Validierung eines Schnellbewertungstools von elektrischen Netztopologien zur Skalierung von RES und modernen Lasten auf der Niederspannungsebene

Anna Traupmann^{1,(1)}, Matthias Maier⁽¹⁾, Thomas Kienberger⁽¹⁾

(1) Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Franz-Josef-Straße
 18, 8700 Leoben, +43 4842 4025414, anna.traupmann@unileoben.ac.at,
 www.evt-unileoben.at

<u>Kurzfassung:</u>

Der Ausbau an Elektromobilität, Wärmepumpen sowie Photovoltaiksystemen muss zukünftig weiter steigen, um die Klimaziele zu erreichen. Die Netze stehen aber vielfach schon jetzt vor ihren Belastungsgrenzen. Daher müssen Tools entwickelt werden, um herauszufinden, ab wann ein Netz nicht mehr länger ohne netzentlastende Maßnahmen betrieben werden kann. Diese Arbeit untersucht ein Schnellbewertungstool für elektrische Netze, das eine solche Analyse ermöglicht, ohne zeitintensive Lastflussberechnungen durchführen zu müssen. Die dabei verwendeten graphentheoretischen Kennzahlen stimmen dabei für reale Netze mit den zu erwartenden Ergebnissen überein. Allerdings können Referenznetze, welche synthetische Netze ohne realen Bezug darstellen, in diesem Tool nicht als Vergleichsbasis herangezogen werden. Die ersten Ergebnisse des Tools zeigen, dass ein solches Tool nur auf Basis realer Netze und nur für einzelne Netzstrukturen aussagekräftige Ergebnisse liefert.

Keywords: Netztopologie, Graphentheorie, Renewable Energy Sources, Skalierung

1 Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energiequellen (RES) und die Integration moderner Lasten (Elektrofahrzeuge (EV), Wärmepumpen (HP)) sind bereits vorhandene Herausforderungen im elektrischen Energiesystem. Die damit verbundenen zunehmenden Erzeugungsüberschüsse und –engpässe müssen zeitlich (z.B. über Speicher) und örtlich über Netze ausgeglichen werden. [1-4] Die elektrischen Netze stellen derzeit eine infrastrukturelle Schwachstelle der Energiewende dar, da die elektrischen Speicher- und Übertragungskapazitäten begrenzt sind. [5] Wie die Entwicklungen der letzten Jahre zeigen [6-12], sind einige Netze jedoch besser dafür gerüstet, die zusätzlichen Belastungen durch die zunehmende Einbindung von RES, EV und HP zu verkraften, was zu einem großen Teil auf die Netztopologie zurückzuführen ist.

Um effizient eine Aussage zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit elektrischer Netze treffen zu können, wird in dieser Arbeit ein Bewertungstool vorgestellt, mit dem versucht werden soll, eine auf rein topologischen Daten basierende Analyse durchzuführen. Diese Analyse erfolgt über Parameter, die aus der Graphentheorie stammen und bisher vor allem für Übertragungsnetze eingesetzt wurden [13]. Mit diesem Tool soll nun versucht werden diese Analysemethode auch für Verteilnetze einzusetzen und diese mit maximalen Ausbaugraden in einen Zusammenhang zu den zukünftigen Netzentwicklungen zu setzen. Mit den

¹ Jungautor

Ergebnissen der Analyse soll es möglich sein, Rückschlüsse auf die maximal möglichen Ausbaugrade von RES, EV und HP zu ziehen ohne Netzentlastungsmaßnahmen einzusetzen.

2 Methodische Vorgehensweise

Für das Netzbewertungstool zur Leistungsfähigkeitsbeurteilung elektrischer Netze werden unterschiedliche Stabilitätsparameter herangezogen, die sich aus rein topologischen Daten berechnen. Grundlage bilden die aus der Graphentheorie stammenden mathematisch-topologischen sowie physikalisch-betrieblichen Parameter ([13-16]), welche im Rahmen dieser Analyse mit elektrischen Netzstabilitätsparametern (z.B. Kurzschlussleistung) zur besseren Beurteilung erweitert werden (siehe Abbildung 1). Über diese Parameteranalyse können Schwachstellen im Netz erkannt, Aussagen über die Gesamtperformance abgeleitet und kritische Netzpunkte identifiziert werden.

