

# IEA DHC Annex TS3: Hybride Energie-Netze, Fernwärme- und -kältenetze im Kontext eines integrierten Energiesystems

R.-R. Schmidt, M. Fallahnejad,  
J. Kelz, L. Kranzl, K. Maggauer,  
N. Marx, C. Monsberger,  
D. Muschick, E. Widl

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**72/2023**

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leiter: DI (FH) Volker Schaffler, MA

Autorinnen und Autoren:

Ralf-Roman Schmidt, Edmund Widl, Nicolas Marx, Klara Maggauer, Carolin Monsberger (AIT Austrian Institute of Technology GmbH)

Joachim Kelz (AEE - Institut für Nachhaltige Technologien)

Daniel Muschick (BEST- Bioenergy and Sustainable Technologies)

Lukas Kranzl, Mostafa Fallahnejad (TU Wien, Energy Economics Group)

Wien, 2023

# IEA DHC Annex TS3: Hybride Energie- Netze, Fernwärme- und -kältenetze im Kontext eines integrierten Energie- systems

Ralf-Roman Schmidt, Edmund Widl, Nicolas Marx, Klara Maggauer, Carolin Monsberger  
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Joachim Kelz  
AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Daniel Muschick  
BEST- Bioenergy and Sustainable Technologies

Lukas Kranzl, Mostafa Fallahnejad  
TU Wien, Energy Economics Group

Wien, Juni 2023

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## **Vorbemerkung**

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at) gewährleistet wird.

DI (FH) Volker Schaffler, MA  
Leiter der Abt. Energie und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Kurzfassung</b> .....	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>Projekthalt</b> .....	<b>17</b>
5.1.	Hintergrund: Der IEA DHC Annex TS3 .....	17
5.2.	Ziele der österreichischen Beteiligung.....	18
5.3.	Methodik, durchgeführte Aktivitäten .....	18
<b>6</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>20</b>
6.1.	Konzept und Definition „Hybride Energienetze“ .....	20
6.2.	Wesentliche Kopplungstechnologien .....	22
6.2.1.	Verbindung von Strom- mit Fernwärmenetzen .....	22
6.2.1.	Verbindung von Strom- mit Gasnetzen .....	23
6.2.1.	Verbindung von Gas- mit Fernwärmenetzen .....	24
6.2.1.	„Enabling“ Technologies.....	24
6.3.	Die systemmische Perspektive.....	26
6.3.1.	Die Rolle der KWK und Wärmepumpen aus einer Europäischen Perspektive .....	26
6.3.2.	Status Österreichs.....	31
6.3.3.	Wasserstoff und Fernwärme .....	32
6.4.	Implementierung .....	36
6.4.1.	Case studies aus Österreich.....	36
(1)	Integration von Technologien .....	36
(2)	Betriebs- und Portfoliomanagement.....	37
(3)	Flexibilität und demand side management .....	38
(4)	Abwärme aus der Elektrolyse .....	39
6.4.2.	Geschäftsmodelle .....	39
6.5.	Bewertung.....	40
6.5.1.	Modellierung, Simulation und Optimierung.....	40
6.5.2.	SWOT Analyse.....	41
<b>7</b>	<b>Vernetzung und Ergebnistransfer</b> .....	<b>43</b>
7.1.	Veranstaltungen und Präsentationen.....	43
7.2.	Journal Veröffentlichungen .....	43
7.3.	Der nationale Abschlussworkshop.....	44
7.1.	Das internationale Guidebook .....	45
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen</b> .....	<b>46</b>





# 1 Kurzfassung

Die Kopplung verschiedener Energiesektoren, insbesondere von Strom und Gas mit Wärme und Kälte, gilt als eine der wichtigsten Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Fernwärme- und Fernkältenetze haben den Wärme- und Kältesektor traditionell mit dem Elektrizitätssektor und häufig auch mit dem Gassektor durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) verbunden. Mit dem Ausstieg aus der Erdgasverstromung und dem zunehmenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird sich die Rolle der KWK in Zukunft jedoch wahrscheinlich erheblich verändern, es braucht alternative Wärmequellen und Kopplungspunkte zur Bereitstellung von Flexibilitäten. Darüber hinaus spielt Wasserstoff (H<sub>2</sub>) eine immer wichtigere Rolle im Energiesystem, und die daraus resultierenden Synergien müssen berücksichtigt werden.

Der IEA DHC Annex TS3 ist eine internationale Kooperationsplattform mit dem Ziel, die wichtigsten Potenziale zu identifizieren und Empfehlungen zur Bewältigung der Herausforderungen für Fernwärmenetze in einem integrierten Energiesystemkontext zu geben. Der Annex lief von Herbst 2017 bis Anfang 2023 und umfasste mehrere Workshops, Webinare und „special sessions“ auf verschiedenen Konferenzen sowie Arbeitstreffen und bilaterale Gespräche, inkl. einer Zusammenarbeit mit dem IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN). Eines der wichtigsten Ergebnisse des IEA DHC Annex TS3 ist ein Guidebook, dessen Key Messages wie folgt zusammengefasst werden können:

- Niedertemperaturwärmenetze und „kalte Nahwärmenetze“ (4/5GDHC) bieten die höchste Effizienz und Flexibilität zur Unterstützung des Stromsektors
- Wärmespeicher sind wichtig für die saisonale Energieverlagerung und die Bereitstellung von „ancillary services“
- (Tans-)nationale Energiesystemmodelle sollten die Flexibilität und Effizienz der Fernwärme berücksichtigen
- In der Fernwärme liegt der optimale Anteil von KWK bzw. Wärmepumpen bei 3–7 % bzw. bei 40–75 %.
- Gasbetriebene KWK-Anlagen haben die niedrigsten Systemkosten (abhängig vom Preis erneuerbarer Brennstoffe)
- Abwärme aus Elektrolyseuren könnte im Jahr 2040 bis zu 64 % des EU-Fernwärmebedarfs decken, in Österreich ca. 12%.
- Es entwickeln sich integrierte Energiemärkte, inkl. der Idee von Wärme-Energie-Gemeinschaften
- Die Digitalisierung kann helfen, die zunehmende Komplexität durch Integration zu bewältigen
- Neue Ansätze zur Modellierung, Simulation und Optimierung sind erforderlich
- Eine Hauptbedrohungen Hybrider Energienetze sind eine mögliche Störung bestehender Geschäftsmodelle und Unsicherheiten hinsichtlich regulatorischer Rahmenbedingungen, Marktdesign und -entwicklung, und der Verfügbarkeit von Abwärme.

## 2 Abstract

The coupling of different energy sectors, in particular electricity and gas with heating and cooling, is considered one of the most important measures for decarbonising the energy system. District heating and cooling networks have traditionally connected the heating and cooling sector to the electricity sector and often also to the gas sector through combined heat and power (CHP) plants. With the phasing out of natural gas power generation and the increasing share of electricity generation from renewable energy sources, the role of CHP will probably change significantly in the future, alternative heat sources and coupling points are needed to provide flexibility. In addition, hydrogen (H<sub>2</sub>) plays an increasingly important role in the energy system and the resulting synergies must be considered.

The IEA DHC Annex TS3 is an international cooperation platform with the aim of identifying the most important potentials and making recommendations for overcoming the challenges for district heating networks in an integrated energy system context. The annex ran from autumn 2017 to early 2023 and included several workshops, webinars and "special sessions" at various conferences as well as working meetings and bilateral discussions, including cooperation with the IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN). One of the most important results of the IEA DHC Annex TS3 is a guidebook whose key messages can be summarized as follows:

- low temperature / cold networks (4/5GDHC) offer the highest efficiency and flexibility for supporting the electricity sector
- Thermal storages are important for seasonal energy shifting and for providing ancillary services
- (Tans-)national energy systems models should consider DH flexibility and efficiency
- In DH, the optimal share of CHP and HPs will be 3-7%, and 40% - 75%
- Gas fired CHP have the lowest system costs (depending on the price of renewable fuels)
- Waste heat from electrolyzers could cover up to 64% of the EU DH demand in 2040, in Austria, this value could be 12%.
- Integrated energy markets are developing, including the idea of energy cooperations
- Digitalisation can help manage the increasing complexity with integration
- New approaches for modelling, simulating and optimizing are required
- The main threats for hybrid energy networks are a possible disruption of existing business and uncertainties (regarding regulatory framework, market design & evolution, availability of waste heat)

# 3 Zusammenfassung

Die Kopplung verschiedener Energiesektoren, insbesondere von Strom und Gas mit Wärme und Kälte, gilt als eine der wichtigsten Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Fernwärme- und Fernkältenetze haben den Wärme- und Kältesektor traditionell mit dem Elektrizitätssektor und häufig auch mit dem Gassektor durch gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) verbunden. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Erdgasverstromung und dem zunehmenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird sich die Rolle der KWK-Anlagen in Zukunft jedoch wahrscheinlich erheblich verändern. Daher müssen andere Wärme- (und Kälte-)quellen verstärkt genutzt werden, um den Bedarf in den Fernwärmenetzen zu decken, und es müssen weitere Kopplungspunkte integriert werden, um Flexibilität zwischen den verschiedenen Sektoren zu gewährleisten. Darüber hinaus spielt Wasserstoff (H<sub>2</sub>) eine immer wichtigere Rolle im Energiesystem, und die daraus resultierenden Synergien müssen berücksichtigt werden.

Der IEA DHC Annex TS3 ist eine internationale Kooperationsplattform unter der Aufsicht der IEA DHC - dem Technologiekooperationsprogramm der Internationalen Energieagentur für Fernwärme und Fernkälte. Das Ziel des IEA DHC Annex TS3 ist es, die wichtigsten Potenziale zu identifizieren und Empfehlungen zur Bewältigung der Herausforderungen für Fernwärmenetze in einem integrierten Energiesystemkontext zu geben. Der Annex lief von Herbst 2017 bis Anfang 2023 und umfasste mehrere Workshops, Webinare und „special sessions“ auf verschiedenen Konferenzen sowie Arbeitstreffen und bilaterale Gespräche. Eine Zusammenarbeit mit dem IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN) wurde eingerichtet, um ein besseres Verständnis des integrierten Energiesystems zu ermöglichen.

Eines der wichtigsten Ergebnisse des IEA DHC Annex TS3 ist ein Guidebook, dessen Inhalte wie folgt zusammengefasst werden können:

## **Konzepte und Technologien**

Im IEA DHC Annex TS3 wurde die folgende Definition festgelegt: *"Ein hybrides Energienetz ist ein Ansatz, bei dem Strom-, Wärme- und/oder Gasnetze kombiniert und koordiniert werden, um Synergien zwischen ihnen zu nutzen und eine optimale Lösung für das gesamte Energiesystem zu erreichen"*. Um die verschiedenen Netze zu verbinden, können hybride Energienetze eine breite Palette von Technologien nutzen:

Wie bereits erwähnt, haben gasbefeuerte KWK-Anlagen traditionell die Strom-, Gas- und Wärmenetze miteinander verbunden. Wenn sie jedoch mit erneuerbaren Brennstoffen wie Biogas/Biomethan, Elektrobrennstoffen oder Biomasse betrieben werden, können sie Flexibilität für das zukünftige dekarbonisierte Energiesystem bieten. Darüber hinaus sind Wärmepumpen (WP) eine dominierende Technologie für die Kopplung des Strom- und Wärmesektors. Sie haben einen hohen Wirkungsgrad bei der Umwandlung der verbrauchten elektrischen Energie in Nutzwärme (unter Berücksichtigung der externen Wärmequelle) und können eine hohe Widerstandsfähigkeit gegenüber steigenden Strompreisen bieten. Eine weitere Power-to-Heat-Technologie sind Elektrokessel. Sie ermöglichen die Erzeugung von Wärme mit hohen Temperaturen und sehr schnellen Heizgradienten bei relativ

niedrigen Investitionskosten. Diese Aspekte machen sie typischerweise für Spitzenlastanwendungen oder in kurzfristigen Stromausgleichsmärkten nützlich. Eine zunehmend wichtige Technologie für die Verknüpfung des Strom- und Gassektors ist Power-to-Gas, mit der hochwertige Brennstoffe für "hard-to-abate" Sektoren, für die langfristige (saisonale) Speicherung überschüssiger erneuerbarer Energie und für die Versorgungssicherheit in Back-up- oder Spitzenlastszenarien erzeugt werden. Bei den PtG-Prozessen selbst fallen jedoch große Mengen an Abwärme an, die in Fernwärmenetzen genutzt werden können.

Darüber hinaus gibt es einige wichtige Grundlagentechnologien: Speicher ermöglichen eine Zeitverschiebung von Sekunden (kurzfristig) zu Saisonen (langfristig). Die kurzfristige Stromspeicherung kann durch eine breite Palette von Technologien realisiert werden und ist nicht nur für die Verlagerung der Energieerzeugung oder -nachfrage wichtig, sondern auch für die Bereitstellung einer Reihe von "ancillary services". Die thermische Kurzzeitspeicherung ist weit verbreitet, wobei Warmwasserspeicher aufgrund ihrer relativ geringen Kosten, ihrer Einfachheit und ihrer Vielseitigkeit dominieren. Für die langfristige Stromspeicherung werden Speicherkraftwerke und Druckluftspeicher verwendet. Im Wärmesektor stehen mehrere saisonale Speichertechnologien zur Verfügung, die eine saisonale Verlagerung überschüssiger Wärme vom Sommer (Abwärme, Geothermie, Kraft-Wärme-Kopplung...) in den Winter ermöglichen und für kurzfristige Flexibilität sorgen. Im Gassektor sind unterirdische Kavernen weit verbreitet. Energie-Netze weisen sehr unterschiedliche Strukturen mit unterschiedlichem Integrationspotential auf: Gasnetze können mit Biomethan oder synthetischem Methan betrieben werden, und separate H<sub>2</sub>-Netze sind in der Diskussion. Für Fernwärme- und Kältenetze wurden vier verschiedene Technologiegenerationen mit steigender Effizienz und Flexibilität identifiziert. Es sind auch alternative Konfigurationen möglich, z.B. "kalte Wärmenetze" mit dezentralen Wärmepumpen, die eine bidirektionale Wärme- und Kälteversorgung und die Integration mehrerer Prosumer ermöglichen.

### **System-Perspektive**

Aus Sicht der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Strom und Gas bietet die Fernwärme ein gutes Potenzial für die Wärmerückgewinnung aus einer breiten Palette von Prozessen, entweder direkt oder als Wärmequelle für hocheffiziente Wärmepumpen. Mit der zu erwartenden Entwicklung der Elektrolyse können Wärmepumpen dazu beitragen, die Energieverluste des Umwandlungsprozesses zu verringern, indem sie die damit verbundene überschüssige Wärme zurückgewinnen. Daher ist es wichtig, dass bei der Energiemodellierung die Energieeffizienz und die Flexibilität, die Fernwärmesysteme bieten könnten, berücksichtigt werden. Im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) für 2022, der von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern für Strom und Gas entwickelt wurde, wurden bereits Szenarien mit spezifischen Lastprofilen für den Betrieb von Wärmepumpen im Fernwärmenetz verwendet. Es wird erwartet, dass die Fernwärmemodellierung bald weiter integriert wird.

Die Rolle der KWK und der WP aus europäischer Sicht wird auf der Grundlage von drei für die Europäische Kommission durchgeführten Studien diskutiert. Eine der wichtigsten Schlussfolgerungen ist, dass in Dekarbonisierungsszenarien der Anteil der KWK (nur auf der Grundlage erneuerbarer Brennstoffe) an der Fernwärmeerzeugung eher gering sein wird (3-7 %), während der Anteil der WP zwischen 40 und 75 % liegen wird (mit einigen zusätzlichen erneuerbaren Brennstoffen für die

Spitzenlast). Die Einfuhr von H<sub>2</sub> und Elektrobrennstoffen könnte das Bild jedoch verändern, wenn die Importpreise deutlich unter den Erzeugungskosten in Europa liegen und erhebliche Mengen importiert werden können. In diesem Zusammenhang sollten neue geopolitische Abhängigkeiten sehr sorgfältig diskutiert werden. Für Biomethan werden in der Literatur keine sehr hohen Potenziale angegeben. Um eine stabile dekarbonisierte Stromerzeugung zu gewährleisten, wird die KWK in weitaus geringerem Umfang als in der Vergangenheit benötigt werden, vorausgesetzt, die Stromnetze, die Speicherung und die Reaktion auf die Nachfrage sind ausreichend entwickelt. Unsicherheiten hinsichtlich der Relevanz großtechnischer KWK liegen in den Kosten anderer erneuerbarer Wärmequellen, der Verfügbarkeit von Biomasse und großtechnischer Wärmespeicherung, dem Potenzial zur Senkung der Systemtemperaturen in der Fernwärme und der Stringenz der Umsetzung der Klimaziele.

Einige der wichtigsten Energieumwandlungstechnologien werden auf nationaler Ebene für Österreich und Dänemark genauer analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass elektrische Heizkessel eine potenziell größere Installation variabler erneuerbarer Energiequellen ermöglichen, ohne die Menge der ungenutzten Stromerzeugung zu erhöhen. Diese Option ist jedoch teurer und wesentlich weniger energieeffizient als der Einsatz von Wärmepumpen, die auch ein höheres Potenzial zur Verringerung des Biomasseverbrauchs haben; und daher bei der Elektrifizierung der Wärmeversorgung vorrangig eingesetzt werden sollten. Aufgrund der relativ hohen Investitionskosten von KWK-Anlagen hängt ihre optimale installierte Leistung von den Volllaststunden ab, die sie betreiben können, was wiederum von den verfügbaren Wärmespeichern abhängt. Bei der Verwendung brennbarer gasförmiger Brennstoffe bieten hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen die niedrigsten Kosten, den geringsten Primärenergieverbrauch und den geringsten Biomasseverbrauch. Biomassebefeuerte KWK-Anlagen haben die höchsten Energiesystemkosten. Auch wenn sich die Rolle der KWK-Anlagen dahingehend ändern könnte, dass sie hauptsächlich als Backup für die intermittierenden erneuerbaren Energien im Stromsystem dienen, ergeben sich aus der Nutzung der überschüssigen Wärme aus diesen Anlagen immer noch bedeutende Vorteile für das Energiesystem. Schließlich haben die Analysen gezeigt, dass die Nutzung der überschüssigen Wärme aus der Produktion von E-Fuels (einschließlich Wasserstoff) niedrigere Kosten, einen geringeren Primärenergieverbrauch und einen geringeren Biomasseverbrauch mit sich bringt sowie den Bedarf an variablen erneuerbaren Energien im Energiesystem reduziert.

