



Es gilt das gesprochene Wort.

## **Regulatorische Aspekte zur Einbindung der Schweiz im europäischen Strommarkt**

Referat von Werner Luginbühl am EICOM-Forum 2025 in Pratteln

---

Sehr geehrte Damen und Herren,  
Mesdames et Messieurs,

Ich freue mich, Sie am diesjährigen EICOM-Forum begrüssen zu können. Vielen Dank, dass Sie unsere Einladung angenommen haben.

Vor kurzem wurde die Vernehmlassung zum Paket für die Beziehungen der Schweiz mit der EU abgeschlossen. Im Frühling beginnt die Beratung im Parlament. Der Abschluss eines Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU rückt damit – bei allen Unsicherheiten – in greifbare Nähe. Was bedeutet dies für die Schweiz? Was bedeutet dies für den Netzbetrieb? Was für die Marktintegration?

Wir haben darum das diesjährige Forum dem Thema «Die Schweiz im europäischen Markt» gewidmet und werden heute diesen Fragen nachgehen. Dazu hören wir Beiträge der Uni Genf, aus Sicht des Systembetriebs und aus der Perspektive der Verteilnetze.

Ich beleuche das Thema aus der Perspektive der ElCom. Dabei fokussiere ich mich zunächst auf die Versorgungssicherheit und werde am Beispiel der Regelenergie auch auf die Marktintegration eingehen.

## **Teil 1: Versorgungssicherheit**

Wie ist die Relevanz eines Stromabkommens auf die Versorgungssicherheit zu beurteilen?

Das wohl wichtigste Argument für die Einbindung der Schweiz in ein europäisches Regelwerk sind gesicherte Importmöglichkeiten. In unserer Stellungnahme zum Stromabkommen verweisen wir an erster Stelle auf die Bedeutung des Abkommens für die Stromversorgungssicherheit, weil damit die Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten im Netz und damit die Importmöglichkeiten abgesichert werden können.

Der grenzüberschreitende Stromhandel ist sowohl aus wirtschaftlicher Sicht als auch für die Versorgungssicherheit von grösster Bedeutung. Gerade für ein kleines Land wie die Schweiz bildet die Möglichkeit von Importen eine wichtige Absicherung für die Versorgungssicherheit. Die geografisch zentrale Lage zwischen den drei grössten Preiszonen Deutschland, Frankreich und Italien sowie der hochflexible Wasserkraftpark sind dann ein Vorteil, wenn die dazu notwendige Netzinfrastruktur effektiv und effizient genutzt werden kann.

Müsste sich die Schweiz jederzeit selbst versorgen können, bräuchte es im Inland weit grössere Produktions- oder Reservekapazitäten. Schliesslich müsste der inländische Produktionspark auch fähig sein, ausserordentliche Situationen abzusichern. Etwa den Ausfall eines oder mehrerer Kernkraftwerke während einer Trockenphase mit reduzierter Wasserkraftproduktion über den Winter. Stromimporte sind in solchen Fällen die wichtigste und in der Regel günstigste Rückfallebene. Dies illustriert auch die 2025 veröffentlichte Adequacy-Analyse, welche im Auftrag der ElCom erstellt wurde: Durch die Absicherung von ausreichend Importkapazität im Übertragungsnetz kann ein inländischer Engpass effizient behoben werden. Was bedeutet dies konkret?

## Absicherung der Importkapazitäten

Der Stromhandel zwischen benachbarten Ländern wird durch die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten begrenzt. Findet der Stromaustausch zwischen mehr als nur zwei Ländern statt, so müssen sich die beteiligten Länder hinsichtlich der nutzbaren Grenzkapazitäten untereinander koordinieren. Dies, weil der Handel zwischen zwei Ländern die Handelsmöglichkeiten dritter Länder beeinflussen kann, etwa weil mit einem grösseren Stromaustausch zwischen den beiden Ländern – auch ungeplante – Stromflüsse über die Netze von Drittländern möglich sind. Aufgrund der bislang fehlenden institutionellen Einbindung in den EU-Strommarkt bestehen hinsichtlich einer Berücksichtigung des Schweizer Netzes in den Kapazitätsberechnungen der EU bzw. der Nachbarländer zunehmend bedeutende Unsicherheiten und Risiken. Ungeplante Stromflüsse über das Schweizer Netz beeinträchtigen die Verfügbarkeit der Leitungskapazität oder gefährden den stabilen Netzbetrieb. Dies bedingt einen vermehrten kostspieligen Einsatz inländischer Kraftwerke zur Vermeidung von Netzengpässen.

