

# AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN VON ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

Bedeutung von EGs im Hinblick auf Ausgleichsenergie: Status quo & Zukunftsszenarien

Verena Alton, Philipp Ortmann, Carolin Monsberger

EnInnov 2026

*Das Projekt ‚IntEGrity‘ wird gefördert im Rahmen der Ausschreibung Energie- u. Umwelttechnologien, Stadt der Zukunft Ausschreibung 2022*





# HINTERGRUND UND AUSGANGSSITUATION



## AUSGANGSLAGE

- Haushalte in **EGs zeigen andere Bezugsprofile**, da der Strombezug seitens Lieferanten systematisch reduziert ist und das Abnahmeprofil stark von Standardlastprofilen abweicht
- Nicht immer hat der Lieferant ausreichend Daten, um belastbare Prognosen zu erstellen
- Dies führt zu einer **systematischen Fehleinschätzung** des Strombedarfs, was zu einer erhöhten Kostenposition für Ausgleichsenergie für den Lieferanten führt<sup>1</sup>
- Der zunehmende **Ausbau von Wind- und PV-Kapazitäten** könnte Auswirkungen auf die Struktur von Ausgleichsenergiepreisen haben und somit den existierenden Kosten-Gap verstärken



## KERNFRAGEN

**Welchen Einfluss hat der Zubau von Wind & PV-Kapazität in Österreich auf die Ausgleichsenergiekosten von Haushalten in Energiegemeinschaften?**

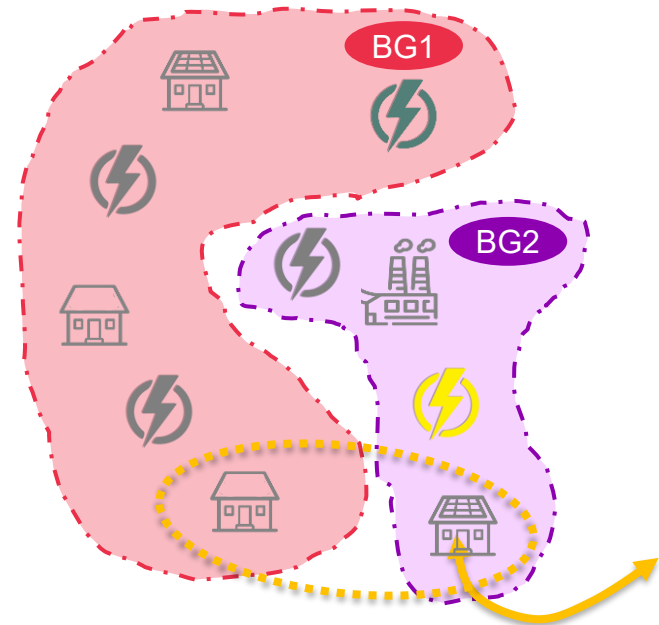
[1] C. Monsberger and B. Fina, "Auswirkung von Energiegemeinschaften auf Fahrplanprognose und Ausgleichsenergiekosten von Energieversorgungsunternehmen," in Proceedings of IEWT 2025, TU Wien, Feb. 2025. [Online]



## AUSGLEICHSENERGIE BEI EGs

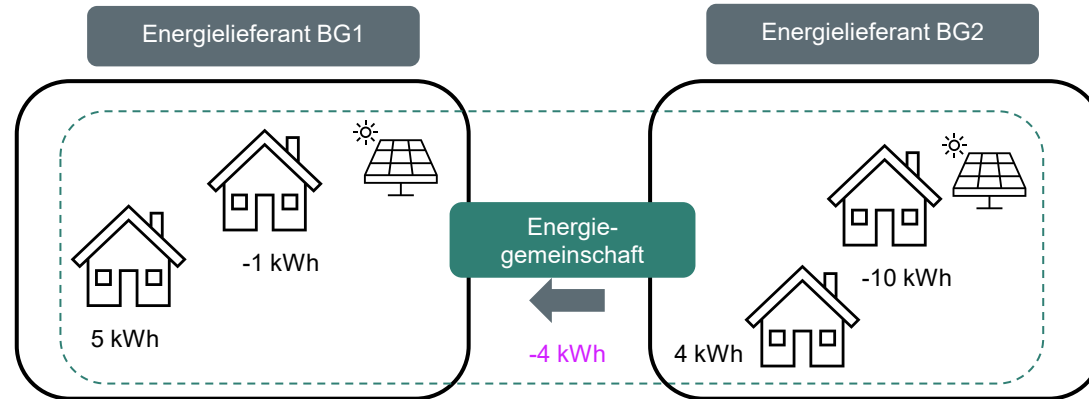
Ausgleichsenergie ist die Differenz zwischen Messwert und dem Saldo aller in der Bilanzgruppe abgeschlossenen Handelsgeschäfte (Fahrpläne)

