

Grundlegende Herausforderungen für zukünftig integrierte Strom-, Gas- und Wärmenetze

Daniela Vorwerk*, Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*daniela.vorwerk@hsu-hh.de

Kurzfassung – Als „integriertes Netz“ ist die Kopplung der drei Energiesektoren Elektrizität, Gas und Wärme untereinander gemeint. Dadurch soll eine höhere Flexibilität und Speicherfähigkeit für das Energiesystem erreicht sowie weitere Nutzungspfade für regenerativ erzeugten Strom erschlossen werden. Aktuelle Netzplanungsprozesse der leitungsgelassenen Energiesektoren werden derzeit noch separat für die verschiedenen Energieträger durchgeführt. Zur Entwicklung von über alle drei Sektoren übergreifenden Netzplanungsmethodiken bedarf es Modifikationen bestehender Konzepte und neuer Ansätze. Auch bestehen Unterschiede in der Netzführung und in Verfahren zur Modellierung und Netzberechnung der leitungsgelassenen Strukturen. Für integrierte Netze besteht daher der Bedarf für neue, gemeinsame Herangehensweisen in der Netzplanung, um die verschiedenen Energiesektoren in geeigneter Weise einzubeziehen und miteinander zu verbinden. Bei sektorenübergreifend abgestimmten Prozessen in der Netzführung, sowie Modellierung und Berechnung sind insbesondere die verschiedenen physikalischen Beschaffenheiten der Energieträger und die Dynamiken und Zeitkonstanten der Netze und Sektorkopplungstechnologien zu berücksichtigen. Für aufeinander abgestimmte Prozesse in den Energiesektoren Strom, Gas und Wärme im Sinne einer integrierten Betrachtung bestehen noch zahlreiche Herausforderungen und Fragestellungen, die in diesem Beitrag thematisiert werden.

Stichworte – Sektorenkopplung, integrierte Netzplanung, gekoppelte Energiesysteme, Strom, Gas, Wärme

NOMENKLATUR

BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
NEP	Netzentwicklungsplan
VNB	Verteilnetzbetreiber

I. EINLEITUNG

Die „Sektorenkopplung“ der drei Energienetze Strom, Gas und Wärme ermöglicht die Planung und Führung sog. „integrierter Netze“. Kopplungen der drei Energieträger untereinander lassen sich durch Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Power-to-Gas, Power-to-Heat, Gas-to-Power, Power-to-Heat sowohl zentral als auch dezentral erreichen. An Kopplungspunkten werden Synergien zwischen den Netzen geschaffen und somit die Einspeisung erneuerbarer Energien (EE), die Flexibilität sowie die Redundanz und Speicherfähigkeit des Versorgungssystems erhöht.

Durch integrierte Netze lassen sich die folgenden Vorteile systematisch erzielen:

- Es werden weitere Nutzungspfade für EE über den rein elektrischen Pfad hinaus, auch in Gas- und Wärmeverbrauchssektoren, geschaffen [1]
- Die Speicherfähigkeit von EE wird durch Einspeisung „grüner Gase“ aus Power-to-Gas-Prozessen in die Gasinfrastruktur erhöht [2]
- Anlagen zur Notstromversorgung können sektorenübergreifend und damit umweltfreundlicher als auf konventionellem Wege ausgeführt werden [3]
- Durch Netzkopplungspunkte besteht mehr Flexibilität in der Führung der Netze, wodurch sich Möglichkeiten zur erhöhten Ausnutzung von EE und eine höhere Versorgungssicherheit bieten

Da sich durch die Kopplung der Netze auch die Komplexität des Systems erhöht, bedarf es einer ganzheitlichen Betrachtung, in der die unterschiedlichen Charakteristiken der drei Netze und Energieträger in geeigneter Weise einbezogen werden. Im Hinblick auf eine effiziente Netzausbauplanung und systemdienliche Netzführung unter hoher Ausnutzung von EE könnten gemeinsame, jeweils spartengetrennten Betrachtungen für Strom-, Gas- und Wärmenetze zu integrierten Prozessen weiterentwickelt werden und somit langfristig Vorteile gegenüber separater Netzplanung und -führung generieren. So kann eine gemeinsame „integrierte“ Planung zu höherer Effizienz und somit zu Einsparungen an Kosten, Zeit und Ressourcen beim Netzausbau führen, da durch eine abgestimmte Vorgehensweise für die drei Sektoren mehr Transparenz über bestehende freie Kapazitäten für Transport und Verteilung besteht. So kann z. B. die Nutzung bestehender Netzstrukturen aus einem Sektor den vermeintlich notwendigen Ausbau eines anderen Sektors obsolet machen. Darüber hinaus können mittels integrierter Planungsprozesse effizient und vorausschauend geeignete Standorte für Netzkopplungspunkte und -technologien identifiziert werden. Diese ermöglichen viele Freiheitsgrade in der Betriebsführung, wodurch sektorenübergreifend Leistungsflüsse verschoben werden können. Die Netze könnten sich also gegenseitig stützen und entlasten. Durch geeignete Betriebsführung der Netzkopplungsanlagen kann auch die Möglichkeit zur stofflichen Speicherung in Gasnetzen zur Pufferung der natürlich auftretenden Differenzen zwischen EE-Einspeisung und Bedarfen genutzt werden [2].

Wesentliche Herausforderungen für eine integrierte Netzbetrachtung ergeben sich insbesondere daraus, dass die drei betrachteten Energieträger Strom, Gas und Wärme sich grundlegend in Netzarchitektur und -komponenten, Leitungsgeometrie, Verbraucherstruktur und physikalischem Verhalten voneinander unterscheiden – dennoch müssen für die Entwicklung integrierter Ansätze die jeweiligen Gesetzmäßigkeiten in den verschiedensten Ebenen der Netzplanung, -führung und -berechnung für alle Energieträger berücksichtigt werden. Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die drei Energieträger Strom, Gas und Wärme und deren Netzinfrastruktur gegeben, anschließend werden einige wesentliche Fragestellungen hinsichtlich integrierter Netzplanung, -führung, sowie -modellierung und -berechnung aufgeführt.

