



WWW.BET-ENERGIE.DE

UNTERSTÜTZUNG BEI FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG IN NEW 4.0

Abschlussbericht Arbeitspaket 2: Konzepterstellung dynamische Lastflussrechnung

Förderkennzeichen 03SIN426

Norderstedt | November 2020

Bearbeiter

Dr. Sören Patzack

Peter Edel

Hendrik Berhalter

Dr. Wolfgang Zander



NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

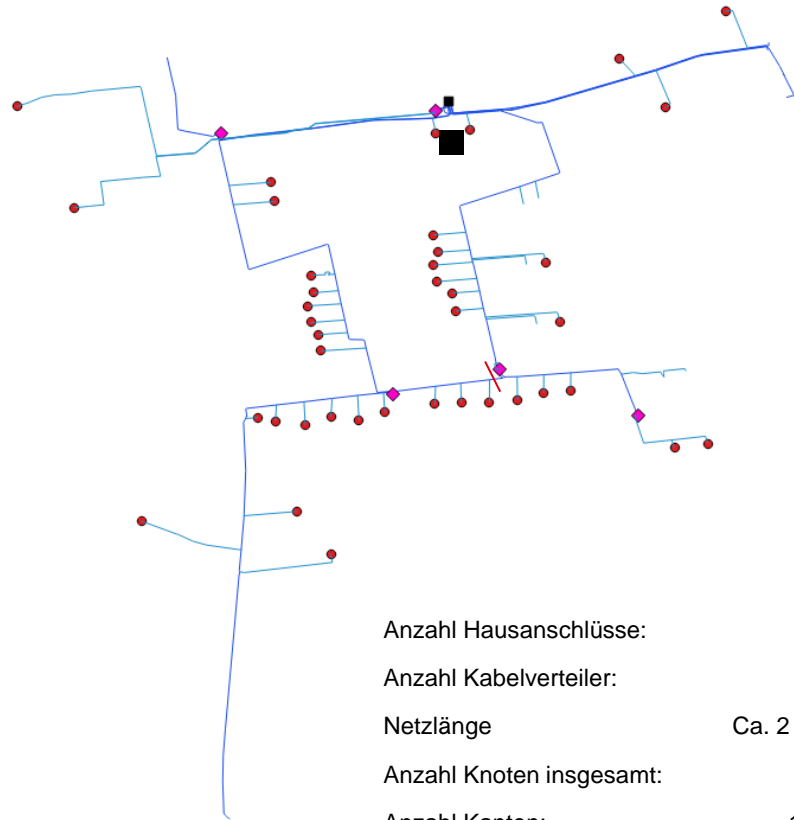
**Stadtwerke
Norderstedt**
Energie ist unser Ding.

Die Netzgebiete wurden in der Netzsimulationsplattform nachgebildet

AP 2.1 // Netzgebiete
 AP 2.2 // Simulationsszenarien
 AP 2.3 // Simulationsparameter
 AP 2.4 // Simulationsmodell
 AP 2.5 // Netzsimulationen
 AP 2.6 // Bewertung

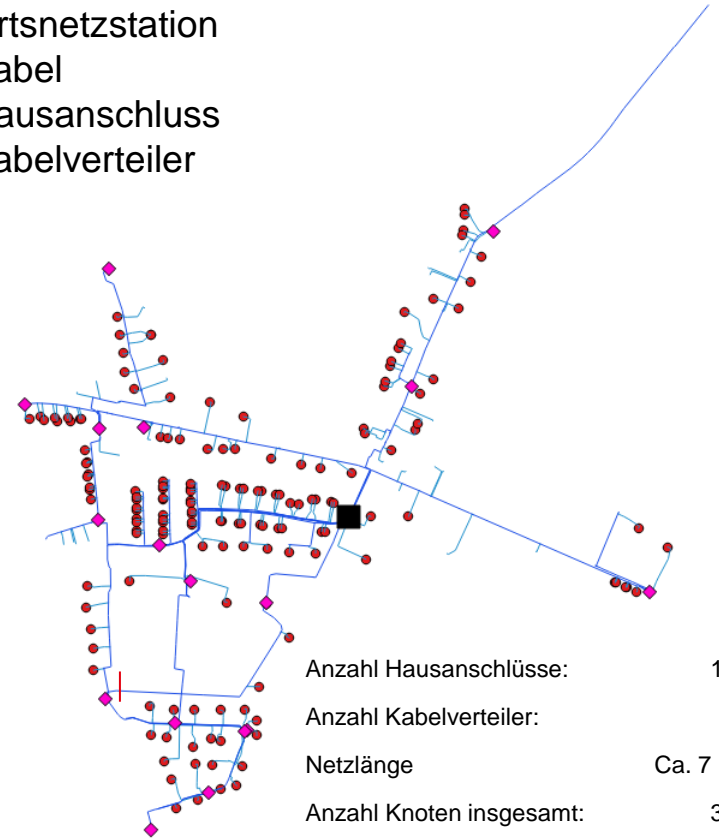
Moorbekstraße

Müllerstraße



Anzahl Hausanschlüsse:	45
Anzahl Kabelverteiler:	5
Netzlänge	Ca. 2 km
Anzahl Knoten insgesamt:	98
Anzahl Kanten:	100

- Ortsnetzstation
- Kabel
- Hausanschluss
- ◆ Kabelverteiler

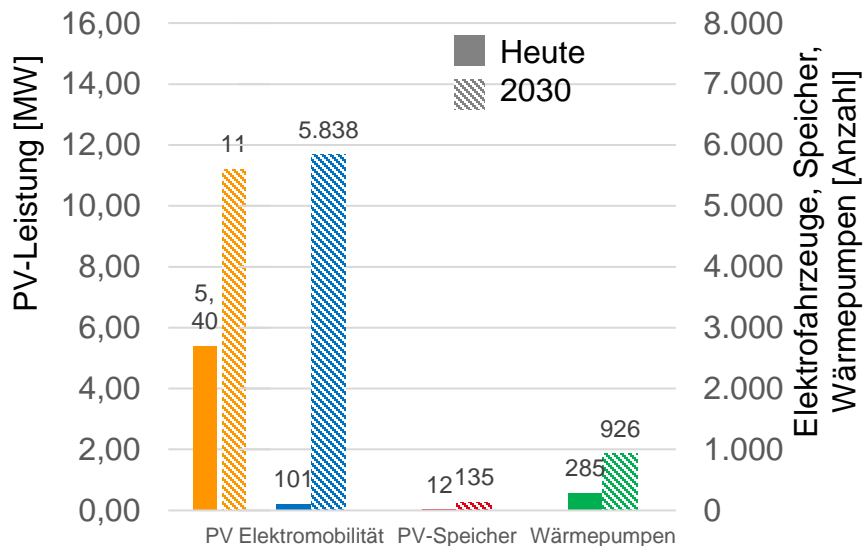


Anzahl Hausanschlüsse:	181
Anzahl Kabelverteiler:	16
Netzlänge	Ca. 7 km
Anzahl Knoten insgesamt:	377
Anzahl Kanten:	384

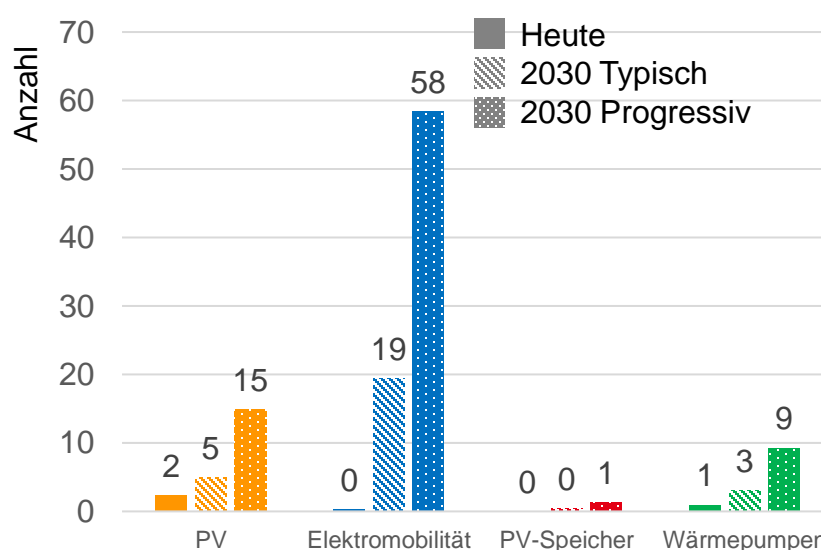
Die Entwicklungen für Norderstedt wurden in verschiedene Szenarien für einzelne Niederspannungsnetze regionalisiert

Final

Entwicklung Norderstedt



Mittleres Niederspannungsnetz Norderstedt



- Die Entwicklung für Norderstedt wird auf die 300 Ortsnetzstationen heruntergebrochen
- Es werden zwei verschiedene Szenarien betrachtet:
 - **Szenario Typisch:** Durchschnittliches Niederspannungsnetz 2030
 - **Szenario Progressiv:** Besonders betroffenes Niederspannungsnetz 2030
- Im **Szenario Progressiv** sind **83** steuerbare Einspeise- und Verbrauchseinrichtungen in einem Ortsnetz angeschlossen

Die Simulationsparameter wurden mit den SW Norderstedt in Telefonkonferenzen diskutiert und abgestimmt

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

TECHNISCHE GRENZWERTE

- Netzknoten:
 - Maximal 3 % U_n Spannungshub (FNN-AR-4105)
 - Maximal 5 % U_n Spannungsfall (branchenüblich)
- Leitungen:
 - 100 % Bemessungsleistung
- Transformatoren:
 - 70 % Bemessungsleistung

NETZPARAMETER

- Anzahl Wohneinheiten je Gebäude:
 - Moorbekstr.: Hohe Mehrfamilienhausdichte
 - Müllerstr.: Einfamilienhäuser
- Standardbetriebsmitteltypen: 150 mm²