- Die EG-internen Strommengen werden **außerhalb des Bilanzgruppen-Systems** geführt (somit nicht direkt von Ausgleichsenergieabrechnungen betroffen)
- Für **Clearing der EG-Zählpunkte** sind die **berechneten Werte des Überschusses bzw. Restnetzbezuges** maßgeblich
- EVUs müssen den **Anteil der EG in ihren Prognosen** für die Fahrplanerstellung **berücksichtigen**



# AUSGLEICHSENERGIE BEI EGs

Die Prognoseverantwortung bei Energiegemeinschaften liegt beim Lieferanten. Für diesen ergeben sich durch die Existenz der EG zusätzliche Prognoseunsicherheiten



## Prognose

Lieferung: -1 kWh  
 Bezug: +5 kWh  
 = **+4 kWh**

## Tatsächlich

Aus EG: 4 kWh  
 → Von Lieferant: 0 kWh  
 → Ausgleichsenergie: 4 kWh

## Prognose

Lieferung: -10 kWh  
 Bezug: +4 kWh  
 = **-6 kWh**

## Tatsächlich

In EG: 4 kWh  
 → An Lieferant: -2 kWh  
 → Ausgleichsenergie: 4 kWh

**Freie Lieferantenwahl** impliziert: EGs umfassen mehrere Bilanzgruppen

## Informationsstand Lieferant

- Weiß über die Existenz der Energiegemeinschaft
- Kennt die Zusammensetzung der EG nicht
- Kennt die Mengenzuordnung nur ex-post
- Dynamischer Aufteilungsschlüssel macht Prognose schwierig

Das Beispiel vernachlässigt Prognosefehler durch Wetterbedingungen oder Verhaltensunsicherheiten



## ANNAHMEN FÜR AUSGANGSLAGE

Basis für die Analyse sind die Daten aus **384 EG-Haushalten der Region Ost-Österreich**  
Durchschnittlicher Verbrauch etwa 3000 kWh/a



Alle Datenpunkte der Haushalts-**Verbrauchszählpunkte** werden zu einer BG zusammengefasst



PV-Einspeisung (Überschuss aus EG) wird an andere BGs verkauft



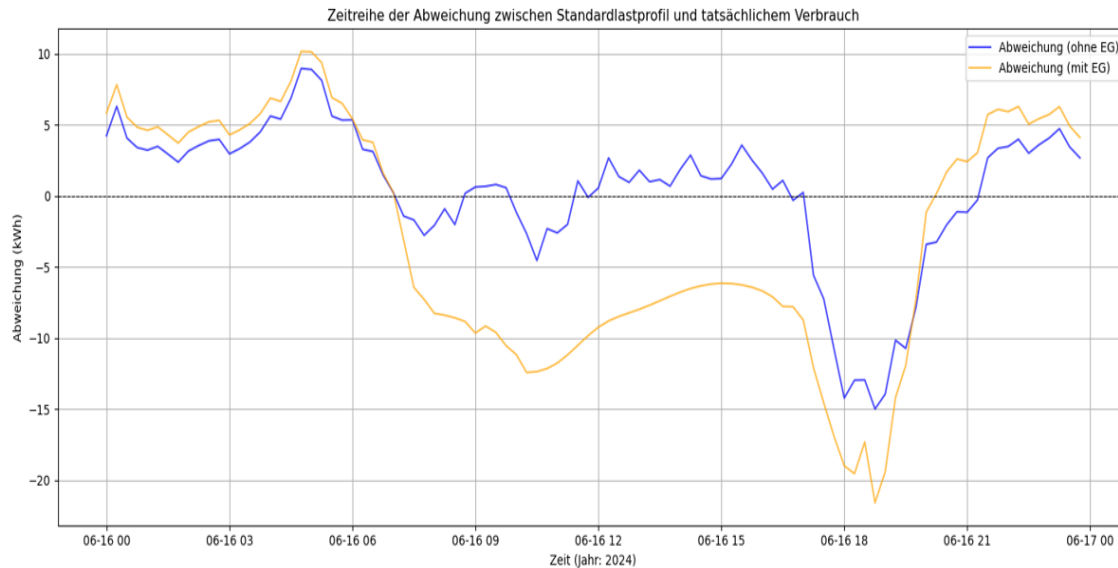
Es wird angenommen, dass es zu keiner Verbrauchsverhaltensänderung der EG-Teilnehmenden kommt (sonst bräuchten wir eine adäquate Vergleichsgruppe)



