

BERICHT

EVALUIERUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energie

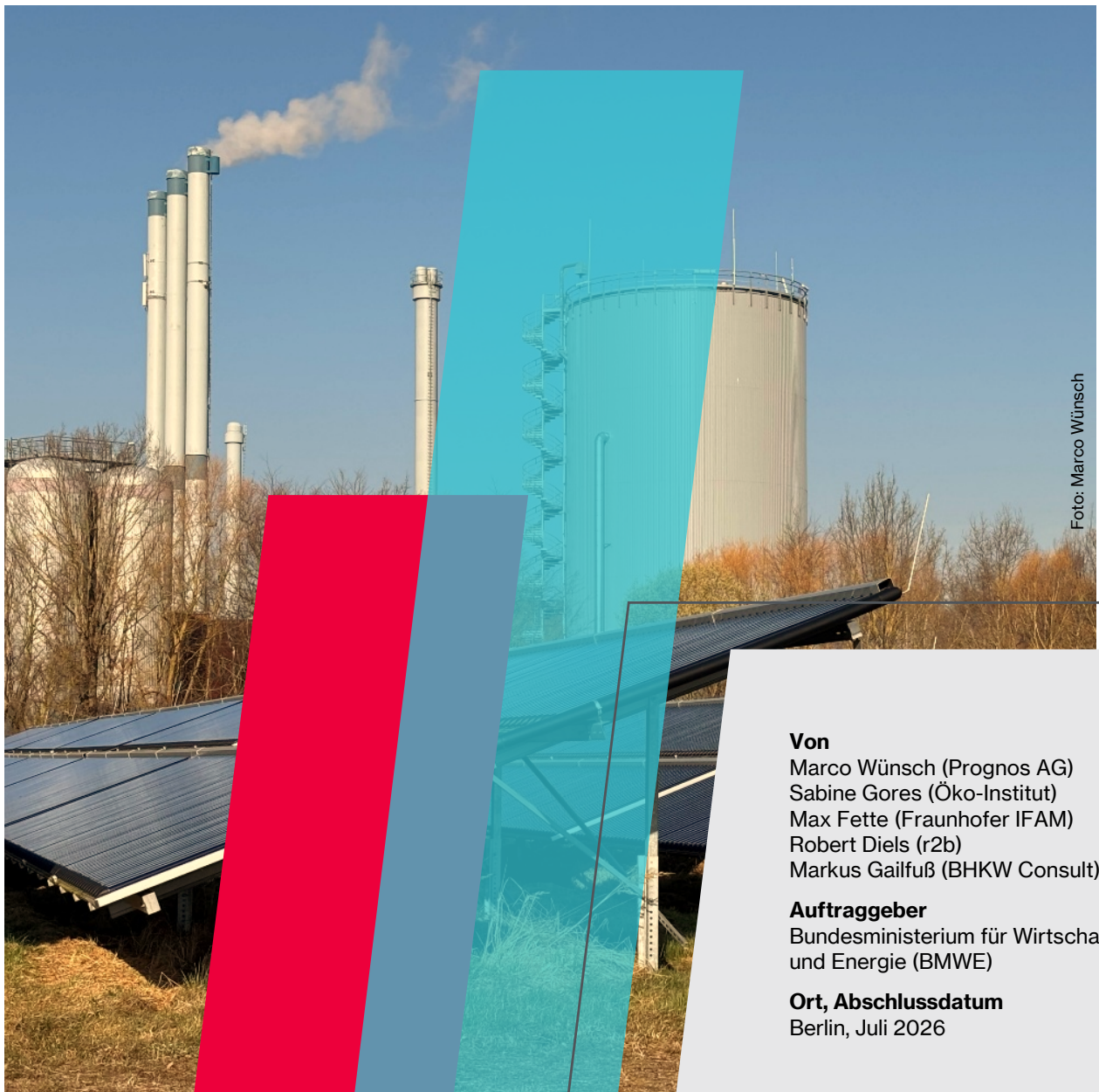


Foto: Marco Wunsch

Von

Marco Wunsch (Prognos AG)
Sabine Gores (Öko-Institut)
Max Fette (Fraunhofer IFAM)
Robert Diels (r2b)
Markus Gailfuß (BHKW Consult)

Auftraggeber

Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie (BMWE)

Ort, Abschlussdatum

Berlin, Juli 2026

Inhaltsverzeichnis

1	Übersicht wesentlicher Ergebnisse	3
2	Analysen zur historischen und zukünftigen Entwicklung der KWK	5
2.1	Entwicklung der KWK	5
2.1.1	KWK-Stromerzeugung	5
2.1.2	KWK-Wärmeerzeugung	13
2.1.3	Fernwärmeverbrauch und Fernwärmeerzeugung	17
2.1.4	Bestehende KWK-Anlagen und -Leistungen	26
2.1.5	Überblick über KWK-Technologien, Anwendungsbereiche und Bauzeiten	30
2.1.6	CO ₂ -Emissionen der KWK-Erzeugung	36
2.2	Statistische Auswertung KWKG-Förderung	39
2.2.1	Direkte KWK-Förderung	39
2.2.2	Investitionen in KWK-Anlagen	73
2.2.3	Investitionen in Netze und Speicher	75
2.2.4	Ausschreibungen der KWK und innovativen KWK	78
2.3	Primärenergie- und CO ₂ -Effekte durch die KWK	85
2.3.1	Einleitung	85
2.3.2	Methodik der Abschätzung der CO ₂ -Einsparungen	86
2.3.3	Untersuchte Anlagenkonstellationen und Parametrisierung der Vergleichssysteme	94
2.3.4	Ergebnisse nach KWK-Anlagenkonstellation	97
2.3.5	Fazit für Anlagentypen	112
2.3.6	Einordnung der CO ₂ - und Primärenergieeinsparung der gesamten KWK-Erzeugung	115
2.4	Wirtschaftlichkeit	118
2.4.1	Methodik	120
2.4.2	Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung	121
2.4.3	Wirtschaftlichkeit der untersuchten KWK-Anlagen	127

2.5	Die KWK im Energiesystem	130
2.5.1	Metaanalyse: Bewertung der Rolle der KWK in Energiesystemszenarien anhand der Residuallast	130
2.5.2	Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz	136
2.5.3	Flexibilisierung	136
2.5.4	Dekarbonisierung	143
2.5.5	KWK mit Wasserstoff	148
2.5.6	Rolle von Biomasse in der Fernwärme und in der KWK	154
2.6	Aktuelle Energiesystemmodellierung	171
2.6.1	Analysegegenstand und Szenariodesign	171
2.6.2	Methodik und Rahmenannahmen	172
2.6.3	Ergebnisse	186
3	Handlungsempfehlungen	198

1 Übersicht wesentlicher Ergebnisse

Status quo

Die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugte Strom- und Wärmemenge ist in den letzten Jahren gestiegen und hat das bis Ende 2022, als Ziel des „Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG“, definierte Ziel einer KWK-Stromerzeugung von 110 TWh im Jahr 2020 erreicht. Im Zieljahr 2020 wurden knapp 113 TWh Strom und 219 TWh KWK-Wärme produziert. Das entspricht einem Anteil von 21 % der deutschen Nettostromerzeugung und von etwa 17 % an den Wärmeanwendungen des Endenergieverbrauchs Deutschlands. Nach 2020 ist die KWK-Stromerzeugung im Bereich der allgemeinen Versorgung und auch der Industrie-KWK gesunken und beträgt im Jahr 2023 in Summe noch 102 TWh.

Die KWK-Wärmeerzeugung liegt mit 197 TWh im Jahr 2023 um 10 % niedriger als 2020, vor allem durch Rückgänge bei der industriellen KWK-Erzeugung. Bezogen auf die Fernwärmeerzeugung haben Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlagen) im Jahr 2023 rund 72 % der Wärme bereitgestellt.

Entsprechend den Daten vom Markstammdatenregister beträgt (Stand September 2025) die elektrische KWK-Leistung der Anlagen in Deutschland insgesamt 43 GW. Davon entfallen u.a. auf Erdgas 24 GW, auf Biomasse 8 GW, auf Steinkohle 5,5 GW und auf Braunkohle 1,4 GW.

Perspektive der KWK im zukünftigen Energiesystem

In den letzten Jahren ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland deutlich gestiegen und lag 2024 bei 58 % bezogen auf die Stromerzeugung.

Erneuerbare Energien, insbesondere Windkraft und Photovoltaik, werden zukünftig den größten Teil der Stromerzeugung decken. Aber auch langfristig wird es Zeiten geben, in denen brennstoffbasierte Kraftwerke die Residuallast abdecken müssen. Dabei wird ein flexibler, am Strommarkt ausgerichteter Betrieb der KWK-Anlagen zunehmend wichtiger, um genau dann Strom zu produzieren, wenn dieser benötigt wird und möglichst keine Stromerzeugung aus Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik verdrängt. Durch eine flexible Fahrweise kann das Potenzial der KWK zur Brennstoff- und Emissionseinsparung und zur Bereitstellung von gesicherter Leistung in den relevanten Zeiten realisiert werden.

Eine Auswertung von verschiedenen Energieszenarien zeigt, dass der Residuallastbedarf eines klimaneutralen Stromsystems im Bereich von etwa 50 TWh bis 120 TWh liegen wird. Die Analysen zeigen auch, dass der Großteil der Strom-Residuallast im Winterhalbjahr und insbesondere bei niedrigen Temperaturen auftreten wird. Damit deckt sich die stromseitige Residuallast gut mit dem saisonalen Profil der im Winter höheren Wärmenachfrage. In diesen Zeiten hat die KWK auch zukünftig Effizienzvorteile gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung. KWK kann somit unter der Voraussetzung eines möglichst flexiblen Betriebs und dem Einsatz von klimaneutralen Brennstoffen eine Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen.

Neben der Auswertung von bestehenden Studien wurde die Rolle der KWK auch durch eine Energiesystemmodellierung mit modell-endogenen Investitions- und Einsatzentscheidungen untersucht. Diese Analyse zeigt, dass eine flexibilisierte KWK auch langfristig einen bedeutenden Beitrag im Stromversorgungssystem und in der Wärmeversorgung von Fernwärmenetzen und in der Industrie leisten kann. Auch im Redispatch kommt der KWK künftig eine wichtigere Rolle zu, als sie bisher eingenommen hat.

Handlungsempfehlungen

Aufbauend auf den Analysen zur heutigen und zukünftigen Rolle der KWK im Energiesystem wird vorgeschlagen das KWKG zu verlängern und weiterzuentwickeln.

Es werden in vier Kernbereichen Anpassungen vorgeschlagen:

- Eine Optimierung der KWK-Anlagenförderung, mit Fokus auf Modernisierungen, Eigenverbrauch und Fördersätze von KWK-Anlagen im kleinen Leistungsspektrum
- Maßnahmen zur weiteren Flexibilisierung des KWK-Anlagenbetriebs
- Weiterführung und Weiterentwicklung der Förderung von Wärmenetzen und -speichern
- Einführung der Förderung des Einsatzes von klimaneutralen Energieträgern und Wasserstoff

Im Detail sind die Handlungsempfehlungen im Kapitel 3 beschrieben.

2 Analysen zur historischen und zukünftigen Entwicklung der KWK

2.1 Entwicklung der KWK

2.1.1 KWK-Stromerzeugung

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland von 2010 bis 2023¹ dargestellt. Die ermittelten Daten setzen sich aus verschiedenen Statistiken und Erhebungen (Berichtskreise) zusammen:

Statistisches Bundesamt: KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung (Tabelle 066²) und der Industrie (Tabelle 067³) mit einer elektrischen Leistung von mindestens einem Megawatt

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)⁴: KWK-Anlagen, die mit biogenen Brennstoffen betrieben werden und nicht in den KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung bzw. der Industrie enthalten sind

BHKW-Umfrage des Öko-Instituts: BHKW mit einer elektrischen Leistung von unter einem Megawatt

KWK-Stromerzeugung je Berichtskreis

In den Jahren 2010 bis 2015 wurden in Deutschland durchschnittlich 100 TWh Strom pro Jahr im KWK-Betrieb erzeugt. In den Jahren 2016 bis 2021 erhöhte sich die KWK-Stromerzeugung auf durchschnittlich 115 TWh. Im Jahr 2021 erreichte sie mit 117 TWh ihr bisheriges Maximum, was über 20 % des damaligen Brutto-Stromverbrauchs entsprach. Seitdem geht die KWK-Stromerzeugung wieder zurück und lag im Jahr 2024 bei 102 TWh (Abbildung 2-1).

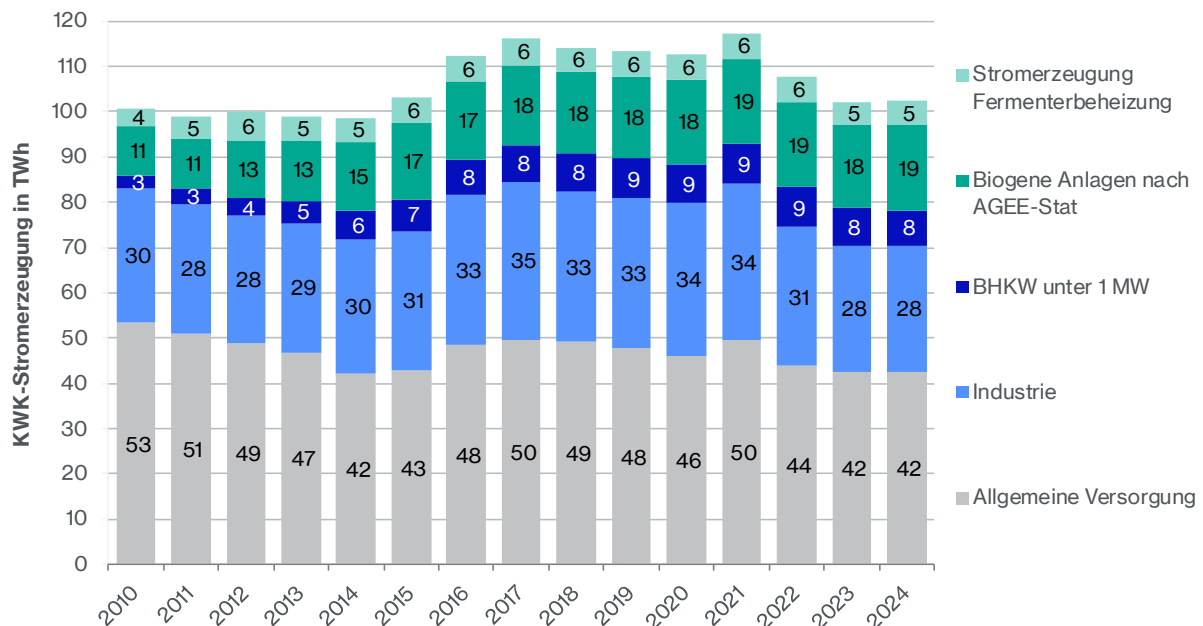
¹ Zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Berichts lagen die Daten des Statistischen Bundesamtes für 2024 für die Industrie (Tabelle 067) noch nicht vor.

² Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung

³ Jahreserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Anlagen mit einer Nettonennleistung elektrisch von 1 MW und mehr

⁴ Die Daten werden vom Umweltbundesamt (FGL V 1.8, Geschäftsstelle der AGEE-Stat) bereitgestellt.

Abbildung 2-1: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen



Anmerkung: Biogene Anlagen sind in den Kategorien Allgemeine Versorgung und Industrie enthalten. Ergänzend dazu weisen die Daten der AGEE-Stat noch biogene Anlagen als sogenannte Einspeiser aus, die nicht Teil der allgemeinen Versorgung oder der Industrie sind. Die Kategorie „Stromerzeugung Fermenterbeheizung“ umfasst die KWK-Stromerzeugung der AGEE-Stat Anlagen, die mit der Beheizung eines Fermenters aus der zugehörigen KWK-Wärme verbunden ist.
Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut.

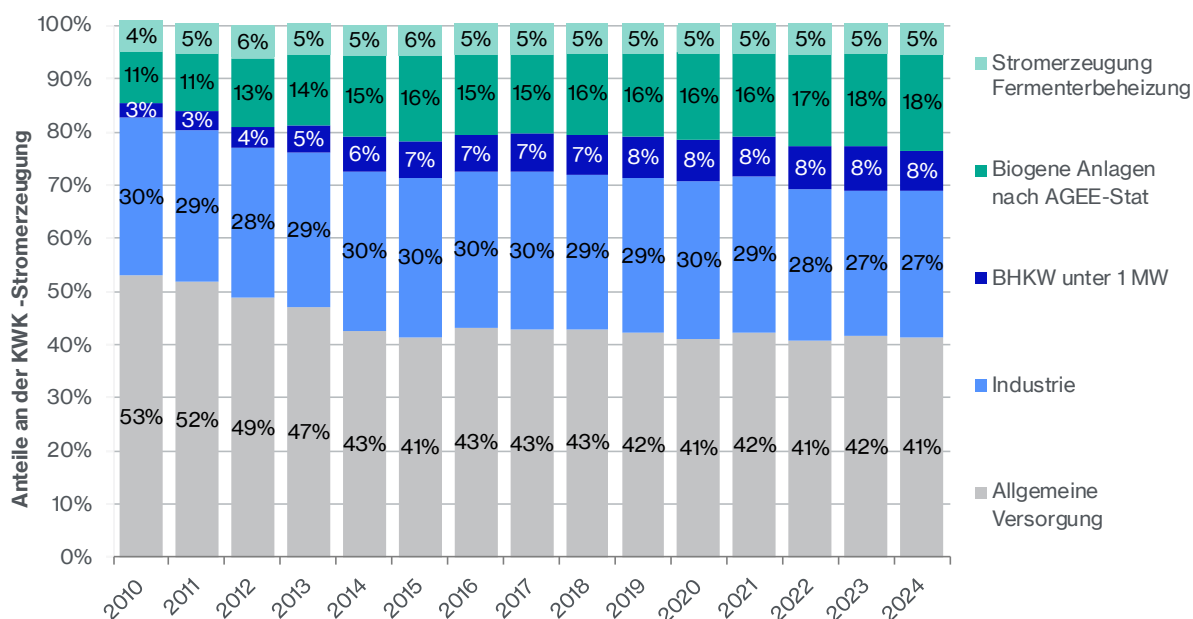
Im ersten Schritt wird die Erzeugung differenziert nach Berichtskreisen diskutiert: Dafür werden Informationen des Statistischen Bundesamtes der Tabellen 067 (Industrie) und 066 (Allgemeine Versorgung) verwendet, die nach Energieträgern untergliedert vorliegen. Ergänzt werden diese Zahlen mit Informationen zur KWK-Erzeugung mit biogenen Energieträgern des Umweltbundesamtes, die nicht unter diese statistische Erfassung fallen, wobei die mit der Fermenterbeheizung verbundene Stromerzeugung stets separat ausgewiesen wird (Daniel-Gromke et al. 2025). Eine weitere Ergänzung erfolgt für fossil betriebene Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter einem Megawatt, die sich aus der BHKW-Datenbank des Öko-Instituts ergibt.

Die KWK-Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung stellt die größte Einzelposition dar, allerdings mit fallender Tendenz: Während im Jahr 2010 noch 53 % der KWK-Stromerzeugung auf Anlagen der allgemeinen Versorgung zurückzuführen sind, beträgt der Anteil im Jahr 2024 nur noch 41 %.

Industriekraftwerke stellen den zweitgrößten Anteil an der KWK-Stromerzeugung dar. Ihr Anteil ist mit knapp 30 % vergleichsweise konstant. Den drittgrößten Anteil bilden KWK-Anlagen, die mit Biomasse betrieben werden und nicht den Berichtskreisen der allgemeinen Versorgung bzw. der Industrie zugeordnet sind. Einschließlich der KWK-Stromerzeugung von Biogas-BHKW, die mit der Beheizung der Fermenter einhergeht, ist der Anteil von 15 % im Jahr 2010 auf 23 % im Jahr 2024 gestiegen.

Den viertgrößten Anteil an der KWK-Stromerzeugung weisen BHKW mit einer elektrischen Leistung von unter einem Megawatt auf. Ihr Anteil lag im Jahr 2024 bei 8 %, nachdem er im Jahr 2010 nur 3 % betrug (Abbildung 2-2).

Abbildung 2-2: Relative Anteile an der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen



Anmerkung: Biogene Anlagen sind in den Kategorien Allgemeine Versorgung und Industrie enthalten. Ergänzend dazu weisen die Daten der AGEE-Stat noch biogene Anlagen als sogenannte Einspeiser aus, die nicht Teil der allgemeinen Versorgung oder der Industrie sind. Die Kategorie „Stromerzeugung Fermenterbeheizung“ umfasst die KWK-Stromerzeugung der AGEE-Stat Anlagen, die mit der Beheizung eines Fermenters aus der zugehörigen KWK-Wärme verbunden ist.

Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

KWK-Stromerzeugung je Energieträger

Der dominierende Energieträger für die KWK-Stromerzeugung in Deutschland ist Erdgas. Auf ihn entfallen im Zeitraum 2010 bis 2024 mit durchschnittlich 52 % etwas mehr als die Hälfte der KWK-Stromerzeugung (Abbildung 2-5). Dies entspricht einer KWK-Stromerzeugung aus Erdgas von durchschnittlich 56 TWh (Abbildung 2-3). Aufgrund der hohen Erdgaspreise in den Jahren 2022 und 2023 ist die KWK-Stromerzeugung aus Erdgas in diesem Zeitraum auf 54 TWh zurückgegangen, nachdem sie im Jahr 2021 noch bei 64 TWh lag. Im Jahr 2024 ist die KWK-Stromerzeugung aus Erdgas wieder auf 56 TWh gestiegen.

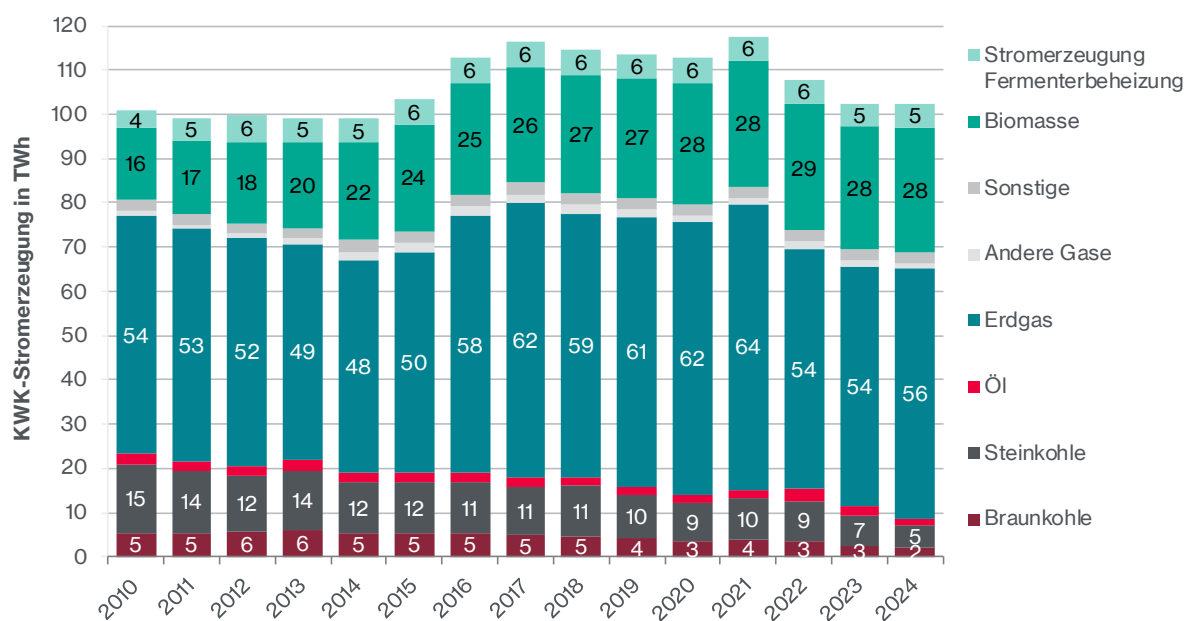
Aufgrund des Kohleausstiegs geht auch die KWK-Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle zurück. Während im Jahr 2010 noch 20 TWh KWK-Strom aus Kohle erzeugt wurden, waren es im Jahr 2024 nur noch 7 TWh (Abbildung 2-3). Der KWK-Anteil an der Stromerzeugung aus Kohle liegt für Braunkohle bei 3 % bis 4 %, bei Steinkohle sind es 11 % bis 23 %. Der bislang höchste KWK-Anteil wurde während der Corona-Pandemie im Jahr 2020 erreicht, wo aufgrund der geringen Stromnachfrage auch sehr wenig Strom aus Kohle erzeugt wurde (insgesamt nur

123 TWh). Aufgrund der hohen Erdgaspreise ist im Jahr 2022 die Stromerzeugung aus Kohle auf 166 TWh angestiegen (Abbildung 2-4).

Der Kohleausstieg wird wärmeseitig häufig mit einer Erdgas KWK-Anlage abgesichert, wie zum Beispiel beim Heizkraftwerk West⁵ der Mainova in Frankfurt am Main oder den Fuel Switch Projekten der EnBW⁶ im Großraum Stuttgart und in Heilbronn. Auch in den nächsten Jahren wird Erdgas der wichtigste Energieträger für KWK-Anlagen bleiben. Erst bei einer ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff ist ein Ausstieg aus der Erdgasnutzung in KWK-Anlagen möglich.

Auf den Energieträger Biomasse entfielen im Jahr 2010, einschließlich der Stromerzeugung aus der Fermenterbeheizung bei Biogasanlagen, eine KWK-Stromerzeugung von rund 20 TWh. Seitdem ist die KWK-Stromerzeugung aus Biomasse gestiegen und lag in den Jahren 2020 bis 2024 bei durchschnittlich 34 TWh (einschließlich der Fermenterbeheizung bei Biogasanlagen). Im Jahr 2024 hat sich der Biomasseanteil auf 33 % erhöht (Abbildung 2-5).

Abbildung 2-3: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern



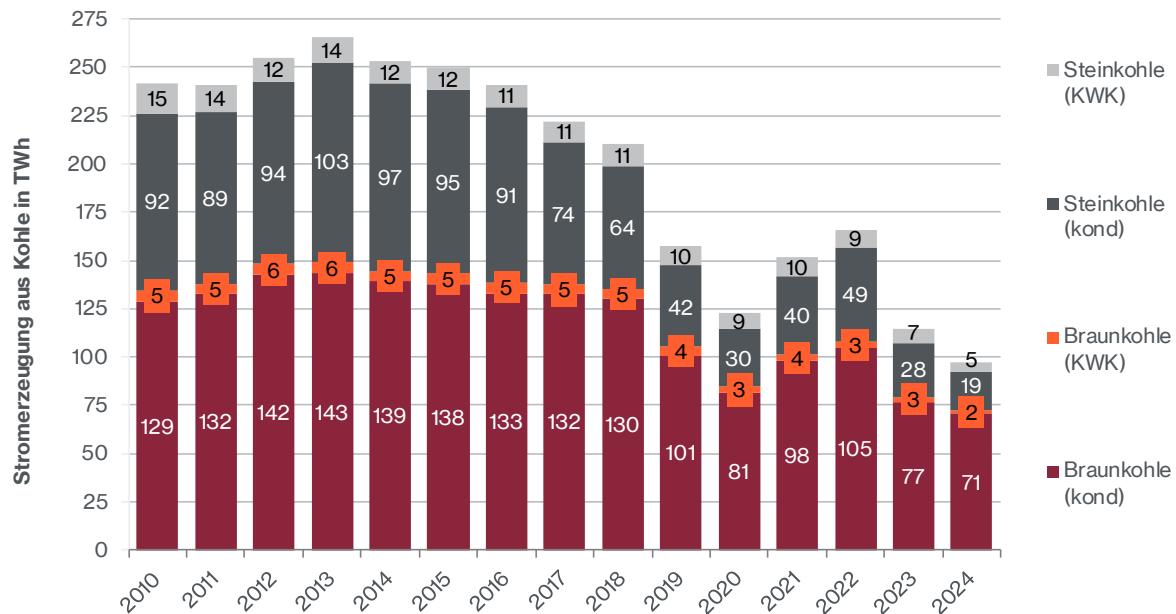
Anmerkung: Die mit der Fermenterbeheizung verbundene Stromerzeugung wird hier separat ausgewiesen, sie basiert auf dem Einsatz von Biogas.

Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

⁵ <https://www.mainova.de/de/ihre-mainova/ueber-uns/waerme-stromversorgung/kohleersatzprojekt-hkw-west>

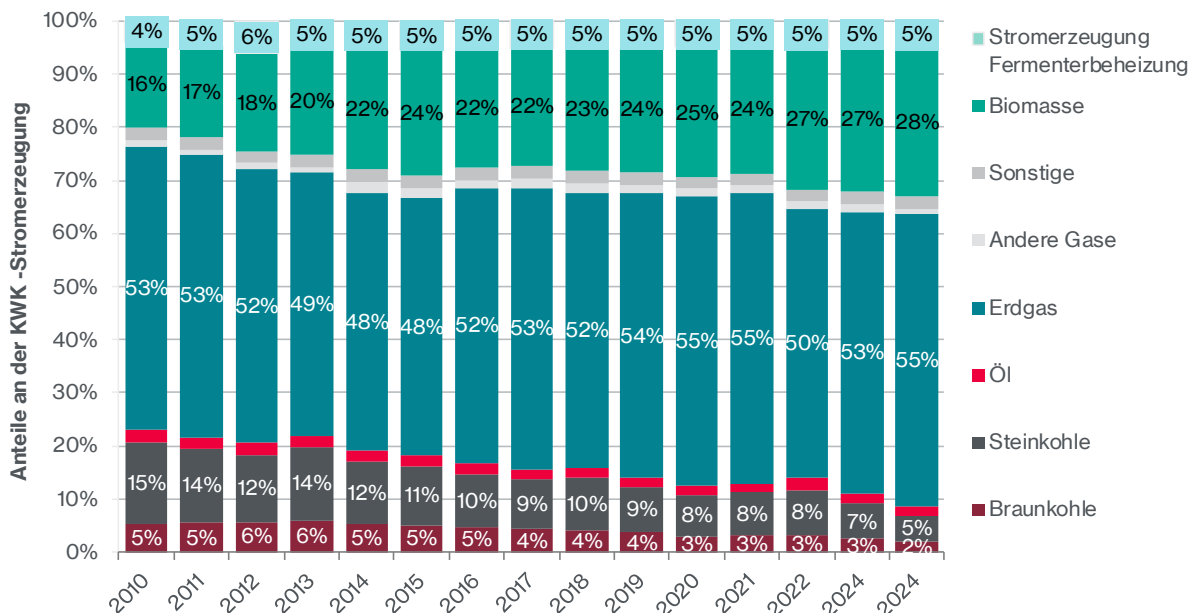
⁶ <https://www.enbw.com/presse/pressemappe/pressemappe-fuel-switch.html>

Abbildung 2-4: Entwicklung der Stromerzeugung aus Kohle im Zeitraum 2010 bis 2024



Quelle: (Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b)

Abbildung 2-5: Relative Anteile an der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern



Anmerkung: Die mit der Fermenterbeheizung verbundene Stromerzeugung wird hier separat ausgewiesen, sie basiert auf dem Einsatz von Biogas.