Da Wasserstoff und Fernwärme als zwei wesentliche Säulen eines nachhaltigen und vollständig erneuerbaren zukünftigen Energiesystems angesehen werden, werden die Synergiepotenziale ausführlicher diskutiert: Einerseits erfordert der Übergang zu reinen Wasserstoff- oder wasserstoffdominierten Gasnetzen eine Modifikation der bestehenden KWK-Anlagen. Brennstoffzellen könnten die heutigen KWKs mit höheren kombinierten Wirkungsgraden ersetzen. Da jedoch die Betriebsstunden von KWK-Anlagen in Zukunft abnehmen könnten, muss das Kosten-Nutzen-Verhältnis neuer Investitionen in die KWK-Infrastruktur sorgfältig geprüft werden. Andererseits wird das Abwärmepotenzial der beiden wichtigsten relevanten Elektrolyseurtechnologien (alkalische und PEM-Elektrolyse) auf der Grundlage von Szenarien für ihre erwarteten Kapazitäten bewertet und mit dem prognostizierten Wärmebedarf in der Fernwärmeversorgung verglichen. Daraus ergibt sich, dass das theoretische Abwärmepotenzial bis zu 64 % des europäischen Fernwärmebedarfs im Jahr 2040 abdecken könnte.

## **Umsetzung**

Basierend auf verschiedenen Forschungs- und Demonstrationsprojekten der IEA DHC Annex TS3 Teilnehmer wurden Regularien und neue Rollen bzw. Akteure im Energiehandel sowie Geschäftsmodelle unter Einbeziehung der Verbraucher im Kontext von Hybriden Energienetzen diskutiert. Der allgemeine Trend geht in Richtung integrierter Energiemärkte. Die traditionelle Aufteilung zwischen Stromverbrauchern auf der einen und großen Erzeugungsanlagen auf der anderen Seite verändert sich: Dezentrale PV-Anlagen und Flexibilitätsbereitstellung über Wärmepumpen spielen eine aktive Rolle und werden voraussichtlich stärker in den Energiehandel integriert werden. Dieser Trend setzt sich seit einigen Jahren fort, da die Idee der Energiegenossenschaften in einigen europäischen Ländern sehr populär geworden ist. Ein weiteres Ergebnis ist, dass der Klimawandel selbst die Hauptantriebskraft für die Installation neuer emissionsfreier Anlagen und damit die Grundlage für neue Geschäftsmöglichkeiten ist.

Darüber hinaus wurde eine breite Palette von Fallbeispielen für hybride Energienetze gesammelt und in die folgenden Kategorien eingeteilt:

- Verschiedene Projekte veranschaulichen die Integration von Technologien zur Verbesserung der Energieeffizienz. So werden beispielsweise auf der Insel Livø in Dänemark elektrische Heizkessel, Wärmespeicher und Wärmepumpen eingesetzt. In ähnlicher Weise untersuchen mehrere Projekte in Wien die Integration von Wärmepumpen in unterschiedlichen Kontexten.
- Bei verschiedenen Projekten werden fortschrittliche Betriebs- und Portfoliomanagementstrategien eingesetzt, um Autarkie, Flexibilität und eine höhere Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Beispiele dafür sind der Einsatz intelligenter Messgeräte im Projekt "2050 Homes", die Entwicklung digitaler Zwillinge im Projekt "Ferney Voltaire" und die Implementierung von modellprädiktiven Regelungen im "Smart District" in Innsbruck. Weitere Ansätze sind das virtuelle Heizwerkskonzept im Projekt Kläranlage Gleisdorf und fortschrittliche Analyse- und Optimierungsalgorithmen im Fernwärmenetz Ost Mailand. Auch der wirtschaftliche Nutzen für die Beteiligten wird hervorgehoben, wie z. B. die Einführung eines lokalen Energiemarktes im FED-Projekt und die Nutzung einer direkten Stromleitung von einem Windpark zu einer Wärmeversorgung im Projekt Hybrid Wärmeversorgung Demo Neusiedl.
- Zu den Beispielen für Projekte, die sich auf die Nutzung von Flexibilität und Nachfragesteuerung konzentrieren, gehört das Projekt Maria Laach, bei dem die Regler von Unterstationen so eingestellt sind, dass sie die thermische Trägheit von Gebäuden ferngesteuert ausnutzen. Das Fernwärmenetz in Eskilstuna erforscht die thermische Trägheit von Mehrfamilienhäusern und die Kombination von einzelnen Wärmepumpen und der Fernwärme. Das Energiesystem Parc Bit in Palma de Mallorca untersucht die Flexibilität durch Speicherung, Netz und individuelle Kundenflexibilität unter Nutzung der thermischen Trägheit eines beheizten Schwimmbads.
- Kalte Fernwärmenetze legen den Schwerpunkt auf die energieeffiziente Versorgung mit Niedertemperaturwärme über dezentrale Wärmepumpen, darunter das Bamberger kalte Fernwärmesystem, das Niedertemperaturwärme aus geothermischen Kollektoren nutzt, und das kalte Wärmeversorgungssystem Ospitaletto in Brescia, das Abwärme und Grundwasserbrunnen nutzt.
- Mehrere Projekte befassen sich mit der Wiederverwendung von Abwärme aus Elektrolyseuren, die bei der Wasserstoffproduktion entstehen, für Produktionsprozesse, Wäscherei und die

Fernwärme. Beispiele hierfür sind die Supermarktkette MPREIS in Österreich, das PtG-Pilotprojekt in Ibbenbüren, das Projekt WindGas Falkenhagen, das Projekt Green Hydrogen Esslingen und das Projekt H-Flex in Nieuwegein.

Diese Beispiele zeigen verschiedene Initiativen und Innovationen zur Verbesserung der Energieeffizienz, zur Integration erneuerbarer Energien und zur Nutzung von Abwärme in verschiedenen Sektoren.

### **Bewertung**

Herkömmliche domänenspezifische Ansätze haben Schwierigkeiten, alle oben genannten Aspekte von hybriden Energienetzen abzudecken. Daher werden verschiedene innovative Tools zur Modellierung, Simulation und Optimierung von hybriden Energienetzen diskutiert. Diese Tools konzentrieren sich nicht nur auf die Integration von Kopplungspunkten, sondern auch auf die Auswirkungen der Kopplung von Energienetzen auf Systemebene. Es wurde darauf geachtet, nur Software auszuwählen, die öffentlich verfügbar ist und deren Einsatz für die Bewertung von hybriden Energienetzen dokumentiert ist. Es wurden vier Anwendungsbereiche definiert und ein Expert:innen-Review durchgeführt. Die Ergebnisse lassen sich durch eine Einteilung der Werkzeuge in folgende Anwendungskategorien zusammenfassen: a) Technische Bewertungen: Pandaplan, Modelica, Co-Simulation, COMANDO, SAInt; b) Betriebsoptimierung (technisch & wirtschaftlich): energyPRO; c) Planung auf der Ebene von Städten/Regionen: EHDO, EnergyPLAN, ESSIM, Integrate, rivus; d) Planung auf der Ebene von Nationen / Kontinenten: GasPowerModels.jl, PLEXOS, PyPSA-Eur-Sec.

Eine Ressourcen-Exergie-Analyse (REA) von hybriden Energienetzen wurde als eine bewährte Art der Exergie-Analyse durchgeführt, die die Primärenergie-Analyse durch eine umfassendere und konsistentere Methodik ersetzen kann. Sie vergleicht sechs Energiesysteme, die den Wärmebedarf (Raumheizung und Warmwasserbereitung) eines Wohngebiets decken. Zusammenfassend zeigt die REA, dass hybride Energienetze und Niedertemperatur-Fernwärme im Vergleich zur Wärmeversorgung mit dezentralen Erdgas-Brennwertkesseln zu einer erheblichen Verringerung der Treibhausgasemissionen (>90%) und des Ressourcen-Exergieverbrauchs (>70%) beitragen können. Um das volle Potenzial der hybriden Energiesysteme auszuschöpfen, muss jedoch sichergestellt werden, dass der von ihnen verbrauchte Strom aus speziellen treibhausgasfreien Quellen stammt. Die Analyse wurde unter der Annahme durchgeführt, dass der gesamte Strombedarf der betrachteten Energiesysteme durch Photovoltaikanlagen gedeckt wird.

Schließlich wurde eine Bewertung der Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken (SWOT-Analyse) von hybriden Energienetzen auf der Grundlage einer Literaturrecherche, qualitativer Beiträge von Expert:innen, einer ausführlichen Feedback- und Diskussionsphase mit Interessenvertreter:innen und einer Online-Umfrage durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass im Allgemeinen die positiven Merkmale von den Expert:innen als relevanter angesehen werden als die negativen. Die wichtigsten Ergebnisse, für die abgestimmt wurde, sind:

- Stärken: ein höheres Maß an Systemflexibilität, die Dekarbonisierung der KWK-Netze und ein höheres Maß an Freiheit bei Planung und Betrieb.
- Schwächen: eine zunehmende Komplexität, Preissignale, die die Netzsituation noch nicht berücksichtigen, und die derzeitigen Stromtarife und Steuern.

- Chancen: Digitalisierung, da sie zur Bewältigung der Komplexität beitragen kann; mehr Forschung, Produkte, Demonstrationsprojekte, Schulungen usw.; und Anreize zur Dekarbonisierung, die die Integration des Sektors unterstützen können.
- Bedrohungen: Eine mögliche Störung bestehender Geschäftsmodelle und das Risiko von "Stranded Investments" aufgrund verschiedener Unsicherheiten, z.B. des Rechtsrahmens, des Marktdesigns, der Marktentwicklung in Bezug auf Strompreise und alternative Flexibilitätsanbieter sowie der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit von Abwärme als Quelle für WP's.



## 4 Ausgangslage

Die Kopplung des Strom- und Gassektors mit einer engeren Integration mit anderen Sektoren, d. h. Heizung und Kühlung, Verkehr, Industrie und städtische Infrastruktur, gilt als eine der wichtigsten Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Sie wird oft als "Sektorkopplung", "Sektorintegration", "intelligentes Energiesystem" oder "hybrides Energiesystem" bezeichnet.

Fernwärme- und Fernkältenetze verbinden traditionell den Wärme- und Kältesektor mit dem Elektrizitätssektor und häufig auch mit dem Gassektor durch weit verbreitete gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Die Rolle der KWK-Anlagen wird sich jedoch in Zukunft erheblich ändern, da die Dekarbonisierung die Verwendung fossiler Brennstoffe nahezu unmöglich machen wird. Die erneuerbaren Brennstoffe werden zunehmend mit schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie dem Luftverkehr und bestimmten Industrieprozessen konkurrieren. Darüber hinaus wird ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wie Wasser, Wind und Photovoltaik (PV) die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen weitgehend ersetzen. Folglich werden andere Wärme- (und Kälte-) Quellen benötigt, um den Wärme- (und Kälte-) Bedarf in den Fernwärmenetzen in Zukunft zu decken; außerdem werden andere Kopplungspunkte benötigt, um Flexibilität zwischen den verschiedenen Sektoren zu schaffen und die Gesamteffizienz der Energiesysteme zu erhöhen. Darüber hinaus spielt Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle im Energiesystem, und Synergien mit anderen Netzen müssen daher unbedingt berücksichtigt werden.

# 5 Projektinhalt

## 5.1. Hintergrund: Der IEA DHC Annex TS3

Das IEA Technology Cooperation Programme on District Heating and Cooling (IEA DHC) ist darauf ausgerichtet, die Fernwärmeversorgung und die Kraft-Wärme-Kopplung zu leistungsfähigen Instrumenten zur Energieeinsparung und zur Verringerung der Umweltauswirkungen der Wärmeversorgung zu machen. Die Aktivitäten, die unter der Aufsicht der IEA DHC stehen, werden als Annexe bezeichnet.

Das Ziel des IEA DHC Annex TS3 "Hybrid Energy Networks" war es, die Potentiale und Herausforderungen für Fernwärme (und Fernkälte)-Netze im Kontext eines integrierten Energiesystems aus technischer und strategischer Sicht zu untersuchen.

Der IEA DHC Annex TS3 lief von Herbst 2017 bis Anfang 2023, gefolgt von einer Berichts- und Reviewing-Phase. Während des Projekts wurden mehrere Workshops, Webinare und "special sessions" auf unterschiedlichen Konferenzen organisiert. Die Aktivitäten im IEA DHC Annex TS3 wurden durch einen Task-Sharing-Ansatz finanziert, bei dem verschiedene internationale Teilnehmer Ressourcen in Form von in-kind-Leistungen beisteuerten. Die Beteiligung der Partner aus Österreich wurde aus Mitteln des BMK gefördert. Der Task-Sharing-Ansatz ermöglichte es, bestehende nationale und internationale Projekte über die internationale Plattform zu verbinden und so von internationalen Erfahrungen und Austausch zu profitieren.

Der IEA DHC Annex TS3 war in folgende Subtasks gegliedert:

- A. Bewertung von Technologien und Synergiepotentialen auf nationaler Ebene;
- B. Verfügbare Werkzeuge für die Planung, das Design und den Betrieb von hybriden Energienetzen;
- C. Analyse von verschiedenen Fallbeispielen;
- D. Geschäftsmodelle, rechtliche Aspekte und politische Rahmenbedingungen.

Das Koordinationsteam des IEA DHC Annex TS3 besteht aus Ralf-Roman Schmidt (AIT, Gesamtleitung); Dennis Cronbach (Fraunhofer IEE, Leitung Subtask D), Anton Ianakiev (NTU, Co-Leitung Subtask C); Anna Cadenbach (Fraunhofer IEE, Subtask C Co-Leitung); Daniel Muschick, (BEST, Subtask B Co-Leitung); Peter Sorknæs (Aalborg University, Subtask A Leitung), Inger-Lise Svensson (RISE, Subtask C Co-Leitung) und Edmund Widl (AIT, Subtask B Co-Leitung). Es waren jedoch zahlreiche Interessengruppen aus Forschung, Industrie und Regierungsorganisationen beteiligt und leisteten einen Beitrag.

Um ein besseres Verständnis integrierter Energiesysteme zu ermöglichen, hat der IEA DHC Annex TS3 im Jahr 2018 eine Kooperation mit dem IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN) etabliert. Weitere Kooperationen wurden mit den IEA HPT Annex 47 und 57 eingegangen.

## 5.2. Ziele der österreichischen Beteiligung

Das Ziel der österreichischen Beteiligung war die Leitung (Operating Agent) des Annex und die Beteiligung an der Working-Phase mit einem nationalen Konsortium, das alle wesentlichen nationalen Aktivitäten in diesem Bereich vereint und somit Österreich international angemessen positionieren kann. Das nationale Konsortium bestand aus

- AIT Austrian Institute of Technology GmbH
- AEE - Institut für Nachhaltige Technologien
- BEST- Bioenergy and Sustainable Technologies
- TU Wien, Energy Economics Group

Im Rahmen des IEA DHC Annex TS3 wurden diverse Events durchgeführt, insbesondere Working phase meeting, Webinare, special sessions in internationalen Konferenzen usw., wobei auf eine starke Beteiligung des österreichischen Konsortiums geachtet wurde. Dieses inkludiert auch einen nationalen Abschluss-Workshop.

## 5.3. Methodik, durchgeführte Aktivitäten

Im Vordergrund des IEA DHC Annex TS3 standen der Wissenstransfer und die internationale Zusammenarbeit innerhalb des Annexes. Zusätzlich wurden Daten aus unterschiedlichen Quellen gesammelt (Literaturrecherchen, Interviews mit Anlagenbetreibern, sowie Fragebögen und Experten-Interviews) und Workshops mit nationalen Stakeholdern durchgeführt. Als wesentliches Ergebnis des Annexes liegt das internationale **Guidebooks** vor, das die Projektleitung seitens AIT federführend koordiniert und finalisiert hat. Das Guidebook kann unter <https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/2017-2021-annex-ts3> runtergeladen werden. Das Guidebook ist in folgende Bereiche unterteilt:

**Konzepte und Technologien:** Dieser Teil führt in die Definition und das Konzept der hybriden Energienetze ein, einschließlich der konkreten Verbindungen zwischen Strom- und Fernwärmenetzen; zwischen Strom- und Gasnetzen und zwischen Gas- und Fernwärmenetzen. Weitere Grundlagentechnologien werden erläutert, darunter Speicher und Energienetze. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf großtechnischen Wärmepumpen.

**Systemperspektive:** Dieses inkludiert die Sichtweise der Übertragungsnetzbetreiber von Strom und Gas; die Diskussion der Rolle von KWK-Anlagen und Wärmepumpen aus europäischer Sicht, die Analyse von Szenarien für Österreich und Dänemark sowie die Beschreibung möglicher Synergien zwischen Wasserstoff und der Fernwärme. Weiters wurden Berichte für ausgewählte IEA DHC Annex TS3 Partnerländer (Österreich, Dänemark, Deutschland, Italien und Schweden) erstellt, die weitere Details zur Situation und zu den Szenarien enthalten.

**Umsetzung:** Darstellung der relevanten Regularien und Diskussion neuer Rollen bzw. Akteure im Energiehandel sowie Geschäftsmodelle unter Einbeziehung der Verbraucher und ihrer individuellen

Entscheidungen einschließlich Energiegemeinschaften in ausgewählten Ländern. Hier werden auch unterschiedliche Fallbeispiele für hybride Energienetze zusammengefasst.

**Bewertung:** Hier werden verschiedene Werkzeuge für die Modellierung, Simulation und Bewertung von hybriden Energienetzen diskutiert und eine Exergie-Analyse durchgeführt. Abschließend werden die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken von hybriden Energienetzen diskutiert.

