forschung in der Stromindustrie, (5) Finanzierung der Förderung der staatlichen Bahngesellschaft, (6) Finanzierung der Unterstützung für energieintensive Nutzer, (7) Finanzierung von Ungleichgewichten im System, (8) Finanzierung von Gewährleistung der Versorgungskontinuität, (9) Unterstützung kleiner Energieversorgungsunternehmen.

Die Umlagen ein bis sechs haben dieselbe Struktur mit einem jährlichen Fixbetrag pro Zähler und einem variablen Betrag (ct/kWh). Verbraucher mit höherem Stromverbrauch zahlen nach Verbrauchsböcken gestaffelt niedrigere variable Tarife bis hin zu einer vollständigen Befreiung ab einem Verbrauch von über 12 GWh. Verbraucher mit Anschluss ans Hoch- oder Höchstspannungsnetz zahlen den Regeltarif auf die variable Komponente, wenn sie weniger als 4 GWh pro Monat verbrauchen. Bei einem Verbrauch zwischen 4 und 12 GWh erhalten sie eine 50 %-ige Reduktion auf die variable Komponente. Der variable Satz beträgt (allein) bei der Umlage (1) für erneuerbare Energien und WKK 4,787 ct/kWh.

Zusätzlich werden bei den Umlagen ein bis sechs stromintensive Unternehmen (die oberhalb der Niederspannungsebene angeschlossen sind) durch einen prozentualen Sonderabzug begünstigt. Dieser beträgt bis zu 60%, wenn die Stromkosten mindestens 15 % des Umsatzes ausmachen. Die Staffelung beginnt bei einem Anteil von 2 % der Stromkosten am Umsatz und einem Jahresverbrauch über 2,4 GWh. Energieintensive Unternehmen sind zudem vollständig von der Umlage zur Finanzierung der Gewährleistung der Versorgungskontinuität (Umlage 8) befreit⁵².

⁵² Die Umlagen 7 bis 9 sind nach Spannungsebene gestaffelt, wobei die an höhere Spannungsebenen angeschlossenen Verbraucher niedrigere variable Tarife zahlen.



4.2.5 Niederlande

In den Niederlanden setzt sich der Strompreis neben Beschaffungspreis und Netzentgelt aus der Stromsteuer und einer Erneuerbaren-Umlage zusammen. Diese einfache Struktur liegt darin begründet, dass es vergleichsweise hohe allgemeine Steuern gibt und energiepolitisch auf freiwillige Energieeffizienzabkommen gesetzt wird. Die Strombeschaffungspreise sind vergleichsweise hoch, da kraftwerksparkbedingt stark vom Gaspreis beeinflusst. Die Netznutzungsentgelte sind hingegen vergleichsweise günstig. Sie setzen sich aus zwei Komponenten zusammen: einem «Systemdienstentartief», der sich nach Verbrauch in kWh für Anschlüsse an das Hochspannungsnetz bemisst sowie dem «Transporttarief», der sich anhand von bereitgestellten Lasten (kW) bemisst.

Netznutzungsentgelte: Der «Systemdienstentartief» erlaubt keine Ausnahmen, macht aber einen geringeren Kostenanteil aus. Der Transporttarief wird reduziert, wenn das Verbrauchsprofil des Stromkonsumenten den Aufwand des Netzbetreibers verringert. Dies ist der Fall, wenn er mehr als 50 GWh im Jahr verbraucht und diese in 65 % der 2'920 Stunden ausserhalb der Spitzenzeit konsumiert. Werden diese Bedingungen erfüllt, so ist eine Ermäßigung von bis zu 90% auf den «Transporttarief» möglich.

Steuern: Die Stromsteuer beginnt recht hoch in der niedrigsten Verbrauchskategorie und nimmt bei höherem Verbrauch deutlich ab. Zwischen privater und gewerblicher Nutzung wird erst ab einem jährlichen Verbrauch über 10'000 MWh unterschieden: 2016 lag der Steuersatz für nicht-gewerbliche Verbraucher bei 0,107 ct pro kWh, für gewerbliche bei 0,053 ct pro kWh.