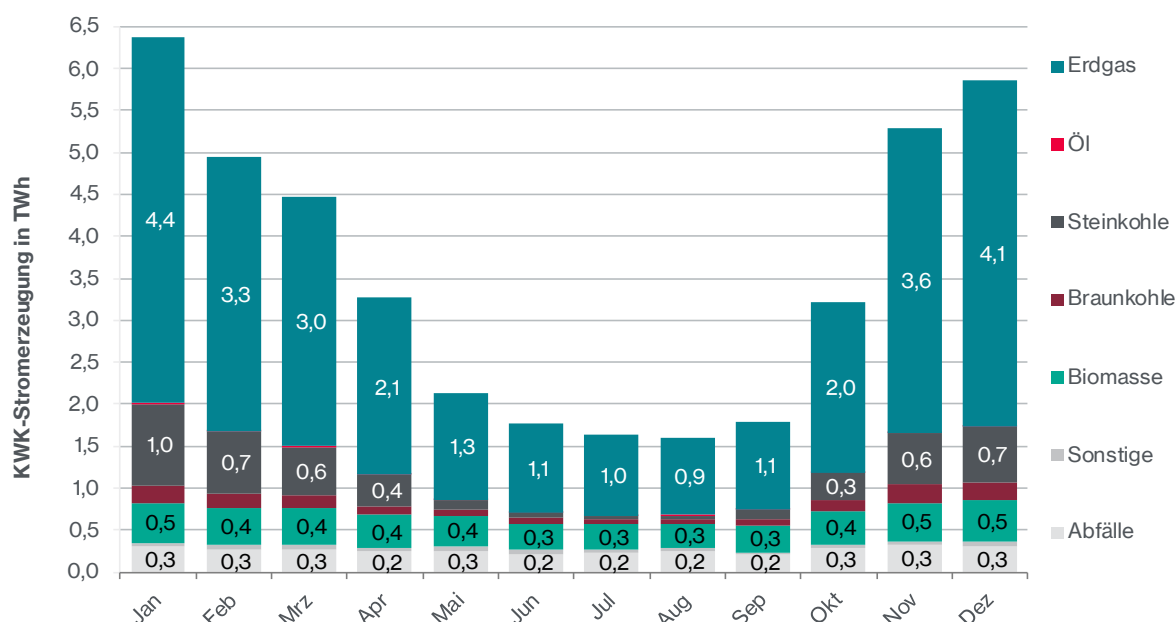
Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

Monatliche KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung im Jahr 2024

Die KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung betrug im Jahr 2024 rund 42 TWh. In der Auswertung der Monatserhebungen wird deutlich, dass die KWK-Stromerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen sowie Biomassekraftwerken weitestgehend kontinuierlich erfolgt. Im Gegensatz dazu zeigt die KWK-Stromerzeugung in Erdgas- und Kohlekraftwerken einen typischen saisonalen Verlauf (Abbildung 2-6).

Im Jahr 2024 fand die maximale KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung im Januar statt (6,4 TWh). Die minimale KWK-Stromerzeugung war im August (1,6 TWh). Die KWK-Stromerzeugung aus Steinkohle zeigt dabei die größten monatlichen Schwankungen. Im August betrug sie nur 5 % der KWK-Stromerzeugung des Monats Januar. Bei Erdgas beläuft sich dieser Anteil auf 20 % und bei Braunkohle auf 25 %.

Abbildung 2-6: Monatliche KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung im Jahr 2024



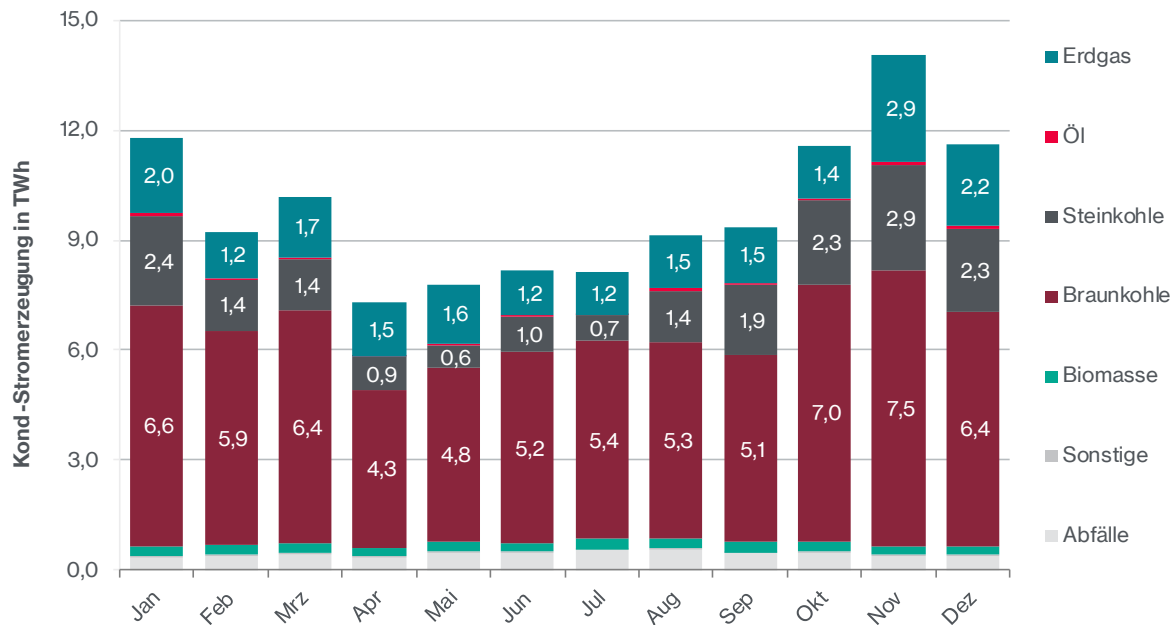
Quelle: (Statistisches Bundesamt 2025c); eigene Berechnung Öko-Institut 2026

Im Gegensatz zur KWK-Stromerzeugung ist im Jahr 2024 die monatliche Stromerzeugung im Kondensationsbetrieb (d. h. ohne KWK) gleichmäßiger auf die einzelnen Monate verteilt. Das Minimum der Kondensationsstromerzeugung liegt mit 7,3 TWh im April. Das Maximum befindet sich mit 14,1 TWh im November und ist damit etwa doppelt so hoch wie das Minimum (Abbildung 2-7).

Bei der Kohleverstromung im Kondensationsbetrieb liegt das Minimum in den Monaten April (Braunkohle, rund 60 % der maximalen Kondensationsstromerzeugung) bzw. Mai (Steinkohle, rund 20 % der maximalen Kondensationsstromerzeugung). Bei Erdgas befindet sich das Minimum der Kondensationsstromerzeugung im Juli (rund 40 % der maximalen Kondensationsstromerzeugung). Im Vergleich zu den monatlichen Schwankungen der KWK-

Stromerzeugung geht die Kondensationsstromerzeugung im Sommerhalbjahr weniger stark zurück.

Abbildung 2-7: Monatliche Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung im Jahr 2024 (ohne KWK)



Quelle: (Statistisches Bundesamt 2025c); eigene Berechnung Öko-Institut 2025

Die Stromerzeugung aus Erdgas und Biomasse findet mit einem KWK-Stromanteil von rund 60 % überwiegend im KWK-Betrieb statt. Im Gegensatz dazu dominiert bei Kohlekraftwerken die Kondensationsstromerzeugung (Braunkohle: 2 % KWK-Stromanteil, Steinkohle: 19 % KWK-Stromanteil). Über alle Brennstoffe hinweg betrachtet setzt sich die Gesamtstromerzeugung zu rund drei Vierteln aus Kondensationsstrom und zu rund einem Viertel aus KWK-Strom zusammen.

Werden die quantitativen Ziele im KWKG erreicht?

Das KWKG 2000 setzte zunächst kein quantitatives Ziel für die KWK-Stromerzeugung. Im KWKG 2002 wurde erstmalig ein quantitatives Ziel formuliert, welches sich auf die Minderung der jährlichen Kohlendioxid-Emissionen⁷ durch die Nutzung der KWK bezog.

Mit dem KWKG 2009⁸ und dem KWKG 2012⁹ wurde das Ziel der absoluten Emissionsminderung in den Jahren 2005 und 2010 aus dem KWKG 2002¹⁰ durch die KWK-Stromerzeugung durch ein relatives Mengenziel in Höhe von 25 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland ersetzt. Dieses Ziel galt vom 01.01.2009 bis zum 31.12.2015. In diesem Zeitraum lag der KWK-Anteil an der

⁷ Einsparziel: jährlich 10 Millionen Tonnen CO₂ bis 2005 und mindestens 20 Millionen Tonnen CO₂ bis 2010, jeweils bezogen auf das Basisjahr 1998.

⁸ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/kwkg2009>

⁹ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/kwkg2012>

¹⁰ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/private/active/0/kwkg_061031.pdf

gesamten Netto-Stromerzeugung in Deutschland (inkl. Pumpspeicherkraftwerke, PSW) bei etwa 17 %.

Im KWKG 2016¹¹ und im KWKG 2020¹² wurde das relative Mengenziel durch ein absolutes Mengenziel für die KWK-Stromerzeugung in Höhe von 110 TWh im Jahr 2020 und von 120 TWh im Jahr 2025 ersetzt. Das absolute Mengenziel bestand im Zeitraum vom 01.01.2016 bis zum 20.07.2022. In den Jahren 2016 bis 2021 wurde das Mengenziel von 110 TWh erreicht. Im Jahr 2021 erreichte die KWK-Stromerzeugung mit 117 TWh ihr bisheriges Maximum. Seitdem geht die KWK-Stromerzeugung wieder zurück.

Im KWKG 2023¹³ und im KWKG 2025¹⁴ wird für die KWK-Stromerzeugung kein quantitatives Ziel mehr definiert.

Die KWK-Nettostromerzeugung lag 2023 mit 103 TWh etwa auf dem gleichen Niveau wie 2010. Bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugung ist der KWK-Anteil, durch die rückläufige Gesamtstromerzeugung, im gleichen Zeitraum von 17 % auf 21 % gestiegen. Wenn man die KWK-Stromerzeugung auf die regelbare Stromerzeugung bzw. die Erzeugung von prinzipiell KWK-fähigen brennstoffbasierten Kraftwerken bezieht, zeigt sich eine deutliche Steigerung von 26 % auf 42 %. Das zeigt, dass KWK im Bereich der Residuallastabdeckung zunehmend größere Anteile gewinnt und der Anteil der ungekoppelten Stromerzeugung bei brennstoffbasierten Kraftwerken abnimmt (Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Entwicklung der Netto-KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024

	2010	2012	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Stromerzeugung in TWh													
Netto-KWK-Stromerzeugung (inkl. Ferner- wärme)	100	99	99	103	112	116	114	113	113	117	108	102	102
Netto-Stromerzeugung (inkl. PSW)	594	591	589	608	612	617	607	577	547	557	550	488	479
Brennstoffbasierte Netto-Stromerzeugung	382	386	369	369	380	365	348	302	274	298	302	244	230
KWK-Anteil													
KWK-Anteil an Netto-Stromerzeugung (inkl. PSW)	17%	16%	17%	17%	18%	19%	19%	20%	20%	21%	20%	21%	21%
KWK-Anteil an brennstoffbasierter Netto-Stromerzeugung	26%	26%	27%	28%	30%	32%	33%	37%	41%	39%	36%	42%	44%

¹¹ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/kwkg2016>

¹² <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/kwkg2020>

¹³ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/kwkg2023>

¹⁴ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/7056>

Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut. PSW = Pumpspeicherkraftwerke

2.1.2 KWK-Wärmeerzeugung

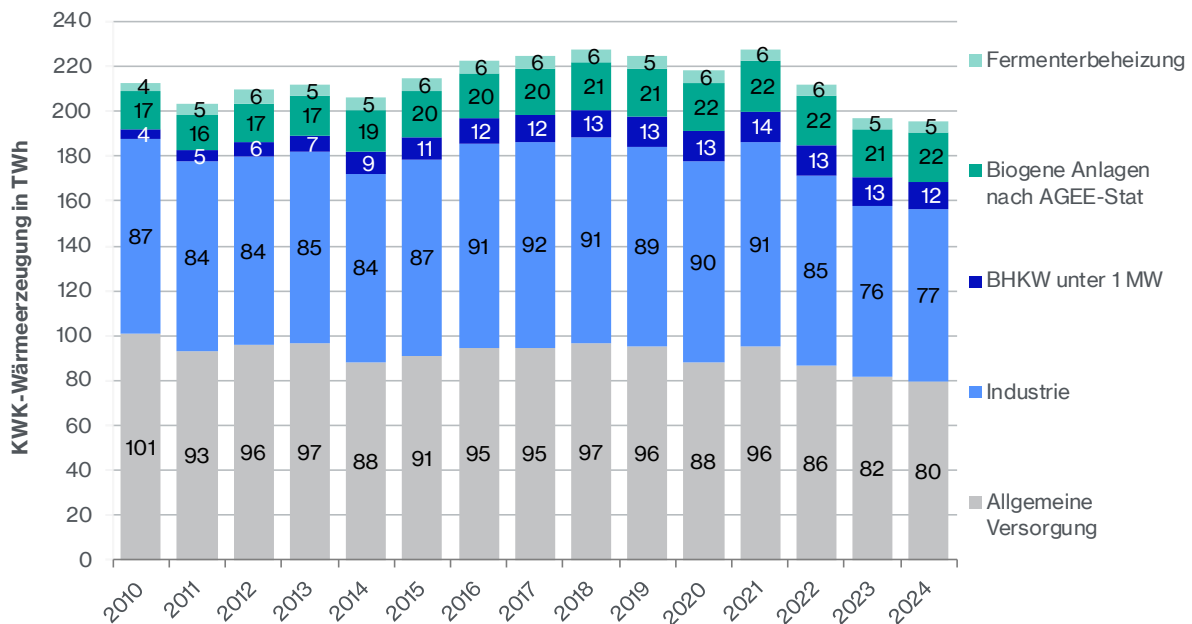
Die mit der KWK-Stromerzeugung einhergehende KWK-Wärmeerzeugung ist je eingesetzter Technologie unterschiedlich. Das Verhältnis von KWK-Stromerzeugung zu KWK-Wärmeerzeugung gibt die Stromkennzahl an. Bei einem GuD-Kraftwerk kann die Stromerzeugung im KWK-Betrieb dominieren und die Stromkennzahl ist größer als Eins. Im Gegensatz dazu liegt die Stromkennzahl für Dampfturbinen in einer Größenordnung von 0,2 für Gegendruckmaschinen bis 0,35 für Entnahmekondensationsmaschinen. Bei Motoren liegt die Bandbreite der Stromkennzahlen größenabhängig zwischen 0,4 und 1,1. Die von der amtlichen Statistik erfassten Verbrennungsmotoren weisen im Mittel eine Stromkennzahl von durchschnittlich 0,9 bis 0,95 auf¹⁵. Die Zusammensetzung der KWK-Wärmeerzeugung je Berichtskreis sowie je Energieträger unterscheidet sich deshalb von der Zusammensetzung der KWK-Stromerzeugung.

KWK-Wärmeerzeugung je Berichtskreis

In den Jahren 2010 bis 2015 wurden in Deutschland durchschnittlich 210 TWh Wärme pro Jahr im KWK-Betrieb erzeugt. In den Jahren 2016 bis 2021 erhöhte sich die KWK-Wärmeerzeugung auf durchschnittlich 225 TWh. In den Jahren 2018 und 2021 erreichte sie mit knapp 230 TWh ihr bisheriges Maximum. Seit 2021 geht die KWK-Wärmeerzeugung zurück und lag im Jahr 2024 bei 196 TWh (Abbildung 2-8).

¹⁵ Berechnung der arbeitsbezogenen Stromkennzahl aus der amtlichen Statistik (Tabelle 066 und Tabelle 067) als Verhältnis der KWK-Stromerzeugung zur KWK-Wärmeerzeugung je Technologie.

Abbildung 2-8: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen



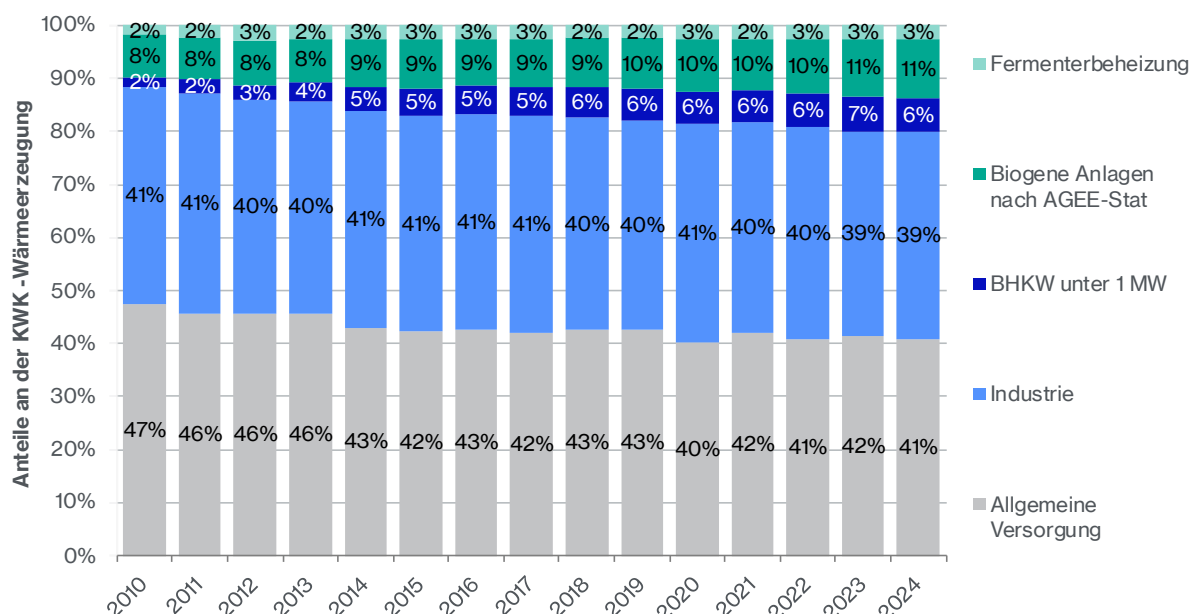
Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

Die KWK-Wärmeerzeugung findet vor allem in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung und in Industriekraftwerken statt. Zusammen erreichten sie im Jahr 2010 einen Anteil von 88 % an der gesamten KWK-Wärmeerzeugung. Dieser Anteil ging bis 2024 auf 80 % zurück (Abbildung 2-9).

Die größte KWK-Wärmeerzeugung findet im Berichtskreis der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung statt, der Abstand zur Erzeugung im Berichtskreis der Industriekraftwerke ist seit 2010 durch die Zunahme der Wärmeerzeugung in kleineren fossilen und biogenen Anlagen gesunken. Der Anteil der Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken ist mit rund 40 % vergleichsweise konstant. Den drittgrößten Anteil bilden KWK-Anlagen, die mit Biomasse betrieben werden und nicht den Berichtskreisen der allgemeinen Versorgung bzw. der Industrie zugeordnet sind. Einschließlich der KWK-Wärmeerzeugung von Biogas-BHKW, die mit der Beheizung der Fermenter einhergeht, ist der Anteil von 10 % im Jahr 2010 auf 14 % im Jahr 2024 gestiegen.

Den viertgrößten Anteil an der KWK-Wärmeerzeugung weisen BHKW mit einer elektrischen Leistung von unter einem Megawatt auf. Ihr Anteil lag im Jahr 2024 bei 6 %, nachdem er im Jahr 2010 nur 2 % betrug (Abbildung 2-9).

Abbildung 2-9: Relative Anteile an der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen



Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

KWK-Wärmeerzeugung je Energieträger

Wie auch bei der KWK-Stromerzeugung ist Erdgas der dominierende Energieträger bei der KWK-Wärmeerzeugung in Deutschland. Sein Anteil ist auf der Wärmeseite allerdings geringer ausgeprägt als auf der Stromseite. Dies ist zurückzuführen auf die typischerweise höheren Stromkennzahlen bei gasbefeuerten Technologien im Vergleich zu KWK-Technologien mit Festbrennstoffen.

Auf Erdgas entfielen im Zeitraum 2010 bis 2024 durchschnittlich 44 % der KWK-Wärmeerzeugung (Abbildung 2-11). Dies entspricht einer KWK-Stromerzeugung aus Erdgas von durchschnittlich 94 TWh. Aufgrund der hohen Erdgaspreise in den Jahren 2022 und 2023 sowie der konjunkturellen Schwäche ist die KWK-Wärmeerzeugung aus Erdgas auf 88 TWh im Jahr 2023 zurückgegangen, nachdem sie im Jahr 2021 noch bei 106 TWh lag. Im Jahr 2024 betrug sie wieder 93 TWh (Abbildung 2-10).

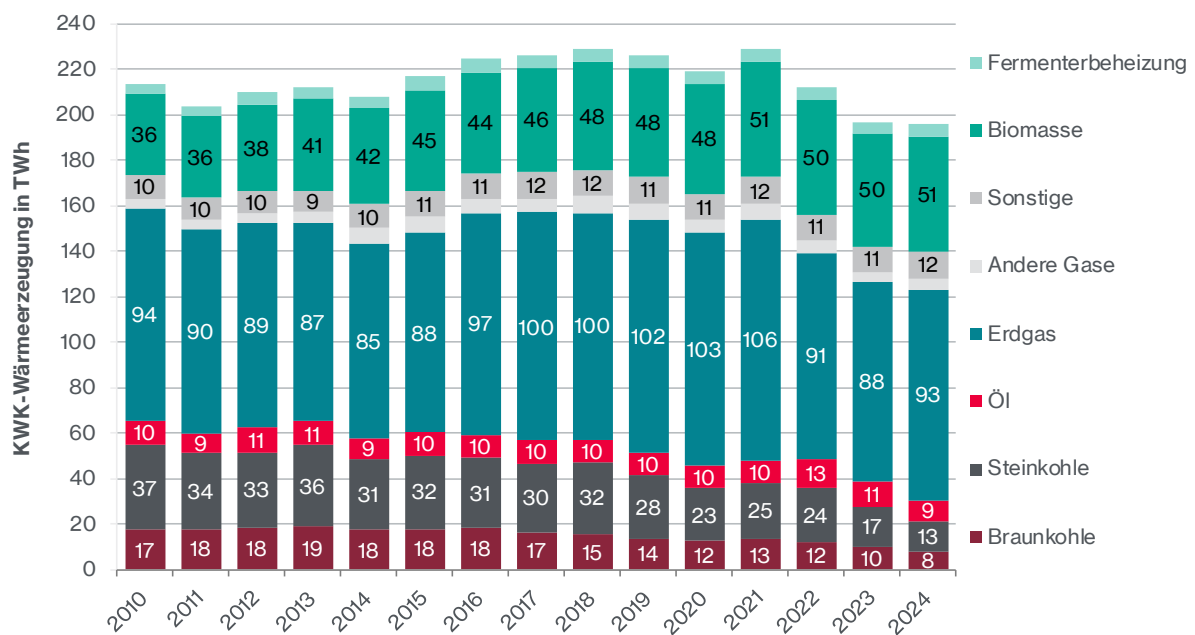
Aufgrund des Kohleausstiegs geht auch die KWK-Wärmeerzeugung aus Stein- und Braunkohle zurück. Während im Jahr 2010 noch 55 TWh KWK-Wärme aus Kohle erzeugt wurden, waren es im Jahr 2024 nur noch 21 TWh (Abbildung 2-10). Der Kohleanteil an der KWK-Wärmeerzeugung ist von 26 % im Jahr 2010 auf 11 % im Jahr 2024 gesunken.

Auf den Energieträger Biomasse entfielen im Jahr 2010, einschließlich der Fermenterbeheizung bei Biogasanlagen, eine KWK-Wärmeerzeugung von rund 40 TWh. Seitdem ist die KWK-Wärmeerzeugung aus Biomasse gestiegen und lag in den Jahren 2020 bis 2024 bei

durchschnittlich 55 TWh. Aufgrund der insgesamt zurückgegangenen KWK-Wärmeerzeugung in den Jahren 2022 bis 2024 hat sich der Biomasseanteil auf zuletzt 29 % erhöht (Abbildung 2-11).

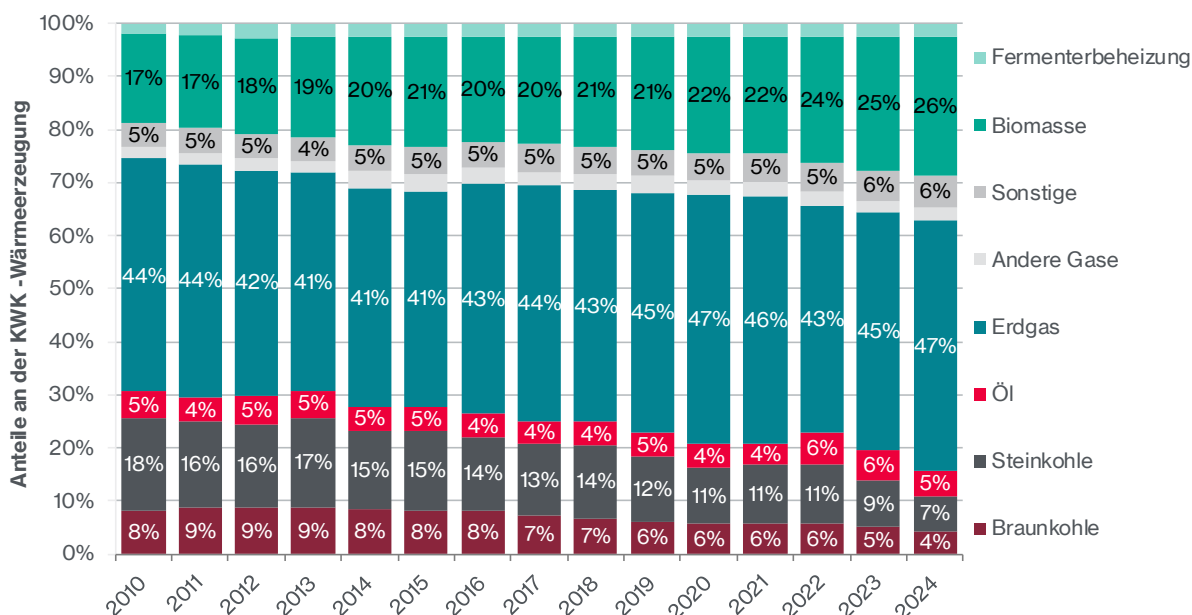
Auffallend ist, dass die Energieträger „Öl“ und „Sonstige“ wärmeseitig jeweils einen Anteil von rund 5 % bis 6 % an der KWK-Wärmeerzeugung im Jahr 2024 erreichen. Dieser Anteil entspricht einer KWK-Wärmeerzeugung von 9 TWh (Energieträger „Öl“) bzw. 12 TWh (Energieträger „Sonstige“). Hier zeigt sich die geringe Stromkennzahl bei Müllheizkraftwerken und bei ölbefeuerten Industriekraftwerken.

Abbildung 2-10: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern



Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

Abbildung 2-11: Relative Anteile an der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern



Quelle: (AG Energiebilanzen 2026; Statistisches Bundesamt 2026a, 2026b; Umweltbundesamt 2026; Öko-Institut 2018), BHKW-Datenbank des Öko-Instituts, eigene Berechnung Öko-Institut

2.1.3 Fernwärmeverbrauch und Fernwärmeerzeugung

Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch für Wärme in Deutschland insgesamt belief sich im Jahr 2024 auf 9 % (AGEB 2026). Dies entspricht einem Fernwärmeverbrauch von 107 TWh. Bei 12 % Wärmenetzverlusten, wie es der AGFW Hauptbericht für das Jahr 2024 ausweist (AGFW 2025a), müssen rund 120 TWh Fernwärme erzeugt und in die Wärmenetze eingespeist werden.

Unter der Annahme, dass sich die Fernwärmeerzeugung aus der Wärmeerzeugung von Heizwerken (064), KWK-Anlagen der Allgemeinen Versorgung (066) und Geothermie-Anlagen (062) zusammensetzt, ergibt sich für das Jahr 2024 eine Fernwärmeerzeugung (netto) von 112 TWh (Tabelle 2-2). Der Anteil der Fernwärmeerzeugung im KWK-Betrieb beläuft sich dabei auf 71 % und der EE-Anteil liegt bei 21 %.

Tabelle 2-2: Fernwärmeerzeugung (netto) im Zeitraum 2016 bis 2024 in TWh

FW-Einsatz (064+066+062)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Gesamt	131	131	129	126	116	129	118	114	112
Steinkohlen	28,3	27,0	28,3	24,6	17,6	20,0	19,2	14,9	11,8
Braunkohlen	10,6	9,4	8,7	7,7	7,2	8,3	7,8	6,5	4,9
Mineralölprodukte	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,7	3,0	2,1	1,8
Erdgas	58,0	60,7	56,5	56,8	56,3	61,7	52,2	53,6	56,2
Andere fossile Gase (inkl. Wasserstoff)	1,0	0,4	0,8	1,0	0,6	0,6	0,4	0,3	0,3
Geothermie	0,7	0,7	0,9	1,0	1,0	1,2	1,5	1,5	1,7
Wärmepumpen (Erd- und Umweltwärme)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feste biogene Stoffe	7,1	7,1	6,5	6,6	6,7	7,3	6,9	7,2	7,3
Flüssige biogene Stoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogas	2,5	2,4	1,4	1,6	1,8	2,0	2,3	2,3	2,2
Biomethan (Bioerdgas)	0,0	0,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,2	1,1
Klärgas	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Deponiegas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige erneuerbare Energien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
biogener Anteil des Abfalls	8,9	9,0	10,0	10,1	9,6	10,5	10,1	10,3	10,7
Sonstige	12,1	13,0	13,3	13,9	13,0	14,1	12,9	13,4	14,0
Summe Erneuerbare inkl. biogenem Anteil Abfall	19	19	20	21	20	22	22	23	23
Anteil Erneuerbare inkl. biogenem Anteil Abfall	15%	15%	15%	16%	18%	17%	19%	20%	21%
Summe der Fernwärmeerzeugung im KWK-Betrieb	95	95	97	96	88	96	86	82	80
Anteil der Fernwärmeerzeugung im KWK-Betrieb	72%	72%	75%	76%	75%	74%	73%	72%	71%

Quellen: (Statistisches Bundesamt 2026b, 2026c, 2026d), Berechnungen Öko-Institut 2026.

Neben den in der amtlichen Statistik gemeldeten Anlagen (Tabelle 2-2) tragen auch BHKW, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden und eine elektrische Leistung von unter einem Megawatt aufweisen, sowie biogene Anlagen nach AGEE-Stat (die sogenannten „Einspeiser“), zur netzgebunden Wärmeversorgung bei. Der Anteil der Wärme, der in diesen Segmenten in Wärmenetze eingespeist wird, wird mit jeweils 25 % abgeschätzt. Für den Großteil der Wärme

(75 %) wird bei diesen Anlagen unterstellt, dass sie vor Ort für die Objektversorgung genutzt wird. Bei dieser ergänzten Gesamtbetrachtung steigt die netzgebundene Wärmeerzeugung für das Jahr 2024 auf 121 TWh an. Die so ermittelte netzgebundene Wärmeerzeugung korrespondiert sehr gut zu der Wärmeerzeugung, die mit Hilfe der Fernwärmenachfrage und den unterstellten Netzverlusten zu Beginn des Kapitels abgeleitet wurde.

