dena

Analyse

Elektrifizierung der Fernwärme: Welche Chancen bietet der Strommarkt?

Chancen und Hemmnisse von Power-to-Heat-Anwendungen in Deutschland

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 30 66 777-0
Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:
Shervin Balali
Dr. Jana Bosse
Dr. Rita Ehrig
Nicolas Eschenbruch
Tibor Fischer
Dr. Tim Mennel

Bildnachweis:
shutterstock/Dietrich Leppert

Stand:
07/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026): Elektrifizierung der Fernwärme: Welche Chancen bietet der Strommarkt? Chancen und Hemmnisse von Power-to-Heat-Anwendungen in Deutschland. Berlin.

Inhalt

1 Kernbotschaften 4

2 Einleitung 6

3 Welche Vorteile bietet die Kopplung zwischen Fernwärme und Stromsystem in Deutschland? 9

4 Wie funktioniert der Strommarkt und welche Entwicklungen sind zu erwarten? 10

4.1 Stromhandel und Systemdienstleistungen 10

4.2 Entwicklung von Angebot und Nachfrage 11

5 Welche Wärmeerzeuger in Wärmenetzen können am Strommarkt teilnehmen? 13

5.1 Aktuell überwiegen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) 13

5.2 Zukünftige Grundlastversorgung durch Großwärmepumpen 13

5.3 Schnelle Reaktion durch E-Boiler 14

6 Welche Möglichkeiten am Strommarkt ergeben sich für Fernwärmeversorger? 15

7 Welche Hemmnisse und mögliche Maßnahmen gibt es für eine integrierte strombasierte Wärmeerzeugung? 19

7.1 Hemmnisse im Bereich Markt und Regulierung 19

Erste Ableitungen möglicher Ansätze 20

7.2 Hemmnisse und mögliche Maßnahmen bei der Finanzierung 20

Erste Ableitungen möglicher Ansätze 21

7.3 Technologische Hemmnisse 22

Erste Ableitungen möglicher Ansätze 22

8 Zusammenfassung und Ausblick 25

Abbildungsverzeichnis 28

Tabellenverzeichnis 29

Literaturverzeichnis 30

1 Kernbotschaften

Die verstärkte Elektrifizierung der Verbrauchssektoren ist ein zentrales Handlungsfeld der Energiewende. Neben dem Beitrag zur Dekarbonisierung stärkt sie Deutschlands Unabhängigkeit von Gas- und Öl-Importen. Bei sukzessiv sinkendem Anteil preisvolatiler fossiler Brennstoffe wird die Resilienz und Bezahlbarkeit der Energieversorgung insgesamt gestärkt. Der Fernwärme kommt hier eine bedeutende Rolle zu. So gehen aktuelle Studien und Szenarien von einer starken Elektrifizierung aus, um die Dekarbonisierung der Fernwärme zu erreichen. Vor diesem Hintergrund zeigt dieses Papier auf, welche Chancen die Elektrifizierung für Fernwärmeversorger mit sich bringt und welche Hindernisse bestehen. Es werden zentrale Stellschrauben identifiziert, die den Einsatz elektrischer Wärmerzeuger in der Fernwärme stärken können. Dabei richtet sich diese Publikation bewusst an Branchenexpertinnen und -experten aus der Strom- und aus der Wärmewirtschaft.

Ausgangspunkt dieser Analyse sind vergleichende Interviews mit deutschen und dänischen Expertinnen und Experten, darunter Fernwärmeversorger ebenso wie Stromnetzbetreiber, Forschungsinstitute und ein Energiehandelsunternehmen. Hintergrund für die Einbindung dänischer Hintergrund für die Einbindung dänischer Expertinnen und Experten sind die umfangreichen Erfahrungen des Landes bei der Elektrifizierung der Fernwärme und der verstärkten Integration des Strom- und Wärmemarkts. Zentrale Ergebnisse sind:

- **Verschiedene Szenarien gehen davon aus, dass im zukünftigen Energiesystem Großwärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern den Großteil der Fernwärme erzeugen werden.** Dafür ist eine Vervielfachung der aktuell installierten Kapazitäten erforderlich. Im Vergleich zu Ländern wie Dänemark oder Schweden steht Deutschland mit 165 Megawatt (MW) am Anfang dieses Weges. Noch dominieren fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) die leitungsgebundene Wärmeversorgung.
- **Die Elektrifizierung der Fernwärmeversorgung bietet erhebliche Potenziale zur Netz- und Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien und stärkt die Kosteneffizienz des Energiesystems.** In Kombination mit Wärmespeichern können elektrische Wärmeerzeugungsanlagen einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich von fluktuierender Erzeugung leisten, indem die Wärmeerzeugung insbesondere in Zeiten mit hoher Stromerzeugung stattfindet. Dabei setzen niedrige Preise bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien Anreize für eine ökonomische und systemdienliche Fahrweise. Darüber hinaus können – je nach Standort und Netzebene – auch der Redispatch, also die Abregelung erneuerbarer Energien, minimiert und die damit einhergehenden volkswirtschaftlichen Kosten für den weiteren Umbau des Energiesystems gesenkt werden.
- **Die Fernwärme bietet ein erhebliches perspektivisches Potenzial für den Strommarkt.** Dabei bietet die kurzfristige Optimierung über flexible Vermarktungsformen an der Strombörse (wie beispielsweise Day Ahead, Intraday) oder dem Terminmarkt in Kombination mit erneuerbaren Vermarktungsformen wie Power Purchase Agreements (PPAs) die Chance, Strom für die Wärmeerzeugung zu langfristig günstigen Preisen bereitzustellen. Gleichzeitig können flexible Wärmeerzeuger auch am Regelenergiemarkt partizipieren. Stromanbieter können so von neuen Kundengruppen in den Bereichen Fern- und Prozesswärme profitieren. Insbesondere lokale Versorger können über eine stärkere Verschränkung ihrer Geschäftsfelder und den Zugang zu Strom- und Wärmenetzen integrierte Versorgungskonzepte voranbringen.
- **Umgekehrt verringert eine strommarktoptimierte und netzdienliche Fahrweise elektrischer Wärmeerzeuger die Wärmegestehungskosten und trägt zur Bezahlbarkeit der Fernwärme bei.** Der flexible Einsatz von Power-to-Heat-Technologien eröffnet neue Geschäftsmodelle für Fernwärmeunternehmen im Stromgroßhandel sowie im Markt für Systemdienstleistungen, vor allem hinsichtlich der Regelleistung. Die durch flexible Fahrweise erzielten Einnahmen können die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugungsanlagen deutlich verbessern. Zudem bieten die unterschiedlichen Stromvermarktungsformen Fernwärmeerzeugern die Möglichkeit, den Stromeinkauf zu optimieren und von günstigen Preisen zu profitieren. Dabei ist eine aktive Strukturierung des Stromeinkaufs zentral. Kurzfristige Opportunitäten müssen mit langfristigen Einkaufsstrategien kombiniert werden. Vorrausetzungen werden hier insbesondere über das künftige Strommarktdesign und die Netzent-geltregulatorik gesetzt.

- **Um das Potenzial der Elektrifizierung zu heben, müssen bestehende technische Hemmnisse überwunden werden.** Notwendige Infrastrukturen (Strom- und Wärmenetze, Netzanschlüsse) sind nicht ausreichend ausgebaut. Darüber hinaus ist eine weitgehende Digitalisierung der Wärmeerzeugungsanlagen sowie der Steuerungs- und Regelungstechnik im Wärmenetz erforderlich, um die Optimierung des Strombezugs zu ermöglichen.
- **Der bestehende Förder- und Investitionsrahmen benachteiligt Power-to-Heat-Technologien gegenüber KWK-Anlagen**. Es braucht deshalb einen integrierten Ansatz. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bietet aufgrund seines Rechtstatus eine stabile Grundlage für die Refinanzierung. Demgegenüber ist die Förderung über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) etwa für Großwärmepumpen weniger verlässlich. Aktuell ist der Umfang der Förderung an der geltenden Fassung der Förderrichtlinie und den zur Verfügung stehenden Haushaltsmitteln ausgerichtet. Eine erhöhte Planungssicherheit für Fernwärmenetzbetreiber könnte beispielsweise über eine Verstetigung der BEW-Förderung erreicht werden. Eine mittelfristige grundsätzliche Neuordnung der Fördermechanismen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung wäre vor diesem Hintergrund wünschenswert. Darüber hinaus wird eine steigende CO_2-Bepreisung die Elektrifizierung begünstigen.
- **Die Finanzierung von Projekten scheitert oftmals an fehlenden Erfahrungswerten in der Branche und den damit einhergehenden aufwendigen Bewertungsverfahren der Banken.** Während die Bewertung und Finanzierung von Assets im Strombereich Eingang in die Finanzwelt gefunden hat, betritt die Finanzbranche hier neues Terrain. Es braucht standardisierte Lösungen, um die notwendigen Mittel für die Finanzierung der Fern- und Prozesswärme abzusichern.

2 Einleitung

Die Elektrifizierung ist ein zentraler Baustein der Energiewende. So zielt auch der kurz vor der Veröffentlichung stehende „EU Electrification Action Plan“ der EU-Kommission darauf ab, den Anteil fossiler Energien am Endenergieverbrauch zu senken und den Anteil von Strom in den Verbrauchssektoren zu stärken. Ziel ist es, den Stromanteil bis 2030 von derzeit rund 23 auf 32 Prozent zu erhöhen. Dafür sollen Strategien für die Sektoren Mobilität, Gebäude und Industrie entwickelt und die dazugehörige Infrastruktur ausgebaut werden. Den Ausgangspunkt bilden dabei ein integriertes Energiesystem und Strommärkte, in denen sich primär marktliche Lösungen etablieren.[1]

Entsprechend soll die Wärme der Zukunft auch maßgeblich elektrisch erzeugt werden. Während die heutige Wärmenetzversorgung in Deutschland noch stark von Verbrennungstechnologien abhängig ist, wird unterschiedlichen Szenarien zufolge ein Großteil der dekarbonisierten Wärme zukünftig durch Großwärmepumpen ergänzt und durch Elektrokessel (Begriff der Langfristszenarien) sowie Wärmespeicher, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden, bereitgestellt. So gehen die Langfristszenarien der Bundesregierung (Szenario T45) davon aus, dass bis 2045 knapp 70 Prozent der erzeugten Wärme auf Wärmepumpen und weitere 15 Prozent auf Geothermie sowie Solarthermie entfallen werden (siehe Abbildung 1). Das bedeutet, dass im transformierten Wärmenetzsystem damit gerechnet wird, dass Großwärmepumpen eine der volkswirtschaftlich kosteneffizientesten Optionen der Wärmeerzeugung darstellen.

