

# MARKTDESIGN:

# MERIT ORDER & VERSORGUNGSSICHERHEIT

Branchentreffen Wind, Wien, 24.03.2026

Tara Esterl

AIT Austrian Institute of Technology

Center for Energy



# AUSWIRKUNG AUSBAU VON ERNEUERBAREN ENERGIEN AUF PREISE UND NETZE

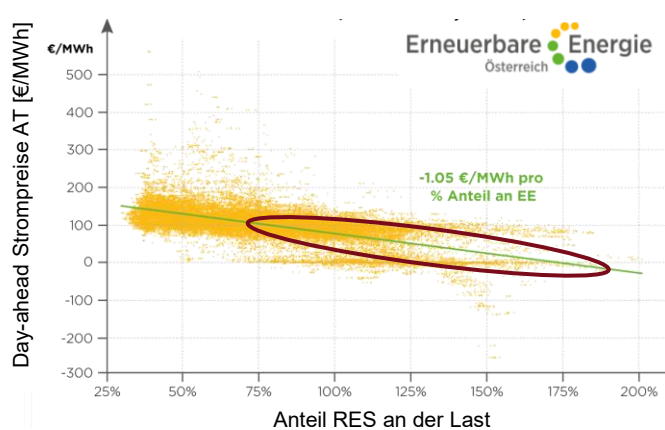


- 1** Auswirkung Ausbau von Erneuerbarer Erzeugung auf den Großhandelsstrompreis
- 2** Marktdesign: Merit Order & Kapazitätsmarkt
- 3** Möglichkeiten für Flexibilitäten

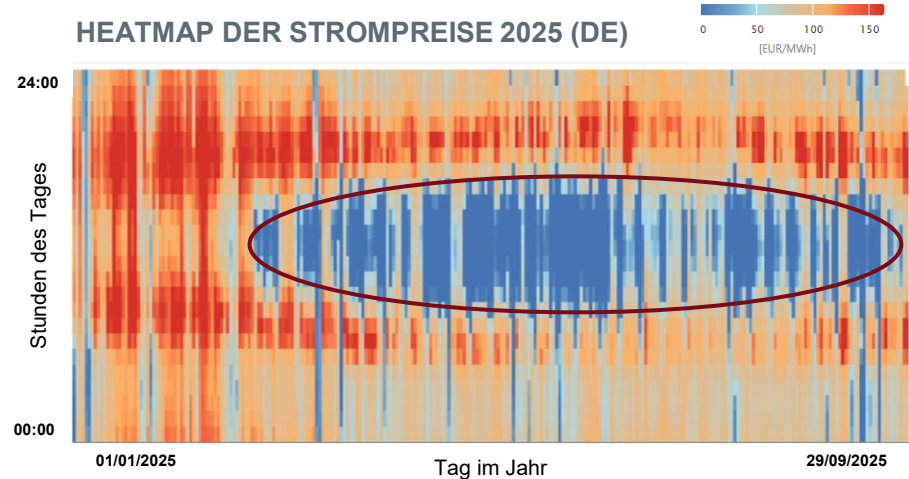


# ERNEUERBARE ERZEUGUNG DÄMPFT DEN GROSSEINZELSTROMPREIS

ERNEUERBARE/LAST VS. DAY-AHEAD-PREIS 2025 (AT)



HEATMAP DER STROMPREISE 2025 (DE)

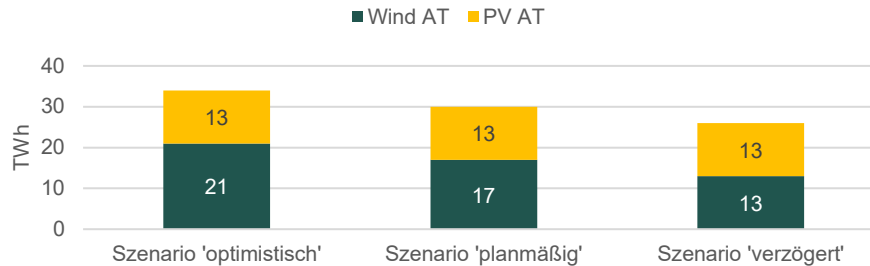


Durch den **Merit-Order-Effekt** fallen die Preise auf stündlicher Basis bei **hoher RES-Einspeisung** stark ab

