

---

# Meeting BGM Expertengruppe 2026

Quirin Egli  
Specialist Balance Group & Sched. Services

Aarau, 9. Juni 2026

# Begrüssung



**Bastian Schwark**  
Head of Market  
Operations



**Marc Rüede**  
Head of Balance Group &  
Scheduling Services



**Julius Schwachheim**  
Head of Capacity &  
Congestion Management

Day Ahead schedule management:  
Telefon +41 58 580 30 77  
[scheduling@swissgrid.ch](mailto:scheduling@swissgrid.ch)

Intraday schedule management:  
Telefon +41 58 580 29 11  
[scheduling.intraday@swissgrid.ch](mailto:scheduling.intraday@swissgrid.ch)



**Thomas Hauri**  
Ansprechpartner für  
BGM Partner Meeting



**Serge Wisselmann**  
Head of Ancillary Services  
& Analytics



**Quirin Egli**  
Ansprechpartner für  
BG-Expertengruppe

Balance group management:  
[balancegroup@swissgrid.ch](mailto:balancegroup@swissgrid.ch)

# Programm

Zeit	Thema	Referent
11:00	<b>Begrüssung</b>	Marc Rüede, Head of Balance Group & Scheduling Services
11:10	<b>Rückblick Expertenmeeting 2025</b>	Quirin Egli, Specialist Balance Group & Scheduling Services
11:20	<b>Update Fahrplanmanagement</b>	Marco Lenzin, Senior Specialist Balance Group & Scheduling Services
11:30	<b>Neuer Ausgleichsenergiepreis, Rampen</b>	Lukas Loser, Specialist Balance Group & Scheduling Services
11:50	<b>Datenpublikation, Mitregelmengen HBG</b>	Lukas Loser, Specialist Balance Group & Scheduling Services
12:10	<b>Herausforderungen Bilanzgruppen aus Sicht EICom</b>	Raffaele Bornatico, Specialist International Affairs and Grids
<b>12:30</b>	<b>Stehlunch</b>	<b>alle</b>
13:30	<b>KPI Datenqualität VNB</b>	Roland Bissig, Head of Energy Data & Settlement Team
13:40	<b>Frühzeitige Abrechnung</b>	Marko Pranjic, Head of Energy Data & Settlement Team
13:55	<b>Wie weiter mit dem Post Scheduling?</b>	Quirin Egli, Specialist Balance Group & Scheduling Services
14:05	<b>Anpassung der Auktions-Produkte / Customisation of auction products</b>	Benito Barberio, Senior Spec. Balance Group & Scheduling Services Audrey Giffard, EPEX-Spot
14:30	<b>Short Term Adequacy Prozess</b>	Anneta Matenli, Principal Market Operations
<b>14:45</b>	<b>Kaffee - Pause</b>	<b>alle</b>
15:00	<b>Mittelfristige Abregelung von PV</b>	Raphael Wu, Principal Specialist Market Strategy
15:15	<b>Balancing Roadmap, Pooling Pain Points</b>	Raphael Wu, Principal Specialist Market Strategy Martin Schluep, Senior Balancing Manager (Axpo)
15:40	<b>PV4Balancing, Market Design 2</b>	Stefanie Aebi, Senior Specialist Market & Product Design
15:55	<b>Update zu Optimizer &amp; Prognosen</b>	Katja Moehring, Project Manager
16:10	<b>Auswirkung von PV auf den TRE-Preis</b>	Serge Wisselmann, Head of Ancillary Services & Analytics
16:20	<b>Stromabkommen</b>	Thomas Hauri, Principal Market Operations
16:30	<b>Fragen &amp; Abschluss</b>	Marc Rüede, Head of Balance Group & Scheduling Services
<b>16:35</b>	<b>Apero</b>	<b>alle</b>

---

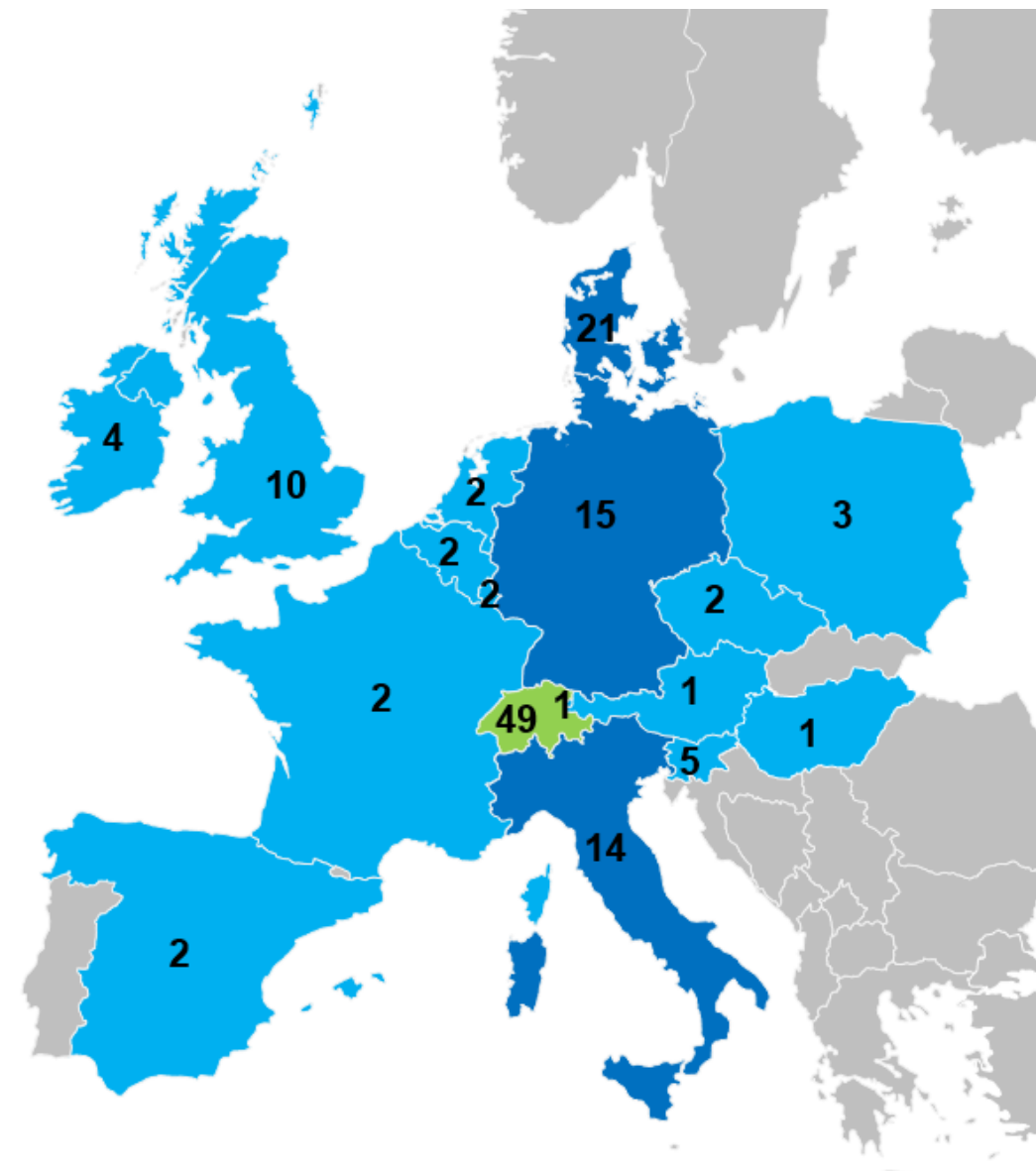
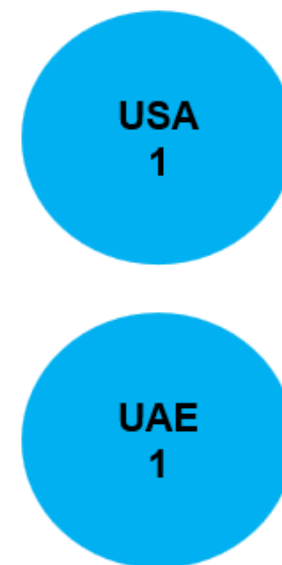
# Rückblick Expertenmeeting 2025

**Quirin Egli**

Specialist Balance Group & Sched. Services

# Bilanzgruppenmanagement

	BGs	↓	↑	Mutations
2022	107	2	5	122
2023	111	3	7	143
2024	116	7	12	201
2025	119	4	16	142
2026	138	1	9	125



# Expertenmeeting 2025 - Tasks Swissgrid

- **Publikationen von Daten mit einer benutzerfreundlichen Schnittstelle**
  - Projekt Datenpublikation – Lukas Loser, 1. Block
- **Gemeinsames Erarbeiten beim Pooling-Dokument**
  - Pooling Pain Points – Raphael Wu, Martin Schluep, Serge Wisselmann, 2. Block

# Expertenmeeting 2025 - Projekte

- **01.01.2026 neuer Ausgleichsenergiepreis**
  - Echtzeitnahe Publikation
  - Erste Analysen & Aktives Balancing - Lukas Loser, 1 Block
- **Herausforderungen durch PV-Prognosen**
  - Projekt PV4Balancing wird weitergeführt - Stefanie Aebi, 3 Block
  - Optimizer Regelenergie - Katja Moehring, 3 Block
- **Datenpublikation**
  - Roadmap Projekt, Lukas Loser, 1 Block
- **Rampen egalisieren für alle Bilanzgruppen**
  - Möglichkeiten zum Homogenisieren, Lukas Loser, 1 Block

# Expertenmeeting 2025

## Marktrelevante Publikationen

- Unterbruch Datenpublikation
- Änderungen an Publikationen
- div. relevante Meldungen



## Marktrelevante Informationen


Zusätzlich zu REMIT-relevanten Informationen veröffentlicht Swissgrid auf dieser Seite zusätzliche Informationen rund um das allgemeine Marktgeschehen. Diese Informationen sollen den Marktteilnehmern ein besseres Verständnis über die aktuellen Marktgegebenheiten geben. Hier geht es um Themen, welche sich um das Geschäft von Swissgrid drehen. Beispiele:

- NTC-Prozesse
- Redispatch
- Bilanzgruppenmanagement

---

2. Juni 2026 | 001


**Publication error of Control Area Balance**

[Detail](#) 

---

24. April 2026 | 001

**Information about potential limited downward flexibility in Switzerland for 26 April 2026**

[Detail](#) 

---

15. April 2026 | 001

**Changes in the file structure on the Swissgrid website**

[Detail](#) 

---

---

# Update Fahrplanmanagement

**Marco Lenzin**

Senior Spec. Balance Group & Sched. Services

# TPS Position Check of BGs with EndCustomer

## Aktueller Status

### Formel für die Bilanzgruppe XYZ:

TPS Position = Import + PROD – Export – CONS - PUMP

–Limit 1 **-100MW** < TPSPosition < Limit 1 + **100MW**

–Limit 2 **-75MW** < TPSPosition < Limit 2 + **75MW**

–Limit 3 **-30MW** < TPSPosition < Limit 3 + **30MW**

Überschreitet die TPS Position **die Grenzwerte**, dann wird ein Alarm generiert und eine E-Mail wird an die Bilanzgruppe versendet.

## Zukünftiges Monitoring mit zwei zusätzlichen Parametern (Go Live 23.06.2026)

L1: **1,2** \* 100MW = +/- 120MW

L2: **1,2** \* 75MW = +/- 90MW

L3: **1,2** \* 30MW = +/- 36MW°

° Die Grenzwerte 1/2/3, welche die Bilanzgruppen vorgeben, werden in diesem Fall mit 20% multipliziert und der errechnete Wert wird mit dem allgemeinen **Schwellenwert-BG-Überwachung (10 MW)** verglichen (siehe Beispiel).

	Day	09.06.26–09.06.26
EndCustomer BG TPS Position Limit [%]		20
Threshold BG Monitoring [MW]		10

## **Grenzwerte unter Berücksichtigung der beiden zusätzlichen Parametern**

L1: +/- 120MW

L2: +/- 90MW

L3: +/- 40MW

# Anpassung zur Verbesserung der Datenqualität bei den Inputdaten des Optimizers

## Ausgangslage

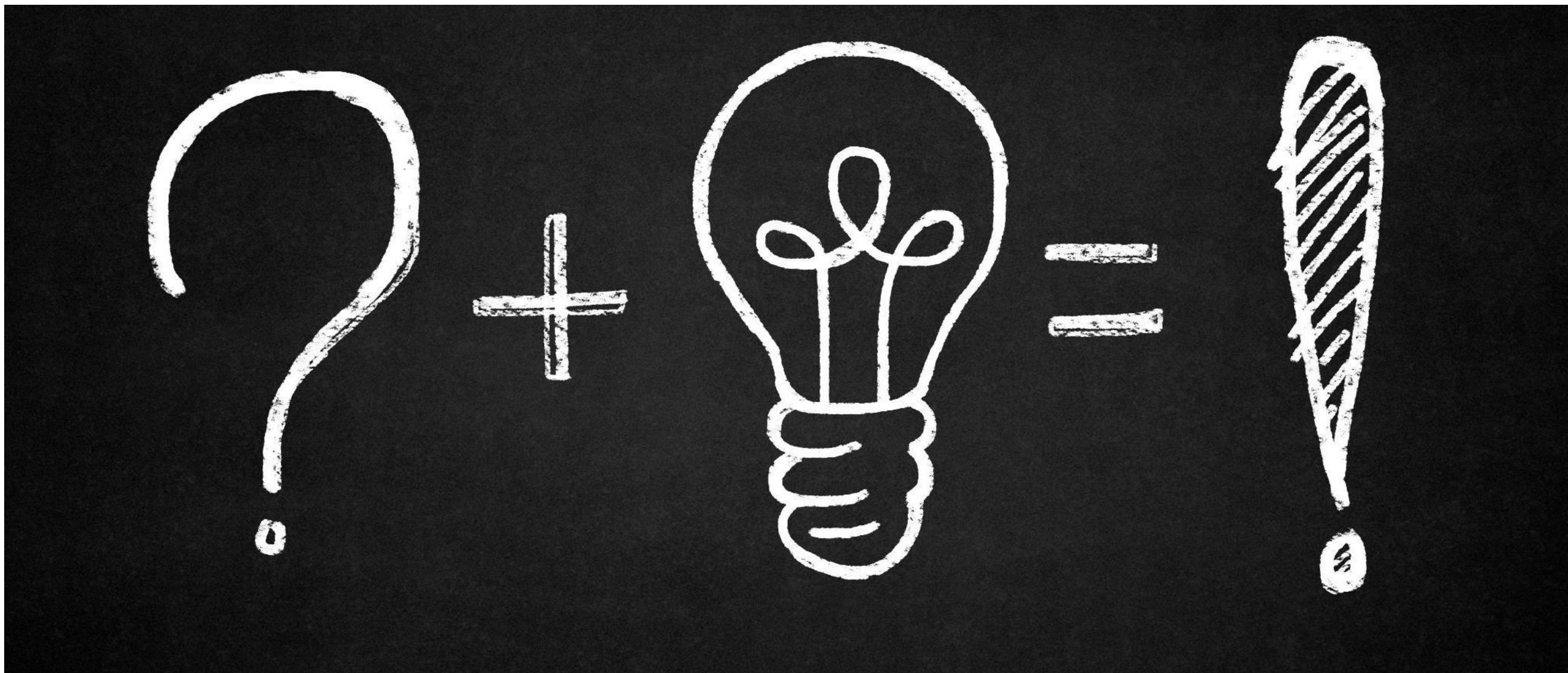
- Offene Positionen werden vom Fahrplansystem 1 Minute nach jeder Viertelstunde an den Optimizer gesendet
- Basis: Fahrplananmeldungen der Bilanzgruppen
- Problem: Interne Geschäfte oft verspätet oder nicht gemeldet → verzerrtes Gesamtbild
- Lösung: Börsengeschäfte als führend definieren

## Neue Regelung (Intraday CH), gültig ab 23.06.2026:

- 15 Minuten vor Lieferviertelstunde: Abgleich interne Geschäfte mit Börse
- Bei Abweichungen gilt die Marktregel: Priorität Börse (EEXN\_S)
  - Bei Cut Off Time wird die gesamte Zeitreihe der Börse übernommen
- Bei Anwendung der Marktregel: CNF-Versand an Bilanzgruppen wie bisher

Alle internen Geschäfte darf man weiterhin in der Vergangenheit und bis spätestens zum Ende des Postschedulings anmelden

# Fragen?



---

# Neuer Ausgleichsenergiepreis Erste Erfahrungen

**Lukas Loser**

Specialist Balance Group & Sched. Services

- 
- 1 Ziele des neuen Systems**
  - 2 Veränderung der Regelzone**
  - 3 Mitregeln der Händler**
  - 4 Beispiel: Ostern**

- 
- 1 Ziele des neuen Systems**
  - 2 Veränderung der Regelzone**
  - 3 Mitregeln der Händler**
  - 4 Beispiel: Ostern**

# Ziele des neuen Systems

**Das Einpreismodell stärkt die Systemverantwortung der Bilanzgruppen und setzt klare Anreize für stabilisierendes Marktverhalten – bei gleichzeitig höherem Bedarf an Präzision und Flexibilität.**

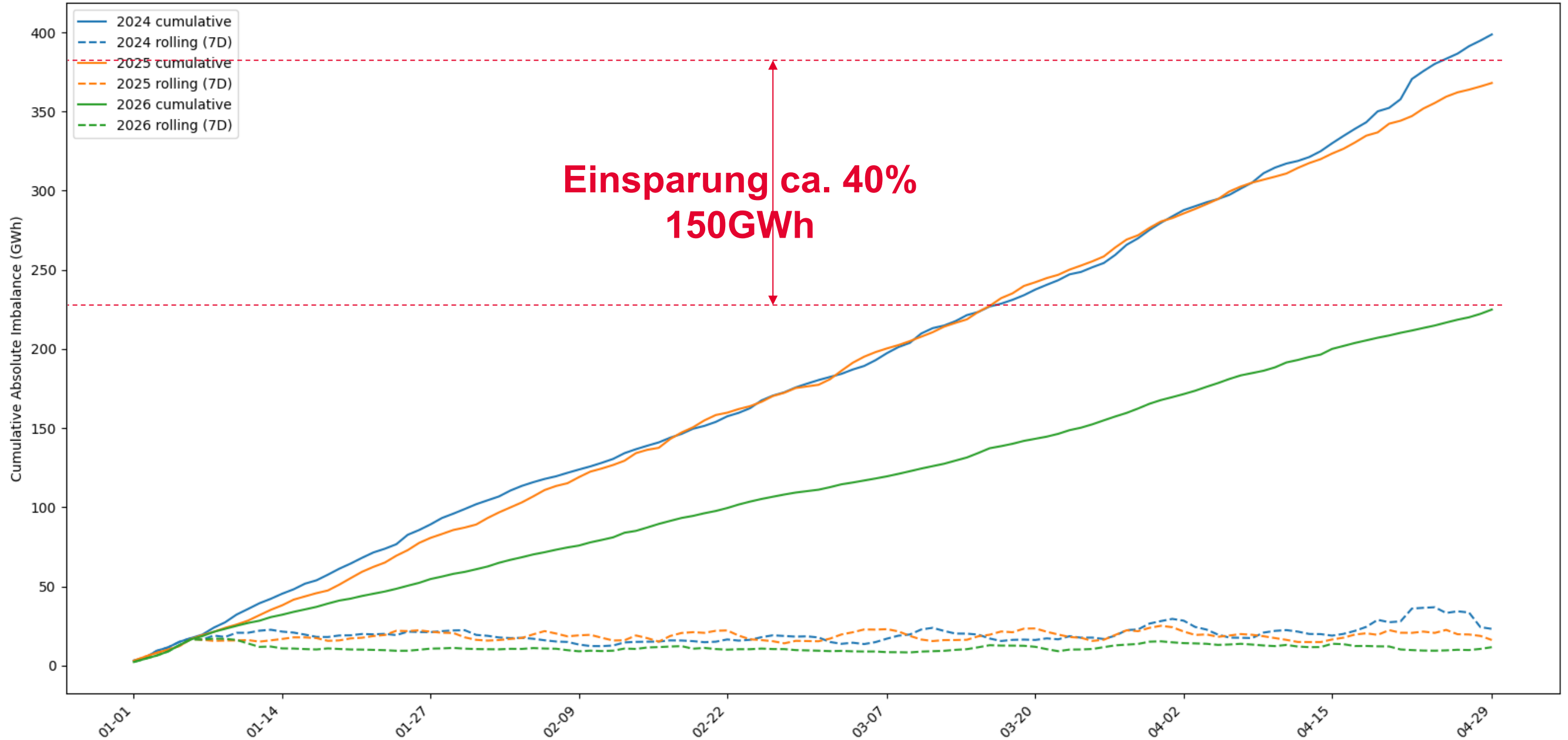
- Einheitlicher Ausgleichsenergiepreis für alle Bilanzgruppen (long und short)
- Unausgeglichheiten werden zum gleichen Preis abgerechnet, unabhängig von der Richtung
- Systemdienliches Verhalten wird belohnt und ein neuer Business Case entsteht.
- Verschachtelungseffekt fällt weg und mehr Transparenz wird geschaffen.
- Kein Business Case mehr für Post Scheduling Markt, Handelsaktivitäten verschieben sich teilweise in den Intraday.
- Handelsbilanzgruppen dürfen eine offene Position von bis zu 50MW aufweisen und Wichtigkeit von Händlern steigt.

	Bilanzgruppe short	Bilanzgruppe long	Preisformel
<b>Unterdeckte Systembilanz (short)</b>	Bilanzgruppe zahlt: A	Bilanzgruppe bekommt: A	$A = \max (P_{\text{sec+}}; P_{\text{ter+}})$
<b>Überdeckte Systembilanz (long)</b>	Bilanzgruppe zahlt: B	Bilanzgruppe bekommt: B	$B = \min (P_{\text{sec-}}; P_{\text{ter-}})$

- 
- 1 Ziele des neuen Systems**
  - 2 Veränderung der Regelzone**
  - 3 Mitregeln der Händler**
  - 4 Beispiel: Ostern**

# Veränderung der Regelzone

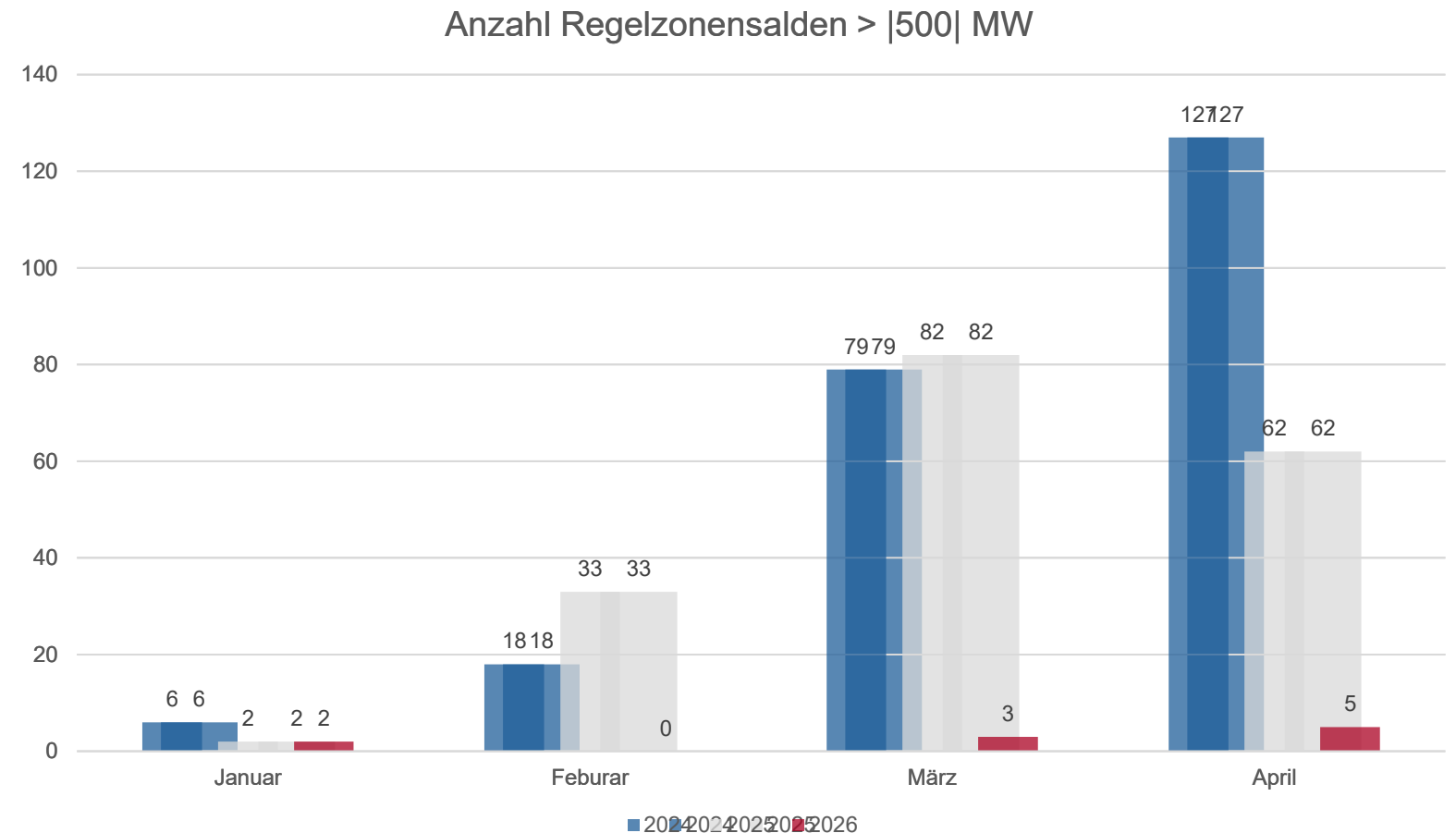
Cumulative Absolute Imbalance by Year



# Veränderung der Regelzone

Die Analyse zeigt eine markante Reduktion grosser Regelzonensalden (> |500| MW) im Jahr 2026 im Vergleich zu 2024 und 2025.

- Sehr hohe Volatilität 2024 und 2025, mit einem klaren Peak im Frühjahr (PV).
- 2026 zeigt eine deutliche Verbesserung: Regelzonensalden > |500| MW treten nur noch vereinzelt auf.
- Klare Trendwende erkennbar: Die Stabilität der Regelzone hat sich im Vergleich zu den Vorjahren markant erhöht, obwohl der PV-Ausbau weitergeht und mehr Erneuerbare am Netz sind.
- Maximales |Regelzonensaldo| in den ersten vier Monate:
  - 2024: 1400
  - 2025: 838
  - 2026: 595

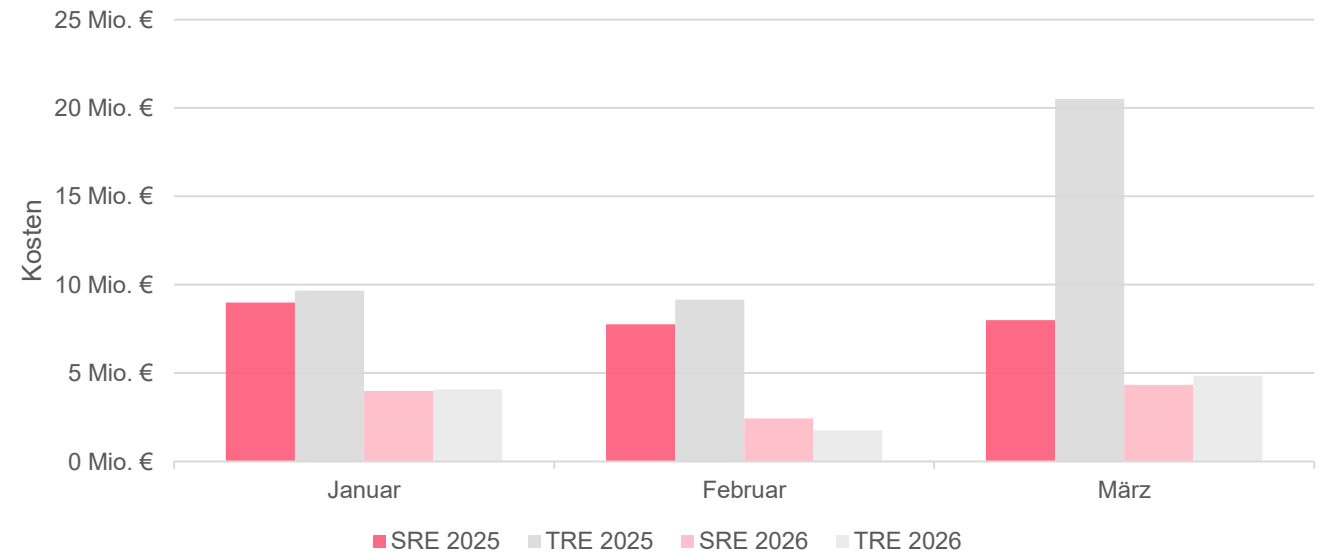


# Veränderung der Regelzone

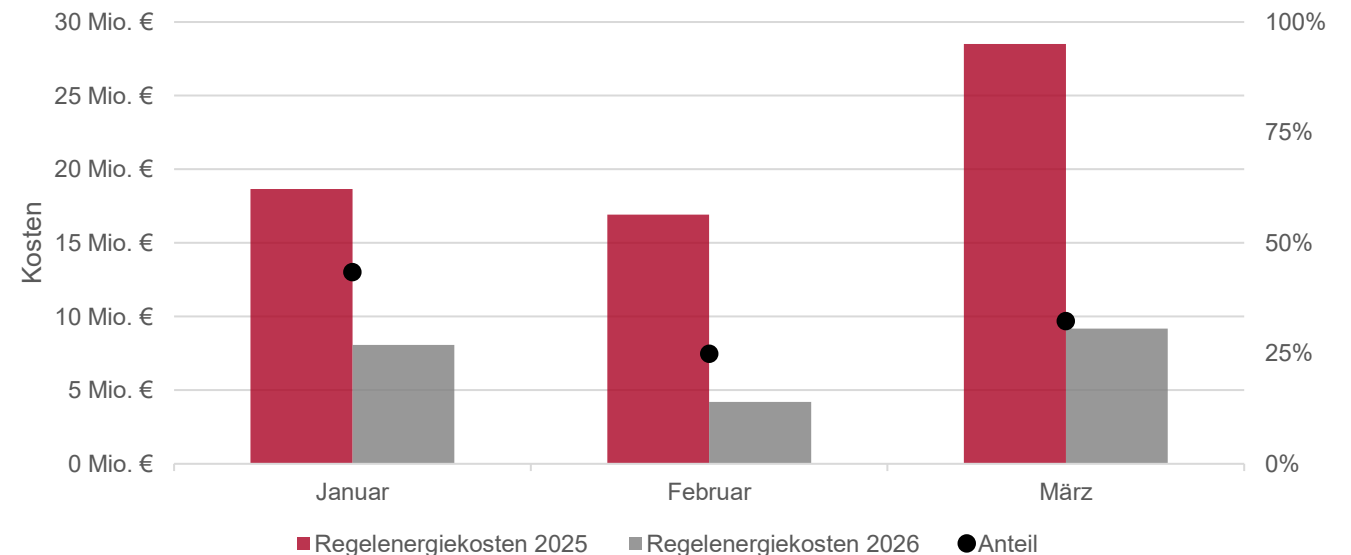
## In den ersten Monat ist eine deutliche Reduktion der Regelenergiekosten erkennbar.

- Sowohl die SRE- als auch die TRE-Ausgaben sind stark zurückgegangen.
- Die Regelenergiekosten konnten bis zu 75% reduziert werden.
- Im Vergleich zum Vorjahr wurden monatlich rund 10–20 Mio. EUR weniger für Regelenergie ausgegeben.
- Die Ausgaben werden in den kommenden Monaten weiter analysiert, um den Trend zu bestätigen und mögliche andere Gründe für die Reduktion auszuschliessen.
- Die Ausgleichsenergiekosten für die Bilanzgruppen mit Messpunkten sind mit dem neuen Modell stark gesunken.

Regelenergiekosten: Vergleich SRE und TRE (2025 vs. 2026)



Monatlicher Vergleich der Regelenergiekosten (2025 vs. 2026)



- 
- 1 Ziele des neuen Systems**
  - 2 Veränderung der Regelzone**
  - 3 Mitregeln der Händler**
  - 4 Beispiel: Ostern**

# Mitregeln der Handelsbilanzgruppen

## Mitregelnde Handelsbilanzgruppen zur Systemstabilität

- Rund 20 Handelsbilanzgruppen
- Rund 60 Handelsbilanzgruppen
- Maximales Marktlimit
- Durch die finanzielle Belastung des Marktes wird bestraft.
- Erfahrungsausschuss hat Kontakt zu Bilanzgruppen
- Die meisten Bilanzgruppen sind verpflichtet zu reagieren.

Limitensets Nr.	Limite 1: DA bis D-2h [MW]	Limite 2: D-2h bis D-15Min [MW]	Limite 3: D-15Min bis Ende PS [MW]	Sicherheiten [EUR]
	(long/short)	(long/short)	(long/short)	
1	10	10	10 *	100 000
2	25	10	10 *	200 000
3	50	25	10 *	400 000
4	100	25	10	550 000
5	200	50	20	850 000
6	300	75	30	1 100 000
7	400	100	50	1 400 000

\* mit diesem Limitenset darf nicht mitgeregelt werden, hier besteht die Pflicht zum Ausgleich der offenen Positionen. Grund dafür sind die bei diesen Limitensets nicht ausreichend hohen hinterlegten Sicherheiten, welche ein zu hohes Risiko für Swissgrid darstellen.

D = delivery / physischer Lieferzeitpunkt  
 DA = Day-Ahead  
 PS = Post Scheduling

zur  
 zone.  
 schwächen  
 lten weiter  
 , um im engen  
 itteränderungen

# Mitregeln der Handelsbilanzgruppen

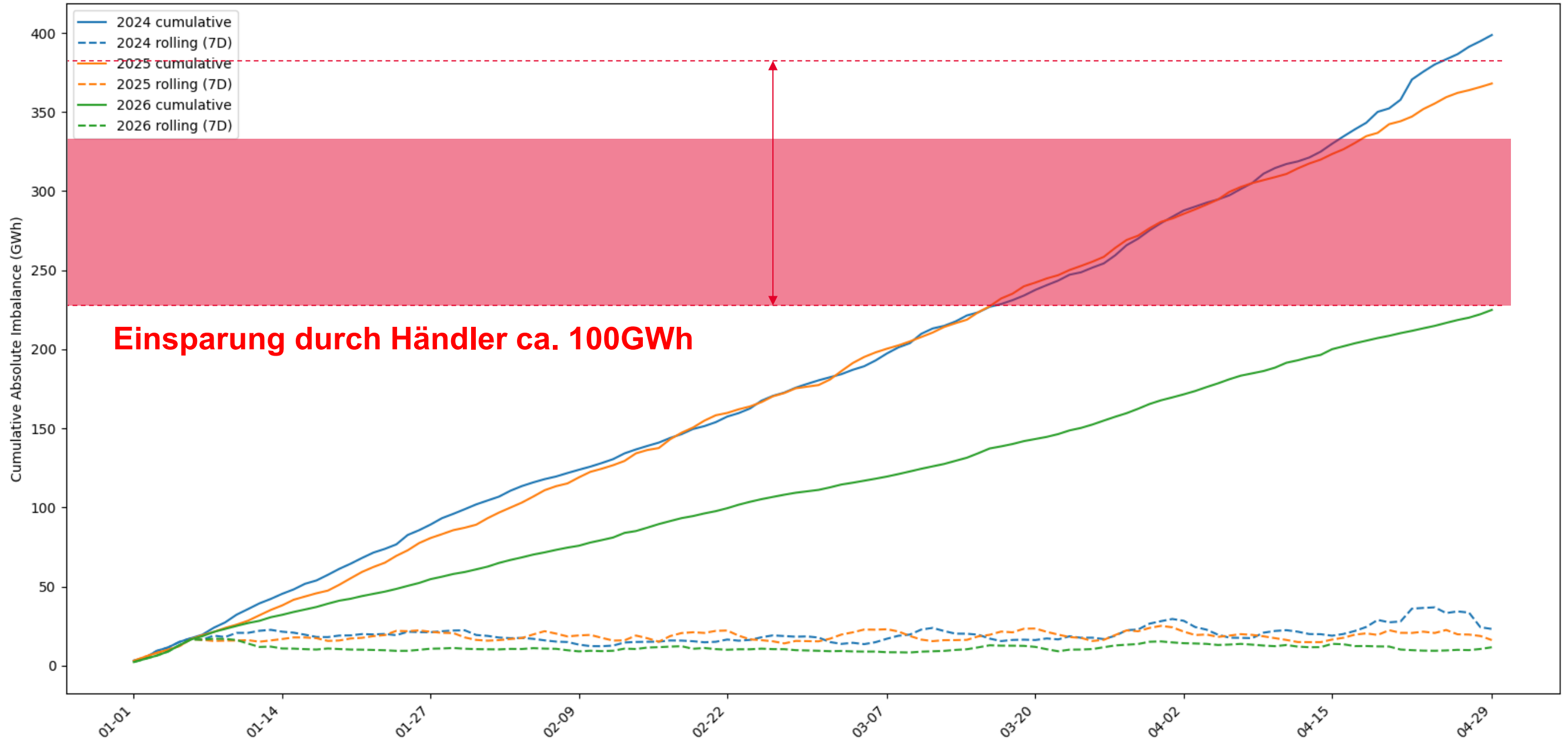
## Vergleich Januar – April / Entwicklung

- Steigendes Mitregelvolumen, insbesondere im April, bei steigendem stabilisierendem Verhalten
- Kontinuierlicher Anstieg des stabilisierten Mitregelvolumens
- Substanzielle Reduktion des Regelsaldos, mit starkem Effekt im April (**-37.1 %**)
- Hohe Einsparungen bei der Regelenergie, mit **34.5 GWh** im April als Spitzenwert

Monat	Max. Short-Position HBG	Max. Long-Position HBG	Stab. Mitregelvolumen	Reduktion Regelzonensaldo	Eingesparte Regelenergie
Januar	165 MW	205 MW	70%	23.0 MW / 21.9%	17.0 GWh
Februar	263 MW	192 MW	72%	23.2 MW / 24.4%	15.5 GWh
März	281 MW	291 MW	74%	32.3 MW / 29.2%	24.0 GWh
April	437 MW	280 MW	73%	47.8 MW / 37.1%	34.5 GWh

# Veränderung der Regelzone

Cumulative Absolute Imbalance by Year



**Einsparung durch Händler ca. 100GWh**

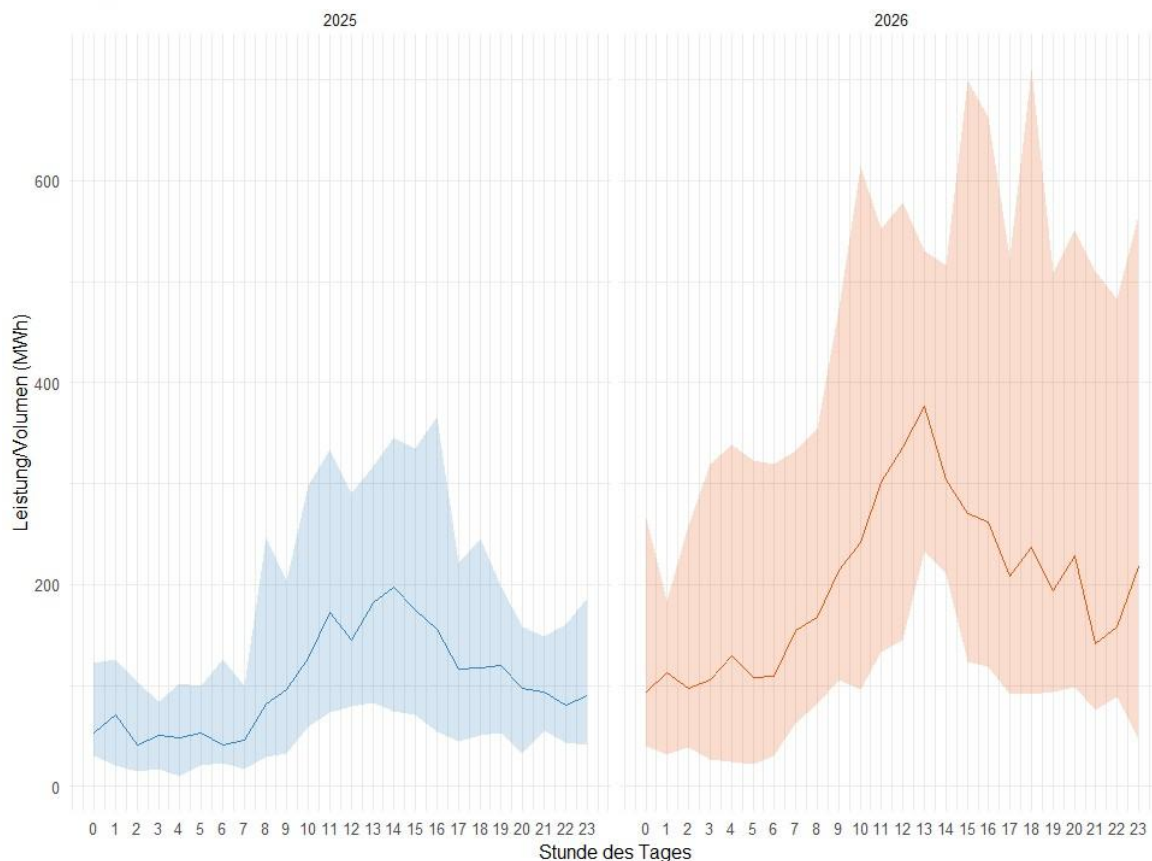
# Mitregeln der Handelsbilanzgruppen



## Entwicklung Schweizer ID-Markt

- Gehandeltes Volumen am Schweizer ID-Markt konnte im Januar 2026 im Vergleich zum Januar 2025 **mehr als verdoppelt** werden!
- Aber immer noch zu wenig liquide, vor allem bei 15 Minuten Produkten -> fehlende Kopplung mit Europa

Januar – Stunden-Perzentile (P10–P90) und Median pro Stunde des Tages  
Vergleich 2025 vs. 2026



**EPEX SPOT**  
41.655 Follower:innen  
1 Woche • 🌐

+ Folgen ...

🚀 Exciting developments on the Swiss Intraday Continuous Market!

Over the past few months, Switzerland's Intraday Continuous market has shown remarkable growth. In 2025, traded volumes exceeded 1 TWh, bringing the market back to levels last seen in 2018 — before the decoupling from SIDC.

📈 January 2026 continues this positive trend: Almost 200 GWh were traded, similar to pre-XBID activity and showing a renewed market dynamism.

💡 This surge of intraday market activity in Switzerland appears to also follow the recent reform of **Swissgrid AG** imbalance price mechanism. Since January 2026, the mechanism incentivizes balance groups to use the intraday market to better balance their position or to get financially rewarded for stabilizing the grid.

As market interest rises, now is the time to take part in Switzerland's Intraday Continuous opportunities!

- 
- 1 Ziele des neuen Systems**
  - 2 Veränderung der Regelzone**
  - 3 Mitregeln der Händler**
  - 4 Beispiel: Ostern**



## Elia Group

75.226 Follower:innen

1 Woche • Bearbeitet •

+ Folgen



Yesterday, exceptionally high negative imbalance prices were recorded for a short period, reaching -€15,000/MWh. The system remained stable and at no point the security of supply was at risk.

These prices reflected a clear oversupply of electricity due to high solar production and low consumption on Easter Monday. Solar production was at some moment 1.4 GW higher than forecasted, leading to a sudden imbalance. At the same time downward flexibility was extremely limited in Belgium.

Scarce balancing reserves were activated on the European balancing market up to the regulatory price cap. No technical interventions, such as curtailing of solar or wind parks, were required.