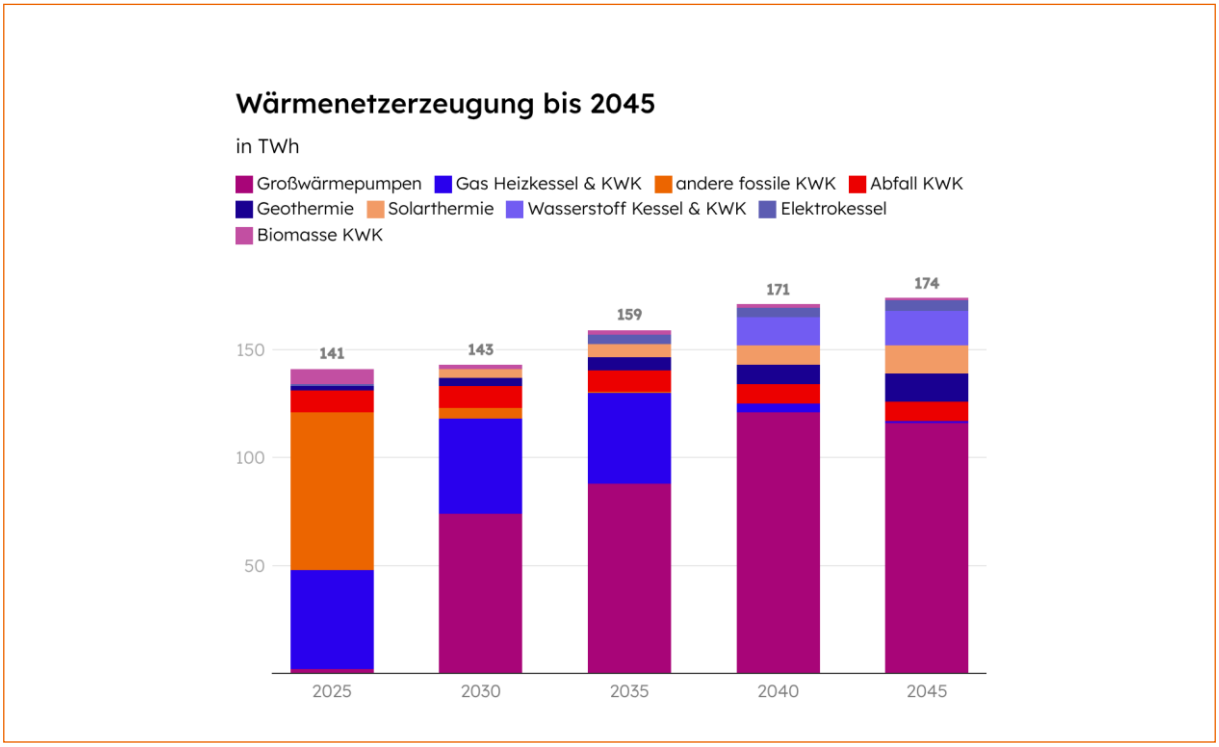

Abbildung 1: Wärmeerzeugung in deutschen Wärmenetzen bis 2045 (Quelle: LFS, Szenario T45-Strom)[i]

[1] Der Plan soll im Juli 2026 veröffentlich werden. EU Kommission (2026): EU Electrification Action Plan https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/electrification_en. Zugriff am: 30.06.2026

Diese Umstellung bietet neben der Dekarbonisierung eine große Chance, das Energiesystem sicherer und resilienter zu gestalten. Die Abhängigkeit von fossilen Importen verringert sich, die Wertschöpfung für den Bau neuer Wärmeerzeugungsanlagen und für die Erzeugung der Energie in Deutschland wird gestärkt. Gleichzeitig liefert der flexible Strombezug durch die Wärmeversorgung einen weiteren Betrag zur Flexibilisierung und damit zur Stabilisierung des Energiesystems.

Dabei steht Deutschland am Anfang. Aktuell werden rund drei Viertel der Wärme durch die Verbrennung fossiler Energieträger erzeugt. Die in Betrieb, Planung oder Bau befindlichen Großwärmepumpen in Deutschland umfassten Anfang 2026 eine Gesamtleistung von 760 MW, wovon ca. 165 MW in Wärmenetzen in Betrieb sind. Weitere Projekte mit einer Kapazität von 400 MW sind für die nächsten Jahre angekündigt.[2] Ende 2025 waren laut dem Energieeffizienzverband AGFW 890 MW an wärmenetzgebundenen Elektro- und Elektrodenkessel installiert. Um gemäß T45 Szenarien zwei Drittel der Wärmeerzeugung in deutschen Wärmenetzen bereitzustellen, ist in den nächsten Jahren und Jahrzehnten eine Vervielfachung der Leistung sowohl von Großwärmepumpen als auch von E-Boilern[3] und ans Wärmenetz gekoppelten Wärmespeichern notwendig. Voraussetzungen für das Gelingen sind der weitere Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und der parallele Ausbau der Stromnetze.

Die sich abzeichnende Elektrifizierung der Fernwärme erfordert eine stärkere Integration der Wärmeerzeugung in den Strommarkt. Diese vertiefte Sektorenkopplung bietet Herausforderungen, aber auch Chancen für den Wärmemarkt. Während zur Verfügung stehende Netzkapazitäten heute und die ausreichende erneuerbare Stromerzeugung perspektivisch einen Engpass darstellen, eröffnen schwankende Strompreise und die für die Stabilität des Stromnetzes erforderlichen Systemdienstleistungen neue Geschäftsfelder für Fernwärmeunternehmen.

Um die Potenziale zur verstärkten Sektorenkopplung einzuordnen, wird die aktuelle Situation Deutschlands analysiert und mit der Ausgangslage in Dänemark verglichen (siehe nachfolgende Info-Box). In Dänemark ist die Integration des Fernwärmemarkts in den Strommarkt weiter fortgeschritten, der Vergleich dient dazu, mögliche Einflussfaktoren sichtbar zu machen. Grundlage der vorliegenden Analyse sind neben Literaturrecherchen Interviews mit dänischen und deutschen Branchenexperten. Befragt wurden Vertreter von Fernwärmeversorgern sowie Stromnetzbetreibern, Forschungsinstituten und einem Energiehandelsunternehmen.[4]

[2] Summe der erfassten Großwärmepumpenprojekte im Infoportal Großwärmepumpe. Abgerufen von: **Fehler! Linkreferenz ungültig.**. Zugriff am: 23.02.2026

[3] Mit dem Begriff „E-Boiler" werden in der vorliegenden Analyse die Technologien Elektro- und Elektrodenboiler bzw. -kessel zusammengefasst, siehe Kapitel 4.

[4] Die Interviews wurden im Rahmen einer Studie geführt, die die dena für das dänische Konsulat 2025/2026 zum Thema Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Fernwärmeversorger erstellt hat.

Fernwärmeversorgung in Deutschland und Dänemark im Vergleich

In Dänemark werden etwa 70 Prozent des Gebäudewärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt, 65 Prozent der Gebäude sind an das Fernwärmenetz angeschlossen. Die Erzeugung basiert zu zwei Dritteln auf Biomasse. In Deutschland werden aktuell 15,5 Prozent der Gebäude durch Fernwärme versorgt. Studien gehen aber davon aus, dass ihr Anteil steigen wird. Entsprechend nimmt die Erzeugung von 141 Terawattstunden (TWh) (2025) bis auf 174 TWh (2045) kontinuierlich zu (vgl. Abb. 1), wobei bessere Sanierungen den Wärmebedarf pro Quadratmeter senken werden. Auch in Dänemark wird die Fernwärme weiter ausgebaut, 2022 erfolgten 35.000 Neuanschlüsse ans Fernwärmenetz. Die Gesamtwärmemenge ist allerdings deutlich geringer. So wurden 2021 40,4 TWh Fernwärme erzeugt.

Elektrifizierte Wärmeerzeuger spielen in deutschen Wärmenetzen aktuell eine statistisch kaum relevante Rolle. So entfielen im Jahr 2024 auf Umwelt-, Geo- und Solarthermie zusammen 1,2 Prozent der Wärmeerzeugung. In Dänemark lag der Anteil von Wärmepumpen und E-Boilern im Jahr 2024 bei 4,8 Prozent (ohne Abwärmenutzung). Bis Ende 2025 ist er auf 6,8 Prozent weiter angestiegen. Anders als in Deutschland nehmen dänische Fernwärmebetreiber darüber hinaus am Regelleistungsmarkt teil: So stellen Power-to-Heat-Anlagen, insbesondere E-Boiler, dem Regelleistungsmarkt eine erhebliche Leistung zur Verfügung, beispielweise fast die gesamte Primärregelleistung (engl. Frequency Containment Reserve/FCR) von 76 MW (Westdänemark). Auch die Großhandelsmärkte spielen für die Fernwärme in Dänemark bereits eine erhebliche Rolle: Dank zahlreicher Wärmespeicher optimieren Fernwärmeversorger ihre Strombeschaffung und Wärmeerzeugung und stellen damit Flexibilitäten für das Stromsystem bereit, wodurch sie ihre Wärmekosten weiter verringen können.

Die nachfolgenden Ausführungen gliedern sich in fünf Kapitel mit Fragen und Antworten sowie eine Zusammenfassung mit Ausblick. Zunächst wird grundsätzlich erläutert, welche Vorteile die Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesystem bietet (Kapitel 3). Anschließend werden die Funktionsweise des Strommarkts dargelegt, einschließlich Handel und Systemdienstleistungen, und die Entwicklung von Angebot und Nachfrage skizziert (Kapitel 4). Darauf aufbauend wird in Kapitel 5 erläutert, welche leitungsgebundenen Wärmeerzeuger technisch in der Lage sind, am Strommarkt teilzunehmen. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf Großwärmepumpen und E-Boilern. Das daran anschließende Kapitel 6 erörtert, welche Möglichkeiten sich daraus für Fernwärmeversorger ergeben. Bei der Umsetzung gibt es auch Hemmnisse. Diese sowie mögliche Maßnahmen zu deren Beseitigung sind Gegenstand des letzten Kapitels 7.

3 Welche Vorteile bietet die Kopplung zwischen Fernwärme und Stromsystem in Deutschland?

Die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung wird die Stromnachfrage deutlich erhöhen. Der Aufbau flexibler, strombasierter Erzeugungsstrukturen mit integrierten Wärmespeichern birgt sowohl Herausforderungen als auch wirtschaftliche Chancen für das Stromsystem und insbesondere für Fernwärmeversorger. Zugleich schafft der steigende Strombedarf der Wärmeversorgung neue Absatzmöglichkeiten für Stromerzeuger und Stromvermarkter. Eine zentrale Voraussetzung dafür ist, dass ausreichend Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar ist und bestehende Vermarktungsformen für Strom über die Börse oder über spezifische Modelle für erneuerbaren Strom, etwa langfristige Stromlieferverträge (PPAs), verstärkt genutzt werden. Die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung wird die insgesamt benötigten Strommengen und Stromnetzanschlüsse zukünftig deutlich erhöhen und damit zusätzliche Anforderungen an die Stromnetzinfrastruktur stellen. In diesem Kontext kann die Fernwärme eine wichtige Rolle für den effizienten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung spielen und die Kosteneffizienz steigern. Eine höhere Stromabnahme insbesondere in Zeiten schwach ausgelasteter Netze kann dabei zur Senkung der Netzentgelte beitragen. Die aktuell im Rahmen des AgNes-Prozesses (AgNes = Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom) diskutierten dynamischen Netzentgelte würden dies ermöglichen. Diese Potenziale stehen im Einklang mit den politischen Zielen zur stärkeren Elektrifizierung der Verbrauchssektoren, wie sie auch der kürzlich von der EU-Kommission verabschiedete „EU Electrification Action Plan“ verfolgt. Er hat das Ziel, über unterschiedliche Maßnahmen einen Anstieg des Stromanteils am Endenergieverbrauch auf 32 Prozent zu erreichen. Dabei kann eine steigende Stromnachfrage die Marktwerte von erneuerbaren Energien erhöhen. Letztlich soll auch im Rahmen der nationalen Umsetzung der Europäischen Energieeffizienzrichtlinie (EED) die Steigerung der Gesamtenergieeffizienz in der Energieversorgung („Energy Efficiency First“) – einschließlich Systemflexibilitäten – sektorenübergreifend stärker in den Fokus rücken. Die Fernwärme und ihre technischen Systemkomponenten bieten das Potenzial, einen relevanten Beitrag hierzu zu leisten.