# 6 Ergebnisse

Der folgende Abschnitt ist ein Extrakt aus dem internationalen Guidebook, er fasst die wesentlichen Ergebnisse der Österreichischen Beteiligung am IEA DHC Annex TS3 zusammen.

## 6.1. Konzept und Definition „Hybride Energienetze“

Autoren: Peter Sorknæs, Rasmus Magni Johannsen and Iva Ridjan Skov (Aalborg University), Ralf-Roman Schmidt (AIT).

Immer mehr erneuerbare Energiequellen werden in Energiesystemen installiert, um Kosten und Treibhausgasemissionen zu senken. Das Ergebnis ist ein kontinuierlicher Anstieg der Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energiequellen vor allem Wind und Photovoltaik (PV), (IEA, 2020). Die groß angelegte Einführung variabler erneuerbarer Energien bedeutet jedoch auch, dass sich das Energiesystem, insbesondere das Stromsystem, ändern muss (Lund, 2014). Es hat sich gezeigt, dass ein solcher Wandel des Energiesystems am besten durch eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems erfolgen kann, vor allem durch die Ermittlung von Synergien zwischen den verschiedenen Energiesektoren und durch die Identifizierung verschiedener Flexibilitätsoptionen, die innerhalb des Systems genutzt werden können (Lund et al., 2016; Mathiesen et al., 2015). Hierfür sind in den letzten Jahren verschiedene Konzepte entstanden, wie z.B. das der „hybride Energienetze“ (siehe Abbildung 1).

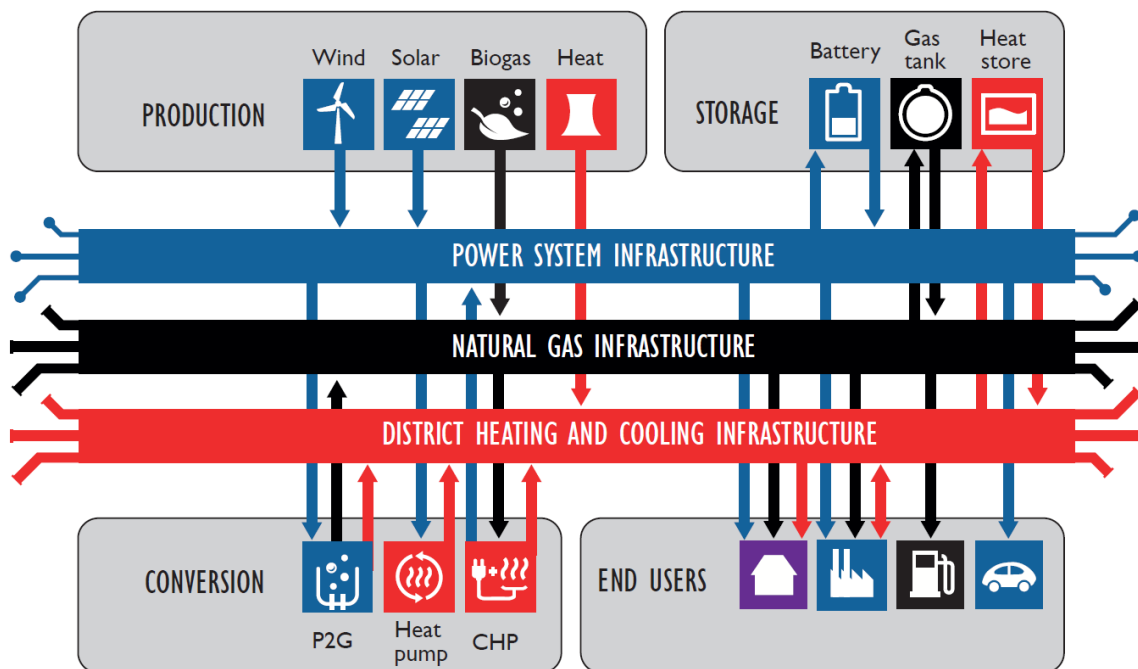


Abbildung 1: Beispiel für ein hybrides Energienetz mit einigen möglichen Technologien und Verbindungen (Quelle: Fraunhofer IEE)

Was ist ein Hybrides Energienetz und wie grenzt es sich von Konzepten wie "Intelligenten" oder "integrierten" Energiesystemen ab?

Eine der ersten grundlegenden Diskussionen innerhalb des IEA DHC Annex TS3 war die eigentliche Definition eines Hybriden Energienetzes, da die verschiedenen Kopplungspunkte (Wärmepumpen, Elektrokessel, Power-to-Gas-Prozesse sowie KWK-Anlagen, siehe unten) unterschiedliche Integrationsniveaus aufweisen können, d.h. angefangen von traditionellen DHC-Netzen, die bereits das Strom- und Gasnetz über KWK-Anlagen integrieren, bis hin zum Konzept der Netze der 4. Generation (Lund et al., 2014), und sogar "5. Generation" oder "kalte Netze", die mit dezentralen Wärmepumpen arbeiten, beschrieben z.B. in (Buffa et al., 2019). Auf der Grundlage einer Literaturrecherche und einer Diskussion innerhalb der Teilnehmer:innen des Anhangs wurde die folgende Definition für hybride Energienetze festgelegt, die an die Definition eines "intelligenten Energiesystems" aus (Lund, 2014) angepasst wurde.

**"Ein hybrides Energienetz ist ein Ansatz, bei dem Elektrizitäts-, Wärme- und/oder Gasnetze kombiniert und koordiniert werden, um Synergien zwischen ihnen zu nutzen, um eine optimale Lösung für das gesamte Energiesystem zu erreichen."**

Um die verschiedenen Technologieoptionen wie Kopplungspunkte sowie die damit verbundenen Geschäftsmodelle und Strategien im Rahmen eines hochintegrierten Energiesystems zuzuordnen und die Stufen der Energiesystemintegration zu differenzieren, wurde im Rahmen des IEA DHC Annex TS3 ein detaillierterer Klassifizierungsansatz eines Hybrid Energy Network entwickelt, siehe Abbildung 2.

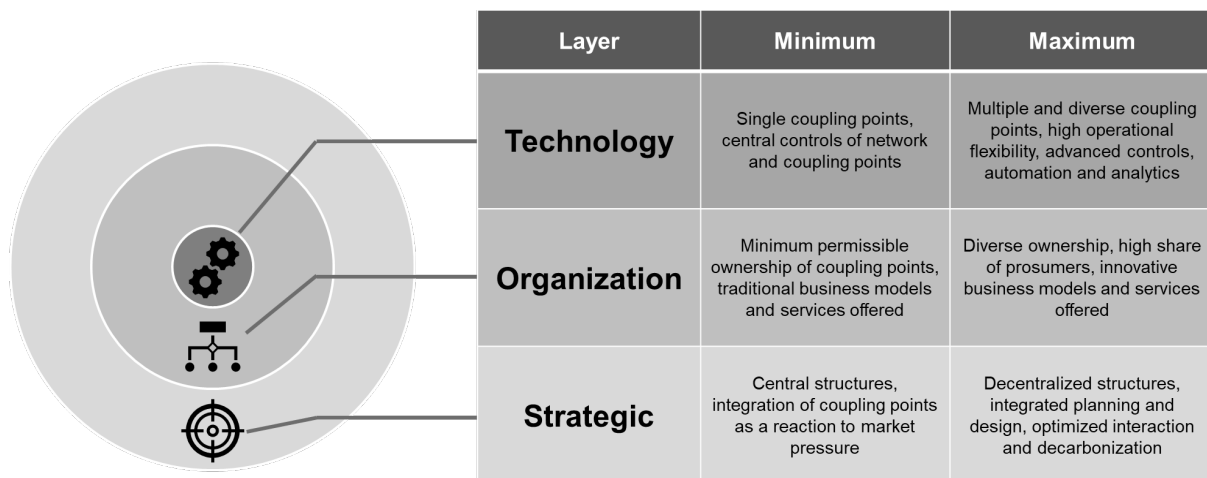


Abbildung 2: Klassifizierung von hybriden Energienetzen auf der Grundlage verschiedener Stufen der Systemintegration.

In Anbetracht dieser Klassifizierung sind die Anforderungen an ein "minimal" integriertes Hybrid-Energie-Netz gering, und viele Fälle fallen unter diese Kategorie. Im Gegensatz dazu ist ein "maximal" integriertes hybrides Energienetz schwieriger zu erreichen und geht weit über den Stand der Technik hinaus.

## 6.2. Wesentliche Kopplungstechnologien

Ein hybrides Energienetzsystem kann eine breite Palette von Energietechnologien umfassen, die eine Verbindung zwischen verschiedenen Energienetzen ermöglichen. Die Technologietypen können danach unterschieden werden, an welches der drei Netze sie angeschlossen sind, nämlich an das Stromnetz, das Gasnetz und das Fernwärme-Netz.

### 6.2.1. Verbindung von Strom- mit Fernwärmenetzen

Die Verbindung zwischen den Strom- und Fernwärmenetzen ist größtenteils in eine Richtung gerichtet: Elektrizität wird zur Erzeugung von Wärme (und Kälte) verwendet.

Die vorherrschenden Technologien sind elektrisch betriebene Wärmepumpen ("WP") oder mechanische Kältemaschinen, die Strom nutzen, um Wärme von einem Ort (einer Wärmequelle) zu einem anderen (einer Wärmesenke) zu transportieren. Während mechanische Kältemaschinen darauf ausgelegt sind, einem Raum oder Prozessstrom Wärme zu entziehen, ihn abzukühlen und die Wärme an die Umwelt abzugeben (Wärmesenken sind z.B. Luft, Seen, Flüsse), sind Wärmepumpen darauf ausgelegt, der Umwelt Wärme zu entziehen und sie zur Bereitstellung von Nutzwärme zu nutzen (z.B. in Fernwärmenetzen). Je nach Betrachtungsweise werden diese Technologien daher als Power-to-Heat (PtH) oder Power-to-Cold (PtC) bezeichnet. Bei Fernkälteanwendungen sind die vorherrschenden Technologien nicht Elektrizität, sondern wärmebetriebene Absorptionskältemaschinen, die Wärme aus einem Fernwärmenetz als Antriebsenergie nutzen (Kompressionskältemaschinen werden meist als Reserve oder zur Spitzenversorgung eingesetzt) und die Umwelt zur Ableitung der überschüssigen Wärme nutzen. Für Fernwärmeanwendungen haben Kältemaschinen einen hohen Wirkungsgrad bei der Umwandlung von elektrischer Energie in Nutzwärme, ausgedrückt durch die Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP). Bei Wärmepumpen, die Umgebungswärme als Quelle nutzen, liegt der COP auf Jahresbasis typischerweise bei 3-4 (David et al., 2017), was bedeutet, dass bei der Nutzung von 1 Einheit Strom 3-4 Einheiten Nutzwärme erzeugt werden. Da der COP stark vom Temperaturhub zwischen Wärmesenke und -quelle abhängt (je niedriger, desto besser), ist eine Reihenschaltung, bei der die WP den ersten Teil des erforderlichen Temperaturhubs liefert, und/oder die Senkung des Temperaturniveaus im Fernwärmenetz von Vorteil (Geyer et al., 2021). Darüber hinaus kann die Nutzung einer Wärmequelle mit höherer Temperatur, wie z.B. überschüssige Wärme aus der Kühlung von Rechenzentren oder Supermärkten, den COP deutlich erhöhen.

Eine weitere Power-to-Heat-Technologie sind elektrische Heizkessel (eBs). Sie haben im Vergleich zu Wärmepumpen relativ niedrige Investitionskosten und ermöglichen die Erzeugung von Wärme bei hohen Temperaturen und sehr schnellen Heizgradienten. Da die Umwandlungsmethode auf elektrischem Widerstand basiert, liegt der Wirkungsgrad bei nahezu 100 %. Daher ist ihr exergetischer Wirkungsgrad viel niedriger als der von Wärmepumpen, und der Strombedarf pro Wärmeeinheit ist viel höher (entsprechend einem COP von etwa 1). Aufgrund dieser Aspekte eignen sich Elektrokessel in der Regel für Anwendungen mit begrenzten Betriebszeiten (Danish Energy Agency and Energinet, 2020a), z.B. als Reserve oder Spitzenkapazität in Fernwärmenetzen oder zur Teilnahme an kurzfristigen Stromausgleichsmärkten (ISGAN, 2019).

Aufgrund ihrer höheren Investitionskosten im Vergleich zu Elektrokesseln benötigen WP mehr Betriebsstunden als eBs, um wirtschaftlich rentabel zu sein (Danish Energy Agency and Energinet, 2020a). Bei einer strombasierten Wärmeversorgung bieten Wärmepumpen jedoch aufgrund ihres hohen Wirkungsgrads eine deutlich höhere Widerstandsfähigkeit gegenüber Strompreissteigerungen als Elektrokessel.

### **6.2.2. Verbindung von Strom- mit Gasnetzen**

Für die Erzeugung gasförmiger Produkte mit Hilfe von Elektrizität und die Nutzung von Gas zur Stromerzeugung gibt es verschiedene Technologien für hybride Energienetze.

In der Vergangenheit wurden vor allem Gasnetze mit Stromnetzen verbunden, in denen Erdgas in gasbefeuelten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und Kraftwerken zur Stromerzeugung genutzt wurde. Obwohl die Hauptaufgabe von KWK-Anlagen in der Stromerzeugung besteht, verbinden KWK-Technologien auch Strom und Fernwärmenetze, indem sie die überschüssige Wärme aus der Stromerzeugung nutzen. Während die überschüssige Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs in der Fernwärmeversorgung genutzt werden kann, kann sie auch mit Hilfe von Absorptions- und Absorptionskältemaschinen in Kälte umgewandelt werden, wodurch sie als Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlage (KWKK) betrieben wird, die manchmal auch als Trigenerationsanlagen bezeichnet werden. Während in der Vergangenheit KWK/KWKK-Technologien überwiegend auf fossile Brennstoffe (Kohle und Erdgas) zurückgriffen, ermöglicht die Technologie auch die Verwendung erneuerbarer Brennstoffe wie Biogas/Biomethan, synthetische Brennstoffe, E-Fuels oder Biomasse, um Erdgas, Kohle oder Öl als Primärbrennstoff zu ersetzen (Korberg et al., 2021, 2020). Technologisch gesehen kann dies mit herkömmlichen Technologien wie Gasturbinen mit einfachem Zyklus, Gasturbinen mit kombiniertem Zyklus und Gasmotoren erreicht werden, oder es könnte Wasserstoff in potenziellen neuen Technologien wie Brennstoffzellen verwendet werden (Danish Energy Agency and Energinet, 2020a), siehe auch Abschnitt 6.3.3. KWK/KWKK kann bei Bedarf eingesetzt werden und könnte daher die dringend benötigte Flexibilität für Energiesysteme bieten, die weitgehend auf erneuerbarer Energieerzeugung basieren (Andersen and Østergaard, 2020), siehe Abschnitt 6.3.1.

Der Übergang vom Strom- zum Gasnetz wurde in der Vergangenheit nur in begrenztem Umfang umgesetzt. Lösungen für die Umwandlung von Strom in gasförmige Produkte, d. h. Power-to-Gas-Prozesse (PtG), könnten jedoch verstärkt genutzt werden, da sie die Herstellung von Kraftstoffen für Sektoren ermöglichen, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist, und die Herstellung von Kraftstoffen erlauben, die über lange Zeiträume zu geringen Kosten und mit geringen Lagerungsverlusten gelagert werden können. Die Produkte aus diesen Verfahren werden häufig als Elektrokraftstoffe bezeichnet (Ridjan et al., 2016). Es gibt viele verschiedene Produktionswege, um von Elektrizität zu gasförmigen Produkten zu gelangen, wobei die Hauptkomponente die Elektrolyse ist, mit der Wasser in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) aufgespalten wird, wobei  $H_2$  entweder direkt für Energiezwecke verwendet oder in Gasnetze eingespeist werden kann, die für die Verteilung von  $H_2$  vorbereitet sind. Alternativ kann  $H_2$  als Teil anderer Prozesse verwendet werden, bei denen komplexere gasförmige Produkte erzeugt werden, wie z.B. Methan, das auch der Hauptbestandteil von Erdgas ist (Danish Energy Agency and Energinet, 2020b).



### 6.2.3. Verbindung von Gas- mit Fernwärmenetzen

Die Technologien zur Verbindung von Gas- und Fernwärmenetzen ermöglichen meist eine einseitige Kopplung, nämlich von Gas zu Fernwärme. Zwar gibt es einige technologische Optionen zur Nutzung von Wärme für die Produktion gasförmiger Produkte, doch wird die zugeführte Wärme hauptsächlich dazu verwendet, den Strombedarf bei der Produktion zu senken, und oft ist das Temperaturniveau in den Fernwärmenetzen zu niedrig, um für solche Prozesse genutzt zu werden.

Die am häufigsten genutzte direkte Verbindung von Gasnetzen zur Warmwasserbereitung ist die Erzeugung von Wärme über gasbefeuerte Heizkessel (d.h. reine Heizkessel). Diese Heizkessel werden aufgrund der relativ hohen Gaskosten und der relativ geringen Investitionskosten in den Fernwärmenetzen meist als Reserve- und Spitzenlastkessel eingesetzt. Gasbefeuerte Heizkessel können Wirkungsgrade von 105-108 % und mehr erreichen. Darüber hinaus gibt es auch technische Lösungen, bei denen Gas als Hauptbrennstoff für den Betrieb von Wärmepumpen verwendet wird, wodurch die höhere nutzbare Wärmeleistung genutzt wird, ähnlich wie bei elektrisch betriebenen Wärmepumpen (Danish Energy Agency and Energinet, 2020a).

Neben diesen direkten Verbindungen ermöglicht die Nutzung der überschüssigen Wärme aus gasbefeuerten KWK-Technologien, gasbefeuerten Industrieprozessen und verschiedenen Arten der Produktion von gasförmigen E-Fuels einschließlich Elektrolyseuren ((Lester et al., 2020), siehe auch Abschnitt 6.3.3) auch eine indirekte Verbindung zwischen den Fernwärme- und den Gasnetzen.

