

# Hybrid-VPP4DSO: Einsatz von virtuellen Kraftwerken zur aktiven Verteilnetzunterstützung unter Berücksichtigung eines Flexibilitäts-Einsatzes an den Märkten

**Johanna Spreitzhofer**, Roman Schwalbe,  
Daniel Burnier de Castro, Gregor Taljan, Uršula Krisper,  
Christoph Gutschi, Simon Stukelj, Wolfgang Gawlik, Tara Esterl

14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016, Graz/Austria

# Einführung

„Klassische“ virtuelle Kraftwerke (Virtual Power Plants, VPPs):

- Unterschiedliche Netzteilnehmer (Erzeuger & Verbraucher) schließen sich zu einer Einheit zusammen
- Kommerzielles VPP: Gemeinsame Teilnahme am Strommarkt
- Technisches VPP: Netzunterstützung

Hybrides virtuelles Kraftwerk:



- Marktteilnahme + aktive Netzunterstützung → Synergieeffekte
- VPP Teilnehmer kombinieren ihre verfügbare Flexibilität und stellen sie dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung
- Möglichkeit, negative Auswirkungen volatiler Erzeugung erneuerbarer Energieträger auszugleichen

# Inhalt

- Ausgewählte Netze
- Simulationen
- Ergebnisse
  - Basisszenario
  - Zukunftsszenario 2020
  - Zukunftsszenario 2030
  - Netzgeführter Betrieb des VPPs
  - Markgeführter Betrieb des VPPs
- Zusammenfassung

## Ausgewählte Netze

- Auswahl beispielhafter Abschnitte des Mittelspannungsnetzes durch die am Projekt beteiligten Netzbetreiber
- Österreich:
  - 2 Netzbereiche im steirischen 30 kV-Netz
  - Gebirgiges Gebiet mit vielen Freileitungen
  - Starker Erzeugungsausbau, viel Wasserkraft
- Slowenien:
  - Netzbereich 1: ländliches 20 kV-Netz mit vielen Freileitungen; geringe Bevölkerungsdichte, viel Photovoltaik
  - Netzbereich 2: städtisches 10 kV-Netz mit Kabeln und Freileitungen; wenige Erzeugungsanlagen
- Erstellung von realistischen VPPs: Interviews mit Industriekunden und Kraftwerksbetreibern über ihre verfügbaren Flexibilitäten

# Simulationen

- Simulationsmodelle in DIgSILENT Power Factory
- Basisszenario (2013/2014):
  - Gemessene und künstlich generierte Lastprofile
  - Beschränkung auf das Mittelspannungsnetz
- Zukunftsszenarien 2020 + 2030:
  - Modell um zusätzliche Erzeuger und Verbraucher erweitert
  - Bereits geplante Anlagen + Abschätzungen der Netzbetreiber
- Netzgeführter Betrieb des VPPs
- Marktgeführter Betrieb des VPPs

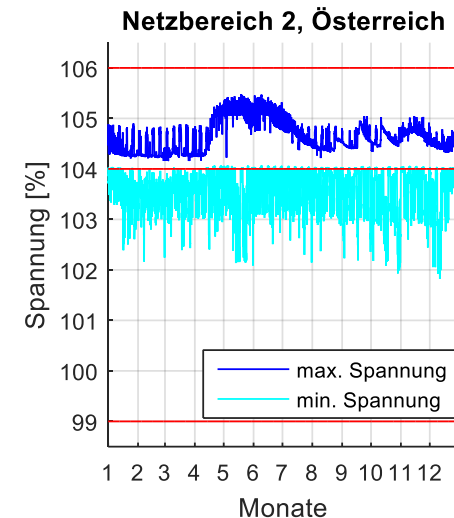
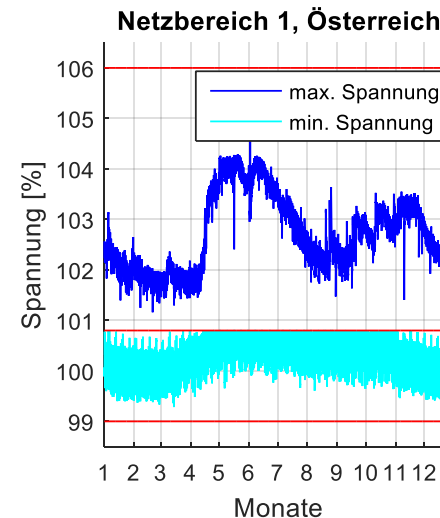
## Ergebnisse

