

ZENTRALES REGELUNGSKONZEPT ZUM ENGPASSMANAGEMENT IM VERTEILNETZ MITTELS GEMISCHT-GANZZAHLIGER NICHTLINEARER OPTIMIERUNG

Manuel Schwenke, David Nickel¹, Jutta Hanson

Technische Universität Darmstadt,
Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik,
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5),
Landgraf-Georg-Straße 4, 64283 Darmstadt, Deutschland, +49 6151 16 24671,
manuel.schwenke@tu-darmstadt.de, www.e5.tu-darmstadt.de

Kurzfassung: In diesem Beitrag wird ein Optimierungsalgorithmus vorgestellt, der die optimale Abregelung der Wirkleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen im Rahmen des Engpassmanagements im Verteilnetz in diskreten Stufen ermöglicht. Zur Umsetzung wird eine Schnittstelle zwischen der Netzberechnungssoftware Pandapower und der Optimierungsumgebung Pyomo in Python hergestellt. Weiters wird eine Methode vorgestellt, die die Modellierung von diskreten Stufen der Wirkleistungseinspeisung mithilfe von indexbasierten binären Variablen umsetzt. Der Algorithmus wird an einem angepassten, engpassbehafteten Cigré-Benchmarknetz in der Mittelspannung für verschiedene Fälle untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass sich mit der Methodik die Engpässe beheben und das vorgestellte Modell mit zunehmenden Freiheitsgraden den Betrieb optimieren kann.

Keywords: Redispatch 2.0, optimale Lastflussberechnung, MINLP, zentrale Regelung

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende werden vermehrt dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz angeschlossen. Dieser verstärkte Ausbau führt zur Verlagerung der Einspeisung elektrischer Leistung vom Übertragungsnetz ins Verteilnetz, wodurch Netzdienstleistungen zukünftig vermehrt im Verteilnetz verfügbar sein werden. Des Weiteren bewirkt die erhöhte Erzeugungsleistung eine stärkere Auslastung des Verteilnetzes und kann ohne Regeleingriffe durch die Netzführung zu Engpässen im Netz führen. Aufgrund der gesetzlichen Verpflichtung für die Netzbetreiber zur Umsetzung des Prozesses Redispatch 2.0 [1] stehen der Netzführung zusätzliche Daten für die Bewertung des Netzzustandes zur Verfügung. Zudem steigt die Anzahl der regelbaren Anlagen durch die gesetzliche Vorgabe, dass Erzeugungsanlagen (EZA) ab 100 kW am Redispatch teilnehmen müssen an. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, zentrale Regelungssysteme zur Spannungshaltung und zum Engpassmanagement einzusetzen, welche im Gegensatz zum herkömmlichen Einspeisemanagement nicht nur kurativ, sondern durch die Pflicht zur Übermittlung von Einspeise- und Lastprognosen im Rahmen von Redispatch 2.0 auch präventiv Engpässe im Netz verhindern können.

¹ Die Arbeit von David Nickel wurde durch das Science-to-Standards Programm der DKE untestützt.

Mit Hilfe der Lastflussoptimierung lassen sich Freiheitsgrade im Netz (Wirkleistungsabregelung, Transformatorstufenschalter, Blindleistungseinspeisung) so nutzen, dass ein optimaler Einsatz von Blindleistung bei minimaler Wirkleistungsabregelung zu einem sicheren und engpassfreien Netzbetrieb führt. Für die optimierte Spannungshaltung bietet es sich an, die Stufenstellung des Transformators in die Optimierung einzubeziehen. Das daraus resultierende Optimierungsproblem beinhaltet sowohl diskrete als auch kontinuierliche Regelgrößen, wodurch es zur Klasse der gemischt-ganzzahligen nichtlinearen Probleme (MINLP) gehört.

Ein Optimierungsalgorithmus zum Engpassmanagement im Rahmen von Redispatch 2.0 sollte folgende Kriterien erfüllen:

- **Schnelligkeit:** Berechnungszeit innerhalb prozesstechnisch bzw. betrieblich geforderter Grenzen von Sekunden bis wenigen Minuten
- **Fairness und Effektivität:** Kostensoptimale Abregelung unter Berücksichtigung der Mindestfaktoren von Erzeugungsanlagen mit der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Anlagenauswahl. Eine allgemeine Diskriminierungsfreiheit ist durch die Transparenz des Optimierungsverfahrens gegeben. Eine darüber hinaus gehende Diskriminierungsfreiheit im Sinne einer rollierenden Auswahl der Anlagen oder anteilige Absenkungen mehrerer geclusteter Anlagen wird im vorliegenden Modell zunächst nicht berücksichtigt. Als kostensoptimal versteht sich hier das volkswirtschaftliche Optimum, also eine Minimierung der Netzverluste bei gleichzeitiger Beachtung des Einspeisevorrangs. Effektiv bedeutet das, dass Anlagen mit der größten Sensitivität auf einen Engpass vorrangig abgeregelt werden.
- **Abbildbarkeit realer Netze:** Auf Grund technischer Beschränkungen in der Fernwirktechnik lassen sich Wirkleistungsabregelungen nicht kontinuierlich realisieren, sondern erfolgen in diskreten Stufen. Dies muss im Modell abbildbar sein.
- **Skalierbarkeit:** Der Algorithmus sollte auf Verteilnetze beliebiger Größe, Topologie und Spannungsebene anwendbar sein und somit die Möglichkeit bieten, den Anforderungen des Prozesses Redispatch 2.0 gerecht zu werden

Über die Anforderungen der Wirkleistungsabregelung hinaus evaluiert dieser Beitrag die zentrale Regelung des Stufenschalters und der Blindleistungseinspeisung von EZA. Das vorliegende Paper gliedert sich wie folgt:

In Kapitel zwei wird zunächst eine Übersicht über die theoretischen Grundlagen zur Implementierung des vorgestellten Algorithmus gegeben. Dabei werden Klassen von Optimierungsproblemen vorgestellt, sowie die für die Lastflussoptimierung notwendigen Nebenbedingungen hergeleitet. Anschließend stellt Kapitel drei das verwendete Testnetz sowie den genutzten Algorithmus vor. In Kapitel vier folgen die Ergebnisse der Untersuchung für verschiedene Testszenarien. Schließlich fasst Kapitel fünf die Arbeit zusammen und zieht ein Fazit über die Ergebnisse.

1.1 Literaturübersicht

In diesem Abschnitt wird eine kurze Übersicht über die Forschungsschwerpunkte gegeben, die in dieser Arbeit behandelt werden.

- 1) Berechnung von optimalen Lastflüssen: Um Kosten einzusparen und Einspeisereihenfolgen zu beachten, existieren verschiedene Algorithmen zur Berechnung von optimalen Wirkleistungseinspeisung. Dabei können verschiedene Freiheitsgrade und Betriebsmittel in die Optimierung einbezogen werden [2, 3].
- 2) Lösungsansätze für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme (MINLP): Zur Lösung von MINLP gibt es eine Vielzahl von Ansätzen. In der Literatur hat sich die Outer Approximation (OA) [4, 5] als gute Lösungsmöglichkeit gezeigt. Durch den Einsatz verschiedener Regularisierungstechniken entstehen durch Anpassung der Schrittweite Methoden erweiterte Verfahren wie die Quadratic Outer Approximation (QOA) oder Level-Based Outer Approximation [4, 5, 6], die schneller konvergieren.
- 3) Zentrale Spannungsregelung durch Blindleistung und Stufenschalter: Um eine optimierte Einspeisung der Blindleistung für eine verbesserte Spannungshaltung zu ermitteln, werden zentrale Regelungskonzepte für die Blindleistungseinspeisung in [7, 8, 9] untersucht und finden Anwendung im vorliegenden Modell.

2 Theoretische Grundlagen

Das folgende Kapitel stellt die Grundlagen zur Implementierung des zentralen Optimierungsalgorithmus vor. Zunächst folgt eine Übersicht über die Klassen von Optimierungsproblemen und die Einordnung des vorliegenden Algorithmus. Anschließend werden die Nebenbedingungen formuliert.