Während sich die EU-Mitgliedstaaten für die Bestimmung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten in verschiedenen Kapazitätsberechnungsregionen organisieren, wird eine Berücksichtigung der Schweiz von der EU, beziehungsweise von den Nachbarstaaten, je länger je weniger akzeptiert. So laufen Verhandlungen zur Berücksichtigung der Schweiz in beiden angrenzenden Kapazitätsberechnungsregionen Norditalien (ITN) und Zentraleuropa (Core) schon seit mehreren Jahren. Bereits Ende 2021 konnte eine technische Vereinbarung mit den fünf Ländern der Region der norditalienischen Grenzen (Italy North) abgeschlossen werden. Vor einem Jahr gelang es, nach mehreren Jahren mühsamer Verhandlungen, eine Grundsatzvereinbarung mit den 13 Ländern der Region CORE, abzuschliessen. Von einer Implementierung einer fairen und nachhaltigen Lösung ist man jedoch noch weit entfernt. Immerhin scheint sich nun abzuzeichnen, dass ab 2026 eine provisorische Lösung implementiert werden kann.

Die technischen Vereinbarungen schaffen aber nur kurzfristig Sicherheit. Mittel- und längerfristig sind sie keine nachhaltig stabile Grundlage für eine sichere und planbare Einbindung der Schweiz in das europäische Stromnetz. Einerseits müssen

die technischen Vereinbarungen jedes Jahr von allen Parteien wieder offiziell bestätigt werden. Damit verbunden sind vielfältige Unsicherheiten, da die Interessen der zahlreichen involvierten Akteure unterschiedlich und auch veränderlich sind. Daneben zeichnen sich erneute Anpassungen bei den europäischen Mechanismen ab, was die beiden bestehenden technischen Vereinbarungen obsolet machen dürfte.

So wurde bereits eine Zusammenlegung der beiden Kapazitätsberechnungsregionen ITN und Core in eine zentrale Region (Central Europe CE) eingeleitet. Diese Zusammenlegung ist auf Anfang 2028 geplant und soll auch die Schweizer Grenzen berücksichtigen. Damit könnte zumindest die Netzsicherheit gewährleistet werden. Aktuell zeichnet sich allerdings ab, dass die verfügbare Kapazität dadurch weiter reduziert wird. Durch ein Auslaufen der bestehenden technischen Abkommen drohen der Schweiz empfindliche Nachteile bei der Berücksichtigung ihres Stromnetzes in den Kapazitätsberechnungen. Ob und wann bei einem Scheitern des Stromabkommens ein technisches Abkommen mit der zusammengelegten Kapazitätsberechnungsregion möglich wäre, lässt sich schwer abschätzen.

Die Unsicherheiten und damit verbundenen Risiken sind bedeutend. Schätzungen gehen davon aus, dass ohne Stromabkommen die Verfügbarkeit der Kapazität halbiert werden könnte. Und ohne einigermassen faire technische Vereinbarungen könnten die Kapazitäten im Extremfall gegenüber heute um mehr als 70% reduziert werden. Dies hätte natürlich auch gravierende Folgen für die flexible Wasserkraft – und für die Versorgungssicherheit.

Wir weisen deshalb auch immer wieder darauf hin, dass eine angemessene Produktionsfähigkeit im Winter sicherzustellen ist. Mit Blick auf die vielfältigen Unsicherheiten – etwa bei der Nachfrageentwicklung, beim Ausbau der Erneuerbaren oder den Produktionskapazitäten der Nachbarländer – bleibt eine Absicherung mittels Reservekraftwerken notwendig. Die ElCom empfiehlt deshalb für 2030 die Vorhaltung von Reserven im Umfang von mindestens 500 Megawatt. Für die Zeit nach den geplanten Ausserbetriebsnahmen der beiden Kernkraftwerke in Beznau, werden Reserven von rund 700 bis 1'400 MW empfohlen. Diese Empfehlung basiert auf der Annahme, dass der Netzbetrieb mindestens mit

technischen Abkommen abgesichert werden kann. Wie eingangs erwähnt, haben die Analysen gezeigt, dass bei stark reduzierten Importkapazitäten der Bedarf an Reserven noch massiv höher ausfallen müsste.