### 6.2.4. „Enabling“ Technologies

Während die genannten Kopplungstechnologien für hybride Energienetze von zentraler Bedeutung sind, werden sie von anderen Technologien begleitet, die zwar keine unmittelbaren sektorverbindenden Eigenschaften haben, aber die Verbindung hybrider Energienetze und den Übergang zu erneuerbaren Energien erleichtern.

Beim Übergang von einem Energienetz zu einem anderen ermöglicht die **Energiespeicherung** eine zeitliche Verschiebung der umgewandelten Energie von dem Zeitpunkt, an dem sie bereitgestellt wird, bis zu dem Zeitpunkt, an dem sie in dem neuen Netz genutzt werden kann, wenn es keine direkte Verwendung für die umgewandelte Energie gibt. In Strom-, Gas- und Fernwärmenetzen gibt es unterschiedliche Speichertechnologien. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Investitionskosten für die Stromspeicherung höher und die Energieeffizienz geringer sind als bei Speicherlösungen in Fernwärme- und Gasnetzen. Insbesondere groß angelegte thermische Energiespeicher und unterirdische Gas- und potenziell H<sub>2</sub>-Speicher in natürlich vorkommenden Salzkavernen haben nachweislich niedrige Investitionskosten pro gespeichertem Energiegehalt (Lund et al., 2016). Es ist jedoch anzumerken, dass diese Technologien nicht die gleiche Art und Qualität von Energie speichern. Die Nutzung von Energiespeichern kann in eine Reihe von Zeitperspektiven unterteilt werden. Hier wird die Unterteilung vereinfacht in zwei Gruppen vorgenommen: Kurzzeitspeicher, die eine Speicherung von wenigen Sekunden bis hin zu 1-2 Wochen ermöglichen, und saisonale Speicher, die zur langfristigen Speicherung von Energie zwischen den Jahreszeiten genutzt werden.

Für die Nutzung der genannten Kopplungspunkte ist die Verfügbarkeit der jeweiligen Energienetze entscheidend. Diese Netze sind jedoch keine einheitlichen Gebilde, unterschiedliche

Netzkonfigurationen können unterschiedliche hybride Energienetzverbindungen ermöglichen. Für **Gasnetze**, die traditionell für den Transport von Erdgas (Methan) ausgelegt sind, sind aus Biogas aufbereitetes Biomethan oder aus erneuerbarem H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> erzeugtes synthetisches Methan erneuerbare Alternativen, die Erdgas direkt ersetzen können, da sie chemisch identisch sind. Derzeit wird diskutiert, inwieweit H<sub>2</sub> direkt in bestehende Gasnetze eingespeist werden kann, was aber nur begrenzt möglich ist (Energinet et al., 2020). Daher wird derzeit über die Schaffung eines separaten H<sub>2</sub>-Netzes diskutiert ("EHB European Hydrogen Backbone", 2023).

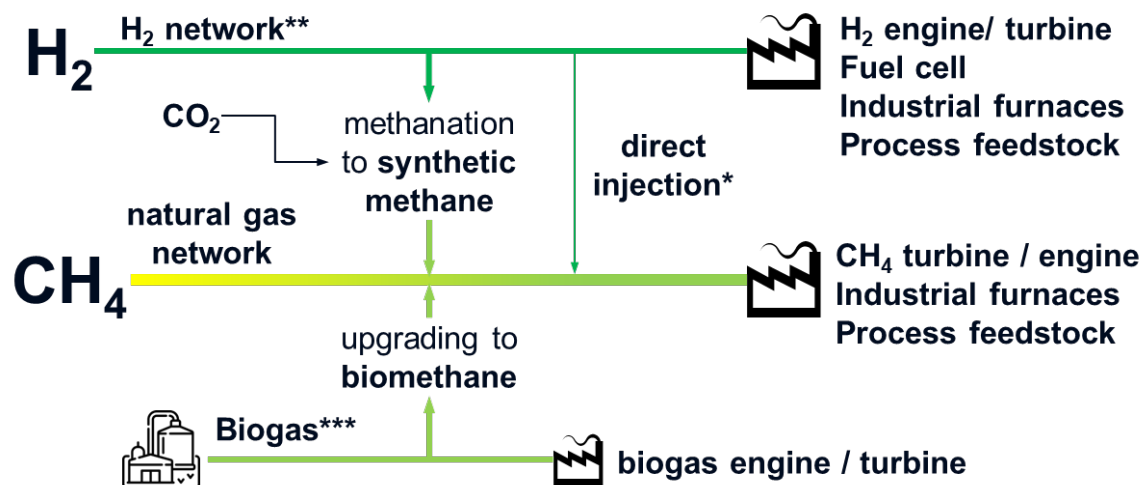


Abbildung 3: Übersicht über die verschiedenen Gasnetze; \*H<sub>2</sub>-Einspeisung in das Erdgasnetz ist derzeit nur bedingt erlaubt; \*\*H<sub>2</sub>-Netze sind derzeit in Planung; \*\*\*Biogas wird meist direkt vor Ort, ohne regionales Netz, genutzt (Quelle: AIT)

Bei **Fernwärmenetzen** kann in der Vergangenheit ein kontinuierlicher Wandel zu geringeren Temperaturniveaus und höherer Effizienz und Flexibilität verzeichnet werden. (Lund et al., 2014) unterscheidet zwischen drei Generation der Fernwärme von den 1880er Jahren bis etwa 2020; sowie die „nächste Generation“ von Wärmenetzen, die als 4GDH diskutiert wird. Diese Weiterentwicklung der Absenkung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Wärmenetz ermöglicht insbesondere eine effizientere Nutzung z.B. von KWK und Überschusswärme (Lund et al., 2018). Bzgl. **Fernkältenetzen** werden in (Østergaard et al., 2022) ebenfalls vier Generationen definiert, wobei die letzte Generation bereits eine Kopplung im Gesamtenergiesystem darstellt. Eine viel diskutierte **Kombination von Fernwärme- und Fernkältenetzen** wird in der Literatur als "Kalte Nahwärme", "Anergienetz" oder "5. Generation der Fernwärme" bezeichnet, siehe auch (Buffa et al., 2019). Diese Systeme werden bei Umgebungstemperaturen betrieben, zusammen mit verbraucherseitigen Wärmepumpen zur Anhebung der Netztemperatur auf die Anforderungen der Nachfrageseite. Sie ermöglichen eine bidirektionale Wärme- und Kälteversorgung und damit die Einbindung mehrerer „Prosumer“.

## 6.3. Die systemmische Perspektive

### 6.3.1. Die Rolle der KWK und Wärmepumpen aus einer Europäischen Perspektive

*Autoren: Lukas Kranzl, Mostafa Fallahnejad (TU Wien, EEG)*

Die aktuellen klimapolitischen Ziele erfordern einen grundlegenden Übergang und eine vollständige Dekarbonisierung des Fernwärmesektors. Dennoch wird die derzeitige Versorgungsstruktur der Fernwärme in Europa stark von der Wärmeerzeugung auf der Grundlage fossiler Brennstoffe dominiert (Commission et al., 2022). Es stellt sich daher die Frage, inwieweit sich der Wärmeerzeugungsmix in den kommenden Jahren und Jahrzehnten ändern muss und insbesondere, wie sich das Zusammenspiel zwischen dem Wärme- und dem Stromsektor verändern muss. In den folgenden Abschnitten wird die erwartete Rolle von KWK-Anlagen und Wärmepumpen in zukünftigen Szenarien des europäischen Wärmesektors erörtert, basierend auf drei Studien für die Europäische Kommission (Braungardt, 2023; *ENER/C1/2019-481 – Potentials and levels for the electrification of space heating in buildings (preliminary results)*, 2023; European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2022).

Im Rahmen des Projekts ENER/C1/2018-494 wurden Szenarien mit vollständiger Dekarbonisierung bis 2050 (außer Baseline) und unterschiedlichen Technologieschwerpunkten entwickelt. Die Fernwärmeerzeugung folgt weitgehend der wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtenergiesystemmodells Enertile. Die Ergebnisse zeigen einen hohen Anteil von Wärmepumpen an der Fernwärme in allen Dekarbonisierungsszenarien (~2/3). H<sub>2</sub>-Kessel werden zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt. Treiber und Unsicherheiten sind hauptsächlich offene Fragen bezüglich der (teilweise politisch bedingten) Ressourcenbeschränkungen von Biomasse, der Preisentwicklung für Biomasse sowie der Preise für H<sub>2</sub>- und E-Fuel-Importe. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 dargestellt.

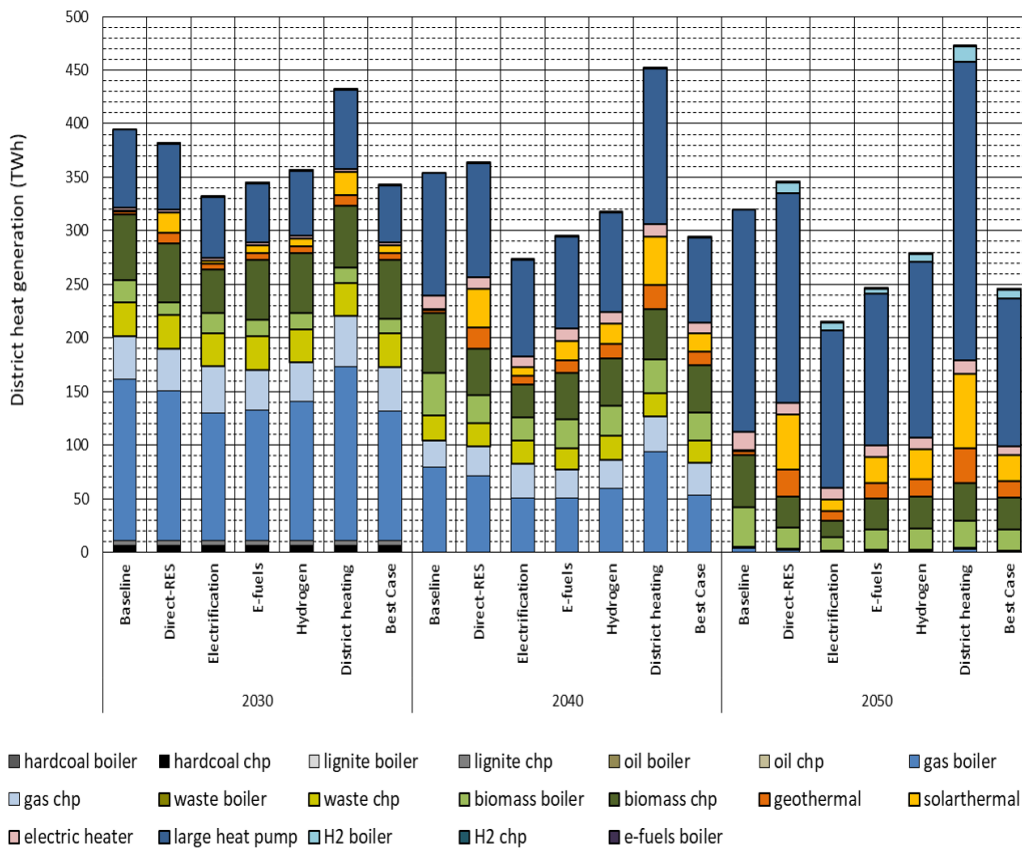


Abbildung 4: Vergleich der verschiedenen Szenarien für die Versorgung mit Wasserstoff bis 2050, EU-(European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2022)

Abbildung 5 zeigt den Fernwärmeversorgungsmix in 13 Szenarien mit unterschiedlicher Art und Grad der Elektrifizierung bis 2050. Neben dem Referenzszenario beziehen sich die Namen der anderen Szenarien auf der x-Achse auf die Art der Elektrifizierung (Direktelektrifizierung (E), Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und E-Fuels) und den Anteil der von dieser Versorgungstechnologie versorgten Fläche. Ähnlich wie in Abbildung 4 wird deutlich, dass sich die Fernwärmefachfrage und der Fernwärmeversorgungsmix zwischen den Szenarien je nach Szenariospezifikation unterscheiden. In allen Dekarbonisierungsszenarien haben Wärmepumpen den höchsten Anteil am Fernwärmeerzeugungsmix im Jahr 2050. Treiber und Unsicherheiten sind die Begrenzung und Verfügbarkeit von Biomasse im (Fern-)Wärmesektor, die Entwicklung der Biomassepreise und die Importpreise für H<sub>2</sub> und E-Fuels.

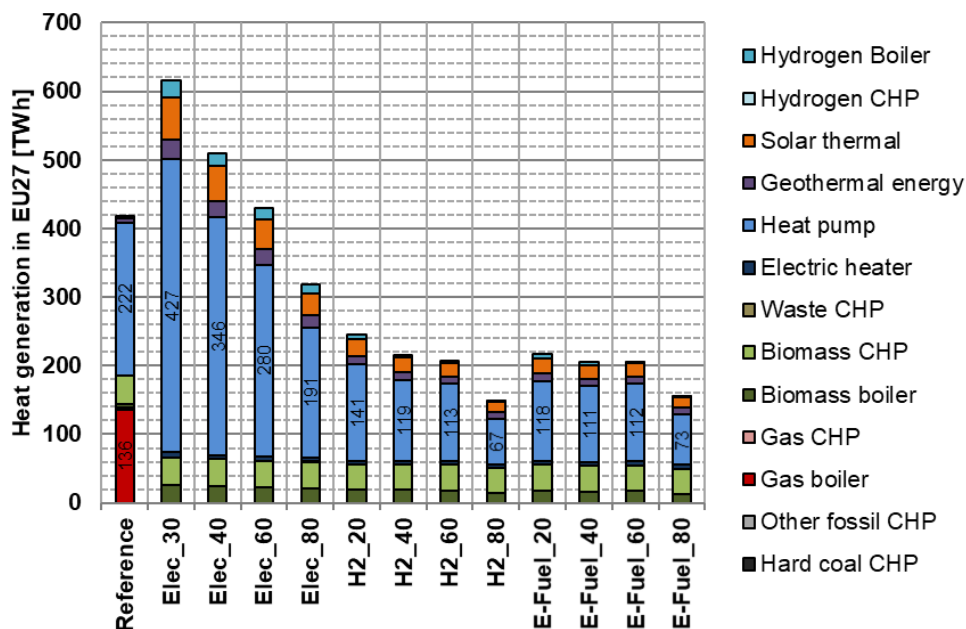


Abbildung 5: Szenarienvergleich des Fernwärmeversorgungsmixes in verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichen Elektrifizierungsarten und -niveaus bis 2050, EU-27 (Namen der Szenarien: Direktelektrifizierung (Elec), Wasserstoff (H2) und E-Fuels; und der Anteil der durch die entsprechenden Erzeugungstechnologien versorgten Fläche) (ENER/C1/2019-481 – Potentials and levels for the electrification of space heating in buildings (preliminary results), 2023).

Im Projekt ENER/C1/2019-482 wurden politikgesteuerte "Dekarbonisierungspfade"-Szenarien im Vergleich zu einem Basisszenario, das die Klimaziele nicht erreicht, entwickelt (siehe Abbildung 6). Im Dekarbonisierungsszenario haben Wärmepumpen einen Anteil von mehr als 40 %. Auch ein signifikanter Anteil der Geothermie wird in diesem Szenario berücksichtigt (>30%). Die wichtigsten Einflussfaktoren und Unsicherheiten sind die Potenziale und Kosten der Geothermie, der Solarthermie, die Potenziale und Kosten der Wärmespeicherung, die Potenziale und Preise der Biomasse im (Fern-)Wärmesektor sowie die Importpreise für H<sub>2</sub> und E-Fuels.

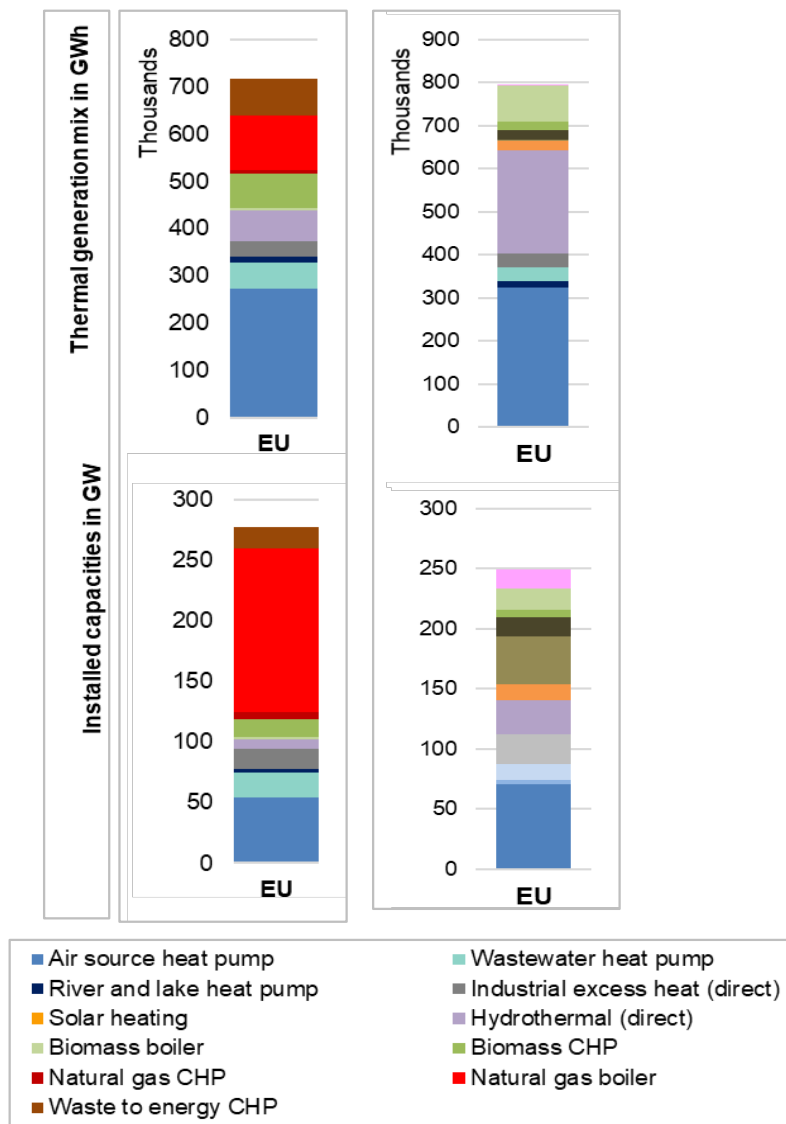


Abbildung 6: Szenarienvergleich des Fernwärmeversorgungsmixes in einem Basisszenario (links) und einem Dekarbonisierungsszenario (rechts) bis 2050, EU-27 (Braungardt, 2023)

Aus diesen Überlegungen können wir folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Der Anteil der KWK an der Fernwärmeerzeugung in den Dekarbonisierungsszenarien 2050 liegt zwischen 3-7%, wobei ein gewisser Anteil auf Biomasse-KWK entfällt, der Rest entweder auf Biomethan, E-Fuels oder H<sub>2</sub>.
2. Der Anteil der Wärmepumpe an der Fernwärmeerzeugung in den Dekarbonisierungsszenarien 2050 beträgt zwischen 40% und 75%.
3. H<sub>2</sub> und erneuerbare Gase spielen vor allem bei der Spitzenlastabdeckung eine Rolle und zu einem kleinen Teil - und bei geringen Volllaststunden - bei der KWK.

