

## **Eröffnung des Verteilnetzforums durch den Moderator Dr. Markus Flatt, Partner, EVU Partners**

Dr. Markus Flatt eröffnete das Verteilnetzforum und begrüßte über 100 Teilnehmende mit einer pointierten Einordnung der aktuellen Entwicklungen aus Sicht der Branche. Er betonte die zentrale Rolle der Verteilnetzbetreiber in der Energiewende: Sie seien nicht nur Betreiber kritischer Infrastruktur, sondern zunehmend auch aktive Gestalter des Systems.

Mit Blick auf die Vergangenheit erinnerte er an die Einführung der Regulierung im Jahr 2008 – mit dem damaligen Kosten-plus-System und einem Excel-basierten ElCom-Reporting. Im Vergleich zu anderen Ländern, insbesondere Deutschland, sei die Schweiz lange einen pragmatischen Weg gegangen. Doch die Realität habe sich gewandelt: Die Regulierung schreite kontinuierlich voran, die Transformation sei in vollem Gange – sie berühre alle Beteiligten und stelle hohe Anforderungen an Netzbetreiber, Unternehmen und Politik.

Besonders der Mantelerlass stehe im Fokus: ein bedeutender Reformschritt, der jedoch auch Elemente enthalte, die in Richtung einer Überregulierung gingen und stellenweise vom Prinzip der Subsidiarität abwichen. Markus Flatt stellte die Frage, ob nicht frühzeitigere, vorausschauende Lösungen nötig gewesen wären – und ob die Branche bereit sei, das hohe Umsetzungstempo mitzugehen. Er rief dazu auf, den Mantelerlass jetzt nicht nur formal umzusetzen, sondern ihn mit Augenmass und strategischer Klarheit in die Praxis zu überführen. Dabei gelte es, die vorhandenen Freiheiten gezielt zu nutzen, um in Branchendokumenten gemeinsam umsetzbare und praxisnahe Lösungen zu erarbeiten.

Der Mantelerlass sei nicht nur eine Vorgabe, sondern auch ein politisches und gesellschaftliches Versprechen. Es brauche klare Prozesse – und vor allem funktionierende Mess- und Abrechnungssysteme, bevor netzdienliche Steuerung und Flexibilität effektiv möglich würden.

Abschliessend betonte Markus Flatt die Chancen, die sich aus der aktuellen Dynamik ergeben: «Das Tempo ist hoch, die Themenvielfalt enorm. Ziel dieses Forums ist es, Orientierung zu geben, gemeinsam zu lernen und konkrete Anregungen mitzunehmen – um die Herausforderungen nicht nur zu bewältigen, sondern aktiv in Chancen zu verwandeln.»

## **1 Laufende Dossiers im Bereich Strom**

### **Dr. Mohamed Benahmed, Leiter Sektion Netze und Versorgung, Bundesamt für Energie BFE**

- Flexibilität wird benötigt. Im Netz anrechenbar ist alles, was dem Netz dient.
- Der Netzbetreiber kann generelle Vorgaben machen (max. 70% Leistung). Somit muss der Endverbraucher sich optimieren. Oder ein zielgerichtetes Engpasssystem einrichten. (Für Netzbetreiber aufwendiger).



- Der VNB muss Inhaber der Flexibilität jährlich schriftlich informieren. Auch Kunden mit Rundsteuerung (zur Steuerung) müssen informiert werden.
- Messkosten: Die Elemente müssen teilweise mit einem Verteilschlüssel auf die Messkosten geschlüsselt werden. (Overhead, Kundenportal, Call-Center, EDM). Dies soll in den Branchenrichtlinien dargelegt werden.
- **Regelenergie:** Der Ausgleichsenergiebedarf steigt und die Preise dafür steigen. Die Anzahl der Akteure soll erhöht werden (auch kleinere, Aggregatoren). Neuer Preismechanismus. Alle **Messdaten müssen** entsprechend **bereitgestellt werden**.
- Beschleunigung der Netze: Übertragungsnetze gehen anderen Interessen vor. Ausbau von Verteilnetzen wurde vereinfacht. Trafostationen ausserhalb Bauzonen wurden wesentlich vereinfacht. Freileitungsgrundsatz fällt weg.
- **Absicherung der Stromversorgung** auch durch **obligatorische Speicherseen Reserven**. Verbraucherreserve explizit neu im Gesetz aufgenommen. Bei Speicherreserven bislang nur Wasserkraft relevant. Der Rest ist von der Entwicklung der Speicher abhängig. Die ECom legt jährlich die konkreten Eckwerte für die Reserve fest und überwacht die Vorhaltung. Endkund/innen finanzieren die Reserve über das Netznutzungsentgelt.
- Insgesamt 583 MW neue Reserveleistung ab 2026. **ECom: Reservebedarf von mindestens 500MW** Dauerleistung ab **2030**, und zwischen **700 und 1400 MW** ab 2035. Erste Verbrauchsreserve erst ab Winter 2027/2028 verfügbar. Studie wurde hierzu lanciert. Welche Verbraucher, Start Stopp, BFE prüft weitere Möglichkeiten.