- Auf stündlicher Basis wird der Einfluss von Erneuerbaren auf den Strompreis deutlich sichtbar
- Effekte sind nicht linear. Es braucht eine gewisse Menge (intermittierende) an Erneuerbaren im System, damit die Effekte sichtbar werden

# PREISDÄMPFENDER EFFEKT WIND-AUSBAU IN ÖSTERREICH IM JAHR 2030

## AUSBAU ERNEUERBARE NACH SZENARIO



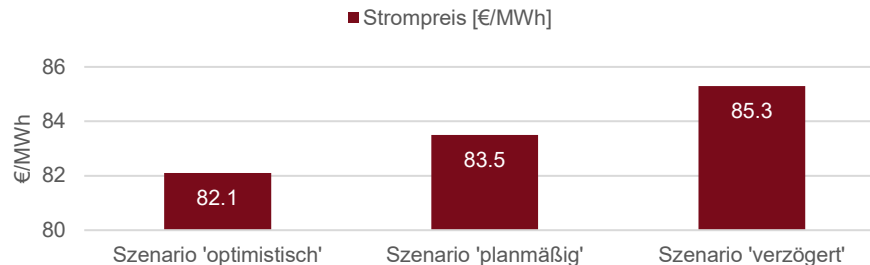
### Verzögerter Ausbau von Erneuerbaren (Wind) führt zu Preissteigerungen

- Verzögerter Windausbau erhöht die Preise gleichmäßig über den Jahresverlauf

### Abbildung des Effekts von mehr Erneuerbaren im Fundamentalmodell<sup>1</sup> anhand von drei Szenarien

- Optimistisch: Wind ÖNIP, PV EAG
- Planmäßig: Wind EAG, PV EAG
- Verzögert: Wind Trend, PV EAG

## STROMPREIS ÖSTERREICH MENGENGEWICHTET



### Es ergeben sich ohne Wind signifikant höhere Gesamtsystemkosten durch

- höheren Brennstoffeinsatz (Gas)
- höhere Emissionen
- mehr Nettoimporte

Basisszenario: TYNDP (2024) National Trends (NT+) Szenario – Planziele aller europäischen Staaten abgebildet

Quelle: 1) Gerechnet mit IESopt; eigene Rechnung

# VERZÖGERTER WIND-AUSBAU FÜHRT ZU HÖHEREN KOSTEN IN ÖSTERREICH (2030)

Ausbau von Windkraft stellt einen signifikanten Hebel dar, um das österreichische Stromsystem

1) zu dekarbonisieren, 2) resilienter zu gestalten und 3) kostengünstiger zu betreiben

## Höhere Strompreise

### Strompreise bilden sich im Modell über ‚Grenzkosten des teuersten Kraftwerks‘

→ Durch den verzögerten Windausbau werden öfter Gaskraftwerke preissetzend

→ Nichtlinearitäten & Kippunkte: Hohe Wind Kapazitäten erforderlich, um Kippunkt im Strompreis zu erzielen

Sogar **Preisveränderung in DE**: Veränderung von 3 GW Erzeugung in AT verändert Strompreis in DE (+150MEUR für Verbraucher in DE ohne Wind-Ausbau in AT)

## Höhere Systemkosten

### Gesamtkosten ergeben sich u.a. aus dem Kraftwerkseinsatz/Brennstoff/Emissionen

→ Auch wenn Wind kein preissetzendes Gaskraftwerk verdrängt, wird doch Erzeugung aus Gas/Kohle verdrängt

→ Höhere Systemkosten verteilen sich auf mehrere Akteure (z.B. Höhere Kosten für Konsumenten, höhere Deckungsbeiträge thermische Kraftwerke, etc. ... )

## Weniger Wind

+ 3.2 €/MWh

+ 224 MEUR/a  
für den AT  
Verbraucher

+ 700 MEUR/a

Brennstoffkosten &  
Emissionen in  
Gesamteuropa

# „MARGINAL PRICING“

## „MARGINAL PRICING‘ ODER ‚MERIT ORDER‘ SIND KÜNSTLICH HERBEIGEFÜHRTE REGELN → NEIN

- Preisfindung über Grenzkosten ist die (einzige?) sinnvolle Möglichkeit ein Marktgleichgewicht herbeizuführen
- Optimaler Einsatz der Kraftwerke mit den günstigsten variablen Kosten zu jeder Stunde  
→ Kurzfristiges Koordinationssignal für Kraftwerke & insbesondere Flexibilitäten