Die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung führt, sofern richtig umgesetzt, zu einem stetigen Anstieg flexibler Lasten. Der systemische Bedarf an solchen Flexibilitäten wird erwartungsgemäß weiter steigen, da der Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung kontinuierlich zunimmt. Dabei werden flexible Fernwärmeerzeugungsanlagen im Kontext einer preissensiblen Strombeschaffung und anhaltender Preisschwankungen an den Großhandelsmärkten profitieren. Das durch die Elektrifizierung der Fernwärme entstehende zusätzliche Angebot an flexiblen Lasten entwickelt sich somit weitgehend parallel zu einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommix. Die steigende Anzahl flexibler Lasten kann dabei zur Systemsicherheit und -stabilität sowie zur Reduktion der Abregelung erneuerbarer Energien beitragen und die Integration eines wachsenden Anteils fluktuierender Erzeugung erleichtern. Dies kann zugleich zu einer höheren Kosteneffizienz im Energiesystem beitragen – sowohl im Hinblick auf den Stromnetzausbau als auch für Fernwärmeunternehmen sowie perspektivisch auch für die Energiepreise der Endverbraucher.[5]

[5] Siehe auch die zentralen Ergebnisse des Gutachtens „Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode“ (2025), welches von BET Consulting und dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) erstellt wurde.

4 Wie funktioniert der Strommarkt und welche Entwicklungen sind zu erwarten?

In diesem Kapitel werden zunächst die grundsätzliche Funktionsweise des Stromhandels in Deutschland und Europa sowie der Markt für Systemdienstleistungen vorgestellt. Anschließend wird die Entwicklung von Angebot und Nachfrage in den für die Fernwärme relevanten Segmenten erläutert.

4.1 Stromhandel und Systemdienstleistungen

Wie die meisten europäischen Länder hat Deutschland das Modell eines dezentralen Stromhandels etabliert. Dezentrale Märkte werden auch als bilaterale Vertragsmärkte bezeichnet, da sie es Anlagenbetreibern und Lieferanten ermöglichen, beliebige vertragliche Verpflichtungen für die Lieferung von Energie einzugehen. Das Marktergebnis bildet die Grundlage für die Selbstplanung der Anlagenbetreiber: Die Optimierung erfolgt also durch den Anlagenbetreiber und nicht durch den Netzbetreiber oder den Systemverantwortlichen. Anlagenbetreiber und Lieferanten agieren als Anbieter. Sie können sowohl langfristige Verträge mit einer Laufzeit von einem oder mehreren Monaten oder sogar Jahren als auch kurzfristige Transaktionen abschließen. Etwa drei Viertel der Markttransaktionen werden bilateral abgeschlossen, die meisten über den Over-the-Counter-Markt (OTC), der (mittel- und langfristige) bilaterale Transaktionen ermöglicht. Neben dem bilateralen Handel gibt es auch noch den anonymen Handel an der Strombörse. Wesentliche Handelsplätze für den Handel am Folgetag und/oder gleichen Tag sind der Day-Ahead-Markt (DA) und der Intraday-Markt (ID). Neben den Kurzfristmärkten, üblicherweise gehandelt an der Börse EPEX Spot, existieren auch Terminmärkte für die mittel- bis langfristige Lieferung, u. a. Week Futures (Lieferung in der folgenden Woche), Month Futures (nächster Monat) oder Year Futures (im nächsten Jahr). Diese Produkte werden zumeist am Börsenplatz EEX, einem Schwesterunternehmen der EPEX Spot, gehandelt. Dabei hat Deutschland gemeinsam mit Luxemburg eine einheitliche Preiszone, d. h., die Preisbildung in allen Märkten erfolgt unabhängig vom Ort der Ein- und Ausspeisung; bestehende Netzengpässe berühren den Handel nicht.

Anlagenbetreiber und Lieferanten müssen in Bilanzkreise integriert sein, in denen es einen Bilanzkreisverantwortlichen gibt. Dieser garantiert gegenüber dem Systemverantwortlichen die Einhaltung der geplanten Ein- und Ausspeisung. Die Rolle des Systemverantwortlichen wird in Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) übernommen. Ihre Aufgabe ist der sichere Betrieb des Stromsystems auf Basis der Handelsergebnisse, die in Form verbindlicher Fahrpläne von den Strombörsen und den Bilanzkreisverantwortlichen an die ÜNB geliefert werden. Um den sicheren Betrieb zu garantieren, schreiben die ÜNB sogenannte Systemdienstleistungen aus, die je nach ihren technischen Fähigkeiten von Anlagenbetreibern oder, in gewissem Maß, von Stromabnehmern angeboten und bereitgestellt werden. Mit Blick auf die Fragestellung des Papiers ist dabei vor allem die Regelleistung relevant: Sie dient dazu, die Frequenzstabilität im Wechselstrom-Übertragungsnetz zu erhalten, und wird entsprechend der Aktivierungszeit differenziert: Primärregelleistung (engl. Frequency Containment Reserve/FCR) muss in Millisekunden verfügbar sein, Sekundärregelleistung (engl. automatic Frequency Restoration Reserve/aFRR) innerhalb weniger Minuten und Tertiärregelleistung (engl. manual Frequency Restoration Reserve/mFRR) innerhalb von 12,5 Minuten. In Bezug auf die genauen Regeln der Aktivierung und der Ausschreibung gibt es innerhalb der EU leichte Abweichungen. In der Zentraleuropäischen Systemzone, der Deutschland angehört, sind sie im Wesentlichen identisch. Traditionell wurden in Deutschland bislang Regelleistung und weitere Systemdienstleistungen von thermischen Kraftwerken und Pumpspeichern bereitgestellt, in den letzten Jahren haben jedoch auch Großbatterien und Lastflexibilität an Bedeutung gewonnen.

4.2 Entwicklung von Angebot und Nachfrage

In Deutschland wurden 2025 rund 440 TWh Strom erzeugt und 495 TWh verbraucht. Der durchschnittliche Day-Ahead-Markt-Preis lag bei rund 89 Euro pro Megawattstunde (MWh). Aus einer Abschätzung des finanziellen Volumens des Regelleistungsmarkts folgt[6], dass er etwa ein Dreißigstel des Stromhandels ausmacht. Grundsätzlich bieten sowohl der Großhandel als auch der Regelleistungsmarkt (in geringerem Maße auch weitere Systemdienstleistungen) kommerzielle Chancen für flexible Lasten, wie etwa Power-to-Heat-Anlagen mit Wärmespeichern. Die Erzeugung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien nimmt in Deutschland immer weiter zu (2025 lag die Erzeugung auf Basis von Wind bei 132 TWh, die auf Basis von Photovoltaik (PV) bei 87 TWh). Die Volatilität der Erzeugung infolge von Wetterschwankungen führt zu Preisschwankungen an der Börse. Flexible Verbrauchsanlagen profitieren hiervon, indem sie im Voraus Strom strategisch beschaffen und ihre tatsächliche Stromabnahme an niedrigen Preisphasen mit einem Mehrangebot an Strom ausrichten. Damit tragen sie zugleich zur verbesserten Anpassung von Erzeugung und Verbrauch bei. Stromspeicher wie Batterien nutzen die Preisschwankungen für sogenannte Arbitrage-Geschäfte, d. h., sie speichern Strom in Niedrigpreiszeiten, um ihn in Hochpreiszeiten zu verkaufen. Angesichts des weiter voranschreitenden Ausbaus von Wind- und Solarstromerzeugung wird die Vermarktung von Lastflexibilität absehbar lukrativ bleiben, wobei natürlich nicht allein die Nachfrage, sondern auch die Entwicklung des Angebots an Flexibilität die Verdienstmöglichkeiten bestimmt. Das gilt auch für den Regelleistungsmarkt: Das Preisniveau der letzten Jahre machte ihn für Stromspeicher wie Pumpspeicher und Batterien attraktiv. Tatsächlich sind heute mehrere Hundert MW Batteriekapazität in Deutschland für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt präqualifiziert (siehe Tabelle 1). Darüber hinaus spielen Pumpspeicher eine erhebliche Rolle bei der Bereitstellung von Regelleistung.[7]

Tabelle 1 Präqualifizierte Technologien für die Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland

Präqualifizierte Technologien	Primärregelleistung FCR	Sekundärregelleistung aFRR		Tertiärregelleistung mFRR	
		Positiv	Negativ	Positiv	Negativ
Batterien	810 MW	330 MW	310 MW	170 MW	150 MW
Lastflexibilität	10 MW	100 MW	60 MW	-	-
E-Boiler	-	-	-	-	-
Fossile & Biomasse	699 MW	5510 MW	5940 MW	8950 MW	8520 MW
Windenergieanlagen	-	-	30 MW	-	210 MW
Pumpspeicher	2890 MW	16280 MW	16830 MW	16440 MW	16580 MW
Andere	110 MW	320 MW	510 MW	330 MW	680 MW

Der starke Zubau von Batterien in den Jahren 2024 und 2025 wird vermutlich zu einer Verringerung des Preisniveaus führen, es sei denn, die ÜNB werden in Zukunft erheblich größere Mengen ausschreiben. Tendenziell führt die begrenzte Prognosegenauigkeit der Wind- und Solarstromerzeugung trotz Verbesserungen zu möglichen Fahrplanabweichungen bei der Einspeisung und damit unter Umständen zu erhöhtem Regelleistungsbedarf. Die Erfahrung

[6] Die Präqualifizierung einer Technologie ist nicht gleichzusetzen mit ihrer Einsatzhäufigkeit, die durch die Marktgegebenheit bestimmt wird. Gleichwohl gibt die Tabelle eine Indikation für die Struktur des Regelleistungsmarkts in Deutschland.

[7] Die Präqualifizierung einer Technologie ist nicht gleichzusetzen mit ihrer Einsatzhäufigkeit, die durch die Marktgegebenheit bestimmt wird. Gleichwohl gibt die Tabelle eine Indikation für die Struktur des Regelleistungsmarkts in Deutschland.

der letzten Jahre zeigt jedoch auch, dass die Effekte durch Handel auf dem Intraday-Markt, bei dem Transaktionen bis zu fünf Minuten vor Lieferung möglich sind, sowie die Nutzung von Ausgleichsenergie, die etwa durch in Solarparks integrierte Batterien bereitgestellt wird, stark gedämpft wurden. Insofern ist die Entwicklung des deutschen Regelleistungsmarkts schwer prognostizierbar.