II. DIE ENERGIE TRÄGER STROM, GAS UND WÄRME

Die Problematik für eine integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen liegt der unterschiedlichen Physik der drei Energieträger und der Beschaffenheit der Netze und Komponenten zugrunde. ABBILDUNG 1 gibt einen Überblick über zentrale physikalische Größen, geometrische Parameter der jeweiligen Netzinfrastrukturen sowie Technologien für Netzkopplungspunkte und soll einen Eindruck für die Interaktion im Zuge integrierter Netze vermitteln.

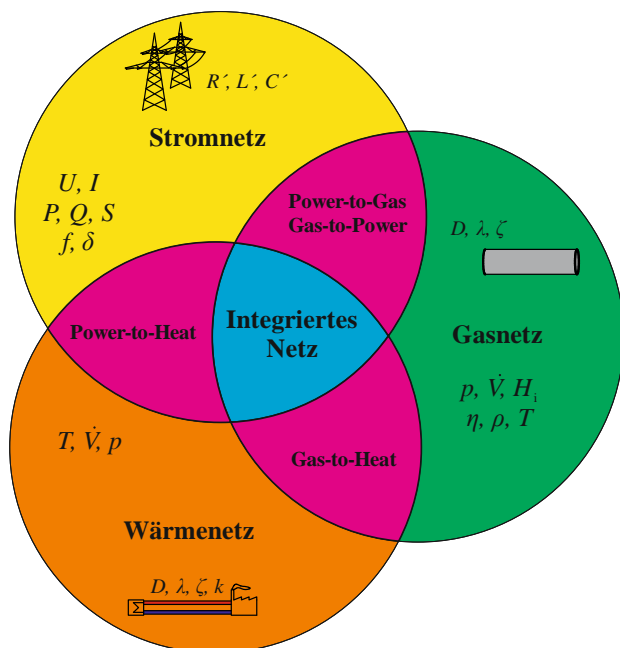


ABBILDUNG 1: WICHTIGE BETRIEBS- UND AUSLEGUNGSGRÖßEN DER ENERGIE NETZE FÜR STROM, GAS UND WÄRME.

Strom- und Gasnetze sind als kontinental übergreifende Systeme als Transport- und Verteilnetze mit verschiedenen Spannungs- bzw. Druckebenen aufgebaut [4], [5], während Fernwärmenetze ein regional begrenztes Gebiet umfassen und als sog. Nahwärmenetze in noch kleineren Maßstäben ausgeführt werden [6]. Das Gasfernleitungsnetz führt heutzutage vorwiegend Erdgas, in kleinerem Maßstab sind Einspeisungen von Wasserstoff oder Biogas und synthetischen Gasen möglich [7]. In Stromnetzen, die vorwiegend als Drehstromsystem ausgeführt sind, werden zur Leistungsübertragung Freileitungen oder Kabel als elektrische Leiter verwendet. Deren ohmsche (R'), induktive (L') und kapazitive (C') Leitungsbeläge üben maßgeblichen Einfluss

auf das Verhalten der Netze aus. Zur Transformation der Spannung zwischen den Ebenen verschiedener Spannungsniveaus kommen Transformatoren zum Einsatz [4]. Bei den Rohrleitungssystemen von Gas- und Fernwärmenetzen sind insbesondere geometrische Daten der Leitungen wie Durchmesser D , Rauigkeit λ und Verlustbeiwerte ζ relevant für das Betriebsverhalten und auftretende Druckverluste [5], [6]. Während Strom ein sehr schnell agierendes System mit den zentralen physikalischen Größen wie Netzfrequenz f , Strömen I und Spannungen U [4] ist, unterliegen Gas und Fernwärme durch ihre stoffliche Gebundenheit den Gesetzen der Strömungsmechanik und aufgrund begrenzter Fließgeschwindigkeiten auch einer gewissen Trägheit [5], [6]. Hier spielen Drücke p , Volumenströme \dot{V} , Stoffwerte und insbesondere in Wärmenetzen auch die Temperatur T eine wichtige Rolle [5], [6]. In Gasnetzen sind als Komponenten u. a. Verdichterstationen, Gasdruckregelanlagen und Odoriereinrichtungen zu nennen [5]. Fernwärmenetze sind als Zweileitersystem mit Vor- und Rücklauf für Heißwasser, seltener Dampf, als Wärmeträgermedium gestaltet [6]. Diese werden aus Wärmequellen wie z. B. Heizkraftwerken oder Blockheizkraftwerken gespeist. Zur Erhaltung des Volumenstroms ist eine Förderpumpe notwendig [6].

Wesentliche Unterschiede in den Netzen ergeben sich auch durch Struktur und zeitabhängigen Leistungsbedarf der Verbraucher. Elektrische Bedarfe entstehen dabei durch elektrisch betriebene Geräte, im Zuge steigender Durchdringung von Elektromobilität, Wärmepumpen und intelligenter Verbrauchssteuerung werden sich hier herkömmliche Ansätze und Standardlastprofile verändern [8]. Gas- und Wärmeverbraucher unterliegen oftmals stark saisonalen Schwankungen, da sich insbesondere Raumwärmebedarfe in Abhängigkeit der Außentemperatur ergeben [5].

III. NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Die Netzausbauplanung umfasst einerseits die Thematik des Netzneubaus und andererseits die Anpassung bzw. Verstärkung von Altnetzen [4]. Dabei verlaufen die Planungsprozesse je nach Netz- und Strukturebenen sehr unterschiedlich. Grundsätzlich basiert die Netzentwicklungsplanung auf angenommenen Szenarien, welche Bedarfs-, Dargebots- und Technologieentwicklungen berücksichtigen [9]. Dabei spielen neben der technischen Machbarkeit und Umsetzung auch politische, wirtschaftliche, geographische und gesellschaftliche Faktoren in die Netzentwicklungsplanung ein [5].

A. Aktuelle Nationale Netzentwicklungspläne

Für das elektrische Übertragungsnetz sowie das Gasfernleitungsnetz in der Bundesrepublik Deutschland werden jeweils alle zwei Jahre nationale Netzentwicklungspläne (NEP) durch die jeweiligen Netzbetreiber erarbeitet und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständige Behörde geprüft. Die Entwürfe für die NEP werden dabei auf Grundlage eines von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und anerkannten Grundsätzen der Netzplanung entwickelt [9]. Im Rahmen des NEP Strom der vier Übertragungsnetzbetreiber sollen Ausbaubedarfe für die elektrische Netzinfrastruktur und Verknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungen identifiziert werden. Die Szenarien unterscheiden sich voneinander durch den Umfang der EE-Erzeuger, Innovationsgrad von zentralen und

dezentralen Erzeugereinheiten, Umfang und Einsatz von Sektorenkopplung und Flexibilitätpotentialen von Speichern [9]. Es variieren auch die Vorhersagen zur Entwicklung der Stromverbräuche. Dazu werden aktuell maximal zulässige Kohlenstoffdioxidemissionen im Zuge des Klimaschutzplans der Bundesregierung, Einspeisespitzen für EE und der Ausstieg aus der Kernenergie, sowie eine erhebliche Reduzierung des Kohlekraftwerksparks berücksichtigt [9]. Im NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber sind aktuelle Themen die Umstellung von L- auf H-Gas (Umstieg von Erdgas mit niedrigem Brennwert auf Gas mit höherem Brennwert) sowie die zunehmende Bedeutung von „Grünen Gasen“ und Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Energiesektors [10]. Im Zusammenhang mit dem ambitionierten Ziel zur Klimaneutralität in Europa bis 2050 und der nationalen Wasserstoffstrategie [11] der Bundesregierung von Januar 2020 zeichnet sich der Bedarf für eine nationale Wasserstoffwirtschaft und -infrastruktur ab [10].

B. Netzplanung in Verteilnetzen

Für die Netzausbauplanung in Verteilnetzen sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) zuständig [4]. Da in der Verteilnetzebene i. A. weniger Einspeiseanlagen als auf höheren Netzebenen verortet sind, sind dort zur Beurteilung des Ausbaubedarfs insbesondere die zu erwartenden Leistungsbedarfe angeschlossener Verbraucher entscheidend [4]. Durch die verschiedenen Nutzungspfade der drei Energieträger Strom, Gas und Wärme liegen der Ausbauplanung für die jeweiligen Netzstrukturen unterschiedliche Bezugsgrößen und Dimensionsparameter zugrunde. Eine wichtige Größe für alle drei ist die sog. *Spitzen- oder Höchstlast*. Diese entspricht der größten anzunehmenden Übertragungsleistung, für die die Strukturen ausgelegt sein müssen [4]. Die Kalkulation der Spitzenlast für die jeweiligen Energieträger unterliegt Unsicherheiten, da die Bezieher i. A. frei in der Gestaltung ihrer Energieversorgung sind und daher zunächst keine genaue Angabe über die zu liefernden Leistungen vorliegt. Daher bedarf es geeigneter Annahmen und Erfahrungswerten [5]. In derzeitigen Planungsprozessen in der Verteilnetzebene werden zur Bestimmung der Spitzenlast Gleichzeitigkeitsfaktoren für bestimmte Verbraucherstrukturen und Endgeräte herangezogen [4], [5]. Allerdings bedürfen diese einer stetigen Anpassung und Aktualisierung, was z. B. für elektrische Netze im Hinblick auf vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und privater Ladeinfrastruktur für Elektromobilität offensichtlich wird [2]. Für elektrische Netze ist die Spitzenlast als Wirkleistungsbedarf der Verbraucher charakterisiert, dabei sind z. B. Anzahl der Kabel und Anzahl, Bemessungsleistung und Standorte von Netzstationen freie Gestaltungsparameter [4]. Durch geeignete Ausbaustrategien können u. a. die Kriterien Spannungshaltung und (n-1)-Ausfallsicherheit berücksichtigt werden [4]. In Gas- und Wärmenetzen ist der Spitzenvolumenstrom ausschlaggebend zur Dimensionierung der Rohrleitungen [5], [6]. Dabei soll in Gasnetzen durch langfristige Abschlagsplanungen die ausreichende Kapazität von Ortsnetzleitungen auch bei zukünftig steigendem Absatz gewährleistet sein [5]. In Fernwärmenetzen werden Leitungen sowie Pumpen oftmals überdimensioniert, um weitere Ausbaufähigkeit zu erhalten [6], denn ein zu geringes Verhältnis zwischen Rohrdurchmesser und Volumenstrom kann hier zu unzulässig hohen Geschwindigkeiten und Druckverlusten führen [6]. Bei allen Energienetzen muss für die Ausbauplanung auch jeweils die Ausgangssituation bestehender Infrastruktur sowie die

Bemessungsgrößen bereits vorhandener Netzkomponenten mit einbezogen werden, um einen technisch machbaren, sicheren und wirtschaftlich günstigen Ausbau sicherzustellen [4].

