

ENTWICKLUNG UND VALIDIERUNG EINES OPTIMALEN PLATZIERUNGsalgorithmus FÜR μ PMUS IM NIEDERSpannungsnetz

Michael Kelker, Amina Berrada, Katrin Schulte, Jens Haubrock

Fachhochschule Bielefeld, Institut für Technische Energie-System (ITES),
Interaktion 1 33619 Bielefeld, +49.521.106-70352, michael.kelker@fh-bielefeld.de

Kurzfassung: Durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien und Ladestationen für Elektrofahrzeuge und der mangelnden Beobachtbarkeit in den Niederspannungsnetzen, ist es notwendig Lösungen zu finden, um die Verteilnetze unter wirtschaftlichen Aspekten mit Messtechnik auszustatten. Im Folgenden wird ein Algorithmus zur optimalen Platzierung von μ -Phasor-Measurement-Units (μ PMUs) entworfen und anhand eines realen Netzes in Simulation validiert. Durch den Algorithmus wird ein Optimum zwischen Wirtschaftlichkeit, Anzahl der eingesetzten μ PMUs und ein Maximum an Beobachtbarkeit eines NS-Netzes erreicht.

Keywords: μ -Phasor-Measurement-Unit, Niederspannungsnetze, Erneuerbare Energien

1 Einleitung

Die Bundesregierung Deutschland hat es sich zum Ziel gesetzt, sowohl den Anteil an erneuerbaren Energien im elektrischen Netz sowie den Anteil an Elektrofahrzeugen (EFZs) auf den deutschen Straßen drastisch zu erhöhen. So soll bis 2030 65 % der deutschen Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger abgedeckt werden und die Anzahl an EFZs auf 7 bis 10 Mio. Fahrzeuge steigen. Ebenso sollen bis 2030 1 Mio. Ladepunkte zur Verfügung stehen. [1]. Sowohl die volatile Energieerzeugung durch dezentrale, erneuerbare Energieerzeugungs-Systeme (DES), als auch die teils hohen Ladeleistung der EFZs stellen zukünftig ein Risiko für einen zuverlässigen Verteilnetzbetrieb dar. Um die Spannungsqualität auf allen Netzebenen, den sicheren und zuverlässigen Betrieb der elektrischen Netze zu gewährleisten und den kostspieligen Ausbau der elektrischen Netze zu vermeiden, müssen die volatilen DES und EFZs innerhalb einer Netzzelle auf Verteilnetzebene informativ miteinander verbunden und intelligent gesteuert werden. Diese Sektorenkopplung zwischen dem Stromnetz und den EFZs ist ein wichtiger Schritt der Energiewende [2]. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz, wo bei wenigen Netzknoten viel Messtechnik installiert ist, ist auf Nieder- und Mittelspannungsebene jedoch überwiegend keine Messtechnik installiert. Demnach fehlen notwendigen Eingangsdaten für eine solche intelligente Steuerung der volatilen Energieerzeugung durch DES und den hohen Ladeleistungen von EFZs.

Ab Januar 2020 besteht für Privatkunden mit einem Jahresenergiebedarf zwischen 6.000 und 10.000 kWh die Pflicht ein Smart Meter zu installieren. Ab den Jahr 2023 wird es in Deutschland für alle Privatkunden Pflicht sein den analogen Stromzähler durch ein Smart Meter auszutauschen. Da jedoch nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) nur in

Sonderfällen (z.B. Energieverbrauch größer 20.000 kWh pro Jahr) eine Echtzeitübertragung der Lastdaten an den Netzbetreiber für Kunden Pflicht ist [3], können die Smart Meter Daten für netzdienliche Steuerungen von DES und EFZs nicht genutzt werden.