**Fazit:** Flexibilität im Netzbetrieb ist zentral. Sie muss netzdienlich sein, korrekt gemessen und abgerechnet werden. Der Mantelerlass bringt neue Vorgaben für Regelenergie, Netzausbau und Speicherreserven – mit dem Ziel, Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu stärken.

## 2 Stromabkommen CH – EU

Hélène Oeuvray, Fachspezialistin Internationales, Bundesamt für Energie BFE

- Die **Vernehmlassung** wurde jetzt **eröffnet**.
- Erhöhung der Versorgungssicherheit und zur Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs. **Keine Einschränkung** von **Grenzkapazitäten**, auch nicht in Krisenzeiten.
- CH mit Recht, notwendige Reserven zu erstellen. Zusätzliche Flexibilität zur Berücksichtigung von CH-Eigenheiten beim Bedarfsnachweis für Reserven.
- **Wasserkraft kann in öffentlicher Hand bleiben.**
- **Verteilnetzbetreiber können in öffentlicher Hand und integriert in öffentlicher Verwaltung bleiben.**
- Keine Vorgaben für die Vergabe von Wasserkraftkonzessionen.
- **Freie Lieferantenwahl für alle Endverbraucher.**



- Artikel 7 Stromabkommen nimmt Bezug auf die Richtlinie der EU. Hier spricht die EU von Haushalten und Kleinunternehmen. **Die 50 MWh sind ein Verhandlungsergebnis.** Die Menge zwischen 50 und 100 MWh entspricht 20'000 Unternehmen. 6% des Gesamtabsatzes.
- CH mit Recht, zum Schutz der Konsumenten eine **regulierte Grundversorgung inkl. regulierten Preisen** einzuführen.
- Marktöffnung wird flankiert mit umfassenden Konsumentenschutzmassnahmen. Monitoring durch die ECom.
- **Entflechtung: EVUs > 100'000 Kunden (ca. 15 Unternehmen):** Zusätzliche Vorgaben: **rechtliche und organisatorische Entflechtung** erforderlich.

**Fazit:** Das Stromabkommen mit der EU bringt mehr Versorgungssicherheit und Marktintegration. Die Schweiz behält wichtige Spielräume, etwa bei der Grundversorgung und öffentlichen Hand. Die freie Lieferantwahl und Konsumentenschutz werden klar geregelt.

### 3 Sicht der ECom

**Dr. Barbara Wyss, Leiterin Sektion Preise und Tarife, ECom**

- Vergleich mit der BnetzA in Deutschland: 18 Abteilungen. ECom 20 Mitarbeiter.
- Mantelerlass: November 2024: Bundesrat setzt 1. Paket in Kraft (Inkrafttreten 1. Paket: 1. Januar 2025) Februar 2025: Bundesrat setzt 2. Paket in Kraft (Inkrafttreten 2. Paket: 1. Januar 2026)
- **Grundversorgung (neu): Angemessener Gewinn basierend auf NUV! Die 60 CHF Regel wird ausser Kraft gesetzt! Mengenzuordnungen sind verbindlich.** (Somit keine anschliessende Optimierung) Muss gut dokumentiert sein, **ECom könnte dies prüfen.**
- Bei den Mengenzuordnungen ist beim Mindestanteil für 2 Jahre Übergang die Regelung mit HKN möglich. (Bestehende Verträge sollen nicht angepasst werden).
- **Ab 2028: Der grundversorgte Strom muss überwiegend aus inländischer Produktion** erfolgen.
- **Messtarife** werden **ebenfalls ab 2026 durch ECom** als Tarifvergleich **publiziert**. Obergrenze ist entfallen. ECom beobachtet Kosten und definiert Aufgreifkriterien.
- Betrag pro Messpunkt. (Aber bei bidirektional nur ein Messpunkt).
- **Installationskosten sind aktivierbar.**
- Die Begründung für Grundtarife durch Messkosten ist jetzt obsolet. (Da Messkosten nicht mehr in den Grundtarifen) Somit sollten die Grundtarife sinken. ECom wird dies beobachten.
- **Kosten für Effizienzmassnahmen** werden **nur** (im Nachhinein) **vom BFE** akzeptiert. **ECom möchte hierfür Belege sehen.** **Nur Kosten ab 2025** werden akzeptiert. Die Kosten sind in dem Jahr anrechenbar, in welchem diese beim BFE angemeldet wurden. Diese müssen den Grundsätzen von Art. 4d Abs. 3 StromVV entsprechen. Es sind noch keine Hinweise zu «marktüblichen» Ansätzen vorhanden.



- Bei Tarifierungen sind in der Basiskundengruppe 3 Modelle möglich.
- Die **Tarife müssen maschinenlesbar publiziert** werden. (Art. 7 b Strom VV). Link muss in das Reporting rein. (Dieser wird in der Plattform Lindas publiziert).
- **Tarifanpassungen** müssen entsprechend publiziert und **die Endverbraucher informiert werden**. Weisung 5/2025 der ECom für die Rechnungsdarstellung gilt entsprechend.
- **Sunshine Regulierung: Januar 2026 wird publiziert**. Es werden die **IST Kosten 2022, 2023 und 2024 publiziert**. (Bzw. Die Daten aus den Reporting 2024, 2025, 2026). Als **Indikatoren** werden konkret die **Netzkosten** (NE 5, 6 und 7), **Tarife, Versorgungsqualität und Compliance** herangezogen. Der Service Indikator wird entfallen.