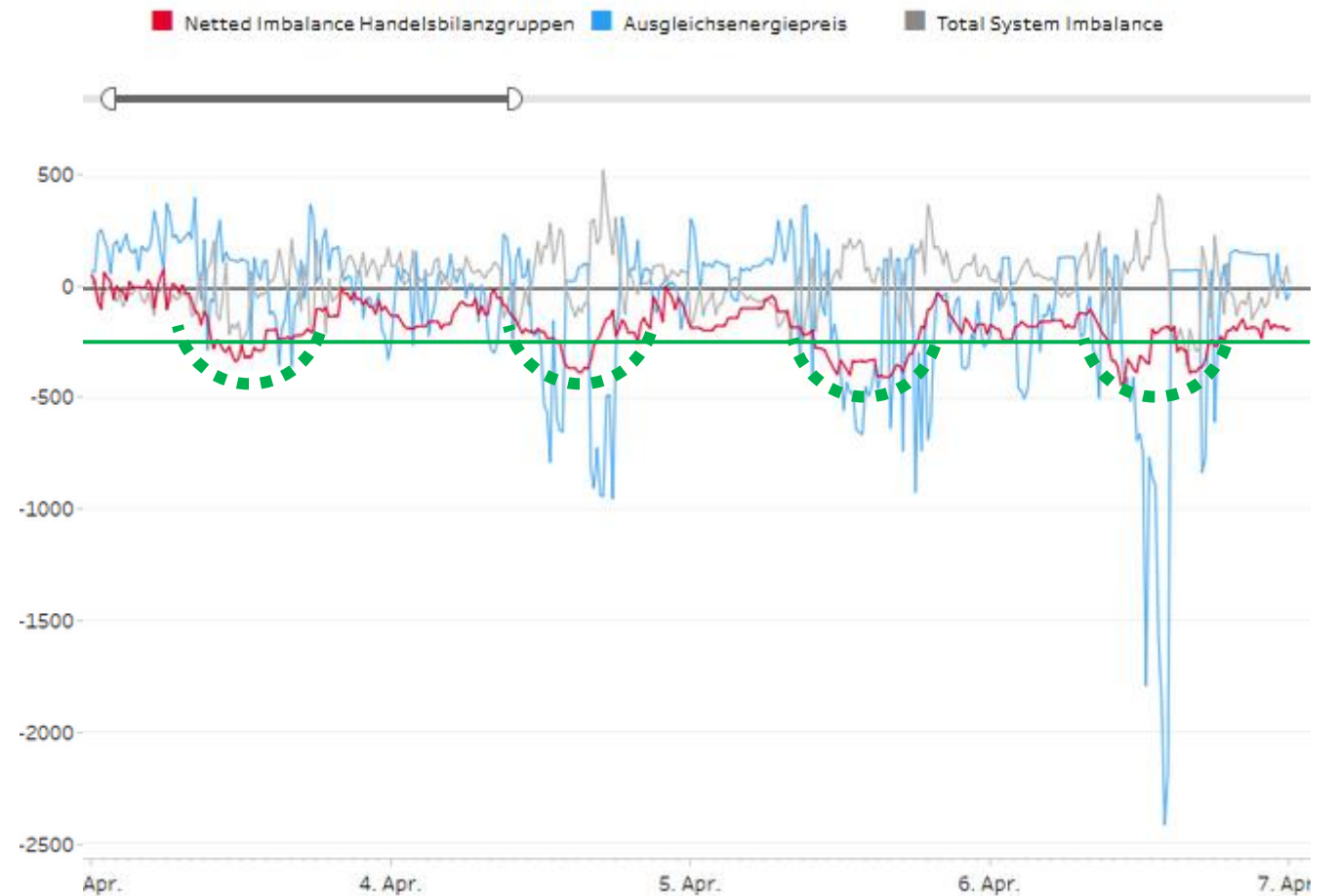
This event underlines the growing challenge of high renewal generation combined with insufficient flexibility. This has recently been highlighted in Elia's Summer Outlook 2026. Accelerating flexibility solutions, including controllable decentralized production, is essential to keep the system balanced.

Read the press release here: <https://lnkd.in/ewvBSCFC>

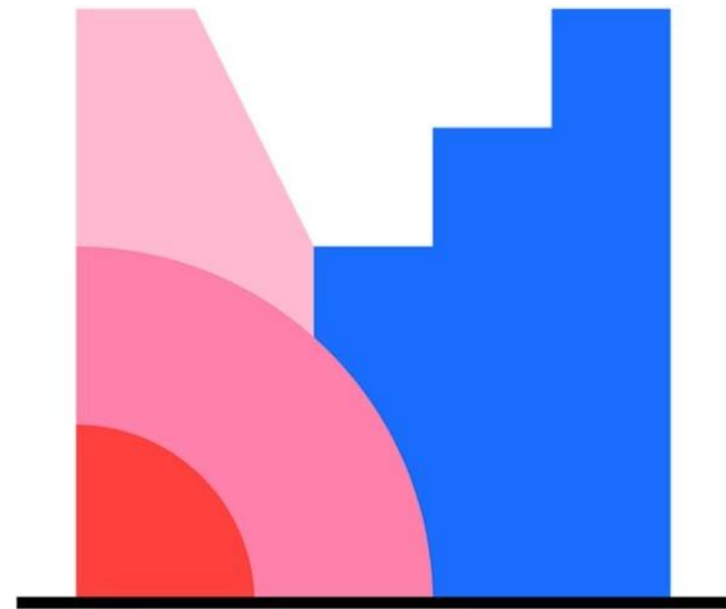
[#EnergyTransition](#) [#ElectricityMarkets](#) [#SystemBalance](#) [#Flexibility](#)  
[#RenewableEnergy](#) [#SolarPower](#) [#GridStability](#) [#EnergyPolicy](#)  
[#BalancingMarkets](#) [#Elia](#)

# Ostern 2026 – Unausgeglichenheit & Mitregeln

- Keine hohe Unausgeglichenheit der Regelzone
- Mitregeln funktionierte stabil und sehr effektiv:
  - Unausgeglichenheit wurde halbiert
  - Stabilisierendes Verhalten von max. 437 MW
  - Stabilisierendes Verhalten von mehreren 100 MW zu vielen Zeitpunkten
- PV-Produktion von teilweise über 6GW (knapp 70% der Produktion zu diesem Zeitpunkt)
- TRE- MOL zeigt einen steilen Anstieg, was zu höheren Preisen führt
- Im Vergleich zu den letzten Jahren waren diese Ostern erfolgreich.
  - Vergleichsweise tiefe Preise
  - Tiefe Unausgeglichenheit

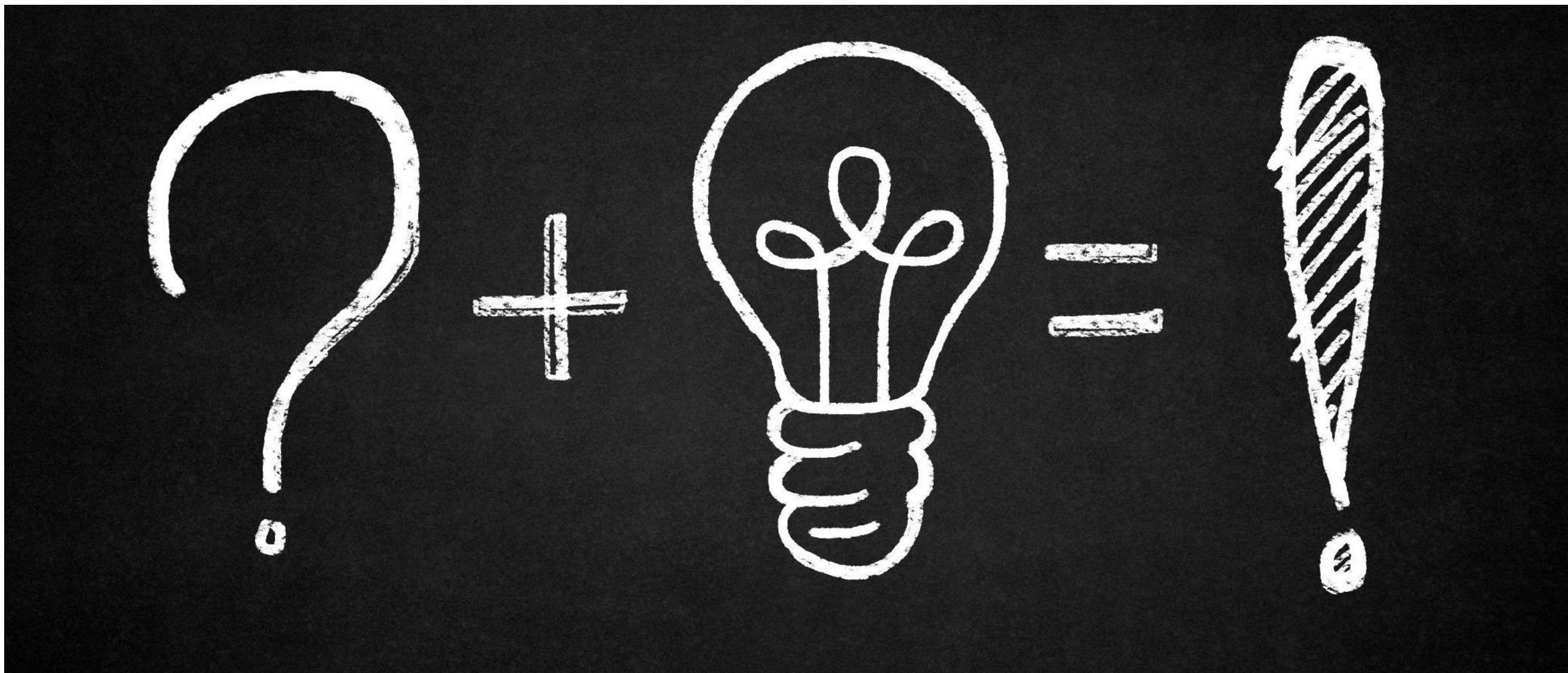


- Generell gilt keine Teilnahmespflicht
  - Umfrage ist anonym



**Mentimeter**

# Fragen?



---

# Rampen - wie können diese vereinheitlicht werden?

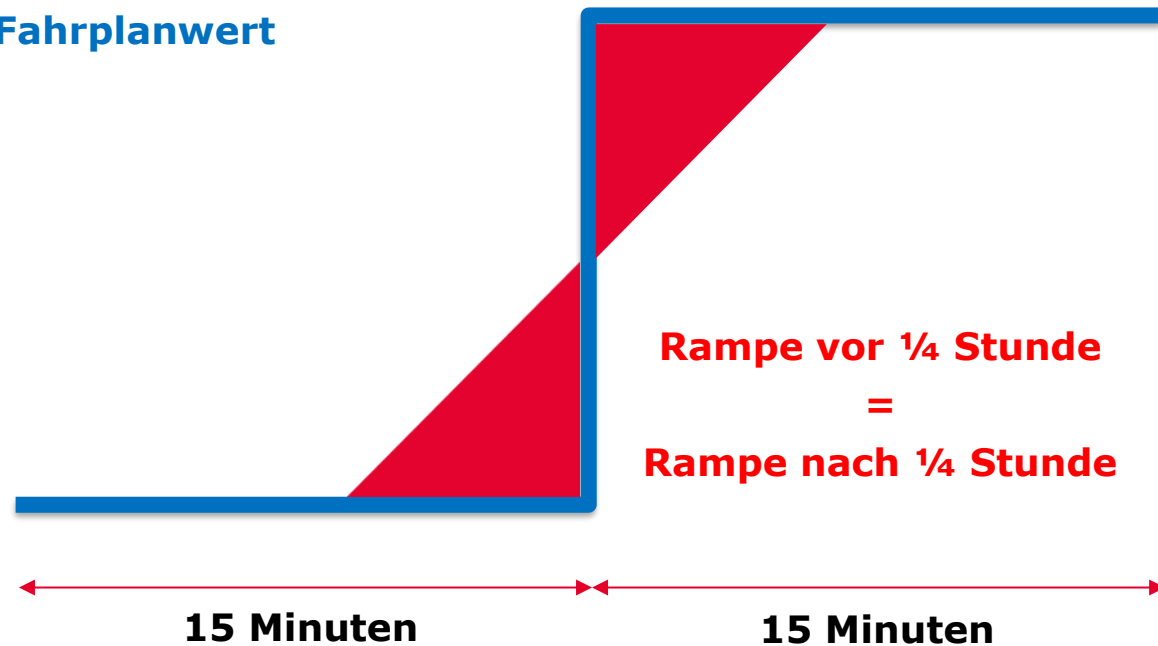
**Lukas Loser**

Specialist Balance Group & Sched. Services

# Rampenberechnung für Ausgleichsenergie

## Ausgangslage

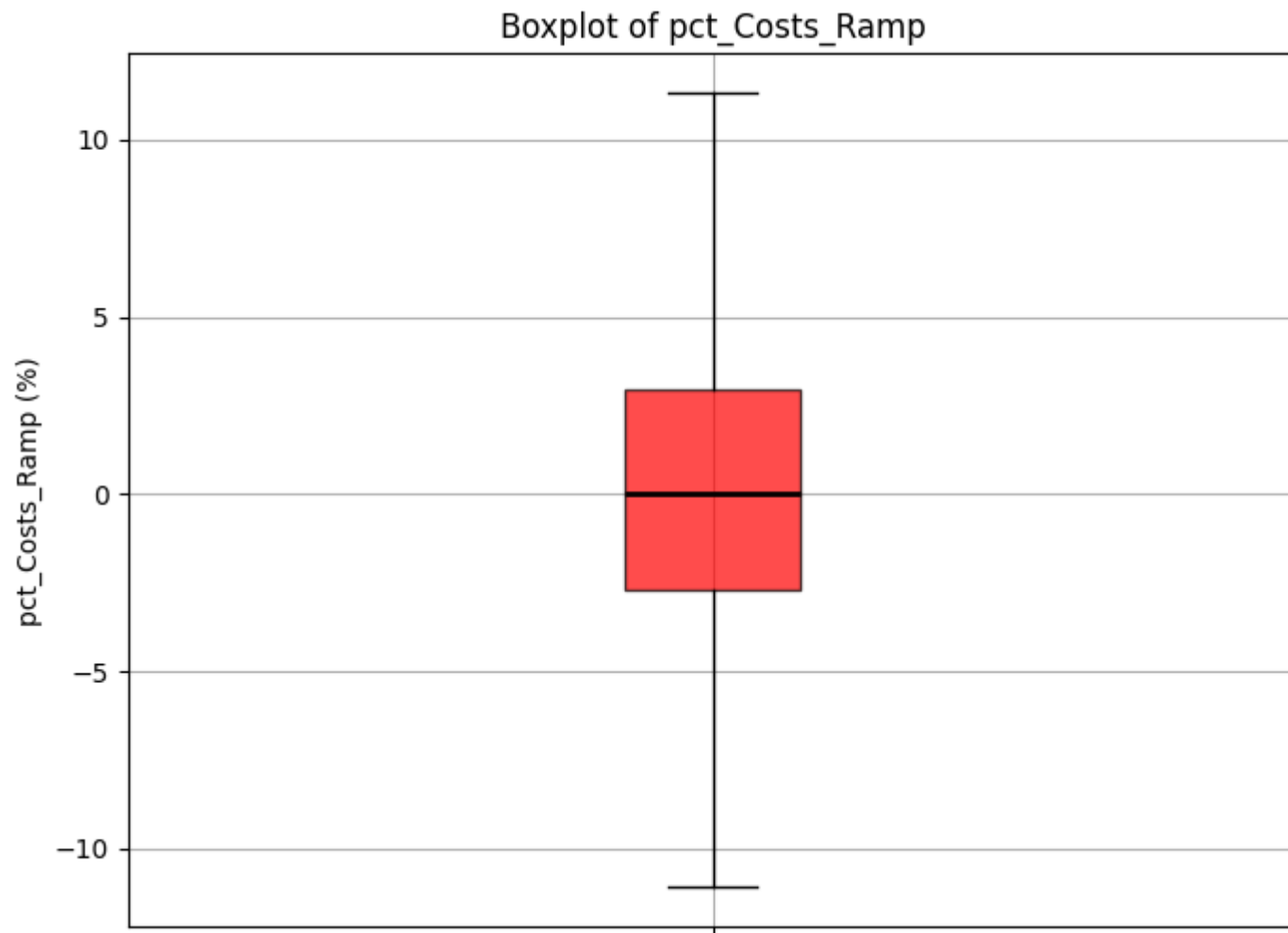
### Fahrplanwert



- 10-Minuten-Rampe bei Änderung des Fahrplansaldos
- Möglichst linear 5 Minuten vor bis 5 Minuten nach dem FP-raster
- Saldozeitreihen  $\neq$  Ausgleichsenergiesaldo
- Sekundär- und Poolingfahrpläne werden nicht gerampt
- Fahrplanerstellung ohne Rampen
- INS beinhaltet keine Rampen
- Fahrpläne von Handelsbilanzgruppen werden nicht gerampt

# Analyse der Rampenkosten für Handelsbilanzgruppen

- Im laufenden Jahr wären für alle Handelsbilanzgruppen zusammen zusätzliche Kosten von 0.5% entstanden.
- Einige hätten damit leicht Gewinn gemacht andere Verlust



Perzentile	Rampenkosten an den Gesamtkosten
10th	-8.8 %
25th	-2.7 %
75th	2.9 %
90th	9.9 %

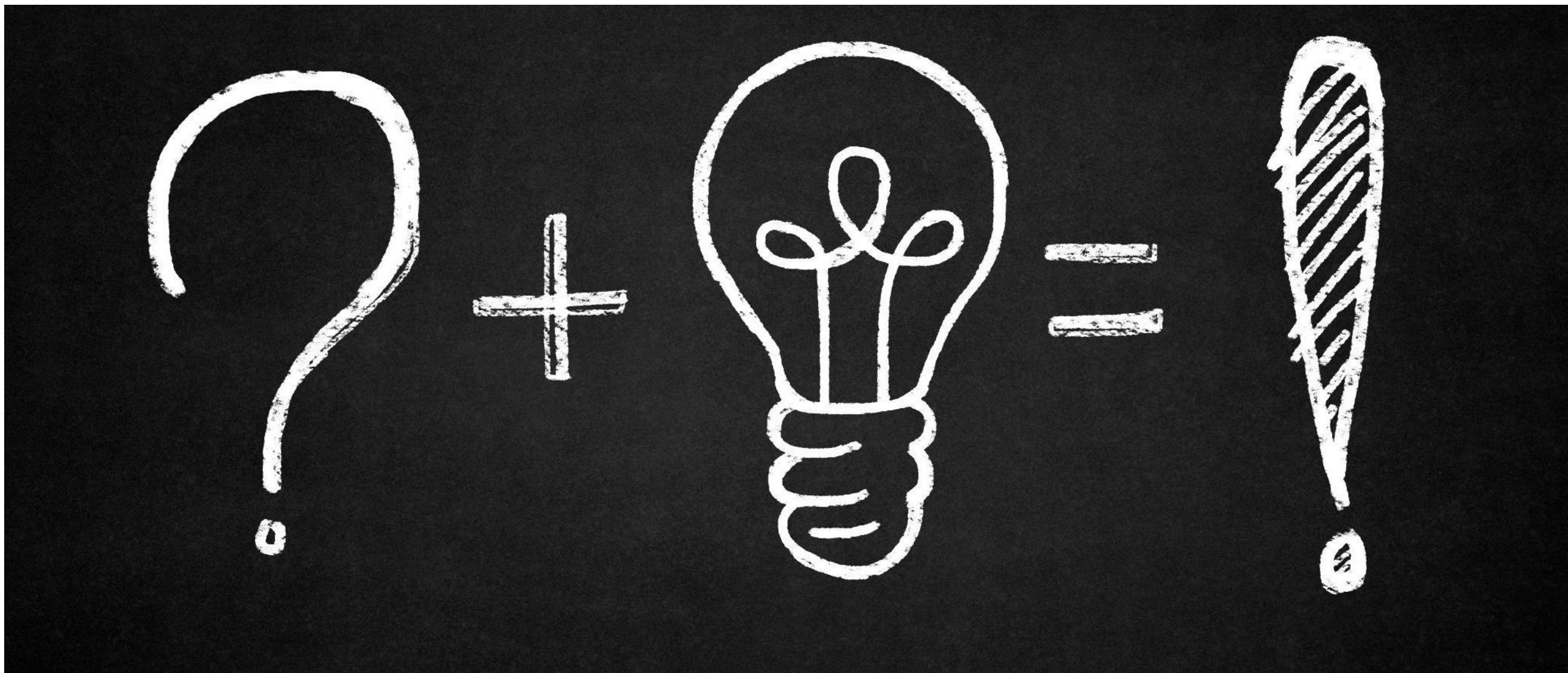
Negative Werte: Zusatzkosten

Positive Werte: Zusätzliche Einnahmen

# Weiteres Vorgehen

- Keine kurzfristigen Anpassungen für Handelsbilanzgruppen
  - Analyse zeigt aktuell geringen Effekt einer Anpassung auf die Gesamtsystematik
- Fokus verschiebt sich auf ganzheitliche Betrachtung der Rampenthematik
  - Rampen werden nicht isoliert pro Marktrolle, sondern systemweit analysiert
- Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen im Energiesystem
  - Insbesondere starker Ausbau von PV, Batterien und neuen Flexibilitäten
- Hinterfragen der heutigen Rampenlogik
  - Prüfen, ob bestehende Ansätze noch zeitgemäss und diskriminierungsfrei anwendbar sind
- Enge Abstimmung mit europäischen TSOs
  - Gemeinsame Weiterentwicklung und Harmonisierung der Rampenansätze
- Zielbild: Zukunftsfähige Rampenberechnung
  - Robust gegenüber neuen Technologien und Marktverhalten
  - Konsistent, transparent und langfristig stabil

# Fragen?



---

# Datenpublikation

**Lukas Loser**

Specialist Balance Group & Sched. Services

# Agenda

---

- 1 Ausgangslage**
- 2 Unsere Ideen**
- 3 Roadmap**
- 4 Fragen**

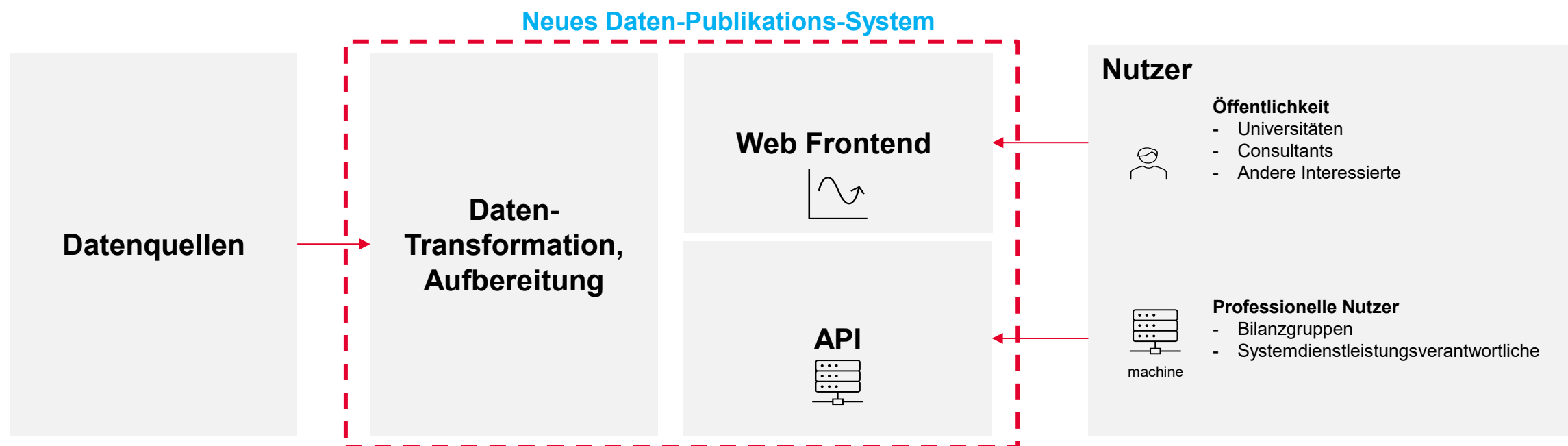
# Ausgangslage

- Rückmeldungen aus BG-Meeting 2025 berücksichtigt
- Umfragen BGV / SDV ausgewertet
- Projekt Mitte April gestartet
- Grobe Roadmap wurde erstellt
- API 1. Priorität
- Visualisierung 2. Priorität

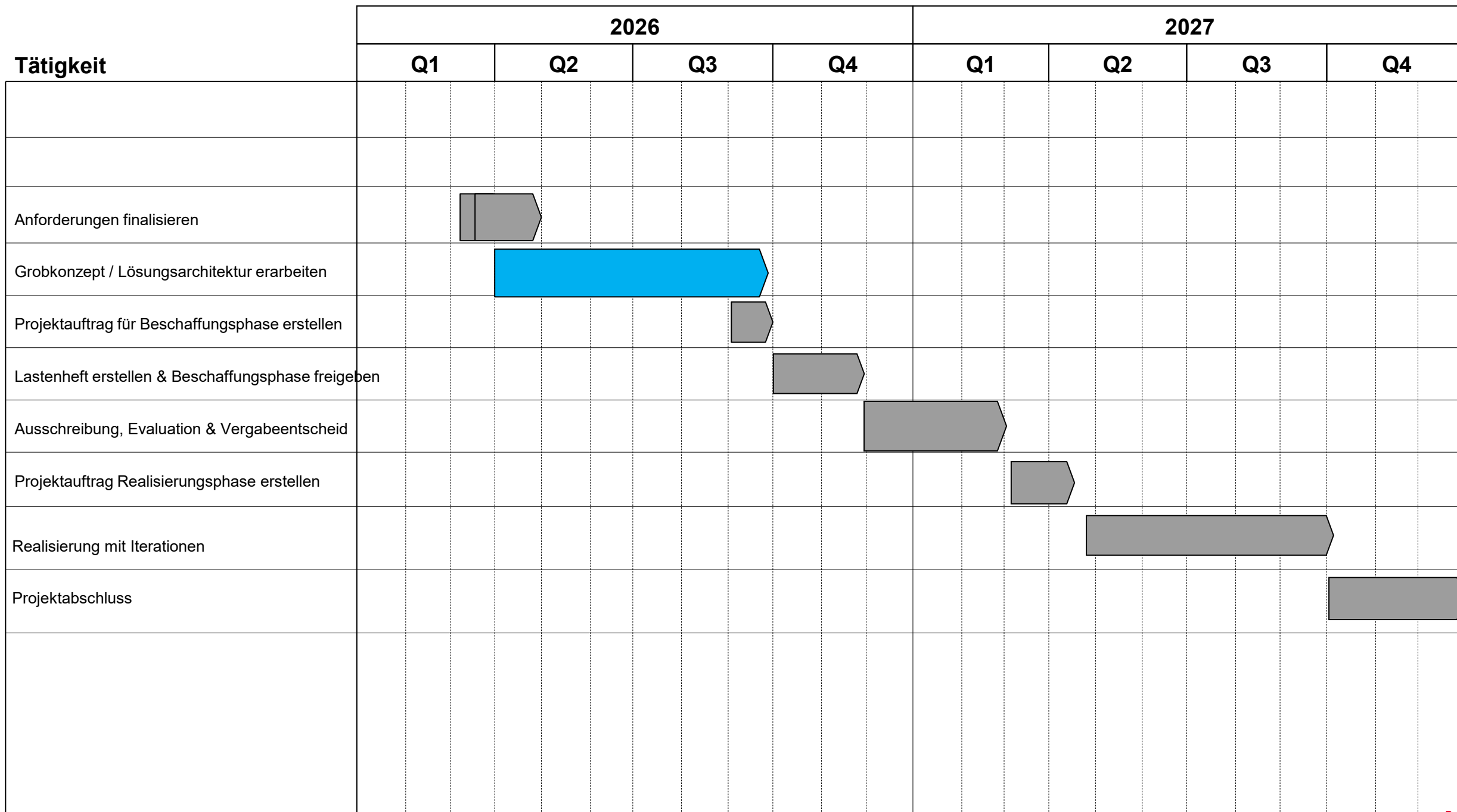
# Unsere Ideen

Unsere ersten Ideen zur Änderung der Veröffentlichung der Market Daten auf unserer Webseite:

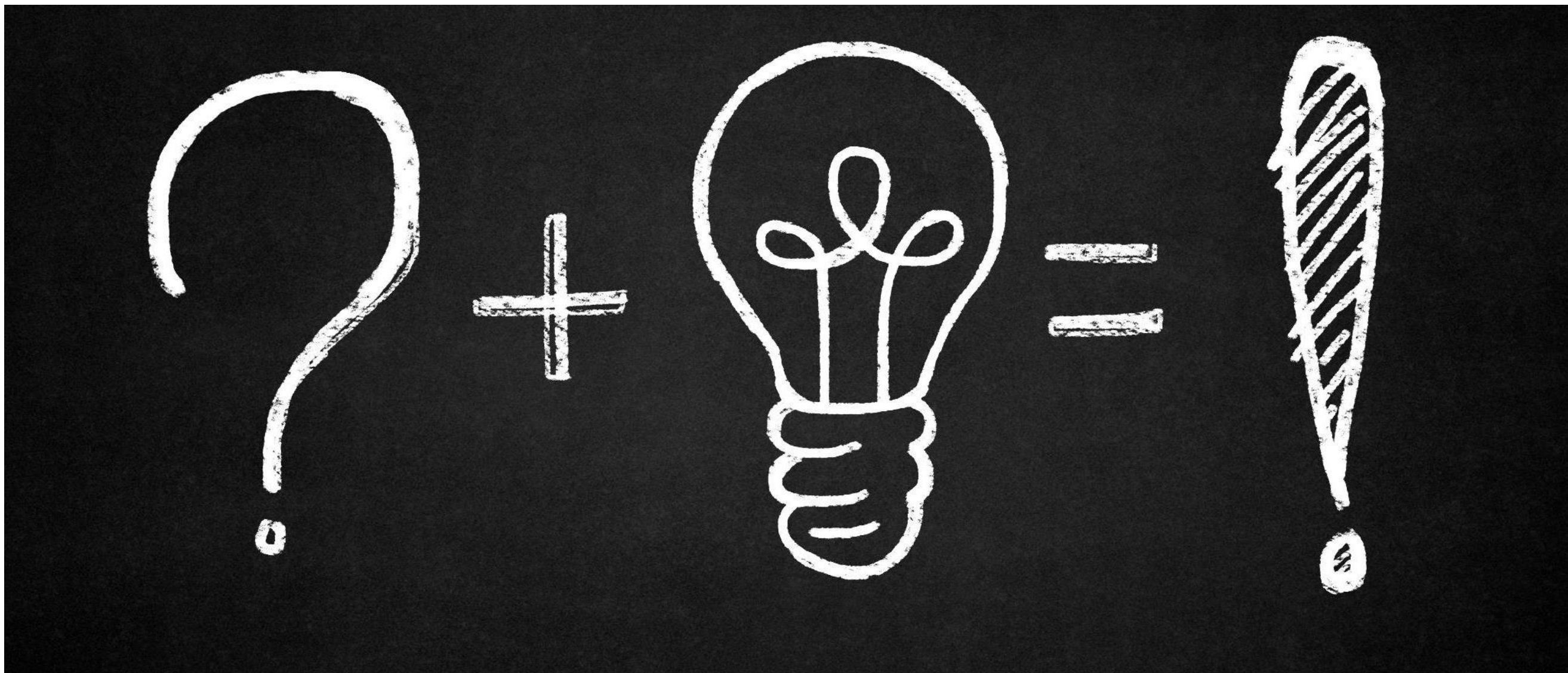
- Neues System für Datenveröffentlichung, Web-Frontend, API und Module für Datenübertragung und -vorbereitung.
- Web-Frontend für Datenvisualisierung und manuelle Downloads.
- Hochverfügbare API für den Zugriff auf Daten.
- Verkürzung der Zeit zwischen Erstellung und Veröffentlichung der Daten, Verbesserung der Datenqualität.



# Grobe Roadmap



# Fragen?



---

# Mitregelmengen Handelsbilanzgruppen

**Lukas Loser**

Specialist Balance Group & Sched. Services

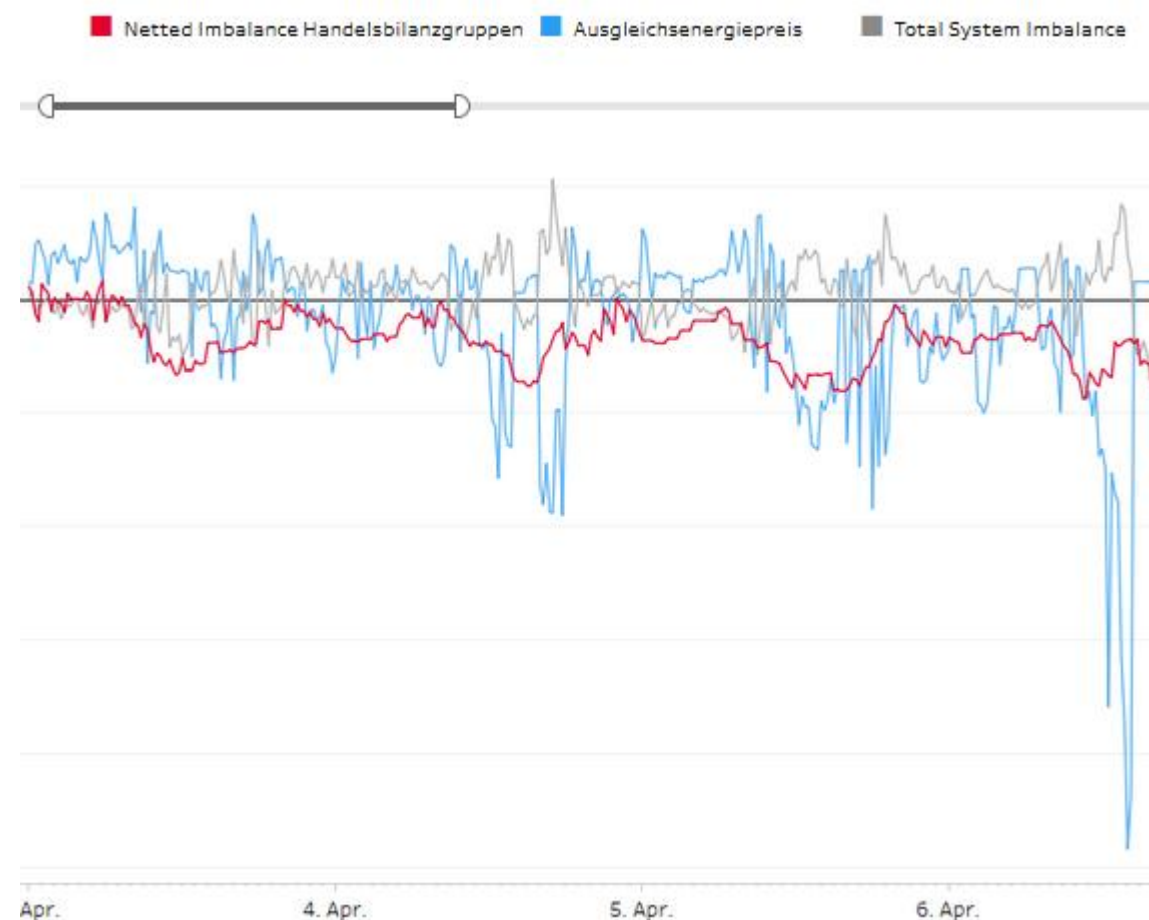
# Neue Publikationen

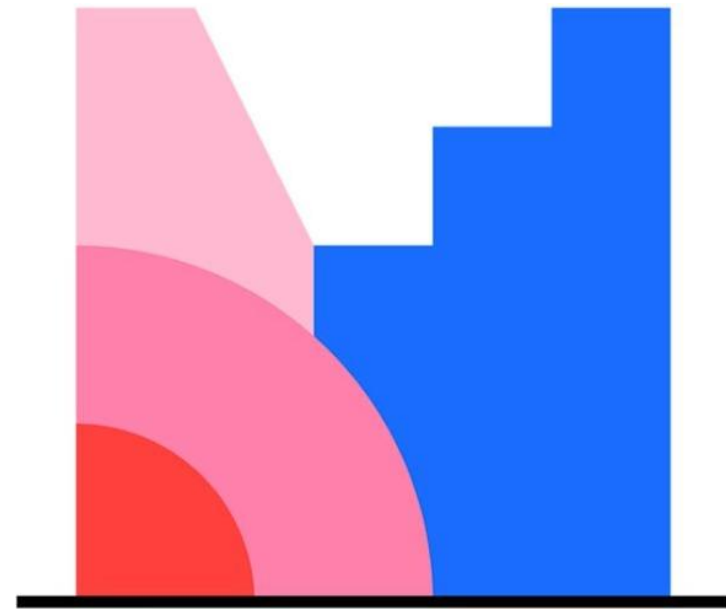
## Offene Position der Handelsbilanzgruppen

- Entspricht der aggregierten Summe aller offenen Positionen der Handelsbilanzgruppen
- Basierend auf angemeldeten Fahrplänen
- Erhöhung der Transparenz für Marktteilnehmer

## Abgedeckter Bedarf aFRR – Sekundenauflösung

- Das File soll täglich upgedatet werden
- 12 Tage rollierend
- Historisierung 2023-2025





**Mentimeter**

# Neue Publikationen

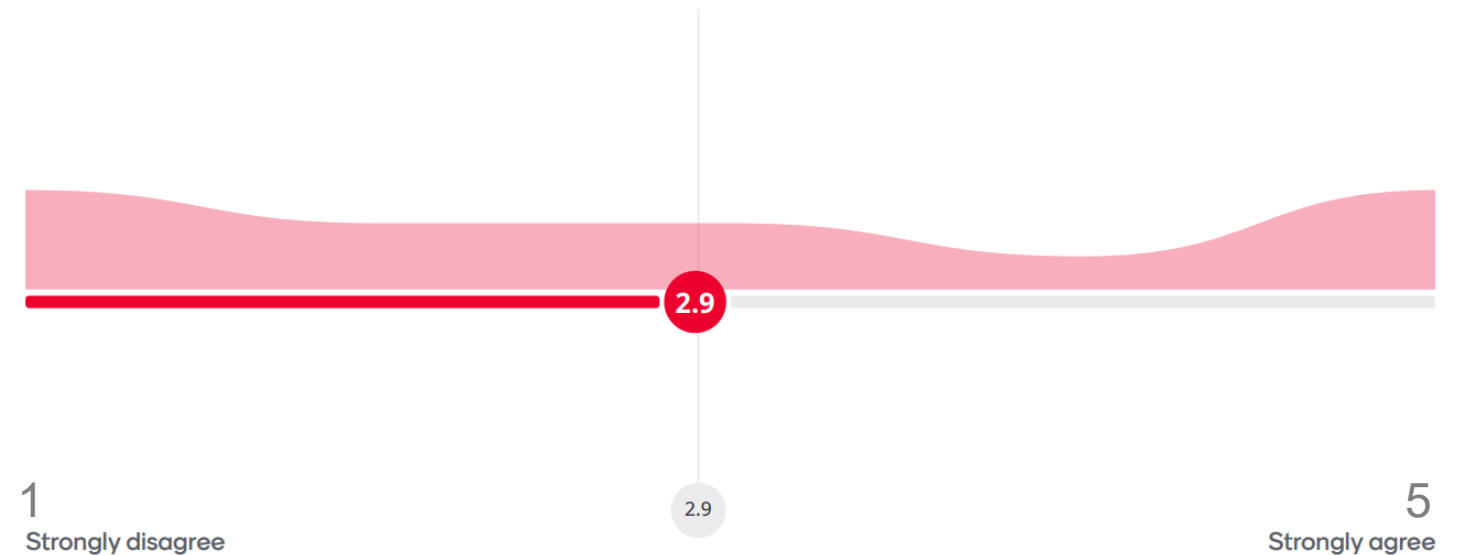
## Feedback der Handelsbilanzgruppen

⇒ nicht diskriminierungsfrei

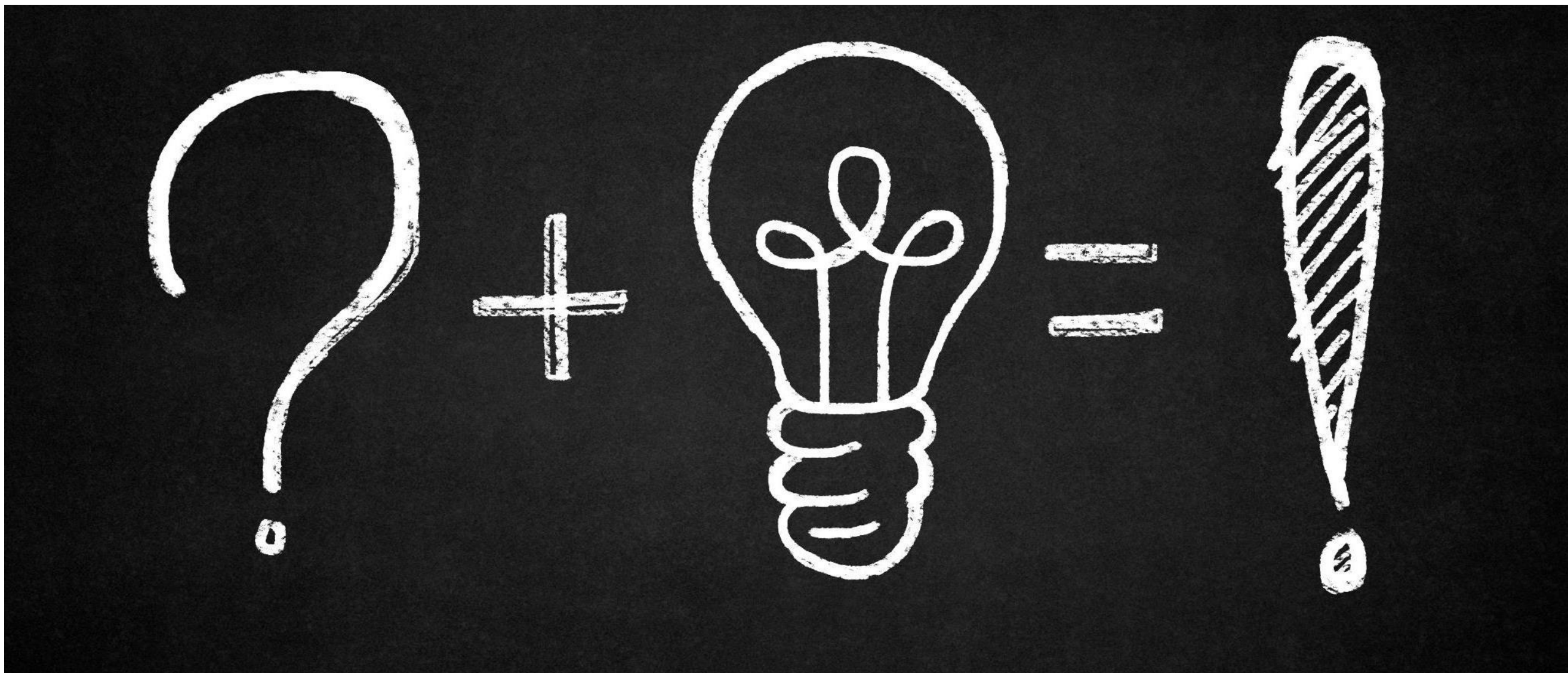
## Mögliche Lösung

- Einführung einer Mitregel-Zeitreihe und Aggregation aller Werte
- Somit würde ein Wert für Handelsbilanzgruppen und Bilanzgruppen mit Messpunkten veröffentlicht werden

Swissgrid should publish traders' open positions and covered aFRR demand.