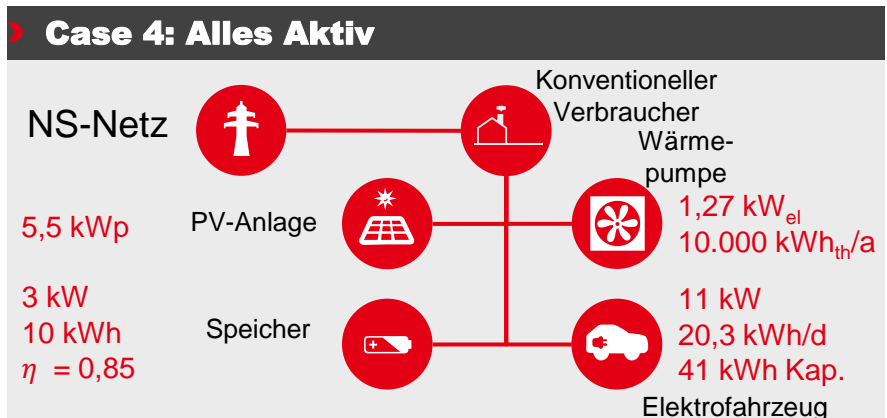
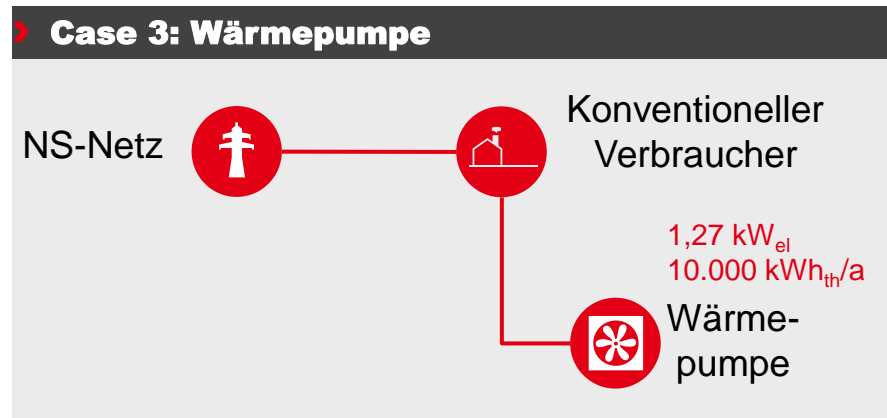
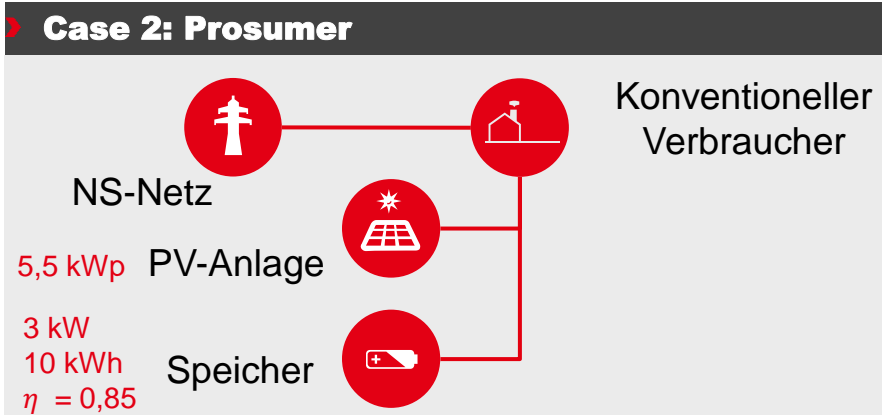
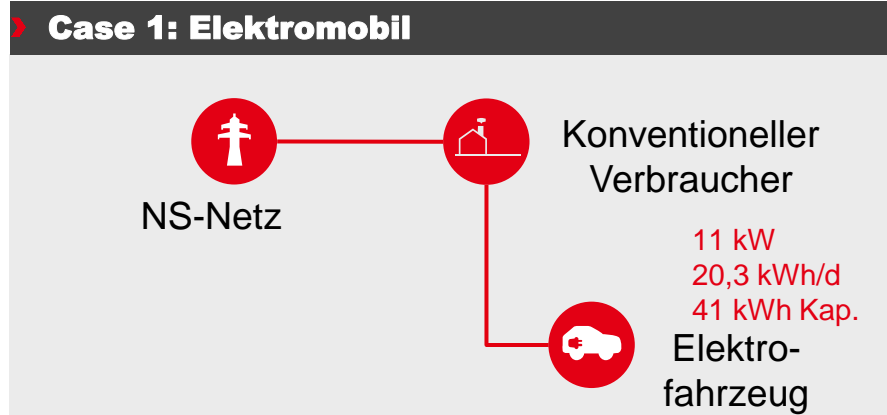
ZEITREIHENBEWERTUNG

- Betrachtung von ¼-h Zeitreihen (35040 Zeitpunkte im Jahr)
 - Reduktion auf repräsentative Fälle
 - Keine Definition von Starklast-/Schwachlastfall notwendig
 - Zufällige Platzierung der Kunden im Netz
 - Mehrfache Durchführung der Simulation, um die Auswirkungen von Kundenhäufungen zu verringern

Die abgestimmten Szenarien wurden in 4 Use-Cases übersetzt

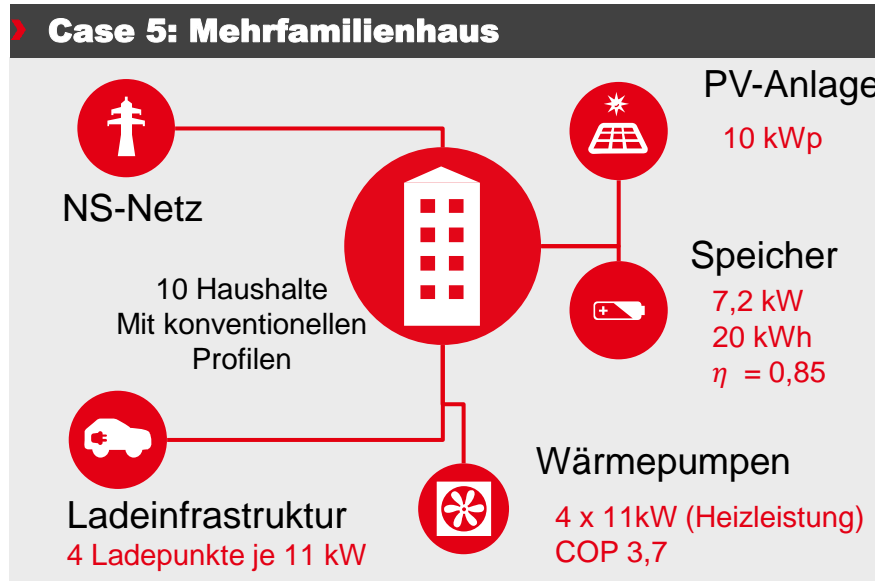
AP 2.1 // Netzgebiete
 AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
 AP 2.4 // Simulationsmodell
 AP 2.5 // Netzsimulationen
 AP 2.6 // Bewertung

› Dargestellt sind die vier Use-Cases für Einfamilienhäuser



Es wurde ein weiterer Use-Case 5 „Mehrfamilienhaus“ erstellt, dessen Auswirkungen auf Flexibilitätsbereitstellungen untersucht werden

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung



Quellen: Wärmepumpe angelehnt an 11 kW Set Ecodan Split; Speicher angelehnt an RWE Storage Compact

ERLÄUTERUNG

- Wohnungsbestand in Deutschland
 - 18. Mio. Wohngebäude insgesamt
 - 65 % mit einer Wohnung, 17 % mit zwei Wohnungen
 - Etwa 6 % des Wohnungsbestands in Deutschland sind große Mehrfamilienhäuser (7+ Wohnungen)
 - In Großstädten beträgt der Anteil bis zu 38,7 % (Berlin)
- Zukünftige Mehrfamilienhäuser zeichnen sich aus durch
 - **Lademöglichkeiten** vor dem Haus
 - Vier Ladepunkte mit der heute üblichen Leistung von 11 kW
 - **Photovoltaik-Anlagen** zur Eigenversorgung
 - Aufgrund begrenzter Dachfläche Größe von 10 kWp
 - **Wärmepumpen** zur Sicherstellung der Wärmeversorgung
 - Vier Wärmepumpen mit Kaskadenschaltung (insgesamt 44kW Wärmeleistung bei COP von 3,7)
 - **Energiespeicher** zur Eigenoptimierung
 - 20 kWh Kapazität mit 7,2 kW Wechselrichterleistung

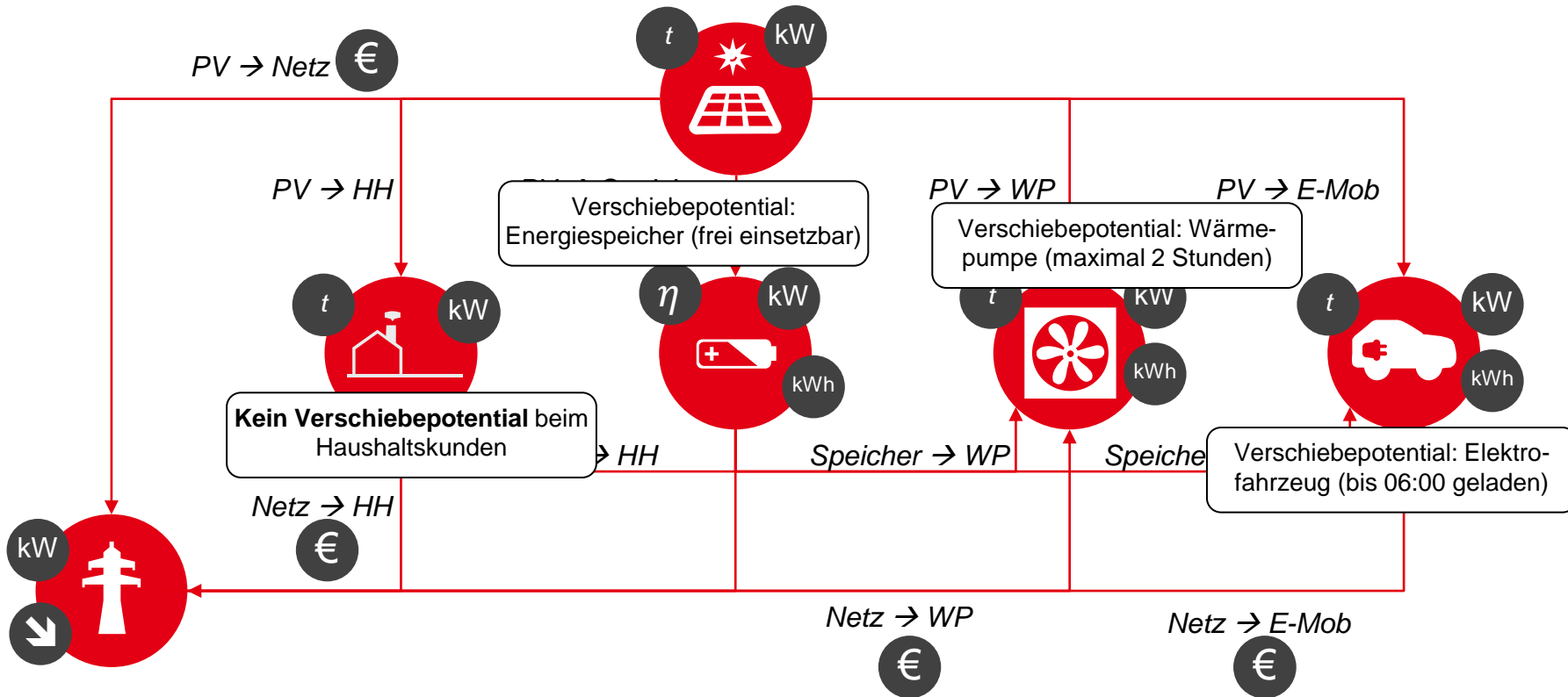
Quellen: Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland; Bundesverband Wärmepumpe

SIMULATIONSMODELL

Das Kundenverhalten wird unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen simuliert

AP 2.1 // Netzgebiete
 AP 2.2 // Simulationsszenarien
 AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
 AP 2.5 // Netzsimulationen
 AP 2.6 // Bewertung

› Zielfunktion: Minimiere Strombezugskosten

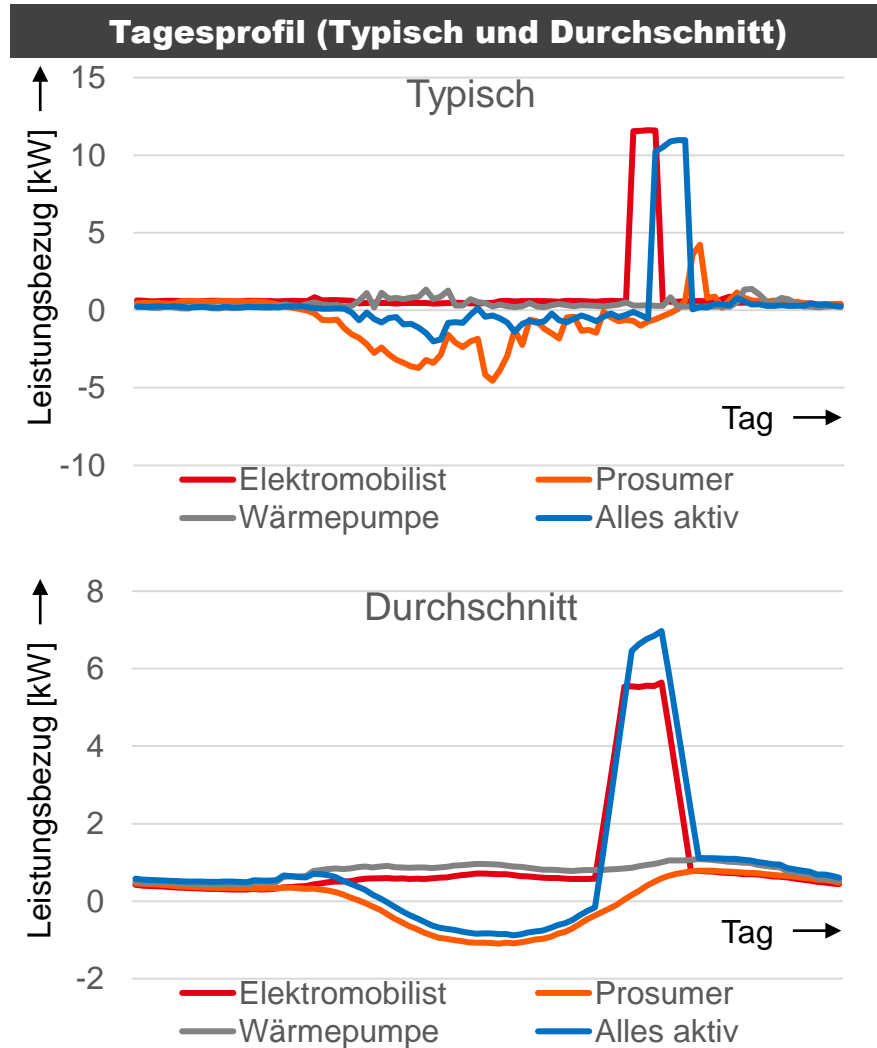


Variablen

Parameter

Die Tagesprofile zeigen die Auswirkungen unterschiedlicher Verbraucher auf das Kundenlastprofil

