Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber 2019

Agenda

08.30 Uhr	Begrüssungskaffee
09.00 Uhr	Begrüssung und Einführung
09.05 Uhr	Schwerpunktthema: Tarifierung • Neuartige und dynamische Tarife • virtuelle Speicher • Entflechtung und Quersubventionierung
09. 35 Uhr	Fragerunde zum Schwerpunktthema
09.45 Uhr	Neuerungen in der Kostenrechnung • Energie • Messwesen
10.00 Uhr	Pause
10.30 Uhr	• Cyber Security: Resultate Bericht
10.50 Uhr	• Blick auf die Strommarktpreise aus Sicht des Regulators - Lang- und kurzfristige Märkte - Einflussfaktoren und Preisbildung - Vorstellung Termin- und Spotmarktbericht
11.15 Uhr	• Netzverstärkungen • Update 50.2 Hz
11.45	• BFE-Referat
12.15 Uhr	Mittagessen
Ca. 14.00 Uhr	Ende der Veranstaltung

Agenda

- Schwerpunktthema: Tarifierung und Entflechtung
  - Neuartige und dynamische Tarife
  - Virtuelle Speicher
  - Entflechtung (am Beispiel des Kundenmagazins)

Agenda

- Schwerpunktthema: Tarifierung und Entflechtung
  - Neuartige und dynamische Tarife
  - Virtuelle Speicher
  - Entflechtung (am Beispiel des Kundenmagazins)

Wichtigste gesetzliche Grundlagen: Übersicht

Tarife im Allgemeinen

- Art. 6 StromVG, Art. 12 StromVG, Art. 10 StromVV

Netznutzungstarife im Besonderen (ohne Anrechenbarkeit zu Netzkosten)

- Art. 14 StromVG, Art. 18 StromVV, Art. 8*c* StromVV (Flexibilität)

Energieliefertarife im Besonderen

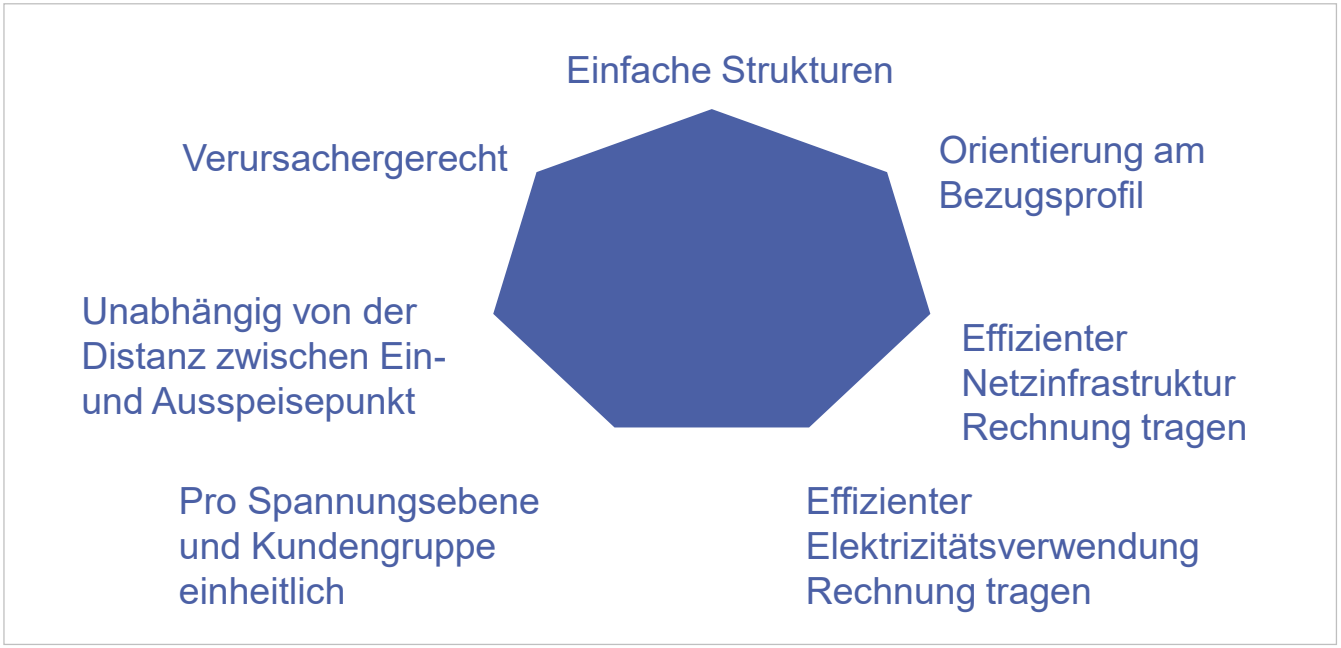
- Art. 6 Abs. 1, 3-5 StromVG, Art. 4 StromVV

Spezifische **Mitteilungen** im Zusammenhang mit dem Thema

- Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energieliefertarifen
- Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050

Verfügbar auf: www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen

3. Wichtigste gesetzliche Grundlagen: Netznutzungstarife



Kriterien zur Tarifbildung auf Basis von Art. 14 Abs. 3 StromVG

- **Spezifische Kundengruppe**: Art. 18 Abs. 2 StromVV
- Spezifische Vorgabe **Anteil Arbeitstarif**: Art. 18 Abs. 3 StromVV
- Möglichkeit von (abweichenden) **Wahltarifen**: Art. 18 Abs. 4 StromVV

Wichtigste gesetzliche Grundlagen: Energieliefertarife

- Gleiche Netzebene + gleichartige Verbrauchscharakteristik = **einheitlicher Tarif** (Art. 6 Abs. 3 StromVG)

- **Keine Berücksichtigung** des Umstands, dass feste Endverbraucher gegebenenfalls auch Energie **einspeisen** (Art. 6 Abs. 4 StromVG)

- **Kostenträgerrechnung** (Art. 6 Abs. 4 StromVG)

- Verpflichtung der VNB, **Preisvorteile** aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilsmässig an die festen Endverbraucher **weiterzugeben** (Art. 6 Abs. 5 StromVG); Ab Juni: Anpassungen im Rahmen der Strategie Stromnetze (Art. 6 Abs. 5 und 5bis nStromVG)

- Energietarif = **Gestehungskosten einer effizienten Produktion + langfristige Bezugsverträge des VNB** (Art. 4 Abs. 1 StromVV); Ab Juni: Anpassungen im Rahmen der Strategie Stromnetze (Art. 4 - 4*c* StromVV)

Neuartige und dynamische Tarife: Neuer Art. 18 StromVV und Wahltarife

- **Änderung Art. 18 StromVV**
  - Kriterium für Basiskundengruppe: Statt Anschlussleistung bis 30kVA neu Jahresverbrauch bis zu 50 MWh
  - Inkrafttreten zwar 1.6.2019; Umzusetzen für Tarifperiode 2020; Publikation per 31.8.2019.
- **Wahltarife** (Art. 18 Abs. 4)
  - Zusätzliche optionale Tarife für Endverbraucher
  - Auch zukünftig für alle Kundengruppen zulässig
  - Grundsatz: Allen Endverbrauchern einer Kundengruppe anzubieten
  - Art. 14 Abs. 3 StromVG und Art. 18 Abs. 3 StromVV zu beachten

Neuartige und dynamische Tarife: Flatrates

- **Definition Flatrate**: Verbrauchsunabhängiger Tarif
- **Beispiele**
  - Pauschalen: Z.B. 30 Fr./Mt. oder 30 Fr./Mt. fix ab 300kWh
  - Reine Leistungstarife: Z.B. 60 Fr./Mt. für 5kW
- **Netznutzungstarife:** Flatrates unzulässig (Verletzung des Prinzips der effizienten Elektrizitätsverwendung [Art. 14 Abs. 3 Bst. E StromVG])
- **Energieliefertarife**: Flatrates nicht erwünscht (Art. 1 Abs. 2 Bst. b und Art. 5 Abs. 1 Bst. a und c EnG) aber zulässig, da für den Energieliefertarif das Prinzip der effizienten Elektrizitätsverwendung nicht vorgegeben ist.

Neuartige und dynamische Tarife: Dynamische Tarife (1)

- **Mögliche Definition** dynamischer Tarife
- **Voraussetzungen**
  - Smart Meter
  - Steuer- und Regelsysteme für die Nutzung von Flexibilität

Dynamische Netznutzungstarife

- **Beispiele**
  - Netznutzungspreis abhängig von Netzlast
  - Entschädigung für vermiedene Netznutzung
- Grundsätzlich zulässig

Neuartige und dynamische Tarife: Dynamische Tarife (2)

1. Anreizbasierter Tarif (Kunde steuert)

- Generell: Beachtung Art. 14 Abs. 3 StromVG und Art. 18 StromVV
- Einfache Strukturen (14 Abs. 3 Bst. a StromVG): Vorgängig definierte (klare) Regeln zur Preisbildung; Überprüfbarkeit sichergestellt
- Unabhängige Variable muss netzbezogen/netzdienlich sein (Marktpreise daher i.d.R. unzulässig)
- Verursachergerecht (Art. 14 Abs. 3 Bst. a StromVG): Angemessener Deckungsbeitrag

2. Entschädigung von Flexibilität (EVU steuert)

- Grundlage: Art. 8*c* StromVV
- Einsatz für sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb
- Vergütung sachlich, angemessen, nichtdiskriminierend;
- Vergütung separat oder eingepreist in NNT; zu publizieren

Neuartige und dynamische Tarife: Dynamische Tarife (3)

Dynamische Energieliefertarife

- **Beispiel**: Strompreise unter anderem auch abhängig von (teils kurzfristigen) Beschaffungspreisen
- Die ElCom erachtet solche Tarife grundsätzlich als stromversorgungsrechtlich zulässig.
- **Voraussetzungen**
  - Grundsätzlich nur als für alle wählbarer optionaler Tarif
  - Regeln für Endverbraucher transparent, verständlich und klar
  - Umsetzung nachvollziehbar (Kontrolle möglich)
  - Einhaltung Art. 6 Abs. 5 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV

Neuartige und dynamische Tarife: «Lokale NNT»

- **Beispiel**: Projekt mit lokalen Produzenten und Abnehmern
- Fragen
  - Liegt ein **Zusammenschluss zum Eigenverbrauch** vor?
  - Wird das **Verteilnetz genutzt**?
- Sofern das Verteilnetz benutzt wird,
  - sind das **Netznutzungsentgelt und die Leistungen und Abgaben an das Gemeinweisen geschuldet**
  - Sind die Kosten **sämtlicher Netzebenen in die Netznutzungstarife einzupreisen**, selbst wenn Strom nachweislich nur lokal fliessen sollte.

Agenda

- Schwerpunktthema: Tarifierung und Entflechtung
  - Neuartige und dynamische Tarife
  - Virtuelle Speicher
  - Entflechtung (am Beispiel des Kundenmagazins)

Virtuelle Speicher – Definition (typisches Modell)

- **Angebot** für **Prosumer**
- In der Regel erfolgt **keine physische Speicherung** des Stromes.
- Virtueller Speicher ist ein **Abrechnungssystem** (eine Art Konto), welches den zeitlich aufgeschobenen Bezug der eigenen Produktion erlaubt.
- Der in das Netz **eingespeiste Produktionsüberschuss** wird nicht vergütet, sondern im virtuellen Speicher gutgeschrieben.
- Bei Unterproduktion erfolgt der **Bezug** aus dem Netz rechnerisch zunächst vom virtuellen Speicher.
- **Saldierung** Einspeisung/Bezug nach Abrechnungsperiode
- **Spezialtarife** für virtuelle Speicher: Teils NNT, teils Energieliefertarife

Virtuelle Speicher – Spezielle Netznutzungstarife

- **Ein Netznutzungsentgelt ist für den Bezug geschuldet, da es sich aufgrund der Netznutzung nicht um Eigenverbrauch handelt.**
- **Ein spezieller Netznutzungstarif für virtuelle Speicher widerspricht dem Verursacherprinzip.**
  - Prosumer muss **tendenziell höhere Kosten pro bezogene kWh** decken als ein normaler Endverbraucher
  - Prosumer, der virtuellen Speicher nutzt, hat **kein anderes Bezugsprofil** als die übrigen Prosumer (Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG und Art. 18 Abs. 2 StromVV)
  - Allfällige **ungewisse und unbestimmte zukünftige Netzkosten** vermögen abweichende NNT nicht zu rechtfertigen

Virtuelle Speicher – Spezielle Energieliefertarife

- **Der Bezug des Prosumers mit virtueller Batterie untersteht nicht dem Privatrecht.**
  - Effektive physikalische Stromflüsse
  - Kein Netzzugang
  - Vorgaben Art. 6 StromVG und Art. 15 EnG
  - Im Bereich der Grundversorgung wird der Stromtarif im StromVG vorgegeben und durch die ElCom reguliert (BGE 144 III 111, S. 113 f.).

⇨ **Virtueller Speicher fällt unter die Regelung von Art. 6 StromVG**.

Virtuelle Speicher – Spezielle Energieliefertarife

- **Konformität von speziellen Energieliefertarifen für Prosumer mit virtuellem Speicher mit Art. 6 StromVG**
  - «Der **Umstand, dass feste Endverbraucher gegebenenfalls auch Energie einspeisen**, darf bei der Festlegung des Tarifbestandteils der Energielieferung **nicht berücksichtigt** werden.» (Art. 6 Abs. 4 S. 2 StromVG)
  - «Die Betreiber der Verteilnetze legen in ihren Netzgebieten für feste Endverbraucher **mit gleicher Verbrauchscharakteristik**, die von der **gleichen Spannungsebene** Elektrizität beziehen, einen **einheitlichen Elektrizitätstarif** fest.» (Art. 6 Abs. 3 S. 1 StromVG)

Verbrauchscharakteristik ≠ Bezugsprofil

⇨ **Unzulässigkeit spezieller Energieliefertarife für virtuelle Speicher**

Virtuelle Speicher – Weitere rechtliche Fragen

- **Entflechtung der Tätigkeiten** (Art. 10 StromVG)
  - Bei Erstellung des Angebots und dessen gezielter Vermarktung darf nicht auf Informationen aus dem Netzbetrieb abgestützt werden (Art. 10 Abs. 2 StromVG)
  - Finanzielle Trennung des Netzbetriebs (Art. 10 Abs. 3 StromVG)
  - Keine Quersubventionierungen (Art. 10 Abs. 1 StromVG)
- **Transparenz** bezüglich allfälliger separater «Speichertarife»: Zuteilung der Kosten zum Netznutzungstarif oder zum Energieliefertarif (Art. 6 Abs. 3 S. 2 und Art. 12 Abs. 2 StromVG)

Zulässigkeit der neuartigen/dynamischen Tarife: Übersicht

Netznutzungstarife	Energietarife
Wahltarife*	-
Flatrate	Flatrate*
Dynamische Tarife*/ Vermiedene Netznutzung*	Dynamische Tarife*
«Lokale NNT»	-
Virtueller Speicher	Virtueller Speicher

* Zulässig, sofern die gesetzlichen Rahmenbedingungen eingehalten werden.

Agenda

- Schwerpunktthema: Tarifierung und Entflechtung
  - Neuartige und dynamische Tarife
  - Virtuelle Speicher
  - Entflechtung (am Beispiel des Kundenmagazins)

Entflechtung – Grundlagen

- **Zunehmende Bedeutung des Themas Entflechtung**
- **Rechtsgrundlage betreffend informatorische Entflechtung**
  «Wirtschaftlich sensible Informationen, die aus dem Betrieb der Elektrizitätsnetze gewonnen werden, müssen von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen unter Vorbehalt der gesetzlichen Offenlegungspflichten **vertraulich behandelt** werden und dürfen **nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt** werden.» (Art. 10 Abs. 2 StromVG)
- **Rechtsgrundlage betreffend Quersubventionierungsverbot**
  «Quersubventionierungen zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen sind untersagt.» (Art. 10 Abs. 1 S. 2 StromVG)
- **Strafbestimmung** (Art. 29 Abs. 1 Bst. b StromVG): Fehlende oder falsche buchhalterische Entflechtung der Netzbereiche; Nutzung [wirtschaftlich sensibler] Informationen aus dem Netzbetrieb für andere Tätigkeitsbereiche

Entflechtung (am Beispiel des Kundenmagazins) – Inhalt

- **Inhalt des Kundenmagazins (im Zusammenhang mit Adressdaten) – informatorische Entflechtung:**
  - Der Inhalt des Kundenmagazins muss sich auf Themen aus dem Netzbereich oder der Grundversorgung beschränken, sofern Adressdaten aus dem Netzbetrieb oder der Grundversorgung verwendet werden.
  - Will ein EVU andere Bereiche (etwa Gebäudetechnik) im Kundenmagazin darstellen, muss es Adressdaten extern beschaffen.
  - Werbung darf im Kundenmagazin nur geschaltet werden, wenn die Adressdaten extern beschafft wurden.

Entflechtung (am Beispiel des Kundenmagazins) – Kosten

- **Anlastung der Kosten des Kundenmagazins - Quersubventionierungsverbot**
  - Die Kosten für das Kundemagazin dürfen grundsätzlich **sowohl dem Netzbereich als auch der Grundversorgung mit Energie zugerechnet** werden. Es gilt aber zu beachten:
  - Die Kosten für die **Verteilung** des Kundenmagazins **ausserhalb des Versorgungsgebiets** sind davon **ausgeschlossen**.
  - Die **Kosten** des Kundenmagazins und dessen Verteilung sind **nach einem sinnvollen Schlüssel** (etwa nach Umfang der Beiträge) **aufzuteilen**, insbesondere auch auf die Bereiche ausserhalb des Netzbetriebs und der Grundversorgung mit Energie.
    (vgl. Art. 7 Abs. 5 StromVV).
  - Allfällige **Erlöse** aus geschalteter Werbung wären **entsprechend der Kostenverteilung** den einzelnen Bereichen **zuzurechnen**.

Fragerunde zum Schwerpunktthema

Agenda

- Neuerungen in der Kostenrechnung
  - Energie
  - Messwesen

Neuerungen in der Kostenrechnung – Energie

Unterstützungsmassnahmen für heimische Stromproduktion

- Förderung Schweizer Grosswasserkraft (GWK) [seit 2018]
  - **Marktprämie** gem. Art. 30 EnG
  - Einbringungsrecht **GV zu Gestehungskosten** gem. Art 31 EnG
  - Grundversorgungsabzug gem. Art. 91 Abs. 2 EnFV

- Strategie Stromnetze – **Artikel 6 Absatz 5bis** StromVG [ab 2019]
  - Elektrizität aus erneuerbaren Energien darf zu Gestehungskosten der Grundversorgung angelastet werden.
  - Preisvorteile aufgrund des freien Netzzugangs schlagen sich weniger in den Grundversorgungstarifen nieder.

Massnahmen implizieren Aufweichung der Durchschnittspreismethode.
Tendenzielle Mehrbelastungen der festen Endverbraucher

Neuerungen in der Kostenrechnung – Energie

Kostenrechnung für Tarife 2020

Unter-nehmensdaten | Infrastruktur | Netz-kosten | Netz-erlöse | Energie | Upload

1 ? **Berechnung Deckungsdifferenzen Energie 2018**

Formular 5.1; Demoversion für die Tarife 2020

1. Deckungsdiff. Energie
2. Gestehungskosten
3. Erlöse Energie
4. Grosswasserkraft

Berechnung für das Tarifjahr: 2018

Verrechnen Sie Ihren Kunden in Grundversorgung Energie gem. Art. 31 EnG (Marktprämie und Grundversorgung)? ja

2 ? Referenzzeitraum der Deckungsdifferenzen Energie

von _____ bis _____

Welchen Zinssatz (WACC) haben Sie für die Verzinsung der Produktionsanlagen verwendet?

3 ? **Umsatzerlöse aus Energielieferung** — **IST-Gestehungskosten 2018**

Umsatzerlöse aus Energielieferung	Zeitraum: von		bis		
	Erlöse ingesamt [CHF]	davon Kunden in Grundversorgung [CHF]	Liefermenge [MWh]	davon Kunden in Grundversorgung [MWh]	Anteil Kunden in Grundversorgung [%]
Umsatzerlöse aus Energielieferung (ohne Verlustenergie Netz)			0	0	

Gestehungskosten

Gestehungskosten Energielieferung	Kosten [CHF]	davon Kunden in Grundversorgung [CHF]	Liefermenge [MWh]	davon Kunden in Grundversorgung [MWh]	MWh-Anteil Liefermenge [%]
4 ? Eigene Produktion			0		
- davon Grosswasserkraft					
5 ? Kauf (inkl. Ausgleichsenergie, ohne HKN)			0		
6 ? Kauf Herkunftsnachweise			0		
7 ? ./. Eigene Netzverluste					
Total Beschaffung ohne Netzverluste	0	0	0	0	

Neuerungen in der Kostenrechnung – Energie

Haben Sie Ihren Kunden in GV Energie gem. Art. 31 EnG verrechnet?