# Fragen?



---

# Herausforderung Bilanzgruppen aus Sicht ECom

**Raffaele Bornatico**

Specialist International Affairs and Grids - ECom



# Aktuelle Themen zum Bilanzmanagement aus Sicht der ElCom



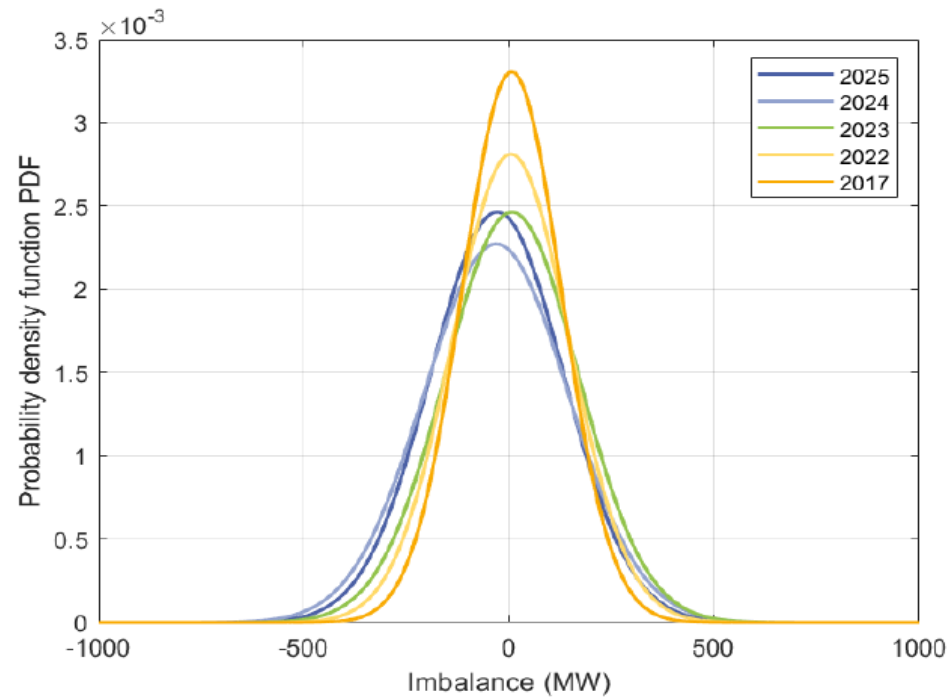


# Agenda

---

- 1. Ereignisse hoher Ausgleichsenergie und Regelenergie**
2. EGS-Bilanzierung der VNB
3. Datenqualität der VNB

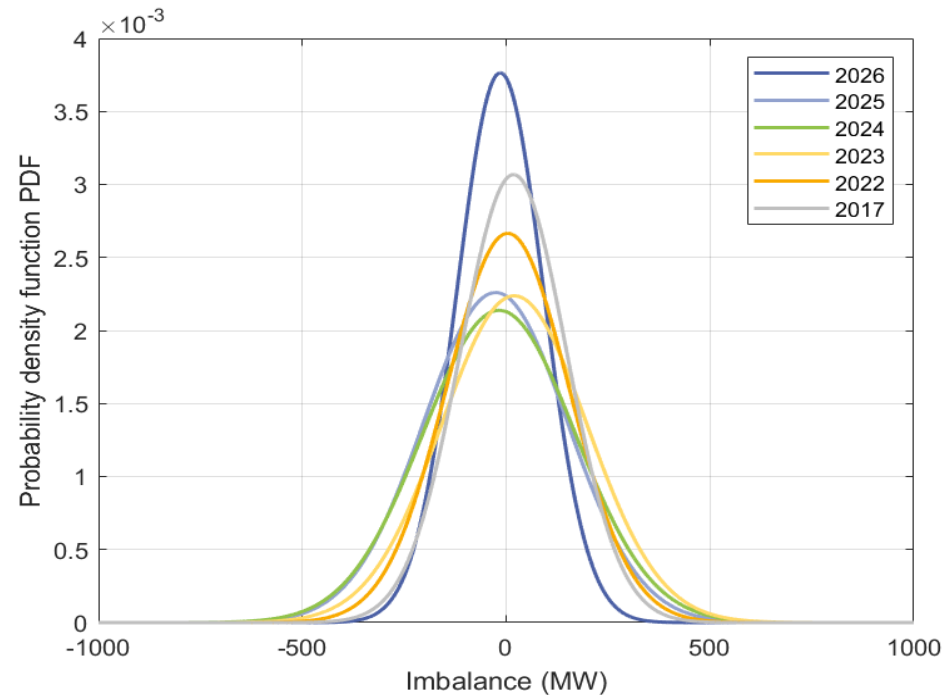
## Verteilung der Unausgeglichenheiten



- **¼ h mit Abweichungen > 500 MW**
  - 2017: 35
  - 2024: 579
  - 2025: 531 – Effekt eingeleiteter Massnahmen

		2025	2024	2023	2022	...	2017
<b>Mittelwert (<math>\mu</math>)</b>	MW	-28.2	-30.9	7.9	5.6		7.4
<b>Std. Abw. (<math>\sigma</math>)</b>	MW	161.9	175.5	161.9	141.9		120.7

## Verteilung der Unausgeglichenheiten



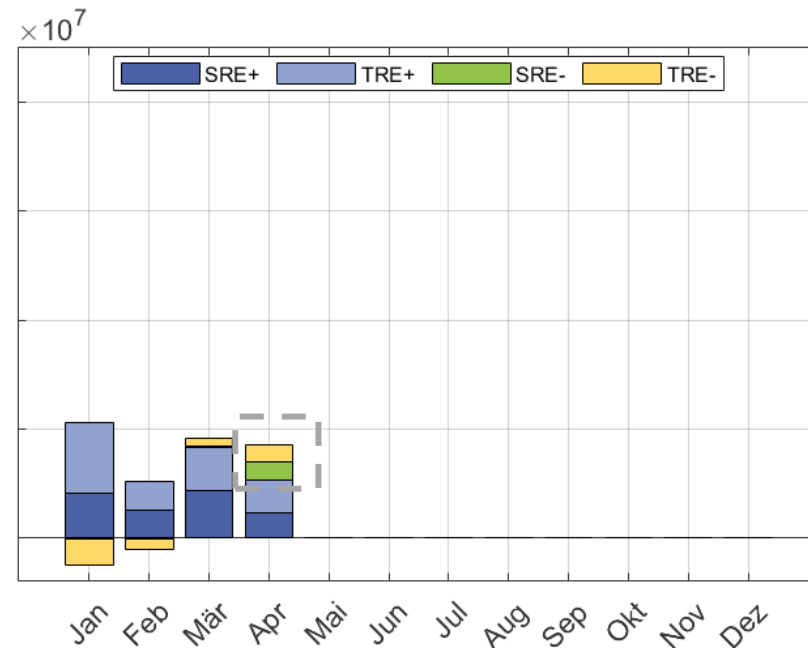
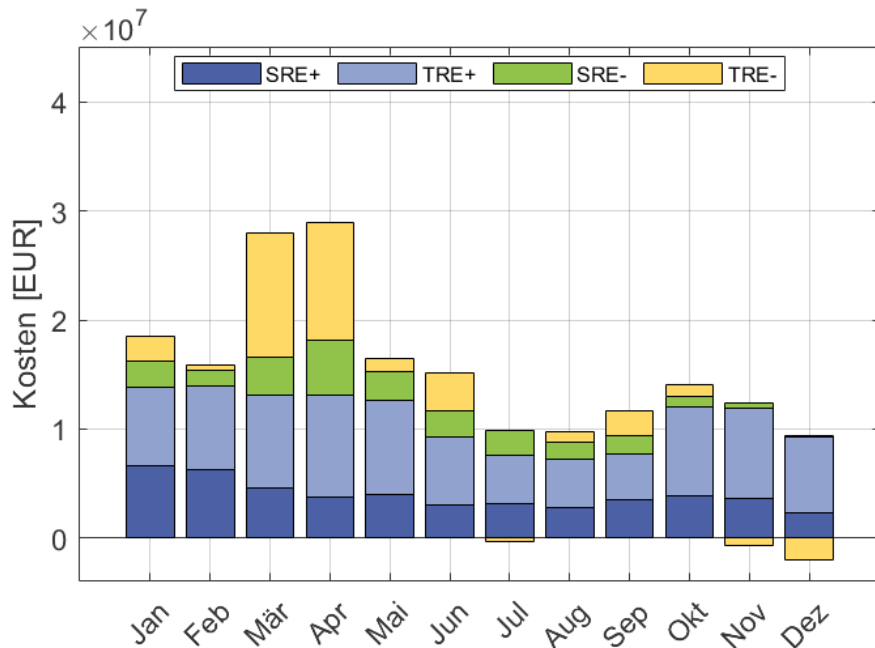
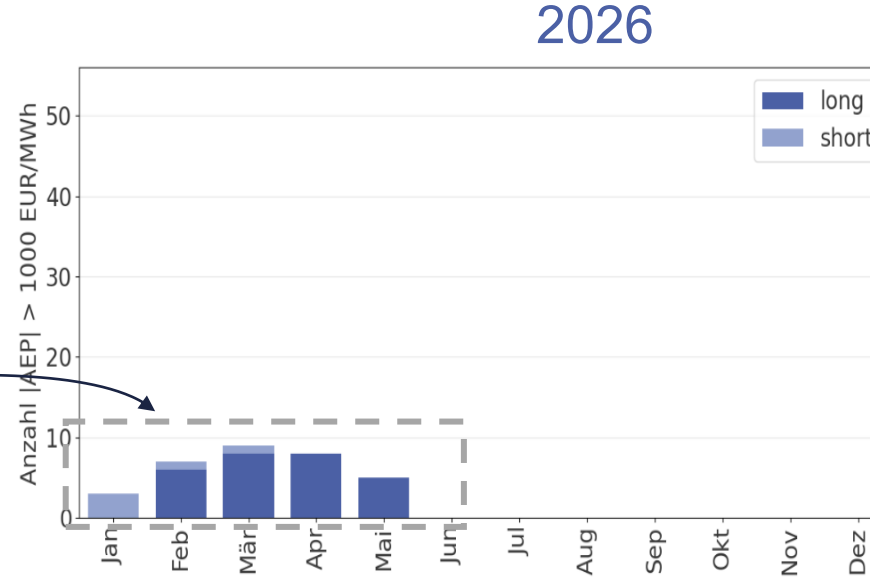
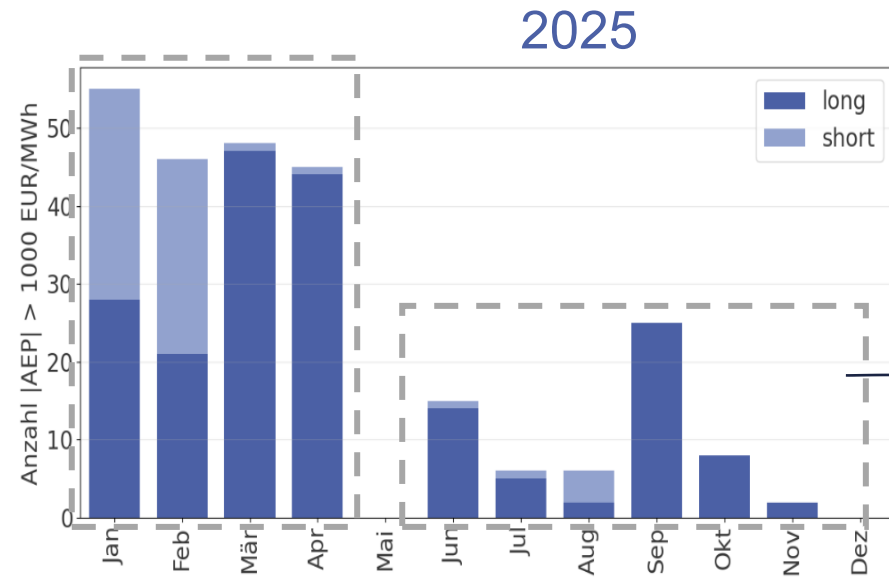
		2026	2025	2024	...	2017
<b>Mittelwert (<math>\mu</math>)</b>	MW	-14.4	-26.0	-17.3		18.1
<b>St. Abw. (<math>\sigma</math>)</b>	MW	106.0	176.5	186.6		130.1

- **¼ h mit Abweichungen > 500 MW**
  - 2017: 35
  - 2024: 579
  - 2025: 531 – Effekt eingeleiteter Massnahmen
  - **2026 01. Jan – 07. Jun: 13 (12 davon RZ-short)**
- **Trend 2026:** Positiver Einfluss *Ein-Preis-Mechanismus* für Ausgleichsenergie.



# Monatsverteilung

## |AEP| > 1'000 EUR/MWh und Regelenergiekosten



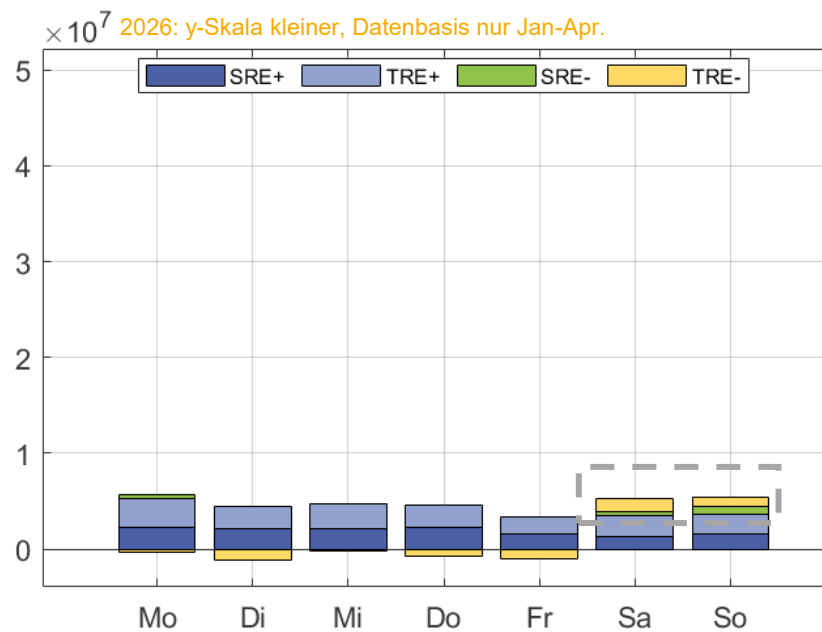
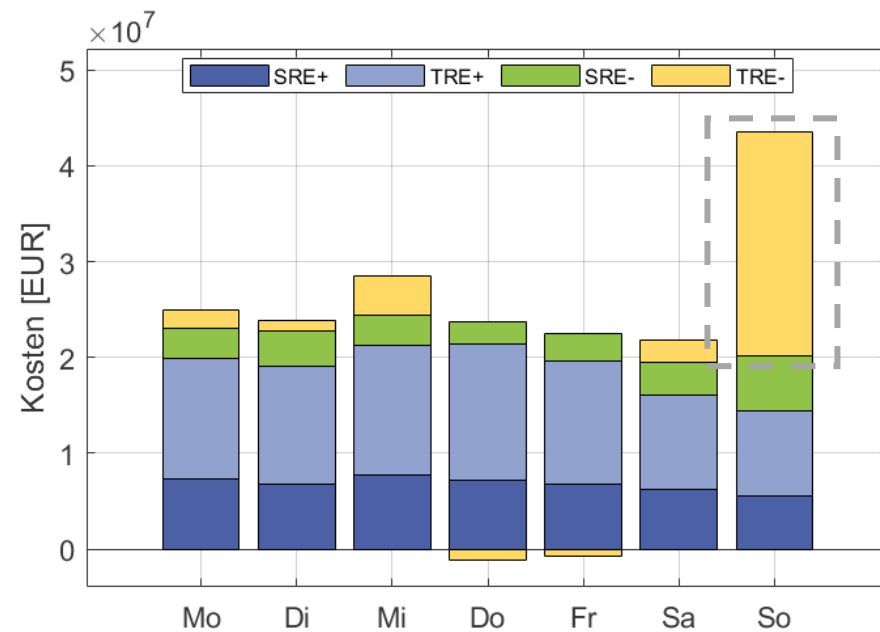
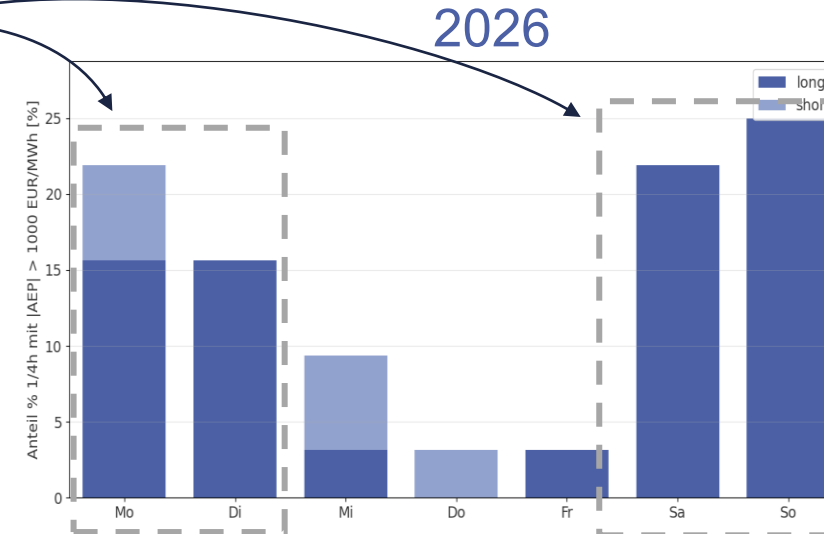
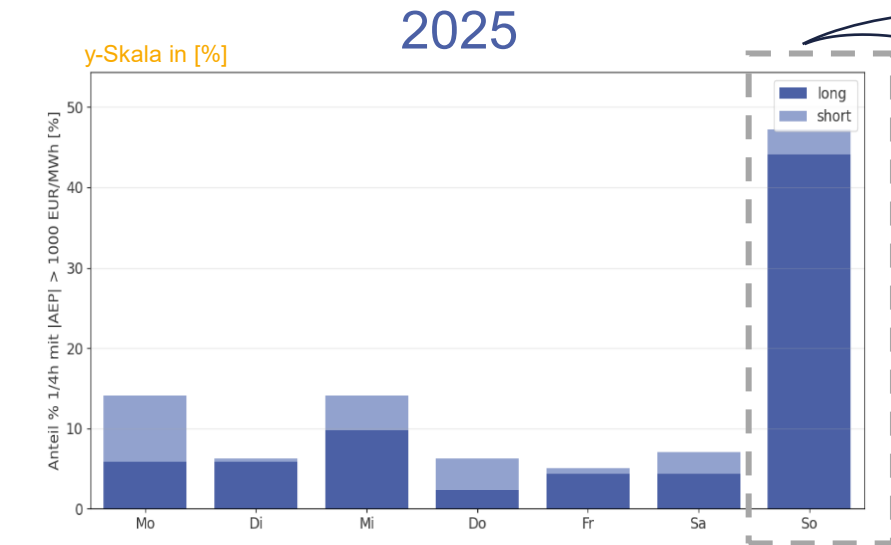
- Ab Mai 2025: deutlicher Rückgang teurerer 1/4-h

- Kosten Januar 2026 viel tiefer als Jan 2025, aber sehr ähnlich wie Dez. 2025
- Gezeigt sind nur RE-Kosten. Finanzielle Auswirkungen des neuen AEPM (Auszahlungen für das Gegenregeln) nicht
- Wert Negativer Flex im April 2026 höher



# Wochentag-Verteilung

## $|AEP| > 1'000$ EUR/MWh und Regelenergiekosten



- 2025: So.-Events mit teurer TRE-
- 2026: Verteilung der Extreme auf Sa-So-Mo-(Di.)

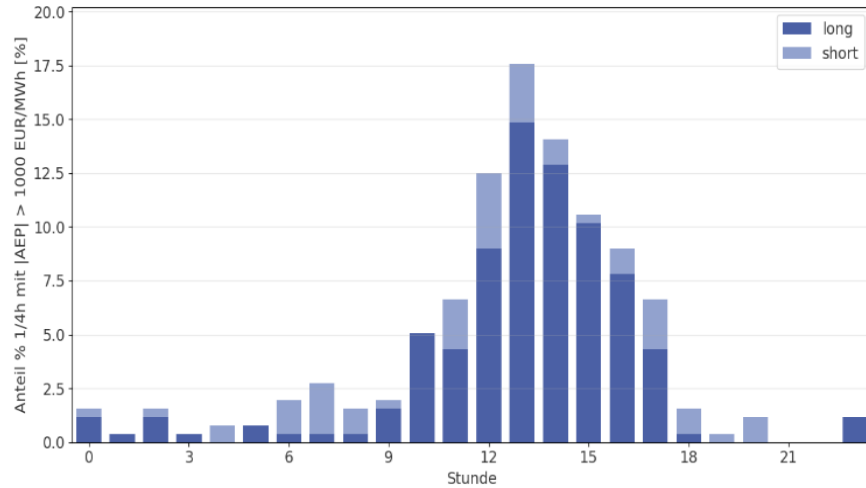
- Höherer Wert negativer Flexibilität zu Schwachlastzeiten



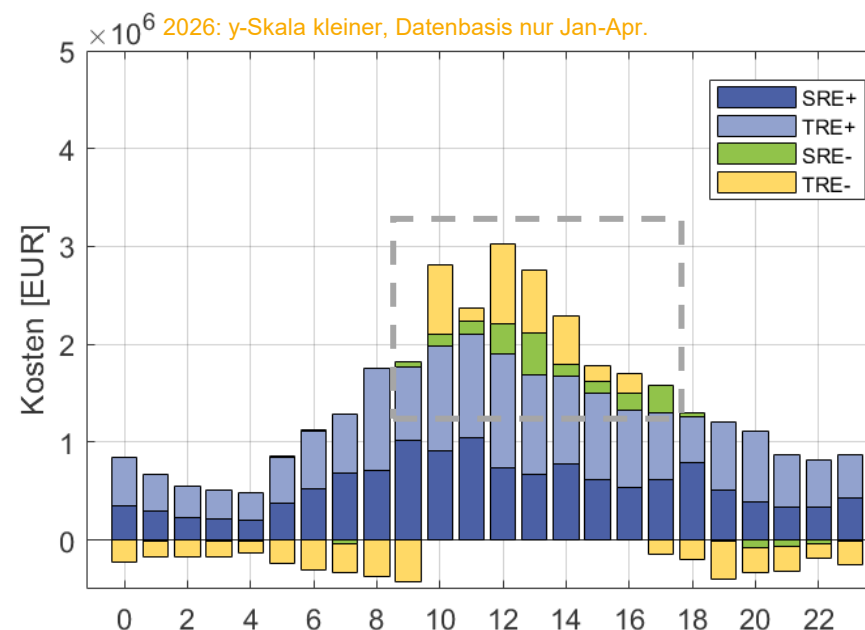
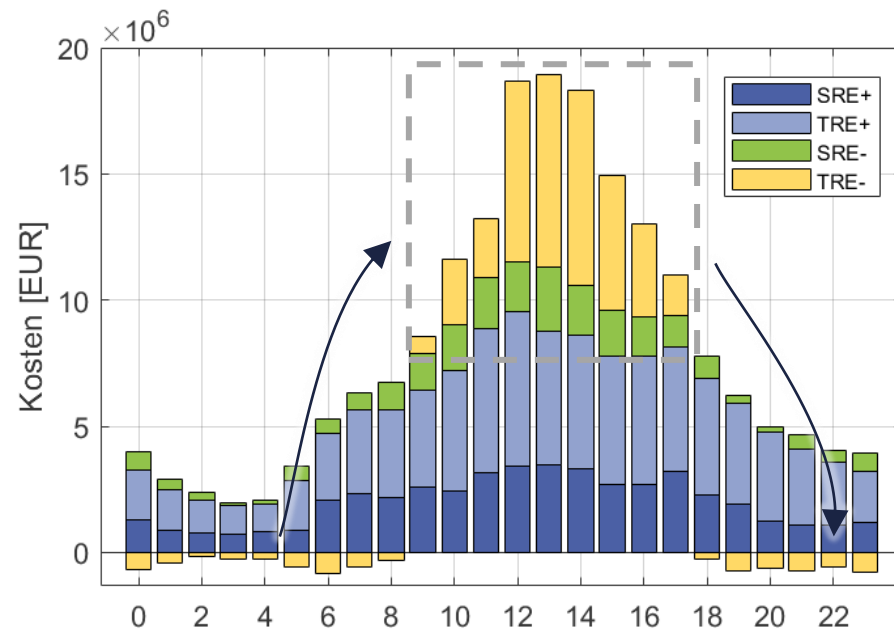
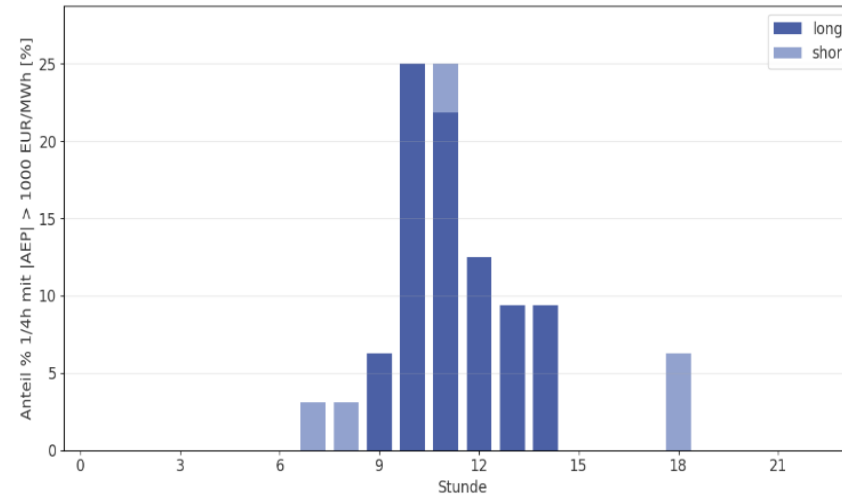
# Stundenverteilung

## |AEP| > 1'000 EUR/MWh und Regelenergiekosten

### 2025



### 2026

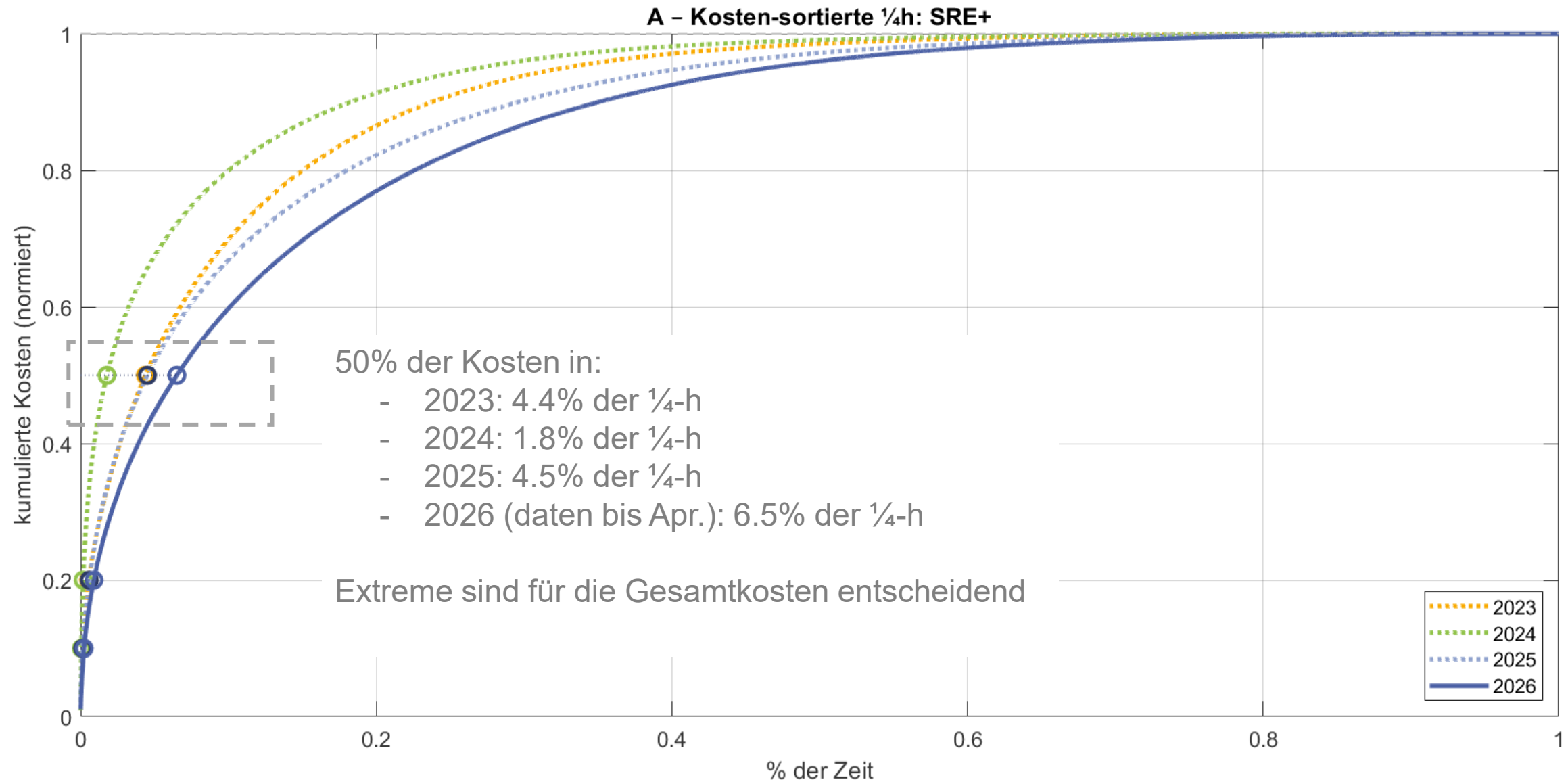


- Korrelation mit Tageslichtstunden (PV-Profil)
- Datenbasis 2026 kleiner, Muster wiedererkennbar
- Klare Mehrheit der Extreme bei RZ-«long»

- TRE- / SRE- Kostenblöcke zu Mittagsstunden
- Höherer Wert negativer Flexibilität in dieser Zeit



# Bedeutung der Extreme: SRE+





## Takeaways für Bilanzgruppen (1/2)

---

- Extreme (d. h.  $|AEP| > 1.000$  EUR/MWh) treten seltener auf. Die Situation im Jahr 2026 ist besser, teilweise ähnlich wie Ende 2025. Situation wird weiter beobachtet (inkl. finanzielle Auswirkungen)
- Sonntag-Sonderfall ist im Jahr 2026 gleichmässiger auf Samstag, Sonntag, Montag und Dienstag verteilt. Mittwoch bis Donnerstag: „günstigere“ Tage.
- Ausblick :
  - (Noch) **bessere Einspeiseprognosen** oder Echtzeitmessungen für **Schwachlastzeiten und Mittagsstunden** können kostspielige Fehler vermeiden bzw. Erlöse generieren.
  - **Insbesondere negative Flexibilität ist gefragt.**
  - Extreme weiterhin sehr relevant. Im Jahr 2026 **verursachten 6.5 % der Viertelstunden die Hälfte der (SRE+)-Kosten.**



# Agenda

---

1. Ereignisse hoher Ausgleichsenergie und Regelenergie
- 2. EGS-Bilanzierung der VNB**
3. Datenqualität der VNB



## 4. EGS-Bilanzierung der VNBs

### Ausgangslage

---

#### Überschüsse / Rückspeisungen im Vollversorgungsvertrag unberücksichtigt

- Lieferverträge basierend auf historischen Lastprofil-Werten – keine Produktionsüberschüsse
- Zwischenzeitlich PV-Ausbau: Produktion vereinzelt > Last
- «Vollversorgungsvertrag»: Versorgung – ohne Übernahme der Überschüsse

#### Ausgleich mit Regelenergie – Kosten sozialisiert

- Nicht-bilanzierten Energiemengen mit Regelenergie ausgeglichen
- Aufgrund fehlender Meldung von Fahrplanabweichungen seitens der Bilanzgruppe konnte entstandene Ausgleichsenergie keiner Bilanzgruppe in Rechnung gestellt werden

➤ **Klärungsbedarf Konformität und Vollzug Art. 23 Abs. 1 StromVV «Jeder Ein- und Ausspeisepunkt muss einer einzigen Bilanzgruppe zugeordnet werden.»**



# Unvollständige Bilanzierung

## Eine Verantwortung zwischen VNB und BG

### 1.7.2 Sequenzdiagramm Messdatenaustausch Bilanzgruppenabrechnung

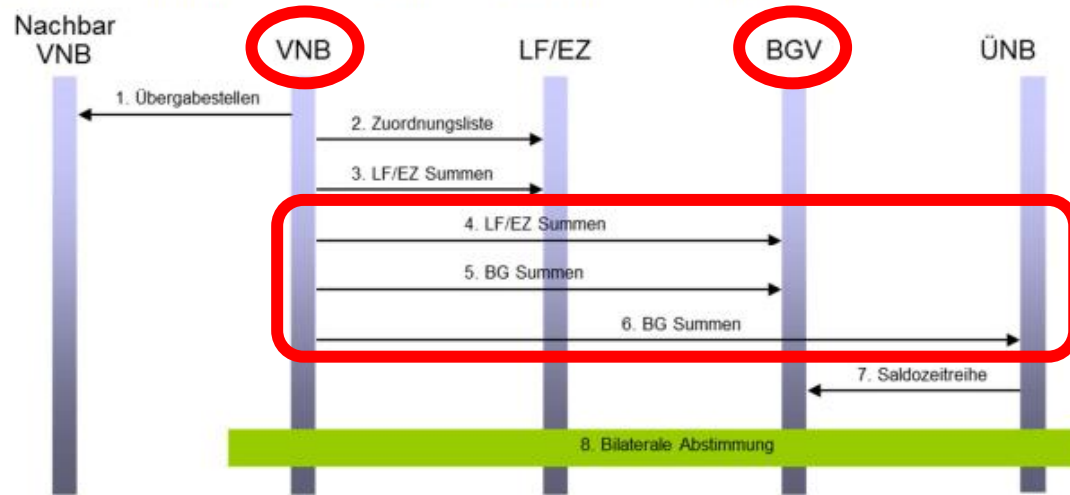
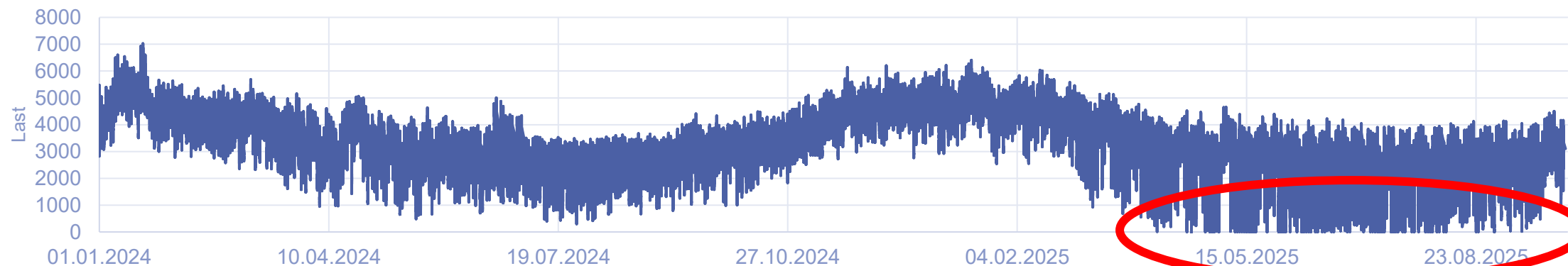


Abbildung 15: Sequenzdiagramm Messdatenaustausch Bilanzgruppenabrechnung

- Branchendokumente (MC und SDAT) präzisieren die Umsetzung. MC 2025 (ab 01.01.2026) noch verschärft.
  - Es besteht die Möglichkeit jede Richtung einem anderen Lieferanten zuzuordnen. Findet sich keine Lösung sind beide Aggregate demselben Lieferanten und dessen Bilanzgruppe zuzuordnen.
- Unvollständige Bilanzierung Zweier VNB und einer BG rückgängig Abgewickelt. Korrektur der AE-Rechnungen erfolgt.

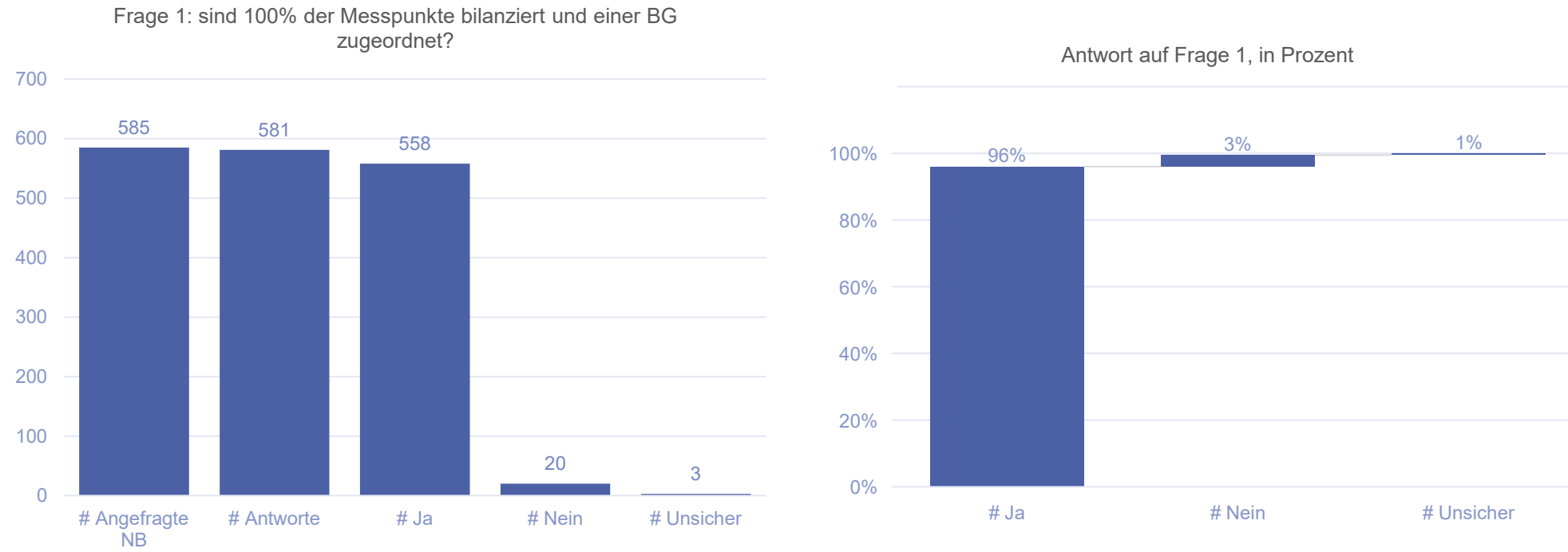


Misstand: Nur (LGS-)Werte >0 bilanziert



## 4. EGS-Bilanzierung der VNBs

### Flächendeckende Umfrage



Sind alle Ein- und Ausspeisepunkte im jeweiligen Netzgebiet zu 100 Prozent einer Bilanzgruppe zugeordnet und bilanziert?

- 4 Netze per 01. Jan 2026 übernommen (keine Antwort)
- Mahnschreiben und Gebühren benötigt um 100%-ige Rückmeldung zu erreichen
- **Ongoing: Abklärung mit den 23 VNBs**



# Agenda

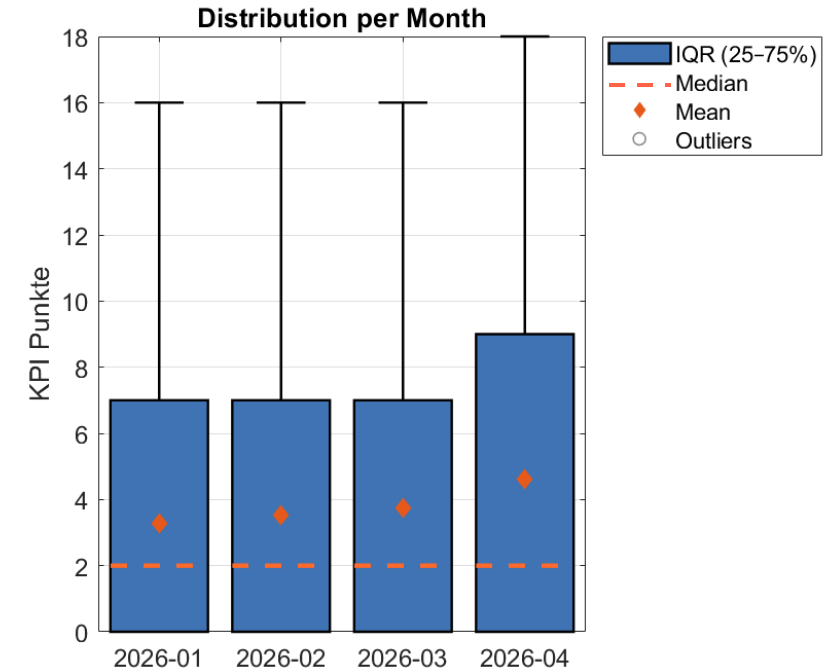
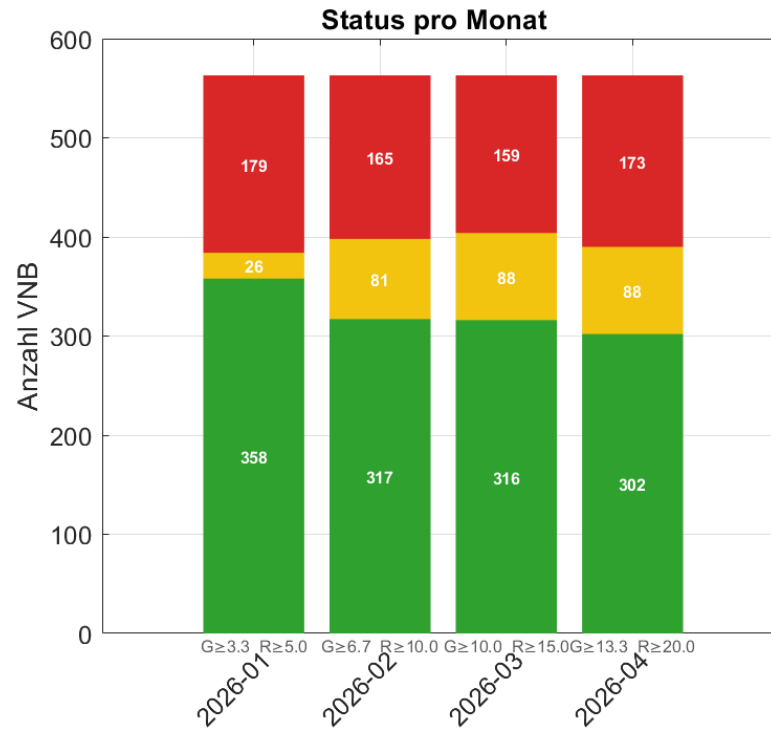
---

1. Ereignisse hoher Ausgleichsenergie und Regelenergie
2. EGS-Bilanzierung der VNB
- 3. Datenqualität der VNB**



# Datenqualität der VNB

Ab 01. Jan 2026:



- Laufende Auswertung: Erste Monate zeigen noch keine Verbesserung, sondern eine Verschlechterung
- Auffällige VNB werden angeschrieben



## Takeaways Bilanzgruppen (2/2)

---

Das Bilanzmanagement bleibt eine Herausforderung. Swissgrid trägt die Hauptverantwortung für die Organisation des Bilanzmanagements. **Von entscheidender Bedeutung ist zudem die Zusammenarbeit der Bilanzgruppen mit allen Akteuren.**

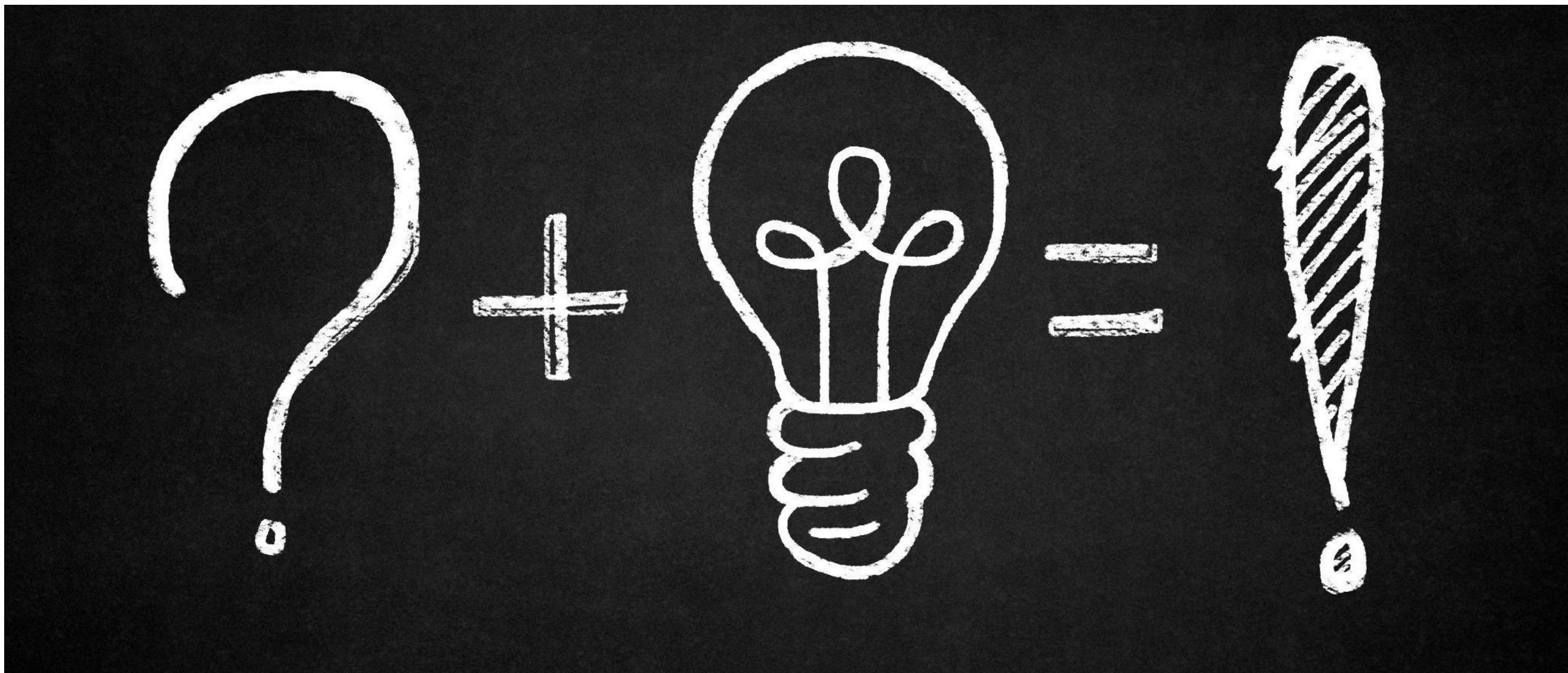
- Die Messdatenqualität der VNB kann einheitlich und transparent Ausgewertet werden als Basis für Verbesserung.
- Zusammen mit den VNB ist die vollständige Bilanzierung aller Messpunkte sicherzustellen.
- Hinweise zu gute Vertragsregelungen (BG↔VNB) können anhand Checkliste im Branchendokument entnommen werden



# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

---

Info@elcom.admin.ch  
www.elcom.admin.ch



# Stehlunch



Zeit	Thema	Referent
13:30	<b>KPI Datenqualität VNB</b>	Roland Bissig, Head of Energy Data & Settlement Team
13:40	<b>Frühzeitige Abrechnung</b>	Marko Pranjinic, Head of Energy Data & Settlement Team
13:55	<b>Wie weiter mit dem Post Scheduling?</b>	Quirin Egli, Specialist Balance Group & Scheduling Services
14:10	<b>Anpassung der Auktions-Produkte / Customisation of auction products</b>	Benito Barberio, Senior Spec. Balance Group & Scheduling Services Audrey Giffard, EPEX-Spot
14:30	<b>Short Term Adequacy Prozess</b>	Anneta Matenli, Principal Market Operations
14:45	<b>Kaffee - Pause</b>	alle

---

# KPI Datenqualität VNB

**Roland Bissig**

Head of Energy Data & Settlement Team

# Stand Datenqualität MC-CH A1

---

**1 Ausgangslage**

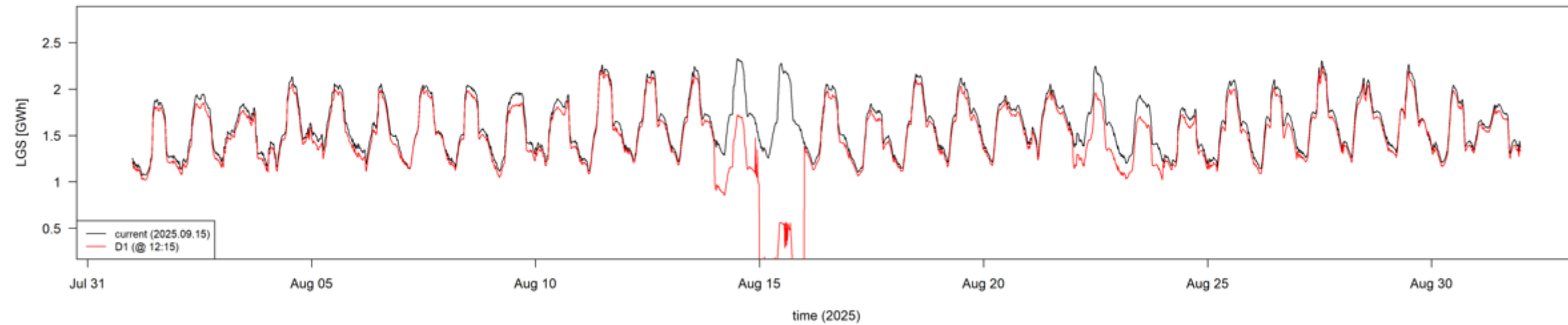
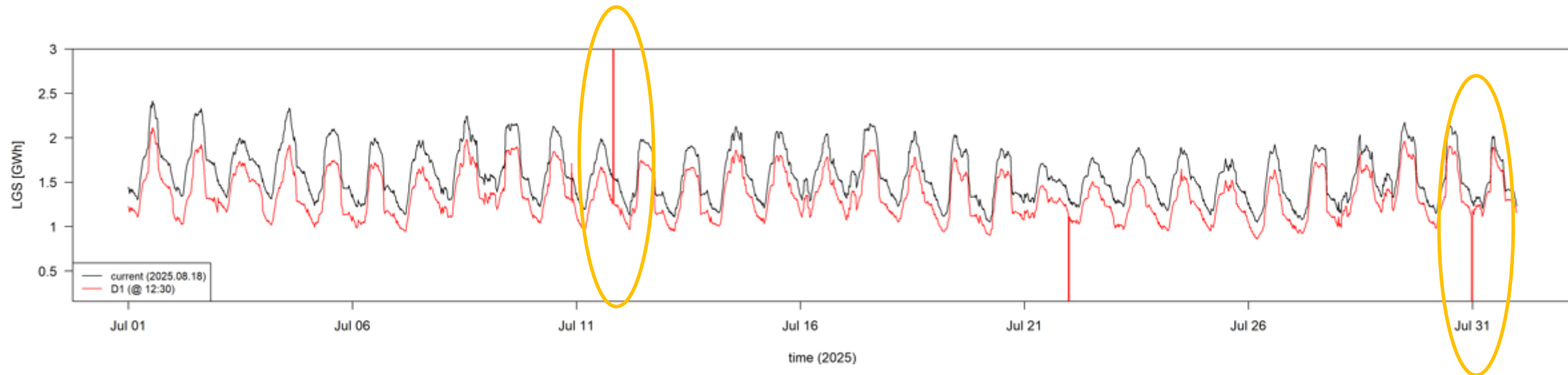
**2 Analysen Swissgrid**

**3 KPI Übersicht Schweiz**

# Prognosebasis Energiedatenlieferungen BG- Aggregate

- Monitoring LGS Monat Juli & August 2025

LGS CH TOTAL



# Stand Datenqualität MC-CH A1

---

**1 Ausgangslage**

**2 Analysen Swissgrid**

**3 KPI Übersicht Schweiz**

# Analysen

- Swissgrid analysiert BG-Aggregate, die sie von den VNB erhalten
  - Tägliche Prüfung aus dem System
  - Monatliche Vergleiche der Aggregate pro Netz
- Rückmeldungen in Form von «Nachforderungen» aus EDM-System
- Rückmeldungen mit «Hinweis Mails» von unseren Mitarbeitern
  - => Plausiprüfung BLS/ LGS

# Datennachforderungen an den EDM-Betreiber

- Nachforderungen werden an den EDM-Betreiber versendet
- Täglich für BG- Daten, monatlich Abrechnungsprodukte wie z.B. BLS/EN

Meldung BLS/EN

Sehr geehrte Damen und Herren. Bei der Vollständigkeitsprüfung betreffend Ihrer Datenlieferung für den ZP: BLS/EN [REDACTED] \_1-1:1.29.0\*255 für den Zeitraum : 01.08.2025 00:00 - 01.09.2025 00:00 wurden Unvollständigkeiten festgestellt.  
 Gerne verweisen wir auf das Branchendokument Metering Code Schweiz, in dem die aktuellen Lieferfristen definiert sind.  
 Weiter machen wir sie darauf aufmerksam, dass swissgrid bei Nichtlieferung eine automatische Ersatzwertbildung vornimmt.  
 Wir bitten nach Bearbeitung dieser E-Mail um eine Rückmeldung.  
 ""  
 Bei Fragen kontaktieren Sie und unter edm.office@swissgrid.ch oder direkt telefonisch.  
 Mit freundlichen Grüßen  
 Accounting  
 Telefon: +41 58 580 23 00

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
DISPLAY NAME	BG_DISPLAY_NAME	31.08.2025 00:00 (Status)		01.09.2025 00:00 (Status)		02.09.2025 00:00 (Status)		03.09.2025 00:00 (Status)	
-GA	EKT-BG-ST	376.2	1	0	0	0	0	0	0
-GA	EKT-BG-ST	0	1	0	0	0	0	0	0
-GA	AGROLA-AG-ST	0	1	0	0	0	0	0	0
-GA	AGROLA-AG-ST	0	1	0	0	0	0	0	0
-GA	ATEL	9821.411	1	0	0	0	0	0	0
-GA	ATEL	332.761	1	0	0	0	0	0	0
-GA	GROUPE-E	0	1	0	0	0	0	0	0
-GA	GROUPE-E	0	1	0	0	0	0	0	0

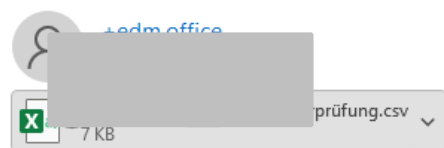
Sehr geehrte Damen und Herren.  
 Bei der Vollständigkeitsprüfung Ihrer Datenlieferung für OSTRAL für den Zeitraum 31.08.2025 00:00 - 10.09.2025 00:00 wurden Unvollständigkeiten festgestellt.  
 Im Anhang finden Sie die fehlenden Daten als CSV-File. Die Datei enthält folgende Informationen:  
 1 = Messdaten vorhanden  
 0 = keine Messdaten vorhanden  
 -1 = negative Messdaten  
 2 = Messdaten mit ebIX Status 21 (Vorläufiger, gestörter oder fehlender Wert) Falls es sich bei der Nachforderung um ein Bilanzgruppenaggregat handelt, das im entsprechenden Verteilnetz nicht mehr aktiv ist, können Sie diese Nachforderung ignorieren.  
 Wir verweisen gerne auf das Branchendokument Metering Code Schweiz, in dem die aktuellen Lieferfristen definiert sind.  
 Bei fehlenden Daten bitten wir Sie, uns nach Bearbeitung dieser E-Mail eine Rückmeldung zu geben.  
 ""  
 Bei Fragen kontaktieren Sie und unter edm.office@swissgrid.ch oder direkt telefonisch.  
 Mit freundlichen Grüßen  
 Accounting  
 Telefon: +41 58 580 23 00

Meldung LGS/EGS BG

# Plausibilität Prüfungsergebnisse an den EDM-Betreiber

- Plausibilität Prüfungsergebnisse werden dem EDM-Dienstleister versendet
  - Datenvergleich pro Netz (Lastgangsumme und Bruttolastgangsumme)
  - Check neu mit LEG «interner Austausch»
  - Check Minuswerte

Überprüfung der übermittelten LGS-, EGS- und BLS/EN-Daten – unplausible Werte festgestellt



Sehr geehrte Damen und Herren,

Bei der Analyse der von Ihnen übermittelten LGS-, EGS- und BLS/EN-Daten für das Netz [redacted] und den Zeitraum <01.03.2025 00:00 - 01.08.2025 00:00> haben wir unplausible Werte in unserem System festgestellt. Da diese nicht den erwarteten Parametern entsprechen, bitten wir Sie, die betreffenden Daten nochmals zu überprüfen.

Wir weisen auf folgende Punkte pro Viertelstunde hin:

- BLS/EN < 0
- LGS < 0
- EGS < 0
- LGS ≤ BLS/EN

Könnten Sie uns bitte eine Rückmeldung geben, ob die von Ihnen übermittelten Werte korrekt sind oder ob es sich um einen Fehler handelt? Falls die Werte

Im Anhang finden Sie eine detaillierte Übersicht der unplausiblen Werte für diesen Zeitraum.

Vielen Dank im Voraus für Ihre Prüfung. Bei Rückfragen stehen wir Ihnen unter [edm.office@swissgrid.ch](mailto:edm.office@swissgrid.ch) oder direkt telefonisch gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen  
Swissgrid AG - EDM Team  
Telefon: +41 58 580 23 00

LGS < BLS/EN: Unplausible Werte festgestellt			
Zeit: 2025-04			
Timestamp	LGS [kWh]	BLS/EN [kWh]	
12.04.2025 15:00	520.594	523.27	
18.04.2025 08:45	456.078	514.725	
18.04.2025 09:00	475.786	524.5	
18.04.2025 10:15	510.014	514.35	
18.04.2025 12:15	517.76	537.125	
18.04.2025 12:30	537.282	543.525	
18.04.2025 20:15	506.567	560.148	
18.04.2025 20:30	508.515	561.175	
21.04.2025 11:15	534.217	556.885	

Weiterleiten



Mi 10.09.2025 14:5

LGS Daten: Negative Werte festgestellt		
12XEGL-H-----0 --- Zeit: 2025-04		
Timestamp	LGS [kWh]	
18.04.2025 08:45	-53.297	
18.04.2025 09:00	-42.489	
18.04.2025 12:15	-12.64	
18.04.2025 12:30	-0.093	
18.04.2025 20:15	-30.433	
18.04.2025 20:30	-29.66	
21.04.2025 11:15	-4.683	

# Stand Datenqualität MC-CH A1

---

**1 Ausgangslage**

**2 Analysen Swissgrid**

**3 KPI Übersicht Schweiz**

# KPI Inhalte & Prüfung

- KPI Punkte 7.1.2.4: Prüfung auf Vollständigkeit der Daten
  - Auswertung der Nachforderungen; (Am Monatsende-/Anfang keine Nachforderung => Wechselprozess)
  - Prüfung auf Lücken im Vergleich Vortag
- KPI Punkte 7.1.2.5: Prüfung auf negative Werte
  - Auswertung der Nachforderungen, in diesen werden negative Werte bereits erkannt
- KPI Punkte 7.1.2.6 : Prüfung «ReportPeriod» gegenüber Anzahl «Sequences»
  - Vergleich der Periode mit den Anzahl 15 Minuten Werten
- KPI Punkte 7.2.1.1: Lastgang: Prüfung unplausible 15-Minuten-Werte
  - Prüfung auf Band von +/- 5% Initialwert zu M+1 Wert (Durchschnittsabweichung über alle 15. Minutenwerte inkl. einem Freiband von 10 kwh)
- KPI Punkte 7.2.1.2 Tagessummen Summenvergleich der Tagessummen
  - Summenvergleich Tagessummen Initial und M+1 Tagessummenvergleiche (Durchschnittsabweichung +/-5% inkl. 10 kwh Freiband)
- KPI Punkte 7.2.1.3 Monatssummen Summenvergleich der Monatssummen
  - Summenvergleich Monatssumme Initial (Snapshot am 1.Tag Folgemonat 12:00 und M+1 nach 8 AT)
- KPI Punkte 7.2.1.4 Monatssummen Korrekturen: Summenvergleich nach 3 Monaten (Ab Mai)



# Auswertungen 2026

Wir senden ihnen und ihrem EDM-Dienstleister monatlich Ihre Werte der definierten Key Performance Indikatoren (KPI).

Bei der Analyse für den X-Code \*\*\*\*\* und den Zeitraum 01.02.2026 00:00 - 01.03.2026 00:00 haben Sie 2 Punkte zugeteilt bekommen.

0 Punkte bedeuten, dass keine KPI-Verletzung vorliegt. Mit steigender Anzahl an Verletzungen erhöht sich die Punktzahl.

In der vorliegenden Auswertung für 02.2026, erzielten 232 Verteilnetzbetreiber einen Punktwert von 0.

Liefertage, die aufgrund allgemeiner Störungen bei Swissdex oder Swisgrid beeinflusst sind, werden von der Auswertung ausgenommen.

Für die vorliegende Auswertung, werden 28 Tage berücksichtigt.

Hier erhalten Sie ein Überblick der zugeteilten Punkte pro KPI:

## 7.1.1 Kontrolle auf Kuvertebene - (-)

- 1) Prüfung auf fristgerechtes Eintreffen der Datei auf dem FTP-Server gemäss SDAT-CH (-)
- 2) Prüfung auf gültiges XML-File und Validierung gegen XML-Schema (-)
- 3) Prüfung des XML-Files auf wellformed und valid (-)

## 7.1.2 Kontrolle auf Inhaltsebene - 2 Punkte

- 1) Prüfung auf korrekte Sender und Absender EIC (-)
- 2) Prüfung auf korrekten Zeitraum der Daten (-)
- 3) Prüfung auf falschen Status bei rechtzeitig erhaltenen Daten ohne Nullwerte (Status gemäss MC-CH, Status F und G werden nicht gesendet, Nullwerte mit Status V/E/W sind zulässig) (-)
- 4) Prüfung auf Vollständigkeit der Daten (1 Verletzungen, 2 Punkte)
- 5) Prüfung auf negative Werte (0 Verletzungen, 0 Punkte)
- 6) Prüfung der Übereinstimmung ReportPeriod mit den Anzahl Sequences (0 Verletzungen, 0 Punkte)

## 7.2.1 Kontrolle Abweichung - 0 Punkte

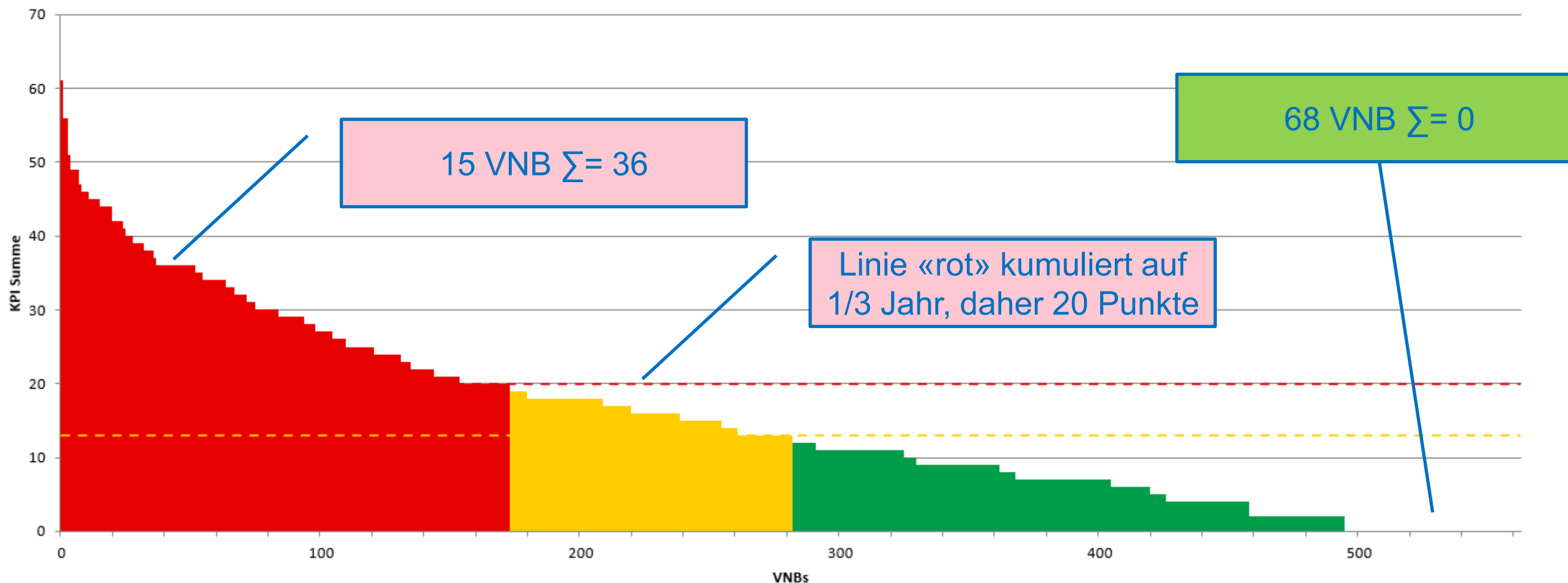
- 1) Lastgang: Es werden die einzelnen 15-Minuten-Werte, welche bis 11 Uhr am Folgetag vorhanden sind, mit den schlussendlich plausibilisierten 15-Minuten-Werten im Folgemonat verglichen. Geprüft werden die Abweichungen der jeweiligen einzelnen 15-Minuten-Werte. (Abweichung: 3.94 %, 0 Punkte)
- 2) Tagessumme: Mit den einzelnen 15-Minuten-Werte, welche bis 11 Uhr am Folgetag vorhanden sind, werden Tagessummen gebildet. Diese Tagessummen werden mit den schlussendlich plausibilisierten Tagessummen im Folgemonat verglichen und auf Abweichungen geprüft. (Abweichung: 4.1 %, 0 Punkte)
- 3) Monatssumme: Mit den einzelnen 15-Minuten-Werte, welche bis 12 Uhr am 1. Tag des Folgemonats vorhanden sind, werden Monatssummen gebildet. Diese Monatssummen werden mit den schlussendlich plausibilisierten Monatssummen verglichen und auf Abweichungen geprüft. (Abweichung: 0.44 %, 0 Punkte)
- 4) Monatssumme Korrekturen: Die plausibilisierten Monatssummen können gemäss aktuellem Metering Code «maximal bis 3 Monate nach Monatsende» ohne weitere Erklärung korrigiert werden. Die plausibilisierten Monatssummen werden mit den Monatssummen nach Ablauf der Korrekturfrist verglichen und auf Abweichungen geprüft. (-)

## Monatliche Meldung an VNB & EDM-Dienstleister

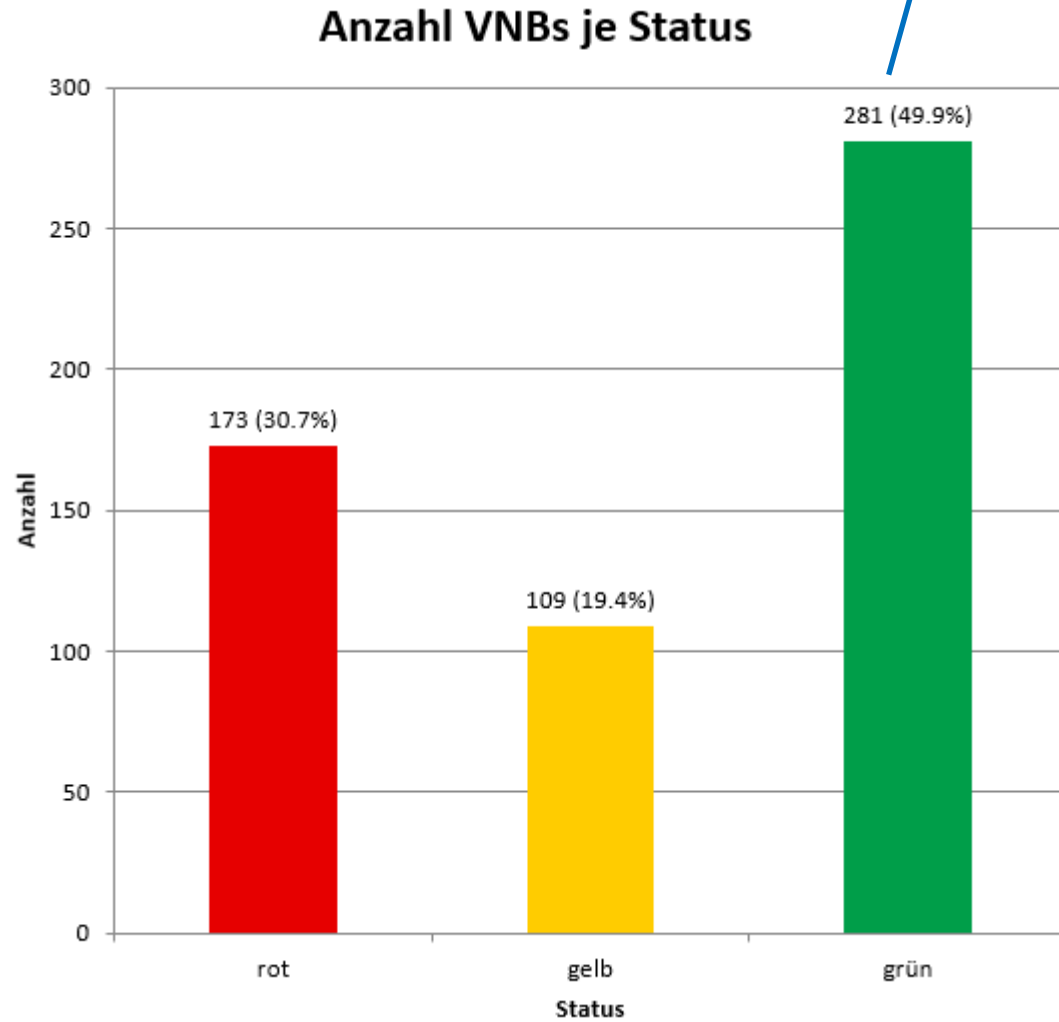
# Auswertungen 2026 Zusammenzug rollierend Stand Mai 2026

Ampel	Beschreibung	Punkte
Rot:	Wiederholt keine oder falsche Daten	60 >
Gelb:	Manchmal keine oder falsche Daten	40 - 59
Grün:	Mehrheitlich gute Daten	< 40

KPI Summe und Status pro VNB

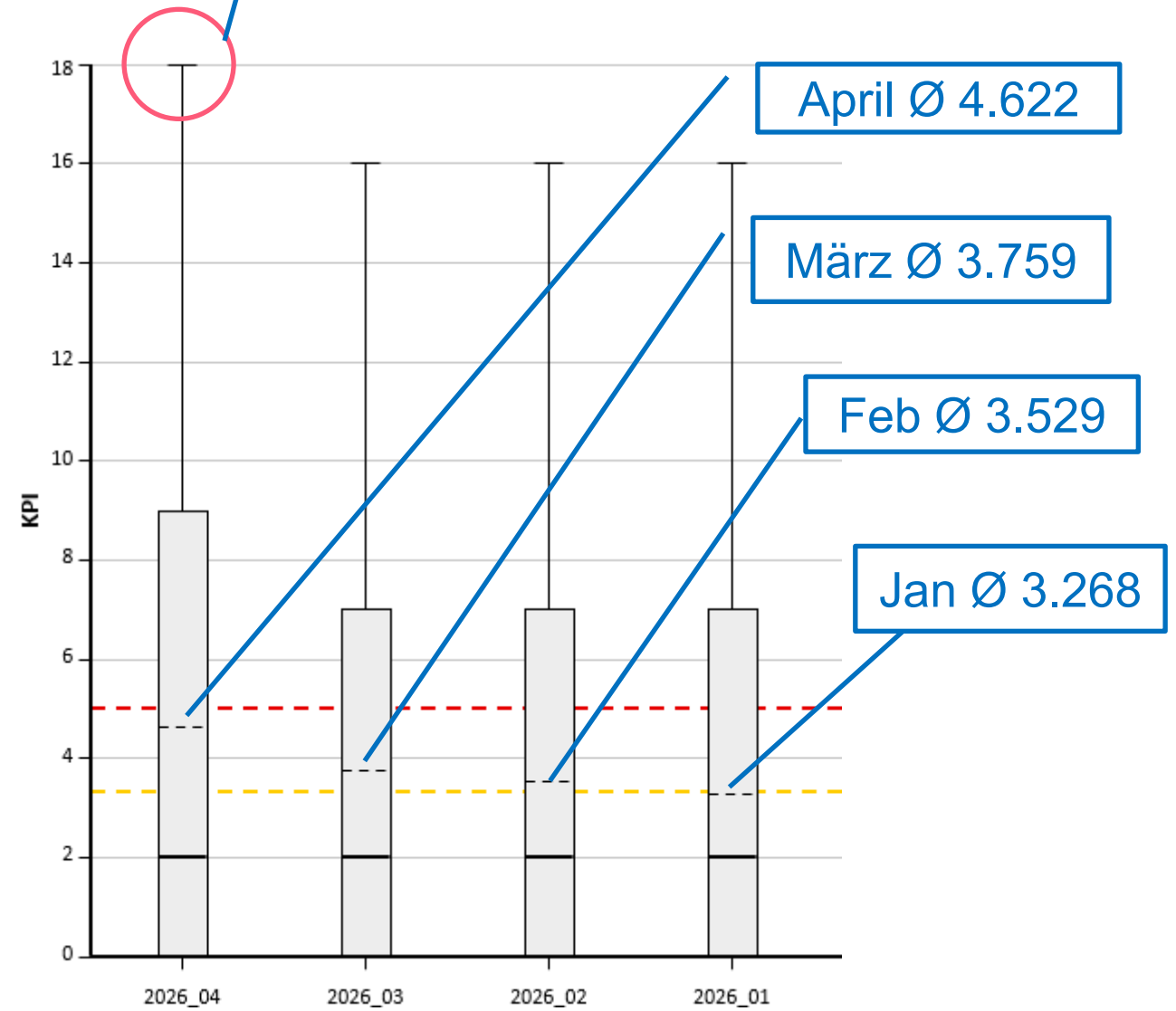


# Auswertungen 2026



März noch 56.1%

Max. Wert neu auf 18



# Auswertungen 2026

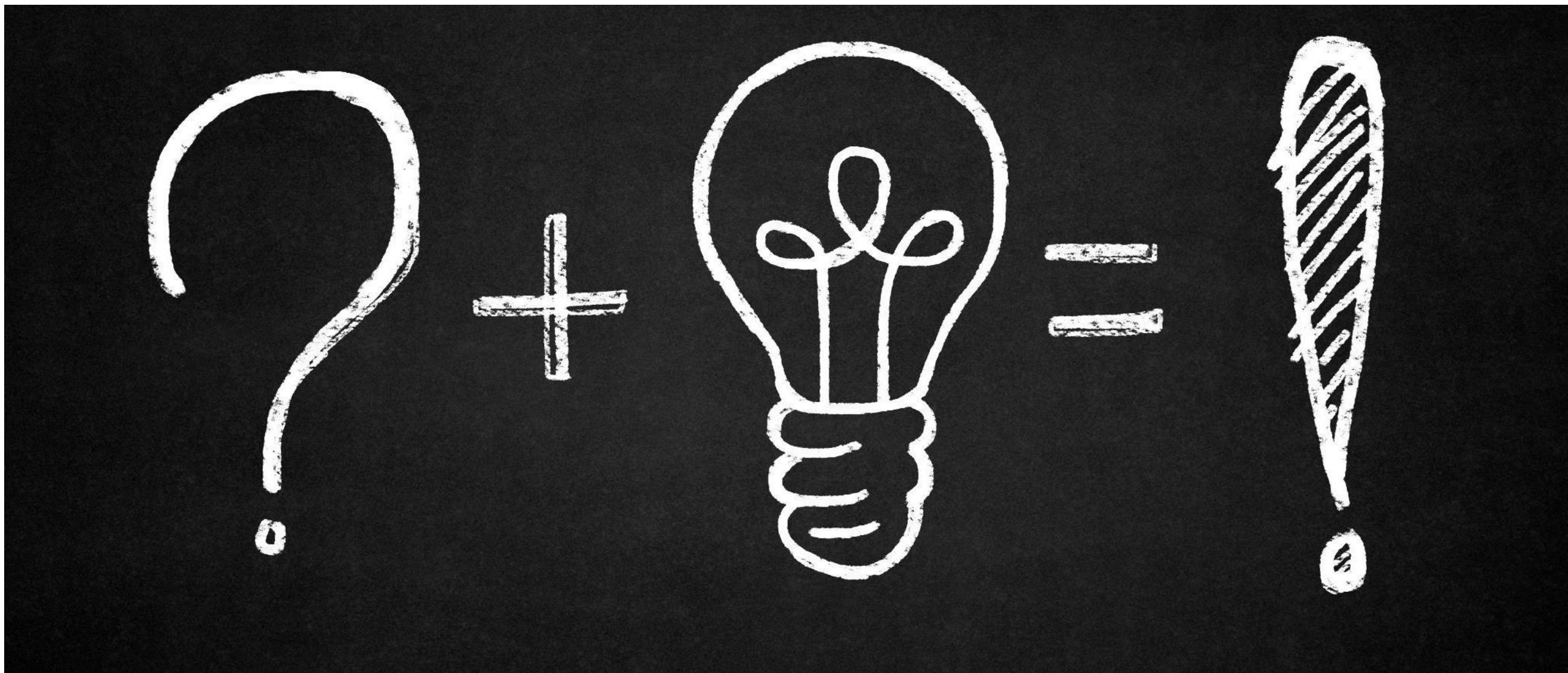
Abweichungen Summe 15 Min.  
Werte

Monat	Anzahl VNB	Anzahl mit 0 Punkten	7.1.2.4	7.1.2.5	7.1.2.6	7.2.1.1	7.2.1.2	7.2.1.3	7.2.1.4
Jan. 2026	563	254	254	145	2	765	494	180	n.a.
Feb. 2026	563	232	424	200	0	725	458	176	n.a.
März 2026	560	253	272	210	0	985	498	140	n.a.
April 2026	558	216	298	290	0	1185	260	156	90

Negativ

Unvollständig

# Fragen?



---

# Frühzeitige Abrechnung

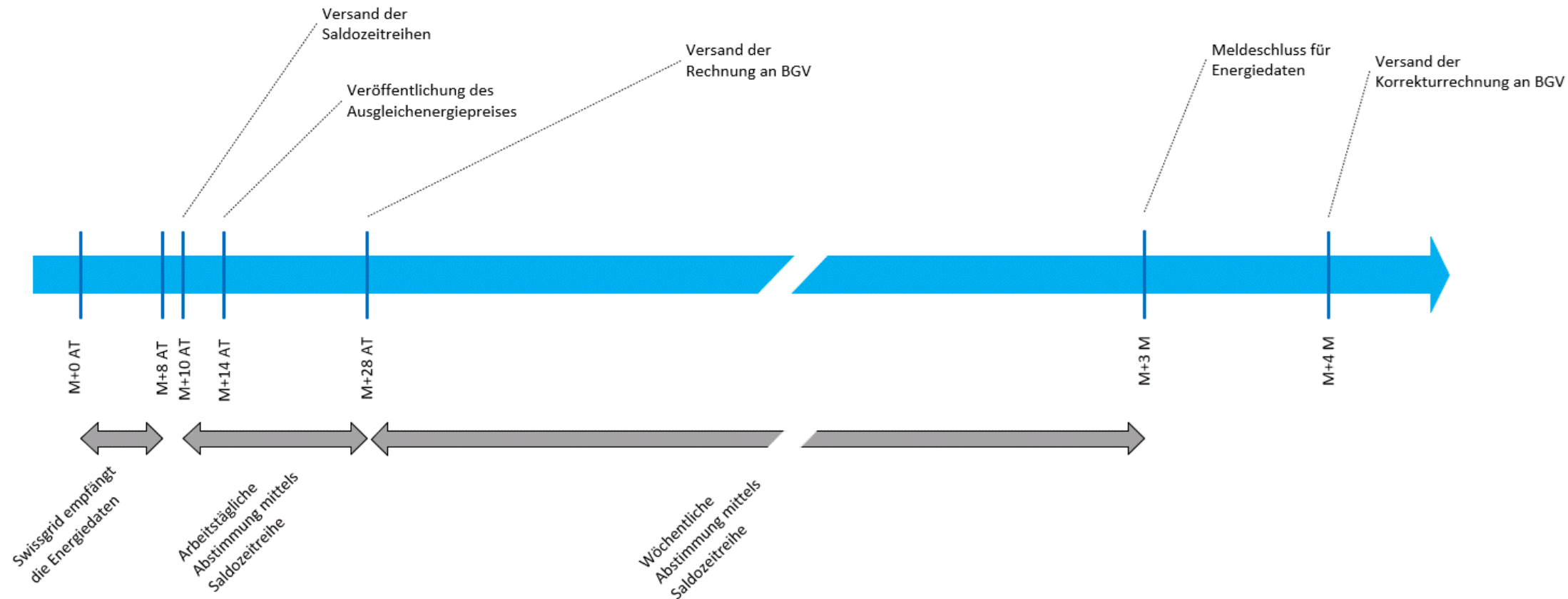
**Marko Pranjić**

Head of Energy Data & Settlement Team

# Frühzeitige Abrechnung

## Zeitplan für die Ausgleichsenergieabrechnung (heutiger Stand):

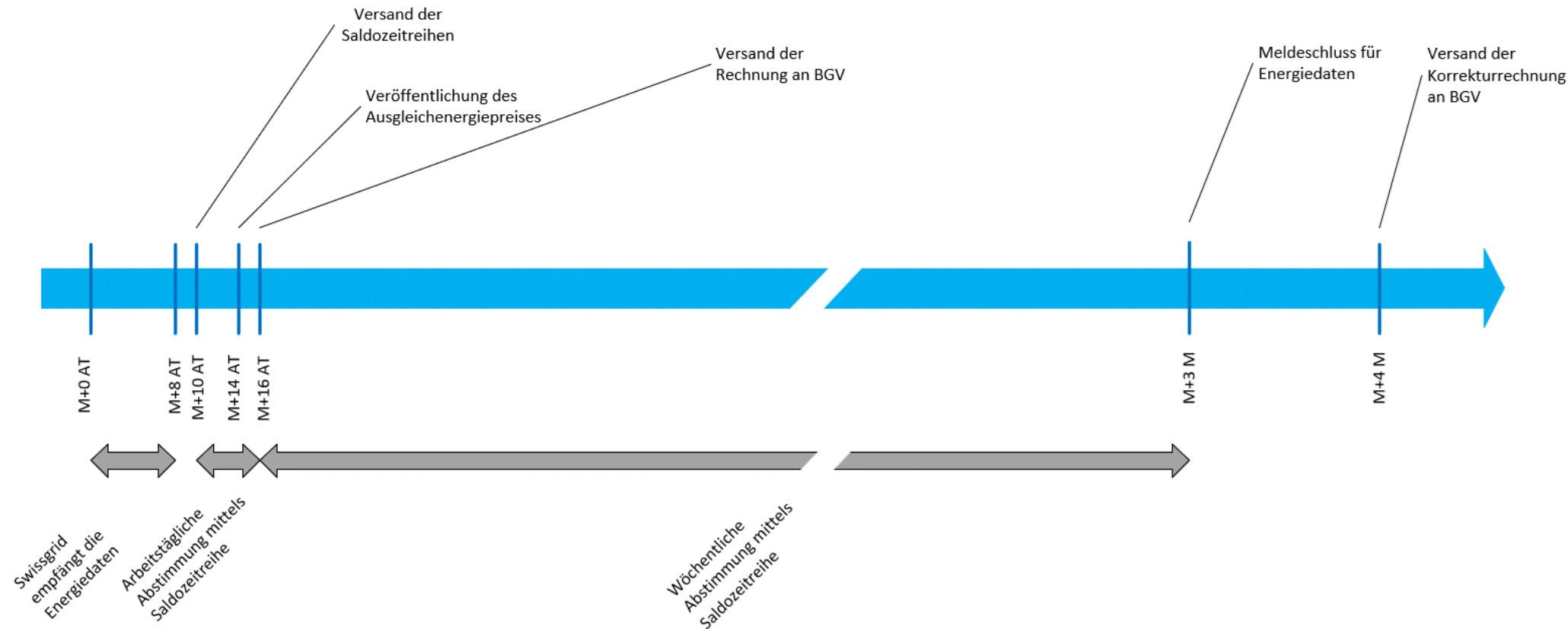
- Gleichbehandlung und diskriminierungsfreie Behandlung aller Bilanzgruppen
- Veröffentlichung des endgültigen Ausgleichsenergiepreises am 14. Arbeitstag nach Monatsende
- Rechnungsstellung am 28. Arbeitstag nach Monatsende
- Zahlung 10 Tage nach Rechnungsstellung (SEPA)

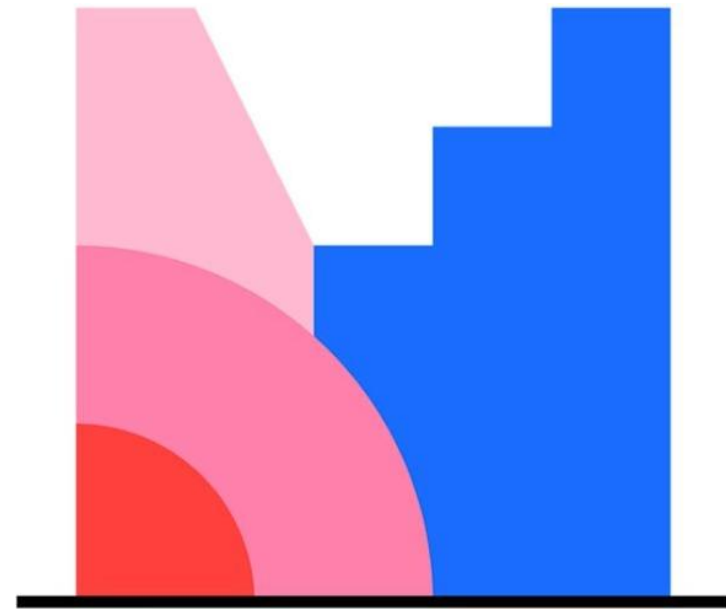


# Frühzeitige Abrechnung

## Optionen für den Zeitplan der Ausgleichsenergieabrechnung:

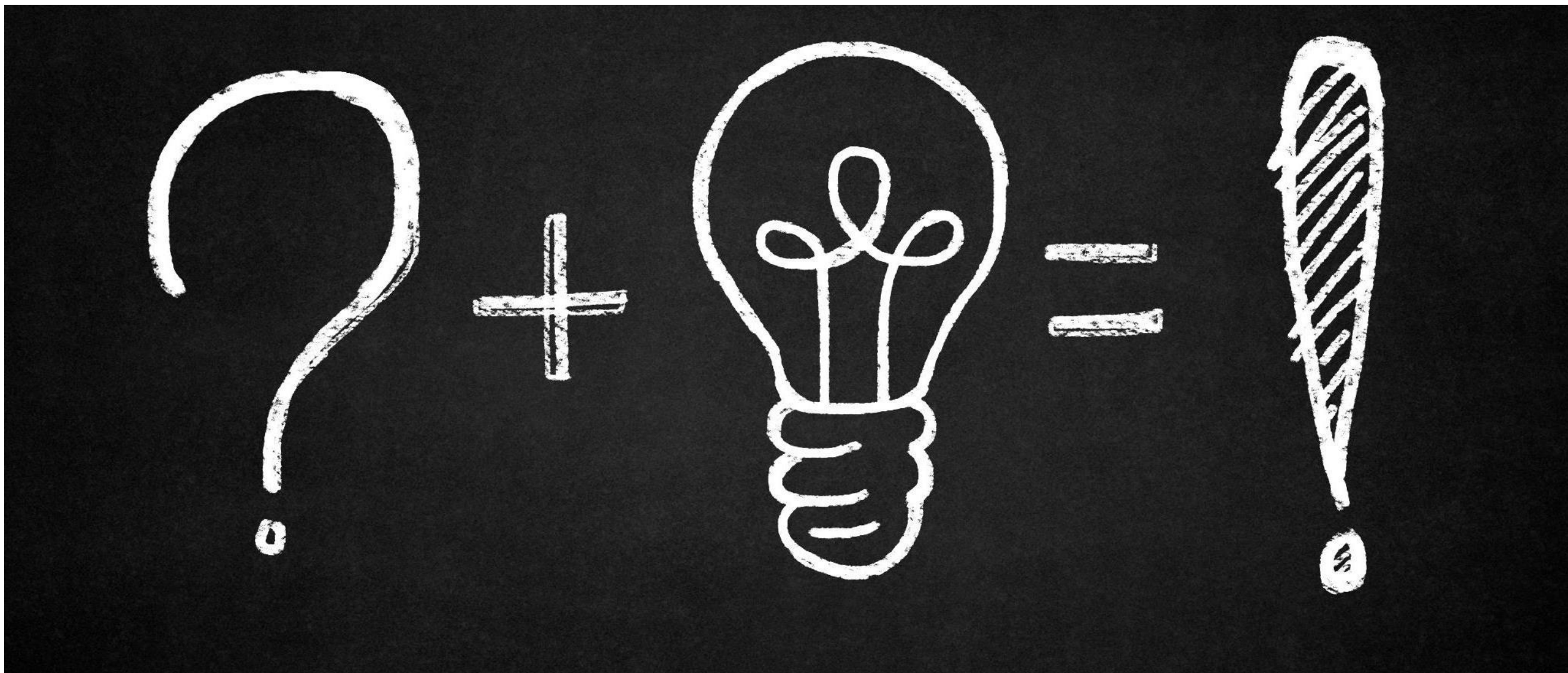
- Unzureichende Datenqualität vor dem 16. Arbeitstag (Basierend auf unserer Analyse der gemeldeten Messdaten)
- Frühere Rechnungsstellung, jedoch nicht vor dem 16. Arbeitstag nach Monatsende?
- Adhoc Rechnungsstellung bei einem signifikanten ausstehenden Betrag zugunsten von Swissgrid.
- Gutschriften werden ausschliesslich im Rahmen des regulären Prozesses ausgestellt.





