

ES-FLEX-Infra

Finale Dokumentation der Arbeitsgruppe Netze

Köln, 28.08.2019

Autor: Christian Brosig

Mitglieder der Arbeitsgruppe: Christian Brosig M.Sc. und Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Institution: TH Köln

Projektpartner: Fraunhofer SCAI, werusys, Rheinische NetzGesellschaft mbH

Assoziierter Projektpartner: Stadtwerke Bonn

Projektzeitraum: 15.06.2016 – 14.06.2019

Förderkennzeichen: EFRE-0800106

Aktenzeichen: LeitmarktAgentur.NRW: EU-1-1-013B

Inhalt

Einleitung.....	4
Verteilnetze.....	4
Grundlagen.....	4
Stromnetze.....	4
Gasnetze.....	5
Wärmenetze.....	6
Netzsimulation.....	8
Detailnetzmodelle pro Sektor.....	8
Strom.....	9
Gas.....	9
Druckregelung.....	12
Lasten und Lastprofile.....	13
Erdgas-Tankstelle.....	15
Sektorkopplungsstellen.....	15
Simulations-Ergebnisse.....	16
Wärme.....	17
Sektorübergreifendes Testnetz.....	18
Gegenseitige Beeinflussung der Sektoren.....	19
Einflüsse auf die Stromnetze.....	19
Photovoltaik.....	20
Wärmepumpen.....	20
Elektromobilität.....	21
Power-to-gas.....	21
Einflüsse auf die Gasnetze.....	21
Einflüsse auf die Wärmenetze.....	22
Zusammenfassung der Einflüsse auf die Netze.....	23
Abgeleitete Empfehlungen.....	23
Wärmepumpen.....	23
BHKW und Brennstoffzellen.....	23
Elektrolyse-Anlagen.....	23
Methanisierungs-Anlagen.....	24
Software.....	24
PyPSA.....	24
Aufbereitung der Daten des elektrischen Netzes.....	24
Zukunftsszenarien.....	26
Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs.....	26
Entwicklung der Energiepreise.....	27
Entwicklung der Gasverteilnetze.....	28
Demonstratoren.....	28
Lastprofile der einzelnen Technologien.....	29
Analyse des Deutzer Netzes.....	31
Mittel- und Niederspannungsnetz.....	31
Die aktuelle Stromnetzbelastung.....	31
Zukünftige Belastungen des Mittelspannungsnetzes.....	32

Definition von Kopplungspunkten zwischen den Sektoren im Netz.....	34
Neusser Straße (Vorstadt-Netz).....	35
Aktuelle und zukünftige Belastung des Stromnetzes.....	36
Ländliches Netz.....	37
Die aktuelle Stromnetzbelastung.....	38
Zukünftige Belastungen des Stromnetzes.....	39
Fazit.....	40
Zusammenfassung.....	40
Referenzen.....	40

Einleitung

Das Projekt ES-FLEX-Infra hat das Ziel, einen Software-Prototypen zu entwickeln, mit dem Sektorkopplungs-Technologien innerhalb eines sektorübergreifenden Energiesystems optimiert werden können. Gewählt wurden die Sektoren Strom, Gas und Wärme. Ein Herausstellungsmerkmal der Software ist der Einbezug der (Verteil-)Netze als Randbedingungen in die Optimierung. Die Arbeitsgruppe Netze der TH-Köln hat daher die Aufgabe, die Grundlagen für deren gekoppelte Simulation zu schaffen, die Auswirkungen der verschiedenen Kopplungen zu erfassen und Empfehlungen für deren Einsatz abzuleiten.

Verteilnetze

Um Netze gekoppelt zu simulieren, wird an dieser Stelle zunächst der Rahmen des Betrachtungsgegenstandes gesetzt. Energieversorgungsnetze sind ein großes Thema, das zunächst eingegrenzt wird. So werden im Projekt nur die Verteilnetze betrachtet – also die unterste, regionale Ebene der Netze bis hin zu den Endverbrauchern. Dies ist eine sehr detaillierte Betrachtung, die es notwendig macht, verschiedene Eingrenzungen vorzunehmen. Im folgenden Kapitel wird ein Kurzüberblick über die Grundlagen der unterschiedlichen Netze gegeben. Es dient der Einordnung der späteren Ergebnisse.

Auf den Grundlagen aufbauend wurden verschiedene Testnetze abgeleitet, an denen exemplarische Berechnungen durchgeführt wurden.

Grundlagen

Stromnetze

In Deutschland bzw. ganz Europa wird zur öffentlichen Stromversorgung auf ein dreiphasiges Drehstromnetz mit 50 Hz gesetzt. Es besteht aus “Generatoren, Transformatoren, Leitungen, Schaltanlagen, Umformer[n], Verbraucher[n]” [1] und gliedert sich in das Übertragungsnetz mit Hoch- und Höchstspannung und die Verteilnetze mit Mittel- und Niederspannung (sowie zum Teil auch Hochspannung). Die Spannungsstufen sind in Tabelle [tab:Spannungsebenen] dargestellt.

Tabelle 1: Spannungsebenen im Stromnetz [1]

Spannungsebene	Spannung in [kV]
Höchstspannung	380
Hochspannung	220, 110
Mittelspannung	35, 20, 10
Niederspannung	0,4

Die Netze werden von einer Vielzahl von Netzbetreibern betrieben. In Deutschland sind dies vier große Übertragungsnetzbetreiber und etwa 900 Verteilnetzbetreiber unterschiedlicher Größe. Europaweit haben sich die Übertragungsnetzbetreiber zum Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zusammengeschlossen. Um eine funktionierende elektrische Versorgung zu gewährleisten, muss die Spannung innerhalb eines Netzbereichs konstant in einem Toleranzbereich bleiben. Außerdem können Betriebsmittel bei einer Überlastung, durch den Betrieb über die Dimensionierung derselben hinaus, Schaden nehmen oder komplett zerstört werden. Durch elektrische Generatoren ist die Spannung direkt an die Frequenz des Netzes gekoppelt, so dass diese als überregionale Konstante (die Frequenz ist im gesamten Netzgebiet über alle zusammengeschlossenen Netzebenen hinweg gleich) den Netzzustand wiedergibt. Eine Abweichung der Frequenz vom Soll-Wert zeigt an, dass Energieabnahme und Energieerzeugung nicht übereinstimmen und ein aktives Eingreifen in den Netzbetrieb durch Regelung notwendig ist [1].

Gasnetze

Im Gasnetz werden die Druckebenen von Hoch-, Mittel- und Niederdruck unterschieden. Sie sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Druckstufen im Gasnetz [2]

Druckstufe	Überdruck
Hochdruck	1 bar bis 130 bar und höher (offshore)
Mitteldruck	$> 0.1 \text{ bar} < 1 \text{ bar}$
Niederdruck	$0.05 \text{ bar} < 0.1 \text{ bar}$

Für die Betrachtungen im Projekt sind nur die Druckstufen der Versorgungsnetze relevant - vom Niederdruck bis in die Höhe von etwa 12 bar im Hochdruck. Historisch bedingt werden Haushalte sowohl im Nieder- als auch Mitteldruckbereich angeschlossen. Während früher ausschließlich Niederdruck an Haushalte gelegt wurde, geht man heutzutage immer mehr zum Mitteldruck über. Die Trennung zwischen Niederdruck und Mitteldrucknetz ist daher nicht so klar, wie die zwischen Spannungsebenen im Stromnetz. Um die Simulationen nachvollziehen zu können, wird an dieser Stelle ein kurzer Überblick über die relevanten Leitungsparameter des Gasnetzes gegeben.

Leitungsparameter

Zur Berechnung von Gasleitungen werden die Nennweite DN und die Rauigkeit k benötigt. Mit ihrer Hilfe lässt sich die Reynolds-Zahl errechnen, die wiederum auf das Turbulenzverhalten des Gases im Rohr schließen lässt. Die Durchmesser werden je nach Druckstufe und Durchsatz des Gases gewählt. Die Rauigkeit der Rohre hängt vom Werkstoff und der sonstigen Beschaffenheit der Rohre ab. In der Praxis wird die integrale Rauigkeit k_i verwendet, die bereits Einzelwiderstände innerhalb des Rohres mitberücksichtigt. Darunter fallen neben der Wandrauigkeit und Ablagerungen auch Querschnittveränderungen, Winkel, T-Stücke, oder sonstige Form- und Verbindungsstücke im

Rohrnetz, so dass k_i auch von der Leitungsführung bzw. dem Netztyp abhängig ist. Tabelle 3 gibt einen Überblick über Erfahrungswerte für k_i .

Tabelle 3: Rohr-Rauigkeitswerte [2]

Netztyp	Rohrmaterial	k_i in mm
Vermaschtes Netz	Stahl	1,0
	Kunststoff (PE)	0,2
	Guss (alt)	2,0 – 4,0
Strahlenförmiges Netz	Stahl	0,2
	Kunststoff (PE)	0,1

Die o.g. Werte werden auch für das hier vorgestellte Referenznetz genutzt. Ein weiterer wichtiger Parameter zur Kennzeichnung und Simulation der Leitungen ist der Nenndruck PN (oft auch durch DP gekennzeichnet). Er gibt den höchstzulässigen Druck an, mit der das Gas die Leitung belasten darf. Für Kunststoff gelten dabei die in Tabelle 4 exemplarisch aufgeführten Nenndrücke.

Tabelle 4: Nenndrücke für Kunststoff-Leitungen [3]

Abmessungsreihe	PE 80	PE 100	PE-Xa
Standard-Dimension-Ratio (SDR) 17,6	1 bar	-	-
Standard-Dimension-Ratio (SDR) 17,0	1 bar	4 bar	-
Standard-Dimension-Ratio (SDR) 11,0	4 bar	10 bar	8 bar

Wärmenetze

Innerhalb der Wärmenetze werden Nah- und Fernwärmenetze unterschieden, wobei von Nahwärme bei “kleinere[n] Netze[n]” [4] gesprochen wird - es existiert also keine eindeutig definierte Grenze. Hier wird nur auf Fernwärmesysteme eingegangen. Sie ist als “zentrale Wärmeversorgung von Gebäuden verschiedener Eigentümer aus einem Heizkraftwerk oder Heizwerk über ein Fernwärmenetz” [4] definiert. Dabei liefert ein Heizwerk nur thermische Energie und ein Heizkraftwerk liefert nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Prinzip (KWK) zusätzlich elektrische Energie bei höherem Gesamtwirkungsgrad. In Deutschland sind (Stand 2017) 1451 Fernwärmenetze von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW) gelistet [5]. Prinzipiell besteht ein Fernwärmeversorgungssystem aus einer Wärmeerzeugungsanlage mit Pumpstation und Druckhaltungsanlage, dem Fernwärmenetz und den Hausanschlüssen mit -übergabestation und -verteilung [4]. Die Wärme wird sowohl zum Heizen, als auch zur Warmwasserbereitung genutzt. Mittlerweile existieren vier Generationen der Fernwärmeversorgung (nach [6]):

1. Generation:

Dampf-Fernwärmenetze, die bis 1930 gebaut wurden und teilweise noch in Betrieb sind und bei etwa 200 ° C arbeiten [7].

2. Generation:

Wasser-Fernwärmenetze, die bei Überdruck und Vorlauftemperaturen über 100 ° C betrieben werden. Sie wurden bis Ende der 70er Jahre gebaut und werden häufig noch unverändert weiterbetrieben. Sie werden noch in Hochtemperatur- über 140 ° C und Heißwassernetze zwischen 140 und 110 ° C Temperaturniveau eingeteilt [8].

3. Generation:

Wasser-Fernwärmenetze, die bei Überdruck und Vorlauftemperaturen unter 100 ° C betrieben werden. Sie werden seit Anfang der 80er Jahre gebaut und entsprechen dem momentanen Stand der Technik.

4. Generation:

Niedertemperatur-Fernwärmenetze, die sich noch in Entwicklung befinden und bei Temperaturen von 30 - 70 ° C für die Wärmeübergabe teilweise auf Wärmepumpen zurückgreifen müssen.

Die Generationen bewegen sich fortlaufend auf eine Absenkung der eingesetzten Temperaturen und damit eine mögliche Dezentralisierung und Dekarbonisierung zu. Während die ersten beiden Generationen noch auf einer oder mehreren zentralen Verbrennungseinheiten basieren, können in der dritten Generation bereits große thermische Solaranlagen, Biomasse oder industrielle Abwärme genutzt werden. In der vierten Generation können sogar "Kälteverbraucher" Wärme in das Netz einbringen. Durch niedrigere Temperaturen sinken auch die Netzverluste, die derzeit im bundesweiten Durchschnitt noch zwischen 12 und 14 % liegen [5].

Wärmenetze grenzen sich von den beiden anderen Sektoren dadurch ab, dass sie über einen Vor- und Rücklauf verfügen und somit das Wärmeträgermedium in einem Kreislauf geführt wird. Dabei wählt der Netzbetreiber die für die Versorgung notwendige Vorlauftemperatur aus. Die Rücklauftemperatur stellt sich durch die Wärmenutzung der Kunden ein [8]. Es können zusätzlich Leitungen mit abgestuften Temperaturleveln in das System eingebracht werden, um die Effizienz für spezifische Prozesse zu erhöhen. Um das Wärmeträgermedium zum Kunden zu transportieren, müssen die Druckverluste in den Rohren überwunden werden. Dazu wird ein Druck zwischen Vor- und Rücklauf aufgebaut, der auch beim letzten Kunden noch zwischen 0,5 und 1 bar betragen sollte [8]. Dadurch entsteht ein System, in dem jede Übergabestation auf Kundenseite individuell nach dem vorhandenen Druck und gewünschter Wärmeleistung eingestellt wird. Der letzte Kunde stellt einen kritischen Regelpunkt dar, dessen Differenzdruck zur Regelung überwacht wird.

Wird das Netz durch mehrere Wärmeversorger gespeist, so ist meist ein Einspeiser für die Haltung des Differenzdrucks verantwortlich. Dabei kann es zur Umkehr von Strömungsrichtungen innerhalb des Netzes kommen. Das Netzverhalten muss dem Netzbetreiber in jeder einzelnen Situation bekannt sein. Er hat darum ein bestreben, die Einspeisepumpen im Netz möglichst überschaubar zu halten, so dass es nicht zu unvorhergesehenen Versorgungsproblemen bei einzelnen Kunden kommen kann. Generell

kann jedoch festgehalten werden, dass bei zunehmender Dezentralisierung neben den höheren Anforderungen an die Regelung die Versorgungssicherheit steigt [8]. Alle anderen Auswirkungen auf die Netzperformance sind stark vom jeweiligen Netz und Lastfall abhängig. Abbildung 1 zeigt den beispielhaften Aufbau eines Fernwärmenetzes.