Wegen der Vielzahl an Netzknoten ist außerdem ein flächendeckender Ausbau der NS-Netze mit Messtechnik an jedem Knoten nicht wirtschaftlich. Daher ist es notwendig eine Lösung zu finden die Verteilnetze mit Messtechnik auszustatten, damit Eingangsdaten für zukünftige Steuerungen der DES und Ladung von EFZs bereitstehen und dabei zusätzlich wirtschaftliche Aspekte zu betrachten. Im Folgenden wird die Entwicklung und Validierung eines neuartigen optimalen Platzierungsalgorithmus (OPA) für Mikro-Phasor-Measurement-Units (μ PMUs) im NS-Netz vorgestellt.

2 μ -Phasor-Measurement-Unit (μ PMU)

Phasor-Measurement-Units (PMUs) werden heutzutage vorrangig im Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene eingesetzt. Eine PMU misst den Zeiger (engl.: Phasor) der Spannung an dem installierten Netzknoten und die Stromphasors der an den Knoten angeschlossenen Leitungen. Anschließend werden die Messsignale mittels GPS mit einem hochpräzisen Zeitsignal und Zeitsynchronisation versehen. Die Länge der Phasors wird aus dem Effektivwert der Spannung bzw. Stroms ermittelt und der Phasenwinkel aus dem Sinus der Netzfrequenz und einer Kosinus-Funktion nach dem GPS Zeitsignal. Aus diesen Messwerten bestimmt eine PMU weitere Daten, wie zum Beispiel Netzfrequenz, symmetrischen Komponenten der Spannung und des Stroms oder auch Wirk- und Blindleistung. Aus den zeitlich synchronisierten Messungen der PMUs an verschiedenen Netzknoten werden die sogenannten Synchrophasors gebildet, mit welchen der Lastfluss zwischen zwei Knoten in Echtzeit bestimmt wird [4].

Der Einsatz von PMUs im Verteilnetz ist erst in den letzten Jahren mit der Entwicklung der μ PMUs und dem steigenden Anteil an DES und hohen Lasten, wie zum Beispiel EFZs, in Betracht gezogen worden. Gegen den Einsatz von herkömmlichen PMUs im Verteilnetz sprechen technische und wirtschaftliche Gründe. Durch die geringen Lastflüsse und geringen Distanzen zwischen zwei Knoten im Verteilnetz ist die Messgenauigkeit von PMUs nicht hoch genug. μ PMUs hingegen haben eine ausreichend hohe Abtastfrequenz, um Winkel auf einer Genauigkeit von $\pm 0,01^\circ$ zu messen [5]. Die hochpräzisen μ PMUs sind zusätzlich auch günstiger als herkömmliche PMUs und erlauben deshalb einen wirtschaftlicheren Einsatz der Messtechnik im Verteilnetz als herkömmliche PMUs. μ PMUs bestimmen ebenfalls mittels GPS-Signal die Synchrophasor zwischen zwei Knoten. Hier werden vor Allem die Funktionen der μ PMUs genutzt die Spannungsphasors am Netzknoten und Stromphasors der am Netzknoten angeschlossenen Leitungen zu messen, und die Daten in Echtzeit online zu übertragen. Anhand der Leitungsdaten und den Stromphasors der Leitungen wird dann die Spannung der benachbarten Netzknoten bestimmt, wo eine μ PMU implementiert ist.

3 Stand Wissenschaft und Technik

Verschiedene Platzierungsalgorithmen für PMUs und μ PMUs sind in der Wissenschaft bereits analysiert worden und lassen sich grob in mathematische und heuristische Algorithmen aufteilen [6,7,8]. Zu den mathematischen Algorithmen zählt zum Beispiel das Integer

Programming, in welchen das Optimum durch mathematische Programmierung und linearen Einschränkung gefunden wird [6,7]. Dieser Ansatz ist in [8,9,10] untersucht worden. Ein weiterer mathematischer Ansatz ist der Greedy Algorithmus [6]. Beim Greedy Algorithmus wird das unmittelbare oder auch lokale Optimum der Platzierung bestimmt und ist in [11] betrachtet worden.

