

Resiliente und kosteneffiziente Stromnetze für die europäische Energieversorgung

Einleitung

Die Energienetze (Strom-, Gas- und Wärmenetze) verbinden Erzeuger und Verbraucher und ermöglichen eine räumliche Übertragung und Verteilung der Energie. Beispielsweise lassen sich damit in Deutschland die großen Windenergiepotenziale im Norden nutzen und in den Süden transportieren. Die Energienetze gehören zur kritischen Infrastruktur (KRITIS). Wenn die elektrischen Netze ausfallen, können die Kunden nicht mehr mit Strom versorgt werden und alle systemkritischen Aufgaben (Gesundheitswesen, Verkehr, Behörden ...) sind gefährdet. Deshalb sind ein sicherer, stabiler und resilienter Betrieb und die dafür nötige strukturelle Entwicklung der Energienetze in unserem europäischen Netzverbund von größter Relevanz.

Viele Änderungen wirken auf die Netzinfrastrukturen:

- Dazu gehört die Dekarbonisierung durch Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen sowie sektorenübergreifend durch Wärmepumpen in der Wärmeversorgung und Elektromobilität im Verkehr.
- Diese Anlagen sind insbesondere im Verteilnetz zu finden, was zu einer deutlichen Dezentralisierung der Energieversorgung führt.
- Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ermöglicht zusätzliche Flexibilitäten auf der Nachfrageseite, um so die wetterabhängigen Einspeiseleistungen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zumindest teilweise auszugleichen.
- Sektorenübergreifend ist auch die Wechselwirkung der Veränderungen in Wärmenetzen und Gasnetzen (insbesondere auch im Hinblick auf Wasserstoff) von großer Relevanz.

Digitalisierung / Automatisierung / Resilienz im Netzbetrieb

Digitalisierung ist ein Megatrend, der in den Energienetzen einen größeren Grad der Vernetzung und Automatisierung ermöglicht.

In den Übertragungsnetzen, die eine hohe Anforderung an die Versorgungszuverlässigkeit haben, ist die Digitalisierung schon sehr weit fortgeschritten. Doch je niedriger die Spannungsebene im Verteilnetz,

desto geringer ist üblicherweise auch der Digitalisierungsgrad; beispielsweise gibt es in Niederspannungsnetzen in der Regel kein Monitoring und damit auch keine zentrale Steuerung/Automatisierung. Die Auslegung der Netze ist hierbei mit Reserven so umgesetzt, dass die Netzinfrastruktur für alle bisher auftretenden Energieflüsse dimensioniert ist.

Die Dezentralisierung der Stromerzeugung in den Verteilnetzen und die zunehmende Zahl steuerbarer Speicher- und Verbraucheranlagen eröffnen die Option, durch intelligente Steuerung der Flexibilitäten zukünftig weniger Netze ausbauen zu müssen.

Allerdings entsteht durch den dann nötigen Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien auch eine zusätzliche Angriffsfläche von Cyber Attacken, gegen die Maßnahmen ergriffen werden müssen bis hin zu Rückfallbetriebsmodi in erkannten Störungssituationen. Die Resilienz des Netzbetriebs [1] nimmt damit an Relevanz zu.

Aber durch die Automatisierung ergeben sich auch neue Gestaltungsmöglichkeiten, z. B. der Mikronetzbetrieb mit dem – bei genügend Erzeugungs- und Speicherkapazität – auch ein Inselnetzbetrieb in Notfällen möglich wird.

Zur Sicherstellung der Frequenz- und Spannungsstabilität in elektrischen Netzen ergeben sich Herausforderungen durch neue Komponenten und Wechselwirkungen. Durch den Einsatz von Leistungselektronik, die auch eine Art Digitalisierung auf Anlagenseite darstellt, gibt es ganz neue Regelungsmöglichkeiten [2] [3].