C. Herausforderungen für die integrierte Netzentwicklungsplanung

Im Zuge einer ganzheitlichen, integrierten Netzentwicklungsplanung für die drei Energiesektoren müssen die Gesichtspunkte der verschiedenen Strukturen in geeigneter Weise zusammengebracht werden. Bestehende technische, wirtschaftliche und die Sicherheit betreffende Aspekte müssen dabei für alle Netze berücksichtigt werden. Integrierte Planungsprozesse bieten die Chance, dass geeignete Kopplungspunkte zur Verbindung der einzelnen Netzstrukturen schneller und effizienter identifiziert werden könnten. Diese könnten zukünftig nicht nur durch zentrale Großkraftwerke sondern auch durch dezentrale Anlagen in kleineren Maßstäben in den Verteilnetzebenen realisiert werden [12].

Aufgrund der derzeit noch mangelnden Erfahrung im Bereich der integrierten Netzentwicklungsplanung bestehen in dieser Hinsicht noch zahlreiche Herausforderungen, die im Folgenden aufgeführt werden.

1) Grundsätzliche Aspekte der integrierten Netzentwicklungsplanung

Für eine integrierte Netzentwicklungsplanung bedarf es einer verstärkten Zusammenarbeit und Interaktion zwischen den jeweiligen Netzbetreibern. Dazu müssen Art der Zusammenarbeit sowie viele politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Perspektiven berücksichtigt und ggf. neu verhandelt werden. Diesbezüglich ergeben sich u. a. die folgenden Fragestellungen, die prinzipielle Aspekte einer integrierten Netzentwicklungsplanung betreffen:

- Wie ist die integrierte Netzplanung politisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich einzuordnen?
- Wie können verschiedene Interessen der jeweiligen Netzbetreiber gleichermaßen berücksichtigt werden?
- Wie ist der zeitliche Planungshorizont zu wählen und aufeinander abzustimmen?
- Welche Auswirkungen hat die mögliche Errichtung eines nationalen Wasserstoffnetzes auf die (integrierte) Netzentwicklungsplanung?

2) Verfahren für integrierte Netzplanungsprozesse

Bestehende Netzplanungsprozesse in den Verteilnetzen basieren auf Erfahrungswerten, Annahmen für sich entwickelnde Absatzbedarfe sowie der Kenntnis der jeweiligen Ad-Hoc-Situation der Netzkomponenten und -strukturen. Diese Prozesse müssten im Zuge der integrierten Netzplanung sektorenübergreifend stattfinden. Dazu könnte auf bestehende Methodiken zurückgegriffen werden, die um einige Überlegungen ergänzt zu integrierten Verfahren weiterentwickelt werden könnten. Dazu ergeben sich die im Folgenden aufgeführten Herausforderungen:

- Wie können separate Netzplanungsverfahren unter Ausnutzung von Erfahrungswerten hin zu integrierten Prozessen weiterentwickelt werden?

- Wie unterscheiden sich integrierte Netzplanungsprozesse in den verschiedenen Ebenen des Energiesystems?
- Wie können vorhandene Kapazitäten anderer Energiesektoren bestmöglich genutzt werden, sodass ggf. auf Netzausbau oder -verstärkung eines anderen Sektors verzichtet werden kann?
- Kann Redundanz und Ausfallsicherheit für Versorgungspfade auch sektorenübergreifend erreicht werden?

3) Bedarfsabschätzung und Kalkulation der Spitzenlast

Die Abschätzung der jeweils zu erwartenden Höchstlast in den Energienetzen unterliegt bereits bei derzeitig getrennten Netzplanungsprozessen Unsicherheiten [5], im Zuge integrierter Betrachtungen besteht diese Problematik ebenso. Zur Einschätzung von Bedarfen und Kalkulation von Spitzenlasten für die integrierte Netzplanung ergeben sich die folgenden Herausforderungen:

- Wie sind zukünftige Bedarfe der drei Energieträger für Verbrauchssektoren mit hoher Vielfalt an Endgeräten sinnvoll abzuschätzen?
- Ist es denkbar, eine zuvor festgelegte Verteilung von Endgeräten, z. B. für Neubaugebiete, in die Netzplanung einzubeziehen?
- Kann anhand von Bedarfsprognosen eine „integrierte Spitzenlast“ kalkuliert werden und wie kann diese auf die jeweiligen Energieträger übertragen werden? Wie müssen die Gleichzeitigkeitsfaktoren gestaltet werden und wie groß ist die dabei entstehende Unsicherheit?

4) Identifikation und Schaffung von geeigneten Netzkopplungspunkten

Mittels sektorenübergreifender Netzplanungsmethoden könnten geeignete Standorte für Netzkopplungstechnologien effizienter identifiziert werden. Hierbei ist zu prüfen, welche Standorte sich für Netzkopplungstechnologien eignen und wie diese dann technisch gestaltet werden müssen. Anlagen an Netzkopplungspunkten stellen aus Sicht der jeweiligen Netze (umschaltbare) Verbraucher/Erzeuger-Technologien dar. An diesen Kopplungspunkten müssen die Netze ggf. für schnelle Lastwechsel und bidirektionale Lastflüsse ausgelegt sein, wodurch auch die Notwendigkeit für geeignete Sicherheitstechnik besteht. Hinsichtlich der Identifikation und Gestaltung von Netzkopplungspunkten lassen sich z. B. die folgenden Problemstellungen identifizieren:

- Welche Technologien zur Kopplung der Netze könnten eine relevante Rolle spielen?
- Was sind Bewertungskriterien für sinnvolle Netzkopplungspunkte? Lassen sich diese Kriterien übertragen? Welche Standorte bieten sich anhand derer an?
- Welche maximalen Leistungen können und sollen zwischen den Netzen übertragen werden? Sollen diese Netzkopplungspunkte jeweils bi- oder unidirektional ausgeführt werden?
- Welche Spannungs-/Druckebenen sind für welchen Leistungstransfer geeignet?