Der erneuerbare Anteil an der netzgebundenen Wärmeerzeugung steigt im Zeitraum 2016 bis 2024 von rund 18 % auf rund 24 % an. Im Vergleich zu den EE-Anteilen in der Fernwärmeversorgung (Tabelle 2-2) liegt der EE-Anteil in der gesamten netzgebundenen Wärmeversorgung aufgrund der zusätzlich berücksichtigten biogenen Anlagen nach AGEE-Stat etwas höher. Dies gilt auch für den Anteil der netzgebundenen Wärmeerzeugung im KWK-Betrieb (Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3: Gesamte netzgebundene Wärme (netto) in Deutschland im Zeitraum 2016 bis 2024 in TWh

TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Gesamte netzgebundene Wärmeerzeugung	139	139	137	134	125	138	127	122	121
Fernwärme (064+066+062)	130,8	131,0	128,9	125,9	116,4	128,8	117,8	113,6	112,4
Fossile unter 1 MW mit 25 % Anteil	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,0
Biogene außerhalb der amtl. Erfassung mit 25 % Anteil	4,9	5,0	5,3	5,3	5,4	5,6	5,4	5,3	5,5
Erneuerbare netzgebundene Wärmeerzeugung	24,3	24,3	25,2	25,9	25,8	28,0	27,8	28,1	28,9
Fernwärme (064+066+062)	19,4	19,3	19,9	20,5	20,5	22,4	22,4	22,7	23,4
Biogene außerhalb der amtl. Erfassung mit 25 % Anteil	4,9	5,0	5,3	5,3	5,4	5,6	5,4	5,3	5,5
EE-Anteil an der netzgebundenen Wärmeerzeugung	18%	18%	18%	19%	21%	20%	22%	23%	24%
Netzgebundene Wärmeerzeugung im KWK-Betrieb	102	102	105	104	97	105	95	90	88
Fernwärme (064+066+062)	94,5	94,5	96,8	95,6	87,9	95,6	86,4	81,8	79,7
Fossile unter 1 MW mit 25 % Anteil	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,0
Biogene außerhalb der amtl. Erfassung mit 25 % Anteil	4,9	5,0	5,3	5,3	5,4	5,6	5,4	5,3	5,5
Anteil der netzgebundenen Wärmeerzeugung im KWK-Betrieb	74%	74%	77%	77%	77%	76%	75%	74%	73%

Quellen: (Umweltbundesamt 2026; Statistisches Bundesamt 2026b, 2026c, 2026d); Öko-Institut BHKW-Umfrage 2026; Berechnungen Öko-Institut 2026

Der AGFW Hauptbericht weist für das Jahr 2023 eine Wärmeerzeugung für Wärmenetze in Höhe von 123 TWh aus (AGFW 2025a). Diese Angabe stimmt sehr gut mit der über die zuvor dargestellte Abschätzung ermittelte netzgebundene Wärmeerzeugung in Höhe von 122 TWh überein. Der AGFW-Hauptbericht weist dabei einen KWK-Anteil von 85 % aus, der die

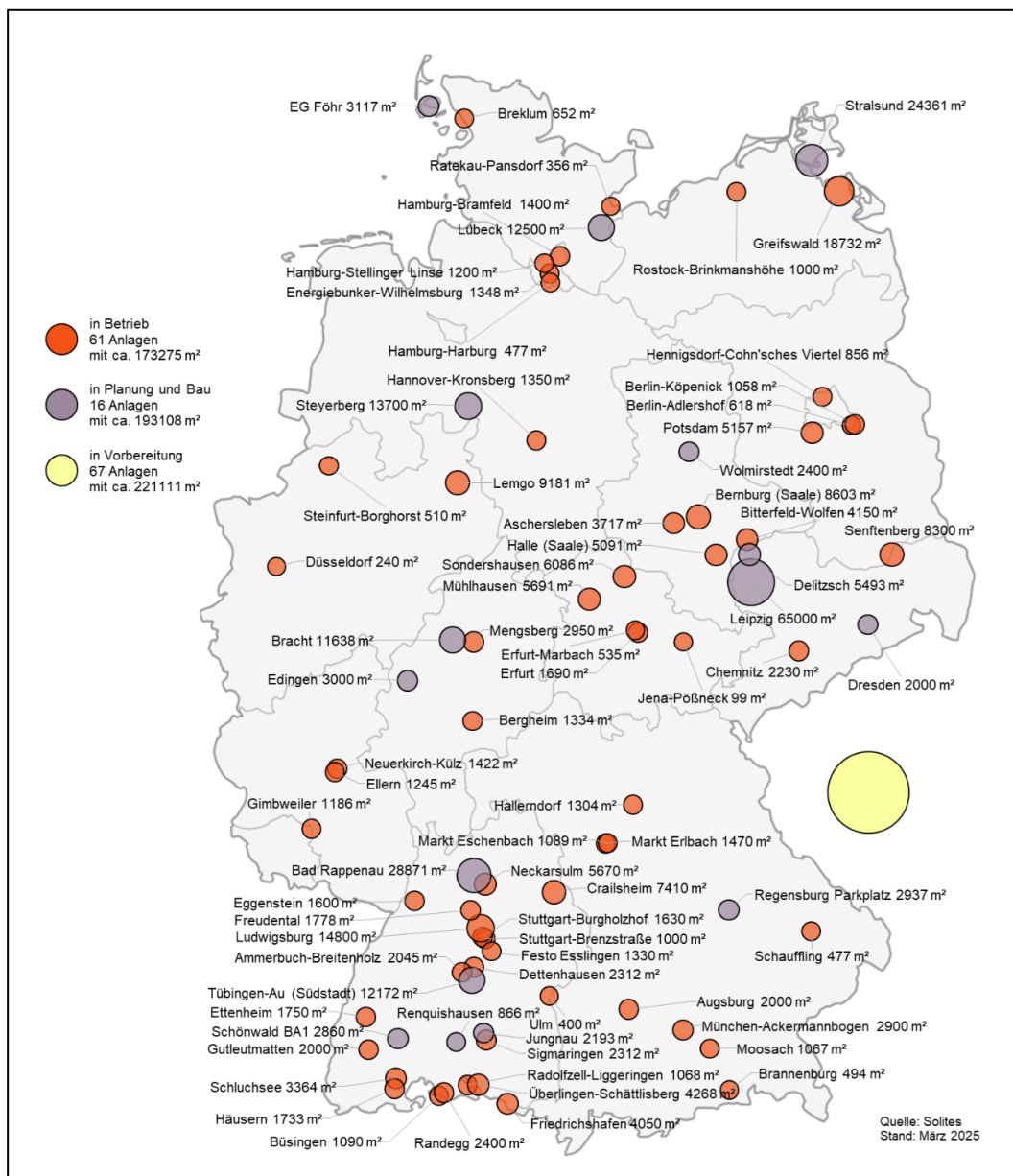
Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen beschreibt (im KWK-Betrieb und nicht im KWK-Betrieb). Im Gegensatz dazu weisen wir in Tabelle 2-3 nur den Anteil an netzgebundener Wärmeerzeugung im KWK-Betrieb aus. Dieser Anteil fällt aufgrund der engeren Abgrenzung von KWK-Wärme mit 74 % im Jahr 2023 geringer aus.

Solarthermie in der Fernwärme

Mit Blick auf die Nutzung solarthermischer Großanlagen für die Nah- und Fernwärmeversorgung in Deutschland ist der Markt laut der Solites Steinbeis Innovation gGmbH (Solites 2024) im Wachstum und verbucht in den Jahren 2024 und 2025 einen Zuwachs besonders großer Anlagen. Die Beschleunigung des Marktes zeigt sich entlang der Kollektorflächen: Während es im Jahr 2016 noch knapp 50.000 m² waren, wurden 2020 die 100.000 m² überschritten und mit den laufenden Projektierungen sind 2025 über 300.000 m² möglich. Mit Stand Mai 2024 erreichen die 58 bestehenden Anlagen eine Spitzenleistung von insgesamt 114 MW und 13 weitere in Bau oder Planung befindliche Kollektorflächen tragen voraussichtlich 107 MW bei. Abbildung 2-12 zeigt mit Stand März 2025 die aktuelle Auswertung hinsichtlich Anlagenzahl und Kollektorfläche. Es wird ein Bestand von 61 solarthermischen Großanlagen mit einer Kollektorfläche von rund 173.000 m² angegeben. Zusätzlich sind 16 weitere Anlagen mit ca. 193.000 m² in Realisierung bzw. Planung sowie 67 Anlagen mit ca. 220.000 m² Kollektorfläche in Vorbereitung. Die Zubaufäche summiert sich damit auf 413.000 m². Die größte Solarthermieranlage Deutschlands entsteht im Leipziger Stadtteil Lausen-Grünau mit einer Bruttokollektorfläche von ca. 65.000 m² und einer erwarteten Peakleistung von 41 MW (Stadtwerke Leipzig GmbH 2025). Die Leipziger Stadtwerke planen mit einer Inbetriebnahme für Ende 2025 bis Anfang 2026 und erwarten einen jährlichen Wärmeertrag von 26 GWh.

Die Wärmeerzeugung aus bestehenden Solarthermieranlagen kann derzeit nicht quantifiziert werden, da die für die Energiestatistik erfassten Daten wegen der geringen Fallzahlen noch der Geheimhaltung unterliegen.

Abbildung 2-12: Anzahl - und Planungsstand für solare Wärmenetze in Deutschland



Quelle: (Solites 2025)

Power-to-Heat-Anlagen

Mit Blick auf die Power-to-Heat-Anlagen, die für die Wärmeversorgung in Wärmenetzen eingesetzt werden, liegt weiterhin keine zentrale Statistik vor. Aufbauend auf der Erhebung, die im Rahmen der vorangegangenen Evaluierung bereits durchgeführt wurde, konnte die Liste der Anlagen jedoch durch erneute Datenbereitstellung durch den AGFW (AGFW 2025b) sowie weitere Recherchen durch das Fraunhofer IFAM erweitert bzw. aktualisiert werden. In einzelnen Fällen finden sich in den Quellen leicht abweichende Angaben; es wurden von den jeweiligen Unternehmen veröffentlichte Daten verwendet. Im Folgenden werden, falls es mehrere Anlagen an einem Standort gibt, diese nicht zusammengefasst, sondern einzeln dargestellt.

Der Vergleich von neuerrichteten Anlagen mit der im Zuge dessen installierten Leistung in Abbildung 2-13 zeigt deutlich, dass auf die eher kleinen Anlagen, die in den Jahren 2013 bis einschließlich 2016 erbaut wurden, deutlich weniger, aber dafür größere Anlagen in den Jahren 2018 und 2019 folgten. In den folgenden drei Jahren beschränkte sich die Errichtung von Power-to-Heat Anlagen eher auf wenige, kleine Objekte. In den Jahren 2023 und 2024 gab es einen erneuten Aufschwung, dessen Tendenz für 2025 sich noch nicht abschätzen lässt. Dem Schaubild entsprechend liegt die jährlich installierte Anlagenleistung in den Jahren 2018 und 2019 bei rund 20 bzw. 55 MW/Anlage sowie in den Jahren 2023 und 2024 bei rund 33 bzw. 37,5 MW/Anlage. Die weniger starken Jahre bleiben bei unter 10 MW/Anlage. Während im Zeitraum 2012 bis einschließlich 2018 40 neu errichtete Anlagen ermittelt werden konnten, sind es im Zeitraum 2019 bis einschließlich 2025 mit 15 neuen Anlagen nur etwas mehr als ein Drittel. Mit den 15 neuen Anlagen steigt die Gesamtleistung jedoch deutlich von 603 MW_{el} (Ende 2018) auf 1.046 MW_{el} (Ende 2025). Die durchschnittliche Anlagenleistung aller erfassten Objekte beträgt 18,7 MW_{el} pro Anlage. Die größte Anlage wurde von Vattenfall Berlin mit 120 MW_{el} im Jahr 2019 erbaut, woraus der besonders hohe Mittelwert dieses Jahres resultiert.

Seit 2017 besteht mit §13 Abs. 6a EnWG die Möglichkeit, PtH-Anlagen zu errichten und durch den Übertragungsnetzbetreiber zu refinanzieren. Somit kann die Flexibilität von KWK-Anlagen gestärkt und ihr Beitrag beispielsweise zum Redispatch erhöht werden.

Abbildung 2-13: Anzahl Neuerrichtungen und installierte Leistung von Power-to-Heat-Anlagen 2012 bis 2025 nach Jahr



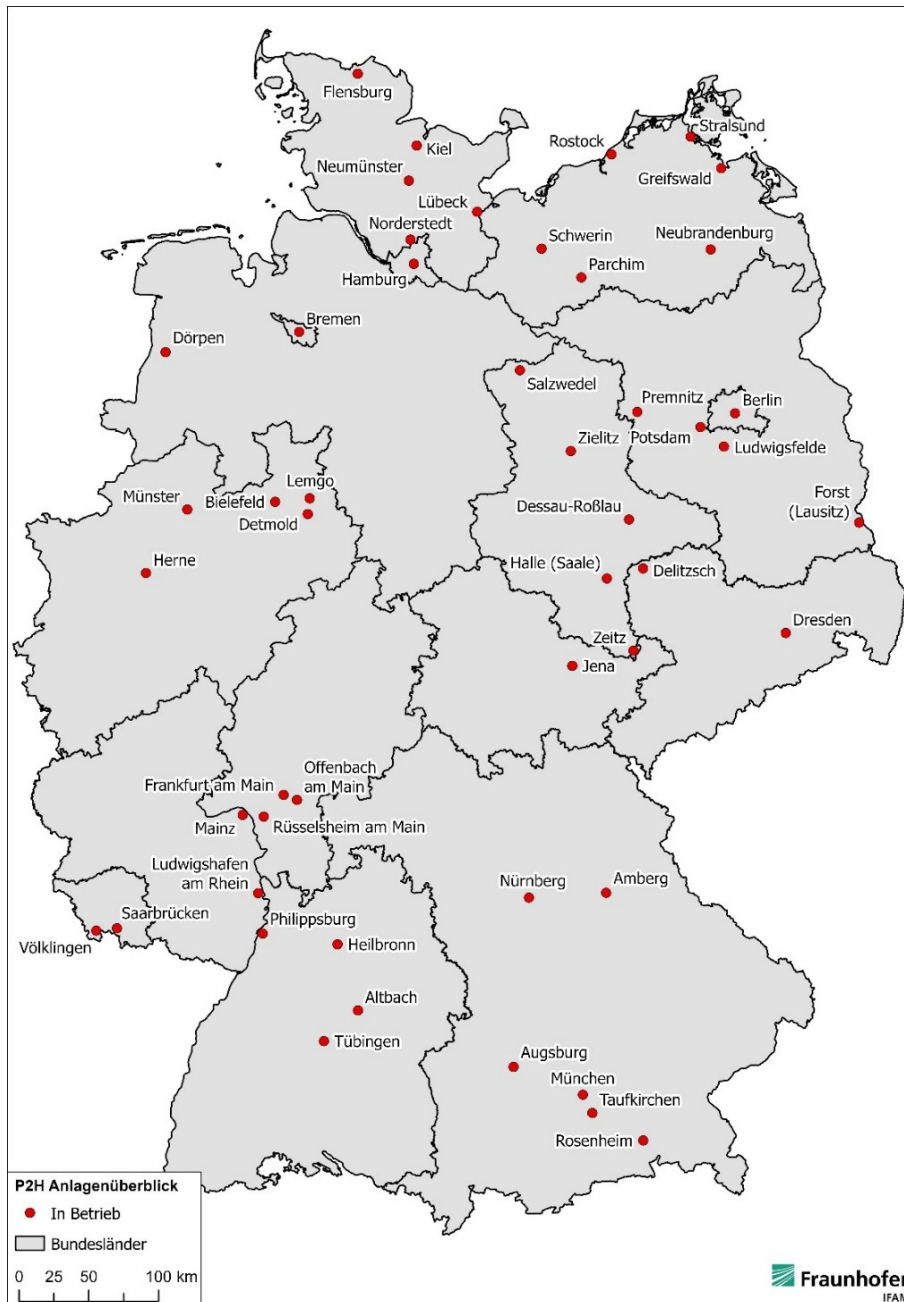
Quelle: Fraunhofer IFAM 2025 mit Daten von AGFW

Im Rahmen der Recherche wurden bereits 7 weitere geplante Anlagen (Standorte) mit insgesamt knapp 260 MW für die Folgejahre identifiziert; der Umsetzungsstand ist jedoch divers. Zusätzlich konnten durch eine Rückmeldung der EnBW Energie Baden-Württemberg AG drei Power-to-Heat-Anlagen erfasst werden, die in den Jahren 1988, 1993 und 1994 mit einer Leistung von 100, 60 und 50 MW_{th} in Betrieb genommen wurden.

Der Gesamtbestand an Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland liegt mit Stand September 2025 in der Größenordnung von rund 1.045 MW. Hauptinvestoren für Power-to-Heat sind die wärmenetzbetreibenden Energieversorger (siehe Tabelle 2-4). Mit den in Planung/im Bau befindlichen Projekten würde eine Größenordnung von rund 1.300 MW erreicht.

Einen Überblick über die räumliche Verteilung der bestehenden Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland bietet Abbildung 2-14. Es zeigt sich eine gleichmäßige geografische Verteilung.

Abbildung 2-14: räumliche Verteilung der bestehenden Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland



Quelle: Fraunhofer IFAM 2025 mit Daten von AGFW

Tabelle 2-4: Inbetriebnahme Datum und Leistung bestehender Power-to-Heat-Anlagen

Betreiber	Inbetriebnahme	Leistung [MW]
EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Altbach	1988	100
EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Heilbronn	1993	60
EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Altbach	1994	50
Stadtwerke Lemgo	2012	5
VVS Saarbrücken	2012	10
Stadtwerke Flensburg	2013	30
Heizkraftwerke Mainz-Wiesbaden	2013	10
Stadtwerke Schwerin	2013	15
Stadtwerke München	2013	10
Stadtwerke Tübingen	2013	5
Kraftwerke Philippsburg	2013	5
Uniper, Herne	2014	60
Energieversorgung Offenbach	2014	10
ENRO Ludwigsfelde	2014	15
Stadtwerke Forst	2014	0,55
EEW Premnitz	2014	20
Infraserv Höchst (Frankfurt a. M.)	2014	40
Stadtwerke Delitzsch	2014	1,2
Stadtwerke Kiel	2015	30
Mainova, Frankfurt a. M.	2015	8
Techn. Werke Ludwigshafen	2015	10
BTB Berlin	2015	6
FHW Neukölln, Berlin	2015	10
Energie und Wasser Potsdam	2015	20
Kraftwerk Dessau	2015	5
N-ERGIE, Nürnberg	2015	50
Stadtwerke Augsburg	2015	10
Avacon Natur GmbH, Salzwedel	2015	6
Stadtwerke Norderstedt	2016	2,4
Stadtwerke Neumünster	2016	20
Stadtwerke Lübeck	2016	4,5
Stadtwerke Bielefeld	2016	20
Stadtwerke Münster	2016	22
Stadtwerke Detmold	2016	5
Stadtwerke Jena	2016	4
Stadtwerke Amberg	2016	1,5

K+S KALI GmbH, Zielitz	2016	15
Südzucker, Standort Zeitz	2016	10
UPM Nordland Papier, Dörpen	2016	30
Vattenfall, Berlin	2017	5
Stadtwerke Flensburg	2017	10
Konsortium Energieversorgung Opel (Rüsselsheim)	2017	40
STEAG GmbH, Völklingen Fenne	2018	20
swb, Bremen	2019	18
Vattenfall, Berlin	2019	120
Drewag, Dresden	2019	40
Hamburger Energiewerke (UW Karoline)	2019	42
Stadtwerke Bielefeld	2020	8
Stadtwerke Greifswald GmbH	2021	5
Stadtwerke Parchim	2021	2
Stadtwerke Rosenheim	2022	1,8
Stadtwerke Rostock	2023	20
Stadtwerke Stralsund	2023	6,6
GETEC Urbana Hamburg, Mümmelmannsberg 1	2023	5
Hamburger Energiewerke (Anlage Wedel)	2023	100
Stadtwerke Neubrandenburg	2024	30
EVH GmbH / 50 Hertz, Halle (Saale)	2024	45
Stadtwerke Delitzsch	2025	0,375

Quelle: Fraunhofer IFAM 2025 mit Daten von AGFW

2.1.4 Bestehende KWK-Anlagen und -Leistungen

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der elektrischen Leistung der KWK-Anlagen in Deutschland von 2018 bis 2024 beschrieben. Ergänzend dazu wird die regionale Verteilung je Bundesland für das Jahr 2024 sowie ein Auszug aus dem Marktstammdatenregister für das Jahr 2025 dargestellt.

Die ermittelten Daten setzen sich aus verschiedenen Statistiken und Erhebungen zusammen:

- Statistisches Bundesamt: KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung (Tabelle 066¹⁶) und der Industrie (Tabelle 067¹⁷) mit einer elektrischen Leistung von mindestens einem Megawatt
- Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)¹⁸: KWK-Anlagen, die mit biogenen Brennstoffen betrieben werden

¹⁶ Monaterhebung über die Elektrizitäts- und Wärmezeugung zur allgemeinen Versorgung

¹⁷ Jahreserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmezeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Anlagen mit einer Nettonennleistung elektrisch von 1 MW und mehr

¹⁸ Die Daten werden vom Umweltbundesamt (FGL V 1.8, Geschäftsstelle der AGEE-Stat) bereitgestellt.

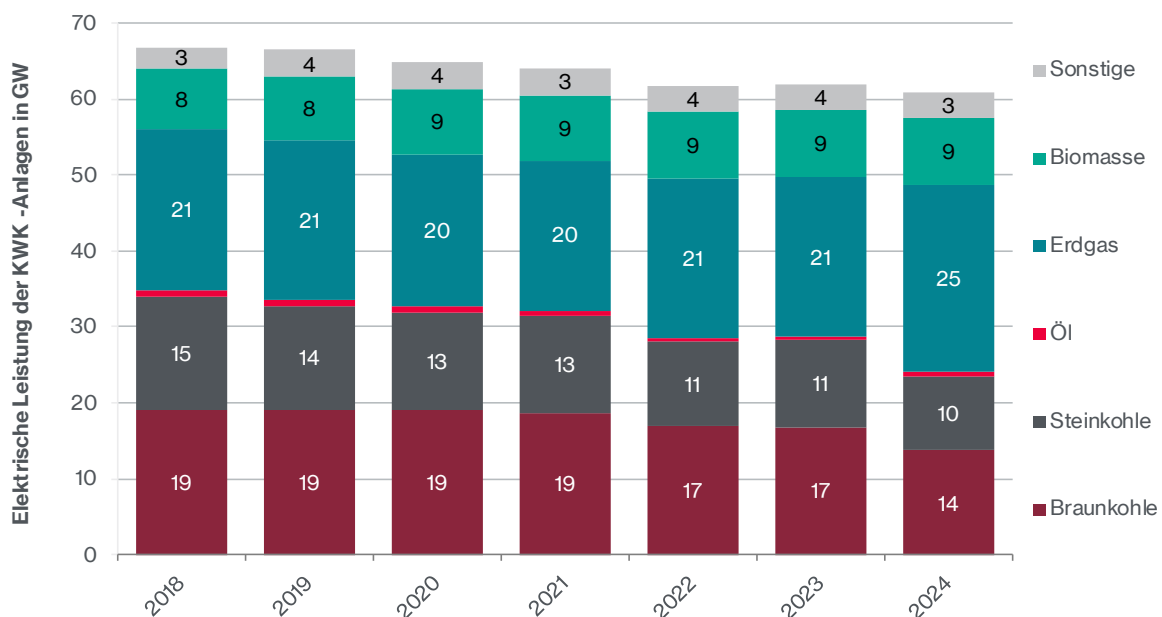
- BHKW-Umfrage des Öko-Instituts: BHKW mit einer elektrischen Leistung von unter einem Megawatt
- BNetzA Monitoringberichte
- Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand Oktober 2024)
- Marktstammdatenregister (Stand Sommer 2025)

Elektrische Leistung der KWK-Anlagen in Deutschland (Zeitreihe 2018 bis 2024)

In Deutschland sind Kraftwerke mit einer elektrischen Nettonennleistung von etwa 60 GW als KWK-Anlagen deklariert (Abbildung 2-15). Das Statistische Bundesamt weist für die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und der Industrie die elektrische Nettonennleistung von KWK-Anlagen aus. Diese Angaben überschätzen jedoch die elektrische Leistung der KWK-Scheibe im KWK-Betrieb. Dies ist insbesondere für Kohlekraftwerke der Fall.

In den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur wird auch die installierte elektrische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ausgewiesen, allerdings nur für Anlagen ab 10 MW. In den Jahren 2022 und 2023 liegt die installierte elektrische Leistung von KWK-Anlagen für Braunkohle bei 1,4 GW und für Steinkohle bei 6,3 GW (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025, S. 80).

Abbildung 2-15: Elektrische Leistung (netto) von KWK-Anlagen in Deutschland im Zeitraum 2018 bis 2024 je Energieträger



Quelle: Statistisches Bundesamt und BHKW-Umfrage des Öko-Instituts

Elektrische Leistung der KWK-Anlagen je Bundesland und Energieträger (Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand Oktober 2024)

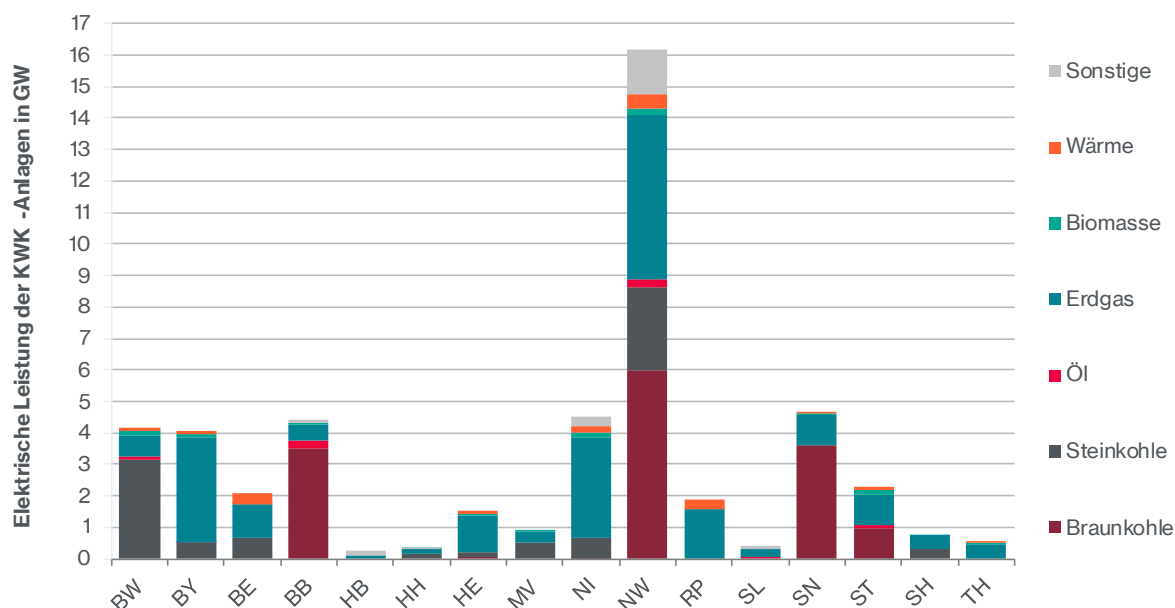
Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur weist alle Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nettonennleistung ab zehn Megawatt anlagenscharf aus. Als Attribute sind unter anderem das Bundesland, der Energieträger und der Betriebsstatus sowie die Möglichkeit zur Wärmeauskopplung (KWK-Betrieb) verfügbar.

In Summe enthält die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand Oktober 2024) rund 1.120 Einzelanlagen, die als KWK-Anlagen deklariert sind. Deren elektrische Leistung beträgt in Summe rund 50 GW. Davon entfallen rund 20 GW auf Erdgaskraftwerke, 14 GW auf Braunkohlekraftwerke und 9 GW auf Steinkohlekraftwerke. Der Kohleausstieg hat sich damit von Dezember 2023 bis Oktober 2024 fortgesetzt und die elektrische Leistung von kohlebasierten KWK-Anlagen ging in diesem Zeitraum um 5 GW zurück. Die elektrische KWK-Leistung, also die Leistung der KWK-Scheibe, wird dabei nicht explizit angegeben. Die genannten Angaben zur elektrischen Leistung beziehen sich auf die Nettonennleistung der KWK-Kraftwerke und stellen somit eine Überschätzung der reinen KWK-Leistung dar.

Zudem sind in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur noch bundesland- und energieträgerspezifische Aggregate für Kraftwerke mit einer Anlagenleistung kleiner zehn Megawatt enthalten. Für diese Aggregate wird jedoch keine Angabe gemacht, inwieweit es sich um KWK-Anlagen handelt oder nicht. Insbesondere für Erdgas- und Biogas-BHKW wird in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur die elektrische Leistung von KWK-Anlagen kleiner zehn Megawatt unterschätzt.

Die größte Anlagenleistung ist mit rund 16 GW in Nordrhein-Westfalen (NW) lokalisiert, gefolgt von Sachsen (SN), Brandenburg (BB), Niedersachsen (NI), Bayern (BY) und Baden-Württemberg (BW) mit einer Anlagenleistung von jeweils gut 4 GW (Abbildung 2-16).

Abbildung 2-16: Elektrische Leistung (netto) bestehender KWK-Anlagen je Bundesland und Energieträger in Deutschland (Stand Oktober 2024)



Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 24.11.2024

Länderkürzel (Bundesländer): BW = Baden-Württemberg; BY = Bayern; BE = Berlin; BB = Brandenburg; HB = Bremen; HH = Hamburg; HE = Hessen; MV = Mecklenburg-Vorpommern; NI = Niedersachsen; NW = Nordrhein-Westfalen; RP = Rheinland-Pfalz; SL = Saarland; SN = Sachsen; ST = Sachsen-Anhalt; SH = Schleswig-Holstein; TH = Thüringen.

Elektrische KWK-Leistung im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (Stand Juli 2025)

Das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur enthält auch spezifische Angaben zu KWK-Anlagen. Neben einer eigenständigen MaStR-Nummer, unter der die KWK-Anlage im Marktstammdatenregister geführt wird, werden insbesondere die Nettonennleistung der KWK-Anlage und die elektrische KWK-Leistung einzeln ausgewiesen. Bei der elektrischen KWK-Leistung handelt es sich um den Teil der elektrischen Leistung, der „unmittelbar mit der im KWK-Prozess höchstens auskoppelbaren Nutzwärme in Zusammenhang steht“¹⁹. Im Marktstammdatenregister wird somit explizit die Größe der sogenannten KWK-Scheibe eines KWK-Kraftwerks ausgewiesen.

