



Es gilt das gesprochene Wort.

## Flexibilität aus regulatorischer Sicht

Referat von Werner Luginbühl am ECom-Forum 2024 in Aarau

---

Sehr geehrte Damen und Herren,  
Mesdames et Messieurs,

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

Das Wort Flexibilität ist in aller Munde und scheinbar eine Lösung für eine Vielzahl von Herausforderungen. Unter Flexibilitäten im weiteren Sinn wird verstanden, dass der **Verbrauch, die Erzeugung und Speicherung von Strom gesteuert werden**. Durch wen? Sie alle kennen die alten Rundsteuerungen. Vor einigen Jahren haben Drittanbieter an den Netzbetreibern vorbei Angebote zur Nutzung der Rundsteuerungen lanciert, was die Diskussion eröffnet hat, **wem** denn die Flexibilität **gehört**. Dem **Endverbraucher, Produzenten und Speicherbetreiber**, sagt nun das Gesetz. Wer der Inhaber dieser Art von Flexibilität ist, ist damit geklärt. **Weitere Fragen** sind: **Wer steuert was, wie, zu welchem Zweck, gegen welche Entschädigung und was sind die Auswirkungen?**

In einem **ersten Teil** schildere ich Ihnen einige **Herausforderungen**, die sich bei der Koordination von Erzeugung, Handel, Verteilung, Speicherung und Verbrauch von Strom stellen. Diese Herausforderungen werden **bereits heute angegangen**,

auch der Mantelerlass enthält zusätzliche Grundlagen, dazu mehr im **zweiten Teil**. Dennoch **bleibt einiges zu tun. Gefragt sind alle Akteure**. Damit werde ich mein Referat im **dritten Teil** und im Fazit schliessen.

## **Teil 1: Aktuelle Herausforderungen**

Zum ersten Teil, den Herausforderungen: Am 30. April 2024 titelte die **NZZ**: «**Plötzlich fehlt die Leistung eines Kernkraftwerks**». Anlass war bekanntlich ein **unerwarteter Wintereinbruch** an einem **Montag** Mitte April. Schnee bedeckte die PV-Module und deren Produktion reduzierte sich stark. Einige Verteilnetzbetreiber hatten ihre Fahrpläne gestützt auf die **Wetterprognosen vom Freitag** bei ihren Bilanzgruppen eingegeben und sie in den Folgetagen nicht aktualisiert. Das führte zu einer grossen **Abweichung von ihrem Fahrplan**. In der Regelzone Schweiz fehlten am 22. April 2024 bis zu 1'400 MW. Swissgrid musste ausgleichend eingreifen und auch Regelenergie-Angebote mit sehr hohen Preisen abrufen. Sie stellte den Bilanzgruppen für diesen Tag **8.5 Mio. Franken Ausgleichsenergie** in Rechnung.

**Bereits am Ostersonntag** kam es zu einer **Überdeckung von 1'200 MW**, aufgrund besseren Wetters als erwartet. Solche **Unausgeglichheiten** haben in diesem Jahr markant **zugenommen** und dürften aufgrund des weiteren Zubaus an PV **weiter zunehmen**. Dieses Thema wird uns also weiter beschäftigen.

Die Schlagzeile zur zweiten grossen Herausforderung lieferte der **TagesAnzeiger** am 16. April 2024: «**Negativpreise. Der Strompreis fiel erstmals unter der Woche unter null**».

Negative Preise bedeuten, dass der Verbrauch von Strom vergütet wird und für die Einspeisung bezahlt werden muss. Negative Preise im Strommarkt sind **keine Neuigkeit. Seit 2008** können sie in Europa an den Kurzfrist-Börsen entstehen. Doch gerade in diesem Jahr haben sie sprunghaft **zugenommen**.

Etwas vereinfacht treten sie dann auf, **wenn die Stromerzeugung den Strombedarf übersteigt**. In der Praxis v.a. bei hoher Erneuerbaren-Produktion, häufiger im Sommer, wenn die Nachfrage tiefer und die PV-Produktion hoch ist.

