

## Sprechnotiz: Warum es das Stromabkommen braucht

Sehr geehrte Damen und Herren

### Folie 2: Agenda

Ich bedanke mich für die Einladung und die Gelegenheit, meine Sicht und Beurteilung auf das Stromabkommen darlegen zu dürfen. Meine Ausführungen stehen im Fokus der Versorgungssicherheit, aber nicht der langfristigen, sondern der Versorgungssicherheit für die nächsten Jahrzehnte. Ein zweiter ganz wichtiger Aspekt beim Stromabkommen ist Notwendigkeit von liquiden Märkten.

.....

### 1. Teil: Versorgungssicherheit

#### Folie 3: Netto-Importe im Winterhalbjahr:

Wenn man die Zukunft beurteilen will, muss man die Vergangenheit verstehen. Ich gestatte mir daher einen Blick zurück. Sie sehen auf dieser Folie die Netto-Stromimporte im Winterhalbjahr der Jahre 1980 bis 2026. Unten die blauen Säulen zeigen die inländische Stromproduktion, oben die schwarze Kurve steht für den Landesverbrauch, immer im Winterhalbjahr. Die gelben Säulen oben rechts zeigen die Nettoimporte pro Winterhalbjahr. Die hellblauen Säulen über der schwarzen Linie zeigen, in welchen Wintern die Schweiz netto exportieren konnte. Vor dem Jahre 2000 war das regelmässig, längstens alle fünf Jahre der Fall. Ab dem Jahre 2000 kehrte die Situation und wir wurden zum ständigen Netto-Importeur im Winter. Im Durchschnitt haben wir im Winter in den letzten 10 Jahren ca. 4 TWh importiert.

Ich habe Ihnen die besonderes kritischen Winterhalbjahre mit einem roten Kreis markiert. In diesen Wintern haben wir besonders viel importiert:

- Winter 05/06: **6.9 TWh**; Grund Generatorenschaden im KKL.
- Winter 16/17: **9.7 TWh**; Grund: Oxydationsprobleme am Brennstoff im KKL und Einschlüsse in den Reaktordeckeln im KKB.
- Winter 21/22: **7.8 TWh**; Grund: längere Dauer beim Ersatz Kondensator KKL bis Dezember 2021.
- Winter 25/26: ca. **7 TWh**; Grund: Ausfall Kernkraftwerk Gösgen bis März 2026.

Das sind sehr grosse Mengen an Strom, die wir in diesen Wintern importiert haben. Zum Vergleich: Das leistungsstärkste Kernkraftwerk in der Schweiz Leibstadt produziert rund 9.6 TWh im Jahr. Im Winter 16/17 haben wir Strom von der Menge her gesehen aus rund zwei Kernkraftwerken der Grösse von Leibstadt importiert.

Wir konnten diese grossen Mengen importieren, weil wir den Strom einerseits im Ausland beschaffen konnten, aber auch, weil die Schweiz über sehr leistungsstarke Kuppelstellen (insgesamt 41) mit dem Ausland verfügt. Auf diesen grenzüberschreitenden Leitungen kennen wir zwei Arten von Kapazitäten: einerseits die thermische/technische Kapazität («Dicke» des Kabels) und die kommerzielle Kapazität,

jene Kapazität, die dem Strommarkt unter Berücksichtigung von Netzengpässen und einer Sicherheitsmarge tatsächlich zur Verfügung gestellt wird (sog. NTC-Wert; Net transfer capacity). Dieser für den Stromhandel massgebende Wert wurde in der Vergangenheit zwischen benachbarten Übertragungsnetzbetreibern ausgehandelt. Dabei kam zwischen zwei Ländern der jeweils vorgeschlagene tiefere Wert zur Anwendung.

In der Vergangenheit hat dieses System recht gut funktioniert. Wie diese Grafik zeigt, konnten wir systemkritische Ausfälle von grossen Kraftwerken über die Wintermonate mit Importen auch in sehr grossen Mengen abfedern.

.....

#### **Folie 4: Entwicklungen für die Import- und Exportkapazitäten:**

Mit dem Ziel eines einheitlichen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes begann die EU, die grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten zu harmonisieren. Mit der CACM-Verordnung von 2015 (Capacity Allocation & Congestion Management Regulation) legte die EU fest:

- Wie Übertragungsnetzbetreiber Kapazitäten berechnen und vergeben müssen
- Dass dies koordiniert auf regionaler Ebene erfolgen soll, und
- Dass dafür Kapazitätsberechnungsregionen definiert werden.

Die Schaffung solcher Kapazitätsberechnungsregionen ermöglicht eine regionale Koordination der Netzkapazitäten und eine grössere Effizienz im Stromhandel.

Sie sehen auf dieser Folie die beiden Regionen um die Schweiz:

- die Region Italy North ITN mit Italien, Frankreich, Schweiz, Österreich und Slowenien. Sie entstand auf Grund spezifischer Netzstruktur und Engpassverhältnisse rund um die Alpenregion.
- Die Region Core Capacity Calculation Region vereint 13 Mitgliedstaaten. Seit Juni 2022 wird dort die lastflussbasierte Marktkopplung angewendet, ein zentraler Schritt zur europäischen Marktintegration.