«**NEIN**» VNB ohne eigene Produktion aus GWK

- Marginale Änderungen in der Kostendeklaration an die ElCom
- **Neu**: Ausweis **HKN** und **WACC Produktion** (Form. 5.1 und 5.2)
- Art. 6 Abs. 5bis Strom VG bei Tarifierung intern berücksichtigen

«**JA**» VNB mit Produktion aus GWK, Tarifierung gem. Art. 31 EnG

- Ausweis **HKN**, **WACC Produktion**, Art. 6 Abs. 5bis StromVG
- **Neu**: Zusatzzeile für **Grosswasserkraft** (Form. 5.1 und 5.2)
- **Neu**: **Formular 5.4** «Detailangaben zur Grosswasserkraft» Kraftwerksscharfe Mengen- und Kostenangaben zur GWK

Erhöhte Deklarationspflicht, wenn GWK gem. Art. 31 EnG eintarifiert wird. Ansonsten nur marginale Änderungen in der KoRe.

Neuerungen in der Kostenrechnung – Energie

Kostenrechnung für Tarife 2020

Unternehmensdaten | Infrastruktur | Netzkosten | Netzerlöse | **Energie** | Upload

1. Deckungsdiff. Energie
2. Gestehungskosten
3. Erlöse Energie
4. Grosswasserkraft

Detailangaben Grosswasserkraftanlagen

Formular 5.4; Demoversion für die Tarife 2020

Angaben für das Tarifjahr 2018

Haben Sie Ihren Kunden in Grundversorgung Energie gem. Art. 31 EnG verrechnet (Marktprämie und Grundversorgung)? ja

Aus wievielen Grosswasserkraftanlagen, haben Sie Energie gem. Art. 31 EnG den Endverbrauchern in Grundversorgung prioritär zugewiesen?

Struktur übernehmen ▶

(Zusätzliche Kraftwerke)

1 ? **Grundversorgungsabzug gemäss Artikel 91 Absatz 2 EnFV:**

Andere im Grundversorgungsabzug enthaltene erneuerbare Energien MWh CHF

Die nachfolgenden Angaben betreffen die eigene Produktion wie auch die Produktionsanteile der Partnerwerke (GWK: Leistung >

Name Kraftwerkanlage		Summe							Bemerkungen
Kraftwerks Typ	Typ		bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	
Letzte grosse Sanierung	Datum								
Eigentumsanteil	Prozent								
Geschäftsperiode			bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	bitte wählen	
Produzierte Jahresenergiemenge 2018	MWh	0							
Jahresenergiemenge VNB	MWh	0							
– davon für Endverbraucher in Grundversorgung	MWh	0							
Mittlere Bruttoleistung	MW	0							
Anteil Jahresenergiemenge VNB an Grundversorgung		Prozent							
Anteil Jahresenergiemenge VNB an produzierter Jahresenergiemenge		Prozent							

2 ? **Kostenaufstellung für Verteinnetzbetreiber:**

Aufwand VNB	CHF	0							
./. Abzug Zinsaufwand, Dividenden und Gewinn	CHF	0							
Kalkulatorische Zinsen (WACC auf Anlagevermögen)	CHF	0							
Gesamtkosten VNB	CHF	0	0	0	0	0	0	0	
– davon für Endverbraucher in Grundversorgung	CHF	0							
Anteil der Kosten in der Grundversorgung		Prozent							
Anlagenrestwerte	CHF	0							
Angewendeter kalkulatorischer Zinssatz	Prozent								

Bedeutung der Branchendokumente

Subsidiaritätsprinzip

- Rechtsgrundlage der Branchendokumente: Art. 3 Abs. 2 StromVG, Art. 3 Abs. 1 und Art. 27 Abs. 4 StromVV

Kein Übertrag von Rechtsetzungsbefugnissen

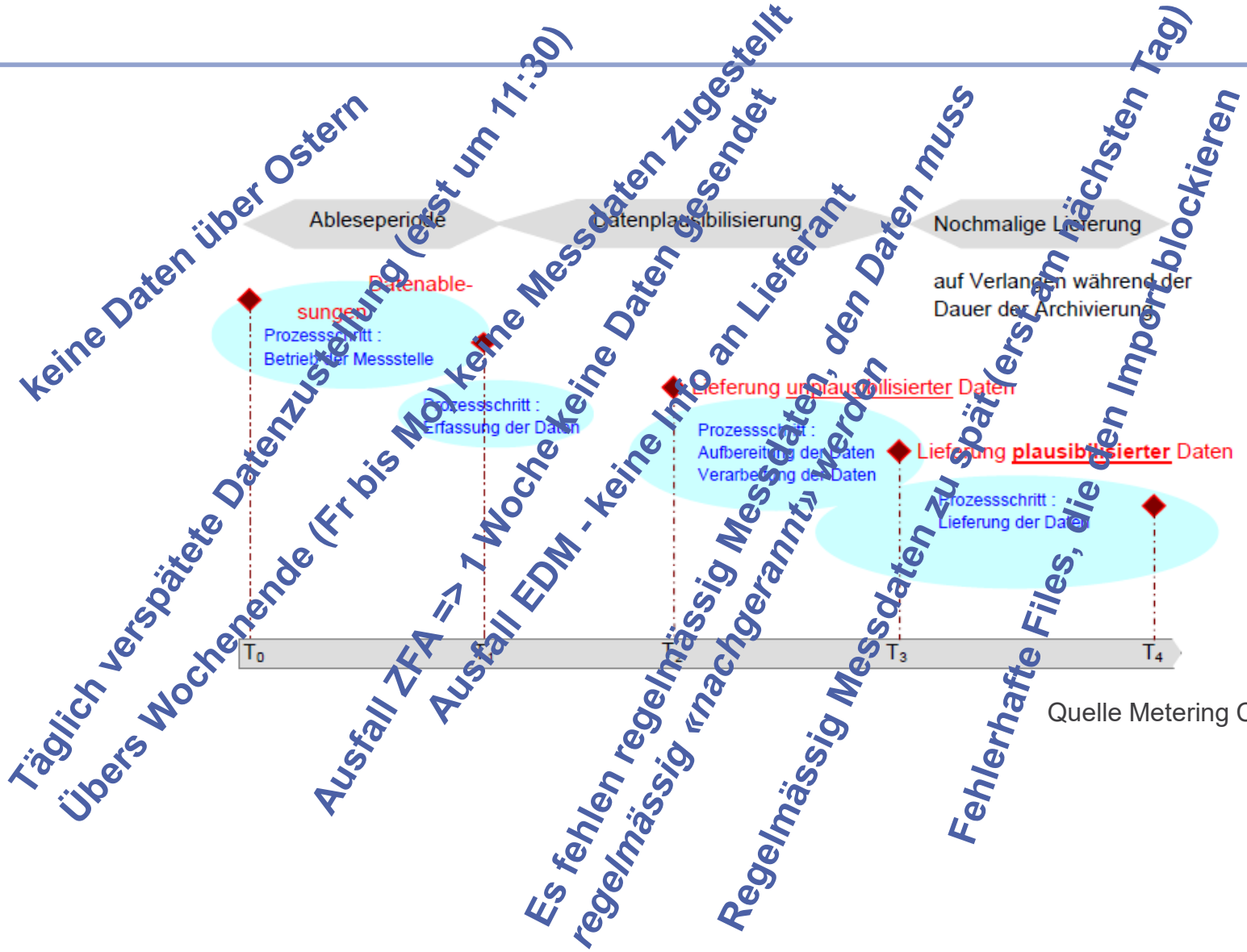
- Keine gesetzgeberischen oder regulatorischen Kompetenzen

  Vgl. «Rechtsnatur von Richtlinien und Branchendokumenten» (ElCom Mitteilung vom 1.02.2010)

- Branchendokumente des VSE sind zudem trotz des mangelnden hoheitlichen Charakters im konkreten Einzelfall zu beachten, sofern sich die darin enthaltenen Bestimmungen im Rahmen der Stromversorgungs-gesetzgebung bewegen und sich als sachgerecht erweisen.

  Vgl. «Bundesverwaltungsgericht Entscheid A-2876/2010; E 5.3.3.3»

Messwesen Datenqualität



Quelle Metering Code VSE

Messwesen Metering Code → Akontorechnungen

Weisung 1/2014 der ElCom «Transparente und vergleichbare Rechnungsstellung» Messpunkte (Metering Code) müssen auf allen Rechnungen (**inkl. Akontorechnungen)** bezeichnet werden.

Akontorechnung 1

Messpunkt-bezeichnung
CHXXXXX0123450…

Akontorechnung 2 (X)

Messpunkt-bezeichnung
CHXXXXX0123452…

Schlussrechnung

Messpunkt-bezeichnung
CHXXXXX0123454…

Messwesen, Art. 31*e* Abs. 4 Satz 2 StromVV

Wegfall von Art. 31*e* Abs. 4 Satz 2 StromVV ist vom BR am 3. April 2019 verabschiedet worden. Konsequenz:

- Auch die Kosten von Lastgangmessungen, die vor dem 1. Januar 2018 eingesetzt wurden, werden nicht mehr gemäss Artikel 8 Absatz 5 StromVV (bisheriges Recht) den Endverbrauchern mit Netzzugang und Produzenten in Rechnung gestellt.

Konsequenz:

- Produzenten tragen diese Kosten nicht mehr.
- Endverbraucher mit Netzzugang bezahlen die Kosten nur noch über den allgemeinen Netznutzungstarif.

Messwesen Kostenrechnung Formular 3.3, Pos. 500

- «Smart Meter»,
- Lastgangmessungen mit Fernablesung und Datenverarbeitung,

nicht Art. 8a und 8b StromVV entsprechend und bis 1.1.2018 eingesetzt, (vgl. Art. 31e Abs. 3 StromVV)

«Smart Meter», gem. Art. 8a und 8b StromVV

Alle übrigen Messeinrichtungen

~~Lastgangmessungen mit Fernablesung und Datenverarbeitung gem. alt Art. 8 Abs. 5 (Art. 31e Abs. 4 StromVV)~~

Inkl. Rundsteuerung (vgl. Erläuterungen Ausführungsbestimmungen zum neuen Energiegesetz vom 30. September 2016 , Nov. 17, s. 12, Abs.1, s.14., Abs. 4)

Formular 3.3 Kostenrechnung

500	**Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme**
510	**Kosten für intelligente Messsysteme**
510.1	Kalkulatorische Abschreibungen
510.2	Kalkulatorische Zinsen
510.3	Messdienstleistungen
510.4	Sonstige Kosten
520	**Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen**
520.1	Kalkulatorische Abschreibungen
520.2	Kalkulatorische Zinsen
520.3	Messdienstleistungen
520.4	Sonstige Kosten
530	**Kosten für intelligente Steuer- und Regelsyste**
530.1	Kalkulatorische Abschreibungen
530.2	Kalkulatorische Zinsen
530.3	Vergütungen an Endverbraucher oder Erzeuger
530.4	Sonstige Kosten

Agenda

- Bericht Cyber-Sicherheit
  - Grundlagen
  - Umfrage
  - Wichtigste Ergebnisse
  - Fazit
  - Position der ElCom

Agenda

- Bericht Cyber-Sicherheit
  - Grundlagen
  - Umfrage
  - Wichtigste Ergebnisse
  - Fazit
  - Position der ElCom

Grundlagen (1/2)

Rechtliche Grundlagen

- Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG: Die Netzbetreiber gewährleisten ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz.
- Artikel 6 Absatz 1 StromVG : Die Netzbetreiber treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie den festen Endverbrauchern in ihrem Netzgebiet jederzeit die gewünschte Menge an mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können.
- Artikel 7 Absatz 1 EnG: Zu einer sicheren Energieversorgung gehört auch der Schutz der kritischen Infrastrukturen einschliesslich der zugehörigen Informations- und Kommunikationstechnik.

- Artikel 22 Absatz 3 StromVG: Der ElCom obliegt die Überwachung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen.

Grundlagen (2/2)

Versorgungssicherheit

- Jederzeit, gewünschte Menge mit der erforderlichen Qualität und zu angemessene Tarifen im gesamten Stromnetz

- Ziel Cyber-Sicherheitsmassnahmen:

  → Lieferung an Nachlieger und Endkunden sicherstellen und

  → Systemstabilität der Schweiz wird nicht gefährdet

Fokus der Cyber-Sicherheitsmassnahmen auf OT

Agenda

- Bericht Cyber-Sicherheit
  - Grundlagen
  - Umfrage
  - Wichtigste Ergebnisse
  - Fazit
  - Position der ElCom

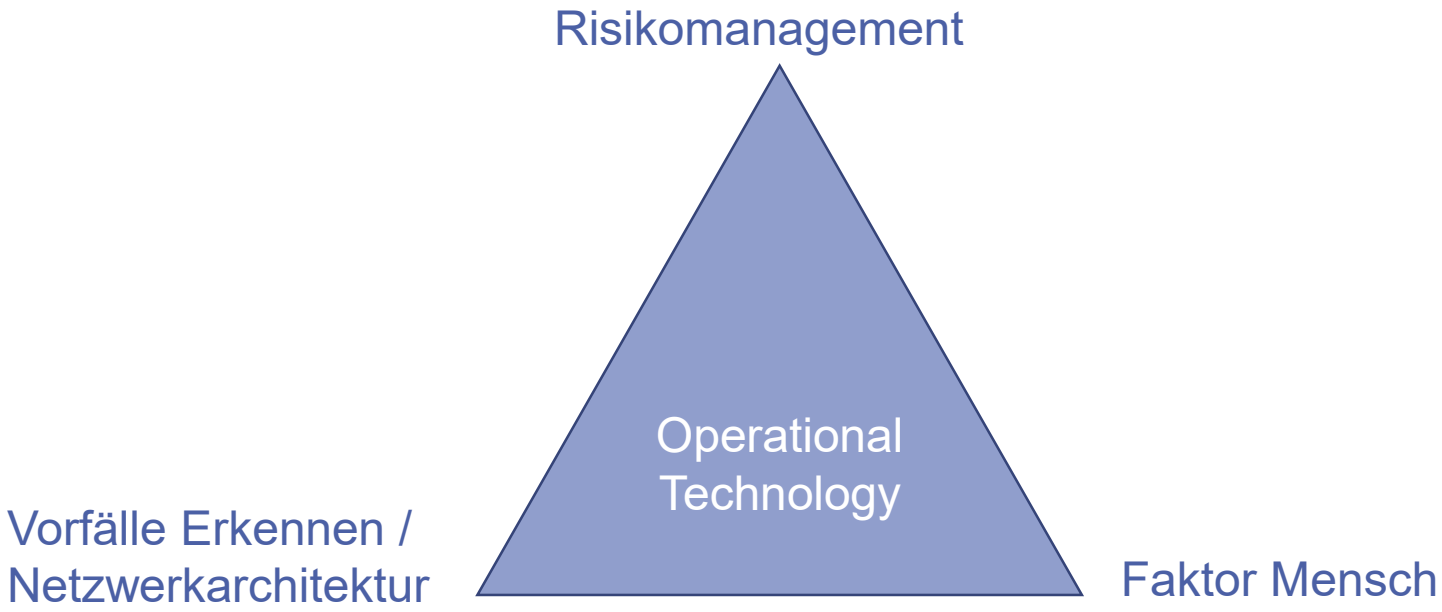
Umfrage (1/3)

Ziel der Umfrage

- Überblick zu organisatorischen Fragen und zu grundlegenden technischen Fragen
- Planung weiteres Vorgehen der ElCom

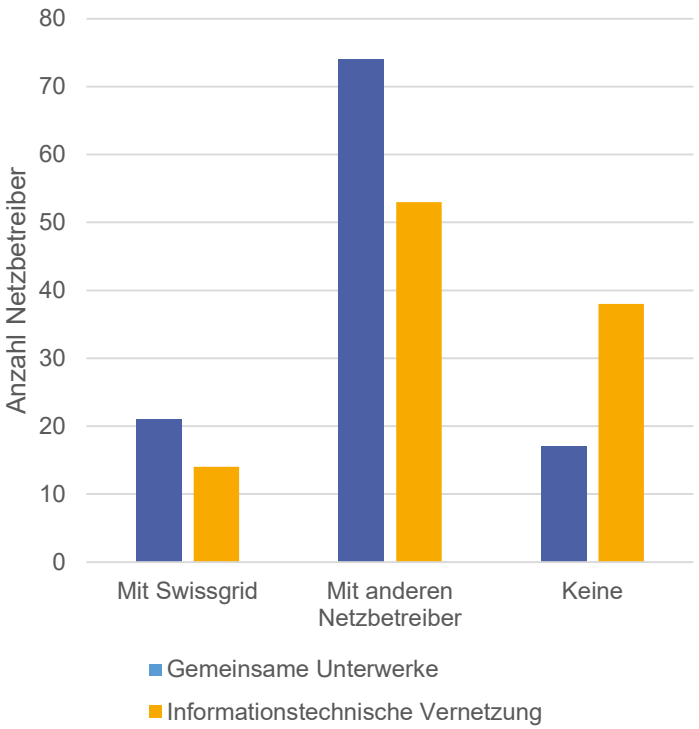
Umfrage (2/3)

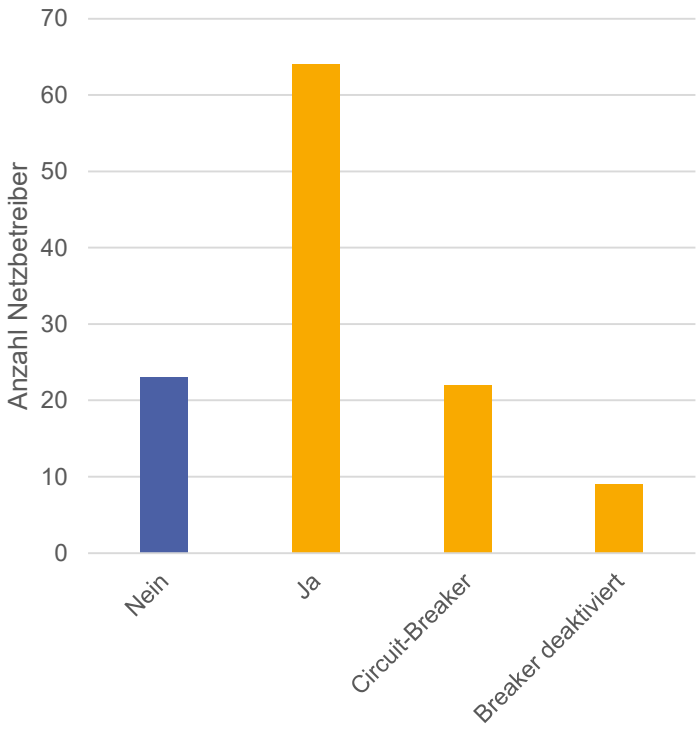
Schwerpunkte der Umfrage



Umfrage (3/3)

- 92 grösste Netzbetreiber (Total rund 650) → rund 89 % ausg. Energie
- Netzbetreiber NE1 – 4 zusätzliche Fragen
- Hohe Vernetzung (PIA, gemeinsam genutzte UW, Smart Meter)



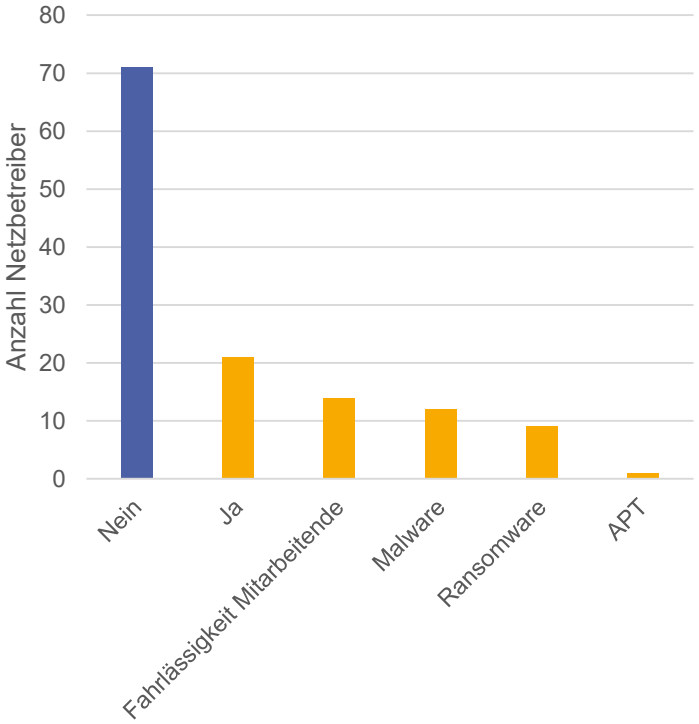


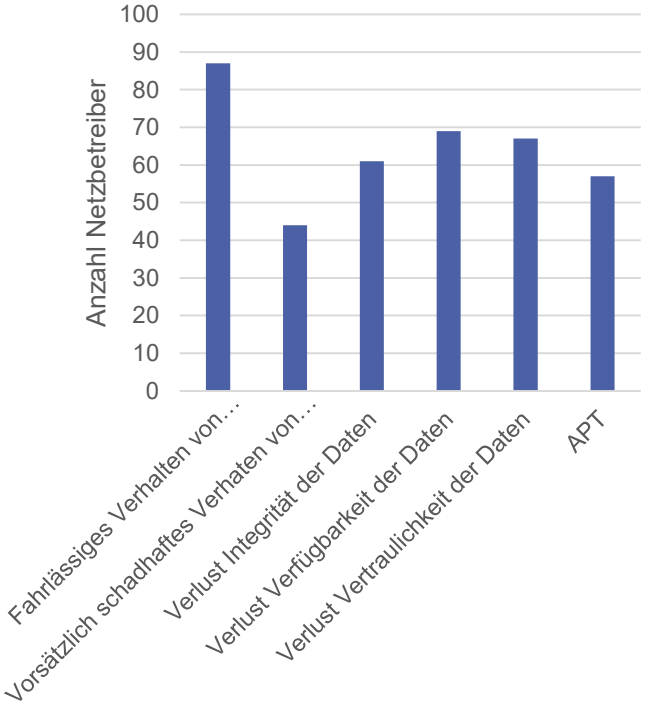
Agenda

- Bericht Cyber-Sicherheit
  - Grundlagen
  - Umfrage
  - Wichtigste Ergebnisse
  - Fazit
  - Position der ElCom