## „MARGINAL PRICING‘ IST EINZIGARTIG IM STROMMARKT → NEIN

- Das Merit-Order Prinzip ist universell, keine Besonderheit im Strommarkt
- Große, kompetitive Märkte (z.B. Rohstoffe) bilden die Preise durch das Prinzip Preis = Grenzkosten

## „MARGINAL PRICING‘ IST VERPFLICHTEND → NEIN

- „Pay-as-cleared“ ist tatsächlich im Preisfindungsalgorithmus der Strombörsen implementiert
- Alternativen (pay-as-bid) → Anreize für strategisches Bietverhalten („rate den Preis“)

## HOHE PREISE BEDEUTEN MARKTVERSAGEN → NEIN

- Hohe Preise zeigen Knappheiten an und bedeuten nicht, dass die Märkte prinzipiell nicht funktionieren
- Hohe Preise schaffen (sehr starke) Anreize für Unternehmen, Investitionen zu tätigen, die die Knappheit reduzieren
- Dies gilt für Angebot & Nachfrageseite

## STROMPREISE SIND PER GESETZ AN DEN GASPREIS GEKOPPELT → NEIN

- Gas ist Input zur Stromerzeugung
- Dies kann politisch schwer geändert werden

Theorie und Praxis der Preisbildung im deutschen Stromgroßhandel:  
**Analyse des Gebotsverhaltens und der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken am Day-Ahead-Markt 2025** (FfE 2026)

- **Es konnten keine systematischen Übergewinne nachgewiesen werden.**
- Außerdem zeigt die Analyse, dass fossile Kraftwerke (abgesehen von GuD) und ungeforderte PV-Anlagen im Jahr 2025 nicht wirtschaftlich produziert haben.

Quelle: FfE (2026) <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/theorie-und-praxis-der-preisbildung-im-deutschen-stromgrosshandel/>

## GASSUBVENTIONEN (“IBERISCHES MODELL”)

Künstliche Senkung Gebote fossiler Kraftwerke durch Subventionen, um Strompreis zu drücken

Nachteile:

- Niedrigere Preise:
  - Export in andere Länder (subventionierter Strom wird in andere Länder exportiert ("Export-Leckage").
  - Erhöhter Gasverbrauch: Niedrigere Preise können die Nachfrage steigern und dazu führen, dass
- Umverteilung statt Ersparnis: Rückzahlung von Subventionen über Umlage von Verbrauchern (Minderung Netto-Preiseffekt)
- Verlust von Sicherungsgeschäften: Abgesicherte Verbraucher (Hedging) zahlen Umlage ohne Profit von niedrigeren Spotpreisen

Fazit:

- Müsste wenn in ganzer EU eingeführt werden
- Analyse und Berechnung für AT müsste noch durchgeführt werden

## MARKTSPLITTUNG

Vorschläge den Markt in ein Segment für erneuerbare Energien und eines für fossile Kraftwerke zu unterteilen.

Nachteile:

- Rationierung: Es ist unklar, welche Verbraucher den billigen "grünen" Strom erhalten dürfen; dies würde ein komplexes staatliches Zuteilungssystem erfordern.
- Höhere Subventionen: Da viele Erneuerbare über Förderungen (wie CfDs) abgesichert sind, würden sinkende Markterlöse in diesem Segment sofort zu höheren Ausgleichszahlungen durch den Steuerzahler führen

## NODAL MARKETS

Hauptziel: Reduktion Redispatchkosten

Alternative Möglichkeiten: Integration Flexibilität in Redispatch (siehe ELWG) & eventuell Anreize über Netzentgelte für geographisch passende Investitionen

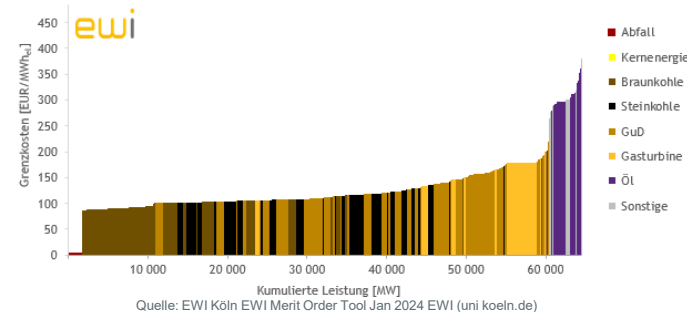
## KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Hauptziel: Sicherung der Versorgungssicherheit

