

Smart Nord

Handel von Wirkleistung und Systemdienstleistungen

Smart Nord – Teilprojekt 3

Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat

Gliederung

1. Motivation
2. Leistungen aus dem aktiven Verteilnetz
 - AP 3.1 Blindleistung als Systemdienstleistung
 - AP 3.2 Marktdesign (ReFlex)
 - AP 3.3 Geschäftsmodelle
3. Zusammenfassung und Ausblick

Zentrale Fragestellung

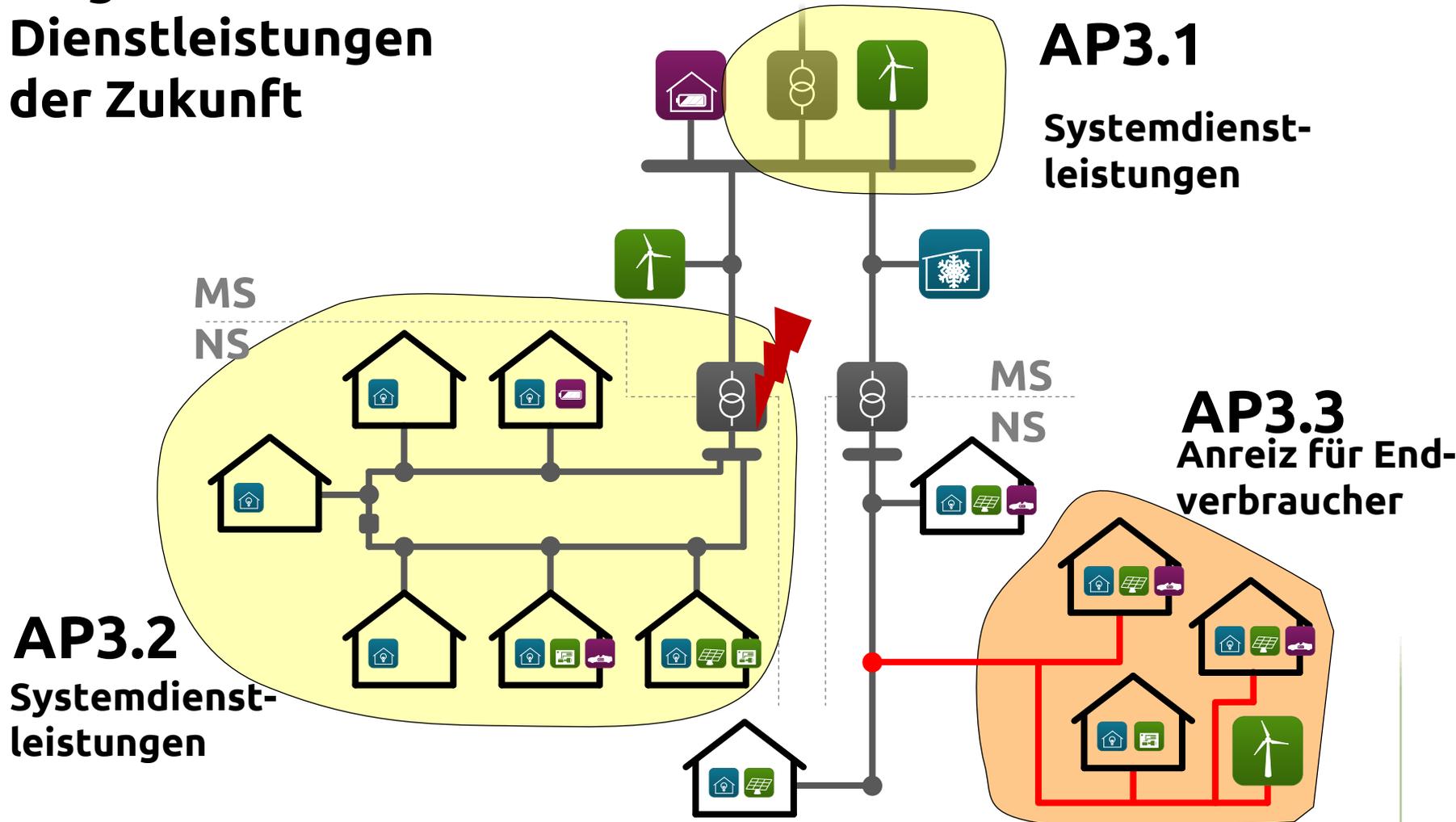
„Wie lassen sich zukünftige **Produkte** für den **Wirk- und Systemdienstleistungshandel** nutzen und wie müssen diese gestaltet sein?“



→ DEA in VN gewinnen an Relevanz für **Versorgung** und **Netzbetrieb**

Ausgangssituation

- **Mögliche Produkte und Dienstleistungen der Zukunft**



Smart Nord

AP 3.1 Analyse und Entwicklung von Produkten für System-dienstleistungen

Smart Nord – Teilprojekt 3.1



M. Sc. Fridolin Muuß
Dr. Ing. Nasser Hemdan
Technische Universität Braunschweig

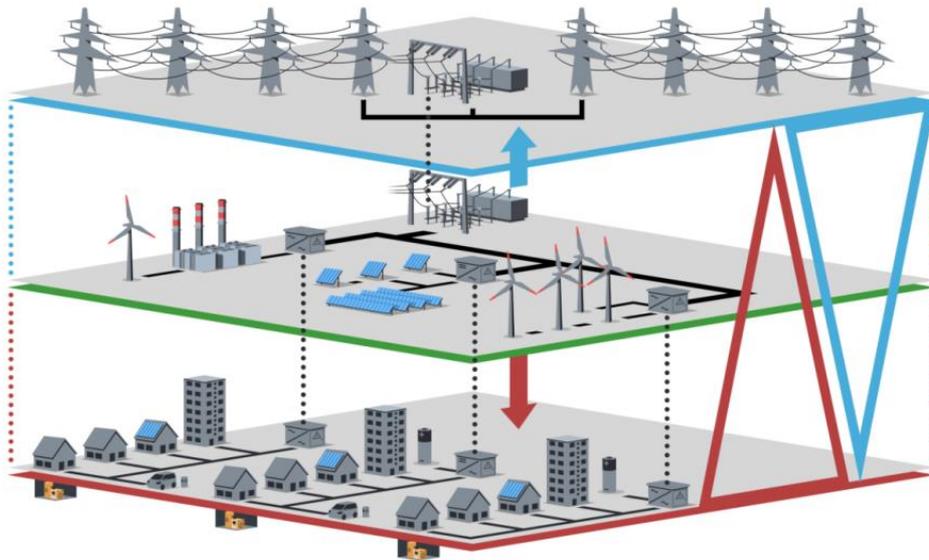
Fragestellung

- Welche Produkte sind in der Zukunft am Markt für Systemdienstleistungen (SDL) denkbar?