Wichtigste Ergebnisse (1/7)

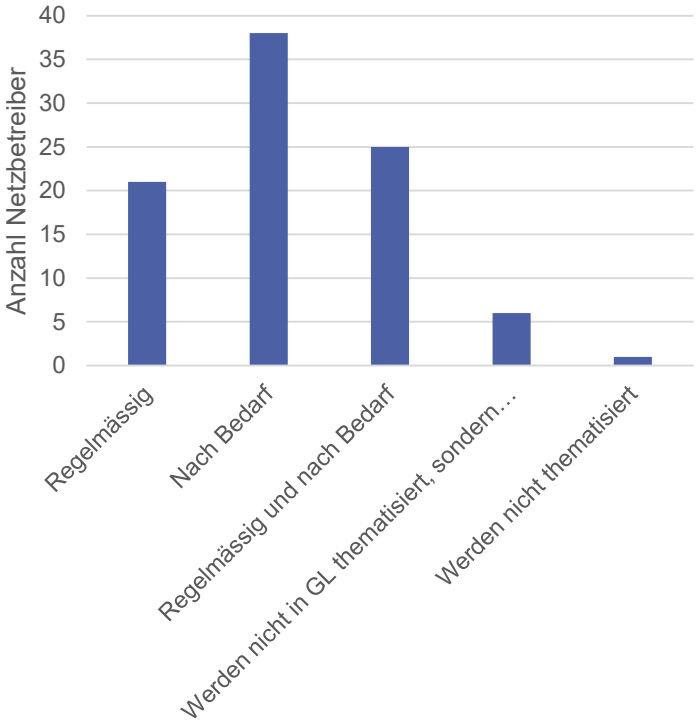
- Risikomanagement
  - Im 2017 von Cyber-Vorfällen betroffen (rund 20 Netzbetreiber)
  - Vorsätzliche Weitergabe von Insiderwissen wenig Nennungen

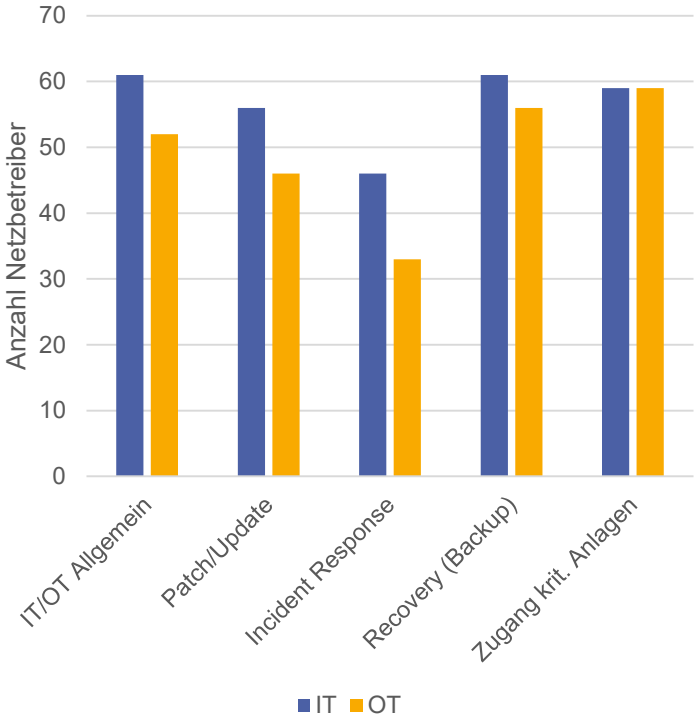




Wichtigste Ergebnisse (2/7)

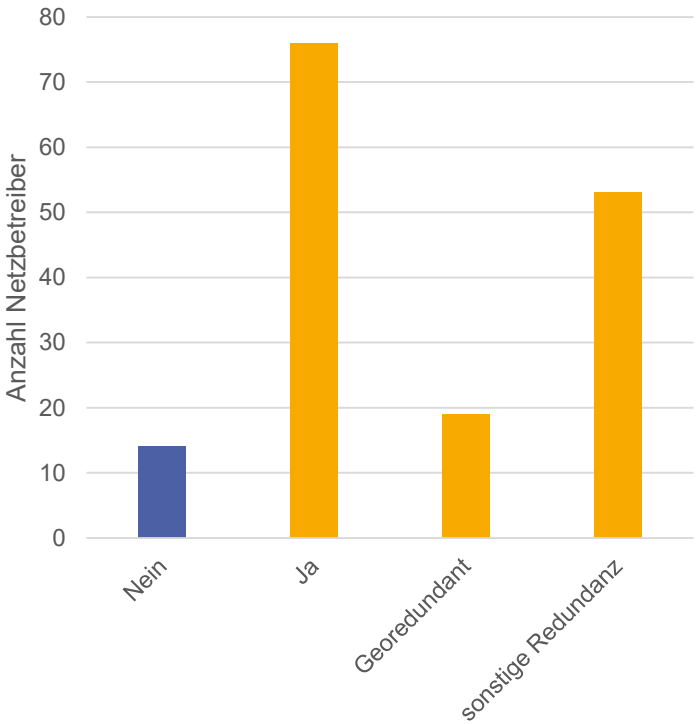
- Risikomanagement
  - Thema bei GL präsent
  - Bei rund 20 Netzbetreibern keine Richtlinien vorhanden
  - OT bei sicherheitsrelevanten Richtlinien weniger beachtet

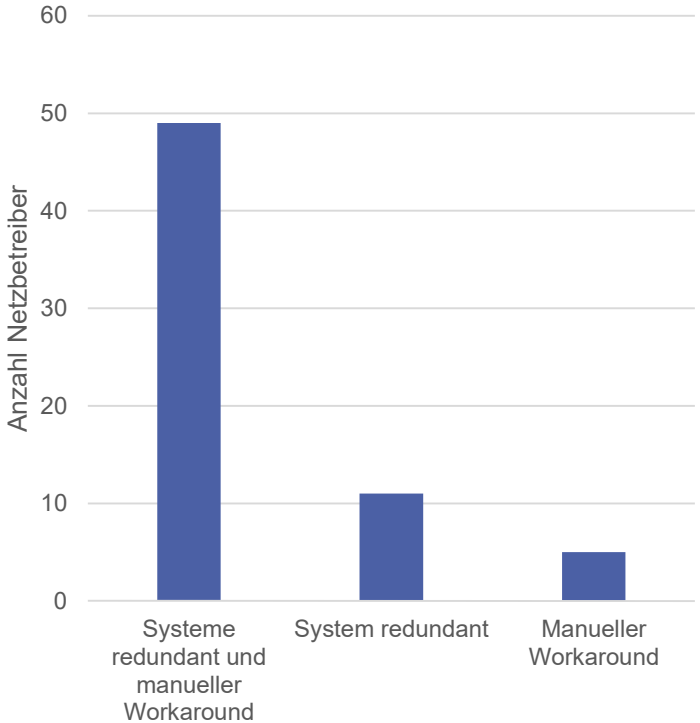




Wichtigste Ergebnisse (3/7)

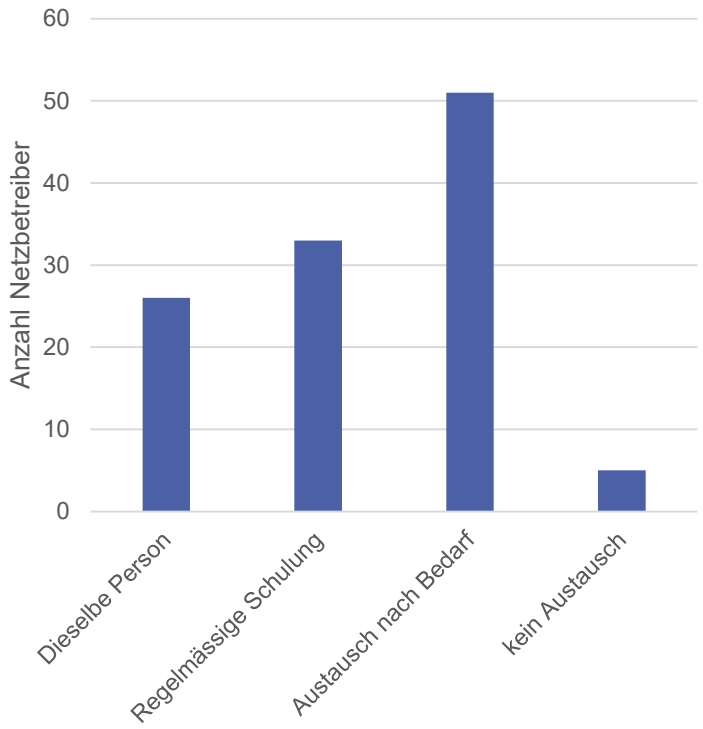
- Risikomanagement
  - 14 Netzbetreiber keine Redundanz bei Netzleitstelle
  - Lieferung durch redundante Systeme sichergestellt

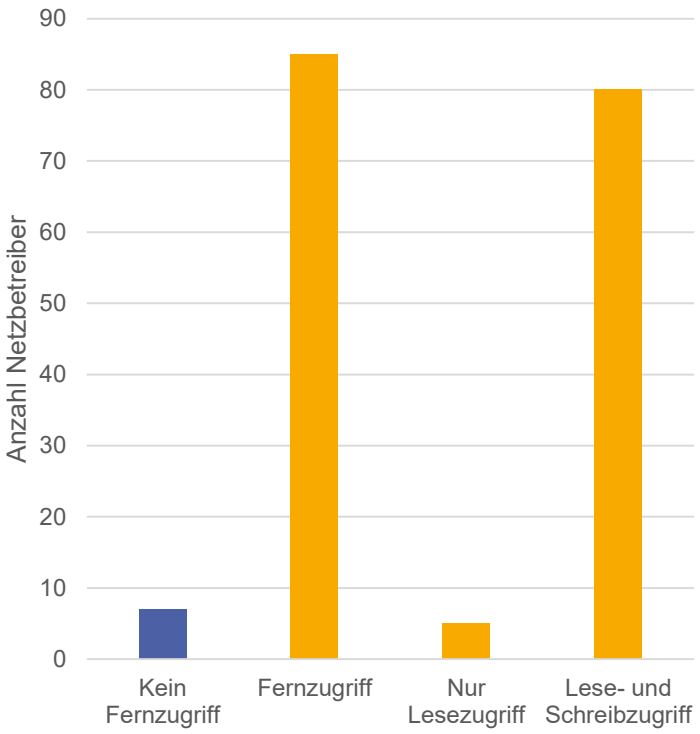




Wichtigste Ergebnisse (4/7)

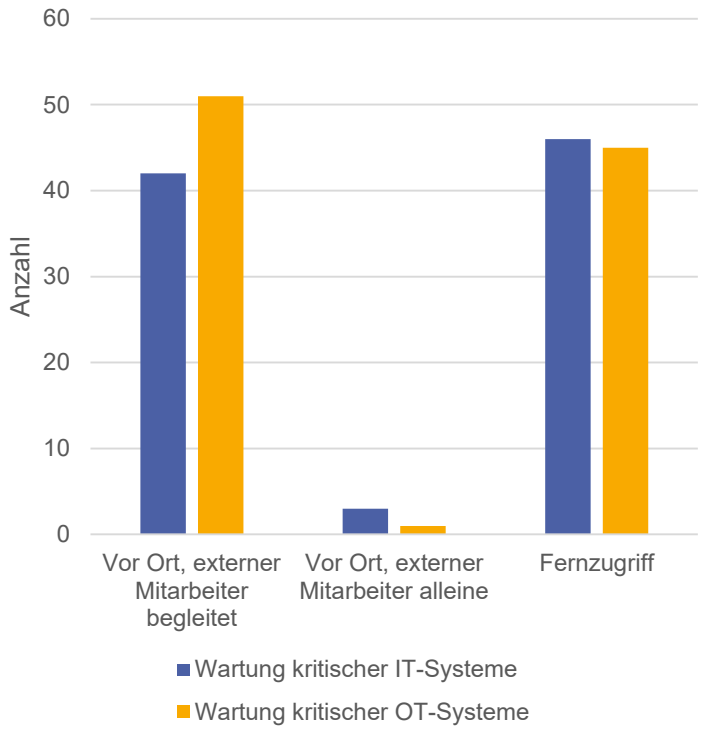
- Faktor Mensch / externe Dienstleister
  - Austausch IT/OT häufig nach Bedarf
  - Häufig Fernzugriff auf kritische Applikationen erlaubt

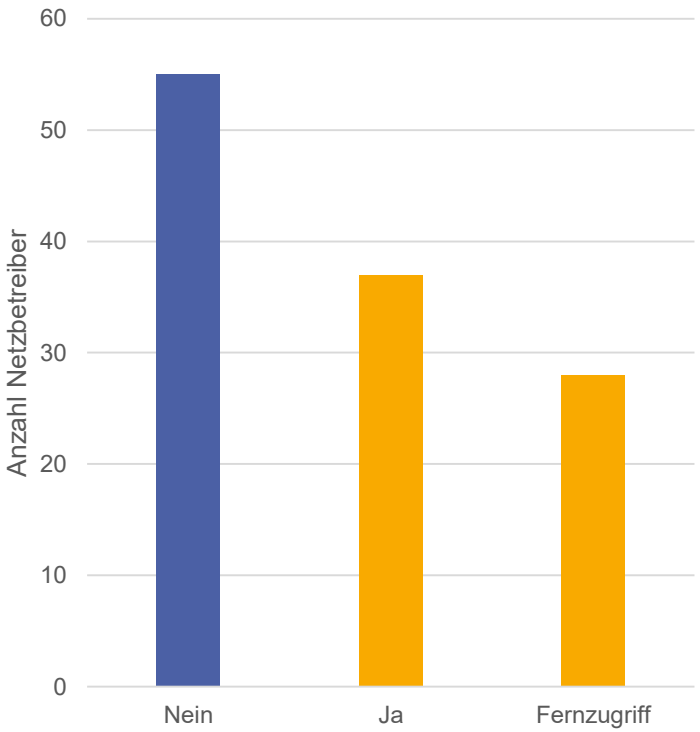




Wichtigste Ergebnisse (5/7)

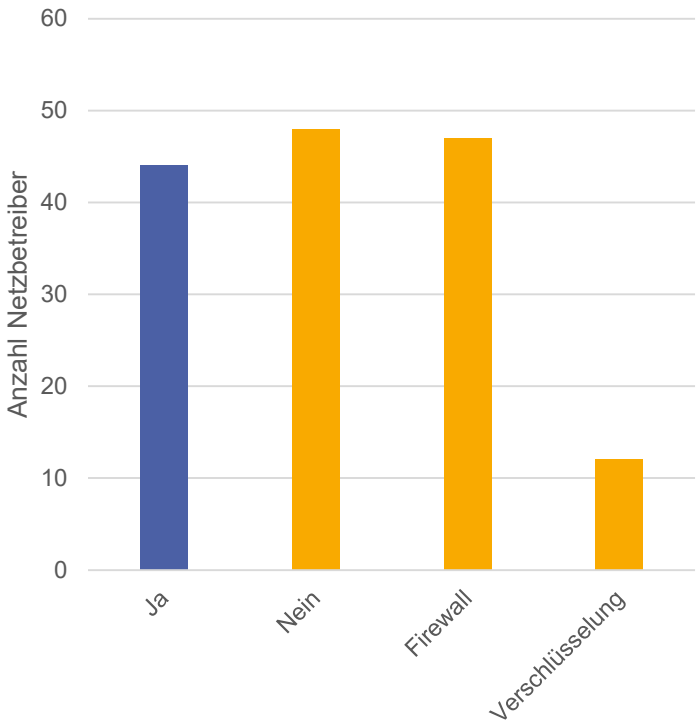
- Faktor Mensch / externe Dienstleister
  - Externer DL wird meistens begleitet und hat häufig Fernzugriff
  - Wenn IT ausgelagert häufig Fernzugriff

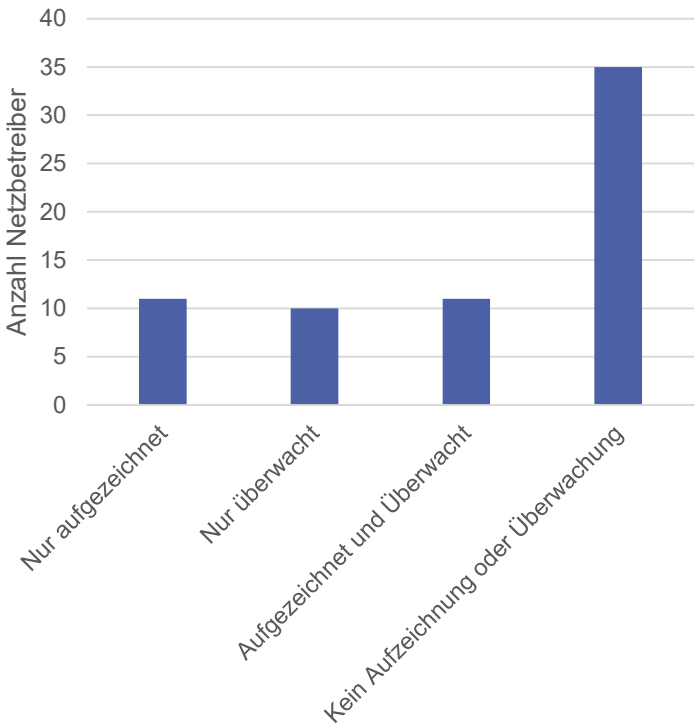




Wichtigste Ergebnisse (6/7)

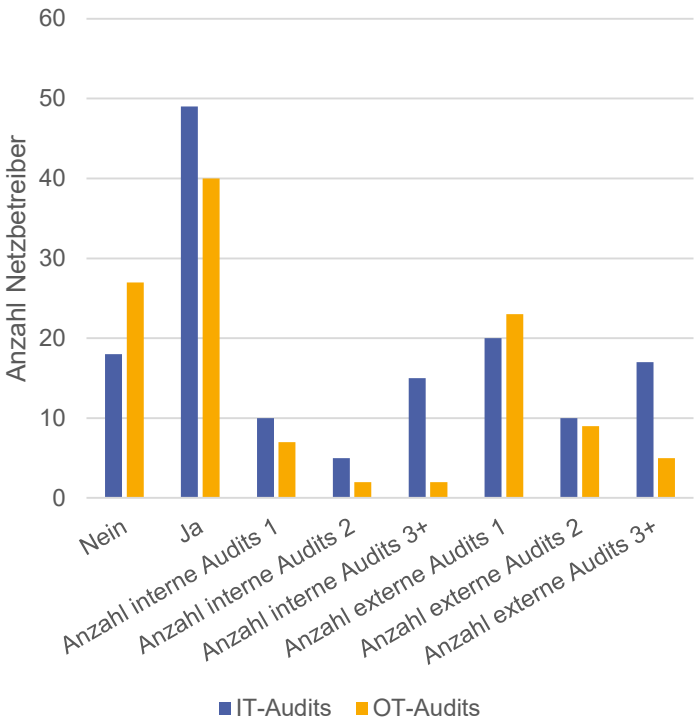
- Netzwerkarchitektur / Erkennung
  - IT / OT Trennung gering
  - OT-Netzwerkverkehr wird häufig nicht überwacht

