

Eröffnung des 9. Verteilnetzforums am 24. Juni 2026 durch den Moderator
Dr. Markus Flatt, Partner, EVU Partners

- Die Netze sind nicht das Problem, sondern sie sind der Hebel zur Energiewende. Wir entwickeln uns vom Infrastrukturbauer zum Systemmanager und Datenbereitsteller, um Potentiale zu heben. Die Netze sind kundenorientierte Akteure und sollen so wahrgenommen werden.

SESSION 1: ERFAHRUNGEN AUS DER UMSETZUNG MANTELERLASS

Neuigkeiten aus der Energiepolitik

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

- **Es wurden Reservekraftwerke beschafft.** Die Reservekraftwerke sind als **Dual-Fuel-Anlagen** ausgelegt und können **auch mit HVO betrieben** werden.
- Für die Bereitstellung dieser Reservekraftwerke wird bei den **Netzkunden ein durchschnittlicher Zuschlag von 0,2 Rp./kWh** erwartet.
- Die zukünftigen **Reservekraftwerke** werden bis Winter 2026/2027 noch nicht verfügbar sein. Als **Übergangslösung bis 2030** dienen der **GT26-Prüfstand von Ansaldo** sowie das **Kraftwerk Forsthaus der EWB**.
- Die **Regelenergiekosten** sind Gegenstand politischer Vorstösse. Das System wurde vereinfacht und ein 1-Preis-Mechanismus für die Ausgleichsenergie wird ab Januar 2026 eingeführt. Der Zugang zu den Märkten wird durch Intraday-Handelsplattformen vereinfacht. Der Preis-Cap der ElCom gilt von März bis Dezember 2025 und wird freiwillig bis Ende 2026 weitergeführt. Die Eintrittsbarrieren wurden gesenkt. Die Mindestgebotsgrösse wurde bei SRL/SRE und TRL/TRE von 5 MW auf 1 MW reduziert. Mit Pilotprojekten wie Equigy und PV4Balancing werden zusätzliche Möglichkeiten geschaffen.
- Im Netzexpress wurde dem **Übertragungsnetz Vorrang als nationales Interesse** eingeräumt.
- Im Jahr **2024** waren **bereits 120'000 Ladestationen** installiert. Rund die **Hälfte der insgesamt 6 Millionen Stromzähler ist bereits als Smart Meter** ausgerüstet. **Intelligente Steuer- und Regelsysteme** sind derzeit nur in geringem Umfang vorhanden. **Neben den Rundsteueranlagen bestehen kaum weitere Systeme. Die Rundsteueranlagen verfügen über rund 1,2 Millionen Empfänger.**
- **Flexible Netzanschlüsse können ein Lösungsbaustein** für die steigende Anzahl Anschlussgesuche und die zunehmenden Anschlussgrössen sein. Wer eine beantragte Anschlusskapazität nicht zeitnah nutzt, könnte diese zugunsten anderer Projekte verlieren. Nationale Regelungen und Vorgaben könnten hierfür eine einheitliche Handhabung schaffen.
- Die **Studie zur zukünftigen Energienachfrage** wird **Ende 2027** erwartet. **Datacenter, Elektromobilität und Wärmepumpen** werden als **wesentliche Treiber** der zukünftigen Stromnachfrage gesehen.

Erste Erkenntnisse zur Umsetzung des Mantelerlasses und praktische Herausforderungen Dr. Barbara Wyss, Fachspezialistin Sektion Preise und Tarife, ElCom

- **NOVA** kann im Zusammenhang mit Netzverstärkungen einen wesentlichen Beitrag zu einem kostengünstigen Netz leisten.
- NOVA definiert die Reihenfolge der Massnahmen vor einem Netzausbau. Zuerst soll die **bestehende Infrastruktur besser ausgelastet** werden, beispielsweise durch Lastmanagement. Danach soll die **bestehende Infrastruktur ertüchtigt** werden. Erst wenn diese Massnahmen nicht ausreichen, soll ein Netzausbau oder Neubau erfolgen.
- **Vergütungen für Netzverstärkungen** müssen in der **Kostenrechnung** der ElCom nachvollziehbar ausgewiesen werden. Die **Ausweisung hat pro Netzebene** zu erfolgen. Die **ElCom wird die Umsetzung dieser Vorgaben in den nächsten Jahren überprüfen**.
- Die ElCom wird im **Juli publizieren**, wie **Flexibilitäten bei Einspeisungen genutzt und Abriegelungen umgesetzt werden können**. Die ElCom hat im Newsletter 12/2025 festgehalten, dass **bestehende Anlagen nur dort abgeregelt** werden sollen, **wo dadurch ein netzdienlicher Nutzen** erzielt werden kann. Eine **Abriegelung über 70 % hinaus ist mit Vergütung und Zustimmung** des Anlagenbetreibers **möglich**.
- **Tarifsysteme** müssen **konsistent** sein. Die Herausforderung besteht darin, Markt-, Netz- und **Flexibilitätssignale** aufeinander abzustimmen. Erwartete **Netzkosteneinsparungen** bilden die **Grundlage für Tarifreduktionen** bei Endverbrauchern.
- Die **ElCom wird die Messtarife prüfen**. Insbesondere Nulltarife und übermässig hohe Tarife sollen überprüft werden.
- Die **Bruttoinvestitionen in die Netze steigen an**. Dies betrifft insbesondere die **Netzebene 7**.
- **Tarifanpassungen** müssen gemäss **Weisung 4/2024** der ElCom veröffentlicht und kommuniziert werden.
- **Insbesondere bei LEGs** dürfen Netzbetreiber **Rechnungsbestandteile nicht** vermischen. Das **Dienstleistungsprodukt darf nicht auf derselben Rechnung ausgewiesen** werden. Diese Trennung muss **auch in der Kostenrechnung berücksichtigt** werden.
- Auf die Frage, ob der **WACC zu tief** sei, hielt die ElCom fest, dass dies **eine politische Diskussion** sei.
- Auf die Frage, wie **Preissteigerungen der Assets** (bei Kupfer oder Transformatoren) berücksichtigt werden, erklärte die ElCom, dass diese nur indirekt einfließen. Die **Berücksichtigung erfolgt über das regulatorische Anlagenvermögen**.
- Auf die Frage, ob ein **Messtarif auch für PV-Anlagen** zulässig sei, erklärte die ElCom, dass **dieser zulässig sei. Der Messtarif ist pro Messstelle zu verrechnen**.