AP 2.1 // Netzgebiete
 AP 2.2 // Simulationsszenarien
 AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
 AP 2.5 // Netzsimulationen
 AP 2.6 // Bewertung



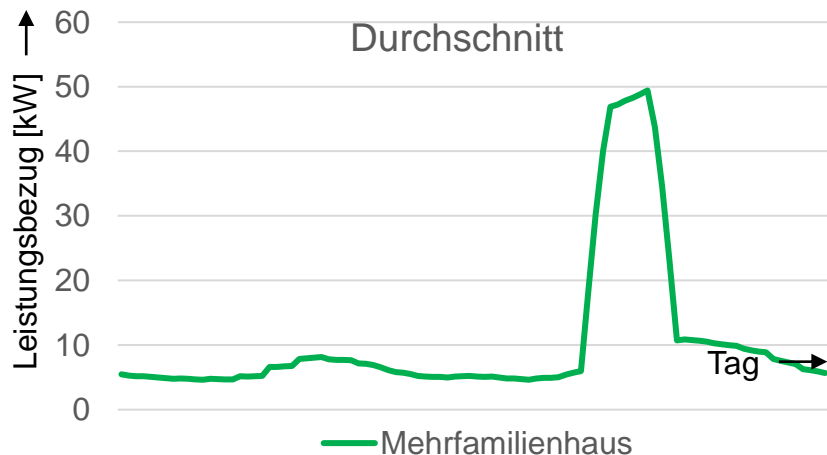
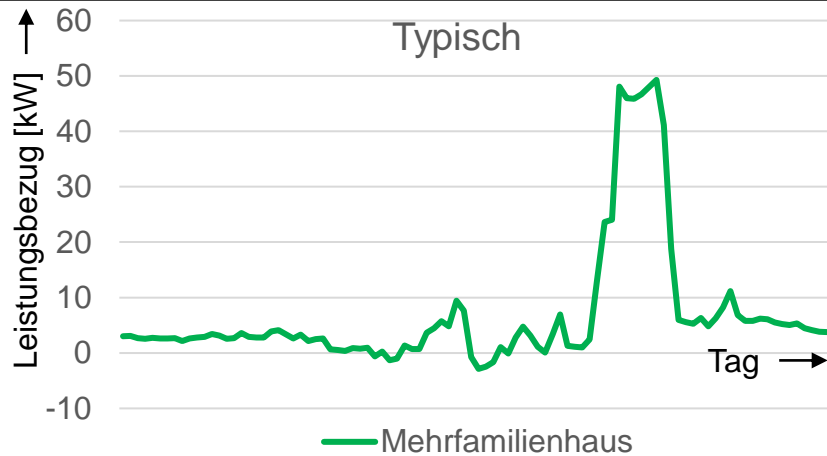
BESCHREIBUNG

- Darstellung jeweils **ohne Reaktion auf Preissignale**
- **Case 1 „Elektromobil“**
 - Peak zwischen 16:00 und 17:00
 - Dauer des Peaks je Kunde: 1h (~10 kWh aufzuladen)
 - Aufgrund Durchmischung der Kunden Gleichzeitigkeit von etwa 0.4
- **Case 2 „Prosumer“**
 - Rückspeisung in den Mittagsstunden
 - Rückspeisepeak gegen 12:00
- **Case 3 „Wärmepumpe“**
 - Keine hohen Leistungspeaks
- **Case 4 „Alles aktiv“**
 - Rückspeisung geringer als beim Prosumer, da Energie für Ladevorgang eingespeichert wird

Die Tagesprofile zeigen die Auswirkungen unterschiedlicher Verbraucher auf das Kundenlastprofil

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

Tagesprofil (Typisch und Durchschnitt)



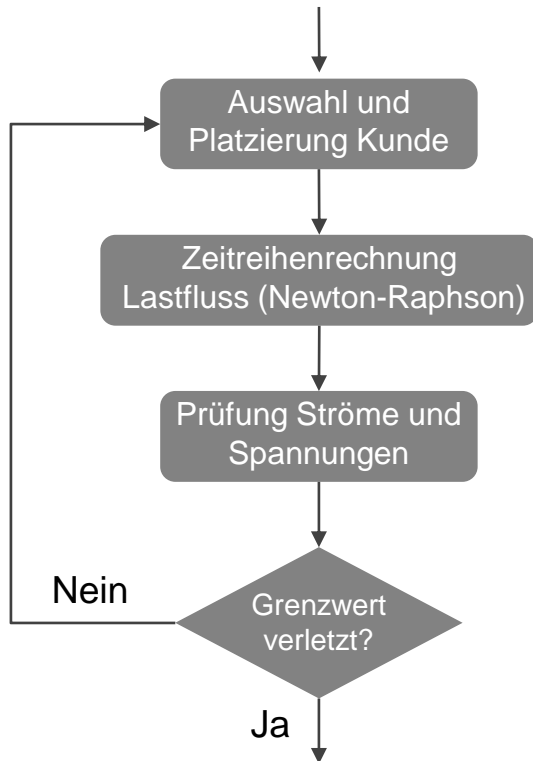
BESCHREIBUNG

- Darstellung jeweils **ohne Reaktion auf Preissignale**
- **Case 5 „Mehrfamilienhaus“**
 - Peak zwischen 16:00 und 17:00
 - Dauer des Peaks je Kunde: 1h (~10 kWh aufzuladen)
 - Aufgrund Durchmischung der Kunden Gleichzeitigkeit von etwa 0.4

Es wird eine iterative Erhöhung der Flexibilitätskunden vorgenommen, Netzengpässe werden mit Zeitreihensimulationen bewertet

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

Vorgehen Netzsimulation



ERLÄUTERUNG

- Stochastische Zeitreihensimulation der Flexibilitäts-Use-Cases
- Zu Simulationsstart ist die netzspezifische Anzahl konventioneller Kunden angeschlossen
- Anschließend Erhöhung der Anzahl Flexibilitätskunden im Netz, bis Grenzwertverletzungen auftreten
 - Zufällige Auswahl eines Kundenprofils
 - Zufällige Platzierung an einem Niederspannungsknoten
 - Durchführung Zeitreihensimulation (35040 ¼-Werte)
 - Clustering der Zeitpunkte zur Verringerung der Simulationszeit
 - Prüfung von Grenzwertverletzungen
 - +3% Spannungshub (FNN-AR-4105)
 - -5% Spannungsfall
 - 70%/100% Betriebsmittelbelastung
- Aufgrund der stochastischen Platzierung der Kunden mehrfache Durchführung der Netzsimulation notwendig

Es wurden verschiedene Simulationen mit unterschiedlichen Preissignalen durchgeführt

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Ausgestaltung von Variante 2 ist noch zu diskutieren

☑ **Simulation 0: Referenzsimulation**

☑ **Simulation 1: Reaktion Preissignal**

- Kunde reagiert auf reinen Marktpreis und führt Eigenoptimierung durch
 - Senkung der Energiekosten

☐ **Simulation 2: Marktsignal/vorgelagertes Netz**

- Optimierung zur Reduktion von Netzengpässen im HöS/HS
- Kunde reagiert auf Daten der Netzsampel
 - Ausprägung des Preissignals?
 - Reaktion von allen Kunden?

☑ **Simulation 3: Engpassbehebung Niederspannung**

- Optimierung zur Vermeidung von Netzengpässen im Niederspannungsnetz
- Auf Basis der simulierten Netzengpässe im Niederspannungsnetz werden Steuersignale an den Kunden gesendet
 - Gezielte Lastverschiebung bei Netzüberlastungen
 - Auswertung, wie oft und in welcher Höhe dies notwendig ist

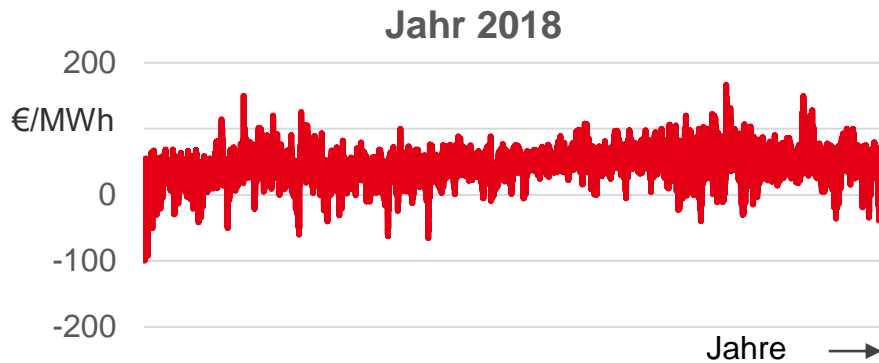
• **Weitere abgestimmte Prämissen:**

- Alle neuen Verbrauchskomponenten (Elektrofahrzeug, Energiespeicher, Wärmepumpe (2h-Verschiebung)) reagieren zu 100% auf das Preissignal, es wird eine Automatisierung der Reaktion bspw. über ein Energiemanagement angenommen. Der konventionelle Verbrauch ist in der Leistung vernachlässigbar und wird als fix angenommen

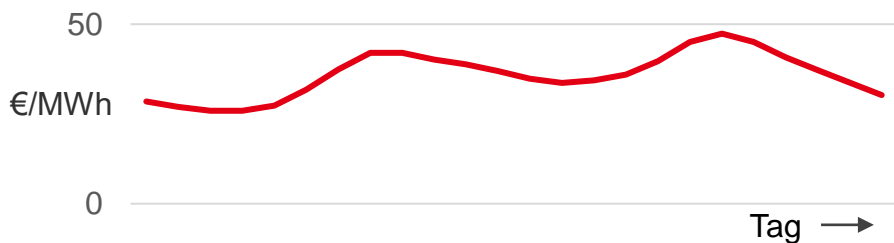
Diskussion: Ableitung eines Preissignals für **Simulation 2**

AP 2.1	// Netzgebiete
AP 2.2	// Simulationsszenarien
AP 2.3	// Simulationsparameter
AP 2.4	// Simulationsmodell
AP 2.5	// Netzsimulationen
AP 2.6	// Bewertung

Marktpreis – insgesamt, Tagesschnitt



Durchschnittspreis über den Tag (2016-2018)



ERLÄUTERUNG

- Verschiedene Möglichkeiten, **Preissignal zur Behebung von Engpässen in der Höchst-/Hochspannungsebene** abzuleiten
- Bewertung genereller Zusammenhang:
 - Bei Engpässen im Übertragungsnetz¹ (oftmals Nord-Süd) ist der **Marktpreis tendenziell niedrig**, da zu viel Erzeugungsleistung (oftmals EE im Norden Deutschlands) im System zur Verfügung steht
 - Die **Lastzuschaltung** wirkt sich insbesondere dann positiv auf Engpässe aus, wenn dies in den Zeiten der zu hohen Erzeugungsleistung geschieht
 - 2016-2018 wurden 8356 leistungsabsenkende **Engpassmanagement-Maßnahmen**² von etwa 18 TWh im Übertragungsnetz durchgeführt (etwa 6 TWh im Jahr). Diese Maßnahmen verteilen sich jedoch über ganz Deutschland, die Ableitung eines konsistenten Preissignals auf Basis dieser Maßnahmen ist schwer möglich