- Erwartungsgemäß keine Engpässe im Basisszenario
- Wichtigste Systemgrenze: Spannungsanhebung und Spannungsabfall
- Stromkompoundierung als primäre Abhilfemaßnahme von Spannungsbandproblemen in allen Netzabschnitten
- In den österreichischen Netzen: zusätzlich Q(U)-Blindleistungsregelung zur Reduktion von Spannungsanstiegen

# Basisszenario

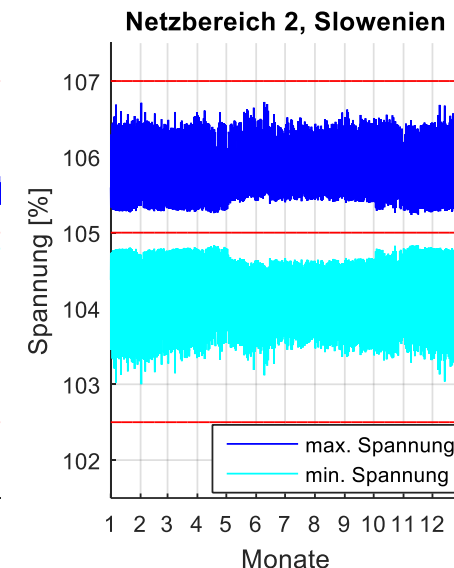
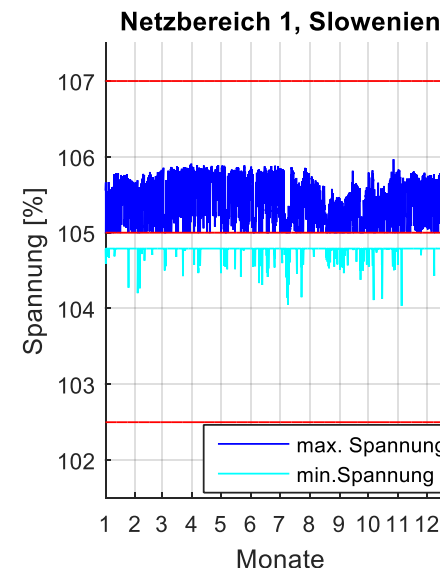
## Österreich:

- Viel Wasserkraft in beiden Netzbereichen
- Im Sommer Spannungsanhebung, im Winter Spannungsabfall



## Slowenien:

- Netzbereich 1: konstante Spannungsanhebung durch KWK-Anlagen
- Netzbereich 2: wenig Erzeugung (Spannungsanhebung durch Stromkompoundierung)