2.1 Klassen von Optimierungsproblemen

Optimierungsprobleme bilden reale Probleme mathematisch ab und verfolgen das Ziel eine Zielfunktion $f(x)$ zu minimieren oder zu maximieren. Die Formulierung der Zielfunktion $f(x)$ ist dabei abhängig von dem abzubildenden Problem, wobei die Variablen x die Unbekannten darstellen, welche mithilfe des Optimierungsalgorithmus bestimmt werden sollen. Die allgemeine Form eines unbeschränkten Optimierungsproblems ist in (1) dargestellt.

$$\min_x f(x) \tag{1}$$

Da bei der Lösungssuche häufig Randbedingungen berücksichtigt werden sollen, werden im Allgemeinen Gleichheits- $c_G(x)$ oder Ungleichheitsnebenbedingungen $c_{UG}(x)$ zur Beschränkung des Lösungsraums formuliert. Das Optimierungsproblem aus (1) wird damit zu dem beschränkten Optimierungsproblem in (2) [2].

$$\begin{aligned} \min_x f(x) \\ \text{u. d. N. } c_G(x) = 0 \\ c_{UG}(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{2}$$

Abhängig von der Zielfunktion und den Nebenbedingungen ergeben sich unterschiedliche Klassen von Optimierungsproblemen, welche unterschiedliche Lösungsmethoden erfordern [10]. Die für dieses Paper relevanten Klassen sollen im Folgenden kurz beschrieben werden:

Nicht-lineare Probleme (NLP) umfassen Probleme, die über einen Lösungsraum mit stetigen Variablen $x \in \mathbb{R}^n$ definiert sind wobei die Zielfunktion oder Nebenbedingungen nicht-linear sein können. Der Lösungsraum gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme (MIP) ist sowohl über stetige $x \in \mathbb{R}^n$, als auch diskrete Variablen $y \in \mathbb{Z}^m$ definiert [10]. Diese können wiederum in lineare (MILP) oder nicht-lineare (MINLP) Probleme unterteilt werden. Die allgemeine Form dieser Probleme ohne Nebenbedingung ist in (3) dargestellt [11].

$$\begin{aligned} \min_{x,y} f(x,y) \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\ y \in X \subseteq \mathbb{Z}^n \end{aligned} \quad (3)$$

2.2 Nebenbedingung des Algorithmus

Das Ziel dieses Papers besteht darin, einen Algorithmus zur Berechnung eines optimalen Leistungsflusses im Verteilnetz zu implementieren. Im vorliegenden Paper wird dieser zunächst auf ein in offenen Ringen betriebenes Mittelspannungsnetz angewendet, ist aber prinzipiell auf beliebige Netztopologien und damit auch auf vermaschte Hochspannungsnetze übertragbar. Zur Modellierung des Leistungsflusses wird die Gleichheitsnebenbedingung aus (2) genutzt, um einen ausgeglichenen Leistungsfluss an jedem Knoten im Netz zu gewährleisten. Der Leistungsfluss eines Knotens k kann über die drei Komponenten $\underline{s}_{\text{Netz},k}$, $\underline{s}_{\text{Last},k}$ und $\underline{s}_{\text{Gen},k}$ beschrieben werden, welche jeweils die Leistungsflüsse des Netzes, der an den Knoten angeschlossenen Last oder Erzeugung wiedergeben [2]. Da die meisten Lösungsmethoden nicht in der Lage sind komplexe Zahlen zu verwenden, ist eine Aufteilung in Real- und Imaginärteil notwendig. Die Nebenbedingung der Leistungsflussgleichungen für Wirk- und Blindleistung je Knoten k im Verbraucherzählpeilsystem sind in (4) und (5) dargestellt [12]. Hier beschreibt $K_{\text{PQ,PU}}$ die Menge aller PQ- und PV-Knoten im Netz. Da die Annahmen eines Gleichstromlastflusses, wenn überhaupt im Verteilnetz, nur in Hochspannungsnetzen hinreichend genau sind, der Algorithmus jedoch auf alle Spannungsebenen des Verteilnetzes anwendbar sein soll, werden im vorliegenden Algorithmus die vollständigen Leistungsflussgleichungen verwendet [12].

$$p_{\text{Netz},k} + p_{\text{Last},k} - p_{\text{Gen},k} = 0, \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \quad (4)$$

$$q_{\text{Netz},k} + q_{\text{Last},k} - q_{\text{Gen},k} = 0, \forall k \in K_{\text{PQ}} \quad (5)$$

Die Lasten werden als PQ-Knoten modelliert, weshalb die in den Gleichungen (4) und (5) aufgeführten Leistungsbezüge der Lasten keine Variablen für den Suchalgorithmus darstellen. Leistungsflüsse des Knotens k können konstant sein, wenn es sich um eine feste Einspeisung handelt und variabel falls es sich um eine regelbare Einspeisung handelt. Die aus dem Netz resultierenden Leistungsflüsse sind von den komplexen Knotenspannungen \underline{u}_k , das heißt dem

Betrag u_k und der Amplitude δ_k abhängig. Mit Hilfe der komplexen Knotenspannungen in kartesischer Form aus (7) und der komplexen Knotenadmittanzmatrix können über (6) die Gleichungen für den Wirkleistungs- (8) und Blindleistungsfluss (9) aus dem Netz an jeden Knoten k in summierter Form berechnet werden. Hier stellt $g_{k,m}$ die Konduktanz und $b_{k,m}$ die Suszeptanz des jeweiligen Eintrages der Knotenadmittanzmatrix dar.

$$\underline{s}_{\text{Netz}} = \underline{u}(\underline{y} \cdot \underline{u})^* \quad (6)$$

$$\underline{u}_k = u_k(\cos(\delta_k) + j\sin(\delta_k)) \quad (7)$$

$$p_{\text{Netz},k} = u_k \sum_{m=1}^K u_m (g_{k,m} \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{k,m} \sin(\delta_k - \delta_m)), \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \quad (8)$$

$$q_{\text{Netz},k} = v_k \sum_{m=1}^K u_m (g_{k,m} \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{k,m} \cos(\delta_k - \delta_m)), \forall k \in K_{\text{PQ}} \quad (9)$$

Bei der Berechnung der Wirkleistung über (8) sind die Bilanzknoten ausgeschlossen. Die Wirkleistung am Bilanzknoten stellt sich bei dieser Modellierung implizit als abhängige Variable ein. Die Blindleistung in (9) an Bilanz- und PV-Knoten stellt sich ebenfalls implizit ein oder ist im Falle der spannungsregelnden Generatoren an PV-Knoten von der hinterlegten Regelung abhängig [2]. Auf die Arten von Knoten wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter eingegangen, weshalb für die Definition auf [13] verwiesen wird.

Neben der Nebenbedingung eines ausgeglichenen Leistungsflusses an jedem Knoten im Netz gibt es noch weitere Einschränkungen, die dem Modell zugefügt werden können. Dazu zählt die Bedingung der maximalen Leitungs- und Transformatorauslastung im Netz, die natürlich bei der Erkennung und Vermeidung von Engpässen fundamental ist. Die Auslastungen werden hier über die Ströme definiert.

Für jedes Zweigelement $z \in Z$, wobei Z die Menge aller Transformatoren und Leitungen im Netz ist, werden die Ungleichungen (10) und (11) formuliert [14]. Die Indizes f und t in (10) und (11) sind Abkürzungen für „from“ und „to“ und deklarieren die Stromflussrichtung zwischen zwei Knoten. Sie stellen das Netz als gerichteten Graphen dar, wodurch eine beliebige Orientierung der Zweigelemente vorgenommen und damit eine Bezugsstromrichtung zwischen zwei Knoten festgelegt wird.

Die explizite Modellierung der Zweigflüsse wird als Branch Flow Model (BFM) bezeichnet und unterscheidet sich von der in der Literatur weiter verbreiteten Modellierung als Bus Injection Model (BIM). Beim BFM sind zusätzliche Gleichungen notwendig, dafür lassen sich Ströme und damit Verluste und Auslastungen explizit abbilden [15].

$$|i_{f_z}(\delta_z, u_z)| - i_{\max_z} \leq 0 \quad \forall z \in Z \quad (10)$$

$$|i_{t_z}(\delta_z, u_z)| - i_{\max_z} \leq 0 \quad \forall z \in Z \quad (11)$$

Um die Ströme in summierter Form darstellen zu können, wird (7) in den Spannungsvektor \underline{u}_z eingesetzt und jeweils mit einer der komplexen Knotenadmittanzmatrixen \underline{y}_{f_z} oder \underline{y}_{t_z} multipliziert. Wie zuvor wird die Konduktanz mit $g_{f_{k,m}}$ beziehungsweise $g_{t_{k,m}}$ und die Suszeptanz mit $b_{f_{k,m}}$ beziehungsweise $b_{t_{k,m}}$ bezeichnet. Mit diesen Annahmen geht (12) in (13) und (14) über.