Zu den heuristischen Methoden, welche zur optimalen Platzierung von PMUs eingesetzt werden, zählt zum Beispiel der genetische Algorithmus. In diesen wird ein evolutionärer Ansatz der Natur kopiert [6] und wurde in [12] angewendet. Andere heuristische Ansätze zur Lösung des Platzierungsproblems von PMUs und μ PMUs sind Particle Swarm Optimization, Simulated Annealing oder auch Immune Algorithmen [6,7]. Diese Ansätze nehmen sich ebenfalls Mechaniken der Natur als Ansatz und wurden in [13,14,15] betrachtet.

Ziel bei den verschiedenen genannten Methoden zur optimalen Platzierung der PMUs und μ PMUs im elektrischen Netz ist es das komplette Netz beobachtbar zu machen. Bei der hier vorgestellten Methode ist es nicht das Ziel ein komplettes NS-Netz mit Messtechnik auszustatten, da dies bei der hohen Anzahl an Netzknoten im Verteilnetz nicht wirtschaftlich wäre. Der entwickelte OPA generiert eine Platzierung von μ PMUs im NS-Netz, sodass eine ausreichende Beobachtung von Netzknoten erreicht wird, mit welchen anschließend eine Zustandsabschätzung der restlichen nicht messtechnisch erfassten Netzknoten mittels künstlicher neuronaler Netze erfolgt. So ist eine wirtschaftliche Implementierung von Messtechnik im NS-Netz möglich.

4 μ PMU optimaler Platzierungsalgorithmus (OPA)

Um ein Optimum zwischen Maximum an Beobachtbarkeit im NS-Netz und wirtschaftlich eingesetzte Messtechnik zu erhalten, werden verschiedene Kriterien betrachtet und darauf basierend ein OPA für μ PMUs im NS-Netz entwickelt und validiert: Netzknoten dürfen maximal von einer μ PMU messtechnisch erfasst werden und das größtes Verhältnis von gemessenen Knoten zu eingesetzten μ PMUs soll erreicht werden.

Die Platzierung der μ PMUs an den Netzknoten eines gewählten NS-Netzes ist so optimiert worden, dass die prozentuelle Beobachtbarkeit $X_{k\%}$ mit dem Quotienten aus der Anzahl an gemessenen Knoten k_{mess} und der gesamten Knotenanzahl k_n des gesamten betrachteten Netzes maximal ist:

$$X_{k\%} = \frac{k_{\text{mess}}}{k_n} * 100 \quad (1)$$

In Abbildung 1 sind die verschiedenen Schritte des Algorithmus als Flowchart aufgezeigt.