Negative Preise geben dann **Anreize, die Produktion zu drosseln oder umgekehrt den Verbrauch zu steigern oder Batterien zu laden.**

Dass es überhaupt Preise unter der Nulllinie geben kann, hängt mit technischen und wirtschaftlichen Bedingungen von Kraftwerken zusammen.

- Gerade bei unflexiblen thermischen Anlagen wie Kohlekraftwerken oder älteren Atomkraftwerken kostet es etwas, die Produktion zu drosseln. Weiterhin einzuspeisen kann also auch bei negativen Preisen günstiger sein.
- Produzenten von erneuerbarem Strom – insbesondere PV-Anlagen – könnten im Grunde auch mit vergleichsweise tiefen Kosten (z.B. für die Steuerung) ihre Einspeisung reduzieren – wenn sie denn wollten bzw. wenn ihnen dazu Anreize gegeben würden.
- Verbreitet aber geben **Fördermodelle für Erneuerbare** Produktionsanreize auch bei sehr tiefen oder sogar negativen Preisen. Beispiele sind insbesondere die fixe Einspeisevergütung pro kWh oder unter anderem Titel die Rückliefervergütung und die damit verbundene neue Mindestvergütung nach dem Mantelerlass.
- Letztlich ist das eine Folge des politischen Entscheids, dass **diese** Technologien gegen preisliche Risiken am Markt abgesichert werden sollen.

Eine **dritte aktuelle Herausforderung** betrifft die **Preise für Sekundär-Regelenergie**. Swissgrid hat die Regelenergie in einem **marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren** zu beschaffen. Bereits 2023 führten erhöhte Preise für Sekundär-Regelenergie zu **Anfragen** von **Marktakteuren** bei der ECom. Wir haben daraufhin Analysen zur Preisbildung bei der Sekundär-Regelenergie vorgenommen. Es zeigte sich: Nach der **Umstellung** des schweizerischen Beschaffungsregimes auf ein in der EU vorgesehene harmonisiertes Zieldesign («PICASSO») **Mitte 2022** sind die **Preise und damit die Kosten für Sekundär-Regelenergie spürbar angestiegen**. Im Jahr 2022 war schwierig zu erkennen, ob der Grund für den Preisanstieg alleine bei den generell hohen Strompreisen lag. Anfang Sommer 2024 akzentuierte sich dieser Anstieg der Gebote und der daraus resultierenden Preise, obwohl die Strompreise wieder gesunken sind. Diese Preisentwicklung ist nach den bisher vorgenommenen Analysen der ECom **nicht offensichtlich durch Marktentwicklungen erklärbar**. Es ist daher nicht auszuschliessen, dass der Preisanstieg vor allem auf die geringe

Marktliquidität zurückzuführen ist. An der EU-PICASSO-Plattform teilnehmen kann die Schweiz gegenwärtig mangels Stromabkommen nicht. In **Kombination** mit den häufiger auftretenden **Unausgeglichheiten** führen die höheren Preisen zu **höheren Kosten für die Endverbraucher**.

Die genannten drei Beispiele zu den Fahrplanabweichungen, den negativen Preisen und der Sekundär-Regelenergie betreffen den Energiemarkt. **Es steigen aber nicht nur die Anforderungen an die Märkte und ihre Akteure, sondern auch jene an die Netze**.

Mit dem Ausbau der dezentralen erneuerbaren Produktion, der wachsenden Elektrifizierung der Mobilität und Wärme **nimmt der Um- und Ausbaubedarf bei den Verteilnetzen zu**. Zu diesem Schluss kam bereits eine vom **BFE 2022** in Auftrag gegebene [Studie](#). In diesem Jahr publizierte der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen **VSE** eine eigene [Analyse](#) mit ebensolchen Resultaten. Das Ausmass des Um- und Ausbaubedarfs und damit der Kosten hängt demnach aber entscheidend von den Rahmenbedingungen ab: Die **Netzausbaukosten** könnten **durch Einspeisebegrenzung für PV-Anlagen sowie intelligente Steuerung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen substantiell gesenkt** werden.