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_{f_z} \\ \underline{i}_{t_z} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{ff_z} & y_{ft_z} \\ y_{tf_z} & y_{tt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{f_z} \\ u_{t_z} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\underline{i}_{f_z} = \left(u_{f_z} (g_{ff,z} \cdot \cos(\delta_{f_z}) - b_{ff,z} \cdot \sin(\delta_{f_z})) + u_{t_z} (g_{ft,z} \cdot \cos(\delta_{t_z}) - b_{ft,z} \cdot \sin(\delta_{t_z})) \right) + j \cdot \left(u_{f_z} (g_{ff,z} \cdot \sin(\delta_{f_z}) + b_{ff,z} \cdot \cos(\delta_{f_z})) + u_{t_z} (g_{ft,z} \cdot \sin(\delta_{t_z}) + b_{ft,z} \cdot \cos(\delta_{t_z})) \right) \quad (13)$$

$$\underline{i}_{t_z} = \left(u_{f_z} (g_{tf,z} \cdot \cos(\delta_{f_z}) - b_{tf,z} \cdot \sin(\delta_{f_z})) + u_{t_z} (g_{tt,z} \cdot \cos(\delta_{t_z}) - b_{tt,z} \cdot \sin(\delta_{t_z})) \right) + j \cdot \left(u_{f_z} (g_{tf,z} \cdot \sin(\delta_{f_z}) + b_{tf,z} \cdot \cos(\delta_{f_z})) + u_{t_z} (g_{tt,z} \cdot \sin(\delta_{t_z}) + b_{tt,z} \cdot \cos(\delta_{t_z})) \right) \quad (14)$$

Zusammenfassend kann das Optimierungsproblem über (15) definiert werden, wobei $p_{K,k} = p_{\text{Last}} - p_{\text{Gen}}$ und $q_K = q_{\text{Last}} - q_{\text{Gen}}$ entspricht. Die in (15) verwendeten Nebenbedingungen ergeben sich aus (6)-(14).

$$\begin{aligned} & \min_{p,q} f(\mathbf{u}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{p}_{\text{Gen}}, \mathbf{q}_{\text{Gen}}) \\ \text{u. d. N.} \quad & p_{K_k} + p_{\text{Netz}_k} = 0, \forall k \in K_{\text{PQ,PU}} \\ & q_{K_k} + q_{\text{Netz}_k} = 0, \forall k \in K_{\text{PQ}} \\ & |\underline{i}_{f_z}(\boldsymbol{\delta}_z, \mathbf{u}_z)| - \underline{i}_{\text{max}_z} \leq 0, \forall z \in Z \\ & |\underline{i}_{t_z}(\boldsymbol{\delta}_z, \mathbf{u}_z)| - \underline{i}_{\text{max}_z} \leq 0, \forall z \in Z \end{aligned} \quad (15)$$

2.3 Schnittstelle Pandapower und Pyomo

Optimierungsprobleme zur optimalen Berechnung des Leistungsflusses können genutzt werden, um Engpässen im Netz vorzubeugen und unzulässige Betriebsmittelauslastungen zu vermeiden. Dabei ist es möglich durch Redispatch-Maßnahmen regelbare Anlagen anzusteuern und somit Engpässe zu verhindern. Die Berechnung einer optimalen Anlagenauswahl und abgeregelten Wirkleistung ist Ziel des vorliegenden Algorithmus. Die Abregelung erfolgt oft nicht stufenlos, sondern in der Regel in diskreten Stufen [16]. Durch diese und weitere diskrete Variablen, wie die des Stufenschalters des Transformators, ergibt sich in Kombination mit den nichtlinearen Leistungsflussgleichungen und den kontinuierlichen Variablen der Spannungswinkel und -beträge sowie den kontinuierlichen Variablen der Wirk- und Blindleistungen am Bilanzknoten ein gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem. Um das MINLP lösen zu können, wird auf das Python-Paket Pyomo [17] zurückgegriffen, da es frei verfügbare Lösungsmethoden für MINLP zur anbietet. Als Datengrundlage der Modellierung dient die open-source Netzberechnungssoftware Pandapower in Python [18]. Pandapower verfügt bereits über die Möglichkeit einen optimierten

Leistungsfluss durchzuführen, allerdings ist der genutzte Algorithmus nur in der Lage, NLP zu lösen. Im vorliegenden Beitrag wurde daher eine Schnittstelle zwischen Pandapower und der open-source Python-Optimierungsbibliothek Pyomo geschaffen. Dadurch wird Pandapower um die Funktionalität optimale Leistungsflüsse für MINLP-Probleme zu berechnen erweitert. Der genaue Ablauf wird im folgenden Kapitel beschrieben.

3 Methode

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Umsetzung des zentralen Optimierungsalgorithmus vorgestellt. Dazu wird zunächst das verwendete Mittelspannungsnetz beschrieben. Anschließend wird ein Überblick über die Methodik und Modellierung gegeben.

3.1 Cigré-Benchmarknetz

Das vorgestellte Optimierungsmodell soll an einem Testnetz untersucht werden. Für diesen Zweck wird das in Abbildung 1 gezeigte Netz genutzt, welches bereits in Pandapower implementiert ist und zum Zwecke dieses Papers modifiziert wurde. Das Netz basiert auf den Arbeiten aus [19] und wurde mit weiteren Erzeugungsanlagen ausgestattet, sodass kritische Fälle bezüglich der Auslastung untersucht werden können.

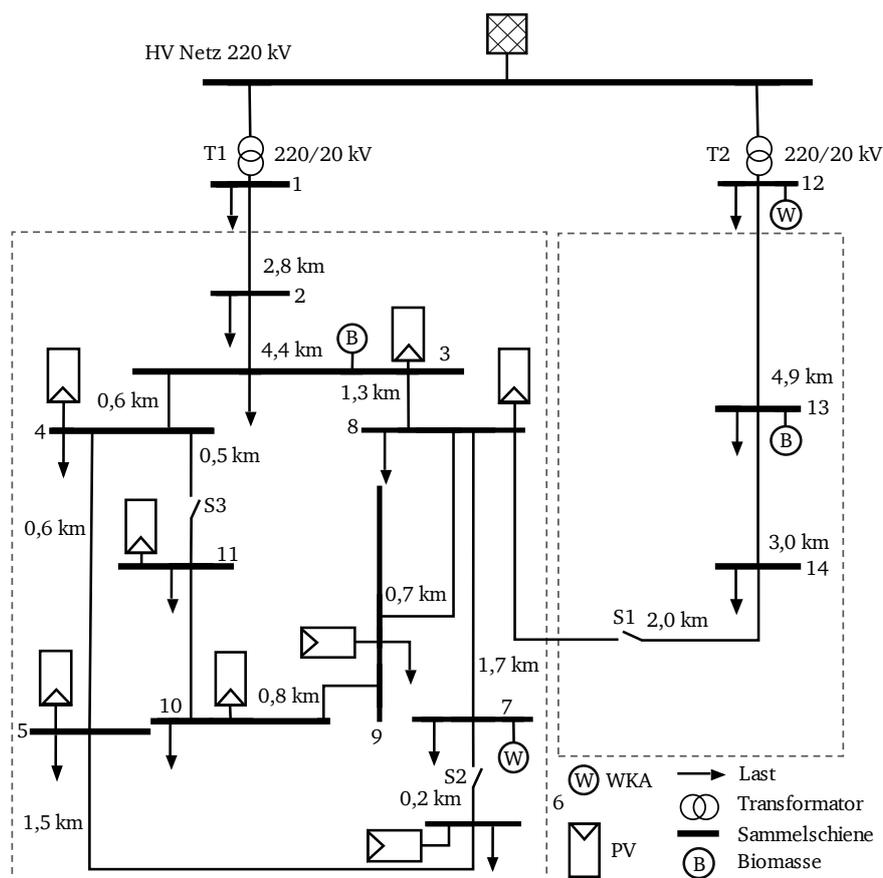


Abbildung 1: Modifiziertes Testnetz nach [19].