- Welcher Bedarf an zusätzlichen technischen Komponenten und Sicherheitseinrichtungen ergibt sich an Netzkopplungspunkten?

IV. NETZFÜHRUNG VON ENERGIE NETZEN

Die Netzführung hat den stetigen ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb eines Netzes oder einer Netzebene zum Ziel, wobei auch wirtschaftliche Aspekte eine Rolle spielen [4], [5]. Sie umfasst die Steuerung und Überwachung der Prozesse in den Netzen [4], [5]. Aktuelle Messwerte für zentrale physikalische Größen stellen dabei die Datengrundlage für Netzzustandsschätzungen dar. Die jeweiligen Messsignale werden dafür durch entsprechende Leittechnik vom Messpunkt ausgehend an eine zentrale Leitstelle gegeben, wo sie vom Netzrechner entsprechend aufbereitet, dargestellt und verarbeitet werden [4]. Umgekehrt muss von dieser Leitstelle aus durch Steuerbefehle in die Prozesse im Netz eingegriffen werden können. Bei der Leitstelle für elektrische Netze müssen aufgrund der schnellen Zeitkonstanten des Systems manche Entscheidungen sehr schnell getroffen werden und entsprechende Befehle unmittelbar („online“) ausgeführt werden. Der Netzrechner arbeitet daher in Echtzeit. Messgrößen in elektrischen Netzen sind z.B. Werte für Wirk- und Blindleistungen und Spannungen an Sammelschienen, Betriebsströme, Netzfrequenz, Schalterstellungen und Betriebspunkte von Umspannern oder Kompensationsdrosselspulen. Im Zuge der Netzführung spielt auch die Netzsicherheitsplanungsrechnung eine Rolle. Dabei wird auf Basis von Vorhersagen über Erzeugung und Lasten bereits im Vorhinein geprüft, ob sich anhand der erwarteten Lastflüsse ein zulässiger Netzzustand einstellt. Da elektrische Netze keine Eigenspeicherfähigkeit besitzen, muss dort die Leistungsbilanz zur Haltung der Netzfrequenz stetig erfüllt sein. Dafür wird innerhalb einer Regelzone ausreichend Regelleistung vorgehalten, die unmittelbar abrufbar sein muss [4]. Bei Gasnetzen findet die Netzführung in der sog. „Dispatching-Zentrale“ statt. Der Aufgabenbereich umfasst hier die Deckung der Bedarfe, aktive Steuerung von Erzeugern oder Speichern durch Umschaltungen, die jeweilige Mengenverteilung in den Rohrnetzen und die stetige Überwachung eben dieser Vorgänge [5]. Das Gasnetz hat im Gegensatz zu elektrischen Netzen eine eigene Speicherkapazität, die sich bei der Betriebsführung zu Nutze gemacht wird, indem z. B. die hohen Bedarfe am Tag bei gleichbleibender Einspeisung durch Gasspeicherentleerung und zusätzliche Spitzenlasterzeugung gedeckt werden, wohingegen jeweils nachts die Speicher wieder befüllt werden [5]. In Fernwärmenetzen ist die maßgeblich geregelte Größe die Vorlauftemperatur des Wärmeträgermediums. Diese wird dabei meist zwischen 70 °C und 130 °C gleitend in Abhängigkeit der Außentemperatur und der sich daraus ergebenden Wärmebedarfe durch die Fahrweise der entsprechenden Wärmequelle und der daraus resultierenden Wärmeauskopplung eingestellt. Dabei ist auch der Betriebsdruck in Fernwärmeleitungen eine wichtige zu überwachende Größe [6].

Netzführung integrierter Systeme

Im Zuge integrierter Netze könnte auch eine aufeinander abgestimmte Netzführung, die sich sektorenübergreifend über ein integriertes Netzsystem erstreckt, relevant werden. Dies birgt viele Herausforderungen, die insbesondere technischer aber auch wirtschaftlicher Natur sind. Die Leistungsbilanzen müssen dabei stets unter Einhaltung aller Randbedingungen erfüllt sein. An Netzkopplungspunkten ergeben sich dabei

weitere Umformungsverluste und gegenseitige Abhängigkeiten, der Aspekt der Betriebssicherheit ist dabei für jedes Netz gleichermaßen relevant. Bei dynamischen Lastgängen von Kopplungstechnologien sind die Netzrückwirkungen dieser Anlagen, wie z. B. Überschwingungen im Stromnetz oder unzulässige Druckstöße im Gasnetz zu berücksichtigen. Bei der Führung integrierter Netze müssten somit alle auftretenden Auswirkungen der Netze untereinander bekannt und beherrschbar sein. Zur Regelung der Netzkopplungstechnologien bedarf es daher einer intelligenten Regelungstechnik. Dabei sind auch die stark unterschiedlichen Zeitkonstanten der Netze zu beachten. Für die Netzführung und Steuerung von Netzkopplungstechnologien könnten auch gemeinsame Leitzentralen, die die Betriebsparameter aller Netzstrukturen aufzeigen und überwachen, sinnvoll sein, oder aber es kann geprüft werden, welche Betriebsparameter jeweils an die Netzbetreiber der anderen Sektoren übergeben werden. Auch müssen wirtschaftliche Aspekte, die im Rahmen der Netzführung in die kurz- oder mittelfristige Betriebsplanung einbezogen werden, sektorenübergreifend berücksichtigt werden.