Best Practice bei der Umsetzung des Mantelerlasses: vZEV, LEG und Speicher

Dr. Katja Keller, Leiterin Netzwirtschaft, BKW

- Die **Umsetzung von LEGs bei der BKW** wurde vorgestellt. Auf der Website der BKW sind die relevanten Informationen sowie eine Kartenlösung verfügbar. Mit der Kartenlösung kann geprüft werden, welche Anschlüsse miteinander kombiniert werden können. Im Kundenportal wird der Anteil der Energie ausgewiesen, der über die LEG bezogen wird. Ebenfalls ausgewiesen wird die Rücklieferung innerhalb der LEG. Die BKW hat diese Lösung selbst entwickelt.
- Gemeinden, die als Nachlieger und Partner der Verteilnetzbetreiber auftreten, möchten ihre Anschlüsse häufig gemeinsam organisieren. Das Verständnis für mehrere LEGs innerhalb derselben Gemeinde stellt eine Herausforderung dar.
- Auf der Plattform LokalerStrom.ch sind Hintergrundinformationen, Dokumente und Abrechnungsdienstleister für LEGs verfügbar.
- Im Netzgebiet der **BKW** bestehen seit 2018 insgesamt **5'200 ZEV**. Monatlich kommen rund 50 neue ZEV hinzu. Seit 2025 bestehen insgesamt **350 vZEV**. Monatlich kommen rund 30 neue vZEV hinzu. Seit 2026 bestehen insgesamt **40 LEGs**. Monatlich kommen rund 20 neue LEGs hinzu. Für **Speicher wurden bisher keine Anträge auf Rückerstattung** eingereicht.
- Die Motion Schaffner (25.3665) fordert **netzebenenübergreifende LEGs**. Gemäss dieser Motion müssten **LEGs künftig nicht mehr zwingend auf derselben Netzebene** organisiert sein. (Art. 17d Abs. 2 StromVG)
- Die Motion Jauslin (25.3703) fordert, dass **vZEV auch in Muffennetzen** zulässig sein sollen. Diese Motion wurde bisher noch nicht behandelt.
- Die Rückerstattungstarife für Speicher wurden von der BKW auf einer Webseite veröffentlicht.
- **Fazit: Für die Umsetzung des Mantelerlasses mussten zahlreiche IT-Systeme und Prozesse angepasst werden.** Die verschiedenen Verschachtelungen und Abhängigkeiten führen zu einer hohen Komplexität. **Kunden und Fachpartner haben weiterhin einen hohen Informationsbedarf. Teilweise treffen die Erwartungen von Kunden und Fachpartnern auf die praktischen Grenzen der Umsetzung.**

Best Practice bei der Umsetzung des Mantelerlasses: Tarifierung und Marktnähe

Dr. Yves Corrodi, Head Strategic Grid Planning, Centralschweizerische Kraftwerke CKW

- Der **Smart-Meter-Rollout** bei der CKW wurde bereits vollständig abgeschlossen.
- Durch den starken Ausbau der Photovoltaik stellen die Transformatoren das erste kritische Netzelement dar. Es wird zunehmend Energie aus den Verteilnetzen in höhere Netzebenen zurückgespeist. Es wurde festgestellt, dass dadurch insbesondere bei negativen Marktpreisen Überspannungen in den Verteilnetzen auftreten können.