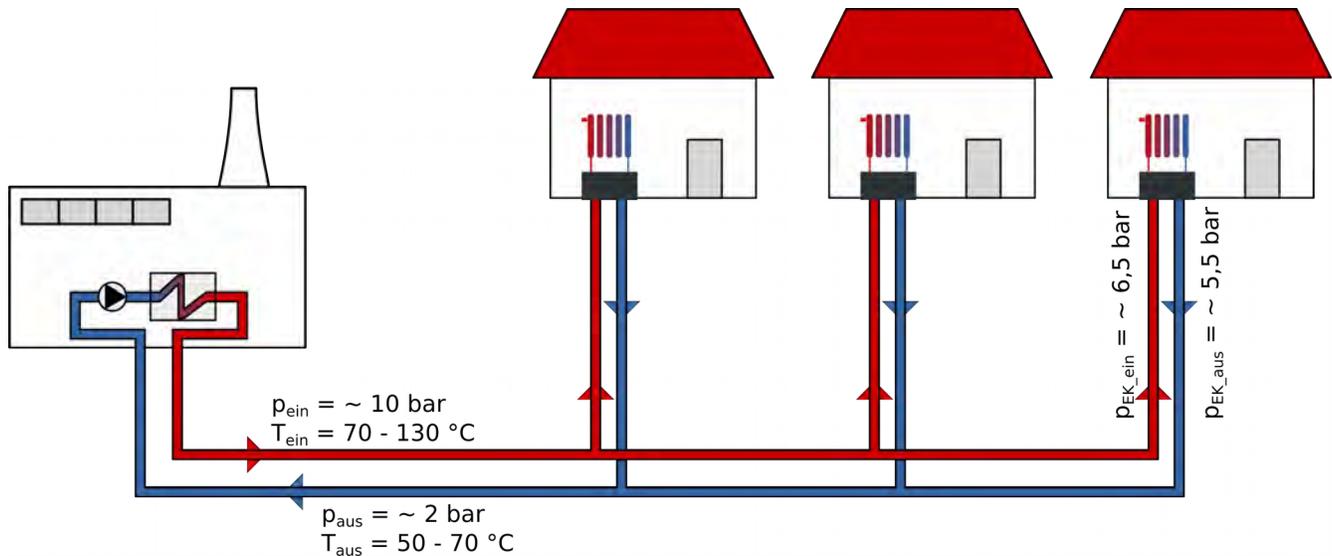


Abbildung 1: Schema Fernwärmenetz nach [8] und [4]

Netzsimulation

Für die Netzsimulation wurde zu Anfang des Projekts auf das Programm MYNTS des Fraunhofer SCAI zurückgegriffen [9]. Mit diesem lassen sich Gas-, Wasser- und Stromnetze physikalisch simulieren, wobei die Stärke des Programms im Bereich Gas liegt. Der Netzberechnung liegen Kirchhoff-Gesetze zugrunde, die für den Gasbereich um Euler-, Darcy-Weisbach-Gleichungen, thermodynamische Gleichungen für die Wärmeübertragung und verschiedene Gesetze zur Beschreibung des kompressiblen Verhaltens von Gas ergänzt werden. Dieselben Gleichungen werden analog auch für (Warm-)wassernetze genutzt. Für den Strombereich ist die physikalische Simulation noch im Alpha-Stadium der Entwicklung [10]. Während zu Anfang des Projekts noch davon ausgegangen wurde, dass der Strombereich zur Mitte des Projekts ebenfalls einsatzfähig ist, stellte sich im Verlauf heraus, dass dieser nicht genutzt werden kann.

Für die Simulation von Stromnetzen wurde somit auf die Open-Source-Bibliothek PyPSA zurückgegriffen, mit der die Lastflussberechnung durch Knotenpotentialverfahren und Newton-Raphson durchgeführt werden kann. Sie wurde ursprünglich zu Evaluationszwecken schon im Projekt genutzt und wird im Kapitel Software näher beschrieben.

Detailnetzmodelle pro Sektor

Neben den Demonstratoren wurden synthetische, sektorübergreifende Testnetze aufgebaut. Sie haben den Vorteil, dass sie einfacher aufgebaut sind und somit Simulations-Ergebnisse leichter evaluiert

werden können. Außerdem können diese auch veröffentlicht werden, was bei den Demonstratoren aus Datenschutz-Gründen nicht möglich ist.

Neben einem sehr einfachen, die Sektoren Strom, Gas und Wärme umfassenden Testnetz, wurde auch Referenznetz für den Sektor Gas entwickelt, das an das CIGRE-Referenznetz für den Strom-Sektor gekoppelt werden kann.

Strom

Das CIGRE-Referenzsystem ist in vier Ebenen unterteilt [11]:

- Dezentrale Erzeuger,
- Hochspannungs-Übertragungsnetz,
- Mittelspannungs-Verteilungsnetz,
- Niederspannungs-Verteilungsnetz.

Diese lassen sich nach Bedarf auch Ebenen-übergreifend betrachten und simulieren. Außerdem werden europäische und nord-amerikanische Netze unterschieden. Abweichungen ergeben sich durch die Parameter der Nennspannungen, der Frequenz und dadurch auch in gewählten Betriebsmitteln. Die Topologien bleiben jedoch weitgehend gleich. Weitere Flexibilitäten zur Variation der Annahmen werden vorgeschlagen.

Die CIGRE-Netze wurden nicht spezifisch für Städte entwickelt. Dies zeigt sich vor Allem in der Wahl von Freileitungen in den unteren Ebenen des Verteilnetzes. Sie können jedoch leicht durch die Wahl entsprechender Parameter für Erdkabel ersetzt werden. Darüber hinaus werden im Niederspannungsbereich nur strahlenförmige Netzformen betrachtet. Im städtischen Bereich werden jedoch häufig offene Ringnetze genutzt.

Gas

Im Gassektor existieren bisher nur offene Testnetze, um mathematische Modelle zu testen und zu vergleichen [12]. Sie bieten bisher noch keine Referenzstrukturen zur vergleichbaren Simulation der Auswirkungen einzelner Sektorkopplungs-Technologien. Es wird daher ein Gas-Referenznetz vorgeschlagen, das analog zum CIGRE-Referenznetz aufgebaut ist und sich über verschiedene Technologien mit diesem verbinden lässt. Es wurde im Paper [13] veröffentlicht.

In Kooperation mit der Rheinischen Netzgesellschaft (RNG) wurden Strom- und Gasnetze aus dem Netzgebiet der Gesellschaft ausgewertet. Dabei wurden Charakteristika der Gasnetze aus Bereichen, in denen das Stromnetz mit der Struktur des CIGRE-Netzes (MS und NS) vergleichbar ist, herausgearbeitet. Generell verfügt das Gasnetz in diesen Bereichen über eine Nieder- und eine Mitteldruckebene, welche an die übergeordnete Hochdruckebene angeschlossen wird. Die Verbindung der Ebenen erfolgt über Gasdruck Regel- und Messanlagen (GDRMA). Die herausgearbeiteten Referenzen sind beispielhaft in Abbildung 2 und Abbildung 3 gezeigt.



Abbildung 2: Gasnetz-Referenzen Mitteldruck



Abbildung 3: Gasnetz-Referenzen Niederdruck

Das Versorgungsnetz wird durch das übergeordnete Hochdruck-Transportnetz mit 12 bar gespeist. Dies ist typisch für innerstädtische Netzgebiete. Von hier wird auf Mittel- und Niederdruck geregelt. Abbildung 4 zeigt das vollständige resultierende Referenznetz.

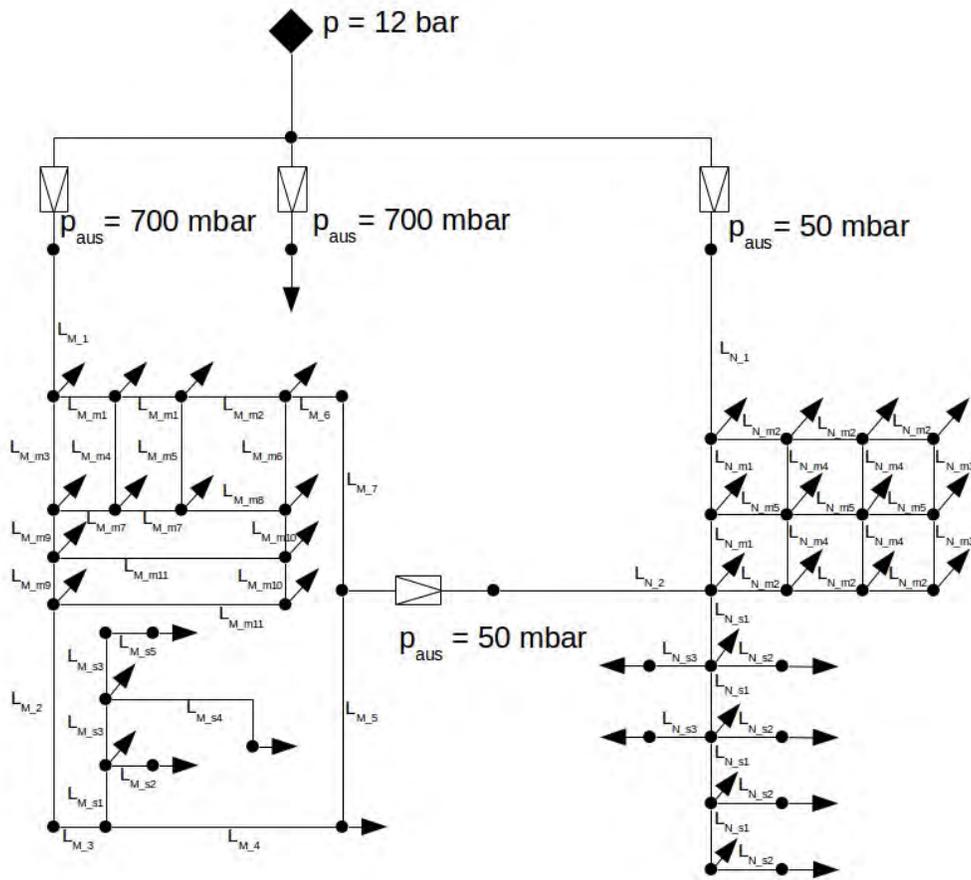


Abbildung 4: Referenznetz mit Bezeichnungen der Leitungen

Für das Nieder- und Mitteldrucknetz gelten die in Tabelle 5 bzw. Tabelle 6 aufgeführten Werte für die einzelnen Leitungen.

Tabelle 5: Leitungen im Niederdruck-Netz

Bezeichnung	Material	Länge l [m]	Durchmesser d [mm]	Rauigkeit k_i [mm]
LN1	Stahl	850	300	1,0
LN2	Stahl	1050	300	1,0
LNm1	Stahl	100	300	1,0
LNm2	Stahl	250	150	1,0
LNm3	Stahl	100	150	1,0
LNm4	PE 80 SDR 17,0	100	125	0,2
LNm5	PE 80 SDR 11,0	250	110	0,2
LN _s 1	Stahl	120	200	0,2

LN _s 2	PE 80 SDR 17,	70	63	0,1
LN _s 3	Stahl	70	80	0,2

Tabelle 6: Leitungen im Mitteldruck-Netz

Bezeichnung	Material	Länge l [m]	Durchmesser d [mm]	Rauhigkeit k _i [mm]
LM1	Stahl	1200	300	0,2
LM2	Stahl	700	150	0,2
LM3	Stahl	100	150	0,2
LM4	Stahl	300	150	0,2
LM5	Stahl	700	150	0,2
LM6	Stahl	100	150	0,2
LM7	Stahl	300	150	0,2
LMm1	Stahl	75	300	1,0
LMm2	Stahl	300	150	1,0
LMm3	PE 100 SDR 17,0	160	150	0,2
LMm4	PE 100 SDR 11,0	150	63	0,2
LMm5	PE 80 SDR 11,0	150	125	0,2
LMm6	Stahl	150	100	1,0
LMm7	PE 100 SDR 17,0	75	90	0,2
LMm8	Stahl	150	80	1,0
LMm9	Stahl	75	150	1,0
LMm10	Stahl	75	50	1,0
LMm11	Stahl	300	50	1,0
LMs1	Stahl	200	100	0,2
LMs2	Stahl	80	80	0,2
LMs3	PE 100 SDR 17,0	200	90	1,0
LMs4	PE 100 SDR 17,0	700	90	1,0
LMs5	PE 100 SDR 11,0	120	63	1,0

Druckregelung

Die Druckregelung wird durch regelbare Drosseln übernommen. Bei hohen Gasgeschwindigkeiten oder Druckdifferenzen muss das Gas vorgewärmt werden, um eine Schädigung der Betriebsmittel zu vermeiden. Die vom Hochdruck ausgehenden GDRA sind daher mit Vorwärmern versehen.

Lasten und Lastprofile

Die bereits genannten realen Netze wurden ebenfalls auf ihre angeschlossenen Nutzer hin untersucht und typische Nutzergruppen zusammengestellt. Es werden hier jedoch zur Vereinfachung nur Lasten an Knotenpunkten angesetzt, auf die die Anschlüsse verteilt werden.

Anders als im Stromnetz ist nicht jedes Haus, das an einer Gasleitung liegt auch an das Gasnetz angeschlossen. Deutschlandweit beträgt der Anschlussgrad nur etwa 60 % [3]. In den untersuchten Netzen beträgt der Anschlussgrad jedoch etwa 70 %. Mit diesem Wert wurden über die Anzahl der Abnehmer*innen Anschlussleistungen für die einzelnen Knotenpunkte ermittelt. Eine Übersicht über alle Lasten gibt Tabelle 7 . Bei dieser Auflistung ist zu beachten, dass die gesamten am Strang wohnenden Haushalte aufgelistet sind. Von diesen werden jedoch nur 70 % für die Berechnung der Anschlussleistung berücksichtigt.

Es wurden die folgenden Anschlussleistungen vereinfachend für die verschiedenen Haushalte angenommen, welche aus einer mündlichen Aussage eines RNG-Mitarbeiters hergeleitet wurden:

- Einfamilienhaus (EFH): 20 kW,
- Reihen-Einfamilienhaus (REFH): 15 kW,
- Haushalt (HH) in einem Mehrfamilienhaus (MFH): 13 kW.

Diese Annahmen sind jedoch sehr konservativ, wie im folgenden gezeigt wird. So gibt das Umweltbundesamt für das Jahr 2014 den folgenden "Energieverbrauch für Raumwärme nach Gebäudetyp" an[14]:

- Einfamilienhaus(auch analog zum REFH zu sehen): 125 kWh/m²a,
- Mehrfamilienhaus: 96 kWh/m²a.

Zur Berücksichtigung vom Gasverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser werden hier 15 % Energie aufgeschlagen (laut UBA der durchschnittliche Anteil für Warmwasser am Gesamtenergieverbrauch im Vergleich zur Raumwärme), so dass sich folgende Struktur ergibt:

- Einfamilienhaus und REFH: 143,75 kWh/m²a,
- Mehrfamilienhaus: 110,4 kWh/m²a.

Auf angenommene durchschnittliche Wohnflächen der Haushalte umgerechnet (EFH: 160 m², REFH: 120 m², HH im MFH 83,2 m²), ergeben sich die folgenden Jahres-Energieverbräuche:

- Einfamilienhaus: 23000 kWh/a,
- REFH: 17250 kWh/a,
- HH im Mehrfamilienhaus: 9185,28 kWh/a.

Daraus ergibt sich die folgende Verteilung an Volllaststunden der installierten Anlagen:

- Einfamilienhaus und REFH: 1150,
- HH im Mehrfamilienhaus: 706,56.

Dies ist sehr wenig. Jedoch wurden die Gasnetze zu einer Zeit ausgelegt, als der Gasverbrauch pro Haushalt noch höher lag als heute. Es ist also davon auszugehen, dass die Gasnetze generell stark überdimensioniert sind.

Tabelle 7: Lasten im Referenz-Netz

Bezeichnung	Anzahl und Art	Leistung P [MW]
R _{M1}	1 Schule	0,3500
R _{Mm1}	43,75 HH	0,2787
R _{Mm2}	87,5 HH (MFH)	0,5574
R _{Mm3}	43,75 HH (MFH) + 8 EFH	0,3546
R _{Mm4}	7,75 EFH	0,0760
R _{Mm5}	9,25 EFH + 43,75 HH (MFH)	0,3693
R _{Mm6}	87,5 HH (MFH)	0,5574
R _{Mm7}	7,75 EFH + 43,75 HH (MFH)	0,3546
R _{Mm8}	17 EFH	0,1666
R _{Mm9}	18,5 EFH	0,1813
R _{Mm10}	18,5 EFH	0,1813
R _{Mm11}	9,25 EFH	0,0907
R _{Mm12}	9,25 EFH	0,0907
R _{Ms1}	27 EFH	0,2646
R _{Ms2}	30 HH (MFH)	0,1911
R _{Ms3}	30 HH (MFH) + 40 REFH	0,4851
R _{Ms4}	60 HH (MFH) + 40 REFH	0,6762
R _{Ms5}	27 EFH	0,2646
R _{Mi}	Krankenhaus	0,5100
R _{Nm1}	7,5 EFH	0,0735
R _{Nm2}	15 EFH	0,1470
R _{Nm3}	15 EFH	0,1470
R _{Nm4}	7,5 EFH	0,0735
R _{Nm5}	15 EFH	0,1470
R _{Nm6}	30 EFH	0,2940
R _{Nm7}	30 EFH	0,2940
R _{Nm8}	15 EFH	0,1470
R _{Nm9}	7,5 EFH	0,0735
R _{Nm10}	15 EFH	0,1470

R _{Nm11}	15 EFH	0,1470
R _{Nm12}	7,5 EFH	0,0735
R _{Ns1}	5 REFH	0,0368
R _{Ns2}	32 REFH	0,2352
R _{Ns3}	8 HH (MFH)	0,0510
R _{Ns4}	5 REFH	0,0368
R _{Ns5}	32 REFH	0,2352
R _{Ns6}	8 HH (MFH)	0,0510
R _{Ns7}	5 REFH	0,0368
R _{Ns8}	8 HH (MFH)	0,0510
R _{Ns9}	5 REFH	0,0368
R _{Ns10}	32 HH (MFH)	0,2352

Erdgas-Tankstelle

Erdgas findet seit den 90er Jahren auch Anwendung als Kraftstoff für PKW und LKW. Um höhere Reichweiten bei kleinem Tank zu erreichen, wird das Gas nach Europäischer Vorschrift (ECE R110) in Tanks bei einem Druck von 200 bar bei 15 ° C gelagert. In Nordamerika werden dagegen 248 bar bei 21 ° C verwendet. Da die Tankstellen häufig an das örtliche Nieder- oder Mitteldrucknetz angeschlossen werden, müssen diese über Verdichter verfügen. Zunächst wird das Erdgas an der Tankstelle getrocknet, um eine Hydratbildung und schließliche Vereisung von Armaturen beim Tankvorgang zu verhindern. Es folgt die Verdichtung auf einen Betriebsdruck von 280 bar, mit dem ein Hochdruckspeicher gespeist wird. Er dient als Puffer, um einen gleichmäßigen Gasfluss zu gewährleisten. Von hier führen Hochdruckleitungen zur Zapfsäule. Der maximale Befülldruck beträgt 260 bar. 280 bar sind erforderlich, um hohe Temperaturen im Sommer auszugleichen. Eine Erdgastankstelle ist ebenfalls im Referenznetz integriert. Da Verdichter solcher Tankstellen in der Regel über eine Förderleistung von 100 bis 150 Nm³/h verfügen, ist die Leistung der Anlage auf 900 kW festgelegt. Dies entspricht etwa einer kontinuierlichen Gasförderleistung von 105 Nm³/h bei einem Brennwert von 9 und einer Zustandszahl von 0,95. Erdgastankstellen in Deutschland sind auf das Auftanken von 60 - 80 PKW pro Tag ausgelegt. Ein Tankvorgang benötigt etwa 2-3 Minuten [15].

