

# Optimale Mittelspannungsnetzplanung mit aktivem Einsatz von Flexibilität

Johannes Heise(\*)<sup>1</sup>, Christian Becker

Technische Universität Hamburg, Institut für Elektrische Energietechnik, Harburger Schloßstraße 22a, D-21079 Hamburg, Tel: 0049 40 30601-4099, johannes.heise@tuhh.de, <https://www.tuhh.de/ieet>

**Kurzfassung:** Die Verteilnetzplanung steht durch den zunehmenden Anschluss neuer, elektrischer Verbraucher wie Wärmepumpen und batterieelektrischer Fahrzeuge unter wachsendem Druck. Die damit einhergehende Laststeigerung betrifft insbesondere Mittelspannungsnetze. Gleichzeitig eröffnen diese Verbraucher neue Möglichkeiten zur flexiblen Lastgestaltung, die in bestehenden Planungsmethoden bislang nur unzureichend berücksichtigt werden. In dieser Arbeit wird daher eine Planungsmethode vorgestellt, die verbraucherseitige Flexibilität systematisch in die strategische Mittelspannungsnetzplanung integriert. Bauliche Maßnahmen und der Einsatz von Flexibilität als betriebliche Planungsoption werden hierzu in einem gemeinsamen Entscheidungsraum modelliert. Die Ermittlung des Zielnetzes erfolgt abschließend mittels einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung (MILP). Die Ergebnisse zweier Fallstudien für ein städtisches und ein ländliches Verteilnetz zeigen, dass die Ausbaukosten durch den gezielten Einsatz von Flexibilität deutlich reduziert werden können. Darüber hinaus ermöglicht die Berücksichtigung betrieblicher Flexibilität eine zeitliche Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen. Dadurch können für den Netzausbau erforderliche Ressourcen, insbesondere Personalressourcen, effizienter eingesetzt werden.

**Keywords:** Flexibilität, Mittelspannungsnetzplanung, Netzausbau, Verteilnetzplanung, Aktive Planung, Optimierung

## 1 Einleitung

Die deutsche Bundesnetzagentur beziffert den Netzausbaubedarf im Verteilnetz bis 2032 auf 42,27 Mrd. Euro [1], wobei ein großer Teil auf die Mittelspannungsebene entfällt. Verantwortlich dafür sind vor allem die fortschreitende Dezentralisierung der Energieerzeugung sowie die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität. Beide Entwicklungen führen zu erheblichen zusätzlichen Lastspitzen und verstärken Netzengpässe im Mittelspannungsnetz [2].

Zahlreiche Studien zeigen, dass der gezielte Einsatz von verbraucherseitiger Flexibilität den erforderlichen Netzausbau deutlich reduzieren kann [3, 4]. Dennoch wird Flexibilität in heutigen Planungsprozessen kaum berücksichtigt. Bestehende Netzplanungsmethoden fokussieren primär auf bauliche Maßnahmen und sind nur begrenzt geeignet, komplexe Wechselwirkungen zwischen Investitionen und betrieblichem Flexibilitätseinsatz abzubilden.

---

<sup>1</sup> Diese Forschung wurde im Rahmen des Forschungsprojekts *Integrierte Netzplanung* (iNeP) innerhalb des übergeordneten Projekts *Norddeutsches Reallabor* durchgeführt und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) unter dem Förderkennzeichen 03EWR007O2 gefördert.

Gleichzeitig stehen Netzbetreiber unter erheblichem Zeitdruck, eine große Zahl von Mittelspannungsnetzen neu zu bewerten und auszubauen.

Um diese Lücke zu schließen, wird in dieser Arbeit eine Planungsmethode vorgestellt, die bauliche Maßnahmen wie Leitungsverstärkung oder Leitungsneubau und betriebliche Maßnahmen wie den gezielten Einsatz von verbraucherseitiger Flexibilität erstmals gemeinsam optimiert. Die Bewertung erfolgt mithilfe einer Optimierung auf Basis eines gemischt-ganzzahligen linearen Programms (MILP).

Die Methode ist damit Teil des Forschungsprojekts iNeP [5], welches eine integrierte Verteilnetzplanung für Hamburg entwickelt. Sie erweitert die Ansätze aus [2] um den gezielten Einsatz verbraucherseitiger Flexibilität in einer ganzheitlichen Optimierung der Verteilnetzplanung.

## 2 Modellierung der Flexibilität für Planungszwecke

In diesem Abschnitt wird die Modellierung der Flexibilität und des Netzausbaus erläutert. Zunächst werden die neuen Verbraucher im Verteilnetz modelliert. Die Profile für Wärmepumpen (WP) und batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) werden durch eigenständige Modelle abgebildet. Diese ermöglichen es die Auswirkungen eines Flexibilitätseinsatzes zu quantifizieren.