Globale Parameter	Knotenparameter	Leitungsparameter)
Bewertung des Gesamtnetzes	Bewertung von Netzknoten	Bewertung von Leitungen	
Globale Effizienz <i>E</i> (ζ)* Stabilität <i>S</i> (ζ)*	Betweenness Centrality <i>BC</i> (v)*	Maximale Leitungslängen /(ι) Gesamtleitungslänge L(ι)	Mathematisch- topologische Parameter
Net Ability Α(ζ)* Kurzschlussleistung S _{sc} (ζ) Vermaschungsgrad ν(ζ)	Entropischer Grad $g(\mathbf{v})^*$		Physikalisch- betriebliche Parameter
	*aus der Graphentheorie		

Abbildung 1: Parameter des Schnellbewertungstools elektrischer Netze

In der Graphentheorie werden unterschiedlichste Netzwerke über Graphen beschrieben. Graphen stellen mathematische Strukturen dar, die die Beziehungen zwischen Objekten (im elektrischen Netz: Netzknoten) über die bestehenden Verbindungen (Kanten, im elektrischen Netz: Leitungen) beschreiben. [17] Elektrische Netze stellen in der Graphentheorie gewichtete, ungerichtete Graphen dar. Ihre Gewichtung kommt aufgrund der Leitungsparameter (Leitungswiderstand *R*, Leitungslänge *I*, usw.). Da Lastflüsse auch bidirektional möglich sind stellen elektrische Netze ungerichtete Graphen (Flussrichtung nicht eindeutig definiert) dar.

Beschreibung der ausgewählten Parameter für das Niederspannungsnetz:

1) Entropic Degree ("Entropischer Grad")

Der Entropic Degree g ist ein Maß für die Konnektivität eines Netzwerkes und beinhaltet die Stärke einer Leitung (Gewichtung w), der Anzahl der verbundenen Leitungen (n) und der Verteilung der Gewichtungen der Leitungen. Dadurch stellt der Entropic Degree ein direktes qualitatives Maß zur Identifikation wichtiger Knotenpunkte dar, welche für die Versorgung im Netz relevant sind. Die Berechnung des Entropic Degree g für jeden Knoten v erfolgt nach Gleichung (1): [13]

$$g_i(\nu) = \left(1 - \sum_j n_{ij} \cdot \log n_{ij}\right) \cdot \sum_i w_{ij}$$
(1)

Ein hoher Entropic Degree deutet auf einen sehr belasteten Knoten hin. [13]

2) Net Ability ("Netzfähigkeit")

Die Net Ability *A* beschreibt ein Maß für die Funktionsfähigkeit eines Netzes. Dabei wird in ihrer Berechnung die maximale Leistung in den Leitungen (*C*), die Verteilung des Lastflusses im Netz (über PTDF – Power Transfer Distribution Factors) sowie die Impedanz der Leitungen berücksichtigt (Z_e). Die Berechnung der Net Ability *A* für das jeweilige Netz Γ erfolgt dementsprechend nach Gleichung (2): [13]

$$A(\Gamma) = \frac{1}{N_g \cdot N_d} \sum_{g \in \zeta_g} \sum_{d \in \zeta_d} C_g^d \frac{1}{Z_e^{gd}} mit \ C_g^d = \min_{l \in L} \frac{p_l^{max}}{|PTDF_l^{gd}|}$$
(2)

Da die Net Ability in ihrer Berechnung besonders die Charakteristiken der Leitungen miteinbezieht, können über diesen Parameter Rückschlüsse auf die Stärke der Leitungen gezogen werden. Eine hohe Net Ability bedeutet, dass im Netz starke Leitungen vorhanden sind und Leitungsüberlastungen seltener oder erst später auftreten. [13]

3) Global Efficiency ("Globale Effizienz")

Die Global Efficiency *E* beurteilt die Gesamtperformance des Netzes hinsichtlich der Effizienz der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie. Damit beschreibt sie indirekt die Verluste, die im Netz auftreten, da diese mit dem Einsatz von Freileitungen und Kabeln zusammenhängen. Bei der Berechnung der Global Efficiency *E* für das jeweilige Netz Γ wird die Inverse der Pfadlänge *p* gewichtet nach der Stärke der Leitung und die Anzahl der Knoten im Gesamtnetz *N* miteinbezogen (vgl. Gleichung (3)): [13]

$$E(\Gamma) = \frac{1}{N \cdot (N-1)} \cdot \sum_{i \neq j \in \Gamma} \frac{1}{p_{i,j}(\nu)}$$
(3)