Sektorkopplungsstellen

Zwischen dem Gas- und Stromnetz sind folgende Technologien zur Kopplung vorgesehen:

- (Erdgas-)Brennstoffzellen (FC für Fuel-Cell) - Gas zu Strom
- BHKW (CHP für Combined Heat and Power) - Gas zu Strom
- Elektrolyseur (renewable feed-in) - Strom zu Wasserstoff
- Methanisierung (renewable feed-in) – Strom zu Methan (über Wasserstoff)

Ihre Verteilung im Netz kann Abbildung 5 entnommen werden.

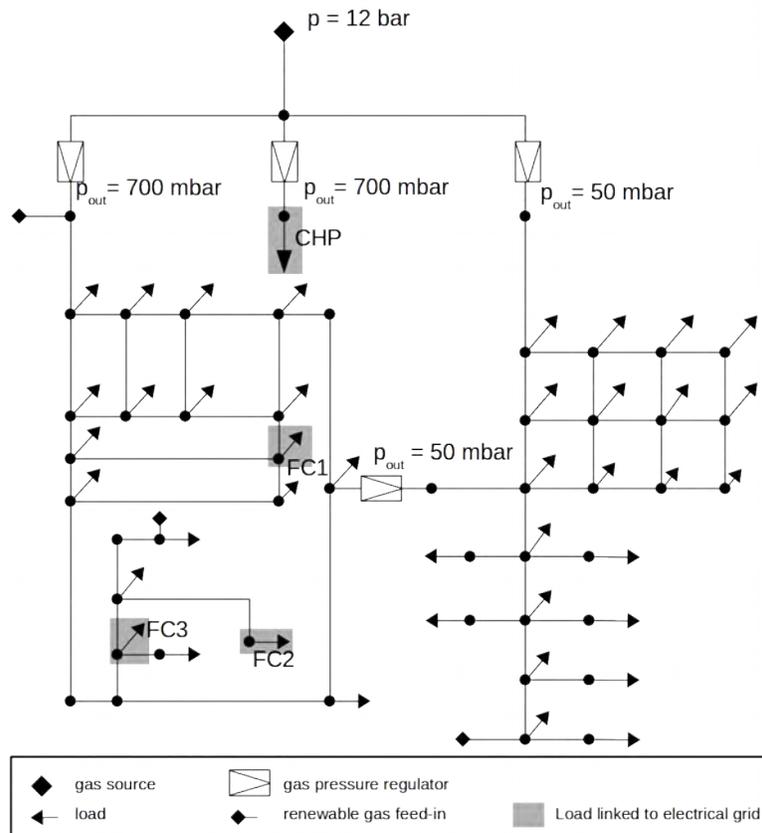


Abbildung 5: Kopplungsstellen im Gasreferenznetz

Die Elektrolyse und die Methanisierung werden über die Einspeisung regenerativen Gases simuliert. Lastprofile können sich hier über die Strom-Residuallast ergeben, wenn nur nicht genutzter Strom zu Gas umgewandelt wird. BHKW und Brennstoffzellen werden beide zu Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung gezählt, da sie aus Gas Strom und Wärme zugleich liefern. Ihre Lastprofile unterscheiden sich auch in ihrer Betriebsweise, die Strom- oder Wärmegeführt (oder beides) sein kann. Bei wärmegeführter Betriebsweise können BDEW-Lastprofile verwendet werden. Sie sind im Kapitel Lastprofile der einzelnen Technologien beschrieben.

Im Verteilnetz kann nur so viel Gas eingespeist werden, wie auch zur gleichen Zeit abgenommen wird, es sei denn, es sind Gasspeicher vorhanden. Werden größere Mengen Gas eingespeist, kommt es zu unzulässigen Druckerhöhungen im Gasnetz. Gasspeicher werden kaum noch im Verteilnetz genutzt und daher in diesem Referenznetz vernachlässigt.

Simulations-Ergebnisse

Das Gas-Referenznetz wurde mittels MYNTS simuliert. In Abbildung 6 ist ersichtlich, dass der Druckverlust innerhalb des Niederdruck-Bereichs im unkritischen Bereich von 2 mbar bleibt. Im Mitteldruck-Bereich ist der Druckabfall noch unkritischer zu bewerten. Hieraus resultiert, dass das

Gasverteilnetz generell überdimensioniert ist und eine zusätzliche Belastung durch weitere Lasten kein Problem darstellt.

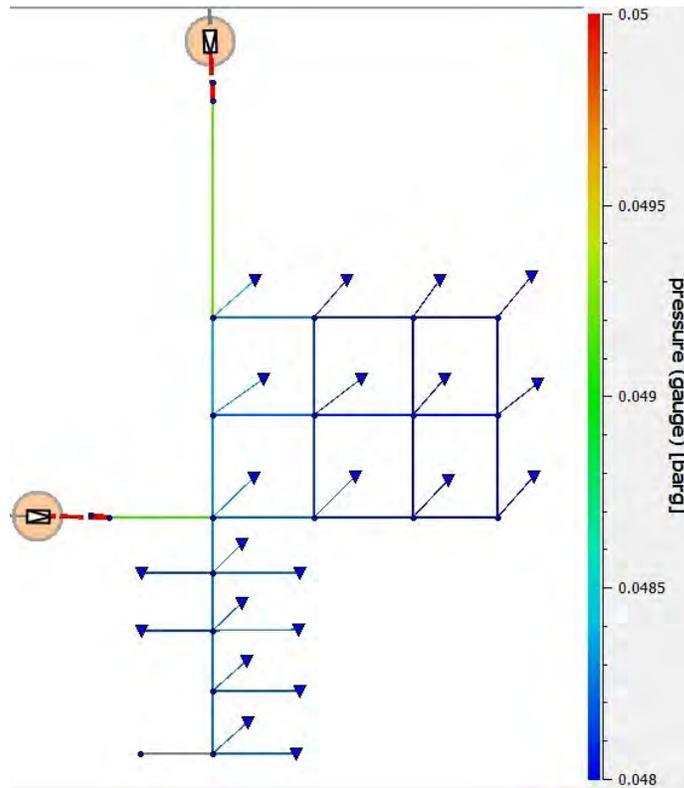


Abbildung 6: Druckabfall im Niederdruck-Bereich des Gas-Referenznetzes

Wärme

Im Rahmen des Projekts wurde mit dem assoziierten Partner – den Stadtwerken Bonn (SWB) – ein Wärmenetz untersucht. Ursprünglich war vorgesehen, das Bonner Stromnetz als Referenzfall zu simulieren. Dieser Ansatz wurde nach Gesprächen mit der SWB jedoch nicht weiter verfolgt, da das Bonner Stromnetz ein sehr ungewöhnlich gut ausgebautes Netz ist, das sehr tolerant auf Störungen reagiert und damit keine allgemein gültigen Ergebnisse zulässt. Sehr viel interessanter war für die SWB die Untersuchung eines Nahwärmenetzes in Sankt Augustin (siehe Abbildung 7). Dieses ist relativ neu und machte Probleme, da die reale Wärmeabnahme im Planungsprozess überschätzt wurde und das Netz damit weit mehr thermische Verluste produziert als geplant.

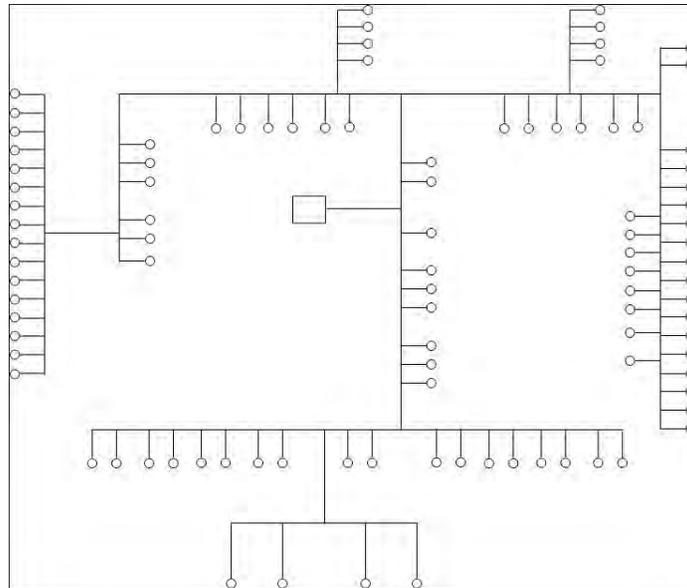


Abbildung 7: Vereinfachtes Schema des Nahwärmenetzes Sankt-Augustin

Im Rahmen des Projekts wurde in einer Masterarbeit untersucht, inwiefern eine Temperaturabsenkung und eine Versorgung durch erneuerbare Energien wirtschaftlicher sind als der bisherige Betrieb. Im Ergebnis wurde zwar festgehalten, dass eine Versorgung mit Niedertemperatur-Wärme rund 60 % Ressourcenverbrauch und Treibhausgas-Emissionen eingespart werden können. Allerdings ist das Konzept noch nicht wirtschaftlich tragfähig und bedarf der Förderung. Ein Umbau des Netzes wird daher nicht weiter verfolgt. Wärmenetze sollten zukünftig bei der Planung stärker an die neuen Baustandards angepasst werden.

Sektorübergreifendes Testnetz

Um die Komponenten der sektorübergreifenden Simulation zu testen, wurde ein möglichst einfaches Testnetz aufgebaut, das in Abbildung 8 gezeigt ist. Die drei Netze der Sektoren Strom, Gas und Wärme werden dabei jeweils nur in einem Knoten simuliert, in dem sich das einzelne Netz in einem Gleichgewicht befindet. Um das Gleichgewicht zu jedem Zeitpunkt garantieren zu können, wird für jedes Netz ein sogenannter "Slack" Generator definiert, der eine idealisierte Energiequelle bzw. -Last darstellt, die die Balance im Netz gewährleistet. Die Parametrierung der Komponenten ist fiktiv, jedoch an realistische Werte angelehnt.

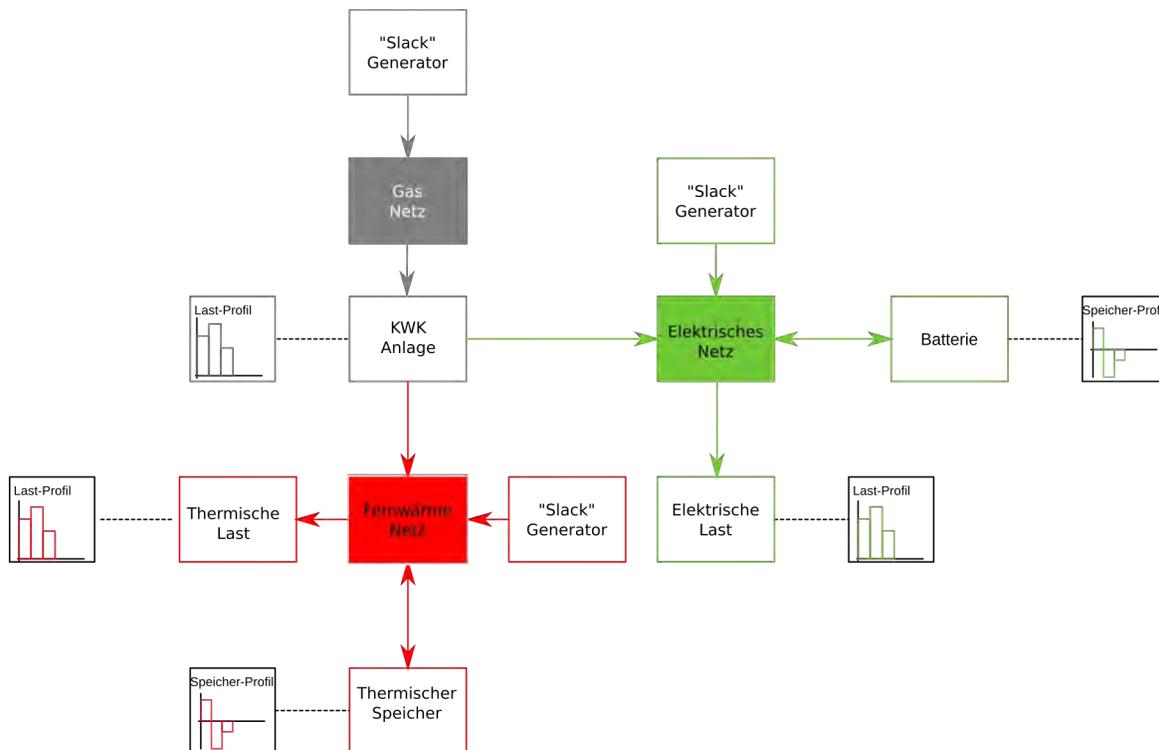


Abbildung 8: Schema des sektorübergreifenden Testnetzes

Gegenseitige Beeinflussung der Sektoren

Einflüsse auf die Stromnetze

Aus Gründen der Dekarbonisierung wird eine zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr stattfinden, die zu signifikanten Mehrbelastungen des elektrischen Netzes führen wird. Aus der steigenden Versorgung mit erneuerbaren Energien werden auch die Verteilnetze stärker belastet durch dezentrale Einspeisung vor allem der Photovoltaik. Die Auswirkungen der einzelnen Technologien auf das Niederspannungsnetz wurden bereits in zahlreichen Veröffentlichungen thematisiert, die jedoch schwer miteinander vergleichbar sind. So werden teilweise relevante Annahmen zur Berechnung nicht aufgestellt, oder auf die Analyse der zugrundeliegenden Basisszenarien verzichtet.

Auch werden die Technologien häufig zusammen betrachtet, so dass Auswirkungen der einzelnen Technologien in den Ergebnissen verschwimmen können. Generell gibt es ein starkes Gefälle zwischen ländlichen, strahlenförmigen Netzen, die anfälliger für Überlastungen sind und städtischen, häufig vermaschten Netzen, die weit resistenter sind. Nachfolgend wird möglichst detailliert aufgeschlüsselt, welche Auswirkungen von den einzelnen Technologien laut bisherigen Veröffentlichungen zu erwarten sind.

Neben den Technologien hat die angewandte Betriebsstrategie einen enormen Einfluss auf die Netze. Als besonders vielversprechend gelten momentan virtuelle Kraftwerke, in denen dezentrale Erzeugereinheiten mit automatisierbaren Lasten und Speichern durch virtuelle Steuerung so

zusammengeschaltet werden, dass mit ihnen Regelleistung und ähnliche, ökonomisch lohnende Leistungen erbracht werden können.