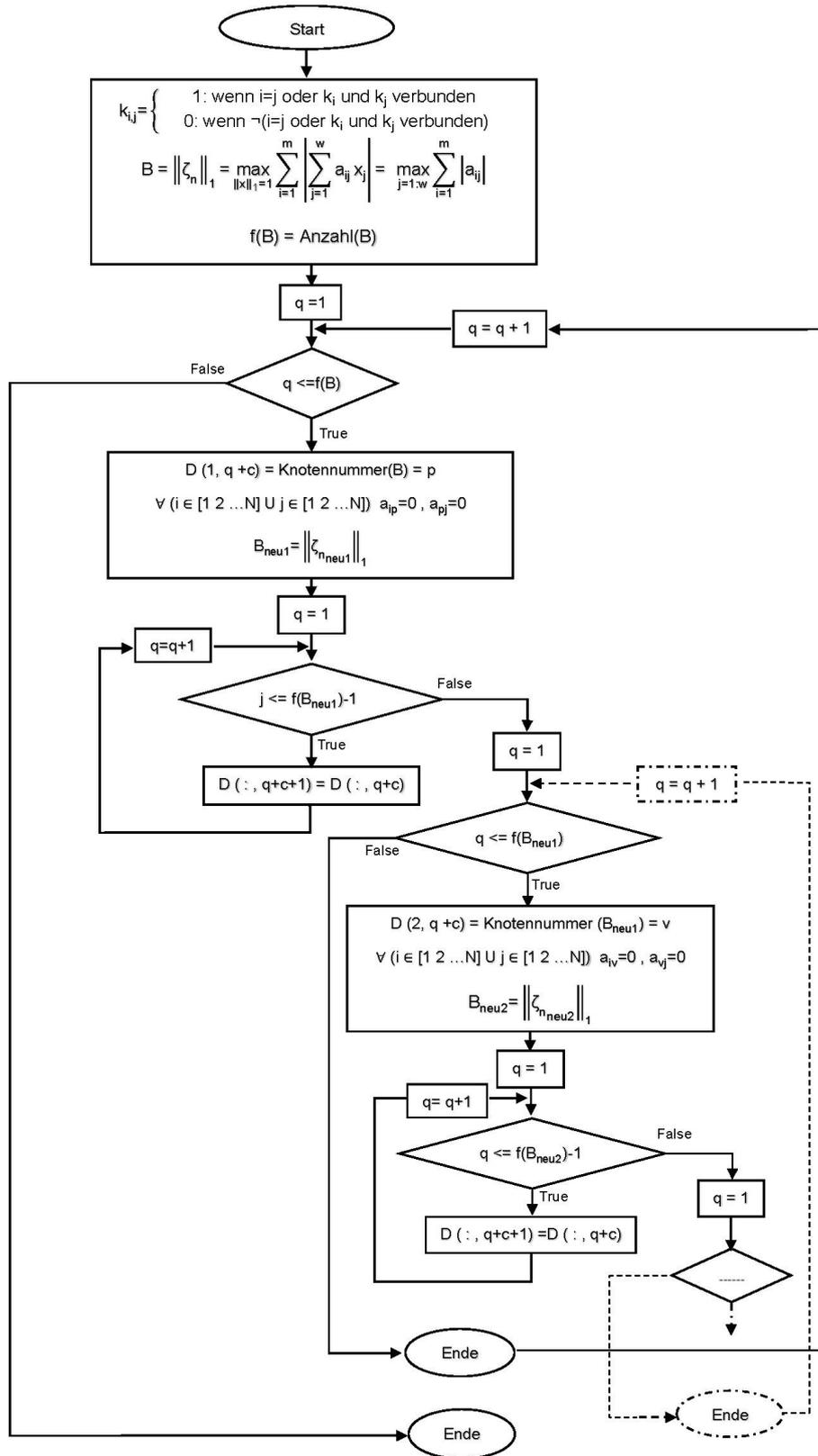


Abbildung 1: Flussdiagramm OPA

Der entwickelte Algorithmus lässt sich in mehreren Schritten aufteilen. Als erster Schritt wird zu einem elektrischen Netz mit k Knoten eine Matrix $(\zeta)_n$ mit $k \times k$ Dimensionen gebildet, welches die Topologie der Knoten-Zweig Matrix beschreibt.

$$(\zeta)_n = \begin{pmatrix} k_{i,i} & \dots & k_{i,j} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ k_{j,i} & \dots & k_{j,j} \end{pmatrix} \quad (2)$$

In $(\zeta)_n$ wird ein Wert gleich 1 gesetzt, wenn eine Verbindung zwischen den Knoten i und j besteht und 0 wenn nicht.

$$k_{i,j} = \begin{cases} 1: \text{wenn } i = j \text{ oder } k_i \text{ und } k_j \text{ verbunden} \\ 0: \text{wenn } \neg(i = j \text{ oder } k_i \text{ und } k_j \text{ verbunden}) \end{cases} \quad (3)$$

Anschließend erfolgen $n-1$ Iterationsschritte entsprechend der Anzahl an gewählten μ PMUs, welche in dem Netz eingesetzt werden.