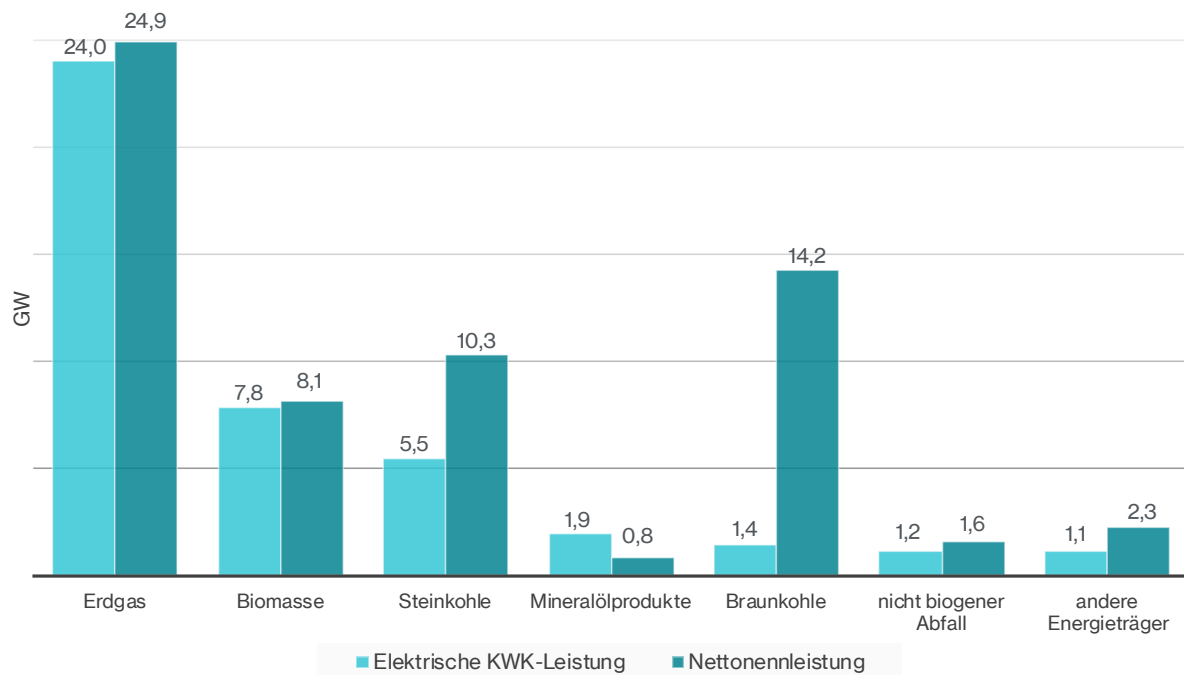
Abbildung 2-17 zeigt die elektrische KWK-Leistung und die Nettonennleistung der im Marktstammdatenregister Ende September 2025 als in Betrieb befindlich eingetragenen Anlagen mit einer KWK-Leistung größer Null nach Energieträger. Erdgas-KWK-Anlagen stellen mit einer KWK-Leistung von 24 GW die größte Gruppe dar. Die KWK-Leistung von Biomasse-Anlagen liegt mit knapp 8 GW auf Platz zwei. Steinkohle-Kraftwerke haben zu diesem Zeitpunkt in Summe eine elektrische KWK-Leistung von knapp 6 GW, deutlich weniger als die installierte Nettoleistung der

¹⁹ Hinweis Box zur Erläuterung des Parameters „elektrische KWK-Leistung“ in der Rubrik „KWK-Anlage“ des Marktstammdatenregisters.

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>

Steinkohle-KWK-Anlagen, die gut 10 GW beträgt. Ein noch größerer Unterschied zeigt sich bei Braunkohle-KWK-Anlagen mit einer Nettonennleistung von gut 14 GW, von denen jedoch nur insgesamt 1,4 GW als Leistung der KWK-Scheibe angegeben wird. Weitere Energieträger wie Mineralölprodukte, nicht biogener Abfall und andere Energieträger spielen mit KWK-Leistungen jeweils zwischen 1 GW und 2 GW eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 2-17: Elektrische KWK-Leistung nach Energieträger im Marktstammdatenregister (Stand September 2025)



Quelle: Marktstammdatenregister 2025²⁰, eigene Auswertung durch Öko-Institut

2.1.5 Überblick über KWK-Technologien, Anwendungsbereiche und Bauzeiten

KWK-Anlagen unterscheiden sich in ihren technischen Konzepten, ihren Brennstoffen, ihren Geschäftsmodellen, ihren Akteuren sowie in ihrer Leistungsgröße. Die KWK ist vielschichtig und heterogen. Im Folgenden soll ein kurzer Überblick über diese Heterogenität vermittelt werden.

KWK-Technologien

In der Praxis werden in KWK-Anlagen alle Brenn- bzw. Kraftstoffe eingesetzt, die auch für Kraftwerke typisch sind. Hierzu gehören insbesondere Kohle, Gase inkl. Flüssiggase, Erdöl, Biomasse, Abfälle und Ersatzbrennstoffe.

²⁰

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht#stromerzeugung>, abgerufen am 30.09.2025

Das Angebot an heizölbetriebenen Blockheizkraftwerken hat sich in den letzten Jahren signifikant reduziert. Im Jahr 2015 wurden von den Herstellern anhand der Datenanalyse der angebotenen BHKW-Module insgesamt 72 BHKW-Aggregate für Heizöl angeboten. Im Jahr 2021 waren es lediglich noch 7.

Im Jahre 2026 dürften keine Heizöl-BHKW-Module mehr im Angebot sein. Insbesondere im kleinen Leistungsbereich haben sich viele Hersteller aus dem Bereich Heizöl-betriebener BHKW-Anlagen zurückgezogen. Dies hängt unmittelbar mit den verschärften Anforderungen beim Emissionsschutz zusammen. Außerdem enthält das KWKG 2025 keine Möglichkeit, Zuschlagszahlung für mit fossilen flüssigen Brennstoffen betriebene KWK-Anlagen zu gewähren.

Im Gegensatz dazu nimmt die Bedeutung von Wasserstoff als Brennstoff zu. Im Jahr 2015 existierte noch keine wasserstoffbetriebene Anlage in der Modulübersicht. Im Jahr 2018 war es eine Anlage und im Jahr 2021 waren es bereits 12 Anlagen. Dieser Trend hat sich bis heute verstärkt. Ein Großteil der BHKW-Hersteller deklariert seine KWK-Anlagen inzwischen als H₂-ready im Sinne einer bis zu 20 %-igen Wasserstoff-Zumischung (Volumenanteil) zum Erdgas. Viele Hersteller entwickeln Module, die bis zu einer Wasserstoff-Zumischung von 30-40 % (Volumenanteil) betrieben werden können. Inzwischen gibt es auch ein Wandel in Bezug auf die Auslegung "Wasserstoff-Ready". War dies im elektrischen Leistungsbereich unter 100 kW vor 2-3 Jahren noch geprägt von der Fähigkeit einer Wasserstoff-Beimischung bis 30% so steht dies heute zunehmend für die Fähigkeit, auch 100% Wasserstoff nach einem Umbau nutzen zu können.

Außerdem bieten immer mehr BHKW-Hersteller Module an, die auf einen 100 %-igen Wasserstoffbetrieb optimiert sind. Die Entwicklung der Leistungsdichte und der Effizienz von Wasserstoffmotoren hat in den letzten Jahren viele Erwartungen und Vorhersagen übertroffen. Viele Hersteller im Leistungsbereich von 100 kW bis 10 MW erwarten mittelfristig eine technologische Gleichheit bei Effizienz und Leistungsdichte zwischen Erdgas- und Wasserstoff-Motoren.

Die Anzahl der bereits mit Wasserstoff-Zumischung oder vollständiger Wasserstoff-Nutzung betriebenen BHKW-Anlagen in Deutschland ist aber auf wenige Projekte beschränkt (vgl. Abschnitt 2.5.5).

Im KWK-Bereich kommen hauptsächlich fünf Technologien zum Einsatz:

- Verbrennungsmotor
- Gasturbine
- Dampfturbine
- Gas- und Dampfturbinen-Kombinationen (GuD)
- Brennstoffzelle

Anfang der 2010er Jahre wurden außerdem von einigen Herstellern Module mit Stirlingmotoren angeboten. Es existierten vorrangig Stirlingmotoren im einstelligen und teilweise im zweistelligen Kilowatt-Leistungsbereich. Inzwischen haben alle Hersteller erdgasbetriebene Stirlingmotoren aus ihrem Produktportfolio entfernt. Lediglich ein Hersteller bietet noch Stirlingmotoren als Zusatzgerät zu Holzpellet-Heizkesseln an.

Teilweise finden auch ORC- und Kalina-Cycle-Anlagen in KWK-Anlagen Verwendung, wobei diese vorrangig mit Biomasse betrieben werden.

Mikrogasturbinen erweitern das angebotene Leistungsspektrum der Gasturbinen-Technologie, welches sich vorrangig im Megawatt-Bereich abspielt, in den Leistungsbereichen bis 200 kW. Durch Kaskadierung mehrerer Mikrogasturbinen-Module werden in der Praxis Anlagenleistungen bis 1 MW realisiert.

Aus Effizienzgründen aber auch zur Vermeidung der bis 2022 für die Eigenversorgung erhobenen EEG-Umlage wurden in den letzten Jahren auch Druckluft-Heizkraftwerke im Leistungsbereich von 20 kW bis 300 kW mechanischer Leistung errichtet. Bei diesen KWK-Anlagen, die vorrangig im industriellen Bereich eingesetzt werden, wird die mechanische Leistung statt zum Antrieb eines Stromgenerators für den Direktantrieb eines Druckluftkompressors genutzt. Es handelt sich damit um eine Kopplung der Wärmeerzeugung mit der Druckluftherzeugung. Eine Stromerzeugung findet nicht statt, weshalb dieser Anlagentyp auch außerhalb des Anwendungsbereiches des KWKG angesiedelt ist.

Bis auf zwei Anlagen im Megawatt-Bereich und wenigen Brennstoffzellen-Anlagen im unteren dreistelligen Kilowatt-Bereich wurden bis vor kurzem Brennstoffzellen in Deutschland nahezu ausschließlich im kleinen Leistungsbereich unter 10 kW elektrischer Leistung realisiert.

Ursächlich für den Zubau im kleinen Leistungssegment war vor allem das Förderprogramm KfW 433, welches zum 31.12.2022 eingestellt wurde. Die Auswertung des KfW-Förderreports für den Zeitraum 2017 bis 2022 weist insgesamt 21.264 Fördermaßnahmen im Brennstoffzellen-Bereich auf, wobei mit 17.740 Anlagen der Schwerpunkt im Bereich „Sanierung Wohngebäude“ liegt.

Im Jahr 2017 wurden 1.558 Brennstoffzellen gefördert. Im Jahr 2018 waren es 3.625 und 2019 bereits 4.765 Anlagen pro Jahr. Der Höhepunkt der Anzahl geförderter Brennstoffzellen wurde im Jahr 2020 mit 5.263 Anlagen erreicht. 2021 wurden noch 3.551 und im Jahr 2022 lediglich 2.502 Brennstoffzellen über das KfW-Programm gefördert.

Das neue Brennstoffzellen-Förderprogramm im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) weist gegenüber dem ausgelaufenen KfW-Förderprogramm geringere Fördersätze und restriktivere Förderbedingungen auf. Daher ist davon auszugehen, dass sich der Abwärtstrend hinsichtlich der Neuinstallationen von Brennstoffzellen im kleinen Leistungsbereich fortsetzen wird.

Jedoch existieren seit 2025 auch in Deutschland Brennstoffzellen-Projekte im zwei- und dreistelligen Kilowatt-Bereich. Hierzu gehört die Pilotanlage einer Hochtemperatur-SOFC von Bloom Energy für den Geothermiestandort Bruchsal der EnBW. Der garantierte elektrische Wirkungsgrad wird mit 55% angegeben. Der maximale elektrische Wirkungsgrad der 300 kW-Anlage soll 60% betragen.

Bosch hat massiv in stationäre Festoxid-Brennstoffzellen investiert. Im Februar 2025 gab es eine Abkehr von dieser Strategie hin zu PEM-Elektrolyse-Stacks.

Die folgende Tabelle zeigt für die unterschiedlichen Technologie-Konzepte die wesentlichen typischen Parameter und Anwendungsfälle.

Tabelle 2-5: Typische KWK-Technologien

	Verbrennungs- motor	Stirlingmotor	Brennstoff- zelle	Dampfturbine	Gasturbine	Gas- und Dampf- turbinen- Kraftwerk
Anwendungs- bereich	Objekt- versorgung, Industrie, öffentliche Versorgung	Objekt- versorgung	Objekt- versorgung, Industrie	Industrie	Industrie	Industrie, öffentliche Versorgung
Leistung	1 kW bis 10 MW pro Modul (mehrere möglich)	0,6 kW bis 1 kW	0,7 kW bis 2,8 MW	ab 100 kW	ab 500 kW	ab 20 MW
Elektrischer Wirkungsgrad (Netto-Nenn)	28 bis 46%	10 bis 15%	34 bis 60%	10 bis 25%	25 bis 38%	35 bis 50%
Gesamt- wirkungsgrad	bis rund 100%	bis rund 95%	bis rund 90%	bis rund 90%	bis rund 85%	bis rund 90%

Quelle: Prognos und BHKW-Consult 2025

Insgesamt hat sich die Anzahl der Hersteller verbrennungsmotorischer KWK-Anlagen in den letzten Jahren verringert. Im Jahr 2014 konnten im Rahmen der BHKW-Kenndaten-Ermittlung noch fast 70 Unternehmen ermittelt werden, welche BHKW-Module als Packager oder Hersteller veräußert haben. Diese Zahl sank in der Erhebung 2018 leicht ab und reduzierte sich im Rahmen der Erhebung des Jahres 2021 auf etwas mehr als 50 Hersteller. Die Anzahl der BHKW-Hersteller hat sich im Jahre 2025 gegenüber 2021 nicht geändert und weitgehend konstant geblieben.

Anfang der 2020er zogen sich einige Hersteller im Rahmen einer unternehmensstrategischen Neuausrichtung aus dem BHKW-Bereich zurück. Der Großteil der Unternehmen gab an, sich aufgrund der erheblichen Kosten für die immer wieder notwendig werdenden Zertifizierungen z. B. aufgrund der VDE-Anwendungsrichtlinien aus dem Markt zurückgezogen zu haben.

Außerdem haben sich viele BHKW-Anbieter diversifiziert und bieten teilweise Großwärmepumpen und Batteriespeicher zusätzlich zu den BHKW-Anlagen an. Nach einer aktuellen Erhebung vom März 2026 werden bei rund 40% der Anbieter auch Großwärmepumpen angeboten. Dabei handelt es sich meist um Kooperationen. Aber bei mindestens einem Unternehmen wurde auch ein Hersteller zugekauft.

Geschäftsmodelle

Die Hauptprodukte und Erlösquellen von KWK-Anlagen sind der erzeugte Strom und die erzeugte Nutzwärme. Je nach Anwendungsfall und Geschäftsmodell werden Strom und Wärme entweder vor Ort selbst genutzt, innerhalb einer Kundenanlage an Dritte geliefert oder in ein Netz eingespeist. Strom und Wärme werden dann über das Netz entweder wieder selbst genutzt oder an Dritte verkauft. Im Folgenden werden typische Konstellationen skizziert:

- Objekt-KWK-Anlagen, wie z. B. Ein- und Mehrfamilienhäuser, Krankenhäuser, Hotels usw.: Strom und Wärme werden vor Ort selbst genutzt oder an Dritte geliefert. Teilweise wird der Strom in ein Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.
- Industrielle KWK (Eigenversorgung): Strom und Wärme werden vor Ort zu großen Teilen selbst genutzt.
- Industrielle KWK (Industriepark): Strom und Wärme werden über eigene Verteilernetze oder öffentliche Netze an Dritte geliefert sowie selbst genutzt.
- KWK im Bereich der öffentlichen Versorgung: Strom und Wärme werden in öffentliche Netze eingespeist und vorrangig an Dritte geliefert.

In der Praxis gibt es insbesondere in der Industrie Einzelfälle, in denen die KWK-Anlagen stark abweichend vom typischen Fall ausgelegt oder betrieben werden. So speisen einige industrielle KWK-Anlagen einen signifikanten Anteil ihrer Wärmeerzeugung in öffentliche Wärmenetze ein (z. B. VW in Wolfsburg). Auf der anderen Seite gibt es auch industrielle KWK-Anlagen, die wesentlich mehr Strom erzeugen als die Betriebe selbst verbrauchen und daher größere Strommengen in das öffentliche Netz einspeisen. Einen Einfluss auf die Betriebsweise von KWK-Kraftwerken kann auch die Eigentümerstruktur haben. Gemeinschaftskraftwerke mit mehreren Eigentümern werden zum Teil entsprechend den Anforderungen der einzelnen Eigentümer betrieben.

Planungs- und Bauzeiten

Insbesondere aufgrund der Corona-Pandemie, aber auch aufgrund der Auswirkungen der Ukraine-Krise, wurden Lieferketten unterbrochen und es kam zu Lieferengpässen. Außerdem trat in den letzten Jahren verstärkt ein Fachkräftemangel sowohl bei den bauausführenden Unternehmen als auch bei den planenden Ingenieur- und Architekturbüros auf. Der Ausbau von Rechenzentren aufgrund des boomenden Sektors der Künstlichen Intelligenz führt dazu, dass insbesondere Hersteller im Megawatt-Bereich Großaufträge für die Stromversorgung von Rechenzentren erhalten. In Europa gehen diese auch mit Anfragen für KWK über Fernwärmenetze oder KWKK für das Rechenzentrum einher.

Dadurch kam es in den letzten vier bis fünf Jahren zu einer Verlängerung der Planungs- und Bauzeiten. Die Errichtung einer neuen KWK-Anlage von der Grundlagenplanung bis zur Inbetriebnahme dauert typischerweise 20 bis 65 Monate. Ausnahmen mit kürzeren Realisierungszeiten stellen kleine BHKW-Anlagen in fertiger Modulbauweise bis rund 500 kW dar, die ggf. auch kein aufwendiges Genehmigungsverfahren durchlaufen müssen. Aber auch bei diesen Kompaktmodulen haben sich im Laufe der letzten drei Jahre die Liefer- und Montagezeiten erhöht.

Bei einzelnen KWK-Großprojekten kann sich die Phase zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme aufgrund ausstehender politischer Entscheidungen oder notwendiger gesellschaftspolitischer Meinungsbildungen zeitlich ausdehnen.

Die Projektphasen und Zeitdauern von KWK- Modernisierungsprojekten mit einer Modernisierungstiefe von mindestens 50 % unterscheiden sich meist nur geringfügig von den dargestellten Projektphasen der Neubauanlagen. Ein wichtiges Kriterium ist, ob eine neue Genehmigung benötigt wird oder ob es genügt, eine Änderung der Anlage bei der zuständigen

Behörde anzuzeigen. Bei den weiteren Projektphasen ergeben sich bei Modernisierungen keine größeren zeitlichen Einsparungen im Vergleich zu Neubauprojekten. In Summe liegt die gesamte Projektdauer für eine Modernisierung von KWK-Anlagen bis zur Wiederaufnahme des Dauerbetriebs zwischen 14 und 55 Monaten. Auch hier können sich in Einzelfällen die Zeithorizonte verlängern.

Es ist anzunehmen, dass sich die Projektzeiten aufgrund der hohen Nachfrage nach Stromerzeugungs-Einheiten für Rechenzentren kurz- und mittelfristig erhöhen werden. Ausschlaggebend hierfür werden längere Modul-Lieferzeiten sein.

In Tabelle 2-6 sind die einzelnen Projektphasen typischer KWK-Neubauanlagen mit der jeweiligen Dauer aufgeführt.

Einige KWK-Projekte erfordern umfangreiche Umbau- und Optimierungsmaßnahmen am Wärme- und teilweise auch im Stromverteilsystem. Sofern im Zuge der KWK-Realisierung derartige Maßnahmen wie z. B. ein Wechsel von einem Dampf- auf ein Heißwasser-System ergriffen werden, sind die hierfür notwendigen Planungs- und Realisierungszeiträume zumindest teilweise auf die in Tabelle 2-6 angegebenen Projektlaufzeiten aufzuaddieren.

Tabelle 2-6: Projektphasen für genehmigungsbedürftige KWK-Neubauanlagen

Projektphase	Zeitdauer (Monate)
Grundlagen und Vorplanung	mindestens 1
Entwurfsplanung	1 bis 4
Genehmigungsplanung	3 bis 8
Genehmigungsverfahren	3 bis 8
Vergabeverfahren	1 bis 3
Bestellverfahren	1 bis 3
Lieferzeit	6 bis 36
Montage	3 bis 8
Inbetriebnahme	1 bis 6
Gesamtdauer bis zur Aufnahme des Dauerbetriebs	20 bis 77

Quelle: Prognos und BHKW-Consult 2025

2.1.6 CO₂-Emissionen der KWK-Erzeugung

Um die CO₂-Emissionen der KWK-Erzeugung zu berechnen, wird der mit der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung einhergehende Brennstoffeinsatz mit brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren aus dem nationalen Emissionsinventar²¹ multipliziert. Das Ergebnis dieser Berechnung ist für den Zeitraum 2003 bis 2024 in Abbildung 2-18 dargestellt.

Während die CO₂-Emissionen im Jahr 2003 noch 83 Mio. t CO₂ betrugen, waren es im Jahr 2024 nur noch knapp 60 Mio. t CO₂. Dies entspricht einem Rückgang um rund 28 % in den letzten 21 Jahren. Die Einsparung geht im Wesentlichen auf Kohlekraftwerke zurück. Deren CO₂-Emissionen sind von 40 Mio. t CO₂ im Jahr 2003 auf 13 Mio. t CO₂ im Jahr 2024 gesunken (davon 8 Mio. t CO₂ aus Steinkohle- und 5 Mio. t CO₂ aus Braunkohle-KWK-Anlagen). Dies entspricht dem niedrigsten Wert im Betrachtungszeitraum seit 2003.

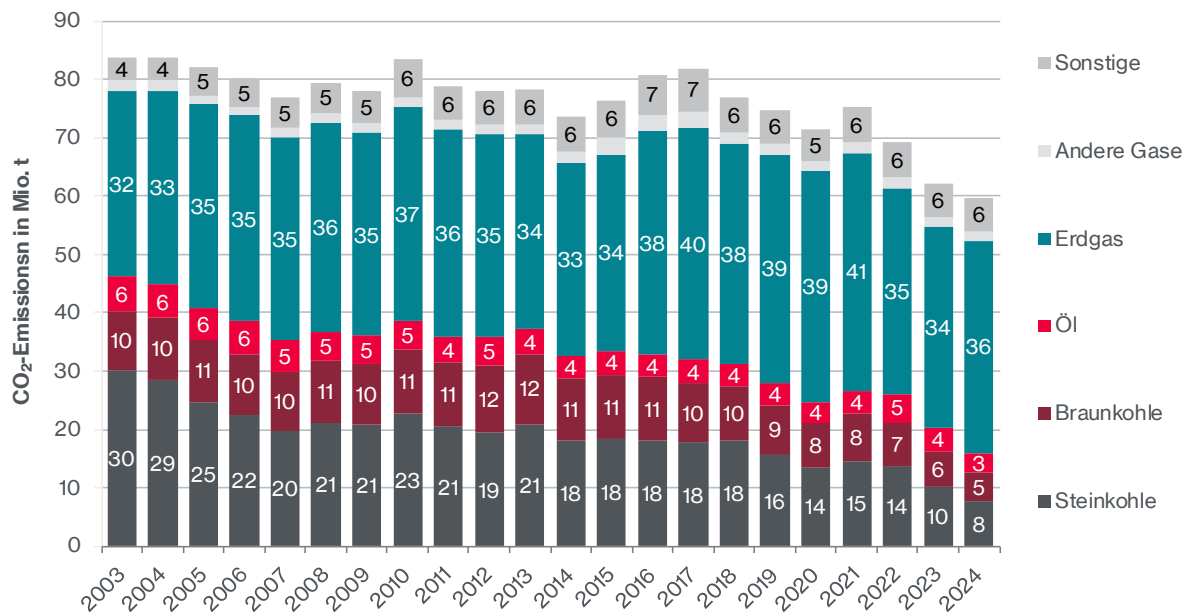
Die CO₂-Emissionen aus Erdgas-KWK-Anlagen erreichten im Jahr 2021 ihr bisheriges Maximum mit 41 Mio. t CO₂. Seitdem sind die CO₂-Emissionen auf 34 Mio. t im Jahr 2023 zurückgegangen und im Jahr 2024 wieder auf 36 Mio. t gestiegen. Der Anteil von Erdgas-KWK-Anlagen an den Gesamtemissionen ist im Betrachtungszeitraum von 38 % im Jahr 2003 auf 61 % im Jahr 2024 angestiegen. Gleichzeitig ging der Anteil von Kohle-KWK-Anlagen von 48 % auf 21 % zurück. Erdgas-KWK-Anlagen sind mittlerweile für den Großteil der CO₂-Emissionen innerhalb der KWK-Erzeugung verantwortlich.

Die Kategorie „Sonstige“ wird im Wesentlichen von fossil bedingten CO₂-Emissionen aus KWK-Anlagen im Bereich der thermischen Abfallbehandlung (Siedlungsabfälle und industrielle Abfälle) bestimmt. Die fossil bedingten CO₂-Emissionen aus der Kategorie „Sonstige“ trugen mit knapp 6 Mio. t CO₂ zu den Gesamtemissionen im Jahr 2024 bei und blieben in absoluten Werten in den letzten 10 Jahren annähernd konstant. Der prozentuale Anteil der Kategorie „Sonstige“ an den Gesamtemissionen stieg durch den Rückgang der Gesamtemissionen in den letzten 10 Jahren von 8 % (2014) auf 10 % (2024).

Die CO₂-Emissionen von KWK-Anlagen, die mit Mineralöl betrieben werden, sind von 6 Mio. t im Jahr 2003 auf 3 Mio. t im Jahr 2024 zurückgegangen. Dies entspricht einem Rückgang um 50 %. Der Anteil der CO₂-Emissionen von ölbasierten KWK-Anlagen an der gesamten KWK-Erzeugung liegt im Betrachtungszeitraum zwischen 5 % und 7 %. Auf die Kategorie „Andere Gase“ entfallen rund 2 Mio. t CO₂.

²¹

https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2025_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx, abgerufen am 30.09.2025

Abbildung 2-18: CO₂-Emissionen der KWK-Erzeugung im Zeitraum 2003 bis 2024


Anmerkung: Die Emissionen der biogenen Anlagen werden entsprechend der Inventarlogik hier nicht als direkte Emissionen ausgewiesen. Die Emissionen des fossilen Anteils von Abfällen fließen in die Kategorie „Sonstige“ ein.

Quelle: (Statistisches Bundesamt 2025a, 2025b) und (Umweltbundesamt (UBA) 2025), Öko-Institut (eigene Berechnungen).

Basierend auf den gekoppelt erzeugten Strom- und Wärmemengen (vgl. Kapitel 2.1.1 und Kapitel 2.1.2) sowie den aus den Brennstoffeinsätzen berechneten CO₂-Emissionen (vgl. Kapitel 2.1.5), lassen sich zudem die brennstoffspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren für den Betrieb von KWK-Anlagen bestimmen.

Die Aufteilung des Brennstoffeinsatzes bzw. der damit einhergehenden CO₂-Emissionen auf die Strom- und Wärmeerzeugung wird nach der Finnischen Methode (Referenzwirkungsgradmethode) ermittelt. Für deren Anwendung werden die Strom- und Wärmewirkungsgrade der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit denen einer ungekoppelten Strom- bzw. Wärmeerzeugung (als Referenz) ins Verhältnis gesetzt. Die Wirkungsgrade der KWK-Erzeugung werden auf Basis der vorliegenden Daten errechnet, für ungekoppelte Erzeugungssysteme müssen Referenzwerte je Brennstoff angenommen werden.

Die Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU bzw. deren letzte Revision 2023) gibt dazu Werte in Abhängigkeit vom Baujahr vor. Für die aggregierte Betrachtung müssen jedoch Durchschnittswerte angesetzt werden. Während in der Energiebilanz pauschale Wirkungsgrade von 40 % für die Stromerzeugung und 80 % für die Wärmeerzeugung angesetzt werden (AGEB 2015), wurde in der hier vorliegenden Betrachtung, analog zur Energieeffizienzrichtlinie, brennstoffspezifisch vorgegangen. Dabei wurde die Revision der Werte im Jahr 2023 berücksichtigt.

Die sich ergebenden brennstoffspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren für KWK-Anlagen im Jahr 2023 sind in Tabelle 2-7 dargestellt.

Tabelle 2-7: Brennstoffspezifische CO₂-Emissionsfaktoren für KWK-Anlagen im Jahr 2024

	Gesamt	Strom	Wärme
	g CO ₂ /kWh _{el+th}	g CO ₂ /kWh _{el}	g CO ₂ /kWh _{th}
Gesamt	208	281	171
Steinkohle	426	661	338
Braunkohle	467	783	388
Öl	322	558	278
Erdgas	244	329	192
Andere Gase	294	511	237
Biomasse	0	0	0
Sonstige	400	926	293

Quelle: Öko-Institut (eigene Berechnungen).

Im Durchschnitt ergeben sich über alle Brennstoffe hinweg für das Jahr 2024 CO₂-Emissionen in Höhe von 281 g CO₂/kWh_{el} für die KWK-Stromerzeugung und 171 g CO₂/kWh_{th} für die KWK-Wärmeerzeugung. Einen besonders starken Einfluss auf die hier betrachteten durchschnittlichen KWK-Emissionen haben die biogenen Brennstoffe, die emissionsfrei gewertet werden. Entsprechend der Inventarlogik fällt darunter auch die Hälfte des Siedlungsabfalls.

Die spezifischen CO₂-Emissionen für die KWK-Stromerzeugung sind mit 281 g CO₂/ kWh_{el} deutlich niedriger als die (vorläufigen) spezifischen CO₂-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2024, die mit 363 g CO₂/ kWh_{el} ausgewiesen werden.²² . Der Unterschied beruht vor allem auf dem höheren Anteil der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle (5 und 15 %) im deutschen Strommix im Vergleich zur KWK-Stromerzeugung (2 und 5 %).

Die Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors der KWK-Stromerzeugung zeigt in den letzten Jahren eine sinkende Tendenz: So liegt der Emissionsfaktor des Jahres 2024 mit 281 g/kWh_{el} 12 % niedriger als 2018. Damals lag der spezifische Emissionsfaktor für die gesamte KWK-Stromerzeugung bei 319 g CO₂/kWh_{el}²³.

Die Spanne der Emissionsfaktoren einzelner Brennstoffe für die Stromerzeugung ist groß. Besonders durch die hohen Emissionsfaktoren von Stein- und Braunkohle liegen die durchschnittlichen Werte für die gesamte KWK-Erzeugung trotz des hohen Anteils an als emissionsfrei bewerteten Energieträgern immer noch bei etwa 83 % des Emissionsfaktors eines Erdgas-GuD-Kraftwerks²⁴.

²² https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/13_2025_cc.pdf

²³ Die analoge Ermittlung der spezifischen Emissionsfaktoren für die Jahre vor 2018 ist wegen der zu berücksichtigenden Korrektur der KWK-Stromerzeugung (Öko-Institut 2018) mit erheblichem Aufwand verbunden und wird wegen des zu erwartenden geringen zusätzlichen Erkenntnisgewinns hier nicht durchgeführt.

²⁴ Ein Erdgas-GuD-Kraftwerk mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 60% hätte mit einem brennstoffbezogenen Emissionsfaktor von 203 g/kWh einen strombezogenen Emissionsfaktor von 338 g/kWh_{el}.

2.2 Statistische Auswertung KWKG-Förderung

2.2.1 Direkte KWK-Förderung

In diesem Abschnitt wird die erfolgte, direkte KWK-Förderung analysiert, wie sie sich aus den vorliegenden, vertraulich übermittelten Datensätzen des BAFA zum Stand Juni 2025 darstellt sowie sie den jährlich veröffentlichten Jahresmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber entnommen werden kann.