Die Global Efficiency ist damit umso höher, je mehr Kabelstrecken im Netz vorhanden sind, da diese für gewöhnlich einen geringeren Widerstand haben und dadurch eine bessere Übertragung ermöglichen. Die Global Efficiency wird auch durch die Netzgröße beeinflusst. [13]

4) Betweenness Centrality

In der Graphentheorie gibt es unterschiedlichste Zentralitätsgrößen, u.a. die Betweenness Centrality BC, welche die Beteiligung der Knoten in einem Netz an den kürzesten Pfaden kangibt. Dadurch werden ebenso Knoten identifiziert, welche für die Energieübertragung im Netz eine wesentliche Rolle spielen. Für den Einsatz im elektrischen Netz können dadurch zusätzlich Knoten identifiziert werden, die aufgrund einer hohen Betweenness Centrality gefährdet sind Spannungsbandabweichungen hervorzurufen. Die Berechnung der Betweenness Centrality BC für jeden Knoten v erfolgt nach Gleichung (4): [18]

$$BC_{ij}(\nu) = \sum_{\nu_s \neq \nu_i, \nu_t \neq \nu_j} \frac{k_{s,t}(\nu)}{k_{s,t}}$$
(4)

5) Kurzschlussleistung

Zuletzt wird noch die minimale Kurzschlussleistung Sc betrachtet, welche über NEPLAN [18] berechnet wird. Die Kurzschlussleistung ist ein Maß für die Spannungsqualität und die Störfestigkeit eines Stromnetzes. Eine hohe Kurzschlussleistung bedeutet, dass das elektrische Netz auf Störungen sehr stabil reagiert. [20]

Zusätzlich zu diesen Parametern werden die typischen Netzparameter der jeweiligen Netze mit einander verglichen (siehe Tabelle 1):

je)
ur
je :u

Tabelle 1: Charakterisierung der eingesetzten Netze

Das ländliche Niederspannungsnetz und das Stadtrand-Niederspannungsnetz sind Netze, die realen Netzen in Österreich entsprechen.

Um den Einfluss der Topologie auf die Leistungsfähigkeit der Netze hinsichtlich Integration moderner Lasten und RES herauszufinden, müssen Ausbauszenarien der einzelnen Technologien definiert und berechnet werden. Der Ausbau wird linear erhöht, bis das gewählte Referenznetz an seine Leistungsgrenze stößt und Überlastungen (Spannungsbandverletzungen und/oder Leitungsüberlastungen) auftreten. Sind die Belastungsgrenzen des Referenznetzes der jeweiligen Spannungsebene sowie die zugehörigen topologischen Parameter bekannt, sollen beliebige Netze derselben Spannungsebene hinsichtlich ihrer Topologie analysiert werden können. Über die topologischen Parameter können so die möglichen Ausbaugrade moderner Lasten und RES direkter ohne weitere Berechnungen zugeordnet werden.



Abbildung 2: Methodische Vorgehensweise des Schnellbewertungstools elektrischer Netztopologien und Ablaufschema der durchgeführten Validierung dieser Arbeit Der wesentliche Vorteil dieses Schnellbewertungstool ist, dass neben rein topologischen Größen auch betriebliche Größen beurteilt werden können. Dennoch wird nur eine geringe Datenbasis, die keine vollständige Lastflussberechnung beinhaltet, benötigt, um maximal mögliche Ausbaugrade zu ermitteln ohne weitere netzentlastende Maßnahmen zu integrieren. In dieser Arbeit soll nun festgestellt werden, ob das Niederspannungsreferenznetz sich für eine solche Vergleichsbasis im Rahmen des Schnellbewertungstools eignet.