Abgaben und Umlagen: Die Umlage für erneuerbare Energie beträgt für Konsumentinnen und Konsumenten mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 10'000 MWh aktuell 0,0131 ct/kWh (diese ist wie die Stromsteuer gestaffelt zugunsten eines höheren Verbrauchs). Energieintensive Industriekunden können eine Ermässigung erhalten, wenn sie sich auf einen Energieeffizienzplan mit der Regierung einigen. Die Ermässigung umfasst die Erneuerbaren-Umlage und die Stromsteuer. Bei einem Verbrauch über 10'000 MWh wird der Gesamtbetrag zurückerstattet, der über dem europäisch festgelegten Mindeststeuersatz von 0,05 ct/kWh liegt. Für stromintensive Unternehmen ist (ohne Gegenleistung) eine vollständige Befreiung möglich, wenn sie ihren Strom zur chemischen Reduktion, zur Elektrolyse oder für metallurgische Prozesse verwenden.

Strombeschaffungspreise: Im Oktober 2013 genehmigte die Europäische Kommission auch den Niederlanden eine staatliche Beihilfe, die analog zur deutschen Regelung die indirekten CO₂-Kosten für energieintensive Sektoren reduziert.

4.2.6 Grossbritannien

In Grossbritannien gibt es keine Abgaben zur Förderung erneuerbarer Energien, da die Stromversorger verpflichtet sind, bestimmte Quoten an erneuerbaren Energien zu erfüllen oder Zertifikate („Renewable Obligation Certificates“) zu kaufen. Die Stromversorger reichen diese Kosten über den Strompreis weiter. Es gibt mehrere Kompensationsmassnahmen für die stromintensive Industrie, um diese Belastungen zu senken. Diese beziehen sich insbesondere auf die erhöhten Strombezugskosten, die durch EU-EHS und den Carbon Floor Price entstehen bzw. die Kosten der Renewable Obligations (sowie zusätzlicher fester Einspeisevergütung für kleine Anlagen). Der Carbon Price Floor ist eine Eigenheit des britischen Marktes und setzt einen Mindestpreis für die CO₂-Emissionen, da der derzeitige EU-EHS-Preis als zu niedrig für die Dekarbonisierung der britischen Wirtschaft betrachtet wird. Er beträgt derzeit 18 Pfund/t CO₂. Bei den Netznutzungsentgelten existieren keine Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien. Allerdings können Netznutzer ihre Netznutzungsentgelte im Übertragungsnetz senken, wenn die Last von den Stunden mit der höchsten Systemlastspitze in andere Zeiten verschoben wird.



Im April 2016 hat die britische Regierung eine Konsultation abgeschlossen, wonach anstelle von Kompensationszahlungen zukünftig Ausnahmeregelungen eingeführt werden sollen. Diese führen zu einer Reduktion der Stromrechnung für stromintensive Unternehmen in einer Höhe von 2,127 p/kWh in 2017/18, bzw. 2,627 p/kWh in 2020/21.

(Indirekte) Kosten der Renewable Obligations: Die stromintensive Industrie erhält im Rahmen der Förderung der erneuerbaren Energien über die Renewable Obligations Kompensationszahlungen in einer Höhe von bis zu 85% dieser (indirekten) Kosten. Ab Januar 2018 werden die begünstigten Unternehmen direkt ausgenommen. Alle anderen Verbraucher tragen diese Kosten.

Klimaschutzabgabe (Climate Change Levy): Die Klimaschutzabgabe mit einem Regelsatz 0,642 ct/kWh wird nur von industriellen Endabnehmern und dem öffentlichen Sektor bezahlt. Für die stromintensive Industrie gibt es Ausnahmeregelungen von bis zu 90% der Abgabenhöhe, wenn ein Climate Change Agreement (CCA) mit der britischen Umweltbehörde abgeschlossen wurde. CCA sind freiwillige Vereinbarungen der britischen Industrie zur Verringerung des Energieverbrauchs und der Kohlendioxid-Emissionen.

Strombeschaffungspreise: Die stromintensiven Industrien erhalten Kompensationszahlungen von bis zu 80% zum Ausgleich der indirekten Kosten des Carbon Price Floors. Diese Massnahmen wurden Ende 2015 von der Europäischen Kommission genehmigt⁵³.