Das Netz besteht aus insgesamt 15 Knoten, wovon 14 als PQ-Knoten modelliert sind und ein Knoten als Bilanzknoten, an dem das externe Netz angeschlossen ist. Das externe Netz ist

über die zwei 220/20 kV Transformatoren T1 und T2 mit je $S_{rT} = 25$ MVA an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Diese verfügen je über einen Stufenschalter der die Positionen $t_{pos} \in \{-9, \dots, 9\}$ annehmen kann und die Übersetzung in Schritten von $t_{step} = 1,5$ % ändert. Die insgesamt 14 Lasten haben eine summierte Leistung von $P_{Last} = 44,74$ MW und $Q_{Last} = 11,04$ Mvar. Die 29 EZA teilen sich in 15 regelbare Anlagen in der Mittelspannung mit $P_{genreg} = 16,7$ MW und 14 nicht regelbare Einspeisungen aus der Niederspannungsebene mit $P_{genkonst} = 13,6$ MW. Die Anlagen der Niederspannung stellen PV-Anlagen dar und sind an den jeweiligen Ortsnetzstationen aggregiert als Erzeugungsanlagen modelliert. Hier wurde die Annahme getroffen, dass für alle Anlagen $P_{inst} < 100$ kW gilt und diese daher nicht regelbar sind. Die Anlagen sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht in Abbildung 1 dargestellt. Die Skalierung der zusätzlichen und bestehenden Erzeugungsanlagen, sowie der Lasten im Netz erfolgt anhand typischer PV-geprägter ländlicher Mittelspannungsnetze aus Süddeutschland.

3.2 Modellierung mit Pandapower und Pyomo

Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, bildet das Paket Pandapower die Grundlage für die Modellierung, wobei die Lösung des Optimierungsproblems in Pyomo erfolgt. Um dieses Vorgehen effizient zu gestalten, ist es notwendig eine Schnittstelle zwischen Pandapower und Pyomo zu entwickeln, die Topologien, Impedanzen und Betriebspunkte des in Pandapower befindlichen Netzes in ein Pyomo-Modell konvertiert. Die Nebenbedingung des ausgeglichenen Leistungsflusses (4) und (5) und der maximalen Betriebsmittelauslastung (10) und (11) werden eigenständig in Pyomo modelliert. In Abbildung 2 ist der Ablauf der Berechnung mit Hilfe von Pandapower dargestellt. Daraus geht hervor, dass zunächst die Aufteilung in feste Parameter und veränderbare Optimierungsvariablen notwendig ist. Anschließend werden die Parameter und Variablen als indexbasierte Parameter und Variablen in Pyomo definiert. Dabei werden die Nebenbedingungen so gewählt, dass normative oder eigene Grenzwerte eingehalten werden. Mit Hilfe der Parameter und Optimierungsvariablen können nun die Nebenbedingungen aus Abschnitt 2.2 definiert werden. Anschließend wird die Zielfunktion, welche minimiert werden soll, definiert. Je nachdem, welche EZA und Betriebsmittel sich im Netz befinden, ist das Optimierungsproblem von der Klasse NLP oder MINLP. Zur Lösung von NLP wird der Solver ‚ipopt‘ (Interior Point Optimizer) genutzt. Im Falle eines MINLP wird die OA (Outer Approximation) nach [20] genutzt.

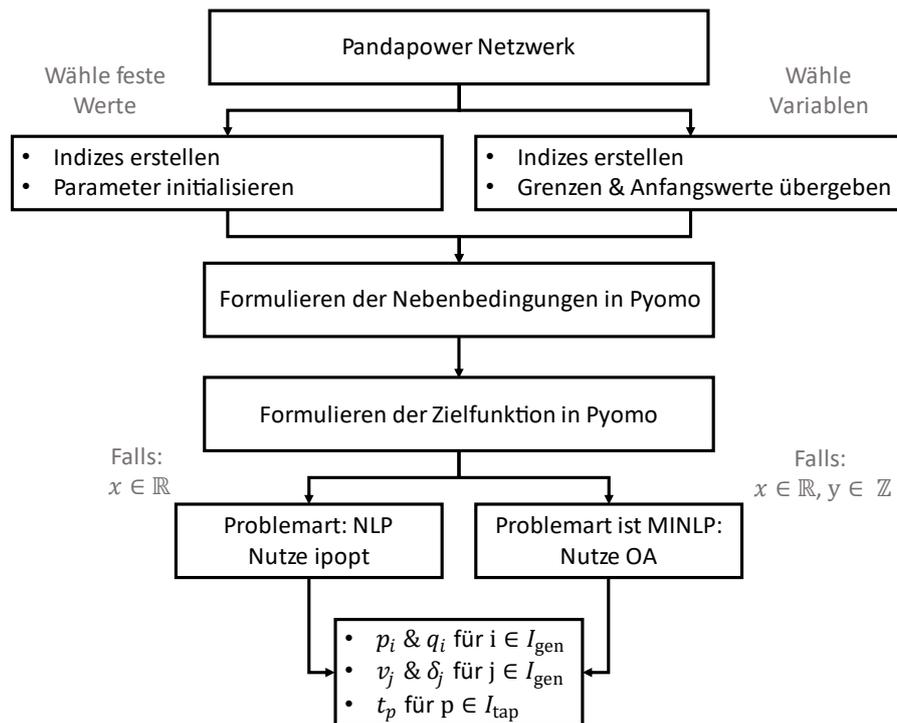


Abbildung 2: Ablaufdiagramm der genutzten Schnittstelle zwischen Pandapower und Pyomo.

3.3 Umsetzung einer diskreten Wirkleistungsabregelung

Da der Schwerpunkt dieser Arbeit auf der Umsetzung eines Regelalgorithmus liegt, der diskrete Abregelungen berücksichtigen kann, wird diese Implementierung im Folgenden im Detail beschrieben. Im ersten Schritt werden die Regelstufen festgelegt. Diese sind durch die im Netz befindlichen, im Allgemeinen heterogenen Kommunikationsstandards festgelegt. Zur Untersuchung der Methode wird ein konservativer Ansatz gewählt, welcher davon ausgeht, dass die regelbaren Anlagen durch die häufig verbaute Steuerungsart der Tonfrequenzrundsteuerung auf die Stufen von 0 %, 30 % und 60 % der installierten Nennleistung abgeregelt werden können [16]. In realen Netzen kann eine Mischung aus Tonfrequenzrundsteuerung und intelligenten Messsystemen (iMSys), die Stufungen in 10 % Schritten oder kontinuierliche Abregelungen zulassen, vorliegen. Die Modellierung der diskreten Leistungsstufung wird in Pyomo über indexbasierte binäre Variablen der Form $b_{k_{\text{reg}},g,r}$ umgesetzt. Der Index k_{reg} verweist auf den Anschlussknoten einer regelbaren Anlage, der Index g nummeriert die Anlagen am Knoten k_{reg} durch, um bei Mehrfachbelegung eines Knotens zwischen den Anlagen unterscheiden zu können. Schließlich beschreibt r die eingestellte Stufe, wobei $r \in [0, 1, 2, 3]$ im Falle von vier möglichen Stufen gilt. Die Stufen 0, 1 und 2 verweisen jeweils auf 0 %, 30 % und 60 % der installierten Nennleistung. Stufe 3 hingegen bedeutet, dass keine Abregelung stattfindet. Abhängig davon, welche Stufe angesteuert wird, nimmt die zugehörige Variable $b_{k_{\text{reg}},g,r}$ den Wert 1 an und die restlichen Variablen derselben Anlage entsprechend 0. Um die jeweiligen Wirkleistungen zu erhalten wird Gleichung (16) verwendet, welche anschließend in die Leistungsflussgleichungen (8) eingesetzt werden. Der Parameter $p_{\text{step},k_{\text{reg}},g,r}$ basiert auf den gleichen Indizes wie die Variable $b_{k_{\text{reg}},g,r}$ und beinhaltet den zugehörigen Wert für die Wirkleistung der eingestellten Stufe. Durch die Multiplikation mit

der binären Variable und der Bedingung, dass nur eine der vier Stufen den Wert 1 annehmen darf, wird der entsprechende Wert für die Wirkleistung eingestellt.

$$p_{\text{Gen},k,g} = \sum_r^R p_{\text{step},k_{\text{reg}},g,r} \cdot b_{k_{\text{reg}},g,r} \quad (16)$$