Der Forecast des EVU dieser BG basiert für Haushalte auf Standardlastprofilen

# AUSGANGSLAGE

## ABWEICHUNG VOM SLP MIT/OHNE EG-TEILNAHME



Durch Standardlastprofile kann der tatsächliche Bezug schlechter abgeschätzt werden

Durch den Strombezug aus der EG erhöht sich die Abweichung zum Standardlastprofil

### Datenanalyse der 384 EG-Haushalte (Verbraucher:innen):

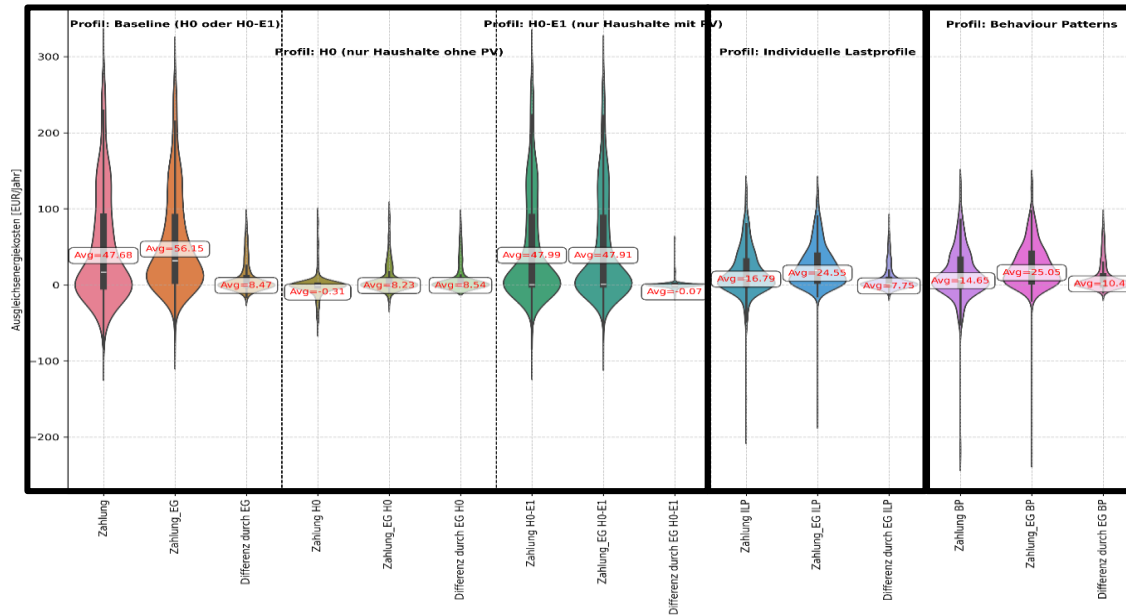
Durchschnittlicher Verbrauch etwa 3000 kWh/a

### Abweichungen

- Durchschnitt: 2,47 vs 2,52 kWh
- Sd: 8,53 kWh vs. 10,18 kWh

# BESTEHENDE ANALYSEERGEBNISSE

EG-Haushalte schlagen mit höheren Ausgleichsenergiekosten zu Buche. Dieses Ergebnis zeigt sich robust über mehrere Prognosemethoden hinweg



- Durch den Strombezug aus der Energiegemeinschaft erhöht sich die Abweichung zum Standardlastprofil
- Durch die EG-Teilnahme kann der tatsächliche Bezug schlechter abgeschätzt werden
- Dies führt zu Mehrkosten von
  - SLP: ~8 €/Jahr
  - ILP: 7.75 €/Jahr
  - BHP: 10.4 €/Jahr
- Individuelle LP (ILP) und Behaviour Patterns (BHP), entwickelt im Projekt, zeigen starke Verbesserungen in den AE-Kosten insgesamt