Das Wärmelastmodell basiert hierbei auf der Zustandsraumgleichung:

$$T_i(t) = -\frac{1}{R_{iu}C_{th}}T_i(t-1) + \frac{1}{C_{th}}\Phi_i(t) + \frac{1}{R_{iu}C_{th}}T_u(t) \quad (1)$$

Dabei ist  $T_i$  die Innentemperatur des Gebäudes.  $T_u$  ist die gemessene Umgebungstemperatur.  $R_{iu}$  und  $C_{th}$  sind der Gebäudeübergangswiderstand und die thermische Gebäudekapazität. Die Berechnung der benötigten Wärmeleistung erfolgt durch Umstellung der Gleichung nach der Wärmeleistung der Wärmepumpe  $\Phi_i$ . Die zugehörige elektrische Leistung wird durch den COP bestimmt:

$$COP_{WP}(\vartheta_{Vorlauf}, \vartheta_U) = \varphi_h \left(1 - \frac{\vartheta_U + 273,15K}{\vartheta_{Vorlauf} + 273,15K}\right)^{-1} \quad (2)$$

Dabei sind  $\vartheta_{Vorlauf}$  die Vorlauftemperatur der WP in °C.  $\vartheta_U$  ist analog die Umgebungstemperatur, der Wärmequelle der WP. Der Faktor  $\varphi_h$  gibt die Güte des Wärmepumpenprozess an.

Die Fahr- und Ladeprofile der BEV werden durch einen statistischen Fahrprofilgenerator erstellt. Dieser ermittelt auf Basis der mittleren Fahrstrecke pro Fahrt, der mittleren Fahrstrecke pro Jahr, der mittleren Abfahrtszeit und Ankunftszeit und einer Standardabweichung für jeden Wert individuelle Fahr- und Ladeprofile.

Um den Flexibilitätseinsatz in der Mittelspannung zu modellieren, werden alle Aggregate einer Klasse WP oder BEV an einem Netzknoten aggregiert. Die Aggregation ermöglicht es den kundenseitigen Nutzen der am jeweiligen Knoten bereitgestellten Energie durch das Netz zu ermitteln. Dafür wird der Nutzen für Wärme und Mobilität definiert, indem die in Abbildung 1 gezeigten Funktionen herangezogen werden. Der Nutzen der Wärmebereitstellung wird über

die Raumtemperatur und den damit einhergehenden Komfort definiert. Der Nutzen der Mobilitätsbereitstellung wird über den Erfüllungsgrad des Ladevorgangs definiert.

Bei der Bereitstellung von Raumwärme soll der Verbraucherkomfort der sich im Raum aufhaltenden Personen maximiert werden. In dieser Arbeit wird der maximale Komfort bei einer Raumtemperatur von 21 °C angenommen. Diese Annahme basiert auf dem Konzept der thermischen Behaglichkeit, das bei gegebener relativer Feuchte für Raumlufttemperaturen zwischen 18 °C und 24 °C definiert ist [6].

In Anlehnung an die in der DIN EN ISO 7730 [7] dargestellte Verteilung des Anteils unzufriedener Personen in Abhängigkeit der Raumtemperatur wird der Nutzen durch eine Normalverteilung modelliert. Diese beschreibt den erwarteten Anteil der Personen, die eine Umgebungstemperatur als zu warm oder zu kalt empfinden. Die normalverteilte Nutzenfunktion ergibt sich zu:

$$v_W(\vartheta_i) = \exp\left(-\frac{(\vartheta_i - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3)$$

Dabei ist  $v_W$  der Wärmenutzen in Abhängigkeit der Raumtemperatur  $\vartheta_i$ . Gleichung (3) wird für jeden Zeitschritt ausgewertet. Der Gesamtnutzen  $v_d^W$  für einen Tag ergibt sich dann aus der Summengleichung (4):

$$v_d^W = \sum_t^T v^W(\vartheta_{i,t}) \quad (4)$$

Maßgeblich für den Nutzen bei der Mobilitätsbereitstellung ist der Erfüllungsgrad des Ladevorgangs. Diese wird über eine quadratische Funktion abgebildet und liegt bei einem Erfüllungsgrad von 100% bei 1.