**Mentimeter**

# Fragen?



---

# Wie weiter mit dem Post Scheduling?

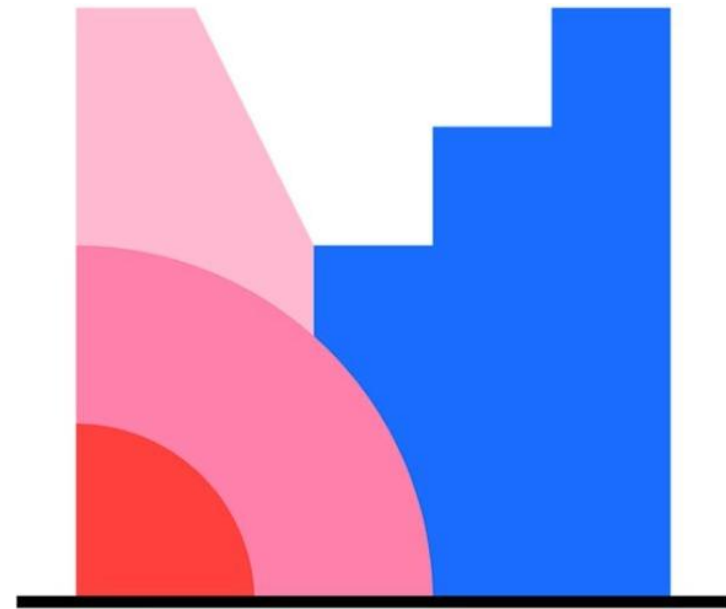
**Quirin Egli**

Specialist Balance Group & Scheduling Services

# Aktuelle Situation

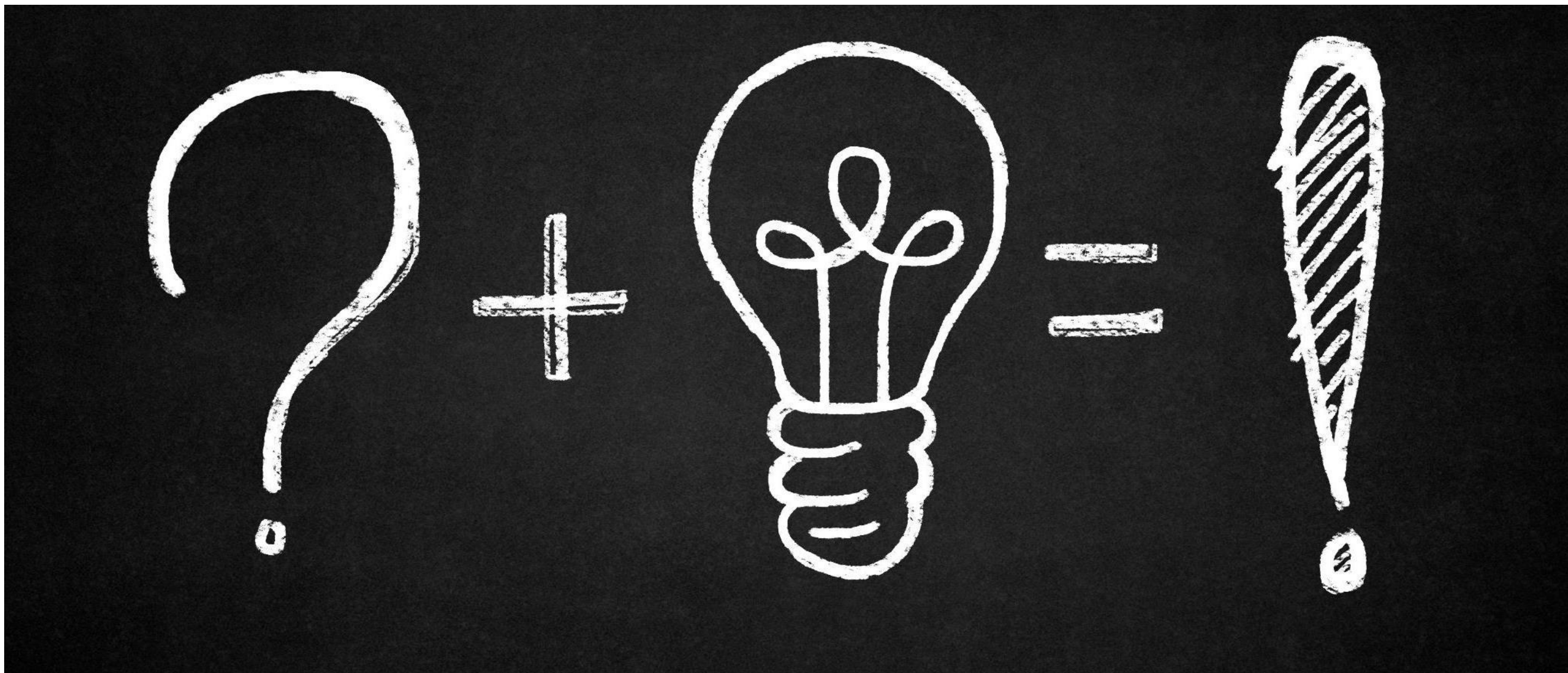
- Post Scheduling – 2 Arbeitstage nach Lieferung
- Grosse Verzögerung zwischen Liefertag & Abschluss Businessstag
- Ist ein Post Scheduling an Wochenenden/Feiertagen überhaupt möglich?

1. Schluss PS 1 Arbeitstag nach Lieferung
2. Schluss PS 1 Tag nach Lieferung
3. Belassen wie bis anhin



**Mentimeter**

# Fragen?



---

# Anpassung der Auktions- Produkte

**Benito Barberio**

Senior Spec. Balance Group & Scheduling Services

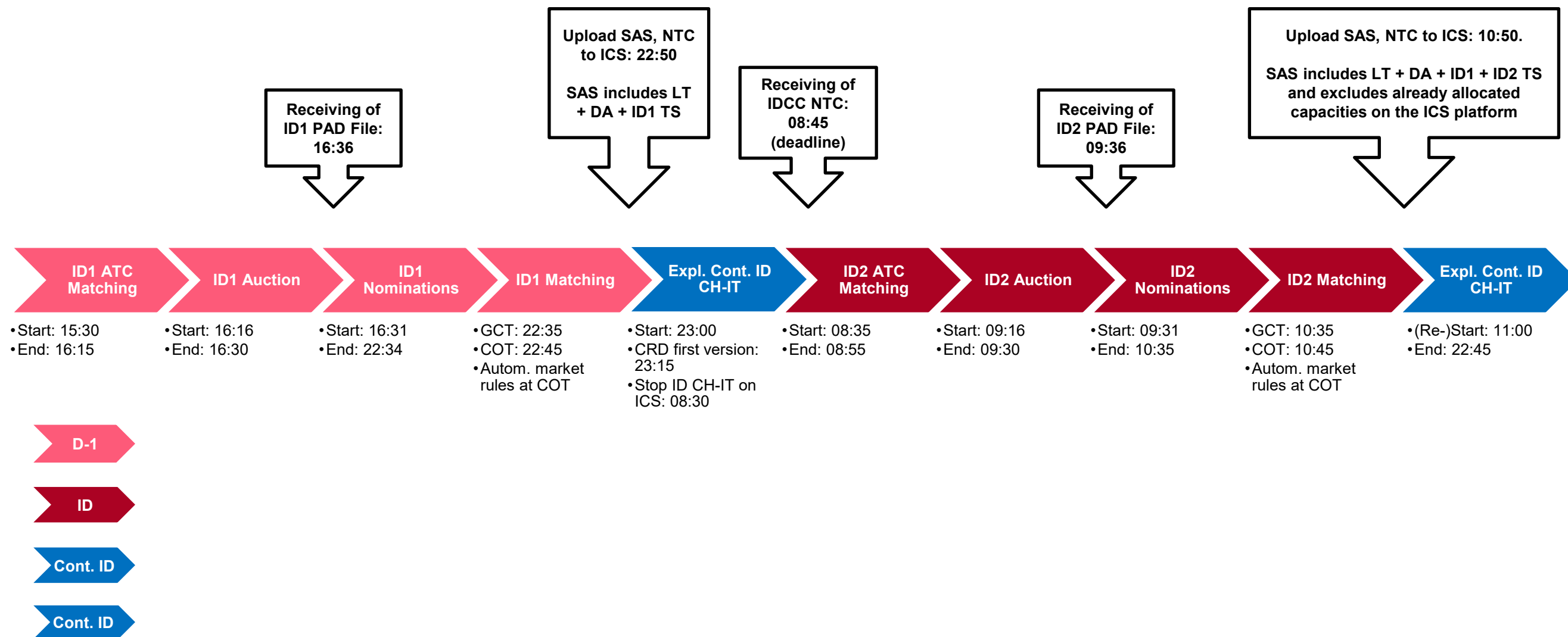
## 15 min. MTU and Blockbids: Swiss Borders JAO & EPEX Spot

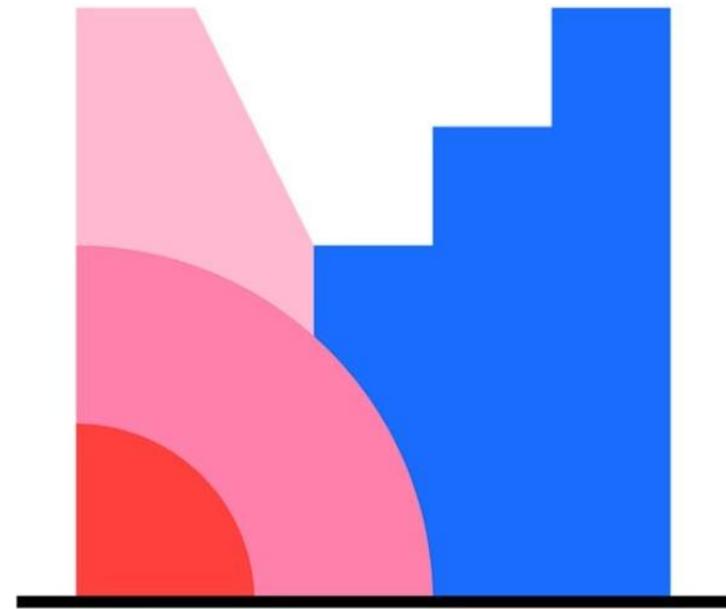
- Schweizer Grenzen Day-ahead CH-FR, CH-DE und CH-IT go live für Liefertag 2. September 2026
- Grenze CH-IT in Intraday für Liefertag 2. September 2026
- Grenze CH-AT folgt in Q4 2026.
- Der Go-live bleibt vorbehaltlich der Genehmigung durch die nationalen Regulierungsbehörden (NRA) sowie erfolgreicher Tests, Bilanzgruppen werden Ende Juli 2026 über Entscheid informiert.
- Unteilbare Blockgebote werden verfügbar sein; die offene Testphase der JAO findet vom 17.–19. Juni 2026 statt und erfordert eine obligatorische Registrierung.
- Die Schweizer lokalen EPEX-Spot-Auktionen werden von 60- auf 15-Minuten-MTU umgestellt, geplant für den 3. November 2026 (D-1) und den 4. November 2026 (Intraday), vorbehaltlich erfolgreicher Tests und der Bereitschaft der Marktteilnehmer
- Die Änderung unterstützt die Harmonisierung mit den europäischen Märkten und eine effizientere Systembilanzierung.

# Continuous CH–IT Projekt / ICS / DB-AG Plattform – Key Updates

- Projektstatus
  - Projekt ist derzeit auf Kurs. Arbeiten an den Anforderungen laufen
  - Intraday – Allokationsregeln > Konsultation geplant für ende Juni 2026, weitere Informationen folgen
  - Go-live geplant: Q1 / Q2 2027
  - Swissgrid ist verantwortlich für Betrieb und Registrierung an der CH-IT Grenze
- Änderung des Capacity Contract Type (CCT)
  - Geplanter wechsel (vorbehaltlich Bestätigung durch JAO): 19. Januar 2027
  - Änderung von: A07 → To: A14
  - A14 > gilt für ID1 and ID2 Auktionen
- Auswirkungen auf Marktteilnehmer
  - ID1/ID2 Nominierungen Nutzung von CCT A14
  - CCT A07 wird weiterhin genutzt für kontinuierlichen Intraday-Handel > Im Zusammenhang mit ICS / DB-AG Plattform

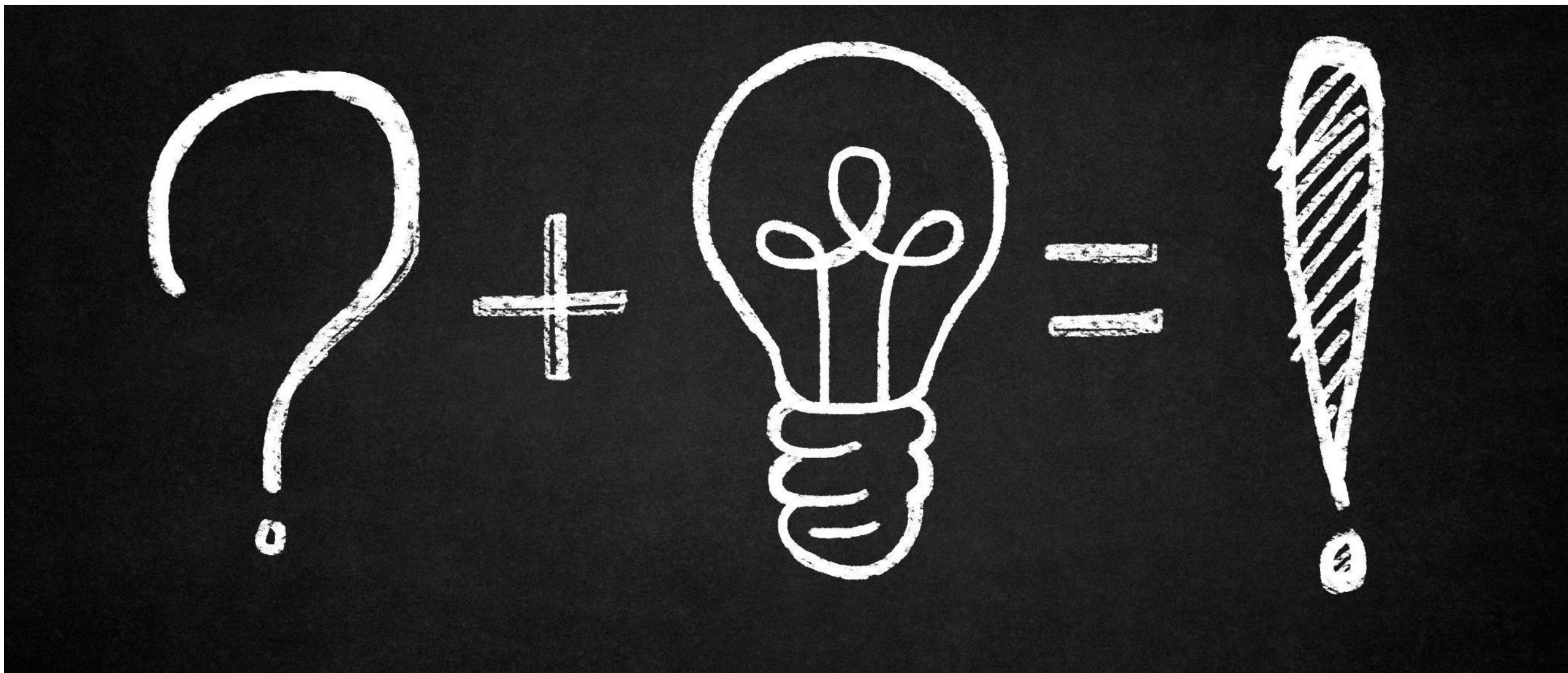
# Update kontinuierlicher Intradayhandel CH-IT





**Mentimeter**

# Fragen?



EPEX SPOT  
9 June 2026



**102**

**Day-Ahead auctions**

**64**

**Intraday auctions**

**100**

**Intraday continuous**



**New subscriptions in 2026:**

**5**

**Day-Ahead auctions**

**5**

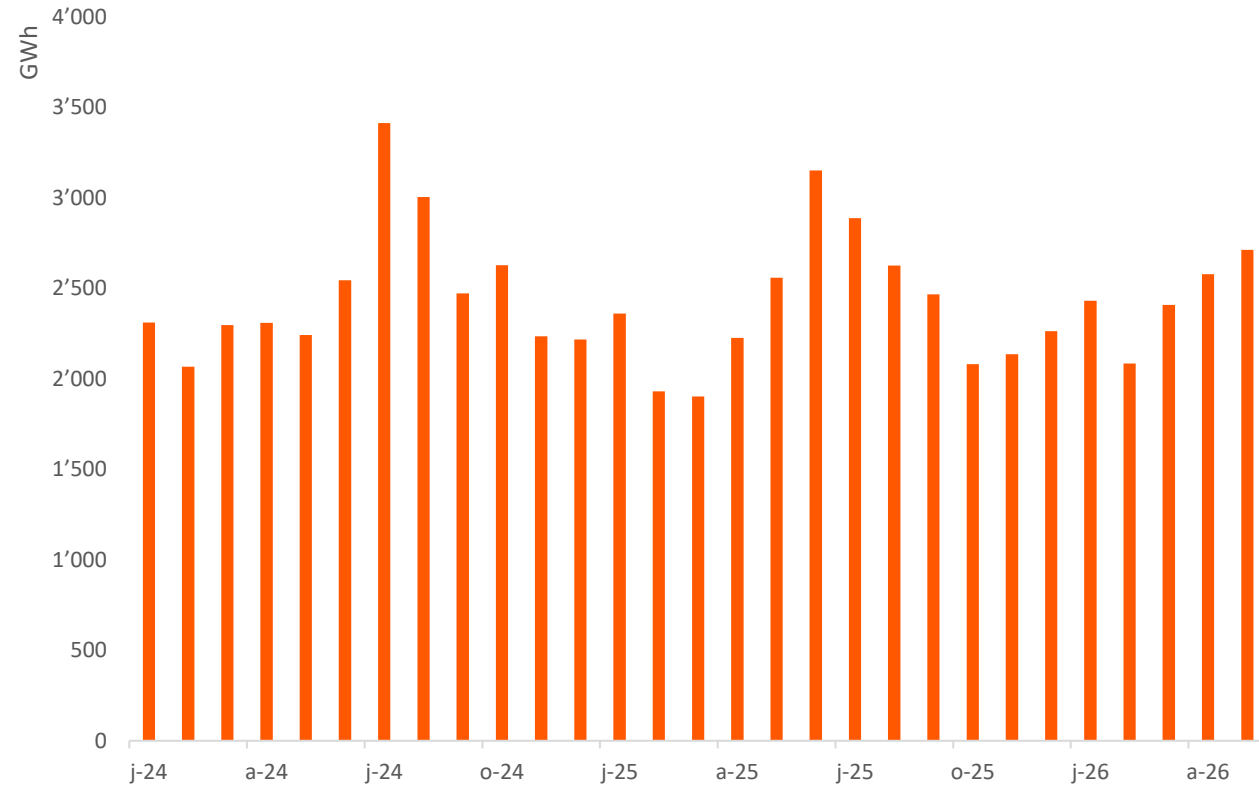
**Intraday auctions**

**7**

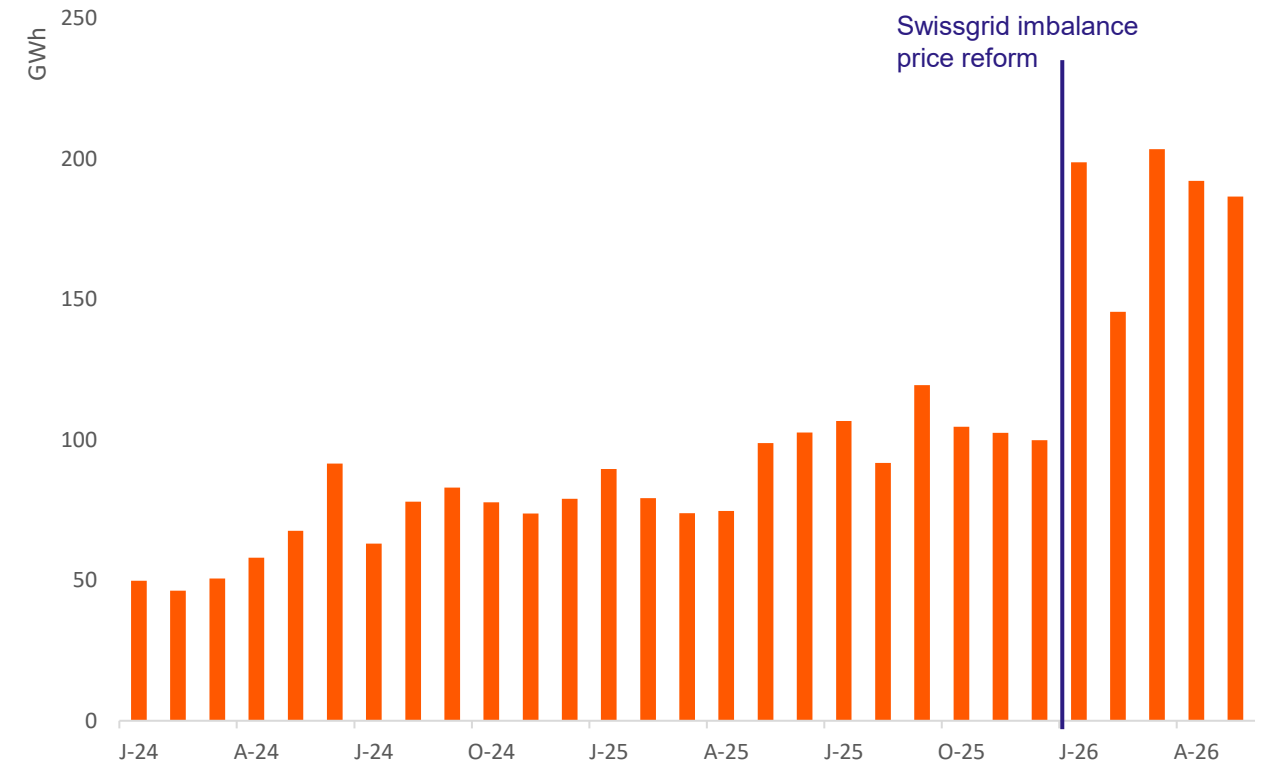
**Intraday continuous**

# Noticeable grow of the Intraday Continuous in CH since January 2026

## CH Day Ahead Auctions

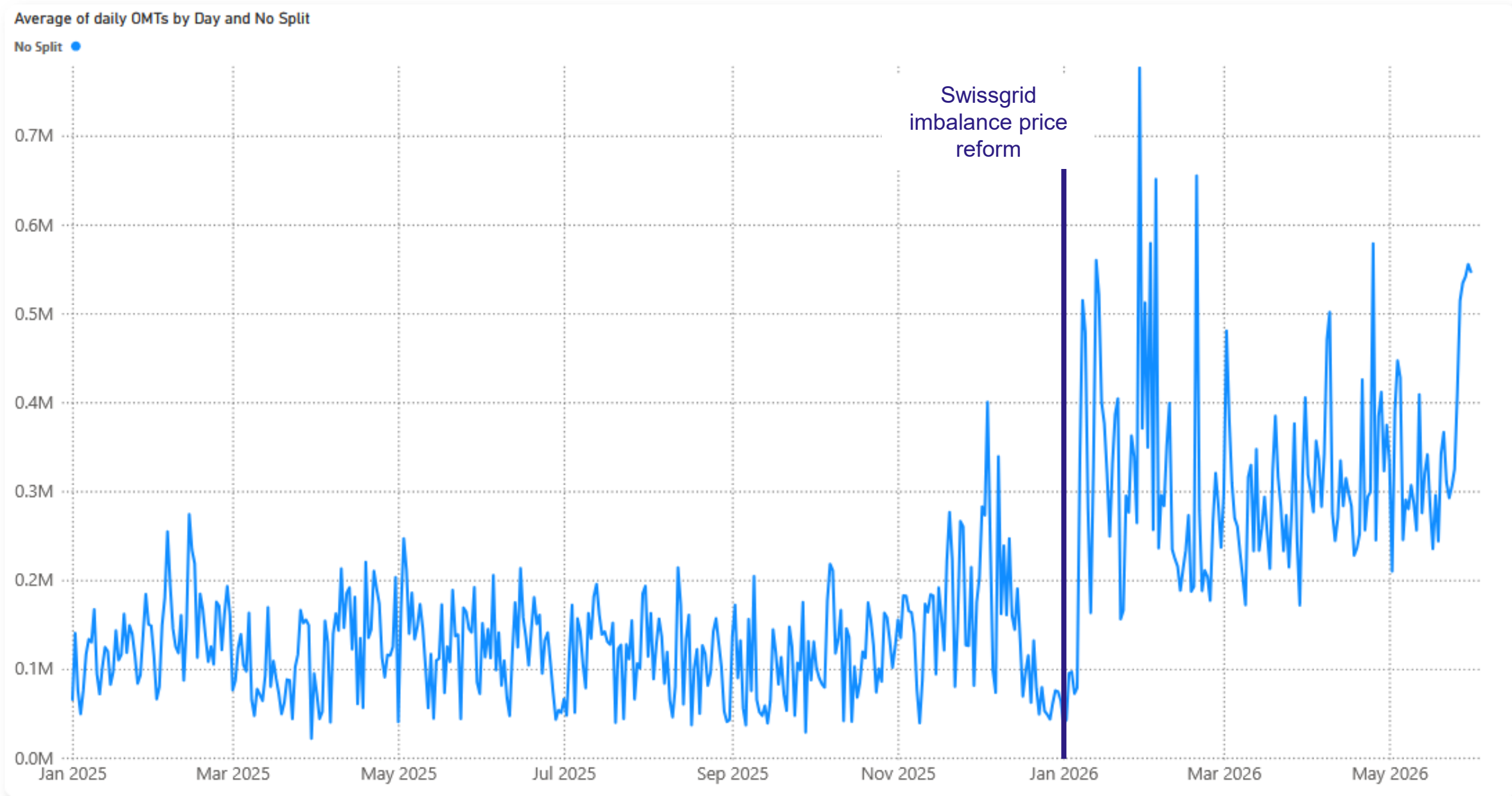


## CH Intraday Continuous

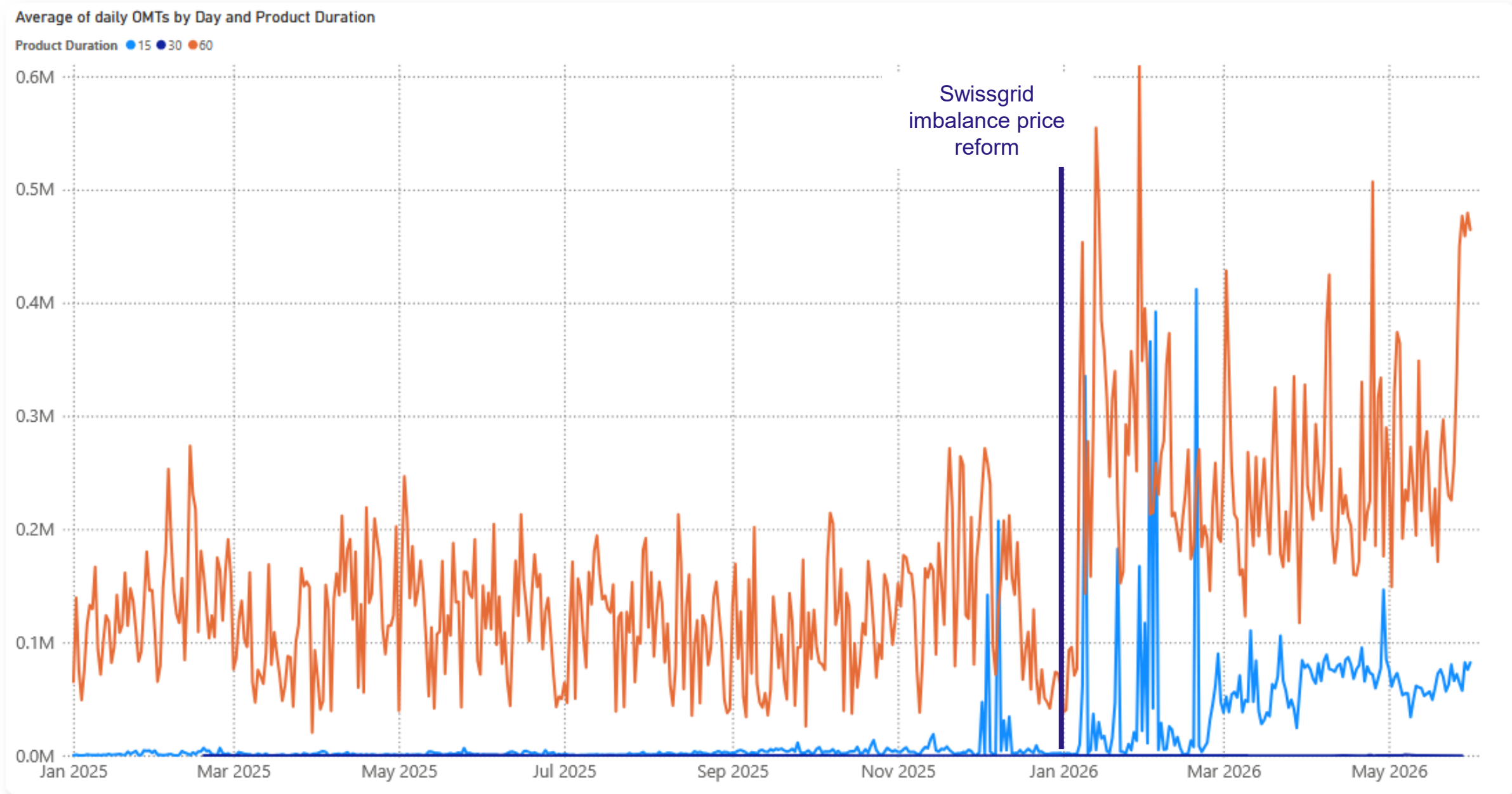


- + 11% for Day-Ahead Market volumes vs YoY volumes of 2025
- Large growth in Intraday Continuous Market : **+123%** traded in YoY

# OMT submitted per day on IDC CH

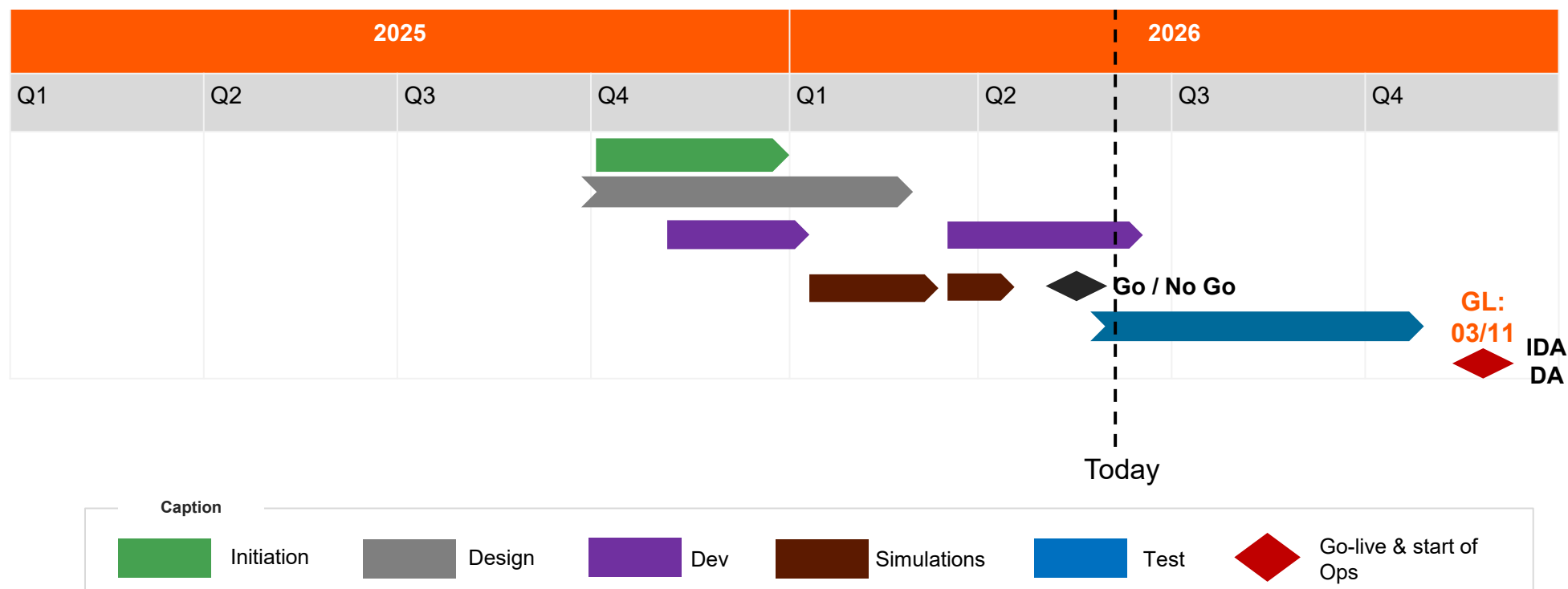


# OMT submitted per day, split per contract duration IDC CH



# 15 MTU Switzerland

## Project Timeline



**Context:** Evolution of XB allocation rules to 15 MTU on the CH borders (JAO)\*, improvement prospect of local balancing needs

**Scope:** Swiss Day-ahead and Intraday auctions to switch from 60 Market Time Unit (MTU) to 15 MTU

- DA with full CPM (Cross Product Matching)
- IDAs only 15 min granularity + Merging both Swiss IDAs into one, with OBK closure at 16:05 (D-1) – *to be confirmed by mid-June 2026*

\* Scheduled in Sep.2026 on all CH borders, excl. CH-AT

[Register to our upcoming webinar regarding 15 MTU in Switzerland](#)

# 15 MTU Switzerland

## Market simulation & Go-live sequence rationale

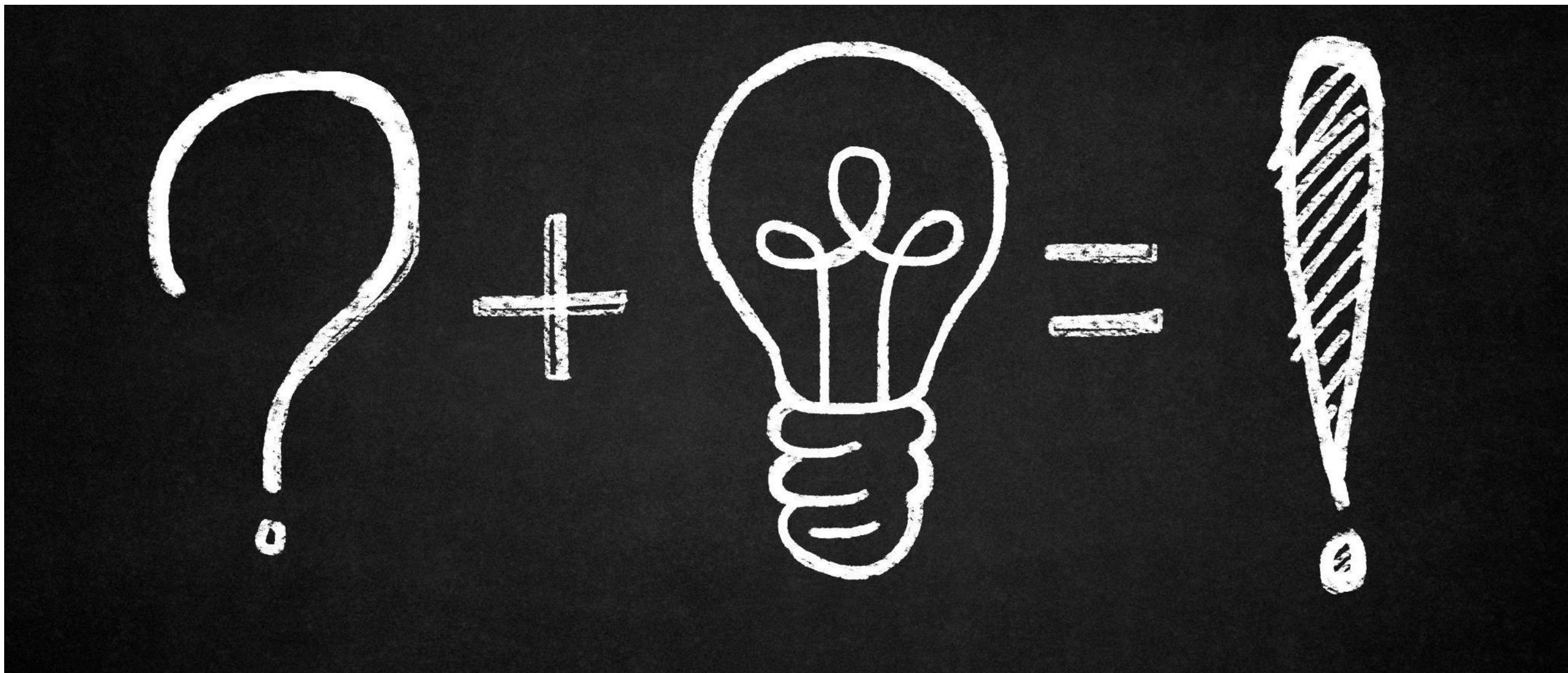
### EPEX SPOT performed simulations to model how the Swiss Day-ahead market will behave with 15 MTU

- Simulation data prepared by EPEX experts using the feedback from Market Participants
- **KPIs and benchmarks:** benchmark with Austrian market
  - Price volatility of quarter hours within an hour and representativity of the hourly index
  - Paradoxically Rejected Linear orders (PRLs)
- **Key insights:**
  - Members remain uncertain about their future bidding strategy and can only provide preliminary estimates
  - For several members, a limited part of generation units can cope with 15-minute resolution
  - Several members plan to use 15-minute resolution only after the transition of CH cross-border capacity to 15-minute resolution
- **Scenarios:**
  - Before JAO switches capacity auctions in the borders to 15 MTU, with normal and stressed market conditions
  - After JAO switches capacity auctions in the borders to 15 MTU, with normal and stressed market conditions
- **Results of simulations:**

	Before XB 15min	Before XB 15min – stress	After XB 15min	After XB 15min – stress
PRL	No PRL	No PRL	No PRL	No PRL
15-min price var.	Lower than SDAC AT	Higher than SDAC AT	Lower than SDAC AT	Lower than SDAC AT

**Go-Live: 03<sup>rd</sup> November 2026:** Following JAO 15 MTU launch in September, and giving enough time for Market participants to prepare

# Fragen?



---

# Short Term Adequacy Prozess

**Anneta Matenli**  
Principal Market Operations

# Market-Relevant Message on April 24th



Message published on Swissgrid's site under REMIT and market-relevant information.



Short-Term Adequacy Warning: Limited Downward Regulation in Switzerland (April 26th)

## Marktrelevante Information

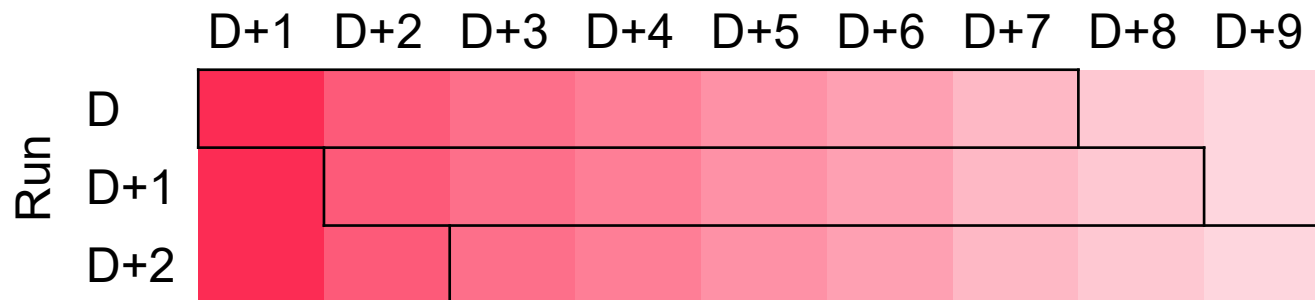
Information about potential limited downward flexibility in Switzerland for 26 April 2026

The European Transmission System Operators run a daily coordinated analyses on the adequacy situation in Europe for identifying potential electricity over- or undersupply for the next days, considering forecasts.

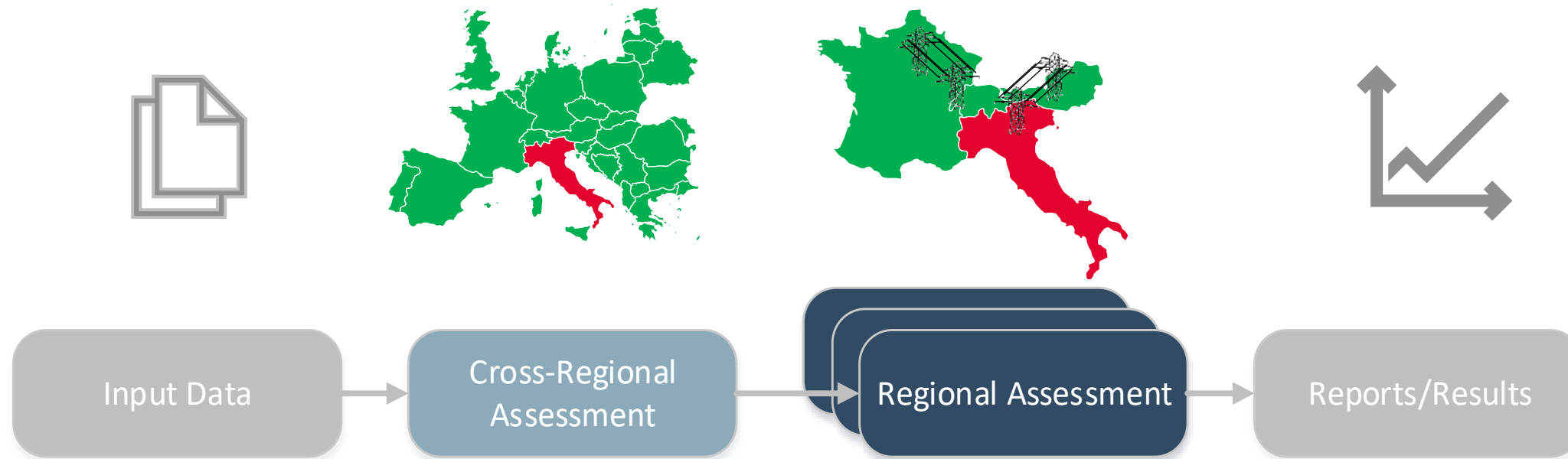
**How does Swissgrid assess the risk of upward or downward inadequacy?**

# Short-Term Adequacy (STA) Assessment

- Coordinated pan-European process: **33 countries participating** (36 Transmission System Operators) → coordination (information of adequacy situation on neighboring TSOs) is crucial for reliable adequacy results.
- Operated by Regional Coordination Centres
- Rolling **week-ahead** adequacy assessment → allows early warnings and monitoring of the evolution of the situation



# STA overview



## Cross-Regional Assessment (CRA)

**Regular process** → provides Pan-European overview of **potential adequacy issues** (upward or downward).

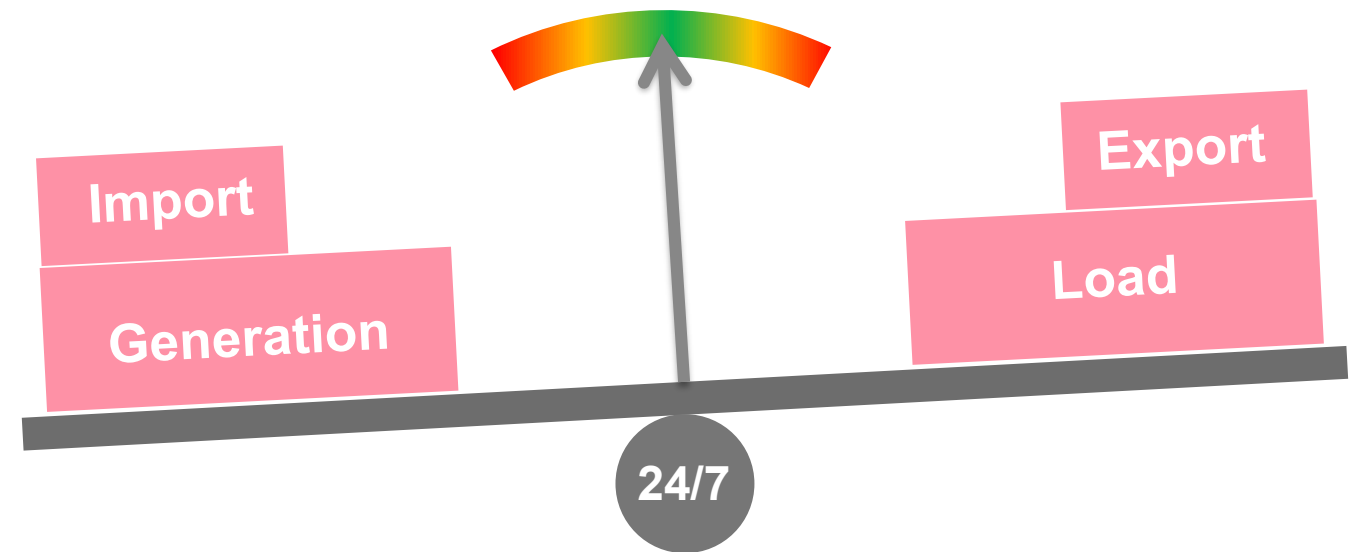
## Regional Assessment (RA)

**Ad-hoc process** in case of warning in CRA. Usually, the affected Bidding Zone (BZ) and neighboring BZs are involved. Grid situation and potential Remedial Actions are assessed.

# Cross-Regional and Regional Assessments

## Cross-regional assessment

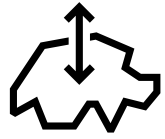
- **Deterministic** adequacy assessment with focus on generation adequacy considering cross-border capacities.
  - Optimal economic dispatch based on merit order.
  - **Energy limitations** (e.g. hydro reservoir levels) are considered.
  - **Flow-based parameters** are incorporated.
  - Recently introduced feature driven by the high penetration of RES → **downward adequacy assessment** i.e., detect time periods with excess of **inflexible generation** (must-run) comparing to the consumption.
- **Probabilistic** adequacy assessment → the sensitivity of the deterministic result is assessed against various probabilistic variables.