Wichtig aus Sicht der EICOM ist, dass die Schweiz auch mit einem Stromabkommen weiter Reservekraftwerke vorhalten kann. Schliesslich kennen auch verschiedene europäische Länder bereits seit Jahren ergänzende Mechanismen für die Versorgungssicherheit wie Reserven oder auch sog. Kapazitätsmärkte. Im Entwurf zum Stromabkommen wird deshalb explizit festgehalten, dass solche Reserven weiter möglich sind. Für die EU ist es zentral, dass solche Reserven den Markt nicht verzerren – was bei Reservekraftwerken üblicherweise nicht der Fall ist, da sie ausserhalb des Marktes betrieben werden. Auf der Grundlage entsprechender Berechnungen festgelegte Reserven dürfen unter dem Abkommen weiterhin durch staatliche Unterstützung finanziert werden. Deren allfällige Begrenzung auf eine Dauer von sechs Jahren ab dem Inkrafttreten gilt nur für Reserven, die bereits vor dem Inkrafttreten des Stromabkommens gewährt wurden und mit diesem auch nicht vereinbar wären. Folglich könnte die Schweiz ihre Reserven auch unter dem Abkommen weiterhin selbst festlegen und dabei ihre spezifischen Bedürfnisse berücksichtigen.

## **Teil 2: Marktliche Integration**

Nachdem ich die netzseitigen Aspekte der beleuchtet habe, möchte ich nun näher darauf eingehen, was eine vollständige Marktintegration für die Schweiz bedeutet.

Bereits 2020 – ja, das ist bereits 5 Jahre her – stellte die europäische Regulierungsbehörde ACER in ihrem jährlichen Market Monitoring Report fest, dass durch eine Ausweitung der Day-Ahead-Marktkopplung auf alle EU-Grenzen – einschliesslich jener zur Schweiz – zusätzliche Wohlfahrtsgewinne von über 150 Millionen Euro pro Jahr erzielt werden könnten. Ein wesentlicher Teil dieses Potenzials entfällt auf die noch nicht gekoppelten Grenzen zwischen der Schweiz und der EU. Hier entsteht durch die fehlende Marktkopplung – also die ausschliesslich explizite Nutzung der Übertragungskapazitäten – auf beiden Seiten ein Wohlstandsverlust.

Die EU hat damals durch die Einführung von Marktkopplung deutliche Effizienzgewinne und eine spürbare Verbesserung der sozialen Wohlfahrt erzielen können, während dieses Potenzial an den Grenzen zur Schweiz ungenutzt blieb.

Aktuell ist die Teilnahme an der Marktkopplung nicht möglich, solange die in der europäischen Strommarktverordnung (CACM) vorgesehenen Voraussetzungen nicht erfüllt sind. Dazu gehören die Übernahme der zentralen Bestimmungen des europäischen Strommarktrechts in das Schweizer Recht sowie der Abschluss eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU.

Die fehlende Kopplung hat nicht nur Auswirkungen auf die typischen Energiemarkte im Day-Ahead und Intraday, wie ich Ihnen gerne anhand einer Analyse, die die ElCom in diesem Jahr durchgeführt hat, vor Augen führen möchte.

Die Studie vom März 2025 analysierte die Gründe für die stark gestiegenen Kosten im Sekundärregelmarkt.

Seit 2012 monitort die ElCom den Markt für Sekundärregelleistung. Mit der schrittweisen Zunahme präqualifizierter konventioneller Kraftwerke nahm das Angebot und der Wettbewerb zu, die Kosten konnten gesenkt werden. Die Einführung des Pooling-Konzepts, welches die Aggregation kleinerer Technologien und neuer Anbieter ermöglichte, trug zusätzlich zu dieser positiven Entwicklung bei. Bis im Jahr 2020 konnten die Kosten des Schweizer SDL-Marktes durch diverse Massnahmen stetig reduziert werden, bevor sie 2021 wieder anstiegen.