$$v_{BEV}(\gamma_L) = 1 - a * (\gamma_L - 100)^2 \quad (5)$$

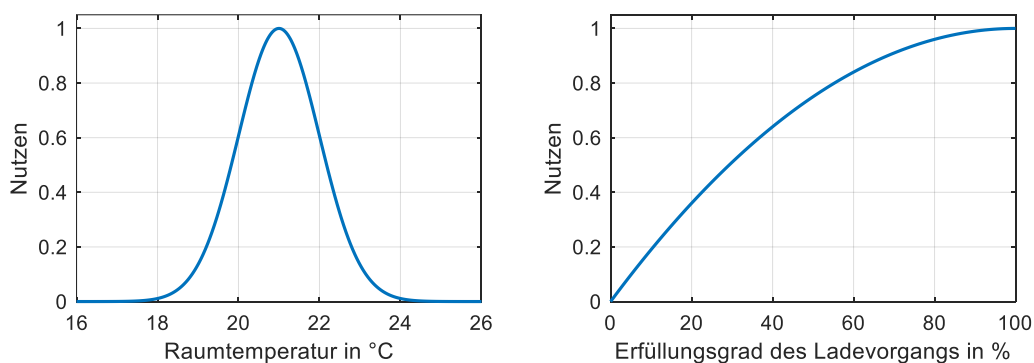


Abbildung 1: Nutzenfunktion für Wärmebereitstellung und Mobilitätsbereitstellung

Zur Bereitstellung der Flexibilität wird eine Leistungsgrenze  $P_{env}$  eingeführt. Diese gibt den Leistungsbegrenzung an. In Gleichung (6) ist diese als Nebenbedingung formuliert. Die inflexible Last der Haushalte (HH), der WP und der BEV darf in keinem Zeitpunkt die Leistungsgrenze überschreiten.

$$P_t^{HH} + P_t^{WP} + P_t^{BEV} \leq P_{env} \quad (6)$$

Neben der Leistung wird auch die Nutzeneinschränkung begrenzt. Die Nutzeneinschränkung wird mit der Variable  $D_N$  benannt. Diese soll einen vorher festgelegten Wert nicht überschreiten:

$$D_N(p_t^{WP}, p_t^{BEV}) \leq D_{N,max} \quad (7)$$

Unter der gegebenen Leistungs- und Nutzengrenze wird anschließend nach der Zielfunktion (8) optimiert.

$$\max_{p_t^{WP}, p_t^{BEV}} D_N = \alpha_N \left( 1 - \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{i=1}^{N^{WP}} v_{i,t}^W(\vartheta_{i,t})}{N^{WP}} \right) + (1 - \alpha_N) \left( 1 - \frac{\sum_{j=1}^{N^{BEV}} v_j^{BEV}(E_{end})}{N^{BEV}} \right) \quad (8)$$

Das Ergebnis der Optimierung ist eine veränderte Lastkurve, die in der Netzberechnung berücksichtigt werden kann. In Abbildung 2 ist ein Beispiel für eine Lastkurve an einem Verknüpfungspunkt von Mittel- zu Niederspannung für einen typischen Tag dargestellt. Ein Leistungspeak am Abend kann durch eine Lastverschiebung in der Wärmebereitstellung und beim Laden der BEV reduziert werden.

Mit der vorgestellten Methode kann das Potential einer Verschiebung verbraucherseitiger Flexibilität in Mittelspannung abgeschätzt werden. Diese kann genutzt werden, um Engpasssituationen oder Spannungsverletzungen im Netz aufzuheben und sollte daher in der Netzplanung berücksichtigt werden.

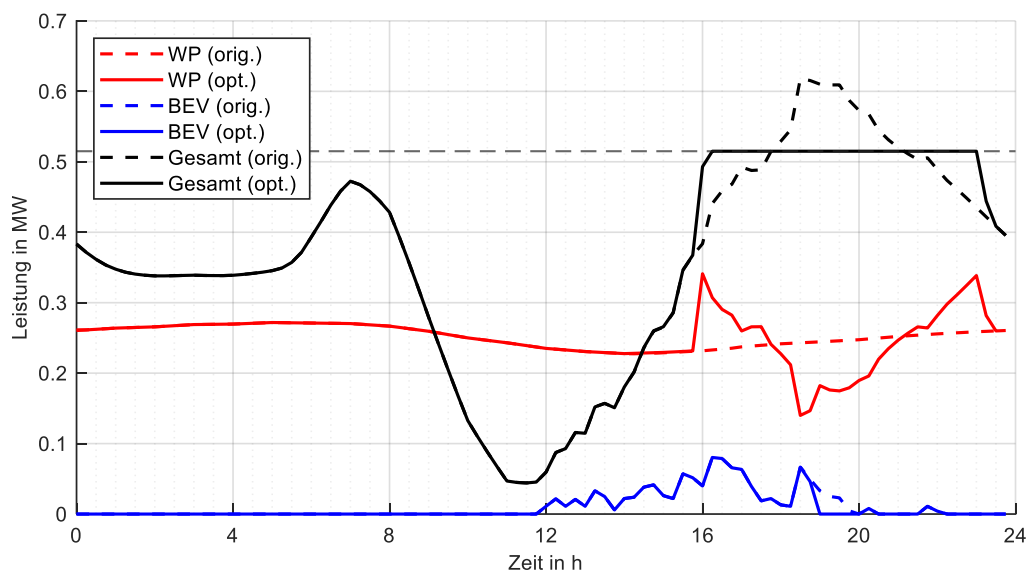


Abbildung 2: Einsatz von Flexibilität aus WP und BEV bei minimalen Komforteinbußen für die Verbraucher

Die beschriebenen Flexibilitätsmodelle liefern zeitlich veränderliche Lastprofile, die im nächsten Schritt in die Netzplanung integriert werden.