- Die CKW riegelt bei neuen PV-Anlagen die Einspeiseleistung grundsätzlich auf 70 % ab. Bei bestehenden Anlagen werden Abregelungen anhand der Situation im jeweiligen Trafokreis beurteilt und begründet. Die CKW prüft derzeit Möglichkeiten, wie **ein Netz-Not-Aus bei erheblich kritischen Netzsituationen umgesetzt** werden kann. Ziel ist es, eine kostengünstige Lösung mit **Anbindung an die Netzleitstelle** zu finden, um Anlagen bei Bedarf abschalten zu können. Zudem wird geprüft, ob **durch eine Reduktion der Spannung auf der Netzebene 4** die Spannungen auf der Netzebene 7 innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten werden können. Diese Massnahme wurde **bereits in einem Gebiet umgesetzt und hat dort zu positiven Ergebnissen geführt**.
- Die CKW hat festgestellt, dass Kunden ihre Elektrofahrzeuge gleichzeitig während der Zeiten des Niederspannungstarifs geladen haben. Der bisherige Niederspannungstarif wurde deshalb durch einen **Einheitstarif mit Leistungskomponente ersetzt**.
- Seit dem **1. Januar 2026 bietet die CKW einen dynamischen Tarif** an. Dieser Tarif wird auf **Basis der Netzlast gegenüber Swissgrid berechnet**. **Voraussetzung für die Nutzung** des Tarifs ist ein **Home Energy Management System (HEMS)**. Bisher wird der Tarif von einigen hundert Kunden genutzt.
- Das **Produkt ist mit einem hohen Beratungsaufwand** verbunden. Den **Kunden können keine garantierten Einsparungen zugesichert** werden.
- Durch den Ausbau der Photovoltaik sowie die zunehmende Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen **steigt der Bedarf an Flexibilitäten**. Würden alle Elektrofahrzeuge gleichzeitig mit 11 kW laden, wären die Verteilnetze entsprechend stark belastet. Insbesondere **auf der Netzebene 7 beziehungsweise innerhalb eines Trafokreises können dadurch Überlastungen entstehen**. Für diese Entwicklungen werden geeignete Regelungen benötigt.

Gruppenarbeit zu Frage- und Diskussionspunkten für die Diskussionsrunde sowie Diskussionsrunde mit den Referierenden

Dr. Mohamed Benahmed, Leiter Sektion Netze und Versorgung, BFE

Dr. Barbara Wyss, Fachspezialistin Sektion Preise und Tarife, ElCom

Dr. Katja Keller, Leiterin Netzwirtschaft, BKW

Dr. Yves Corrodi, Head Strategic Grid Planning, Centralschweizerische Kraftwerke CKW

Frage: Wie kann die Leistung von Batterien und Systemdienstanbietern beschränkt werden?

- Wenn eine **Gefährdung des Netzes** besteht, kann ein **Netz-Not-Aus eingesetzt** werden. Ein Netz-Not-Aus muss entsprechend **überwacht werden**.
- Um den Netzausbau bei grossen Batteriespeichern zu minimieren, **berücksichtigt die CKW das N Minus 1-Kriterium**. Die Anschlussleistung von Batterien wird entsprechend beschränkt.

Frage: Wie kann ein Anreiz geschaffen werden, damit Dienstleistungen – insbesondere bei LEGs – durch Dienstleister übernommen werden?

- Wenn die Leistungen eines Netzbetreibers als zu teuer wahrgenommen werden, muss ein externer Dienstleister beigezogen werden. **Die Abrechnung von LEGs wird derzeit nicht als ausreichend attraktives Geschäftsfeld angesehen.**
- Die Durchführung der **Abrechnung inklusive Messung, Datenbereitstellung und Systemkosten ist aufwendig**. Die daraus entstehenden Kosten werden letztlich von den Kunden beziehungsweise der Allgemeinheit getragen.

Frage: Wie kann eine LEG als netzdienlich betrachtet werden?

- Eine LEG gilt als netzdienlich, wenn dadurch **Netzausbaukosten vermieden** werden können. Voraussetzung ist ein **positiver Einfluss auf das Stromnetz**. Die Daten einer LEG müssten **zeitnah für Steuerungen** verfügbar gemacht werden. Dafür müssten entsprechende Angebote und Lösungen geschaffen werden.
- Eine LEG hat grundsätzlich das Recht, sich als Gemeinschaft zusammenzuschliessen. **Zusätzliche Anreize für netzdienliches Verhalten sind deshalb schwierig umzusetzen.**
- Es wurde eine **Motion** eingereicht, welche den **LEG-Rabatt auf 60 % erhöhen und Gemeindegrenzen aufheben** möchte.
- Bei einer **ZEV oder vZEV besteht ein stärkerer Anreiz zur gesamtheitlichen Optimierung**, da nur ein **Endverbraucher** betrachtet wird.

Frage: Wie können Smartmeter in der Praxis gezielt für Flexibilitäten genutzt werden? (Bisher fehlender Nutzen / Einsatz von VNB. Warum nutzen VNB diese noch nicht?)