Photovoltaik

Wo die Einspeisegrenze für Niederspannungsverteilstetze liegt hat Georg Kerber in seiner Dissertation bereits im Jahr 2010 untersucht [16]. Probleme ergeben sich vor Allem im ländlichen und vorstädtischen Bereich. Dabei ist das 3 % Spannungsänderungskriterium der VDEW-Richtlinie [17] ein stark begrenzender Faktor. Ansonsten können durch Anpassungsmaßnahmen wie Blindleistungsregelung von Wechselrichtern zwischen 60 und 90 % des von ihm angesetzten PV-Potentials in Niederspannungsnetzen ohne gravierende Anpassungen aufgenommen werden [16]. In städtischen Netzen ist das PV-Potential auf Dachflächen oft nicht ausreichend, um Probleme im Netz zu verursachen. Dies wurde auch in der Veröffentlichung [18] im Rahmen des Projekts gezeigt.

Wärmepumpen

Die Diskussion um Power-to-heat wird zum größten Teil durch den Einsatz von Wärmepumpen (WP) dominiert. Es existieren auch hier bereits zahlreiche Paper zu deren Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze. Besonders hervorzuheben, durch eine sehr fundierte Recherche, eine klare Struktur und detailreiche Modelle ist [19]. In dem Paper wird der Einfluss von WP auf ländliche Niederspannungsnetze in Belgien untersucht, unter Einbezug von thermischen Modellen der Häuser, sowie einem stochastischen Verhaltenseinfluss der Bewohner. Ohne einen Pufferspeicher zu berücksichtigen, kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass ein Durchdringungsgrad von lediglich 20-30 % erreicht werden kann, wobei die Kabel in ihren Modellen der begrenzende Faktor sind. Spannungsprobleme setzen erst bei höheren Durchdringungsgraden ein [19].

[20] untersucht die Auswirkungen auf vorstädtische Netze in Großbritannien und bezieht eine Reihe von Sensitivitätsanalysen in die Betrachtung ein. Hier wird von Durchdringungsgraden von etwa 40 % für Luft- und 50 % für Erd-Wärmepumpen ausgegangen. Auch hier sind thermische Überlastungen der Kabel am Abgang des Strangs problematischer als Spannungsbandverletzungen [20].

Problematisch bei Wärmepumpen sind auftretende Lastspitzen, die abhängig von der Außentemperatur und der Uhrzeit sind und somit mit einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor das Netz belasten. Wärmespeicher können hier abhilfe schaffen, die Lastspitzen auszugleichen. Dies wurde beispielsweise in [21] für das komplette belgische elektrische Netz untersucht. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass die Lastspitzen im Gesamtsystem je nach Speichereinsatz um etwa 11 % reduziert werden können [21]. Einen anderen Ansatz verfolgen die Autoren von [22], die das Zusammenspiel von Wärmepumpen, PV und BHKW in einem Vorstadt-Niederspannungsnetz untersuchen. Sie machen die Beobachtung, dass BHKW durch eine wärmegeführte Betriebsweise genau zu den Spitzenlastzeiten der Wärmepumpen Leistung in das elektrische Netz speisen und somit ausgleichend wirken. Konkreter beziffern sie das lediglich an einem Beispiel: bei 20 % Durchdringungsgrad der Wärmepumpen kann dieselbe zusätzliche Durchdringung mit BHKW die Minimalspannung im Netz von 0,85 pu auf 0,9 pu heben. Der PV schreiben sie kaum entlastende Wirkung zu.

Elektromobilität

Die Auswirkungen von E-Mobilität auf die Netze wurde bereits in einer Dissertation erarbeitet [23], wenn auch der Fokus auf der Koordination des lokalen Aufladens und der Integration in Gebäude liegt. Generell müssen hier die unterschiedlichen Ladeleistungen getrennt betrachtet werden. Üblich im Niederspannungsnetz sind bereits Leistungen von 2,3 kW (10 A), 3,68 kW (16 A, einphasig), 11,04 kW (16 A, dreiphasig) und im Extremfall 22,08 kW (32 A, dreiphasig). Darüberhinaus werden Schnellladestationen an Tankstellen diskutiert und bereits gebaut, die über weit höhere Ladeleistungen von 43 kW bis hin zu 135 kW verfügen.

[24] kommt für ein Verteilnetz in Gothenburg, Schweden, zu dem Ergebnis, dass in Gewerbegebieten bis zu 56 % bzw. 90 % (mit 2,3 bzw. 3,68 kW Ladeleistung) der E-Mobile geladen werden können, wenn der komplette Umstieg auf E-Mobilität erfolgt ist. In Wohngebieten sind es mit 64 % bzw. 102 % etwas mehr. Die Autoren gehen dabei von einer sehr hohen Gleichzeitigkeit aus und machen im Mittelspannungsnetz die Kabel und im Niederspannungsnetz die Transformatoren als die schwächsten Glieder im System aus [24].

[25] analysiert die Auswirkungen Anhand eines ländlichen Niederspannungsnetzes, welches ohne ein geregeltes Laden schon bei einer Durchdringungsrate von 20 % erste Netzüberlastungen aufzeigt. Sie nehmen eine höhere Ladeleistung von 10,8 kVA an und untersuchen drei verschiedene Laderegeln, von der zentralen, smarten Steuerung, über eine Preissignal-Steuerung bis hin zur dezentralen autonomen Ladesteuerung anhand der vor Ort gemessenen Netzspannung. Dabei erweist sich die zentrale Steuerung für am wirkungsvollsten und die Preissignal-Steuerung für besonders netzbelastend [25].

Power-to-gas

Unter Power-to-gas fällt sowohl Elektrolyse, also elektrische Wasserstofferzeugung, als auch Methanisierung, der Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu Methan, um es in das Erdgasnetz einzuspeisen. Es handelt sich dabei um teure und aufwendige Prozesse, die allein aus Kostengründen eher im großen Maßstab realisiert werden. Damit fallen Auswirkungen auf die unteren Netzebenen weitgehend weg. Ein bisher in der Wissenschaft weitgehend vernachlässigter Faktor wäre die dezentrale Elektrolyse zur dezentralen Einspeisung von Wasserstoff. Dies wird jedoch in absehbarer Zeit durch Einschränkungen des Gasnetzes nicht passieren. Generell hat Power-to-gas die Aufgabe, Überschussstrom aufzunehmen, um ihn im Gasnetz saisonal zwischen zu speichern. Von daher sind bei zentralen Anlagen und unter den genannten Bedingungen keine negativen Auswirkungen auf das Stromnetz zu erwarten.

Im Rahmen des Projekts wurden die Demonstrator-Netze ebenfalls auf die Auswirkungen durch die einzelnen Technologien untersucht. Die Ergebnisse sind in dem zugehörigen Demonstrator-Kapitel vermerkt.

Einflüsse auf die Gasnetze

Der Gasbedarf wird im Bereich der Versorgungsnetze in Zukunft eher zurückgehen. Dies wirkt sich vor allem auf die Wirtschaftlichkeit der Gasnetze negativ aus. Technische Auswirkungen werden nur durch

die Einspeisung von Gasen unterschiedlicher Qualitäten eintreten. Dazu zählen Wasserstoff und Biogas. Die dezentrale Einspeisung, ähnlich wie im Stromnetz mit den sogenannten Prosumern auf Haushaltsebene, wird wahrscheinlich im Gasnetz nicht stattfinden. Dazu sind die Aufbereitungsprozesse und Qualitätskontrollen zu aufwendig. Gasdruckregelanlagen, die im Nieder- und Mitteldruckbereich als Drosseln ausgeführt werden, eignen sich zudem nicht dazu, das Gas in das übergeordnete Netz zu leiten.

Erneuerbares Gas wird somit an zentralen Punkten eingespeist. Die Biogas-Einspeisung ist dabei schon erprobt, während die Einspeisung von Wasserstoff das Gasnetz noch vor einige Herausforderungen stellt, die bereits in [26] umfänglich analysiert wurden.

Im Rahmen dieses Projekts wurde die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Gas-Verteilnetzen anhand des entwickelten Referenznetzes untersucht. Das Ergebnis: durch die zukünftig höhere Energieeffizienz in und auch Elektrifizierung der Wärmeversorgung werden die Netzentgelte steigen müssen. In Kombination mit steigenden Gaspreisen wird dies die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Wärmeversorgung über Gas beeinträchtigen, wenn nicht die Gasnetzstruktur daran angepasst wird und Bereiche mit geringer Abnahme zurück-gebaut oder stillgelegt werden. Eine genauere Beschreibung der Ergebnisse ist Kapitel Entwicklung der Gasverteilstetze hinterlegt.

Einflüsse auf die Wärmenetze

Wärmenetze entwickeln sich immer weiter in Richtung niedriger Temperaturen. Nur dadurch kann eine dezentrale Einspeisung auf Basis von erneuerbaren Energien erfolgen und auch für dezentrale, sektorübergreifende Kopplungen ist dies hilfreich. Dies führt gleichzeitig zu geringeren Verlusten im Netz. Es muss jedoch auch mit einer Sanierung der Endkunden einhergehen, da ansonsten die Vorlauftemperaturen nicht ausreichen, um sie zu versorgen. Außerdem wird die Regelung des Netzes bei dezentraler Einspeisung aufwendiger. Beim Umbau des Netzes ist außerdem zu berücksichtigen, dass die Rohrdurchmesser dem neuen Durchsatz des Netzes angepasst werden. Ansonsten kann es zu übermäßigen Druckverlusten und damit erhöhten Energieverlusten durch die Pumpen kommen. Die elektrischen Energieaufwendungen für Pumpen liegen ansonsten im Bereich von 1 - 2 % der im Netz umgesetzten thermischen Energie [27].

Auch für Wärmenetze gilt, dass die zukünftige Abnahme des Wärmebedarfs deren Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt. Hier kommt erschwerend hinzu, dass bei geringerem Wärmebedarf und gleichbleibender Temperatur die prozentualen Verluste im Netz ansteigen. Netzbetreiber müssen zukünftig darauf reagieren. Eine Möglichkeit ist die Erschließung von weiteren Abnehmern, eine andere die Absenkung der Temperatur. Letztere sollte unter Gesichtspunkten der CO₂-Emissionen bevorzugt werden.

Die Kopplung von Wärmenetzen an Gas- und Stromnetze besteht zum Teil schon über eingesetzte, zentrale KWK-Anlagen. Deren Flexibilität (abhängig vom Lastfall und den installierten Speicherkapazitäten) kann auch jetzt schon genutzt werden, um Strom- und Gasnetze zu entlasten.

Zukünftig können auch große und dezentral installierte Wärmepumpen zur Versorgung des Wärmenetzes genutzt werden.

Zusammenfassung der Einflüsse auf die Netze

Es wurde deutlich, dass die problematischsten Entwicklungen auf das elektrische Verteilnetz zukommen werden. Hier werden die stärksten Zunahmen von Lasten erwartet. Auch eine Zunahme der Versorgung durch Wärmenetze ist zukünftig wahrscheinlich, jedoch überwiegen für die bestehenden Netze hier die Probleme durch abnehmenden Wärmebedarf. Im weiteren Verlauf des Projekts wurde in der Projektgruppe Netze daher ein Fokus auf die Betrachtung des elektrischen Netzes gelegt.

Abgeleitete Empfehlungen

Aus den vorangegangenen Ausführungen können für einzelne Technologien bereits Bedingungen und Empfehlungen an Standorte abgeleitet werden.

Wärmepumpen

Wärmepumpen werden auf Haushalts- oder Quartiersebene installiert. Bei der Installation auf Quartiersebene muss eine ausreichend große Umwelt-Wärmequelle vorhanden sein. Durch ihre Größe können sie auch auf der Mittelspannungsebene angeschlossen werden, so dass generell von weniger Einschränkungen für das Stromnetz ausgegangen werden kann. Allerdings ist dies nur möglich, wenn sich auch in der Nähe der Wärmepumpe ein Zugang zum Mittelspannungsnetz befindet. Die Wärme muss in ein Wärmenetz eingespeist werden, wobei auf die Eignung des Netzes (u.a. ein niedriges Temperaturniveau) geachtet werden muss.

Auf Haushaltsebene wird die Wärmepumpe zunächst auf den Haushaltsbedarf dimensioniert und vom Niederspannungsnetz gespeist. Wie bereits dargelegt, sind die heutigen Niederspannungsnetze nicht für eine vollständige Umstellung aller Haushalte auf eine Wärmeversorgung durch Wärmepumpen ausgelegt. Innerstädtisch sind die Zubau-Potentiale dabei generell höher einzustufen als in ländlichen Gebieten. Mögliche Zubauraten sollten hier individuell in Abhängigkeit der Belastungsgrenzen des Netzes ermittelt werden. Dabei können wärmegeführte BHKW die durch Wärmepumpen induzierten Lastspitzen unter Umständen ausgleichen.

BHKW und Brennstoffzellen

Wie auch Wärmepumpen können BHKW und Brennstoffzellen auf Haushalts- wie auch Quartiersebene installiert werden. Dabei müssen Anlagen ab einer gewissen Größe an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Netzentlastungen des Stromnetzes können vor Allem durch einen Anschluss an das Niederspannungsnetz erreicht werden, da so örtliche Lastspitzen von Wärmepumpen ausgeglichen werden können. Am Anschlusspunkt muss natürlich ein Gasnetz vorhanden sein. Ein Wärmenetz vor Ort, mit der Möglichkeit überschüssige Wärme in dieses einzuspeisen, ist von Vorteil.

Elektrolyse-Anlagen

Die Erzeugung von Wasserstoff sollte dort stattfinden, wo besonders hohe Überschüsse von erneuerbaren Energien anfallen. Die Einspeisung macht außerdem nur an zentralen Einspeisepunkten in das Hochdrucknetz Sinn, da bei einer dezentralen Einspeisung kein konstanter Wasserstoff-Anteil und somit Gasqualität im Verteilnetz garantiert werden kann. Bei einer solchen müssten aufwendige Mess-,

Gasmischungs- und Regelanlagen installiert werden. Es wird somit davon ausgegangen, dass eine dezentrale, kleinteilige Einspeisung von Wasserstoff sich ökonomisch nicht durchsetzen kann.

Methanisierungs-Anlagen

Für Methanisierungs-Anlagen gelten dieselben Grundsätze, wie für die Elektrolyse-Anlagen. Der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz ist durch bestimmte Technologien begrenzt. Es handelt sich um einen zusätzlichen Aufbereitungsschritt nach der Wasserstoff-Erzeugung, der es möglich macht, größere Energiemengen in Form von Methan in das Gasnetz einzuspeisen.

Als zusätzlicher Prozessschritt ist die Methanisierung generell kostenaufwendiger als der Vorprozess der Umwandlung zu Wasserstoff. Auch hier gilt, dass sich eine dezentrale, kleinteilige Einspeisung nur schwer wirtschaftlich durchsetzen kann, da auch Methan zunächst der im Netz vorherrschenden Gasqualität angepasst werden muss. Auch hier sollten daher zentrale Einspeisepunkte auf höheren Druckniveaus genutzt werden.

Software

Wie bereits im Kapitel Netze beschrieben, stellte sich im Verlauf des Projekts heraus, dass die in MYNTS integrierte Stromnetzrechnung nicht nutzbar ist. Es musste demnach ein Ersatz gesucht werden, der nach einem Vergleich verschiedener Open-Source Bibliotheken, die eigentlich der Ergebnis-Evaluationen dienen sollten, auf die offene Python-Bibliothek PyPSA gefallen ist. Dies machte es notwendig, dass die Arbeitsgruppe Netze auch Aufgaben innerhalb des Arbeitspaketes Software übernahm: die Einbettung von PyPSA in den Gesamtprozess.

PyPSA

PyPSA wurde am Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS) entwickelt und Stand 2019 vom Karlsruhe Institute of Technology (KIT) betreut. Der derzeitige Stand ist auf der Homepage von PyPSA nachzulesen [28]. PyPSA bietet unter anderem die Berechnung von elektrischen Netzwerken mittels Lastflussanalyse und ist speziell darauf ausgelegt, dass mit Zeitreihen gearbeitet werden kann. Die Lastflussanalyse wird nicht-linear mit dem Newton-Raphson Verfahren gelöst.