## **Teil 2: Heute möglicher Einsatz von Flexibilitäten**

Damit leite ich über zum zweiten Teil, welche **Möglichkeiten** bestehen **heute** für den Einsatz von Flexibilität.

Das **Netz** ist weitgehend reguliert und das **Gesetz** enthält bereits **verschiedene Rahmenbedingungen für den Einsatz von Flexibilitäten**. Die Umsetzung in der Praxis muss sich teils noch einschwingen:

- Die soeben erwähnte Einspeisebegrenzung für PV-Anlagen ist im Mantelerlass vorgesehen. Die **Netzbetreiber haben die Möglichkeit, einen Anteil der jährlich produzierten Energie am Anschlusspunkt entschädigungslos abzuregeln**. Dazu braucht es keine Zustimmung des Produzenten. Selbst wenn diese Abregelung natürlich auch **Auswirkungen**

auf die **Strombilanz** des Netzbetreibers hat, **darf sie nur netzdienlich erfolgen.**

Bei einer **unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs** dürfen die Netzbetreiber Verbrauch, Einspeisung und Speicher ebenfalls ohne Zustimmung und entschädigungslos steuern.

**Weitergehende** Steuerungsmöglichkeiten, **immer ausschliesslich zu netzdienlichen Zwecken**, können die Netzbetreiber **vertraglich** gegen Vergütung erwerben. Die Netzbetreiber haben z.B. die Möglichkeit, **Kleinproduzenten zur Steuerung der Einspeisung zu gewissen Zeiten eine Entschädigung auszurichten** und diese den **Netzkosten anzurechnen**. Die Vergütung muss auf sachlichen Kriterien beruhen, nicht diskriminierend und öffentlich zugänglich sein. Der Verteilnetzbetreiber muss zudem stets prüfen, ob es **effizientere Möglichkeiten** gibt, die **gleiche Wirkung** zu erreichen.

Dies ermöglicht den Netzbetreibern, das so genannte **NOVA-Prinzip** besser umzusetzen: Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Die Nutzung von Flexibilitäten wird in diesem Zusammenhang im Gesetz neu ausdrücklich genannt.

- **Verbrauchsseitig** sieht die neue Stromversorgungsverordnung gemäss Vernehmlassung die Möglichkeit für höhere **Leistungstarife** und den vermehrten Einsatz von **dynamischen Tarifen** vor. Damit können Anreize geschaffen werden, dass die Endverbraucher ihren Verbrauch zeitlich steuern und der Netzlast anpassen. Solche Tarife setzen Smartmeter voraus.
- Eine **Doppelrolle** als Einspeiser und Verbraucher haben die **Speicher**. Sie können damit je nach Bedürfnis des Systems flexibel eingesetzt werden. Verschiedene **Speichertechnologien** bezahlen mit dem Mantelerlass für Strombezüge **kein Netznutzungsentgelt oder können** für die bezogene und dann wieder eingespeiste Menge eine **Rückerstattung beantragen**. Für die Pumpspeicherkraftwerke ist dies bereits im geltenden Stromversorgungsgesetz verankert. Für Batteriespeicher ohne Endverbrauch entspricht dies der Praxis der EICom.  
Eine Doppelrolle haben Speicher auch insofern, als sie **netz- oder marktdienlich** eingesetzt werden können. Speicher sind **keine Netzelemente** und **nicht als Anlagen im Netz anrechenbar**. Bei

netzdienlichem Einsatz kann **hingegen eine Vergütung** in die anrechenbaren Netzkosten einfließen, sofern die benötigte Leistung nicht anderweitig günstiger beschafft werden kann.

Werden Speicher marktdienlich eingesetzt (z.B. Einsatz für Regelenergie), müssen die **Entflechtungsvorgaben** beachtet werden. Nicht zulässig ist der marktdienliche Einsatz durch den Netzbetreiber.