3 Ergebnisse und Diskussion

Mittels der vorgestellten Methode zur Leistungsfähigkeitsbewertung werden die Referenzgrößen (topologische Parameter und maximal mögliche Ausbaugrade) für ein Niederspannungsreferenznetz ([21]) berechnet. In dem vorgestellten Tool wird dieses Niederspannungsreferenznetz herangezogen, um die Bezugswerte zu erstellen, über die dann beliebige, andere Netze beurteilt werden können. Um eine Validierung zu ermöglichen, werden die topologischen Parameter für mehrere der Realität entsprechende Niederspannungsnetze des ENTSO-E Systems berechnet. Durch die Berechnung unterschiedlicher Ausbaugrade von EV, HP und Photovoltaik (PV) bei Haushaltsverbrauchern und Gewerben über vollständige Lastflussrechnungen, werden auch die Belastungsgrenzen der realen Netze bestimmt. Anschließend werden die errechneten Referenzwerte mit den Werten der realen Niederspannungsnetze verglichen. Anhand dieses Vergleichs kann festgestellt werden, in welchem Ausmaß die topologischen Größen von jenen des Referenznetzes abweichen.

Ergebnisse der Bestimmung der maximalen Ausbaugrade

Zur Bestimmung der Belastungsgrenzen und damit der maximalen Ausbaugrade an EV (Laden zuhause und beim Arbeitsplatz mit einer Ladeleistung von 11kW), HP und PV der jeweiligen Niederspannungsnetze, wurden Ausbaugrade beginnend beim 0%-Szenario (Basisszenario) in 10%-Ausbauschritten bis zum 100%-Szenario definiert. Beim 100%-Szenario sind jedem Haushalts-, Landwirtschafts- und gewerblichen Verbraucher je ein Elektroauto, eine Wärmepumpe und eine PV-Anlage zugeordnet. Die Berechnungen der Belastungsgrenzen wurden für einen kritischen Fall (Winterwoche) in NEPLAN durchgeführt. Die Ergebnisse der drei betrachteten Niederspannungsnetze sind in Abbildungen 3-5 dargestellt. Zu beachten ist, dass aufgrund des gleichzeitigen linearen Ausbaus von EV, HP und PV sich Synergiepotentiale ergeben, wodurch sich die zusätzliche Belastung im Netz durch die EV und HP mit der zusätzlichen Erzeugung der PV zum Teil ausgleichen.



Abbildung 3: Berechnete Belastungsgrenzen des Niederspannungsreferenznetzes aufgrund der Überschreitung der minimal zulässigen Spannung (0.935 p.u.)

Da das Referenznetz sehr stabil ausgelegt ist, kann ein Ausbaugrad von EV, HP und PV von über 80% erreicht werden. Da dieses Netz aber aus einer gemischten Struktur von urbanen und ruralen Netzbereichen besteht, sinken die Knotenspannungen in den ländlichen Gebieten (längere, schwächere Leitungen aufgrund der geringeren Verbraucherdichte) stärker ab.



Abbildung 4: Berechnete Belastungsgrenzen des ländlichen Niederspannungsnetzes aufgrund der Überschreitung der minimal zulässigen Spannung (0.935 p.u.)

Das ländliche Netz besitzt typische rurale Strukturen, wodurch es vor allem an den Enden eines Strangs zu großen Spannungsabsenkungen kommen kann, wie auch in Abbildung 4 ersichtlich. Dadurch kann für dieses Netz ein maximaler Ausbaugrad von ca. 47% erreicht werden.



Minimale Knotenspannungen - Stadtrand Netz

Abbildung 5: Berechnete Belastungsgrenzen des Stadtrand-Niederspannungsnetzes aufgrund der Überschreitung der minimal zulässigen Spannung (0.935 p.u.)

Das Niederspannungsnetz am Stadtrand besitzt eine typische urbane Netzstruktur (kurze und stärkere Leitungen aufgrund der höheren Verbraucherdichten). Dadurch kann in diesem Netz ein Ausbaugrad an EV, HP und PV von über 50% erreicht werden. Da die städtischen Strukturen komplexer sind und meist Stränge mit einer großen Anzahl an Knoten besitzen, kommt es vor allem an den Enden eines solchen stark belasteten Strangs zu Überlastungen.

Ergebnisse der Kennzahlenberechnung

Da bei der Berechnung der maximal möglichen Ausbaugrade der eingesetzten Niederspannungsnetze (siehe Tabelle 1) immer zuerst Spannungsbandverletzungen aufgetreten sind (vgl. Abbildungen 3-5), liegt der Fokus in dieser Arbeit auf den Knotenspannungen und den dazu eingesetzten Parametern (siehe ausgewählte Parameter Kapitel 2). In den nachfolgenden Abbildungen (Abbildungen 6-8) ist die Betweenness Centrality für jeden Knoten des jeweiligen Netzes dargestellt. Zudem wurde in diesen Abbildungen eingezeichnet, wo sich die überlasteten Knoten befinden.