**Fazit:** Die ECom sieht im Mantelerlass neue Instrumente zur Steuerung von Kosten und Qualität, etwa mit der Sunshine-Regulierung. Tariftransparenz, neue Vorgaben bei Messkosten und Reportinganforderungen stehen im Vordergrund. Ziel bleibt eine effiziente, nachvollziehbare Regulierung.

#### 4 Sicht Verteilnetzbetreiber/Branche

**Karl Resch, Präsident der Netzwirtschaftskommission des VSE und Leiter Regulierungsmanagement und Netzwirtschaft, EKZ**

- Umsetzung **Mantelerlass** bei VNB ist Herkulesaufgabe. LEG stand beim Interesse an höchster Stelle. **10 Vollzeitkräfte in der Abrechnung für die LEG Abbildung. Weitere 5 Vollzeitkräfte für den Rest.**
- Zunahme der Bestimmungen. 2004: 198, 2009: 736, 2018: 1845 Bestimmungen.
- Zubau der PV Anlagen. Maximale **Netzlast EKZ ca 1000 MW**. Es wird die doppelte PV Leistung im EKZ Netz erwartet. Bislang ca. 20'000 Anlagen im EKZ Netz, es werden 2035 84'000 Anlagen erwartet. Dies entspricht ca. **118 MW Leistungszuwachs pro Jahr**. (2024 waren es 142 MW).
- **Dynamischer Netztarif und dynamischer Energietarif werden eingeführt**. Die Lastflüsse werden sich entsprechend umkehren. Momentan gibt es ein Engpass bei den Grundstücken für die Trafostationen.
- Im **Medium ist nahezu kein Gewinn** gegeben. Im Netz sind die WACC für 2026 gerade mal 3.43%. Dies bei einem hohen Investitionsbedarf.
- **Verkaufsverluste** aufgrund von PV Einspeisungen **sind gemäss ECom nicht anrechenbar**. Zur Lösung finden Gespräche mit der ECom und dem VSE statt.
- **Rücklieferatarif mit quartalsweise gemitteltem Referenzmarktpreis**. Mindestvergütungssätze und Anrechenbarkeitsgrenzen in der Grundversorgung bei Abnahme mit HKN. Mindestvergütung z.B. 6 Rp./kWh für Anlagen < 30 kW.
- Bei den Netztarifen wurde die Tarifierungsfreiheit erhöht. Es sind jetzt auch **in der Basiskundengruppe variable Leistungskomponenten oder dynamische Tarife** möglich.



- **Fazit:** Die Umsetzung des Mantelerlasses ist für Verteilnetzbetreiber komplex. Herausforderungen sind der PV-Zubau, die Vielzahl neuer Vorschriften und der Druck auf Margen. Gleichzeitig entstehen neue Gestaltungsmöglichkeiten bei dynamischen Tarifen und flexiblen Netzlösungen. Regulierungsdichte muss reduziert werden. Wichtige Korrekturen sind erforderlich, z.B.: in Grundversorgung muss ein angemessener Gewinn erwirtschaftet werden können. Strom-Verkäufe zur Optimierung des Beschaffungs-Lastprofils und Verkäufe im Zusammenhang mit der Abnahme- und Vergütungspflicht müssen anrechenbar sein. Rückliefertarife: Regelung für HKN-Abnahme ohne Obergrenze für die Anrechenbarkeit ist erforderlich. Rahmenbedingungen für Bewilligung von Netzanlagen müssen verbessert werden. Opt-Out bei Flexibilität zugriff für VNB generell.

## 5 Diskussionsrunde

**Dr. Mohamed Benahmed**, Leiter Sektion Netze und Versorgung, Bundesamt für Energie BFE

**Hélène Oeuvray**, Fachspezialistin Internationales, Bundesamt für Energie BFE

**Dr. Barbara Wyss**, Leiterin Sektion Preise und Tarife, EICOM

**Karl Resch**, Leiter Regulierungsmanagement und Netzwirtschaft, EKZ

### • Grundversorgung:

Der **Grundversorgungsgewinn** ist **nur noch die Verzinsung des Umlaufvermögens**. Dafür dürfen **alle Vertriebs- und Verwaltungskosten** eingerechnet werden. Die EICOM wird dies überwachen. Die Branche ist daran, gemeinsam mit der EICOM und dem BFE, Lösungen für die Grundversorgung zu finden, um diese wo nötig anzupassen. Auf Verordnungsstufe ist dies innerhalb 1 Jahr lösbar. Gesetze brauchen 2-3 Jahre. Im Gesetz ist ein angemessener Betriebsgewinn genannt. Die Politik wollte die Grundversorgung erhalten. Also müssen die Rahmenbedingungen hierfür stimmen.