4.3 Vergleichende Bewertung

4.3.1 Ausgangslage in der Schweiz

Der Schweizer Strompreis setzt sich aus dem Energiepreis, dem Netznutzungsentgelt, dem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (Netzzuschlag) und anderen Abgaben zusammen. Im internationalen Vergleich sind die geringen Steuern und Abgaben auffällig. Die Abgaben in der Schweiz machen im Schnitt nur 12 % des Strompreises aus (Netzzuschlag 8% und andere Abgaben 4 %).⁵⁴ Die Strombeschaffungspreise sind bei den grossen Industriekunden wettbewerblich geprägt. Die Netznutzungsentgelte bestimmen sich abhängig von den Kosten, die durch die Netzebene und das Verbrauchsprofil entstehen. Dabei sind laut Auskunft ECom individualisierte Netztarife bei grossen Kunden oberhalb der Niederspannungsebene möglich, sofern diese Tarife kostenorientiert sind.

Abgaben und Umlagen: Der Netzzuschlag beträgt aktuell 1,5 Rp/kWh und wird mit Inkrafttreten des totalrevidierten Energiegesetzes⁵⁵ am 1. Januar 2018 auf 2,3 Rp/kWh erhöht. Stromintensive Unternehmen können sich diese Abgabe auf Gesuch hin rückerstatten lassen. Die Rückerstattung erfolgt teilweise bei Stromkosten von 5 % der Bruttowertschöpfung, ab 10 % erfolgt die Rückerstattung vollständig. Die Rückerstattung erfolgt ab einem Betrag von CHF 20'000 pro Jahr. Als Gegenleistung gehen die Unternehmen eine Zielvereinbarung zur Steigerung der Energieeffizienz für zehn Jahre mit dem Bund ein.

Auf dem Strombeschaffungspreis gibt es in der Schweiz keine CO₂-Abgabe und auch keine Kompensation von indirekten CO₂-Kosten.

4.3.2 Internationaler Vergleich

Die Schweiz gehört, gemeinsam mit Österreich, Grossbritannien und weitestgehend auch den Niederlanden zu den Ländern, welche die stromintensive Industrie weniger stark mit Ausnahmeregelungen

⁵³ Siehe http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_35449.

⁵⁴ Wasserzinsen nicht eingerechnet.

⁵⁵ <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/50166.pdf>



entlasten. Deutlich weitergehende Ausnahmeregelungen, vor allem bei den Netznutzungsentgelten, sind in Deutschland und Frankreich zu finden. Auch Italien hat umfassende Sonderregelungen. Deutschland und Italien gehören zugleich zu den Ländern mit den höchsten staatlich induzierten Abgaben (d.h. Umlagen, Abgaben und Steuern) in der EU.

Generell scheint es einen gewissen Trend zu transparenteren Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie zu geben. Das Fallbeispiel Italien zeigt, dass es dabei zu weniger Regelungen kommt. Umgekehrt ist in Frankreich eine Zunahme der Sonderreglementierungen zu verzeichnen. Auf EU-Ebene sind speziell die über Höchstsätze geregelten möglichen Beihilfen zur Kompensation der indirekten CO₂-Kosten (bei einem Carbon Leakage-Risiko) erwähnenswert.⁵⁶

Die Darstellung im Kapitel 4.2 zeigt ferner, dass sich die Ausnahmeregelungen von Land zu Land erheblich unterscheiden. Sie sind folglich nicht einfach miteinander vergleichbar. Für mögliche Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz kommt es deshalb auf die genauen Ausgestaltungsdetails an:

- Definition stromintensive Unternehmen: Die Definitionen und Schwellenwerte unterscheiden sich teils erheblich. Sie erfolgen v.a. abhängig vom Stromverbrauch, den Stromkosten, der Handelsintensität, besonders stromintensiven Prozessen etc.
- Höhe des Ausgangsniveaus: Die gewährten Begünstigungen unterscheiden sich erheblich. Je höher das Ausgangsniveau, desto höher ist tendenziell der Umfang der Reduktion (politischer Hebel von Sonderreglementierungen).
- Ansatzpunkte für die Begünstigungen: Begünstigungen können sich auf unterschiedliche Strompreiskomponenten erstrecken. In einigen Ländern werden auch energieeffiziente Unternehmen durch reduzierte Umlagen oder Steuern belohnt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Unterschiede bei den Schwellenwerten allein in Bezug zum Stromverbrauch.⁵⁷

⁵⁶ Vergleiche dazu die in Kapitel 4.3.1 dargestellten Regelungen für Deutschland und die Niederlande (sowie die weitgehend analoge Regelung zum Carbon Price Floor in Grossbritannien).