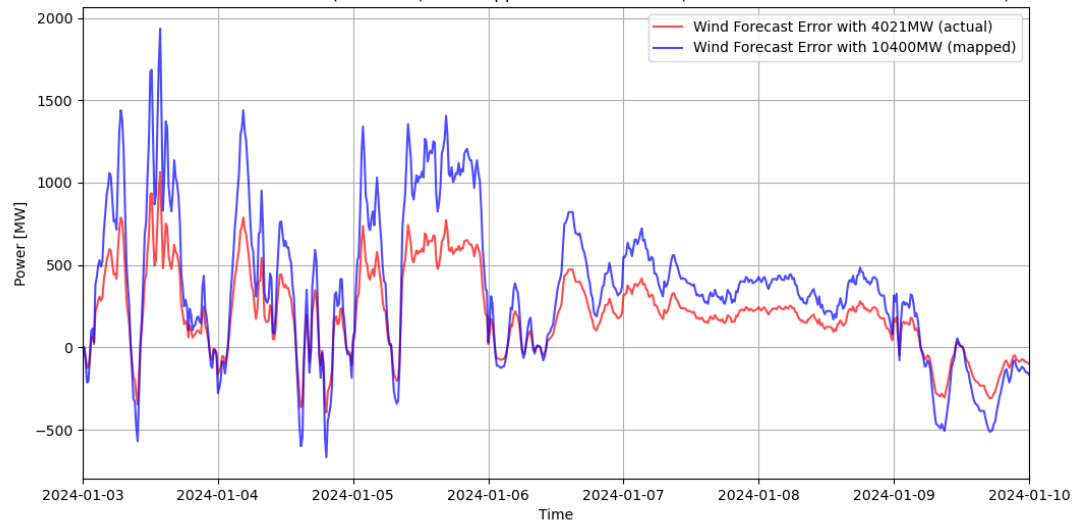
# KERNFRAGE

**Inwiefern ist hier eine Veränderung durch EE-Ausbau zu erwarten?**



# PROGNOSEFEHLER BEEINFLUSSEN DIE AE-PREISE

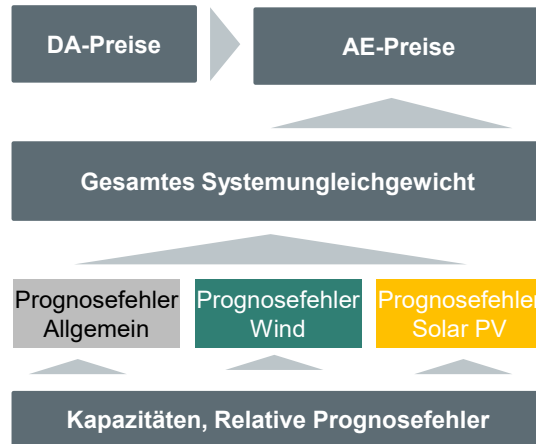
## WIND DA-FEHLER HISTORISCH VS. ZUKÜNFTIG



- Die Prognosefehler von u.a. Wind und PV beeinflussen das Systemungleichgewicht (Delta-Regelzone)
- Mit zunehmendem EE-Ausbau erhöht sich (unter sonst gleichen Bedingungen) der Prognosefehler
- Die Ausgleichsenergiepreise sind durch das Delta-RZ beeinflusst

**→ Zubau von Erneuerbaren verändert die Struktur von AE-Preisen**

# MODELLIERUNGSANSATZ



## METHODE

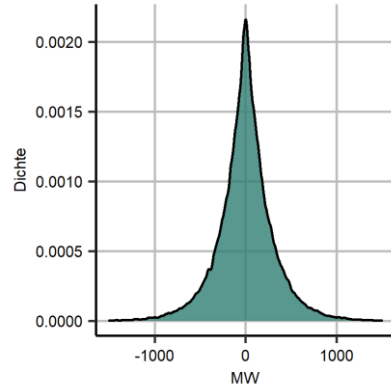
- Stochastische Zusammensetzung des Delta RZ durch Kombination von Zufallszahl-Zeitreihen für Wind, Solar & allgemeiner Prognosefehler
- Absolute Wind & Solar Prognosefehler (MW) beeinflusst von
  - Kapazität (GW)
  - Relative Prognosefehler Day-ahead & Intraday NRMSE (%)
- AE-Preise als Verteilung in Abhängigkeit zum Day-ahead Preis
- Finale AE-Preise ergeben sich abhängig vom Delta RZ
- AE-Kosten als Kombination von AE-Preis & Prognosefehler