Die Förderung nach dem KWKG variierte in den Jahren 2013-2023 stark: Sie stieg zunächst von 343 Mio. Euro (2013) auf 1.085 Mio. Euro (2017); siehe Abbildung 2-19. In den Jahren 2021-2023 pendelte sich die Förderung bei rund 950 Mio. Euro ein. Seitdem steigt die Fördermenge allerdings: Für 2024 lag sie bei 1.178 Mio. Euro und in der Prognose für 2025 sogar bei 1.437 Mio. Euro (Netztransparenz 2025)²⁵. Der im KWKG §29 (1) festgelegte Deckel von jährlich 1,8 Mrd. Euro bleibt damit weiterhin unterschritten, allerdings verringert sich die Differenz sprunghaft. Eine weitere Begrenzung der Fördermenge nach KWKG § 29 (2) besteht für die Zuschlagszahlungen für Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher: Diese Förderung darf 150 Mio. Euro pro Kalenderjahr nicht überschreiten, wobei eine Ausnahme gewährt wird, wenn der Gesamtdeckel des KWKG nicht überschritten wird (§ 27 (2)). Dieser Deckel wurde im Jahr 2022 mit 180 Mio. Euro und im Jahr 2024 mit 282 Mio. Euro überschritten. Mit der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber (Netztransparenz 2025) für das Jahr 2025 zeichnet sich eine weitere, deutliche Überschreitung ab, mit einem Förderbetrag von 393 Mio. Euro.

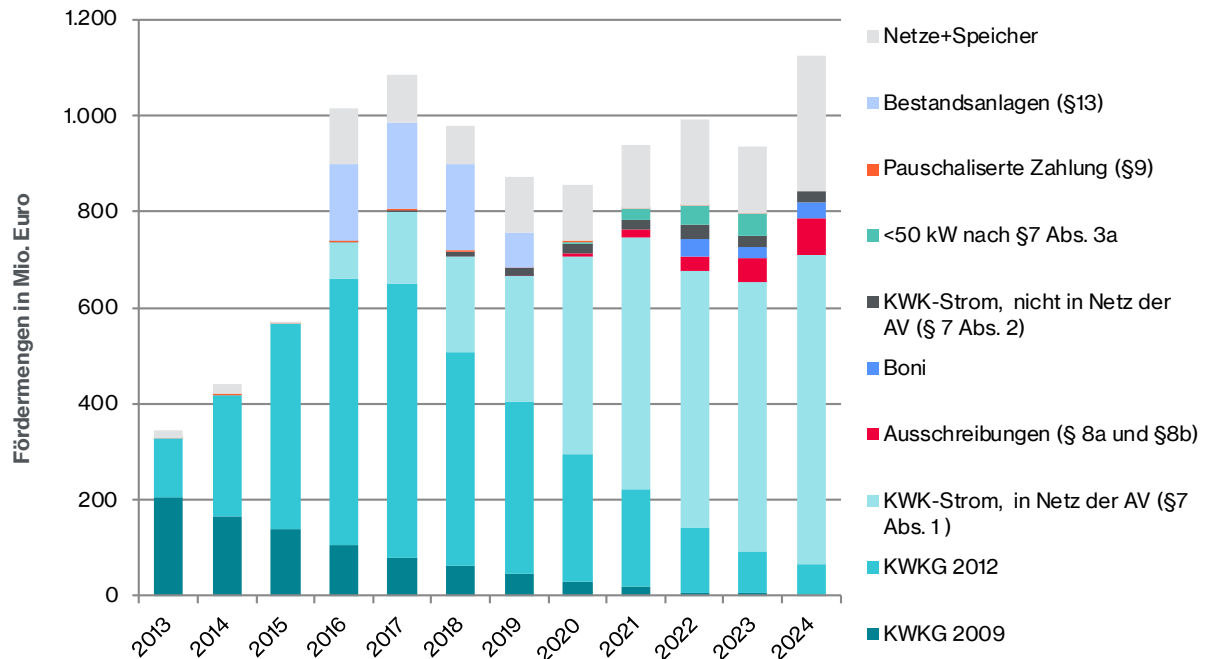
Es besteht eine monatliche Meldepflicht der Anlagen über 2 MW_{el}, um frühzeitig zu erkennen, ob der Förderdeckel gerissen wird. Bei einem deutlichen Abstand zum Förderdeckel könnte erwogen werden, ob zum Zweck des Bürokratieabbaus diese Meldepflicht entfallen könnte. Allerdings ist gerade mit den aktuellen Zahlen eine sinkende Differenz zu verzeichnen, sodass die Meldepflicht nun eher an Relevanz gewinnt.

Die Abbildung 2-19 bildet die verschiedenen Fördersegmente des KWKGs nach den Informationen der Übertragungsnetzbetreiber ab. Deutlich zu sehen ist das Auslaufen der Förderung nach dem KWKG 2009 sowie der Hochlauf der Förderung nach dem KWKG 2012 bis 2017 sowie der anschließende Rückgang. Mit dem KWKG 2016 wurden die Anlagen nahezu von der Förderung ausgeschlossen, deren Strom nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, außerdem wurden die Auktionierungen für bestimmte Größensegmente ab 2017 gestartet. So lässt sich in der Abbildung erkennen, wie seit 2016 die Förderung für KWK-Anlagen kontinuierlich zunimmt, die eine Förderung nach dem aktuellen KWKG erhalten und deren Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. In den Jahren 2016 bis 2019 wurde eine Förderung für Bestandsanlagen ausgezahlt, die eine deutliche, aber zeitlich begrenzte Erhöhung der Fördermenge bewirkte. Seit 2019 wird die Förderung für Anlagen ausgezahlt, die in den KWKG-Ausschreibungen erfolgreich waren und in Betrieb gegangen sind, dieses Segment ist deutlich im Wachstum begriffen. Ebenso verzeichnet die Förderung nach § 7 (3a), die Förderung für Anlagen unter 50 kW_{el}, einen deutlichen Zuwachs. Die Fördermenge für Netze und Speicher

²⁵ Bei den Zahlen 2013-2024 handelt es sich jeweils um die unbereinigten Ist-Daten aus den Jahresberichten, nur der Wert für 2025 entspricht dem Wert aus der Prognose für das Jahr 2025, veröffentlicht im Oktober 2025.

ist etwa stabil in den Jahren 2019-2023, in denen sie 13 bis 18 % der gesamten Förderung betrug. Im Jahr 2024 steigt dieser Anteil auf 24 % und mit der Prognose für 2025 auf 27 %.

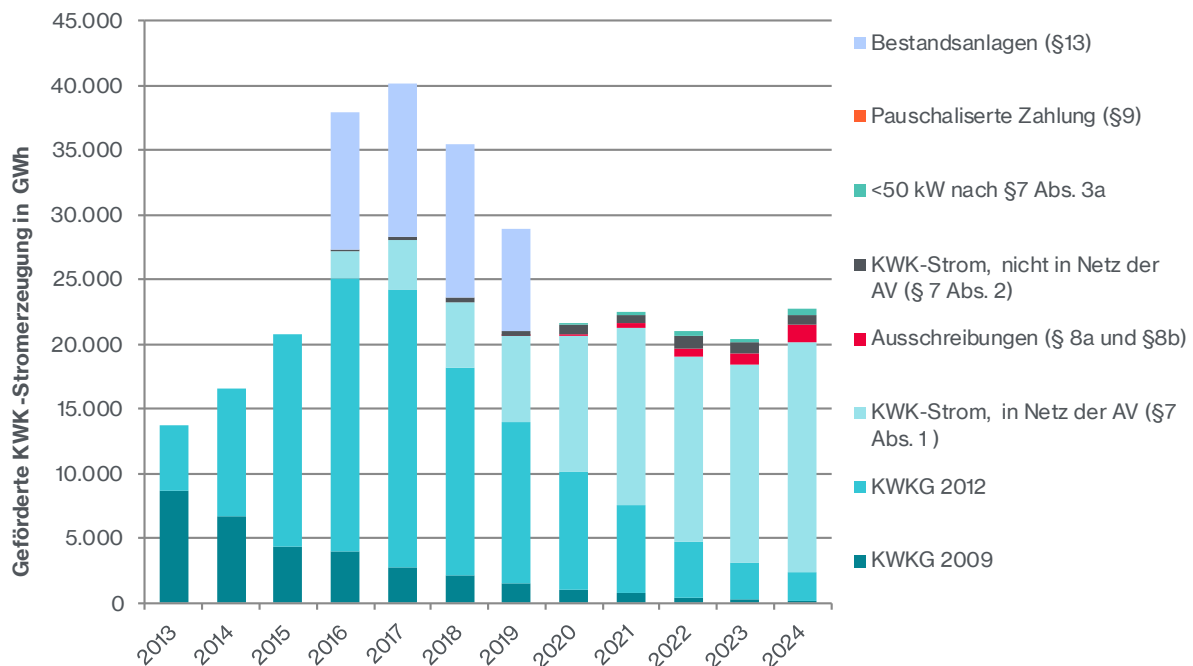
Abbildung 2-19: Fördervolumina für KWK-Stromerzeugung 2013 bis 2024



Quelle: Daten: Übertragungsnetzbetreiber; Eigene Darstellung Öko-Institut.

Die mit der Förderung verbundene KWK-Stromerzeugung ist in Abbildung 2-20 dargestellt. Sie beträgt zwischen 14 TWh (2013) und gut 40 TWh (2017) und liegt in den letzten Jahren über 20 TWh. Die geförderten KWK-Strommengen werden seit 2020 dominiert von der Förderung des Stroms, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. In den Jahren 2016 bis 2019 haben die Bestandsanlagen erhebliche Mengen beigetragen.

Abbildung 2-20: Geförderte KWK-Stromerzeugung 2013 bis 2024



Quelle: Daten: Übertragungsnetzbetreiber; Eigene Darstellung Öko-Institut.

Um abzuschätzen, wie groß der Anteil der geförderten KWK-Stromerzeugung ist, der zum Eigenverbrauch erzeugt wird, werden folgende Annahmen getroffen: Die Hälfte der KWK-Erzeugung, die mit Förderung durch das KWKG 2009 und 2012 erfolgt, entfällt auf den Eigenverbrauch und wird nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist. Die KWK-Stromerzeugung von Anlagen mit der Förderung nach § 7(3a) wird zu 90 % sowie die aus Anlagen mit pauschalisierten Zahlungen zu 100 % nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und dient damit weitgehend dem Eigenverbrauch. Mit diesen Annahmen bezieht sich die geförderte KWK-Stromerzeugung im Jahr 2023 zu 13 % auf eigenverbrauchten Strom. Dieser Anteil ist seit 2015 kontinuierlich gesunken. Die mit diesem Strom verbundene Fördermenge beträgt im Jahr 2024 10 % des gesamten auf KWK-Stromerzeugung bezogenen Fördervolumens.

In den folgenden Abschnitten wird die KWK-Förderung nach den jeweiligen Förderfällen untergliedert und detailliert betrachtet.

KWK-Anlagen

Nach Maßgabe des KWKG § 7 haben Betreiber von KWK-Anlagen gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch auf Zuschläge für KWK-Strom. Diese Förderung differenziert zwischen Größenklassen der elektrischen Leistung sowie zwischen Neuanlagen, modernisierten und nachgerüsteten Anlagen und ebenso je nachdem, ob der Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wurde oder nicht. Mit der KWKG-Novelle 2016 wurde eine auf vier Jahre befristete Förderung für Gas-Bestandsanlagen gewährt, von 2016 bis 2019. Zusätzliche Boni

werden für folgende Tatbestände gezahlt: Ab 2016 für den Ersatz von bestehenden Kohle-KWK-Anlagen (KWKG § 7c) und ab 2020 für innovative erneuerbare Wärme (KWKG § 7a)²⁶.

Die Inanspruchnahme der Boni wird im Abschnitt *Nutzung der verschiedenen Boni* dargestellt.

Um in den Genuss der Zuschläge zu kommen, müssen die Anlagen vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für die KWKG-Förderung zugelassen werden (KWKG § 10). Die folgenden Auswertungen basieren auf Daten, die vom BAFA am 01.05.2025 bzw. 26.06.2025 zur Verfügung gestellt wurden. Die Daten für das Jahr 2024 liegen zu diesem Zeitpunkt noch nicht in annähernd ausreichender Form vor, da Zulassungsanträge für das Jahr 2024 noch bis zum 31.12.2025 eingereicht werden können. Deshalb wird dieses Jahr in den folgenden Darstellungen systematisch nicht ausgewiesen. Auch die Informationen für das Jahr 2023 können noch nicht als vollständig angesehen werden.

Die Daten umfassen alle geförderten KWK-Anlagen, die auf Basis konventioneller Energieträger betrieben werden. Nicht erfasst sind die nach dem EEG geförderten KWK-Anlagen sowie KWK-Anlagen, für die die Betreiber keine Förderung nach dem KWKG beantragt oder bewilligt bekommen haben. Letzteres betrifft vor allem zwei Kategorien von Anlagen:

- solche, die in Gebieten errichtet wurden, in denen bereits eine Fernwärmeversorgung vorliegt und die diese damit potenziell verdrängen würden (§ 6 Abs. 1 Nr. 4 KWKG) sowie
- solche zur Strom-Eigenversorgung; diese erhalten seit dem Jahr 2016 nur noch in Ausnahmefällen eine Förderung nach dem KWKG (§ 6 Abs. 3 KWKG) bzw. durch die Übergangsbestimmungen nach § 35 Abs. 3 KWKG).

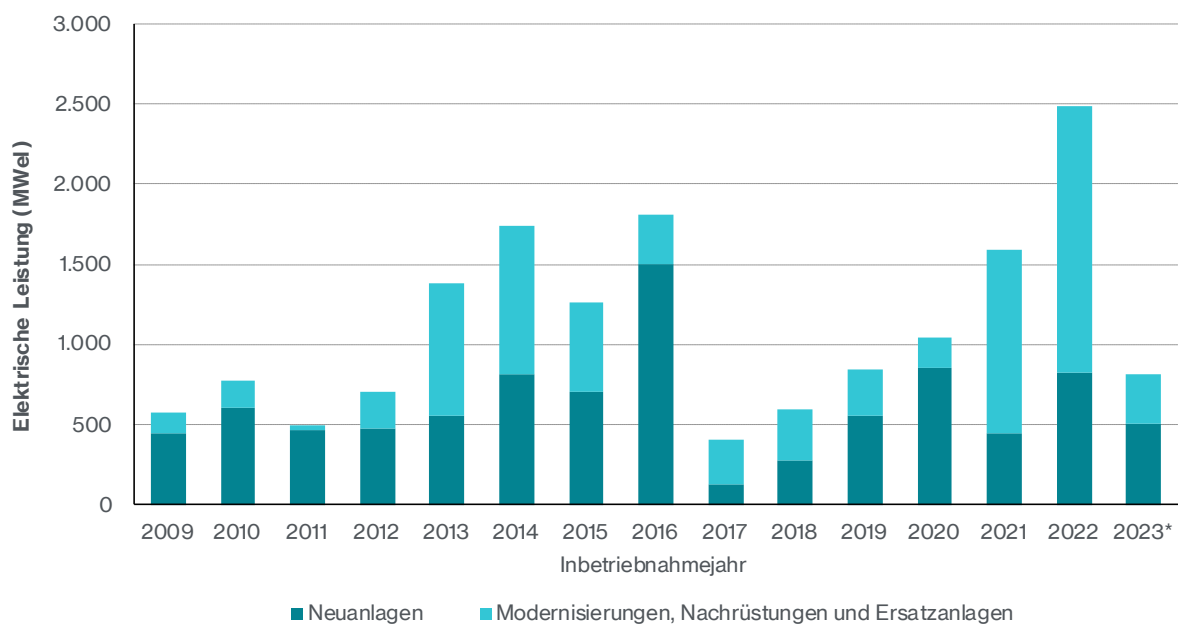
Neubau, Modernisierung, Nachrüstung und Ersatzanlagen

Abbildung 2-21 zeigt die Entwicklung der vom BAFA seit 2009 zur KWKG-Förderung zugelassenen KWK-Anlagen, differenziert nach Neubau sowie Modernisierung, Nachrüstung und Ersatzanlagen. Die installierten Leistungen hatten sich zwischen 2012 und 2013 nach der damaligen KWKG-Novelle mehr als verdoppelt. Die für den KWK-Zubau insgesamt wichtigsten neuen Elemente des KWKG 2012 waren eine Anhebung der Zuschlagssätze in allen Leistungsklassen sowie bei Modernisierung und Nachrüstung die Einführung einer definierten Menge an förderfähigen Vollbenutzungsstunden. Nach einem weiteren Anstieg im Jahr 2014 sind die Neuzulassungen 2015 um etwa ein Viertel gesunken. Nachdem 2016 mit der erneuten KWKG-Novelle wieder das Niveau von 2014 erreicht wurde, sind die Neuzulassungen 2017 auf weniger als ein Viertel von 2016 eingebrochen. Diese Entwicklung lässt sich vor allem durch Vorzieheffekte erklären: Mit der Novelle des KWKG 2016 wurden die Förderbedingungen für Eigenerzeugungsanlagen erheblich verschärft und Anlagen zwischen 1 und 50 MW_{el} wurden von da an nur noch über Ausschreibungen gefördert. Damit wurde eine Fertigstellung bis Ende 2016 erheblich angereizt. Von 2018 bis 2022 ist ein stetiger Zuwachs der BAFA-Zulassungen bis auf fast 2.500 MW_{el} im Jahr 2022 zu verzeichnen. Die Daten für 2023 sind noch nicht aussagekräftig genug, da nicht alle Zulassungen 2023 in die Datenbasis aufgenommen worden sind, wie das BAFA mitteilte.

²⁶ Der im KWKG § 7b geplante Bonus für elektrische Wärmeerzeuger ab 2025 ist nicht in Kraft getreten.

Die Zunahme der KWKG-Zulassungen nach der Novelle von 2012 war überwiegend durch Modernisierungen verursacht. Die Verdopplung der Leistung von Neuanlagen im Jahr 2016 war im Wesentlichen durch die Inbetriebnahme von zwei großen GuD-Anlagen in Düsseldorf und Köln mit einer elektrischen Leistung von in Summe über 1.000 MW und Vorzieheffekten durch die Übergangsregelungen im KWKG 2016 begründet. Während die Modernisierungen mit etwa 200 MW_{el} pro Jahr von 2016 bis 2019 in etwa konstant geblieben sind, ist die Dynamik der BAFA-Neuzulassungen (Einbruch 2017 und Wachstum bis 2022) im Wesentlichen durch den Trend bei Neuanlagen begründet.

Abbildung 2-21: Neubau sowie Modernisierung, Nachrüstung und Ersatzanlagen von nach dem KWKG geförderten KWK-Anlagen in den jeweiligen Jahren in MW_{el}, 2009-2023



Notiz: Die Daten enthalten neben aktuell geförderten Anlagen auch jene, die zugelassen wurden, jedoch keinen Förderanspruch mehr aufweisen (z. B. durch Erreichen der maximalen Vollbenutzungsstunden). In Fällen, in denen das BAFA aktuell eine Förderung für Modernisierung oder Nachrüstung für Anlagen erteilt, die schon in früheren Jahren eine Förderzulassung z. B. für Neubau erhalten hatten, taucht diese frühere Förderzulassung nicht mehr in der BAFA-Statistik auf, um Doppelzählungen zu vermeiden. Damit ergeben sich Unterschiede zu den auf der BAFA-Seite veröffentlichten Zahlen. Anlagen unter 50 kW werden als Neuanlagen angesehen, wenn sie im Rahmen der Allgemeinverfügung zugelassen wurden.

Der Begriff der elektrischen Leistung bezieht sich in den Daten des BAFA immer ausschließlich auf die KWK-Leistung, nicht auf die gesamte installierte elektrische Leistung.

*Die ausgewiesenen Zulassungszahlen 2023 sind nur eingeschränkt aussagekräftig.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA.

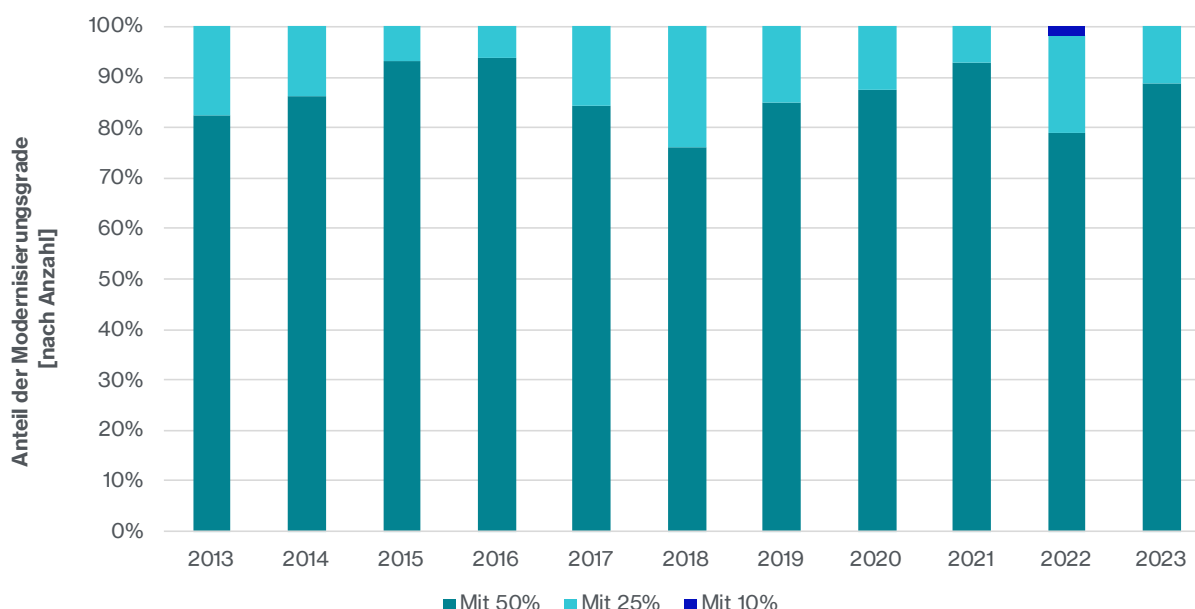
Die Gruppierung Modernisierung, Nachrüstung und Ersatzanlagen wird sowohl hinsichtlich der Anzahl als auch der Leistung deutlich von den Modernisierungen bestimmt. „Ersatzanlagen“ bezeichnen eine Kategorie des BAFA für hocheffiziente Neuanlagen, die bestehende Anlagen ersetzen. Von diesen wurden von 2009 bis 2023 insgesamt 541 MW_{el} gefördert. Sie sind nicht zu verwechseln mit den Kohle-Ersatzanlagen, die mit einem besonderen Bonus gefördert und hier nicht gesondert ausgewiesen werden, sondern den Neuanlagen und Modernisierungen zugeordnet wurden. Die von der BAFA ausgewiesene Leistung der „Ersatzanlagen“ erscheint eher gering: In den Jahren 2019 bis 2023 wurde nur eine Anlage im Jahr 2022 als „Ersatzanlage“ ausgewiesen, die die Gesamtmenge dominiert. Die Eigenschaft als „Ersatzanlage“ wird von den

Betreibern angegeben. Da sie nicht einheitlich definiert und nicht relevant für die Zulassung und den Vergütungsanspruch ist, sollte eine Streichung des Begriffs in Erwägung gezogen werden.

Auch die ausgewiesenen Leistungen der nachgerüsteten Anlagen umfassen im betrachteten Zeitraum insgesamt nur 123 MW_{el}.

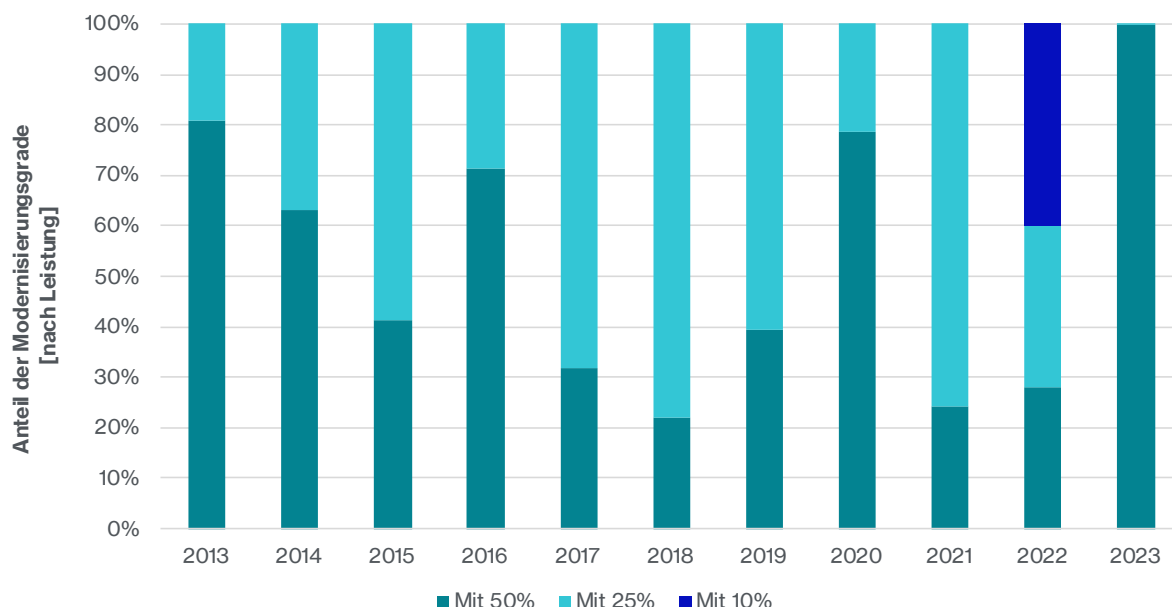
Insgesamt wurden im Zeitraum von 2009 bis 2023 4.508 modernisierte Anlagen gefördert mit 6.706 MW_{el}. Dabei dominieren hinsichtlich der Anzahl eindeutig die Anlagen, die einen Modernisierungsgrad von 50 % aufweisen (siehe Abbildung 2-22). In Bezug auf die Leistung ist das Bild gemischter und abhängig vom betrachteten Jahr (siehe Abbildung 2-23). Mit der Änderung des KWKG im Jahr 2018 wurde eine neue Kategorie der Modernisierungsförderung eingeführt: Seitdem können auch Anlagen mit einem Modernisierungsgrad von 10 % der Kosten einer möglichen Neuerrichtung gefördert werden (§ 8 Abs. 2 (1) KWKG). Diese wurde für Dampfsammelschienen eingerichtet und wurde bislang nur in einem Fall beantragt.

Abbildung 2-22: Anteile der Modernisierungskategorien nach Anlagenanzahl, 2013-2023



Notiz: In den Jahren vor 2013 weisen nicht alle modernisierten Anlagen einen Modernisierungsgrad auf. In den Jahren 2013 und 2014 gibt es noch einige Anlagen ohne diese Angabe, die aber geringe elektrische Leistungen haben, ab 2015 sind fehlende Anlagen zum Modernisierungsgrad die Ausnahme.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA.

Abbildung 2-23: Anteile der Modernisierungskategorien nach MW_{el}, 2013-2023


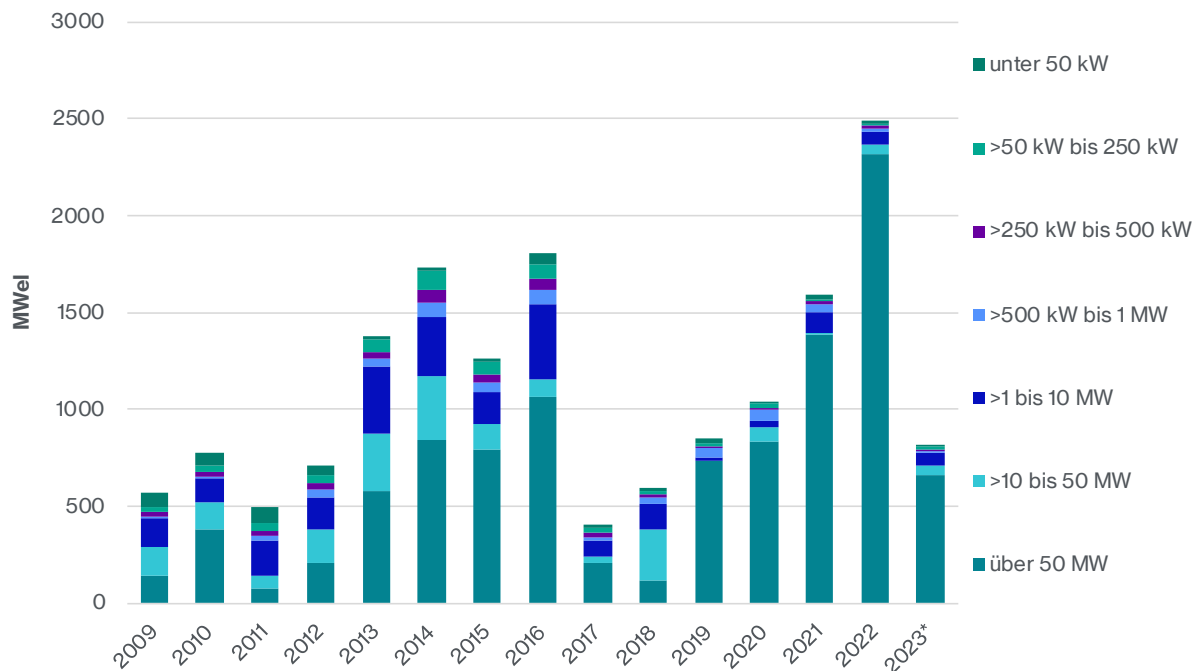
Notiz: In den Jahren vor 2013 weisen nicht alle modernisierten Anlagen einen Modernisierungsgrad auf. In den Jahren 2013 und 2014 gibt es noch einige Anlagen ohne diese Angabe, die aber geringe elektrische Leistungen haben, ab 2015 sind fehlende Anlagen zum Modernisierungsgrad die Ausnahme.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA.

Die Verteilung der KWKG-Zulassungen auf Größenklassen elektrischer Leistung wird in Abbildung 2-24 gezeigt. Es wird deutlich, dass der überwiegende Anteil der für 2012 bis 2016 beobachteten Steigerung der durch das BAFA zugelassenen Kapazität auf Anlagen über 1 MW_{el} entfällt. Ursächlich für die Steigerung im Jahr 2016 und den Rückgang im Jahr 2017 ist das temporäre Vorziehen von KWK-Projekten gewesen, um unter die Förderung nach dem alten KWKG zu kommen. Zum Einbruch von 2016 nach 2017 haben entsprechend zum größten Teil Großanlagen über 50 MW_{el} beigetragen. Das erneute Wachstum bei den BAFA-Neuzulassungen wurde 2018 durch mittelgroße Anlagen zwischen 1 MW_{el} und 50 MW_{el} dominiert, die nach der Übergangsbestimmung des KWKG § 35 Abs. 14 eine Förderung ohne Ausschreibung erhalten haben. Im Jahr 2018 überwiegen mittelgroße Anlagen zwischen 1 MW_{el} und 50 MW_{el}. Seit 2019 bestimmen fast ausschließlich Großanlagen über 50 MW_{el} die geförderte Leistung.

Die Leistung von beim BAFA neu zugelassenen kleinen Anlagen unter 1 MW_{el} ist von 2016 nach 2017 von 269 MW_{el} auf 85 MW_{el} um etwa ein Drittel gesunken und bis 2021 etwa auf diesem Niveau geblieben. Hier dürfte der Ausschluss der Förderung von Eigenerzeugungsanlagen die Hauptursache sein. Seit dem Jahr 2021 müssen sich auch Anlagen ab 500 KW_{el} an der Ausschreibung beteiligen, um eine Förderung durch das KWKG zu erhalten. Auch diese Änderung macht sich durch einen Sprung in den Förderzahlen bemerkbar: Von 2021 auf 2022 ist die geförderte Leistung in diesem Segment von 88 MW_{el} auf 57 MW_{el} gesunken.