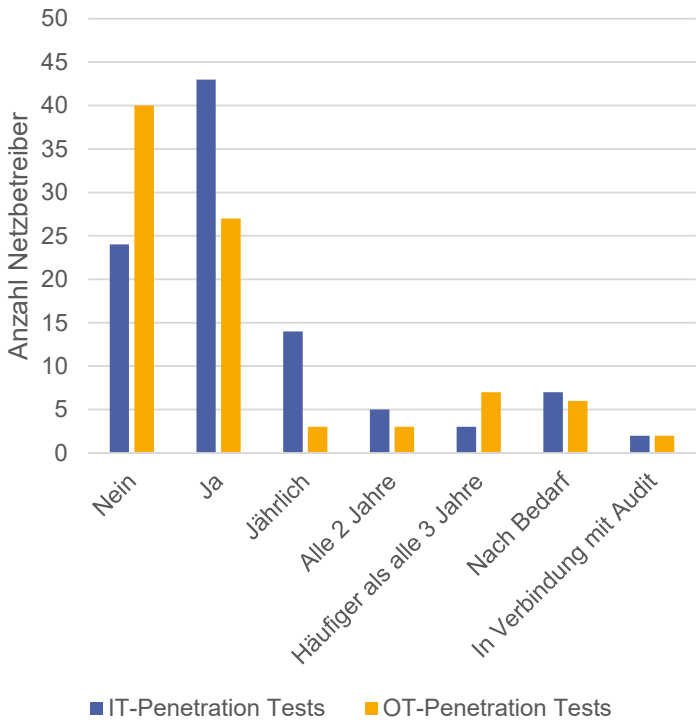




Wichtigste Ergebnisse (7/7)

- Audit / Penetration Test
  - Audit (in den letzten 5 Jahren) und Penetration Test bei IT häufig
  - OT Audits eher durch externe DL





Agenda

- Bericht Cyber-Sicherheit
  - Grundlagen
  - Umfrage
  - Wichtigste Ergebnisse
  - Fazit
  - Position der ElCom

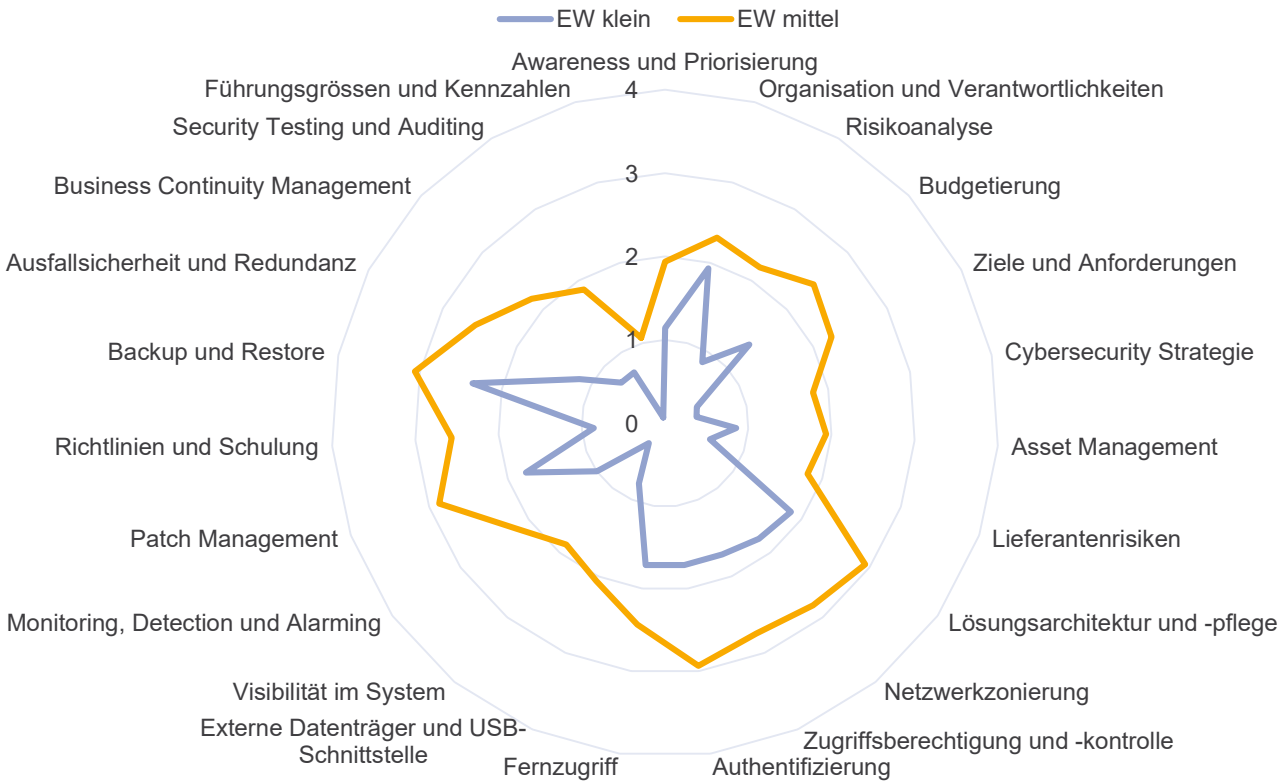
Fazit (1/2)

- Der Cyber-Sicherheit wird die nötige Aufmerksamkeit geschenkt
- Bezüglich der Erarbeitung von sicherheitsrelevanten Richtlinien und Massnahmen bei der OT sieht die ElCom Handlungsbedarf (Detektion und Vorfallsbewältigung)
- Bezüglich der Sicherstellung der Stromlieferung bei einem Cyber-Vorfall sieht die ElCom Handlungsbedarf (redundante Systeme oder manuelle Workarounds)
- Vor dem Hintergrund, dass die meisten Cyber-Vorfälle durch ein menschliches Fehlverhalten ausgelöst werden ist es aus Sicht der ElCom nicht vertretbar, keine Schulungs- oder Sensibilisierungsprogramme durchzuführen
- Leider ist auch festzuhalten, dass wenige Netzbetreiber externe Dienstleister unbeaufsichtigt Wartungs- oder Installationsarbeiten bei kritischen IT- oder OT-Systemen durchführen lassen.

Fazit (2/2)

- Im Idealfall ist die OT- und IT-Infrastruktur getrennt
- Sind diese Infrastrukturen nicht getrennt,
  - sind die Verbindungen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik zu schützen;
  - sind insbesondere die Sicherheitsmassnahmen der OT-Infrastruktur durch Audits und Penetratitionstests zu überprüfen.
- OT-Netzverkverkehr ist aus Sicht der ElCom zu überwachen (Erkennen Cyber-Vorfall)

Vergleich Studie Electrosuisse (1/2)



Quelle: Electrosuisse, Cybersecurity-Erhebung bei kleinen und mittleren Elektrizitätsversorgungsunternehmen 2018

Vergleich Studie Electrosuisse (2/2)

- Unvollständiges Asset Management.
- Zu wenig Risikobasiertheit bei Massnahmen und Budgetierung.
- Fokus primär auf Schutzmassnahmen.
- Cybersecurity oft Blindflug mangels Visibilität.
- Reaktionsbereitschaft, Notfallvorbereitung und -übung ungenügend.
- Lieferantenrisiken oft unbekannt und vernachlässigt.
- Mensch als grösste Schwachstelle zu wenig behandelt.
- Fehlende Fachkompetenz und Ressourcen.
- Cybersecurity kein geführter Prozess.

Quelle: Electrosuisse, Cybersecurity-Erhebung bei kleinen und mittleren Elektrizitätsversorgungsunternehmen 2018

Ähnliche Ergebnisse wie ElCom-Bericht

Agenda

- Bericht Cyber-Sicherheit
  - Grundlagen
  - Umfrage
  - Wichtigste Ergebnisse
  - Fazit
  - Position der ElCom

Position der ElCom

- Die ElCom erwartet eine effiziente und risikobasierte Umsetzung der Branchendokumente «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» und «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» des VSE gemäss dem Leitfaden «Schutz kritischer Infrastrukturen» des BABS.

- Weiter begrüsst die ElCom im Sinne der Subsidiarität die Bestrebungen, ein Branchen-CERT aufzubauen.

- Kosten für Sicherheitsmassnahmen anrechenbar, solange sie zur Sicherstellung der Cyber-Sicherheit gemäss aktuellem Stand der Technik notwendig (risikobasiert) und effizient sind.

- «Cyber-Sicherheit 2019 – Bericht der ElCom» kann unter https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html heruntergeladen werden.

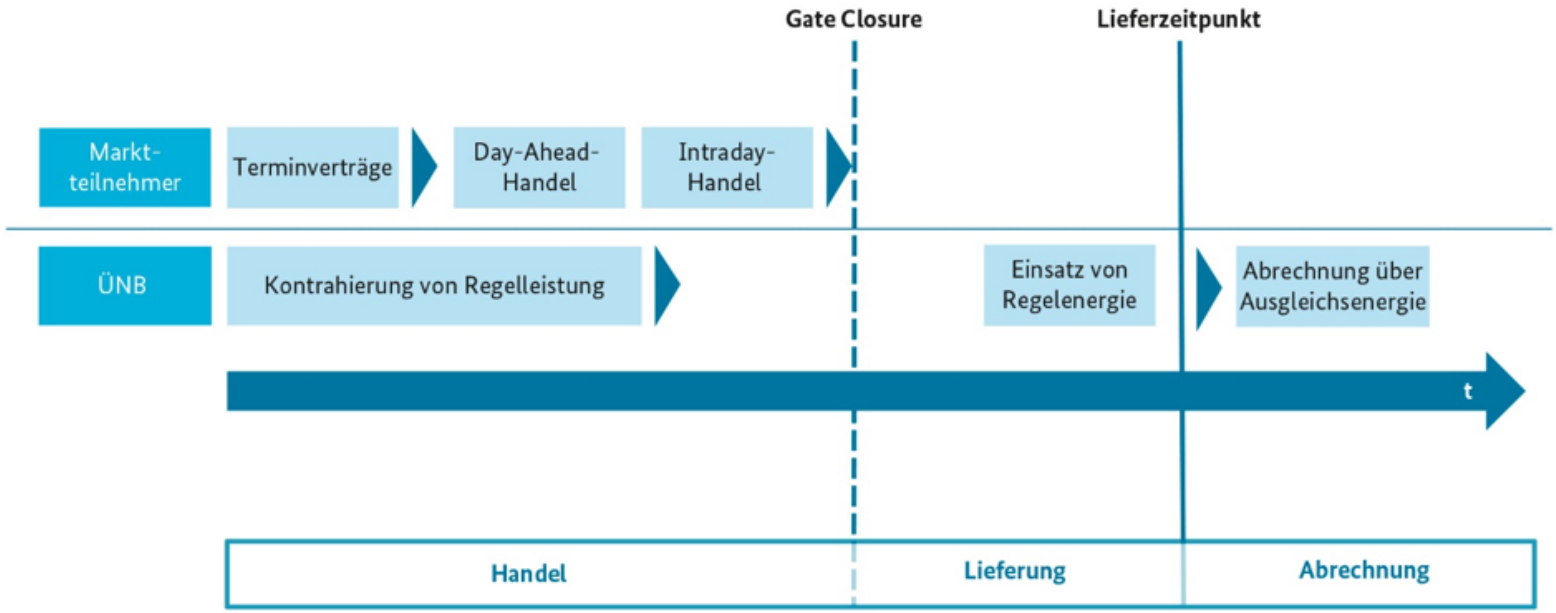
Agenda

- Blick auf die Strommarktpreise aus Sicht des Regulators
  - Relevante Märkte
  - Einflussfaktoren und Preisbildung
  - Termin- und Spotmarktberichte

Relevante Märkte

Der Stromhandel wird anhand zwei Kriterien aufgeteilt:

1. **Preiszonen**: CH, DE, AT, F, IT (mehrere Preiszonen)
2. **Lieferzeitpunkt**



Quelle: BMWi nach Frontier

Relevante Märkte

Markt (nach Fristigkeit)	Beschreibung
Terminmarkt (Futures & Forwards)	- Handel über Börse (EEX) oder Broker (OTC) - Dient der Absicherung langfristiger Preisschwankungen und gibt die Möglichkeit, Kraftwerkspositionen mehrere Jahre im Voraus zu hedgen - Kontinuierlicher Handel - Überwiegend Standardprodukte (Base, Peak, Offpeak) mit Erfüllung in der Zukunft und Standard Lieferperioden: Jahr, Quartal, Monat, Woche, Tag - Physisch oder finanzielle Erfüllung
Day Ahead Auktion	- Handel an der EPEX Spot Börse - Auktionsverfahren für Folgetag: Schliessung von stündlichen Positionen auf Basis des Merit-Order-Prinzips - Über Block Bids auch Blockgebote von mehreren Stunden handelbar - Physische Erfüllung - Dient als Hauptreferenzpreis für stündliche Preise

Relevante Märkte

Markt (nach Fristigkeit)	Beschreibung
Intraday	- Überwiegender Handel an der EPEX Spot Börse - Kontinuierlicher Handel - Bietet Möglichkeit zur kurzfristiger Optimierung in 15-Minuten-Granularität (z.B. Lastschwankungen) um Ausgleichsenergie zu vermeiden - Produkte mit Lieferung am gleichen oder Folgetag mit Lieferperioden: 60min, 30min, 15min - Physische Erfüllung
Regelleistung	- Ausschreibungsverfahren mit Netzbetreiber - Durch Teilnahme an Swissgrid-Auktionen stellen Marktteilnehmer Regelenergie zur Verfügung. Bei Zuschlag nach der Auktion wird Kraftwerksleistung fest reserviert und kann nicht am Markt weiterverkauft werden. - Wochen- und Tagesprodukte

Nicht Standard Kontrakte werden bilateral abgeschlossen

Agenda

- Blick auf die Strommarktpreise aus Sicht des Regulators
  - Strommarkt: Relevante Märkte
  - Einflussfaktoren und Preisbildung
  - Termin- und Spotmarktberichte

Einflussfaktoren auf Energiepreis im Grosshandelsmarkt

Nachfrage

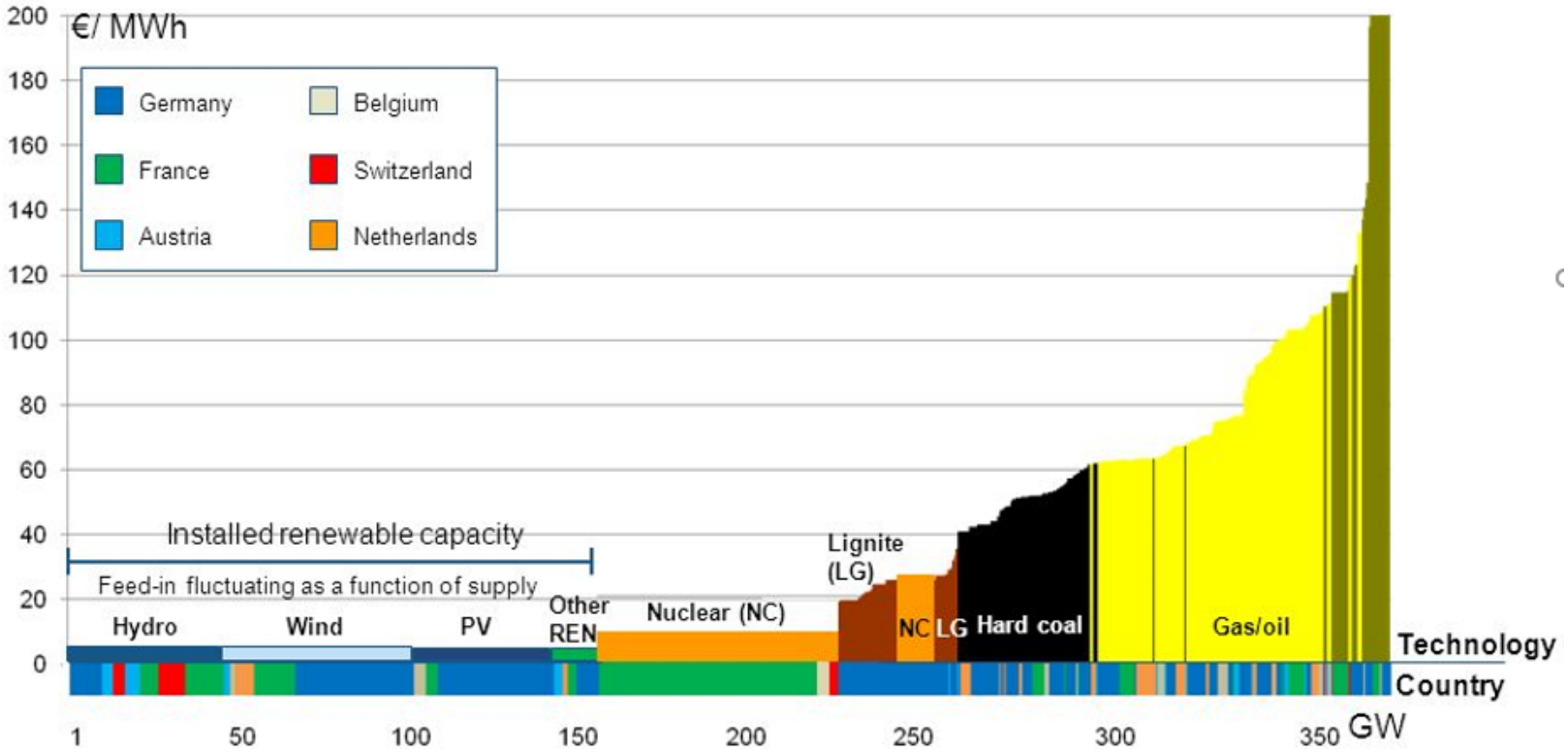
- Saisonal und abhängig vom Wochentag, aber ziemlich preisunelastisch
- Temperatur wichtiger Faktor
- Allgemeine Konjunktur
- Energieeffizienz, Reboundeffekt, neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität)

Angebot

- Kraftwerksverfügbarkeit und deren Grenzkosten
- Solar und Wind: fluktuierende Einspeisung
- Grenzkapazitäten und Grenzflüsse

Preisbildung: Merit Order

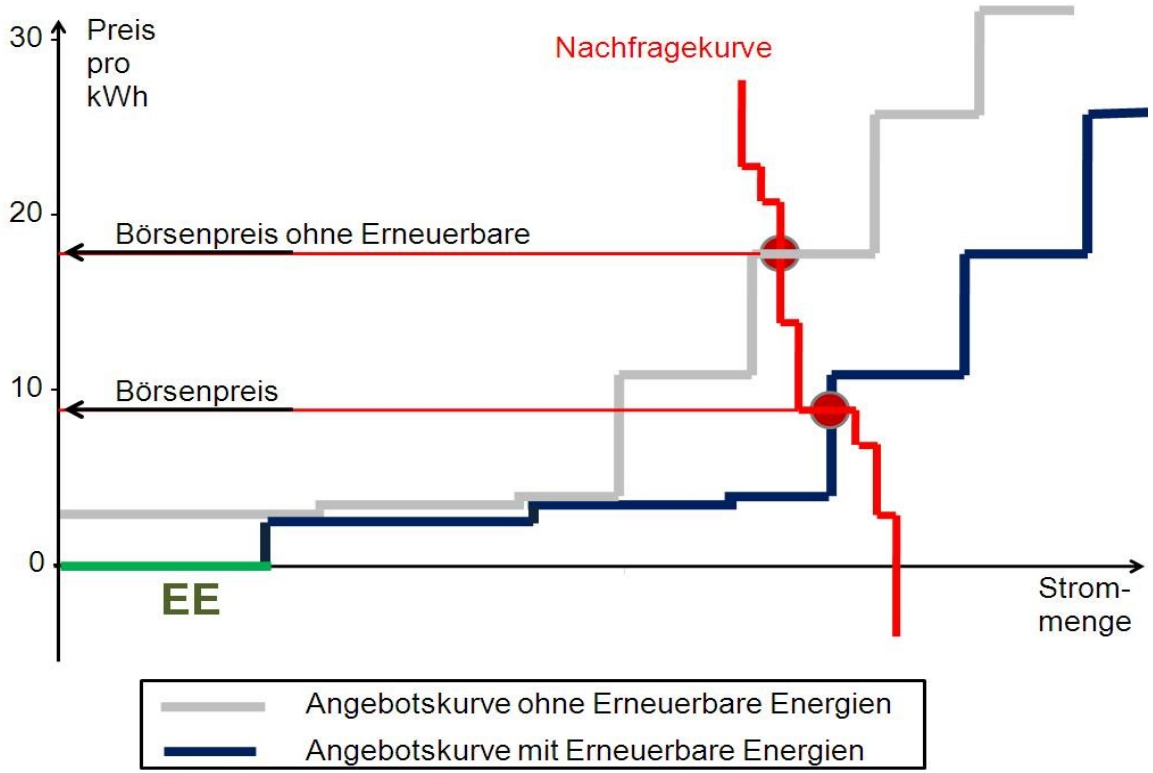
Die Merit Order bestimmt basierend auf die Grenzkosten der Stromerzeugung die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke.