PyPSA wurde unter einer GPL3 Lizenz veröffentlicht. Dabei handelt es sich um eine Copyleft-Lizenz, die es notwendig macht, dass alle auf ihr aufbauenden Veröffentlichungen unter ebendieser Lizenz veröffentlicht werden. Hierauf wurde auch während der folgenden Arbeiten geachtet.

Aufbereitung der Daten des elektrischen Netzes

Um die von der RNG zur Verfügung gestellten Netzdaten im Rahmen des Projekts zu nutzen, wurde neben dem Converter nach MYNTS von Seiten der TH Köln auch ein Converter nach PyPSA geschrieben. Dieser wurde gegen Ende des Projekts unter GPL-3 Lizenz mit dem Namen "sigrid" auf Github veröffentlicht. Bei der simulatorischen Analyse des Netzes mussten einige Skripte geschrieben werden, um Daten zu bereinigen. Dies galt sowohl für das Mittelspannungs-, vor allem jedoch für das Niederspannungsnetz. Dieses wird von der RNG bisher noch nicht durch Referenzsimulationen erfasst,

so dass auf keine Referenz zugegriffen werden konnte. Hier stellte sich die Datenlage außerdem als besonders schwierig heraus. An dieser Stelle werden Erfahrungen mit Fehlern oder ungewöhnlichen Definitionsarten in den Netzdaten festgehalten. Python-Skripte, die diese Fehler beheben, oder die ungewöhnlichen Definitionsarten umsetzen, wurden mit dem Coverter auf Github veröffentlicht.

1. Leitungen, die mehr als zwei Knoten miteinander verbinden: dies ist ein Fehler, der ziemlich offensichtlich ist, da eine Leitung normalerweise nur zwischen zwei Punkten verläuft. Er wurde behoben, indem die überschüssigen Knoten von der fehlerhaften Leitung getrennt und durch Leitungen mit identischen Eigenschaften untereinander verbunden wurden.
2. Definition von Ortsnetzstationen. Ortsnetzstationen sind üblicherweise Trafostationen, die von einer höheren Netzebene ausgehen und kleinteiligere Netze versorgen. In der Netzsimulation werden häufig die einzelnen Spannungsebenen getrennt voneinander betrachtet. Für grobe Simulationen kann hier auch auf die Simulation des Trafos verzichtet werden und die ONS als Einspeiser (sog. Slack) definiert werden. Durch Kenntnis der Trafo-Nennleistung kann die Auslastung desselben trotzdem, wenn auch vereinfacht, ermittelt werden. Dies lässt die ONS zu einem einfachen Einspeisepunkt werden und erlaubt in PSS-Sincal unterschiedliche Arten ihrer Definition, die quasi synonym genutzt werden können. Zum einen gibt es im CIM-Format die Möglichkeit "Infeeder" zu definieren. Sie werden in der Element.xml verwaltet. Eine andere Möglichkeit ist, an Knoten den Parameter "Ecostation_ID" zu setzen. Diese Ecostations sind tatsächlich für die Definition von Netzstationen vorgesehen.
3. Fehlende Parameter bei Leitungen. Es kann vorkommen, dass Leitungsparameter nicht gesetzt wurden. Um das Netz rechenfähig zu machen, müssen diese Leerstellen durch möglichst plausible Werte ersetzt werden.
4. Missverständliche Definition von Trennkästen. Trennkästen im Netz werden im CIM-Format auch über die Ecostations abgebildet. Wird hier jedoch ein Zahlenparameter zum Typ des Trennkastens falsch gesetzt, kann er als Ortsnetzstation missverstanden werden. So kam es zum Beispiel vor, dass Trennkästen, die für Ortsnetzstationen gehalten wurden, über ihre Benennung ausfindig gemacht werden konnten.
5. Auftreten von nicht nutzbaren Netzfragmenten. Durch die Isolation von bestimmten Netzbereichen kann es passieren, dass beim "Ausschneiden" dieser Netzbereiche Teile von anderen Netzen ausversehen mit in das Netz gepackt werden, ohne dass sie eine Verbindung zum Netz hätten. Diese zumeist kleinen Fragmente müssen ausfindig gemacht und gelöscht werden.
6. Versteckte Definition von busbars. Netzstationen sind kleine Subnetze, die unterschiedliche Verschaltungen zwischen Ein- und Ausgängen erlauben. Diese interne Verschaltung kann im CIM-Format auf verschiedene Arten definiert werden. Umgesetzt wurde lediglich die Definition über den Parameter "Inclnames" in der nodes.xml, die verraten, welche Knoten an einer bestimmten Busbar in der Netzstation angeschlossen werden.

Zukunftsszenarien

Die Kopplung der Sektoren, um Flexibilitäten zu erschließen, ist ein Lösungsansatz für Probleme die zukünftig auftreten. Um möglichst realistische Szenarien zu definieren, für die optimale Lösungsstrategien entwickelt werden, wird an dieser Stelle ein Überblick über die Entwicklung der wichtigsten Rahmenbedingungen gegeben. Dabei wird zwischen erwarteten und angestrebten Entwicklungen entschieden.

Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs

Es gibt einige Prognosen zur zukünftigen Entwicklung des Energiebedarfs [29]. Sie kommen für das Jahr 2050 zu Primärenergieverbräuchen zwischen 2000 und 2850 TWh und Endenergieverbräuchen zwischen 1400 und 2150 TWh [29].

An dieser Stelle werden wir uns jedoch an angestrebten Entwicklungen orientieren. Die Bundesregierung hat sich klare Ziele für diesen gesteckt: bis 2050 sollen 50 % des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum Jahr 2008 eingespart werden [30]. Damals lag er bei 3994 TWh pro Jahr, so dass sich für 2050 ein Zielwert von jährlichen 1997 TWh ergibt. Dies soll maßgeblich durch Effizienzmaßnahmen erreicht werden. Dazu zählt eine Sanierung des Gebäudebestands hin zu “nahezu klimaneutralen Städte[n] und Gemeinde[n]”, eine Umstellung des kompletten Verkehrs “weitgehend auf Strom aus erneuerbaren Energien” und eine “Hocheffizienzstrategie zur Minderung des Ressourcen- und Energiebedarfs in der Produktion” [31].

Der momentane Primärenergiebedarf Deutschlands liegt bei 3736 TWh pro Jahr (Stand 2016) [32]. Verluste haben mit 24,7 % einen großen Anteil am Gesamtbedarf. Der verbleibende Endenergiebedarf liegt bei 2466 TWh im Jahr.

Um die Verluste zu verringern, bietet das Heben der Effizienzpotentiale direkt bei der Umwandlung der Primärenergie ein enormes Potential. Während momentan fossile Energien mit einer Effizienz von lediglich etwa 38 % zu Strom gewandelt werden, selbst effiziente Gasthermen nur über einen Wirkungsgrad von etwa 85 % verfügen und der Verbrennungsmotor zu 80 % Verluste verzeichnet, könnten in Zukunft KWK-Kraftwerke Brennstoffe mit 80 % Effizienz nutzen, treten bei der Übertragung von erneuerbarem Strom kaum Verluste auf, lässt sich durch Wärmepumpen Umgebungsenergie so nutzen, dass nur zu einem Drittel Strom für die gleiche thermische Energie aufgewendet werden muss und verfügen E-Mobile über 80 % Effizienz [33].

Doch nicht nur durch die höhere Effizienz ist eine Elektrifizierung notwendig, sondern auch weil die Ausbaupotentiale der Biomasse, Geothermie und Wasserkraft im Vergleich zu PV und Windenergie gering sind.

Eine kritische Annahme, die zu einem steigenden Energieverbrauch führen kann, ist die notwendige Energiespeicherung und -umwandlung durch Power-to-gas oder Power-to-liquid, da diese für hohe Verluste verantwortlich ist. Dies betrachtet beispielsweise das UBA in der Studie “Treibhausgasneutrales Deutschland 2050” und kommt auf einen Primärenergieverbrauch (bzw. Nettostromverbrauch) von fast 2900 TWh, bei etwa 44 % Verlusten [34].

Entwicklung der Energiepreise

Auch die zukünftige Entwicklung der Energiepreise spielt für die Sektorkopplungstechnologien eine erhebliche Rolle. An dieser Stelle wird lediglich ein grober Überblick zum Stand der Forschung gegeben. Relevant sind die Energiepreise für die Technologien/Energieträger:

- Elektrische Energie - wobei hierfür der Energieträgermix entscheidend ist,
- Erdgas,
- Heizöl,
- CO₂-Zertifikatspreise, die sich auf die fossilen Energieträger auswirken,
- Synthetisches Methan/Wasserstoff auf Basis von erneuerbaren Energieträgern.

Die Energierferenzprognose von prognos aus dem Jahr 2014 gibt einen Überblick über die generellen Preisentwicklungen [35]. Für den Strompreis insgesamt geht sie von zwei Entwicklungen aus: steigenden Großhandelspreisen (im Jahr 2050 8,7 Cent/kWh) und einer EEG-Umlage, die zwischen 2020 und 2025 ihren Höhepunkt (6,7 Cent/kWh) erreicht und bis 2050 auf 0,8 Cent/kWh absinkt. Daraus ergeben sich für die einzelnen Nutzergruppen unterschiedliche Endverbraucherpreise, wobei für Haushalte in 2050 nur geringfügig höhere Preise erwartet werden.

Für Erdgas wird eine relativ moderate Preissteigerung erwartet: Für Haushaltskunden steigen sie von 6,7 Cent/kWh auf 9,6 Cent/kWh, für Industriekunden von 3,2 auf 5,8 Cent/kWh. Leichtes Heizöl steigt im Preis für Haushalte von etwa 8 auf über 13 Cent/kWh. Schweres Heizöl für die Industrie steigt von unter 5 Cent/kWh auf etwa 9 Cent/kWh. Für CO₂-Zertifikate wird angenommen, dass ihr Preis 2020 mit 10 €/t etwas sinkt und bis 2050 auf 76 €/t anzusteigen [35]. Diese Prognose bewegt sich im Vergleich durch den Studienvergleich des Forschungsradars aus dem Jahr 2015 im Mittelfeld [36]. Andere Studien gehen von bis zu 110€/t mindestens jedoch von 49 €/t CO₂ im Jahr 2050 aus. Die zitierten Preisprognosen verstehen sich von der Inflation bereinigt. Die nominalen Preise liegen durch die Inflation (angenommen wurden etwa 2,3 % pro Jahr) weit höher.

Die Preise für synthetisches Methan werden den zukünftigen Markt stark beeinflussen. Agora und Frontier Economics haben 2018 hierzu eine Studie veröffentlicht und die Preise für unterschiedliche Varianten des Imports von synthetischem Methan erstellt []. Während im Jahr 2020 die Preise noch zwischen 12 (für Gas aus isländischer Geothermie/Wasserkraft) und bis zu 32 Cent/kWh (für Gas produziert aus Offshore-Windenergie) prognostiziert werden, sollen sie bis zum Jahr 2050 auf 7-17 Cent/kWh fallen. Die Preise verstehen sich exklusive von Netzentgelten oder Vertriebskosten und decken sich weitgehend mit dem Spektrum weiterer Prognosen, die durch die Metaanalyse Erneuerbare Gase 2018 zusammengefasst wurden [38].

Für die Betrachtung und Optimierung von regionalen Energiesystemen sind ebenfalls die Betriebskosten der Netze von entscheidender Bedeutung. Vor Allem für die Gas- und Wärmenetze ist die zukünftige Abnahmedichte wichtig für die Wirtschaftlichkeit. Sie müssen der steigenden Energieeffizienz, bzw. dem sinkenden Wärmebedarf, angepasst werden. Beispielhaft wurde diese Entwicklung innerhalb des Projekts anhand der Gasverteilnetze untersucht.

Entwicklung der Gasverteilnetze

Im Laufe des Projekts wurde festgestellt, dass insbesondere die zukünftige Entwicklung der Gasverteilnetze Netzbetreiber vor Probleme stellen wird. Um diese zukünftige Entwicklung ebenso abbilden zu können, wurde ein simples Tool entworfen, mit dem aus den Netzkosten die Netzentgelte und deren zukünftige Entwicklung berücksichtigt werden können. Die Ergebnisse wurden in dem Paper „Future Economic Efficiency of Gas Distribution Grids“ veröffentlicht [39]. Eine Übersicht über die Methodik, mit der das Netzentgelt vereinfacht berechnet werden kann ist schematisch in Abbildung 9 dargestellt.

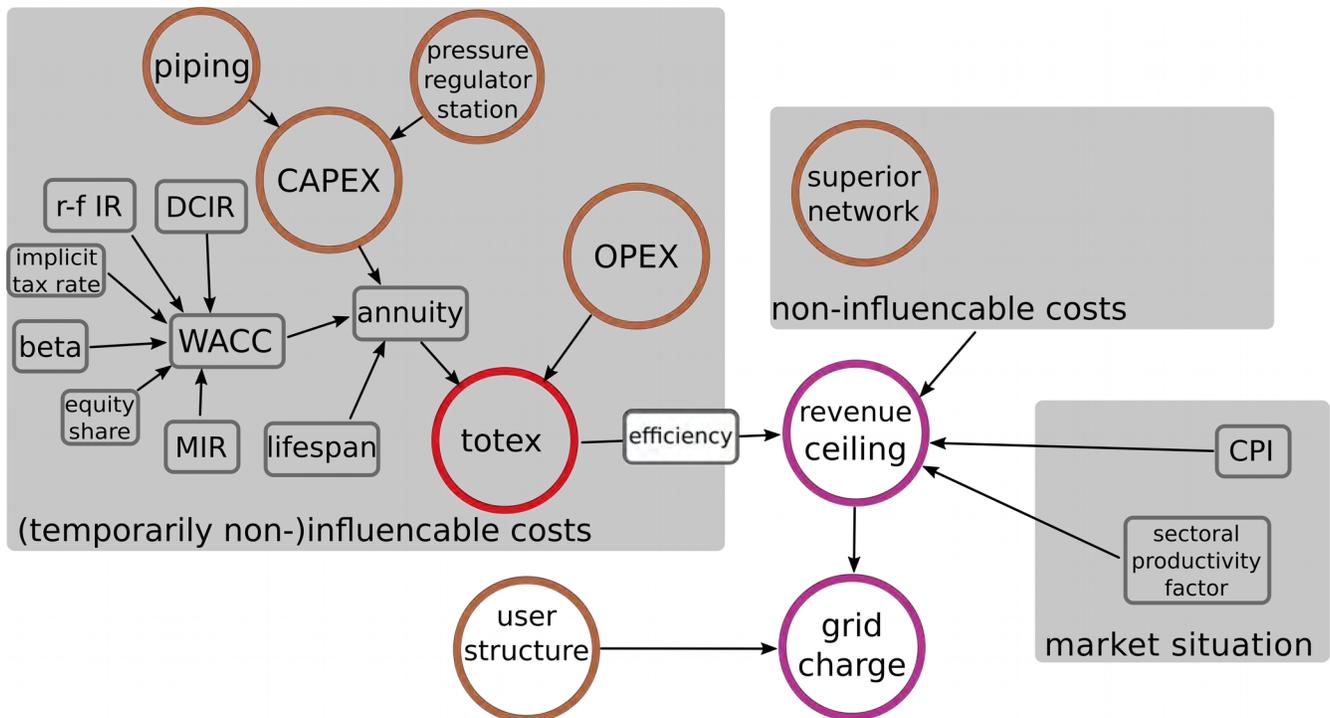


Abbildung 9: Schema zur Berechnung des Netzentgelts

Die zukünftig notwendige Zunahme an Energieeffizienz in der Wärmeversorgung führt zu einer Abnahme des Gasbedarfs. Wird das Gasverteilnetz nicht durch gezielte Stilllegung an diesen Umstand angepasst, werden die Netzentgelte zwangsläufig steigen. Als Ergebnis wird vermutet, dass das Gasnetz in Zukunft nur noch größere Verbraucher versorgen wird, wie zum Beispiel KWK-Anlagen, die das Wärmenetz eines Quartiers mitversorgen.