Zur Frequenzstabilisierung kann beispielsweise durch wechselrichtergekoppelte Energieanlagen zum einen eine deutlich schnellere Leistungsänderung erfolgen als durch die Synchrongeneratoren in Großkraftwerken. Zum anderen kann durch eine netzbildende/spannungseinprägende Betriebsweise sogar Momentanreserveleistung instantan bereitgestellt werden und damit die Steilheit des Frequenzgradienten abgeflacht werden. In zahlreichen Projekten, wie z. B. Netzregelung 2.0, werden diese neuen Regelungsmöglichkeiten detailliert erforscht.

Gleichzeitig mit einer resilienten Energieversorgung sollen vorhandene Netzkapazitäten bestmöglich ausgenutzt werden. Das Forschungsprojekt InnoSys



Fraunhofer IEE

Prof. Dr. Martin Braun
martin.braun@iee.fraunhofer.de

Dr. Thomas Degner
thomas.degner@iee.fraunhofer.de

Dr. Tanja Kneiske
tanja.kneiske@iee.fraunhofer.de

Dr. Sebastian Stock
sebastian.stock@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

DBFZ

Kerstin Wurdinger
kerstin.wurdinger@dbfz.de

DLR

Dr. Karsten von Maydell
karsten.maydell@dlr.de

Dr. Thomas Vogt
t.vogt@dlr.de

FZ Jülich

Dr. Jochen Linßen
j.linssen@fz-juelich.de

Dr. Martin Robinius
martin.robinius@umlaut.com

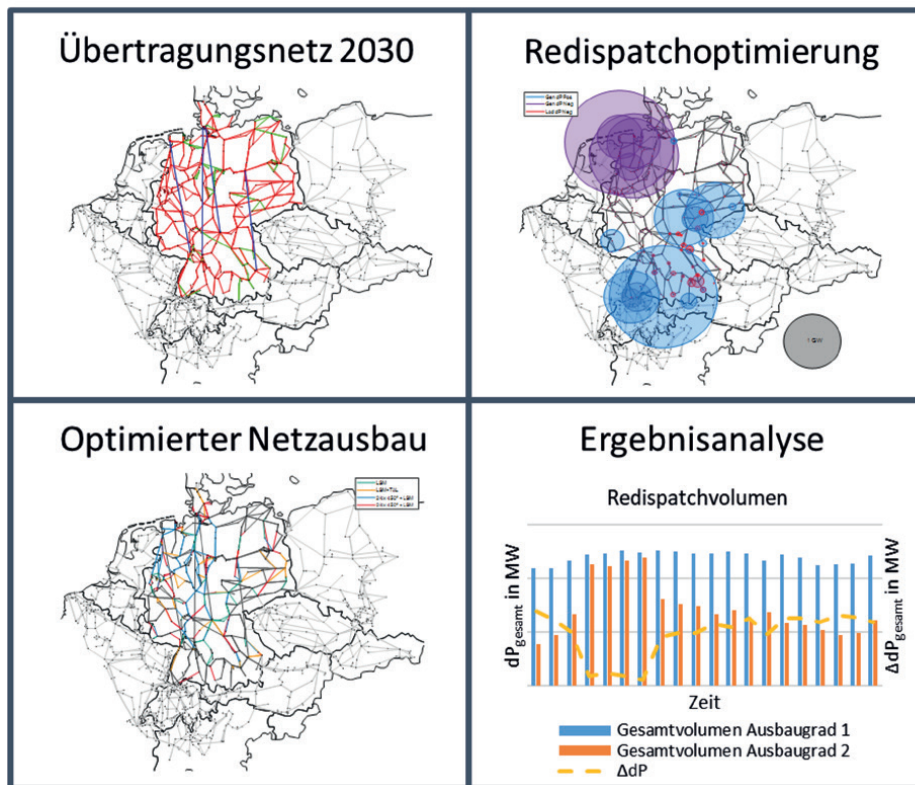
KIT

Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
veit.hagenmeyer@kit.edu

Wuppertal Institut

Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

Abbildung 1
**Planungsmethodik
 Übertragungsnetz:**
 Ausgehend vom
 Startnetz (z. B. 2030)
 werden Redispatch und
 Netzausbauoptionen
 analysiert, um daraus
 kostenminimale
 Planungsentscheidungen
 abzuleiten.
 (Quelle: Fraunhofer IEE)