Quelle: Hans-Wilhelm Schiffer, Energy & Environment, Vol. 26, No. 1/2

Preisbildung: Merit Order - Effekt Erneuerbare

Erneuerbare Energien führen zu einem tieferen Börsenpreis von Strom



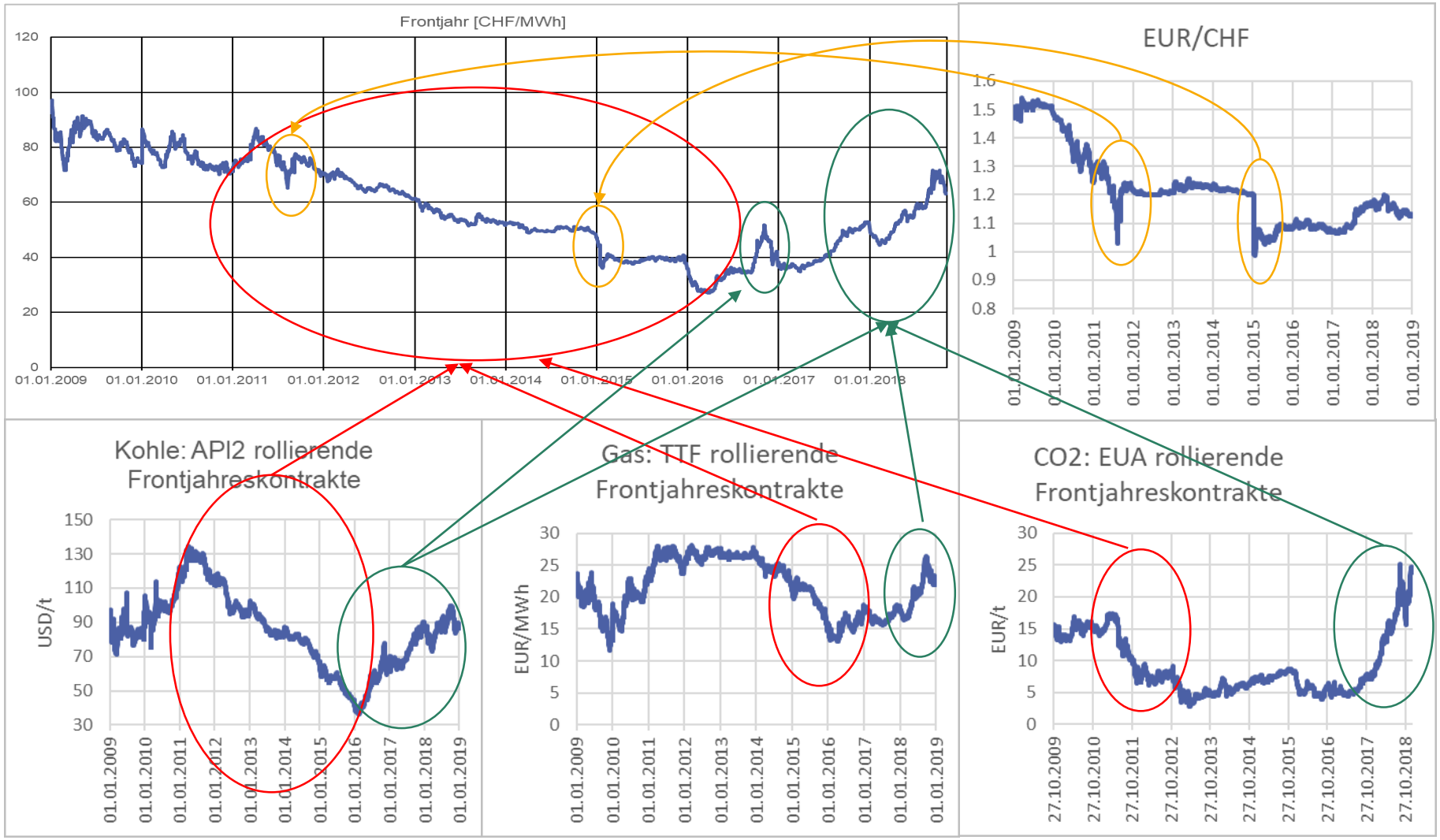
Quelle: Solarenergie Förderverein Deutschland E.V

Preisbildung: Merit Order - Grenzkosten

Die Grenzkosten eines thermischen Kraftwerks sind abhängig von:

- Brennstoffpreis
- Wärmewert
- Wirkungsgrad des Kraftwerks
- Emissionsfaktor & C02 Preis
- Betrieb- und Wartungskosten des Kraftwerks

Preisverlauf von Strom Schweiz (Frontjahr), Gas (TTF), Kohle (API2), CO2-Zertifikate und EUR/CHF



Quelle: Refinitiv Power Research

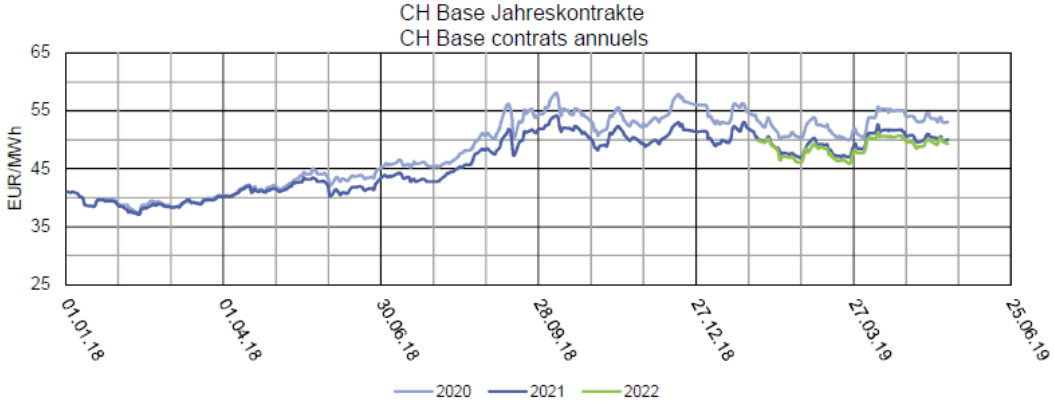
Agenda

- Blick auf die Strommarktpreise aus Sicht des Regulators
  - Strommarkt: Relevante Märkte
  - Einflussfaktoren und Preisbildung
  - Termin- und Spotmarktberichte

Terminmarktbericht – Schweiz

Terminmarktbericht vom 21.05.2019 / Rapport du marché à terme du 21.05.2019

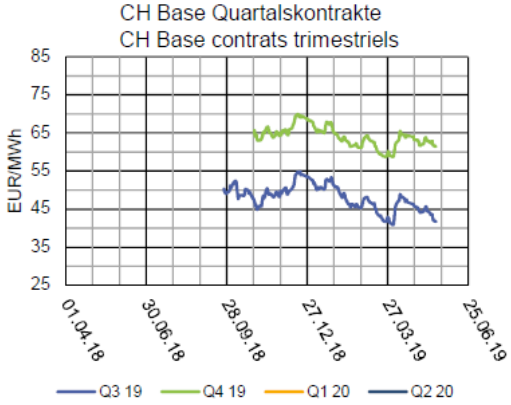
STROM SCHWEIZ / ÉLECTRICITÉ SUISSE

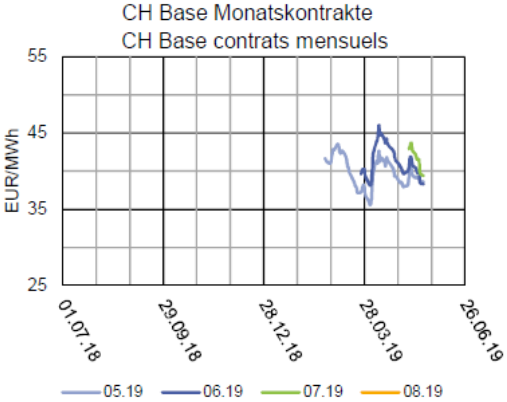


	Settl. Price	Delta*
Cal 20 Base	53.06	-0.95%
Q3 19	41.64	-5.51%
06.19	38.31	-5.17%

*Delta gegenüber Vorwoche

*Différence par rapport à la semaine précedente





Marktkommentar

Das Frontjahr sank im Verlauf der letzten Woche blieb aber stabil, der Frontmonat und das Frontquartal gaben stark nach. Der Fuel-Switch von Kohle zu Gas sollte sich vor allem in den Sommermonaten bemerkbar machen und wirkte sich bearish auf die Preise aus.

Der Handelskrieg zwischen den USA und China führte zu Unsicherheit im Markt. Der CO2-Preis gab als Folge etwas nach.

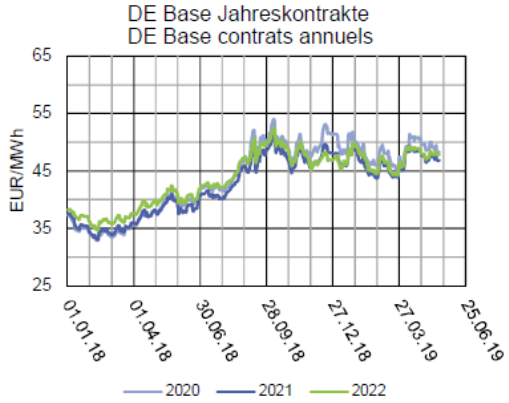
Höheres Windaufkommen und Temperaturen unter der Norm unterstützen die tiefere Nachfrage nach Kohle in Europa. Dies drückte den Kohlepreis nach unten.

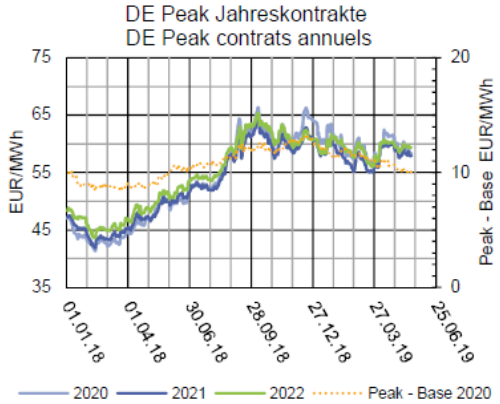
Auch die Gaspreise sanken leicht, sollten sich aber durch den Fuel-Switch von Kohle zu Gas stabilisieren. Dennoch bleibt das Angebot an LNG in Europa hoch, insbesondere weil China den Zoll auf LNG aus den USA erhöht hat.

Terminmarktbericht – Deutschland

Terminmarktbericht vom 21.05.2019 / Rapport du marché à terme du 21.05.2019

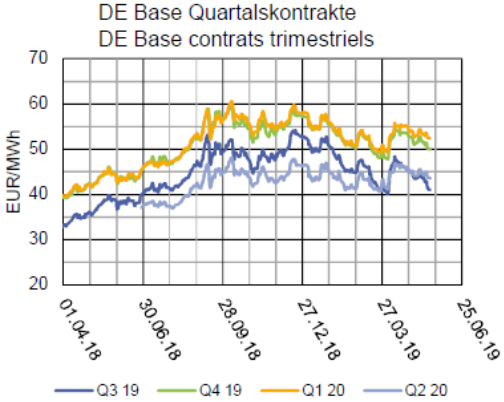
STROM DEUTSCHLAND / ÉLECTRICITÉ ALLEMAGNE

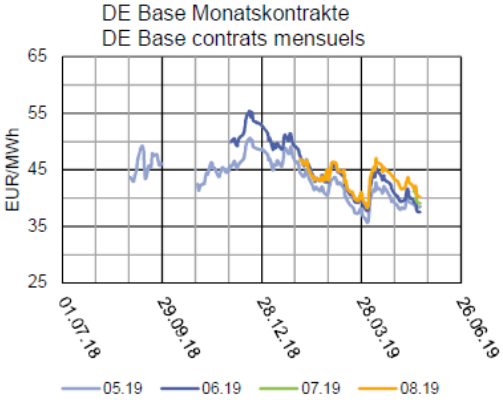


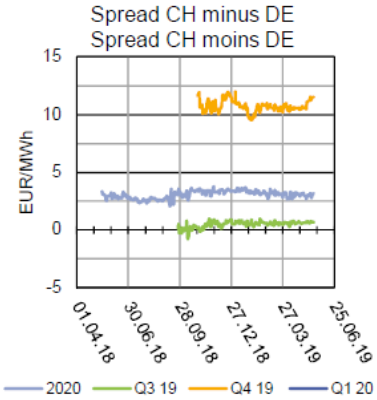


	Settl. Price	Delta*
Cal 20 Base	48.26	-1.67%
Q3 19	40.98	-5.77%
06.19	37.54	-5.77%

*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente





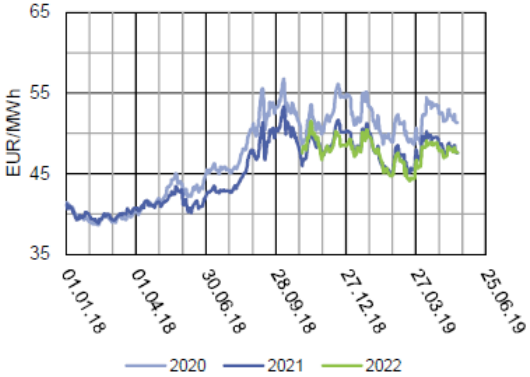


Terminmarktbericht – Frankreich

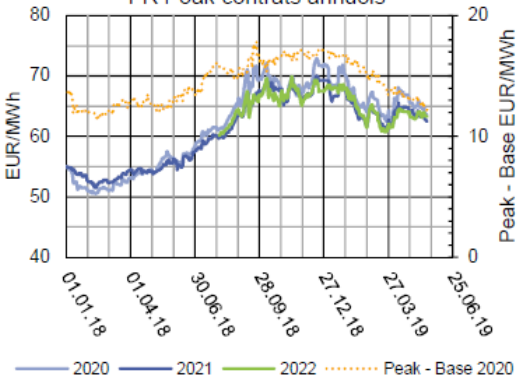
Terminmarktbericht vom 21.05.2019 / Rapport du marché à terme du 21.05.2019

STROM FRANKREICH / ÉLECTRICITÉ FRANCE

FR Base Jahreskontrakte
FR Base contrats annuels



FR Peak Jahreskontrakte
FR Peak contrats annuels

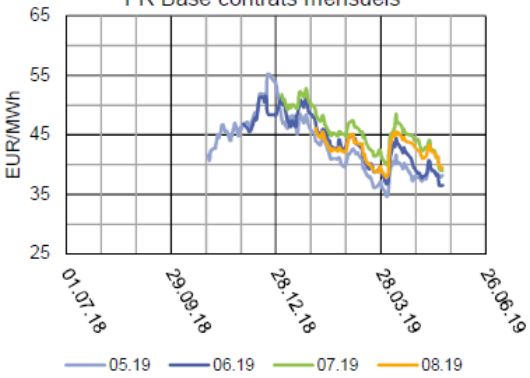


	Settl. Price	Delta*
Cal 20 Base	51.35	-1.40%
Q3 19	41.42	-6.29%
06.19	36.47	-6.20%

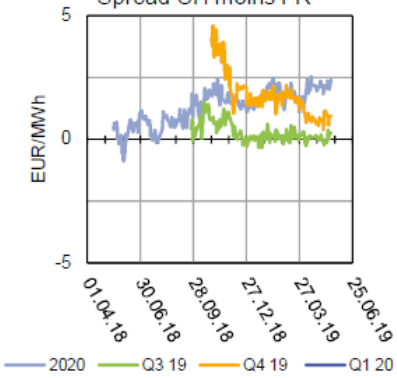
*Delta gegenüber Vorwoche
*Différence par rapport à la semaine précedente

FR Base Quartalskontrakte
FR Base contrats trimestriels

FR Base Monatskontrakte
FR Base contrats mensuels



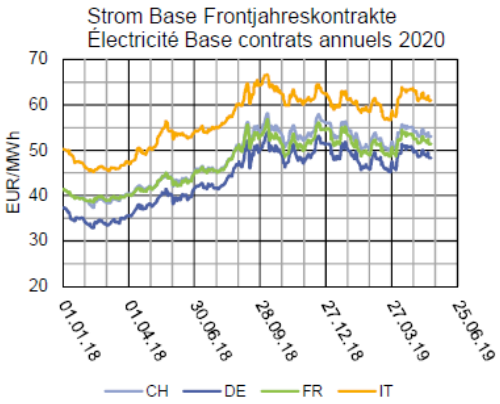
Spread CH minus FR
Spread CH moins FR

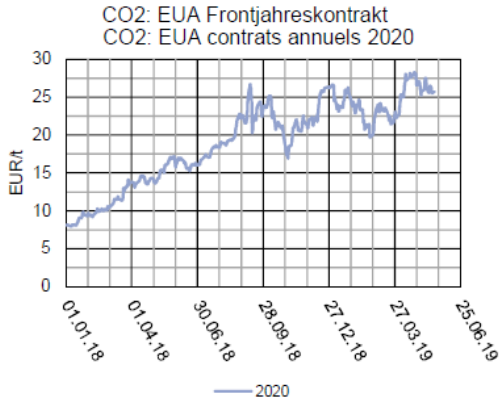


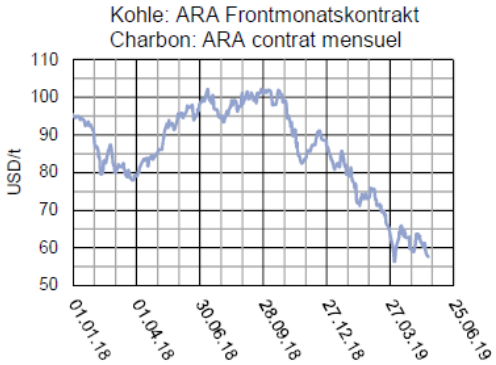
Terminmarktbericht – Preistreiber

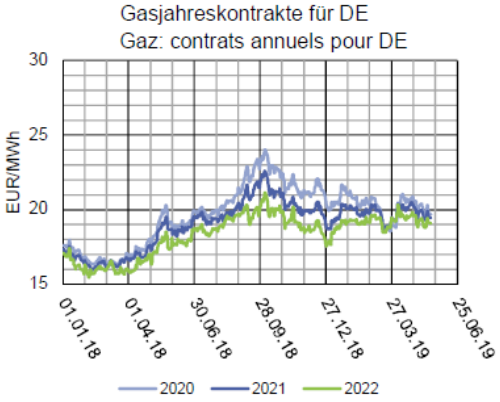
Terminmarktbericht vom 21.05.2019 / Rapport du marché à terme du 21.05.2019

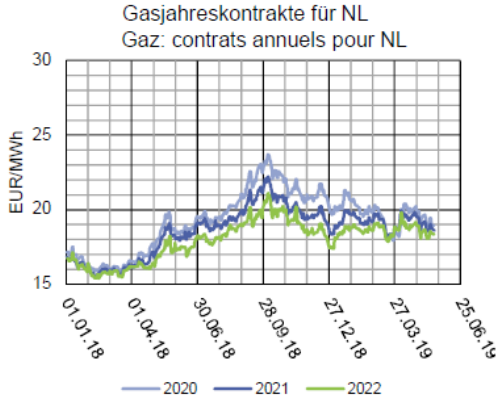
STROM EU, CO2, KOHLE UND ERDGAS / ÉLECTRICITÉ EU, CO2, CHARBON ET GAZ

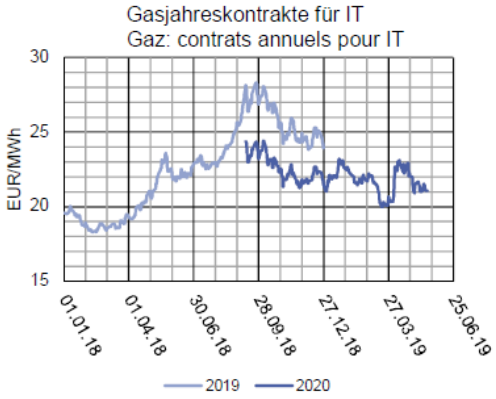






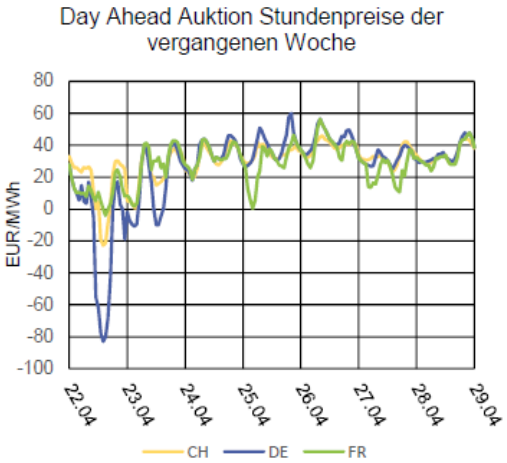


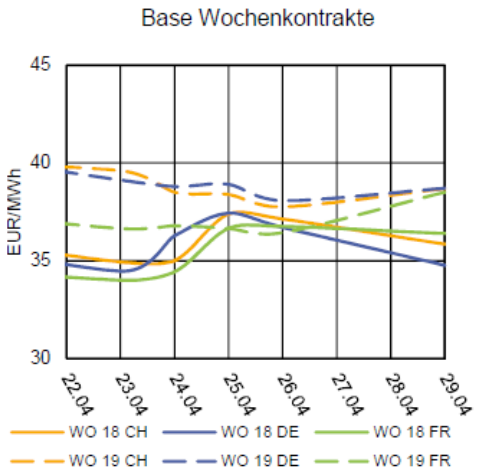


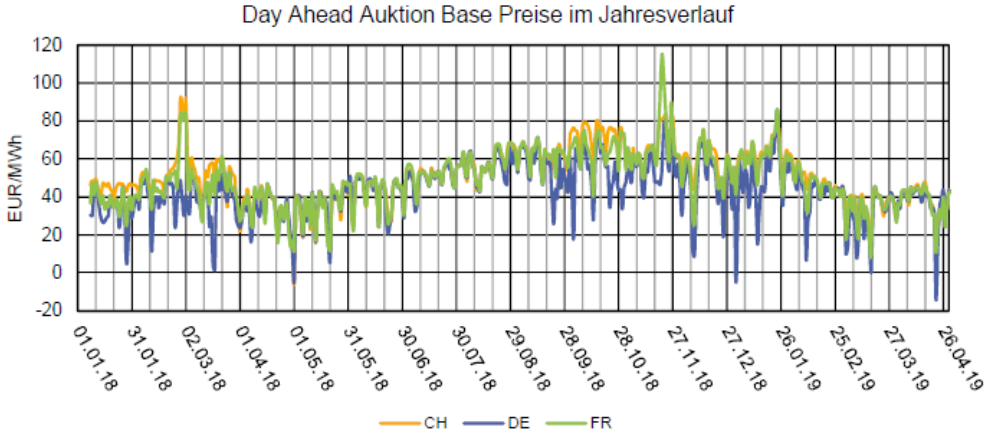


Spotmarktbericht – Schweiz – Deutschland – Frankreich

Spotmarktbericht vom 30.04.2019 / Rapport du marché spot du 30.04.2019







MARKTKOMMENTAR / COMMENTAIRE DU MARCHE

Woche 17 ergab deutlich tiefere (30.19 EUR/MWh) Wochenpreise als zuletzt vor Ostern (36.75EUR/MWh). Hauptgrund waren eine hohe Wind- und Solarerzeugung am Ostermontag und Dienstag. Insbesondere in den Peakstunden waren die Preise am Montag auch in der Schweiz negativ. In Deutschland haben die sonnenreichsten Stunden zu Preisen von -43 bis -83 EUR/MWh geführt.