Des Weiteren müssen die zwei Nebenbedingungen aus (17) und (18) eingeführt werden. Hier gewährleistet (17), dass nur eine der vier Stufen den Wert 1 annimmt. Schließlich beschränkt (18) die Wahl der Regelstufe, sodass die gewählte Regelstufe nicht höher ist als die prognostizierte Wirkleistungseinspeisung. Dies ist für die spätere zeitreihenbasierte Untersuchung relevant.

$$\sum_r^R b_{k_{\text{reg}},g,r} = 1 \quad \forall k \in K_{\text{reg}} \quad (17)$$

$$p_{\text{Prog},k,g} - \sum_r^R p_{\text{step},k_{\text{reg}},g,r} \cdot b_{k_{\text{reg}},g,r} \geq 0 \quad \forall k \in K_{\text{reg}} \quad (18)$$

3.4 Modellierung des Stufenschalters

Neben den zuvor behandelten diskreten Stufen der Wirkleistungseinspeisung wird zusätzlich die diskrete Stellung des Stufenschalters als Optimierungsvariable im Optimierungsalgorithmus berücksichtigt. Der Einfluss des Stufenschalters wird gemäß [12] über die Admittanzmatrix modelliert. Dazu müssen die Elemente zwischen Hochspannungsknoten und MS-Knoten $Y_{k_{\text{HV}},k_{\text{LV}}}$, $Y_{k_{\text{LV}},k_{\text{HV}}}$ und die Querelemente am Hochspannungsknoten $Y_{k_{\text{HV}},k_{\text{HV}}}$ berücksichtigt werden. Der Zusammenhang zwischen den Admittanzen und der eingestellten Stufenstellung ist den Gleichungen (19) bis (22) zu entnehmen. Die Stellung des Stufenschalters fließt also über die Gleichheitsnebenbedingungen des Leistungsflusses an den Knoten ein.

$$\underline{\tau} = \underline{\ddot{u}} \cdot (1 + t_{\text{pos}} \cdot t_{\text{step}}) \quad (19)$$

$$\underline{Y}_{k_{\text{HV}},k_{\text{HV}}}(t_{\text{pos}}) = \underline{Y}_{k_{\text{HV}},k_{\text{HV}},t_{\text{pos}}=0} \cdot \left(\frac{1}{\underline{\tau}}\right)^2 \quad (20)$$

$$\underline{Y}_{k_{\text{HV}},k_{\text{LV}}}(t_{\text{pos}}) = \underline{Y}_{k_{\text{HV}},k_{\text{LV}},t_{\text{pos}}=0} \cdot \frac{1}{\underline{\tau}^*} \quad (21)$$

$$\underline{Y}_{k_{\text{LV}},k_{\text{HV}}}(t_{\text{pos}}) = \underline{Y}_{k_{\text{LV}},k_{\text{HV}},t_{\text{pos}}=0} \cdot \frac{1}{\underline{\tau}} \quad (22)$$

Neben den Admittanzen zur Berechnung des Leistungsflusses werden auch die Elemente der „from“ und „to“ Matrizen der Zweigelemente beeinflusst, wodurch die Ungleichungen (10) und (11) zur Modellierung der Strombegrenzung durch die Stellung des Stufenschalters verändert werden. Diese Veränderung bezieht sich ausschließlich auf Zweige, welche zwei Knoten mit

einem Transformator verbinden. Die Gleichungen gemäß [12] zur Berechnung der Admittanzen sind in (23) bis (25) zu sehen.

$$\underline{Y}_{f,z,k_{HV}}(t_p) = \underline{Y}_{f,z,k_{HV},tp=0} \cdot \left(\frac{1}{\tau}\right)^2 \quad (23)$$

$$\underline{Y}_{f,z,k_{LV}}(t_p) = \underline{Y}_{f,z,k_{HV},tp=0} \cdot \frac{1}{\tau^*} \quad (24)$$

$$\underline{Y}_{t,z,k_{LV}}(t_p) = \underline{Y}_{f,z,k_{HV},tp=0} \cdot \frac{1}{\tau} \quad (25)$$

4 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse des vorgestellten Optimierungsalgorithmus dargestellt und diskutiert. Zur Erstellung eines Referenzfalls wird das Netz aus Abbildung 1 genutzt und eine Zeitreihenanalyse durchgeführt. Dabei werden die Last- und Erzeugungsprofile aus der Datenbank SimBench [21] verwendet und in Pandapower für die Betriebsmittel des modifizierten und skalierten Cigré-Netzes hinterlegt. Anschließend werden drei Fälle untersucht, welche jeweils mit dem Referenzfall verglichen werden. Dazu werden die Einspeiseverläufe, die abgeregelte Wirkleistung, die Zweigauslastungen und die Spannungen im Netz verglichen. Die in dieser Untersuchung verwendete Zielfunktion ist gemäß (26) definiert und strebt die Minimierung der Wirkleistungsabregelung an. Der Parameter $p_{\text{Prog}_{k,j}}$ beschreibt die durch je Zeitschritt prognostizierte Erzeugungsleistung der Anlage ($k_{\text{reg},g}$). Der Faktor $c_{k_{\text{reg},g}}$ stellt die Mindestfaktoren für die Abregelung dar. Diese sind vom Typ der Anlage abhängig, wobei für Windkraftanlagen (WKA), PV-Anlagen und Biomasseanlagen $c_{EE} = 10$ und für KWK-Anlagen $c_{KWK} = 5$ gemäß des Beschlusses der Bundesnetzagentur [22] angenommen werden. Alle anderen Anlagen werden mit $c = 1$ berücksichtigt. Die Blindleistungseinspeisung der Anlagen in (26) unterliegt abhängig vom untersuchten Szenario unterschiedlichen Nebenbedingungen.

$$f(p) = \sum_k^{K_{\text{reg}}} \sum_g^{G_k} c_{k,g} \cdot (p_{\text{GenProg}_{k,j}} - p_{\text{GenOPF}_{k,j}})$$

u. d. N.

$$p_{K,k} + p_{\text{Netz},k} = 0, \forall k \in K_{\text{PQ,PU}}$$

$$q_{K,k} + q_{\text{Netz},k} = 0, \forall k \in K_{\text{PQ}}$$

$$|\dot{i}_{f_z}(\delta_z, \mathbf{u}_z)| - \dot{i}_{\text{max}_z} \leq 0, \forall z \in Z \quad (26)$$

$$|\dot{i}_{t_z}(\delta_z, \mathbf{u}_z)| - \dot{i}_{\text{max}_z} \leq 0, \forall z \in Z$$

$$\sum_r^R b_{k_{\text{reg},g,r}} = 1 \quad \forall k \in K_{\text{reg}}$$

$$p_{\text{prog}} - \sum_r^R p_{\text{step},k_{\text{reg},g,r}} \cdot b_{k_{\text{reg},g,r}} \geq 0 \quad \forall k \in K_{\text{reg}}$$

4.1 Referenzfall und Nebenbedingungen

Für den Referenzfall werden die Profile für Last und Erzeugung genutzt, um eine Leistungsflussanalyse für ein Jahr in 15-minütigen Zeitschritten durchzuführen. Die Messwerte der Zeitreihen werden als perfekte Prognosen interpretiert und Prognoseabweichungen werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Es wird ein Spannungsband von $u_{\min} = 0,95$ und $u_{\max} = 1,05$ festgelegt. Die Spannungen der mittelspannungsseitigen Transformator-knoten 1 und 12 aus Abbildung 1 werden unabhängig vom Betriebsfall auf eine feste Sollspannung von $u_{T,MS} = 1,00 \pm 0,01$ geregelt, während in Fall 2 und Fall 3 die Festlegung der aktuellen Stufenstellerposition Teil des Optimierungsproblems ist. Als Betrachtungszeitraum wird jene Woche gewählt, welche die größte Betriebsmittel-auslastung verzeichnet. Die Verläufe der maximalen Auslastungen und Spannungen sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt.

Daraus geht hervor, dass sich kritische Auslastungen an vier Tagen in der Woche ergeben und die Auslastung durch die PV-Anlagen geprägt wird, was im PV-geprägten Netz zu erwarten war. Zudem kommt es an drei Tagen in der Woche zu einer Verletzung der oberen Spannungsbandgrenze, was auf eine kombinierte Erzeugung aus PV und Wind zurückzuschließen ist. In den folgenden Detailergebnissen werden zwei engpassbehaftete Tage der Woche, Samstag und Sonntag, genauer analysiert.