Natürlich könnte man argumentieren, dass die Erkenntnisse und Schlussfolgerungen aus diesen Studien auf sehr spezifischen Annahmen über die künftigen Gas- und Strompreise beruhen. Daher ist es hilfreich, die Bedingungen darzustellen, unter denen die Wärmegestehungskosten (LCOH) für KWK unter den LCOH von Wärmepumpen liegen könnten. Unter den technologischen Standardannahmen

einer Gas-KWK und einer Luft-Wärmepumpe, unter der Annahme identischer Volllaststunden beider Technologien und - einer vereinfachten Jahres-/Saisonbetrachtung lassen sich die in Abbildung 7 dargestellten Ergebnisse ableiten. Erwartungsgemäß benötigt die Gas-KWK einen Strompreis, der über dem Gaspreis liegt (selbst bei sehr niedrigen saisonalen Leistungszahlen (SCOP) der Wärmepumpen) um zu niedrigeren LCOH als bei den Wärmepumpen zu führen. Wenn jedoch langfristig nur Gase in Betracht kommen, die aus erneuerbarem Strom gewonnen wurden, kann diese Bedingung (d.h. dass der Strompreis > Gaspreis ist) nicht dauerhaft und in großem Umfang erfüllt werden.

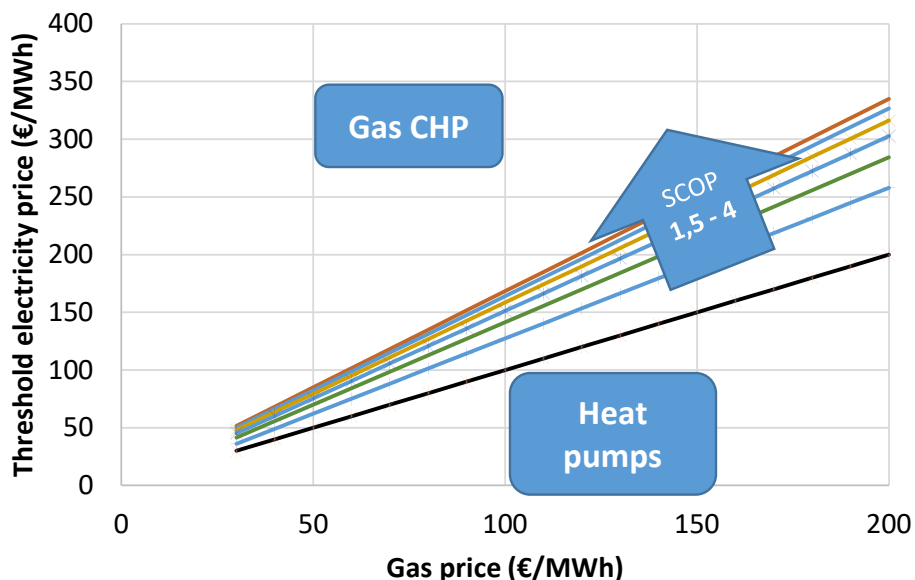


Abbildung 7: Schwellenwert für den Strompreis bei verschiedenen Gaspreisen und SCOP für die Gewährleistung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit von gasbefeuerten KWK-Anlagen.

Die Einschränkungen für diese Überlegungen beziehen sich hauptsächlich auf folgende Aspekte:

1. Ist H<sub>2</sub> als Energiespeicher so viel effektiver als thermische Speicherung? Die oben dargestellten Modellierungsergebnisse deuten darauf hin, dass dies nicht der Fall ist und dass H<sub>2</sub> möglicherweise nur für die Abdeckung von Spitzenlasten relevant ist.
2. H<sub>2</sub> und E-Fuel-Importe könnten das Bild verändern, wenn die Importpreise deutlich unter den Erzeugungskosten in Europa liegen und wenn erhebliche Mengen zu diesen niedrigen Preisen importiert werden können. In Anbetracht der Erkenntnisse, die in jüngster Zeit in Bezug auf Abhängigkeiten von wenig diversifizierten Energieimporten gewonnen wurden, sollten neue geopolitische Abhängigkeiten, insbesondere von Regionen mit nicht-demokratischen Regierungen, sehr sorgfältig diskutiert werden, auch im Hinblick auf das Ziel, ein resilientes Energiesystem aufzubauen.
3. Es gibt auch erneuerbare Gase, die nicht auf Elektrizität angewiesen sind, wie z.B. Biomethan. Sie könnten in der Tat eine Rolle bei der Spitzenlastabdeckung in der Warmwasserversorgung spielen. Allerdings weist die Literatur im Allgemeinen nicht auf sehr große Mengen dieser Potenziale zu ausreichend niedrigen Versorgungskosten hin, um einen großflächigen Einsatz für die Wärmeversorgung mit großen Volllaststunden zu ermöglichen (Ruiz et al., 2019).

Insgesamt zeigen die aktuellen Studien, Szenarien und Modellergebnisse, dass KWK nur als Biomasse-KWK und in begrenztem Umfang in einem dekarbonisierten Energiesystem Teil einer kosteneffizienten Lösung für die Fernwärmeversorgung ist. Alle Szenarien deuten darauf hin, dass die Bedeutung von Wärmepumpen deutlich zunehmen wird. Die Frage, ob KWK-Anlagen auf Basis erneuerbarer Gase für eine dekarbonisierte Fernwärmeerzeugung notwendig sind, kann auf Basis unserer Analysen mit "Nein" beantwortet werden. Je nach Größe des Wärmespeichers oder des Erzeugungsmixes können H<sub>2</sub>-Kessel zur Spitzenlastabdeckung sinnvoll sein. Die Frage, ob Gas-KWK-Anlagen für eine dekarbonisierte Stromerzeugung benötigt werden, kann auf Basis der in diesem Abschnitt genannten Studien ebenfalls mit "nein" beantwortet werden, zumindest nicht für den Fall eines ausreichenden Ausbaus der Stromnetze, der Speicherung und der Aktivierung von Demand Response. Zumindest wird die KWK bei hohen Volllaststunden keine Rolle spielen.

Unsicherheiten hinsichtlich der Relevanz von Großwärmepumpen liegen weniger in einer möglichen Konkurrenz zur KWK, sondern vielmehr in den folgenden Punkten:

- Kosten und Potenziale anderer Wärmequellen wie Geothermie, Abwärme, Solar
- Verfügbarkeit, Preise, politische Rahmenbedingungen für die Biomassenutzung im Energiesektor
- Entwicklung, Kosten und Hemmnisse verschiedener großtechnischer Wärmespeichersysteme
- Absenkung der Systemtemperaturen in Wärmenetzen
- Stringenz bei der Umsetzung der Klimaziele

### **6.3.2. Status Österreichs**

*Autorin: Carolin Monsberger*

In Österreich werden 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs für Heizung (inkl. Warmwasser und Klimaanlage) verwendet. Der Marktanteil der Nah- und Fernwärme am gesamten Wärmebedarf Österreichs (inkl. Warmwasser) betrug im Jahr 2015 etwa 24 % und hat sich seit 1990 etwa verdreifacht. Durch den Einsatz hocheffizienter KWK-Anlagen für die Fernwärme in städtischen Gebieten ist es gelungen, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß Österreichs deutlich zu reduzieren. Allerdings stehen diese Anlagen derzeit aufgrund der Entwicklung der Gas- und Strompreise unter starkem wirtschaftlichen Druck (BMK, n.d.). Der aktuelle Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme beträgt knapp 50 % (Energy Monitor, 2020) wobei Bioenergie mit derzeit 53,10 % (Biomasseverband, 2021) der größte erneuerbare Energiesektor in Österreich ist. Im Stromsektor führt der zunehmende Anteil erneuerbarer Energiequellen zu einer höheren Netzüberlastung (Ester et al., 2020). Die Wind- und PV-Anlagen liefern eine Leistung von 2800 MW. In Kombination mit der stochastischen Natur dieser Energiequellen besteht ein hoher Bedarf an Ausgleichsflexibilität.

Im Jahr 2018 wurde die österreichische Klima- und Energiestrategie (#mission2030) beschlossen. Um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern, sollten auch Quellen wie Solarthermie und Umgebungswärme bis 2030 weiter ausgebaut werden; Biomasse sollte auch eine entscheidende Rolle bei der Erreichung von 100 % erneuerbarem Strom spielen (BMNT, 2018). Das Regierungsprogramm 2020 sieht die Klimaneutralität Österreichs bereits bis 2040 vor. Das Programm legt außerdem das Ziel für 100 % erneuerbaren Strom im Jahr 2030 fest, für das Maßnahmen im Erneuerbare-Ausbau-Gesetz



(energiezukunft, 2020) festgelegt sind. Darüber hinaus sollen Öl- und Kohleheizungen für Gebäude bis 2020 bei Neubauten und bei Heizungswechsel in Bestandsgebäuden bis 2021 verboten werden. Außerdem wird es eine Pflicht zum Austausch von Öl- und Kohleheizungen geben, die älter als 25 Jahre sind. Ab 2025 sind in Neubauten keine Gasheizungen mehr erlaubt (Bundeskanzleramt, 2020).

Das neu erlassene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) ist das aktuelle Grundlagendokument zur Regelung der Förderung aller Ökostrom-Erzeugungstechnologien, einschließlich Biomasse- und Biogas-KWK. Darüber hinaus sieht das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz vor, dass Betreiber von Fernwärme- oder Fernkälteanlagen mit mehr als 250 Kund:innen oder 3 GWh Wärmeabsatz pro Jahr am Ende eines jeden Jahres auf ihrer Website eine Aufschlüsselung der von ihnen zum Heizen verwendeten Brennstoffe veröffentlichen müssen und KWK-Anlagen sowie der Anteil der ins Netz eingespeisten Abwärme bzw. Kälte (RIS, n.d.). Dieser Teil des Gesetzes stellt einen erheblichen Zertifizierungsaufwand dar, sorgt aber auch für Transparenz hinsichtlich des Umfangs der Einbeziehung erneuerbarer Energien in die Fernwärme.

Mit Hilfe von Zuschüssen im Rahmen des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes wird der Ausbau der Infrastruktur angeregt (BMK, n.d.). Im Mittelpunkt des Gesetzes steht unter anderem die Integration erneuerbarer Energiequellen zum Ausbau der kleinräumigen regionalen Wärmeversorgung im ländlichen Raum. Dies soll durch Förderung durch Investitionszuschüsse erreicht werden. Dabei darf der zusätzliche Ausbau von Wärme- und Kältenetzen nur dann gefördert werden, wenn die zusätzliche Erzeugung nachweislich zu einem geringeren Einsatz von Primärenergieträgern führt und weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Der Zuschuss beträgt maximal 35 % der Gesamtinvestitionskosten (RIS, n.d.).

Neben nationalen Regelungen kommen auch bundesland- und gemeindespezifische gesetzliche Vorgaben zum Tragen. Insbesondere die Raumordnung kann einen wichtigen Beitrag zum Einsatz nachhaltiger Wärme- und Kälteerzeugungssysteme leisten. Innerhalb der Raumplanung ist die Flächenwidmung die Grundlage für die Erzeugung und Verteilung erneuerbarer Energie. Wien beispielsweise erlässt als Bundesland eigene Energieraumpläne, die der nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung und Nutzung von Heizungs- und Warmwasserbereitungsanlagen in Wien dienen (siehe Wiener Bauordnung (RIS, n.d.)). Sowohl die Raumordnung als auch die Bauordnung fallen nicht in den Zuständigkeitsbereich der österreichischen Bundesregierung (ÖROK, n.d.) (RIS, n.d.).

### 6.3.3. Wasserstoff und Fernwärme

*Autoren<sup>1</sup>: Hans Böhm (Ei Linz), Stefan Reuter (AIT), Ralf-Roman Schmidt (AIT)*

Da Wasserstoff und Fernwärme als zwei wesentliche Säulen eines nachhaltigen und vollständig erneuerbaren zukünftigen Energiesystems angesehen werden, werden in diesem Abschnitt die technologischen Synergiepotenziale von wasserstoffbezogenen Technologien und Fernwärmesystemen näher erläutert.

**Brennstoffzellen** ermöglichen eine direkte Umwandlung von chemischer Energie in elektrische Energie, so können Brennstoffzellen heute je nach Zellentyp und Betriebsart elektrische

---

<sup>1</sup> Hierbei handelt es sich um ein Extrakt aus (Böhm et al., 2021) und (Reuter and Schmidt, 2022).

Wirkungsgrade von etwa 60 % erreichen. Zusätzlich können bei der Verwendung von kohlenstoffarmen (Methan, Synthesegas) oder kohlenstofffreien (Wasserstoff) Brennstoffen direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Umwandlung reduziert oder vermieden werden (Staffell et al., 2019). Power-to-Gas-Anwendungen ermöglichen es, saisonale Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien in der Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) zu speichern. Heutige gasbefeuerte KWK-Anlagen würden dann Power-to-Gas-Produkte aus den Gasnetzen nutzen, um in Zeiten mangelnder Produktion aus anderen erneuerbaren Energien Wärme und Strom bereitzustellen. Für einen Übergang zu reinen Wasserstoff- oder wasserstoffdominierten Gasnetzen ist jedoch aufgrund der veränderten Verbrennungseigenschaften eine Modifikation der bestehenden KWK-Anlagen erforderlich. In zukünftigen Energiesystemen könnten Brennstoffzellen daher die heutigen BHKWs ersetzen und Wärme und Strom mit höheren kombinierten Wirkungsgraden bereitstellen (Staffell et al., 2019). Dies gilt sowohl für gewerbliche Großanlagen als auch für Haushalte. Angesichts der erreichbaren Wirkungsgrade bei der Wasserstoffherzeugung und der anschließenden Nutzung für Heizzwecke werden solche Anwendungen in erster Linie von Aspekten des Bedarfs und der Versorgungssicherheit bestimmt. Da jedoch die Betriebsstunden von KWK-Anlagen in Zukunft abnehmen könnten, muss die Bewertung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses für neue Investitionen in die KWK-Infrastruktur sorgfältig vorgenommen werden.

Aus heutiger Sicht wird die **Elektrolyse** von Wasser als die wichtigste Technologie angesehen, um in absehbarer Zukunft kohlenstoffneutralen Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in großem Maßstab zu erzeugen. Zur Deckung des prognostizierten Bedarfs werden Gesamtelektrolysekapazitäten im TW-Bereich benötigt (Böhm et al., 2020), wobei die einzelnen Systemkapazitäten je nach tatsächlicher Zentralisierung der Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Multi-MW- oder GW-Bereich liegen. Die zu erwartende große Verbreitung von Elektrolyse-Anlagen wirft die Frage nach der Nutzung entsprechender Abwärmepotenziale auf. Bei Abwärmetemperaturniveaus der Niedertemperaturelektrolyse (AEL, PEMEL) ist eine direkte Einbindung in heute übliche Fernwärmesysteme derzeit vor allem im Rücklauf möglich. Alternativ kann sie als Quelle für Wärmepumpen dienen, die das Abwärmetemperaturniveau anheben und in den Fernwärmeverlauf einspeisen. Durch die kontinuierliche Absenkung des Temperaturniveaus in zukünftigen Fernwärmenetzen (Köfinger et al., 2017, 2016; Volkova et al., 2020) wird eine Verbesserung dieser Nutzungspotenziale erwartet

Zusammenfassend bieten die heute verfügbaren Wasserstofftechnologien zahlreiche Möglichkeiten der sektoralen Integration in künftige Energiesysteme. Ein mögliches Design der Wärmeintegration in einem zukünftigen Energiesystem mit starker Nutzung von Wasserstoff ist in Abbildung 8 dargestellt.