### • Energieerzeuger / Prosumer:

EKZ hat sich entschieden, den Referenzmarktpreis plus 3 Rappen für den HKN zu zahlen. Risiko der Preisobergrenze. Im schlechtesten Fall wird der HKN mit Null bewertet. Dies ist begründet aus der max. Anrechenbarkeit von 10,96 Rappen gem. EKZ. Es sei denn, der Referenzmarktpreis ist höher. (Dieser Referenzmarktpreis ist allerdings ohne separate HKN Betrachtung). Möglicherweise könnten die 10,96 Rappen ein Jahresdurchschnittspreis sein. Als Lösung wäre ideal, wenn der Referenzmarktpreis gilt und für die HKN ebenfalls eine Preissetzung festgelegt wird. BFE und EICOM sind daran, konstruktiv Lösungen zu finden. BFE: Noch ist das Gesetz mit den Vergütungsanpassungen nicht in Kraft. Hier sollte abgewartet werden. Ansonsten ist man im Risiko. Mindestvergütung aus der Vergangenheit für PV-Anlagen haben möglicherweise eine Übergangsfrist von 3 Jahren. Gemäss BFE hat das BFE darauf momentan keine Antwort.

### • Leistungsbegrenzung bei PV:

Massnahmen sind festzulegen, wenn ein **Produzent mehr als 70% der Leistung** einspeist. Die **Überschreitung** könnte **messtechnisch erfasst** werden. **Fördermöglichkeiten** um **auf 60% der Leistung** zu gehen sollen seitens EKZ erarbeitet werden. BFE: Es wurde erkannt, dass eine Vergütung von PV Energie zu zeitgleichen 0 oder negativen Marktpreisen schädlich ist. Hier soll angepasst werden.

- **Messwesen:**

Für die ElCom ist der Vergleich unheimlich schwierig, da dies bei den Unternehmen unterschiedlich ist. In der Mittelspannung ist insbesondere der Messwandler mit entscheidend. Manche Netzbetreiber lassen diesen die Kunden zahlen. **Manche Netzbetreiber lassen Kunden eine Installationsgebühr zahlen.** Es gibt die Möglichkeit Deckungsdifferenzen zu nutzen, um die Tarife des Messwesens über mehrere Jahre zu glätten.

- **Grundversorgungstarife:**

Der Grundpreisanteil gilt nur für das Netzentgelt. Die Grundtarife sind nicht zwingend mit den Messkosten gekoppelt. Der Elcom geht es darum, dass die Grundtarife im Netz mit den Messkosten nicht mehr begründbar sind.

- **Netzbelastung:**

EKZ hat zum Herausfinden der Netzbelastung und Qualität den **digitalen Zwilling für die Berechnung geschaffen.** Dieser wird immer verfeinert. Dieser zeigt die «roten» Stellen. **Anlagen sollen in Zukunft einzeln ansteuerbar sein. (Rundsteuerung ablösen).**

- **Information über Rundsteuerung / Flexibilitäten:**

Alle Netzbetreiber **müssen die Kunden über den Einsatz der Rundsteuerung und das Opting out informieren.** Dies **muss per Briefpost** erfolgen. Dies soll im Januar und per Briefpost erfolgen.

- **Stromabkommen:**

Die 50 MWh sind ein Verhandlungsergebnis. Die Menge zwischen 50 und 100 MWh entspricht 20'000 Unternehmen. 6% des Gesamtabsatzes. Artikel 7 nimmt Bezug auf die Richtlinie der EU. 2009/72/EG: Hier spricht die EU von Haushalten und Kleinunternehmen. **Strom VG gilt weiter** für die Kunden in der Grundversorgung. Somit haben **Kunden kleiner 50'000 kWh Grundversorgungsrecht.** Es ist davon auszugehen, dass die Grundversorgung entsprechend gemäss Mantelerlass geregelt wird. Es muss entschieden werden, wie das Netz ausgegliedert wird. Der Energieteil dann nach der Entflechtung der Grundversorger. Dies betrifft nur 15 Unternehmen. Indirekt ist der Markt schon offen. Die Energieversorger beschaffen (ja) schon am Markt.

- **Effizienz:**

Aufgrund von Reputationsrisiken wird dies umgesetzt. Gemäss ElCom gilt: Je weniger Kosten desto besser. **Beratungsdienstleistungen müssen zu den bestimmten Massnahmen zuordenbar sein.** (Umrechnung in kWh) Anteil in Grundversorgung. Es gibt beim BFE Anfragen für das Angebot für Dienstleistungen. **Industriekunden** haben bereits jetzt Zielvereinbarungen. **Die Effizienzvorgabe kommt obendrauf.** Bislang ist nicht geregelt, wie mit dieser Kombination umgegangen werden soll.

- **Netze:**

Der Beschleunigungserlass soll den Netzbau voranbringen. Planverfahren vereinfachen. Landwirtschaftszonen für Infrastruktur nutzbar machen.

- **Solarstromvergütung:**

Eine zentrale Abnahmestelle und Vergütungsstelle gemäss BFE wäre sinnvoll.

**Fazit:** Es braucht Klarheit bei Grundversorgung, HKN-Vergütung und Effizienzpflichten. Der digitale Zwilling gewinnt an Bedeutung für Netztransparenz. Einheitliche Informationen zur Rundsteuerung und transparente Tarife bleiben zentrale Punkte für Vertrauen und Akzeptanz.