Im Kernkraftwerk Leibstadt kam es am 24. April 2019 um 18:09 Uhr zu einer Schnellabschaltung des Reaktors. Die Abschaltung wurde automatisch durch eine Störung am Vordruckregler ausgelöst. Am 26. April 2019 15:30 Uhr war das Kernkraftwerk wieder am Netz.

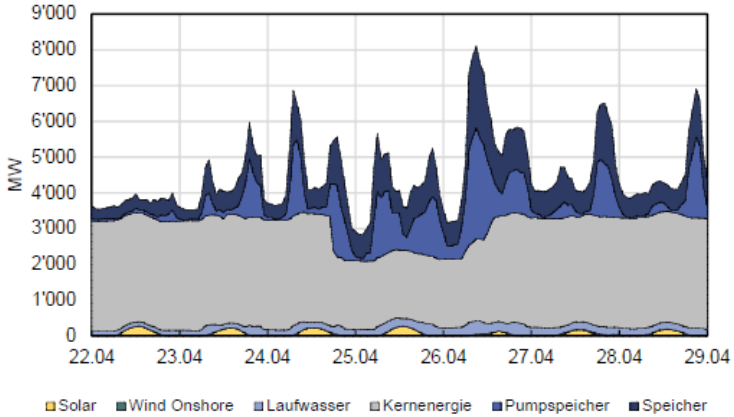
SCHWEIZ/SUISSE			
Datum / Date	**Base**	**Peak**	**Offpeak**
22.04.2019	15.33	3.80	26.86
23.04.2019	22.49	24.91	20.07
24.04.2019	32.52	34.77	30.27
25.04.2019	34.66	34.86	34.46
26.04.2019	39.51	41.24	37.78
27.04.2019	32.83	31.49	34.17
28.04.2019	34.00	33.70	34.30
Woche 17	30.19	27.92	31.46
Delta %	-24.56%	-35.94%	-17.32%
FRANKREICH/FRANCE			
	Base	**Peak**	**Offpeak**
Woche 17	28.22	30.14	27.15
Delta %	-27.76%	-29.94%	-26.35%
DEUTSCHLAND/ALLEMAGNE			
	Base	**Peak**	**Offpeak**
Woche 17	26.48	20.55	29.78
Delta %	-30.06%	-47.39%	-19.96%

Spotmarktbericht – Fundamentaldaten Schweiz

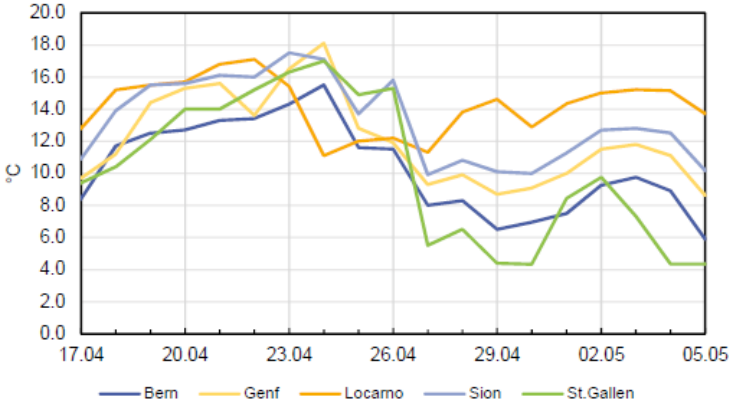
Spotmarktbericht vom 30.04.2019 / Rapport du marché spot du 30.04.2019

FUNDAMENTALDATEN SCHWEIZ / DONNES FONTAMENTALES SUISSE

Kumulierte realisierte Erzeugung in der Schweiz

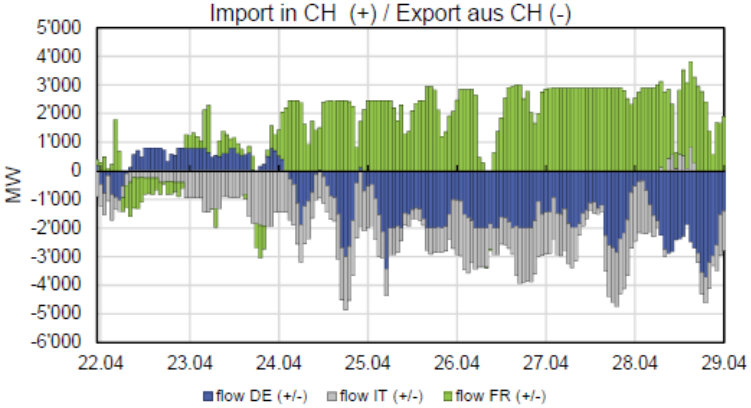


Ist- und Prognosetemperatur Meteostationen Schweiz



Last

Netto kommerzielle Flüsse, kumuliert
Import in CH (+) / Export aus CH (-)

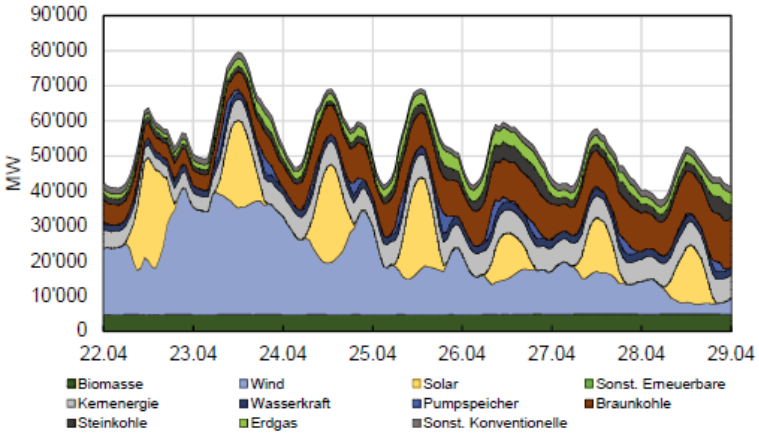


Spotmarktbericht – Fundamentaldaten Deutschland – Frankreich

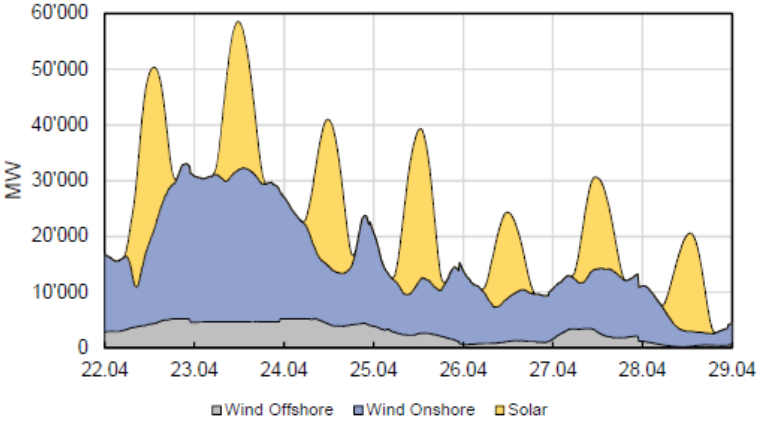
Spotmarktbericht vom 30.04.2019 / Rapport du marché spot du 30.04.2019

FUNDAMENTALDATEN DEUTSCHLAND UND FRANKREICH

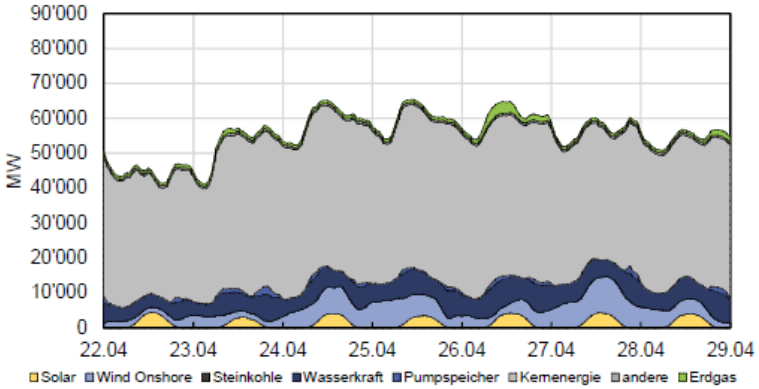
Kumulierte realisierte Erzeugung in Deutschland



Kumulierte Erzeugung aus E.E. in DE: Prognose

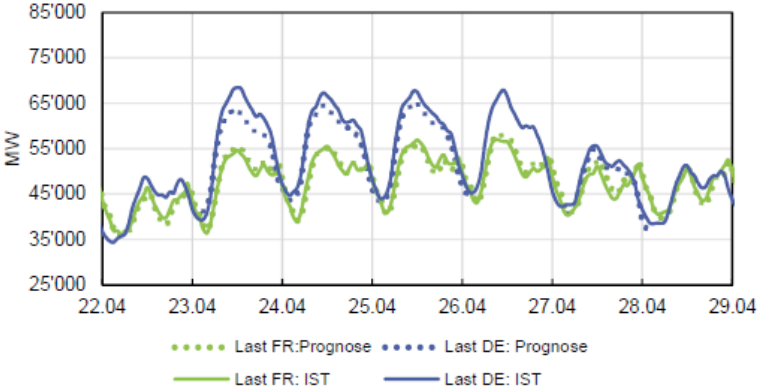


Kumulierte realisierte Erzeugung in Frankreich



Last Deutschland und Frankreich *

*fehlende Werte auf ENTSO-E für Deutschland



Agenda

- Netzverstärkung
  - Grundlagen
  - Beurteilung
  - Intelligente Steuer- und Regelsysteme
- 50.2 Hz Problematik
  - Technischer Hintergrund
  - Historie
  - Kostentragung
  - Aktueller Stand

Netzverstärkung: Grundlagen

- Netzbetreiber sind verpflichtet, erneuerbare Energieerzeugungsanlagen an ihr Netz anzuschliessen und die produzierte Energie abzunehmen und zu vergüten (Art. 5 StromVG und Art. 2 EnV).

- Die Kosten für den Netzausbau im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen werden über die Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft sozialisiert (Art. 22 StromVV).

Damit sollen regionale Tariferhöhungen (Netztarife) für Endverbraucher wegen umfangreichen Netzverstärkungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien vermieden werden

Netzverstärkung: Beurteilung

- **Notwendigkeit:** Notwendigkeit einer Netzverstärkung muss mittels anerkannten Normen und Regelwerken (z.B. D-A-CH-CZ oder EN 50160) aufgrund der installierten Anlageleistung nachgewiesen werden.

- **Wirtschaftlichkeit:** Als wirtschaftlich günstigste Variante gilt diejenige Variante mit den günstigsten Gesamtkosten, welche den gesetzlichen Auflagen und technischen Vorschriften genügt. Für den Variantenvergleich sind die verfügbaren Möglichkeiten gemäss dem Stand der Technik in Betracht zu ziehen.

- **Netzanschlusspunkt** (Kostenteiler): Der Einspeisepunkt liegt in der Regel am letzten Punkt, an welchem auch noch andere Netzanschlussnehmer angeschlossen sind.

Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

- **Rechtsgrundlage:** Seit 1.1.2018 ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen zu prüfen, bevor er eine Netzverstärkung vornimmt (Effizienzgrundsatz, Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG).

- **Definition:** Gemäss Artikel 17b Absatz 1 StromVG sind intelligente Steuer- und Regelsysteme Einrichtungen, mit denen ferngesteuert auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom, namentlich zur Optimierung des Eigenverbrauchs oder zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs, Einfluss genommen werden kann.

- **Ziel:** Je nach kontrahierter Leistung kann die Effizienzwirkung darin liegen, dass das Verteilnetz nicht verstärkt oder ausgebaut werden muss.

Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

- Die Zustimmung der Betroffenen muss eingeholt werden, damit auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom Einfluss genommen werden kann (Art. 17b Abs. 1 StromVG). Kommt keine Einigung zu Stande, ist dies in geeigneter Form nachzuweisen.

- Die Vergütung muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nicht diskriminierend sein. Zudem muss die Vergütung transparent, marktbasiert und für Marktakteure, die damit konkurrieren, zugänglich sein (Art. 8c StromVV).

- Die Kapital- und Betriebskosten von Steuer- und Regelsystemen, einschliesslich der Vergütung, die dem Endverbraucher oder dem Erzeuger ausgerichtet wird, gelten als anrechenbare Kosten und nicht als Netzverstärkungskosten (Art. 13a Bst. b StromVV).

Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

- Der **Nachweis** für die Prüfung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bezüglich Netzverstärkungsvergütungen muss für Anschlussgesuche erbracht werden, welche **ab dem 1. Juli 2019** beim Netzbetreiber eingegangen sind.

- Die Anwendung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen ist im Hinblick auf den Betrieb eines effizienten Netzes grundsätzlich zu prüfen. Somit ist der Netzbetreiber verpflichtet, nicht nur bei einer Netzverstärkung, sondern auch beim **Netzausausbau**, intelligente Steuer- und Regelsysteme zu prüfen.

Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Beispiel: Blindleistungsregelung mit Wechselrichter

- Einsatz eines Wechselrichters, welcher in der Lage ist, den Leistungsfaktor zu regeln.
- Der Wechselrichter ist Bestandteil der Anlage und nicht des Netzes. Kosten des Wechselrichters sind nicht anrechenbar und können nicht als Netzverstärkungskosten vergütet werden.
- Abgrenzung zu anlageseitigen Massnahmen: Der Verteilnetzbetreiber darf vom Produzenten ohne Entschädigung den unter- oder übererregten Betrieb der Energieerzeugungsanlage bis cos φ 0.9 verlangen.

Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

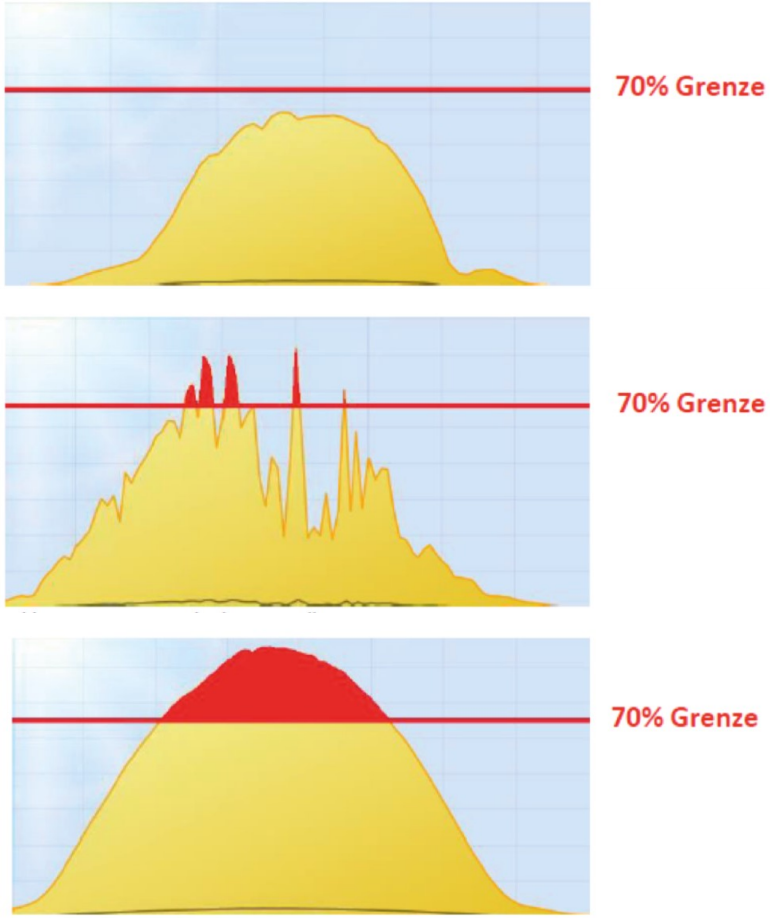
Beispiel: Reduktion Wirkleistung / Capping

- Der Netzbetreiber ist verpflichtet, für ein effizientes Netz die Reduktion der Wirkleistung mittels Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme zu prüfen (Art. 17b StromVG i.V.m. Art. 8c Abs. 1 StromVV).

- Die Wirkleistungsbegrenzung kann dynamisch oder statisch geregelt werden. Bei der dynamischen Wirkleistungsbegrenzung wird die Anlageleistung reduziert, wenn der Strom nicht direkt vor Ort gebraucht werden kann.

Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

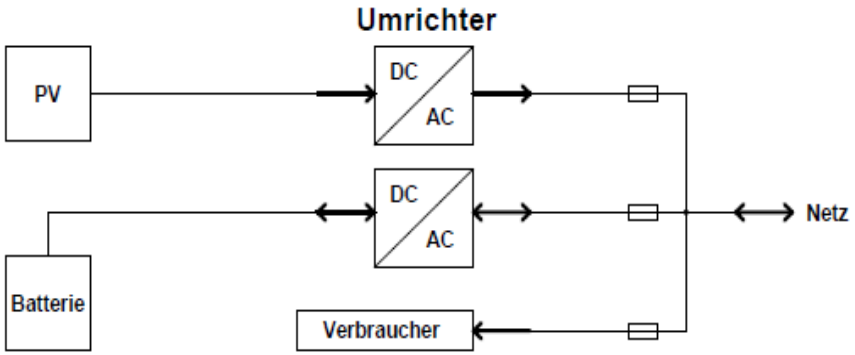
- Eine Wirkleistungsbegrenzung auf 70% bezogen auf die installierte Gleichstromleistung der Photovoltaik-anlage hat - gemäss verschiedenen Studien in Deutschland - eine Energieproduktionseinbusse von ungefähr 2 – 3% der Jahresproduktion zur Folge.



Quelle: MEP Werke GmbH

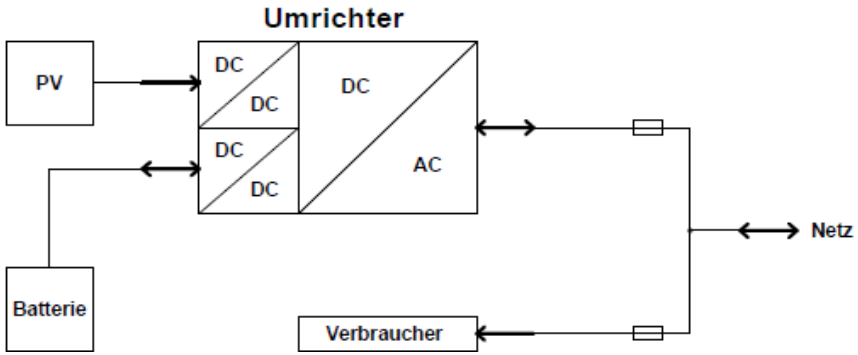
Netzverstärkung: Intelligente Steuer- und Regelsysteme

Beispiel: Speicher



AC-System

- einfaches Nachrüsten
- hohe Flexibilität



DC-System

- weniger Umwandlungsstufen
- tendenziell günstiger
- platzsparend

Quelle: Swissolar

Agenda

- Netzverstärkung
  - Grundlagen
  - Beurteilung
  - Intelligente Steuer- und Regelsysteme
- 50.2 Hz Problematik
  - Technischer Hintergrund
  - Historie
  - Kostentragung
  - Aktueller Stand

50.2 Hz: Technischer Hintergrund

- Elektrische Energie kann in Verbundnetzen nicht kurzzeitig gespeichert werden, sondern nur zwischen Erzeuger und Verbraucher verteilt werden.