2030 (www.innosys2030.de) untersucht, wie das verfügbare Transportnetz in Zukunft noch mehr Leistung bei mindestens gleichbleibender Systemicherheit transportieren kann. Dies trägt dazu bei, dass mehr erneuerbare Energie ins Netz eingespeist werden kann. Ein Beispiel ist die sichere Beherrschung von einfachen Netzfehlern, z. B. der Ausfall einer Übertragungsleitung. Eine neue, automatisierte, abgestimmte Blindleistungs-/Spannungsregelung zwischen Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz und dem Laststufenschalter (LTC) des Verteilungstransformators ist ein Ansatz, bestimmte spannungskritische Zustände im Übertragungsnetz, wie sie bei einem Leitungsausfall auftreten können, sicher zu beherrschen [4].

Übertragungsnetzplanung

In Deutschland wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur kontinuierlich an einer aktuellen Vorausschau der Netzentwicklung durch die Erstellung des Netzentwicklungsplans [5] gearbeitet. Dies ist erforderlich, da die erforderlichen Planungs-, Genehmigungs- und Baumaßnahmen durch die Einflüsse auf ökologische und soziale Systeme in der Regel auch ca. 10 Jahre Vorlauf benötigen. Da die Übertragungsnetze im europäischen Verbund über die Interkonnektoren zwischen den Ländern vermascht miteinander betrieben werden, ist eine

europäische Betrachtung der Maßnahmen im Übertragungsnetz erforderlich. Deshalb wird durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Verband ENTSO-E regelmäßig der sogenannte „Ten Year Network Development Plan“ [6] erstellt. Forschungsinstitutionen (z. B. Forschungszentrum Jülich, Wuppertal Institut, Fraunhofer IEE) schauen teilweise noch weiter in die Zukunft, bis 2050, um Transformationspfade für das Gelingen der Energiewende zu ermitteln. Wichtige Aspekte sind dabei die Erhöhung der Kapazitäten der Interkonnektoren und der Einsatz von betrieblicher Flexibilität.

Die Erhöhung der Kapazitäten der Interkonnektoren sorgt für mehr Ausgleich der Energieflüsse in Europa. Im Projekt RESTORE 2050 [7] konnte gezeigt werden, dass dadurch deutlich mehr erneuerbarer Strom integriert werden und der Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen reduziert werden kann. Das betrifft vor allem die notwendige Energiemenge und Leistung aus Reservekraftwerken sowie Speichereinrichtungen. Wenn Netzausbau vermieden werden soll, kann auch betriebliche Flexibilität z. B. durch Abregelung von Erzeugungsanlagen, zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen eingesetzt werden. Hierbei ist ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen Netzausbau und der Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen zu identifizieren. Am Fraunhofer IEE startet dazu Anfang 2021 das Projekt RobustPlan. In diesem Projekt werden Methoden zur Generierung robuster Transformationspfade trotz der zahlreichen Unsicher-

heiten (Vielzahl möglicher Szenarien) entwickelt, um Netzbetreiber bei Investitionsentscheidungen zu unterstützen (► *Abbildung 1*).

Für die Planung von Übertragungsnetzen sind verlässliche Modelle unabdingbar. Im Projekt MODEX-Net [8] (Forschungszentrum Jülich und Partner) werden existierende Übertragungsnetzmodelle in Bezug auf Methodik, Strukturen und Datengrundlagen verglichen und definierte Fallstudien (Modellexperimente) gerechnet. Auf der Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Optionen zur Weiterentwicklung von Modellen erarbeiten.