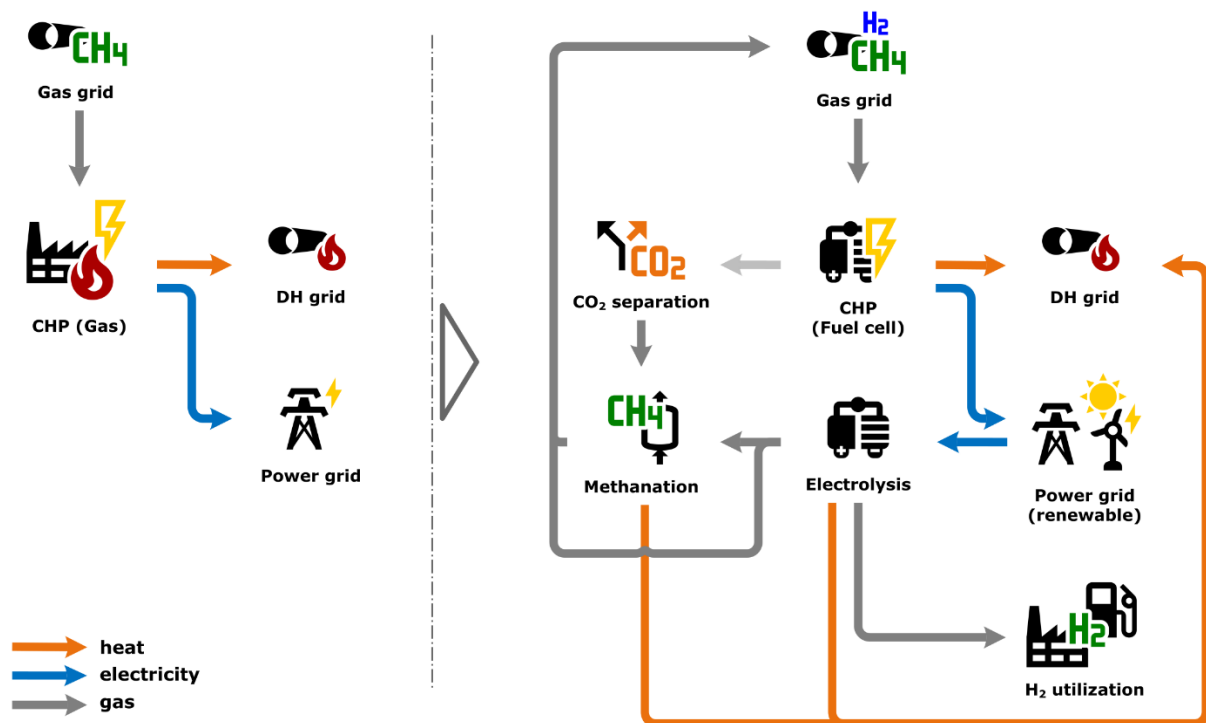


Abbildung 8: Mögliche Integration von Wasserstofftechnologien beim Übergang von heutigen (links) zu zukünftigen (rechts) Wärmeversorgungsnetzen

### Quantitative Analyse des Nutzungspotentials der Abwärmen von Elektrolyseuren in der Fernwärme

Da es sich bei den meisten der derzeitigen Anlagen noch um Demonstrationsprojekte handelt, die für die Nutzung der Abwärme aus der Produktion nicht geeignet sind, wird das Abwärmepotenzial von Elektrolyseuren auf der Grundlage von Szenarien für ihre erwarteten Kapazitäten in den Jahren 2030 und 2040 bewertet: Auf europäischer Ebene sind entsprechende Daten auf nationaler Ebene aus den Szenarien des TYNDP 2022 (ENTSO-E and ENTSO, 2022) verfügbar. Diese Daten werden mit Daten über die weltweit installierte Kapazität aus dem Net-Zero-Emissions-Szenario der IEA (IEA, 2019) kombiniert. Für die Analyse des Abwärmepotenzials sind Annahmen zum Technologieanteil und zum Abwärmeanteil erforderlich. Ein Wert von 3.500 Volllaststunden wird aus (Böhm et al., 2020) übernommen. Um die Größenordnung des Abwärmepotenzials zu verstehen, wurde ein Vergleich zwischen dem geschätzten Abwärmepotenzial für die europäischen Länder im Jahr 2040 und dem prognostizierten Wärmebedarf aus Fernwärmenetzen im Jahr 2040 auf der Grundlage von Daten aus (Lukas Kranzl et al., n.d.) durchgeführt (siehe Abbildung 9).

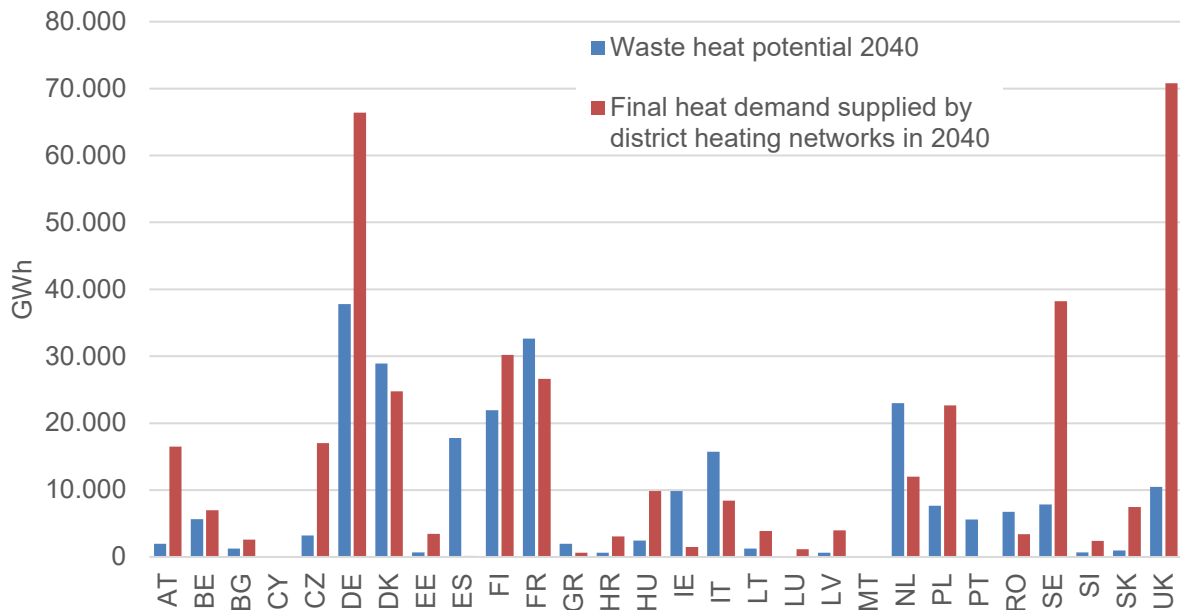


Abbildung 9: Vergleich des geschätzten Abwärmepotenzials aus Elektrolyseuren für 2040 mit dem prognostizierten Endwärmebedarf aus Fernwärmenetzen im Jahr 2040 (Wohn- und Nichtwohngebäude, Raumheizung und Warmwasser ohne Industrie (Lukas Kranzl et al., n.d.) Wärmeverluste im Netz nicht berücksichtigt).

Insgesamt könnte das maximale theoretische Abwärmepotenzial bis zu 64 % des Endwärmebedarfs der Fernwärme im Jahr 2040 decken (Summe aller Länder, ohne Berücksichtigung von Potenzialen über 100 % Deckung des nationalen Wärmebedarfs). In wärmeren Ländern (Zypern, Griechenland, Italien, Portugal, Rumänien, Spanien) kann das Abwärmepotenzial 100 % abdecken. Dies gilt auch für Dänemark, das einen hohen Wärmebedarf mit einem hohen Anteil an Warmwasserbereitung und einem hohen Abwärmepotenzial aufweist. Darüber hinaus übersteigt das Abwärmepotenzial in Ländern mit mittlerem Wärmebedarf und geringerem Anteil an Warmwasserbereitung (Frankreich und Niederlande) den prognostizierten Warmwasserbedarf. Andere Länder mit hohem Wärmebedarf und geringem Anteil an Fernwärme erreichen etwa 10-80 % der Deckung.

Für Österreich wird ein Abwärmepotenzial aus der Elektrolyse im Jahr 2040 von 1.987 GWh erwartet. Bei einem prognostiziertem Fernwärmebedarf von 16.485 GWh entspricht das maximal 12%.

## Diskussion

Neben technischen Konzepten hängt die praktische Machbarkeit der Integration von Wasserstofftechnologien in Fernwärmenetze von mehreren externen Variablen ab:

- Saisonalität von Wasserstoffnachfrage und -angebot
- Positionierung des Elektrolyseurs und der Brennstoffzellen im Zusammenhang mit Fernwärme
- Sicherheit der Wärme- und Stromversorgung
- Eingesetzte Technologien hinsichtlich der Primäranwendung (Priorisierung der Wasserstoffproduktion vs. Wärmebereitstellung)

Während die Bedeutung der Nutzung der Abwärme aus Elektrolyseprozessen zur Erzielung einer hohen gesamtwirtschaftlichen Primärenergieeffizienz hervorgehoben wird, wird ihr Einsatz bei der Umsetzung von Power-to-Gas-Anlagen bisher kaum berücksichtigt, wie aktuelle Studien zeigen (Böhm et al., 2021). Abwärme ist im Hinblick auf den aktuellen Technologiestand und die realisierten Projektgrößen der Elektrolyse und Brennstoffzelle noch kein Kriterium für die Positionierung von Elektrolyseuren. Allerdings ist die Positionierung von Elektrolyseuren weit entfernt von potenziellen Wärmesenken zwangsläufig mit erheblichen Investitionskosten für die Pipeline-Infrastruktur und Wärmeverlusten verbunden, wenn die Abwärmerückgewinnung zu einem späteren Zeitpunkt implementiert wird. Daher ist eine wirksame makroökonomische Positionierung wünschenswert, es sind jedoch noch weitere Forschungsarbeiten erforderlich, um die Integration von Abwärme voranzutreiben. Es könnten wirksame Planungsinstrumente entwickelt werden, die dabei helfen, den erwarteten Bedarf an Wasserstoff und Wärme (und Sauerstoff) sowie die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom und Wasser als Input für den Prozess abzubilden (Böhm et al., 2021). Chancen für technologische Entwicklungen, die die Integration von Wasserstoff und (Fern-)Wärmesystem ermöglichen sollen, liegen in größeren Brennstoffzellen (zum Einsatz als KWK-Anlage im Fernwärmenetz) und der Verfügbarkeit von Abwärme aus der Elektrolyse bei wirtschaftlich nutzbaren Temperaturen.

## 6.4. Implementierung

### 6.4.1. Case studies aus Österreich

*Autoren: Anton Ianakiev (NTU), Anna Cadenbach (Fraunhofer IEE), Nicolas Marx (AIT), Kevin Naik (NTU), Ralf-Roman Schmidt (AIT), mit Beiträgen von Joachim Kelz (AEE Intec), Daniel Muschick (BEST)*

In diesem Abschnitt werden verschiedene Fallstudien zu Hybrid-Energienetzen zusammengefasst, an denen die österreichischen Teilnehmer:innen des IEA DHC Annex TS3 beteiligt waren. Außerdem wurden relevante Fallstudien aus der Literatur einbezogen.

#### (1) Integration von Technologien

**Wärmepumpe Spittelau in Wien (Österreich)** – geplantes Demonstrationsprojekt (Kelz, 2022a): Das Projekt zielt darauf ab, die Kondensationswärme aus dem Rauchgasreinigungsprozess in der Müllverbrennungsanlage Spittelau zu nutzen. Die derzeit an die Umwelt abgegebene Abwärme wird mittels einer großen Hochtemperatur-Großwärmepumpenanlage in das Fernwärmenetz eingespeist. Dadurch wird die thermische Leistung der Verbrennungsanlage von 60 MW auf rund 76 MW erhöht. Die geplante Ausgangstemperatur der Großwärmepumpen wird aufgrund der Verhältnisse im primären Fernwärmenetz etwa 90 °C betragen, was zu einem COP von 4,7 führt.

**Abwärmenutzung eines Spas in Wien (Österreich)** – realisiert (Wien Energie, 2022). Im Mai 2022 wurden in der Wiener Therme zwei Wärmepumpen, ergänzt um einen Elektroboiler, installiert, um die Abwärme des Thermalwassers nach der Eigennutzung zur Versorgung umliegender Haushalte mit Fernwärme zu nutzen. Das Abwasser wird nach interner Nutzung in zwei großen Speichern gesammelt, bevor es der Wärmeprimärseite der Wärmepumpen zugeführt wird. Die Wärmepumpen werden das

etwa 30 °C warme Abwasser nutzen, um 85 °C für die Fernwärme zu erzeugen. Es wurde ein Regelalgorithmus implementiert, der auf eine effiziente Integration der neuen Erzeugungseinheit in das bestehende Fernwärmesystem abzielt. Als Folgeprojekt ist die Optimierung des gesamten Sekundärnetzes geplant (Cernohuby-Wallner, 2023).

**Wiener Abwasserwärmepumpe (Österreich)** – NICHT realisiert (Kelz, 2022b): Ziel dieses Projekts war die Nutzung der Abwärme des Abwassers zur Einspeisung in das Fernwärmenetz. Leider ergaben die Analysen, dass die Anlage nicht profitabel betrieben werden konnte. Eine Rentabilität des Projekts war nicht gegeben, da a) die spezifischen Investitionskosten hoch waren und b) die Betriebsstunden bei Vollast aufgrund der geringen Effizienz der WP und der hohen Stromnetzkosten niedrig waren. Folgende Aspekte sollten bei zukünftigen Projekten berücksichtigt werden: a) Vermeidung einer Überdimensionierung der WP durch Festlegung von Betriebspunkten mit WP-Lieferanten; b) WPs sollten getrennt vom Anlagenbau ausgeschrieben werden.

#### **6.4.2. Betriebs- und Portfoliomanagement**

**Integration der Kläranlage (Kläranlage) in das Fernwärmenetz Gleisdorf (Österreich)** – teilweise realisiert (Gruber-Glatzl et al., 2020): Das Fernwärmenetz von Gleisdorf wird auf ein Fernwärmenetz der 4. Generation einschließlich einer Wärmepumpe umgestellt, inkl. der Nutzung von Abwasser als Wärmequelle als flexibles Element. Mit einem „Virtual Heating Plant“ (VHP)-Ansatz wird das bestehende System optimiert. Der VHP-Ansatz ist ein intelligentes Steuerungssystem, das a) zu einer Steigerung der Gesamteffizienz und Flexibilität führt, b) eine bestmögliche Nutzung erneuerbarer und lokal verfügbarer Energiequellen ermöglicht, c) die Synergien städtischer Infrastrukturen wie Kläranlagen und Fernwärmenetze voll ausschöpft und d) Schaffung eines zukunftssicheren und widerstandsfähigen Systems, das es ermöglicht, innovative Maßnahmen in Zukunft weiter zu verbessern und zu integrieren.

**100 % erneuerbare sektorübergreifende Energieversorgung für einen Smart District in Innsbruck (Österreich)** – realisiert (IKB, 2018): Der Energieversorger von Innsbruck zeigt, wie ein Smart District realisiert und sowohl mit Wärme als auch mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt werden könnte. Mehrere Kopplungstechnologien ermöglichen eine effiziente Nutzung überschüssigen Stroms zum Heizen. Die Gebäude wurden mit PV-Modulen bedeckt. Die Abwasserrohre sind die Wärmequellen für zwei Wärmepumpen. Zusätzlicher Strom und Wärme kann durch ein Gas-BHKW zum Biogastarif bereitgestellt werden. Sporadisch überschüssiger Strom kann mit einem Power-to-Heat-Modul weiter in Wärme umgewandelt werden. Zusätzliche Batterien ermöglichen weitere Flexibilität. Die Anlage ist auf zwei Hauptgebäude verteilt, die jeweils mit Wärmespeichern ausgestattet sind. Ein innovatives Energiemanagementsystem nach dem Model Predictive Control-Prinzip sorgt für hohe Eigenversorgungsgrade.

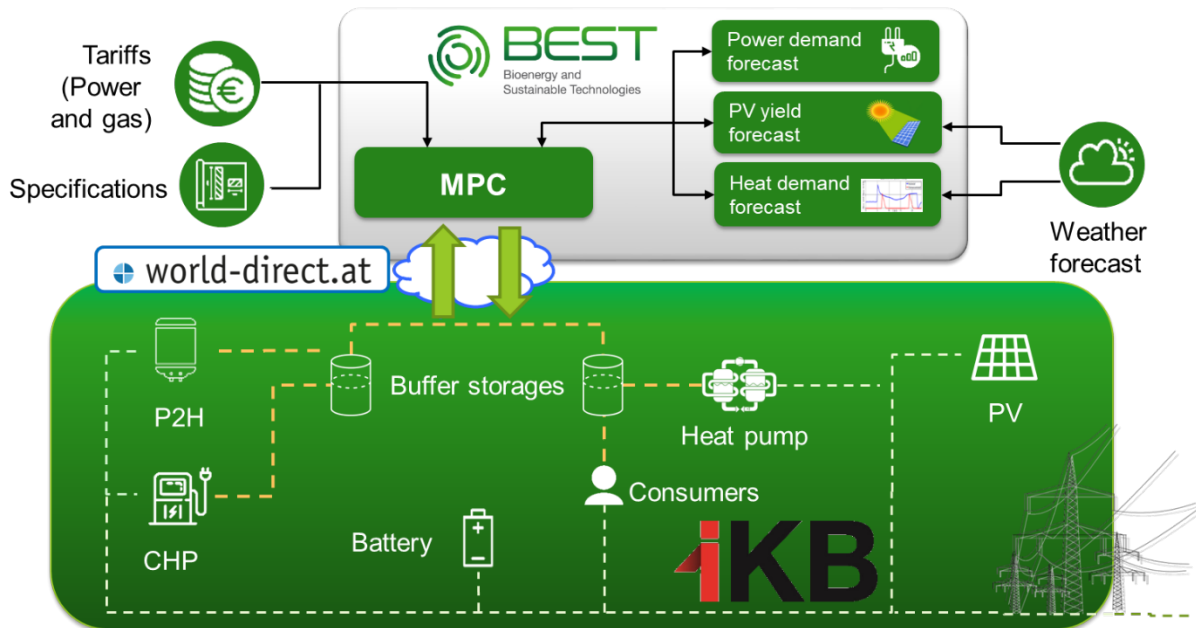


Abbildung 10: Modell des Energiesystems für das Smart District

**Hybride DH-Demo Neusiedl am See (Österreich) – teilweise realisiert** (Lehner and Puchegger, 2022): Im Burgenland übersteigt das Windangebot häufig die Nachfrage, zudem muss eine wachsende Zahl der Windparks am freien Markt betrieben werden, aufgrund des Wegfalls der Einspeisetarife. Daher untersucht die Stadt Neusiedl, wie überschüssiger Windstrom zur Wärmeerzeugung und damit für Flexibilität genutzt werden kann. Über eine Direktleitung vom Windpark Neusiedl wird der Strom direkt zum Energieknotenpunkt Neusiedl transportiert, wo Strom-, Erdgas- und Fernwärme-Netze zusammenlaufen. Geplant ist der Einbau einer Rauchgaskondensations-WP, einer Luftquellen-WP, eine Erweiterung des bestehenden Pufferspeichers sowie eines Batteriespeichers. Dadurch wird auch das Biomasseheizwerk entlastet, das bisher für die Fernwärme zuständig war.