- **Swissgrid** gleicht Abweichungen des Verbrauchs und der Einspeisung vom Fahrplan mit **Regelenergie** aus. Auch das kann als **eine Art der Nutzung von Flexibilität** verstanden werden. Swissgrid hat dadurch z.B. die Möglichkeit, zur Stützung des Netzes kurzfristig Produktion von Wasserkraftwerken abzurufen.

Im **Bereich Energie** bestehen noch **wenige gesetzliche Rahmenbedingungen** zur Nutzung von Flexibilitäten. Dies ist natürlich **nicht per se ein Mangel**. In einem funktionierenden **Markt** werden die **Flexibilitäten dort eingesetzt, wo sie am meisten Nutzen bringen**.

Nachfolgend einige **Beispiele von Instrumenten**, welche die Akteure zu systemdienlichem Verhalten bewegen sollen.

- Eingangs habe ich die im Frühling in der Regelzone Schweiz fehlenden 1'400 MW erwähnt. Fahrplanabweichungen haben zur Folge, dass die verursachende **Bilanzgruppe** der Swissgrid die Ausgleichsenergie bezahlen muss. Der zu bezahlende Preis richtet sich nach dem **Ausgleichsenergie-Preismechanismus** und soll **Anreize** setzen, dass gesamtschweizerisch **Regelenergie und Regelleistung effizient eingesetzt** und **Missbräuche verhindert** werden. Die **Bilanzgruppe** ihrerseits **reicht die Kosten** den Verursachern **weiter**, z.B. den Verteilnetzbetreibern. Dies kann den **Anreiz zur Ausgeglichenheit für die Bilanzgruppe selber wiederum verringern**, weil die Netzbetreiber einen Teil der Kosten in der Grundversorgung weitergeben können.
- Auch im Bereich Energie kann das **Verhalten von Endverbrauchern** über **Tarife** gesteuert werden. Neben klassischen **Hoch- und Niedertarifen** wären auch **dynamische Energietarife** bereits heute im Rahmen von Wahltarifen möglich. Unseres Wissens werden solche bei der Energie aber derzeit nicht eingesetzt. Dies liegt daran, dass zum einen auch für

dynamische Energietarife Smartmeter installiert sein müssen und der Rollout noch nicht abgeschlossen ist. Zum anderen ist die Umsetzung in unserem kostenbasierten Regulierungssystem schwierig. Sinnvollerweise orientieren sich dynamische Energietarife an kurzfristigen Spotpreisen. Diese können dann aber erheblich von den tatsächlichen Beschaffungskosten und Produktionskosten des Netzbetreibers abweichen.

- Was die **Produktion** betrifft, hat der Gesetzgeber im Mantelerlass für **Anlagen bis 150 kW** eine **Minimalvergütung** beschlossen, die sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer orientiert. Dass die Produzenten damit **keinen Anreiz** haben, **sich marktgerecht und nach den Bedürfnissen des Gesamtsystems zu verhalten**, brauche ich Ihnen nicht zu erläutern. Sie werden auch in Zeiten negativer Preise weiterhin einspeisen, statt z.B. den Strom lokal zu speichern oder die Produktion zu unterbrechen.

Die **Vergütung für Anlagen ab 150 kW** (und für kleinere Anlagen, wenn die Preise über der Minimalvergütung liegen), richtet sich nach dem **vierteljährlich gemittelten Marktpreis**. Auch dies setzt aber **keinen Anreiz**, bei kurzfristigem Überangebot die Produktion zu drosseln. Der gemittelte Marktpreis ist auch dann noch positiv, wenn der Spotpreis in einzelnen Stunden wegen eines Überangebots negativ wird.

Wie bereits nach heutigem Recht **haben Netzbetreiber und Produzent die Möglichkeit, sich auf eine andere Vergütung zu einigen**.