Fazit: Lässt sich über ein Preissignal, orientiert am Marktpreis, ein Engpassmanagement für die Höchst-/Hochspannungsebene sachgerecht ableiten. Dies wird jedoch bereits mit **Simulation 1 untersucht.**

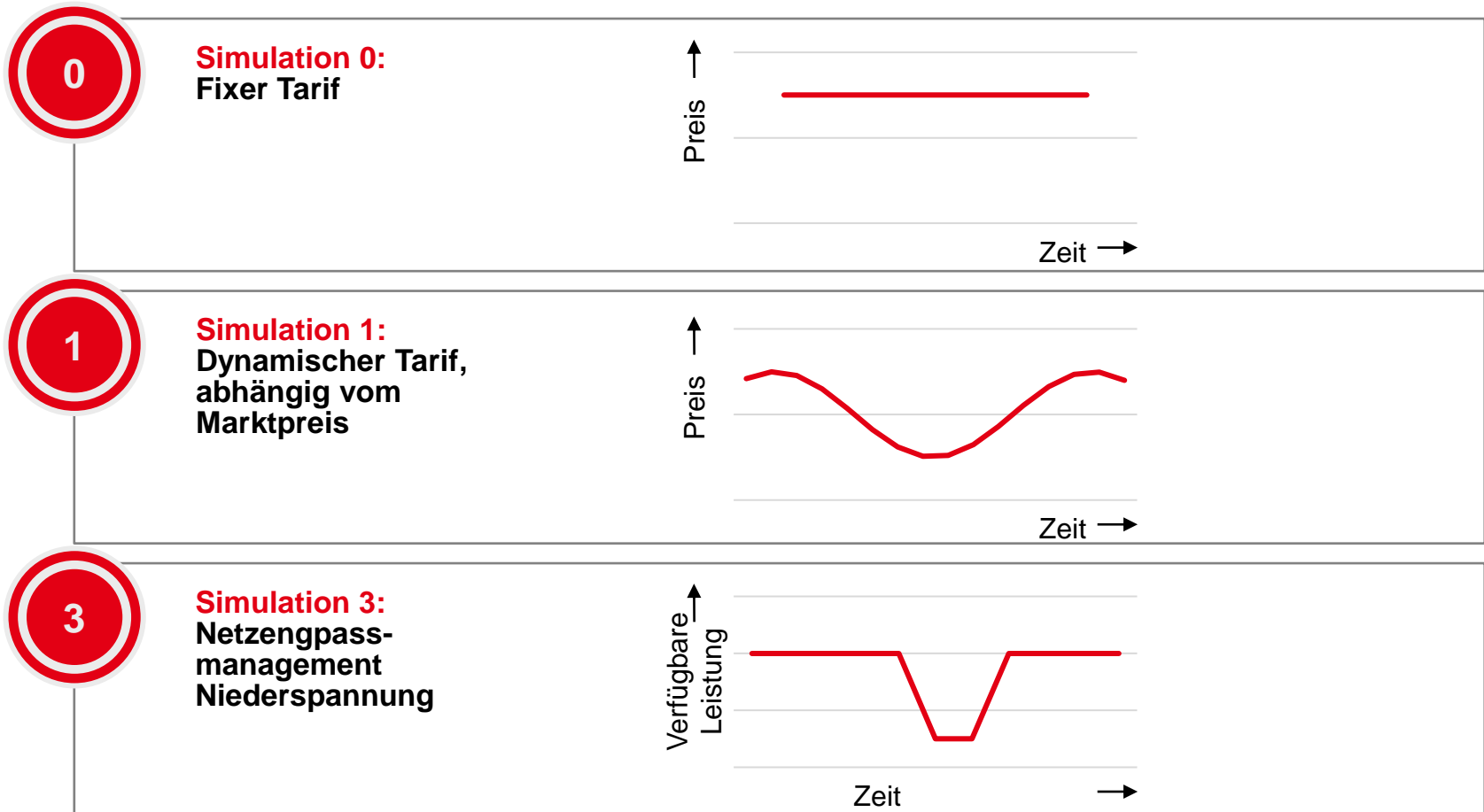
Diskussion: Welche weiteren Möglichkeiten zur Modellierung des Preissignals für **Simulation 2 existieren und bringen einen Erkenntnisgewinn?**

Quellen: Marktpreise EPEX Day Ahead; Engpassmanagementmaßnahmen: Transparenz-Plattform der Übertragungsnetzbetreiber (www.netztransparenz.de), jeweils 2016-2018

(1) Die veröffentlichten Einspeisemanagement-Daten von SH Netz im 110kV sind nicht automatisiert hinsichtlich Ort/Häufigkeit auswertbar

(2) hier ausschließlich: Leistungsabsenkung aufgrund von spannungs-/strombedingtem Redispatch Im Übertragungsnetz

Es wurden drei verschiedene Tarifmodelle simuliert. Beim dynamischen Tarif sind hohe Gleichzeitigkeiten zu erwarten

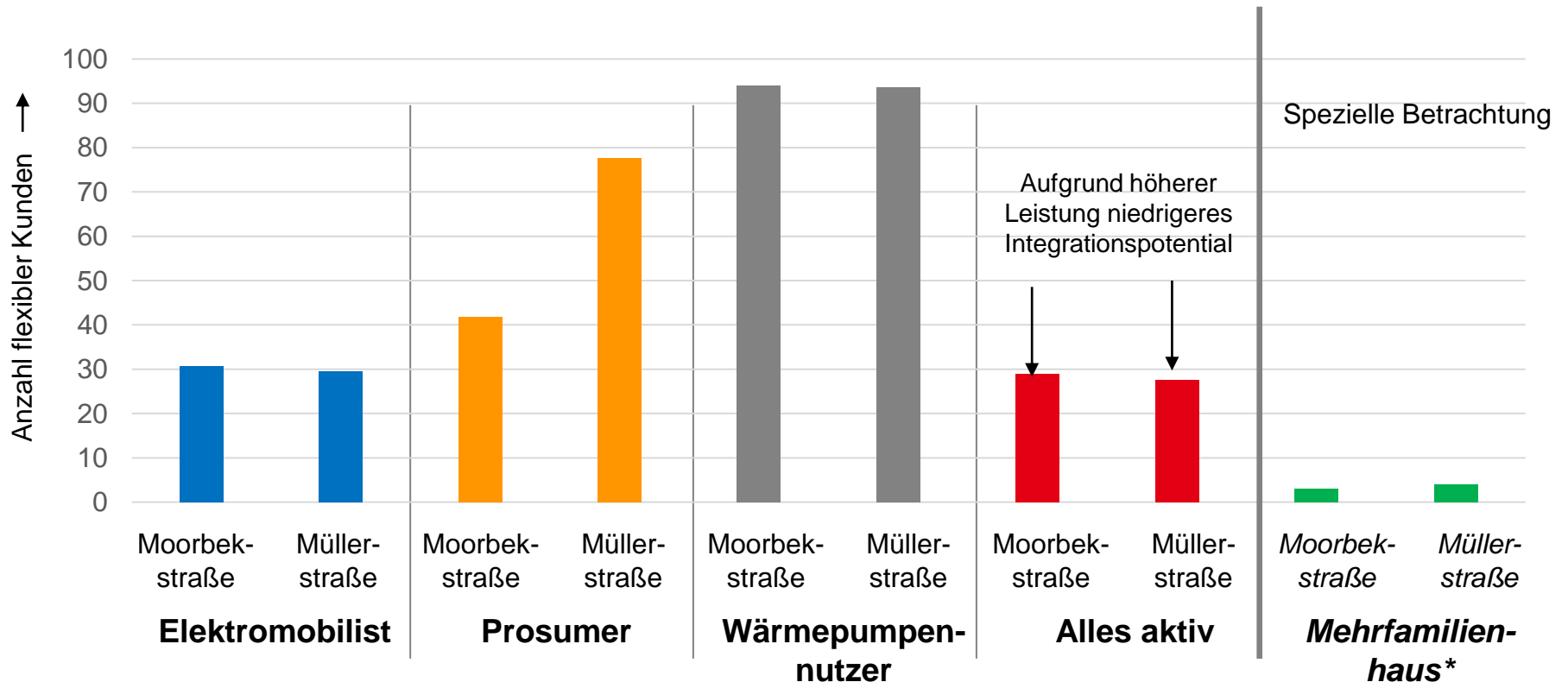


BEWERTUNG

Simulation 0: In den Use-Cases „Elektromobilist“ und „Alles Aktiv“ treten früher Engpässe auf, als in den übrigen Use-Cases

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Anzahl neuartiger Kunden wurde iterativ erhöht, bis eine Grenzwertverletzung aufgetreten ist



In jeden Netz wurden 25 Simulationen durchgeführt, dargestellt ist der Mittelwert. Die Zeitreihe wurde auf 250 repräsentative Netznutzungsfälle reduziert.

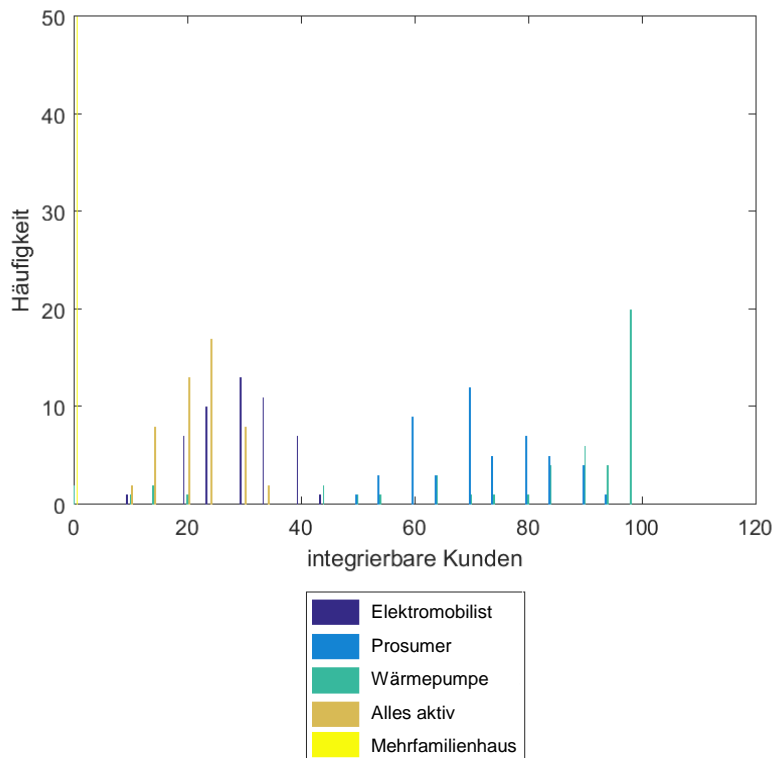
*Ein Mehrfamilienhaus entspricht in dieser Darstellung einem „Kunden“, obwohl hier jeweils 10 Wohneinheiten enthalten sind

Exemplarisches Beispiel: Müllerstraße

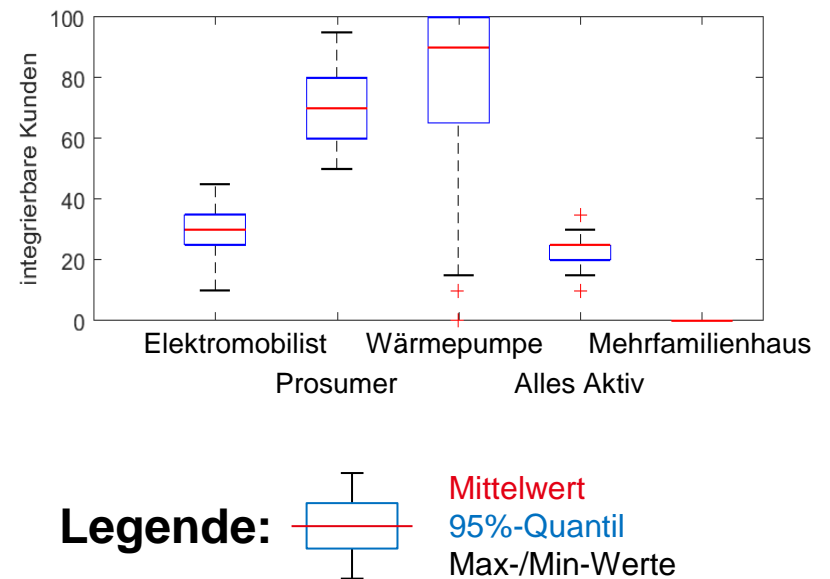
AP 2.1 // Netzgebiete
 AP 2.2 // Simulationsszenarien
 AP 2.3 // Simulationsparameter
 AP 2.4 // Simulationsmodell
 AP 2.5 // Netzsimulationen
 AP 2.6 // Bewertung

