



Neues aus der ECom

Referat von Renato Tami am Stromkongress 2018, 16.01.2018, 09.00 Uhr

Es gilt das gesprochene Wort.

Einleitung

Sehr geehrter Herr Präsident,
sehr geehrter Herr Direktor,
sehr geehrte Damen und Herren

Die Frage des „Marktdesigns“ scheint auch im neuen Jahr ein Schwerpunktthema zu bleiben.

Am Podium gestern Nachmittag wurde über das Marktdesign diskutiert. Ebenso befasst sich das Podium nach meinem Referat mit der Frage, welchen Strommarkt die Schweiz braucht.

Ich möchte deshalb in meinem Referat an diesem Schwerpunkt anknüpfen. Andere, ebenfalls aktuelle Themen wie z.B. das Messwesen, die regulatorischen Fragen zur Eigenverbrauchsregelung oder zur Durchschnittsmethode möchte ich bewusst weglassen.

Welche Rolle hat die ECom in Bezug auf das Marktdesign?

Nach Artikel 6 des Energiegesetzes ist die Stromversorgung in der Schweiz Sache der Energiewirtschaft. Bund und Kantone haben für geeignete Rahmenbedingungen zu sorgen, damit die Stromwirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann. Die Ausgestaltung des Marktdesigns ist somit primär Aufgabe des Gesetzgebers.

Dass das Thema am Stromkongress so prominent diskutiert wird zeigt, dass es aktuell einige Baustellen zu geben scheint. Wenn jene, die von Gesetzes wegen in der Verantwortung für die Stromversorgung stehen, die Rahmenbedingungen zum Thema machen, ist es sinnvoll, genauer hinzuschauen.

Dreht sich die Diskussion um die marktverzerrende Wirkung der teilweisen Liberalisierung? Geht es um die Schaffung einer Hilfe für Unternehmen, die in Schwierigkeiten geraten sind? Geht es um den Produktionsmix der Zukunft, um eine marktgerechte Integration der erneuerbaren Produktion? Oder darum, wie Entscheidungen im internationalen Verbundbetrieb getroffen werden und wie sich das Marktdesign der EU auf die Schweiz auswirkt?

Je nach Blickwinkel zielt die Diskussion wohl um all diese Fragen.

Die Breite dieses Fragenkataloges zeigt, dass das Marktdesign für die Stromversorgung komplex ist. Punktuelle Anpassungen ohne Nebenwirkungen auf andere Bereiche sind kaum möglich.

Beispielsweise beeinflussen Förderinstrumente zur Erreichung von Klimazielen nicht nur den Produktionsmix. Sie haben auch Auswirkungen auf den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit.

Ein anderes Beispiel: Mit der Teilmarktöffnung wollte der Gesetzgeber die kleinen Verbraucher vom „Beschaffungsstress am Markt“ verschonen. Dass damit grosse Produzenten mit viel eigener Wasserkraft wettbewerbsmässig benachteiligt werden, war nicht die Absicht.

In meinem Referat möchte ich auf zwei kritische Aspekte aus regulatorischer Sicht eingehen, welche bei der Diskussion zum Marktdesign berücksichtigt werden sollten:

Beim ersten Punkt geht es um den Produktionsmix und die Risiken bei der Importverfügbarkeit:

Die numerischen Resultate aus unserer Studie zur System Adequacy haben wir Ende 2017 kommuniziert. Im Hinblick auf die weiteren Diskussionen zum Marktdesign möchte ich das Fazit aus Sicht der EICom nochmals hervorheben.

Der zweite Punkt handelt von einer internationalen Entwicklung, die uns Sorge bereitet:

Es geht um die Auswirkungen der flussbasierten Markt-Kopplung auf die Schweizer Netzsicherheit. Das Market-Coupling wird in den nächsten Jahren von der Region Central-West auf Central-East und auch auf Italien ausgeweitet. Hier möchte ich auf die Problematik hinweisen, wenn zunehmend auf Kosten von Dritten optimiert wird.

System Adequacy

Nun aber zuerst zum Thema System Adequacy.

Vor wenigen Wochen hat die EICom die Resultate der analytischen Modellrechnungen zur System-Adequacy für das Jahr 2020 präsentiert. Diese Rechnungen wurden durch Swissgrid im Auftrag der EICom ausgeführt.

Hintergrund dazu war die Versorgungssituation in den letzten beiden Wintern.