# VERSORGUNGSSICHERHEIT MIT ENERGY-ONLY MARKT

## HINTERGRUND

- Hohe Strompreise 2022 → Diskussion über Merit Order
- Einführung des „Elektrizitäts-Energiekrisen-Beitrags“ (EKB-S; österreichische Übergewinnsteuer auf Stromerzeugungskapazitäten (>1 MW))
- European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2025: zunehmende Stunden mit nicht-gedeckter Last (ab 2035)
- ELWG: National Resource Adequacy Assessment (NRAA) & Zuverlässigkeitsstandard muss definiert werden



## PROJEKT TEKAVE

- Bewertung des *Energy-Only Markets* in Österreich: Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie Dekarbonisierung
- Bewertung technologieneutraler Kapazitätsmechanismen (z. B. Kapazitätsmärkte, strategische Reserven)
- Implementierung **eines innovativen österreichischen Strommarktmodells des Day-Ahead-Spotmarkts** (inkl. Regelreserve, Marktprämie und EKB-S sowie verschiedenen volumenbasierten Kapazitätsmechanismen)
- Berichte sind Online: <https://www.ait.ac.at/themen/flexibilitaet-geschaeftsmodelle/projekte/tekave>



# INVESTITIONSANREIZE IM ENERGY-ONLY MARKET

## KERNERGEBNISSE: ENERGY-ONLY MARKET (EOM)

- bietet unter idealen Bedingungen ausreichende Investitionsanreize (mehrere Voraussetzungen)
- sind in der Praxis jedoch nur sehr schwer zu erfüllen (z. B. Beitrag zur Bewältigung der Strom- und Energiekrise)



**Einzelne Voraussetzungen** sind jedoch nur in **geringem Ausmaß erfüllt**, wodurch der EOM deutlich von idealen Bedingungen abweicht.

# KAPAZITÄTSMECHANISMEN – SZENARIEN

## STRATEGISCHE RESERVE

(SR)

- Das Volumen der Strategische Reserve ist **modellendogen**; die **Aktivierung** erfolgt falls das obere **Preislimit** erreicht wird und keine vollständige Markträumung möglich ist.
- Bestehende thermische Kraftwerke können sich für eine Teilnahme entscheiden, werden dadurch jedoch von anderen Märkten ausgeschlossen.

## AUSSCHREIBUNG F. NEUE KAPAZITÄT

(Tender)

- Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt.
- Teilnahmeberechtigt sind **neu errichtete Speicher und Erzeugungstechnologien** die das Emissionslimit von 550 gCO<sub>2</sub>/kWh nicht überschreiten.

## ZENTRALER KAPAZITÄTSMARKT

(zKM)

- Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt.
- Teilnahmeberechtigt sind **bestehende und neue Kapazitäten**, die das Emissionslimit von 550 gCO<sub>2</sub>/kWh nicht überschreiten (inklusive Demand Response).
- **Reliability Options** sind aktiv (Strike Preis = Grenzkosten eines H<sub>2</sub>-OCGT).

## EOM PESS

- *Energy-only-market* mit politischen Eingriffen (z.B. EKB-S)

## EOM OPT

- *Energy-only-market* ohne politische Eingriffe

# KAPAZITÄTSMECHEANISMEN – ERGEBNISSE

## KERNERGEBNISSE: BEWERTUNG KAPAZITÄTSMECHEANISMEN

- Reine strategische Reserve scheitert (aufgrund geringer Teilnehmerzahl in AT); wirkt sich negativ auf Day-Ahead-Markt aus
- Beschränkung auf „Flexibilitätsauktion“ zeigt vielversprechende Ergebnisse, aber starker Einfluss auf Day-ahead Markt.
- Eine technologieoffene Auktion für neue Kapazitäten wird von erneuerbaren Energien dominiert. Zentraler Kapazitätsmarkt zeigt die geringsten Marktverzerrungen für den Day-ahead markt.

KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Installierte Leistung von <b>kurzf. Flexibilität</b>	%	0%	0%	0%	+75%	+10%	+17%
Auswirkung a. <b>Profite</b> von <b>Kurzfristspeicher</b>	%	0%	-26%	-18%	-73%	-6%	-57%
Auswirkung a. <b>Kosten</b> von flex. <b>Nachfrage</b>	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf <b>CO<sub>2</sub> Emissionen</b>	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

Während Tender zu einer signifikant höheren installierten Leistung von kurzfristigen Flexibilitäten führen, zeigt der Kapazitätsmarkt die geringste Verzerrung des Markts.

- Kapazitätsmarkt scheint effiziente und ausgewogene Lösung darzustellen
- oder Merit Order ohne signifikante politische Eingriffe

# HOHER FLEXIBILITÄTSBEDARF BEI EXTREMWETTER-EREIGNISSEN

Analyse Flexibilitätsbedarf mit Energiesystem-Modell

## Sehr hoher Flexibilitätsbedarfsanstieg im Dekarbonisierungsszenario 2050:

- Starker Ausbau PV sowie Wind & Speicher (Batterien, H2 Speicher) sowie Elektrolyseure
- Wasserkraft wird in jedem Szenario ausgebaut

**Berücksichtigung von Extremwetterereignissen:** Signifikant höherer Ausbau von PV und Wind sowie Batteriespeichern sowie auch von Wasserstoff

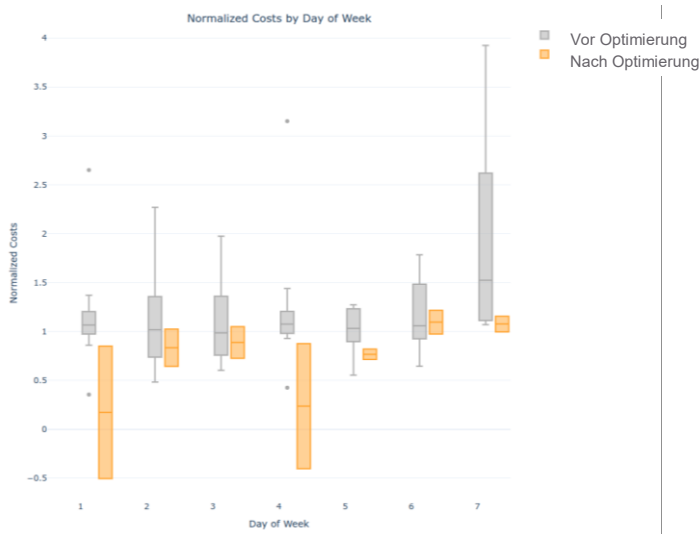


# BATTERIESPEICHERSYSTEME – KI-GESTÜTZTE PROGNOSEN UND OPTIMIERUNG

## HINTERGRUND

Hohe Anzahl an Speichieranfragen (z.B. 6 GW Speichieranfragen allein in Niederösterreich<sup>1</sup> bei einer Spitzenlast von 1,6 GW)

## BETRIEB DES VPPS



## PROJEKTZIELE



- VPP-Betrieb mit neuen KI-basierten Prognosen und Optimierungen (mit und ohne perfekte Vorausschau)
- Verbesserte Preisprognosen für Ausgleichsenergie- und Day-Ahead-Spotpreise & Plattformentwicklung für Preisprognosen

## VPP KOMPONENTEN DEMONSTRATION

- 1.2 MW / 5.7 MWh Batteriespeichersystem
- 1.7 MWp PV
- 2 MWp gewerbliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

## KERNERGEBNISSE

- **VPP-Einsatz im Live-Betrieb** mit direkter Steuerung (in Zusammenarbeit mit einem Softwareentwicklungsunternehmen) unter Verwendung des von AIT entwickelten Optimierungstools IESopt
  - Perfekte Vorhersage: deutliche Überschätzung der Ergebnisse
  - Optimierung des Einsatzes (im Vergleich zu regel-basiert) steigert den monetären Wert um ca. 60 %
- Prognose von Day-Ahead-Preisen funktioniert gut und liefert in Krisenzeiten (z.B. 2022) bessere Ergebnisse als vergleichbare Prognosen