- Die **Rundsteuerung ist weiterhin das dominierende System**. Die BKW befindet sich bei der Nutzung von Smart Metern für Flexibilitätsanwendungen noch am Anfang. Derzeit wird hauptsächlich beim Anschluss beurteilt, wie entsprechende Funktionen genutzt werden können.
- Aus Sicht der CKW stellt sich insbesondere die Frage des **Datenanschlusses**. Ebenfalls offen ist die Frage, ab wann eine **Anbindung an die Netzleitstelle sinnvoll wird. Noch nicht geklärt ist, wer die Kosten für eine solche Anbindung tragen soll**. Aktuell wird diskutiert, ob der Fokus stärker auf der Winterlastspitze oder auf dem PV-Zubau liegen soll. Dafür müssen geeignete Massnahmen gefunden werden.
- Das BFE sieht die **Abregelung von PV-Anlagen als erste Massnahme. Als zweite Massnahme wird die bestehende Rundsteuerung genannt. Als dritte Massnahme werden flexible Steuerungen vorgesehen. Flexible Steuerungen verursachen zusätzliche Kosten für Kommunikation und Integration. Es soll jeweils die gesamtwirtschaftlich sinnvollste Lösung gewählt werden**.
- Die ElCom betont dabei die Bedeutung der **Gesamtwirtschaftlichkeit**.
- Die CKW weist darauf hin, dass künftig weitere Akteure Flexibilitäten nutzen möchten. Dadurch wird das Netz-Not-Aus an Bedeutung gewinnen.

Frage zum Netz-Not Aus: Wie erfolgt dies technisch?

- Die **CKW** arbeitet derzeit an einem **entsprechenden Projekt**. Die Rundsteuerung stellt eine mögliche technische Lösung dar. Für weitergehende Anforderungen wird die Rundsteuerung jedoch nicht als optimale Lösung angesehen.
- Auch die BKW befindet sich mit ihren Nachliegern im Austausch über die Umsetzung eines Netz-Not-Aus.
- Es gibt bereits Netzgebiete, in denen die PV-Einspeisung die Netzlast massgeblich beeinflusst. In solchen Gebieten wird die Einführung einer Netz-Not-Aus-Funktion als notwendig angesehen. **Derzeit ist noch keine ausgereifte Umsetzung bekannt.**
- Das BFE brachte die Möglichkeit von FLEX-Verträgen zwischen Swissgrid und Verteilnetzbetreibern ins Spiel.

Sind dezentrale Steuerungen ein möglicher Lösungsansatz?

- Es wurde darauf hingewiesen, dass die Netze an ihre Grenzen gelangen würden, wenn sämtliche Kunden gleichzeitig ihre maximale Leistung beziehen. Dezentrale Steuerungen könnten deshalb ein möglicher Ansatz sein. Solche Mechanismen könnten künftig auch bei kleineren Anlagen im Rahmen von Flexibilitätslösungen eingesetzt werden.

- BFE: Anlagen ab 1 MW könnten (wie in Spanien) in Echtzeit überwacht werden. Die entsprechenden Daten könnten an Swissgrid übermittelt werden. Unter Berücksichtigung der Netzsituation könnten diese Anlagen gesteuert werden. Grundlage dafür wären Echtzeitmessungen und Steuerungsmöglichkeiten.

Frage: Wie verhält es sich zur Netzanschlusspflicht und Abnahmepflicht? Gibt es alternative Modelle dazu?

- Als mögliche Lösung wurde eine zentrale Abnahmestelle vorgeschlagen.
- Eine weitere mögliche Lösung wäre, die Abnahmepflicht auf kleinere Anlagen, beispielsweise bis 200 kW, zu beschränken. Für grössere Anlagen könnte stattdessen eine Pflicht zur Direktvermarktung eingeführt werden.
- Das BFE wies darauf hin, dass die Netzanschlusspflicht ursprünglich dem Schutz der Verbraucher dient.
- In diesem Zusammenhang wurde die Frage gestellt, ob eine Begrenzung oder Flexibilisierung der Anschlussgrösse möglich wäre.
- Seitens EVU Partners wurde darauf hingewiesen, dass die Ausgestaltung von Netzanschlüssen – mit Ausnahme der gesetzlichen Anschlusspflicht – nicht national geregelt ist. Die konkreten Regelungen können von jedem Verteilnetzbetreiber individuell festgelegt werden. Die Zuständigkeit liegt dabei auch im Kompetenzbereich der Kantone. Das BFE verwies darauf, dass entsprechende Vorgaben in verschiedenen europäischen Ländern national geregelt sind.

Frage: Gibt es Best Practices für die Berechnung und Anrechnung des NOVA-Prinzips?

- Die BKW erklärte, dass derzeit noch kein allgemeingültiges Best-Practice-Modell vorliegt. Jeder Fall müsse individuell betrachtet und beurteilt werden.
- Die CKW ergänzte, dass eine grössere Leitung in einzelnen Fällen die wirtschaftlichere Lösung sein kann. Zudem besteht die Möglichkeit, die verfügbare Leistung in Teilnetzgebieten abhängig von der Auslastung eines Transformators zu reduzieren.
- Das BFE führte aus, dass auch eine vertraglich vereinbarte Leistungsbegrenzung für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren möglich ist. Eine solche zeitlich befristete Lösung kann eingesetzt werden, bis ein notwendiger Netzausbau umgesetzt wurde.
- Die ElCom verwies darauf, dass mit der angekündigten Mitteilung inklusive Beispielrechnungen verschiedene offene Fragen geklärt werden sollen.