### 3 Netzplanungsmethode

Neben dem Einsatz von Flexibilität kann der Netzbetreiber zukünftige Engpässe weiterhin durch konventionellen Netzausbau und Netzverstärkungsmaßnahmen beheben. Hierfür stehen ihm je nach Spannungsebene unterschiedliche Leitungstypen zur Verfügung, die sich

hinsichtlich Übertragungskapazität, Investitionskosten und technischer Verfügbarkeit unterscheiden.

In dieser Arbeit wird das Netz als Graph aus Knoten und Kanten modelliert. Die als Kanten dargestellten Leitungen verbinden die Übergabeknoten der Hochspannung mit den Lastknoten der Mittelspannung. Nach der Überführung des Graphen in eine entsprechende Matrizenform erfolgt die netztechnische Bewertung mittels einer Leistungsflussrechnung.

Unter Verwendung der vorgestellten Flexibilitäts- und Netzausbaumodelle können bauliche und betriebliche Maßnahmen in einer gemeinsamen Optimierung zusammengeführt werden, um das optimale Zielnetz zu finden. In Abbildung 3 wird die Struktur der entwickelten Planungsmethode gezeigt. Die Netzplanung deckt die Entwicklung über mehrere Stützjahre ab. Die Ergebnisse der Stützjahre bauen jeweils aufeinander auf, sodass jedes Stützjahr eine Weiterentwicklung des vorherigen darstellt. Gleichzeitig erfolgt die Netzplanung stets mit einem holistischen Blick auf den gesamten Planungshorizont. Bauliche Maßnahmen, wie Leitungsneubauten, sind fest an ein Stützjahr gekoppelt und verändern die Netztopologie.

Betriebliche Maßnahmen sind dagegen von der aktuellen Netztopologie abhängig und verlaufen auf einer komplementären Zeitachse. Sie werden innerhalb eines Jahres, etwa für typische Tage, durchgeführt und basieren auf den in Kapitel 2 vorgestellten Flexibilitätsmodellen. Ihr Einsatz verändert Last und Erzeugung und beeinflusst damit wiederum die Wahl der baulichen Maßnahmen. Bauliche und betriebliche Maßnahmen stehen somit in einer engen Wechselwirkung.

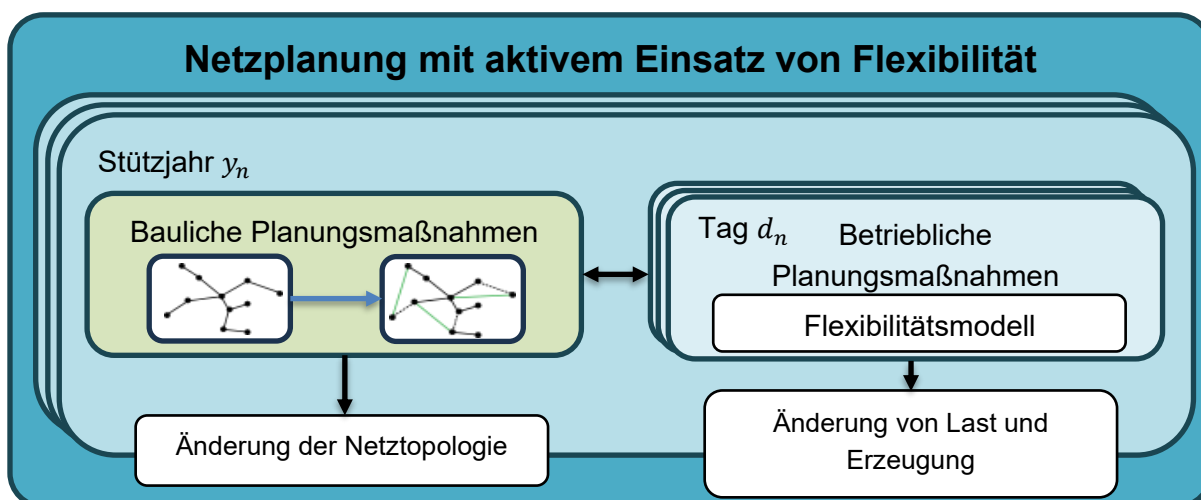


Abbildung 3: Netzplanungsmethode mit baulichen und betrieblichen Planungsmaßnahmen

### 3.1 Zielfunktion

Die betrieblichen und baulichen Planungskosten müssen somit beide Teil der Zielfunktion sein. Der Entscheidungsvariablenvektor  $\mathbf{x}$  bestimmt dabei die Lösung:

$$\min_{\mathbf{x}} C_{\text{Ges}} = C_{\text{Inv}}(\mathbf{x}) + C_{\text{Be}}(\mathbf{x}) \quad (9)$$