## 6 Realisierung von netzgebundenen Batteriespeichersystemen

Felix Traub, Product and System Integration Director, Axpo

- Batteriespeichersysteme sind eine zentrale Massnahme zum Erhalt der Versorgungssicherheit, **Flexibilitätspotentialen** und der Glättung der Einspeisung sowie Netzlast.
- Die maximale Rendite gelinkt durch Nutzung mehrere Marktmöglichkeiten. Wie z.B. Regelenergie/ Leistung, Spotmarkt und Peak-Shaving sowie Notstrom.
- Der Einsatzzweck des Speichers kann angepasst werden.
- Ein gesamter **Projektablauf dauert bis zum Betrieb ca. 12 Monate**.
- Speicher können zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Dieser Zusammenschluss kann durch einen Dienstleister (z.B. CKW) vermarktet werden.
- **Hauptanwendungszwecke sind Peak Shaving**, um Netzausbau zu vermeiden. Hier ist eine **gute Prognostizierung notwendig**. (Damit der Speicher entsprechend geladen ist und entlädt). **Sowie Regelleistung** (durch Pooling), um einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Dies insbesondere **im Primärregelungs- (0.5 Minuten nach Ausfall) sowie Sekundärregelungs- (5 Minuten nach Ausfall) Markt**.
- CKW/AXPO hat bereits 1714 Einheiten im Flexpool mit 1430 MW präqualifizierter Gesamt-Leistung.
- Ein reiner netzdienlicher Netzspeicher gibt es bei Axpo noch nicht.
- **Momentan sind nahezu alle in Systemdienstleistungs-Märkten (Sekundärregelung)**.
- Axpo kauft bei einem chinesischen Hersteller, welcher in Deutschland produziert. Gewährleistet eine höhere Verfügbarkeit und einen schnelleren Service.
- Dauer bis Return of Invest: Bis vor Kurzem war ein Speicher schwierig amortisierbar. Durch die Energiekrise war dies in 0.5 Jahren gegeben. **Heute würde die Amortisierung 5-10 Jahre dauern**.

**Fazit:** Netzgebundene Batteriespeicher sind technisch bereit und marktfähig. Ihr Nutzen liegt in der Kombination verschiedener Dienste. Der regulatorische Rahmen muss jedoch sicherstellen, dass netzdienliche Anwendungen rentabel und administrativ machbar sind.

## 7 Entwickeln von Grossbatteriespeichern mit interessanten Renditen

Marco Rüegg, Managing Partner, wattss

- Gründe für Energiespeicher: Erzeugung wetterabhängig, Verbrauch wenig planbar, Netzkapazitäten limitiert, Netzausbau dauert lange und kostet viel.
- 2017 im Regelenergiemarkt mit Batteriespeicher eingestiegen.
- **Projektgrösse in Richtung 20 MW**. (Damals 2000 m<sup>2</sup> Platz).
- Der **Netzanschluss muss entsprechend gross** dimensioniert werden.
- Beim UW Ingenbohl im CKW Netz konnte ein Projekt realisiert werden.



- Als Business Case für Grossbatteriespeicher ergeben sich:
  1. Arbitrage am Strommarkt
  2. Netzdienstleistungen (Systemdienstleistungen)
  3. Kapazitätsmärkte
  4. Peak Shaving
  5. Power Purchase Agreements (PPAs) & Tolling Agreements
  6. Hybridkraftwerke / Co-located
- Hierfür ist ein Netzanschlussvertrag mit Jahreskosten sinnvoll.
- In vergangenen Projekten konnten **6 Jahre Break-Even** geschaffen werden. Rendite über 15 Jahre 12% p.a. 2019: 100'000 CHF/MW/a. Gesamtkosten waren 13 Mio. CHF. Batterien in Containern realisiert. 40 Fuss Container für 3.5 MW/h Leistung.
- Derzeit ist **Sekundärregelenergiemarkt der ertragsreichste** für die Batterien. Hier muss der Batterieanlauf so realisiert werden, dass das Netz diese gut aufnehmen kann.
- Der Markt für Regelleistung und Regelenergie war in den letzten 10 Jahren sehr dynamisch. 150 bis 300 Tausend Euro können mit Speichern pro MW/a in Europa realisiert werden. Finnland hat durch die Marktabkopplung einen hohen Regelenergiebedarf.
- Watts bietet eine komplette Projektrealisierung mit entsprechender Erfahrung.

**Fazit:** Grossbatteriespeicher können wirtschaftlich betrieben werden. Die Renditen sind attraktiv, wenn Planung, Standortwahl und Marktintegration gut abgestimmt sind. Der Zugang zu Systemdienstleistungsmärkten ist entscheidend.