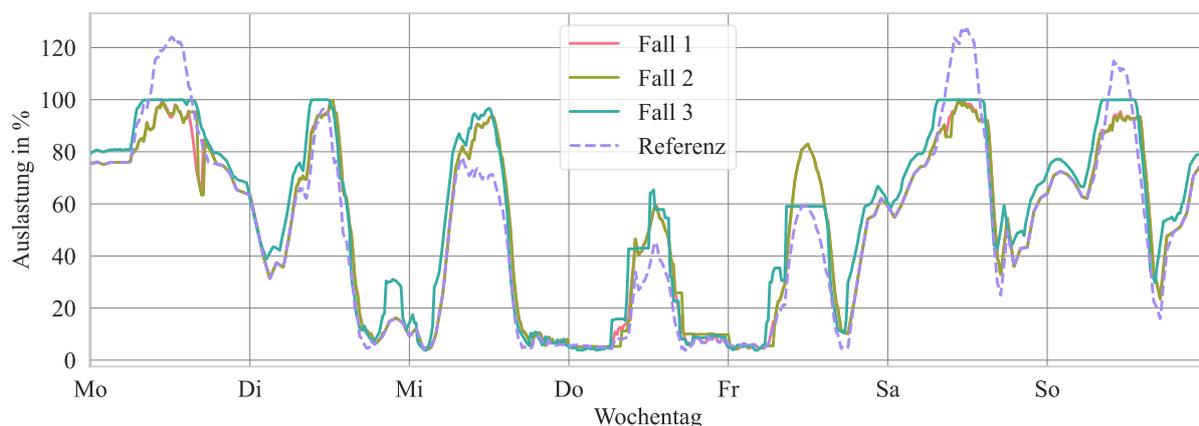


Abbildung 3: Maximale Leitungsauslastung des Referenzfalls und der drei untersuchten Fälle.

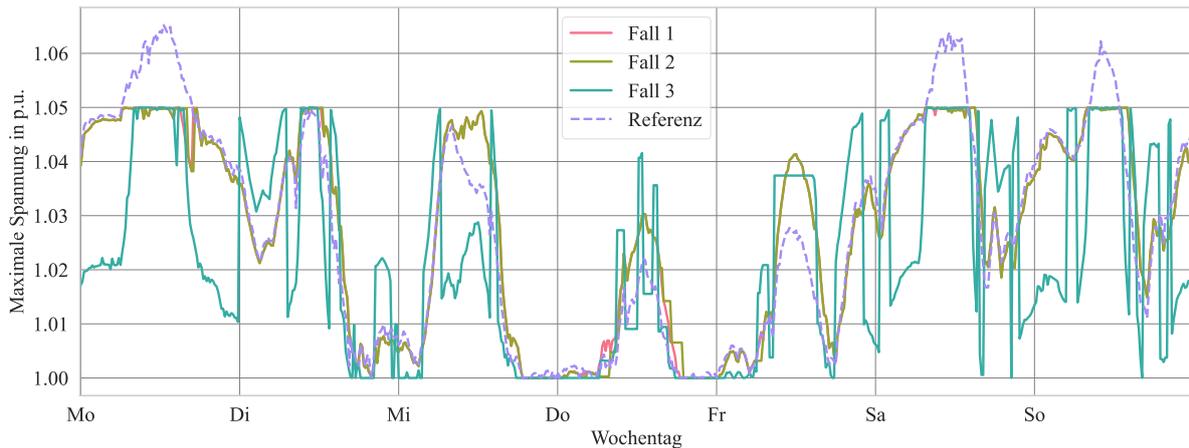


Abbildung 4: Maximale Spannung des Referenzfalls und der drei untersuchten Fälle.

4.2 Fall 1: Wirkleistungsregelung

Für den ersten Fall wird angenommen, dass alle Anlagen mit $\cos(\varphi) = 1$ einspeisen. Der Transformatorstufenschalter beider Transformatoren wird auf den Sollwert von 1 p.u. geregelt. Ausschließlich die Wirkleistung kann durch den Algorithmus auf die diskreten Stufen von 0 %, 30 %, 60% der Nennleistung abgeregelt werden. Im Folgenden werden die Tage Samstag und Sonntag betrachtet, da es bei beiden zu strombedingten Engpässen kommt. Die prognostizierten und berechneten Verläufe der WKA und PV-Anlagen sind in Abbildung 5 zu sehen.

Aus Abbildung 3 geht hervor, dass die gleichzeitige Einspeisung von Wirkleistung durch WKA und PV-Anlagen zu einer unzulässig hohen Auslastung der Betriebsmittel führt. In Abbildung 5 ist zu sehen, dass die WKA immer dann abgeregelt werden, wenn die PV-Anlagen ihre maximale Einspeisung erreichen. Diese werden auf 60 % und 30 % von P_{inst} abgeregelt. Ein ähnliches Verhalten kann für die PV-Anlagen beobachtet werden, welche mit steigender Einspeisung zunehmend abgeregelt werden. Der Algorithmus muss also sowohl WKA als auch PV-Anlagen abregeln, um die Engpässe zu beheben, wodurch hier gemäß Tabelle 1 die größten Kosten für die Abregelung entstehen.

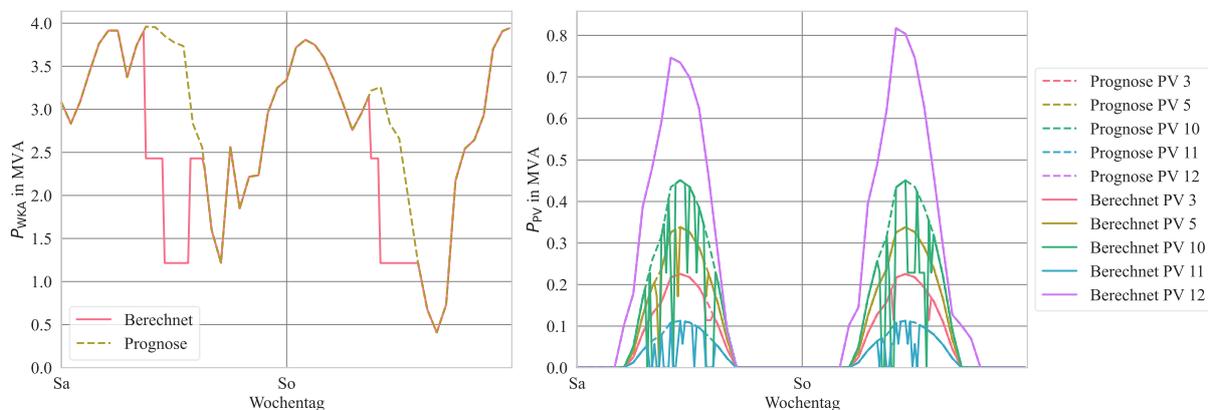


Abbildung 5: Prognostizierter und berechneter Verlauf der Wirkleistung für die WKA (links) und PV-Anlagen (rechts), Fall 1.

4.3 Fall 2: Wirkleistungsregelung. Stufenschalterregelung

Im zweiten Fall wird eine zusätzliche Regelung des Transformatorstufenschalters beider Transformatoren T1 und T2 des Testnetzes zugelassen, während erneut ein $\cos(\varphi) = 1$ für alle Anlagen angenommen wird. Der Verlauf des Stufenschalters des Transformators T1 ist in Abbildung 6 zu sehen. Die prognostizierten und berechneten Wirkleistungen für die WKA und PV-Anlagen sind in Abbildung 7 zu sehen.

Aus Abbildung 6 geht hervor, dass es in dem ausgewählten Zeitraum zu keiner Anpassung des Transformatorstufenschalters kommt. Dies hat zur Folge, dass sich die Ergebnisse aus Fall 1 und 2 ähneln und es in Fall 2 zu keinen signifikanten Verbesserungen der Abgeregelten Wirkleistung kommt. Dies geht ebenfalls aus Tabelle 1 hervor, da sich die durch die Abregelung entstandenen Kosten für Fall 1 und Fall 2 nur gering unterscheiden. Wie zuvor können die strombedingten Engpässe behoben und somit eine Überlastung der Betriebsmittel verhindert werden, indem WKA und PV-Anlagen abgeregelt werden. Die maximale Auslastung aus Abbildung 3 zeigt, dass die Auslastung weniger als 100 % beträgt und somit die Wirkleistung nicht optimal eingesetzt werden kann.