## PARAMETERSCHÄTZUNG AUS HISTORISCHER ANALYSE

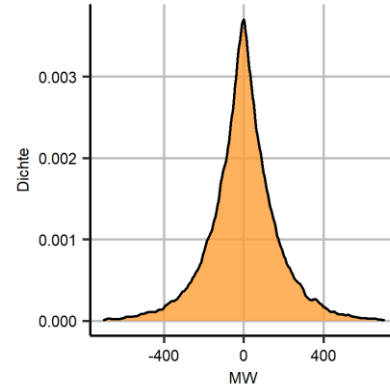
- Höhe der ‚allgemeinen Fehler‘
- AE-Preise: Verhältnis zum Day-ahead Preis
- Zusätzliche Reduktion des ID-Prognosefehler (Regelung)

# EINGANGSGRÖßEN SIMULATION: PROGNOSEFEHLER, KAPAZITÄTEN, ERZEUGUNG

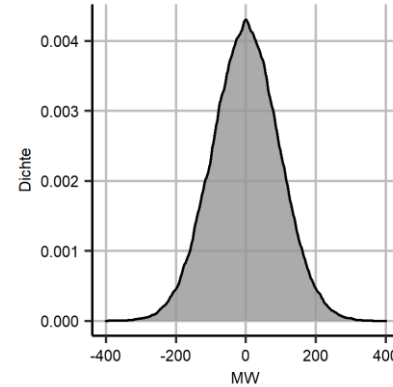
WIND DA-FEHLER



SOLAR DA-FEHLER



ALLGEMEINE FEHLER



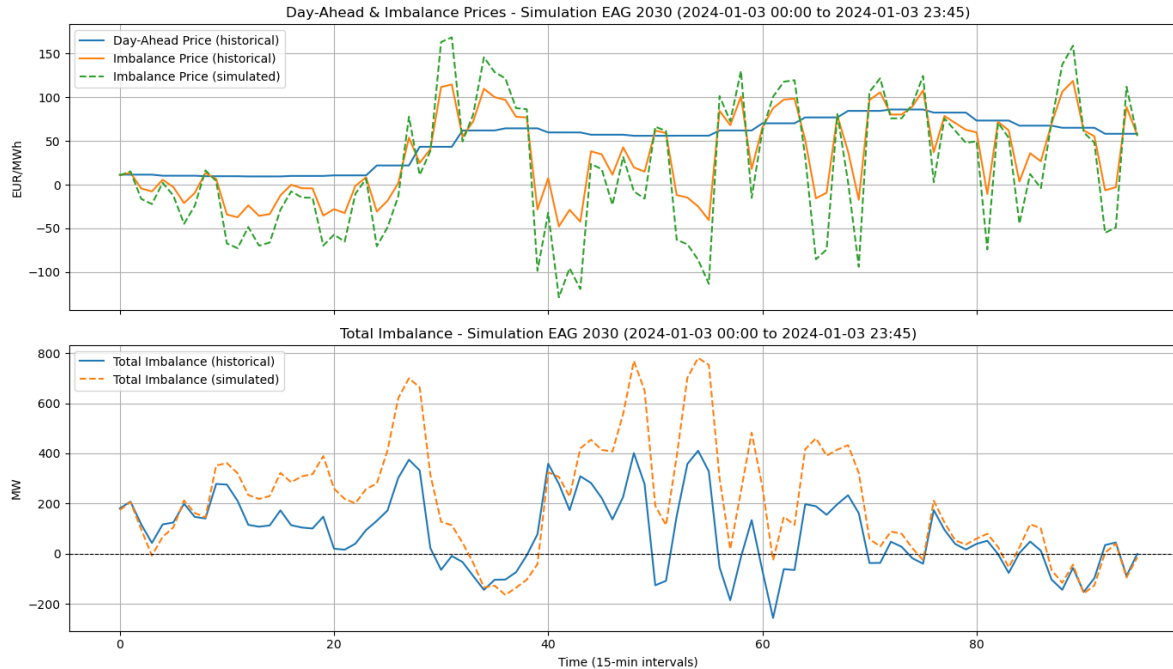
PARAMETER

	Wind	Solar
Kap-Faktor [%]	23%	12%
Fehler DA [NRMSE]	35%	70%
Reduktion ID [%]	20%	20%

**Das Delta Regelzone setzt sich annahmegemäß aus den Prognosefehlern Wind, Solar und allgemeine Prognosefehler zusammen**

- Fehler von Wind & Solar sind als Laplace-verteilte Zufallsvariablen abgebildet, abhängig von Kapazität, Volllaststunden
- Allgemeine Prognosefehler werden als freier Parameter auf 120MW geschätzt und als normalverteilte Variable abgebildet