Abbildung 2-24: Neubau, Modernisierung und Nachrüstung von nach dem KWKG geförderten KWK-Anlagen nach Größenklassen in den jeweiligen Jahren in MW_{el}



Notiz: Die Daten enthalten neben aktuell geförderten Anlagen auch jene, die zugelassen wurden, jedoch keinen Förderanspruch mehr aufweisen (z. B. durch Erreichen der maximalen Vollbenutzungsstunden).

*Die ausgewiesenen Zulassungszahlen 2023 sind nur eingeschränkt aussagekräftig.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA.

Das KWKG sieht negative Auswirkungen hinsichtlich der Höhe der ausgezahlten Förderung in den Fällen vor, in denen die Anmeldung nicht bis zum 31. Dezember des auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres erfolgt. Für KWK-Anlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahre 2024 wäre dies der 31.12.2025. Aber auch nach diesem Datum kommt es noch zu Veränderungen der Statistik. Eine Auswertung der quartalsweisen Entwicklung der bei der BAFA zugelassenen KWK-Anlagen für die Inbetriebnahmejahre 2014 bis 2018 ergibt, dass sich im zweiten auf das Inbetriebnahmejahr folgende Jahr im Schnitt noch Veränderungen in Höhe von 10 bis 15 % ergeben. Ab dem dritten Jahr nach der Inbetriebnahme sind die dann noch erfolgenden Veränderungen erfahrungsgemäß marginal und liegen in einer Größenordnung unterhalb von 2 % in Bezug auf die Anlagenanzahl und Leistung. Aufgrund der Einführung der Digitalisierung kam es 2025 zu einer zusätzlichen einmaligen Verzögerung der Einarbeitung der Förderfälle in die Datenbank.

Die Leistungen sowie die Anzahl der aktuell in der Förderung befindlichen KWK-Anlagen aus Zulassungen 2013 bis 2023 sind in Tabelle 2-8 detailliert nach Größenklassen aufgeführt.

Tabelle 2-8: Anzahl und Leistung der beim BAFA zugelassenen KWK-Anlagen nach Größenklassen und Inbetriebnahmejahr (Stand: 01.05.2025)

Größenklasse	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023*	
	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]	Anzahl	Leistung [MWel]
≤ 2 kWel	2.022	2,1	1.463	1,5	1.099	1,1	1.150	1,1	1.068	0,9	1.805	1,5	1.941	1,6	2.743	2,3	1.146	1,0	119	0,1	73	0,1
> 2 ≤ 10 kWel	2.431	12,9	2.592	14,4	2.094	11,8	1.927	11,0	1.618	9,4	1.181	6,9	1.255	7,4	1.310	7,7	626	8,9	929	5,6	763	4,5
> 10 ≤ 20 kWel	1.068	18,2	1.424	24,8	976	17,1	947	16,5	772	13,4	580	10,2	641	11,2	717	12,5	107	11,7	652	11,4	590	10,6
> 20 ≤ 50 kWel	745	30,9	1.022	42,9	638	27,2	790	33,8	620	26,5	540	23,5	561	23,8	702	29,5	86	32,9	899	38,2	904	37,4
> 50 ≤ 100 kWel	122	9,3	151	11,9	93	7,4	105	8,3	121	10,3	80	6,9	70	6,1	95	8,2	68	6,0	69	5,9	63	5,5
> 100 ≤ 250 kWel	302	53,9	462	83,2	331	57,6	376	66,1	108	18,7	82	14,6	56	10,0	74	13,3	61	9,6	59	9,4	52	8,7
> 250 ≤ 500 kWel	97	36,6	171	64,2	105	39,6	149	55,5	59	21,0	40	13,8	33	11,7	35	11,5	37	12,4	46	15,4	35	12,5
> 500 kWel ≤ 1 MWel	50	36,5	114	80,9	65	47,7	104	77,4	31	22,9	39	32,3	53	45,4	60	52,7	49	42,1	18	16,1	3	2,0
> 1 ≤ 2 MWel	85	140,2	86	142,4	59	97,7	134	217,0	22	38,2	28	52,3	1	2,0	2	3,9	5	6,9	6	9,8	7	12,5
> 2 ≤ 10 MWel	49	204,6	37	159,4	17	70,1	36	168,7	8	39,3	15	80,6	3	17,1	7	26,7	18	96,5	11	54,1	11	57,4
> 10 ≤ 20 MWel	9	115,5	5	65,8	6	92,5	2	30,0	0	0,0	8	104,4	0	0,0	1	17,8	1	10,5	2	28,1	1	14,0
> 20 ≤ 50 MWel	5	180,3	9	265,2	1	36,4	2	57,8	1	36,0	5	159,0	0	0,0	2	62,0	0	0,0	1	20,5	1	31,3
> 50 ≤ 100 MWel	6	391,2	1	62,2	0	0,0	2	127,6	1	72,1	0	0,0	0	0,0	4	270,5	7	475,7	10	686,3	3	250,7
> 100 MWel	1	191,1	5	778,7	3	793,3	3	938,1	1	133,7	1	117,2	4	736,0	2	561,3	5	911,6	8	1632,9	3	413,6
Summe	6.992	1.423	7.542	1.798	5.487	1.300	5.727	1.809	4.430	442	4.404	623	4.618	872	5.754	1.080	2.216	1.626	2.829	2.534	2.509	861

* Die ausgewiesenen Zulassungszahlen für 2023 sind nur eingeschränkt aussagekräftig. Dargestellt ist die Summe der Anlagen, die im Antragsverfahren und im Allgemeinverfügung (nur unter 50 kWel) zugelassen wurden.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA.

Betrachtung der spezifischen Förderung von KWK-Anlagen

Die KWKG-Förderung erfolgt gestaffelt nach der Erzeugung in den verschiedenen Größenklassensegmenten und ist u.a. differenziert nach Einsatzart (z.B. Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung, Eigenversorgung), außerdem werden verschiedene Boni vergeben. Dadurch lässt sich nicht leicht erkennen, welche Förderung im Mittel gezahlt wird. Deshalb werden in Tabelle 2-9 die Informationen zur KWKG-Förderung und zur KWK-Stromerzeugung in den beiden Datenquellen jeweils miteinander verschnitten, um durchschnittliche Fördersätze ersichtlich zu machen. Die Daten des BAFA zu den KWK-Zuschlägen liegen allerdings nur für Anlagen über 2 MW_{el} vor, wobei eine Aufteilung nach Größenkategorien möglich ist. Die Daten der Übertragungsnetzbetreiber umfassen alle Größenklassen, also auch die Anlagen unter 2 MW_{el}, aber erlauben keine weitere Untergliederung. In den Jahren 2020 bis 2023 ergeben sich mittlere, spezifische Fördersätze von 3,7 ct/kWh für neugebaute, modernisierte oder nachgerüstete Anlagen nach den Daten der Übertragungsnetzbetreiber und von 3,0 ct/kWh nach den Daten der BAFA-Jahresmeldungen. Die Differenz lässt sich begründen mit der Einbeziehung der Förderung der Anlagen unter 2 MW_{el} bei den Daten der Übertragungsnetzbetreiber, die spezifisch deutlich höher ist als bei größeren Anlagen.

Tabelle 2-9: Spezifische mittlere Fördersätze für KWK-Anlagen

	Quelle	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2020-2023
		ct/kWh								
Spezifische Förderung	Übertragungsnetzbetreiber	2,4	2,4	2,5	2,6	3,4	3,6	3,8	3,9	3,7
für Bestandsanlagen	Übertragungsnetzbetreiber	1,5	1,5	1,5	0,9					
für Neuanlagen, Modernisierungen und Nachrüstungen - alle Größenklassen	Differenz	2,7	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,8	3,9	3,7
für Neuanlagen, Modernisierungen und Nachrüstungen - ab 2 MW	BAFA, teils ergänzt					2,8	3,1	3,1	3,0	3,0
zwischen 2 und 10 MW	BAFA, teils ergänzt	0,6	2,1	2,2	2,5	2,7	2,9	3,2	3,5	3,0
zwischen 10 und 50 MW	BAFA, teils ergänzt	0,6	1,8	2,0	2,2	2,7	2,9	3,0	2,9	2,9
größer als 50 MW	BAFA, teils ergänzt	1,2	2,0	2,0	1,9	2,8	3,1	3,1	3,0	3,0

Quellen: BAFA-Jahresmeldungen und Jahresmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber, Zusammenstellung Öko-Institut.

Betrachtung der geförderten Anlagen nach Energieträgern

Bei der Betrachtung der geförderten Anlagen nach Energieträgern wird deutlich, dass Erdgas mit Abstand den größten Anteil aufweist, sowohl bezüglich der Anlagenanzahl, der elektrischen Leistung als auch der Stromerzeugung (siehe Tabelle 2-10). An zweiter Stelle hinsichtlich der Anzahl folgen Anlagen, die mit Klär- bzw. Deponiegas betrieben werden. Hinsichtlich der elektrischen KWK-Leistung und der KWK-Stromerzeugung stehen Steinkohle-Anlagen an zweiter Stelle, gefolgt von Anlagen mit Müll bzw. Ersatzbrennstoffen. Der unter dem KWKG geförderte Einsatz von Biomasse erfolgt im begrenzten Ausmaß vor allem für gasförmige Biomasse. Feste Biomasse wird, wenn sie denn eingesetzt wird, unter Ersatzbrennstoffen summiert. Bei den sonstigen Brennstoffen handelt es sich, soweit die Nachverfolgung durch die gemeldete Marktstammregisternummer möglich ist, um andere Gase, z. B. Grubengas.

Tabelle 2-10: Geförderte Anlagen nach Energieträgern

	2021			2022			2023		
	Anzahl	el. KWK- Leistung	KWK- Stromerzeug- ung	Anzahl	el. KWK- Leistung	KWK- Stromerzeug- ung	Anzahl	el. KWK- Leistung	KWK- Stromerzeug- ung
	[-]	MW	TWh	[-]	MW	TWh	[-]	MW	TWh
Steinkohle	7	930	1,0	5	919	1,1	5	919	0,8
Braunkohle	3	3	0,0	1	0	0,0	0	0	0,0
Erdgas	2.185	6.209	19,7	1.845	8.203	18,2	1.412	8.300	19,3
Flüssiggas	10	8	0,0	6	4	0,0	5	4	0,0
Heizöl	3	1	0,0	1	0	0,0	1	0	0,0
Heizöl	12	4	0,0	9	3	0,0	5	1	0,0
Biomasse gasf.	17	37	0,1	17	40	0,1	11	37	0,1
Biomasse flüssig	0	0	0,0	2	0	0,0	0	0	0,0
Müll/EBS	10	142	0,2	7	127	0,1	6	114	0,1
Klärgas/Deponiegas	224	93	0,3	192	78	0,2	154	60	0,2
sonstiger Brennstoff 1	10	157	0,2	7	148	0,1	10	212	0,6
sonstiger Brennstoff 2	2	19	0,0	1	18	0,0	1	18	0,0
	2.483	7.601	21,5	2.093	9.540	20	1.610	9.664	21,1
Steinkohle	0%	12%	5%	0%	10%	6%	0%	10%	4%
Braunkohle	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Erdgas	88%	82%	92%	88%	86%	91%	88%	86%	91%
Flüssiggas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Heizöl	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Heizöl	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomasse gasf.	1%	0%	1%	1%	0%	1%	1%	0%	0%
Biomasse flüssig	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Müll/EBS	0%	2%	1%	0%	1%	1%	0%	1%	0%
Klärgas/Deponiegas	9%	1%	1%	9%	1%	1%	10%	1%	1%
sonstiger Brennstoff 1	0%	2%	1%	0%	2%	1%	1%	2%	3%
sonstiger Brennstoff 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Anmerkung: Auswertung basierend auf der Jahresmeldung, deshalb nur für Anlagen größer 50 kW_{el}. Auswahl nach Haupt-Energieträgern. Korrektur der gemeldeten KWK-Strommengen nach Plausibilität der Vollbenutzungsstunden.
Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA.

Betrachtung der geförderten Anlagen nach Größenklassen – Anlagenanzahl

In den folgenden Tabellen werden die Informationen aus den BAFA-Jahresmeldungen zu den in jedem Jahr geförderten Anlagen nach Größenklassen differenziert.

Die Anzahl der jährlich geförderten Anlagen über 50 kW_{el} ist von 3.543 im Jahr 2016 auf 1.610 im Jahr 2023 gesunken (siehe Tabelle 2-11), das ist ein Rückgang um 55 %. Grund dafür ist, dass die Förderung für Neuanlagen seit 2017 weitgehend das Einspeisen des Stroms ins Netz der allgemeinen Versorgung voraussetzt. KWK-Anlagen, die der industriellen Stromversorgung dienen, wurden somit im Allgemeinen nicht mehr gefördert. Der allgemeine Rückgang entspricht etwa der Änderung in den Größenkategorien 50-500kW_{el} und 1-50 MW_{el}. In den Größenkategorien um das ursprüngliche Ausschreibungssegment (1-50 MW_{el}) herum ist ein geringerer Rückgang (0,5-1 MW_{el}) bzw. bei den großen Anlagen sogar ein Anstieg zu beobachten. Ein deutlicher Sprung in der Anzahl der geförderten Anlagen ist auch zwischen 2019 und 2020 zu beobachten: Das beruht auf dem Ende der Bestandsanlagenförderung, die maximal 105 Anlagen über 2 MW_{el} in Anspruch genommen haben (siehe Details weiter unten).

Der Anteil der Anlagen zwischen 1 und 50 MW_{el} ist zwischen den Jahren 2016 und 2023 leicht von 19 % auf 16 % gesunken. Das ist die Größenklasse, die seit 2016 (bzw. nach dem Auslaufen der Übergangsbestimmungen) eine Förderung nur nach einem erfolgreichen Angebot in einer Auktion erhält. Seit 2021 müssen auch Anlagen ab 0,5 MW_{el} in die Auktionierung, wenn sie eine Förderung

nach dem KWKG erhalten wollen. Der Anteil der Anlagen in dieser Größenklasse ist von 10 % im Jahr 2016 auf 14 % im Jahr 2023 gestiegen.

Tabelle 2-11: Geförderte Anlagen nach Größenklassen – Anlagenanzahl über 50 kW_{el}

Größenkategorien	Anzahl der im jeweiligen Jahr geförderten Anlagen							
	[-]							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gesamt	3543	3543	3584	3259	2843	2483	2093	1610
unter 500 kW	2463	2460	2495	2281	2012	1719	1435	1069
zwischen 0.5 und 1 MW	355	359	367	354	354	332	289	228
zwischen 1 und 10 MW	604	602	599	515	404	358	283	226
zwischen 10 und 50 MW	74	73	73	60	40	35	33	30
größer als 50 MW	47	49	50	49	33	39	53	57
	[%]							
unter 500 kW	70%	69%	70%	70%	71%	69%	69%	66%
zwischen 0.5 und 1 MW	10%	10%	10%	11%	12%	13%	14%	14%
zwischen 1 und 10 MW	17%	17%	17%	16%	14%	14%	14%	14%
zwischen 10 und 50 MW	2%	2%	2%	2%	1%	1%	2%	2%
größer als 50 MW	1%	1%	1%	2%	1%	2%	3%	4%

Anmerkung: Auswertung basierend auf der Jahresmeldung, deshalb nur für Anlagen größer 50 kW_{el}.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA. Grau hinterlegte Zahlen basieren auf der Datenlieferung von 2022.

Die geförderte KWK-Stromerzeugung für KWK-Anlagen über 50 kW_{el} ist nach den BAFA-Jahresmeldungen mit dem vorliegenden Datenstand von 2016 auf 2023 von 35 auf 21 TWh um 39 % gesunken. Auch bei der Betrachtung dieser Zeitreihe ist die Reduktion von 2019 auf 2020 auffällig, die weitgehend durch das Auslaufen der Bestandsanlagenförderung begründet ist.

Die KWK-Stromerzeugung der Anlagen im ursprünglichen Ausschreibungssegment von 1 bis 50 MW_{el} ist im betrachteten Zeitraum von 35 % auf 17 % gesunken, deutlich stärker als die Anlagenzahl in diesem Segment (siehe Tabelle 2-12). Grund dafür ist, dass die Förderung für diese Neuanlagen seit Einführung der Ausschreibungen in 2017 das ausschließliche Einspeisen des Stroms ins Netz der allgemeinen Versorgung voraussetzt. KWK-Anlagen, die der industriellen Stromversorgung dienen, werden nicht über die Ausschreibungen gefördert. Diese weisen aber im Schnitt deutlich höhere Vollbenutzungsstunden auf. Im Portfolio der geförderten Anlagen im Ausschreibungssegment ist damit der Anteil der Anlagen, die ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, gestiegen und damit ist die Stromerzeugung überproportional zum Rückgang der Anlagenzahl gesunken.

Zu berücksichtigen ist, dass die tatsächliche Menge der geförderten KWK-Stromerzeugung nicht eindeutig aus dem Datensatz des BAFA hervorgeht. In der Tabelle 2-12 ist die gemeldete, ggf. nach Plausibilitätsregeln manuell korrigierte, KWK-Nettostromerzeugung ausgewiesen. Außerdem wird von den Betreibern jährlich die eingespeiste und selbstgenutzte KWK-Strommenge berichtet, ebenso wie die gesamte Stromerzeugung der Anlagen sowie die eingespeiste KWK-Strommenge bei negativen Strompreisen. Je nach Förderfall sind eigentlich verschiedene Mengen zu berücksichtigen. Die KWK-Nettostromerzeugung liegt eher etwas über der geförderten KWK-Strommenge. Die Angaben sind nicht immer verfügbar und wenn vorhanden, nicht immer plausibel, sodass eine Auswertung unsicher und aufwändig zugleich ist. Hier sollte geprüft werden, ob eine Information zur final geförderten KWK-Stromerzeugung möglich ist.

In Tabelle 2-12 wird auch die KWK-Nettostromerzeugung nach der Jahresmeldung des BAFA verglichen mit den geförderten Mengen nach den KWKG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Letztere weicht etwas von den BAFA-Werten ab, sie ist im betrachteten Zeitraum von 38 TWh auf 20 TWh gesunken. Eine Untergliederung nach Größenklassen ist mit den verfügbaren Angaben nicht möglich. Die KWKG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber enthält auch die Förderung für Anlagen unter 50 kW_{el}, die mit 2 TWh abgeschätzt werden kann. Die Differenz lässt sich auch durch die teilweise fehlenden oder unkorrekten Informationen zur Stromerzeugung der geförderten Anlagen unter 2 MW_{el} beim BAFA erklären²⁷.

Tabelle 2-12: Geförderte Anlagen nach Größenklassen – KWK-Nettostromerzeugung über 50 kW_{el}

Größenkategorien	KWK-Nettostromerzeugung							
	[TWh]							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Gesamt	35	37,65	34,00	30,54	20,50	21,55	19,96	21,14
unter 500 kW	2,1	2,4	2,4	2,2	1,8	1,5	1,2	0,8
zwischen 0.5 und 1 MW	1,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	0,8
zwischen 1 und 10 MW	6,2	7,1	6,6	5,7	4,2	3,7	2,7	2,4
zwischen 10 und 50 MW	5,9	5,8	4,5	3,9	2,2	2,1	1,5	1,2
größer als 50 MW	19,5	21,0	19,3	17,5	11,0	13,0	13,6	16,0
	[%]							
unter 500 kW	6%	6%	7%	7%	9%	7%	6%	4%
zwischen 0.5 und 1 MW	3%	3%	4%	4%	6%	6%	5%	4%
zwischen 1 und 10 MW	18%	19%	19%	19%	21%	17%	13%	11%
zwischen 10 und 50 MW	17%	15%	13%	13%	11%	10%	8%	5%
größer als 50 MW	56%	56%	57%	57%	54%	60%	68%	76%
	[TWh]							
Geförderte KWK-Stromerzeugung nach KWKG-Jahresabrechnung	38	40	36	29	22	23	21	20

Anmerkung: Auswertung basierend auf der BAFA-Jahresmeldung, deshalb nur für Anlagen größer 50 kW_{el}. Korrektur der gemeldeten KWK-Strommengen nach Plausibilität der Vollbenutzungsstunden.

Quelle: Eigene Darstellung nach BAFA. Grau hinterlegte Zahlen basieren auf der Datenlieferung von 2022. KWKG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zum KWKG-Jahresabrechnung 2017-2024.

Die Ergebnisse zur Wärmeerzeugung nach den BAFA-Daten sind deutlich lückenhafter als die zur Stromerzeugung und damit nicht ausreichend aussagekräftig. Ein Vergleich mit anderen Quellen – wie auf der Stromseite mit den Informationen der Übertragungsnetzbetreiber – ist hinsichtlich der geförderten Wärmeerzeugung nicht möglich.

Betrachtung der Förderung von Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird

Die Förderung von KWK-Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, ist für Neuzulassungen seit 2017 eingeschränkt worden auf die folgenden Fälle:

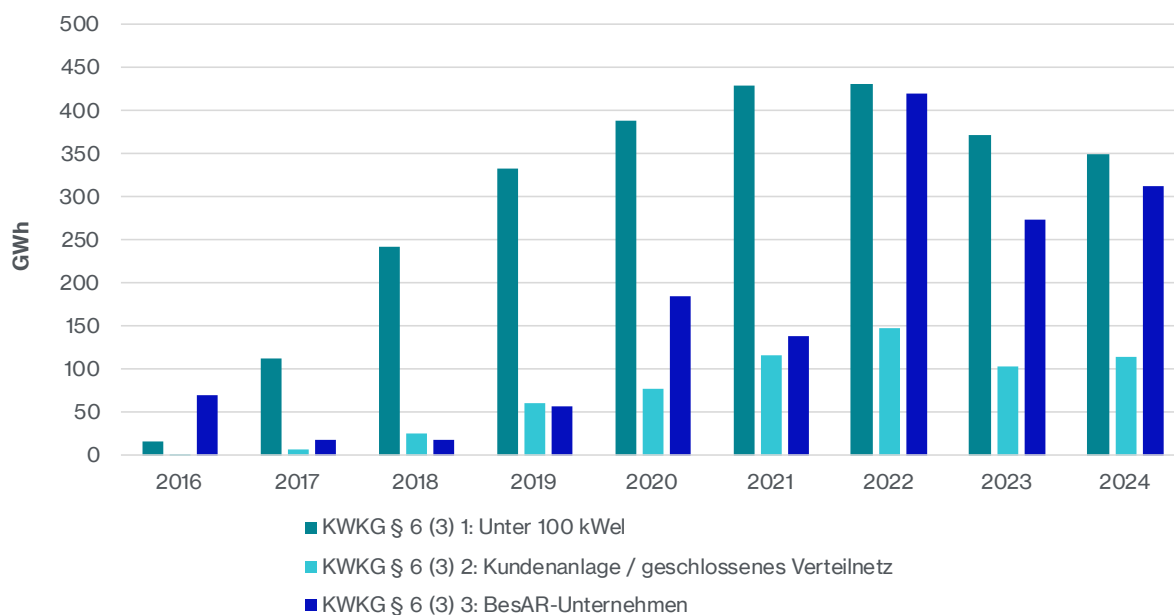
²⁷ Zur Sicherung der Konsistenz der Ergebnisse wurde die Information zur Stromerzeugung bei Anlagen, die rechnerisch jährliche Vollbenutzungsstunden über 8760 auswiesen, überarbeitet.

- § 6 (3) 1: Für Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von bis zu 100 kW_{el};
- § 6 (3) 2: An Letztverbraucher in einer Kundenanlage oder in einem geschlossenen Verteilernetz (GVN) gelieferter KWK-Strom;
- § 6 (3) 3: KWK-Strom, der von stromkostenintensiven Unternehmen produziert wird und von diesen Unternehmen selbst verbraucht wird.

Nicht eingeschränkt wurde die Förderung für das Segment der KWK-Kleinanlagen bis 50 kW_{el}, bei denen die KWK-Förderung für eingespeisten und selbstverbrauchten Strom am höchsten liegt.

Im Folgenden wird der Strom, der nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, vereinfachend als „eigenverbraucher“ Strom bezeichnet. Informationen zu den geförderten KWK-Strommengen in diesen Segmenten sind aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber erhältlich (siehe Abbildung 2-25). Während der eigenverbrauchte KWK-Strom in Anlagen unter 100 kW von 2016 auf 2022 kontinuierlich auf 430 GWh angewachsen ist, sind die geförderten Strommengen in den stromkostenintensiven Unternehmen erst seit dem Jahr 2022 in vergleichbarer Größenordnung. Auch die geförderten, eigenverbrauchten KWK-Strommengen in Kundenanlagen oder Geschlossenen Verteilnetzen (GVN) zeigten ein Maximum im Jahr 2022, aber auf deutlich niedrigerem Niveau.

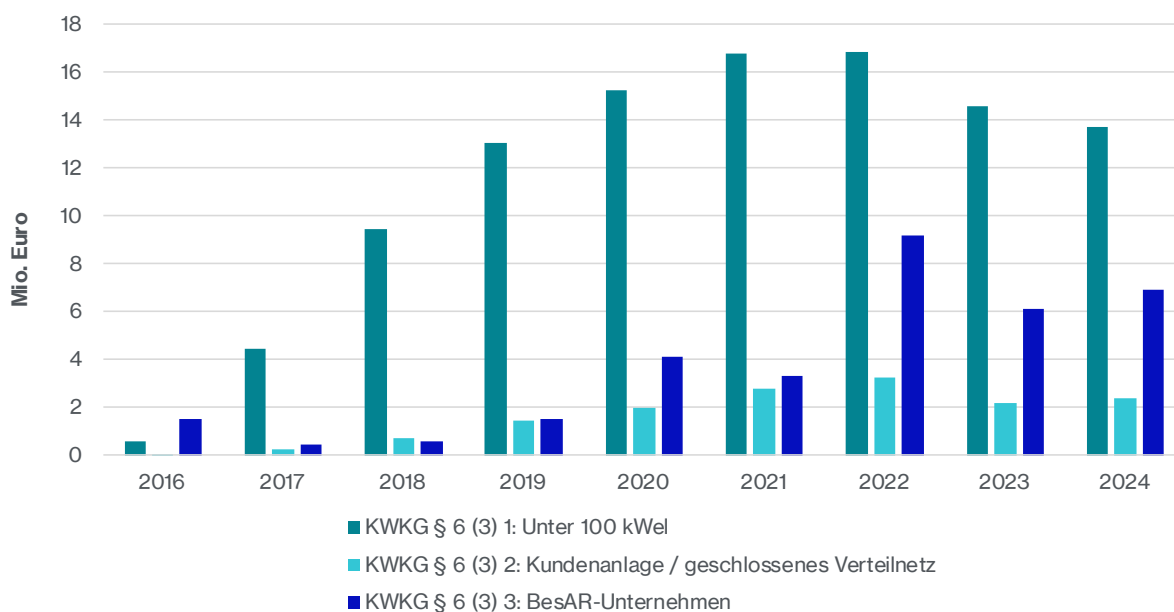
Abbildung 2-25: Geförderte KWK-Stromerzeugung nach §6(3) in GWh



Quelle: KWKG-Jahresabrechnung 2017-2025

In Abbildung 2-26 werden die mit dieser Stromerzeugung verbundenen Fördermengen dargestellt. Während die Dynamik über die Jahre gleich ist, zeigt sich eine deutlich größere Differenz zwischen den Fördermengen für Anlagen unter 100 kW_{el} (im Maximum 16,8 Mio. Euro) und denen für die stromkostenintensiven Unternehmen (9,2 Mio. kWh).

Abbildung 2-26: Geförderte KWK-Stromerzeugung nach §6(3) in Mio. Euro



Quelle: KWKG-Jahresabrechnung 2017-2025

Die Anlagenanzahl, die hinter diesen Förderungen stehen, kann nur für die zweite und dritte Kategorie aus den anlagenscharfen Informationen des BAFA entnommen werden: Insgesamt sind seit 2016 über 30.000 Anlagen unter 100 kW_{el} in die Förderung gekommen, ein Großteil erhält eine Förderung für eigenverbrauchten Strom, die genaue Anzahl kann aber aus den vorliegenden Informationen nicht gewonnen werden, da Anlagen unter 50 kW_{el} grundsätzlich von der Meldepflicht befreit sind. Bei den Anlagen, die Strom in Kundenanlagen oder GVN liefern, handelt es sich im Jahr 2023 um 52 Anlagen, bei den stromkostenintensiven Unternehmen um sieben Anlagen.

Bemerkenswert ist eine erhebliche Differenz zwischen den Informationen zur KWK-Stromerzeugung nach § 6 (3) 2 und § 6 (3) 3 nach den BAFA-Zahlen und den Jahresmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber: Werden die Zahlen miteinander verglichen, gibt es in jedem Jahr große Unterschiede, die auch keine eindeutige Richtung aufweisen. Ein Grund sind sicherlich fehlende Jahresmeldungen an das BAFA, vielleicht auch nur von einzelnen, größeren Anlagen. Dem sollte weiter nachgegangen werden, um Abweichungen zu reduzieren.

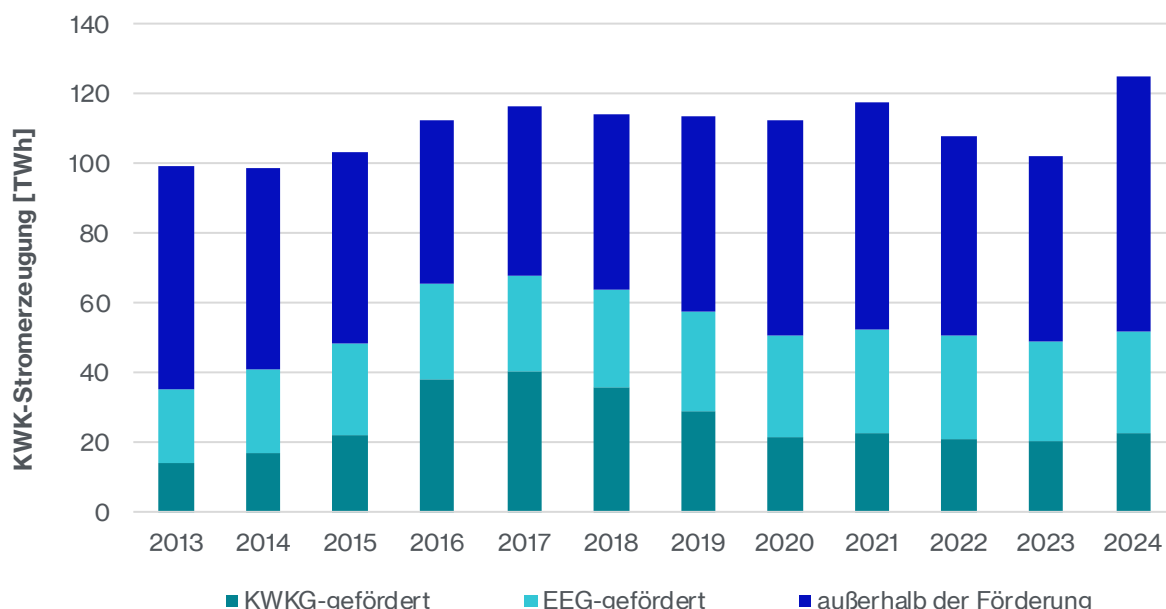
Betrachtung des Anteils der geförderten KWK-Stromerzeugung an der gesamten KWK-Stromerzeugung

Die KWK-Stromerzeugung wird einerseits direkt durch das KWKG gefördert, andererseits wird die Erzeugung in Biomasse-Anlagen sowie aus Grubengas durch das EEG gefördert. In Abbildung 2-27 wird für den Zeitraum 2013 bis 2024 die in jedem Jahr durch das KWKG geförderte KWK-Stromerzeugung dargestellt. Die als „außerhalb der Förderung“ dargestellte Menge kann bis zum Jahr 2017 sehr weitgehend betrachtet werden als die KWK-Stromerzeugung aus Anlagen mit abgelaufener KWK-Förderung. Seit 2017 sind Anlagen zur Strom-Eigenerzeugung installiert

worden, die grundsätzlich keine Förderung nach dem KWKG erhalten. Die Förderung der KWK-Stromerzeugung durch das EEG erfolgt insofern indirekt, als dass die Erzeugung in KWK oftmals eine Förderbedingung ist. Die Mengen der geförderten, biogenen KWK-Stromerzeugung werden nicht mehr genau ausgewiesen, es erfolgte deshalb eine prozentuale Abschätzung der geförderten Anteile differenziert nach Energieträgern.