Abbildung 6: Betweenness Centrality des Niederspannungsreferenznetzes inklusive der überlasteten Knoten entsprechend Abbildung 3

Wie auch aus Abbildung 3 zu erkennen ist, werden die in Abbildung 6 nochmals gekennzeichneten Knoten ab einem Ausbaugrad von über 80% überlastet und unterschreiten die untere Spannungsgrenze. Alle überlasteten Knoten befinden sich in der ruralen Netzstruktur. Aufgrund der restlichen starken Netzstruktur werden die betroffenen Knoten durch die Betweenness Centrality nicht ausgewiesen.



Ländliches Netz

Abbildung 7: Betweenness Centrality des ländlichen Niederspannungsnetzes inklusive der überlasteten Knoten entsprechend Abbildung 4

Im ländlichen Niederspannungsnetz ist zuerst Knoten K08 überlastet, wie er auch entsprechend Abbildung 4 in Abbildung 7 gekennzeichnet ist. Über die Ergebnisse der Betweenness Centralitiy dieses Netzes wird aber K07 als kritischer Knoten ausgewiesen, ebenso in Abbildung 7 gekennzeichnet. Dieser stellt auch tatsächlich einen kritischen Knoten dar, auch die Knotenspannung von K07 sinkt bei einem Ausbaugrad von 47% stark ab, bleibt aber noch oberhalb der unteren Spannungsgrenze. Durch die Spannungsabsenkung in K07 wird aber die Spannung von K08, welche vom übergelagerten Knoten K07 abhängig ist, stark abgesenkt, wodurch es dort zu einer Unterschreitung der unteren Spannungsgrenze kommt.





Auch hier im Stadtrand-Netz wird wieder, wie auch im ländlichen Netz, der übergeordnete Knoten hinsichtlich seiner ermittelten Betweenness Centrality als kritischer Knoten ausgewiesen, obwohl zuerst ein oder mehrere untergelagerte Knoten überlastet werden. Jener Strang, der jedoch von Knotenüberlastungen am meisten betroffen ist, kann jedoch basierend auf der Betweenness Centrality bestimmt werden.

Neben der Betweenness Centrality, gibt es aber noch andere graphentheoretische Parameter, welche jedoch nicht für jeden einzelnen Knoten, sondern je Netz bestimmt werden, wie bereits unter Kapitel 2 beschrieben. In nachstehender Grafik (Abbildung 9), sind die Net Ability und die Global Efficiency für alle drei Netze dargestellt.

	Referenznetz	Ländliches Netz	Stadtrand-Netz
Net Ability 10 ¹⁴ [-]	1.52	0.87	5.36
Global Efficiency 10 ⁻⁴ [-]	0.29	9.73	2.05
Max. Entropic Degree [-]	48.67	1.42	23.22
Kurzschlussleistung [kVA]	836	892	1232

Tabelle 2: Graphentheoretische Parameter (Net Ability, Global Efficiency, maximaler Entropic Degree) und minimale Kurzschlussleistung für jedes Netz

Für das Referenznetz ergeben sich aufgrund der gemischten Netzstruktur aus urbanen und ruralen Topologien auch gemischte Werte für Net Ability, Global Efficiency, maximale Entropic Degree und minimale Kurzschlussleistung. Der sehr geringe Wert für die minimale Kurzschlussleistung im Referenznetz trotz des sehr stabilen Aufbaus, kommt aufgrund der ruralen Netzstruktur zustande. An den Enden der ruralen Stränge ergibt sich aufgrund der langen Leitungen eine sehr geringe minimale Kurzschlussleistung (836kVA).