## Regional assessment

- Triggered in case of inadequacy warning.
- Affected TSOs hold teleconferences to coordinate on availability and effectiveness of Remedial Actions that could alleviate the problem.

# Input Data



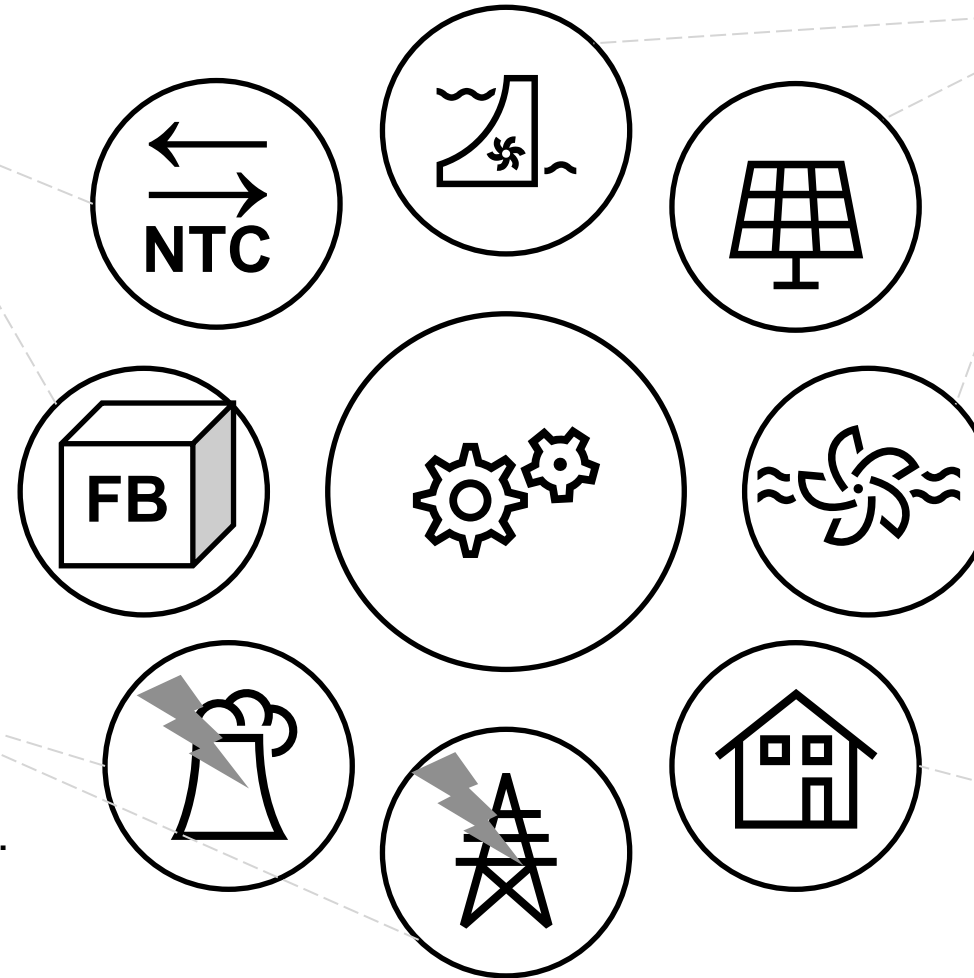
## CB Capacities

- Week-ahead to Day-Ahead (DA) NTCs, except for:
- DA flow-based constraints of Core and Nordic Capacity Calculation Regions (CCR).



## Probabilistic Parameters

- Forecast curves: load, PV and wind.
- Tripping ratios for generation and HVDC
- Correlation parameters ensuring realistic scenario generation



Hourly granularity and aggregation per BZ for all input data

## Generation



- Reliably Available Capacities per generation type (planned and unplanned outages, system reserves).
- Energy limitations (e.g. hydro reservoir levels).
- **Forecast of RES.**
- Must-run generation.

## Consumption



- End-consumer load forecast.
- Losses on the transmission and distribution grid.

# How to react to similar messages in the future



Swissgrid expects similar warnings during summer, mainly due to the high amount of PV generation.

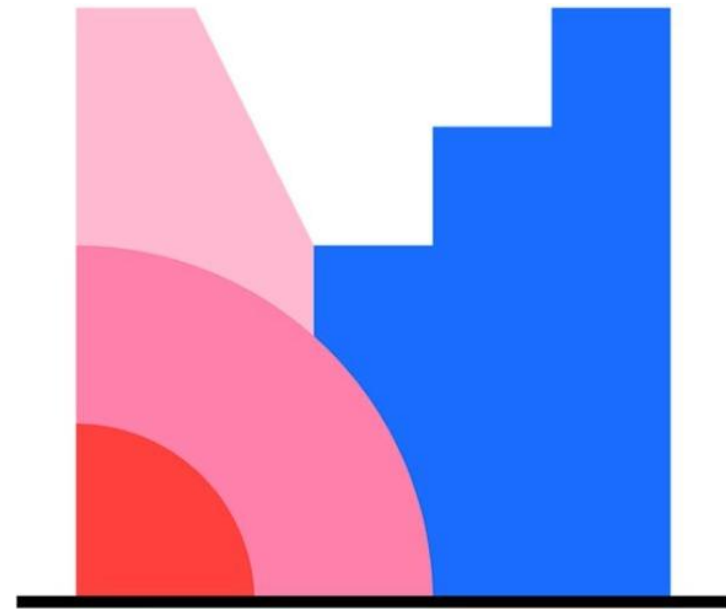


Keep in mind:

- The warning comes from a coordinated adequacy assessment i.e., the situation of neighboring BZs has been taken into account.
- STA relies on forecasts therefore, it detects potential adequacy issues that might or might not materialize in real time.

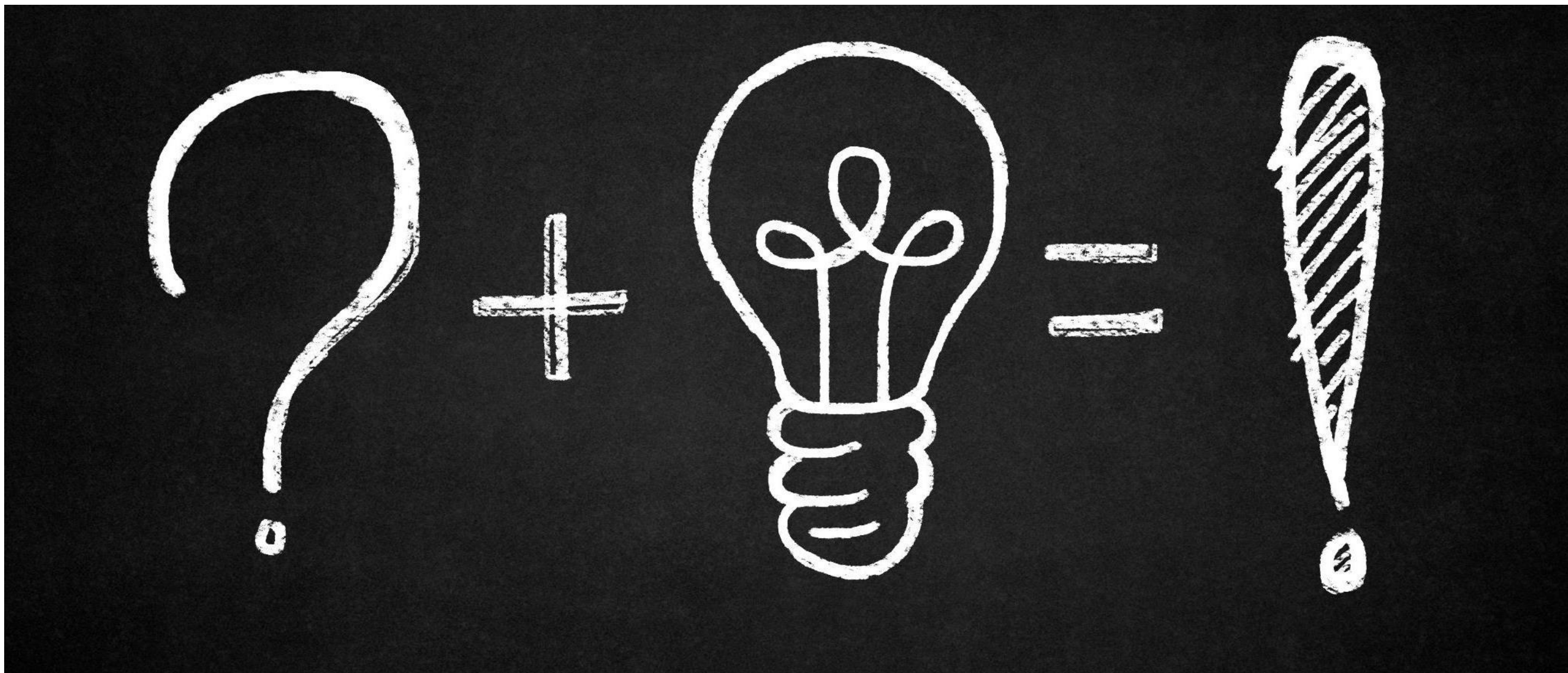
In the case of similar messages in the future

- Balance Groups are requested to be balanced and to contribute to actively balance the Swiss control area as contractually obliged so that sufficient downward flexibility is available to tackle the potential



**Mentimeter**

# Fragen?



# Kaffee Pause



Zeit	Thema	Referent
15:00	<b>Mittelfristige Abregelung von PV</b>	Raphael Wu, Principal Specialist Market Strategy
15:15	<b>Balancing Roadmap, Pooling Pain Points</b>	Raphael Wu, Principal Specialist Market Strategy Martin Schlupe, Senior Balancing Manager (Axp0)
15:40	<b>PV4Balancing, Market Design 2</b>	Stefanie Aebi, Senior Specialist Market & Product Design
15:55	<b>Update zu Optimizer &amp; Prognosen</b>	Katja Moehring, Project Manager
16:10	<b>Auswirkung von PV auf den TRE-Preis</b>	Serge Wisselmann, Head of Ancillary Services & Analytics
16:20	<b>Stromabkommen</b>	Thomas Hauri, Principal Specialist Balance Group & Scheduling Services
16:30	<b>Fragen &amp; Abschluss</b>	Marc Rüede, Head of Balance Group & Scheduling Services
<b>16:35</b>	<b>Apero</b>	<b>alle</b>

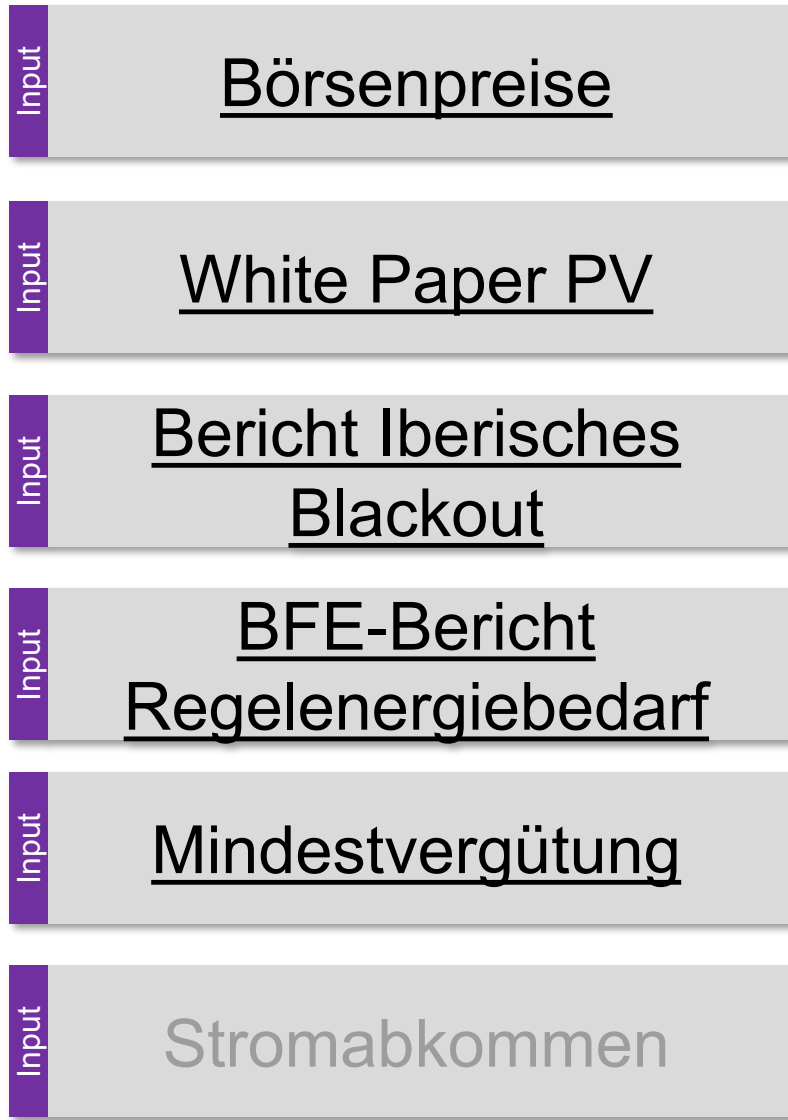
---

# Mittelfristige Abregelung von PV

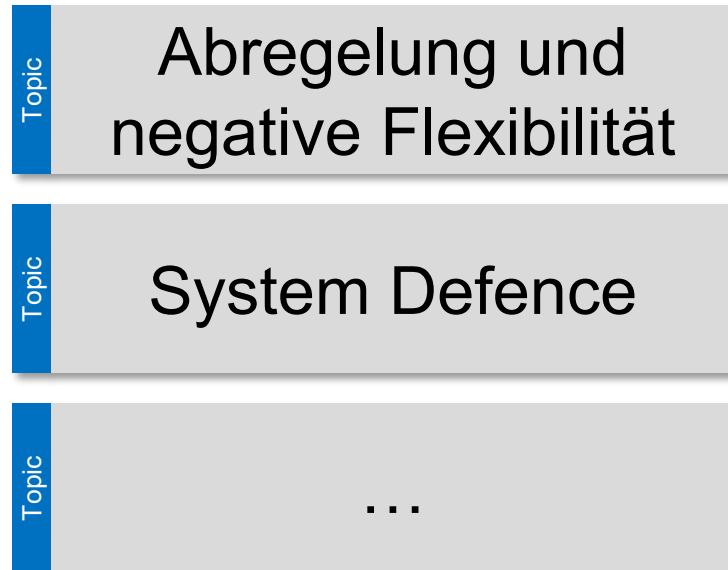
**Raphael Wu**  
Principal Specialist Market Strategy

# Ausgangslage

## Inputs



## Sammeln & Priorisieren von Empfehlungen zu



## Umsetzung



# Die Herausforderungen zu PV-Abregelung

Normaler Betrieb

System Defence

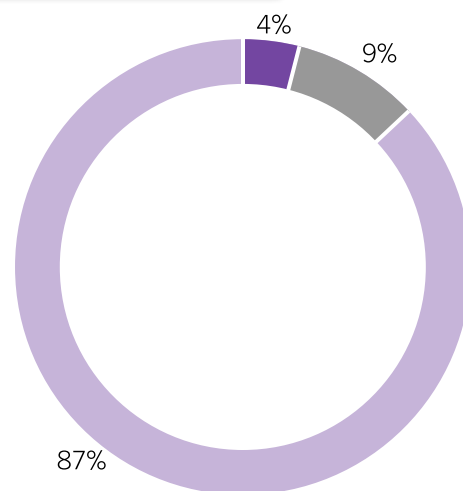
**Challenge** Ein Grossteil der installierten PV-Leistung und – Anlagen reagieren nicht auf negative Marktpreise

**Challenge** Stammdaten (Versorger & Bilanzgruppe) stehen nicht allen relevanten Akteuren zur Verfügung

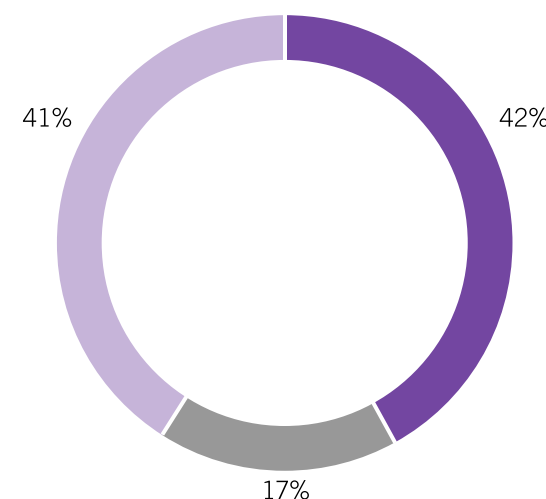
**Challenge** Technische Steuerbarkeit

**Challenge** PV-Anlagen sind noch nicht genügend in Systemverteidigungspläne integriert

**Challenge** Ein signifikanter Anteil der PV-Anlagen hat sich nicht anforderungskonform vom Netz getrennt



Anzahl Anlagen



Installierte Leistung

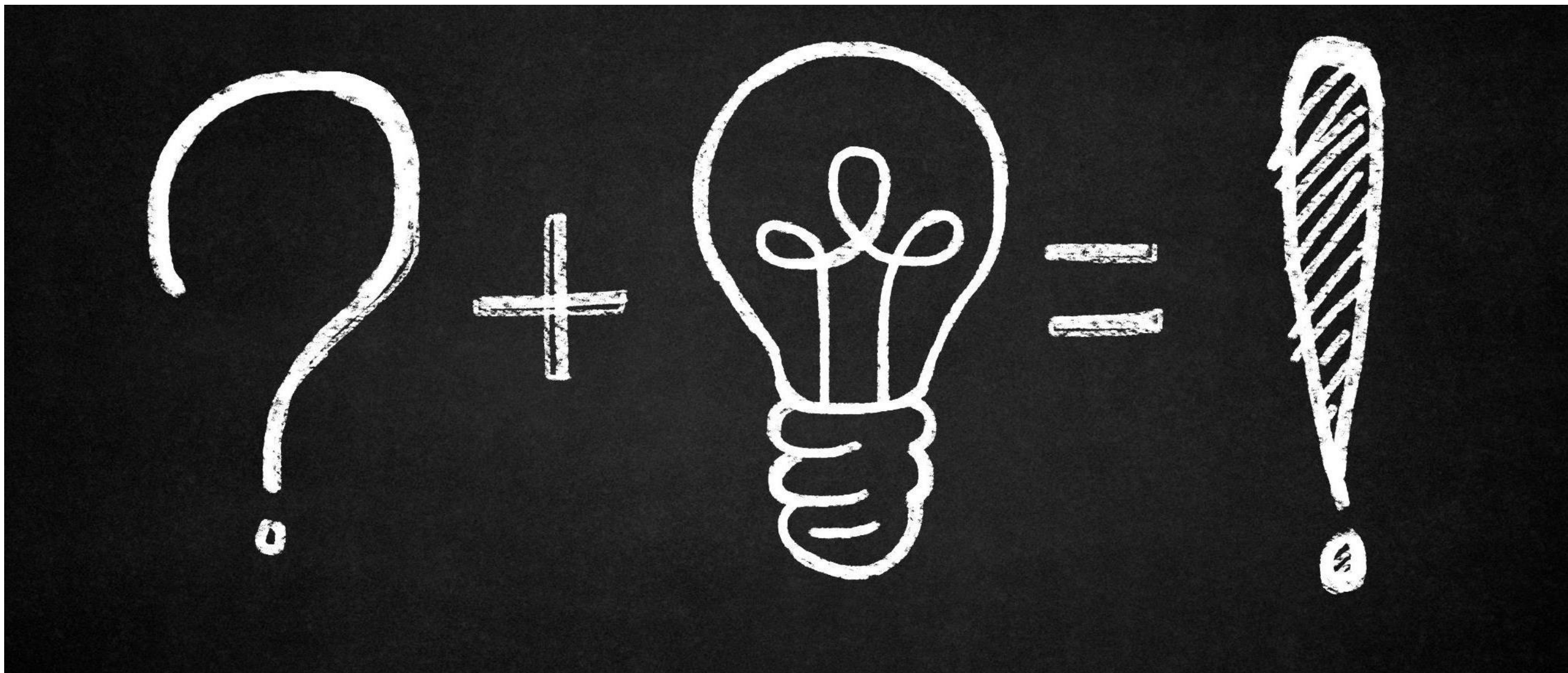
■ Über 100 kWp  
■ 30 bis 100 kWp  
■ Unter 30 kWp

# Empfehlungen zur Abregelung von PV im Normalbetrieb

Thema	Empfehlung
SDL	1. <i>Netzbetreiber &amp; Marktakteure</i> sollen einen Koordinationsprozess und Standards zum Informationsaustausch für Flex-Abruf etablieren
Finanzielle Anreize	1. <i>Marktakteure</i> sollen <b>Preissignale weitergeben (inkl. Mindestvergütung) &amp; attraktive Abnahmeangebote</b> inkl. Flexnutzung schaffen 2. Weitergehende <b>Marktöffnung</b> und deren Auswirkung auf Bilanztreue analysieren 3. Prüfen weiterer <b>bilanzrelevanten Indikatoren für Transparenz-/Sunshine-Regeln</b> , um Anreizwirkung zu stärken. 4. <i>Gesetzgeber</i> soll Rahmenbedingungen für weiteren Ausbau schaffen, aber ohne Subvention pro eingespeiste kWh. 5. <i>Gesetzgeber</i> soll Pflicht zur Wahl eines Vermarkters der PV-Produktion verankern
Ausgleichsenergie	1. <i>ÜNB, VNB, Marktteilnehmende und Regulierungsbehörden</i> sollen (Blind-&) <b>Wirkleistungsrampen</b> für Wechselrichter einführen 2. <i>PV-Branche</i> soll flexible PV-Anlagen und Energiemanagementsysteme entwickeln, empfehlen, installieren und konfigurieren. 3. Monitoring der Prognosequalität für BG mit Klein-PV und der Wirksamkeit der Umsetzung der einschlägigen Branchenempfehlungen. Falls dies nicht wirkt, zentrale Bewirtschaftung dezentraler erneuerbarer Energien prüfen. 4. Prüfung der Kürzung des Marktintervalls auf 5' oder 1'
Mess- & Stammdaten	1. <i>BFE / Pronovo</i> sollen Stammdaten inkl. Bilanzgruppenzugehörigkeit zeitnah & qualitativ hochwertig publizieren (Übergangslösung) 2. <i>BFE</i> soll die <b>nationale Datenplattform</b> vorantreiben 3. <i>Netzbetreiber und PV-Branche</i> sollen einen <b>Kommunikationsstandard</b> für Prosumer-Optimierung inkl. Flexibilitätsnutzung etablieren 4. <i>BFE / Pronovo</i> ein schweizweites, öffentliches Kalibrierungsnetz mit Ist-Produktion von PV-Anlagen aufbauen 5. <i>BFE</i> soll die Möglichkeit prüfen, die nationale Datenplattform um Echtzeitdaten zu ergänzen
Technische Steuerbarkeit	1. <i>PV-Branche</i> soll einen Standard für die Flexibilitätssteuerung von Prosumer-Anlagen entwickeln

Diskussionsfragen: Welche Massnahmen sind für euch prioritär? Was braucht ihr, um signifikante Abregelung zu erreichen für Anlagen in a) Direktvermarktung und b) mit Mindestvergütung?

# Fragen?

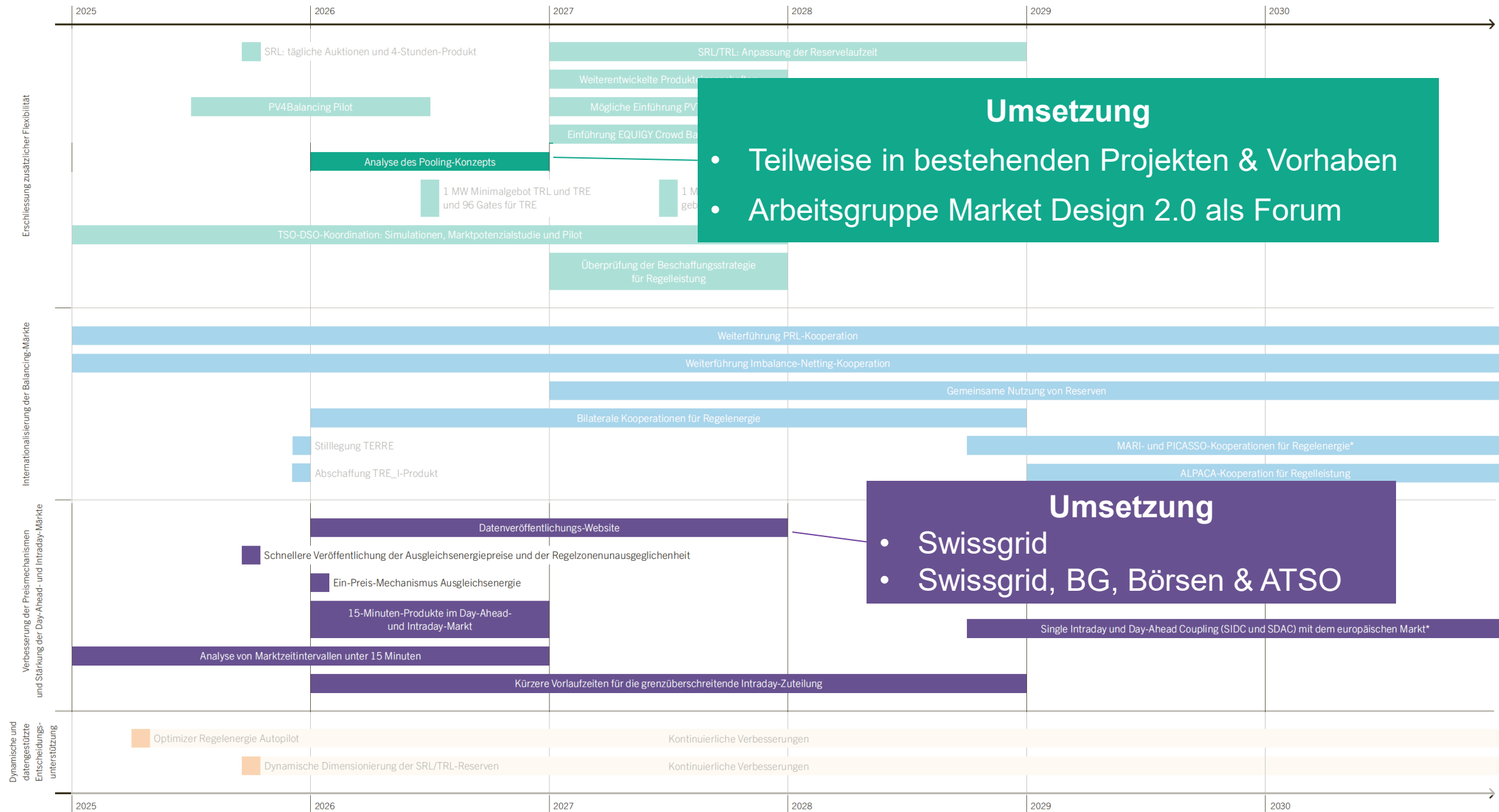


---

# Balancing Roadmap und Pooling Pain Points

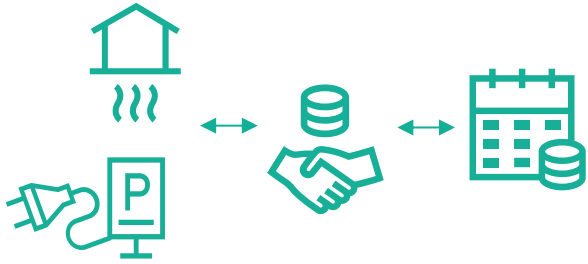
**Raphael Wu**  
Principal Specialist Market Strategy

# Balancing Roadmap: Geplante Änderungen und Umsetzung



\* Abhängig vom Stromabkommen mit der EU.

# Pooling Painpoints und mögliche Lösungen



## Kategorie: Ressource, Lieferant und BG Matching

- Pain: Fehlerhafte Zuordnung Flex, Lieferant und BG
- Pain: Fehlende Info an BG und/oder VNB
- Lösung mittelfristig: nationale Datenplattform Phase 1 / und Phase 2 Flexregister
- Lösung kurzfristig: offen -> Diskussion gemeinsam mit VSE (SDV und BG)
- Update: Datenplattform weiter verzögert. Empfehlung zu Stammdaten im [PV-Whitepaper](#)

## Kategorie: Präqualifikation



- Pain: Präqualifikation von Batterien in der Grundversorgung
- Lösung: Präzisierung in PQ, Abmachung muss durch SDV und Grundversorger geschehen
- Abschnitt 7.7.2 & 9.5.2 der Präqualifikationsbedingungen: SDV ist zuständig fürs Lademanagement, mit Fahrplangeschäften oder durch TE der gleichen Bilanzgruppe, Information an Lieferant.



- Pain: Präqualifikation von PV
- Lösung: Präzisierung in PQ: akzeptierte Baselineingmethoden, Umgang mit Lieferanten und Rücklieferanten
- Update: Vorschlag für Mindestanforderungen an Baselineingmethoden

# Pooling Painpoints und mögliche Lösungen

## Kategorie: Forecasts und Plausibilitätstest von INS



- Pain: fehlende Information über Aktivierungen
- Lösung: PV als separate BT in INS, Referenzanlagen definieren und nicht präqualifizieren
- Update: PV4Balancing – SDV sehen keinen signifikanten Mehrwert für BT. Referenzanlagen nicht im Scope.  
**Neue Präqualifikationsanforderung: Echtzeit-Poolingsignal von SDV an BGV und nötigenfalls VNB**
- Pain: fehlende Plausibilitätschecks DPS
- Lösung: Mögliche Einführung von delivery verification, Konsistenzcheck Fahrplan <-> SDL-Abrufe
- Update: Überprüfung der Lieferung im Scope von Market Design 2.0 for Balancing. Konsistenzcheck zwischen INS & Summe der SDL-Abrufe für BG-Abrechnung.



- Pain: Frühere Lieferung von DPS-INS
- Lösung: offen -> Diskussion gemeinsam mit SDV und BG
- Update: Würde durch Poolingsignal gelöst. Falls nicht (möglich), steht AG Market Design 2.0 zur Verfügung



## Kategorie: Dokumentation

- Pain: Fehlende Dokumentation Pooling (inkl. Prozesse, Deadlines und Verantwortungen)
- Lösung: Update der Dokumentation

# Anforderungen zu Flexibilitätskoordination und an die nationale Datenplattform (nDP)

Nr	Projekt / Dokument	Anforderungen und Vorschlag für Priorisierung
1)	PV-Whitepaper	<ul style="list-style-type: none"><li>● BFE/Pronovo: Zeitnahe und qualitativ hochwertige Publikation von Stammdaten inklusive Bilanzgruppenzugehörigkeit</li><li>● <b>Echtzeitdaten zur Bilanzierung und zum Monitoring der PV-Anlagen</b></li></ul>
2)	VSE-Papier zur Informationsweitergabe Variante 1	<ul style="list-style-type: none"><li>● Informationspflicht zur Flexnutzung falls nötig für den sicheren Netzbetrieb (Netzbetreiber, Bilanzgruppen, Versorger, Swissgrid, neu Aggregatoren)</li></ul>
3)	Regelpooling & TSO-DSO Coordination	<ul style="list-style-type: none"><li>● Automatisierte Information an SDV bei Wechselprozessen</li><li>● <b>Automatisierte Information an Marktplattform bei Wechselprozessen</b></li><li>● <b>Messdaten zur richtigen Abrechnung des Regelpoolings für mehrere Lieferanten (1 für Verbrauch, 1 für Rücklieferung) oder bei Elektrofahrzeugen</b></li></ul>
4)	VSE-Papier zur Informationsweitergabe Variante 2/3	<ul style="list-style-type: none"><li>● <b>Stamm- &amp; Messdaten für Flexibilitätseinsätze um überraschende Unausgeglichenheit &amp; Netzüberlastung zu vermeiden</b></li></ul>

## Diskussionsfragen

- Habt ihr spontane Fragen oder Feedback zu Anforderungen & Priorisierung?

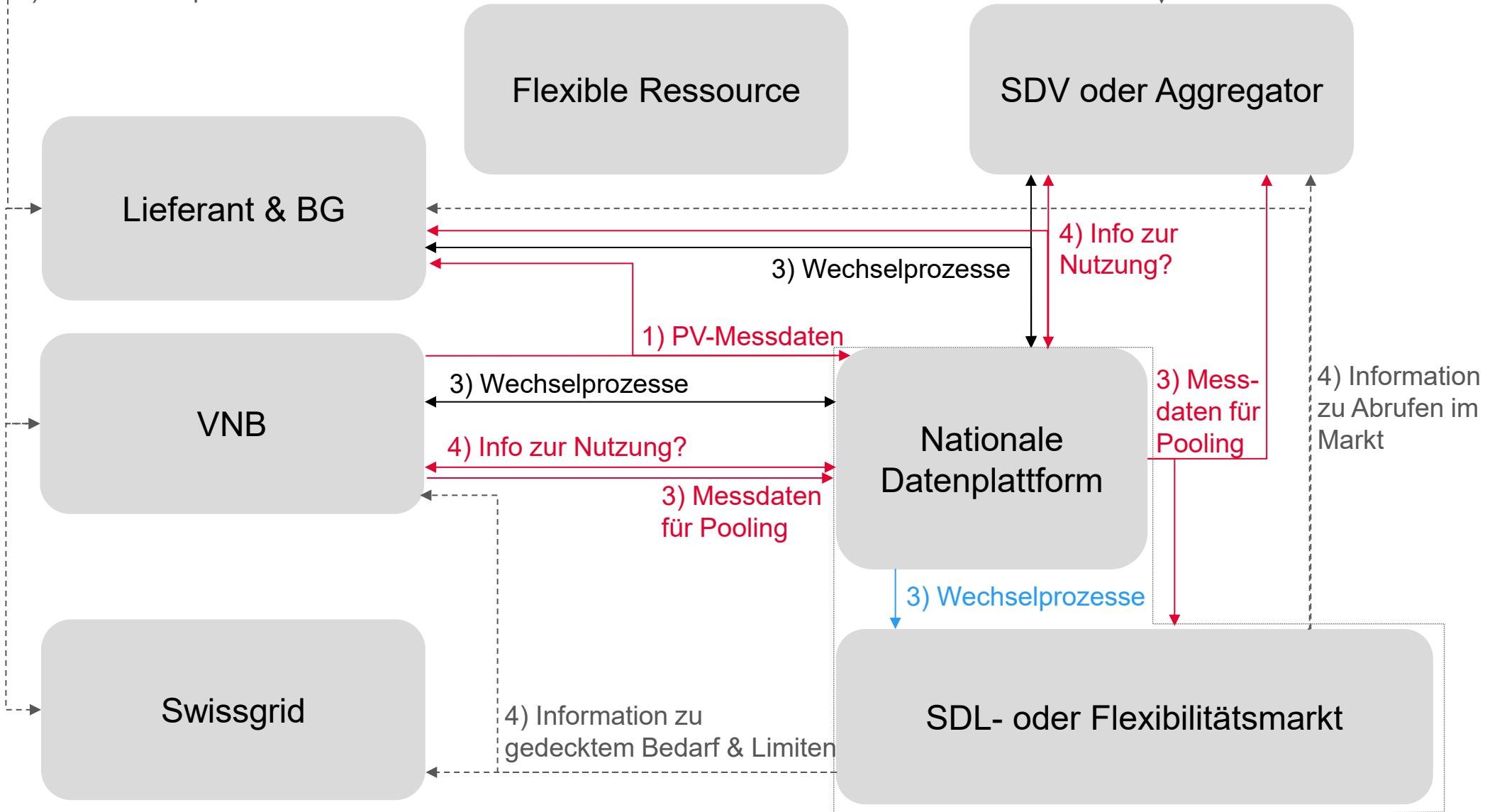
## Legende

Zwischenlösung bis nDP (2027?) oder unabhängig von der nDP  
Erfüllt durch Grundfunktionalität der nDP  
**Erfüllt durch Flexibility Information System**  
**Zusätzliche Anforderungen**

# Mögliches Zielbild

- > Zwischenlösung oder unabhängig
- > Erfüllt durch Grundfunktionalität der nDP
- > Erfüllt durch Flexibility Information System
- > Zusätzliche Anforderungen

## 2) Informationspflicht & Grundsätze

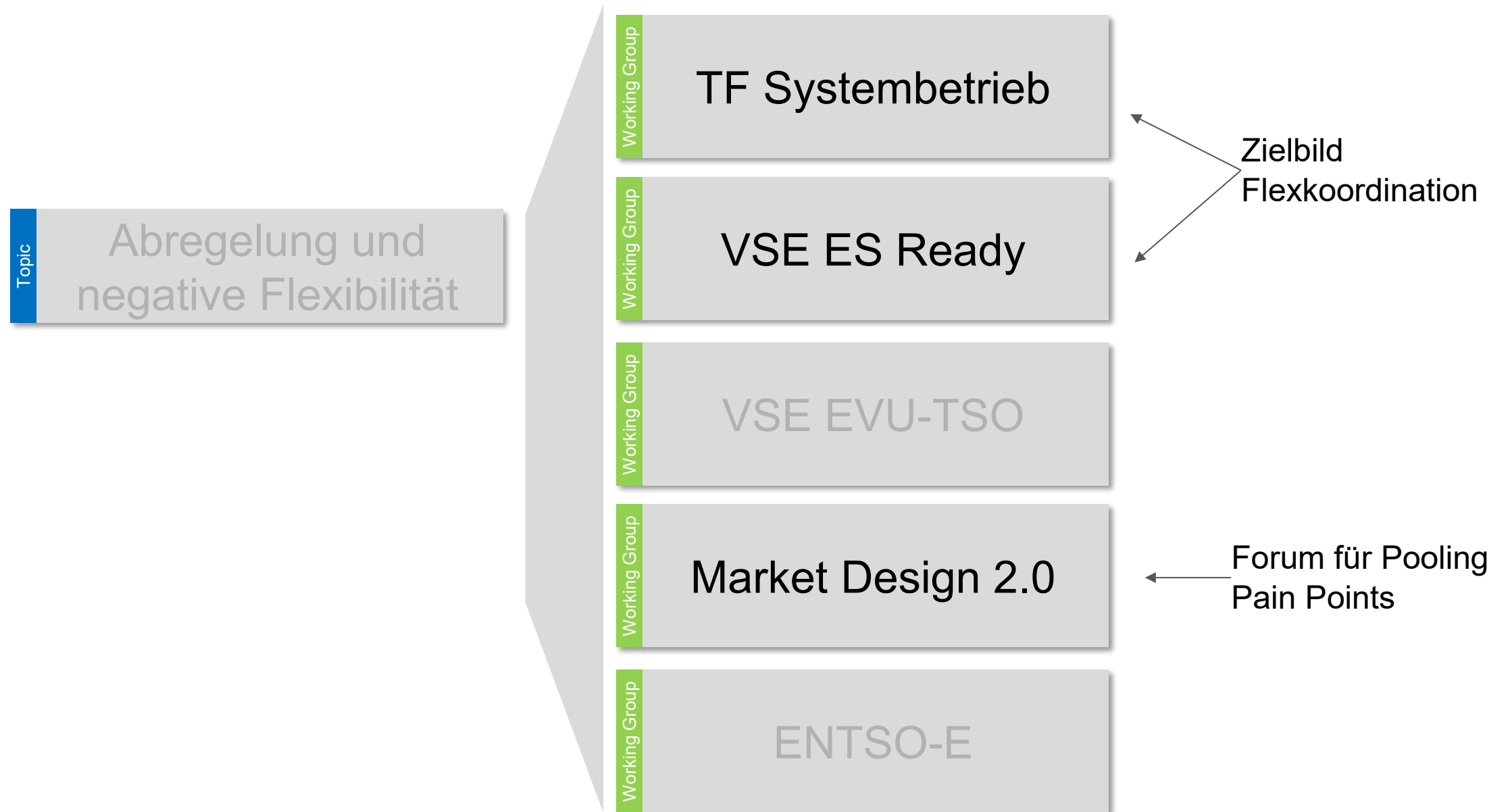


**Diskussionsfragen**

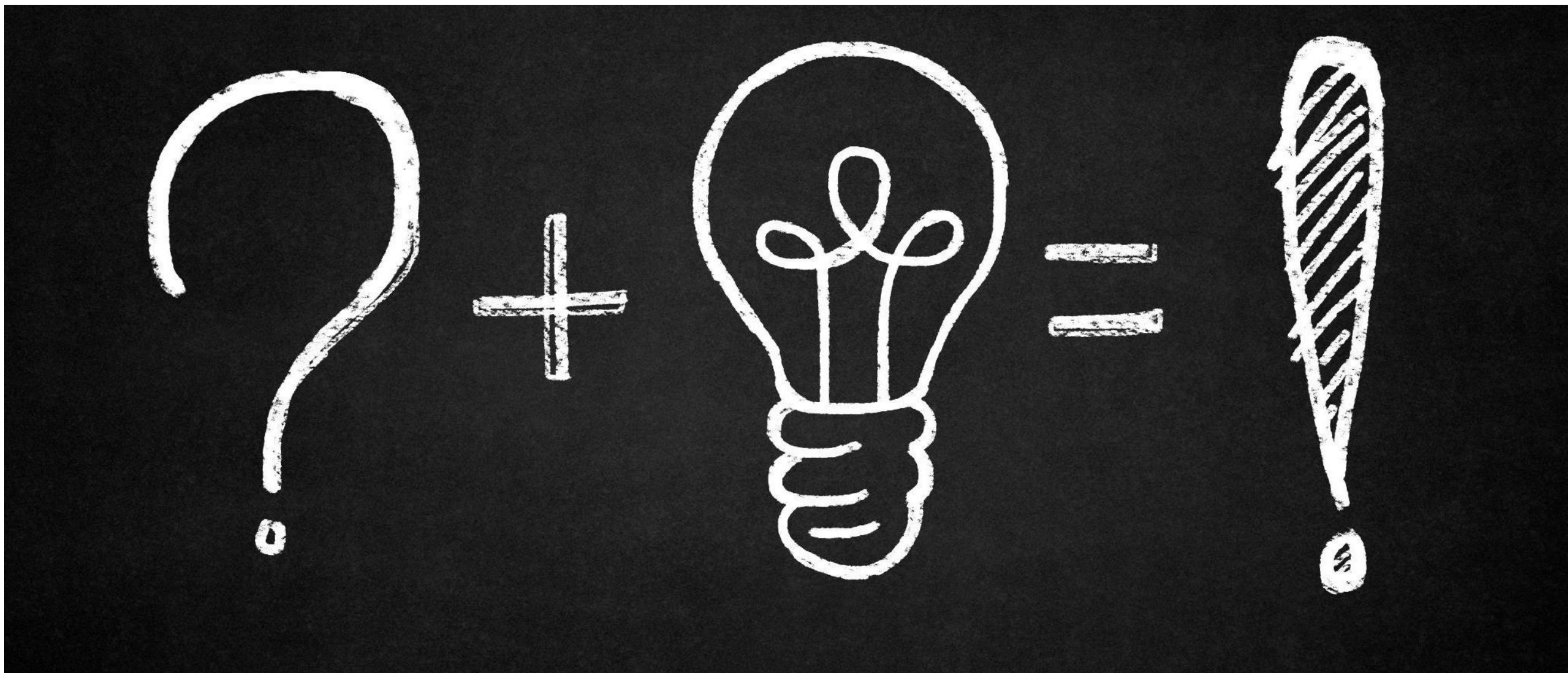
- Habt ihr Feedback?
- Seht ihr die gleichen offenen Punkte?