## 8 Speicher: Grosses Potential und grosse Herausforderungen

Olivier Stössel, Leiter Netze, VSE

- Neue Energien sind deutlich dynamischer, daher braucht es schnelle Regelenergie. Hier kann eine Batterie schnellstmöglich reagieren. Dies könnte **auch durch die Fahrzeugbatterien** realisiert werden.
- Der Netzbetreiber kann Speicher ausschliesslich netzdienlich einsetzen. Die Koordination der Speicherabrufe und -verwendungen wird anspruchsvoll.
- Idee: Flexible Nutzung mit Zeitscheiben? Freigabe Anzeige? Anmeldung mit wieviel Vorlauf? Wichtig ist, dass das **Fahrzeug in der entsprechenden Regelzone** ist.
- Widersprüche der Anforderungen des Netzbetreibers (Trafo nicht überlasten) und des Energielieferanten (möglichst viel Energie) entstehen.
- Beim Speicher werden im Netz die Arbeits- und Leistungskomponenten erstattet. Nicht rückerstattet werden Grundtarif, Leistungstarif und Messtarif.
- Viele Anfragen für Speicher (welche nicht realisiert werden,) blockieren die nachträglichen Anfragen.

- Im neuen **NNV des VSE ist im Anhang ein Beispiel von maschinenlesbaren Tarifen**. Auf der VSE Webseite wird es bis Ende Juli/Anfang August ein Tool geben, um diese per Drop-Down zu realisieren.
- **2/3 aller neuen PV Anlagen haben einen Speicher und ein Energiemanagementsystem**. Diese sind für die Rückerstattung prädestiniert.

**Fazit:** Speicher müssen gezielt und koordinierbar eingesetzt werden. Die Netztarife, Abrechnungslogik und Genehmigungsprozesse müssen angepasst werden, um eine effiziente Nutzung zu ermöglichen. Der Bedarf steigt – die Regelungen hinken teilweise hinterher.

## 9 Rolle dezentraler Speicher im Verteilnetz

Daniel Klauser, Senior Business Developer, Helion Energy

- Speicher werden stärker gefragt. **80% der kleinen PV Anlagen (bei Helion) bis 30kVA sind mit stationären Speichern ausgestattet**.
- Die Nachteinschaltung ist ein Ärgernis. Der Speicher wird sofort geladen. Dann kommt die Einspeisespitze, (Speicher ist voll) da maximaler Eigenverbrauch angestrebt wird.
- **(Dynamische) Rückliefertarife könnten dies lösen**. Und/oder mit einer kombinierten Vermarktungslösung könnte der Anreiz gesetzt werden, dies anders zu realisieren.
- Helion **poolt Kleinanlagen**. Präqualifikation bei Swissgrid läuft. **50 Anlagen bilden einen Pool**. Dies könnte um Faktor 100 skaliert werden (zur Zeit mit 300 kW). Bewusst **keine Rückspeisung von Speichern in das Netz**. Somit bislang **negative tertiäre Regelleistung**.
- Ab **2027 / 2028 könnte der Anreiz über dynamische Netztarife und Energietarife** sowie Einspeisebegrenzung und Vergütung nach Spotmarktpreis kommen. Dies hat einen grossen Einfluss auf das Verhalten der Prosumer. Das Energiemanagementsystem wird entsprechend handeln. Eine Prognose zur Energieproduktion ist hierfür hilfreich.
- Ab 2030 könnte durch die Entwicklungen **der bidirektionalen Ladestation** die Speicherkapazität erweitert werden.
- Speicher werden typischerweise folgendermassen dimensioniert: kWh Kapazität = kW Peak Leistung. Maximale Ladeleistung ist 50% der kWp Leistung.
- **Es wird erwartet, dass in bis zu 5000-6000 Stunden im Jahr, der Solarstrom keinen Wert hat.** (Anmerkung: Dies sind mehr Stunden, als es hell ist, da auch die Windanlagen potentiell Überschüsse haben)

**Fazit:** Dezentrale Speicher mit PV-Anlagen sind stark verbreitet. Das Verhalten dieser Anlagen hängt stark von Anreizen ab. Pooling und Smart Meter schaffen neue Möglichkeiten – Rückspeisung ins Netz sollte jedoch intelligent gesteuert werden.