- Kommt es zu Abweichungen, führt dies in Wechselspannungsnetzen zu einer Veränderung der Netzfrequenz: Bei einem Überangebot von elektrischer Leistung kommt es zu einer Erhöhung der Netzfrequenz, bei einem Unterangebot zu einer Absenkung der Netzfrequenz.

- Im Normalfall sind diese Abweichungen im europäischen Verbundnetz minimal und bewegen sich unter 0,2 Hz

50.2 Hz: Technischer Hintergrund

- Im Position Paper von ENTSO-E «*Dispersed generation impact on continental Europe region security*» von November 2014 wird aufgezeigt, dass eine relativ grosse Menge an dezentralen Energieerzeugungs-anlagen die aktuellen Vorgabe bezüglich Frequenzverhalten (47.5 – 51.5 Hz) nicht einhalten:

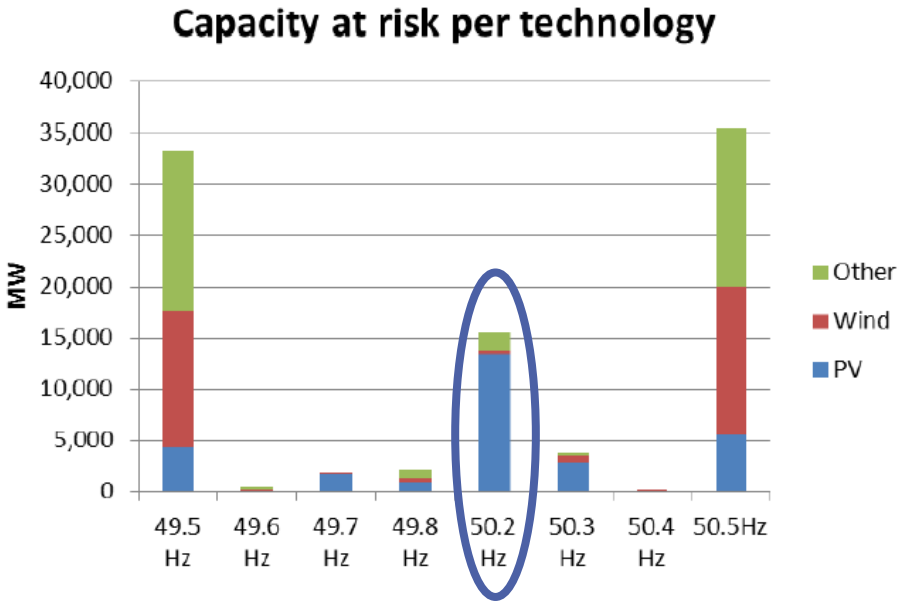


Figure 1 Total capacity of Dispersed Generation at risk in 2014 (source: ENTSO-E SPD SG 2014 questionnaire)

50.2 Hz: Technischer Hintergrund

- Unter Schwachlastbedingungen in Kombination mit einem schlagartigen Verlust von 2 GW Last, könnte dies bis zu einem Lastabwurf (load shedding) führen:

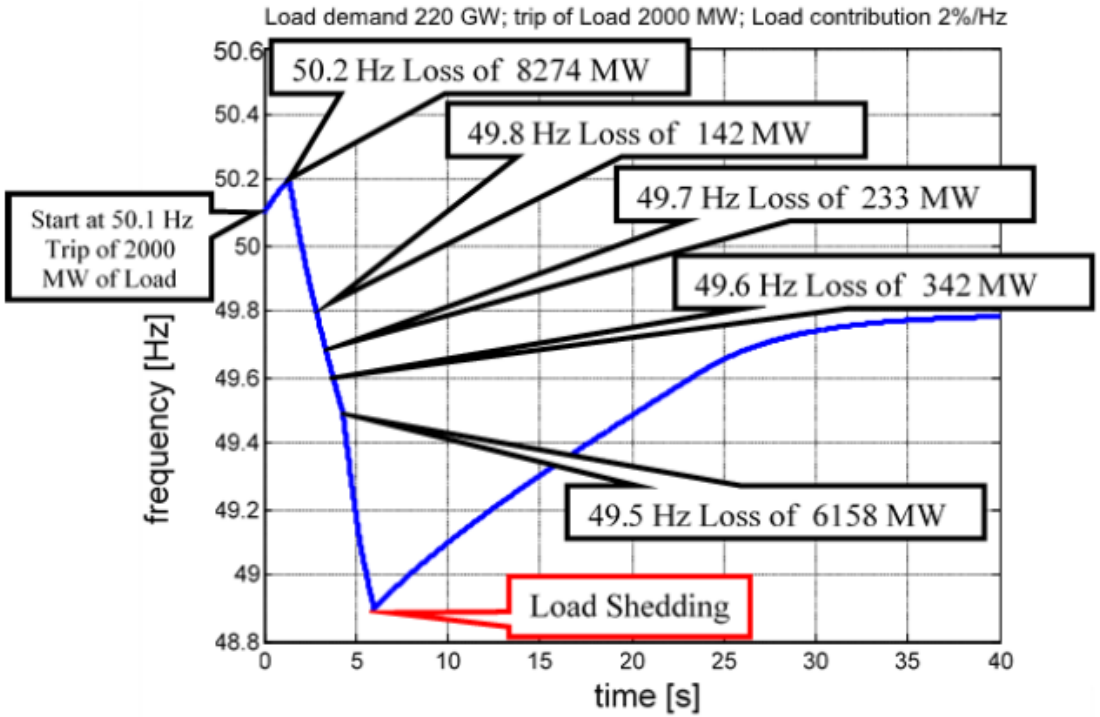
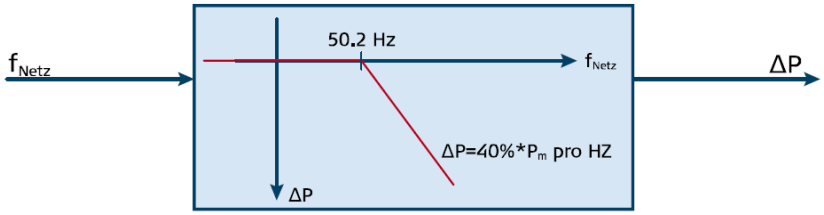


Figure 3: Simulation of 2 GW load loss after Italian and German retrofit (MW) in Continental Europe. The proposed but not yet confirmed retrofit of the German wind, biomass and cogeneration units are also considered.

50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

- Ab **2006** wurden mehr oder weniger in ganz Europa die Vorgaben der VDE-Norm 0126-1-1 angewendet, welche vorsah, dass PV-Anlagen bei einer Überfrequenz von 50.2 Hz komplett abschalten. Dies wurde eingeführt als die PV-Anlagen noch einen vernachlässigbaren Einfluss auf das elektrische System hatten.

- Bereits seit **2008** war im Transmission Code von Swissgrid definiert: «*Dezentrale Erzeugungseinheiten, die in das Mittelspannungsnetz oder Niederspannungsnetz einspeisen, sollen die Charakteristika aus Bild 6 aufweisen*».



$$\Delta P = 20 P_m \frac{50.2\ \text{Hz} - f_{Netz}}{50\ \text{Hz}} \quad \text{bei } 50.2\ \text{Hz} < f_{Netz} < 51.5\ \text{Hz}$$

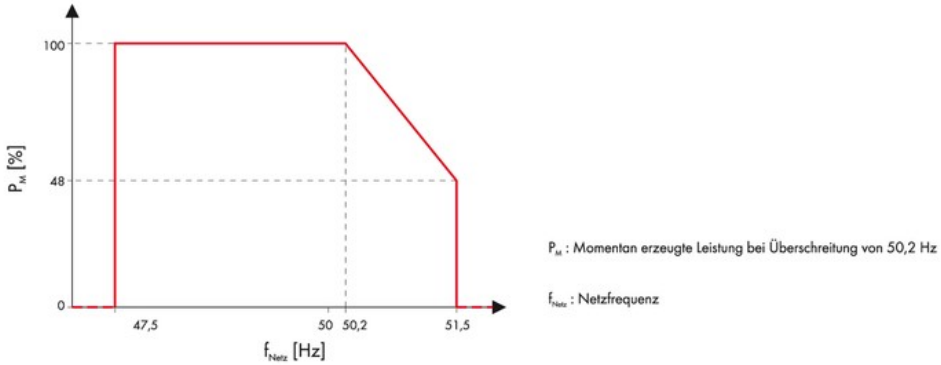
P_m	Momentane verfügbare Leistung
ΔP	Leistungsreduktion
f_{Netz}	Netzfrequenz

Keine Einschränkung:	47.5 Hz	<	f_{Netz}	≤	50.2 Hz
Trennung vom Netz:	f_{Netz}	≤	47.5 Hz	und	
	f_{Netz}	≥	51.5 Hz		

Quelle: swissgrid

50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

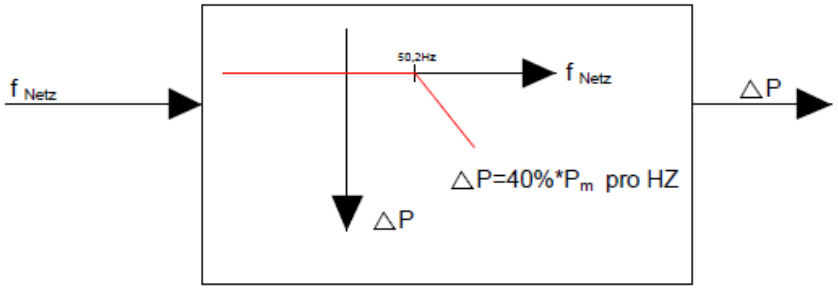
- Im **April 2011** wurde die VDE-Norm 0126-1-1 durch die neue Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 zu den technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz ersetzt. Neue Anlagen mussten in Deutschland diese Vorgaben ab dem 01.01.2012 erfüllen.



- Am **26. Juli 2012** trat in Deutschland die Systemstabilitätsverordnung in Kraft, die eine Nachrüstung von insgesamt rund 350’000 bestehenden PV-Anlagen vorsah.

50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

- Im **Dezember 2014** wurde vom VSE das Dokument *«Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen NA EEA»* veröffentlicht, in welchem unter Ziffer 7.4.3.4 das Frequenzverhalten definiert wurde.



$$\triangle P = 20 P_m \frac{50{,}2\ \text{Hz} - f_{Netz}}{50\ \text{Hz}} \quad \text{mit} \quad 50{,}2\text{Hz} < f_{Netz} < 51{,}5\text{Hz}$$

P_m max. Leistung (Typ 1), momentane Leistung (Typ2)

$\triangle P$ Leistungsreduktion

f_{Netz} Netzfrequenz

Keine Einschränkung: $47{,}5\ \text{Hz} < f_{Netz} \leq 50{,}2\ \text{Hz}$

Trennung vom Netz: $f_{Netz} \leq 47{,}5\ \text{Hz}$ und
$f_{Netz} \geq 51{,}5\ \text{Hz}$

50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

- Im **2016/2017** hat Swissgrid im Rahmen einer gemeinsamen Erhebung mit dem VSE und Swissolar eine Nicht-Konformität von rund 800 MW installierter PV-Leistung ermittelt.

- Am **1. März 2017** hat der VSE zusammen mit Swissolar und Swissgrid das Merkblatt *«NA/EEA-CH Ländereinstellungen Schweiz»* für Anlagen der NE7 veröffentlicht.

- Am **17. Oktober 2017** hat die Swissgrid dem Bundesamt für Energie BFE ihre Bedenken offiziell mitgeteilt und das BFE aufgefordert, die Anschlussbedingungen gemäss NA EEA-CH 2014 für verbindlich zu erklären.

50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

- Am **11. Januar 2018** hat das BFE der ElCom mitgeteilt, dass es keine Notwendigkeit sehe, rechtsetzend tätig zu werden. Kommen die Netzbetreiber ihren Pflichten nicht nach, liegt es nach Artikel 22 Absatz 1 StromVG an der ElCom, die zur Einhaltung der Stromversorgungs-gesetzgebung allenfalls notwendigen Massnahmen anzuordnen.

- Am **6. März 2018** hat die ElCom die Weisung 1/2018 veröffentlicht, welche die Pflichten der Verteilnetzbetreiber beim Anschluss dezentraler Energieerzeugungsanlagen bezüglich des Verhaltens bei Abweichungen von der Normfrequenz beschreibt.

- Am **15. Juni 2018** hat die ElCom die Netzbetreiber über das weiter Vorgehen bezüglich Nachrüstung (Retrofit Programm) von bestehenden Anlagen informiert.

50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

- In einem ersten Schritt sind von jedem Verteilnetzbetreiber in der Schweiz **sämtliche PV-Anlagen mit einer Anschlussleistung ≥ 100 kVA** in seinem Netzgebiet auf ihre Konformität mit den Vorgaben zum Frequenzverhalten hin zu kontrollieren.

- Die notwendigen Kontrollen sind **bis Ende 2018** durchzuführen.

- Von jedem Netzbetreiber sind der ElCom **bis 31. Januar 2019** folgende Daten zu seinem Netzgebiet schriftlich bekanntzugeben:

  1. Anzahl und Gesamtleistung der installierten PV-Anlagen ≥ 100 kVA (pro Installationsjahr)
  2. Anzahl und Gesamtleistung der kontrollierten Anlagen (pro Installationsjahr), die sich als nicht-konform erwiesen haben

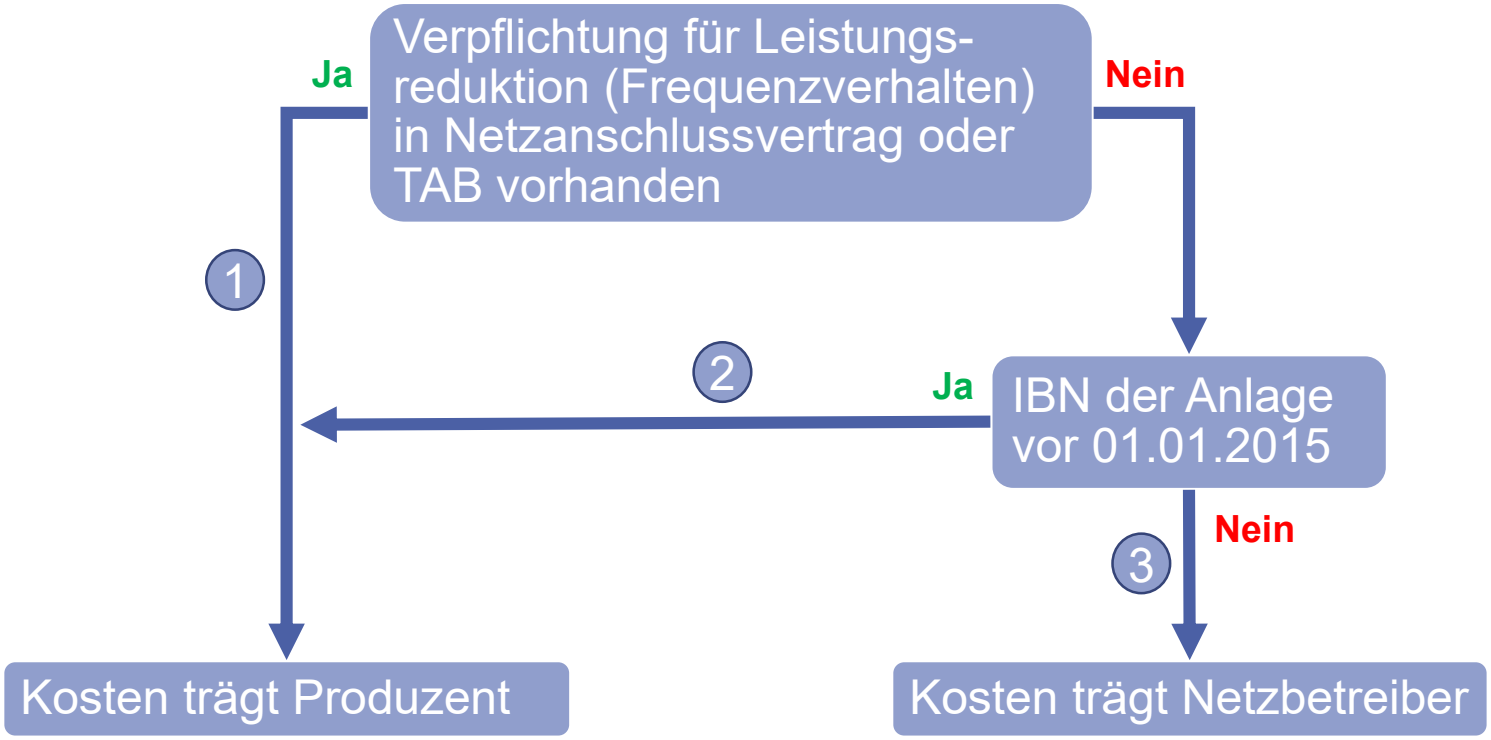
50.2 Hz: Historie / Vorschriften / Normen

- Sämtliche kontrollierten Anlagen, welche die Vorgaben nach NA/EEA-CH 2014 Ziffern 5.4.3.5/6.4.3.5/7.4.3.4 nicht erfüllen, müssen bis spätestens **Ende November 2019** mit den entsprechenden Einstellungen nachgerüstet werden.

- Bis spätestens **31. Dezember 2019** ist der ElCom schriftlich zu bestätigen, dass in Ihrem Netzgebiet zu diesem Zeitpunkt sämtliche **PV-Anlagen mit einer Anschlussleistung ≥ 100 kVA** den genannten Vorgaben gemäss NA/EEA-CH 2014 entsprechen.

50.2 Hz: Kostentragung

Entscheidungskriterien für die Kostentragung:



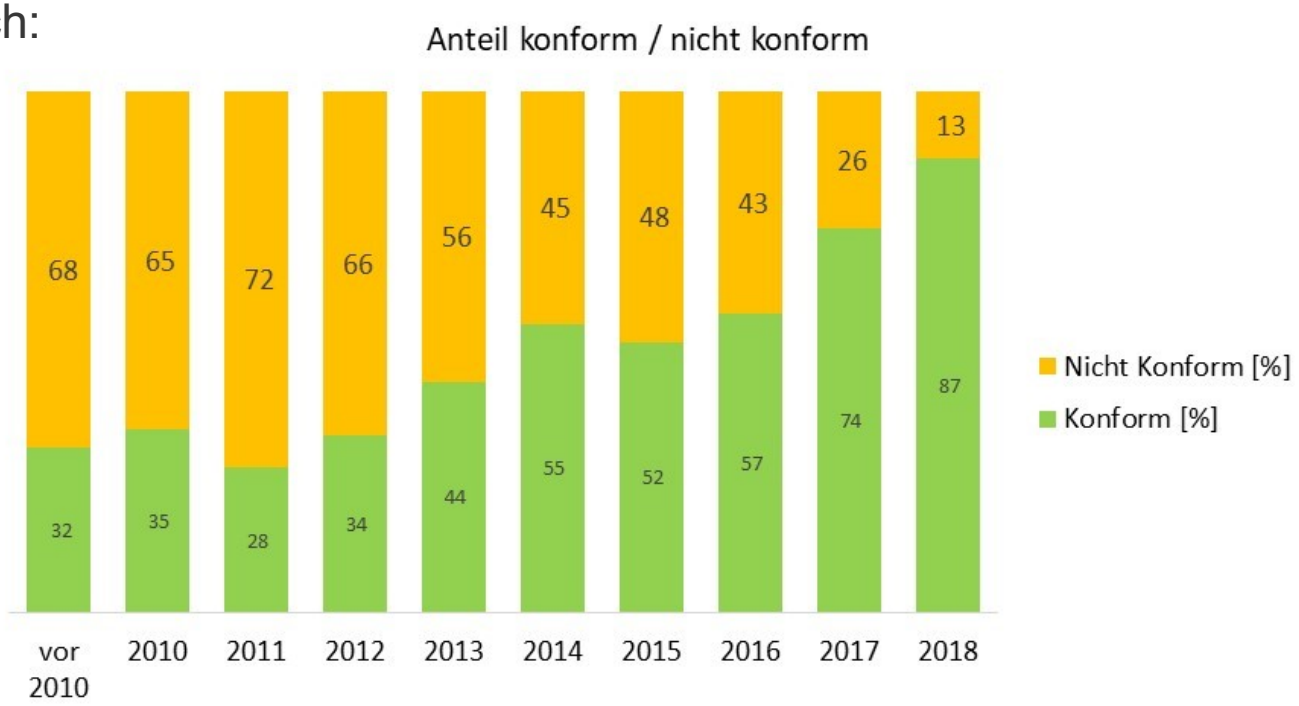
50.2 Hz: Aktueller Stand

- Bis zum 31. Januar 2019 haben weniger als die Hälfte der Netzbetreiber eine Rückmeldung eingereicht.
- Ein paar wenige Netzbetreiber verlangten eine Fristverlängerung.
- Das heisst über **die Hälfte der Netzbetreiber** hat weder die verlangten Angaben noch eine Fristverlängerung eingereicht.
- Somit musste die ElCom Mitte Februar über 300 Mahnungen an die Netzbetreiber versenden, welche ihre Daten nicht eingereicht haben.