5 Welche Wärmeerzeuger in Wärmenetzen können am Strommarkt teilnehmen?

Grundsätzlich können alle stromnetzgebundenen Wärmeerzeugungsanlagen, die Strom erzeugen oder verbrauchen, am Strommarkt teilnehmen. In der Wärmeversorgung sind dies Großwärmepumpen und E-Boiler als Verbraucher sowie KWK-Anlagen als Erzeuger. Insbesondere E-Boiler sind meist mit Wärmespeichern kombiniert, um Wärme zu Niedrigstrompreisen einzuspeichern und zu Bedarfszeiten in das Wärmenetz zu integrieren[8][9]. Je nach Technologie und ihrer anlagenspezifischen Funktionen ergeben sich für die einzelnen Systemkomponenten eines Wärmenetzes unterschiedliche Möglichkeiten und Perspektiven, am Strom- und Systemdienstleistungsmarkt teilzunehmen. Im Folgenden wird auf die wesentlichen Stromverbraucher und Wärmeerzeuger als direkte Marktteilnehmer eingegangen.

5.1 Aktuell überwiegen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)

KWK-Anlagen stellen weiterhin den Großteil des deutschen Fernwärmeportfolios. Dazu zählen auch gasbasierte Blockheizkraftwerke (BHKW), die in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen haben. Auch wenn die Rolle der KWK im Zuge der Transformation perspektivisch abnehmen wird, ist sie für eine aktuelle Analyse der Strommarktteilnahme relevant. Die KWK umfasst technisch unterschiedliche Anlagen mit verschiedenen Energieträgern (u. a. Kohle, Gas, Biomasse und -gas, Abfälle), die hier aufgrund ähnlicher systemischer Eigenschaften gemeinsam betrachtet werden. KWK-Anlagen ermöglichen eine steuerbare Strom- und Wärmeerzeugung, unterliegen jedoch strukturellen Restriktionen, da beide Outputs technisch gekoppelt und meist proportional sind. Moderne Anlagen verfügen über gewisse Entkopplungsspielräume; insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern steigt ihre Flexibilität deutlich. Dadurch können KWK-Anlagen auf Preissignale im Großhandelsmarkt reagieren und ihre Stromproduktion kommerziell optimieren, ohne die Wärmeversorgung zu gefährden. Aufgrund der rotierenden Massen großer Turbinen und Generatoren stellen KWK-Anlagen systembedingt Momentan-Reserve bereit. Technisch können sie zudem FCR, aFRR und mFRR[10] erbringen, wobei die Eignung je nach Anlagentyp variiert. Zur Spannungsregelung sind vor allem asynchrone Maschinen geeignet, da sie Blindleistung aufnehmen und bereitstellen können.

5.2 Zukünftige Grundlastversorgung durch Großwärmepumpen

Großwärmepumpen in Wärmenetzen erreichen Leistungen bis in den dreistelligen MW-Bereich und nutzen Umwelt- oder Abwärmequellen (z. B. Luft, Erdreich, Wasser, industrielle Abwärme). Mithilfe von Strom heben sie die Temperatur auf das für das Wärmenetz erforderliche Niveau an. Mit einem Energieeffizienzfaktor (engl. Coefficient of Per formance/COP) von bis zu drei oder –unter idealen Bedingungen – über fünf sind sie deutlich effizienter als E-Boiler und auch energieeffizienter als KWK-Anlagen. In Kombination mit Wärmespeichern können Großwärmepumpen flexibel auf Preissignale im Stromgroßhandel reagieren. Darüber hinaus sind sie technisch in der Lage, Systemdienstleistungen zu erbringen. mFRR ist ohne größere technische Anpassungen möglich, schnellere Regelleistungen erfordern Teillastbetrieb bzw. zusätzliche technische Voraussetzungen. Aufgrund begrenzter Hochlaufgeschwindigkeiten sind sie jedoch weniger dynamisch als E-Boiler und primär für die Teilnahme am Spotmarkt geeignet. Großwärmepumpen zeichnen sich durch vergleichsweise hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten

[8] Das wassergeführte Wärmenetz selbst hat ebenso eine gewisse Wärmespeicherkapazität, reicht aber nicht aus für eine wirtschaftlich nutzbare Speicherung der Wärme.

[9] Siehe Erläuterungen in Kapitel 4.1.

[10] Siehe Erläuterungen in Kapitel 4.1

aus. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind sie daher auf hohe Jahresbetriebsstunden angewiesen und eignen sich besonders für die Grundlastversorgung und weniger für kurzfristige Spitzenlasten.

5.3 Schnelle Reaktion durch E-Boiler

Elektrokessel basieren auf dem Prinzip der Heizspirale, die aufgrund des elektrischen Widerstands erhitzt wird und die Wärme an ein Medium (meist Wasser) abgibt. Elektrodenkessel erzeugen Wärme, indem Drehstrom über Elektroden direkt durch das Kesselwasser geleitet wird. Im Vergleich zu Elektrokesseln erreichen sie höhere Leistungen, weisen einen geringen Verschleiß auf und werden daher häufiger in Fernwärmesystemen eingesetzt.[ii] Aufgrund niedriger Investitions-, aber hoher Betriebskosten werden sie in der Regel zur Deckung von Spitzenlasten und zur Aufnahme von Überschuss-Strom eingesetzt. Sowohl Elektro- als auch Elektrodenkessel sind von ihrer Konstruktion her flexible Stromverbraucher. Je nach Wärmebedarf können ihre Betreiber zur wirtschaftlichen Optimierung ihres Einsatzes an Stromgroßhandelsmärkten teilnehmen. In Bezug auf Systemdienstleistungen sind Elektro- und Elektrodenkessel technisch in der Lage, FCR, aFRR und mFRR bereitzustellen. Im Vergleich zur Großwärmepumpe können sie verschleißfrei schnell an- und abgeschaltet werden und sind daher besonders geeignet, um auf kurzfristige Veränderungen im Stromsystem zu reagieren.

6 Welche Möglichkeiten am Strommarkt ergeben sich für Fernwärmeversorger?

Das vorangegangene Kapitel hat gezeigt, dass eine stärkere technische Integration von Strom- und Wärmemarkt möglich ist. Gleichzeitig stehen Fernwärmeversorger jedoch vor der Herausforderung, dass ihre Erzeugungsanlagen nicht nur den Anforderungen der Wärmenetze genügen, sondern auch die entsprechenden Vorgaben aus dem Strommarkt erfüllen müssen. Grundvoraussetzung ist ein diversifiziertes, digitalisiertes Erzeugungsportfolio, um je nach Preissignal zwischen Anlagen wechseln zu können. Speicher sind zudem essenziell, um Wärmenetze in die Lage zu versetzen, trotz fluktuierender Strom- bzw. Wärmeerzeugung eine konstante Wärmeversorgung zu ermöglichen. Sind diese Voraussetzungen geschaffen, kann Flexibilität entsprechend vermarktet werden. In der Praxis wird hiermit in der Regel ein Dienstleistungsunternehmen (Direktvermarkter) beauftragt, das direkten Zugang zum Großhandel hat, über genaue Kenntnisse der Strompreisentwicklung verfügt und meist ein Portfolio verschiedener Anlagen entsprechend der Strompreise wirtschaftlich optimiert.

Zentral für eine kosteneffiziente Vermarktung ist eine genaue Kenntnis der Kosten alternativer Erzeugungskonfigurationen.[iii] Der Blick auf die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass der Wert der Flexibilität in einem erneuerbaren Energiesystem zunehmen wird, sodass sich die mit der Aktivierung verbundenen Investitionen zukünftig für den Betreiber auszahlen können. Die im Folgenden dargestellten Erfahrungen sind nicht vollumfänglich und repräsentativ, geben aber einen qualitativen Einblick in die wichtigsten Trends und Entwicklungen. Das Beispiel Dänemark zeigt dabei, wie die Vermarktung von Wärmeerzeugern am Strommarkt zu einem Geschäftsmodell werden kann, das das Stromnetz stabilisiert und die Wärmegestehungskosten senkt. Darüber hinaus trägt das breit aufgestellte Erzeugungsportfolio in Dänemark zur Resilienz und Effizienz der Wärmeversorgung bei.[iv] So wird die Abhängigkeit von einzelnen Erzeugungsarten und Energieträgern verringert, was beispielsweise auch während der Energiepreiskrise infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine zu weniger stark steigenden Fernwärmepreisen geführt hat als in Deutschland[11].

In Dänemark wird aktuell häufig die Wärmeerzeugung auf Strom- und die auf Verbrennungsbasis kombiniert, wie das Beispiel aus Billund zeigt (siehe nachfolgende Info-Box).

[11] Der Preisanstieg zwischen Januar 2022 und 2023 betrug in Dänemark nur 17 Prozent – gegenüber 27 Prozent in Deutschland.

Fernwärmenetz Billund Varme, Dänemark

Das Fernwärmesystem von Billund basiert auf einem diversifizierten Erzeugungsmix aus Wärmeerzeugungsanlagen und -speichern. Die Grundlast wird durch eine Zwölf-MW-Strohanlage und eine Sechs-MW-Holzhackschnitzelanlage bereitgestellt. Ein E-Boiler mit 15 MW deckt bereits einen wesentlichen Anteil und erzeugte im Jahr 2025 ca. 45 Prozent der Wärme. Zur Flexibilisierung stehen drei Wärmespeicher (zweimal 2.000 Kubikmeter und einmal 10.000 Kubikmeter) zur Verfügung. Die Spitzenlast wird durch vier Gaskessel mit insgesamt 24 MW gedeckt. Zwei Gasturbinen (mit 1,1 MW_{el} und 1,7 MW_{th}) werden primär bei hohen Strompreisen zur Stromerzeugung und Netzstabilisierung eingesetzt und nur selten zur Wärmeerzeugung genutzt. Anfang 2026 wurde das System um einen zusätzlichen 30-MW-E-Boiler sowie Großwärmepumpen mit insgesamt 16 MW erweitert. Das Wärmenetz versorgt aktuell 4.200 Kunden und wächst jährlich um fünf bis zehn Prozent.

Um die Erlösmöglichkeiten entsprechend zu realisieren, setzen dänische Fernwärmeerzeuger auf eine stromgeführte Fahrweise ihrer Erzeugungsanlagen – sofern das Erzeugungsportfolio dies erlaubt. Wie u. a. das Beispiel aus Billund verdeutlicht, erfüllen die Anlagen innerhalb des optimierten Portfolios verschiedene Funktionen und können auf schwankende Strompreise reagieren. Darauf aufbauend bietet Tabelle 2 eine vereinfachte Darstellung der typischen Fahrweise eines Wärmenetzsystems mit einem hohen Anteil elektrifizierter Erzeugungsanlagen.