Die Investitionskosten  $C_{\text{Inv}}$  ergeben sich aus den Kosten für den Neubau oder die Verstärkung von Leitungen im Mittelspannungsnetz:

$$C_{\text{Inv}} = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{typ}^{N_{typ}} \sum_{y=1}^Y C_{k,typ,y}^{\text{bau}} z_{k,typ,y} \quad (10)$$

Hierbei steht  $k$  für den Leitungsindex,  $typ$  für den Leitungstypindex und  $y$  für den Stützjahrsindex, in dem die Leitung realisiert wird. Die spezifischen Kosten  $C^{\text{bau}}$  sind entsprechend abhängig von den genannten Größen. Der Leitungsindex enthält die Information über die Länge der geplanten Leitung. Der Typindex beeinflusst über den Leitungsquerschnitt die Kosten und über den Stützjahrsindex werden die Annuitätenkosten und eine Restwertbetrachtung berücksichtigt. Die binäre Entscheidungsvariable  $z$  ist in diesem Fall Teil des Vektors  $x$ . Bei  $z = 0$  wird eine Leitung nicht gebaut bzw. bei  $z = 1$  wird sie gebaut.

Als Betriebskosten in der Planung werden zur Vereinfachung nur die Kosten für verbraucherseitige Flexibilität berücksichtigt.

$$C_{\text{Be}} = \sum_{i=2}^N \sum_{y=1}^Y \sum_{t=1}^T C_{t,y}^{\text{flex.P}+} P_{i,y,t}^{\text{flex}+} + C_{t,y}^{\text{flex.P}-} P_{i,y,t}^{\text{flex}-} + C_{t,y}^{\text{flex.Q}+} Q_{i,y,t}^{\text{flex}+} + C_{t,y}^{\text{flex.Q}-} Q_{i,y,t}^{\text{flex}-} \quad (11)$$

Die Betriebskosten werden für jeden Knotenindex  $i$  außer den Referenzknoten, jedes Stützjahr  $y$  und jeden betrachteten Zeitschritt im Stützjahr  $t$  berücksichtigt. Die Wirkleistung  $P$  und die Blindleistung  $Q$  sind somit Teil des Entscheidungsvariablenvektors  $x$ . Die Unterscheidung von  $flex +$  und  $flex -$  ist notwendig, um flexible Last und flexible Einspeisung voneinander zu trennen.

### 3.2 Nebenbedingungen

Die Nebenbedingungen des Optimierungsproblem lassen sich in Struktur und Betrieb aufteilen. Die Struktur des Netzes orientiert sich am Ausbaustand eines Mittelspannungsnetzes, das im Regelbetrieb radial betrieben wird. Daraus ergeben sich mehrere topologische Anforderungen: Das Netz muss zusammenhängend, kreisfrei und mit einem definierten Referenzknoten als Spannungsreferenz ausgestattet sein.

Die Nebenbedingungen für den stabilen Netzbetrieb sind die Leistungsflussgleichungen, die Einhaltung der Spannungsgrenzen, und die thermische Leitungsbelastung. Zudem ergeben sich die folgenden Nebenbedingungen für die flexiblen Verbraucher:

1. Leistungsbereitstellung der flexiblen Verbraucher
2. Gebäudewärmeversorgung (vgl. Gleichung (1))
3. Wärmepumpenbetrieb (vgl. Gleichung (2))
4. Verbraucherkomfort (vgl. Gleichung (7))

Alle Nebenbedingungen müssen linear sein oder entsprechend linearisiert werden. Das gilt insbesondere für den Leistungsfluss. Der Spannungsabfall wird nach Baran und Wu [8] linear modelliert:

$$U_{j,t} = U_{i,t} - (r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) \quad (12)$$

## 4 Fallstudie und Ergebnisse

In der im Folgenden beschriebenen Fallstudie wird die Anwendung der entwickelten Planungsmethode gezeigt. Dafür wird zunächst ein Planungsszenario eingeführt und es werden zwei Beispielnetze vorgestellt.

### 4.1 Szenario und Annahmen

Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität führt zu einem erhöhten Bedarf an Transportfähigkeit des Verteilnetzes. Insbesondere die Mittelspannungsnetze werden durch die neuen Verbraucher belastet. Um die Auswirkungen zu quantifizieren, wurde der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber [9] herangezogen und für die Mittelspannung regionalisiert. Dabei wurden verbraucherseitig Wärmepumpen (WP), batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Dachphotovoltaikanlagen (PV) berücksichtigt. Es können die Anteile an Aggregaten für die Stützjahre 2037 und 2045 berechnet werden. In dieser Arbeit wurden die Anteile der Jahre in Schritten von 5 Jahren interpoliert. In Abbildung 1 ist der Anteil der Haushalte mit der jeweiligen Technologie abgebildet.