techn. Ziele

strat. Ziele

wirtsch.
Ziele

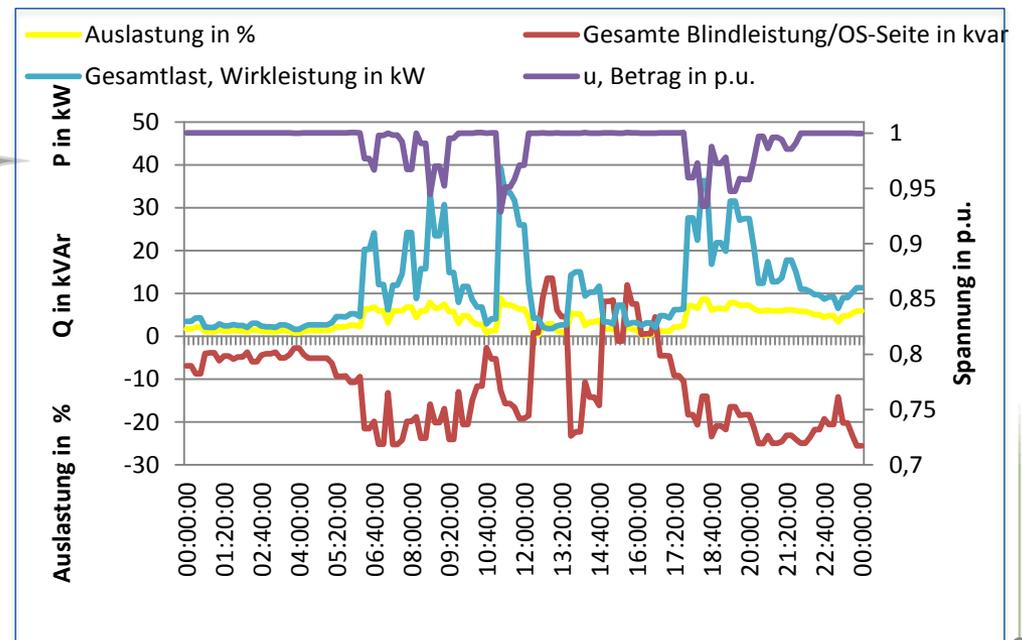
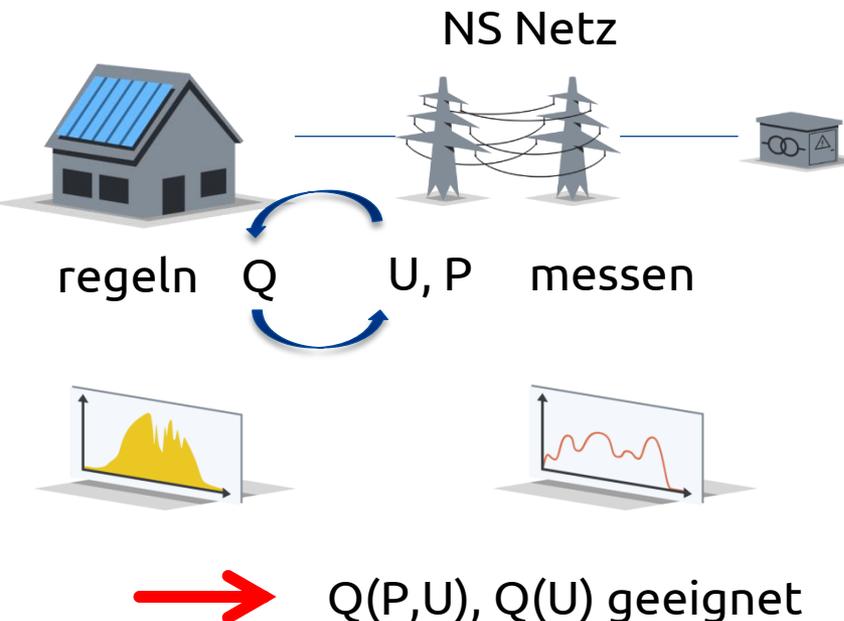


- Freie Blindleistungsbereitstellung für ÜNB
- Blindleistung für Spannungshaltung

Blindleistung zur Spannungshaltung

Schritt 1 – Spannungshaltung im Niederspannungsnetz

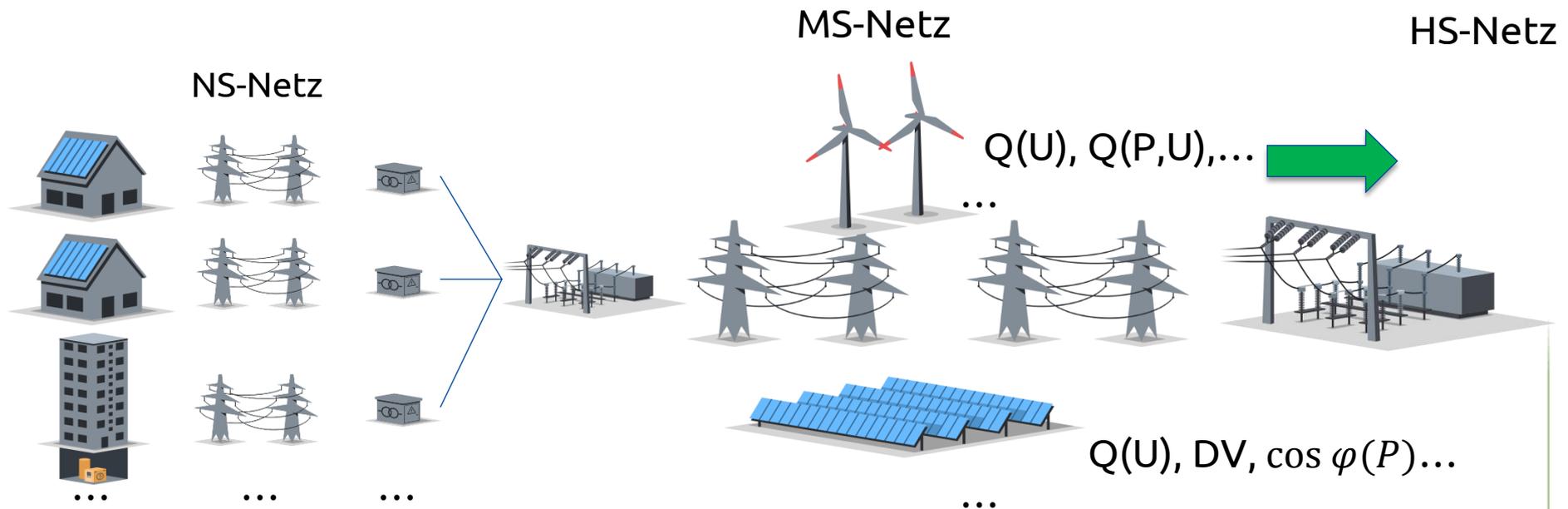
- **Spannungshaltung** durch verschiedene Blindleistungsregelungen beeinflussbar
- Erhöhung der **Anschlusskapazität** in Netzabschnitten möglich
- Netzbetreiber können Blindleistungsregelungen über Netzanschlussbedingungen vom Anlagenbetreiber **unentgeltlich** fordern