- Auch die **EICom** hat bereits im bisherigen System Möglichkeiten, ein systemdienliches Verhalten von Akteuren einzufordern. Einige davon seien nachfolgend genannt:
  - o Erstellt ein Verteilnetzbetreiber **keine fundierte Prognose** und verursacht dadurch **unnötige Ausgleichsenergiekosten**, ist die **Anrechenbarkeit in der Energie-Grundversorgung zu prüfen**. Denkbar ist, dass die EICom analog der 60-Franken-Regelung eine Art **Aufgreifkriterium für nähere Prüfungen** festlegt.
  - o Die EICom hat mit dem Mantelerlass die Möglichkeit, die **Ausgleichsenergiekosten der einzelnen Verteilnetzbetreiber** im Rahmen der **Sunshineregulierung** zu **publizieren** und fasst dies ins Auge.

- Die EICom **begleitet Arbeitsgruppen der Elektrizitätswirtschaft**, mit dem Ziel, den Regelenenergiebedarf und die Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie zu reduzieren oder mindestens nicht weiter ansteigen zu lassen.
- Gleichzeitig **analysiert die EICom derzeit mögliche Gründe für die Entwicklung der Preise der Sekundär-Regelenergie und prüft verschiedene Massnahmen**, um die Preisausschläge zu begrenzen und die Effizienz des Marktes zu erhöhen. Zur Diskussion steht derzeit auch eine zwischen Swissgrid und den Anbietern von Sekundärregelenergie vertraglich vereinbarte Preisbegrenzung. Wir haben zu diesem Thema eine Mitteilung veröffentlicht.

Nicht zu vernachlässigen sind die **technischen Voraussetzungen**, welche für die Steuerung im Netz und bei der Energie nötig sind. Der **Smartmeterrollout** ist in vollem Gange. Bis Ende 2023 waren rund 40% der Smartmeter installiert. Einige Endverbraucher haben Fragen zum Datenschutz. Ein Verfahren dazu ist beim Bundesverwaltungsgericht hängig. Auch **intelligente Steuer- und Regelsysteme** werden bereits verschiedentlich eingesetzt. Mit ihnen kann z.B. die erwähnte Abregelung von PV-Anlagen erfolgen.

Ebenso wichtig ist der **Daten- und Informationsfluss**, um zum Beispiel die **Einspeise- und Verbrauchsprognosen** zu optimieren und Über- oder Unterdeckungen der Regelzone Schweiz zu vermeiden. Bereits heute sind die Akteure im Strommarkt verpflichtet, einander die notwendigen Daten und Informationen bekannt zu geben. Die **Bilanzgruppen erhalten jedoch heute teils erst nach mehreren Wochen oder sogar Monaten qualitativ hochwertige Messdaten über Ein- und Ausspeisung in ihren Subbilanzgruppen, statt am Folgetag**. Das führt dazu, dass die **Prognose am Folgetag ohne diese Daten erstellt werden muss**. Mit dem **fortschreitenden Zubau von PV-Anlagen** wird dies zu einem grösseren Problem. Die Bilanzgruppen haben den Eindruck, dass zu viele Netzbetreiber die **Branchenempfehlungen zum Messwesen, sprich den «Metering Code» und den «Standardisierten Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz SDAT» nicht einhalten**. Im Kern geht es um die Verfügbarkeit von qualitativ hochwertigen Messwerten des Vortages. Fehlen für gewisse Messpunkte Werte oder sind diese fehlerhaft, muss der Netzbetreiber

realistische Ersatzwerte bilden. Die **EICom geht auf die Netzbetreiber zu, welche häufig ihre Werte zu spät melden oder korrigieren**. Die **Datenqualität muss sich nun rasch verbessern**. Jeder einzelne **Verteilnetzbetreiber ist in der Verantwortung**, seinen Beitrag zur Verbesserung der Prognosen zu leisten. **Für eine gute Prognose müssen tägliche Werte vorliegen – und auch stimmen**. Die Werte müssen der richtigen Bilanzgruppe oder Sub-Bilanzgruppe zugeordnet werden. **Wechselt ein Endverbraucher den Lieferanten oder werden Zähler verändert, muss dies tagesscharf abgebildet werden**.