Demonstratoren

Neben den bereits beschriebenen Test- und Referenznetzen wurden ebenfalls drei reale Beispielnetze der RNG im Rahmen des Projekts aufbereitet und untersucht. Die Berechnungsmethoden wurden anhand dieser drei Demonstratoren angewendet. Dabei wurden möglichst unterschiedliche Beispiele gewählt: den innerstädtischen Stadtteil Deutz, der durch eine sehr dichte Bebauung geprägt ist; ein ländliches Netz, was sich durch lange Leitungslängen und eher dünne Besiedlung auszeichnet; sowie die Klimastraße. Bei dieser handelt es sich um ein weiteres, kleineres städtisches Netz, bei dem eine hohe Dichte an Messdaten für das Stromnetz vorhanden ist. In Deutz sind alle drei Sektoren vorhanden,

während im ländlichen Netz nur Strom- und Gasnetze vorliegen. Die Klimastraße dient lediglich als detaillierte Referenz für den elektrischen Sektor. Hier wurde das vorhandene Gasnetz nicht mit in die Betrachtungen einbezogen.

Lastprofile der einzelnen Technologien

Zur Durchführung der Berechnungen wurden Lastprofile für die Einzeltechnologien erstellt, die im Netz nach bestimmten Szenarien verteilt wurden. An dieser Stelle werden die Lastprofile für die Technologien BHKW, Wärmepumpe und PV dargestellt.

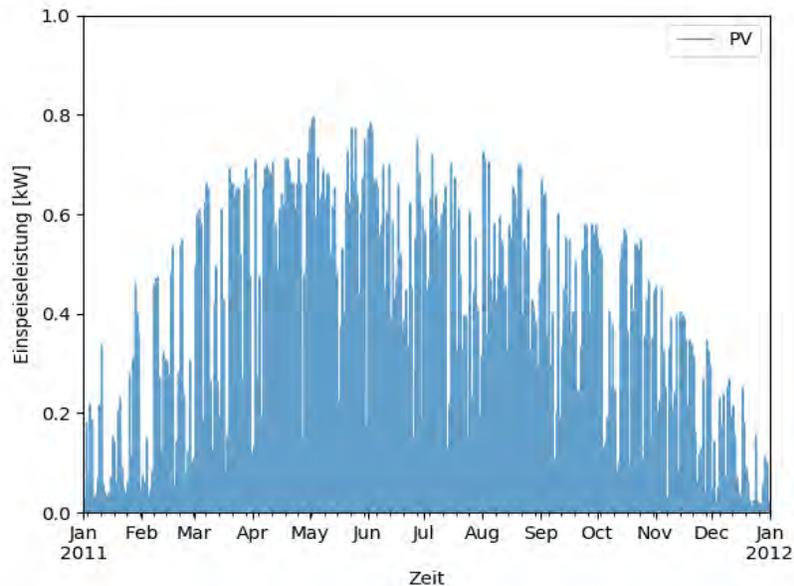


Abbildung 10: Einspeiseprofil Photovoltaik

Das PV-Profil stammt von durch SMA real gemessenen, jedoch durchschnittlichen Profilen für den Postleitzahlkreis mit der Anfangsziffer 5 und wurde auf einen jährlichen Energieertrag von 1000 kWh normiert [40].

Um die Wärmebedarfsprofile zu erstellen, wurden real gemessenen Temperaturprofilen aus Köln vom LANUV genutzt[41]. Für dieses Beispiel wurde der Wärmebedarf eines Haushalts auf 10.000 kWh pro Jahr normiert und durch die Abwicklung von Standardlastprofilen vom BDEW berechnet [42], [43]. Für das BHKW wurde eine elektrische Effizienz von 30 % angenommen.

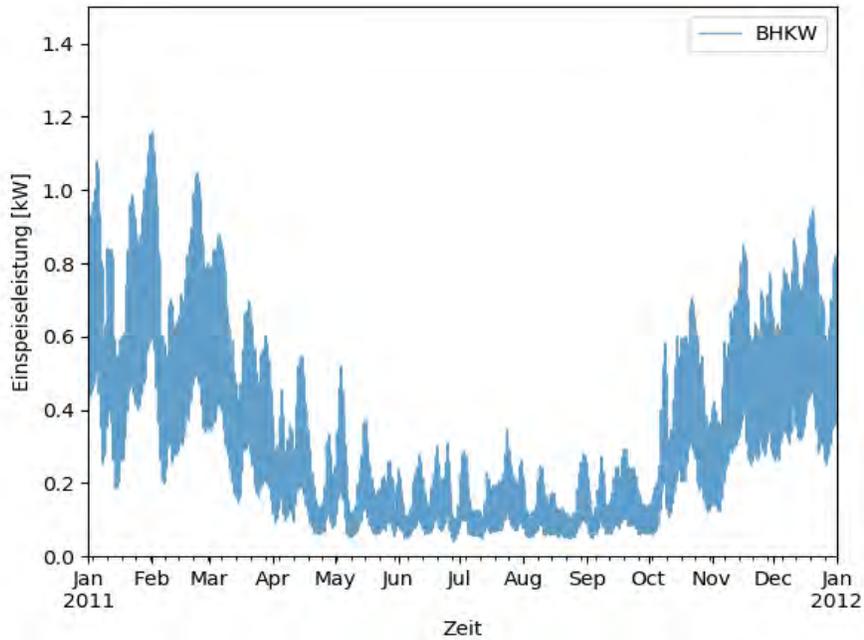


Abbildung 11: Einspeiseprofil BHKW

Die elektrische Last der Luft-Wärmepumpe wurde durch einen temperaturabhängigen COP berechnet, der von [44] abgeleitet wurde.

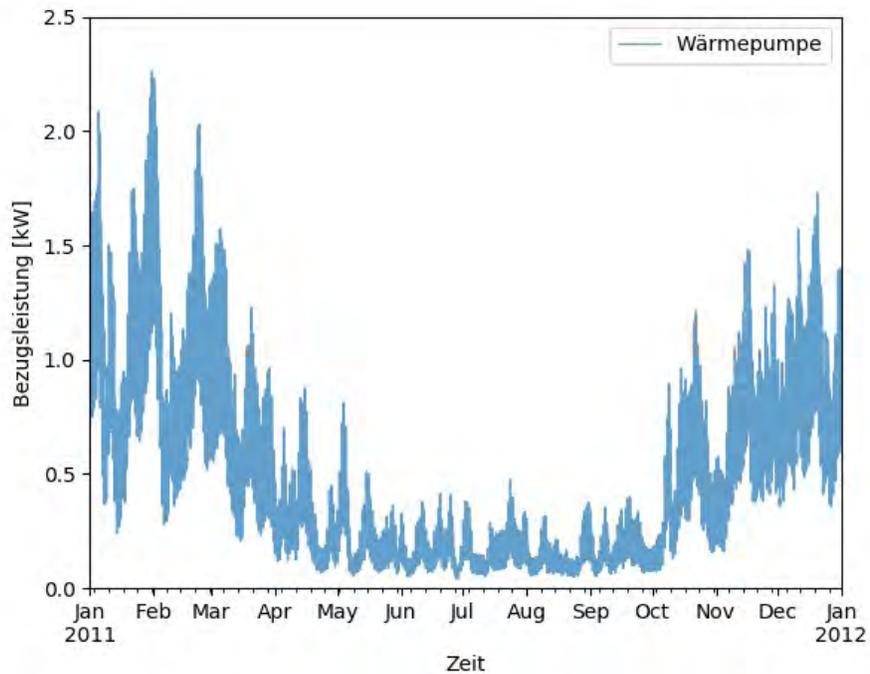


Abbildung 12: Lastprofil Wärmepumpe

Der COP ist durch die niedrigen Temperaturen im Winter relativ niedrig. Stellt man zu dieser Zeit die Wärmepumpe dem BHKW gegenüber, so kann letzteres bei gleicher Heizlast nicht den elektrischen Bedarf der Wärmepumpe im Winter decken.

Analyse des Deutzer Netzes

Das Deutzer Netz ist ein sehr umfangreiches innerstädtisches Netz. Die Aufbereitung des Niederspannungsnetzes hat sich im Projekt sehr weit hinausgezögert, so dass zum Projektende nur zur Belastung des Mittelspannungsnetzes Ergebnisse vorliegen. Die Verzögerung ist darauf zurück zu führen, dass es zu Projektbeginn noch kein rechenfähiges Niederspannungsnetz, wohl aber ein rechenfähiges Mittelspannungsnetz gab. So mussten hier zur Konvertierung zusätzliche Schritte der Datenaufbereitung, -validierung und -bereinigung durchgeführt werden. Dies wurde in enger Abstimmung mit Sebastian Janocha von der RNG durch die TH Köln ausgeführt.

Mittel- und Niederspannungsnetz

Während die Daten des Mittelspannungsnetzes gut zugänglich waren, musste das Niederspannungsnetz aus verschiedenen Datenquellen zunächst in Sincal aufgebaut werden, um dann in PyPSA importiert und mit verschiedenen Algorithmen aufbereitet zu werden. Diese werden im Kapitel Aufbereitung der Daten des elektrischen Netzes beschrieben.

Die aktuelle Stromnetzbelastung

Das Deutzer Mittelspannungsstromnetz wurde im Rahmen des Projektes auf zukünftige Belastungen durch Sektorkopplungstechnologien analysiert. Dafür wurde zunächst der aktuelle Zustand und die momentanen (maximalen) Belastungen im Netz als Referenz zur zukünftigen Entwicklung simuliert. Sie sind in Abbildung 13 dargestellt.

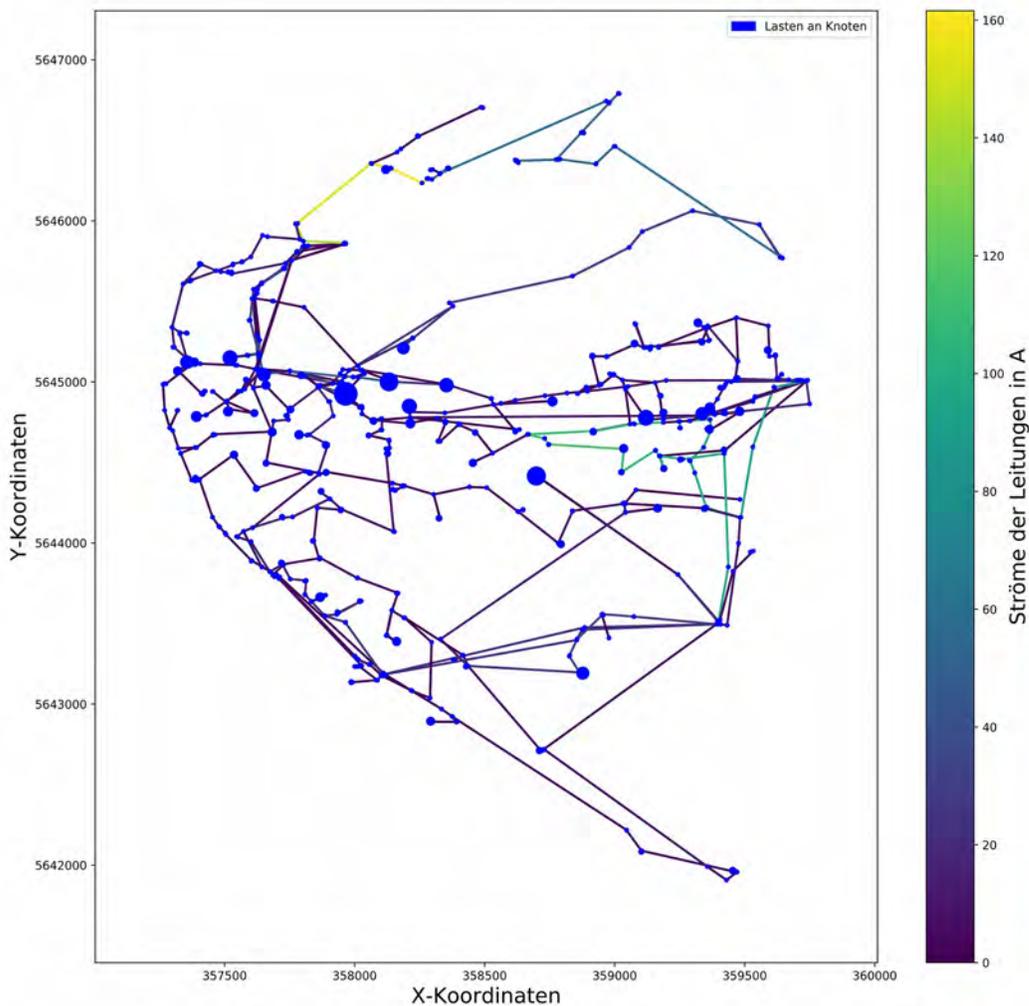


Abbildung 13: Belastung des Deutzer Mittelspannungsnetzes

Es ist zu erkennen, dass der maximale Strom auf den Leitungen bei 160 A liegt. Im gesamten Netz sind Kabel des Typen NA2XSY bzw. NA2XS(F)2Y verbaut, die einen maximalen Strom von 315 A zulassen. Hier sind demnach noch hohe Reserven im Netz vorhanden.

Zukünftige Belastungen des Mittelspannungsnetzes

Für die zukünftigen Belastungen wurden Szenarien einer elektrifizierten Wärmeversorgung durch BHKW und Wärmepumpen untersucht. Dafür wurden die beiden Extrema der vollständigen Umstellung aller Haushalte auf eine Versorgung durch Wärmepumpen, oder durch BHKW gegenübergestellt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 14 und Abbildung 15 gezeigt. Durch die BHKW kann die maximale Belastung der Leitungen auf 75,35 A gesenkt werden, während durch die Wärmepumpen sich der maximale Strom mit 309,53 A fast verdoppelt. Auch für den Worst-case hält das Mittelspannungsnetz noch genug Reserven vor.

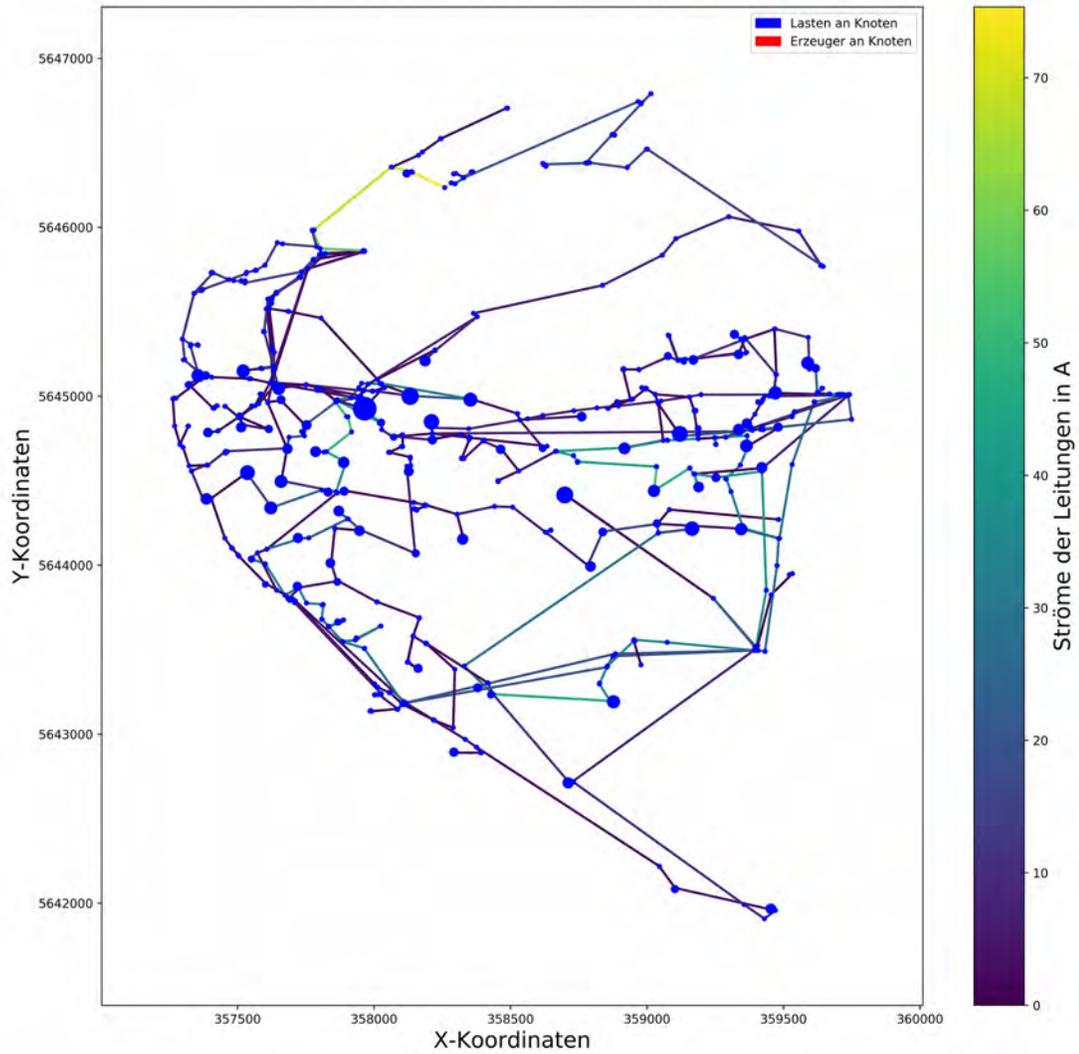


Abbildung 14: Belastung des Deutzer Mittelspannungsnetzes durch Komplettdurchdringung mit BHKW