Blindleistung als Systemdienstleistung

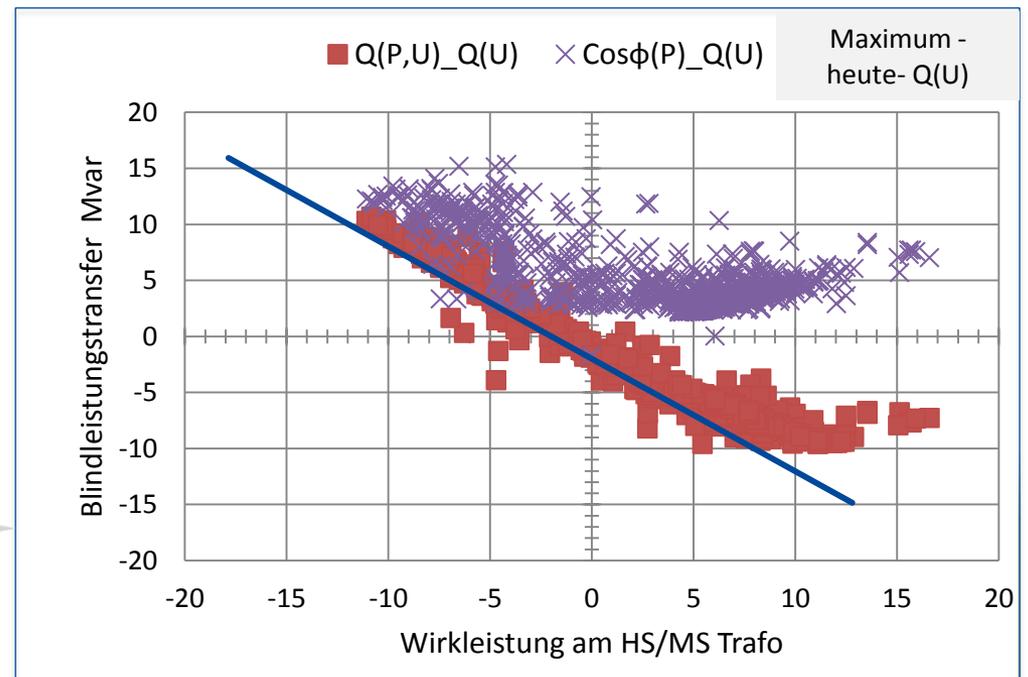
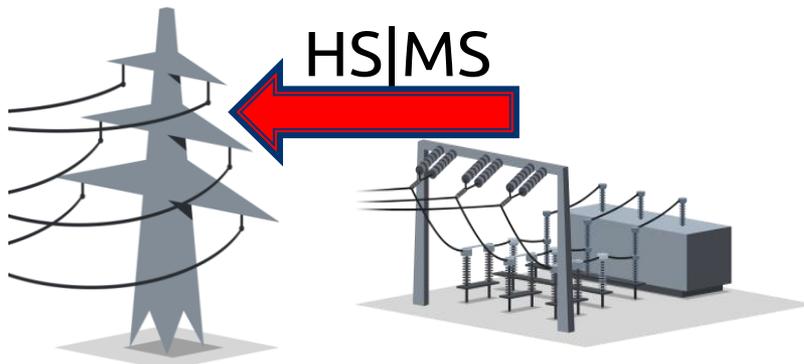
Schritt 2 – aktives Blindleistungsmanagement im Mittelspannungsnetz

- Analyse der **Blindleistungsbereitstellung** aus dem MS-Netz für das HS-Netz mit **heutigen** und **erweiterten** Blindleistungsparametern (Steuerungen) ohne jegliche Anlagenpriorisierung
- Kombination von NS - und MS – Netzen mit verschiedenen Kombinationen von Anlagensteuerungen



Blindleistung als Systemdienstleistung

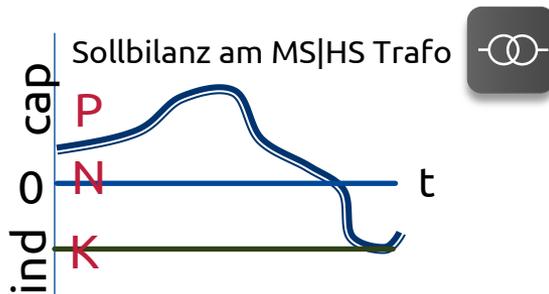
- **Erkenntnisse: aktives Blindleistungsmanagement im MS-Netz**
 - Blindleistung zur Spannungsstabilisierung am Übergabepunkt
 - **Blindleistungstransfer** in überlagerte Spannungsebenen **möglich**
 - Steuerung in MS hat großen Einfluss
 - **Entwicklung** zukünftig geeigneter **Strategien** und Steuerungen



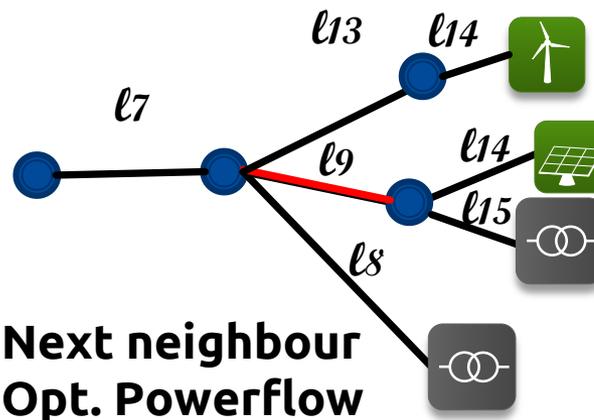
Blindleistung als Systemdienstleistung

Schritt 3 – Blindleistungslieferung durch virtuelles Blindleistungskraftwerk

- Entwicklung übergeordneter **Blindleistungsstrategien** mit integrierter Anlagenpriorisierung und Nebenbedingung im MS/HS-Netz



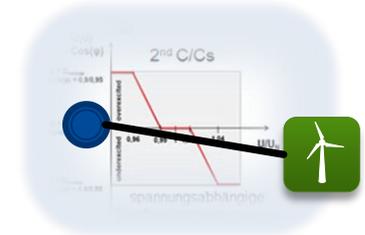
- **Q profilbasiert**
- **Q neutral**
- **Q konstant**
- **Grenzwerte-einhaltung**



- **Next neighbour**
- **Opt. Powerflow**

Anlagenpriorisierung:

- Kurzschlussleistung
- Entfernung
- Scheinleistung
- Auslastung, Verluste

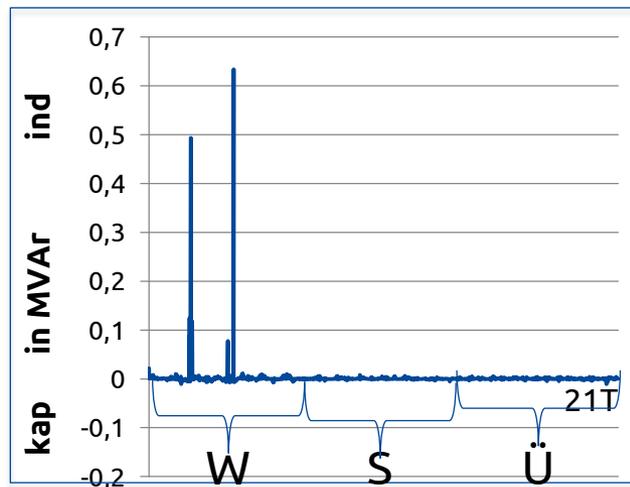
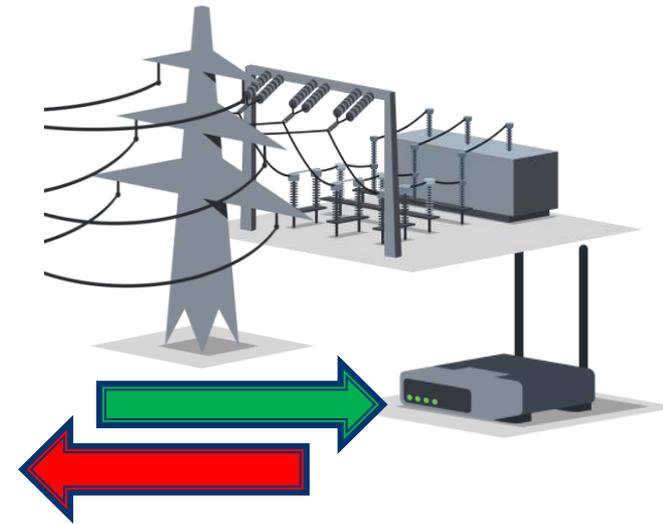