Im ersten Iterationsschritt $n-1 = 0$ werden die Werte der Spalten über die Dimension der Spalten m und der Dimension der Zeilen w aufsummiert, sodass eine Matrix $(\sigma)_n$ mit $1 \times (k-n)$ Dimensionen entsteht. $(\sigma)_n$ beschreibt pro Netzknoten die Anzahl an benachbarten Netzknoten im zu betrachtenden NS-Netz. Nun werden die Knoten B mit der höchsten Anzahl an benachbarten Knoten ausgewählt. An diesen Knoten wird die erste μ PMU platziert. Da über den Stromphasor und den Leitungsdaten die benachbarten Knoten bestimmt werden können, wird die Zeile und Spalte des Knoten B in $(\zeta)_n$ gelöscht, sodass die Dimension von $(\zeta)_n$ nun $(k-n) \times (k-n)$ beträgt. Im nächsten Iterationsschritt werden wieder die Werte der Spalten in der Matrix $(\zeta)_n$ aufsummiert, dass eine neue Matrix $(\zeta)_{n,\text{neu}}$ entsteht und der Knoten bestimmt wird, wo die nächste μ PMU im Netz platziert wird. Wenn mehrere Knoten B die höchste Anzahl an benachbarten Netzknoten aufweisen werden nach dem Algorithmus entsprechend viele Varianten gebildet. Es werden die Knoten mit der maximalen Anzahl an benachbarten Knoten mit $f(B)$ definiert. Über verschiedene Schleifen werden in mehreren Iterationsschritten alle Auslegungsvarianten mit der gewählten Anzahl an geplanter Messtechnik bestimmt, wo ein Optimum zwischen gemessenen zur gesamten Anzahl an Netzknoten besteht. Die Iterationen wiederholen sich bis $n-1$, welches die Anzahl der einsetzenden μ PMUs beschreibt, erreicht ist. Nach Durchlauf aller Iterationen bestehen verschiedene Auslegungsmatrizen $(\mathbf{A})_m$ mit einer Dimension von $1 \times n$. Abschließend wird die optimale Auslegungsmatrix $(\mathbf{A})_{m,\text{max}}$ bestimmt, welche die Netzknoten darstellt, wo die Messtechnik optimal zu platzieren ist, um mit einer gewählten Anzahl an μ PMUs die maximale Anzahl an Netzknoten messtechnisch zu erfassen.

Bei verschiedenen Platzierungsvarianten mit Auslegungsmatrizen $(\mathbf{A})_m$, welche ein gleichhohes Verhältnis zwischen gemessenen und nicht gemessenen Knoten im gewählten NS-Netz aufweisen, gilt es Filteroptionen nach Abschluss des Algorithmus in den Programm zu implementieren. Die gewählten Filteroptionen schließen Netzknoten aus oder bevorzugen Netzknoten, wo primär Messtechnik zu implementieren ist. Der Ausschluss eines Netzknoten kann zum Beispiel dann gewünscht sein, wenn an einen Knoten die μ PMU aus technischen Gründen nicht platziert werden kann oder bereits andere Messtechnik dort implementiert ist. Die Bevorzugung eines Netzknotens ist dann gefragt, wenn zum Beispiel an einen Knoten mehrere Stränge abgehen, wo ein hoher Anteil an DES oder auch EFZe implementiert sind.

5 Ergebnisse

Zur Validierung des entwickelten OPA ist ein NS-netz mit 219 Knoten, das ein reales lokales Netz darstellt, in MATLAB/Simulink modelliert worden. Das Netz beinhaltet 199 Einfamilienhäuser, 25 EV-Ladestationen mit unterschiedlichen Ladekapazitäten und 10 PV-Anlagen. Abbildung 2 stellt schematisch das zur Validierung des OPA verwendete NS-netz dar.