Flexibility Information System (gemäss Network Code Demand Response): Eingangstür zu Märkten: Anmeldung, Präqualifikation und Wechselprozesse für Aggregatoren

# Nächste Schritte



# Fragen?





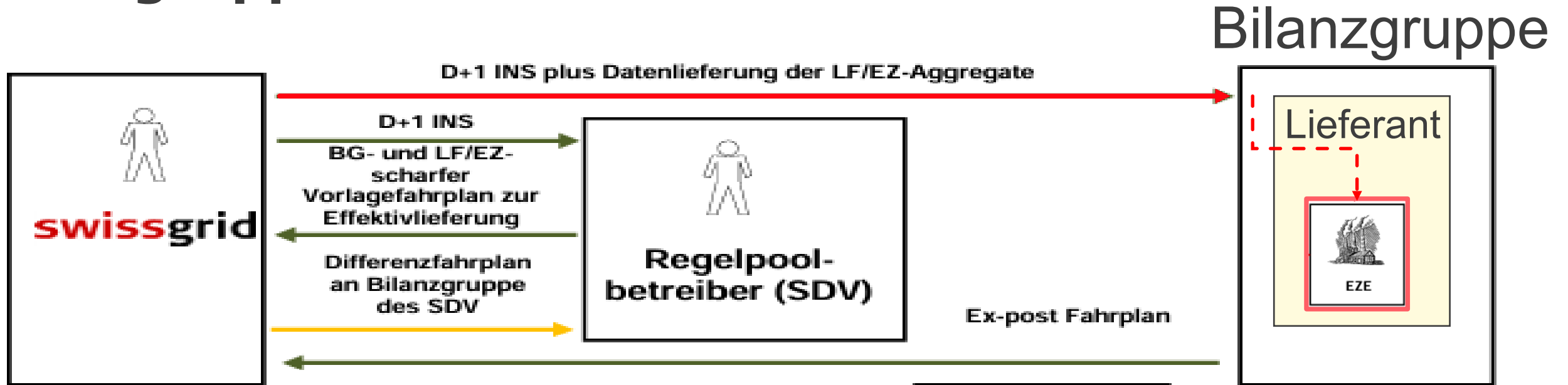
# Abrechnung Pooling Kompensationsfahrplan an Bilanzgruppen

Probleme und Optimierungsbedarf, Juni 2026

Baden, 05. Juni 2026, Martin Schlupep



# Prozess Kompensationsfahrplan SDL Pooling an Bilanzgruppen



- Damit der Bilanzgruppe, in welcher die Erzeugungseinheit zugeordnet ist, keine Ausgleichsenergie entsteht, wird für die erbrachten SDL-Abrufe ein Kompensationsfahrplan an die Bilanzgruppe gesendet.
  - Summenfahrplan INS Pooling Abrufe (Bezug / Abgabe) pro Bilanzgruppe
  - Fahrplan pro Lieferanten (A14)
- Die Kontrollmöglichkeiten für die Bilanzgruppe sind sehr beschränkt. Es kann lediglich geprüft werden, ob die gemeldeten Lieferanten der eigenen BG zugeordnet sind. Ob die Erzeugungseinheit wirklich dem richtigen Lieferanten zugeordnet ist, kann der BGV nicht prüfen.

# Abrechnungsreport zu Kompensationsfahrplan

Erstellungsdatum: 10.07.2025 07:26:59	deutsch	
Produkt	Energie	Rechnungsbetrag
Abgeltung BG Sekundär negativ	57.192 MWh	650.19 EUR
Abgeltung BG Sekundär positiv	-37.645 MWh	-2'299.11 EUR
Abgeltung BG Tertiär negativ	78.231 MWh	64.06 EUR
Abgeltung BG Tertiär positiv	-0.797 MWh	-89.51 EUR
Energiereserve POS	-2.283 MWh	-297.36 EUR
		<b>-1'971.74 EUR</b>

- Die Bilanzgruppe erhält bis zu 5 Abrechnungen für die gemeldeten Kompensationsfahrpläne Bezug und Abgabe.
- Es ist für die Buchhaltung nicht nachvollziehbar, warum aus zwei Fahrplanpositionen bis zu 5 Rechnungen entstehen können.
- Es stellt sich die Frage warum nicht einfach eine Abrechnung für den Bezug und eine Abrechnung für die Abgabe erstellt wird. Die Rechnungskontrolle und Verbuchung wäre auf Seite Bilanzgruppe wesentlich einfacher.

# Kontrolle Abrechnungsreport

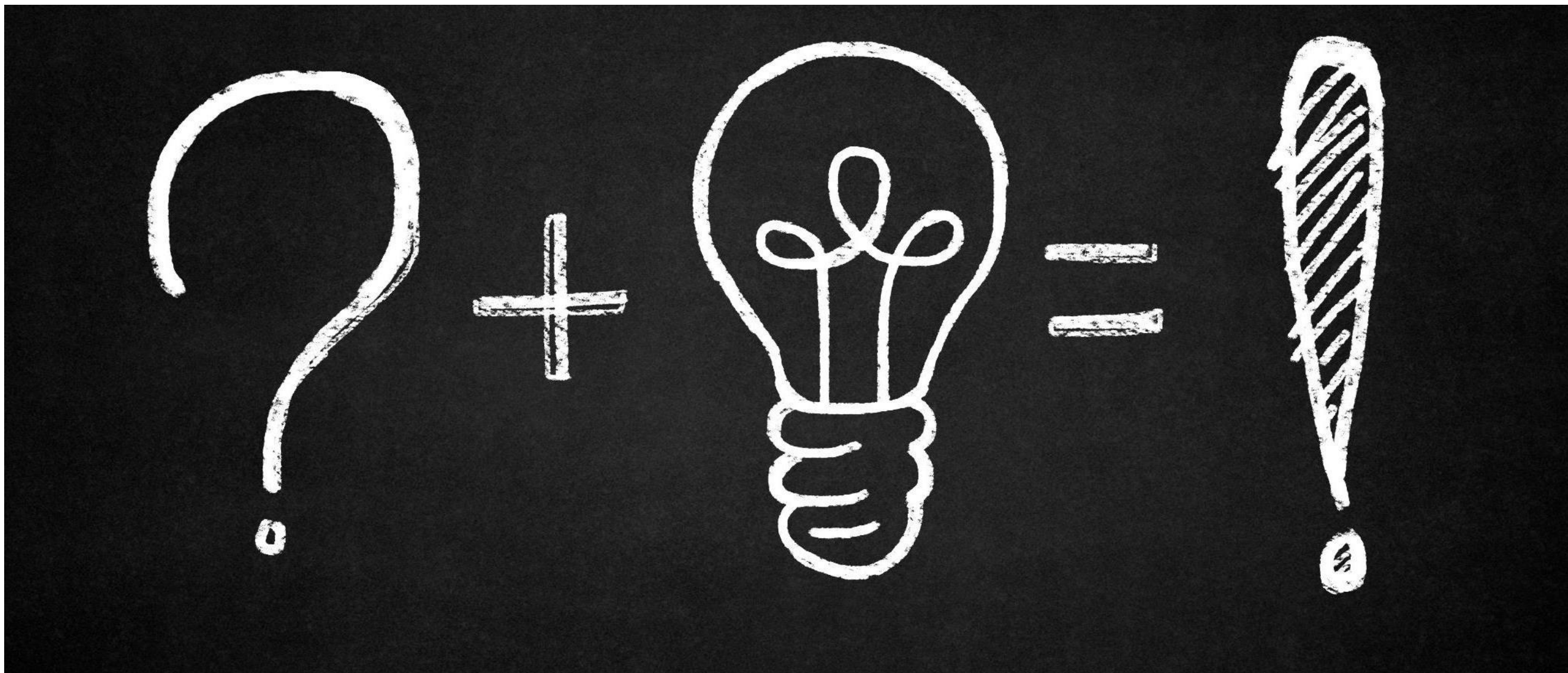
Anhang 1: Energie						
Erstellungsdatum: 12.06.2025 13:49:39						
Pool-ID	Produkt	Energie	Angebotspreis	gültig von	gültig bis	ID-Nummer
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär negativ	0.019 MWh	-41.52 EUR/MWh	01.05.2025 11:45	01.05.2025 12:00	83
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.073 MWh	35.75 EUR/MWh	02.05.2025 09:00	02.05.2025 09:15	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär negativ	0.013 MWh	35.75 EUR/MWh	02.05.2025 09:45	02.05.2025 10:00	83
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.045 MWh	51.78 EUR/MWh	02.05.2025 17:30	02.05.2025 17:45	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.957 MWh	51.78 EUR/MWh	02.05.2025 17:45	02.05.2025 18:00	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-1.008 MWh	39.61 EUR/MWh	03.05.2025 09:15	03.05.2025 09:30	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.085 MWh	39.61 EUR/MWh	03.05.2025 09:15	03.05.2025 09:30	167
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.231 MWh	-2.18 EUR/MWh	03.05.2025 14:00	03.05.2025 14:15	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.163 MWh	-2.18 EUR/MWh	03.05.2025 14:15	03.05.2025 14:30	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär negativ	0.087 MWh	1.08 EUR/MWh	03.05.2025 16:00	03.05.2025 16:15	83
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.806 MWh	-0.95 EUR/MWh	04.05.2025 12:45	04.05.2025 13:00	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.017 MWh	-0.95 EUR/MWh	04.05.2025 12:45	04.05.2025 13:00	121
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.366 MWh	-0.95 EUR/MWh	04.05.2025 12:45	04.05.2025 13:00	167
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.020 MWh	-5.19 EUR/MWh	04.05.2025 13:00	04.05.2025 13:15	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.656 MWh	13.35 EUR/MWh	04.05.2025 17:30	04.05.2025 17:45	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.003 MWh	13.35 EUR/MWh	04.05.2025 17:30	04.05.2025 17:45	121
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.163 MWh	13.35 EUR/MWh	04.05.2025 17:30	04.05.2025 17:45	167
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.173 MWh	13.35 EUR/MWh	04.05.2025 17:45	04.05.2025 18:00	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär negativ	0.010 MWh	74.99 EUR/MWh	05.05.2025 00:00	05.05.2025 00:15	83
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.044 MWh	86.19 EUR/MWh	06.05.2025 00:30	06.05.2025 00:45	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.016 MWh	70.62 EUR/MWh	06.05.2025 16:15	06.05.2025 16:30	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.474 MWh	126.80 EUR/MWh	06.05.2025 19:00	06.05.2025 19:15	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.077 MWh	126.80 EUR/MWh	06.05.2025 19:00	06.05.2025 19:15	121
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.014 MWh	126.80 EUR/MWh	06.05.2025 19:00	06.05.2025 19:15	167
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-2.237 MWh	126.80 EUR/MWh	06.05.2025 19:15	06.05.2025 19:30	84
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Sekundär positiv	-0.175 MWh	126.80 EUR/MWh	06.05.2025 19:15	06.05.2025 19:30	121
12XEGL-H-----0	Abgeltung BG Tertiär positiv	-0.003 MWh	126.80 EUR/MWh	06.05.2025 19:30	06.05.2025 19:45	93

- Der Abrechnungsreport enthält jeden einzelnen Abruf pro Typ. Der BGV hat jedoch keine Einsicht in die getätigten Abrufe. Somit ist eine Kontrolle gar nicht möglich.
  - Der BGV kann die Zuordnung der Lieferanten prüfen. Somit müsste der Report die Abrufe pro Lieferanten enthalten ( ¼ Stunden Werte über den ganzen Abrechnungsbereich, keine Typ-Angaben).
- => Der aktuelle Report passt nicht zu den Informationen, welche ein BGV zur Verfügung hat und kann somit nicht kontrolliert werden. Eine Anpassung vom Abrechnungsreport an die tatsächlich gemeldeten Fahrpläne ist notwendig, nur so können die Prozesse auf Seite BG vereinfacht werden.

# Generelles Feedback zum Pooling

- Das Pooling-Konzept (festgehalten im Branchendokument «Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt») stammt vom März 2013. Es ist gedacht dass kleine Anlagen im SDL-Markt teilnehmen können.
  - Probleme und Unklarheiten wurden schon sehr früh bemerkt, jedoch wurde das vielfach als vernachlässigbar taxiert, da es ja nur kleine Anlagen sind.
  - Transparenz welche Anlage bei welchem Lieferanten für welche SDL-Aktivitäten eingesetzt werden, sind für eine BGV nicht verfügbar.
  - Eine Kontrollinstanz ist bezüglich Zuordnung von EZE zu Lieferant und Bilanzgruppe nicht wirklich vorhanden.
  - Die Leitplanken für Pooling müssen geschärft werden. Es gibt immer mehr Fälle, speziell bei Batterien, wo die Erträge beim EZE-Besitzer und Pooler landen, Mehrkosten durch das Pooling jedoch beim Lieferanten / Vorlieferanten anfallen.
- => Eine Überarbeitung / Schärfung des Pooling-Konzeptes ist dringend notwendig.

# Fragen, Diskussion



---





# PV4Balancing, Market Design 2

**Stefanie Aebi**

Senior Specialist Market & Product Design

# PV4Balancing

## Pilotversuch Juni 2025 – Mai 2026

-  Gemeinsam mit der Branche wurde ein **PV-taugliches Regelprodukt** in Anlehnung an TRE definiert (vereinfachte Präqualifikation, fixe Leistungsvergütung, näher an Echtzeit & detailliertes Monitoring)
-  Go-Live am **3. Juni 2025** (komplette Leistung angebunden am 20. Juli 2025)
-  Teilnahme von **6 SDVs** und weiteren Marktakteuren (technische Aggregatoren, Anlagenbetreiber)
-  50 MWp DC-Leistung wurde angebunden → **26 MW** maximale Produktion  
Präqualifikation von **97 PV-Anlagen** für den Pilotversuch (63 kW – 4.9 MW); 70% der Anlagen < 600 kW

Der Pilotversuch legt ein starkes **Fundament** für die Marktintegration von PV.

Wertvolle **Praxiserfahrungen** und zentrale **Erkenntnisse** konnten gesammelt werden. Die wichtigsten Learnings sind auf [swissgrid.ch](https://www.swissgrid.ch) geteilt, weitere werden schrittweise vertieft.

---

**Steuerung von PV ist machbar –  
aber herausfordernd.**

---

**PV ist dann da, wenn andere  
Regelressourcen fehlen.**

# PV4Balancing

## Nächste Schritte zur Integration von PV in den Tertiärregelmarkt



Es wird eine Empfehlung für die **Präqualifikation** von PV herausgegeben.

- Für das Baselining werden nicht Methoden vorgegeben, sondern deren Güte nach definierten Kriterien evaluiert.



Es werden **Stundenprodukte und D-1 Auktionen** für TRL eingeführt.

Mittelfristig Integration in den regulären TRL-Markt:

- Lieferperiode und Vorlaufzeit des zusätzlichen Produktes passen besser zu PV und kleinen Flexibilitäten




Der **Pilotversuch** wird ab 1. Juni 2026 mit anderem Fokus & angepasstem Produktdesign für Vorhaltung fortgesetzt.

- Herausforderungen des zukünftigen Marktdesigns antizipieren und im Voraus adressieren (insbesondere PQ/Baselining und TRL mit PV)
- Öffnung für zusätzliche Teilnahme: bis zu 60 MW Maximalleistung
- Verbesserung der Erbringung von Regelenergie mit PV

# Market Design 2.0

## Projektübersicht

 Durch das Senken der Eintrittshürden in die Regelleistungs- und Regelenergiemärkte für neue Technologien und Marktakteure soll die **Liquidität** auf den SDL-Märkten nachhaltig gesteigert, die **Kosten für SDL gesenkt** und die **Betriebssicherheit langfristig gestärkt** werden.

### Massnahmen in Arbeit

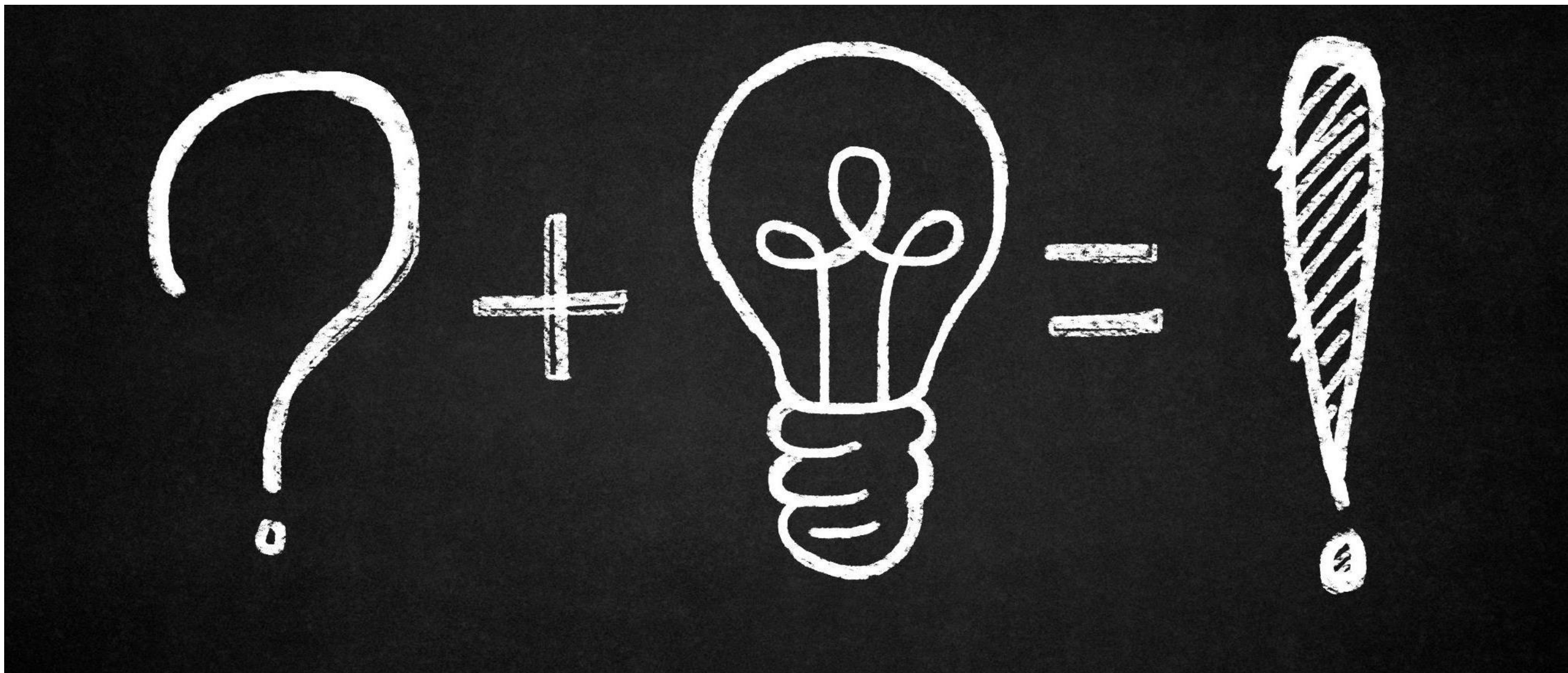
- TRE: Reduktion Mindestmenge auf 1 MW
- TRE: Einführung von viertelstündlichen Gateschliessungen («96 Gates»)
- TRE: Überprüfung DA-Produkt
- SRE, SRL, TRL: Reduktion Mindestmenge auf 1 MW
- SRL /TRL: D-1 Auktionen mit kürzerer Produktlaufzeit (Fokus aktuell auf 4h/1h)
- SRL/TRL: Überarbeitung Marktregeln
- Product Delivery Verification

*bereits umgesetzt*

### Out of scope

- Separater businessType für PV

# Fragen?

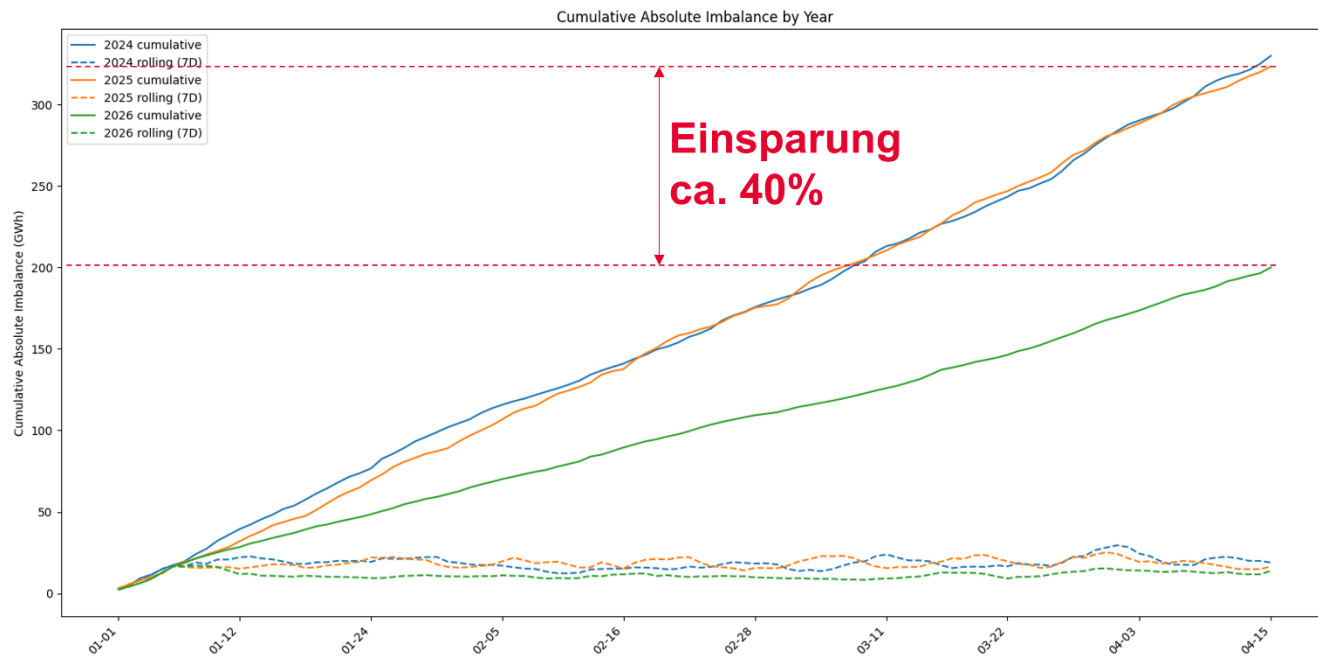


---

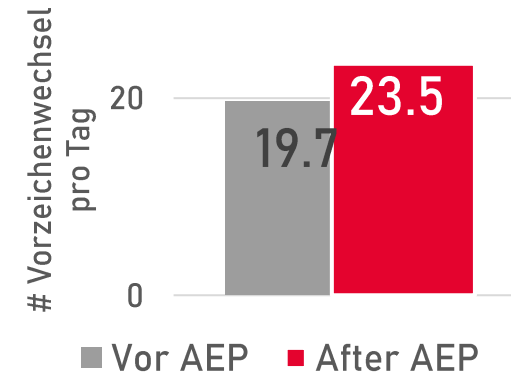
# Update zu Optimizer & Prognosen

**Katja Moehring**  
Project Manager

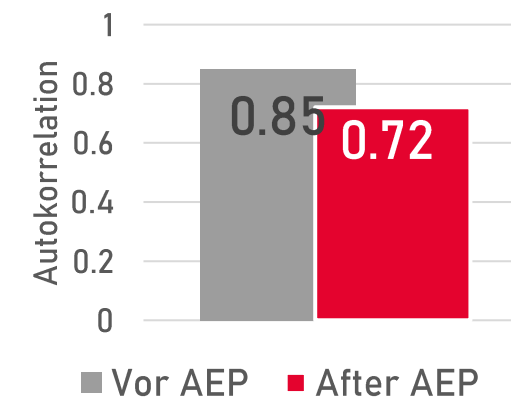
# AEP: Weniger Imbalance, aber schwieriger



aber



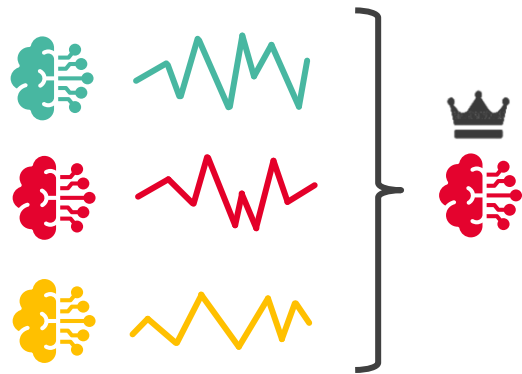
20% mehr  
Vorzeichenwechsel  
pro Tag



16% weniger  
Vorhersagbar / mehr  
Chaos

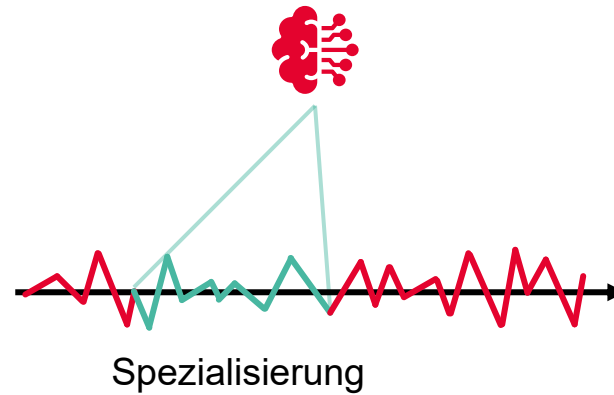
# Optimizer auf 3 Arten auf AEP angepasst

## 1 Das beste Modell macht die Vorhersage



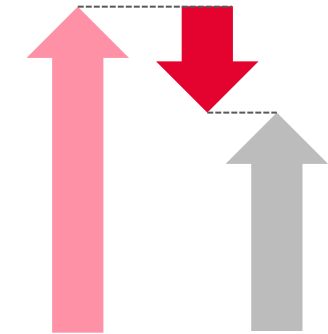
Automatische Selektion des besten Modells zur Vorhersage

## 2 Schnelle Anpassung an neue Muster



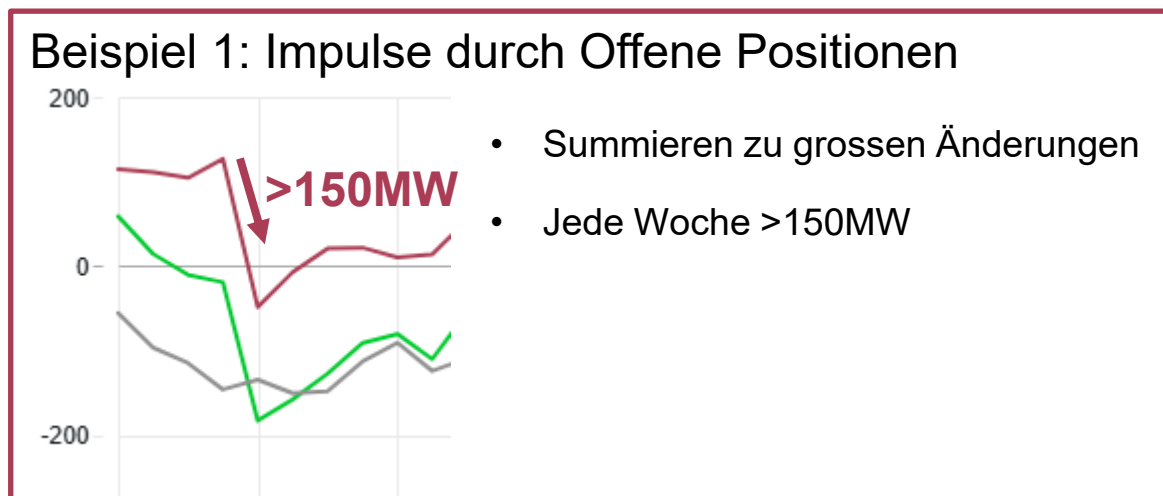
Modelle spezialisieren sich auf neuste Muster

## 3 Einberechnung von Risiko zu korrigierenden Aktivierungen

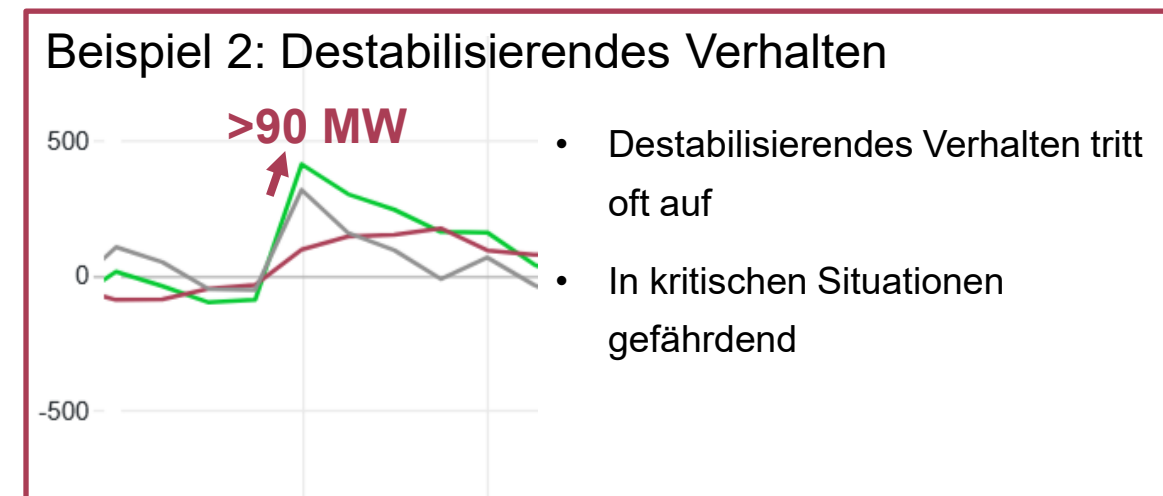


Einführung Betrachtung der Unsicherheit bei Aktivierung

# Daten der offenen Positionen sind kritisch für sicheren Betrieb



— Imbalance before OP    — OP (Open Positions)    — Imbalance



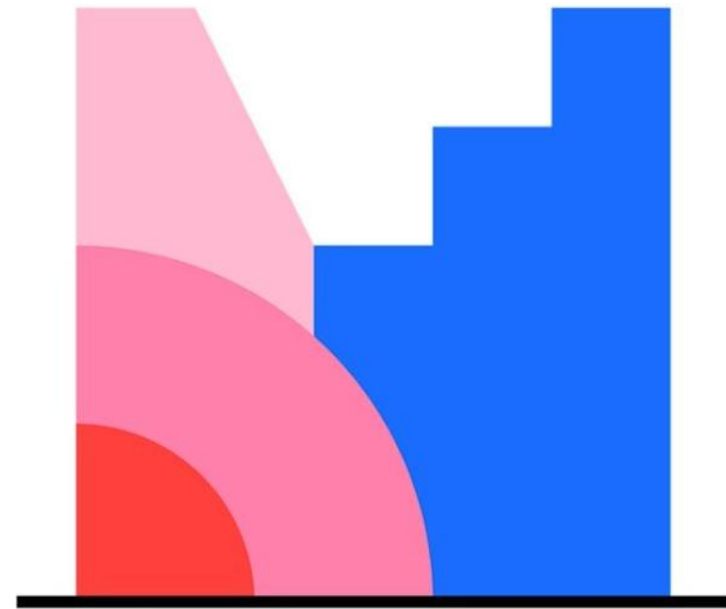
## Wir brauchen die Daten der offenen Positionen



Vorhersage Dynamik in Imbalance

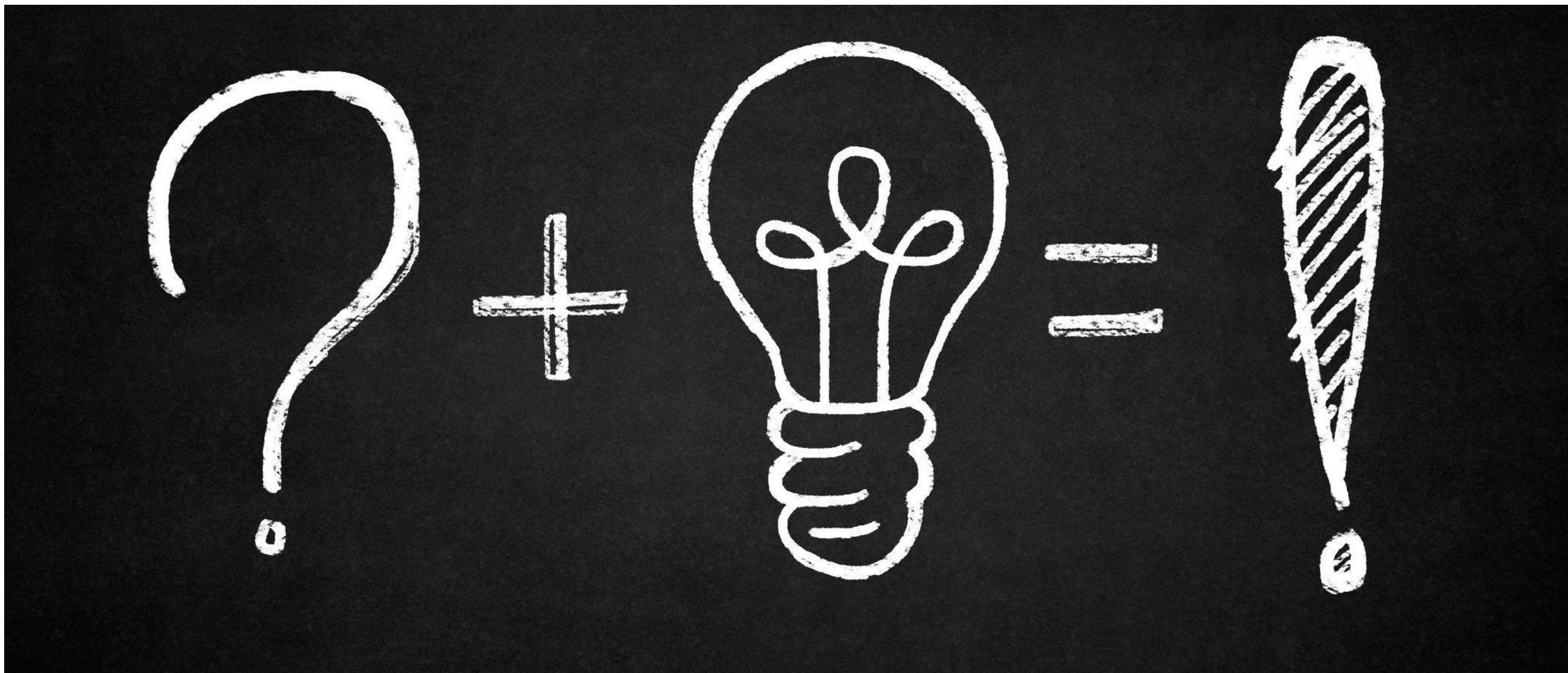


Sichern der SRE Reserven für Notfälle



**Mentimeter**

# Fragen?



---

# Auswirkung von PV auf den TRE-Preis

**Serge Wisselmann**

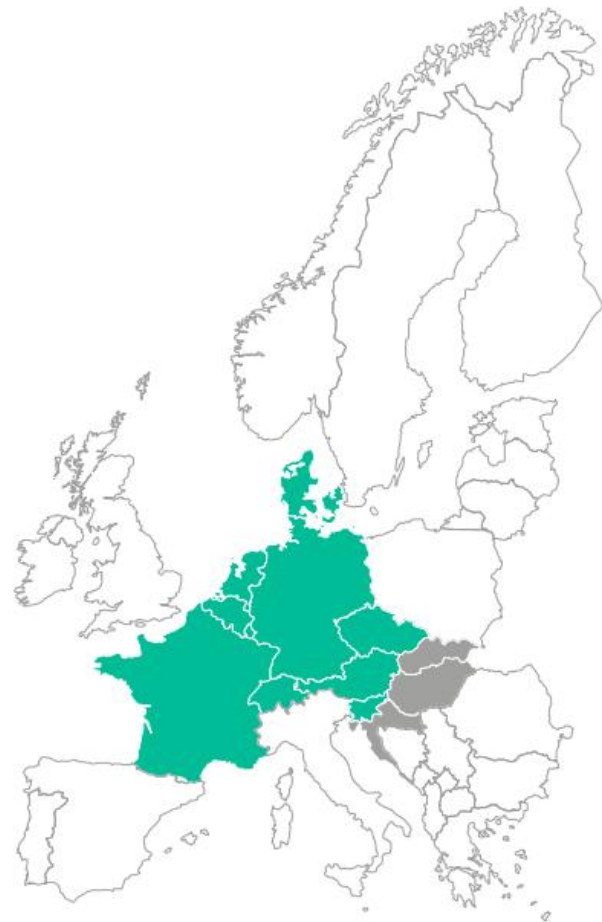
Head of Ancillary Services & Analytics

# Swissgrid's Inclusion in EU Platforms

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

■ Member    ■ Observer    ■ Non-operational member  
▤ Sharing available transfer capacity

FCR Cooperation



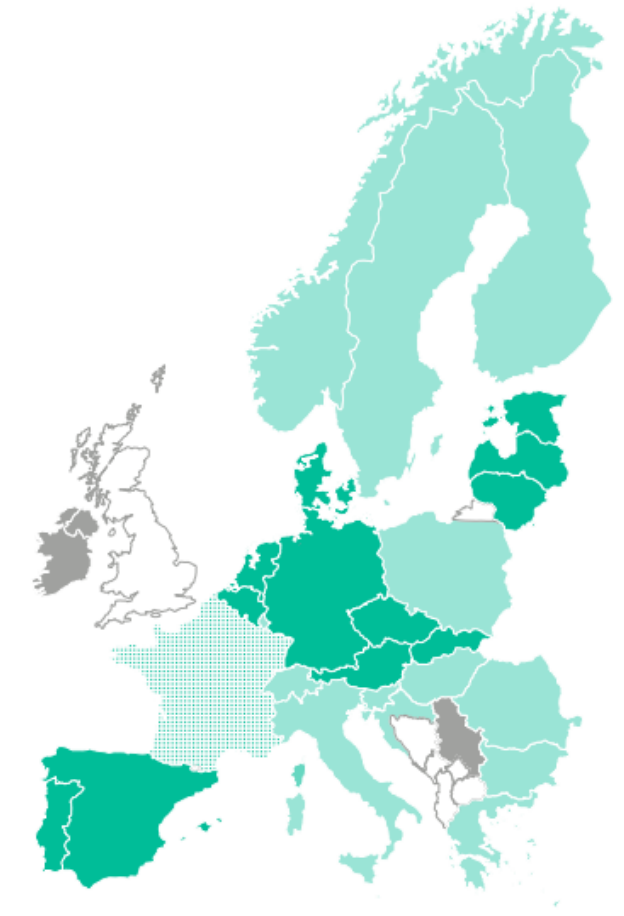
Imbalance netting (IGCC)



PICASSO



MARI

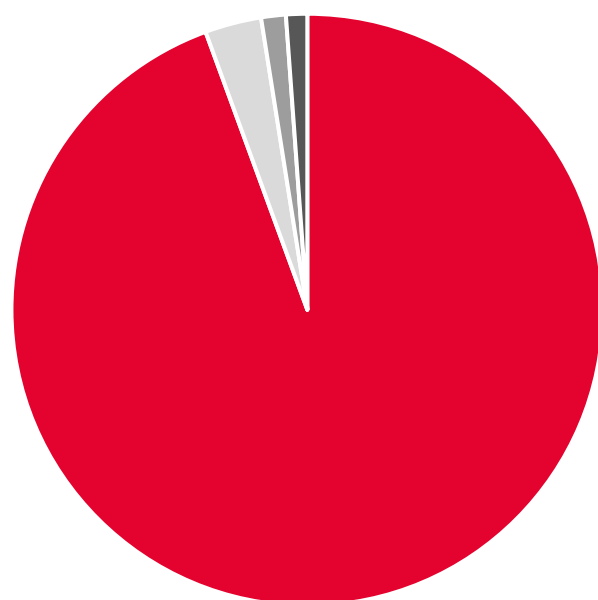


# Current PQ mix in Switzerland

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

### PQ power:

- Significant prequalified power capacity
- Predominantly relying on a single technology: hydropower, including run-of-river, pumped storage, and reservoir power plants
- Introduction of batteries into the market underway

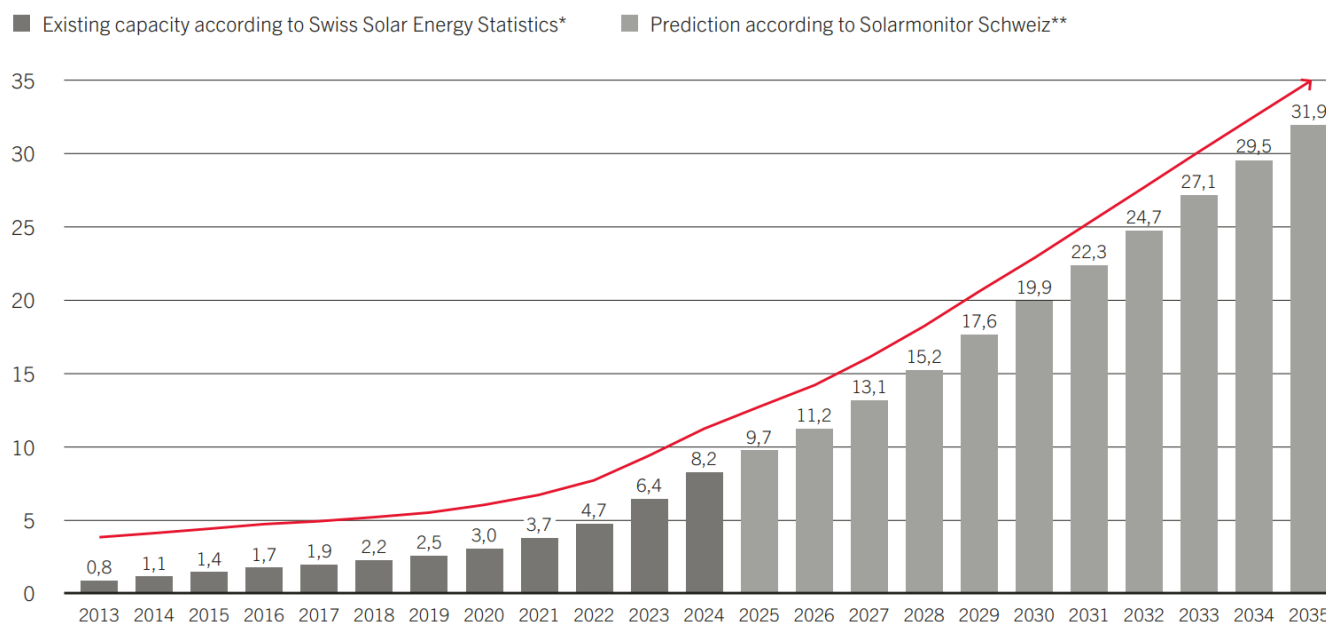


- **Hydropower (Pump Storage + Reservoirs)**
- Hydropower (Run of River)
- Batteries
- Other

### Energy Mix in Switzerland:

- Most of the energy still comes from hydro and nuclear
- PV installation are rising fast

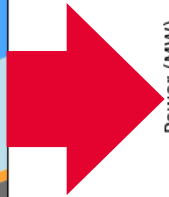
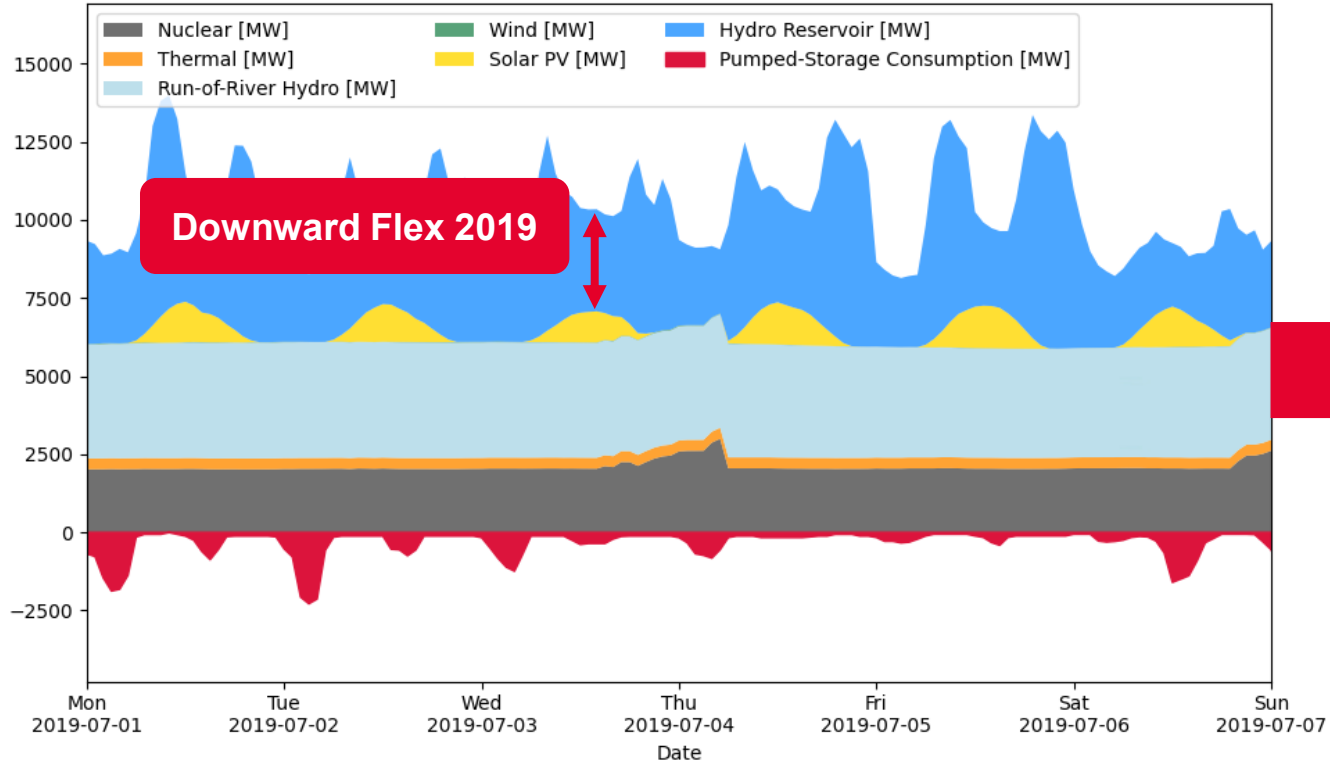
Cumulative installed PV capacity in Switzerland (GW)