Sektorenkopplung / Einsatz von Flexibilitäten im Netzbetrieb

Neben der Abregelung von Erzeugungsanlagen ist das Ziel, weitere Flexibilitäten für den Netzbetrieb nutzbar zu machen und damit den notwendigen Ausgleich zwischen der wetterabhängigen Erzeugung mit dem Verbrauch sowie der Auslastung der Netzkapazitäten zu unterstützen.

Das DLR hat im SINTEG-Projekt *enera* eine regional aufgelöste Betrachtung des kumulierten Lasterhöhungspotenzials der Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Industrie, Elektromobilität, Power-To-Heat und Power-to-Gas auf Landkreisebene in Deutschland für das Jahr 2030 untersucht [9]. Hierbei zeigen sich in Ballungszentren und an Industriestandorten die geographischen Schwerpunkte der nachfrageseitigen Potenziale (► *Abbildung 2*).

In SINTEG-Projekten (z. B. NEW4.0 und *enera*) wurden (auch marktbasierende) Mechanismen untersucht, um diese Flexibilität für den Netzbetrieb zu mobilisieren. Hierbei wurde z. B. eine Methode entwickelt, um potenzielle Netzengpässe prognostizieren zu können [10]. Naheliegend zu diesen Engpassstellen werden dann die möglichen einsetzbaren Flexibilitäten und deren Sensitivität auf den Engpass bewertet. Auf Basis dieser Bewertung erfolgt dann die Aktivierung der engpassreduzierenden Flexibilitäten mit denen auch eine Abregelung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen reduziert werden kann.

Als sektorenübergreifende Flexibilitätsoption untersucht das DBFZ derzeit im Projekt OptDienE [11] das Potenzial von biomassebasierten Einzelraumfeuerungen, in Hochlastzeiten die Zuschaltung von Wärmepumpen durch dezentralen Leistungsausgleich verringern zu können.

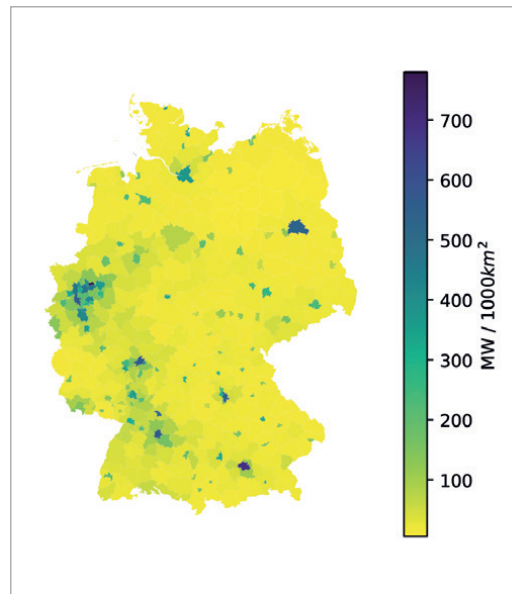


Abbildung 2

Kumuliertes Lasterhöhungspotenzial der Sektoren Haushalte, GHD, Industrie, Elektromobilität, Power-To-Heat und Power-to-Gas auf Landkreisebene in Deutschland für das Jahr 2030.

(Quelle: DLR)

Spartenübergreifende Netzbetrachtung

Für die Flexibilitätsbereitstellung ist neben der Kopplung der Sektoren (Strom, Wärme, Gas) auch die spartenübergreifende Betrachtung der jeweiligen Netzinfrastrukturen (Strom-, Wärme- und Gasnetze) von zunehmender Wichtigkeit. Auf Seite der Kunden kann die Nachfrage nach Strom, Wärme und Gas als Zeitreihen (z. B. durch den Lastprofilgenerator *synPRO*) bestimmt werden. Über dieses spartenübergreifende Verbrauchs- oder auch Einspeiseverhalten können die Wechselwirkungen (z. B. in Quartieren) durch Co-Simulationen untersucht werden [12] [13]. Am Fraunhofer IEE wurden zusammen mit der Universität Kassel die Python-basierten open source-Netzberechnungsprogramme *pandapower* [14] und *pandapipes* [15] entwickelt, welche auch eine integrierte spartenübergreifende Netzbetrachtung [16] ermöglichen (► *Abbildung 3*).