⁵⁷ Für viele der dargestellten Privilegien müssen weitere Schwellenwerte hinsichtlich anderer Dimensionen (wie bspw. Stromkosten in Abhängigkeit der Bruttowertschöpfung) erreicht werden, ansonsten erhalten die Unternehmen nicht die Begünstigung. Die Verbrauchswerte in Italien sind pro Monat definiert und hier auf Jahreswerte umgerechnet worden.



Land	Netznutzungsentgelte	Abgaben, Umlagen, Steuern
Deutschland	>10 GWh/a	>1 GWh/a reduzierte Tarife für EEG-, KWKG-, Offshore-Umlage für den über 1 GWh/a hinausgehenden Verbrauch
Frankreich	Tarife gestaffelt nach Verbrauchsprofil und Verbrauchsdefinition <u>Profil:</u> >10 GWh/a konstantes Profil >20 GWh/a antizyklisches Profil >500 GWh/a großer Konsument <u>Verbrauchsdefinition:</u> >50 GWh/a hyperstromintensiver Verbrauch	
Italien		Umlagen: >48 GWh/a und <144 GWh/a 50% Befreiung >144 GWh/a 100% Befreiung Stromsteuer: >2,4 GWh/a reduzierte Stromsteuertarife für den über 2,4 GWh/a hinausgehenden Verbrauch
Niederlande	>10 GWh/a erhält niedrigste Tarifkategorie	>10 GWh/a erhält niedrigste Tarifkategorie
Großbritannien, Österreich und Schweiz	Keine verbrauchsabhängigen Ausnahmeregelungen	

Tabelle 3: Schwellenwerte Sonderreglementierung beim Stromverbrauch, Quelle: Frontier Economics (2017)

Zu einem quantitativen Vergleich der Gesamtkosten stromintensiver Unternehmen stehen aus der für das BFE erstellten Studie keine ausreichenden Informationen zur Verfügung. Die hierzu notwendigen Daten sind nicht öffentlich zugänglich. Existierende Studien basieren auf unterschiedlichen Annahmen und bieten ein unscharfes Bild (bspw. relevant unterschiedliche Länderrankings)⁵⁸. Wie sich die stromintensive Schweizer Industrie konkret im internationalen Vergleich stellt⁵⁹, ist somit nicht abschliessend bewertbar - zumal auch ein Gesamtkostenvergleich eines einzelnen Unternehmens gegenüber seinen direkten ausländischen Konkurrenten im konkreten Marktsegment eine Rolle spielt.

Laut Frontier Economics (2017) kommt es zu keiner systematischen Wettbewerbsverzerrung in der Schweiz gegenüber den betrachteten Mitgliedstaaten der EU, auch bedingt durch die niedrige staatlich induzierte Abgabenlast⁶⁰. Bei einer fokussierten qualitativen Analyse erscheinen vor dem Hintergrund unterschiedlicher nationaler Ausgangslagen (v.a. der geringen staatlich induzierten Belastungen in der Schweiz) die teilweise gewährten reduzierten Netznutzungsentgelte im Vordergrund, da es solche in der Schweiz nicht gibt. Diese Art von Sonderreglementierung reflektiert bei grösseren Abschlägen, wie sie in Deutschland und Frankreich zu finden sind, einen industriepolitischen Ansatz. Dabei ist festzuhalten, dass in den Niederlanden alleine eine atypische Netznutzung begünstigt wird. In Österreich sowie auch weitgehend in Grossbritannien und Italien gibt es keine expliziten Netznutzungsentgeltermässigungen. Wie auch in der Schweiz sind in diesen Ländern jedoch individuelle Abmachungen zum Netznutzungsentgelt denkbar für Kunden, die sich keiner allgemeinen Tarifkategorie zuordnen lassen.

⁵⁸ So kommt bspw. Ecofys zu unterschiedlichen nationalen Einordnungen in Abhängigkeit von den Befreiungsmöglichkeiten. Vgl. Ecofys (2016), S. 96 ff.

⁵⁹ Vergleiche seitens der Gruppe Grosser Stromverbraucher lassen vermuten, dass stromintensive Grosskunden in der Schweiz Gesamtkosten haben, die am oberen Ende des EU-Spektrums liegen - in etwa vergleichbar mit Deutschland und Italien, günstiger als Grossbritannien, und relevant höher als Niederlande, Österreich und Frankreich. Vgl. GGS (2016) bzw. aktualisiert: <http://www.stromkunden.ch/aktuell/vergleich-industries-trompreis>.