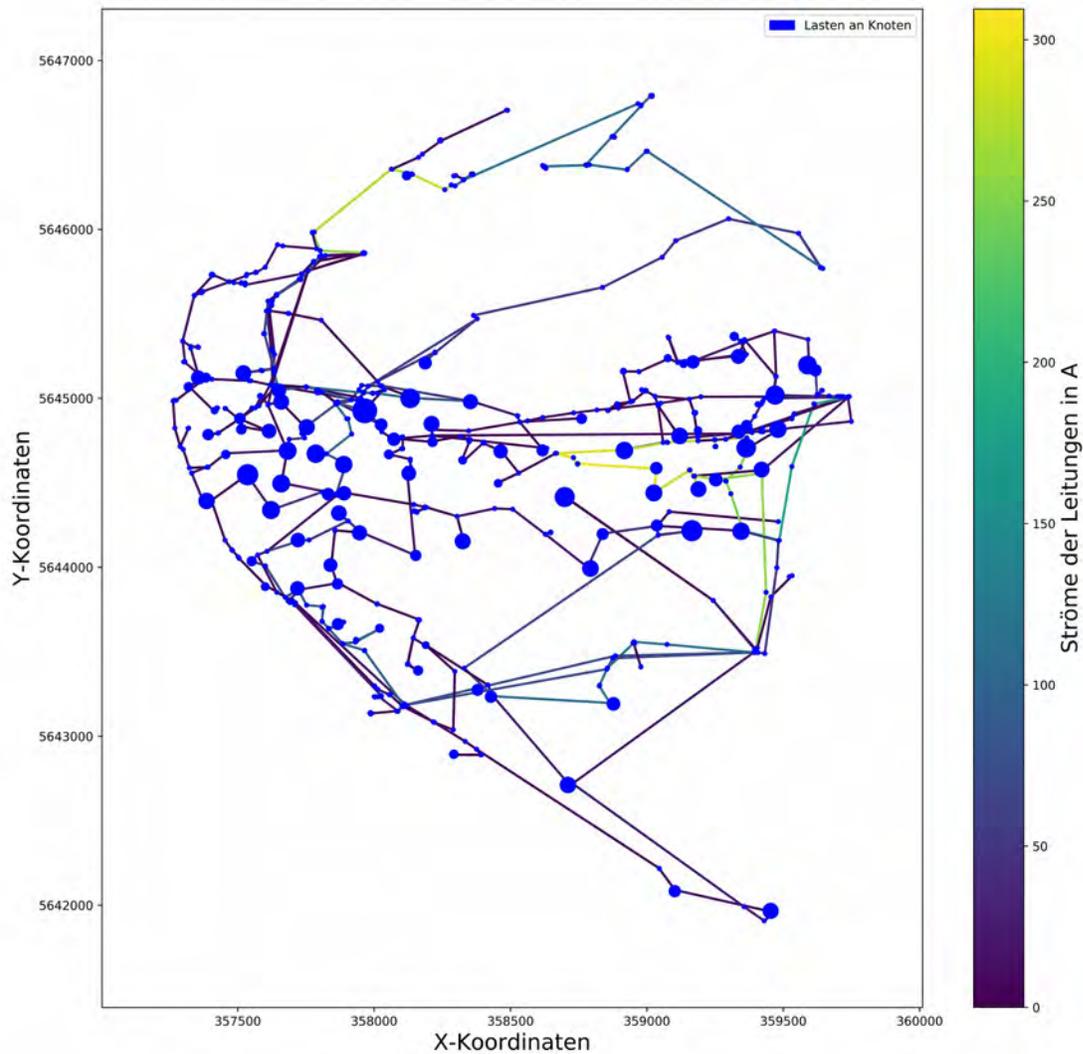


Abbildung 15: Belastung des Deutzer Mittelspannungsnetzes durch Komplettdurchdringung mit Wärmepumpen

Definition von Kopplungspunkten zwischen den Sektoren im Netz

Um die Netze sektorübergreifend berechnen zu können, wurden exemplarische Kopplungspunkte definiert. Dazu wurde das Niederspannungsnetz aufbereitet und durch geographische Verschneidung der Sektoren Strom und Gas gemeinsame Punkte innerhalb von Mehrfamilienhäusern identifiziert, die sich für eine Kopplung mittels BHKW eignen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 16 gezeigt. Darin enthalten sind die identifizierten node-Ids, die aus PSS-Sincal stammen. Um diese zu erlangen, mussten die Sincal-Daten zunächst als shapes exportiert werden, da die georeferenzierten Daten der RNG mit einer anderen Indexierung arbeiten.

Die Verschneidung wurde in QGIS durch die Bildung von Puffer-Flächen mit 10m Radius durchgeführt. Dort, wo Knoten aller drei Sektoren bis zu 20m auseinanderliegen kommen die

Verschneidungen in violett zustande. Die drei exemplarisch gewählten Knoten sind durch einen hellroten durchsichtigen Kreis markiert.

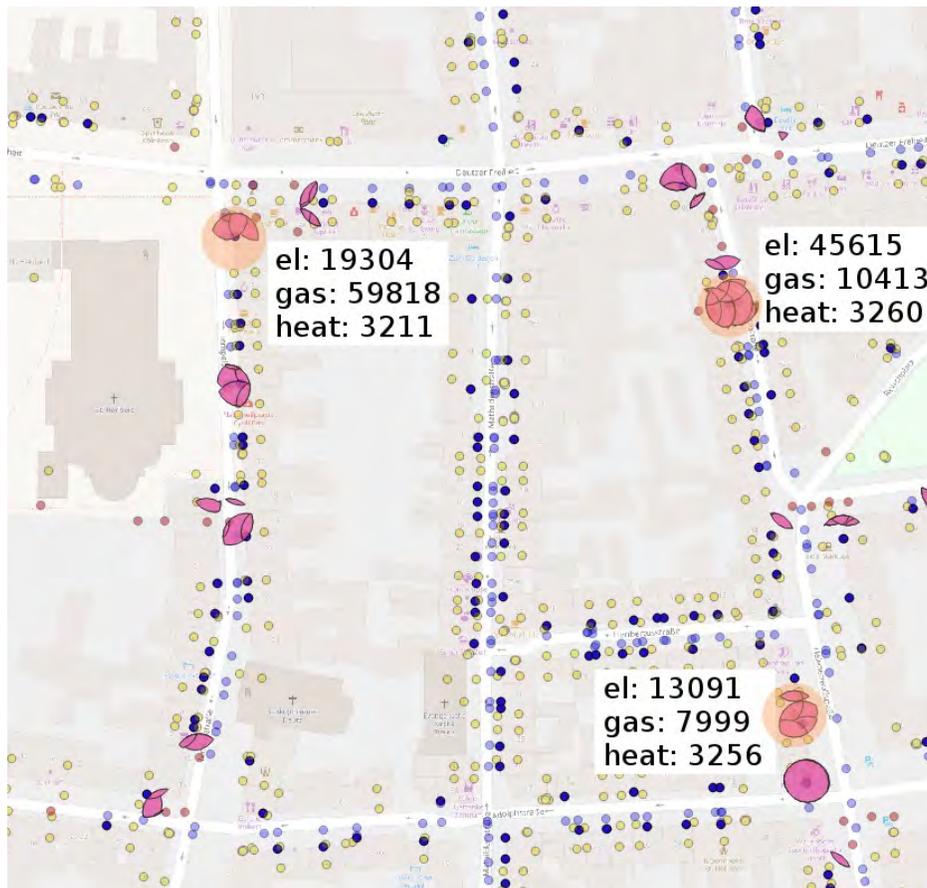


Abbildung 16: Sektorkopplungspunkte im Deutzer Netz

Neusser Straße (Vorstadt-Netz)

Die Neusser Straße im Stadtteil Köln Nippes, befindet sich nicht mehr im Innenstadt-Bereich, ist jedoch noch sehr dicht bebaut. Sie wurde gewählt, da für sie im Niederspannungsbereich durch das Projekt "Klimastraße" reale, zeitlich hoch aufgelöste Messdaten im Niederspannungsbereich vorliegen. So können weit realistischere Szenarien für die untere Netzebene gebildet werden als für das Deutzer Niederspannungsnetz, für das lediglich Jahresverbräuche an den einzelnen Knoten vorliegen. Abbildung 17 stellt den Straßenausschnitt aus dem Bereich des Netzes aus der Vogelperspektive dar. Der Netzplan ist schematisch in Abbildung 18 gezeigt.



Abbildung 17: Netzausschnitt Neusser Straße

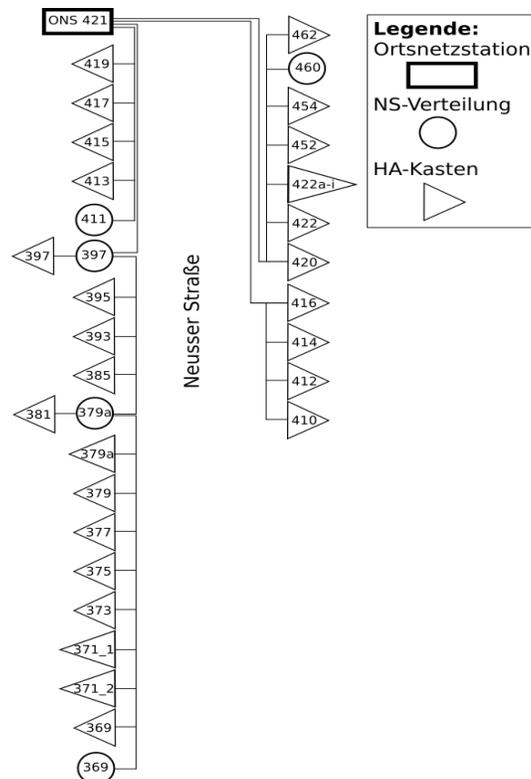


Abbildung 18: Netzplan Neusser Straße

Aktuelle und zukünftige Belastung des Stromnetzes

Im Rahmen des Projekts wurden verschiedene Szenarien für die Neusser Straße durchgerechnet. Dabei wurde untersucht, wie sich die Einflüsse von PV mit Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektromobilität untereinander ergänzen.

In Abbildung 19 wird der Vergleich der Leitungsauslastung zwischen zwei Szenarien für den Zeitraum Januar bis Ende Juli 2017 gezeigt. Dabei wurde eine 80 % Durchdringung mit Wärmepumpen, sowie

eine komplette Umstellung auf E-Mobilität bei zwei unterschiedlichen Ladeleistungen (3 und 11 kW), sowie die Installation von 8,7 kWp PV-Leistung mit 8,7 kWh großem Speicher pro Haus angenommen.

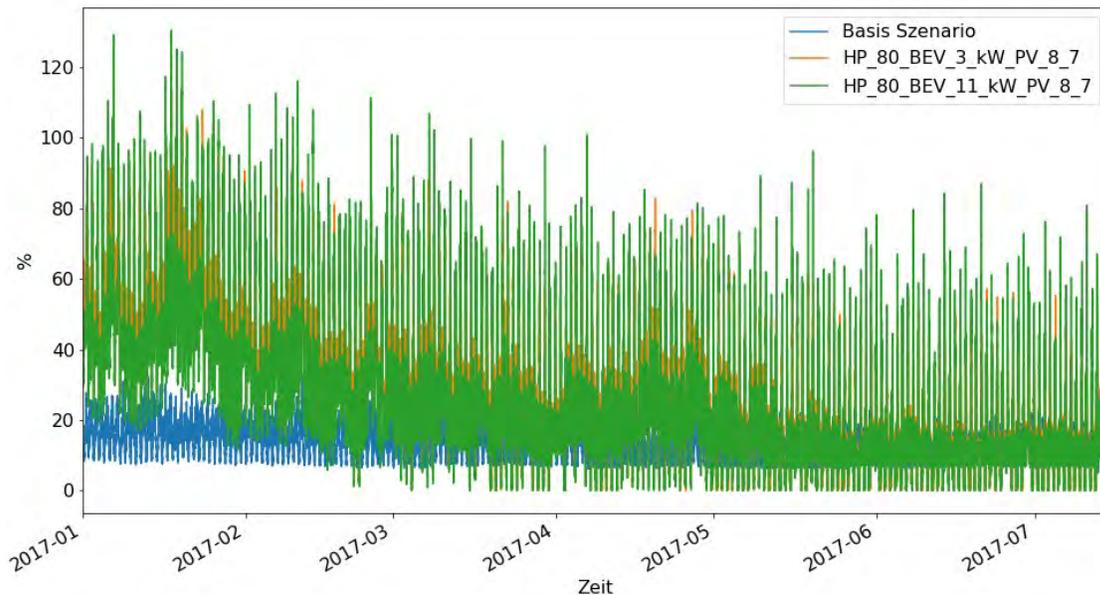


Abbildung 19: Vergleich der Einflüsse von WP, E-Mobilität und PV-Speicher auf die Leitungsauslastung in %

Während die Auslastung im Basis-Szenario, das auf realen, aktuellen Messwerten beruht, nicht über 30 % steigt, werden in beiden Szenarien die Leitungen überlastet. Dies ist vor Allem auf die Lastspitzen der Wärmepumpen zurückzuführen, die nur im Winter auftreten, während die Belastung durch E-Mobilität über das Jahr hinweg relativ konstant bleibt.

Die vollständigen Ergebnisse wurden ebenfalls im Paper [18] veröffentlicht.

Ländliches Netz

Der ländliche Raum bringt andere Probleme für die Netze mit sich als der urbane. Die geringere Bevölkerungsdichte und das höhere Flächenpotential führen zu längeren Leitungen bei höherem Potential für bspw. PV-Anlagen. Somit werden hier im elektrischen Netz stärkere Probleme beim Spannungsabfall über Leitungen erwartet. Im Rahmen des Projekts wurde ein ländliches Netz der RNG als weiterer Demonstrator gewählt, der schematisch in Abbildung 20 dargestellt ist. Er verfügt über das Strom-Mittelspannungs-Netz (in gelb) und das Gasnetz (in blau). Als zusätzliche Besonderheit liegen in diesem Netz auch Einspeiseprofile für vorhandene PV-Anagen vor, die den einzelnen Knoten der ONS zugeordnet sind.