- **Opt. Spannung**

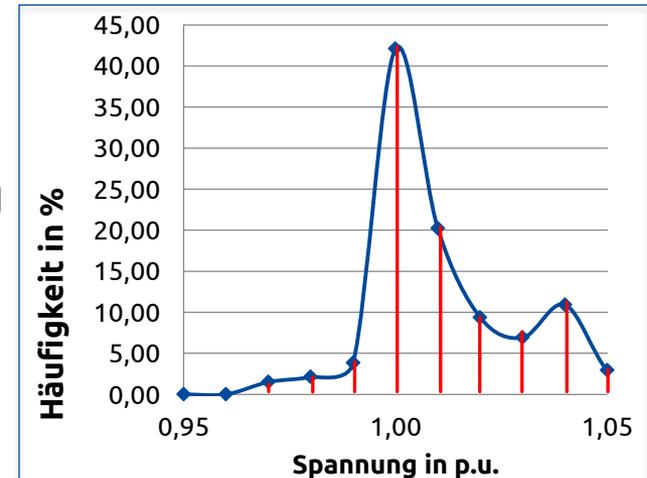
Blindleistung als Systemdienstleistung

Erkenntnisse freies Blindleistungsmanagement Produkt: Q-Neutralität

- Reduktion des Blindleistungszukauf
- Reduktion der Blindlast aus ÜNB-Sicht
 - Netzdienliches Verhalten
- Erhöhung der Systemverantwortung
- Verhinderung von Grenzwerteverletzung
- Sehr geringer Verlustanstieg und Spannungsanstieg



BSP:
20 kV –Netz
Braunschweig
Broitzem
6 MW Wind
0,2 MV PV



AP 3.2 Marktdesign

Smart Nord – Teilprojekt 3.2



Sabrina-Cynthia Schnabel

Carsten Wissing

OFFIS – Institut für Informatik

AP3.2: Marktdesign

Fragestellung des AP:

„Wie kann das derzeitige Strommarktmodell angepasst werden, um die Integrationsfähigkeit von erneuerbaren Energien in die Stromnetze zu erhöhen?“

Mitarbeiter:

- Sabrina-Cynthia Schnabel, M. Sc., sabrina.schnabel@offis.de
- Carsten Wissing, Dipl.-Wirtsch.-Ing., wissing@offis.de

Problemstellung und Zielsetzung

- Einzelne Segmente des Strommarktes sind heute nicht aufeinander abgestimmt.
- Die Integrationsfähigkeit der Stromnetze zur Aufnahme von dezentralen Erzeugungsanlagen ist begrenzt.
- Der Zugang zu Strom- und Systemdienstleistungsmärkten ist durch hohe Zutritts-barrieren gekennzeichnet.
- Die Energiewende führt ohne weitere Smart Grid Maßnahmen zu hohen Kosten beim Verteilnetzausbau.

Zielsetzung:
Entwicklung eines Marktdesigns, um Smart Market Potenziale für den VNB nutzbar zu machen.

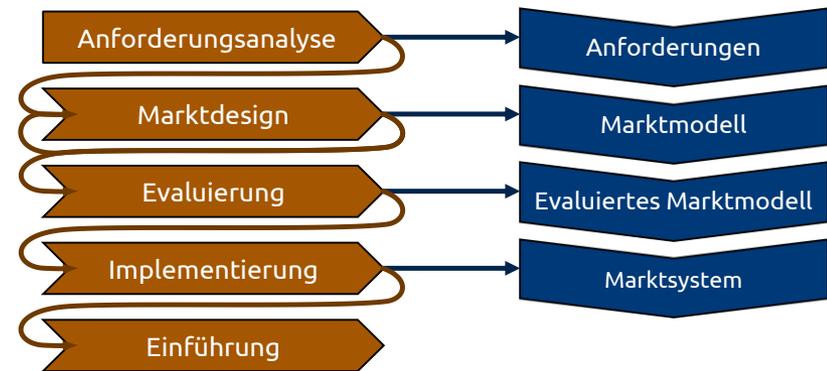
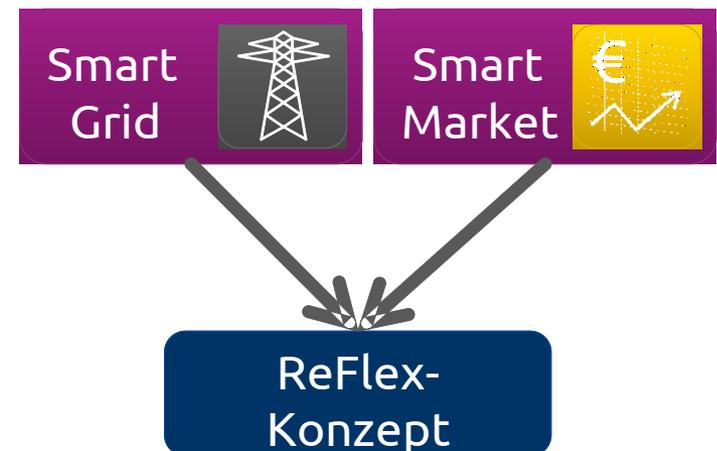


Abb. 1: Vorgehensmodell nach Neumann (2004)



Technische Restriktionen des Netzbetriebes

Der Ausbau von DEA führt insbesondere bei Rückspeisungen zu Kapazitätsengpässen im Stromnetz



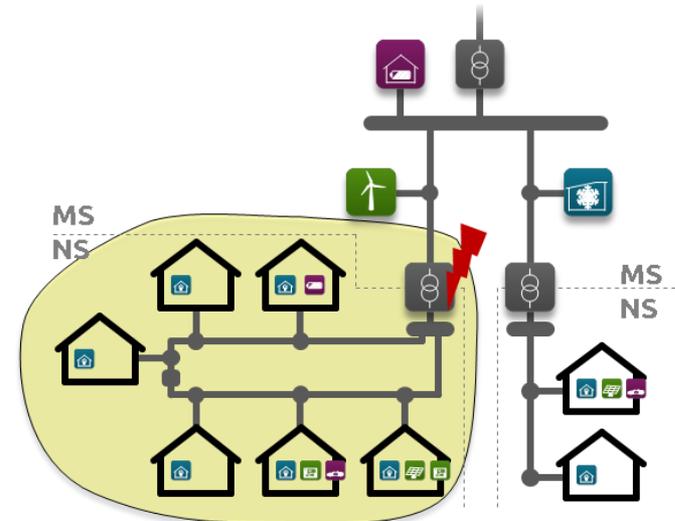
- Überlastung von Netzkomponenten (zulässige Strom und Scheinleistung von Leitungen und Transformatoren)
- Einhaltung des Spannungsbandes ($\pm 10\%$ der Netzspannung)



Kapazitätsengpässe können im Rahmen von Netzberechnungen identifiziert und darauf aufbauend Gegenmaßnahmen erschlossen werden.