➤ Es wurden insgesamt 50 Iterationen durchgeführt

Anzahl integrierbarer Flex-Kunden



Mittelwert integrierbarer Flex-Kunden



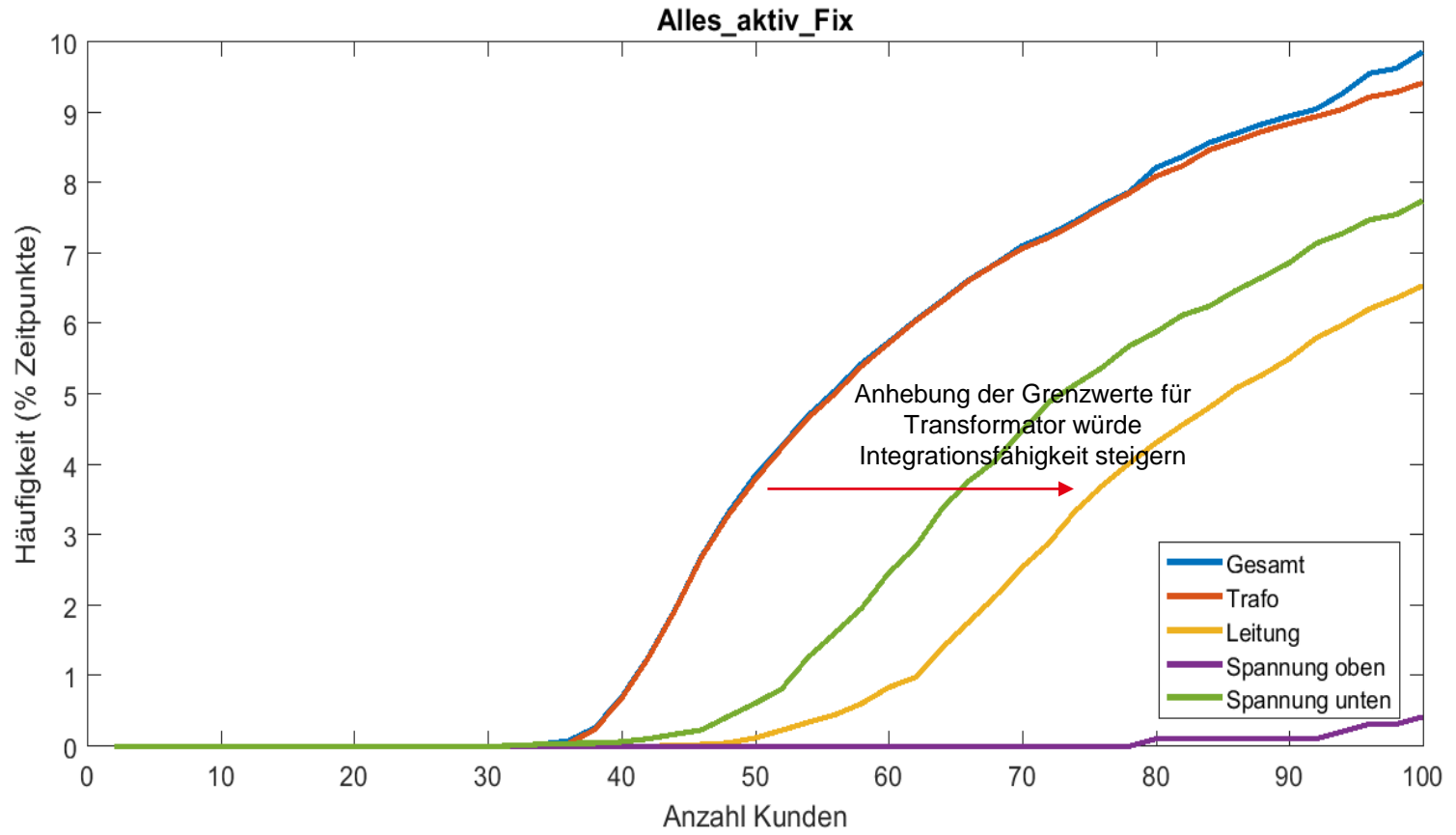
Legende: Mittelwert
 95%-Quantil
 Max-/Min-Werte

➤ **Die Auswirkungen der verschiedenen Verbraucher, aber auch der stochastischen Simulation sind klar ersichtlich**

Exemplarisches Beispiel: Kunde „Alles aktiv“ in der Müllerstraße

- AP 2.1 // Netzgebiete
- AP 2.2 // Simulationsszenarien
- AP 2.3 // Simulationsparameter
- AP 2.4 // Simulationsmodell
- AP 2.5 // Netzsimulationen
- AP 2.6 // Bewertung

› Dargestellt ist, bei welcher Kundendurchdringung Grenzwerte verletzt werden

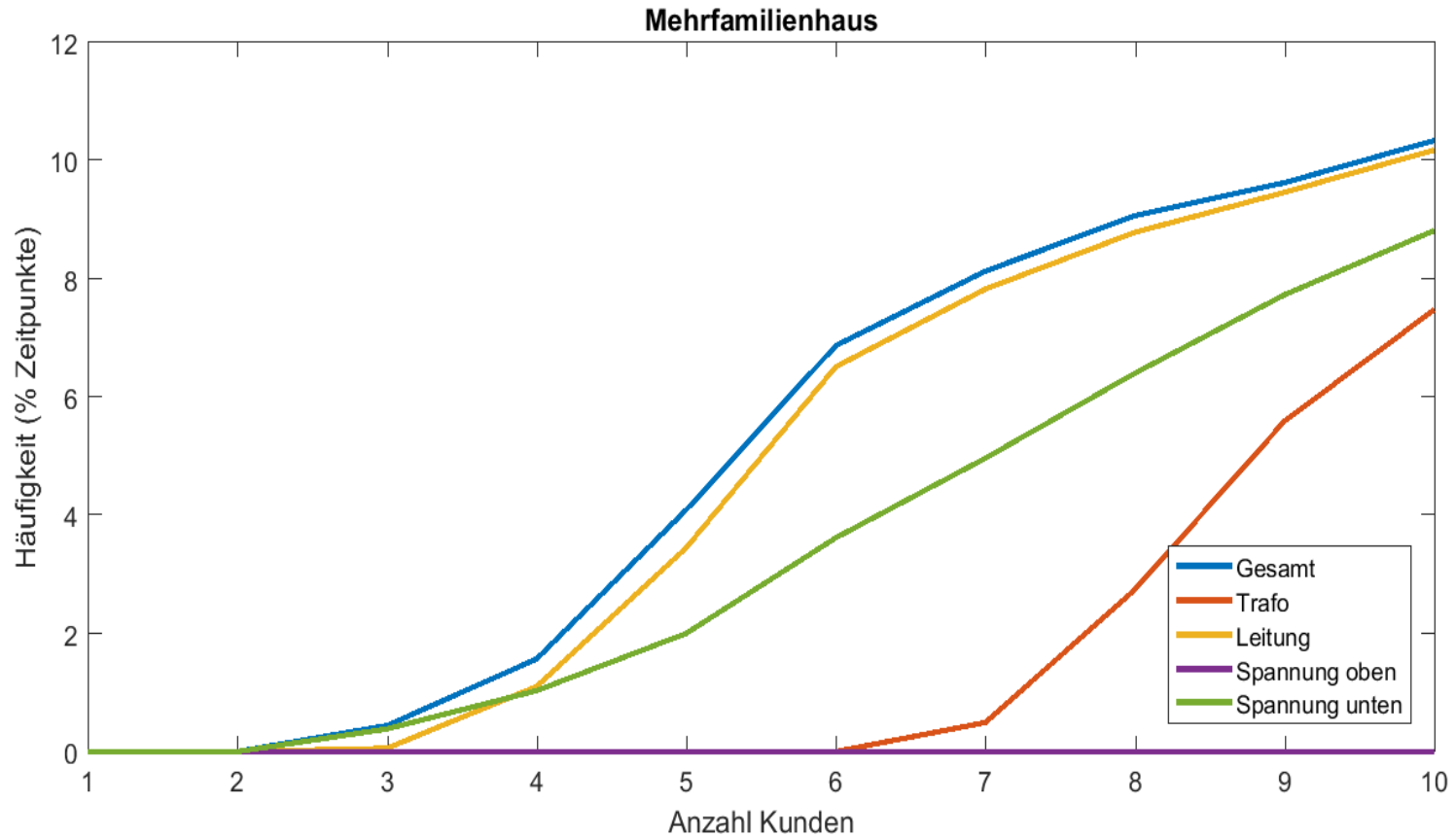


BEWERTUNG

Exemplarisches Beispiel: Kunde „Mehrfamilienhaus“ in der Moorbekstraße

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Dargestellt ist, bei welcher Kundendurchdringung Grenzwerte verletzt werden

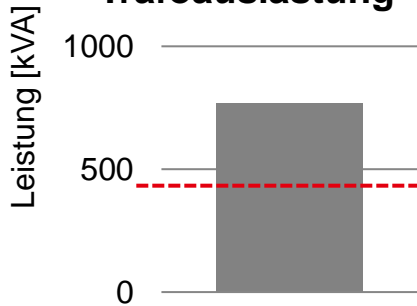


Netz Moorbekstraße: Bei 10 Mehrfamilienhäusern gemäß Use-Case 5 treten sowohl Spannungs- als auch Auslastungsprobleme auf

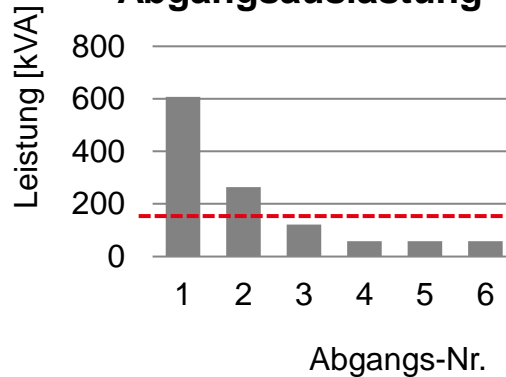
AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Exemplarische Ergebnisse für 10 Mehrfamilienhäuser gemäß Use-Case 5: Peakleistung je ca. 50 kW