⁶⁰ Vgl. Frontier Economics (2017), S. 84 f.



Sonderreglementierungen bei den Netznutzungsentgelten sind allerdings auch ordnungspolitisch (und netzökonomisch) kritisch zu bewerten. Bei umfassend reduzierten Netznutzungsentgelten, die nicht zu einer berücksichtgbaren Netzentlastung führen, besteht das Risiko, als eine Beihilfe qualifiziert zu werden. Ferner kritisiert bspw. die deutsche Bundesnetzagentur die derzeitigen Ausnahmeregelungen für stromintensive Netznutzung aus ökonomischer Sicht⁶¹. Vor dem Hintergrund der Energiewende mit einem immer höheren Anteil an volatiler Erzeugung bei der erneuerbaren Stromerzeugung sei die Reduzierung der Netznutzungsentgelte bei stromintensiver Nutzung – d.h. für eine hohe, gleichmässige Abnahme – nicht mehr zeitgemäss. Vielmehr trage nur ein flexibles Lastverhalten zur Netzentlastung bei, d.h. eine atypische Netznutzung. Es sollten (verursachungsgerecht) nur die Endverbraucher begünstigt werden, die tatsächlich einen relevanten Einfluss auf die Hoch- und Schwachlast des betroffenen Netzbetreibers haben. Flexibles Lastverhalten sollte demnach eine Voraussetzung für einen Begünstigungsanspruch sein.

In der Schweiz kann eine solche atypische Netznutzung in der Tarifierung kostenadäquat berücksichtigt werden. Über Anpassungen im Stromversorgungsgesetz im Rahmen der laufenden Revisionsarbeiten sollen weitergehend eine netz- bzw. systemdienliche Flexibilität von Erzeugern und Lasten gefördert werden (da hierüber neue Geschäftsmodelle, und somit auch neue Flexibilitäten, entstehen und die Netzausbaukosten erheblich reduziert werden können)⁶². Von einem solchen Anreiz können vor allem auch stromintensive Industrien profitieren, wenn sie gegenüber den Netzbetreibern als Anbieter von Flexibilität auftreten, beispielsweise indem sie ihre Last zu Zeitpunkten reduzieren, wenn es Netzengpässe gibt und dafür eine Vergütung erhalten. Zudem können sie bei zunehmender Erzeugungsvolatilität verstärkt als Anbieter von Regelenergie gegenüber der Swissgrid auf dem Markt für Systemdienstleistungen auftreten. Wichtig bei der weiteren Entwicklung eines Marktes für Flexibilitäten ist die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Verhaltens des Netzbetreibers, d.h. keine Bevorzug eigener Flexibilitäten, und ausgeprägte Effizienzanreize bei den Netzkosten, idealerweise über ausgewogene finanzielle Anreize auf die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Gesamtkosten⁶³.

5 Fazit

Die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz wird durch die stromwirtschaftlichen Entwicklungen in der EU bis zum Jahr 2030 nicht negativ beeinflusst. Ein Stromabkommen mit der EU würde den Zugang auf ausländische Produktion stärken und damit die Versorgungssicherheit. Eine System Adequacy-Analyse, welche das europäische Umfeld umfassend mit einbezieht, wurde am 27. Oktober 2017 vom BFE veröffentlicht. Diese bewertet die Situation bis zum Jahre 2035 und weist keine Gefährdung der Versorgungssicherheit aus. Bestehende Defizite in der (Netz-) Regulierung werden v.a. im Rahmen der Revision StromVG thematisiert.

Im internationalen Vergleich der Sonderreglementierungen bei der stromintensiven Industrie sind vor allem die (teils deutlich) höheren staatlichen Abgaben im europäischen Ausland zu beachten, welche zu den umfänglicheren Sonderreglementierungen führen. Weiter können auch die teilweise gewährten umfassenden Reduktionen bei den Netznutzungsentgelten von Belang sein. Dabei ist anzumerken, dass sich reduzierte Netznutzungsentgelte (speziell auch in einer Welt zunehmender dezentraler Erzeugung) vor allem durch eine – kostenorientierte – Vergütung von netz- und/oder systemdienlichen Verhalten rechtfertigen lassen. Bezüglich einer atypischen Netznutzung (d.h. bei einem verlagerten Verbrauch, der umfänglich innerhalb der Schwachlastzeiten stattfindet) gilt in der Schweiz, dass sich eine solche in der Tarifierung niederschlagen kann, allerdings ohne Quersubventionierung durch

⁶¹ Vgl. BNetzA (2015), S 75 ff.