Stromprodukte erhalten netztopologische Restriktionen

- Einführung einer optionalen Ausführungsbedingung „ReFlex“ für Produkte des Intraday Marktes
- Produkte werden mit Informationen zur netztopologischen Verortung angereichert.
- Produkte werden nur gehandelt, wenn der Marktpartner die Bedingung zur Netztopologie erfüllt.

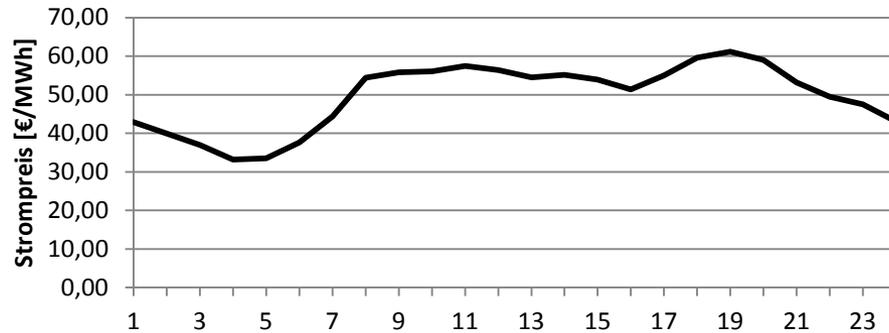


Netzgebiet für Produkt mit Lokalitätsbezug

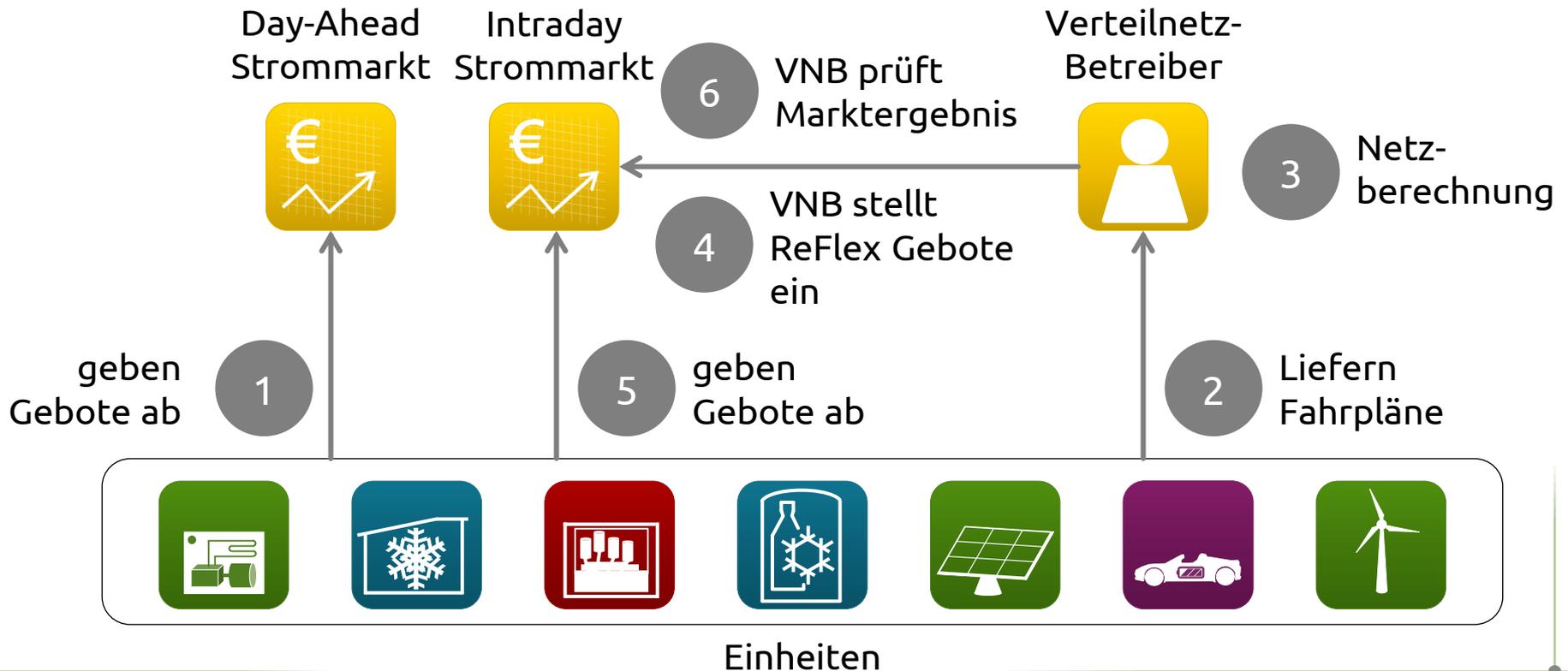
Intraday Ausführungsbedingungen:
IOC : Immediate or Cancel
FOK: Fill or Kill
AON: All or None

ReFlex Ausführungsbedingungen:
RTG: Restricted To Grid
ROG: Restricted Outside Grid

Implementierung



Intraday ReFlex-Gebot	
Zeit:	15 – 16 Uhr
Typ:	ask
Leistung:	100 kW
RTG:	[Netzknoten 37 .. 67]



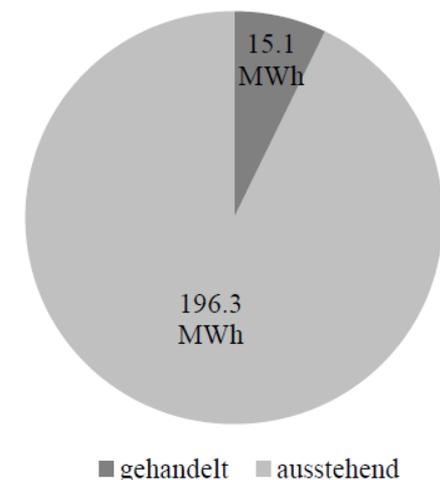
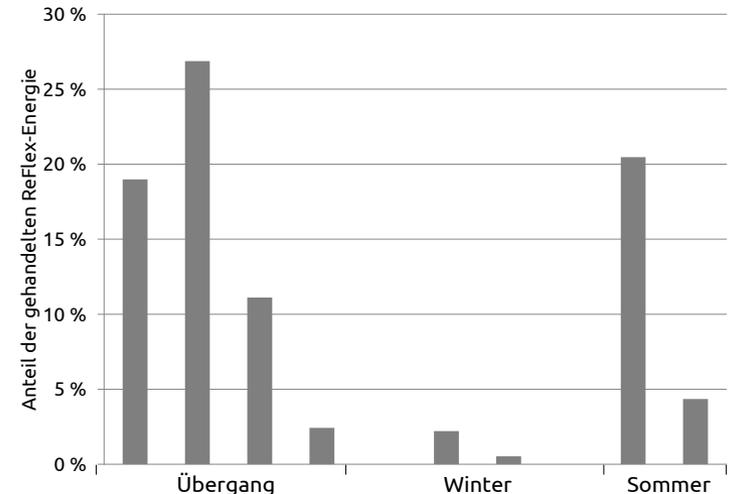
Evaluationsergebnisse

Das ReFlex-Konzept wurde im Rahmen von Typtag-Simulationen zur Abbildung eines Jahres evaluiert.