## 10 Diskussionsrunde

**Felix Traub**, Product and System Integration Director, Axpo

**Marco Rüegg**, Managing Partner, wattss

**Olivier Stössel**, Leiter Netze, VSE

**Daniel Klauser**, Senior Business Developer, Helion Energy

- Für netzdienliche Speicher müssen entsprechende Anreize und Steuermöglichkeiten vorhanden sein.
- Viele Speichervorhaben werden beantragt und wenige gebaut. Die alten (ersten) Anträge blockieren die Netzkapazitäten für die neuen (nachfolgenden) Anträge.
- **Ein ertragsmaximierter Speicher (Regelenergie) ist momentan nicht netzdienlich.**
- Eine **hybride Nutzung (mittags für das Netz/Netzspitze, Rest Regelenergie)** wäre möglich.
- **Kleine Speicher** stellen keinen Rückerstattungsantrag für die Netznutzung, da diese der **Eigenverbrauchsoptimierung** gelten.
- Bei zukünftig dynamischen Rückspeisetarifen könnte es zur Verschiebung der Einspeisung kommen, da dann der Speicher zur Optimierung genutzt wird.
- **Ein einmaliger Zuschuss** der PV-Betreiber zur **Entschädigung der limitierten Einspeisekapazität könnte ebenfalls eine Lösung sein.** Diese müsste im Netz aktivierbar sein. (Da das Netz nicht ausgebaut werden muss)
- Der Speicheranteil, auch von grossen Speichern wird zunehmen, um die Robustheit des Gesamtsystems (Netz und Energie) zu erhöhen.
- **Speicher werden zu 98% im Sekundärenergiemarkt eingesetzt.**
- Für Kunden mit eigener Produktionsanlage werden **dynamische Vergütungen und Netzpreise** sowie Kapazitätsbeschränkung **als Anreiz benötigt.**
- Rückerstattung der Entgelte werden für grosse Speicher in Richtung 1-4 MW Bereich benötigt. Grundidee: Gleichberechtigung mit Pumpspeichern.
- Brandgefahr ist je nach Batterietechnologie abhängig. Eine Lithium-Ionen Batterie kann potentiell immer brennen. Somit müssen Massnahmen zur Gefährdung getroffen werden. Die Batterien werden immer sicherer.
- Quartierspeicher ist aufgrund des Platzbedarfs unattraktiv. Dieser ist für einen Quartierspeicher nicht gratis. Beim Heimspeicher als kostenfrei gegeben.

**Fazit:** Speicherprojekte müssen gezielter angereizt und netzdienlich steuerbar gemacht werden. Die Diskrepanz zwischen Planung und Umsetzung hemmt Innovation. Eine faire Rückerstattung, Steuerbarkeit und Platzbedarf sind zentrale Herausforderungen.

## 11 Energiesystem im Wandel – Herausforderungen und Chancen aus Sicht Übertragungsnetz Thomas Reinthaler, Senior Strategic Advisor, Swissgrid

- **Prognostizierte Vervierfachung der PV-Leistung innerhalb von 10 Jahren.**
- **Schlechte (PV-)Prognosen führen bereits heute zu massiven Unausgeglichheiten.** Zwischen dem **21. April und 23. April 2024 musste Swissgrid 1400 MW ausgleichen.** Es wurden nur 1000 MW vorgehalten. Es konnten europaweit kurzfristig Kapazitäten beschafft werden.
- Neue Flexibilitätsquellen müssen erschlossen werden.
- Flexibilitäten können marktdienlich, netzdienlich oder systemdienlich genutzt werden.
- **Flexibilität muss koordiniert werden. TDC Plattform der Swissgrid für Verteilnetzbetreiber.** Hier kann der **Verteilnetzbetreiber seine Grenzwerte eingeben**, damit ein Abruf nicht netzschädlich ist. **Ab Q1 2027 Implementierung.**
- Ausbauprojekte sind mit 25 Projekten, welche seit 10 Jahren bekannt sind und 6 neuen Projekten (31 Projekte) bis 2040 vorgesehen. 21 neue regelbare Transformatoren optimieren die Stromflüsse und die Übertragungskapazität.
- Das Stromabkommen ist entscheidend für die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz. Teilnahme an den essenziellen EU-Regelenergieplattformen.
- In Deutschland und Italien gibt es sehr grosse Anschlussgesuche für Batteriespeicher. Grössenordnung 226 Gigawatt. Ebenfalls fragen Datacenter mit grossen Leistungen an.
- Wir können von den gemeinsamen Flexibilitäten profitieren. Wir haben eine bestmögliche netztechnische Vernetzung. Diese müssen wir für die Zukunft sicherstellen.

**Fazit:** Der Wandel im Übertragungsnetz ist massiv. Prognoseungenauigkeiten und Flexibilitätslücken gefährden Stabilität. Neue Plattformen wie TDC sollen helfen, die Flexibilitätsnutzung zu koordinieren. Der Strommarkt EU bleibt zentral für die Versorgungssicherheit.

## 12 Ein Weg zum flexiblen Verteilnetz

Sascha Engel, Geschäftsführer und CEO, Camille Bauer Metrawatt und  
Felix Pfister, Leiter GRIDCONTROL, EVUolution

- Mess- und Abbildesysteme können Engpässe im Netz aufzeigen. Dies insbesondere in der Niederspannung
- PV-Zubau, ZEV / LEG, Elektroautos, Wärmepumpen sind die Treiber.
- Ausgleichsenergiekosten sind stark gestiegen. Flexibilitäten helfen diese zu mindern und Ausbauskosten zu minimieren.
- Nahezu Echtzeitdaten sind möglich. Hierdurch kann Flexibilitätsbedarf aufgezeigt und genutzt werden.



- Bei Primeo findet zur Zeit ein Rollout des digitalen Zwillings statt. Aktuell wird in 15 Minuten Zeitschritten gerechnet. Die Smart-Meter Daten werden als historische Datenbasis genutzt, um das erwartbare Verhalten zu simulieren. Und die Messung an der Trafostation (Echtzeit) plausibilisiert diese.
- Eine darauf aufbauende Steuerung kann Netzelemente (Trafo) steuern.

**Fazit:** Echtzeitdaten und digitale Zwillinge verbessern Transparenz im Verteilnetz. Das ermöglicht gezieltere Steuerung und reduziert Investitionen in den Ausbau. Der Fokus liegt auf Niederspannung und lokalen Engpässen.