Neben dem Betrieb ist insbesondere auch die spartenübergreifende Netzbetrachtung in der Planung und Entwicklung der Netzinfrastrukturen von großer Relevanz. Beispielsweise zeigen sich in Simulationen ausgehend von wirtschaftlichen Entscheidungen von Gebäudebesitzern in ihre Wärmeversorgung, dass durch eine Zunahme strombasierter Wärmegeräte sowie verbesserte Effizienz im Gebäudebereich die Gasabnahme deutlich geringer werden kann. Dies kann sogar dazu führen, dass Gasnetze perspektivisch zur Endkundenversorgung aus wirtschaftlichen Gründen teilweise rückgebaut werden könnten [17].

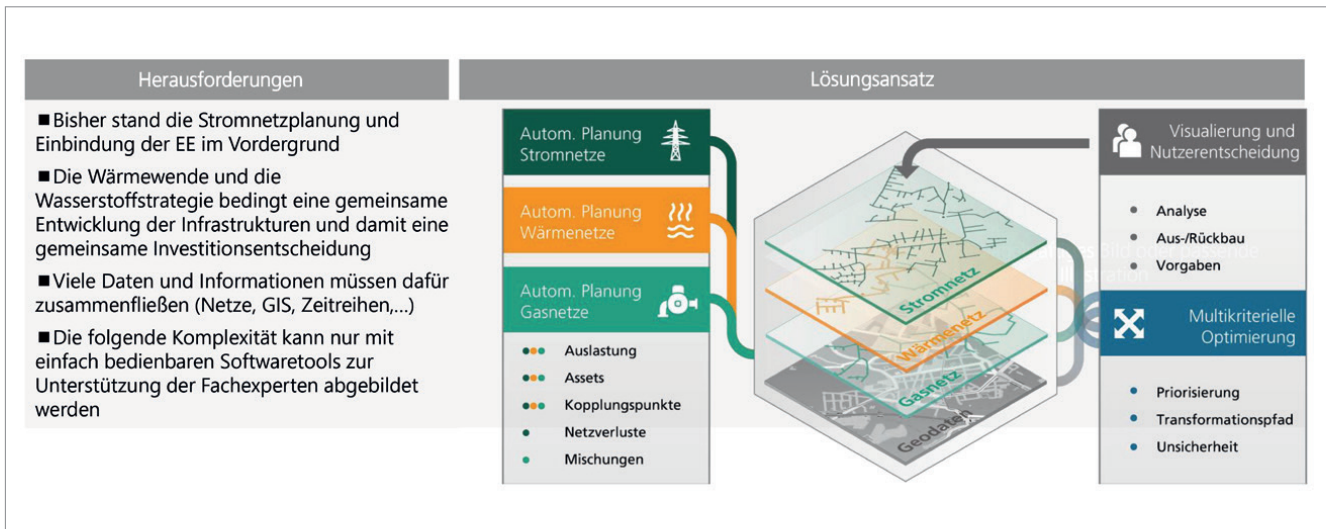


Abbildung 3

Sektorenübergreifende Betrachtung der Netzinfrastrukturen:

Automatisierte gekoppelte Betrachtung von Strom-, Wärme- und Gasnetzen auf Basis von pandapower und pandapipes.

(Quelle: Fraunhofer IEE)

Zusammenfassung

Zum Gelingen der Energiewende ist eine fundamentale Transformation der Energienetze erforderlich. Dazu gehören strukturelle und betriebliche Veränderungen.