- ▶ In den Simulationsstudien konnten 20 Prozent der, für das Redispatch benötigten Energien, über die ReFlex-Produkte für den VNB nutzbar gemacht werden.
- ▶ Die genutzte Flexibilität wird von Anlagen geliefert, die einer thermischen Kopplung unterliegen und sich in der saisonalen Charakteristik der Ergebnisse widerspiegelt.

Wirkleistungsflexibilitäten lassen sich durch das ReFlex-Konzept für den Netzbetrieb nutzbar machen.

Das ReFlex-Konzept ist als **additives Werkzeug** zu bestehenden Smart Grid Maßnahmen geeignet die EE-Integrationsfähigkeit von Verteilnetzen zu erhöhen.



AP 3.3 Geschäftsmodelle für Energieerzeuger und preissensitive Verbraucher

Smart Nord – Teilprojekt 3.2

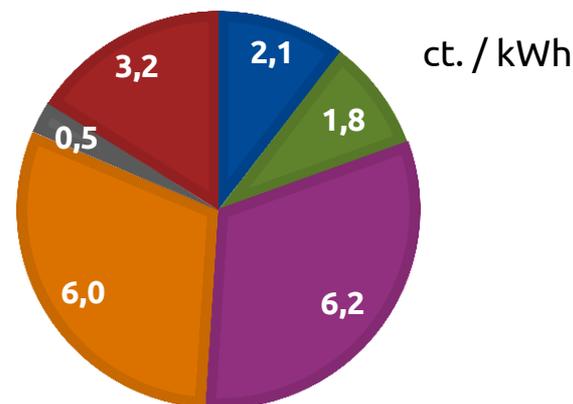
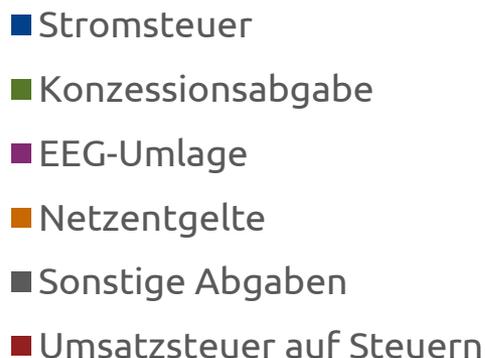


M .Sc. Sören C. Meyer, Leibniz Universität Hannover
Prof. Michael H. Breitner, Leibniz Universität Hannover

Fragestellung

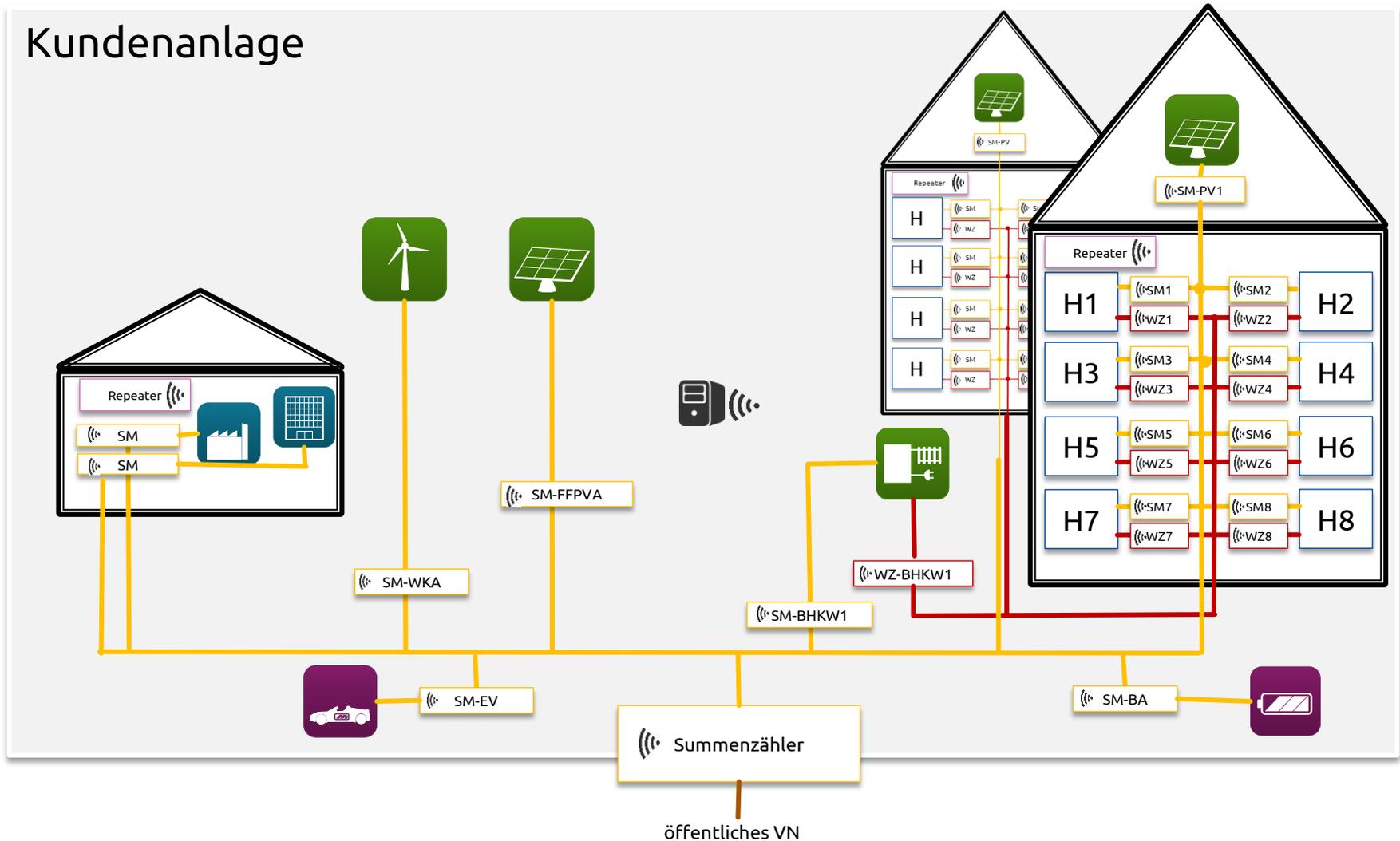
„Wie muss ein Geschäftsmodell gestaltet sein, das die in Smart Nord entwickelten Produkte vermarktet?“

- Derzeit keine Geschäftsmodelle für variable Privatkundentarife vorhanden
- Insbesondere fixe Steuern, Abgaben und Einspeisevergütung machen netzdienliches Verhalten unattraktiv