Tabelle 2: Fahrweise elektrifizierter Wärmeerzeugungsanlagen als Teil eines diversifizierten Wärmenetzsystems im Kontext schwankender Strompreise am Beispiel Billund, Dänemark (eigene Darstellung)

	Geringe Strompreise	Hohe Strompreise
Großwärmepumpe	Läuft auf Grundlast (geringe Wärmegestehungskosten)	Betrieb wird heruntergefahren (hohe Wärmegestehungskosten)
E-Boiler	Produziert zusätzliche Wärme und befüllt den Wärmespeicher	Befindet sich im Leerlauf/ wird abgeschaltet
Gesamtsystem Wärmenetz	Priorisiert elektrische Erzeugungsanlagen zur Nutzung negativer Strompreise	Entnimmt Wärme aus Wärmespeicher; schaltet bei Bedarf andere nicht-elektrische Erzeuger (z.B. Biomassekessel) dazu

Demnach werden Großwärmepumpen in Dänemark insbesondere dann eingesetzt, wenn der Wärmebedarf im Fokus steht und Wärme effizient erzeugt werden soll. Auch wenn technologisch grundsätzlich möglich, ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt dafür weniger attraktiv, vor allem im Vergleich zu E-Boilern[v]. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass rasche Schwankungen in der Wärmeerzeugung bei Großwärmepumpen häufig zu einem höheren Verschleiß führen, der sich nicht durch die erhöhten Einnahmen kompensieren lässt. Diese technischen Eigenschaften und die hohe Effizienz bei vergleichsweise hohen Investitionskosten machen sie zudem zu einem klassischen Grundlasterzeuger.

Anders ist es bei dem Einsatz von E-Boilern. Sie weisen deutlich geringere Investitionen, aber auch eine deutlich geringere Energieeffizienz auf. Der Einsatz von Elektrokesseln erlaubt es dänischen Fernwärmeunternehmen, im Sommer durch die Abnahme von Strom Geld mit der Wärmeerzeugung zu verdienen. Auch aus diesem Grund ist ein Großteil der KWK-Anlagen in der warmen Jahreszeit nicht am Netz. Darüber hinaus werden Elektrokessel gezielt für die Bereitstellung von FCR, aFRR und mFRR in Dänemark eingesetzt. Außerdem können bei großen Prognoseabweichungen im Markt, also bei Differenzen zwischen Day-Ahead und Intraday, kurzfristige Fahrplananpassungen z.B.

auf Anforderung des Direktvermarkters („Schaltung“) wertvoll sein. Das lässt sich z.B. darüber erreichen, dass man mit zehn bis 20 Prozent Puffer fährt, um kurzfristig noch das Verhalten zu ändern. Vor diesem Hintergrund amortisieren sich Investitionen in Elektrokessel in Dänemark schnell, was zu ihrer weiten Verbreitung geführt hat. Dänische Fernwärmeunternehmen haben darüber hinaus in der Regel KWK-Anlagen in ihrem Portfolio. In Dänemark werden KWK-Anlagen stromgeführt betrieben, der Fahrplan ist Teil der allgemeinen Optimierung. Viele Anlagen stehen deshalb im Sommer still, im Winter stellen sie Regelenergie zur Verfügung. Allerdings stellt sie die Einführung des 15-Minuten-Taktes für den Day-Ahead-Handel in Dänemark technisch vor gewisse Herausforderungen. Viele Anlagen sind älter und nicht hinreichend steuerbar, um unter diesen Voraussetzungen an den Märkten teilzunehmen. Es handelt sich vielfach um abgeschriebene Anlagen, die häufig auch der Absicherung dienen und die, wenn sie zunehmend wartungsintensiv werden, durch andere, meist elektrische Erzeuger ersetzt werden.

Der optimale Einsatz der Erzeugungsanlagen hat massive Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten und die Wirtschaftlichkeit. So schildert ein dänischer Fernwärmeanbieter, dass der Einsatz der Biomasse-KWK-Anlagen aufgrund der Brennstoffpreise mit Kosten von ca. 300 Euro/MWh verbunden ist, während er mit Elektrodenkesseln bis zu 100 Euro/MWh Gewinn erzielen kann. Da Speicher die Grundvoraussetzung für eine kostenoptimierte Fahrweise der Erzeugungsanlagen sind, gelten Investitionen in Wärmespeicher dänischen Fernwärmeunternehmen als No-regret-Maßnahme. Eine Umfrage unter den 380 Mitgliedern des Fernwärmeverbands Dansk Fjernvarme ergab, dass die Fernwärmeversorger ihre Speicherkapazitäten insgesamt in den nächsten fünf Jahren verdoppeln möchten. Fernwärmeunternehmen, die bislang nur über geringe Wärmespeicherkapazitäten verfügen, planen, diese teilweise massiv zu erweitern, da sie eine steigende Nutzung von Strom in der Wärmeerzeugung sehen. Damit hat sich das Einsatzgebiet der Wärmespeicher in Dänemark heute schon stark verändert und erlebt eine starke Transformationsphase. Wurden Speicher früher vor allem genutzt, um die Erlöse aus den Gaskraftwerken zu optimieren, dienen sie heute der wirtschaftlichen Optimierung am Strommarkt.

Die Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung hat natürlich auch in Deutschland die Frage nach der optimalen Zusammensetzung und dem Einsatz von Wärmeerzeugern auf die Agenda gehoben. Vergleichbare Überlegungen wie in Dänemark stehen jedoch noch am Anfang. So ist weder der Einsatz von Großwärmepumpen noch der von E-Boilern bislang weit verbreitet. Es gibt in Deutschland Fernwärmeunternehmen, die ihre Wärmepumpe am Strommarkt einsetzen, allerdings nur am Intraday-Markt. Erfahrungen mit der Bereitstellung von Regelenergie für den Strommarkt mit Wärmepumpen gibt es bislang nicht. Auch der Bau leitungsgebundener E-Boiler ist weniger verbreitet. So waren laut AGFW im Jahr 2025 deutschlandweit nur 40 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 890 MW installiert. Einige Anlagen profitieren dabei explizit von § 13 Abs. 6a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) (Nutzen statt Abregeln). Darüber hinaus nehmen einzelne Anlagen am Regelenergiemarkt teil.

Auch die Rolle der KWK wird in Deutschland anders wahrgenommen als in Dänemark. Gefördert durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, welches aktuell bis Ende 2026 läuft und Förderungen von Anlagen bis 2030 ermöglicht, sind in den letzten Jahren viele neue Anlagen in Betrieb genommen worden. Etwa ein Drittel der installierten KWK-Leistung und damit etwa die Hälfte der KWK-Anlagen in der öffentlichen Versorgung ging in den vergangenen zehn Jahren ans Netz, darunter viele BHKWs. BHKW-Betreiber sehen ihre Anlagen, gerade in Kombination mit Speichern oder auch Wärmepumpen, als entscheidenden Beitrag zur resilienten Wärmeversorgung. Allerdings ist Wärme hier nur das Nebenprodukt, 80 Prozent der Erlöse stammen aktuell aus dem Strommarkt, den Förderungen und der Flexibilität. Auch deutsche Fernwärmeunternehmen investieren zunehmend in Wärmespeicher, allerdings bestehen hier größere Unsicherheiten hinsichtlich der damit verbundenen Erlösmöglichkeiten.

In Deutschland haben sich bislang einige wenige Versorger auf den Weg gemacht, flexible und stark mit dem Strommarkt verbundene Wärmelösungen zu realisieren. Ein Beispiel dafür ist das Versorgungskonzept auf der Überseeinsel in Bremen. PV- und Windstrom, eine Flusswasserwärmepumpe, Wärmespeicher und Batterien ergänzen sich gegenseitig und sorgen dort für eine optimale ökonomische Fahrweise und eine nachhaltige Energieversorgung.

Generell wird deutlich, dass die strukturierte Strombeschaffung für die Wärmebereitstellung auch in Deutschland an Bedeutung gewinnt. Neben der steigenden Relevanz von dynamischen Elementen ist davon auszugehen, dass die Kombination unterschiedlicher Beschaffungsstrategien weiter relevant wird.

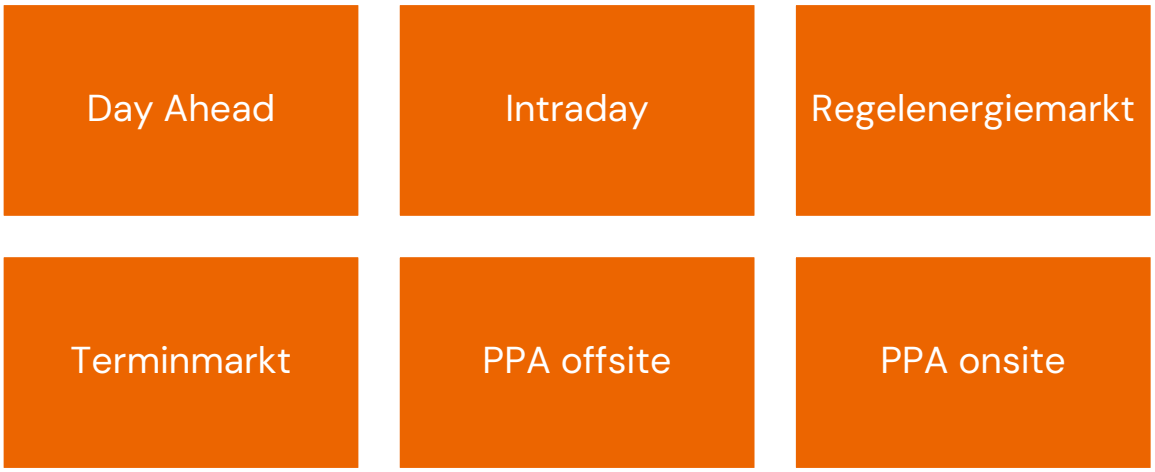

Abbildung 2: Zentrale Elemente einer strukturierten Strombeschaffung für Power-to-Heat-Anwendungen in der Fernwärme

Dabei werden Potenziale zu kurzfristigen Optimierungen an der Strombörse mit langfristigen Instrumenten zur Preisabsicherung wie PPAs kombiniert. Strom aus PV- oder Windenergieanlagen wird mittels langfristiger Lieferverträge beschafft und für die Wärmeerzeugung genutzt. Mit einer passenden Strukturierungsstrategie lassen sich so Wärmegestehungskosten erzielen, die günstiger sein können als die Erzeugung auf Basis von Erdgas unter einem steigenden CO_2-Preis. Unter technologischen Aspekten verstärken insbesondere Großwärmepumpen diesen Trend, da sie mit einem COP von drei bis vier mittels Strom hohe Wärmemengen erzeugen. Im Windbereich verstärken ausgeförderte EEG-Anlagen das Potenzial weiterer Kostenminimierungen, da diese Anlagen Strom günstiger als Neuanlagen bereitstellen können. Eine weitere Option stellen On-Site-PPAs dar; dabei handelt es sich um die direkte Belieferung von Wärmeerzeugern ohne Nutzung des öffentlichen Netzes.

Diese kurzen Ausführungen haben gezeigt, dass das technische und ökonomische Potenzial von Power-to-Heat Anlagen im Strommarkt hoch ist. Gleichzeitig steht die Marktentwicklung in Deutschland noch am Anfang. Weitere Analysen sowie Pilotprojekte sind zentral, um Chancen aber auch Herausforderungen sichtbar zu machen und die Marktentwicklung weiter zu stärken.

7 Welche Hemmnisse und mögliche Maßnahmen gibt es für eine integrierte strombasierte Wärmeerzeugung?

Der bisher begrenzte Ausbau elektrifizierter Wärmerzeugungsanlagen in Deutschland und die damit einhergehende geringe Integration der Fernwärme in Strommarkt und -handel haben vielfältige Gründe. Im Folgenden werden wesentliche Hemmnisse in den Bereichen Technologie und Systemintegration, Markt und Finanzierung ausgeführt. Darüber hinaus werden erste nicht vollständige Ableitungen und Ansätze zur Überwindung vorgestellt.