Für das ländliche Netz ergibt sich eine niedrige Net Ability (0.87*10¹⁴), was darauf hindeutet, dass im Netz eher lange und schwache Leitungen vorhanden sind. Das stimmt auch mit den charakteristischen Merkmalen einer ruralen Netzstruktur überein. Hingegen ist die Global Efficiency relativ hoch (9.73*10⁻⁴) im Vergleich zu den anderen beiden Netzen. Zu erwarten wäre, dass aufgrund des geringeren Verkabelungsgrades von 57% und dadurch der schlechteren bzw. verlustreicheren Energieübertragung aufgrund der Freileitungen, auch die Global Efficiency einen geringeren Wert hätte. Aber, da im Vergleich zu den anderen beiden Netzen die Ausdehnung des Netzes mit nur 28 Knoten wesentlich geringer ist und dadurch eine Energieübertragung im Netz wesentlich effizienter und mit geringeren Verlauft, ist der Wert für die Global Efficiency auch höher. Der Entropic Degree ist für das ländliche Niederspannungsnetz gering (1.42), da das Netz klein und wenig komplex ist, wodurch sich nur wenige kritische Knotenpunkte im Netz ergeben. Die minimale Kurzschlussleistung (892kVA) des ländlichen Netzes ist gering aufgrund der langen Netzausläufer, die am Ende des Strangs geringe Spannungsqualität aufweisen, was auch aus Abbildung 4 ersichtlich ist.

Das Stadtrand-Netz zeigt gegenüber dem ländlichen Netz entgegengesetztes Verhalten hinsichtlich der graphentheoretischen Parameter. Während eine hohe Net Ability (5.36*10¹⁴) auf starke, kurze Leitungen hindeutet, zeigt sich eine geringere Global Efficiency (2.05*10⁻⁴), welche trotz der vielen Kabelstrecken auf eine schlechte Energieübertragung hindeutet. Diese kommt daher, dass das Netz sehr ausgedehnt ist und wesentlich komplexere und verzweigtere Strukturen aufweist als das ländliche Netz. Der relative hohe maximale Entropic Degree (23.22) deutet darauf hin, dass mehrere Knotenpunkte kritisch sind im Netz, was aufgrund der hohen Verbraucherdichte und der Anzahl der überlasteten Knoten auch mit den Ergebnissen

übereinstimmt. Der relativ hohe minimale Kurzschlussleistungswert (1232kVA) weist ebenso auf kurze, starke Leitungen hin und zeigt, dass das Netz hinsichtlich Spannungsstabilität gute Eigenschaften aufweist.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Es kann abgeleitet werden, dass ländliche Netz mit typisch ruraler Struktur einen Ausbaugrad an EV, HP und PV erreichen können, der im Bereich von 40-50% liegt und aufgrund der Knotenspannungen begrenzt ist. Ebenso für Netze mit urbaner Netzstruktur kann geschlossen werden, dass ihre Belastungsgrenze ohne weitere netzentlastende Maßnahmen bei 50-60% liegt. Netze, die ähnliche Kennzahlen haben können auch ähnliche Ausbaugrade erreichen. Aus den erhaltenen Ergebnissen der Berechnungen zeigen sich damit drei wesentliche Schlussfolgerungen:

- 1. Das Referenznetz ist nicht geeignet um für eine derartige Analyse als Vergleichsbasis eingesetzt zu werden. Aufgrund der gemischten Strukturen, kann kein eindeutiges Ergebnis erhalten werden, das mit den Ergebnissen der anderen beiden realen Netze übereinstimmt. Dieses Tool müsste über reale Netze "kalibriert" werden, um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen.
- Es ist essentiell die einzelnen unterschiedlichen Netzstrukturen (rural, urban, suburban, usw.) als Vergleichsbasis in diesem Tool zur Verfügung zu stellen, da die einzelnen Strukturen einen maßgeblichen Einfluss auf die berechneten Parameter haben und durch Mischstrukturen keine eindeutig zuordnungsbaren Ergebnisse erhalten werden.
- 3. Dieses Tool eignet sich eventuell für die Anwendung auf höheren Spannungsebenen besser, da diese komplexer sind und damit mehr Parameter in die Auswertung miteinbezogen werden können. Aufgrund der radialen Netzstruktur der Niederspannungsnetze haben viele Parameter keinen Wert, da diese durch Vermaschungen beeinflusst werden.

Zum Aufbau eines aussagekräftigen Tools mit beschriebenen Eigenschaften sind weitere Forschungstätigkeiten zu den genannten Punkten notwendig.

Literatur

[1] Papadis, E.; Tsatsaronis, G.: Challenges in the decarbonization of the energy sector, Energy 205 (2020), doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118025.