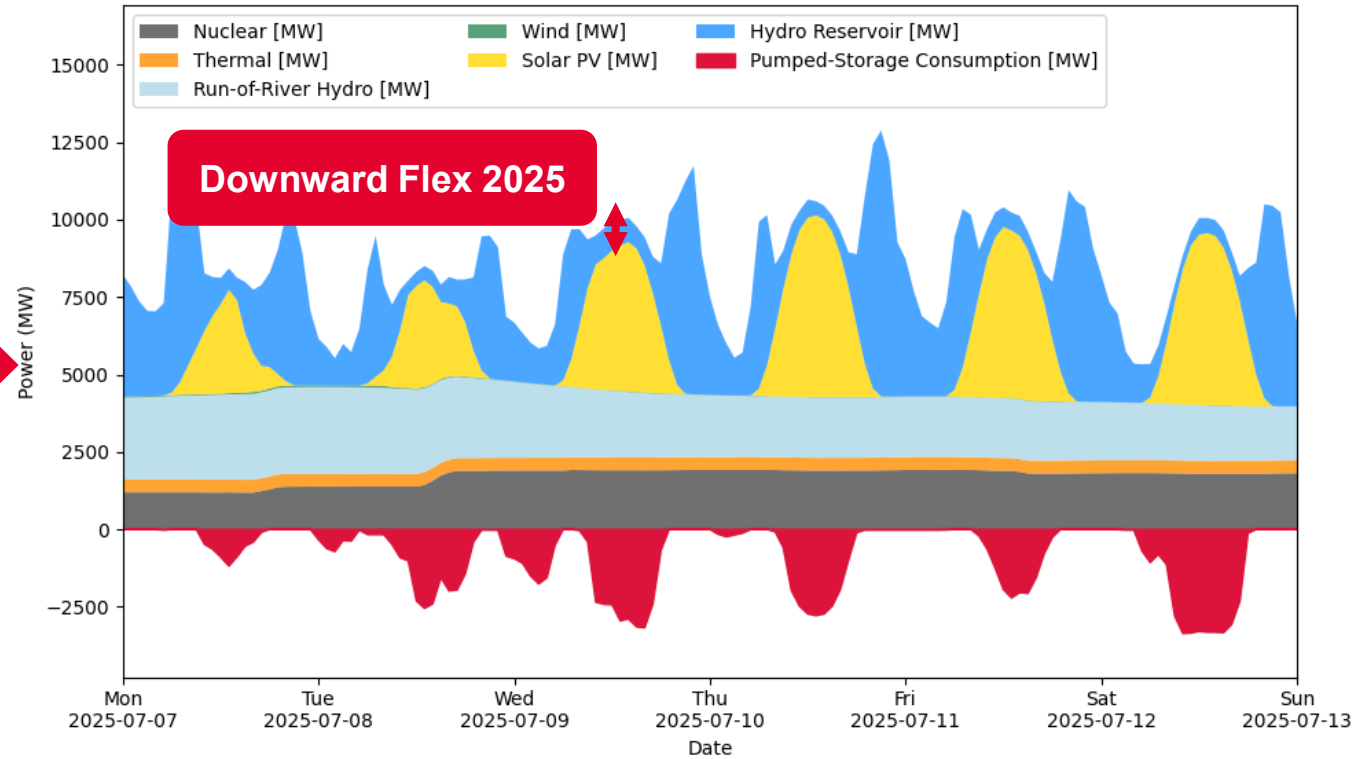
# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

Swiss Hourly Generation Mix (2019)



Swiss Hourly Generation Mix (2025)



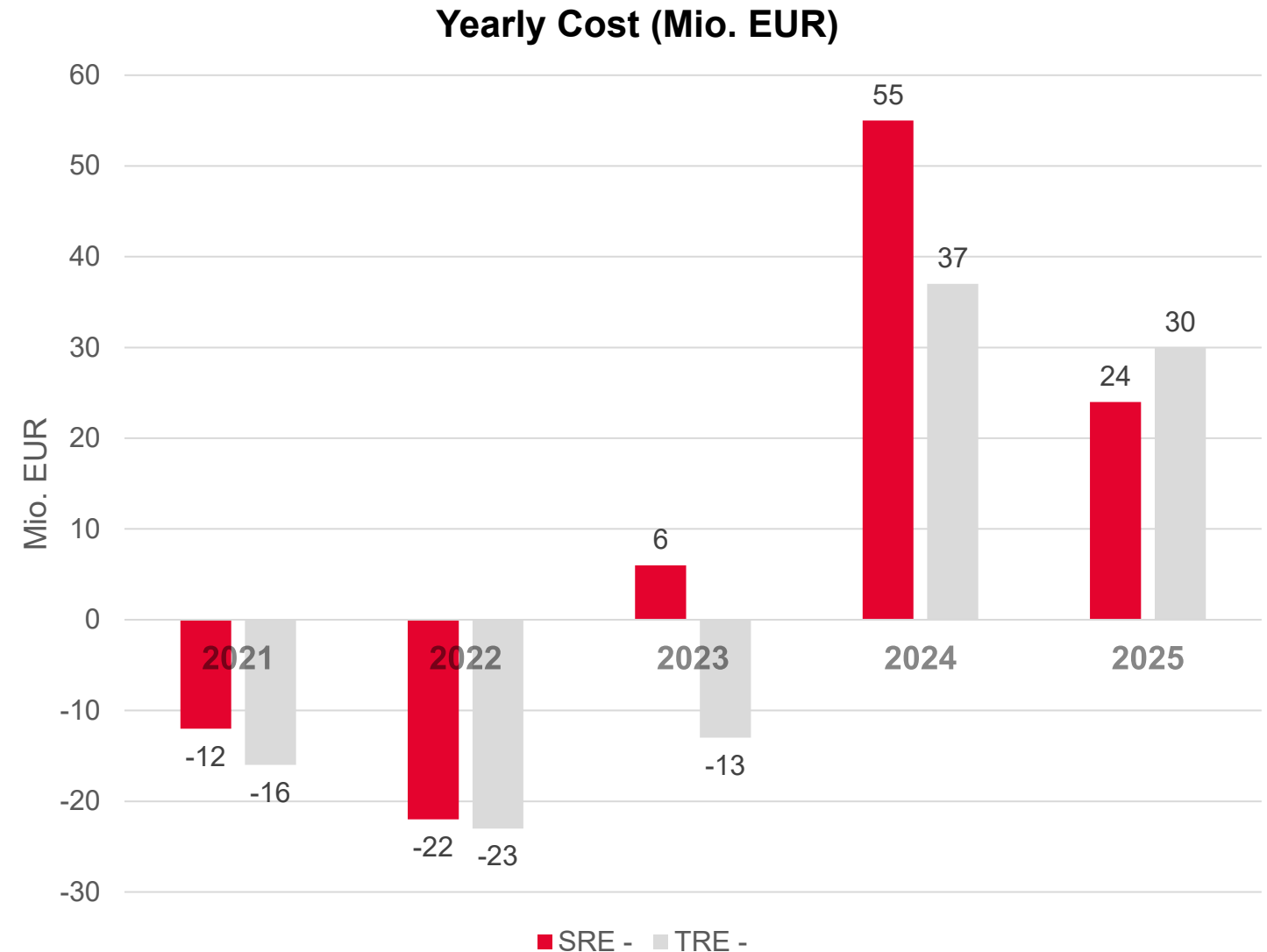
What happens at 40 GW PV ?



# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

- The lack of downward regulation significantly affects the total system cost for both SRE and TRE downward regulation.
- Until 2022, both SRE- and TRE- were both offered with positive prices (BSPs pay to lower its production).
- This trend has reversed, with 2024 being the most challenging year in terms of cost of downward regulation.
- Although the situation is improving, the overall indication remains that downward regulation is offered at negative prices (BSP is paid to reduce its production) both SRE- and TRE-.



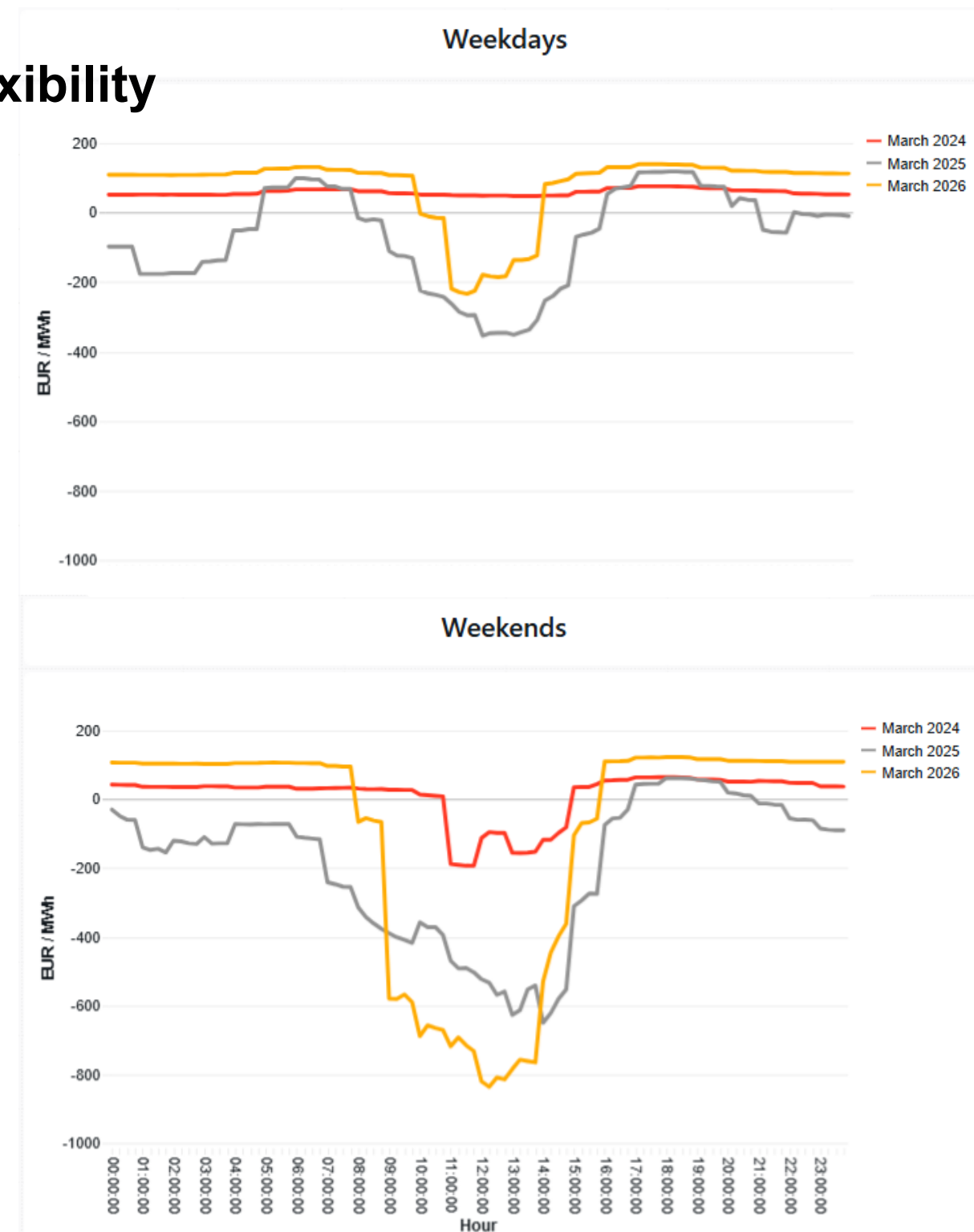
# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

The chart compares the average price for a 200 MW TRE-activation in March 2024, 2025, and 2026.

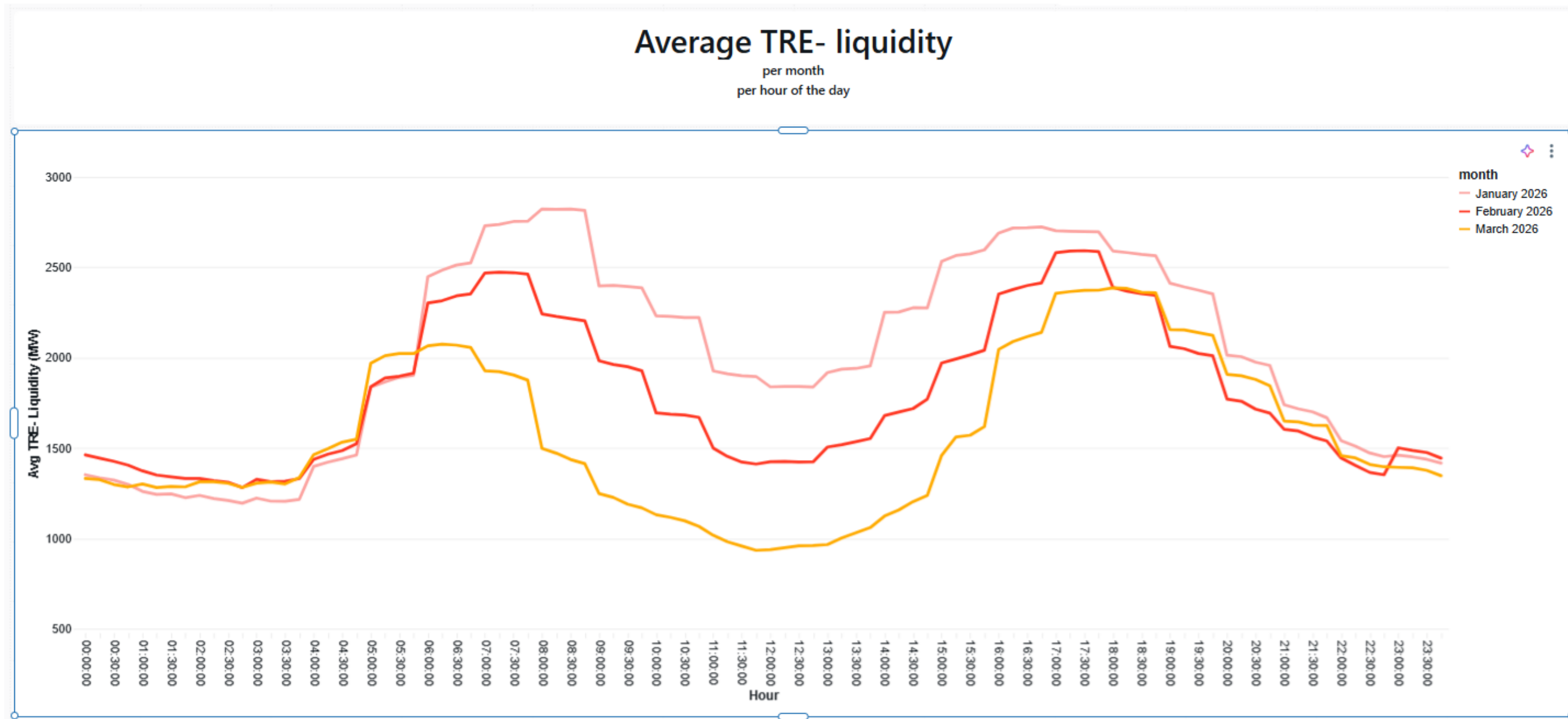
- In **March 2024**, prices are stable and positive as downward regulation is available. Slightly negative prices are visible on midday weekends, when lower hydropower generation struggles to regulate downward during low load periods.
- In **March 2025**, the picture begins to change. Negative prices start appearing in the midday window, also during the week. The pattern tracks exactly the hours of peak PV generation. The system is starting to show stress.
- In **March 2026**, prices in that same midday window are now reaching -400 to -900 EUR/MWh, consistently across the entire month. Severe on weekdays, dramatically worse on weekends.

The explanation is straightforward: PV growth is displacing hydro during midday hours. As PV floods the system, the flexible resources that historically provided downward regulation are pushed out of the market.



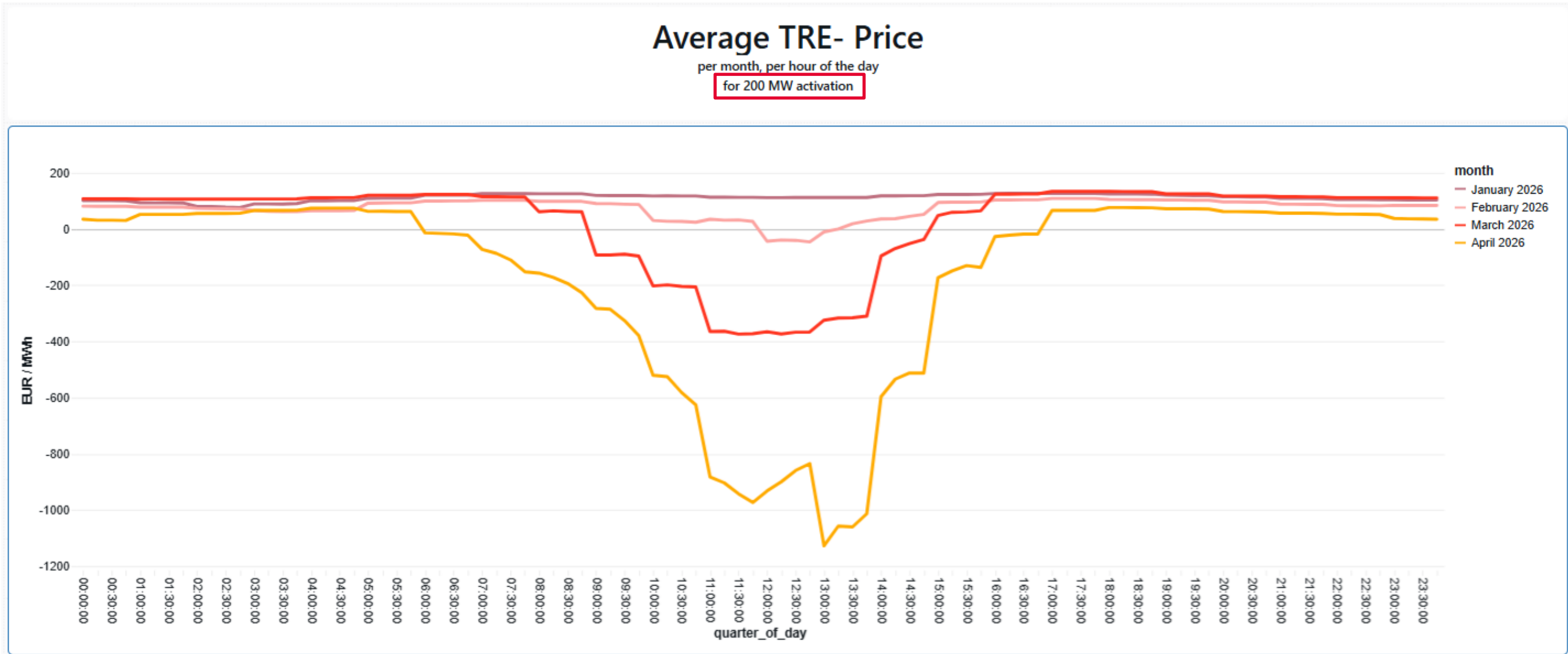
# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity



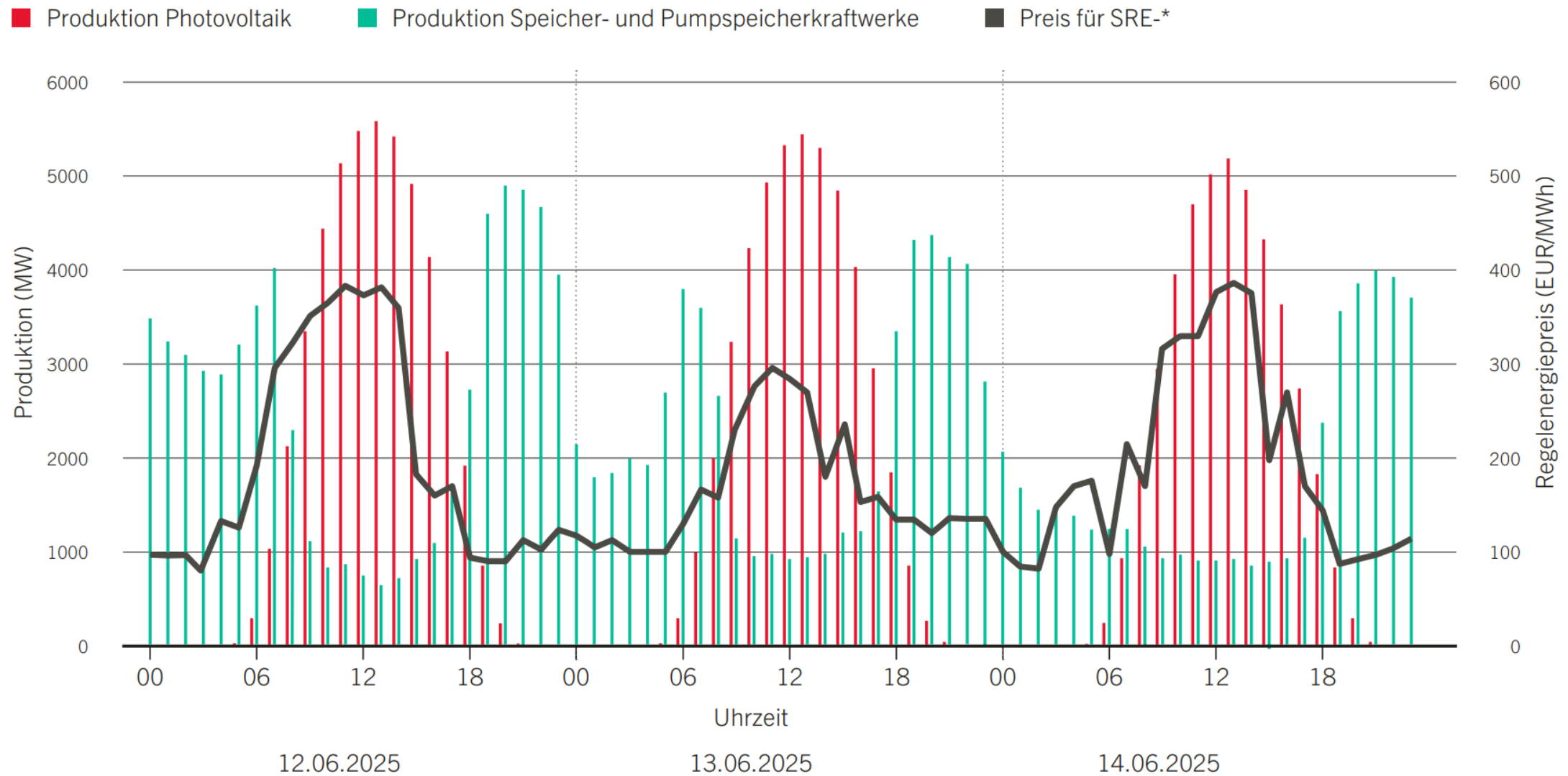
# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity



# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity



\* Durchschnittlicher Preis für SRE- für eine theoretische 100-MW-Aktivierung.

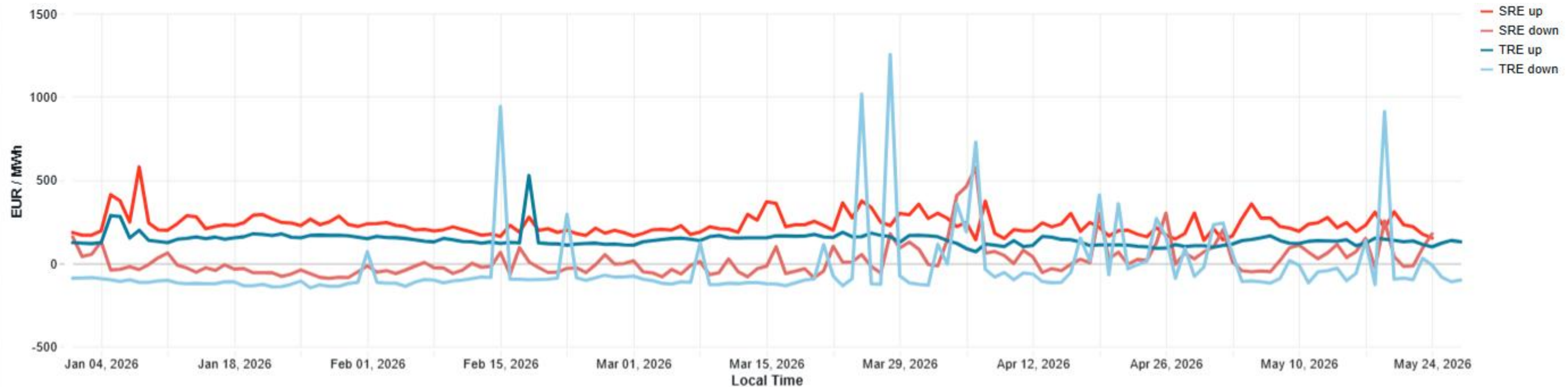
# Energy Transition and Impact on Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

The graph below illustrates the daily average prices for various balancing energy products, ranked from the most to least expensive during the first two quarters so far:

- SRE+
- TRE+
- SRE-
- TRE-

- SRE products tend to be pricier than TRE products, and upward regulation commands higher prices compared to downward regulation.
- The peaks in TRE- reflect the impact of high downward volume requests during scarcity periods.
- SRE- exhibits lower price peaks due to the imposed price cap of 1000 EUR/MWh.



# Energy Transition and Impact on (Downward) Flexibility

## Ancillary Services Price: Price Evolution and Liquidity

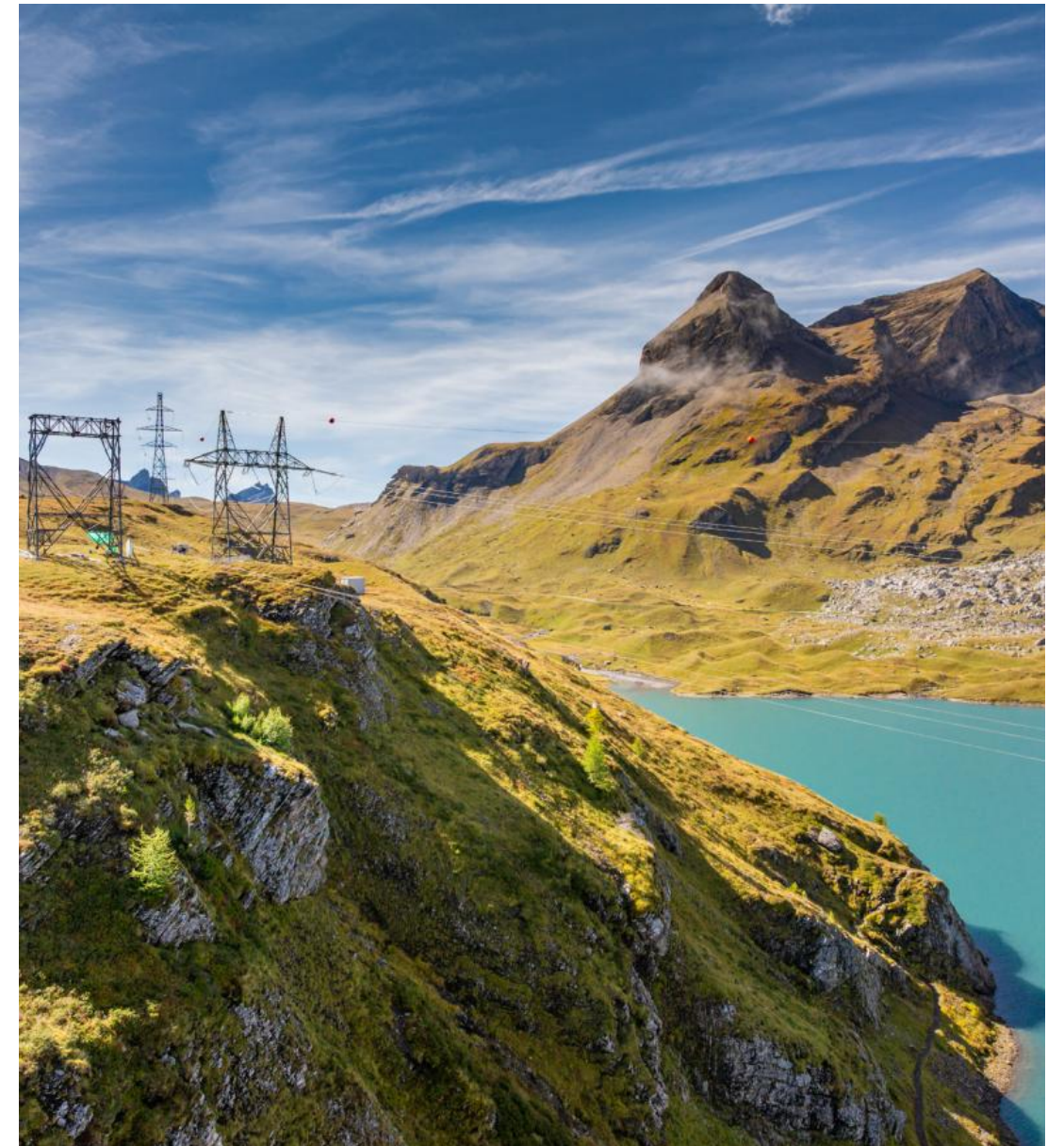
### Main Takeaways:

- The energy mix is changing very fast
- With a change in generation mix, comes a change in flexibility availability
- The main struggle for flexibility, especially downward is during low load, low export and high renewable penetration
- With the main source of flexibility for the country (hydropower) being mostly off during high PV infeed, high prices are showing scarcity.

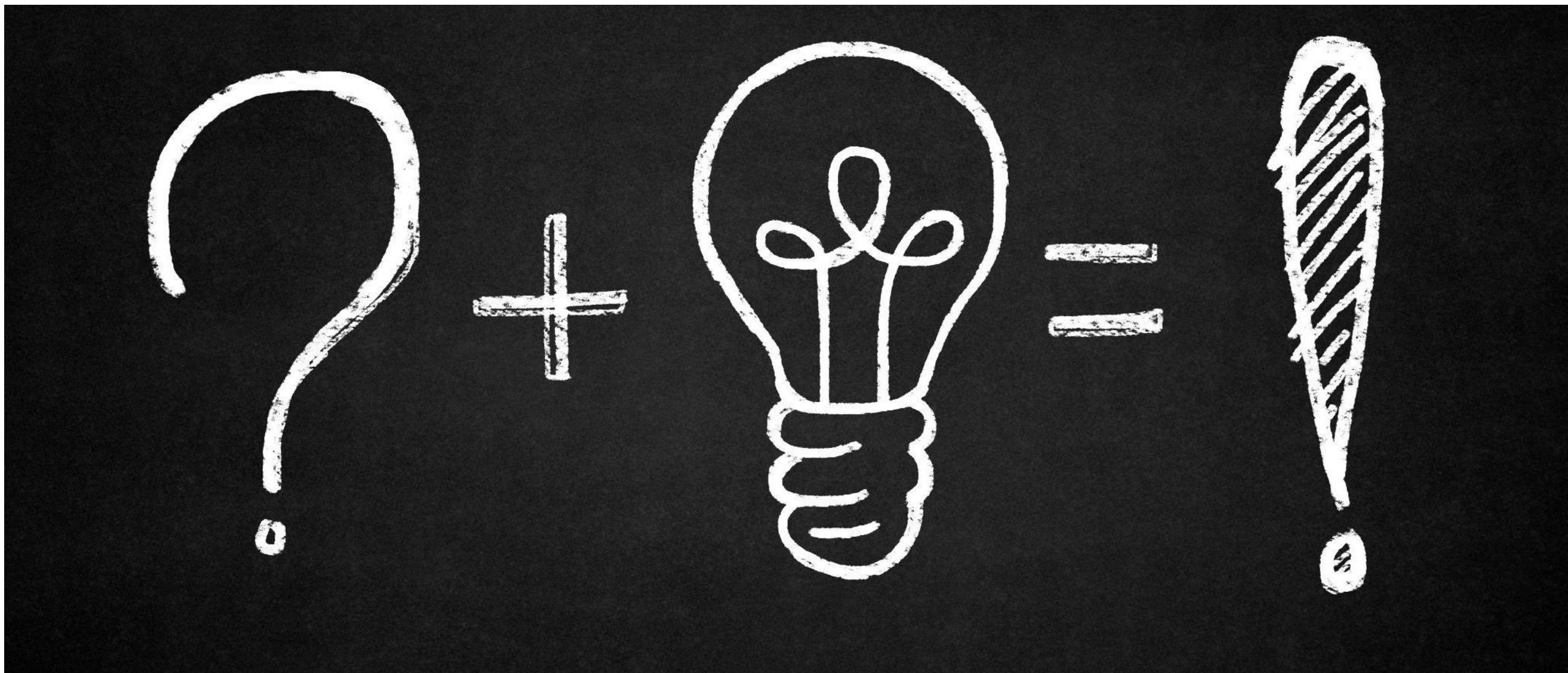
Swissgrid continues its effort to reduce demand and increase supply during these moments.

### Increase supply of flexibility through:

- PV for Balancing Project (PV4B)
- Market Design 2.0 for balancing (MD2.0)



# Fragen?



---

# Stromabkommen

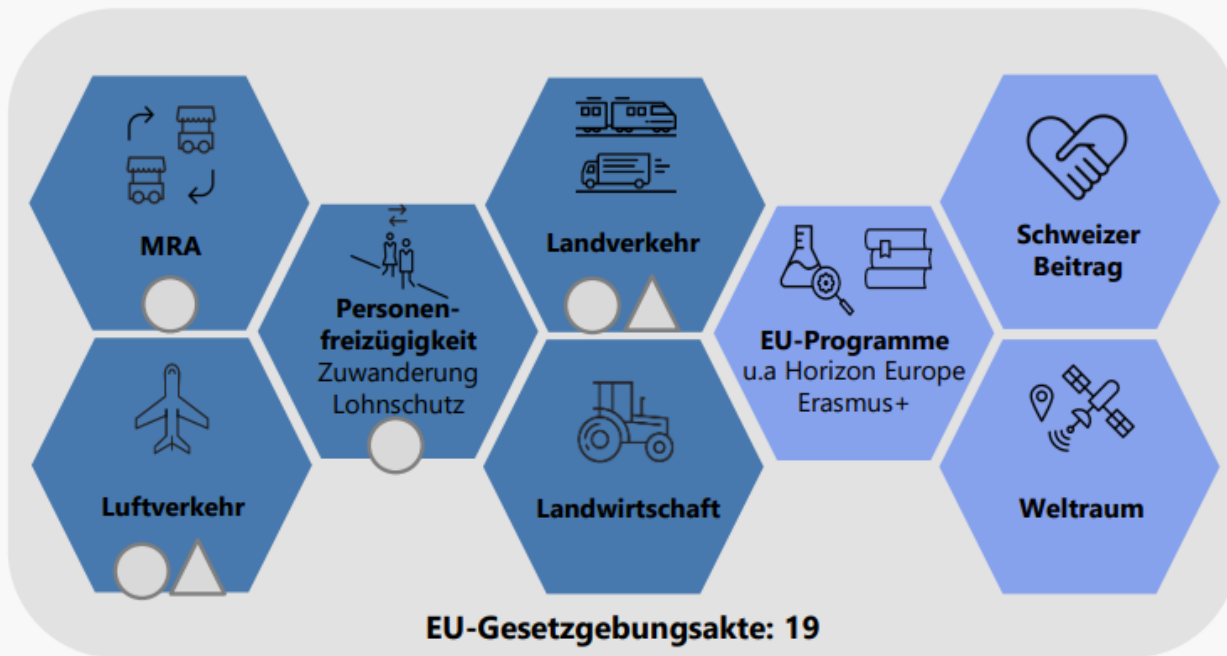
**Thomas Hauri**  
Principal Market Operations

# Paket Schweiz – EU beinhaltet viele einzelne Pakete

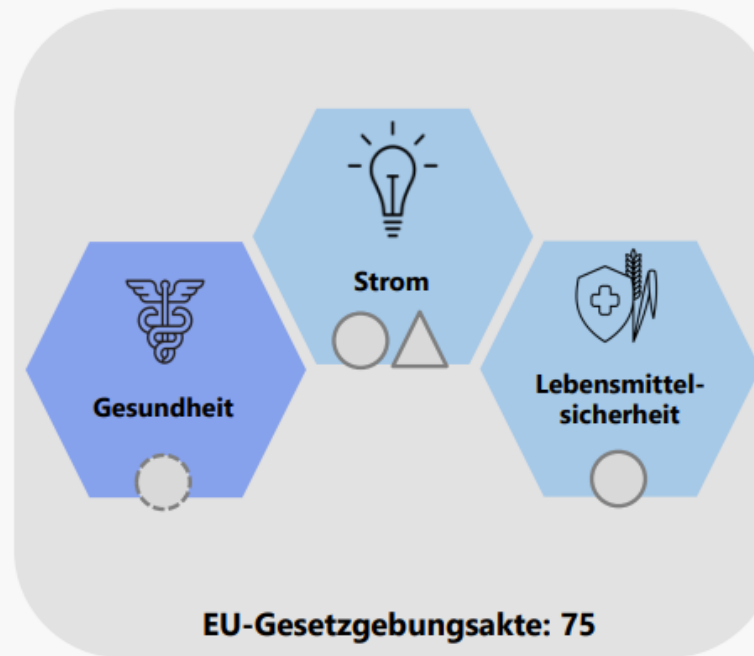
## Übergangsregelungen



## Stabilisierungsteil



## Weiterentwicklungsteil



## Weiterführende Zusammenarbeit



- Bestehende Binnenmarktabkommen**
- Weitere Abkommen und Interessenbereiche**
- Neue Binnenmarktabkommen**
- Institutionelle Elemente**  
Dynamische Rechtsübernahme, Streitbeilegung
- Staatliche Beihilfen**

**Umsetzungsgesetzgebung**  
 3 neue Gesetze / 15 wesentliche Gesetzesanpassungen / 21 geringfügige Gesetzesanpassungen

### Paket Schweiz–EU (Bilaterale III)

Darstellung EDA

# Das Stromabkommen: Stand

**20. Dezember 2024:**

Abschluss der Verhandlungen

**13. Juni 2025 - 31. Oktober 2025:**

Vernehmlassung

**März 2026:**

**Beginn parlamentarische Phase**

**2028:**


Eventuell Volksabstimmung

Swissgrid hat bereits ein internes Projekt gestartet, um die Integration der Schweiz in den europäischen Markt vorzubereiten und die Lücken in unseren Systemen und Prozessen zu identifizieren und zu schliessen



# Die Schweiz: Mitten im europäischen Stromnetz

- **Drehscheibe**

 Die Schweiz liegt mitten im europäischen Verbundnetz und ist aufgrund ihrer geografischen Lage ein wichtiges Transitland für Strom.


- **Verbindungen**

41 Stromleitungen verbinden uns mit unseren Nachbarn.

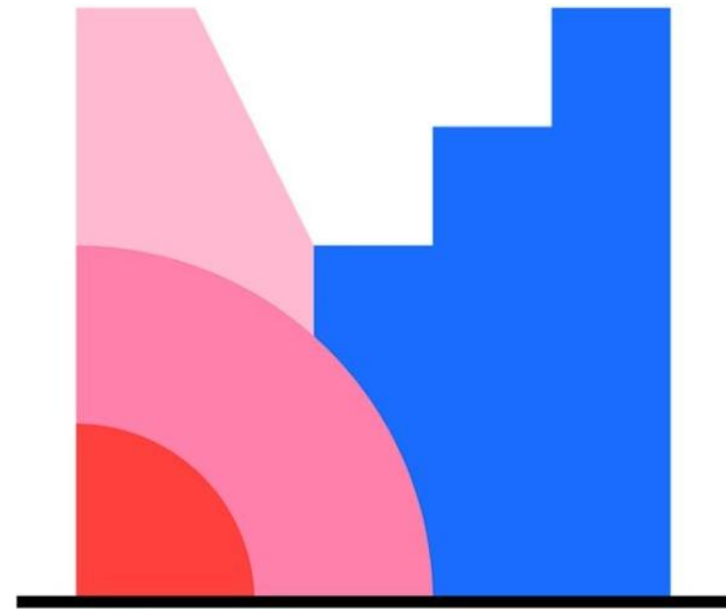
- **Flexibilität**

 Die Schweiz agiert als Energiespeicher Europas und verfügt über rund 3`500 MW installierte Pumpspeicherleistung und gehört damit zu den wichtigsten Pumpspeicher-Standorten Europas.

- **Zusammenarbeit**

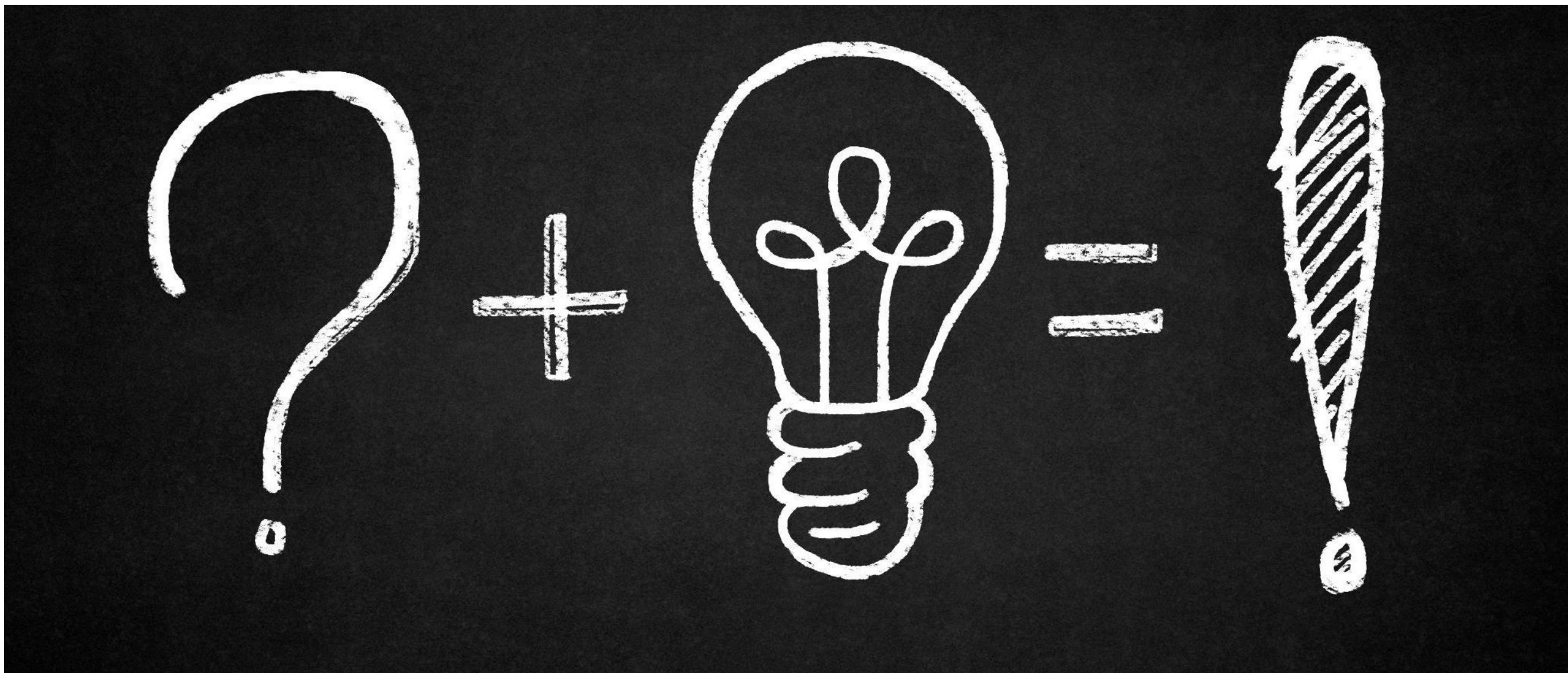
 Das Stromabkommen wird die Nutzung der Ressourcen optimieren, die Versorgungssicherheit und das wirtschaftliche Wohlergehen sowohl für die Schweiz als auch für die EU stärken. Das Stromabkommen schafft einen sicheren, langfristigen rechtlichen Rahmen, ein Inselbetrieb ist eine Illusion.





**Mentimeter**

# Fragen?





**Danke für Ihr Interesse**

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
5001 Aarau  
Schweiz

# **Partnermeeting:**

**10. November 2026**

Themenwünsche bitte bis Ende August an Thomas Hauri senden

**[thomas.hauri@swissgrid.ch](mailto:thomas.hauri@swissgrid.ch)**