Der Preisanstieg ab 2021 lässt sich auf mehrere Faktoren zurückführen. Einerseits wirkten sich die hohen Energiepreise der Krise 2021/2022 deutlich aus. Andererseits führten der zunehmende Anteil an Photovoltaik und die damit verbundenen Prognoseunsicherheiten zu grösseren Ungleichgewichten in den Bilanzgruppen und zu höheren Regelenergieabrufen. 2022 erfolgte die Umstellung von der bisherigen Indexierung an die SPOT-Preise auf ein gebotsbasiertes Preissystem nach europäischem Standard, dem so genannten PICASSO-Modell. Mit dieser Umstellung des Beschaffungsregimes stiegen die Sekundärregelenergie-Preise – bzw. die entsprechenden Auf- und Abschläge über den Spotmarktpreisen – und damit die Kosten für SRE spürbar an. Anfang Sommer 2024 akzentuierte sich

der Anstieg der SRE-Preise nochmals markant und verharrte dann auf hohem Niveau.

Bis Mitte 2022 wurde die von Swissgrid beschaffte SRE pauschal über einen Zuschlag oder Abschlag von 20 % auf den Spotmarktpreis vergütet, während nur die Leistung über ein Gebotsverfahren ausgeschrieben wurde. Mit der Einführung des PICASSO-Systems wurde auch für die SRE ein Ausschreibungsmodell eingeführt, wodurch die Vergütung nun auf individuellen Gebotspreisen basiert. Damit entspricht das Verfahren grundsätzlich dem EU-Standard. Dennoch besteht mangels bilateraler Abkommen weiterhin keine Anbindung der Schweiz an die europäischen Sekundärregelenergie-Märkte. Swissgrid führt dazu derzeit mehrere Gerichtsverfahren. Eine Teilnahme wäre entweder durch ein entsprechendes Gerichtsurteil oder durch das Stromabkommen mit der EU möglich.

Eine Untersuchung der Preis- und Gebotsentwicklung im Markt für Sekundärregelenergie hat festgestellt, dass der Marktmechanismus derzeit nur eingeschränkt funktioniert. Eine externe Zweitmeinung bestätigte diese Einschätzung. Als kurzfristige Korrekturmassnahme initiierte die ElCom daraufhin eine befristete, differenzierte Preisobergrenze. Diese gilt ausschliesslich für verpflichtende SRE-Gebote, die im Zusammenhang mit einem Zuschlag für SRL stehen, und wurde auf 1'000 EUR/MWh festgelegt. Die Regelung ist vertraglich verankert und bleibt bis Ende 2025 in Kraft.

Seit der Einführung der Preisobergrenze im SRE-Markt monitoren wir die Kosten- und Gebotsentwicklungen. Nachdem der Preis-Cap die gebundenen Gebote über 1'000 EUR/MWh «abgeschnitten» hat, hat ein Preisanstieg im unteren Bereich der Gebotskurve stattgefunden. Dies kann auch auf die geringe Hydrologie in diesem Zeitraum zurückzuführen sein. Weiters ist davon auszugehen, dass sich die Marktakteure an die veränderten Rahmenbedingungen gewöhnen mussten. In den vergangenen Monaten allerdings hat sich die Gebotshöhe im unteren Preis- bzw. Mengenbereich wieder zurückgebildet und bewegt sich aktuell etwa auf dem Niveau von vor dem Cap, so dass der Preis-Cap im Wesentlichen jene Wirkung entfaltet, die zu erwarten war.

Im SRE-Markt war zu Beginn die Entwicklung nicht ganz so eindeutig. Während die Kosten dort am Anfang zurückgegangen waren, stiegen sie nach der Einführung des Preis-Cap im März und April wieder an, um danach wiederum auf das Niveau vom Frühling 2023 zurückzugehen.

Prinzipiell kann gesagt werden, dass seit der Einführung der Preisobergrenze im März 2025 die Kosten für SRE kontinuierlich abgenommen haben.