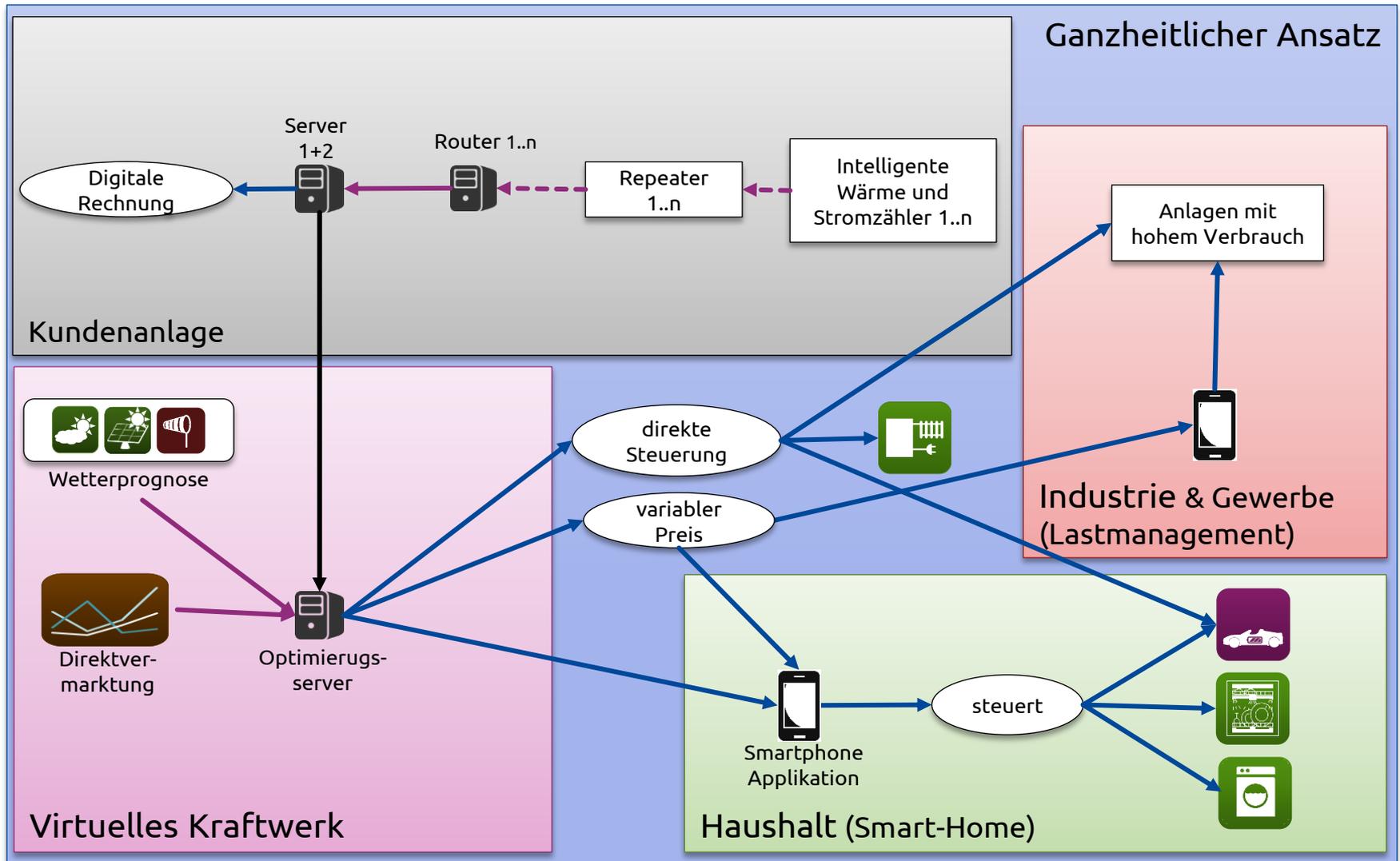


Szenariobeschreibung

Kundenanlage

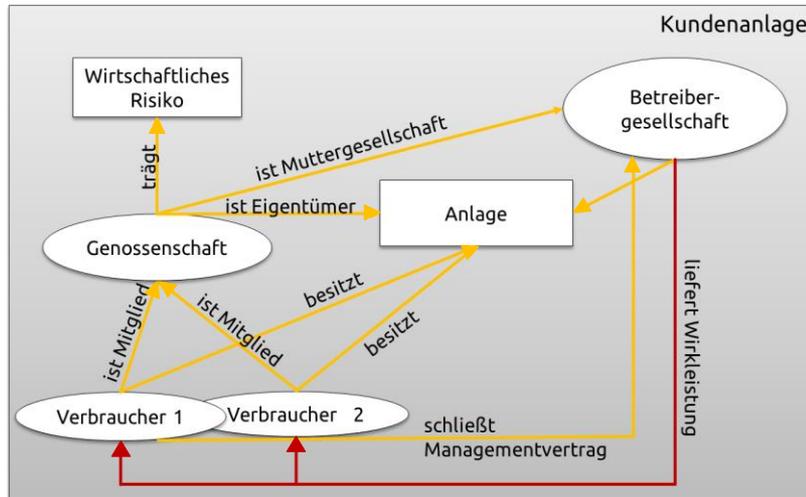


Szenario für das Geschäftsmodell



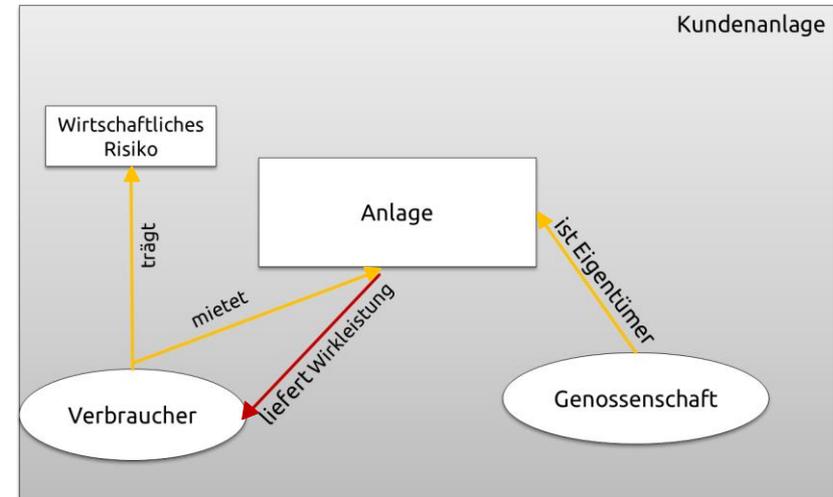
Eigenverbrauchsmodelle

Betreibergesellschaftsmodell



- Für Genossenschaftsmodell sehr geeignet
- Mehrere Verträge notwendig
- Juristisch unsicher