1) Gemeinsame Leitwarte

Für die mögliche Errichtung und den Betrieb gemeinsamer Leitwarten bestehen Fragestellungen hinsichtlich der jeweilig zu messenden und überwachenden physikalischen Größen, der Regelungstechnik und der Verarbeitung durch den Netzrechner. Diese lauten u. a.:

- Welche Messgrößen und Betriebsparameter sind entscheidend für die integrierte Netzführung?
- Welche Randbedingungen haben höhere Priorität gegenüber anderen bei einer integrierten Netzführung?
- Gibt es für gewisse Betriebsfälle Netze mit vorrangiger Stellung, wenn ja, welche und warum?
- Wie können fehlerhafte Netzzustände schnellstmöglich sektorenübergreifend detektiert und behoben werden?
- Wie wirken sich die verschiedenen Dynamiken der Energieträger auf die Netzführung aus?
- Wie sehen Berechnungsverfahren für sektorenübergreifende Netzzustandsschätzungen aus?

2) Regelung von Netzkopplungstechnologien

Durch eine geeignete Leistungsregelung und -steuerung an Netzkopplungspunkten könnte der Netzbetrieb so realisiert werden, dass die Erzeugung aus EE kurz-, mittel- oder langfristig bestmöglich ausgenutzt wird. Eine hohe Anzahl an Kopplungspunkten erhöht dabei zwar einerseits die Flexibilität des Gesamtenergiesystems, andererseits erhöht sich dadurch auch die gegenseitige Interaktion der verschiedenen Energieträger, die bei der Netzführung berücksichtigt werden muss. Hinsichtlich der Netzkopplungspunkte ergeben sich die folgenden Herausforderungen:

- Wie kann die Regelungstechnik für Netzkopplungstechnologien effizient gestaltet und umgesetzt werden?
- Wie können sich dezentrale Gas-to-Power-Systeme an der Bereitstellung von Regelleistung beteiligen?

- Welche Rolle spielen Anfahrverhalten, Verzögerungen, Teillastwirkungsgrade und Ausfälle der Anlagen an Netzkopplungspunkten?
- Wie können Netzkopplungstechnologien zur Leistungsflusssteuerung beitragen, um Engpässe in elektrischen Topologien zu vermeiden?
- Wann bietet sich für KWK-Anlagen ein stromgeführter, wann ein wärmegeführter Betrieb an?

3) Optimierte Netzführung

Zur Bestimmung eines optimalen Betriebs von Energiesystemen liegen Methodiken zugrunde, die diesen jeweils nach bestimmten Zielgrößen optimieren. Dies kann zum Beispiel durch Optimal-Power-Flow-Verfahren (OPF) geschehen [13]. Bei einer integrierten Betriebsführung müssen dazu die Rahmen- und Randbedingungen aller Energieträger und das unterschiedliche Zeitverhalten mit einbezogen werden. Dabei bestehen die folgenden Herausforderungen:

- Wie können etablierte Methodiken der momentan- und langzeitoptimierten Betriebsführung für integrierte Systeme angewandt werden?
- Welche Gesichtspunkte der Optimierung könnten betrachtet werden?
- Welche Rolle spielen Vorhersagefehler und Unsicherheiten in der EE-Erzeugung und Lasten?

4) Umgang mit plan- und steuerbaren Lasten

Für die Netzsicherheitsrechnungsplanung in elektrischen Netzen werden große Leistungen an Erzeugung und Verbrauch bereits im Vorhinein angekündigt, was eine Planung für die Betriebsführung zulässt [4]. Auch kann durch intelligente Verbrauchersteuerung aktiv in die Leistungsflüsse eingegriffen werden [14]. Für plan- und steuerbare Lasten im Hinblick auf die integrierte Netzführung ergeben sich dabei folgende Fragestellungen:

- Wie wirken sich z. B. für das elektrische Netz „netzdienliche“ Verbrauchersteuerungen auf die anderen Netze aus?
- Wie können planbare Lasten in der integrierten Netzführung sektorenübergreifend berücksichtigt werden?

V. NETZMODELLIERUNG UND -BERECHNUNG

Durch Modellierung und Berechnung von Energiesystemen und Netztopologien wird eine hinreichend genaue Darstellung der Realität in einer simulativen Umgebung angestrebt. Dadurch sollen, auch über den Echtzeitbetrieb hinaus, wichtige Kenntnisse und Informationen über das System gewonnen werden [15]. Die Ergebnisse von Netzberechnungen werden dabei für Studien, für Voraussagen hinsichtlich notwendiger Ausbau- und Betriebsszenarien, für die Netzsicherheitsrechnungsplanung und für Zustandsschätzungen in der Netzführung herangezogen. Zur Netzmodellierung und -berechnung bedarf es einerseits der Kenntnis der Infrastruktur sowie andererseits der Berücksichtigung von Charakteristiken der Netzkomponenten und -gleichungen. Komplexe Strukturen können dabei durch verschiedene Verfahren reduziert werden, um die Rechenzeit und den Modellierungsaufwand zu senken

[16]. Bei der Netznachbildung ist stets ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Modellierungsaufwand und Rechenzeit gegenüber der Genauigkeit des Ergebnisses zu anzustreben [15].

Bei Stromnetzen dienen z. B. das *Newton-Raphson-Verfahren* oder das *Stromiterationsverfahren* zur Berechnung von stationären Lastflüssen. Dadurch können z. B. Spannungs-, Strom- und Leistungswerte an verschiedenen Punkten der Topologie bestimmt und die Auslastung der Betriebsmittel charakterisiert werden [4]. Kenntnisse über Höhe, Dauer und Auswirkungen von Kurzschlussströmen können durch Verfahren zur Kurzschlussberechnung gewonnen werden [4].