[2] Bird, L.; Milligan, M.; Lew, D.: Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions, Technical Report NREL/TP-6A20-60451, National Renewable Energy Laboratory, 2013.

[3] Mancarella, P.: MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models, Energy (Invited Paper), 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.041.

[4] Mancarella, P.: Smart Multi-Energy Grids: Concepts, Benefits and Challenges, IEEE PES General Meeting, San Diego, US, July 2012.

[5] Winter, W.; Elkington, K.; Bareux, G.; Kostevc, J.: Pushing the Limits – Europe's New Grid: innovative Tools to Combat Transmission Bottlenecks and Reduced Inertia, IEEE Power and Energy Magazine (Volume 13, Issue 1), 2015.

[6] FRANKFURTER ALLGEMEINE ZEITUNG GMBH: Skandinavische Elektromobilität: Norwegen profitiert vom Elektroauto-Boom. URL http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/neue-mobilitaet/norwegens-regierung-setzt-auf-elektroautos-14538376.html. –Aktualisierungsdatum: 2017-05-22 –Überprüfungsdatum 2017-05-22.

[7] INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION: 2015 Global electric vehicle trends: Which markets are up (the most) | International Council on Clean Transportation. URL http://www.theicct.org/blogs/staff/2015-global-electric-vehicle-trends –Überprüfungsdatum 2017-05-04.

[8] ØYSTEIN SAGOSEN: Analysis of Large Scale Integration of Electric Vehicles in Nord-Trøndelag. Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering. Master Thesis. June 2013.

[9] TØNNE, E.; SAND,K.; FOOSNÆS, J. A.; PAULSEN, R.: Integration of distributed generation into mv distribution grid in Norway -the Namsskogan case. In: CIRED workshop: 29-30 May 2012, Lisbon congress centre, Lisbon, Portugal. [Stevenage] : IET, 2012, S. 146.

 [10] Electric Charging -Can Global Grids Withstand an EV Boom?, URL https://www.automotiveiq.com/powertrain/articles/electric-charging-can-global-grids-withstand-ev-boom –Überprüfungsdatum 2017-06-08.
 [11] SSB-STATISTICS NORWAY: Statistics on Energy consumption in Households, Tabelle 10571: Household by main heating source 2012. URL https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/saveselections.asp.

[12] RAP (The Regulatory Assistance Project); ICCT (International Council on Clean Transportation): Electric Vehicle Grid Integration in the U.S., Europe, and China – Challenges and Choices for Electricity and Transportation Policy, July 2013.

[13] Bompard, E.; Napoli, R.; Xue, F.: Analysis of structural vulnerabilities in power transmission grids, International Journal of Critical Infrastructure Protection 2, 2009, 5-12.

[14] Hines, P.; Blumsack, S.; Cotilla Sanchez, E.; Barrows, C.: The Topological and Electrical Structure of Power Grids, Hawaii International Conference on System Science (HICSS), IEEE Xplore, 2010.

[15] Atkins, K.; Chen, J.; Anil Kumar, V.S.; Marathe, A.: Structural Analysis of Electrical Networks, International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), Alexandria, VA, September, 2006.

[16] Atkins, K.; Chen, J.; Anil Kumar, V.S.; Marathe, A.: The structure of electrical networks: A graph theorybased analysis, International Journal of Critical Infrastructure, Vol. 5, No. 3, 2009.

[17] Wallis, W.D. A Beginner's Guide to Graph Theory, 2.Auflage, Birkhäuser Basel Verlag: Boston, Basel, Berlin 2007, DOI: 10.1007/978-0-8176-4580-9.

[18] Hines, P.;Cotilla-Sanchez, E.; Blumsack, S.: Topological Models and Critical Slowing Down: Two Approaches to Power System Blackout Risk Analysis, Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), Conference Proceedings 44th HICSS, 2011.

[19] NEPLAN AG (8700 Küsnacht, Schweiz). *NEPLAN Power Systems Analysis*; NEPLAN AG: Zürich, Schweiz, 2019.

[20] Heuck, K.; Dettmann, K.D.; Schulz, D. *Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9.Edition; Springer Vieweg: Wiesbaden, Germany 2013.

[21] Traupmann, A.; Kienberger, T.: Test Grids for the Integration of RES – A Contribution for the European Context, Energies, 13, 2020, doi.org/10.3390/en13205431.