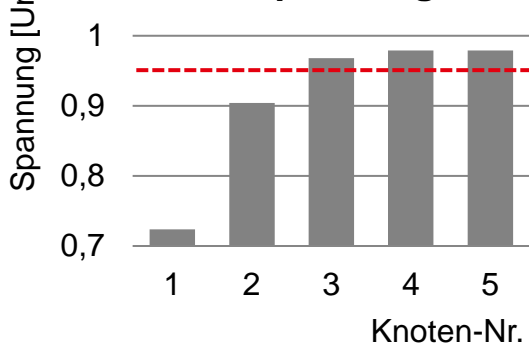
Max. Trafoauslastung



Max. Abgangsauslastung

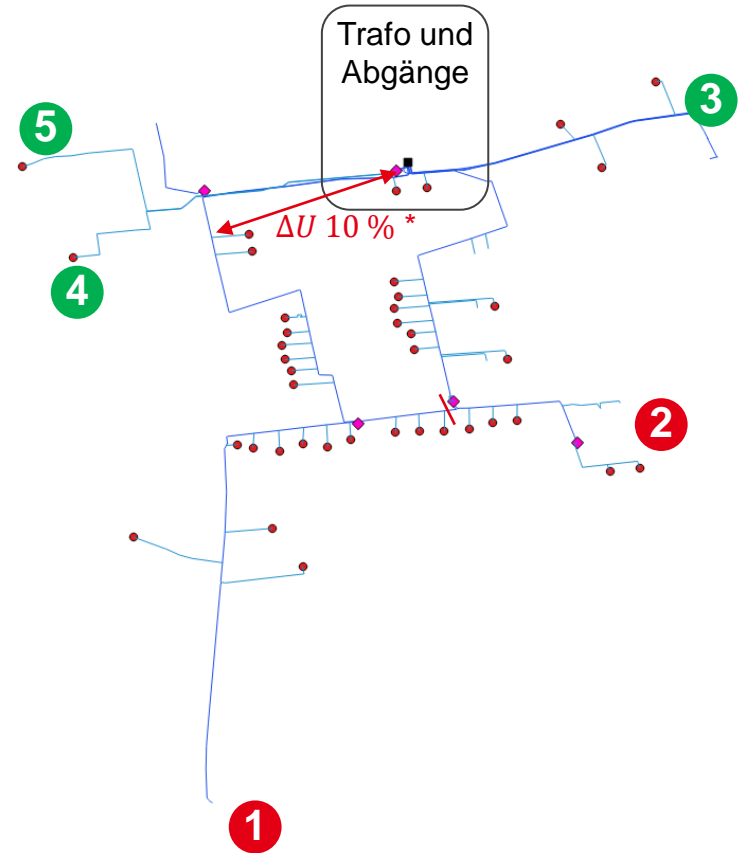


Min. Knotenspannungen



Erklärung zu Abgang 1:

- Insgesamt 22 Mehrfamilienhäuser
- Gesamtlänge 580 m (ohne Hausanschlüsse)
- Im schlechtesten Fall 10 % Spannungsfall schon auf dem ersten Leitungsstück



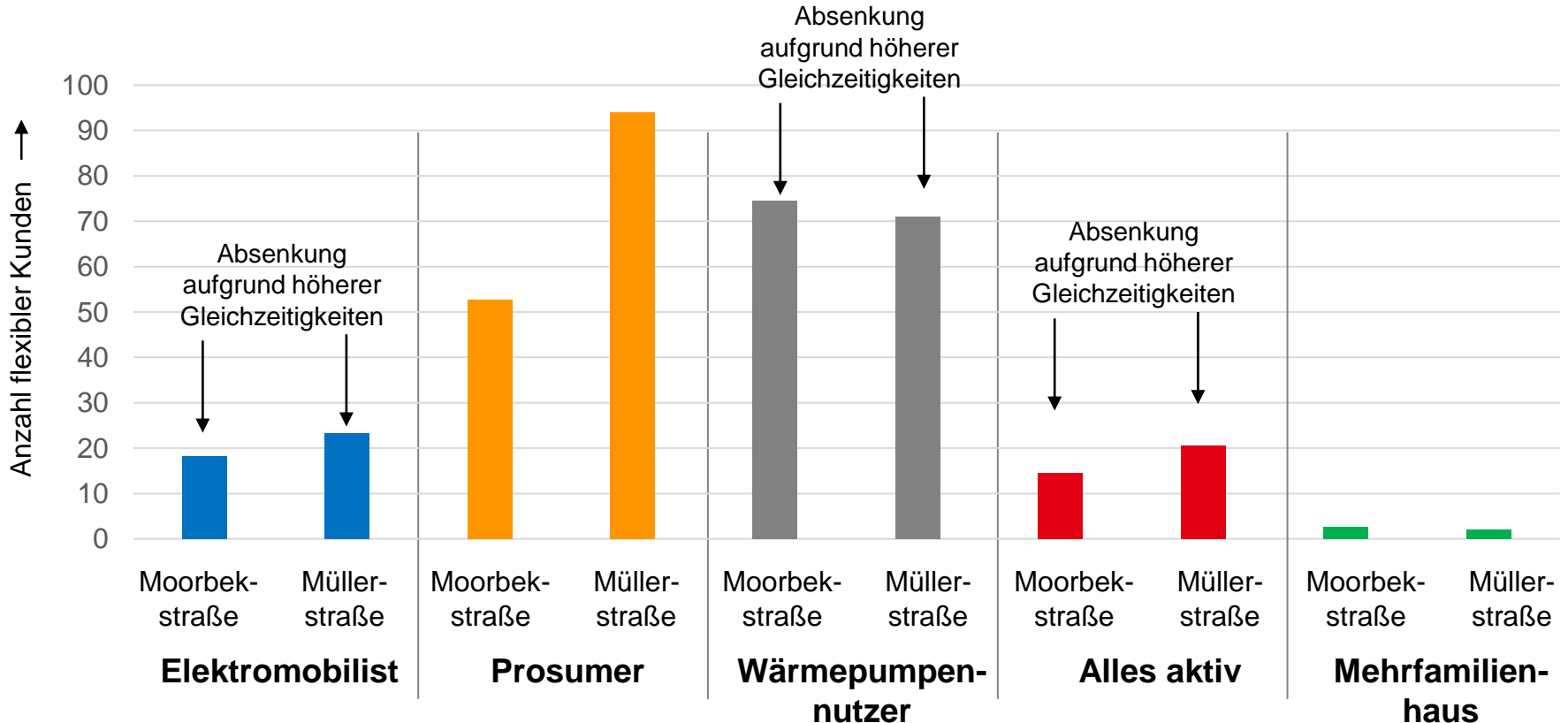
* Im schlechtesten Fall 10 % Spannungsfall auf dem markierten Leitungsstück (bezogen auf U_n)

BEWERTUNG

Simulation 1: Bei Reaktion der Kunden auf Preissignale entstehen aufgrund von höheren Gleichzeitigkeiten eher Engpässe im Netz

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Anzahl neuartiger Kunden wurde iterativ erhöht, bis eine Grenzwertverletzung aufgetreten ist



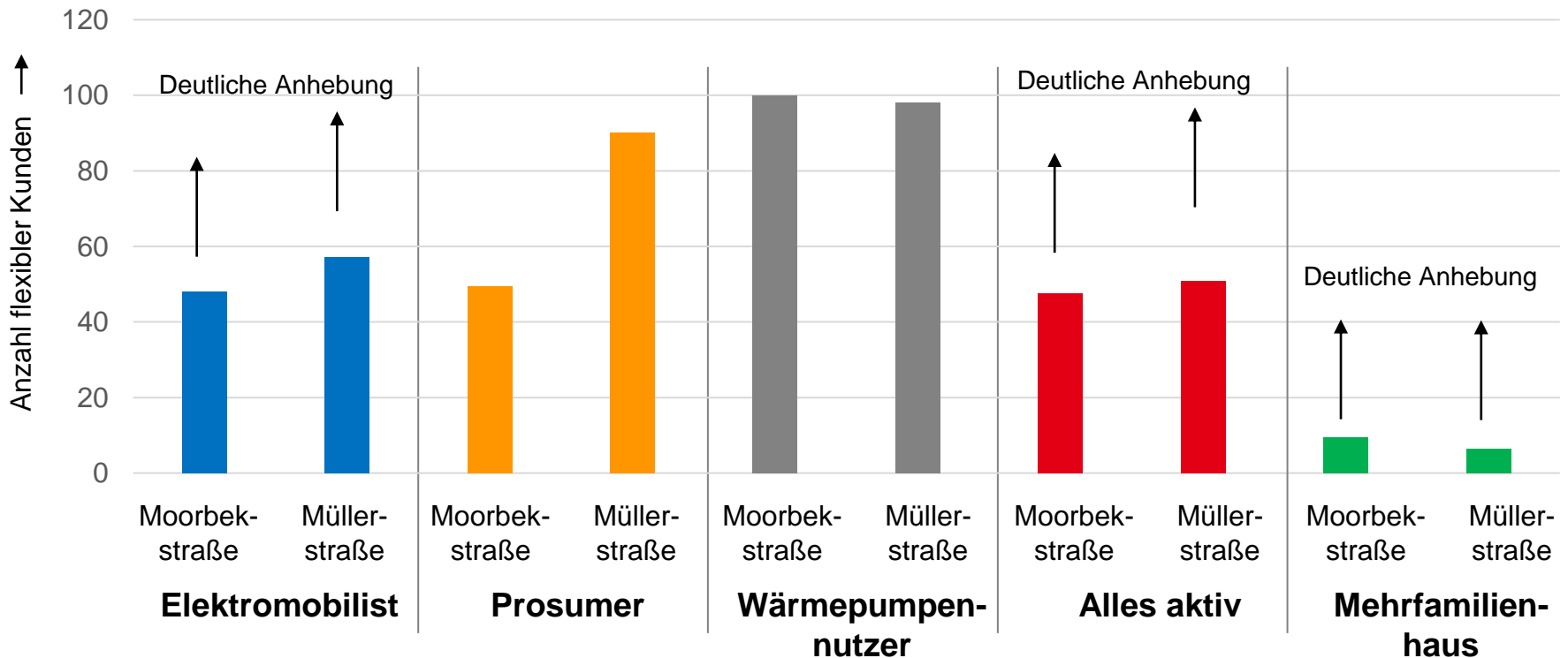
In jeden Netz wurden 25 Simulationen durchgeführt, dargestellt ist der Mittelwert. Die Zeitreihe wurde auf 250 repräsentative Netznutzungsfälle reduziert.

BEWERTUNG

Simulation 3: Durch Engpassmanagement* im Niederspannungsnetz kann die Anzahl integrierbarer Kunden deutlich gesteigert werden

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Anzahl neuartiger Kunden wurde iterativ erhöht, bis eine Grenzwertverletzung aufgetreten ist



In jeden Netz wurden 25 Simulationen durchgeführt, dargestellt ist der Mittelwert. Die Zeitreihe wurde auf 250 repräsentative Netznutzungsfälle reduziert.

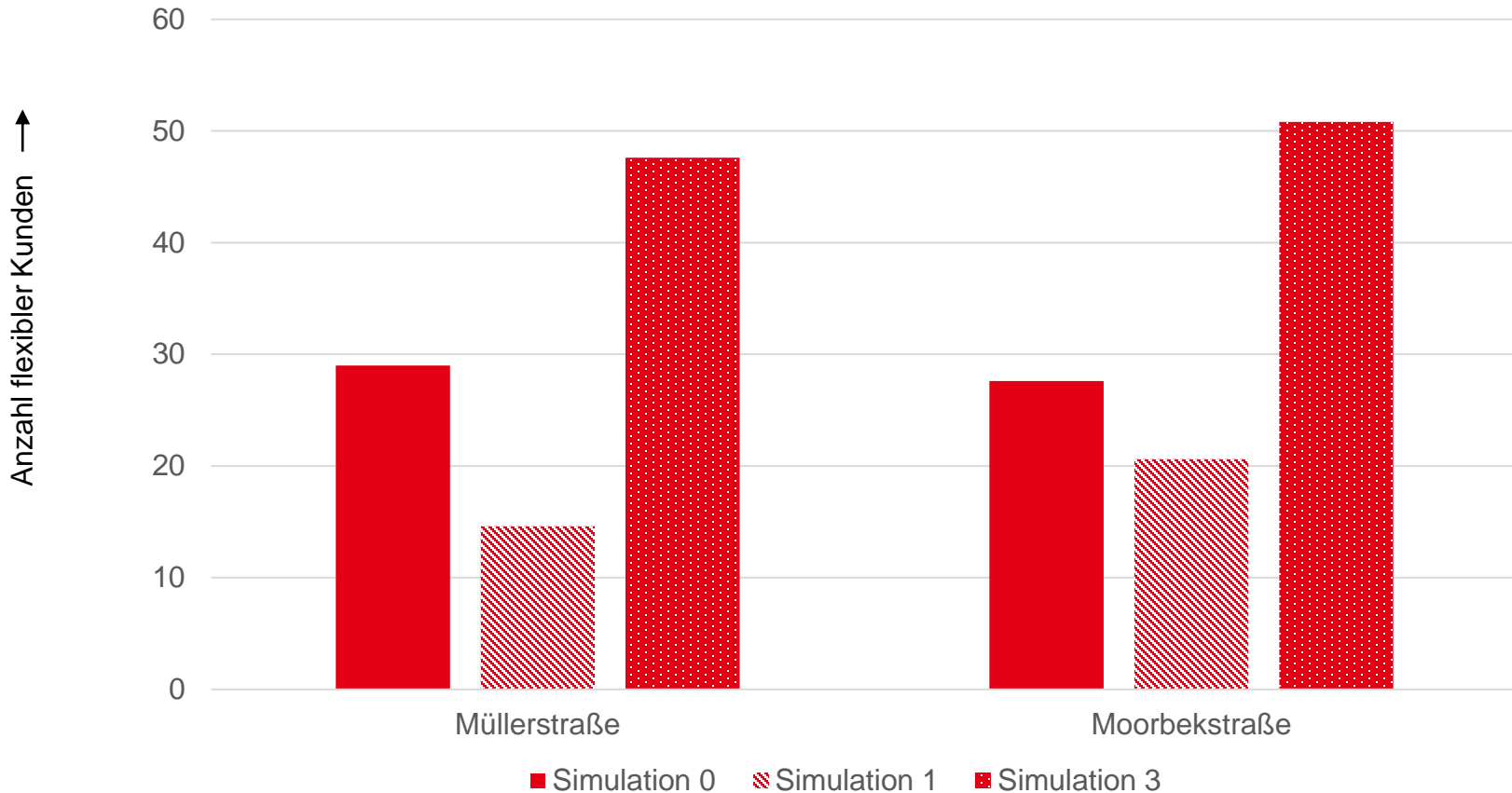
*Annahme des Modells Spitzenglättung: Kunden können maximal 1 ½- Stunden des Tages auf 5kW unbedingte Leistung heruntergeregelt werden.