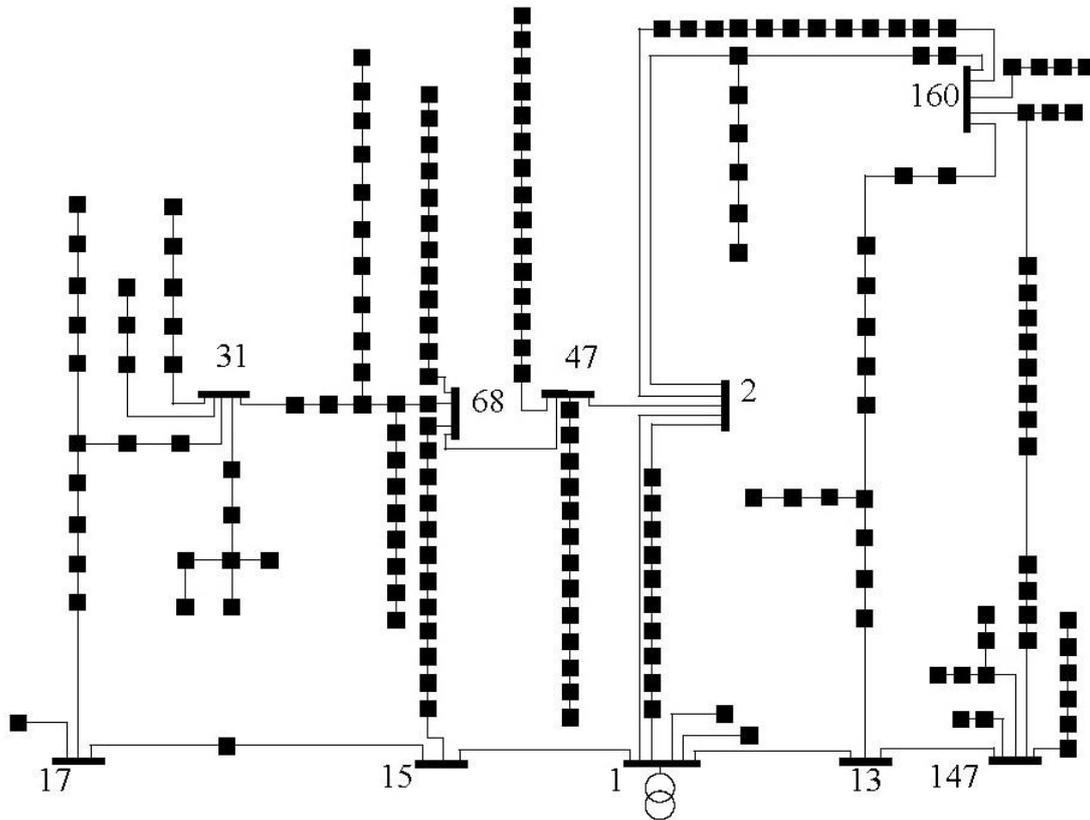


Abbildung 2: Schematische Darstellung des verwendeten NS-Netzes zur Validierung des entwickelten OPA

Im ersten Schritt ist die Topologie des Netzes eingelesen worden, um die Admittanzmatrix zu bilden. Darauf basierend wird die Matrix $(\mathcal{Z})_n$ bestimmt und die optimale Platzierung der μ PMUs bei unterschiedlicher Anzahl der Messtechnik für das beschriebene NS-Netz ermittelt. Wie erläutert ermittelt der OPA mehrere Platzierungsvarianten, wenn mehrere Netzknoten für das Optimum der Platzierung der μ PMUs geeignet sind. Entsprechend einer erhöhten Anzahl an eingesetzten μ PMUs steigt die Beobachtbarkeit des betrachteten NS-Netzes. Ohne die nach 4.1 beschriebenen Filterfunktionen können sich vor Allem bei einer hohen Anzahl an eingesetzten μ PMUs eine Vielzahl an optimalen Platzierungsvarianten $(\mathbf{A})_{m,\max}$ ergeben. In Tabelle 1 sind für verschiedene Anzahlen an eingesetzter Messtechnik der Optimierungsparameter $X_{k\%}$ in Prozent, die Anzahl der ausgegebenen Platzierungsvarianten nach den OPA ohne eingesetzter Filterungen und die ausgewählten Netzknoten (Siehe Abbildung 2) aufgelistet.