Die EICom hat sich bei dieser ersten Rechnung auf das Jahr 2020 fokussiert, weil das Kernkraftwerk Mühleberg Ende 2019 ausser Betrieb genommen wird. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Umspannung der Leitung von Bassecourt nach Mühleberg auf 380 Kilovolt realisiert sein wird, was aber aufgrund der 70 Einsprachen fraglich ist. Dies zeigt beispielhaft die Unsicherheiten solcher Modellrechnungen.

Die analytische Modellrechnung der EICom basiert auf einer von ENTSO-E entwickelten Methode. Dabei wurde ein wahrscheinlicher Base Case sowie drei Stressszenarien betrachtet. Beim schlimmsten Stressszenario haben wir uns an der Situation vom letzten Winter 16/17 orientiert. Als zusätzlicher Stressor wurde die Annahme getroffen, dass das Kernkraftwerk Gösgen ausser Betrieb ist.

Diese Szenarien wurden mit 34 Klimajahren (1982 bis 2015) gerechnet – also mit realen Daten zu Temperaturverlauf, Hydraulizität und Windverhältnissen. Letztere sind insbesondere relevant für die Modellierung der Importe aus Deutschland.

Aufgrund der Ergebnisse für einen wahrscheinlichen Fall – auch bei den Stressszenarien – konnte die EICom Entwarnung geben: bis 2020 sehen wir aktuell keine Veranlassung, dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zur Stärkung der Versorgungssicherheit zu unterbreiten.

Vorbehaltlose Entwarnung können wir aber dennoch nicht geben: Die Schweiz importiert seit 14 Jahren ununterbrochen im Winterhalbjahr netto Strom, im letzten Winter gar im Umfang der Jahresproduktion des Kernkraftwerkes Leibstadt, was ein neuer Rekord darstellt. Mit der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke wird der Importbedarf im Winterhalbjahr weiter zunehmen.

Es muss daher betont werden, dass die positiven Ergebnisse für 2020 eine hohe Importverfügbarkeit voraussetzen.

Die zunehmende Importabhängigkeit führt auch dazu, dass potenzielle Versorgungsprobleme insbesondere in Frankreich oder Deutschland unsere Versorgungssicherheit im Winter beeinträchtigen. Dies wurde im letzten Winter bei tiefen Temperaturen und einer tiefen Verfügbarkeit der französischen Kraftwerke deutlich.

Auf den Punkt gebracht: **Die Versorgungssicherheit der Schweiz hängt zunehmend von der Exportbereitschaft und -fähigkeit der Nachbarländer ab.**

Für die Jahre nach 2020 sind diesbezüglich Wolken am Horizont erkennbar:

Konnten wir für 2020 noch von insgesamt rund 60 Gigawatt Kernkraft in Frankreich ausgehen, sind es im Zeitraum ab 2025 nur noch 52 Gigawatt. Für längere Kältephasen bedeutet dies zusätzlicher Stress.

Ein ähnliches Bild zeigt sich in Deutschland. Allerdings mit dem Unterschied, dass in Deutschland 8000 MW Bandproduktion nicht bis 2025 ausser Betrieb genommen werden, sondern bereits bis Ende 2022.

Vor ein paar Wochen wurde Grundremmingen B vom Netz genommen. In zwei Jahren folgt Philippsburg 2, Ende 2021 Grundremmingen C und Ende 2022 noch die beiden letzten Kernkraftwerke Neckarwestheim 2 und Isar 2 im Süden Deutschlands.

Der Zubau von Photovoltaikanlagen hilft leider wenig, das Manko im Winterhalbjahr zu decken. Die Windkraft in der Nordsee kann, bis zum Ausbau der innerdeutschen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen, nur sehr limitiert in den Süden transportiert werden. Zudem ist ungewiss, ob diese neuen Hochleistungstrassen bereits ab 2025 zur Verfügung stehen werden.

Deutschland plant deshalb für kritische Phasen Reservekraftwerke im Süden Deutschlands zu bauen. Inwiefern diese für den Export in die Schweiz genutzt werden können, ist heute allerdings fraglich.

Klar gilt: in Krisen hilft man sich gegenseitig aus. Der letzte Winter hat aber wieder einmal gezeigt, dass nur derjenige helfen kann, der selber noch Reserven hat.

Aus Sicht der EICom ist deshalb zentral, dass die politische Diskussion zur Versorgungssicherheit und damit unter anderem zum Eigenversorgungsgrad der Schweiz während dem Winterhalbjahr weitergeführt wird.