### 13 Nutzung dezentraler Intelligenz statt zentraler Steuerung

**Stefan Fischer, Head of Business Development, Mitglied der Geschäftsleitung, smart-me**

- Alle Verbraucher und Produzenten werden über eine zentrale Plattform optimiert.
- Ladestationen und Lastmanagement mit Anbindung an die Systeme. Autos können entsprechend bidirektional genutzt werden.
- Lastmanagement kann über das gesamte Gebäude die Lastspitze glätten.
- Echtzeitmessungen und Optimierungen sind möglich.
- Die Ladestationen können bidirektional genutzt werden. Ein geeichter und zertifizierter Zähler ist integriert. Diese kann in die Plattform integriert werden.
- Mit den offenen Schnittstellen können die Energiedaten von Drittsystemen genutzt werden.

**Fazit:** Dezentrale Systeme wie Gebäude, Speicher und Ladesäulen können intelligent gesteuert werden – über Plattformen mit offenen Schnittstellen. Voraussetzung ist ein interoperables Mess- und Steuerungssystem.

### 14 Diskussionsrunde

**Tobias Mohrhauer, Team Leader Marketing & Innovation, esolva**

**Oliver Deuschle, Geschäftsführer, SMIGHT**

**Thomas Reinthaler, Senior Strategic Advisor, Swissgrid**

**Sascha Engel, Geschäftsführer und CEO, Camille Bauer Metrawatt**

**Felix Pfister, Leiter GRIDCONTROL, EVUlation**

**Stefan Fischer, Head of Business Development und Mitglied der Geschäftsleitung, smart-me**

- Um die Flexibilität noch besser zu nutzen, müssen die Quellen mittels **Messung noch besser und ganzheitlicher optimiert werden**. Dies kann bei Ladestationen und Speichern erfolgen. (Maschinenlesbare) Tarife können einen Anreiz schaffen.

- **Swissgrid schafft jetzt eine Plattform, auf welcher sich Endkunden und Netzbetreiber vernetzen können.** Der Netzbetreiber kann hier seine Bedürfnisse mit anmelden. Gemeinsam soll die Flexibilität bestmöglich genutzt werden.
- In Deutschland ist die Überlastung schon deutlich höher. 12 GW in Baden-Württemberg, vers. 8 GW in der Schweiz. Hier können Lösungen abgeschaut werden.
- Wir brauchen die Sicht, bei der die Trafostationen in die Überlast gehen. Die kann mit einem digitalen Zwilling gelöst werden.
- Die **Systeme müssen jetzt eingeführt werden, um die Lastspitzen im Netz vorhersehen zu können** und um das Netz sowie die Flexibilität nutzen zu können.
- Der Smart Meter muss somit auch für das Netz genutzt werden. (Und nicht nur für die Abrechnung)
- Es muss ein kostenoptimales System, und zwar als Gesamtsystem (Netz und Medium) geschaffen werden.
- Es gibt Ladestationen welche MID (Steuerbarkeit) zertifiziert sind.
- Pilotprojekte wurden gemacht. Jetzt müssen wir weitermachen und daraus lernen.
- Packen wir es an. In Kombination mit den Echtzeitdaten. Optimieren wir das Gesamt-System.

**Fazit:** Netz und Markt müssen als Gesamtsystem gedacht werden. Plattformen, digitale Zwillinge und messbare Anreize sind der Schlüssel zur besseren Nutzung von Flexibilität. Pilotprojekte gibt es – nun braucht es Skalierung und Umsetzung.

Das Verteilnetzforum 2025 bot einen umfassenden Überblick über aktuelle Herausforderungen und Perspektiven der Branche im Zeichen des Mantelerlasses und der Energiewende. Zentrale Themen waren die zunehmende Regulierungsdichte, die Umsetzung des Stromabkommens mit der EU, die Integration von Flexibilitäten sowie die Rolle von Speichertechnologien.

Die Referierenden aus Verwaltung, Regulierung, Wirtschaft und Technik zeigten auf, wie sich Verteilnetzbetreiber in einem komplexer werdenden Umfeld behaupten müssen – etwa bei der Mess- und Abrechnungssystematik, dem Umgang mit PV-Zubau, der Marktöffnung, aber auch bei der wirtschaftlichen Integration von Batteriespeichern.

Dabei wurde deutlich: Die technischen Mittel zur Steuerung und Flexibilitätsnutzung sind weitgehend vorhanden – entscheidend wird nun eine kluge und koordinierte Umsetzung des regulatorischen Rahmens. Plattformlösungen, digitale Zwillinge, maschinenlesbare Tarife und dezentrale Intelligenz gewinnen an Bedeutung. Trotz hoher Dynamik und wachsender Anforderungen bestehen grosse Chancen für Innovation, Effizienzsteigerung und Zusammenarbeit. Die Branche ist bereit, Verantwortung zu übernehmen – vorausgesetzt, die nötigen Freiräume bleiben erhalten.

**SAVE THE DATE**  
**Verteilnetzforum – 17. Juni 2026**

powered by  
**iwb**

## NEXT STEPS