Tabelle 1: Ungefilterte Ergebnisse des OPA an 219-Knoten NS-Netz

Anzahl μ PMUs	Beobachtbarkeit [%]	Anzahl Auslegungsvarianten $(A)_{m,max}$	Gewählte Netzknoten k
3	8,68	3	1;31;147
			1;31;160
			1;147;160
4	11,42	1	1;31;147;160
5	13,69	2	1;31;147;160;42
			1;31;147;160;68
6	15,99	1	1;31;147;160;42;68
7	17,35	6	1;31;147;160;2;42;68/
			1;31;147;160;42;47;17
			1;31;147;160;42;47;22
			...
8	19,18	5	1;31;147;160;2;42;68;17/
			1;31;147;160;2;42;68;22
			1;31;147;160;2;42;68;81
			...
9	21,01	18	1;31;147;160;2;42;68;17;22
			1;31;147;160;2;42;68;17;81
			1;31;147;160;2;42;68;17;82
			...

Im Folgenden sind drei Szenarien am Beispielnetz nach Abbildung 2 betrachtet worden, wo Filteroptionen für den OPA angegeben worden sind. Es sind jeweils 7 μ PMUs eingesetzt worden. In den verschiedenen Szenarien sind jeweils unterschiedliche Netzknoten gesperrt worden, welche ungefiltert vom OPA als Netzknoten gewählt werden würden, um eine μ PMU zu platzieren. In der praktischen Anwendung könnten das jedoch Knoten sein, wo es nicht möglich ist die Messtechnik zu implementieren. Außerdem sind in den Szenarien unterschiedliche Netzknoten gewählt worden, wo bevorzugt Messtechnik zu implementieren ist. Gründe dafür sind zum Beispiel ein hoher Anteil an DES oder EFZs an den verbundenen Strängen. In folgender Tabelle 2 sind die Szenarien mit den gesperrten und bevorzugten Netzknoten und die daraus resultierenden Ergebnisse des Algorithmus aufgelistet.

Tabelle 2: Szenarien Filteroptionen und optimale Platzierung nach OPA mit 7 μ PMUs

Sperrknoten	Bevorzugte Knoten	Auslegungsvariante (A) _{m,max}	Beobachtbarkeit [%]
15 , 160	68 , 47 , 2	1;31;147;42;47;2;68	15,0685
147	17 , 68	1;160;31;42;2;68;17	16,4384
83 , 17	1 , 47 , 2	1;31;147;160;42;47;2	16,8950

Durch die manuelle Filterung der Ergebnisse des OPA durch Sperrung und Bevorzugung verschiedener Netzknoten ist in den verschiedenen Szenarien die Anzahl der Platzierungsvarianten auf eine reduziert worden, welches das Optimum nach der prozentuellen Beobachtung $X_{k\%}$ des NS-Netzes in den drei verschiedenen Szenarien darstellt. Dadurch ist jedoch die maximal mögliche Beobachtbarkeit verringert worden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Es ist ein OPA entwickelt und anhand eines 219 knotigen NS-Netzes validiert worden. Die Ergebnisse zeigen, dass der Algorithmus nach gewählten Optimierungsansatz gute Ergebnisse liefert. Für ein gewähltes Netz werden verschiedene Platzierungsmöglichkeiten von μ PMUs definiert und die optimale Platzierung bestimmt. Durch die in den Algorithmus implementierten Filteroptionen, bestimmte Knoten für die Platzierung der Messtechnik zu sperren oder andere Netzknoten zu bevorzugen, lässt sich die Anzahl an verschiedenen Varianten der Platzierung der μ PMUs in einem gewählten NS-Netz reduzieren. Netzbetreiber und -planer haben durch diesen Algorithmus die Möglichkeit wirtschaftlich optimal Messtechnik im NS-Netz zu implementieren und anhand der Messdaten Steueralgorithmus zu verwenden, sodass ein sicherer Netzbetrieb auch bei noch höheren Anteil an erneuerbaren Energien und höherer Anzahl an Elektrofahrzeugen gewährleistet ist.