⁶² Massnahmen zur Förderung der Flexibilität sind speziell auch in Deutschland in der Diskussion.

⁶³ Weitergehende Massnahmen zur Reduktion der Netzkosten bei einem atypischen Verbrauch, die über einen kostenorientierten Ansatz hinaus gehen, führen zu einer Kostenverschiebung zu den anderen Netznutzern, was bei explizit industriepolitischen Überlegungen zu bedenken wäre.



andere Netzkunden. Im weiteren Kontext dieser speziellen Tarifierungsfrage sind die innerhalb der Revision StromVG angedachten Massnahmen zur Regulierung von Flexibilitäten zu beachten, von denen insbesondere auch die stromintensiven Industrien über ihre Netznutzungsentgelte profitieren könnten.



6 Quellenverzeichnis

Bundesamt für Energie (2013), Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit unter dem StromVG und der StromVV, Bericht des BFE an den Bundesrat, Bern.

Bundesamt für Energie BFE (2017), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016, Bern.

Bundesamt für Energie BFE (2016), Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 - Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, Bern.

Bundesnetzagentur (2015), Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität, Bonn.

Ecoplan (2013), Strommarktliberalisierung zweiter Marktöffnungsschritt, Analysen zu den Auswirkungen eines zweiten Marktöffnungsschrittes, Arbeitspapier zuhanden des BFE, Bern.

Ecofys Netherlands (2016), Prices and Cost of EU Energy, Study for DG ENER, Utrecht.

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2016 a), Versorgungssicherheit Winter 2015/16, Bericht der EICom, Bern.

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2016 b), Bericht Stromversorgungssicherheit in der Schweiz 2016, Bern.

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2017 a), Tätigkeitsbericht der EICom 2016, Bern.

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2017 b), Bericht zur Stromversorgungsqualität 2016, Bern.

European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E (2015), Ten-Year Network Development 2016, Scenario Development Report, Brussels.

European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E (2016), Ten-Year Network Development 2016, Executive Report, Brussels.

European Commission (2016), European Commission publishes latest energy, transport and emission projections in EU Reference Scenario 2016, bzw. Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition, Brussels.

European Commission, DG ENER, Unit A4, (2017) ENERGY STATISTICS, Energy datasheets: EU-28 countries, Brüssel.

Forschungsstelle Energienetz ETH Zürich / Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung an der Universität Basel, (2017), Modellierung der System Adequacy im Bereich Strom, Bericht für das Bundesamt für Energie (Forschungsprogramm Netze), Zürich / Basel.

Frontier Economics (2017), Stromwirtschaftliche Entwicklungen in der Europäischen Union und Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien, Studie für das Bundesamt für Energie, Köln.

Gruppe Grosser Stromverbraucher (2016): Was erwarten grosse Endverbraucher von der Stromwirtschaft, Vortrag von Walter Müller auf der BET Challenge, Olten, 7. September 2016 bzw. <http://www.stromkunden.ch/aktuell/vergleich-industriestrompreis>

Mercados, Ref-E, Indra (2015), Study on Tariff Design for Distribution Systems, Study for DG ENER, Madrid.

Pentalaterales Energy Forum, PLEF (2015), Generation Adequacy Assessment 6. April 2016

Swissgrid (2016), Bericht Winter 2015/6, Bewältigung der angespannten Energie- und Netzsituation, Laufenburg.