# FLEXIBILITÄTS-BEWERTUNGSTOOL ONLINE

## BESCHREIBUNG DES ONLINE TOOLS

- Beliebige Assets und Parameter voreinstellbar bzw. Zeitreihen hochladbar
- Marktdaten zu allen relevanten Use Cases von 2019 bis 2025
- Szenarien-Vergleiche möglich
- Ergebnisse auf „High-Level“-Metriken und auch detaillierte, umfangreiche Tabellen und Plots
- Beliebig auf einen individuellen Anwendungsfall und Standort zugeschnitten
- Auswahl an allen sinnvollen marktbasieren und nicht-marktbasieren Use Cases

The screenshot displays the AIT Flexibility Assessment Tool interface. The top part shows the 'Add New Asset' dialog box with the following details:

- Asset Name: Lagerhalle A17
- Asset Type: Demand
- Energy Carrier: electricity
- Type: commercial
- Annual Consumption (kWh): 27450.00

The bottom part shows the 'Simulation Results' comparison screen. It compares a baseline simulation 'Example Heat Base (#-1)' with a new simulation 'Example Heat with Battery/Heatpump (#-2)'. The results are summarized in the following table:

Metric	Example Heat Base (#-1)	Example Heat with Battery/Heatpump (#-2)
Total Cost	67300 €	74.3 €/MWh
Avg. Electricity Cost	14250.00 € (+17.5%)	+11.30 €/MWh (+17.9%)
Avg. Heat Cost	39.3 €/MWh	-10.20 €/MWh (-26.2%)
Self-Sufficiency	37.8 %	+18.90 % (rel. +50.8%)

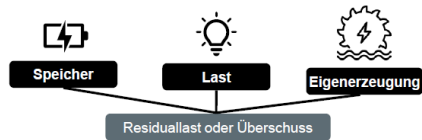
# FLEXIBILITÄTS-BEWERTUNGSTOOL DETAILLEIRT

## BESCHREIBUNG DES TOOLS

- Abbildung aller sinnvollen (nicht-)marktbasiereten Use Cases (z.B. neue Netzentgelte)
- Handelsstrategie noch mehr im Detail abgebildet
- Beliebig auf einen individuellen Anwendungsfall und Standort zugeschnitten

## Modellbeschreibung für Day-ahead + aFRR Value Stacking mit Intraday-Nachkauf

In der Optimierung wird der Einsatz des Speichers zwischen den Märkten Day-ahead und aFRR profitmaximierend bestimmt



Deckung Residuallast bzw. Verwertung Überschuss profitmaximierend unter Berücksichtigung technisch/wirtschaftlicher Einsatzgrenzen



Die Optimierung entscheidet über

- Einsatzmenge am Day-ahead Markt
- Einsatzmenge am aFRR Markt
- Einsatzpreis am aFRR Markt
  - Gebotspreise Kapazität: Median (Q50)
  - Gebotspreis Abruf: Entscheidung P10/P50/P90

Die Optimierung berücksichtigt

- Erwartungswert der Märkte
  - Day-ahead
  - aFRR (Kapazität + Abruf)
- Die Residuallast bzw. den Überschuss
- Die Einsatzgrenzen des Speichers
  - Kapazität
  - Leistung

## Beispielhafte Ergebnisse

### ZUSAMMENFASSUNG GESAMTER ERGEBNIS BETRIEB

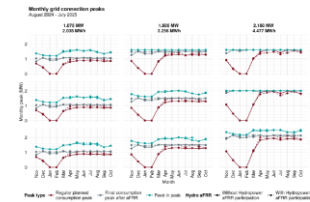
Zusaterlöse durch die Batterie (Baseline abgezogen)



- **Inanspruchnahme von Netzbezugsleistung:** Erhöht die möglichen Erlöse sowie den Mehrwert der Batterie signifikant, da der Einsatz der Batterie in der Vermarktung stark eingeschränkt wird, wenn nicht aus dem Netz bezogen werden kann.
- **Erweiterung des Netzan schlusses:** Zählt sich erst ab der 2,15 MW BESS aus, weil erst in diesem Fall Zusaterlöse dadurch erwirtschaftet werden. Auch in diesem Fall ist nur eine Erweiterung auf 2 MVA sinnvoll.
- **aFRR Teilnahme mit dem KWKW:** Bringt im Falle der BESS mit Netzbezug geringfügige zusätzliche Erlöse. Der Großteil der aFRR-Erlöse wird jedoch mit der Batterie erwirtschaftet.