Gas- und Fernwärme hingegen unterliegen als stoffgebundene Fluide den Gesetzen der Hydraulik und Strömungsmechanik. Die Berechnungsgrundlagen finden sich in den Gleichungen der Rohrnetzrechnung wieder. Hier spielt insbesondere die Bestimmung des Druckverlustes eine zentrale Rolle [5], [6]. In Fernwärmenetzen lassen sich die Netzgleichungen durch die Annahmen der Inkompressibilität und konstanter Stoffwerte von Wasser vereinfachen [6].

Netzmodellierung und -berechnung integrierter Energiesysteme

Aufgrund verschiedener Netzgleichungen, physikalischer Eigenschaften, Dynamiken, baulicher Unterschiede und zeitlicher Abhängigkeit von Bedarfen für die verschiedenen Energieträger und Netztopologien bedarf es zur integrierten Modellierung und Berechnung neuer Ansätze, in denen die jeweiligen Gesetzmäßigkeiten in geeigneter Weise berücksichtigt und miteinander kombiniert werden. Dies betrifft neben den eigentlichen Übertragungsleitungen für Transport und Verteilung auch die Technologien an den Netzkopplungspunkten sowie die Struktur der Verbraucher. Dabei soll an dieser Stelle zwischen zwei prinzipiellen Methodiken für die integrierte Netzmodellierung und -berechnung unterschieden werden: Der *Co-Simulation* getrennter Strukturen mit den entsprechenden Netzgleichungen und der *Abstrahierung* auf ein gemeinsames Level.

1) Modellierung und Rechenkomplexität

Hinsichtlich der Netznachbildung können die verschiedenen Ebenen (z. B. Übertragung und Verteilung) relevant für die jeweilige Tiefe der Betrachtung sein. Dabei muss ein sinnvoller Abstraktionsgrad für die jeweilige Betrachtungsebene getroffen werden, um Modellierungsaufwand und Rechenzeit gering zu halten. Daraus ergeben sich für die integrierte Modellierung und Netzberechnung die folgenden Fragestellungen:

- Wie kann die integrierte Netzberechnung mit möglichst wenig Rechenzeit und -leistung effizient gestaltet werden?
- Wie können große Netzstrukturen verschiedener Energieträger sinnvoll sektorenübergreifend zusammengefasst werden, ohne erhebliche Ungenauigkeiten zu erzeugen?
- Welche Modellierungstiefe ist für welche Betrachtungsebene sinnvoll?

2) Berücksichtigung der Netzgleichungen

Für jede Netzstruktur bestehen bereits etablierte Berechnungsverfahren mit verschiedenen zentralen

physikalischen Größen. Für eine integrierte Netzberechnung im Rahmen der o. g. Ansätze *Co-Simulation* und *Abstrahierung* ergeben sich u. a. die Fragestellungen:

- Unter welchen Gesichtspunkten bietet sich welche der beiden Methodiken an?
- Welche Vor- und Nachteile ergeben sich für die beiden Ansätze? Ist auch eine Kombination beider denkbar? Gibt es noch weitere, grundlegend davon abweichende Methodiken?
- Wie können bei dem Ansatz der *Abstrahierung* Leistungsflüsse einzelner Energieträger auf gemeinsame Berechnungen abstrahiert werden und wie groß sind die dabei auftretenden Unsicherheiten?
- Muss ein einzelnes Netz die Referenz für die Netzberechnung stellen oder ist eine geteilte Referenz möglich?

3) Dynamik und Zeitverhalten

Wesentliche Unterschiede der jeweiligen Energieträger und Netze sind ihre Dynamik und ihr Zeitverhalten. Während das Stromnetz sehr schnell agiert, unterliegen Gas- und Fernwärmenetze einer gewissen Trägheit. Hinsichtlich dieser Problematik, insbesondere nicht-stationäre Vorgänge betreffend, ergeben sich die folgenden Herausforderungen für eine integrierte Netzberechnung:

- Wie sind die Definitionen „stationär“, „dynamisch“, „instationär“ und „transient“ im Sinne einer integrierten Betrachtung definiert?
- Wie können die verschiedenen Dynamiken der Energieträger miteinander in Einklang gebracht werden?
- Sind ereignisbasierte Simulationen denkbar, in denen die neue Berechnung eines Teilnetzes nur bei Änderung des Netzzustandes erfolgt, um den Berechnungsaufwand zu begrenzen?
- Wie können Netzurückwirkungen in den jeweiligen Zeitkonstanten im Rahmen integrierter Simulationen erfasst werden?

4) Modellierung der Netzkopplungspunkte

Die Technologien an Netzkopplungspunkten unterliegen den verschiedenen Charakteristiken für die jeweiligen Energieträger, die sie miteinander verbinden. Dabei spielt auch deren Leistungsregelung, Fahrweise und Teillasteffizienz eine Rolle. Hinsichtlich der Modellierung und Berechnung für Netzkopplungspunkte bestehen folgende Problemstellungen:

- Wie können Betriebsalgorithmen, -regelungen und Dynamiken der Kopplungstechnologien für die Netzberechnung realitätsgetreu abgebildet werden?
- Wie lassen sich Kopplungspunkte in einer abstrahierten, sektorenübergreifenden Netzstruktur mathematisch modellieren?
- Wie können Teillasteffizienzen der Technologien berücksichtigt werden und welchen Einfluss haben diese auf die Ergebnisse von integrierten Netzberechnungen?

5) Integrierte Modellierung der Verbraucher

Bei der integrierten Modellierung von Verbraucherstrukturen ergibt sich ein hohes Maß an Komplexität. Darüber hinaus muss eine geeignete Modellierungstiefe der Verbraucherstrukturen erzielt werden. Planbare und gesteuerte elektrische Lasten könnten sich nun, im Gegensatz zur rein sektoriellen Betrachtung, auch auf andere Netzstrukturen auswirken. Hinsichtlich dieser Thematik ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Können Verbraucherstrukturen für verschiedene Arten von Endenergie integriert zusammengefasst werden?
- Wie tief und exakt muss die Modellierungstiefe von Verbraucherstrukturen für welche Netzebene sein?
- Wie können gesteuerte Verbraucherstrukturen in die integrierte Modellierung und Berechnung einbezogen werden?