Anhang: ergänzende Darstellungen zum Kapitel 3.3

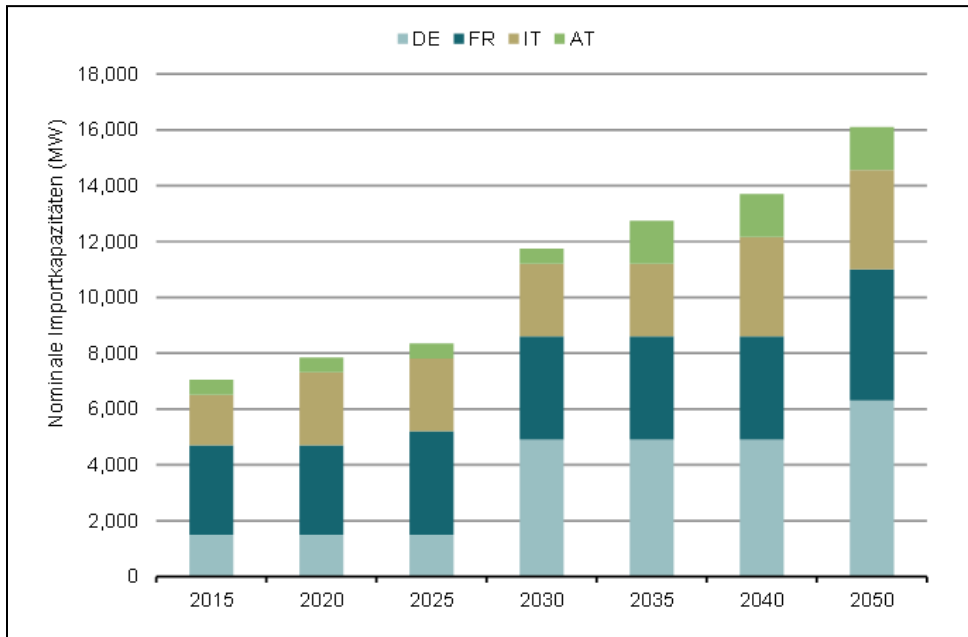


Abbildung A-1: Entwicklung der Schweizer Internektorkapazitäten bis 2050 (Importkapazitäten), Quelle: Frontier Economics (2017)

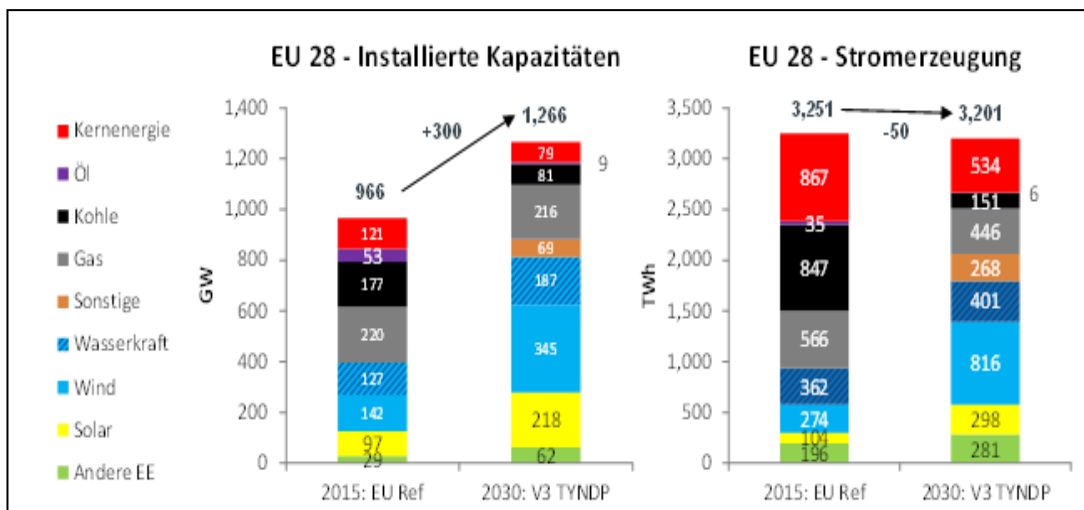


Abbildung A-2: Stromerzeugung EU-28, Alternativvision 3, Quelle: Frontier Economics (2017)