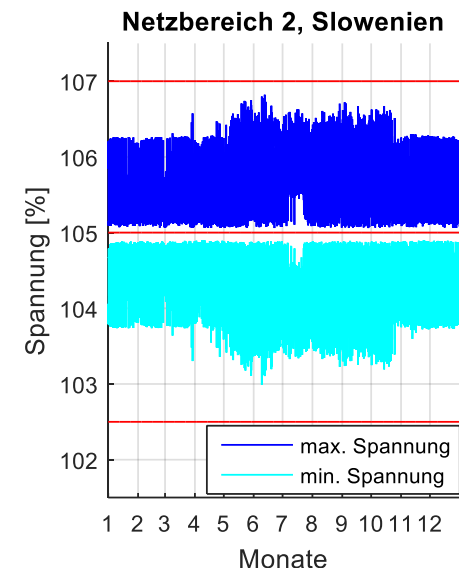
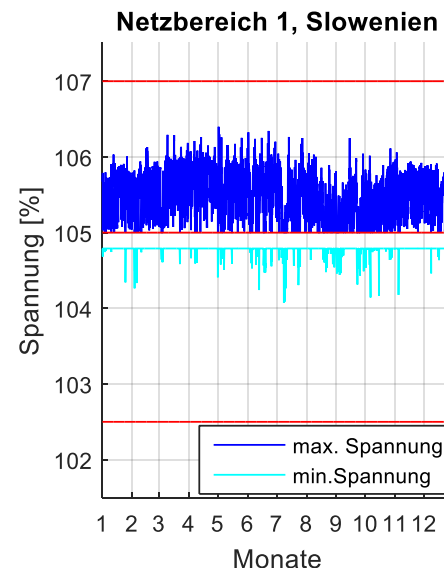
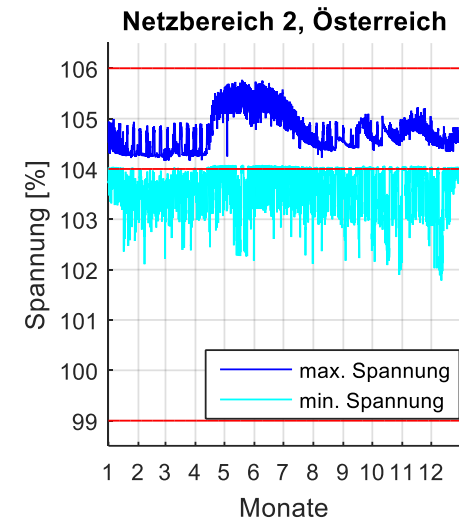
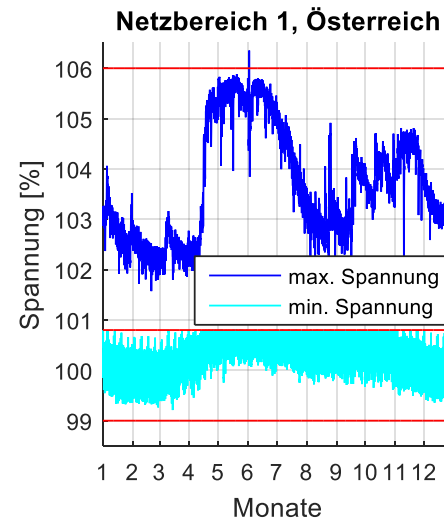
# Zukunftsszenario 2020

## Österreich:

- Steigerung des Spannungsanstieges durch Neuanschlüsse dezentraler Einspeiser (PV & Wasserkraft)
- Niedrigste Spannung sinkt durch Lastzuwachs
- Q(U)-Regelung und Stromkompoundierung

## Slowenien:

- Keine Probleme durch prognostizierten Zuwachs an Erzeugung und Verbrauch
- Netzbereich 2: 2 große KWK-Anlagen produzieren Spannungsanstiege
- Stromkompoundierung





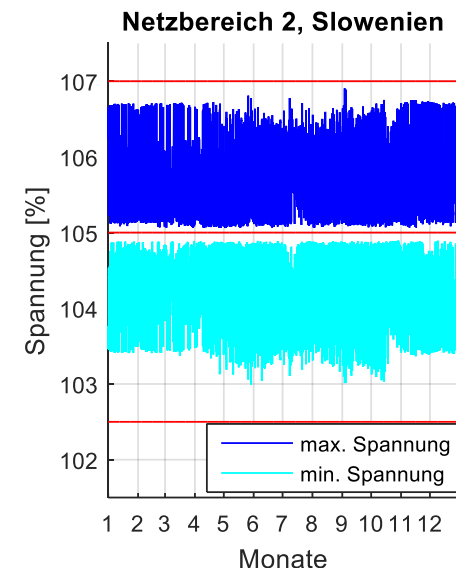
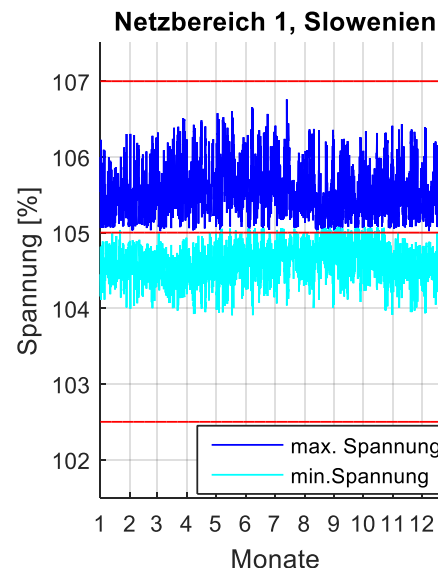
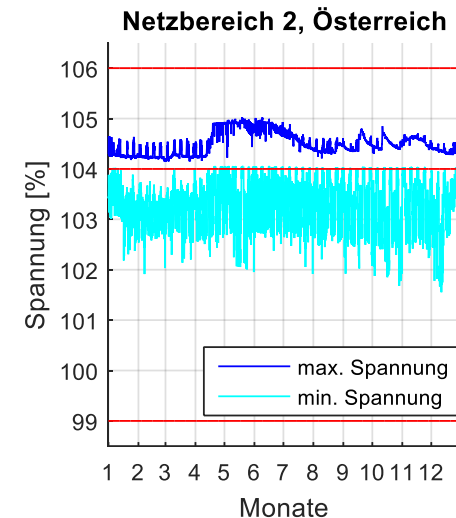
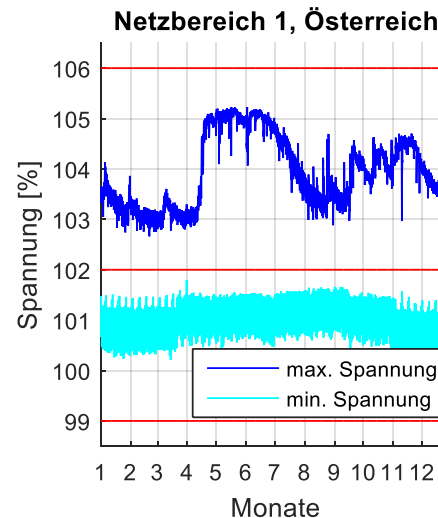
# Zukunftsszenario 2030