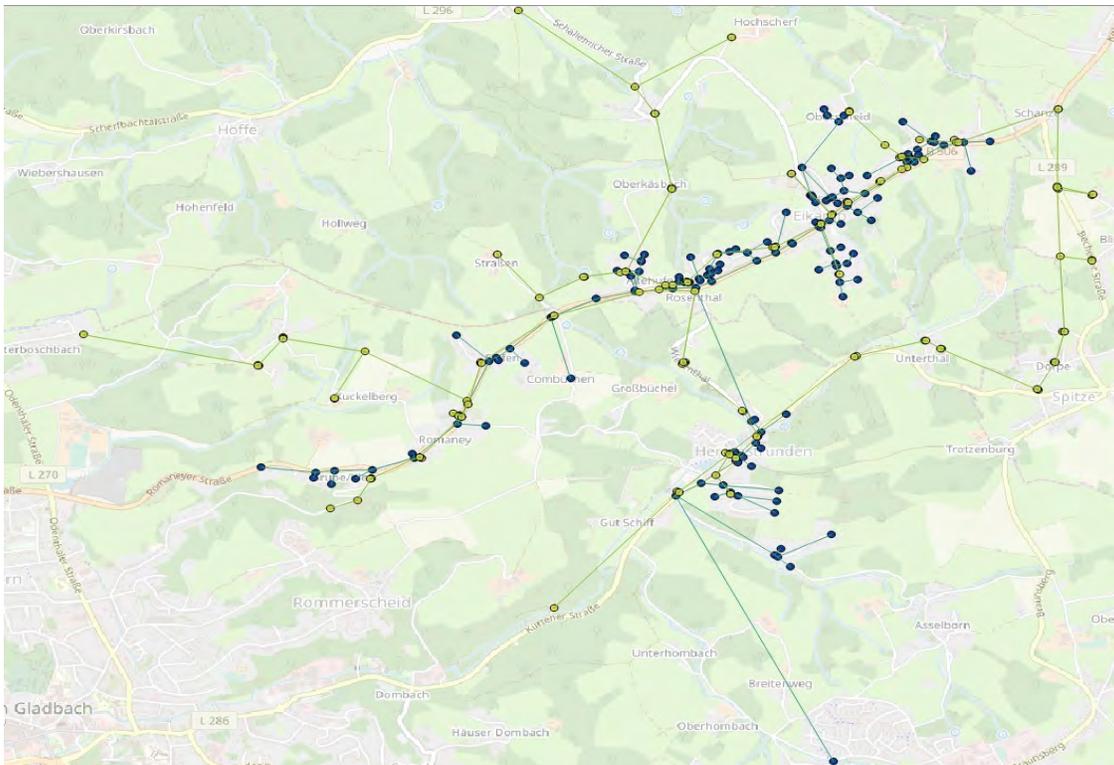


Abbildung 20: Demonstrator - ländliches Netz mit Strom und Gas

Die aktuelle Stromnetzbelastung

Die aktuelle Belastung des Mittelspannungsnetzes ist in Abbildung 21 gezeigt.

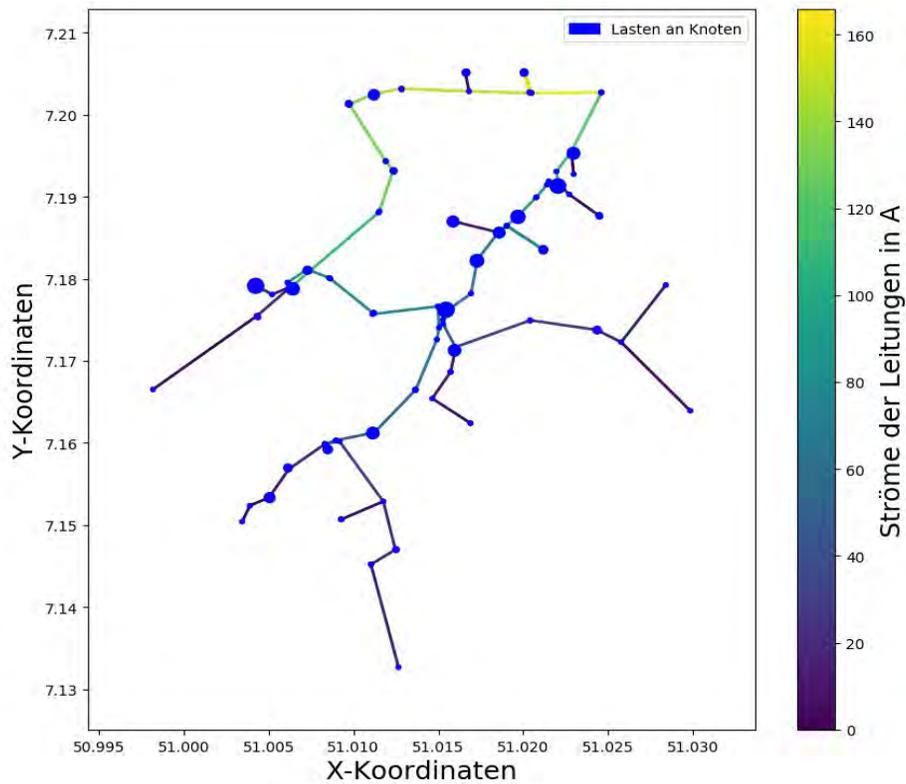


Abbildung 21: Aktuelle Belastung des Mittelspannungs-Netzes im ländlichen Netz

Es handelt sich dabei um die Höchstbelastung während des Jahres 2015, die am 31.12.2015 um 17:30 auftritt. Hier ist gut zu erkennen, dass die Belastung der Leitungen in einem ähnlichen Rahmen liegt, wie im Deutzer Netz – bei maximal etwa 167 A, wobei die Leitungen für 315 A ausgelegt sind. Auch in diesem Netz sind also große Reserven vorhanden.

Zukünftige Belastungen des Stromnetzes

Die zukünftigen Belastungen des ländlichen Stromnetzes wurden analog zu den Belastungen im Deutzer Netz berechnet, wobei der Wärmebedarf an die lokal vorhandenen Haushalte angepasst wurde.

Abbildung 22 zeigt die Auslastung bei einem kompletten Umstieg der Haushalts-Wärmeversorgung auf Luft-Wärmepumpen für den Zeitpunkt der maximalen Auslastung (31.01.2015 18:00:00). Es findet eine deutliche Steigerung der Last statt, so dass es selbst im Mittelspannungsnetz zu Überlastungen der Leitungen kommt. Der komplette Umstieg auf Wärmepumpen ist jedoch relativ unwahrscheinlich.

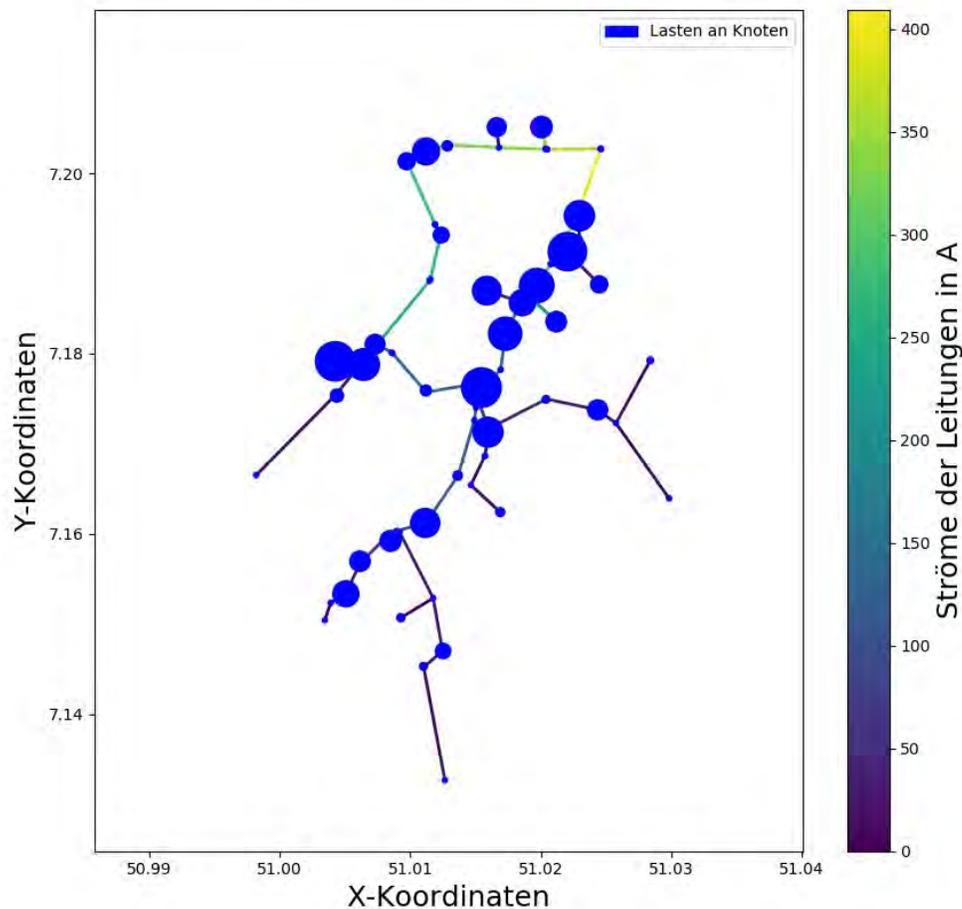


Abbildung 22: Auslastung des ländlichen Netzes mit 100% Wärmepumpen

Die komplette Umstellung auf BHKW ist ebenso analog zum Deutzer Netz eine Entlastung für das Netz. Die höchste Last tritt dann am 01.10.2015 um 18:30:00 auf und der höchste Strom liegt bei 155 A.

Fazit

Das ländliche Netz ist um einiges anfälliger für neue Lasten. Gleichzeitig werden hier durch freistehende Häuser für die Wärmeversorgung höhere Lasten erwartet. Auch wird E-Mobilität eine stärkere Rolle auf dem Land spielen, da die pro-Kopf-Anzahl von E-Mobilen hier zukünftig höher liegen dürfte als in der Stadt.

Zusammenfassung

Im Verlauf des Projekts ES-FLEX-Infra wurden von der Arbeitsgruppe Netze die Auswirkungen der Kopplung der Sektoren Strom, Gas und Wärme auf die entsprechenden Verteilnetze herausgearbeitet und Empfehlungen für den Einsatz der Sektor-Kopplungstechnologien abgeleitet. Es wurden sektorübergreifende Netzsimulationen aufgestellt und untersucht. Die Python-Bibliothek PyPSA wurde in die Software-Architektur eingearbeitet.

Schlussendlich wurden drei Demonstratoren auf der Basis von realen Netzdaten der RNG aufgebaut und auf zukünftige Entwicklungen untersucht. Um realistische Szenarien erstellen zu können, wurden im Vorfeld die erwarteten zukünftigen Entwicklungen des Energiebedarfs, der Energiepreise, sowie der Gasverteilnetze als Beispiel für die Entwicklung der Infrastrukturkosten zusammengestellt. Sie können in eine spätere Optimierung einfließen.

Referenzen

- [1] V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 1“, 4. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015. isbn: 978-3-662-45984-3.
- [2] Cerbe; Lendt: “Grundlagen der Gastechnik”, 8. Auflage, München, 2017.
- [3] J. Mischner, H.G. Fasold und K. Kadner. gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung. Edition gwf, Gas, Erdgas. Oldenburg Industrieverlag, 2011. isbn: 9783835632059
- [4] P. Konstantin. Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2017. isbn: 978-3-662-49823-1.
- [5] Kälte und KWK e. V. AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme. AGFW – Hauptbericht 2016. Aug. 2017
- [6] Henrik Lund et al.: 4th Generation District Heating (4GDH): „Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems“. In: Energy 68.Supplement C (2014), S. 1–11. issn: 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>. Url: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002369>.
- [7] S. Thalmann et al.: Planungshandbuch Fernwärme. Bundesamt für Energie, Bern, 2017. isbn: 3-90870505-30-4. url: http://www.verenum.ch/Dokumente/PLH-FW_V1.0.pdf.
- [8] Angelica Paar u. a.: „Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien“. 2013.
- [9] T. Clees, K. Cassirer, N. Hornung, B. Klaassen, et al., “MYNTS: Multi-phYsics NeTwork Simulator”, 6th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications, SIMULTECH 2016, pp. 179-186, Lisbon, 2016.

- [10] Fraunhofer Institute for Algorithms and Scientific Computing SCAI: „Software MYNTS optimizes transport networks for electricity, gas and water“, url: https://www.scai.fraunhofer.de/content/dam/scai/de/documents/Mediathek/Produktblaetter/HPA_MYNTS_OptimizesTransportNetworksForElectricity_GasAndWater_EN.pdf.
- [11] Kai Strunz et. al.: ”Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources”, CIGRE Task Force C6.04.02, 2013.
- [12] GasLib. Jesco Humpola et. al.: ”Gaslib: A library of gas network instances”, 2015.
- [13] Christian Brosig, Silvan Fassbender, Eberhard Waffenschmidt, Sebastian Janocha, Bernhard Klaassen, „Benchmark gas distribution network for cross-sectoral applications“, International Energy and Sustainability Conference 2017 (IESC), New York, USA, 2017, IEEE, DOI 10.1109/IESC.2017.8283183
- [14] A. Kemmler et. al.: „Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014“, Umweltbundesamt (Herausgeber), Dessau-Roßlau, 2017.
- [15] Richard van Basshuysen (Hrsg.): “Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb”, Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2015. S.438 ff. für die Tankstelle.
- [16] G. Kerber: „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“. Phd.-Thesis, Technical University Munich, 2010.
- [17] VDE. VDE-AR-N 4105(2017-07): Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. 2017.
- [18] S. Birk, C. Brosig, E. Waffenschmidt: „Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen im zukünftigen innerstädtischen Niederspannungsnetz“, 15. Symposium Energieinnovation, Austria, 2018.
- [19] Christina Protopapadaki, Dirk Saelens: “Heat pump and PV impact on residential low-voltage distribution grids as a function of building and district properties“. In: Applied Energy 192 (2017), S. 268–281. issn: 0306-2619. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.103>. Url: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916317329>.
- [20] A. Navarro-Espinosa and P. Mancarella: “Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks“. In: Applied Energy 127 (2014), S. 249–266. issn: 0306-2619. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.026>. url: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191400378X>.
- [21] B. Baeten, F. Rogiers and L. Helsen: “Reduction of heat pump induced peak electricity use and required generation capacity through thermal energy storage and demand response“. In: Applied Energy 195 (2017), S. 184–195. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.055>. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917302854>.
- [22] M. Arnold, W. Friede and J. Myrzik: “Investigations in low voltage distribution grids with a high penetration of distributed generation and heat pumps“. In: Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities’. Sep. 2013, S. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2013.6714884.
- [23] J. Van Roy. “Electric vehicle charging integration in buildings - local charging coordination and DC grids“. Diss. KU Leuven, 2015.
- [24] S. Babaei et al. “Effects of Plug-in Electric Vehicles on distribution systems: A real case of Gothenburg“. In: Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) (Okt. 2010), S. 1–8. ISSN: 2165-4816. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638947.

- [25] S. Marwitz und M. Klobasa. "Auswirkungen von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf den Investitionsbedarf in ein elektrisches Niederspannungsnetz". In: 14. Symposium Energieinnovation, 10.-14.2.2016, Graz/Austria. 2016.
- [26] G. Müller-Syring und M. Henel: "Abschlussbericht - Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen". 2014.
- [27] Steffen Robbi: "LowEx-Fernwärme - Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Fernwärmeversorgung". Diss. Technische Universität Dresden, 2013.
- [28] Webseite: „PyPSA: Python for Power System Analysis“, URL: <https://pypsa.org/>
- [29] Agentur für erneuerbare Energien e.V.: „Metaanalyse - Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland“. 2014
- [30] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. 2010. url: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [31] Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) ' Bundesministerium für Umwelt Naturschutz: „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.“ 2016. url: https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- [32] AG Energiebilanzen (AGEB) e.V.: „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2016“. 2017
- [33] Fraunhofer IWES: „Stellungnahme zum BMWI-Grünbuch - Pro effiziente Sektorkopplung - Wärmepumpen und Elektromobilität“, 2015.
- [34] Umweltbundesamt: „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“. 2014.
- [35] M. Schlesinger, D. Lindenberger und C. Lutz: „Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. 2014
- [36] T. Janßen, S. Lechtenböhmer, C.Kunz: „Metaanalyse – Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe“, Agentur für erneuerbare Energien, 2015.
- [37] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics: „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe“, 2018.
- [38] M. Maier: „Metaanalyse - Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende“, Agentur für erneuerbare Energien, 2018.
- [39] Christian Brosig, Frank Strümpfer, Eberhard Waffenschmidt, „Future economic efficiency of gas distribution grids“, 7th International Energy and Sustainability Conference 2018, Cologne, 17.-18. May 2018. DOI: 10.1109/IESC.2018.8439977
- [40] SMA, „Das leistet Photovoltaik in Deutschland“, URL: <https://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html>
- [41] LANUV: Validated Measurements VKCL Köln Clevischer Ring. URL: https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/umwelt_klima/luftqualitaet/luqs/konti_nach_station/OpenKontiLUQS_VKCL_vorjahre_validiert.csv, accessed: 01.07.2019.
- [42] BDEW, VKU, GEODE: „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“, Berlin, 30.06.2015
- [43] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW): "Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nichtleistungsgemessener Kunden", Berlin, 2006.

[44] Iain Staffell et al.: „A review of domestic heat pumps“, In: Energy & Environmental Science, Issue 11, Volume 5, 2012. DOI: 10.1039/C2EE22653G