Mietstrommodell

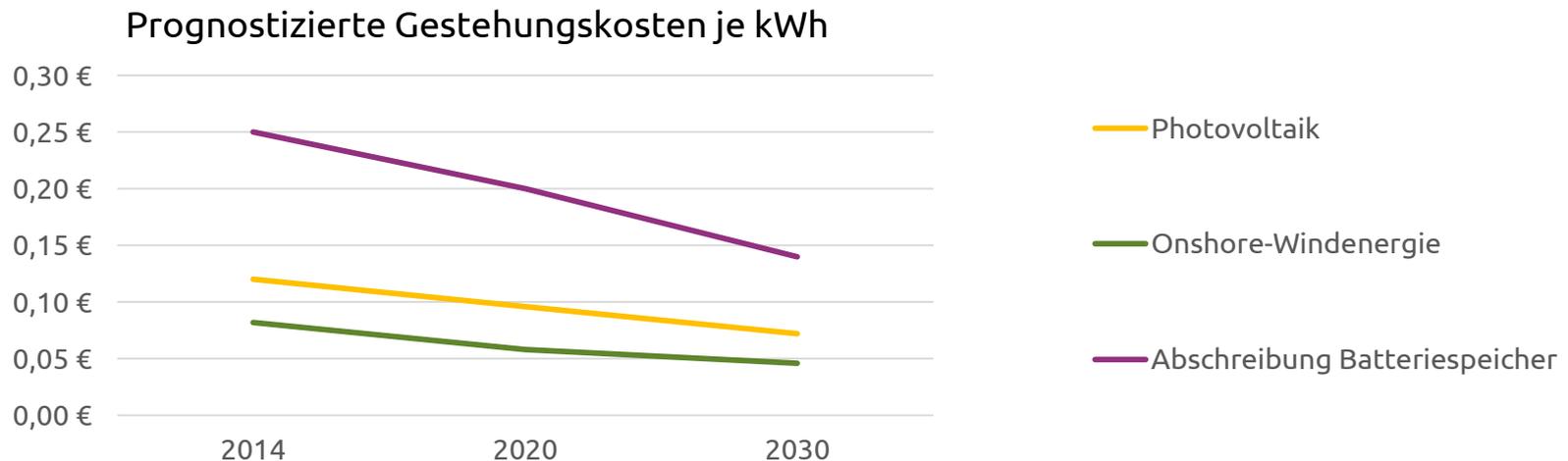


- Lieferung an verschiedene Verbraucher kann zu Problemen führen
- Grundmodell juristisch sehr solide

Eine gesicherte Rechtslage herrscht erst nach Gutachten und Urteilen basierend auf dem EEG (2014)

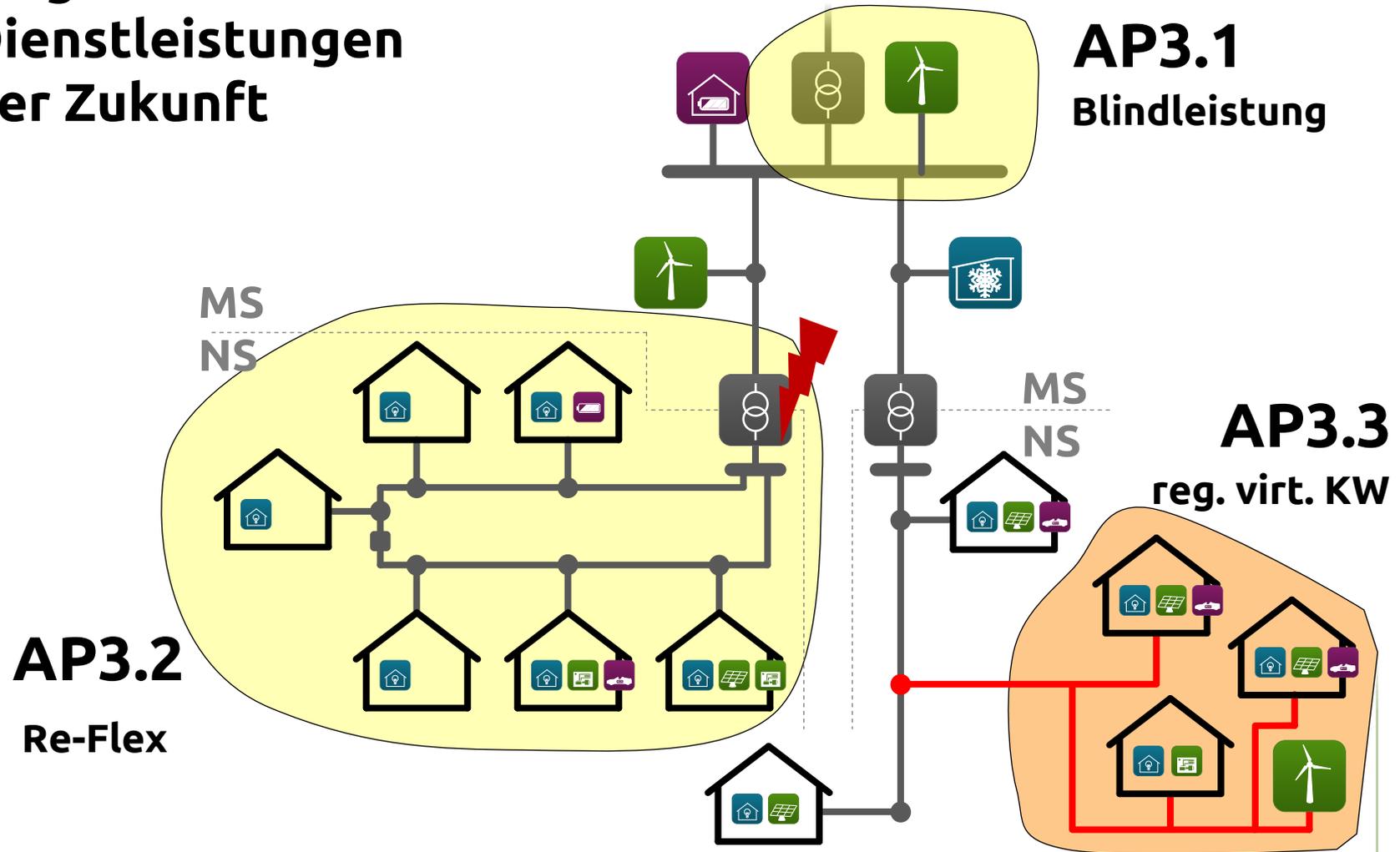
Geschäftsmodell Haushaltskunden 2030

- Eingabedaten:
 - Preisprognose für WEA, PVA, Batteriespeicher, BHKW und verschiedene Fahrzeugtypen
- Preisdegression der DEA erlaubt 2030 einen Endkundenpreis innerhalb der Kundenanlage von 15ct./kWh - Marktpreis
- Batteriespeicher wirtschaftlich integrierbar
- Elektroautos nahezu wirtschaftlich und gut integrierbar
- **Die durchgeführten Simulationen und Kostenberechnungen zeigen, dass eine Lösung mit Prognosen, PVA, WEA, BHKW, flexiblen Lasten und Batteriespeichern spätestens 2030 wirtschaftlich ist und sich netzdienlich verhalten kann**



Zusammenfassung und Ausblick

- **Mögliche Produkte und Dienstleistungen der Zukunft**



Zusammenfassung und Ausblick

- **Blindleistung** als Systemdienstleistung der Zukunft aus dem aktiven Verteilnetz
 - technisch realisierbar (Vorteile für Netzbetreiber)
 - wirtschaftlich bisher unattraktiv (für EE)
- Das **ReFlex-Konzept** als additives Werkzeug zu bestehenden Smart Grid Maßnahmen
 - geeignet um die EE-Integrationsfähigkeit von Verteilnetzen zu erhöhen
- Regionale virtuelle Kraftwerke mit BHKW, PV, Batteriespeicher und verschiebbaren Lasten im Mittelpunkt schaffen Keimzellen für **regionale Märkte**
 - Wirtschaftlichkeit 2030 gegeben

Vielen Dank
für ihre Aufmerksamkeit