50.2 Hz: Aktueller Stand

- Gemäss den Rückmeldungen (bis Ende April 2019) zu den Anlagen ≥ 100kVA waren von 699 MW installierter Leistung 346 MW nicht konform, was ungefähr 50% entspricht.

- Die Anteile nicht konformer Anlagen sind je nach Installationsjahr unterschiedlich:



50.2 Hz: Zusammenfassung

- Aufgrund der Rückmeldungen und den Installationsstatistiken von Swissolar und ESTI können die Ergebnisse der Anlagen ≥ 100kVA auf die restlichen kleineren Anlagen skaliert werden.

- Diese Auswertung ist zur Zeit bei der ElCom noch in Arbeit. Anschliessend müssen die Resultate mit Swissgrid und ENTSO-E diskutiert werden.

- Somit kann momentan noch nicht abschliessend beantwortet werden ob und wenn ja bis zu welcher Anlagegrösse ein weiteres Retrofit notwendig sein wird.

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

info@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN
Ufficio federale dell'energia UFE
Swiss Federal Office of Energy SFOE

Strategie Stromnetze

INHALTSVERZEICHNIS

- Strategie Stromnetze
- Eigenverbrauch, Förderung erneuerbare Stromproduktion

STRATEGIE STROMNETZE
STOSSRICHTUNGEN

Das richtige Netz zum richtigen Zeitpunkt

1. Vorgaben für die Planung und Optimierung der Stromnetze
2. Optimierung Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte
3. Vorgaben für Entscheid «Kabel oder Freileitung»
4. Verbesserung Akzeptanz von Leitungsprojekten

STRATEGIE STROMNETZE
ÜBERBLICK

- Parlament hat Bundesgesetz über Um- und Ausbau der Stromnetze («Strategie Stromnetze») im Dezember 2017 angenommen.
- Vorlage umfasst Teilrevisionen des Elektrizitätsgesetzes (EleG) und des Stromversorgungsgesetzes (StromVG).
- Aufgrund dieser Gesetzesänderungen mussten auch diverse Verordnungen angepasst werden.
- Bundesrat hat diese Verordnungsrevisionen am 3. April 2019 verabschiedet.
- Das Bundesgesetz und die Verordnungen treten per 1. Juni 2019 in Kraft.
- Einige Bestimmungen (Mehrkostenfaktor und Mehrjahrespläne) werden erst per Juni 2020 bzw. Juni 2021 in Kraft gesetzt.

STRATEGIE STROMNETZE
BETROFFENE VERORDNUNGEN

1. Stromversorgungsverordnung, **StromVV** (SR 734.71)
2. Leitungsverordnung, **LeV** (SR 734.31)
3. Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen, **VPeA** (SR 734.25)
4. Geoinformationsverordnung, **GeoIV** (SR 510.620)
5. Verordnung über Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich, **GebV-En** (SR 730.05)
6. Starkstromverordnung (SR 734.2)
7. Verordnung über das Eidgenössische Starkstrominspektorat (SR 734.24)
8. Niederspannungs-Installationsverordnung, **NIV**(SR 734.27)
9. Verordnung des UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz, **VAN** (SR 734.713.3)

NETZENTWICKLUNG

- BFE erarbeitet gemäss Art. 9a StromVG energiewirtschaftlichen **Szenariorahmen** als Grundlage für Mehrjahrespläne NE 1 und NE 3.
- Der Szenariorahmen ist **alle vier Jahre** zu überprüfen und ggf. nachzuführen. Der **erste Szenariorahmen** wird voraussichtlich **im Jahre 2021** vorliegen.
- Netzbetreiber sind verpflichtet Netzplanungsgrundsätze anzuwenden, jedoch **keine Verpflichtung zur Veröffentlichung** der Grundsätze.
- Die Netzbetreiber koordinieren Netzplanung und stellen einander **erforderliche Informationen** u.a. zu geplanten Netzprojekten sowie zu Prognosen (Produktion u. Verbrauch) unentgeltlich zur Verfügung.
- Mehrjahrespläne der Verteilnetze über 36 kV sind von Netzbetreibern **innerhalb von neun Monaten** nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat zu erstellen.

BEWILLIGUNGSVERFAHREN

- Keine Plangenehmigung für **Instandhaltungsarbeiten** und **geringfügige technische Änderungen** an Anlagen, wenn dabei keine besonderen Auswirkungen auf Umwelt zu erwarten sind.
- Als **Instandhaltungsarbeiten** gelten insbesondere:
  - gleichwertiger Ersatz von Anlageteilen;
  - Reparatur, Korrosionsschutz- sowie Sanierungsmassnahmen
- Als **geringfügige technische Änderungen**, gelten insbesondere:
  - Ersatz Erdseile durch Erdseile mit integrierten Lichtwellenleitern
  - Massnahmen zur Phasen-, Verlust- und Lärmoptimierung*
  - Ersatz von Isolatoren durch Isolatoren anderer Bauart
  - Ersatz von Kabeln in Rohranlagen durch Kabel anderer Bauart*
  - Ersatz von Transformatoren in bestehenden Stationen durch Transformatoren des gleichen Typs mit höherer Leistung

* = sofern massgebender Strom nach Anhang 1 Ziffer 13 Absatz 2 Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) nicht dauerhaft erhöht wird

TECHNOLOGIEENTSCHEID «KABEL ODER FREILEITUNG»

- **Mehrkostenfaktor (MKF)** für Entscheid Freileitung oder Erdkabel für Leitungen < 220 kV **beträgt 2,0**. Bestimmung tritt per 1. Juni 2020 in Kraft, um Abschluss weit fortgeschrittener Projekte zu ermöglichen.
- Mehrkostenfaktor wird aus Verhältnis **voraussichtliche Gesamtkosten** Erdkabel zu Freileitung gebildet über **Zeitraum Lebensdauer langlebigste Komponente**.
- Zu Kosten gehören: Planung, Grunderwerb, Rechte u. Dienstbarkeiten, Wiederherstellungs- u. Ersatzmassn., Material, Bau- u. Montage, Rückbau, Instandhaltung u. Rep., Ersatz Komponenten und Energieverluste.
- Vorhaben ist trotz Einhaltung MKF **als Freileitung** auszuführen, sofern: Bestehende Freileitung **max. 4 Spannweiten** oder Leitung mit bestehender Freileitung gebündelt werden kann.
- Vorhaben kann trotz Überschreitung MKF teilweise oder vollständig **als Erdkabel** ausgeführt werden, wenn Kosten über MKF nicht als anrechenbare Kosten nach Art. 15 StromVG.

INNOVATIVE MASSNAHMEN

- Als innovative Massnahme für intelligente Netze gilt das Erproben und Nutzen neuer Methoden und Produkte zum Zweck der **Erhöhung der Sicherheit, Leistungsfähigkeit oder Effizienz des Netzes**.
- Kosten sind bis **max. 1 Prozent** der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers im betreffenden Jahr anrechenbar, mit folgenden Obergrenzen:
  a. eine Million Franken für Massnahmen der nationalen Netzgesellschaft;
  b. 500’000 Franken für Massnahmen der übrigen Netzbetreiber.
- Netzbetreiber **dokumentieren** Ihre innovativen Massnahmen und **veröffentlichen** die Dokumentation. Die ElCom kann Mindestanforderungen festlegen.
- **Wissenstransfer** dient einerseits Entwicklung des Netzes und verbessert Effizienz solcher Massnahmen, da nicht x identische Projekte durchgeführt werden müssen, um Erkenntnisse zu gewinnen.

MESS-, REGEL- UND STEUERSYSTEME

- Messsysteme, die Vorgaben gemäss Art. 8a / 8b StromVV nicht entsprechen, können **bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent** nach Art. 31e Abs. 1 StromVV **zugerechnet** und verwendet werden, wenn:
  - a. sie vor dem 1. Januar 2018 installiert wurden; oder
  - b. deren Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde.
- Solange **noch keine Messsysteme erhältlich** sind, die Vorgaben StromVV **bez. Datensicherheit** entsprechen, kann Netzbetreiber Messsysteme einsetzen und bis zum Ende ihrer Funktions-tauglichkeit den 80 Prozent zurechnen (METAS zertifiziert ab 1. Juli 2019).
- Bei **Verweigerung der Installation** eines intelligenten Messsystems beim Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber: **Kostentragung des Mehraufwands individuell** (Art. 8a Abs. 3ter StromVV).
- Kostentragung der Messsysteme **für alle Akteure einheitlich** (Kosten anrechenbar, Art. 31e Abs. 4 aktuelle StromVV aufgehoben).
- **Zugang Dritter** zu Regel- und Steuersystemen des Netzbetreibers auf-gehoben (Art. 8c Abs. 4 aktuelle StromVV).

UMSETZUNG VON ARTIKEL 6 ABSATZ 5BIS STROMVG

- **Inländischer erneuerbarer Strom** darf bis 2022 zu Gestehungskosten und **ohne Anwendung Durchschnittspreismethode** in Grundversorgungs-tarife eingerechnet werden.
- Art. 4 und 4a StromVV regelt **Einrechnung von Gestehungskosten** einer effizienten Produktion **abzüglich allfälliger Unterstützungen** in die Grundversorgungstarife 2019 bis und mit 2022.
- Auf Verlangen ElCom muss der Grundversorger nachweisen können, dass **je Anlage nicht zu hohe Kosten eingerechnet** worden sind -> betrifft Eigenproduktion und Beschaffung.
- Wie bisher: Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, gegenüber Endverbrauchern Erhöhungen oder Senkungen der **Elektrizitätstarife** zu begründen und **ElCom** bis spätestens **zum 31. August** zu melden.

STRATEGIE STROMNETZE
WEITERE PUNKTE

- **Schaltfelder vor Transformator** beim Übergang zu einer anderen Netzebene oder zu einem Kraftwerk (ausgenommen Schaltfelder beim Übergang KKW) **gehören zum Übertragungsnetz**.
- Gebühren bez. **Entschädigung Öffentlichkeitsarbeit Kantone** nach Art. 9e Abs. 2 StromVG dürfen Kosten für Erfüllung Grundauftrag Bundes **nicht miteinberechnen**.
- Vernehmlassungsentwurf sah vor **Speicherbegriff** zu konkretisieren. Vorschlag wurde jedoch in Vernehmlassung überwiegend abgelehnt, weshalb Aspekt in **Rev. StromVG** erneut geprüft wird.

FRAGEN?

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

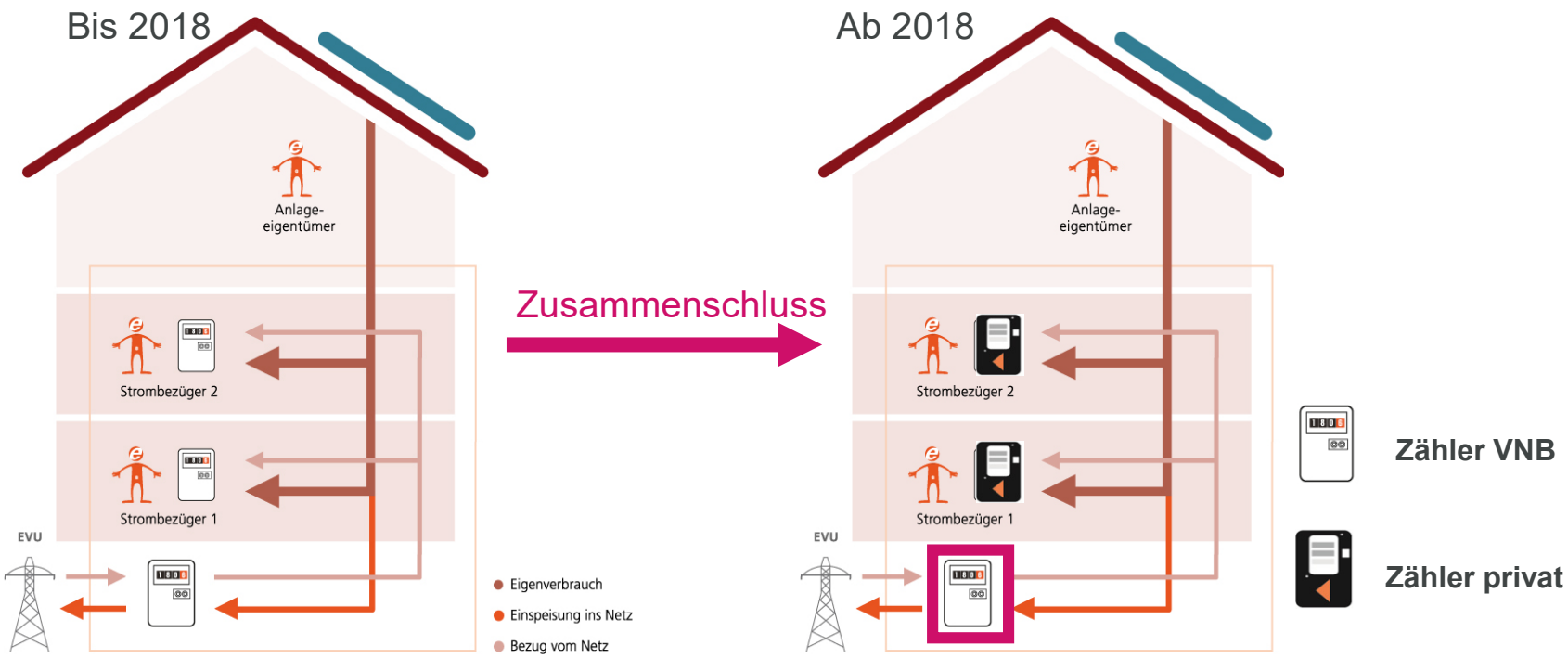
Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN
Ufficio federale dell'energia UFE
Swiss Federal Office of Energy SFOE

© Béatrice Devènes

EIGENVERBRAUCH FÖRDERUNG ERNEUERBARE STROMPRODUKTION

ELCOM INFOVERANSTALTUNGEN FÜR NETZBETREIBER 2019 ▪ BFE

EIGENVERBRAUCH WAS IST NEU?



EIGENVERBRAUCH IM GESETZ – ZUSAMMENSCHLUSS (ZEV) UND VNB

Art. 18 EnG: Verhältnis zum Netzbetreiber

Art.1 Nach dem Zusammenschluss verfügen die Endverbraucherinnen und die Endverbraucher gegenüber dem Netzbetreiber gemeinsam über einen einzigen Messpunkt wie eine Endverbraucherin oder ein Endverbraucher...

ZEV ist ein **einziger Endverbraucher** des VNB:

- Einziger Messpunkt des VNB für Verbrauch (Unterschied «VNB-Modell»)
- Für Zähler und Abrechnung intern ist ZEV zuständig
- ZEV kann Stromanbieter wechseln bei Verbrauch ≥ 100 MWh/Jahr

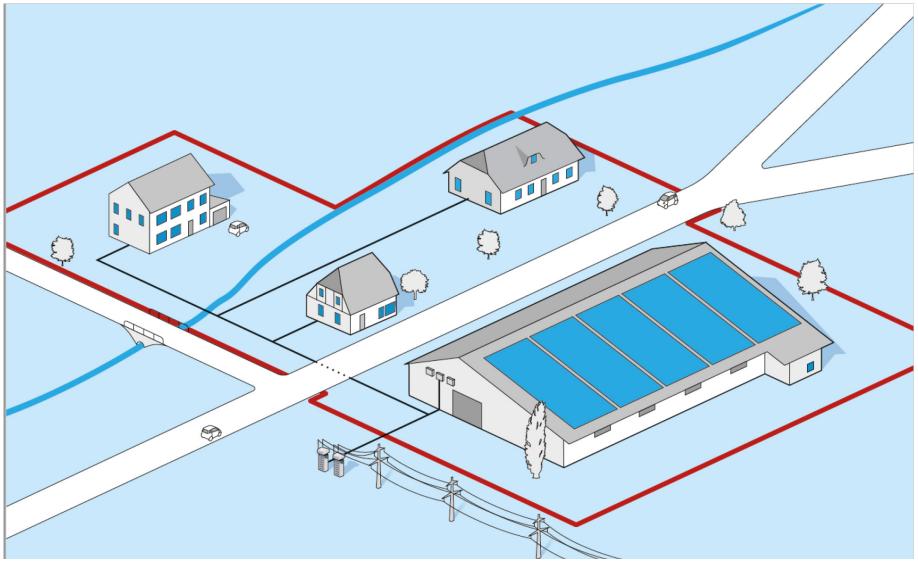
EIGENVERBAUCH
IN DER ENERGIEVERORDNUNG

Art. 14 Ort der Produktion

[1] Grundstück mit Produktionsanlage und angrenzende Grundstücke ohne Verwendung des öffentliches Netzes

Neu seit 1.4.2019:

[2] Grundstücke, die einzig durch eine Strasse, ein Eisenbahntrassee oder ein Fliessgewässer voneinander getrennt sind, gelten unter Vorbehalt der Zustimmung der jeweiligen Grundeigentümerin ebenfalls als zusammenhängend.



EIGENVERBAUCH
IN DER ENERGIEVERORDNUNG

Art. 15 Voraussetzung für Zusammenschluss

[1]Zulässigkeit ZEV: Anlagenleistung ≥ 10 % der Netzanschlussleistung ZEV

Neu seit 1.4.2019:

[2]Produktionsanlagen müssen mindestens 500 Stunden pro Jahr betrieben werden

[3] Erfüllt ein ZEV die Voraussetzung von Abs. 1 in einem späteren Zeitpunkt nicht mehr, kann er nur dann weitergeführt werden, wenn die Gründe für die Veränderung bei den bestehenden Teilnehmern eingetreten sind.

«d.h. grösserer Netzanschluss wegen
- z.B. neue Ladestationen – ok!
- Teilnahme eines weiteren Gebäudes – nicht ok!» → Erweiterung der PV-Anlage

LEITFADEN EIGENVERBRAUCH

April 2018

Leitfaden Eigenverbrauch

Anwendung gemäss
EnG & EnV ab 1.1.2018

Leitfaden für Umsetzung des **Innenverhältnisses**

Download unter
www.energieschweiz.ch

Version 2.0 Ende April 2019 publiziert.

energieschweiz
Unser Engagement: unsere Zukunft.

Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER)

Empfehlung zur Umsetzung der Eigenverbrauchsregelung

Leitfaden für **Verhältnis zum VNB**

HER – CH April 2018

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 826 26 26, Fax +41 62 826 26 26, info@strom.ch, www.strom.ch

VSE AES

FÖRDERUNG ÜBERBLICK

Einspeisevergütung bis 2023:

- Photovoltaikanlagen ab 100 kW
- Neue Kleinwasserkraftwerke
- Neue Biomasseanlagen (ausser ARA, KVA)
- Windkraftanlagen
- Geothermieanlagen

Einmalvergütung (PV) bis 2030:

- KLEIV (bis 100 kW)
- GREIV (ab 100 kW)

Kontingente 2019:

- PV: Abbau bis Anmeldungen vor 30.4.2012
- Andere Technologien: Springer 2016 + 2017

Weitere Kontingente (Entscheid erfolgt im Nov. 2019):

- PV: Schrittweiser Abbau bis Anmeldungen bis 30.6.2012
- Andere Technologien: kein weiterer Abbau vorgesehen

Investitionsbeiträge bis 2030:

- Erneuerte und erweiterte **Kleinwasserkraftanlagen**
- Neue, erneuerte und erweiterte **Grosswasserkraftanlagen**
- **ARA, KVA und Holzkraftwerke** von regionaler Bedeutung

FÖRDERUNG DER PHOTOVOLTAIK
KONTINGENTE 2019

	gebaut	nicht gebaut	Abbau bis Anmelde-datum	Anzahl Anlagen	Wartezeit für Neuanmeldung 2019
KLEIV (<100 kW)	260 MW	-	30.06.2018	Rund 13’500	Etwa 1.5 Jahre
GREIV (≥100 kW)	199 MW	390 MW	31.01.2014	Rund 2’000	Etwa 2 Jahre
KEV (≥100 kW)	41 MW	34 MW	30.04.2012	Rund 220	-

FÖRDERUNG PHOTOVOLTAIK
ANSÄTZE EIV AB 1.4.2019

	Angebaute Anlagen		Integrierte Anlagen
Grundbeitrag	1400 CHF		1550 CHF
Leistungsbeitrag < 30 kW	340 CHF/kW	**-15%**	380 CHF/kW
Leistungsbeitrag ab 30 kW	300 CHF/kW		330 CHF/kW

FRAGEN?