Warum erzähle ich Ihnen das? Die früher unter voller Mitwirkung der Schweiz ausgehandelten kommerziellen Grenzkapazitäten für den Import und Export von Strom werden heute in diesen Kapazitätsberechnungsregionen ITN und Core vergeben. Während sich die EU-Mitgliedstaaten für die Bestimmung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten in verschiedenen Kapazitätsberechnungsregionen organisieren, wird eine Teilnahme der Schweiz von der EU bislang nur teilweise akzeptiert. Ende 2021 konnte eine technische Vereinbarung mit ITN abgeschlossen werden und Ende 2024 mit CORE. 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 sehr 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 zur Region Central Europe (CE) eingeleitet. Durch ein Auslaufen der bestehenden technischen Abkommen drohen der Schweiz empfindliche Nachteile bei der Berücksichtigung ihres Stromnetzes in den Kapazitätsberechnungen. Ob und wann auch in einem veränderten politischen Kontext ein technisches Abkommen mit der zusammengelegten Kapazitätsberechnungsregion möglich ist, lässt sich schwer prognostizieren. Die Unsicherheiten und damit verbundenen Risiken sind bedeutend.

.....

### **Folie 5: Importe und Exporte mit und ohne Stromabkommen**

Die EICOM hat 2025 zusammen mit Swissgrid eine System Adequacy Analyse für die Jahre 2028, 2030 und 2035 durchgeführt. Eine System Adequacy Analyse ist eine Lastdeckungsanalyse, die untersucht, ob die Erzeugungskapazitäten inklusive Importe ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Dabei werden verschiedene Szenarien zu Grunde gelegt. Die EICOM hat dabei Szenarien verwendet, die sich in der Vergangenheit in der einen oder anderen Konstellation bereits abgespielt haben. Siehe dazu meine Ausführungen zu Folie 3.

Auf der vorliegenden Folie ist ersichtlich, welche Importkapazitäten mit und ohne Stromabkommen zur Verfügung stehen. In der wahrscheinlichsten Variante, bei der sich die heute bestehenden zwei Kapazitätsregionen ITN und Core zu einer einzigen europäischen Region verschmelzen («Central Europe Region» hier als MOCH bezeichnet) stehen im Vergleich zu heute um mehr als 50% weniger Importkapazitäten zur Verfügung, im Vergleich zur Variante mit einem Stromabkommen (A2+) um mehr als 70% weniger.

In allen Stress-Szenarien haben sich Unterdeckungen in der Versorgung ergeben, das heisst, dass der Anteil des Verbrauchs in einer betrachteten Periode nicht durch entsprechende inländische Produktion oder Importe gedeckt werden kann (Energy Not Served; ENS). Bemerkenswert dabei ist, dass je kleiner die Importkapazitäten sind, je grösser die ENS ausfallen (bis zu 9,5 TWh).

Die Situationen, die ich Ihnen eingangs geschildert habe, wo wir in den letzten 20 Jahren 4 Mal im Winterhalbjahr auf grosse Importkapazitäten angewiesen waren, liessen sich ohne Stromabkommen und ohne angemessene technische Vereinbarung je nach Szenario nicht oder nur noch sehr schwer abfedern. Die Unsicherheiten und damit verbundenen Risiken sind bedeutend. Nebst der inländischen Verfügbarkeit unserer Kraftwerke und leistungsfähigen Netzen stellen die Importkapazitäten die dritte wichtige Säule für unsere Versorgungssicherheit dar. Dabei ist zu präzisieren, dass die Netzkapazitäten alleine noch keine Garantie darstellen, dass wir importieren können. Es braucht auch noch die Exportfähigkeit bzw. Exportwilligkeit der Nachbarländer.

Die Schweiz ist die nächsten Jahrzehnte im Winterhalbjahr auf die bestehenden Kernkraftwerke angewiesen. Ausfälle, wie ich sie Ihnen eingangs geschildert habe und wie wir es mit dem KKW Gösgen gerade im letzten Winter erlebt haben, können nicht nur nicht ausgeschlossen werden, sondern sind angesichts des Alters dieser Kraftwerke eher sehr wahrscheinlich. Für diese Fälle sind wir auf möglichst hohe (kommerzielle) Importkapazitäten angewiesen. Diese können verlässlich nur mit einem Stromabkommen gesichert werden.

## **Folie 6: Ungeplante Flüsse verstärken inländische Netzengpässe**

Bei einem kommerziellen Stromhandelsgeschäft zwischen z.B. zwischen Deutschland und Frankreich fließen physisch rund 30% des Stroms durch die Schweiz. Man spricht in diesem Fall von sogenannten ungeplanten Flüssen. Der Stromfluss folgt nicht der rechtlich ausgehandelten Lieferkette, sondern dem geringsten Widerstand. Es ist daher wichtig, dass die schweizerischen netztechnischen Besonderheiten in den vorhin geschilderten Kapazitätsberechnungsmodellen berücksichtigt werden. Ohne Stromabkommen bzw. ohne angemessene technische Vereinbarung ist dies nicht oder nur unzureichend der Fall. Ungeplante Flüsse über das Schweizer Netz reduzieren die Verfügbarkeit der Leitungen und destabilisieren gleichzeitig das Netz. Dies führt zu einem vermehrten kostspieligen Einsatz inländischer Kraftwerke zur Stabilisierung der Netze (sog. Redispatchmassnahmen).