Unabhängig davon gibt es Massnahmen, die im Rahmen des geltenden Rechts getroffen werden können und auch müssen:

Die Bedeutung der Verfügbarkeit von Redispatchmassnahmen zur Entlastung kritischer Netzelemente nimmt mit zunehmender Importabhängigkeit zu. Deshalb ist die Verfügbarkeit von Redispatch-Energie weit oben auf der Agenda der EICom. Damit verbunden ist auch die Höhe einer fairen Abgeltung von Redispatch-Energie zu diskutieren.

Weiter stellt sich die Frage, ob die Verfügbarkeit von Stromreserven im Inland gegen Ende des Winterhalbjahres hoheitlich geregelt werden soll (Stichwort: Strategische Reserve).

Die rechtliche Umsetzung wäre hier nicht das Problem. Die Einführung einer strategischen Reserve liesse sich nach Einschätzung der EICom bereits heute auf Basis von Artikel 9 StromVG realisieren.

Allerdings wäre die Einführung einer hoheitlich definierten Reserve ein Paradigmenwechsel. Ein staatlicher Eingriff in die operative Bewirtschaftung der Energiereserven wirft viele neue Fragen auf: Wer definiert die „richtige“ Menge? Welches wäre eine faire Entschädigung? Wer bekommt bei welchen Bedingungen die Reserven? Zu welchem Preis?

Um weitere Marktverzerrungen und Fehlanreize zu vermeiden, müsste dabei eine möglichst marktnahe Umsetzung gewährleistet werden. Die hoheitliche Vorhaltung einer strategischen Reserve darf nicht dazu führen, dass die Verantwortung für das Bilanz- und Risikomanagement der Marktakteure verwässert wird.

Die EICom wird die potenziellen Auswirkungen einer solchen Reserve auf die Versorgungssicherheit und den Markt genau prüfen.

Zurück zur Adequacy-Studie. Im laufenden Jahr werden wir die Berechnungen ausbauen und die Adequacy für das Jahr 2025 genauer anschauen.

Wie erläutert, wird der Fokus dabei primär auf der Modellierung der Importverfügbarkeit liegen.

Damit komme ich zu einem weiteren Problem, auf das ich aufmerksam machen möchte:

Loop Flows

Auch das zweite Thema, über das ich referieren möchte, betrifft letztendlich die Importfähigkeit.

Für Importe braucht es ja nicht nur ein exportwilliges Land, sondern auch ausreichend Transportkapazität.

Beim Problem, auf das wir aufmerksam machen wollen, geht es um ungeplante Stromflüsse, sogenannte „Loop Flows“, durch das Schweizer Übertragungsnetz.

Wie kommt es zu diesen Flüssen? Die Grenzkapazitäten zwischen Ländern wurden in der Vergangenheit mittels der sogenannten Net Transfer Capacity oder NTC berechnet. Dabei stimmten die Übertragungsnetzbetreiber der betroffenen Länder gemeinsam die Werte ab.

Der Stromfluss folgt ja normalerweise nicht genau dem kommerziellen Handel, sondern hängt stark vom Netz und der aktuellen Netzkonfiguration ab. Deswegen fließt von Deutschland nach Frankreich verkaufter Strom immer auch zum Teil über das Schweizer Netz. Umgekehrt fließt von Frankreich in die Schweiz verkaufter Strom immer auch zum Teil über das deutsche Netz.

Aufgrund von gemeinsamen Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber ist anerkannt, dass etwa **30%** des kommerziellen Handels aus der bisherigen Preiszone bestehend aus Deutschland, Österreich und Luxemburg in die Preiszone Frankreich physisch durch die Schweiz fließt.

Wie sieht heute die Grenzkapazitätsberechnung aus? Am Schweizer Norddach gilt unverändert die Berechnung mittels NTC. Hingegen wird die Grenzkapazität von Deutschland nach Frankreich seit 2015 neu im Rahmen des Flow-based Market-Coupling der CWE-Länder (Österreich, Deutschland, Luxemburg, Holland, Belgien, Frankreich) berechnet.

Wie beabsichtigt stieg durch diese neue Methode die Kapazität je nach Markt- und Netzsituation um bis zu 4000 MW von Deutschland nach Frankreich. Allerdings – und das macht uns Sorgen – werden für die Kapazitätsberechnungen keine Schweizer Netzelemente limitierend berücksichtigt. Wenn nun mit der grösseren Kapazität auch mehr Strom von Deutschland nach Frankreich verkauft wird, fließt entsprechend auch mehr Strom als ungeplanter Loop Flow durch die Schweiz.