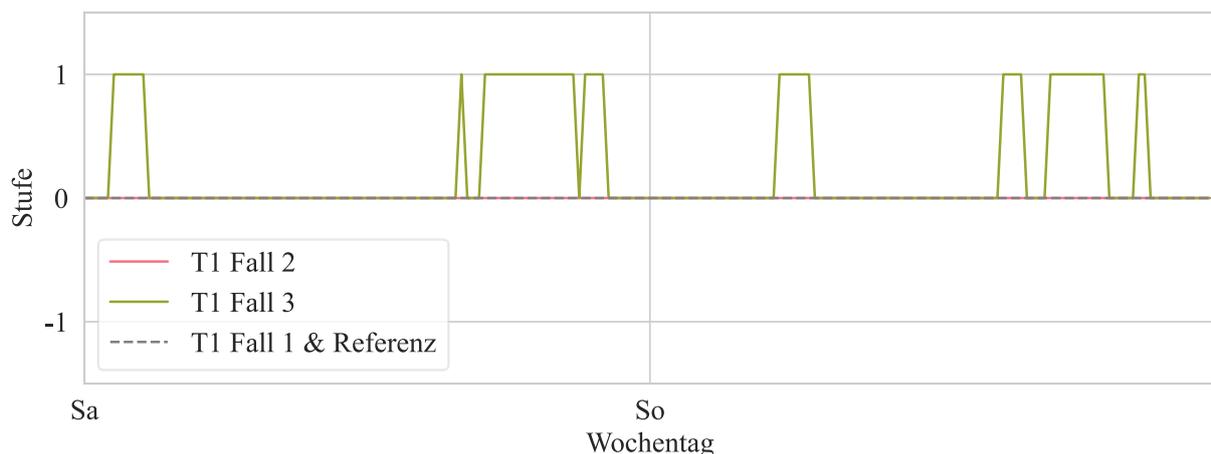


Abbildung 6: Verlauf der Stufenschalterpositionen des Transformators T1, alle Fälle.

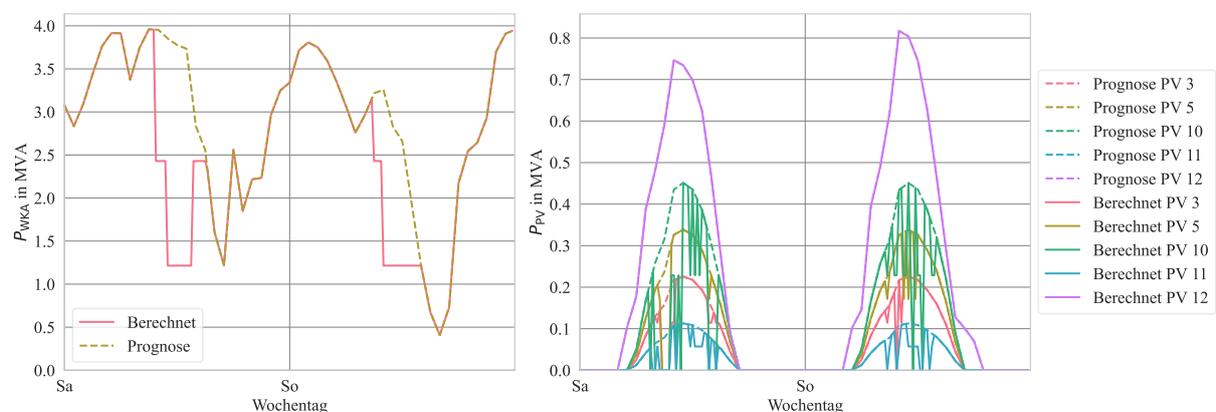


Abbildung 7: Prognostizierter und berechneter Verlauf der Wirkleistung für die WKA (links) und PV-Anlagen (rechts), Fall 2.

4.4 Fall 3: Wirkleistungsregelung. Stufenschalter- und Blindleistungsregelung

Im letzten Fall sind die Wirkleistungen der regelbaren EZA, die Stufenschalter der Transformatoren T1 und T2, sowie die Blindleistungseinspeisung der EZA Variablen des Optimierungsalgorithmus. Die Blindleistungseinspeisung darf dabei innerhalb der Grenzen des Betriebsdiagramms aus [23] variiert werden. Die resultierenden Ergebnisse der Wirkleistung von WKA und PV-Anlagen sind in Abbildung 8 zu sehen. Die summierten Verläufe der Wirk- und Blindleistungen des externen Netzes, der PV-Anlagen und der WKA sind in Abbildung 9 dargestellt. Im Vergleich zu Fall 1 und Fall 2 wird deutlich weniger Wirkleistung der WKA abgeregelt, während die PV-Anlagen bei maximaler Einspeisung vermehrt abgeregelt werden. Durch die geringere Abregelung der WKA ist es möglich, die Gesamtkosten der Abregelung zu senken und das Ergebnis positiv zu beeinflussen. Insgesamt sind die Zweige durch die geringere Abregelung und die zusätzliche Blindleistung mehr ausgelastet (Abbildung 3) und das Spannungsband wird etwas besser genutzt (Abbildung 4). Die positiven Effekte lassen sich sowohl auf die Transformatorstufenschalter, als auch auf die zusätzliche Blindleistungseinspeisung zurückführen. Im Falle eines spannungsbedingten Engpasses im Netz ändert sich das Vorzeichen der Blindleistungseinspeisung der WKA, wodurch sie zu einer Blindleistungssenke wird. Sie zieht damit die Betriebsspannung herunter.

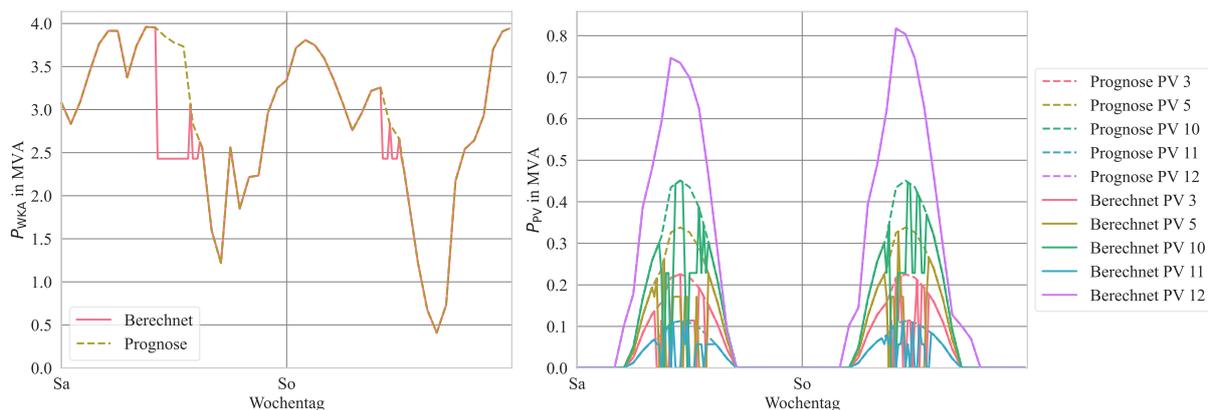


Abbildung 8: Prognostizierter und berechneter Verlauf der Wirkleistung für die WKA (links) und PV-Anlagen (rechts), Fall 3

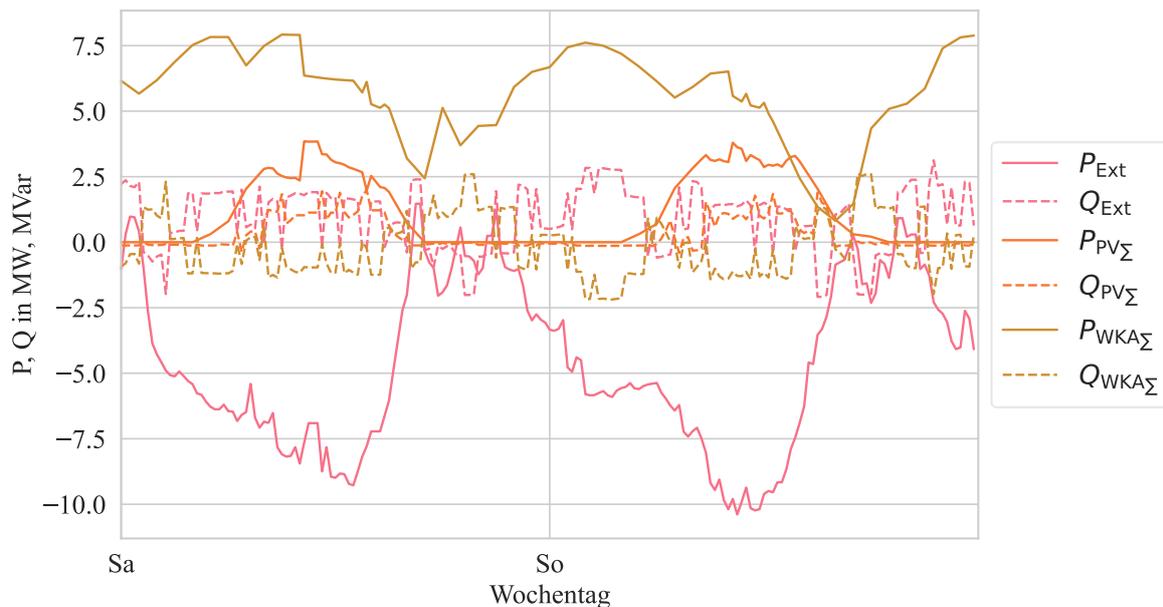


Abbildung 9: Verlauf der Blindleistung, Fall 3.