Der Anteil der jährlich durch das KWKG geförderten KWK-Stromerzeugung an der gesamten KWK-Stromerzeugung stieg von 2013 bis 2017 kontinuierlich an, von 14 % auf 35 %. In absoluten Mengen waren es 14 bzw. 40 TWh. Seitdem nahm die durch das KWKG geförderte Strommenge wieder ab. Im Jahr 2023 beträgt sie nur noch 20 %, das sind 20 TWh, im Jahr 2024 zeigt sich ein leichter Anstieg auf 22 % mit 23 TWh. Bezogen auf die Gesamtmenge der KWK-Stromerzeugung macht die Förderung durch das EEG seit 2020 einen größeren Anteil als der über das KWKG geförderte KWK-Strom aus.

Abbildung 2-27: KWK-Stromerzeugung nach Förderregimen



Anmerkung: Die Stromerzeugung aus Biomasse und Grubengas wird über eine energieträgerscharfe Schätzung ermittelt, denn genaue Zahlen zur geförderten Unterscheidung der geförderten und nicht geförderten KWK-Stromerzeugung aus Biomasse-Anlagen liegen nicht vor. Klärgas und biogener Abfall werden nicht durch das EEG gefördert, feste Biomasse nur zu rund 80 %, die anderen biogenen Energieträger werden als durch das EEG gefördert betrachtet.

Quelle: KWKG-Jahresabrechnung 2014-2025; (AGEE-Stat 2023); eigene Darstellung Öko-Institut 2026.

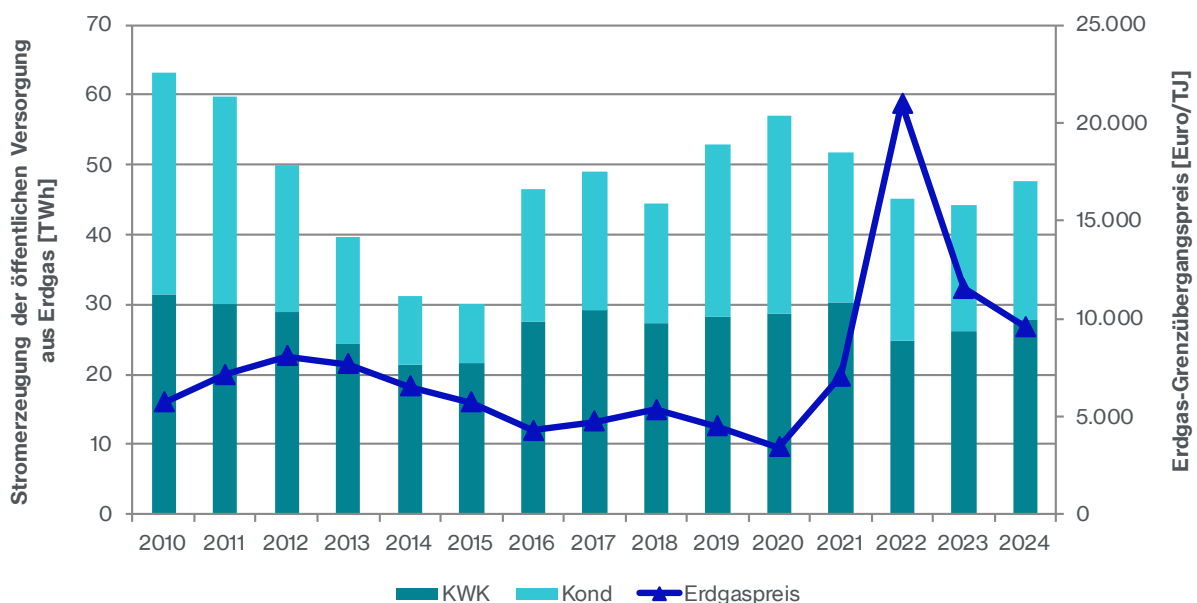
Bestandsanlagenförderung

Mit dem KWKG 2016 trat die Förderung von bereits ausgeförderten Bestandsanlagen in Kraft, die in den Jahren 2016 bis 2019 gewährt wurde. Förderberechtigt waren hocheffiziente Gas-KWK-Anlagen zwischen 2 und 300 MW_{el}, die zur Lieferung von Strom und Wärme an Dritte dienten. Die Förderung sollte die Stilllegung von Anlagen der öffentlichen Versorgung verhindern und diesen höhere Vollbenutzungsstunden ermöglichen. Sie lief wie geplant Ende 2019 aus. Berechtigte Anlagen erhielten 1,5 Cent/kWh in den Jahren 2016 bis 2018, im letzten Jahr wurde die Förderung

nach Anlagengröße schrittweise differenziert und reduziert, auf bis zu 0,3 Cent/kWh. Die Förderung wurde für insgesamt maximal 16.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt, wobei sich für jedes abgelaufene Kalenderjahr die Dauer der Zahlung um die tatsächlich erreichte Anzahl der Vollbenutzungsstunden reduzierte, mindestens aber um 4.000.

Um diese Förderung einzuordnen, erfolgt ein Blick auf die allgemeine Situation der Stromerzeugung aus Erdgas in den vergangenen Jahren: Von 2010 bis 2015 konnte eine stetige Abnahme der Stromerzeugung aus Erdgas bei den Anlagen der öffentlichen Versorgung beobachtet werden. Die Abnahme betraf die KWK-Stromerzeugung, aber in noch stärkerem Maße die ungekoppelte (Kond-) Stromerzeugung. Im Jahr 2016 war eine erhebliche Zunahme der Stromerzeugung aus Erdgas zu beobachten, die sich auch im Jahr 2017 fortsetzte. Dabei nahm die KWK-Stromerzeugung um 36 % von 2015 auf 2017 zu, während sich die ungekoppelte Stromerzeugung fast verdreifachte. Zwischen 2016 und 2021 ist die KWK-Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung relativ konstant etwa auf dem Niveau des Jahres 2010 geblieben. Sie sank im Jahr 2022 mit dem hohen Erdgaspreis, aber nicht auf das niedrige Niveau von 2015 (siehe Abbildung 2-28).

Abbildung 2-28: Entwicklung der Nettostromerzeugung aus Erdgas in der öffentlichen Versorgung



Quellen: (Öko-Institut 2018; BAFA 2023; Destatis 2022) ; Berechnung Öko-Institut.

Gründe für diesen Anstieg im Jahr 2016 sind einerseits niedrige Gaspreise sowie die Inbetriebnahme von neuen KWK-Anlagen, insbesondere zwei größeren Gas-Heizkraftwerken in Düsseldorf (Lausward) und Köln (Niehl). Auch die Bestandsanlagenförderung dürfte eine Zunahme der KWK-Stromerzeugung befördert haben. Seit dem Jahr 2016, dem Beginn der Bestandsanlagenförderung, reagierte offenbar vor allem die ungekoppelte Stromerzeugung auf den Erdgaspreis: Im Jahr 2020, bei besonders niedrigen Preisen, war sie besonders hoch, im Jahr 2018 hingegen besonders niedrig – während die KWK-Stromerzeugung etwa konstant blieb.

Die Förderung wurde insgesamt für 105 Bestandsanlagen bewilligt. Nach den BAFA-Daten (Stand Juli 2020) wurde von diesen im Zeitraum 2016 bis 2019 eine KWK-Stromerzeugung von jährlich 10 bis 12 TWh gefördert. Dies entspricht rund einem Drittel des in diesem Zeitraum in der öffentlichen Versorgung erzeugten KWK-Stroms aus Erdgas.

Während die Bestandsanlagenförderung einen Anreiz zum vermehrten Betrieb der Anlagen bot, reduziert sie dadurch auf der anderen Seite den Investitionsanreiz für neue Anlagen oder Modernisierungen. Es ist deshalb anzunehmen, dass die Förderung für diese Bestandsanlagen bis einschließlich 2019 vielfach dazu führte, dass Modernisierungen verzögert wurden und nach Auslaufen der Förderung Modernisierungen und Neubauten von Gas-KWK-Anlagen nachgeholt werden.

Nutzung der verschiedenen Boni

Zusätzlich zur Förderung der KWK-Stromerzeugung mit den Zuschlagssätzen nach § 7 oder § 8a KWKG, können Betreiber von KWK-Anlagen auch weitere Boni erhalten, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Die verschiedenen Boni und deren Nutzung werden im Folgenden erläutert:

Bonus für innovative erneuerbare Wärme (KWKG § 7a)

Seit dem 01.01.2020 erhalten KWK-Anlagen in innovativen KWK-Systemen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 10 MW nach § 7a (Bonus für innovative erneuerbare Wärme) einen Zuschlag auf ihre Förderung, abhängig vom innovativen Anteil an der Referenzwärme der KWK-Anlage. Diese Möglichkeit gibt es für Anlagen, die eine Förderung nach § 7 Abs. 1 oder § 8a in Verbindung mit der KWK-Ausschreibungsverordnung erhalten. Der Mindestanteil der erneuerbaren Wärme an der Referenzwärme der Anlage liegt bei 5 %, der Maximalanteil bei 50 %. Der Bonus steigt zwischen diesen Werten für jeden weiteren 5 %-Schritt an. Der minimale Bonus liegt bei 0,4 Cent/kWh, der Maximalbonus bei 7 Cent/kWh.

Diese Regelung ermöglicht es den Anlagenbetreibern sehr flexibel zu planen. Die Abstände zwischen den Förderschritten sind gering und für jedes Projekt kann spezifisch und kurzfristig entschieden werden, ob ein erneuerbarer Wärmeerzeuger rentabel ist und wenn ja, in welcher Größe. So können allerdings auch gewisse Mitnahmeeffekte entstehen und Kraftwerksbetreiber erneuerbare Wärme wirtschaftlich in ihr System einbauen, obwohl sie keine innovative Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (i-KWK Anlage) planen.

Zahlen des BAFA (Stand Juni 2025) zeigen seit Einführung des EE-Bonus lediglich einen Fall, in dem der Bonus ausgezahlt wurde – das Interesse ist somit eher gering. Die Inanspruchnahme des Bonus geht eher schleppend voran, in der letzten BAFA-Jahresmeldung ist nur eine Anlage mit 101 MW gemeldet, die den Bonus in Anspruch genommen hat, wobei der Anteil an der Referenzwärme 27 % im Jahr 2021 beträgt. Welche erneuerbaren Wärmemengen mit dieser Anlage erschlossen wurden, lässt sich mit den derzeit vorliegenden Informationen des BAFA noch nicht ermitteln. Eine Verfeinerung der Detailtiefe der Datenlieferung wäre sinnvoll, um die Entwicklung über die Jahre genau verfolgen zu können – wenn der Förderfall beibehalten und auf stärkeres Interesse stoßen würde.

Auch wenn der Bonus zu Zeiten wirksam wurde, in denen sehr einschneidende geopolitische Situationen auftraten (Corona-Pandemie, Angriffskrieg gegen die Ukraine), ist der Bonus seit fünf Jahre aktiv und selbst lange Projektplanungszeiten der KWK-Branche erklären die geringe Nachfrage nicht mehr.

Nach § 34 Abs. 2 Nr. 8 ist die Option zu prüfen, den Bonus für innovative erneuerbare Wärme abweichend von § 7a im Wege von Ausschreibungen zu vergeben. Insgesamt liegt aber die Tendenz nahe, dass der Weg über die Ausschreibung das Interesse nicht heben würde. Eine Ausschreibung bedeutet einen zusätzlichen administrativen Aufwand. Der große Vorteil an dem EE-Bonus liegt allerdings in der Flexibilität und der Möglichkeit, einem bereits geplanten KWK-Projekt einen erneuerbaren Erzeuger anzufügen. Weiterhin gibt es bereits die Ausschreibung für die i-KWK. Eine zusätzliche Ausschreibung für einen innovativen EE-Bonus läge inhaltlich sehr nah an der bereits existenten Ausschreibung und würde wohl vor allem eine Erweiterung der Anlagengröße der i-KWK ermöglichen, die bislang bei 10 MW_{el} gedeckelt ist.

Bonus für elektrische Wärmeerzeuger (KWKG § 7b)

Ab dem Inbetriebnahmejahr 2025 war vorgesehen, dass Betreiber von Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 Megawatt, die mindestens 30 % und maximal 100 % der Wärmeleistung aus dem KWK-Prozess mit einem fabrikneuen elektrischen Wärmeerzeuger bereitstellen können, einen Bonus von 70 Euro/kW thermischer Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers erhalten. Der Bonus sollte nicht für innovative KWK-Systeme mit Förderung nach § 7a gelten. Dieser Bonus stand unter einem beihilferechtlichen Vorbehalt nach § 35 (19) und ist nicht in Kraft getreten. Im Gegensatz zur Finanzierung von elektrischen Wärmeerzeugern über § 13 Abs. 6a EnWG ist der Bonus nicht auf die Nordhälfte Deutschlands begrenzt. Der Bonus hätte also auch PtH-Anlagen fördern können, die bei niedrigen Strompreisen tendenziell engpassverschärfend wirken.

Bonus für den Ersatz von bestehenden Kohle-KWK-Anlagen (KWKG § 7c)

Seit dem Jahr 2016 werden Gas-KWK-Anlagen mit einem zusätzlichen Bonus gefördert, wenn sie bestehende KWK-Anlagenleistung ersetzen, die Strom auf Basis von Stein- oder Braunkohle produzieren und eine Förderung nach § 7 Abs. 1, § 8a oder § 8b erhalten. Damit soll der Umstieg auf eine CO₂-ärmere, gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung beschleunigt werden.

Bei seiner Einführung im Jahr 2016 war der Kohleersatzbonus ein arbeitsbezogener Zuschlag auf die Einspeisung von 0,6 Cent/kWh (KWKG 2016, § 7 (2)). Mit der Überarbeitung im KWKG 2020 wurde der Kohleersatzbonus in eine leistungsbezogene Einmalzahlung (Euro/kW) umgewandelt. Der Kohleersatzbonus ist seit 2020 gestaffelt nach Alter der ersetzten Anlage und dem Inbetriebnahmedatum der ersetzenden Anlage: Je älter die Anlage und je später der Ersatzzeitpunkt, desto geringer der Bonus. So beträgt er z. B. 5 Euro/kW_{el} für eine neue KWK-Anlage, die bis Ende 2026 den Betrieb aufgenommen hat und eine Anlage ersetzt, die zwischen 1975 und 1984 in Betrieb gegangen ist und 390 Euro/kW_{el} für den Ersatz einer Anlage bis Ende 2023, die ab 1995 in Betrieb gegangen ist. Der Zuschlag für den Kohle-Ersatz bezieht sich dabei immer nur auf den KWK-Leistungsanteil, der die elektrische KWK-Leistung einer bestehenden KWK-Anlage ersetzt.

Mit dem vorliegenden BAFA-Datensatz wurde der Kohleersatz-Bonus bis 2023 für 12 Anlagen gewährt. Die neu gebauten oder modernisierten Anlagen haben insgesamt eine elektrische KWK-Leistung von 1,1 GW_{el} bei MW und eine thermische Leistung von 1,2 GW_{th} (siehe Tabelle 2-13).

Diese Anlagen ersetzen Steinkohle und Braunkohle-KWK-Anlagen, die in Summe eine Leistung von 664 MW_{el} hatten. Die ersetzten Kohle-KWK-Anlagen sind jeweils spätestens 12 Monate nach Aufnahme des Dauerbetriebs endgültig stillgelegt, die förderrelevante Kohleersatzleistung war etwas niedriger mit 569 MW_{el}.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die arbeitsbezogenen Kohleersatzboni nach KWKG 2016 §7 (2) nicht separat ausgewiesen, die leistungsbezogenen Zuschläge über § 7c KWKG 2020 wurden laut KWKG-Jahresmeldung der Übertragungsnetzbetreiber erstmalig im Jahr 2022 mit 27 Mio. Euro (2024: 18 Mio. Euro) ausgezahlt.

Mit Stand Juni 2025 sind in den Daten des BAFA 19 Anlagen mit Vorbescheid nach § 12 KWKG und der Absicht, den Kohleersatzbonus in Anspruch zu nehmen, gelistet. Nach den Planungsdaten sind 12 dieser Anlagen bis 2023 in Betrieb gegangen, finden sich allerdings noch nicht in den Informationen zu den geförderten Anlagen. Diese Anlagen sowie solche, deren geplantes Inbetriebnahmejahr nicht angegeben ist oder nach dem Jahr 2023 liegt, würden die derzeit geförderten Kohleersatz-Leistungen mehr als verdoppeln. Allerdings ist zu beachten, dass Vorbescheide nicht zwingend zum Gegenstand der konkreten Zulassung gemacht werden und bei einigen Anlagen anzunehmen ist, dass sich die Planungen geändert haben werden, denn manche Vorbescheide wurden vor dem Jahr 2020 beantragt. Einige Anlagenbetreiber, die ursprünglich den Kohleersatzbonus in Anspruch nehmen wollten, werden sich in der Zwischenzeit auch für eine Förderung über die Steinkohleauktion entschieden haben.

Tabelle 2-13: Geförderte Anlagen mit Kohleersatz-Bonus

Inbetriebnahmejahr	Anzahl	Leistung MW _{el}	Leistung MW _{th}	Kohleersatz-leistung MW _{el}	Stilllegungs-leistung MW _{el}
2016	1	110	137	43	43
2017	0	0	0	0	0
2018	2	17	136	17	108
2019	2	458	399	226	226
2020	0	0	0	0	0
2021	3	253	287	72	72
2022	3	170	164	141	144
2023	1	88	76	71	71
2024	0	0	0	0	0
Summe	12	1.096	1.200	569	664
Vorbescheide	19	2.280	3.252	1.208	1.141

Quelle: BAFA Juni 2025; Zusammenstellung Öko-Institut 2025.

Insgesamt sind knapp 10 GW elektrischer Leistung mit den Inbetriebnahmejahren 2016 bis 2023 gefördert worden (siehe Tabelle 2-8). Die 1,1 GW mit dem Kohleersatzbonus und die Anlage mit 101 MW mit dem erneuerbaren Bonus stellen somit 12 % der geförderten Leistung in diesen Inbetriebnahmejahren dar. Damit trägt die mit den neuen Boni verbundene neue geförderte Leistung in nennenswertem Maße zum KWK-Zubau bei, auch wenn erst sehr wenige Anlagen die Boni beantragt haben.

Die KWK-Stromerzeugung dieser Anlagen betrug im Jahr 2023 mit knapp 3 TWh etwa 14 % der KWK-Nettostromerzeugung. Die Boni sind somit mit einer Menge an der KWK-Stromerzeugung verbunden, die relevant ist für die Erreichung der Zielsetzung des KWKG bezüglich der absoluten Menge der KWK-Stromerzeugung. Sie erhöhten die Wirtschaftlichkeit der Anlagen und begünstigten damit entsprechend die Umsetzung der Anlagenkonstellation. Durch den Wechsel des Energieträgers von Kohle zu Gas wurden CO₂-Emissionen eingespart, zum einen wegen der geringeren Emissionsintensität des Energieträgers, zum anderen wegen der durchschnittlich höheren Effizienz der Anlagen. Damit tragen die Boni auch zu den indirekten Zielen des KWKG 2016 bei. Auch für die überarbeitete Zielstellung des KWKG 2023, in der als Zweck des KWKG die Unterstützung der Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung Deutschlands, die vollständig auf erneuerbaren Energieträgern beruht, genannt wird, sind die Boni als zielführend anzusehen: Moderne Gas-KWK-Anlagen können flexibler die Residuallast zur Verfügung stellen als Kohle-Anlagen. Und die Unterstützung der erneuerbaren Energien zur Wärmebedarfsdeckung ist als ein direkter Beitrag zum angestrebten Energiesystem anzusehen.

TEHG-Bonus nach § 7(5), bis KWKG 2018

Bis zum KWKG 2018 wurde ein Zuschlag für KWK-Strom aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes von 0,3 Cent je Kilowattstunde gewährt. In den BAFA-Jahresmeldungen ist dieser Bonus für 75 Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2014 bis 2023 ausgewiesen, die zusammen eine elektrische Leistung von 5,2 GW_{el} haben. Mit dem KWKG 2020 stieg die Förderung für neue KWK-Anlagen um 0,3 ct/kWh, der Betrag des Bonus, der mit dieser Novelle wegfiel. Der Zuschlag wurde dabei nicht nur für neue, sondern auch für modernisierte KWK-Anlagen angehoben, jedoch nur für die Leistungsanteile von mehr als 2 MW_{el}.

KWK-Ausschreibungen

Mit dem vorliegenden Datensatz zu den geförderten Anlagen vom Juni 2025 sind derzeit 58 KWK-Anlagen mit 319 MW_{el} in den Ausschreibungen erfolgreich gewesen und in Betrieb gegangen, sodass sie eine Förderung entsprechend ihres Gebotes erhalten (siehe Tabelle 2-14). Die erste Anlage wurde 2017 in Betrieb genommen. Die Größe variiert zwischen 0,6 MW_{el} und 31 MW_{el}. Die Anzahl der innovativen KWK-Systeme, die in Ausschreibungen erfolgreich waren, in Betrieb gegangen sind und nun eine Förderung erhalten, ist deutlich geringer: Im vorliegenden Datensatz sind 11 Anlagen aufgeführt mit insgesamt 47 MW_{el}. Die Größe der KWK-Anlage variiert zwischen 1,9 und 8.9 MW_{el}.

Tabelle 2-14: Geförderte Anlagen nach Ausschreibungen

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2017-2023
Ausschreibung für KWK-Anlagen								
Anzahl der Anlagen in Förderung	1	0	3	10	24	11	9	58
Elektrische KWK-Leistung [MW _{el}]	2	0	15	61	112	69	60	319
Ausschreibung für innovative KWK-Systeme								
Anzahl der Anlagen in Förderung	0	0	0	0	0	7	4	11
Elektrische KWK-Leistung [MW _{el}]	0	0	0	0	0	37	10	47

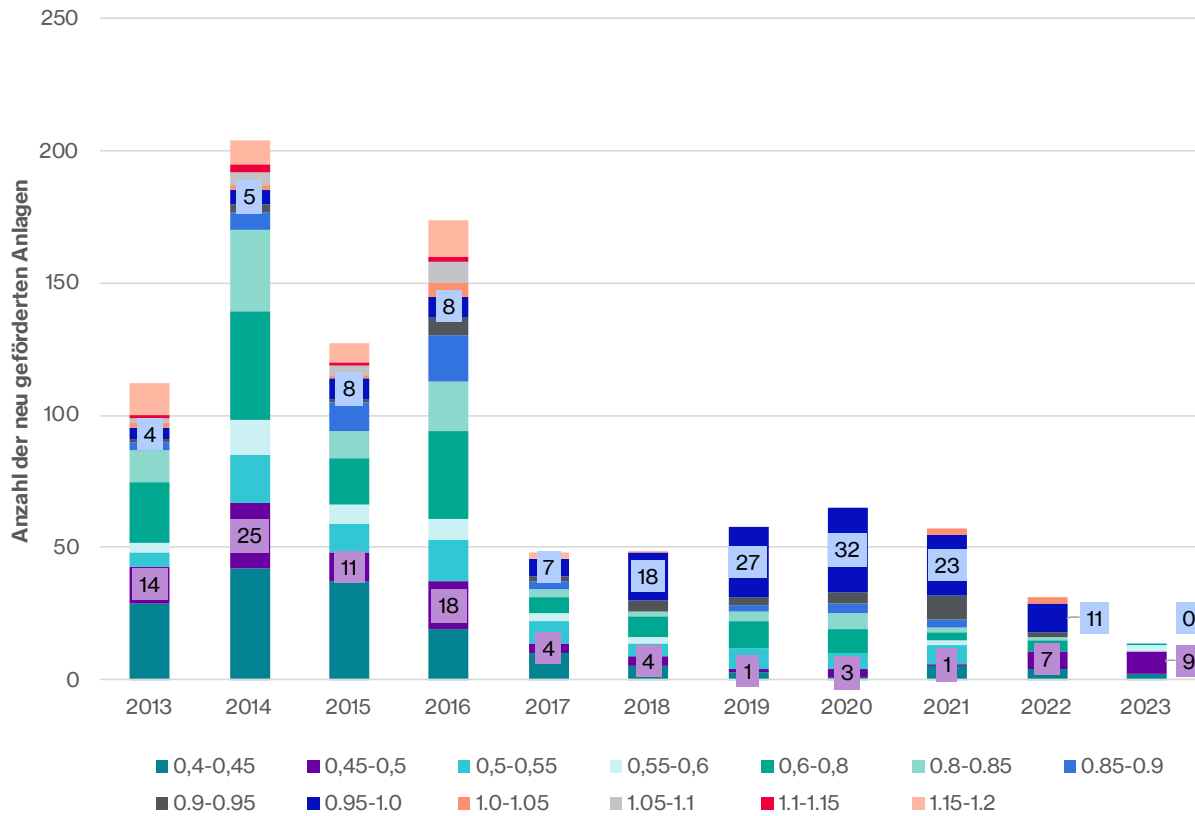
Quelle: BAFA Juni 2025; Zusammenstellung Öko-Institut 2025.

Die Einführung der Ausschreibungen im KWKG für bestimmte Anlagengrößen hat die Dimensionierung von Neuanlagen deutlich beeinflusst. Dies lässt sich besonders in den folgenden beiden Abbildungen veranschaulichen, die die neu geförderten Anlagen in der Größenklasse 0,4 bis 1,2 MW_{el} in den Jahren 2013 bis 2023 darstellen.

In Abbildung 2-29 werden die Sprünge verdeutlicht, die sich mit der Einführung der Auktion ab 2017 für Anlagen zwischen 1 und 50 MW_{el} sowie ab 2021 auch für Anlagen ab 0,5 MW_{el} ergeben: 2016 gab es eine besonders große Menge an Anlagen zwischen 1 und 1,2 MW_{el}, die noch vor dem Beginn der Ausschreibungen den einheitlichen Förderbetrag nach § 7 erhalten haben. Im Jahr 2017 gab es einen deutlichen Einbruch in der Anzahl der geförderten Anlagen in dem betrachteten Größensegment, mit einem kontinuierlichen, leichten Anstieg bis zum Jahr 2020. Dabei wird ersichtlich, dass besonders die Anzahl der Anlagen mit 0,95 bis 1 MW_{el}, also knapp unter der Ausschreibungsschwelle, erheblich zugenommen hat.

Seit dem Jahr 2021 müssen auch Anlagen ab 0,5 kW_{el} in der Auktionierung erfolgreich sein, um eine Förderung nach dem KWKG zu erhalten. Entsprechend sieht man eine ähnliche Entwicklung wie zwischen den Jahren 2016 und 2017 wieder zwischen den Jahren 2021 und 2023, wobei erneut die Größenklasse knapp unterhalb der Auktionierungsgrenze deutlich zunimmt.

Abbildung 2-29: Anzahl der geförderten Anlagen in der Größenklasse 0,4-1,2 MW_{el} nach Inbetriebnahmejahr

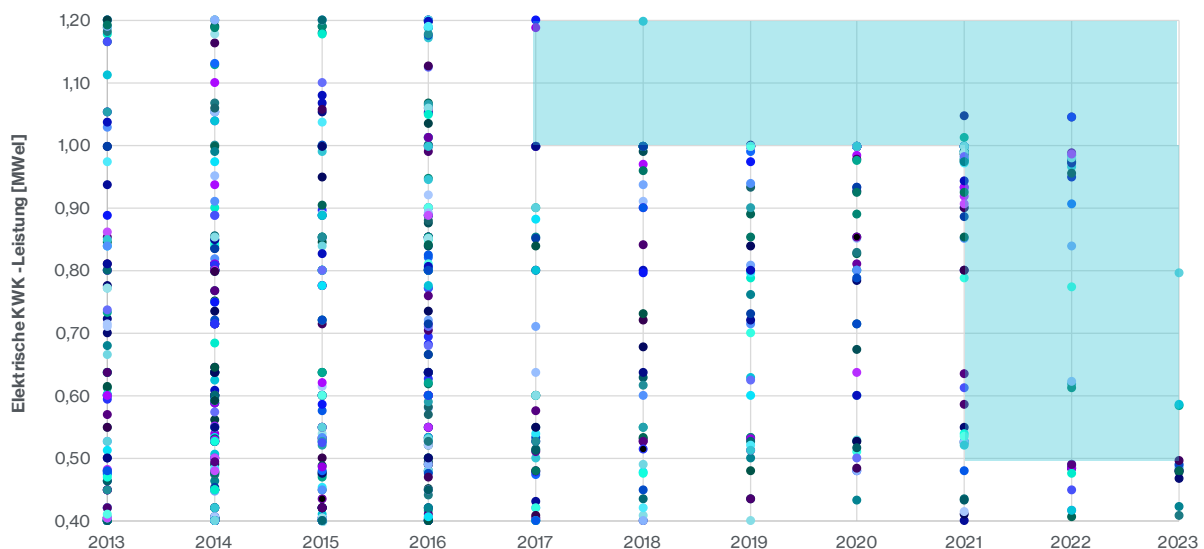


Quellen: Bafa-Information, Stand Juni 2025; Berechnung Öko-Institut.

In der folgenden Abbildung wird die Sprungstelle noch einmal deutlich gemacht durch die hellblauen Rechtecke: Im ersten, das ab dem Jahr 2017 startet, befinden sich nur noch sieben geförderte Anlagen: Die drei in den Jahren 2017 und 2018 erhielten eine Förderung nach der Übergangsbestimmung § 35 (14), die vier Anlagen im Jahr 2021 und 2022 sind Anlagen, die nach erfolgreicher Ausschreibung gefördert werden.

Das zweite Rechteck beginnt in 2021 und markiert damit den Start der Auktionierung der Anlagen ab 0,5 MW_{el}. In diesem Rechteck befinden sich noch einige Anlagen, die nach der Übergangsbestimmung nach § 35 Abs. 21 gefördert werden, aber auch Anlagen, die in der Auktionierung erfolgreich waren.

Abbildung 2-30: Geförderte Anlagen in der Größenklasse 0,8-1,2 MW_{el} nach Inbetriebnahmejahr und elektrischer Leistung



Anmerkung: Die Punkte stellen in Betrieb gegangene, geförderte Anlagen dar, die Farbe der Punkte ist vernachlässigbar.
Quellen: BAFA-Information Stand, November 2025; Berechnung Öko-Institut.