Was bedeuten diese erhöhten Loop Flows für das Schweizer Netz? Die Importkapazität der Schweiz aus dem Norddach wird netztechnisch in vielen Situationen limitiert durch die Kuppeltransformatoren zwischen 380 und 220 kV im Norden der Schweiz. Diese Transformatoren werden teilweise ausgenützt für die Versorgung der Schweiz durch Importe und inländische Produktion (z.B. Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt). Sie werden aber ebenfalls belastet mit mehrheitlich geplanten Flüssen für den Transit nach Italien und mit ungeplanten Loop Flows.

Die früheren NTC-Werte waren so abgestimmt, dass die Belastung der Transformatoren gerade noch (N-1)-sicher war. Mit der jetzt erhöhten Grenzkapazität von Deutschland nach Frankreich steigt die Belastung dieser Transformatoren. Sie sind nun in gewissen Situationen nicht mehr (N-1)-sicher.

Dies illustriert als Beispiel eine Momentaufnahme vom Oktober 2016: Die (N-1)-Belastung erreichte einen Spitzenwert von inakzeptablen 110% bei den beiden Kuppeltransformatoren in Bickigen. Swissgrid hat Simulationen durchgeführt mit Produktionsverschiebungen von Deutschland und den Niederlanden nach Frankreich, um die Situation ohne Flow-based Market-Coupling nachzubilden, d.h. basierend auf den alten NTC-Werten. Der Spitzenwert der (N-1)-Belastung reduzierte sich auf noch 102%, der mittels Transformatorstufungen wohl auf unter 100% hätte gedrückt werden können.

Somit gefährdet die Nichtberücksichtigung der kritischen Schweizer Netzelemente in der Flow-based Kapazitätsberechnung von CWE die Netzsicherheit und damit die Versorgungssicherheit der Schweiz. Der höhere volkswirtschaftliche Nutzen der Marktkopplung innerhalb von CWE geht also auf Kosten der Schweiz.

In der beschriebenen Situation wurde die Netzsicherheit wiederhergestellt mittels eines internationalen Redispatches, d.h. Schweizer Wasserkraftwerke wurden hochgefahren, während deutsche Kraftwerke ihre Produktion reduzierten. Allerdings bezahlen einen solchen Redispatch die Schweizer Produzenten und Konsumenten, obwohl er eigentlich durch das Ausland verursacht wird. Zudem geht durch diesen Redispatch wertvolle Energie in den Speicherseen verloren, die im Winter dann allenfalls fehlt und damit wiederum die Versorgungssicherheit gefährdet, nicht nur der Schweiz, sondern auch von Frankreich und Italien.

Aufgrund der Schweiz-Klauseln in den Network Codes der EU bleibt die Schweiz von der Marktkopplung ausgeschlossen, solange es kein Stromabkommen gibt. Das ist nicht neu. Wir haben dies zur Kenntnis genommen.

Neu ist aber, dass die Umsetzung des Ausschlusses von der Marktkopplung durch CWE auch einen Ausschluss aus der Kapazitätsberechnung beinhaltet. Und dies ist, unter dem Aspekt der Gefährdung unserer Versorgungssicherheit und der zusätzlichen Kosten, die wir haben, eine neue Dimension.

Aufgrund der politischen Situation bleiben die Einflussmöglichkeiten der Schweiz stark beschränkt.

Selbstverständlich haben sowohl Swissgrid als auch die EICom versucht, bei ihren jeweiligen Gegenparteien für die Aufnahme der relevanten Schweizer Netzelemente in die Kapazitätsberechnung zu werben. Mittlerweile ist auch das technische Verständnis für das Schweizer Anliegen innerhalb von CWE vorhanden und die Übertragungsnetzbetreiber wären einverstanden, gemeinsam mit Swissgrid eine Lösung zu erarbeiten, sofern sie von den Regulatoren den entsprechenden Auftrag erhielten. Allerdings verweigern die CWE-Regulatoren dies bisher. Der EU-Regulator ACER zeigte bei einem Treffen mit der EICom zwar Verständnis für die Schweizer Position, wird sich aber nicht stärker engagieren.