Frage: Welche Strom- und Leistungsnachfrage wird bei Netzverstärkungen erwartet?

- Die ECom erklärte, dass diese Frage nicht pauschal beantwortet werden kann. **Im Rahmen von NOVA wird insbesondere die Wesentlichkeit einer Massnahme geprüft.** Im Fokus steht dabei die **Effizienz von Netzinvestitionen**. Die ECom übernimmt jedoch nicht die Aufgabe, die zukünftige Entwicklung einzelner Netzgebiete für die Netzbetreiber zu prognostizieren.
- Die CKW erklärte, dass auf der Höchstspannungsebene eine gemeinsame Planung erfolgt. Auf den tieferen Netzebenen bestehen unterschiedliche Lösungsansätze. In diesen Netzebenen verfügen die lokalen Netzbetreiber über entsprechende Gestaltungsmöglichkeiten.
- Das BFE erklärte, dass bei **Eingaben an die ECom eigene Verbrauchs- und Produktionsprognosen eingereicht werden können.** Diese Prognosen werden bei der Beurteilung berücksichtigt. Entsprechende Annahmen und Prognosen können im Antrag dokumentiert und belegt werden.

SESSION 2: DATA HUB & DIGITALISIERUNG

Aufbau Nationale Datenplattform im Stromsektor (Datahub) und Perspektiven KI

Dr. Matthias Galus, Leiter Sektion Geoinformation & Digitale Innovation, Bundesamt für Energie BFE

- Ein konkreter Termin für den endgültigen Entscheid zur nationalen Datenplattform kann derzeit noch nicht genannt werden.
- Die Datenplattform soll diskriminierungsfrei aufgebaut werden. Bei regulatorischen **Fragestellungen und Governance-Themen wurden bereits erhebliche Fortschritte** erzielt. Die notwendigen Schnittstellen sind bekannt. Die Kernelemente der Datenplattform werden in Artikel 8 und 8a der StromVV beschrieben. In der Plattform sollen zentrale Stammdaten geführt werden. Der Qualität der Stammdaten kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Über die **Datenplattform sollen die während fünf Jahren erfassten Mess- und Stammdaten heruntergeladen werden können.** Die **Weitergabe dieser Daten an berechtigte Dritte soll über die Plattform ermöglicht werden.** Die Plattform soll zudem einen **Beitrag** zum Monitoring leisten. **Energiewirtschaftliche Datenaggregate sollen maschinenlesbar pro Gemeinde und Kanton veröffentlicht werden.** Die Daten sollen in verschiedenen Zeitintervallen wie Tag, Monat oder Jahr verfügbar sein.
- Der Entscheid zur Datenplattform soll bis Ende des Jahres gefällt werden. Aufgrund der Komplexität des Projekts hat sich der Zeitplan um rund ein Jahr verzögert. Es wird erwartet, dass nach dem Entscheid die Umsetzung rasch voranschreiten kann.
- Im Bereich **Künstliche Intelligenz** nehmen insbesondere grössere Unternehmen der Energiewirtschaft eine Vorreiterrolle ein. Der Einsatz von KI wird aktuell vorbereitet und schrittweise konkretisiert. **Der VSE arbeitet an einer Branchenrichtlinie für den Einsatz von KI.** Die **Veröffentlichung dieser Richtlinie ist bis Ende 2026 beziehungsweise Anfang 2027 vorgesehen.**

Frage: Ist die Datenplattform als stammdatenführendes System zu verstehen?

- Die Stammdaten werden von den Verteilnetzbetreibern in die Plattform eingebracht. Die Verantwortung für Änderungen an den Stammdaten verbleibt bei den Verteilnetzbetreibern. **Die Verteilnetzbetreiber sind für die Veranlassung und Pflege der Änderungen zuständig.**

Koordinierte Nutzung dezentraler Flexibilität

Dr. Raphael Wu, Market Design Specialist, Swissgrid

- Das **Potenzial von Flexibilitäten nimmt kontinuierlich zu**. Gleichzeitig steigt die **Notwendigkeit, Flexibilitäten gezielt zu nutzen**. Ohne Koordination können Abrufkonflikte und Netzüberlastungen entstehen. In Verbänden und Arbeitsgruppen wird deshalb an Lösungen zur Koordination von Flexibilitäten gearbeitet. **Ziel ist eine gesamtsystemdienliche und möglichst optimale Nutzung der verfügbaren Flexibilitäten.**
- Dafür muss der **Datenaustausch zwischen allen beteiligten Akteuren aufgebaut beziehungsweise intensiviert werden**. Die Anforderungen an Flexibilitäten sollen in einer TSO-DSO-Plattform berücksichtigt werden. Diese Plattform dient zunächst als Zwischenlösung. Im Rahmen der TSO-DSO-Koordination werden Netzgrenzwerte berücksichtigt. Derzeit befindet sich das Projekt in der Proof-of-Concept-Phase. **Eine erste Implementierung ist für Anfang 2027 vorgesehen.** Geplant ist zunächst die Einführung eines einfachen Marktdesigns.
- Auch in anderen europäischen Ländern werden vergleichbare Projekte umgesetzt. Für Verteilnetzbetreiber stellt der Übergang zu einer stärkeren Marktorientierung einen Paradigmenwechsel dar. Aggregatoren stehen vor der Herausforderung, Geschäftsmodelle für viele kleine dezentrale Energieanlagen zu entwickeln. Zusätzlich muss das Interesse der Anlagenbesitzer an einer Teilnahme geweckt werden. Die nationale Datenplattform wird den Austausch qualitativ hochwertiger Stammdaten unterstützen.
- Die Plattform soll grundsätzlich allen interessierten Marktteilnehmern offenstehen.