BEWERTUNG

Case 4 „Alles aktiv“: Durch Engpassmanagement* im NS-Netz kann die Anzahl integrierbarer Kunden deutlich gesteigert werden

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Anzahl neuartiger Kunden wurde iterativ erhöht, bis eine Grenzwertverletzung aufgetreten ist



In jeden Netz wurden 25 Simulationen durchgeführt, dargestellt ist der Mittelwert. Die Zeitreihe wurde auf 250 repräsentative Netznutzungsfälle reduziert.

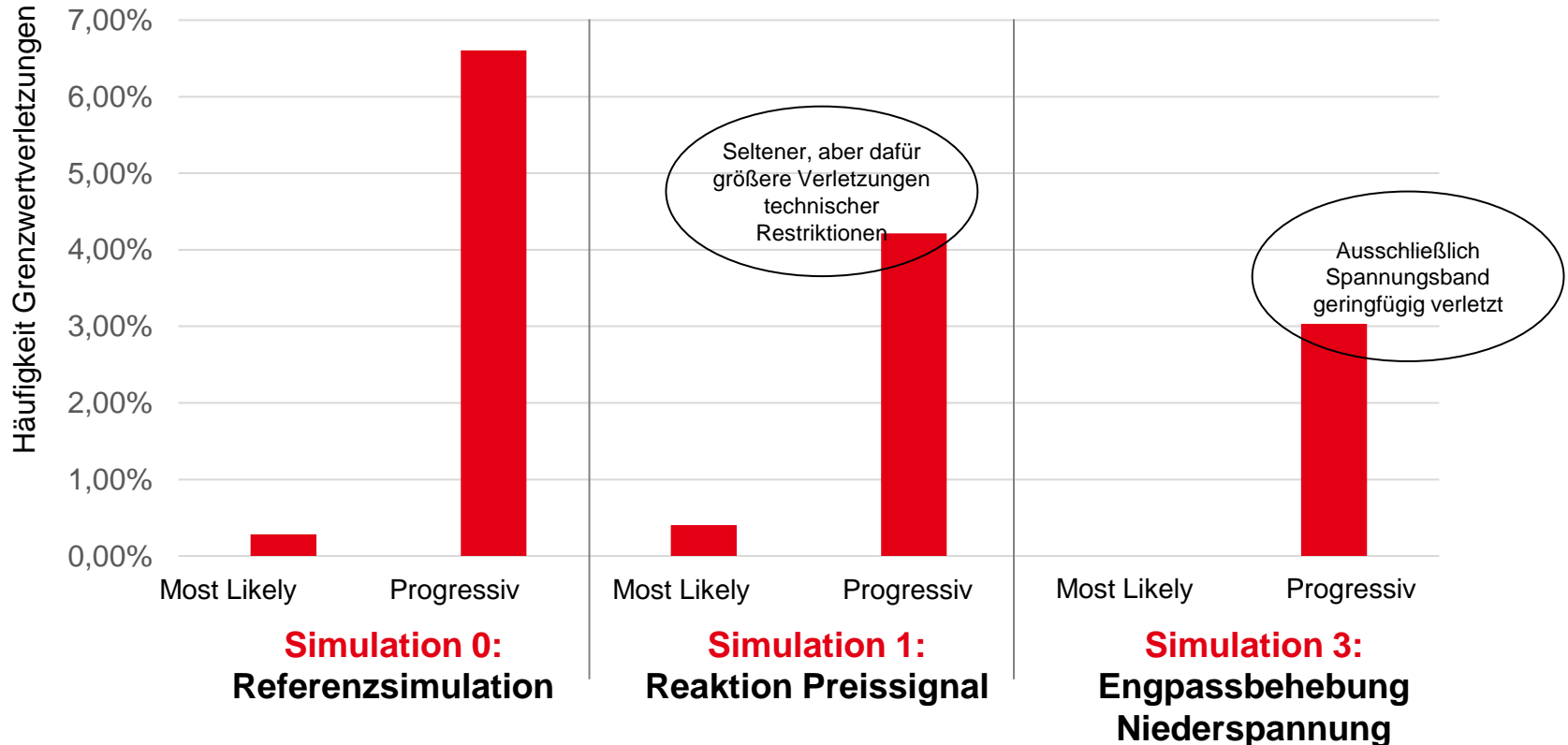
*Annahme des Modells Spitzenglättung: Kunden können maximal 1 ½- Stunden des Tages auf 5kW unbedingte Leistung heruntergeregelt werden.

BEWERTUNG

Netz Müllerstraße: Im Most Likely-Szenario treten nur sehr wenig Engpässe auf, im progressiven Szenario verstärkt

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Szenarien aus AP 2.2 wurden im Netz platziert: Most Likely: 27 Kunden, Progressiv: 83 Kunden



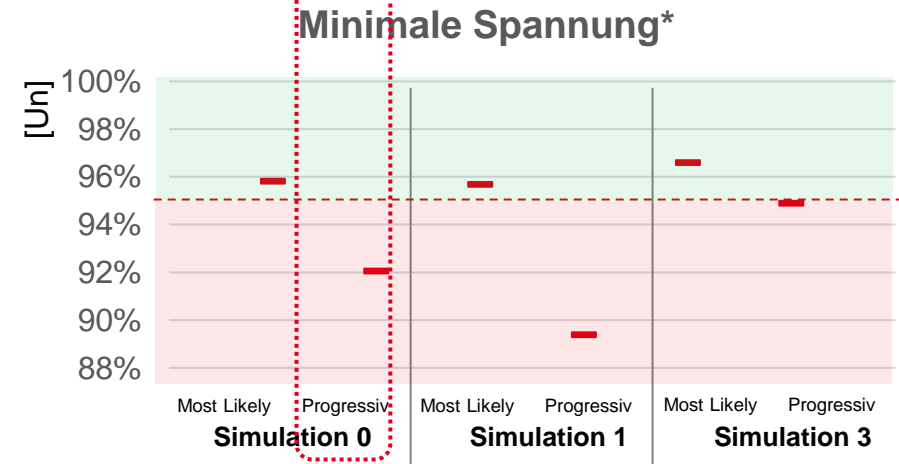
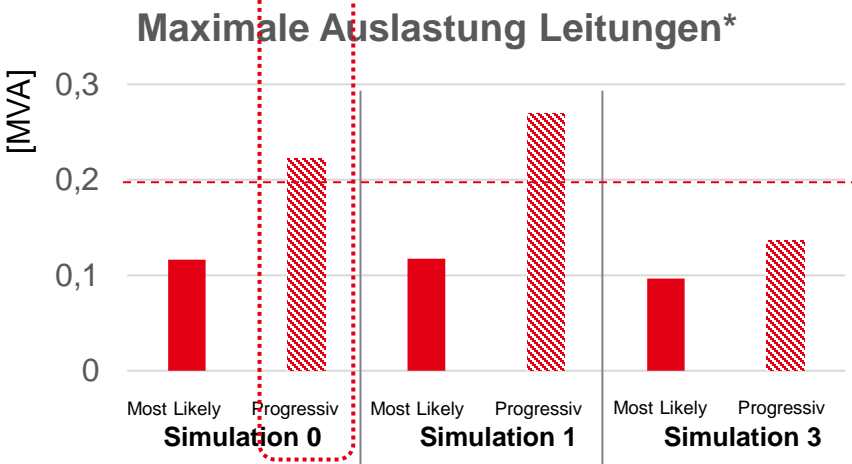
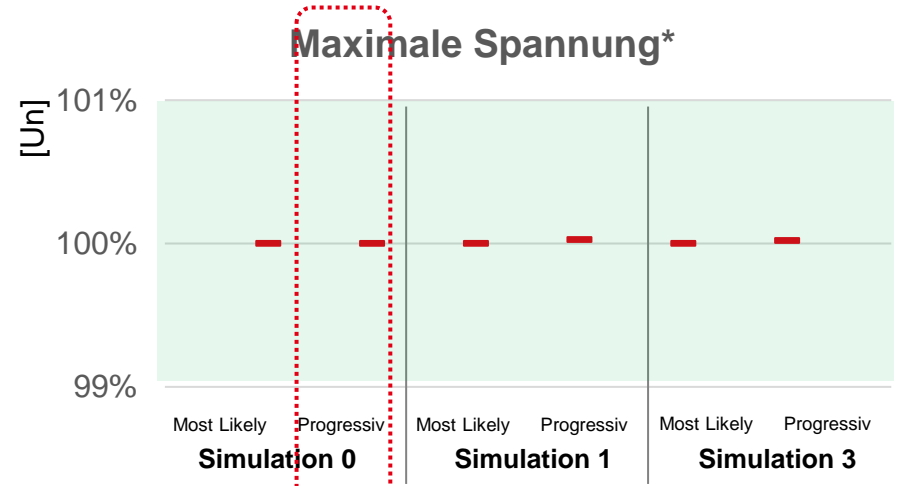
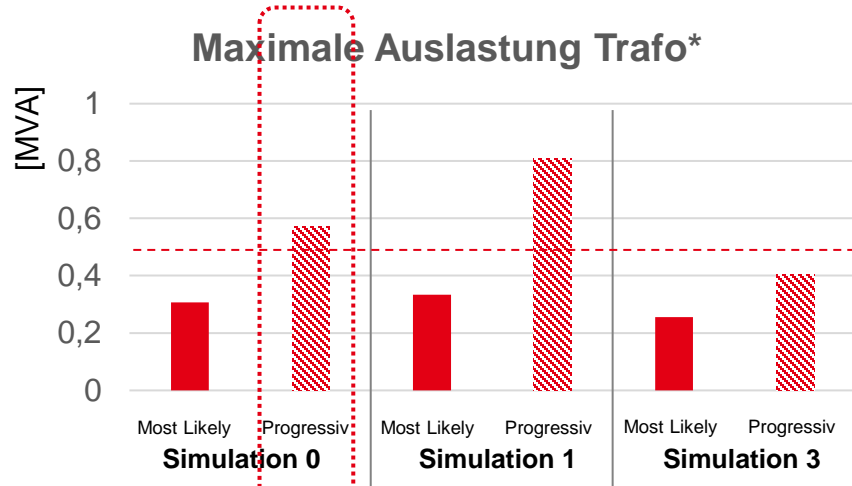
› Im Netz Müllerstraße treten in den betrachteten Szenarien Engpässe auf. In der Referenzsimulation sowie bei Eigenverbrauchsoptimierung sind diese in ähnlicher Größenordnung, bei Engpassbehebung Niederspannung werden sie reduziert

BEWERTUNG

Netz Müllerstraße: Engpässe treten im progressiven Szenario insb. am Transformator sowie am unteren Spannungsband auf