## Österreich:

- Keine Grenzwertverletzung dank Stromkompoundierung und Q(U)-Regelung
- Vorhaltung von Spannungsbandreserve notwendig
- Netzbereich 1 nahe Kapazitätsgrenze

## Slowenien:

- Große Windkraftanlage in Netzbereich 1 → Stromkompoundierung
- Keine Grenzwertverletzung
- Vorhaltung von Spannungsbandreserve notwendig
- Netzbereich 2 nahe Kapazitätsgrenze



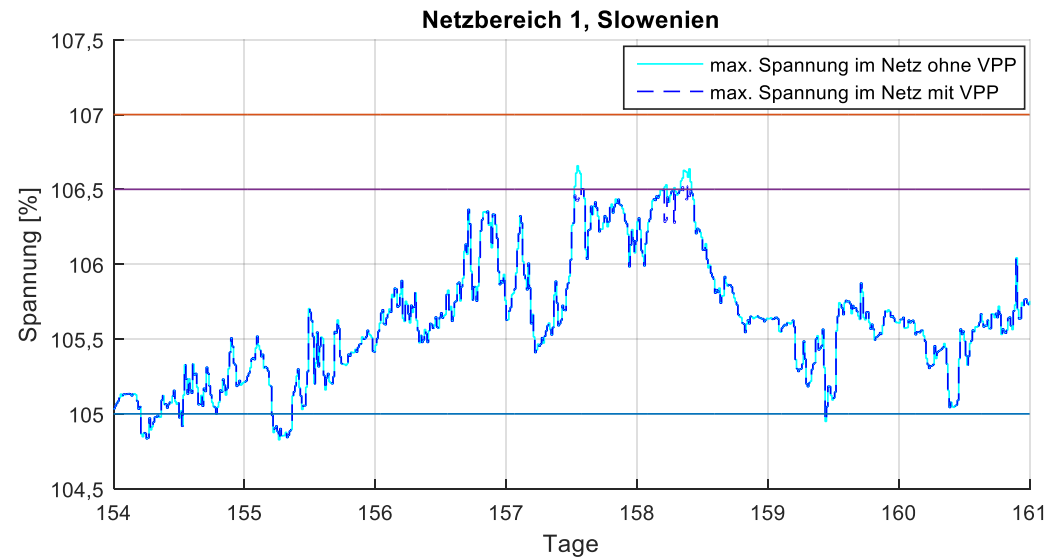
## Netzgeführter Betrieb des VPPs

- Zukunftsszenario 2030 wird für die Simulation des VPP-Betriebs herangezogen
- 3 Anwendungsfälle
- Betrachtungszeitraum je 1 Woche
- Verbesserung von vorhandenen Netzrestriktionen durch Einsatz des VPPs?
- VPP-Teilnehmer:
  - Verschiedene Kraftwerkstypen
  - Flexible Lasten (z.B. Klimaanlage)
  - Ersatzdieselgeneratoren
- Teilweise begrenzte zeitliche Verfügbarkeit