Digitale Zwillinge für die Netzplanung

Thomas Koller, CEO und Gründer, enersis suisse

- Die Netzplanung ist aufgrund der unsicheren zukünftigen Entwicklung der Netze mit grossen Unsicherheiten verbunden. Netzbetrieb und Netzplanung wachsen zunehmend zusammen und beeinflussen sich gegenseitig.
- Ein Lösungsansatz besteht in der Modellierung des Netzes mittels digitaler Simulationsmodelle. Dafür müssen **Daten aus unterschiedlichen Quellen integriert werden**. Voraussetzung ist eine ausreichende Qualität der zugrundeliegenden Daten. Verschiedene Datenquellen müssen miteinander verknüpft werden. Als Beispiele wurden **Abrechnungsdaten, GIS-Daten und Gebäudedaten** genannt. Ergänzend werden Netzkapazitäten und Anlagenkapazitäten berücksichtigt. **Dadurch kann eine zukunftsgerichtete Netzplanung unterstützt werden.** Die Modelle können um zusätzliche Parameter erweitert werden. Auf dieser Basis können verschiedene Szenarien bis auf Kundenebene simuliert werden.
- Zusätzlich kann **Echtzeitsensorik eingebunden werden**. Dadurch werden **Echtzeitberechnungen möglich**. Auch Open-Source-Lösungen wie Panda Power können hierfür genutzt werden. **Die Nutzung solcher Modelle schafft mehr Transparenz.** Gleichzeitig können **Effizienzgewinne** im Netzbetrieb und in der Netzplanung erzielt werden.

Inside CISO – Ein Blick hinter die Kulissen der IT- und OT-Sicherheit

Jürgen Nuderscher, Senior Information Security Consultant CISO-as-a-Service, esolva

- Für eine **wirksame Informationssicherheit** sind **Klarheit über Risiken, Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten** erforderlich. Ebenso ist Klarheit darüber notwendig, welche Handlungen und Prozesse im Falle eines Sicherheitsvorfalls angewendet werden sollen. Diese Prozesse und Zuständigkeiten müssen aktiv entwickelt und definiert werden.
- Ein ISMS ist ein **Informationssicherheits-Management-System**. Ein ISMS dient dazu, den aktuellen Sicherheitsstatus von Systemen transparent darzustellen. Zudem hilft es dabei, **bestehende Risiken und Sicherheitsvorfälle sichtbar** zu machen.
- **Fernzugriffe** (Remote Access) stellen ein besonderes **Risikopotenzial** dar. Fernzugriffe gehören zu den wichtigsten potenziellen Einfallstoren und müssen möglichst umfassend überwacht werden.
- Zu den sogenannten **Blindspots** zählen **offene VPN-Verbindungen**. Ebenfalls kritisch sind **alte oder nicht mehr benötigte Benutzerkonten**. Besondere Aufmerksamkeit erfordern auch **Zugänge von Lieferanten und Dienstleistern**. **Veraltete Firmware** stellt ein zusätzliches Sicherheitsrisiko dar. **Freigegebene Ordner** und **gemeinsam genutzte Benutzerkonten** gehören ebenfalls zu den kritischen Bereichen. Auch die organisatorische Verteilung von Kompetenzen kann ein Risiko darstellen. Personen, die beispielsweise Lieferantenzugänge einrichten, sollten nicht allein für deren **Kontrolle und Nachprüfung** verantwortlich sein.
- Die grössten **Herausforderungen** liegen häufig an der **Schnittstelle zwischen IT und operativem Tagesgeschäft**. Dazu gehören **unkontrollierte Verbindungen zwischen Systemen**. Historisch gewachsene **Ausnahmen** stellen ein zusätzliches Risiko dar. Fernzugriffe gehören zu den besonders kritischen Themenfeldern. Implizites Vertrauen in bestehende Systeme und Prozesse kann zu Sicherheitslücken führen. Pragmatismus im Tagesgeschäft führt teilweise zu Lösungen, die nicht **dokumentiert oder hinterfragt werden**. Auch vergessene oder lange nicht überprüfte Themen können Sicherheitsrisiken verursachen.
- Kritische Situationen und Sicherheitsvorfälle sollten regelmässig geübt und simuliert werden.
- *«Cybersecurity ist eine Führungsaufgabe. Wer seine kritischen Systeme kennt, Risiken steuert und sich auf Vorfälle vorbereitet, erhöht die Resilienz seines Unternehmens nachhaltig – auch mit begrenzten Ressourcen.» Informationssicherheit ist weit mehr als ein technisches Thema – sie betrifft uns alle im Arbeitsalltag. Klarheit kann Lösungen und Resilienz schaffen.*

Diskussionsrunde mit den Referierenden

Dr. Matthias Galus, Leiter Sektion Geoinformation & Digitale Innovation, Bundesamt für Energie BFE

Dr. Raphael Wu, Market Design Specialist, Swissgrid

Thomas Koller, CEO und Gründer, enersis suisse

Jürgen Nuderscher, Senior Information Security Consultant, esolva

Frage: Warum ist die Entscheidung für den Datahub so komplex und noch nicht getroffen?