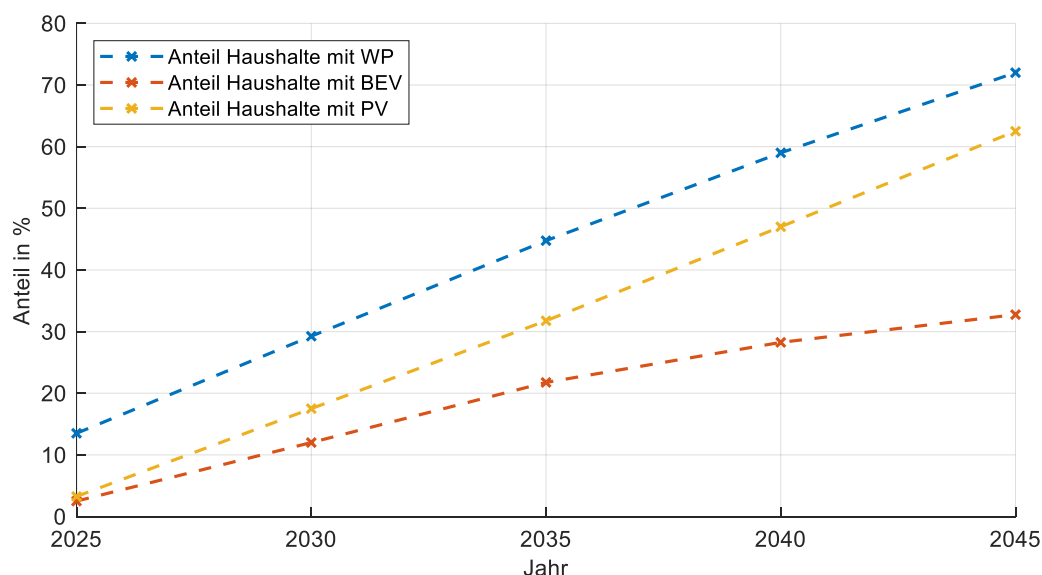


Abbildung 4: Anteil an WP, BEV und PV bei Verbraucher nach dem Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber

Die Verteilung der Aggregate erfolgt im Netzmodell zufällig pro Netzknoten im Mittelspannungsnetz. Dadurch ergibt sich ein realistisches Szenario für den Mittelspannungsabschnitt. Als Fallbeispiel für diese Arbeit wurden ein städtisches 10kV-Netz [10] und ein ländliches 20kV-Netz [11] ausgewählt. Als Kosten werden 100€/MWh für die Flexibilität angenommen. Dieser Wert orientiert sich an [12] und ist niedriger als Stromausfallkosten für die Verbraucher angesetzt, da die Komforteinbußen gering sind. In Tabelle 1 sind die spezifischen Leistungskosten der Beispielnetze dargestellt. Dabei handelt es sich um Annahmen die gemeinsam mit einem deutschen Verteilnetzbetreiber getroffen wurden.

Tabelle 1: Spezifische Leitungskosten für das städtische [7] und das ländliche [8] Netz

Netztyp	Spannung	Typ	R [ $\Omega/\text{km}$ ]	X [ $\Omega/\text{km}$ ]	C [nF/km]	Smax [MVA]	Kosten [€/km]
Städtisch	10 kV	1	0,122	0,105	456	7,21	300.000
Städtisch	10 kV	2	0,100	0,100	500	8,16	400.000
Städtisch	10 kV	3	0,077	0,100	550	9,27	500.000
Ländlich	20 kV	1	0,313	0,132	216	8,73	200.000
Ländlich	20 kV	2	0,161	0,117	273	12,5	250.000
Ländlich	20 kV	3	0,122	0,112	304	14,6	300.000

## 4.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Planungsmethode sind in Tabelle 2 dargestellt. Dabei wird als Referenzfall zunächst die Planung ohne betriebliche Maßnahmen betrachtet. Es wird deutlich, dass im städtischen Netz insgesamt weniger Maßnahmen notwendig sind und diese auch günstiger sind. Das liegt an den deutlich geringeren Leitungslängen im städtischen Netz. Beim Vergleich des Referenzfalls mit der Netzplanung mit Flexibilität können die Netzplanungskosten in beiden Fällen gesenkt werden. Dies resultiert vor allem aus der Verschiebung des Netzausbaus in spätere Stützjahre. Durch die Berücksichtigung der Annuitäten und des Restwerts werden spätere Investitionen in das Netz im Modell günstiger. Gleichzeitig werden durch den Einsatz von Flexibilität insgesamt weniger Baumaßnahmen notwendig. Zudem sind die Baumaßnahmen im Modell mit Flexibilität auf kürzere Leitungslängen beschränkt und somit günstiger.