7.1 Hemmnisse im Bereich Markt und Regulierung

Das KWKG bietet aufgrund seines Rechtstatus eine stabile Grundlage für die Refinanzierung von KWK-Anlagen und Wärmespeichern. Demgegenüber ist die Förderung über die BEW-Förderung etwa für Großwärmepumpen weniger verlässlich. Aktuell ist der Umfang der Förderung an der geltenden Fassung der Förderrichtlinie und den zur Verfügung stehenden Haushaltsmitteln ausgerichtet. Damit ist die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme durch KWK-Anlagen aus Sicht von Investoren bessergestellt. Diese Verzerrung des Level-Playing-Fields hemmt den verstärkten Ausbau elektrifizierter Wärmeerzeugungstechnologien wie Großwärmepumpen oder E-Boiler. Allerdings werden die insbesondere durch höhere CO_2-Abgaben steigenden Gaspreise die Marktposition der elektrifizierten Wärmeversorgung perspektivisch stärken.

Mittelfristig gibt es mit Blick auf die Strommarktteilnahme vor allem Chancen für Power-to-Heat-Anlagen durch Arbitrage-Geschäfte im Stromgroßhandel und die langfristige Preisabsicherung über langfristige Stromlieferverträge.

Die Erlöspotenziale von elektrischen Wärmeerzeugern am Regelleistungsmarkt sind hingegen aktuell begrenzt, da sie hier mit Batteriespeichern konkurrieren, die aktuell von Netzentgelten befreit sind und Strom daher günstiger anbieten können. Ein mögliches Ende der Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher wird aktuell im Rahmen des AgNes-Prozesses der Bundesnetzagentur zur Erarbeitung einer neuen allgemeinen Netzentgeltsystematik diskutiert.

Die installierte Leistung von Batteriespeichern in Deutschland beträgt rund 15,5 GW[12], bei einem Gesamtstromverbrauch von 519,69 Millionen MWh. Für Dänemark gibt es zur Kapazität installierter Batterien keine offiziellen Zahlen. Die dänische Energieagentur rechnete 2023 damit, dass bei einem Gesamtstromverbrauch von 35,25 Millionen MWh bis 2025 ca. 63 MW Batterien installiert werden. Diese Größenverhältnisse zeigen, dass Deutschland nicht nur absolut, sondern auch im Verhältnis zum gesamten Stromverbrauch eine deutlich stärkere Marktdurchdringung des Energiemarkts mit Batteriespeichern verzeichnet. Erlöse aus den Regelenergiemärkten gehen damit in Deutschland meist an die Betreiber von Batteriespeichern, das Angebot ist vorhanden und der Markt gesättigt. E-Boiler, die technologisch gesehen in den Regelenergiemärkten mit Batterien konkurrieren könnten, sind damit weit weniger verbreitet. In Dänemark hingegen ist die installierte Kapazität an E-Boilern ca. 20-mal so groß wie die an Batterien. Eine grobe Abschätzung auf Grundlage bekannter installierter E-Boiler legt nahe, dass das Verhältnis in Deutschland eher umgekehrt ist.

[12] Dabei werden neben Großspeichern auch Heimspeicher erfasst. Diese können mithilfe eines Aggregators Regelleistung anbieten, was bislang allerdings noch nicht flächendeckend genutzt wird.

Ohne die Erlösmöglichkeiten im Regelleistungsmarkt und angesichts der aktuellen Privilegierung der KWK-Anlagen ist der wirtschaftliche Betrieb von elektrischen Wärmeerzeugern oft noch schwierig. Hinzu kommt, dass die Rahmenbedingungen die Inwertsetzung der für das Stromsystem notwendigen Flexibilität im gegenwärtigen Marktdesign beschränken: Die aktuelle Netzentgeltsystematik setzt über den Leistungspreis Anreize, Leistungsspitzen auch dann zu vermeiden, wenn diese aufgrund niedriger Strompreise effizient wären.

Unabhängig von den beschriebenen regulatorischen Herausforderungen besteht ein Hemmnis im Markt selbst: Den Fernwärmebetreibern fehlt es an Wissen über Erlös- und Optimierungsmöglichkeiten im Strommarkt. In Stadtwerken dominiert das Spartengeschäft getrennt nach Sektoren. Dies erschwert die Entwicklung von entsprechenden Standards oder Erfahrungen zur Risikoabsicherung von Investitionen in sektorübergreifenden Anlagenmodellen. Anders als in Dänemark gibt es in Deutschland bisher – bis auf wenige Ausnahmen – keine gekoppelten Vermarktungsstrategien für Wärme und Strom.

Erste Ableitungen möglicher Ansätze

Eine erhöhte Planungssicherheit für Fernwärmenetzbetreiber könnte über eine Verstetigung der BEW-Förderung erreicht werden. Eine mittelfristige grundsätzliche Neuordnung der Fördermechanismen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung wäre vor diesem Hintergrund wünschenswert. Das KWKG sollte konsequent gemeinsam mit der BEW-Förderung im Sinne der Systemtransformation weiterentwickelt werden, um diese Entwicklung regulatorisch zu unterstützen. Die Systementwicklungsstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) kann in Kombination mit dezentralen Planungsprozessen und der Wärmeplanung Orientierung bieten, wie ein gesamtsystemisch effizienter und lokal umsetzbarer Transformationspfad ausgestaltet kann. Darüber hinaus wird eine steigende CO_2-Bepreisung die Elektrifizierung begünstigen.

Zur Stärkung von Angebot und Nachfrage im Stromhandel und am Regelleistungsmarkt, sollte es ein Ziel sein, ein Level-Playing-Field zwischen den verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien bzw. mit Batteriespeichern zu etablieren. Dies sollte durch Abschaffung von Privilegien einzelner Technologien und die entsprechende Anpassung der Regulierungs- und Förderbedingungen umgesetzt werden. In Bezug auf die Details einer solchen Reform bedarf es sicherlich weiterer vertiefter Überlegungen. Wie schon oben erwähnt wird aktuell die Netzentgeltsystematik im von der Bundesnetzagentur verantworteten Prozess zur „Allgemeine Netzentgeltsystematik“ (AgNes) überarbeitet. Eine neue Netzentgeltsystematik soll zum Jahr 2029 in Kraft treten. Ein wesentliches Ziel des Prozesses ist es, Flexibilitätshemmnisse abzubauen und darüber hinaus Anreize für ein netzorientiertes Verhalten zu setzen. Ein Abbau der Hemmnisse, flexibel am Strommarkt zu agieren und überschüssige Strommengen in Wärme zu speichern, ist also perspektivisch zu erwarten. Ein weiteres Problem: In vielen Ländern, deren Wärmeversorgung stärker elektrifiziert ist, wie beispielsweise Finnland oder Schweden, sind die Abgaben auf Strom geringer als auf Gas; in Deutschland ist es umgekehrt.

Neben der Änderung des regulatorischen Rahmens bedarf es marktseitig der Entwicklung und Etablierung geeigneter Vermarktungsstrategien für Flexibilitäten und strombasierte Geschäftsmodelle, um entsprechende Erlöspotenziale systematisch zu erschließen. Das betrifft zum einen die Erlöspotenziale in den Teilmärkten des Stromsystems, einschließlich Systemdienstleistungen, und zum anderen netzseitige Erlöspotenziale. Konkret könnten Flexibilitätsdienstleistungen angeboten werden, d. h., dass Fernwärme- und Netzbetreiber die Flexibilitätsnutzung der elektrifizierten Wärmeerzeugung längerfristig vertraglich regeln. Wie auch bei der Vermarktung von erneuerbaren Anlagen könnte hier Direktvermarktern eine wichtige Rolle zukommen. Voraussetzung ist, dass sie die notwendigen technologiebezogenen Kompetenzen ausbauen und so Akzente für die weitere Entwicklung des Markts setzen.

7.2 Hemmnisse und mögliche Maßnahmen bei der Finanzierung

Innerhalb weniger Jahre sollen die Fernwärme dekarbonisiert und das Leitungsnetz massiv ausgebaut werden. Die Bundesregierung sieht dafür bis 2045 eine Verdreifachung der an Wärmenetze angeschlossenen Gebäude vor.

Studien schätzen die Kosten dafür bis 2045 auf 107 bis 118 Milliarden Euro[13]. Dies macht etwas mehr als ein Sechstel der Gesamtinvestitionen für eine zukunftsfähige Energieinfrastruktur von etwa 627 Milliarden Euro bis 2045 aus. Diese Summen stellen Kommunen bzw. kommunale Fernwärmeversorger aber auch private Versorgungsunternehmen vor erhebliche Herausforderungen.

In manchen Fällen können Elektrifizierungsprojekte unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Renditeerwartungen der Investoren nicht erfüllen. Ein damit verbundenes Problem sind dabei die oft hohen Kapitalkosten. Sie sind neben den vergleichsweisen hohen Investitionskosten maßgeblich auf die komplexe Risikobewertung von Fernwärmeprojekten zurückzuführen:

Während die Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung durch das EEG klar definiert sind, führen lokale Unterschiede in der Wärmeerzeugung – etwa hinsichtlich der Verfügbarkeit von (Ab-)Wärmequellen, Flächen oder Anschlussquoten – zu einer im Vergleich zu anderen Finanzierungsbereichen der Energiewende deutlich individuelleren und damit anspruchsvolleren Risikobewertung. Im Bereich der elektrifizierten Wärmerzeugung trifft dies insbesondere auf den Ausbau von Großwärmepumpen und die Erschließung entsprechender Wärmequellen zu.

Erschwerend kommt hinzu, dass viele Energieversorgungsunternehmen nicht ausreichend mit Eigenkapital ausgestattet sind. So ermitteln die dena-Verteilnetzstudie II sowie eine Studie von Agora Energiewende, dass für die Finanzierung der Gesamt-Energieinfrastrukturinvestitionen (627 Milliarden Euro) allein bis 2030 ca. 68 Milliarden Euro zusätzliches Eigenkapital fehlen. Klassische Finanzierungsmodelle stoßen hierbei an ihre Grenzen[vi]. Öffentliche Förderungen versuchen, zumindest einen Teil der Finanzierungslücke zu schließen. Dabei ist die BEW-Förderung zentral für die Dekarbonisierung und Elektrifizierung der Wärmeversorgung.

Erste Ableitungen möglicher Ansätze

Um der Herausforderung beim Zugang zu ausreichend Investitionskapital entgegenzutreten, können zum einen gezielte Förderanreize für systemdienliche und resiliente Wärmenetzkomponenten gestärkt werden, außerdem Erzeugungsportfolios, beispielsweise im Rahmen einer verstetigten BEW-Förderung. Eine mittelfristige grundsätzliche Neuordnung der Fördermechanismen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung wäre vor diesem Hintergrund wünschenswert.

Zum anderen können neue Finanzierungsinstrumente zur Erhöhung der Eigenkapitalquote und zur Erschließung zusätzlichen privaten Kapitals beitragen, z.B. durch die Kombination mit staatlichem Mezzanine- Kapital. Dabei bietet der Deutschlandfonds die Möglichkeit, Risiken auch in der Fernwärme zu adressieren – analog zur kürzlich eingeführten Absicherung des Fündigkeitsrisikos bei Geothermie-Anlagen. Ergänzend ist eine bessere Absicherung und Risikominimierung von Investitionen erforderlich, etwa durch die Anwendung international anerkannter Standards zur Risikobewertung unter Berücksichtigung lokaler Besonderheiten sowie durch gezieltes Capacity Building zu spartenübergreifenden Investitions- und Absicherungsmechanismen.