- Das BFE erklärte, dass die Entscheidung schwierig sei, da die eingereichten Angebote qualitativ sehr nahe beieinanderliegen. Einzelne Fragestellungen und Details seien zudem **sehr komplex** und mussten vertieft geklärt werden. Auch die **Abklärungen zu regulatorischen Anforderungen** hätten zusätzliche Zeit beansprucht. Die Datenplattform wird als reguliertes Monopol ausgestaltet. Auf dieser Grundlage sollen sich künftig zusätzliche Marktangebote entwickeln können. Die Anforderungen verschiedener Marktteilnehmer werden berücksichtigt. Auch die Anforderungen von LEGs fliessen in die Ausgestaltung ein. Die Anforderungen an die Cyber-Sicherheit müssen vollständig erfüllt werden. Die Einhaltung der **höchsten Sicherheitsanforderungen muss nachgewiesen werden**.
- Swissgrid wies darauf hin, dass sich durch die **Verzögerung** der Datenplattform auch die Entwicklung der **Flexibilitätsplattform** verzögern könnte.

Frage: Was bedeutet dies für die Verteilnetzbetreiber?

- Das BFE erwartet, dass die **Verteilnetzbetreiber auf die Anbindung an die Datenplattform vorbereitet** sind. Durch Erfahrungen mit Swiss-Eldex konnten bereits wichtige Erkenntnisse gewonnen werden. Aus Sicht des BFE ist jetzt der richtige Zeitpunkt, um die eigenen Systeme auf einen zukünftigen Datenaustausch vorzubereiten.
- Eine **Berechnung von LEGs innerhalb des Datahubs ist derzeit nicht vorgesehen**. Eine solche Funktion könnte künftig als zusätzliche Dienstleistung angeboten werden.
- Gemäss den **gesetzlichen Anforderungen** sollen auch **Endkundenfunktionen auf der Datenplattform verfügbar sein**. Endkunden sollen **Zugriff auf ihre eigenen Daten erhalten**. Die Daten sollen künftig auch direkt für berechnete Dienstleister verfügbar sein.
- Eine **erste Herausforderung** wird darin bestehen, dass **alle Marktteilnehmer ihre Daten im geforderten Format bereitstellen können**. Langfristig wird erwartet, dass über die Datenplattform auch Lieferantenwechsel effizient ermöglicht werden können.

Frage: Was sind die Hindernisse bei der digitalen Verteilnetzplanung?

- Enersis erklärte, dass die grösste Herausforderung in der Abbildung der Netztopologie liegt. In vielen Fällen liegen die erforderlichen Daten noch nicht in der benötigten Qualität oder Form vor.



Frage: Was ist die grösste Herausforderung bei der Informationssicherheit?

- Esolva sieht eine zentrale Herausforderung darin, dass Unternehmen dynamisch sein möchten, die bestehenden Prozesse und Strukturen jedoch häufig eher statisch sind. Die Abhängigkeit von Partnern und Dienstleistern schafft zusätzliche Risiken. Diese Abhängigkeiten können zudem die Umsetzungsdauer von Massnahmen verlängern. Zeit, Fachkompetenz und verfügbare Ressourcen wurden als kritische Faktoren genannt.
- Das BFE stellte fest, dass die Dynamik bei den Verteilnetzbetreibern in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen hat. Für viele Fragestellungen aus dem Mantelerlass konnten bereits Lösungen gefunden werden.

Frage: Welche generellen Risiken bestehen im Umgang mit Daten?

- Esolva wies darauf hin, dass bei **Verteilnetzbetreibern viele IT-Ressourcen durch individuelle Lösungen gebunden werden.** Diese Ressourcen fehlen dadurch teilweise bei der Umsetzung von Informationssicherheitsmassnahmen.
- Das BFE sieht zusätzlichen Klärungsbedarf bei den Anforderungen an die Datensicherheit im Zusammenspiel mit Aggregatoren. Mit der zunehmenden Anzahl steuerbarer Leistungen steigen auch die damit verbundenen Risiken.

Frage: Entsteht durch die Zentralisierung ein zusätzliches Risiko?

- Aus dem Publikum wurde die Frage gestellt, welche Auswirkungen ein Ausfall der zentralen Plattform hätte.
- Das BFE erklärte, dass die **Systeme resilient ausgelegt werden. Auch bei einem Ausfall des Data-hubs sollen die angeschlossenen Systeme während einer gewissen Zeit weiter betrieben werden können.**
- Swissgrid erklärte, dass für Regelenergie und Flexibilitätsanwendungen weiterhin **geprüft wird, welche bestehenden Systeme genutzt** werden können. Die Koordination dieser Funktionen soll **nicht ausschliesslich über die nationale Datenplattform** erfolgen.