Tabelle 2: Ergebnisse der Netzplanungsmethode

Fallstudie	Maßnahmen	Kosten in tsd. €				
		2030	2035	2040	2045	Gesamt
<b>Referenzfall – bauliche Planungsmaßnahmen (ohne Flexibilität)</b>						
Städtisches Netz	3 Baumaßnahmen	38	43	118	52	251
Ländliches Netz	6 Baumaßnahmen	0	2279	240	0	2519
<b>Bauliche und betriebliche Planungsmaßnahmen (mit Flexibilität)</b>						
Städtisches Netz	3 Baumaßnahmen	4	64	15	58	141
Ländliches Netz	3 Baumaßnahmen	0	38	846	150	1034

Exemplarisch ist in Abbildung 5 die Netzentwicklung des ländlichen Netzes für die Berücksichtigung von baulichen und betrieblichen Maßnahmen dargestellt. Im Jahr 2030 sind weder bauliche noch betriebliche Maßnahmen notwendig. Im Jahr 2035 werden nur betriebliche Maßnahmen getätigt, um Spannungsbandverletzungen aufzuheben. Erste bauliche Maßnahmen werden erst ab dem Stützjahr 2040 notwendig. Hier wird die Leitung vom Referenzknoten 1 zum Lastknoten 2 auf den Typ 3 verstärkt. Die höhere Übertragungskapazität der Leitung von Knoten 1 nach 2 führt zu geringeren Spannungsverlusten. Weiterhin wird der Knoten 11 über eine neue Leitung am verstärkten Strang angeschlossen, um diesen zu entlasten. Zusätzlich wird Flexibilität zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen verwendet. Im letzten Stützjahr findet eine weitere Baumaßnahme im bereits verstärkten Strang statt. Der Einsatz von Flexibilität erhöht sich

zudem. Im Referenzfall ohne betriebliche Maßnahmen, entstehen bereits im Jahr 2035 hohe Kosten für den bau neuer Leitungen, da keine Flexibilität zur Verfügung steht um kurzzeitige Spannungsverletzungen kostengünstig zu beheben.

Die Ergebnisse wurden abschließend mit einer Leistungsflussrechnung in MATPOWER [13] überprüft. Die Überprüfung ist notwendig da durch die Linearisierung die Netzphysik nur vereinfacht abgebildet wird.