VI. ZUSAMMENFASSUNG

Integrierte Netze und die damit verbundene Kopplung der Energiesektoren Strom, Gas und Wärme können einen Beitrag zur Energiewende mittels höherer Integration und Speicherfähigkeit von EE leisten. Im Zuge einer integrierten, spartenübergreifenden Betrachtung bestehen allerdings noch viele technische Herausforderungen, die die verschiedenen Ebenen der Netzausbauplanung, -führung und -modellierung und -berechnung betreffen. Die drei Energieträger unterliegen verschiedenen physikalischen Gesetzen – insbesondere das Stromnetz unterscheidet sich maßgeblich von den stoffgebundenen Energieträgern in Gas- und Fernwärmeleitungen. Dabei sind jeweils verschiedene physikalische Größen und geometrische Parameter maßgeblich entscheidend für das Betriebsverhalten der Netze. Für eine integrierte Betrachtung bedarf es daher Methodiken, die bestehende Erfahrungen und etablierte Techniken aufgreifen, weiterentwickeln und dabei diese Unterschiede in geeigneter Weise berücksichtigen. In Bezug auf die Netzplanung besteht durch eine integrierte und abgestimmte Herangehensweise Potential für effizientere, ressourcenschonendere Ausbaustrategien, bessere Identifikation von geeigneten Netzkopplungspunkten zur Erhöhung der Speicherfähigkeit von EE. Bestehende freie Netzkapazitäten könnten auch dazu genutzt werden, um stark belastete Strukturen anderer Sektoren zu entlasten. Im Hinblick auf die Netzführung bergen insbesondere die stark unterschiedlichen Zeitkonstanten und Dynamiken der Netze Herausforderungen. Bei der Gestaltung von gemeinsamen Leitwarten wird die intelligente Regelung und Steuerung von Technologien an Netzkopplungspunkten bei gleichzeitiger Einhaltung aller Sicherheitsbedingungen ein relevantes Thema sein. Im Zuge der Modellierung gekoppelter Netze muss auch ein angemessenes Maß an Rechenkomplexität getroffen werden. Dabei ist insbesondere für große Netzstrukturen zu klären, wie diese in integrierter Form einer Netzreduktion unterzogen werden können, ohne erheblich an Genauigkeit einzubüßen. Verfahren für integrierte Netzberechnungen könnten entweder als Co-Simulation oder in Form eines abstrahierten Ansatzes ausgeführt werden. Zentrale Aspekte sind dabei die Berücksichtigung der physikalischen Charakteristiken und eine geringe Rechenzeit, die insbesondere für Netzzustandsschätzungen gegeben sein muss.

LITERATUR

- [1] Bundesnetzagentur, [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf?jsessionid=C7B3A97A8420F628D972EEF8ECE40A8C?__blob=publicationFile&v. [Zugriff am 4. November 2020]
- [2] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, D. Gründig, C. Jugel, P. Kraft, O. Krieger, S. Mischinger, P. Prein, H. Seidl, S. Siegemund, C. Stolte, M. Teichmann, J. Willke und M. Wolke, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [3] R. Hankers, S. Best, C. Cosse und D. Schulz, „Nutzung von umschaltbaren Brennstoffzellen- und Elektrolyseanlagen in der Sektorkopplung,“ *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, 2019.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9. aktualisierte und korrigierte Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [5] G. Cerbe, B. Lendt, K. Brüggemann, M. Dehli, F. Gröschl, K. Heikrodt, T. Kleiber, J. Kuck, J. Mischner, T. Schmidt, A. Seemann und W. Thielen, *Grundlagen der Gastechnik*, 8., vollständig überarbeitete Auflage, München: Carl Hanser Verlag München, 2017.
- [6] P. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung; Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*, Berlin: Springer Vieweg, 2018.
- [7] DVGW, *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2011.
- [8] S. Darvish, L. Baum, F. Grumm und D. Schulz, „A Smart Charging Management Interface for Electric Vehicles Based on Communication Links Through the Electrical Grid,“ in *4th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Virtual Event, 2020.
- [9] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Tranbet BW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf; Zahlen, Daten, Fakten,“ 2019.
- [10] FNB Gas, die Fernleitungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Konsultation,“ 2020.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ 2020.
- [12] F. Graf, M. Götz, M. Henel, T. Schaaf und R. Tichler, „DVGW Abschlussbericht, Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten,“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, November 2014.
- [13] J. Zhu, „Optimization of power system operation,“ IEEE Press, Wiley, New Jersey, 2009.
- [14] F. Heider, M. Plenz, D. Becker und D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways,“ *NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany, IEEE Conference*, 14-15 September 2020.
- [15] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme; Technologie – Berechnung – Simulation*; 9. aktualisierte und erweiterte Auflage, München: Carl Hanser Verlag München, 2015.
- [16] M. Plenz, F. Grumm, M. F. Meyer, D. Schulz und K. Lehmann, „Ein Ansatz zur Kategorisierung von Verteilnetzmodellen für numerische Fallstudien,“ in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz*, D. Schulz, Hrsg., Hamburg, 2019, pp. 78-83.
- [17] D. Vorwerk und D. Schulz, „Conception of Domestic Final Energy Delivery Including EV Charging in Terms of Integrated Multimodal Grid Expansion,“ *WSEAS Transactions on Systems, Volume 19*, pp. 219-245, 2020.