### NETZ-LASTSPITZEN (MIT NETZBEZUG)

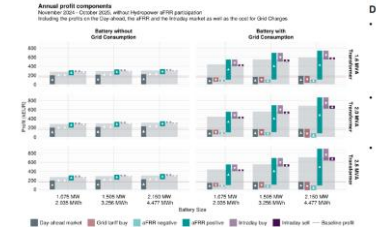
Bezugs- & Einspeise-Lastspitzen pro Monat



- Diskussion:**
- Nur leicht höherer Netzbezug und -einspeisung bei hydro aFRR
  - Starke Saisonalität bei gepl. Netzbezugsspitzen wegen weniger negativer Preisen im Winter.
  - Im Winter treten Bezugsspitzen hauptsächlich durch negative Regelenenergie auf (geringerer Leistungspreis)

### PROFITZUSAMMENSETZUNG

Kosten- (Pfeil nach unten) und Erlös- (Pfeil nach oben) Komponenten je Szenario



- Diskussion:**
- **Größte Kostenkomponente:** Nachkauf am Intraday Markt (dunkelrot), gefolgt von Netzentgelten für den aus dem Netz bezogenen Strom (dunkelrot)
  - **Größte Erlöskomponente:** Positive aFRR-Erlöse (dunkelblau), gefolgt von Day-ahead Erlösen (grau)
  - Netzbezug erhöht das Potenzial am Regelenenergiemarkt wesentlich

## FAZIT

**Ausbau von Windkraft** stellt einen signifikanten Hebel dar, um das österreichische Stromsystem  
1) zu dekarbonisieren, 2) resilienter zu gestalten und 3)  
kostengünstiger zu betreiben

**Merit Order** ist notwendig für kurzfristige Koordination der Märkte und *Pay-as-cleared* ist sinnvoll. Markteingriffe führen leicht zu Marktverzerrungen und Verlust des Investorenvertrauens.

Genügend Investitionsanreize zur Sicherung der Versorgungssicherheit sind nicht zu 100% gewährleistet.

**Kapazitätsmechanismen sollten geprüft werden.**

Flexibilitäten und **Batterien** werden laut den Modellen signifikant zugebaut werden. Abhängig vom Use Case ist **positive Wirtschaftlichkeit** jetzt schon gegeben.

**Marktdesign: Merit Order &  
Versorgungssicherheit**

**Tara Esterl**

Head of Competence Unit  
Integrated Energy Systems  
AIT Austrian Institute of Technology  
tara.esterl@ait.ac.at  
+43 664 815 78 10

POSITIONSPAPIER

**TRENNUNG DER  
STROMPREISZONE  
ZWISCHEN ÖSTERREICH UND  
DEUTSCHLAND**

Hintergründe, Auswirkungen & Forderungen

Wirtschaftskammer Oberösterreich



# KLIMAWANDELSACHSTANDSBERICHT & NETTO-NULL-CO2-SZENARIEN

Veröffentlichung: 06/2025, Laufzeit: 5 Jahre  
200 Wissenschaftler:innen (Leitung IIASA, 50 Institutionen)  
600 Seiten, 8 Kapitel für alle Dimensionen der Klimawissenschaft

Kapitel 3 sowie Kapitel 8: Szenarien-Vergleich von Netto-Null-CO2-Szenarien

- **Transformation zum klimaneutralen Energiesystem ist möglich**
- Erhebliche **Reduktion des Energieverbrauchs** vor allem durch die **Elektrifizierung** im Verkehr, bei Wärme und Industrie (**starker Anstieg bei Stromnachfrage**)
- Signifikanter **Ausbau von Erneuerbaren Energien** ist notwendig
- Signifikanter **Netzausbau** sowohl im Verteiler- als auch im Übertragungsnetz, um die zusätzlichen Strommengen zu transportieren und auszugleichen
- **Kurzfristige Flexibilität** (wie Speicher) notwendig, insbesondere für kurzfristigen Ausgleich
- **Kapazität** notwendig für Sicherung der Erzeugung bei Extremevents sowie für Netzreserve
- **Wasserstoff** gewinnt vor allem für die Industrie massiv an Bedeutung, die jeweiligen erforderlichen Mengen variieren je nach Szenario