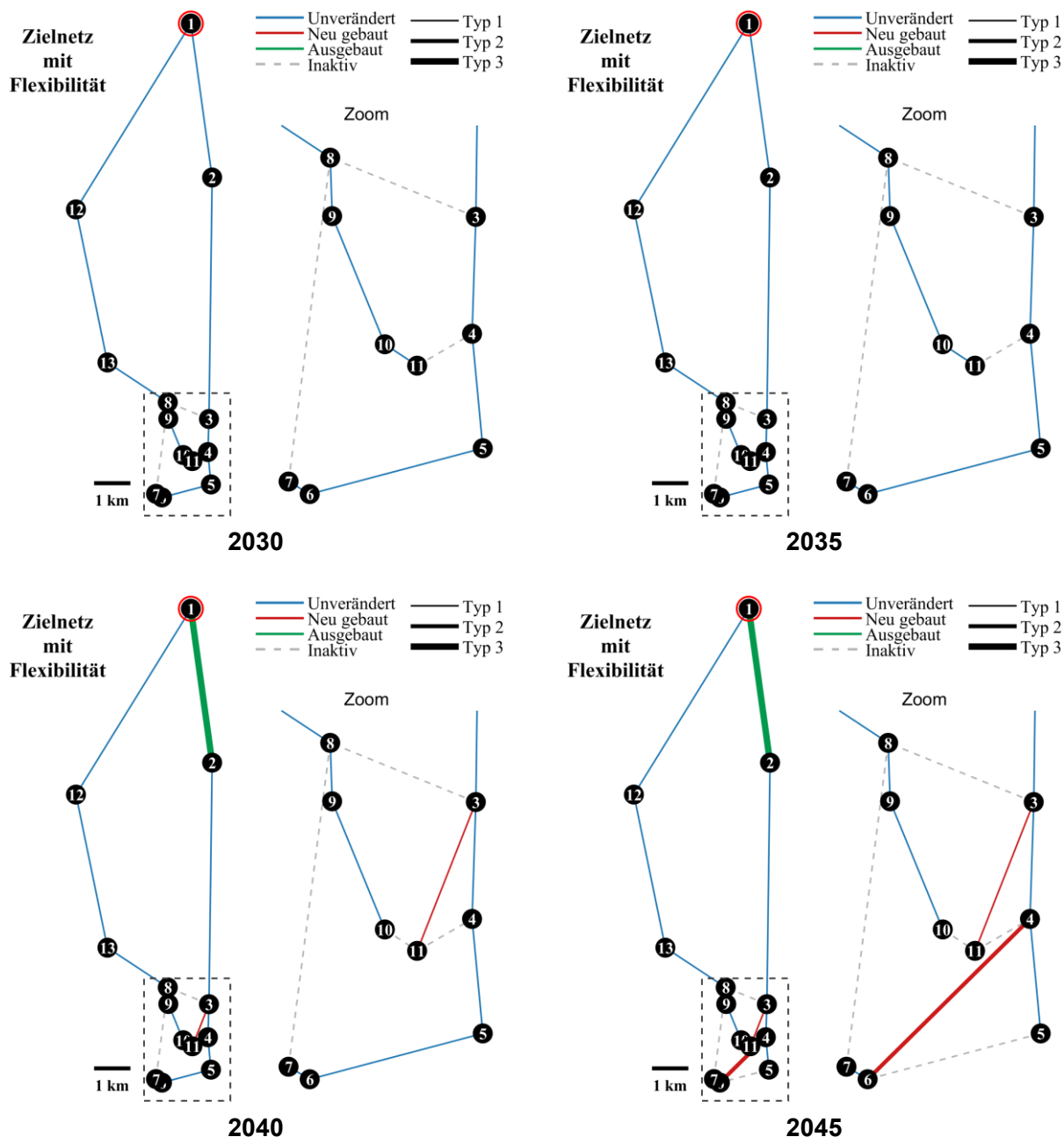


Abbildung 5: Netzausbauplan für das ländliche Netz als Ergebnis der optimierten Planung mit verbraucherseitigem Flexibilitätseinsatz

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde eine Planungsmethode für Mittelspannungsnetze vorgestellt. Die Methode berücksichtigt die verbraucherseitige Flexibilität aggregierter Verbraucher in der

Niederspannung. Die Berücksichtigung der Flexibilität wird ermöglicht indem eine Modellierung des Wärme- und Mobilitätverbrauchs erfolgt. In einer gemeinsamen Optimierung des Nutzens bei einer festgelegten Flexibilitätsbereitstellung durch die Verbraucher wird sichergestellt, dass die Nutzeneinschränkungen in einem verträglichen Maß bleiben.

In der Netzplanung selbst können nun neben den baulichen auch die betrieblichen Planungsmaßnahmen berücksichtigt werden. Dafür wurden diese gemeinsam in eine MILP-Formulierung überführt. Die Ergebnisse zeigen einen optimalen Netzausbauplan. Die Methode wurde an zwei unterschiedlichen Beispielnetze aus der Literatur erprobt und konnte zeigen das durch den gezielten Einsatz von Flexibilität Ausbau- und Planungskosten gespart werden können.

Die verwendete Methode berücksichtigt einige Aspekte der Netzplanung noch nicht. So wurde die Zuverlässigkeit des Netzes bisher nicht adressiert. Der Betrieb des Netzes wurde zwar durch die Verbrauchermodelle abgebildet, dennoch fehlen auch hier tiefere Methode und Modelle. Hier bestehen Ansätze für weitere Optimierungen des Modells.

## Referenzen

- [1] Bundesnetzagentur, "Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022," Bundesnetzagentur, Bericht, 2022.
- [2] J. Heise, M. Mostafa, P. T. Baboli, und C. Becker, "Integration of Active Operation into the Planning Phase of a Medium-Voltage Distribution Grid," in Proceedings of 2024 International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies (REST). Prishtina, Kosovo (UNMIK): IEEE, Jun. 2024, S. 1–5.
- [3] P. Sterchele, J. Brandes, J. Heilig, D. Wrede, C. Kost, T. Schlegl, A. Bett, und H.-M. Henning, "Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen," Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Studie, 2020.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH, "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität," Studie. 2021.
- [5] M. Mostafa, D. Vorwerk, J. Heise, A. Povel, N. Sanina, D. Babazadeh, C. Töbermann, A. Speerforck, C. Becker, und D. Schulz, "Integrated Planning of Multi-energy Grids: Concepts and Challenges," in Proceedings of Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (NEIS 2022), Hamburg, Germany, Sep. 2022.
- [6] A. Dentel und U. Dietrich, "Dokumentation PRIMERO Komfort – Thermische Behaglichkeit und Komfort in Gebäuden," HafenCity Universität Hamburg, Hamburg, Tech. Rep., 2013
- [7] DIN, "DIN EN ISO 7730:2005, Ergonomie der thermischen Umgebung," Beuth Verlag, Berlin, 2006.
- [8] M. Baran und F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," IEEE Transactions on Power Delivery, Bd. 4, Nr. 2, S.1401–1407, Apr. 1989
- [9] Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045," (zuletzt überprüft am 10.11.2025). Jan. 2022. verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2023.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf)
- [10] K. Rudion, A. Orths, Z. Styczynski, und K. Strunz, "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration," in Proceedings of 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, Que., Canada: IEEE, 2006, S. 6 pp.
- [11] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauen, C. Rehtanz, A. Moser, und M. Braun, "SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis," Energies, Bd. 13, Nr. 12, S. 3290, Jun. 2020.

- [12] R. Rana, I. B. Sperstad, B. N. Torsæter, und H. Taxt, "Economic assessment of integrating fast-charging stations and energy communities in grid planning," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Bd. 35, S. 101083, Sep. 2023
- [13] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, und R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 26, Nr. 1, S. 12–19, Feb.2011.