Eine zusätzliche Hürde für unser Anliegen liegt darin, dass innerhalb der EU gestritten wird, welche Netzelemente (nur Grenzelemente oder auch Landesinnere) für die Kapazitätsberechnung überhaupt berücksichtigt werden dürfen. Dies ist wohl auch der Hauptgrund, warum die CWE-Regulatoren die Schweiz zurzeit nicht berücksichtigen wollen, da sie auch ohne Einbezug der Schweiz untereinander kaum einig werden.

Wenn nur Grenzelemente berücksichtigt würden, wären die Schweizer Netzüberlastungen selbst bei Einbezug der Schweiz nicht gelöst. Die EICom befürchtet, dass die Thematik in Zukunft noch wesentlich heikler werden könnte.

Erstens unter dem zeitlichen Aspekt: CWE arbeitet an der Ausweitung des Flow-based Market-Coupling von Day-ahead auf Intraday. Damit erhöht sich die Energiemenge der Loop Flows weiter, der zeitliche Vorlauf im operativen Netzbetrieb wird kürzer und die Handlungsoptionen nehmen ab.

Die internationalen Regelenergie-Projekte (Stichworte: Terre oder MARI) könnten Loop Flows zudem gar ohne jeglichen zeitlichen Vorlauf verursachen. Ohne Vorlauf wäre die netztechnische Beherrschung natürlich noch deutlich schwieriger.

In der aktuellen Diskussion setzt sich die EICom daher aktiv dafür ein, dass die Schweiz in Bezug auf die Regelenergie soweit als möglich integriert wird.

Zweitens laufen Diskussionen zur Ausweitung des Flow-based Market-Coupling, zunächst auf osteuropäische Länder, längerfristig auch auf Italien. Damit würden sich zusätzliche Loop Flow Pfade ergeben, z.B. von Slowenien nach Frankreich oder von Deutschland nach Italien.

Selbstverständlich strebt die EICom nach wie vor eine Lösung auf Verhandlungsebene mit den betroffenen Regulatoren an. Positiv stimmt diesbezüglich, dass Swissgrid und weitere TSOs im Auftrag der DG Energy die Auswirkungen des Ausschlusses der Schweiz auf die Netzsicherheit bei Ausweitung der Marktkopplung auf Osteuropa und Italien analysieren.

Parallel wird die EICom aber zudem unilateral mögliche Abhilfemassnahmen evaluieren. Auch Polen und Tschechien leiden unter einer ähnlichen Problematik aufgrund von Loop Flows von Deutschland nach Österreich durch ihre Länder. Sowohl Polen als auch Tschechien haben als Abhilfe an ihren Grenzleitungen Phasenschiebertransformatoren installiert. Eine genauere Untersuchung möglicher Abhilfemassnahmen

zum Schutze der Schweizer Versorgungssicherheit und ein Abwägen zwischen Kosten und Nutzen respektive Chancen und Risiken sind daher notwendig.

Die EICom denkt bei möglichen Abhilfemassnahmen in verschiedene Richtungen. Die Installation zahlreicher Phasenschieber am Schweizer Norddach ist zwar eine sehr teure Lösung, aber eine wirksame.

Allenfalls können einfachere sinnvolle netztechnische Massnahmen implementiert werden: ich denke da beispielsweise an einen örtlich gezielten Phasenschieber in Kombination mit dem Ausschalten einer relevanten Leitung.

Da auch der Transit die kritischen Netzelemente belastet, könnten auch Transiteinschränkungen oder Transitgebühren zur Entlastung dienen.

Eine weitere (allerdings politische) Abhilfemassnahme wäre ein Stromabkommen mit der EU. Damit hätte die Schweiz Zugang zum Binnenmarkt und könnte auch ihre Position bezüglich Kapazitätsberechnungen gleichberechtigt und direkt einbringen.

Ich komme zum Fazit:

Für 2020 sieht die EICom die Versorgungssicherheit nicht gefährdet.

Vorausgesetzt wird allerdings, dass eine hohe Importverfügbarkeit und die Exportbereitschaft unserer Nachbarn bestehen.

Die politische Diskussion zur Versorgungssicherheit und dem Eigenversorgungsgrad der Schweiz während dem Winterhalbjahr muss unbedingt weitergeführt werden.

Das Flow-based Market-Coupling in der EU beeinträchtigt unsere Netzsicherheit und verursacht zusätzliche Kosten.

Die EICom prüft daher unilaterale Abhilfemassnahmen zum Schutze der Schweizer Versorgungssicherheit.

Ich danke Ihnen für die Aufmerksamkeit.