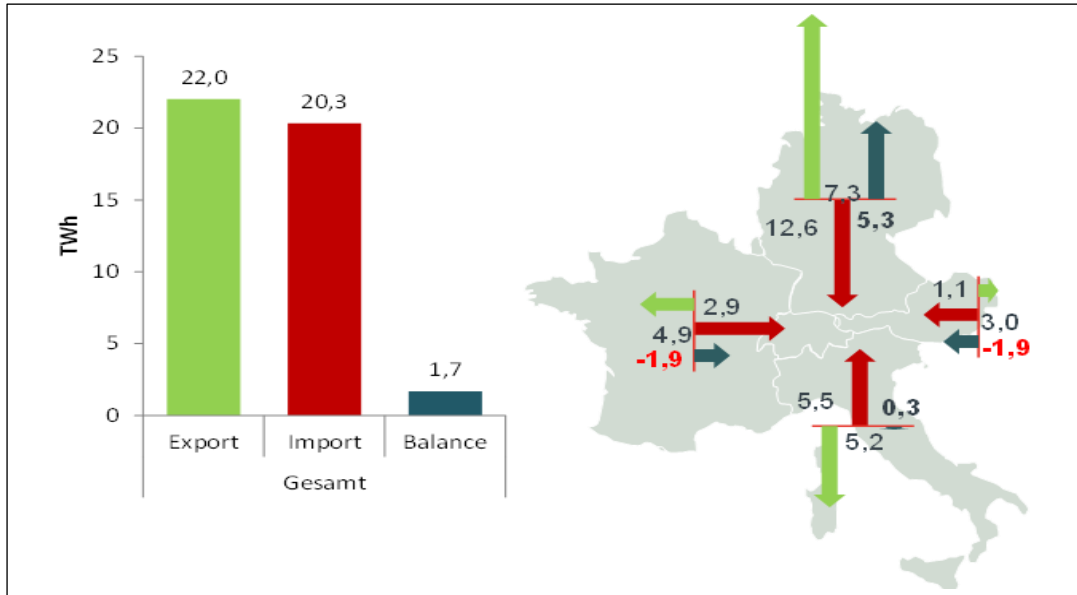


Abbildung A-3: Grenzüberschreitende Stromflüsse in 2030 (Alternativvision 3), Quelle: Frontier Economics (2030) auf Basis TYNDP-2016

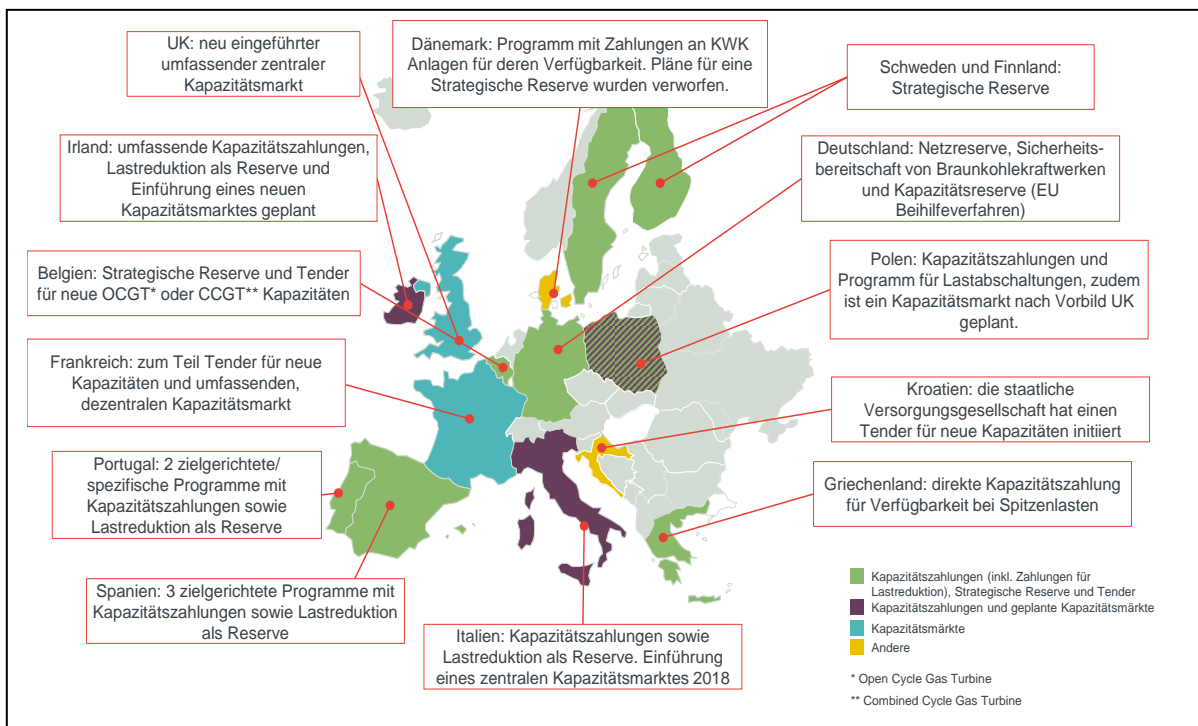


Abbildung A-4: Überblickstabelle zum Stand der europäischen Kapazitätsmärkte („Marktdesign“), Quelle: Frontier Economics (2017)