Strukturelle Veränderungen betreffen zum einen die Übertragungssysteme Strom und Gas, welche in Europa zwischen und in den Ländern des Netzverbands für einen Ausgleich sorgen. Hier sind die Verstärkungsbedarfe der vorhandenen Infrastrukturen, ein maximales Ausschöpfen der Netzkapazitäten durch betriebliche Maßnahmen bei Ausbauperioden und Wasserstoffnetze wesentliche Veränderungstreiber. Optimale Transformationspfade sind zu identifizieren. Auch in den Verteilnetzen sind diese wesentliche Treiber, verbunden mit spartenübergreifenden Wechselwirkungen in urbanen Systemen mit Strom-, Wärme- und Gasnetzen.

Betriebliche Maßnahmen betreffen die Automatisierung des Netzbetriebs auf allen Netzebenen unter Aktivierung kostengünstiger, insbesondere auch nachfrageseitiger, Flexibilitäten. Hier hilft die Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich dabei, sektorenübergreifend, relevante Potenziale für Flexibilitäten zu heben.

Abschließend ist zu unterstreichen, dass die Energienetze und insbesondere die Stromnetze die entscheidende kritische Infrastruktur (KRITIS) darstellen, deren sicherer Betrieb kontinuierlich gewährleistet sein muss, weshalb deren Resilienz, Zuverlässigkeit und Stabilität von herausragender Bedeutung für die Gesellschaft sind.

Literatur

- [1] M. Braun, C. Hachmann and J. Haack, „Blackouts, Restoration, and Islanding: A System Resilience Perspective“, in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 18, no. 4, pp. 54–63, July-Aug. 2020. <https://doi.org/10.1109/MPE.2020.2986659>
- [2] M. Braun et al., „The Future of Power System Restoration: Using Distributed Energy Resources as a Force to Get Back Online“, in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 16, no. 6, pp. 30–41, Nov.-Dec. 2018. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2864227>
- [3] M. Braun, „Technological Control Capabilities of DER to Provide Future Ancillary Services“, in International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 3, no. 3, pp. 191–206, Nov 2006.
- [4] Luis David Pabón Ospina (Fraunhofer IEE), Thierry Van Cutsem (University of Liege), Power factor improvement by active distribution networks during voltage emergency situations, <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106771>
- [5] <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>
- [6] <https://tyndp.entsoe.eu/>
- [7] <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/446/>
- [8] <https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/modex-net>
- [9] Heitkoetter, W., Schyska, B. U., Schmidt, D., Medjroubi, W., Vogt, T., Agert, C. (2020). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. Advances in Applied Energy (accepted). <https://arxiv.org/abs/2009.05122>

- [10] I. Liere-Netheler, D. Peters, E. Memmel, R. Völker, F. Schuldt, K. von Maydel Methoden zur Optimierung von Engpassmanagement auf Verteilnetzebene; Tagungsband Zukünftige Stromnetze 2020
- [11] <https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/OptDienE-589>
- [12] Projekt „Energiesystemintegration – Modelle für die Energiesysteme der Zukunft“, gefördert aus dem Impuls- und Vernetzungsfonds der Helmholtz-Gemeinschaft im Zukunftsthema „Energiesystemintegration“ unter der Fördernummer ZT-0002
- [13] <https://www.iee.fraunhofer.de/de/schnelleinstieg-wirtschaft/themen/opsim.html>
- [14] <https://www.pandapower.org>
- [15] <https://www.pandapipes.org>
- [16] D. Lohmeier, D. Cronbach, S. Drauz, M. Braun, T. Kneiske: „pandapipes: an Open Source Piping Grid Calculation Package for the Application in Coupled Multi-Energy Grid Simulations“, in Sustainability vol.12, no. 23, 2020. <https://doi.org/10.3390/su12239899>
- [17] D. Then, P. Hein, T. Kneiske, M. Braun: "Analysis of Dependencies between Gas and Electricity Distribution Grid Planning and Building Energy Retrofit Decisions", in Sustainability vol. 12, no. 13, 2020. <https://doi.org/10.3390/su12135315>