In Tabelle 1 ist die gewichtete abgeregelte Wirkleistung für den jeweiligen Fall aufgeführt. Es handelt sich um die Summe der Produkte aus Mindestfaktoren und abgeregelter Wirkleistung über alle Anlagen. Ein geringerer Wert ist hier Indikator für eine geringere Abregelung von Erneuerbaren Energien und damit ein Indikator für geringere volkswirtschaftliche Kosten. Die tatsächlich an die Anlagenbetreiber zu entrichtenden Kosten weichen im Allgemeinen davon ab. Aus Tabelle 1 geht hervor, dass sich die Kosten mit Hinzunahme weiterer Freiheitsgrade minimieren. Insbesondere die Blindleistung beeinflusst das Ergebnis des Algorithmus.

Tabelle 1: Summierten Kosten des für Fall 1, Fall 2 und Fall 3.

Fall	Summierte Kosten (einheitenlos)
Fall 1	1670,52
Fall 2	1670,12
Fall 3	1199,89

5 Fazit und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird ein Algorithmus vorgestellt, der die optimale Abregelung von Wirkleistung von EZA im Rahmen des Engpassmanagements in der Mittelspannungsebene in diskreten Stufen berechnen kann. Dazu wird eine Schnittstelle zwischen der Netzberechnungssoftware Pandapower und der Optimierungsumgebung Pyomo in Python implementiert, die es ermöglicht optimale Lastflussberechnungen für gemischt-ganzzahlige nicht-lineare Optimierungsprobleme (MINLP) zu formulieren und zu lösen. Dabei ist es möglich sowohl diskrete als auch kontinuierliche Variablen in dem Optimierungsalgorithmus zu berücksichtigen und präventiv Wirkleistungsabregelungsbefehle zu ermitteln.

Es wurden verschiedene Fälle mit unterschiedlichen Freiheitsgraden untersucht, die alle in der Lage sind, sowohl strom- als auch spannungsbedingte Engpässe zu verhindern. Zudem können die maximal auftretenden Spannungen durch den optimalen Einsatz des Stufenschalters und der Blindleistung zugunsten einer geringeren Wirkleistungsabregelung beeinflusst werden. Es hat sich zudem gezeigt, dass zusätzliche Freiheitsgrade im Netz (Wirkleistungsabregelung, Stufenschalter, Blindleistungseinspeisung) die Einhaltung der in Abschnitt 1 definierten Ziele begünstigt.

In zukünftigen Untersuchungen sollten folgende Punkte zusätzlich oder vertiefend betrachtet werden:

- Einfluss unterschiedlicher Regelstufen durch verschiedene Kommunikationstechnologien in der Fernwirktechnik auf das optimale Ergebnis.
- Erweiterung des Modells um für den Redispatch 2.0 relevante Randbedingungen, wie Mindestbetriebszeiten und Mindeststillstandszeiten von Erzeugungsanlagen. Dadurch müssen auch Kopplungen zwischen Zeitschritten berücksichtigt werden.
- Berücksichtigung der Diskriminierungsfreiheit durch eine rollierende Auswahl der Anlagen oder anteilige Absenkung mehrerer geclusterten Anlagen.
- Vergleich unterschiedlicher Lösungsmethoden für MINLP.
- Auswertung der Skalierbarkeit durch Untersuchung größerer Netze, anderer Topologien und Netze anderer Spannungsebenen.

6 Literatur

- [1] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: EnWG*. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13a.html#Seitenanfang
- [2] D. Mende, "Modellierung von Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung in einer nichtlinearen mathematischen Optimierung zur Anwendung im operativen Engpassmanagement elektrischer Energieversorgungssysteme," 2022.
- [3] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, "Optimal power flow: a bibliographic survey I," *Energy Syst*, vol. 3, no. 3, pp. 221–258, 2012, doi: 10.1007/s12667-012-0056-y.
- [4] J. Kronqvist, D. E. Bernal, and I. E. Grossmann, "Using regularization and second order information in outer approximation for convex MINLP," *Math. Program.*, vol. 180, 1-2, pp. 285–310, 2020, doi: 10.1007/s10107-018-1356-3.
- [5] J. Kronqvist, D. E. Bernal, A. Lundell, and I. E. Grossmann, "A review and comparison of solvers for convex MINLP," *Optim Eng*, vol. 20, no. 2, pp. 397–455, 2019, doi: 10.1007/s11081-018-9411-8.
- [6] P. Kesavan, R. J. Allgor, E. P. Gatzke, and P. I. Barton, "Outer approximation algorithms for separable nonconvex mixed-integer nonlinear programs," *Math. Program., Ser. A*, vol. 100, no. 3, 2004, doi: 10.1007/s10107-004-0503-1.
- [7] Z. Tang, D. J. Hill, and T. Liu, "Distributed Coordinated Reactive Power Control for Voltage Regulation in Distribution Networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 312–323, 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3018633.

- [8] S. Weckx, C. Gonzalez, and J. Driesen, "Combined Central and Local Active and Reactive Power Control of PV Inverters," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 776–784, 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2300934.
- [9] Y. Xu, Z. Y. Dong, R. Zhang, and D. J. Hill, "Multi-Timescale Coordinated Voltage/Var Control of High Renewable-Penetrated Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 4398–4408, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2669343.
- [10] L. Gröll, "Klassifikation von Optimierungsproblemen," *at - Automatisierungstechnik*, vol. 66, no. 11, pp. 903–927, 2018, doi: 10.1515/auto-2018-0081.
- [11] N. V. Sahinidis, "Mixed-integer nonlinear programming 2018," *Optim Eng*, vol. 20, no. 2, pp. 301–306, 2019, doi: 10.1007/s11081-019-09438-1.
- [12] Ray D. Zimmerman Carlos E. Murillo-Sanchez, *MATPOWER User's Manual Version 7*.
- [13] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [14] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez, "MATPOWER User's Manual," Jun. 2019.
- [15] F. Geth and B. Liu, "Notes on BIM and BFM Optimal Power Flow With Parallel Lines and Total Current Limits," Feb. 2022. [Online]. Available: <http://arxiv.org/pdf/2202.06449v2>
- [16] *Anwendungsregel: VDE-AR-N 4141-3: Teil 3: Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen für das Management von Netzengpässen*, VDE, Offenbach, Feb. 2023.
- [17] Bernal, David E., et al., *Mixed-integer nonlinear decomposition toolbox for Pyomo (MindtPy)*.: Computer Aided Chemical Engineering. Vol. 44. Elsevier, 2018. 895-900.
- [18] L. Thurner *et al.*, "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [19] K. Strunz, "Developing benchmark models for studying the integration of distributed energy resources," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Que., Canada, 2006, 2 pp.
- [20] Marco A. Duran and Igancio E. Grossmann, "An outer-approximation algorithm for a class of mixed-integer nonlinear programs," *Mathematical Programming*, vol. 1986, no. 36, pp. 307–339.
- [21] S. Meinecke et al., "SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis," *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, 2020, doi: 10.3390/en13123290.
- [22] 605a, § 29 EnWG, § 13j Absatz 5 Nummer 1 und 2 sowie Absatz 6 EnWG, 2020.
- [23] *Anwendungsregel: (VDE-AR-N 4110) TAR Mittelspannung*, VDE, Offenbach, Sep. 2023.