### 6.4.3. Flexibilität und demand side management

**Maria Laach (Österreich) – Demonstrationsprojekt** (*Flexi-Sync Project Report*, 2022): Die Nutzung der thermischen Trägheit von Gebäuden durch eine ferngesteuerte Eingabe alternativer Einstellungen der Übergabestation wurde getestet. Fünf Gebäude, die 50 % des gesamten Energiebedarfs im Netzwerk abdecken, wurden für den Live-Test vorbereitet. Durch die Optimierung konnte die Spitzenlast im Vergleich zum Regelbetrieb um etwa 6 % reduziert werden. Die wichtigsten Erkenntnisse waren, dass die Vorbereitung historischer Betriebsdaten Zeit braucht und die Optimierungsplanung regelmäßiges Anlagenpersonal erfordert. Die beteiligten Endnutzer:innen bemerkten die Kontrolle der Gebäude nicht. Andererseits sind die Kosten für Flexibilitätsintegration, Lizenzierung und Betrieb für kleine ländliche Netze möglicherweise zu hoch. Daher ist es notwendig, eine kostengünstige Lösung zu finden, z. B. die Automatisierung des Optimierungsprozesses, um die Betriebskosten zu senken.

#### 6.4.4. Abwärme aus der Elektrolyse

**MPREIS Hydrogen (Österreich):** Die Supermarktkette MPREIS erzeugt grünen Wasserstoff in Völs, Tirol. Die 3,2-MW-Anlage ist derzeit der größte Single-Stack-Elektrolyseur in Europa. Die gewählte Technologie zur Erzeugung ist die alkalische Druckelektrolyse. Der erzeugte Wasserstoff wird in ihren Bäckereien und als Treibstoff für die eigene LKW-Flotte genutzt. Die Abwärme wird in ihren Produktionsprozessen wiederverwendet. 70 % des zugeführten Stroms werden in Wasserstoff umgewandelt, während etwa zwei Drittel der Wärmeverluste wiederverwendet werden ("MPREIS Wasserstoff," n.d.).

#### 6.4.5. Geschäftsmodelle

Die für den IEA DHC Annex TS3 analysierten Geschäftsmodelle basieren u.a. auf dem Im Flexi-sync-Projekt. Hier wurden Technologien wie Speicher, Steuerungsoptimierung, verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen und Abwärme in einem Optimierungsmodell abgebildet und für die Bewertung neuer Services eingesetzt. Diese Services berücksichtigen sowohl die Nachfrage- als auch die Angebotsseite des Fernwärmesystems und ermöglicht so ein großes Maß an Flexibilität auch im Stromsektor. Es wurden verschiedene Anwendungsfälle in Österreich und Schweden analysiert (Yang et al., 2022), in denen der optimale Betrieb des angebotsseitigen Systems (das Fernwärmenetz bestehend aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK), zentraler Wärmepumpe (WP) und Heizkessel und das nachfrageseitige System (Wärmepumpen auf Gebäudeebene und Wärmespeicher) sind in einem System integriert, um den Fernwärme- und Stromsystemen Flexibilität zu bieten. Bei den außeruniversitären Partner:innen ist die bislang beispiellose Zusammenführung von Nachfrage- und Angebotsseite in einem Angebot eine wichtige Neuerung, die eine erhöhte Flexibilität durch digitale Lösungen ermöglicht. Der neue Dienst muss noch auf den Markt kommen.

Für Österreich werden zwei Arten von Geschäftsmodellen vorgeschlagen:

- 1 Das erste neue Geschäftsmodell fügt neue energiebereichsübergreifende Komponenten hinzu (d.h. ein zentrales BHKW und ein KWK) und verbindet das System somit mit dem Stromnetz, was für ländliche Fernwärmesysteme in Österreich nicht üblich ist. Diese Einbeziehung ermöglicht zusätzliche Flexibilität für das bestehende DH-Netzwerk.
- 2 Das zweite innovative Geschäftsmodell ist eine Erweiterung des ersten und umfasst die Day-Ahead- und/oder die aFRR-Regelstrommarktteilnahme von KWK und KWK, da sich ihre Kombination als rentable Option erweist.

Table 1. Business Model Canvas (BMC) mit Darstellung des aktuellen und der beiden innovativen Geschäftsmodelle („neu“).

Key Partners	Key Activities	Value Propositions	Customer Relationships	Customer Segments
Chamber of Agriculture, forest associations, biomass associations, auditing associations, machine ring, farmers, wood owners,	Contracting (plant and energy saving), construction of the systems, support & maintenance, repairs, local fuel procurement, accounting & invoicing, knowledge transfer	Local heat supply, technical solutions/services, know-how transfer between plants, good price for biomass, workshops for users (planners, installers,...)	Local, renewable experts for heat supply with a focus on integrating local value creation	Customers from the private living area, housing cooperatives and other property developers, public authorities, companies, churches



planners/installers, other cooperatives New: Electric utility companies New: power exchanges or aggregators	New: Electricity sales to utility companies New: sale on electricity markets	New: CHP/HP: Safer heat supply (redundancy), renewable local electricity supply, more attractive prices through provision of flexibility		New: Electric utility companies New: buyers on the electricity market
	<b>Key Resources</b> Fuel (biomass), know-how, infrastructure (heat generation plants, network...), New: electricity, flexibility infrastructure		<b>Channels</b> Heat supply contracts, information events, word of mouth, website, other cooperatives, wood chip supply contracts, New: flexibility contracts	
<b>Cost Structure</b>		<b>Revenue Streams</b>		
Fuel costs (biomass), infrastructure New: Electricity costs (HP) extended infrastructure costs (also for flexibility), Costs possibly reduced by CHP (cushion off-peak periods), New: market participation costs, costs for price optimization		Ongoing: heat costs or contracting rate (CR); One-time payments: connection costs (if no CR), membership fee for cooperative New: Additional income through the sale of electricity possible (CHP), new income structures (new contracts) due to flexibility provision of buildings New: volatile income due to direct electricity market participation		

Diese Geschäftsmodelle sind dadurch charakterisiert, dass bei einer Strommarktteilnahme höhere Erlöse erzielt werden können. Am rentabelsten sind die Fälle, in denen Betriebs- oder Investitionsunterstützung für die zusätzlichen Erzeugungstechnologien vorgesehen ist. Dies deutet darauf hin, dass zusätzliche Erzeugungstechnologien und eine mögliche Teilnahme am Strommarkt wirtschaftlich sinnvoll sind, um Flexibilitätsoptionen zu nutzen. Auch in Fernwärmesystemen ist die Nutzung der Gebäudeflexibilität rentabel (insbesondere für Fernwärmenetze ohne vorhandene Wärmespeicher). Und wenn man eine Netzwerkverdichtung in Betracht zieht, kann die Flexibilität der thermischen Speichermasse von Gebäuden wirtschaftlich sinnvoll sein. Darüber hinaus werden auch die Geschäftsmodelländerungen analysiert.

## 6.5. Bewertung

### 6.5.1. Modellierung, Simulation und Optimierung

Autoren<sup>2</sup>: Edmund Widl (AIT), Daniel Muschick (BEST), Andrej Jentsch (Richtvert/AGFW), Anna Cadenbach (Fraunhofer IEE), Young Jae Yu (Fraunhofer IEE), Dennis Cronbach (Fraunhofer IEE), Peter Sorknaes (Aalborg University), Jaime Fito (CEA), Maurizio Repetto, (Politecnico di Torino), Julien Ramousse (USMB), Anton Ianakiev (NTU).

Der Übergang zu hybriden Energienetzen ist eine notwendige Voraussetzung für die großflächige Umsetzung der Sektorenkopplung. Dieser Übergang bringt jedoch praktische Herausforderungen mit sich, da die traditionellen domänenspezifischen Ansätze Schwierigkeiten haben, alle Aspekte hybrider Energienetze abzudecken. Methoden und Werkzeuge zur Konzeptualisierung, Systemplanung und -gestaltung sowie Systembetriebsunterstützung existieren für alle beteiligten Domänen, ihre

<sup>2</sup> Hierbei handelt es sich um eine Zusammenfassung aus (Widl et al., 2022).

Anpassung oder Erweiterung über den ursprünglich vorgesehenen Bereich hinaus ist jedoch noch Gegenstand von Forschung und Entwicklung.

In diesem Abschnitt werden innovative Konzepte zur ganzheitlichen Bewertung der technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte hybrider Energienetze vorgestellt. Diese Werkzeuge und Methoden konzentrieren sich nicht nur auf die Integration von Koppelpunkten, sondern auch auf die Auswirkungen gekoppelter Energienetze auf der Systemebene. In diesem Abschnitt werden innovative Werkzeuge zur Modellierung, Simulation und Optimierung hybrider Energienetze vorgestellt. Um einen starken Fokus auf die Anwendbarkeit für potenzielle Benutzer:innen zu legen, wurde darauf geachtet, nur Tools auszuwählen, die öffentlich verfügbar sind (kommerziell, Open Source oder anderweitig) und deren Verwendung zur Bewertung hybrider Energienetzwerke dokumentiert ist.

Die im IEA HC Annex TS3 Guidebook ausführlich beschriebenen Tools sind nicht einfach Erweiterungen etablierter domänenspezifischer oder multi-energetischer Tools, sondern bieten vielmehr neue Funktionen speziell für die Analyse hybrider Energienetze, z.B. die Bewertung des kombinierten Zustands der Netze oder der gegenseitigen Beeinflussung der Netze aufeinander. Sie decken ein breites Spektrum an Modellierungs- und Simulationsansätzen ab und ermöglichen so unterschiedliche Erkenntnisse zu hybriden Energienetzen. Als solche tragen sie dazu bei, die tatsächlichen technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile des Hybridparadigmas als Ergebnisse bereitzustellen. Allerdings ist nicht jedes Werkzeug für jede Aufgabe geeignet. Um eine konkrete Empfehlung zu geben, welche Werkzeuge für welche Anwendungen eingesetzt werden sollten, wurden vier Anwendungsbereiche speziell für Hybride Energienetze definiert: Charakterisierung/Zustandsbestimmung, Optimierung geplanter Netze, Betriebsoptimierung (technisch) und Betriebsoptimierung (wirtschaftlich).

Um die ausgewählten Werkzeuge hinsichtlich ihrer Nützlichkeit für diese Anwendungsbereiche zu bewerten, wurde ein Expertengutachten durchgeführt. Die Ergebnisse lassen sich zusammenfassen, indem man die Werkzeuge in die folgenden Anwendungskategorien einteilt:

- technische Bewertungen: Pandaplan, Modelica, Co-Simulation, COMANDO, SAInt
- Betriebsoptimierung (technisch & wirtschaftlich): EnergyPRO
- Planung auf der Ebene von Städten/Regionen: EHDO, EnergyPLAN, ESSIM, Integrate, rivus
- Planung auf der Ebene von Nationen/Kontinenten: GasPowerModels.jl, PLEXOS, PyPSA-Eur-Sec

### **6.5.2. SWOT Analyse**

*Autoren: Ralf-Roman Schmidt (AIT), Nicolas Marx (AIT)*

Hybride Energienetze können aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet werden und die Kopplung der verschiedenen Energienetze bringt nicht unbedingt nur Vorteile mit sich. Um die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken (SWOT) hybrider Energienetzwerke qualitativ zu analysieren, wurde ein dreistufiger Prozess durchgeführt, der auf einer Literaturrecherche, qualitativem Input von Expert:innen während eines speziellen Workshops und einer umfassenden Feedback- und Diskussionsphase mit Stakeholdern basiert. Infolgedessen wurden mehrere SWOT-Faktoren

identifiziert. Schließlich wurde eine Online-Umfrage durchgeführt, bei der über 60 Antworten aus der ganzen Welt gesammelt und die verschiedenen SWOT-Faktoren bewertet und kommentiert wurden.

Zusammenfassend lassen sich die wichtigsten Ergebnisse, für die abgestimmt wurde, wie folgt darstellen:

- **Stärken:** ein höheres Maß an Systemflexibilität, die Dekarbonisierung der KWK-Netze und ein höheres Maß an Freiheit bei Planung und Betrieb.
- **Schwächen:** eine zunehmende Komplexität, Preissignale, die die Netzsituation noch nicht berücksichtigen, und die derzeitigen Stromtarife und Steuern.
- **Chancen:** Digitalisierung, da sie zur Bewältigung der Komplexität beitragen kann; mehr Forschung, Produkte, Demonstrationsprojekte, Schulungen usw.; und Anreize zur Dekarbonisierung, die die Integration des Sektors unterstützen können.
- **Bedrohungen:** Eine mögliche Störung bestehender Geschäftsmodelle und das Risiko von "Stranded Investments" aufgrund verschiedener Unsicherheiten, z.B. des Rechtsrahmens, des Marktdesigns, der Marktentwicklung in Bezug auf Strompreise und alternative Flexibilitätsanbieter sowie der mittel- und langfristigen Verfügbarkeit von Abwärme als Quelle für WP's.

# 7 Vernetzung und Ergebnistransfer

Im Rahmen des IEA DHC Annex TS3 wurden diverse Veranstaltungen und Publikationen durchgeführt

## 7.1. Veranstaltungen und Präsentationen

1. Veranstaltung eines öffentlichen Webinars mit dem Titel: **“Hybrid Energy Networks - Austria Goes International”** am 23.04.2020. Hierbei fanden insgesamt 10 Präsentationen statt, hauptsächlich aus Österreich.
2. Veranstaltung eines öffentlichen Webinars mit dem Titel: **“Digitalization for optimizing integrated district heating systems”** am 09.09.2020, zusammen mit IEA DHC Annex TS4 **“Digitalisation of District Heating and Cooling”**.
3. Die Durchführung des **TS3 Webinar on “Hybrid Energy Networks” - Integrating district heating and cooling networks with the electricity and gas grid**; 27. April 2021 als „side event“ der Mission Innovation Austria Online Conference <https://missioninnovationaustriaweek.at/> mit Vorträgen aus dem nationalen und internationalen Projektteam
4. Durchführung einer „Special Session“ auf der **„17th Symposium of DHC, Nottingham“** vom 7. bis 8. September 2021 (hybrid) inkl. 5 Präsentationen der IEA DHC Annex TS3 Mitglieder
5. Durchführung einer „Special Session“ auf der **„7th International Conference on Smart Energy Systems“** in Kopenhagen, vom 21.-22. September 2021, inkl. 5 Präsentationen der IEA DHC Annex TS3 Mitglieder
6. Beteiligung am **IEA-Vernetzungstreffen**, Vienna, 27. September 2022 (Nicolas Marx, AIT), Präsentation mit Fokus auf der im Rahmen des TS3 durchgeführten SWOT-Analyse
7. Die Durchführung des TS3/TS4 Webinars **“Digitalization for optimizing integrated district heating systems”** am 3. November 2021
8. Die Beteiligung bei der **“ISEC 2022, the 2nd International Conference on Renewable Heating and Cooling in Integrated Urban and Industrial Energy Systems”**, in Graz vom 5.-7. April 2022 mit einem Poster

Alle Unterlagen zu den Events sind zu finden unter: <https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/ts3/publications>

## 7.2. Journal Veröffentlichungen

Es sind folgende Journal Veröffentlichungen mit Lead oder mit Beteiligung österreichischer Partner:innen im Rahmen des IEA DHC Annex TS3 entstanden:

- A collection of SWOT factors (strength, weaknesses, opportunities and threats) for hybrid energy networks: [doi.org/10.1016/j.egy.2021.09.040](https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.09.040)

- Expert survey and classification of tools for modeling and simulating hybrid energy networks <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100913>
- Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of (future) sector coupling potentials [doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.233](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.233)

### 7.3. Der nationale Abschlussworkshop

Die wesentlichen Ergebnisse der österreichischen Beteiligung wurden im Rahmen eines nationalen Abschlussworkshops mit dem Titel „Hybride Energienetze, Fernwärme im integrierten Energiesystem“ am Donnerstag, 20.10.2022 von 9-12 Uhr verbreitet. Dieser inkludiert Präsentationen aus der Industrie (Wien Energie) und dem nationalen Projektteam.