SESSION 3: WORLD CAFÉ

Gruppenarbeit zur Vertiefung des Fachaustausches

Tisch 1: Energiespeicher: Potential, Bedarf und Regulierung
Fabio Rui, Fachspezialist Netze, Bundesamt für Energie BFE

- Wärmespeicher werden ebenfalls als notwendig betrachtet.

Tisch 2: Netzdienlichkeit, Messtarife und Regulierung – Einschätzungen der ElCom
Dr. Barbara Wyss, Fachspezialistin Sektion Preise und Tarife, ElCom

- Ein **angepasstes Vergütungssystem für Photovoltaikanlagen** wurde als sinnvoll erachtet.
- **Entschädigungen für nicht eingespeiste Energie werden kritisch** beurteilt. Dies betrifft insbesondere Förderungen oder Zuschüsse im Zusammenhang mit Speichern.
- Das **NOVA-Prinzip wird als generelles System verstanden. Kapazitäten können auch zeitlich verzögert bereitgestellt werden.** Während einer Übergangsphase können geringere Leistungen zur Verfügung gestellt werden. Solche reduzierten Leistungen können auch zeitweise oder wiederkehrend angewendet werden.

Tisch 3: Tarifarchitektur, Operationalisierung und Kommunikation von dynamischen Tarifen
Alexander Büchi, Leiter Netzwirtschaft, Elektrizitätswerken des Kantons Zürich EKZ

- Seit dem **1. Januar 2026** bietet das EKZ dynamische Netz- und Energietarife an.
- Der **gesamtdynamische Tarif wurde so kalkuliert, dass sich die Effekte aus Netzlast und Energiepreisen möglichst ausgleichen.** Als Grundlage dienen die Netzlast sowie die Energiepreise am **Spotmarkt.** In der praktischen Anwendung konnten solche gegenläufigen Effekte jedoch grösstenteils nicht beobachtet werden.
- Rund 180 Kunden haben sich für den dynamischen Tarif entschieden. Die Mehrheit dieser Kunden sind Eigentümer von Einfamilienhäusern. Typischerweise verfügen diese Kunden über steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Rund 85 % der Kunden erzielen mit dem dynamischen Tarif Einsparungen.
- Die **Nachfrage nach dem Produkt bleibt aktuell dennoch moderat.** Eine Kombination mit Energietarifen und gegebenenfalls Systemdienstleistungen wird geprüft. Als **besonders interessant** wird der Einsatz im Bereich von Ladelösungen beurteilt.

Tisch 4: Umgang mit PV-Zubau: Lösungsmodelle für eine effiziente Netzintegration

Joé Wengler, Fachspezialist New Grid Solutions, ewz

- Swissgrid erwartet, dass sich die Situation bezüglich Stromüberschüssen in den nächsten fünf Jahren weiter verschärfen wird.
- Das neue Tarifmodell wird als Schritt in die richtige Richtung beurteilt. Idealerweise sollte bei negativen Strompreisen keine Vergütung erfolgen. Die Abregelung von Anlagen wird als ein möglicher Lösungsbaustein betrachtet.

Tisch 5: Vom Messwert zum Mehrwert – Echtzeitdaten als Basis für den intelligenten Netzbetrieb

Oliver Deuschle, Geschäftsführer, SMIGHT

- Erst geschätzt 10% nutzen Messdaten auf der Niederspannung zur täglichen Optimierung. Grosses Potential zur Kosteneinsparung vorhanden.

Das Verteilnetzforum 2026 war geprägt von einem offenen und konstruktiven Austausch über die Herausforderungen und Chancen der Transformation des Stromsystems. Im Mittelpunkt standen die praktische Umsetzung des Mantelerlasses, die zunehmende Digitalisierung der Energiewirtschaft sowie der Umgang mit neuen Anforderungen an Netzbetrieb, Flexibilitäten und Datenmanagement.

Die Referierenden und Teilnehmenden brachten unterschiedliche Perspektiven aus Regulierung, Netzbetrieb, Behörden und Wirtschaft ein und diskutierten aktuelle Entwicklungen praxisnah und lösungsorientiert. Dabei zeigte sich, dass die Branche die anstehenden Veränderungen aktiv gestaltet und bereit ist, neue Wege zu gehen.

Die Veranstaltung machte deutlich, dass die zukünftigen Herausforderungen nur durch eine enge Zusammenarbeit aller Akteure erfolgreich bewältigt werden können. Die hohe fachliche Qualität der Beiträge und der konstruktive Dialog unter den Teilnehmenden unterstrichen einmal mehr die Bedeutung der Veranstaltung als Plattform für Wissenstransfer, Vernetzung und Best-Practice-Austausch in der Schweizer Strombranche.

SAVE THE DATE
Verteilnetzforum – 17. Juni 2027

NEXT STEPS



**VERTEILNETZ
FORUM**

powered by

iwb