# Netzgeführter Betrieb des VPPs

## Anwendungsfall 1

- Slowenien, Netzbereich 1
- Zeitraum: 3. – 9. Juni
- Zur Reservevorhaltung:  
Spannung < 106,5%



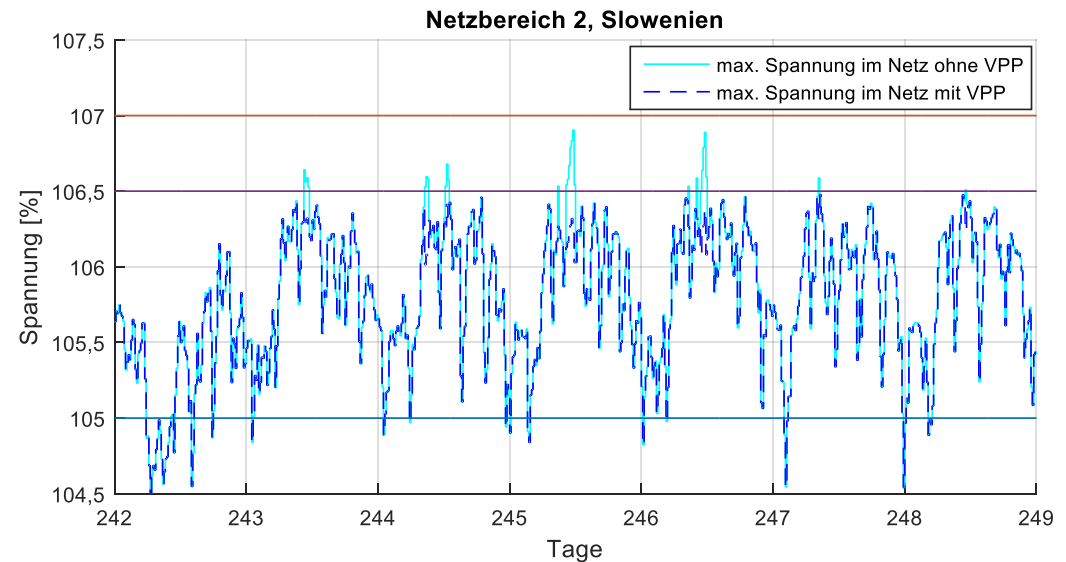
## Ergebnisse:

- Spannung konnte ausreichend reduziert werden
- Durch zeitlich Beschränkung der Elemente konnte Grenze jedoch nicht durchgehend eingehalten werden
- Verringerung der Leistung um 625 kW → Spannungsänderung um 0,24%

# Netzgeführter Betrieb des VPPs

## Anwendungsfall 2

- Slowenien, Netzbereich 2
- Zeitraum:  
31. August – 6. September
- Zur Reservevorhaltung:  
Spannung < 106,5%



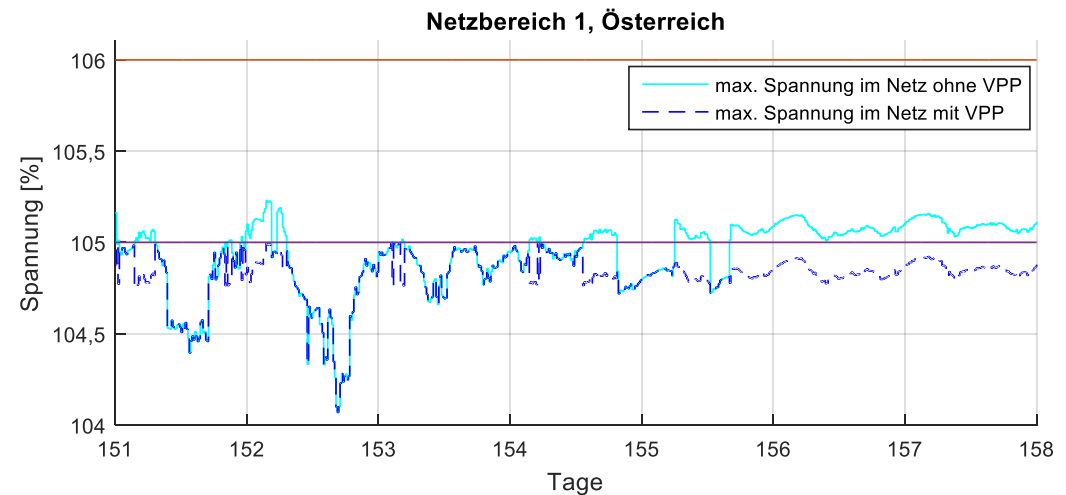
## Ergebnisse:

- Spannungsgrenze konnte durchgehend eingehalten werden
- Einsatz von nur einem Teil des VPPs notwendig
- Änderung der Leistung um 800 kW → Spannungsänderung um 0,68%

# Netzgeführter Betrieb des VPPs

## Anwendungsfall 3

- Österreich, Netzbereich 1
- Zeitraum: 1. – 7. Juni
- Zur Reservevorhaltung:  
Spannung < 105%

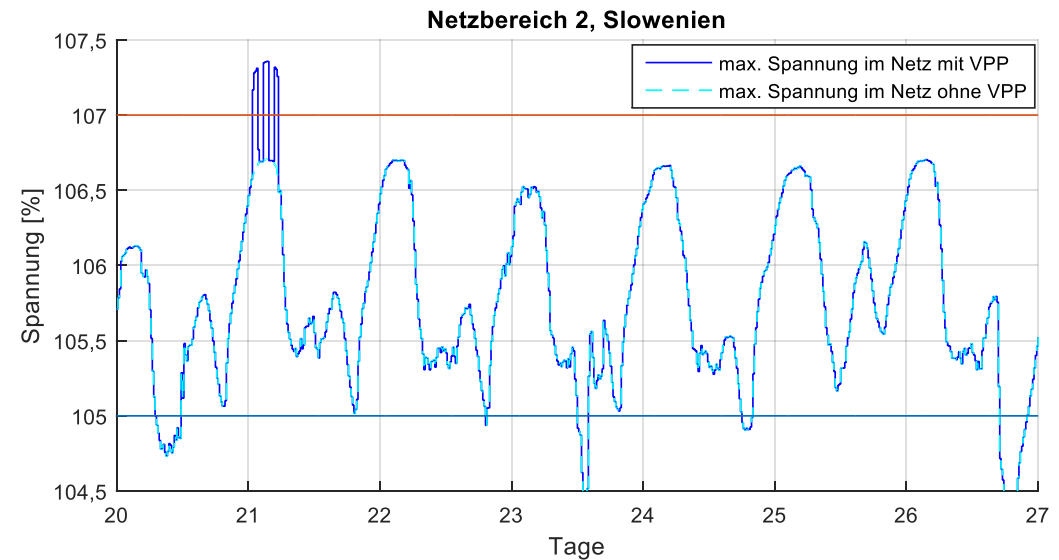


## Ergebnisse:

- Spannungsgrenze konnte durchgehend eingehalten werden.
- VPP-Einsatz über relativ langen Zeitraum notwendig
- Reduktion der Einspeiseleistung um 2620 kW & Erhöhung der Last um 2800 kW →  
Spannungsänderung um 0,24%

# Marktgeführter Betrieb des VPPs

- Slowenien, Netzbereich 2
- Zeitraum: 21. – 27. Jänner
- Marktabruf zu einem für das Netz ungünstigen Zeitpunkt
- Dreimaliger, einstündiger Abruf der gesamten Flexibilität durch den Markt



## Ergebnisse:

- Durch das VPP kommt es zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes
- Zu anderen Zeitpunkten wäre der Marktabruf jedoch möglich

## Zusammenfassung

Ergebnisse der Fallstudie:

- VPPs können signifikanten Einfluss auf die Spannung im Netz haben
- Netzgeführter Betrieb:
  - Spannungsbandprobleme können vermieden werden
  - Sinnvoll einsetzbar bei volatiler Erzeugung (Wind, PV)
  - Nur bedingt wirksam bei Wasserkraft
- Marktgeführter Betrieb:
  - Kann zu ungünstigen Zeitpunkten zu Spannungsbandproblemen führen

→ Hybrider Einsatz von virtuellen Kraftwerken ist sinnvoll

- Realisierungsmöglichkeit: Ampelmodell

## Danke für Ihre Aufmerksamkeit

### Projekt Partner:



### Projekt HybridVPP4DSO (2014-2016) wird unterstützt von:



## Johanna Spreitzhofer

Energy Department

Electric Energy Systems

**AIT Austrian Institute of Technology**

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

[johanna.spreitzhofer.fl@ait.ac.at](mailto:johanna.spreitzhofer.fl@ait.ac.at) | <http://www.ait.ac.at>