---

Einführung und Willkommen (*Ralf-Roman Schmidt, AIT*)

Aktuelle Aktivitäten der Wien Energie im Bereich Wärmepumpen-Integration und Power-to-heat (*Rusbeh Rezania, Wien Energie*)

Szenarien und Randbedingungen der KWK und zur Integration von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen in Österreich und international (*Lukas Kranzl, TU Wien/EEG*)

---

Zukünftige Synergiepotenziale von Power-to-Gas und Fernwärmenetzen (*Hans Böhm, El Linz*)

Abwärme aus Elektrolyseprozessen und Potential für die Fernwärme-Versorgung, Ergebnisse aus dem Projekt MEMPHIS2.0 (*Stefan Reuter, AIT*)

Elemente und Lösungen zur Flexibilisierung von Wärmenetzen – Ergebnisse aus dem Leitprojekt ThermaFLEX (*Joachim Kelz, AEE*)

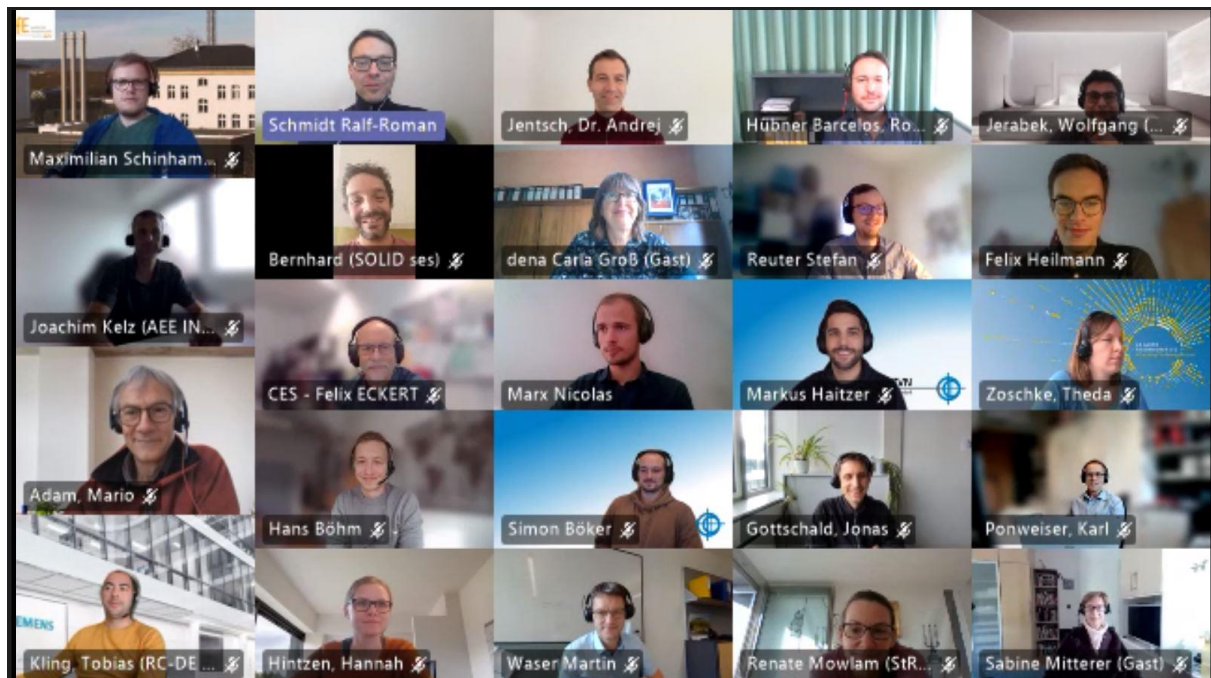
---

Tools für die Simulation von Hybridnetzen (*Edmund Widl, AIT*)

Netzdienliche Nutzung von Bauteilaktivierung in Gebäuden durch vorausschauende Regelungen – Ergebnisse aus dem Projekt ÖKO-OPT-AKTIV (*Valentin Kaisermayer, BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH*)

Geschäftsmodelle für flexible Wärmenetze im hybriden Energiesystem, Ergebnisse aus dem Projekt Flexi-Sync (*Carolin Monsberger, AIT*)

---



## 7.4. Das internationale Guidebook

Die wichtigste Dissiminierungsaktivität ist die **Veröffentlichung des IEA DHC TS3 Guidebooks**, das unter <https://www.iea-dhc.org/the-research/annexes/2017-2021-annex-ts3> heruntergeladen werden kann. Die Nachricht der Veröffentlichung wurde auch über Social Media (LinkedIn und Twitter) von mehreren Ko-Autoren verbreitet.

## 8 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Die Kopplung verschiedener Energiesektoren, insbesondere von Strom und Gas mit Wärme und Kälte, spielt eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung des Energiesystems. Der IEA DHC Annex TS3 hat sich als internationale Kooperationsplattform etabliert, die darauf abzielt, die wichtigsten Potenziale zu identifizieren und Empfehlungen zur Bewältigung der Herausforderungen für Fernwärmenetze im Kontext eines integrierten Energiesystems zu geben. Durch eine Vielzahl von Workshops, Webinaren, Konferenzen und bilaterale Gespräche, einschließlich der Zusammenarbeit mit dem IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN), wurden wertvolle Erkenntnisse gewonnen.

Basierend auf diesen Erkenntnissen und Empfehlungen sollten zukünftige Bemühungen darauf abzielen, die Integration der verschiedenen Energiesektoren weiter voranzutreiben und innovative Lösungen zu finden. Es ist wichtig, Anstrengungen zur Entwicklung und Implementierung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien und zur Verbesserung der Energieeffizienz zu unterstützen. Gleichzeitig müssen geeignete regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, um Investitionen in hybride Energienetze zu fördern und die Marktentwicklung zu ermöglichen. Die Zusammenarbeit zwischen Regierungen, Industrie und Forschungseinrichtungen ist entscheidend, um die Umsetzung dieser Maßnahmen zu unterstützen und die Vision einer nachhaltigen und kohlenstoffarmen Energiezukunft zu verwirklichen.

## Literaturverzeichnis

- Adensam, H., 2021. Die österreichische Wärmestrategie. Energy Lunch 2.6.2021.
- Andersen, A.N., Østergaard, P.A., 2020. Support schemes adapting district energy combined heat and power for the role as a flexibility provider in renewable energy systems. Energy 192, 116639. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2019.116639>
- Biomasseverband, 2021. Basisdaten 2021 - Bioenergie Österreich.
- BMK, n.d. Fernwärme [WWW Document]. URL <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/fernwaerme.html> (accessed 9.7.22a).
- BMK, n.d. Die österreichische Wärmestrategie [WWW Document]. URL [https://www.bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/energiewende/waermestrategie/strategie.html](https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/energiewende/waermestrategie/strategie.html) (accessed 9.7.22b).
- BMNT, 2018. #mission2030: Die österreichische Klima- und Energiestrategie.
- Böhm, H., Moser, S., Puschnigg, S., Zauner, A., 2021. Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of (future) sector coupling potentials. International Journal of Hydrogen Energy 46, 31938–31951. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.233>
- Böhm, H., Zauner, A., Rosenfeld, D.C., Tichler, R., 2020. Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. Applied Energy 264. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114780>
- Braungardt, 2023. ENER/C1/2019-482 – Renewable Heating and Cooling Pathways (forthcoming).
- Buffa, S., Cozzini, M., D'Antoni, M., Baratieri, M., Fedrizzi, R., 2019. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. Renewable and Sustainable Energy Reviews 104, 504–522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.059>
- Bundeskanzleramt, 2020. Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 – 2024.
- Danish Energy Agency, Energinet, 2020a. Technology Data - Generation of Electricity and District heating.
- Danish Energy Agency, Energinet, 2020b. Technology Data - Renewable fuels.
- David, A., Mathiesen, B.V., Averbalk, H., Werner, S., Lund, H., 2017. Heat Roadmap Europe: Large-scale electric heat pumps in district heating systems. Energies 10, 1–18. <https://doi.org/10.3390/en10040578>
- EHB European Hydrogen Backbone [WWW Document], 2023. . EHB. URL <https://ehb.eu/> (accessed 1.20.23).
- ENER/C1/2019-481 – Potentials and levels for the electrification of space heating in buildings (preliminary results), 2023.
- energiezukunft, 2020. Bis 2040 will Österreich klimaneutral werden [WWW Document]. URL <https://www.energiezukunft.eu/politik/bis-2040-will-oesterreich-klimaneutral-werden/> (accessed 9.7.22).
- Energinet, Danish Gas Technology Centre, Evida, IRD Fuel Cells, 2020. Energy Storage – Hydrogen injected into the Gas Grid via electrolysis field test. Fredericia, Denmark.
- Energy Monitor, 2020. Europe makes progress integrating renewables in district heating [WWW Document]. URL <https://www.energymonitor.ai/sectors/heating->



- cooling/europe-makes-progress-integrating-renewables-in-district-heating (accessed 9.7.22).
- ENTSO-E, ENTSOG, 2022. TYNDP 2022: Scenario Report.
- Ester, T., Pober, M., Kerschbaumer, M., Ziegler, M., Terreros, O., Spreitzhofer, J., Schmidt, R., 2020. Electricity market options for heat pumps in rural district heating networks in Austria. Energy.
- European Commission. Directorate General for Energy., E Think., TU Wien., Fraunhofer ISI., Öko Institut e.V., Viegand Maagoe., 2022. Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive: ENER/C1/2018 494 : final report. Publications Office, LU.
- Flexi-Sync Project Report, 2022.
- Geyer, R., Krail, J., Leitner, B., Schmidt, R.-R., Leoni, P., 2021. Energy-economic assessment of reduced district heating system temperatures. Smart Energy 2, 100011.
- Gruber-Glatzl, W., Brunner, C., Meitz, S., Schnitzer, H., 2020. From the Wastewater Treatment Plant to the Turnstiles of Urban Water and District Heating Networks. Front. Sustain. Cities 2, 523698. <https://doi.org/10.3389/frsc.2020.523698>
- IEA, 2020. Key World Energy Statistics 2020.
- IEA, 2019. The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.
- IKB, 2018. IKB-Smart-City-Lab: IKB eröffnet österreichweites Pilotprojekt [WWW Document]. URL <https://www.ikb.at/newsdetail/ikb-smart-city-lab-ikb-eroeffnet-oesterreichweites-pilotprojekt>
- ISGAN, 2019. Smart Grid Case Studies; Spotlight on Energy Storage Systems; Casebook.
- Kelz, J., 2022a. Vienna High Temperature Heat Pump Spittelau [WWW Document]. URL [https://thermafex.greenenergylab.at/e4a\\_demonstrator/wien-high-temperature-heat-pump-spittelau/?lang=en](https://thermafex.greenenergylab.at/e4a_demonstrator/wien-high-temperature-heat-pump-spittelau/?lang=en)
- Kelz, J., 2022b. Vienna Waste Heat Recovery from Sewage Heat [WWW Document]. URL [https://thermafex.greenenergylab.at/e4a\\_demonstrator/wien-waste-heat-recovery-from-sewage-heat/?lang=en](https://thermafex.greenenergylab.at/e4a_demonstrator/wien-waste-heat-recovery-from-sewage-heat/?lang=en)
- Köfinger, M., Basciotti, D., Schmidt, R.-R., 2017. Reduction of return temperatures in urban district heating systems by the implementation of energy-cascades. Energy Procedia 116, 438–451. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.091>
- Köfinger, M., Basciotti, D., Schmidt, R.R., Meissner, E., Doczekal, C., Giovannini, A., 2016. Low temperature district heating in Austria: Energetic, ecologic and economic comparison of four case studies. Energy 110, 95–104. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.103>
- Korberg, A.D., Mathiesen, B.V., Clausen, L.R., Skov, I.R., 2021. The role of biomass gasification in low-carbon energy and transport systems. Smart Energy 1, 100006. <https://doi.org/10.1016/J.SEGY.2021.100006>
- Korberg, A.D., Skov, I.R., Mathiesen, B.V., 2020. The role of biogas and biogas-derived fuels in a 100% renewable energy system in Denmark. Energy 199, 117426. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117426>
- Lehner, M., Puchegger, M., 2022. Wärmepumpenkonzept Neusiedl am See [WWW Document]. URL [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz\\_pdf/events/20220518-tws/5\\_Puchegger\\_P2H\\_Neusiedl\\_MIA\\_2022\\_Linz\\_002\\_v2.pdf?m=1653472393&](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz_pdf/events/20220518-tws/5_Puchegger_P2H_Neusiedl_MIA_2022_Linz_002_v2.pdf?m=1653472393&)

- Lester, M.S., Bramstoft, R., Münster, M., 2020. Analysis on Electrofuels in Future Energy Systems: A 2050 Case Study. *Energy* 199, 117408. <https://doi.org/10.1016/j.ENERGY.2020.117408>
- Lukas Kranzl, Michael Hartner, Andreas Müller, Gustav Resch, Sara Fritz, Andreas Müller, Tobias Fleiter, Andrea Herbst, Matthias Rehfeldt, Pia Manzi, Alyona Zubaryeva, n.d. Hotmaps Project, D5.2 Heating & Cooling outlook until 2050, EU-28, 2018 [www.hotmaps-project.eu](http://www.hotmaps-project.eu).
- Lund, H., 2014. Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions: Second Edition, *Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions: Second Edition*. <https://doi.org/10.1016/C2012-0-07273-0>
- Lund, H., Østergaard, P.A., Connolly, D., Ridjan, I., Mathiesen, B.V., Hvelplund, F., Thellufsen, J.Z., Sorknæs, P., 2016. Energy Storage and Smart Energy Systems. *doi.org* 11. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2016.11.2>
- Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J.E., Hvelplund, F., Mathiesen, B.V., 2014. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy* 68, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>
- Mathiesen, B. V., Lund, H., Connolly, D., Wenzel, H., Østergaard, P.A., Möller, B., Nielsen, S., Ridjan, I., Karnøe, P., Sperling, K., Hvelplund, F.K., 2015. Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy* 145, 139–154. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>
- MPREIS Wasserstoff [WWW Document], n.d. URL <https://www.mpreis.at/wasserstoff> (accessed 4.7.22).
- ÖROK, n.d. Energieraumplanung [WWW Document]. [oerok.gv.at](http://oerok.gv.at). URL <https://www.oerok.gv.at/raum/themen/energieraumplanung> (accessed 9.7.22).
- Østergaard, P.A., Werner, S., Dyrelund, A., Lund, H., Arabkoohsar, A., Sorknæs, P., Gudmundsson, O., Thorsen, J.E., Mathiesen, B.V., 2022. The four generations of district cooling - A categorization of the development in district cooling from origin to future prospect. *Energy* 253, 124098. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124098>
- Reuter, S., Schmidt, R.-R., 2022. ASSESSMENT OF THE FUTURE WASTE HEAT POTENTIAL FROM ELECTROLYSERS AND ITS UTILIZATION IN DISTRICT HEATING. Presented at the 2nd NEFI KONFERENZ 2022– NEW ENERGY FOR INDUSTRY, Linz, Austria.
- Ridjan, I., Mathiesen, B.V., Connolly, D., 2016. Terminology used for renewable liquid and gaseous fuels based on the conversion of electricity: a review. *Journal of Cleaner Production* 112, 3709–3720. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2015.05.117>
- RIS, n.d. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 07.09.2022, BGBl. I Nr. 13/2022.
- RIS, n.d. Ökostromgesetz 2012 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 07.09.2022.
- RIS, n.d. Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 07.09.2022.
- RIS, n.d. Bauordnung für Wien - Landesrecht konsolidiert Wien, Fassung vom 07.09.2022.
- Ruiz, P., Nijs, W., Tarvydas, D., Sgobbi, A., Zucker, A., Pilli, R., Jonsson, R., Camia, A., Thiel, C., Hoyer-Klick, C., Dalla Longa, F., Kober, T., Badger, J., Volker, P., Elbersen, B.S., Brosowski, A., Thrän, D., 2019. ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and

- coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. *Energy Strategy Reviews* 26, 100379. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100379>
- Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shah, N., Ward, K.R., 2019. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science* 12, 463–491. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>
- Volkova, A., Krupenski, I., Ledvanov, A., Hlebnikov, A., Lepiksaar, K., Latõšov, E., Mašatin, V., 2020. Energy cascade connection of a low-temperature district heating network to the return line of a high-temperature district heating network. *Energy* 198, 117304. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117304>
- Wien Energie, 2022. Grüne Wärme aus der Therme: Thermalwasser sorgt für Fernwärme für 1.900 Oberlaaer Haushalte [WWW Document]. URL <https://www.wienenergie.at/pressrelease/gruene-waerme-aus-der-therme-thermalwasser-sorgt-fuer-fernwaerme-fuer-1-900-oberlaaer-haushalte/>
- Yang, Y., Monsberger, C., Maggauer, K., Suna, D., 2022. Business modell and market analysis for the new service.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel für ein hybrides Energienetz mit einigen möglichen Technologien und Verbindungen (Quelle: Fraunhofer IEE) .....	20
Abbildung 2: Klassifizierung von hybriden Energienetzen auf der Grundlage verschiedener Stufen der Systemintegration. ....	21
Abbildung 3: Übersicht über die verschiedenen Gasnetze; *H <sub>2</sub> -Einspeisung in das Erdgasnetz ist derzeit nur bedingt erlaubt; **H <sub>2</sub> -Netze sind derzeit in Planung; ***Biogas wird meist direkt vor Ort, ohne regionales Netz, genutzt (Quelle: AIT) .....	25
Abbildung 4: Vergleich der verschiedenen Szenarien für die Versorgung mit Wasserstoff bis 2050, EU- (European Commission. Directorate General for Energy. et al., 2022).....	27
Abbildung 5: Szenarienvergleich des Fernwärmeversorgungsmixes in verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichen Elektrifizierungsarten und -niveaus bis 2050, EU-27 (Namen der Szenarien: Direktelektrifizierung (Elec), Wasserstoff (H <sub>2</sub> ) und E-Fuels; und der Anteil der durch die entsprechenden Erzeugungstechnologien versorgten Fläche) (ENER/C1/2019-481 – Potentials and levels for the electrification of space heating in buildings (preliminary results), 2023).....	28
Abbildung 6: Szenarienvergleich des Fernwärmeversorgungsmixes in einem Basisszenario (links) und einem Dekarbonisierungsszenario (rechts) bis 2050, EU-27 (Braungardt, 2023) .....	29
Abbildung 7: Schwellenwert für den Strompreis bei verschiedenen Gaspreisen und SCOP für die Gewährleistung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit von gasbefeuerten KWK-Anlagen.....	30
Abbildung 8: Mögliche Integration von Wasserstofftechnologien beim Übergang von heutigen (links) zu zukünftigen (rechts) Wärmeversorgungsnetzen .....	34
Abbildung 9: Vergleich des geschätzten Abwärmepotenzials aus Elektrolyseuren für 2040 mit dem prognostizierten Endwärmebedarf aus Fernwärmenetzen im Jahr 2040 (Wohn- und Nichtwohngebäude, Raumheizung und Warmwasser ohne Industrie (Lukas Kranzl et al., n.d.) Wärmeverluste im Netz nicht berücksichtigt).....	35
Abbildung 9: Modell des Energiesystems für das Smart District .....	38

## Abkürzungsverzeichnis

WP	Wärmepumpe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
PV	Photovoltaik

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 800 21 53 59

[servicebuero@bmk.gv.at](mailto:servicebuero@bmk.gv.at)

[bmk.gv.at](http://bmk.gv.at)