Mit dem Mantelerlass wird für den Datenaustausch eine **Datenplattform** geschaffen, welche den Daten- und Informationsfluss in zeitlicher und qualitativer Hinsicht verbessern kann.

### **Teil 3: Es braucht weitere Schritte**

Soweit zur heutigen Ausgangslage. **Es tut sich einiges, aber es braucht noch mehr** und damit komme ich zu Teil 3.

Ich habe die Arbeitsgruppen erwähnt, welche die Elektrizitätsbranche zum Thema Regel- und Ausgleichsenergie eingesetzt hat. **Massnahmen der Branche** sind natürlich sehr **willkommen**. Die **Energieversorgung** ist nach Gesetz **Sache der Energiewirtschaft**. Die Branche hat sich insbesondere folgender Themen angenommen:

- Sie überprüft den **Ausgleichsenergiepreis-Mechanismus**. Ziel ist, dass die **Bilanzgruppen für die Regelzone Schweiz stabilisierend wirken**.
- Zweitens sollen **Datenqualität, Daten- und generell Informationsflüsse verbessert** werden. Dies ist für die EICom wie erwähnt vordringlich.
- Essenziell ist drittens, dass die **Prognosequalität** verbessert wird. Die Wetterdaten und -prognosen aus den numerischen Wettermodellen müssen in der Produktionsprognose berücksichtigt werden. Vordringlich ist, dass **auch an Wochenenden und Feiertagen** Veränderungen der Wetterprognosen in die Prognose einfließen.
- Viertens wird angestrebt, die **Liquidität der Regelenenergiemärkte zu erhöhen**.

- Fünftens besteht eine Herausforderung bei der **Kommunikation und Umsetzung: Neue Tarif- und Vergütungsmodelle** dürften bei Endverbrauchern und Kleinproduzenten «Zeit brauchen», d.h. die Akzeptanz und das Verständnis müssen erst geschaffen werden. Hier sind die Anbieter in der Pflicht, ihre neuen Modelle zu erklären und den Kunden näher zu bringen.
- Sechstens können auch die **Börsen** einen Beitrag zur Verbesserung des Systems leisten. Mit **15-Minuten-Produkten am Day-Ahead-Markt** wäre es z.B. möglich, offene Positionen auf Grund von Wetteränderungen bereits am Tag vor der Lieferung genauer abzudecken.
- Siebtens: Es sind Bestrebungen im Gang, um die **Liquidität im Intraday** zu erhöhen. Auch damit können Fahrplanabweichungen ausgeglichen werden.

Die **Forschung** ihrerseits kann einen Beitrag leisten zur Weiterentwicklung, auch mit Pilotprojekten, bei welchen sie die Ergebnisse testen. Sie werden dazu unter anderem einen Vortrag von **Franziska Schöniger** aus Wien hören sowie einen Beitrag von **Prof. Christoph Imboden** von der Hochschule Luzern, der uns das **Projekt Enflate** zur marktbasieren Bereitstellung von Flexibilität präsentieren wird.

Unter Umständen wird sich im Laufe der Arbeiten herausstellen, dass **Gesetzes- oder Verordnungsänderungen nötig sind**, um z.B. das Zusammenspiel der verschiedenen Nutzungsarten von Flexibilitäten zu regeln. Die rechtliche Ausgangslage ändern würde auch ein **Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU**. Ein solches würde eine Teilnahme der Schweiz an den verschiedenen ausländischen Regelenenergieplattformen ermöglichen und die **Liquidität** massgeblich erhöhen. Die Schweiz ist bisher einzig bei der Tertiärregelplattform Terre dabei und hat z.B. am 22. April 2024 600 MW **Regelenenergie vom Ausland** über diese Plattform bezogen.