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Die Szenarien aus AP 2.2 wurden im Netz platziert: **Most Likely: 27 Kunden, Progressiv: 83 Kunden**



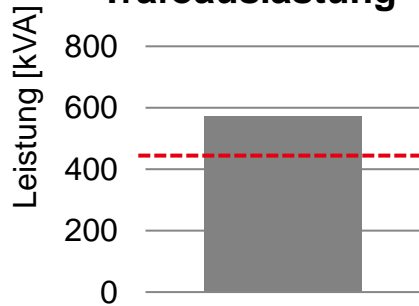
BEWERTUNG

Netz Müllerstraße: Engpässe treten im progressiven Szenario insb. am Transformator sowie am unteren Spannungsband auf

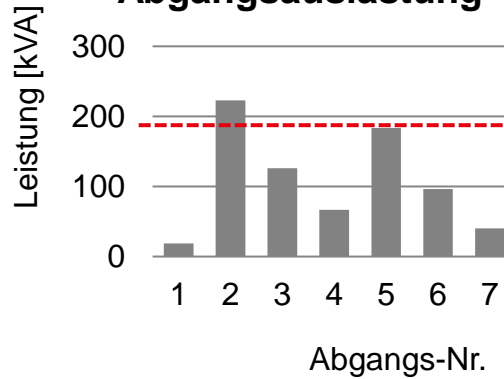
AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› Exemplarische Ergebnisse Simulation 0, progressives Szenario

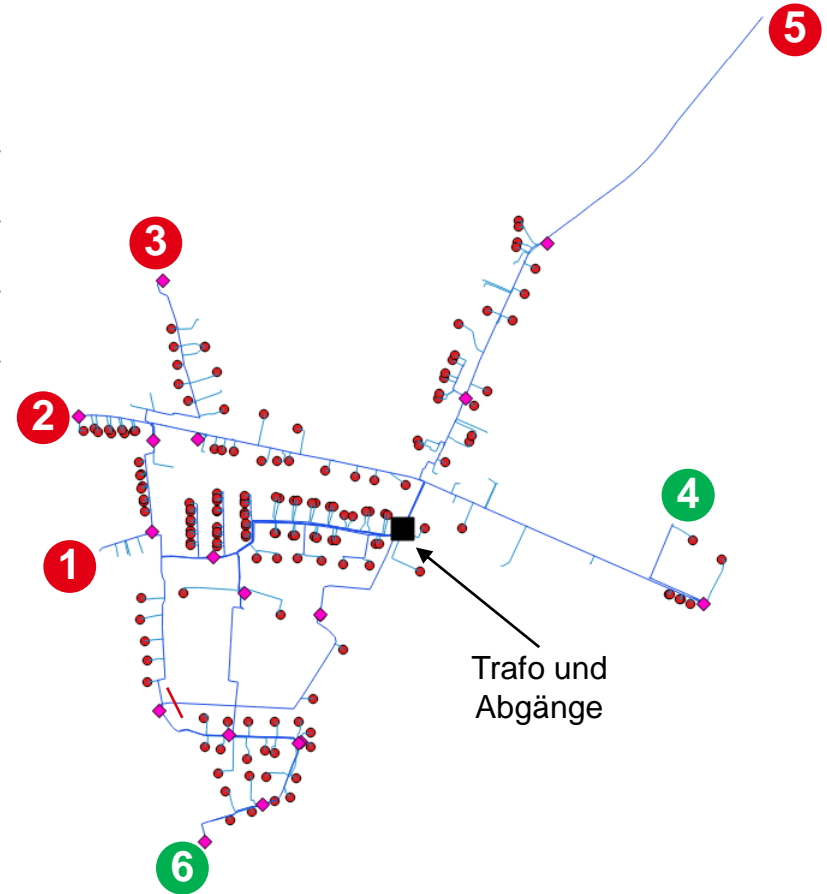
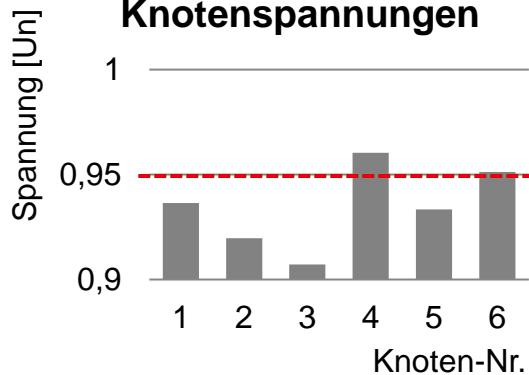
Max. Trafoauslastung



Max. Abgangsauslastung



Min. Knotenspannungen



Zusammenfassung der Erkenntnisse

Erkenntnisse iterative Simulationen

- Der Use-Case **Elektromobilist** und der Use-Case **Alles aktiv** sorgen in den untersuchten Netzen erst bei einer mittleren bis hohen Durchdringung für Netzengpässe. Der wesentliche Engpass ist die Verletzung des *unteren Spannungsbandes*, bei einer höheren Durchdringung treten auch Engpässe am *Ortsnetztransformator* oder *einzelnen Leitungen* auf.
- Vom Use-Case **Prosumer** ist der maximale zugelassene *Spannungshub* von 3% insbesondere im Vorstadtnetz auslegungsrelevant, jedoch erst ab einer hohen Anzahl Kunden
- Im Use-Case **Wärmepumpe** sind selbst bei hohen Durchdringungen keine Engpässe zu erwarten
- Vom Use-Case **Mehrfamilienhaus** sind nur sehr wenige ins Netz integrierbar – diese bilden jedoch jeweils 10 Haushalte ab

Erkenntnisse der Szenarios

- In den **Most-Likely Szenarien** sind in den untersuchten Szenarien **vereinzelt Engpässe** zu erwarten
- In den **Progressiven Szenarien** tritt eine Vielzahl von Engpässen am *Ortsnetztransformator*, einzelnen *Leitungen* sowie dem unteren *Spannungsband* auf

Erkenntnisse der verschiedenen Preissignale

- Bei Reaktion auf ein Preissignal und Eigenoptimierung (Simulation 1) wird die Anzahl integrierbarer Flexibilitätskunden **deutlich reduziert**
- Durch ein Netzengpassmanagement im Niederspannungsnetz (Simulation 3) kann die Anzahl integrierbarer Flexibilitätskunden **deutlich erhöht** werden







Nächste Untersuchungen

- Simulation von Netzengpassmanagement für das Hoch-/Höchstspannungsnetz (Simulation 2)

Projektunabhängig: Auswirkungen auf die Netzplanung

AP 2.1 // Netzgebiete
AP 2.2 // Simulationsszenarien
AP 2.3 // Simulationsparameter
AP 2.4 // Simulationsmodell
AP 2.5 // Netzsimulationen
AP 2.6 // Bewertung

› **Die Simulationen zeigen auch Handlungsempfehlungen für die Netzplanung auf**

-  Die **Ertüchtigung von Niederspannungsnetzdaten** als Basis von Netzsimulationen ist erforderlich und bildet die Basis für eine Vielzahl an notwendigen Untersuchungen.
-  Eine **zeitreihenbasierte** Netzsimulation führt zu detaillierten Erkenntnissen über die tatsächliche Netzbelastung.
-  Eine Überprüfung und Anpassung der **Netzplanungsgrundsätze** zur Integration neuer Kunden und Nutzung von Smart Grid Lösungs-Optionen ist sinnvoll. Bei Spannungsbandverletzungen kann der regelbare Ortsnetztransformator eine sinnvolle Option sein.
-  Eine Überprüfung und Neubewertung der **technischen Grenzwerte** (bspw. 70%-Belastung von Transformatoren) kann dazu führen, dass die planerische Aufnahmefähigkeit der Netze deutlich erhöht wird.
-  Die Abbildung von **Lastmanagementmaßnahmen** in Netzplanung werden zukünftig notwendig sein. Entsprechende Konzepte sollten erarbeitet werden.
-  Die Anreizwirkung von **Preissignalen** durch den Vertrieb hat einen **direkten Einfluss** auf die Netzbelastung.

E N E R G I E .

W E I T E R D E N K E N

Energiemarktmodelle & Preisprognosen
Portfolio- & Risikomanagement

Netzinfrasturktur (Technik)
Konzessionen

Organisation & Personal
Kommunale Infrastruktur & Innovation

IT-Systeme & Datenmanagement
Digitale Geschäftsmodelle

Marktumfeldanalyse
Kaufmännische Bewertung
Transaktionen

Regulierung
Controlling
Finanzierung

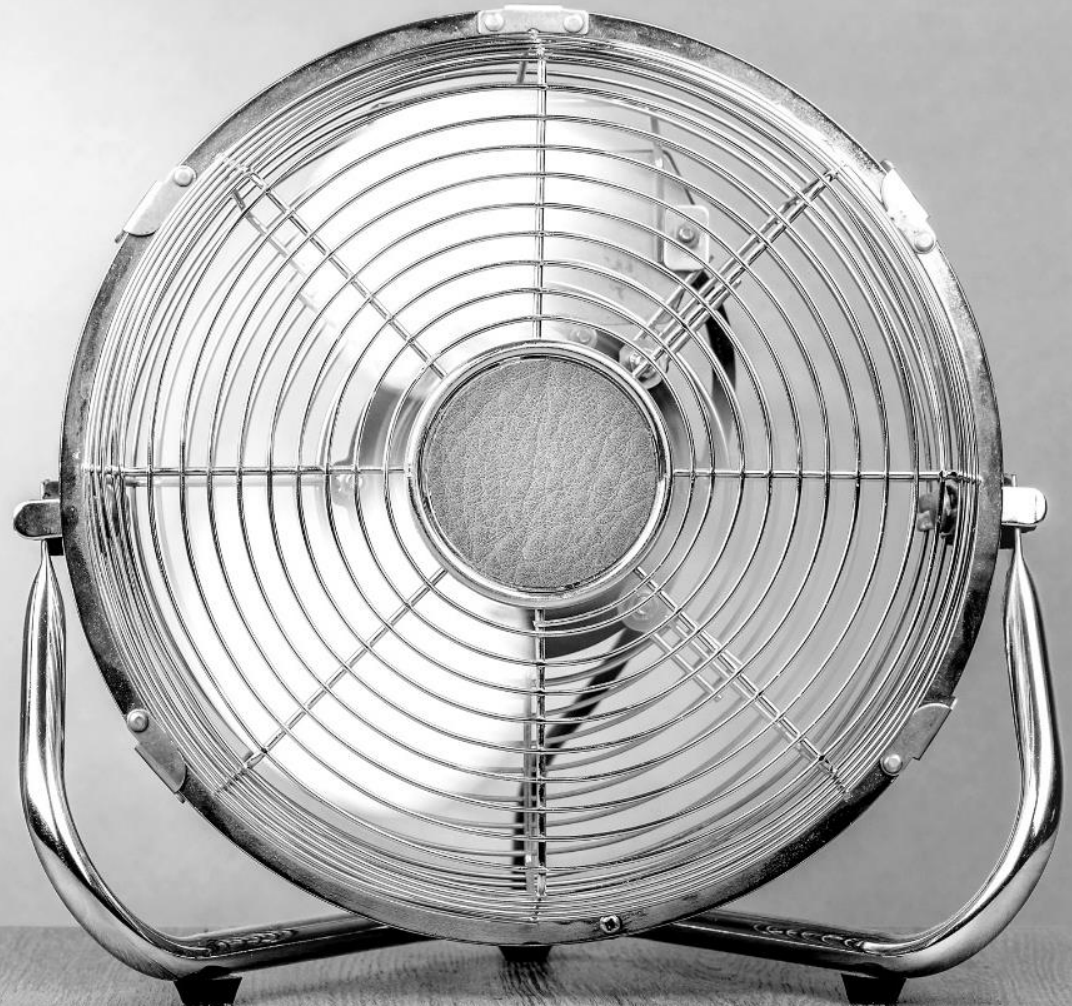
Erzeugung
Erneuerbare Energien

Dr. Sören Patzack

+49 241 47062-435
soeren.patzack@bet-energie.de

**B E T Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**

Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen
Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
info@bet-energie.de



www.bet-energie.de