Da die eingeführte Preisobergrenze nur eine kurzfristige Übergangslösung darstellt, ist es umso wichtiger, den SRE-Markt nachhaltig zu stärken und effizienter zu gestalten. Ziel ist es, einerseits den Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie zu verringern und andererseits den Regelenergiemarkt effizienter auszugestalten und die Liquidität zu erhöhen. In Bezug auf die notwendige Reduktion der Ausgleichsenergiemenge wird die ab 2026 vorgesehene Einführung eines Einpreissystems im Ausgleichsenergiepreismodell eine gewisse Rolle spielen. Dieses System schafft finanzielle Anreize für die Bilanzgruppen, das Regelzonensaldo aktiv zu stabilisieren. Mit der Umstellung wird erwartet, dass der Bedarf an Regelenergie spürbar sinkt und sich die Marktpreise entsprechend beruhigen.

Weitere Massnahmen zur Senkung des Ausgleichsenergievolumens, zur Weiterentwicklung der Marktprodukte und -prozesse im Bereich der Systemdienstleistungen sind geplant.

Für die ElCom stellt sich aber die grundlegende Frage, ob das bestehende Beschaffungs- und Auktionsdesign für Sekundär- und Tertiärregelenergie und -leistung unter den gegebenen Bedingungen – insbesondere der geringen Marktliquidität und der fehlenden Anbindung an die Nachbarmärkte – tatsächlich zu effizienten und unverzerrten Ergebnissen führt. Die SRE-Preise in der Schweiz sind im Vergleich mit den europäischen Märkten nach wie vor sehr hoch. Es ist davon auszugehen, dass eine Teilnahme der Schweiz am europäischen PICASSO-Regime zu einer deutlichen Reduktion der SRE-Kosten führen würde.

Wie wir alle wissen, ist die Preisobergrenze nur als temporäre Massnahme etabliert worden. Deshalb wird seitens der ElCom geprüft, ob die bestehenden Mechanismen überarbeitet oder neu ausgestaltet werden sollten, um die angestrebte Kosteneffizienz sowie eine Verringerung des Regel- und

Ausgleichsenergiebedarfs zu erreichen. Es stellt sich die Frage, ob es zielführend ist, in einem so kleinen Markt wie den Schweizer Markt SRE mit einem marktisierten Verfahren zu beschaffen. Für den Bereich der SRE-Beschaffung wäre auch eine mögliche Rückkehr zum Regime vor der Einführung des PICASSO-Systems in Betracht zu ziehen. Die ElCom prüft im Moment verschiedene Massnahmen.

### **Teil 3: Fazit**

Damit komme ich zum Fazit:

Das geplante Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU kann wesentlich dazu beitragen, die langfristige Versorgungssicherheit unseres Landes zu stärken. Dabei sind einerseits die effiziente Nutzung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten sowie der Zugang zu internationalen Plattformen für Regelenergie wichtig. Andererseits würde die Kopplung der Intraday- und Spotmärkte die Marktliquidität wesentlich erhöhen und den Marktzugang verbessern.

Gleichzeitig bleibt klar: Ein Abkommen allein genügt nicht. Die Schweiz muss ihre Hausaufgaben unabhängig davon machen. Dazu gehören insbesondere die Sicherstellung ausreichender Produktionskapazitäten im Winterhalbjahr sowie der zügige Ausbau und die effiziente Integration der inländischen Produktion aus erneuerbaren Energien. Ebenso wichtig ist die Erhöhung der Transparenz in den Schweizer Märkten. Diese strukturellen Massnahmen sind unerlässlich, um die Versorgung auch in herausfordernden Situationen zuverlässig zu gewährleisten.

Auch in der Übergangsphase bis zum Inkrafttreten eines Stromabkommens wird die ElCom zusammen mit Swissgrid alles daran setzen, mittels technischer Vereinbarungen die Importmöglichkeiten zu verbessern und damit die Stabilität weiter zu erhöhen. Zugleich sind wir weiterhin bestrebt, anstehende regulatorische Fragen zur Nutzung von Flexibilität und zur Integration der erneuerbaren Energien rasch und unbürokratisch zu klären sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu optimieren. Ziel ist es auch, die Liquidität im Intraday-Markt zu erhöhen.

So leistet die ElCom ihren Beitrag zu einer sicheren, nachhaltigen und europäischen Stromzukunft der Schweiz. Dabei ist sie auf kooperative, lösungsorientierte Verteilnetzbetreiber angewiesen. Wir zählen auf Sie.

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit und Ihren Einsatz!