[13] Für eine aktuelle und detailreiche Untersuchung der erwarteten Transformationskosten der Gesamtenergieinfrastruktur siehe auch: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena 2025): dena-Verteilnetzstudie II – Weichenstellungen bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität – eine spartenübergreifende Perspektive

7.3 Technologische Hemmnisse

Für die aktive Teilnahme am Großhandels- und insbesondere am Regelenergiemarkt und die entsprechend geplanten Fahrweise von elektrifizierten Wärmeerzeugungsanlagen bestehen wesentliche technische Hemmnisse. So ist die Digitalisierung der Anlagen und auch der Einsatzplanung eine wichtige Grundvoraussetzung. Während in Dänemark mangelnde digitale Steuerbarkeit nur bei älteren Anlagen ein Problem darstellt, fehlt es in Deutschland häufiger an der entsprechenden Mess- und Steuerungstechnik. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt sind diese technischen Anforderungen jedoch am höchsten. Messtechnik muss in der Lage sein, in Sekundenauflösung die Anlagenaktivität aufzuzeichnen und weiterzugeben. Dies ist bei Großwärmepumpen in Deutschland bisher nicht immer gegeben und verhindert so die Marktteilnahme. Für die Teilnahme am Spotmarkt ist eine viertelstündliche Auflösung ausreichend, aber auch diese ist nicht weit verbreitet. Zwar stehen hierfür in der Regel technische Lösungen bereit, die notwendigen Investitionen reihen sich jedoch in eine lange Liste bestehender Investitionsbedarfe ein. Außerdem mangelt es oft an Wissen und personellen Kapazitäten, insbesondere wenn es darum geht, einzelne Anlagen neu zu konfigurieren. Ein zentraler Knackpunkt dabei sind die Schnittstellen, beispielsweise der Zugriff von Software auf die Kontrolltechnik.

Neben herausfordernden Genehmigungsverfahren (auch für Wärmespeicher) führen darüber hinaus technologische Unsicherheiten zu Hürden – etwa hinsichtlich der langfristigen Zulassung von Kältemitteln in Wärmepumpen –, die den Markthochlauf der elektrifizierten Wärmeerzeugung in Deutschland insgesamt bremsen. Hinzu kommen die vergleichsweise hohen Vorlauftemperaturen in den Bestandsnetzen, die das Erreichen hoher COP-Werte (also einer hohen Effizienz) von Wärmepumpen erschweren können. Somit werden Großwärmepumpen für viele Fernwärmesysteme aktuell noch nicht in Betracht gezogen.

Neben diesen anlagenseitigen Herausforderungen bestehen jedoch auch technische Hemmnisse auf Ebene des Energiesystems. So stellen insbesondere die begrenzten Netzanschlusskapazitäten im Stromnetz eine zentrale Restriktion für den Ausbau großskaliger elektrifizierter Wärmeerzeugungsanlagen dar. Dies betrifft insbesondere den Anschluss an das Mittelspannungsnetz, der beispielsweise für Großwärmepumpen im höheren Megawattbereich erforderlich ist. In vielen Fällen ist die verfügbare Anschlussleistung jedoch bereits ausgeschöpft oder nur mit erheblichem Netzausbau realisierbar, was die Integration von Strom- und Fernwärmemarkt verzögert und die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt.

Erste Ableitungen möglicher Ansätze

Um die technische Befähigung von Wärmeerzeugungsanlagen für die aktive Strommarktteilnahme zu beschleunigen, sollten Planung, Errichtung und Betrieb des Erzeugungsportfolios konsequent auf die Anforderungen der Sektorenkopplung ausgerichtet werden. Dies schließt vor allem die umfassende Digitalisierung der Anlagen sowie der Einsatzplanung ein, d.h. den Ausbau moderner Mess- und Steuerungstechnik. Darüber hinaus können regulatorische Anreize für die Einführung neuer Digitalisierungsinnovationen sowie die Durchführung von Digitalisierungsmaßnahmen im Wärmenetz (z.B. flächendeckende Sensorik) insgesamt einen wichtigen Beitrag leisten.

Den technologischen Hemmnissen auf Ebene des Energiesystems kann durch einen gezielten Ausbau der Stromnetze sowie durch die verlässliche Bereitstellung von Netzanschlusskapazitäten entgegengewirkt werden. Insbe-

sondere die bedarfsgerechte Erweiterung der Mittelspannungsnetze und die Absicherung ausreichender Anschlussleistungen[14] stellen zentrale Voraussetzungen für den Ausbau der elektrifizierten Wärmeerzeugung und deren Integration in den Strommarkt dar. Insgesamt ist eine bessere Verzahnung der Wärmeplanung mit der Stromnetzplanung im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung und der Netzausbaupläne empfehlenswert.

In Tabelle 3 werden die oben beschriebenen, zentralen Handlungsfelder und mögliche Maßnahmen für die Beförderung der Elektrifizierung der Fernwärme zusammengefasst.

[14] Für eine ausführliche Analyse siehe: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena 2026): Batteriespeicher effizient integrieren, Berlin

Tabelle 3: Zusammenfassung zentraler Hemmnisse und möglicher Ansätze zur Stärkung der Elektrifizierung

Handlungsfeld	Ziel	Ableitung möglicher Ansätze
MARKT & REGULIERUNG		
Harmonisierung des regulatorischen Rahmens	Etablierung eines Level-Playing-Fields	▪ Schaffung eines einheitlichen Förderrahmens zwischen verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien ▪ Harmonisierung der Netzentgelte ▪ Abbau von Flexibilitätshemmnissen und Anreize für Flexibilität über den AgNes-Prozess
Stärkung der Vermarktung von Flexibilitäten	Stärkung von Angebot und Nachfrage von Flexibilität in Verteilnetzen	▪ Erlös- und Optimierungsmöglichkeiten im Strommarkt für Fernwärmebetreiber und Stromvermarkter sichtbar und zugänglich machen ▪ Einführung von Flexibilitäts- Dienstleistungen, z. B. in Form von langfristigen Lieferverträgen zwischen Fernwärme- und Verteilnetzbetreibern ▪ Etablierung von Vermarktungsstrategien der Flexibilität durch die Betreiber (mithilfe von Direktvermarktern), verbunden mit Capacity Building für spezialisierte Direktvermarkter für Strom im Fernwärmemarkt
Sektorenkopplung als Handlungsfeld in der Energiepolitik etablieren	Synchronisation der Transformationen von Stromsystem und Wärmeversorgung	▪ Interdependenzen zwischen Strom- und Wärmeerzeugung in der Strommarktregulierung abbilden. Berücksichtigung zentraler Erkenntnisse u.a. aus der Systementwicklungsstrategie zu den Voraussetzungen für Sektorenkopplung
FINANZIERUNG		
Investitionskosten	Zugang zu privatem Kapital für Anfangsinvestitionen stärken	▪ Schaffung gezielter Anreize bei der Förderung für systemdienliche Wärmenetzkomponenten und resiliente Erzeugungsportfolios, z. B. in der BEW-Förderung ▪ Etablierung neuer Modelle zur Erhöhung der Eigenkapitalquote und Erschließung neuen, privaten Kapitals
	Instrumente zur Risikominimierung stärken	▪ Anwendung international anerkannter Standards zur Risikobewertung und -absicherung von Investitionen in die Wärmeerzeugung inklusive lokaler Spezifika ▪ Capacity Building zu spartenübergreifenden Investitions- und Absicherungsmechanismen
Wettbewerbsfähigkeit	Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs steigern	▪ Anstieg des CO_2-Preises für ein transformationsgerechtes Strom-zu-Gaspreis-Verhältnis ▪ Begünstigung eines flexiblen Betriebs stromgeführter Wärmeerzeugungsanlagen durch entsprechende Gestaltung der Netzentgelte und Stromtarife
TECHNOLOGIE		
Zukunftsfähige Anpassung der Anlagenausstattung	Befähigung von Wärmeerzeugern zur Interaktion am Strommarkt	▪ Ausrichtung von Planung, Umsetzung und Betrieb des Erzeugungsportfolios auf die Sektorenkopplung ▪ Digitalisierung der Anlagen und der Einsatzplanung; Anwendung moderner Steuerungs- und Regelungstechnik
Netzanschlüsse	Verfügbarkeit notwendiger und geeigneter Stromnetzanschlüsse	▪ Beschleunigung des Ausbaus von Stromnetzen und Schaffung ausreichender Stromnetzanschlüsse für Wärmeerzeuger als große Verbraucher und erneuerbare Erzeugungsanlagen

8 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Analyse zeigt auf, dass die Wärmeerzeugung in deutschen Fernwärmenetzen einem Wandel unterliegt: Von einer mehrheitlich fossilen, KWK-gestützten Erzeugung hin zu einer stärkeren Elektrifizierung und Flexibilisierung. Anhand des Beispiels Dänemark wurde aufgezeigt, dass dieser Pfad Vorteile und neue Geschäftsmodelle für die Fernwärmebetreiber eröffnet und gleichzeitig die Integration von erneuerbarem Strom ins Energiesystem unterstützen und die Effizienz des Systems insgesamt steigern kann.

Die Analyse macht aber auch deutlich, dass der Markthochlauf elektrischer Wärmeerzeuger noch nicht mit der notwendigen Geschwindigkeit an Fahrt aufgenommen hat. Wie schnell dieser Umstieg gelingt, welche Wärmegestehungskosten damit einhergehen und wie das genaue Zusammenspiel zwischen Strom- und Wärmemarkt in Zukunft aussehen wird, ist dabei stark von der weiteren Ausgestaltung der Rahmenbedingungen und der Realisierung der Energiewendeziele im Stromsektor abhängig.

Dazu gehört insbesondere:

- Fernwärmeversorger müssen in die Lage versetzt werden, die nötigen Investitionen zu tätigen, um ihre Anlagen zu diversifizieren, zu dekarbonisieren und zu elektrifizieren. Eine Verstetigung der BEW-Förderung kann hier einen Beitrag leisten. Zudem kann eine mittelfristige Neuordnung der Fördermechanismen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung bestehende Verzerrungen insbesondere gegenüber KWK-Förderungen abbauen. Neue Finanzierungsinstrumente, die auf eine Stärkung privatwirtschaftlicher Investitionen setzen, stellen hier eine weitere Stellschraube dar, um Unternehmen mit dem notwendigen Kapital auszustatten.
- Die Erhöhung von Flexibilität wird die volkswirtschaftlichen Kosten der Transformation senken. Um Flexibilitäten kontinuierlich zu heben, muss sich ihre Bereitstellung auch in Zukunft betriebswirtschaftlich auszahlen.
- Das Verhältnis von Gas- zu Strompreis beeinflusst die Wirtschaftlichkeit einer elektrischen Wärmeversorgung im Verhältnis zum überwiegend erdgasbasierten Status quo. Darüber hinaus wird sie durch die gegenwärtige Förderung von KWK-Anlagen im Rahmen des KWKG benachteiligt. Die Schaffung eines regulatorischen Level-Playing-Fields und die schrittweise Verteuerung von Erdgas im Rahmen steigender CO_2-Bepreisung würden die Elektrifizierung der Wärme beschleunigen.
- Das Wissen zum Betrieb flexibler Verbrauchsanlagen muss weiter aufgebaut und verbreitet werden. Ein Austausch mit Wärmenetzbetreibern sowie die Aufbereitung von Leitlinien und Praxishilfen können Anwender bei der Elektrifizierung unterstützen. Zur Verbesserung der Betriebswirtschaftlichkeit müssen weiter neue Geschäfts- und Vermarktungsmodelle für Lastflexibilität entwickelt und etabliert werden.
- Die technischen Voraussetzungen für eine elektrische Wärmeerzeugung müssen ausgeweitet werden. Dies umfasst neben dem Hochlauf einer Industrie für elektrische Wärmeerzeuger mit entsprechender Steuerungs- und Regelungstechnologie (Digitalisierung) auch den weiteren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen sowie des Stromnetzes. Nur so können Anschlussbegehren zügig bearbeitet und eine ausreichende Versorgung mit grünem Strom gewährleistet werden.