Nicht zuletzt verbleiben Aufgaben für die **EICom**. Bei der **Umsetzung des Mantelerlasses** werden sich zahlreiche Fragen stellen, welche die EICom zu beantworten hat. Wie wir gesehen haben, gibt es **zahlreiche Anbieter und Nachfrager von verschiedenen Arten von Flexibilitäten**. **Deren Nutzung in verschiedenen Märkten (Kurzfrist- und SDL-Märkte, Netzoptimierung)** ist ökonomisch **sinnvoll**, in der Umsetzung jedoch herausfordernd. Die

Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben z.B. jederzeit die **Entflechtung**, also die Unabhängigkeit des Netzbetriebs zu beachten. Wirtschaftlich sensible Informationen müssen im Netzbereich bleiben, Quersubventionierung aus dem Netz in andere Tätigkeitsbereiche ist nicht zulässig. Fragen können sich auch bei der **Entschädigung** stellen. Dies unter anderem, wenn die gleiche Leistung einmal marktseitig und einmal netzseitig entschädigt wird. Schliesslich können Zielkonflikte zwischen netz- und energieseitiger Nutzung von Flexibilitäten entstehen, über welche zu entscheiden sein wird.

#### **Teil 4: Fazit**

Ich komme zum Schluss und damit zum Fazit: Das Thema Flexibilität hat **zahlreiche Facetten**. Wie diese alle **zusammenspielen**, ist erst zum Teil klar und **wird sich weiterentwickeln**. Es wird sich herausstellen, **welche Möglichkeiten die Marktakteure nutzen**, welche Angebote Dienstleister zusammenstellen und wie sich dies auf das System auswirkt. Die **EICom** wird einen **Beitrag** leisten, indem sie die **Arbeiten begleitet**, die **Auswirkungen beobachtet**, **Regulierungsfragen klärt und zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben bei Bedarf Massnahmen anordnet**. Vermutlich ergibt sich **früher oder später auch punktueller gesetzgeberischer Anpassungsbedarf**. Die **Rahmenbedingungen sind so zu gestalten, dass die Preissignale** möglichst **bei den verschiedenen Akteuren ankommen** und damit **Anreize** gesetzt werden, **in Flexibilität zu investieren und sie sinnvoll einzusetzen**. Die **Antwort auf die eingangs gestellte Frage «Wer steuert was, wie, zu welchem Zweck, gegen welche Entschädigung und was sind die Auswirkungen»** wird damit **nach und nach konkreter**.

Ganz konkret sieht die EICom heute **akuten Handlungsbedarf in zwei Bereichen**:

- Erstens: Verbesserung der **Datenqualität**. **Um möglichst gute Fahrpläne zu erstellen, brauchen die Akteure die qualitativ hochwertige Daten über Ein- und Ausspeisung des Vortages**. Fehlen für gewisse Messpunkte Werte oder sind diese fehlerhaft, muss der Netzbetreiber realistische

Ersatzwerte bilden. **Die EICom erwartet von allen Akteuren, dass sie die dafür notwendigen Massnahmen umgehend an die Hand nehmen.**

- Zweitens: Die **hohen Preise der Sekundär-Regelenergie** sind bei der EICom weiterhin **unter Beobachtung**. Zusammen mit den zunehmenden Unausgeglichheiten führen sie zu höheren Kosten für die Endverbraucher. Die **EICom prüft verschiedene Massnahmen**, um die Preisausschläge zu begrenzen und die Effizienz des Marktes zu erhöhen. Im Sinne einer rasch wirksamen Massnahme steht derzeit auch eine **Preisbegrenzung** für Sekundärregelenergie zur Diskussion – dies nach Möglichkeit auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung zwischen Swissgrid und den Anbietern.

Das aber sind lediglich unmittelbar relevante Bereiche, für die es rasche Lösungen braucht. Mit den vielen weiteren Aspekte von Flexibilitäten werden wir uns alle mittel- und längerfristig befassen. Die heutige Veranstaltung soll dazu einen Ein- und Ausblick geben.

Besten Dank für Ihren Einsatz – und Ihre Flexibilität!