Künftig wird basierend auf der optimalen μ PMU-Platzierung ein künstliches neuronales Netz zur Zustandsabschätzung in Verteilnetzen entwickelt werden. Zusätzlich wird der OPA nach weiteren Optimierungsansätzen, wie zum Beispiel Anteil an DES an einen Netzstrang und auch Genauigkeit der geplanten Zustandsabschätzung, erweitert werden.

7 Referenzen

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit BMU, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“, 09.10.2019
- [2] P. Komarnicki, J. Haubrock, Z. A. Styczynski, „Elektromobilität und Sektorenkopplung“, Springer Verlag, 2018
- [3] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation intelligenter Energienetze (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) §55 ff
- [4] A. G. Phadke, J. S. Thorp, „Synchronized Phasor Measurements and Their Applications“, Springer, 2008
- [5] A. von Meier, D. Culler, A. McEachern, R. Arghandeh, „Micro-Synchrophasors for Distribution Systems“, IEEE 5. Innovative Smart Grid Technologie (ISGT), USA, Washington DC, 2014

- [6] N. M. Manousakis, G. N. Korres, P.S. Georgilakis, „*Optimal Placement of Phasor Measurement Units: A Literature Review*“, 16. International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, Griechenland, Hersonissos, 25.-28.09.2011
- [7] K. K. More, H. T. Jadhav, „*A Literature Review on Optimal Placement of Phasor Measurement Units*“, International Conference on Power, Energy Control (ICPEC), Indien, Sri Ranganalatchum Dindigul, 06.-08.02.2013
- [8] X. Chen, T. Chen, K. J. Tseng, Y. Sun, G. Amaratunga, „*Customized Optimal μ PMU Placement Method for Distribution Networks*“, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference, China, Xi'an, 25.-28.10.2016
- [9] J. Chen, A. Abur, „*Placement of PMUs to enable bad data detection in state estimation*“ IEEE Trans. Power Systems, November 2016
- [10] H. Nazari-pouya, S. Mehraeen, „*Optimal PMU Placement for Fault Observability in Distribution Power System by Using Simultaneous Voltage and Current Measurements*“, IEEE Power & Energy Society General Meeting, Juli 2013
- [11] M. Zhou, V. A. Centeno, A. G. Phadke, Y. Hu, D. Novosel, H. A. R. Volskis, „*A preprocessing method for effective PMU placement studies*“, 3 rd IEEE Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April 2008
- [12]] M. Gavrilas, I. Rusu, G. Gavrilas, O. Ivanov, „*Synchronized phasor measurements for state estimation*“, Revue Roumaine des Sciences Techniques, 2009
- [13] A. M. Glazunova, I. N. Kolosok, E. S. Korkina, „*PMU placement on the basis of SCADA measurements for fast load flow calculation in electric power systems*“, IEEE PowerTech Conf., 2009
- [14] F. Aminifar, C. Lucas, A. Khodaei, M. Fotuhi-Firuzabad, „*Optimal placement of phasor measurement units using immunity genetic algorithm*“, IEEE Trans. Power Delivery, Juli 2009
- [15] M. Hajian, A. M. Ranjbar, T. Amraee, A. R. Shirani, „*Optimal placement of phasor measurement units: particle swarm optimization approach*“, Int. Conf. on Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007