Diese kurze Analyse hat gezeigt, dass die Elektrifizierung der Fernwärme aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht zahlreiche Chancen bietet. Gleichzeitig bestehen aktuell Hemmnisse auf marktlicher, regulatorischer und technischer Ebene, die adressiert werden müssen, um erneuerbaren Strom als zentralen Energieträger zu stärken. Inwieweit die identifizierten Wirkzusammenhänge auch für die Elektrifizierung der Prozesswärme gelten, wird in einer weiteren Analyse betrachtet.

Wird die sich abzeichnende Sektorenkopplung zielgerichtet und strategisch ausgestaltet, kann sie die volkswirtschaftlichen Transformationskosten senken, Investitionen in die Wärmeversorgung stärken sowie die Grundlage für eine sichere und bezahlbare Wärmeversorgung bieten.

Die Elektrifizierung der Wärme ist nicht nur ein zentraler Schlüssel zur Energiewende, sondern ein entscheidendes Element zur Absicherung einer erneuerbaren Energieversorgung. Eine integrierte Sicht auf den Strom- und Wärmemarkt ist erforderlich, um diese Potenziale zu heben.

Vor diesem Hintergrund wird die dena ihre thematische Arbeit entlang der Themen Marktintegration erneuerbarer Energien, Stromhandel und neue Geschäftsmodelle für die Sektorenkopplung sowie die Transformation der Wärmeversorgung weiter verstärken. Der Strom-Wärme Hub der Marktoffensive Erneuerbare Energien stellt eine weitere Aktivität in diesem Kontext dar (vgl. Info-Box).

Marktoffensive
Erneuerbare Energien

Strom- Wärme Hub der Marktoffensive Erneuerbare Energien

Die Energiewelt ist im Umbruch. Auf politischer Ebene werden regulatorische Anpassungen diskutiert, aber auch marktseitig kommt es zu Verschiebungen. Eine aktuell geringere Stromnachfrage sowie Netzrestriktionen und die damit verbundenen aktuellen und künftigen Regelungen zum Redispatch setzen die erneuerbare Direktvermarktung unter Druck. Auf der anderen Seite steht ein Wärmemarkt, der aufgrund der verstärkten Elektrifizierung große Mengen an erneuerbarem Strom benötigt. Der dafür erforderliche Umbau kommt aber nicht in der notwendigen Geschwindigkeit voran. Es stellt sich die Frage, wie die Integration erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmemarkt gestärkt werden kann.

Mit dem Strom-Wärme Hub bringt die Marktoffensive Erneuerbare Energien die Strom- und Wärmewirtschaft zusammen, um Chancen und Hemmnisse zu diskutieren, Finanzierungs- und Betreibermodelle praxisnah zu bewerten und ein gemeinsames Zukunftsbild für die Elektrifizierung der Wärme zu entwickeln:

- Wärme als wichtiger Absatzmarkt für erneuerbaren Strom erschließen
- Wärmegestehungskosten durch die Bereitstellung von Flexibilität mittels elektrischer Wärmeerzeuger und Wärmespeicher senken
- Neue Geschäftsmodelle entwickeln und in die Umsetzung bringen
- Hemmnisse sichtbar machen und adressieren
- Best Practices bekannt machen

Die *Marktoffensive Erneuerbare Energien* beschäftigt sich seit ihrer Gründung mit der Stärkung direkter Strombezugs- und -versorgungsmodelle sowie dem Stromhandel. Übergeordnetes Ziel ist die zunehmende Marktintegration erneuerbarer Energien. Aus Perspektive der Marktoffensive bietet der Wärmemarkt die Chance für eine verstärkte erneuerbare Sektorenkopplung unter Einbindung des Stromhandels und neuer Geschäftsmodelle.

Mitgliedsunternehmen der Marktoffensive steht die Mitarbeit offen. Andere Unternehmen können sich über eine einmalige Zahlung an den Kosten für die Umsetzung der Aktivitäten beteiligen.

Weitere Informationen zur Marktoffensive Erneuerbare Energien: www.marktoffensive-ee.de

Details zum Strom-Wärme Hub: https://www.dena.de/marktoffensive-ee/netzwerk-veranstaltungen/strom-waerme-hub-1/

Bei Interesse wenden Sie sich bitte an marktoffensive-dena@dena.de

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wärmeerzeugung in deutschen Wärmenetzen bis 2045 (Quelle: LFS, Szenario T45-Strom) 6

Abbildung 2: Zentrale Elemente einer strukturierten Strombeschaffung für Power-to-Heat-Anwendungen in der Fernwärme 18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Präqualifizierte Technologien für die Bereitstellung von Regelleistung in Deutschland 11

Tabelle 2: Fahrweise elektrifizierter Wärmeerzeugungsanlagen als Teil eines diversifizierten Wärmenetzsystems im Kontext schwankender Strompreise am Beispiel Billund, Dänemark (eigene Darstellung) 16

Tabelle 3: Zusammenfassung zentraler Hemmnisse und möglicher Ansätze zur Stärkung der Elektrifizierung 24

Literaturverzeichnis

Deutsche Energie-Agentur (dena). (2025). *dena-Verteilnetzstudie II. Weichenstellungen bei Verteilnetzbetrei-bern für Klimaneutralität – eine spartenübergreifende Perspektive*. Von https://www.dena.de/infocenter/dena-verteilnetzstudie-ii/ abgerufen

KfW. (2025). *Energieversorger müssen bis 2045 insgesamt 535 Milliarden Euro in die regionale Energiewende investieren*. Von https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen-Details_869248.html abgerufen

Laenderdaten.info. (kein Datum). *Energiehaushalt Dänemarks*. Von https://www.laenderdaten.info/Europa/Daenemark/energiehaushalt.php abgerufen

Agentur für Erneuerbare Energien . (2024). *Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2024*. Von https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/fernwaermeerzeugung-nach-energietraegern-in-deutschland-2024 abgerufen

AGFW - Der Energieef-fizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (21. April 2026). P2H als Retter der Stromnetze? Impulsbeitrag von Dr. Jens Kühne.

AGFW & VKU. (2025). *KWK-Evaluierungsbericht der Verbände 2025*. Von https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Positionen/Kommunale_Energieversorgung/2025/251110_KWK-Evaluierungsbericht_der_Verb%C3%A4nde_2025_AGFW_VKU.pdf abgerufen

Agora Energiewende. (2025). *Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge*. Von https://www.agora-energiewende.de/publikationen/investitionen-in-eine-zukunftsfaehige-daseinsvorsorge abgerufen

Agora Energiewende. (2025). *Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge*. Von https://www.agora-energiewende.de/publikationen/investitionen-in-eine-zukunftsfaehige-daseinsvorsorge abgerufen

Agora Energiewende, Prognos, GEF. (2024). *Wärmenetze – klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen?* . Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-18_DE_Business_Case_Waermenetze/A-EW_335_Businesscase_Waermenetze_WEB.pdf abgerufen

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2025). *Statusreport Wärme*. Von https://www.bdew.de/service/publikationen/statusreport-waerme/ abgerufen

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2026). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. Von https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html abgerufen

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2024). *Systementwicklungsstrategie 2024*. Von https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf abgerufen

Bundesnetzagentur. (kein Datum). *SMARD*. Von https://www.smard.de/home abgerufen

Deutsche Energie-Agentur (dena). (2023). *Eigenkapitalähnliche Hybridinstrumente*. Von https://www.dena.de/infocenter/eigenkapitalaehnliche-hybridinstrumente/ abgerufen

District Energy News. (2026). *Heating price analysis: District heating is still price robust*. Von https://dbdh.org/heating-price-analysis-district-heating-is-still-price-robust/#:~:text=But%20district%20heating%20still%20proves,to%20other%20forms%20of%20heating abgerufen

DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2025). Von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.991226.de/dwr-25-49-1.pdf abgerufen

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln . (2026). *Großwärmepumpen: Markthochlauf und Kosten in Deutschland. Eine empirische Analyse*. Von https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/grosswaermepumpen-markthochlauf-und-kosten-in-deutschland abgerufen

Energy Charts. (2026). *Anlagen zur Stromerzeugung und -speicherung in Deutschland 2026*. Von https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE abgerufen

Energy Efficiency Directive. (kein Datum). Von https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive_en abgerufen

FLEX PWR. (2025). *FlexPower takes over dynamic power procurement for the „green" heat supply on Überseeinsel district in Bremen*. Von https://flex-power.energy/energyblog/dynamic-power-procurement-uberseeinsel-district/ abgerufen

Fraunhofer ISE. (kein Datum). *Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2025*. Von https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2025.pdf abgerufen

Fraunhofer ISI & Consentec GmbH. (2024). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Von https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_StromStern_Energieangebot.pdf abgerufen

Interviewpartner, D. (kein Datum).

Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen. (2024). *Technologien zur Dekarbonisierung der Prozesswärme Dampferzeugung*. Von https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_downloads/FaktenpapiereLeitfaeden/Faktenblaetter-Unternehmen/2024_KEAN_Faktenblatt_Dampferzeugung.pdf abgerufen

Laenderdaten.info. (kein Datum). *Energiehaushalt Deutschlands*. Von ttps://www.laenderdaten.info/Europa/Deutschland/energiehaushalt.php abgerufen

Mennel, T. T. (2024). *Gutachten zur Wärmespeicherstrategie*. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Energiepolitische_Beratung_des_Bundesministeriums_fuer_Wirtschaft_und_Klimaschutz/Gutachten_zur_Waermespeicherstrategie.pdf abgerufen

Mesenburg, W. (2026). *DTU Research Database*. Von https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/221383606/Thesis_wmeese_Final_signed.pdf abgerufen

Montel News . (2024). *Nordic battery storage set to surge to several GW by 2026*. Von https://montelnews.com/news/aef7ea0a-a54c-4303-9ac3-7c411be36e9e/nordic-battery-storage-set-to-surge-several-gw-by-2026?utm_source=chatgpt.com abgerufen

Sipos, B. N. (2025). Power-to-Heat solutions: The Danish district heating system. *AIMS Energy*. Von https://www.aimspress.com/article/id/69492642ba35de55f26bf722 abgerufen

dena

www.dena.de