# SIMULIERTE ÄNDERUNG AE-PREIS & DELTA-RZ



Durch **zunehmenden EE-Zubau** verschiebt sich

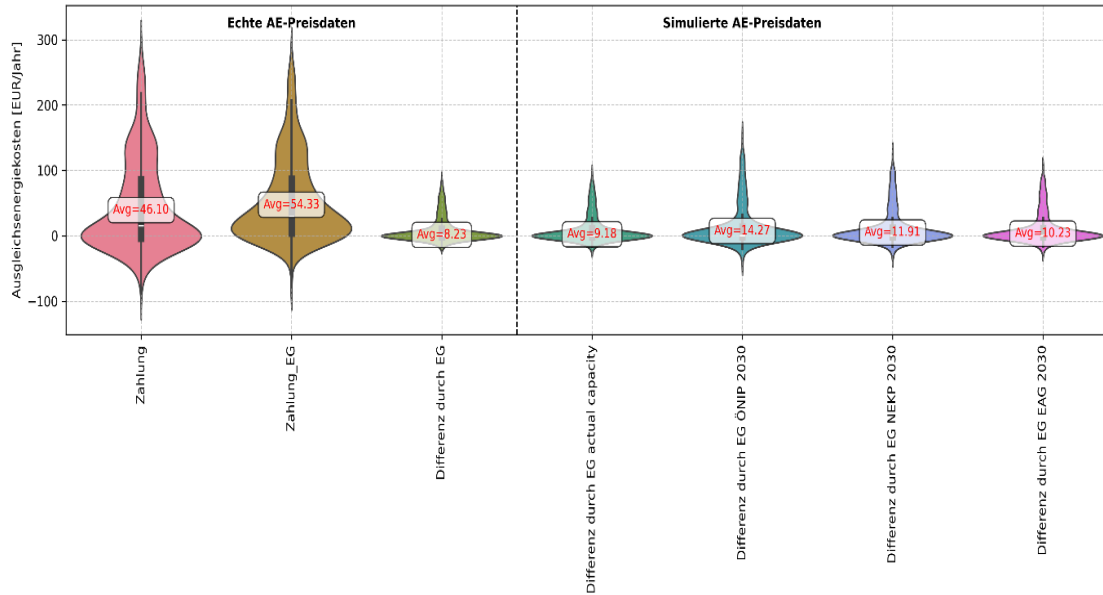
- Struktur des Delta-RZ
- Struktur der AE-Preise
- Volatilität der AE-Preise
- Nicht die durchschnittliche Höhe der AE-Preise

**Prognosefehler der Haushalte** bleiben konstant (historisches Profil)

→ AE-Kosten ändern sich in Abhängigkeit der Struktur zwischen AE-Preise und Prognosefehler

# ERGEBNISSE

## AE-KOSTEN VON (EG-) HAUSHALTEN



- Höhere erneuerbare Kapazitäten führen zu größeren Prognosefehlern und stärkerer Volatilität des Delta Regelzone – genau jene Situationen, in denen Lieferanten durch EG-interne Erzeugung stärker von ihrem Fahrplan abweichen
- Die Differenz der Kosten zwischen Haushalten mit Eigendeckung (EG) und ohne Eigendeckung nimmt in allen Ausbaupfaden zu
- Die Kostenspreizung beträgt je nach Szenario 9-14 € pro Haushalt und Jahr, wobei ambitioniertere Ausbaupfade (ÖNIP, NEKP) zu den stärksten Differenzen führen

# DISKUSSION & AUSBLICK



## Schlussfolgerungen

- EGs bilden zusätzliche Prognoseunsicherheit für Lieferanten
- Ausbau von Erneuerbaren erhöht die Problematik für Lieferanten

## Limitationen

- Statisches Marktdesign für Regel- & Ausgleichsenergie unterstellt
- Zusammensetzung des Delta-RZ durch Wind/PV-Fehler getrieben
- Konstanter Link zwischen Erhöhung des Delta-RZ Fehlers und AE-Preis gegeben

## Weitere Forschungsfragen

- Wie verändern sich die AE-Kosten bei verstärkter Ausrollung von EGs (wenn keine Verbesserung der Kommunikation zwischen EG und Lieferant vorgenommen wird)?
- Wie beeinflusst die Zusammensetzung der EG oder Anzahl der Lieferanten das Ergebnis?



Philipp Ortmann  
Verena Alton  
Carolin Monsberger