.....

## **Folie 7: Zunahme der Systemstörungen im Übertragungsnetz**

Die Zunahme der Systemstörungen im Übertragungsnetz ist nicht alleine auf die ungeplanten Flüsse zurückzuführen. Auch die Wasserführung in den Sommermonaten sowie die Integration der erneuerbaren Energien haben einen wesentlichen Einfluss. Dennoch zeigen diese Zahlen, dass sich in den letzten Jahren der Systemstress stark erhöht hat. Zur Stabilisierung der Netze wegen ungeplanten Flüssen durch die Schweiz sind insbesondere Redispatchmassnahmen notwendig (Zuschalten/Rückfahren von Kraftwerken). Das verursacht Kosten in zweistelliger Millionenhöhe (das Jahr 2024 war wegen der hohen Wasserführung ein ausserordentliches Jahr).

.....

Zu meinem zweiten Themenschwerpunkt:

## **2. Teil: Liquide Märkte**

### **Folie 9: Steigender Bedarf für Regenergie**

Der Bedarf von Swissgrid an Regenergie ist in den letzten sechs Jahren kontinuierlich gestiegen, dies vor allem auf Grund der zunehmenden PV-Integration, verbunden mit ungenauen PV-Prognosen der Bilanzgruppen. Die Preise für positive Regenergie, d.h. zusätzliche Einspeisung von Energie (SRE+ und TRE+) sind im Jahr 2022 v.a. auf Grund der europäischen Energiekrise angestiegen.

Im 2024 war die Hauptursache für die steigenden Regenergiepreise der situativ sehr hohe Bedarf an Regenergie aufgrund geringer Qualität der Fahrpläne der Bilanzgruppen.

Die grossen Akteure auf dem Schweizer Regenergiemarkt sind primär die drei grossen Schweizer Energiekonzerne, die über leistungsfähige Speicher- und Wasserkraftwerke verfügen. Daneben gibt es weitere Anbieter von Regenergie (z.B. Stadtwerke oder Betreiber von Batterien), diese vermögen aber die Marktmacht der drei grossen Energieversorger nicht wesentlich zu beeinflussen.

**Die Folge dieser Konstellation:** Wenn eine hohe Nachfrage auf ein begrenztes Angebot (Illiquider Markt) trifft, führt das zu Preisverwerfungen.

Swissgrid entwickelt zwar den Regenergiemarkt kontinuierlich weiter und will mehr Anbieter für den Regenergiemarkt gewinnen. Auf Grund der besonderen Konstellation

des Schweizer Strommarktes mit drei grossen Anbietern, sind diesen Anstrengungen aber ganz natürliche Grenzen gesetzt.

.....

**Folie 10: Illiquidität der Märkte führt zu Preisverwerfungen**

Diese Folie zeigt das Problem der Illiquidität im Schweizer Regelenergiemarkt anhand des Einflusses der PV-Produktion auf die Speicherwasserkraft und die Regelenergiepreise. Wenn die PV-Einspeisung hoch ist, sinken die Preise auf dem Spot-Markt und die Speicherwasserkraftwerke gehen vom Netz, weil die Marge erodiert. Und wenn sie vom Netz sind, stehen sie Swissgrid nicht mehr für Regelenergie zur Verfügung. Das macht zwei Dinge klar: Es braucht mehr Vielfalt, mehr Liquidität auf dem Schweizer Regelenergiemarkt und es braucht Zugang zu internationalen Regelenergieplattformen.

.....

**Folie 11: Zugang zu europäischen Regelenergieplattformen**

Ziel bei den europäischen Regelenergieplattformen MARI und PICASSO ist ein gesamteuropäischer Markt für Regelreserven, der durch einheitliche Marktgestaltung und freien Handel von Regelreserven ohne Hemmnisse geprägt ist. Die Schweiz ist heute bei diesen Plattformen nicht dabei. Mit einem Stromabkommen erhält sie Zugang zu diesen Märkten, womit sich die Liquidität und damit der Wettbewerb bei der Beschaffung von Regelenergie markant verbessern würde. So können Regelreserven effizienter, zuverlässiger und kosteneffektiver beschafft werden.

.....

**Folie 13: Ich komme zum Fazit:**

Ich stehe hinter dem Stromabkommen, weil es die Voraussetzungen schafft

- für die notwendigen Importkapazitäten, vor allem Winterhalbjahr
- zur Festigung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit.
- und es bringt uns liquide Märkte und effizienzbasierte Kosten

Diese Anforderungen können wir nicht aus eigener Kraft stemmen. Wir sind hier auf die Kooperation mit unseren Nachbarn angewiesen.

Ich danke Ihnen.