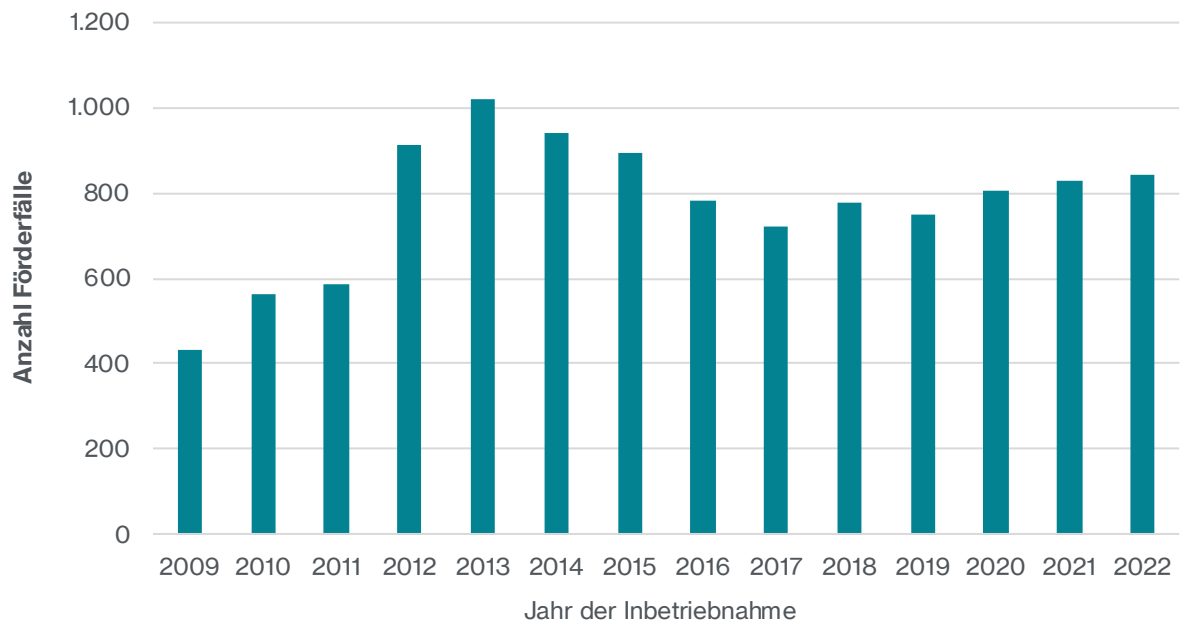
Wärme- und Kältenetze

Der Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie die schrittweise Umstellung der bestehenden leitungsgebundenen Wärmeversorgung auf erneuerbare Energieträger ist ein wichtiger Beitrag für eine effiziente, CO₂-arme Wärmebereitstellung. Ihr vorrangiger Einsatz in verdichteten Siedlungsgebieten ist nicht nur auf die erhöhte Wirtschaftlichkeit infolge der hohen Abnehmerdichte zurückzuführen, sondern kann ebenso auf möglichen räumlichen oder technischen Restriktionen dezentraler Lösungen basieren. Insbesondere für große Abnehmerobjekte kann so effiziente, emissionsarme Wärme und Kälte bereitgestellt werden. Aufgrund des durch die Bundesrepublik Deutschland ratifizierten Pariser Klimaabkommens müssen die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Wärmesektor bis 2045 auf (nahe) Null gesenkt werden. Durch die Dekarbonisierung von Wärmenetzen werden die angeschlossenen Abnehmer fossilfrei mit Wärme versorgt. Indem eine Erweiterung und Nachverdichtung der Wärmenetze vorgenommen wird, können weitere dezentrale, aktuell fossil betriebene Techniken abgelöst werden.

Vor diesem Hintergrund ist es relevant, die Entwicklung dieses zentralen Bestandteils einer in Zukunft gesicherten und vorrangig erneuerbaren Wärmebereitstellung aufzuzeigen. Als Grundlage hat das BAFA Daten zu den über das KWKG geförderten Wärmenetzen bereitgestellt (BAFA 2025). Der Datenstand ist der 01.05.2025, sodass der Betrachtungszeitraum die Jahre 2009 bis 2024 abdeckt. In den folgenden Abbildungen wird jedoch bewusst auf eine Darstellung der Jahre 2023 und 2024 verzichtet, da die entsprechenden Werte die beiden Jahre noch nicht vollständig abdecken und es somit zu Fehlinterpretationen kommen könnte. Zur weiteren Einordnung der BAFA-Daten wurden die Angaben des aktuellen AGFW-Hauptberichtes ergänzt (AGFW 2025a).

Die folgende Abbildung 2-31 zeigt die jahresspezifische Anzahl der Förderfälle, wobei sich die Zuordnung auf das Datum der Inbetriebnahme des Wärmenetzes bezieht. Zwischen 2009 und 2013 steigt die Zahl der Förderfälle auf ein Maximum von 1.020 Förderfällen an, fällt dann bis zum Jahr 2017 auf eine Anzahl von 719 wieder ab und steigt bis 2022 langsam auf 844 Förderfälle an.

Abbildung 2-31: Anzahl Förderfälle Wärmenetze nach dem Jahr der Inbetriebnahme



Datenquelle: BAFA, Stichtag 01.05.2025

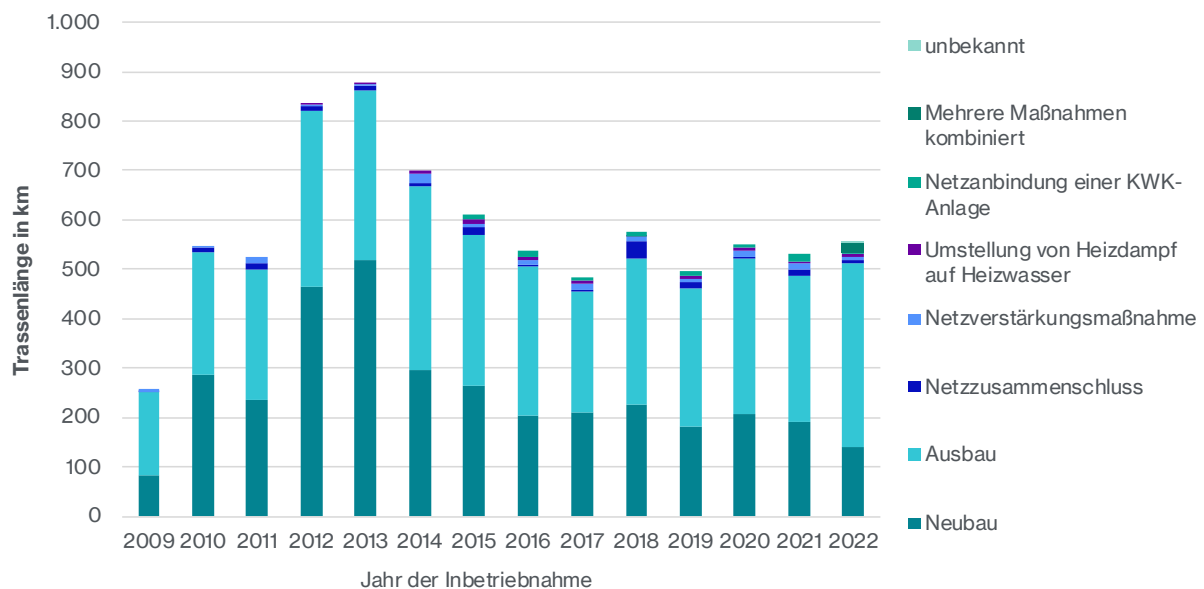
Quelle: IFAM 2025 mit Daten von BAFA, 2025

Da die Anzahl der Förderfälle allein wenig Aussagekraft über die tatsächliche Infrastrukturentwicklung hat, ist in der folgenden Abbildung 2-32 die jährlich geförderte Trassenlänge differenziert nach den jeweiligen Baumaßnahmen dargestellt. Der Verlauf mit einem Maximum im Jahr 2013 und dem anschließenden Einpendeln auf einem leicht niedrigeren Niveau ist vergleichbar mit dem Verlauf der Anzahl der Förderfälle. Während die Netzlänge durch Ausbaumaßnahmen im Zeitverlauf vergleichsweise konstant bleibt, zeigen sich größere Schwankungen der Neubauaktivitäten. Aus den Neubauaktivitäten resultiert auch der sprunghafte Anstieg im Jahr 2012 und 2013 auf jeweils rund 850 km/a, was auf die verbesserte Förderung des KWKG 2012 und damit eine höhere Investitionsbereitschaft zurückzuführen sein dürfte. 2022 ist ein leichtes Absinken der Neubauaktivitäten festzustellen, wohingegen der Ausbau von rund 300 km zwischen 2015 und 2021 auf gut 370 km angestiegen ist. Die mittlere Netzlänge je Förderfall ist über den Zeitverlauf weitgehend konstant geblieben und liegt im Zeitraum 2014 bis 2022 zwischen rund 650 m und 750 m.

Weitere geförderte Maßnahmen umfassen die Netzanbindung einer KWK-Anlage, die Umstellung von Heizdampf auf Heizwasser, sonstige Netzverstärkungsmaßnahmen sowie Netzzusammenschlüsse. Ihr aufsummierter Anteil an der gesamten geförderten Netzlänge ist gering, übersteigt erstmals in 2014 35 km/a und bleibt in den Folgejahren konstant bei 27 bis 55 km/a. Im Jahr 2022 wurde die Antragstellung geändert und auch eine Nennung von

Kombinationen der Maßnahmen ermöglicht. Während die Gesamtlänge der geförderten Maßnahmen in der Größenordnung der Vorjahre verbleibt, sinkt die Länge der geförderten Netze aus der Gruppe ohne Neu- und Ausbau auf rund 22 km, dafür kommen gut 17 km geförderte Netze mit kombinierten Maßnahmen hinzu. Die Kombinationen können dabei zwei oder auch mehr Maßnahmen sein.

Abbildung 2-32 Wärmenetz-Trassenlängen nach Baumaßnahmen und Jahr der Inbetriebnahme



Datenquelle: BAFA, Stichtag 01.05.2025

Quelle: IFAM 2025 mit Daten von BAFA, 2025

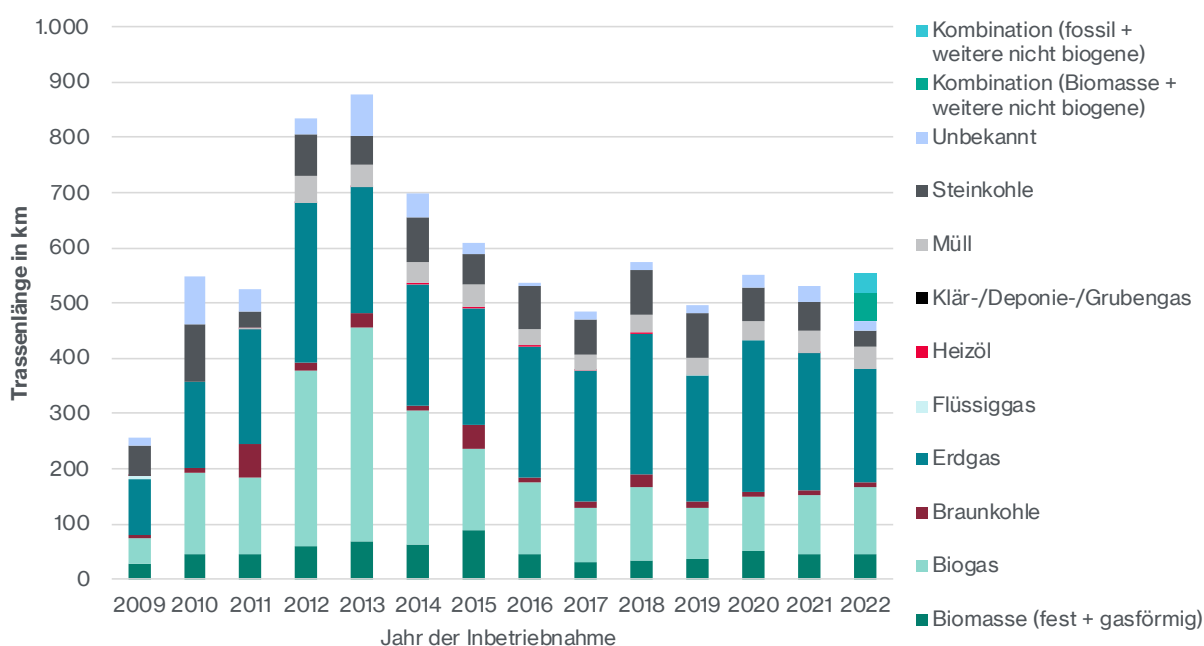
Mit Blick auf die angestrebte Klimaneutralität gilt es, die für die Wärmenetze verwendeten Brennstoffarten aufzuschlüsseln. In Abbildung 2-33 wird gezeigt, dass die Anteile von Erd- und Biogas dominieren. Sie haben im Mittel mit 39 % bzw. 25 % den größten Anteil im Betrachtungszeitraum von 2009 bis 2022, gefolgt von Steinkohle mit 12 % und Biomasse (Kombination fest + Gas) mit knapp 9 %. Die Schwankungen im Gesamtverlauf und insbesondere die hohen Werte im Jahr 2012 und 2013 sind maßgeblich auf den wechselnden Anteil von Biogas zurückzuführen. Die Anteile der übrigen Brennstoffe bleiben konstant. Insgesamt ist zu beachten, dass in den Daten des BAFA für jeden Förderfall bis einschließlich 2021 genau ein Energieträger der größten KWK-Anlagen angegeben ist. Mit Blick auf einen Anteil von rund 85 % der KWK an der Fernwärmeerzeugung (AGFW 2025) handelt es sich in der Regel auch um den dominierenden Energieträger der gesamten Fernwärmeeinspeisung.

Ab dem Inbetriebnahmejahr 2022 wurde auch hier in der Antragstellung eine Anpassung vorgenommen, sodass nun auch die Angabe von Kombinationen von Brennstoffen möglich sind, wobei eine alphabetische Sortierung vorgenommen wird. Da aus diesen Angaben die Anteile der einzelnen Brennstoffe oder die Hauptbrennstoffe der einzelnen Wärmenetze nicht hervorgehen, ist eine Auswertung der insgesamt eingesetzten Brennstoffmengen nicht möglich. So würden z. B. für ein Netz, in welchem 99 % Erdgas und 1 % Biomethan verbrannt werden, die Brennstoffe

„Biomethan, Erdgas“ angegeben werden. Biomasse (fest + gasförmig) ist dabei zu 100 % Biomasse, allerdings sind die Anteile gasförmiger und fester Biomasse unbekannt.

Zur Auswertung der vorhandenen Daten für das Inbetriebnahmejahr 2022 sind deshalb die Brennstoff-Kombinationen mit biogenen Brennstoffen sowie jene gänzlich ohne biogene Brennstoffe zusammengefasst worden. Darüber hinaus wurde der Energieträger feste Biomasse um die Kombination feste mit gasförmiger Biomasse erweitert. Zusammen tragen rein biogen betriebene KWK-Anlagen zwischen 2009 und 2022 im Mittel rund ein Drittel zum Netzausbau bei.

Abbildung 2-33 Wärmenetz-Trassenlängen nach Brennstoffart und Jahr der Inbetriebnahme



Datenquelle: BAFA, Stichtag 01.05.2025

Quelle: IFAM 2025 mit Daten von BAFA, 2025

Die genauere Betrachtung der Maßnahmenswerpunkte von den dominanten Energieträgern Erdgas und Biogas zeigt weiterhin, dass es sich bei den Förderfällen mit der Brennstoffart Erdgas vorrangig um den Ausbau von Netzen handelt, wohingegen bei der Brennstoffart Biogas der Neubau im Fokus steht. Die so ermittelten Angaben zu den Energieträgern sind jedoch mit Vorsicht zu betrachten, da lediglich der Hauptbrennstoff der größten einspeisenden KWK-Anlage erhoben wird. Diese Verteilung lässt sich zunächst räumlich erklären, da die neuen, mit Wärme aus Biogas-Anlagen betriebenen Netze häufig gerade erst in kleineren Städten und Gemeinden neu aufgebaut werden, während in Großstädten ein Ausbau der bestehenden Netze zu beobachten ist, die in der Regel mit Wärme aus Erdgas-KWK-Anlagen betrieben werden. Außerdem könnte es ein Indiz dafür sein, dass die neuen Netze bereits auf nachhaltigere Energieträger setzen, um zukunftsfähig zu sein. 2020 wurde jedoch bei Biomasse nahezu gleich viel neu- und ausgebaut, in den beiden Folgejahren liegt der Ausbau deutlich oberhalb des Neubaus. Da die aktuellen Daten ab 2023 unvollständig sind, ist der Wechsel des Schwerpunkts von Neubau zu Ausbau zunächst nur für zwei Jahre festzustellen. Eine Verstetigung des Trends wird erst in einigen Jahren zu bewerten sein.

Tabelle 2-15: Maßnahmenschwerpunkte nach Brennstoffart KWK (Bezug: Trassen-km 2009–2022)

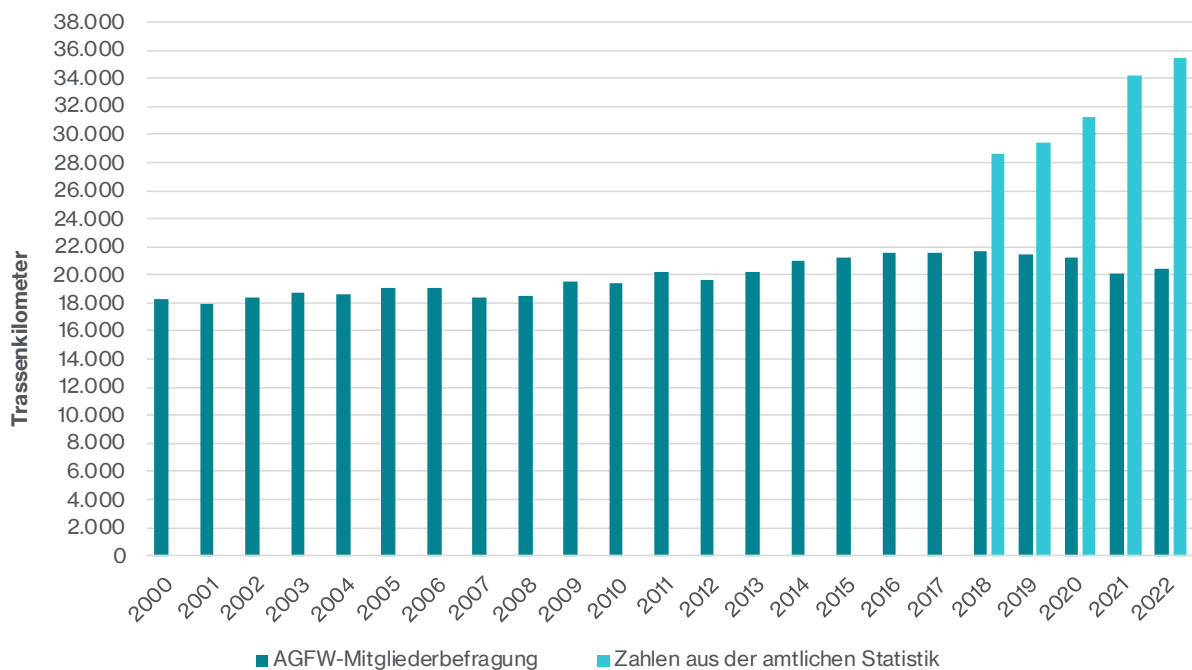
Brennstoffart	Neubau	Ausbau
Erdgas	39%	55%
Biogas	64%	33%

Quelle: IFAM, 2025 mit Daten von BAFA, 2025

Eine Aufschlüsselung der geförderten Trassenkilometer nach Bundesländern zeigt weiterhin Bayern auf dem ersten Rang mit 21 %. Es folgen Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen mit jeweils 16 % sowie Niedersachsen mit 10 % und Schleswig-Holstein mit 9 %.

In Anbetracht der einseitigen Datengrundlage über die Entwicklung von Kälte- und Wärmenetzen gilt es, die Daten entlang weiterer Quellen einzuordnen. Hierfür werden die Daten zu den aufsummierten Trassenkilometern aus dem aktuellen AGFW-Hauptbericht (AGFW 2024) herangezogen und nach Jahren abgebildet. Allerdings zeigen diese Daten immer den aktuellen Stand des Berichtsjahres an und nicht die Jahre der Inbetriebnahme. Zusätzlich ändert sich der Teilnehmendenkreis jährlich (bezogen auf den Anschlusswert in MW z. B. 2017 zu 2018: -0,2 %; 2018 zu 2019: -3,8 %), jedoch in einem Umfang, der trotzdem eine Auswertung der Gesamtentwicklungen zulässt. Erstmals werden in dem AGFW-Hauptbericht 2021 auch Daten aus der amtlichen Statistik gezeigt, die seit 2018 erhoben werden. Sie werden in der Abbildung unten ebenfalls aufgeführt. Hier gilt es zu beachten, dass entlang der Zahlen aus dem Verband nur die Daten der Mitgliedsunternehmen, die sich in den jeweiligen Jahren beteiligt haben, gezeigt werden, während die Daten aus der amtlichen Statistik den Gesamtmarkt abbilden. Es ist also erwartbar, dass die Zahlen der amtlichen Statistik oberhalb derer aus dem AGFW-Hauptbericht liegen.

Abbildung 2-34: Entwicklung des Fernwärmebestandes in Deutschland



Quelle: IFAM, 2025 mit Daten von AGFW 2024

Der weitere Zubau von Wärme- und Kältenetzen zeigt die stetige Relevanz dieser Wärmeversorgungstechnik für viele Gebäudeeigentümer als Zukunftstechnik, aber auch die Notwendigkeit seitens der Energieversorger, den weiteren Rückgang von Abnahmemengen entlang von Gebäudesanierungen durch den Ausbau und Anschluss neuer Kunden zu kompensieren. Die über die letzten Jahre geförderte Netzlänge von rund 550 km bildet also Maßnahmen an 1,5 % der Gesamttrassenlänge in Höhe von rund 35.000 km ab.

In Abschnitt 2.2.3 werden die Investitionen in Wärmenetze aufgezeigt.

Wärmespeicher

Wärmespeicher sind im Zuge der Nutzung fluktuierender Energiequellen unabdingbar und werden immer relevanter für die zukünftige Wärmeversorgung. Wärmespeicher ermöglichen eine zeitliche Entkopplung der KWK-Stromerzeugung mit der Nutzung der ausgekoppelten Wärme. Damit wird es möglich, dass die Stromerzeugung einer KWK-Anlage auf die Signale des Strompreises reagiert und Strom vor allem in Stunden erzeugt, in denen der Strompreis hoch ist.

Im Falle einer Inbetriebnahme dieser Speicher bis zum 31.12.2026²⁸ und der Erfüllung weiterer Mindestanforderungen werden sie über das KWKG gefördert. Mit dem am 01.04.2025 neu in Kraft getretenen KWKG 2025 wird Wärme aus erneuerbaren Energien sowie unvermeidbare Abwärme

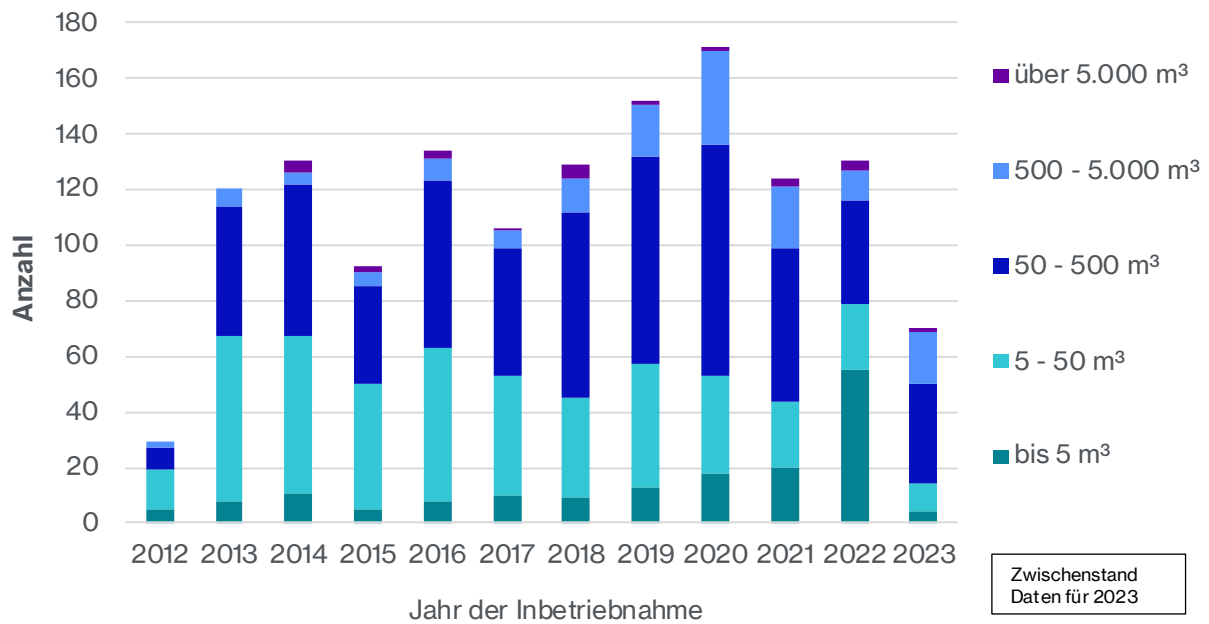
²⁸ Alternativ müssen alle landesrechtlich erforderlichen Genehmigungen vorliegen und der Speicher innerhalb von vier Jahren nach Ausstellen der letzten landesrechtlichen Genehmigung in Betrieb genommen werden. Liegen keine landesrechtlichen Voraussetzungen vor, ist ein Nachweis der verbindlichen Baubeauftragung ausreichend.

der Wärme aus KWK-Anlagen gleichgestellt, sofern der Anteil der Wärme aus KWK-Anlagen 10 % der eingespeisten Wärme nicht unterschreitet. Anzahl und Größe richten sich dabei nicht nur nach der Förderhöhe, sondern sind insbesondere von den betrieblichen Notwendigkeiten und wärmeseitigen Anforderungen sowie der notwendigen Speicherzeit abhängig. Bei KWK-Anlagen, die vorwiegend zur Wärmeversorgung betrieben werden, ist das benötigte Speichervolumen meist geringer als bei einer Wärmeabgabe, die unabhängig vom Bedarf ist. Dazu zählt beispielsweise ein strompreisgeführter KWK-Betrieb oder Wärme aus volatilen Quellen wie der Solarthermie.

Die folgenden Diagramme und Abbildungen geben eine Übersicht der Entwicklung von Wärmespeichern in Deutschland für die Jahre 2012 bis einschließlich 2023. Analog zu den Wärme- und Kältenetzen werden als Datenbasis die durch das KWKG geförderten Wärmespeicher genutzt, die den BAFA-Daten mit dem Stand 01.05.2025 entnommen wurden (BAFA 2025). Im Gegensatz zu der Auswertung der Netzentwicklung wird hier zusätzlich das Inbetriebnahmejahr 2023 betrachtet, da die Datenbasis für dieses Jahr der Inbetriebnahme bereits groß genug ist, um eine erste Orientierung für die relevanten Bezugsgrößen zu liefern.

Eine Übersicht der Wärmespeicher nach Größenklassen und Jahr der Inbetriebnahme zeigt die Abbildung 2-35. Die Fallzahlen steigen bis zum Maximum im Jahr 2020 an und die Größenklassen 5-50 m³ und 50-500 m³ haben mit insgesamt 80 % den deutlich größten Anteil an der Gesamtzahl je Stützjahr. Die sehr großen Speicher ab 5.000 m³ kommen nur auf eine Anzahl von 25 und haben damit einen Anteil von 1,8 %. Die sehr anlagenreichen Jahre 2019 und 2020 stechen insbesondere durch die vielen Speicher in der Größenklasse 50-500 m³ hervor und sind insgesamt nahezu identisch. Allerdings wurden im Jahr 2020 etwa doppelt so viele Anlagen der Größe 500-5.000 m³ gefördert. Als im Zeitverlauf leicht unterdurchschnittlich können die Jahre 2015 und 2017 mit etwa 92 bzw. 106 Speichern festgehalten werden. Insgesamt gab es bis 2021 einen Zuwachs vor allem bei den größeren Speicherklassen zwischen 50-500 m³ sowie 500-5.000 m³. 2022 gab es mit 55 Stück eine sehr große Menge geförderter Anlagen in der kleinsten Größenklasse bis 5 m³ und damit eine deutliche Abweichung vom vorigen Trend. Die Zahlen 2023 weisen jedoch auf eine Weiterführung des Trends bis einschließlich 2021 hin, da mit knapp 80 % die große Mehrheit der Förderfälle in die Größenklassen zwischen 50-500 m³ sowie 500-5.000 m³ fallen.

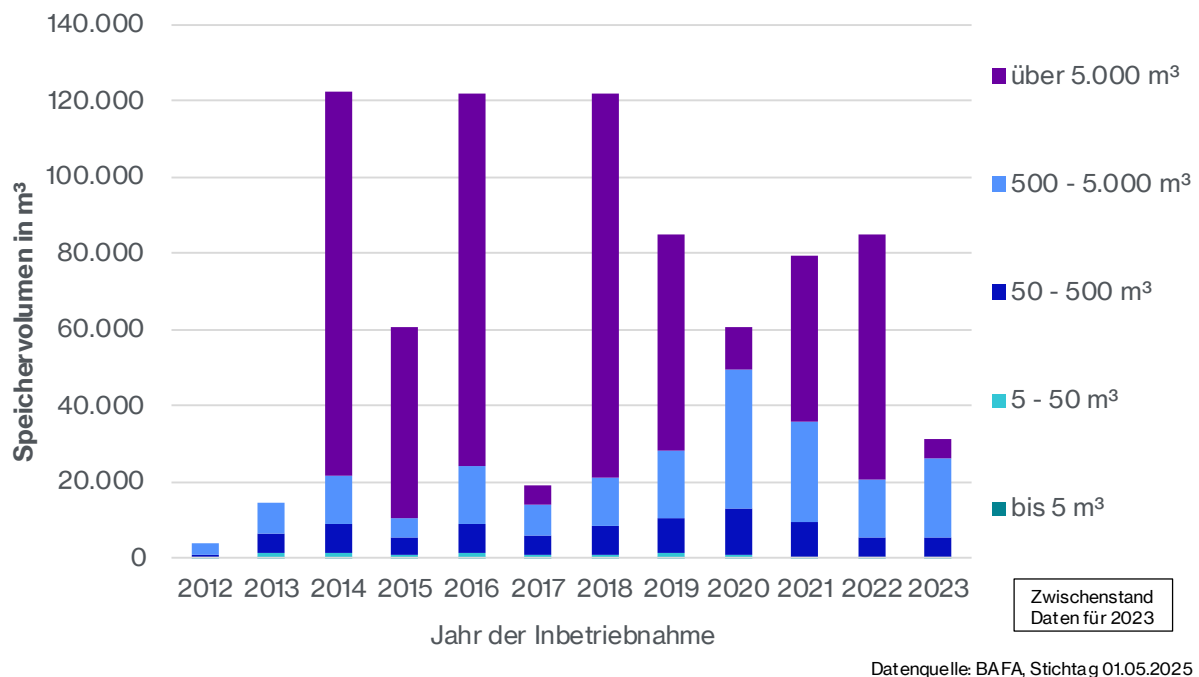
Abbildung 2-35: Anzahl Wärmespeicher nach Größenklassen und Jahr der Inbetriebnahme



Quelle: IFAM, 2025

Die Verteilung des Speichervolumens auf die einzelnen Größenklassen zeigt die folgende Abbildung 2-36. Während die Anzahl der sehr großen Speicher (über 5.000 m³) in allen Jahren mit Werten bis maximal fünf Stück je Jahr sehr gering ist, ist nun klar ersichtlich, dass dennoch in vielen Jahren der Anteil dieser Speicher am Gesamtspeichervolumen dominiert.

Abbildung 2-36 Zubau der Speichervolumen nach Größenklassen und Jahren



Quelle: IFAM, 2022 mit Daten von BAFA, 2025

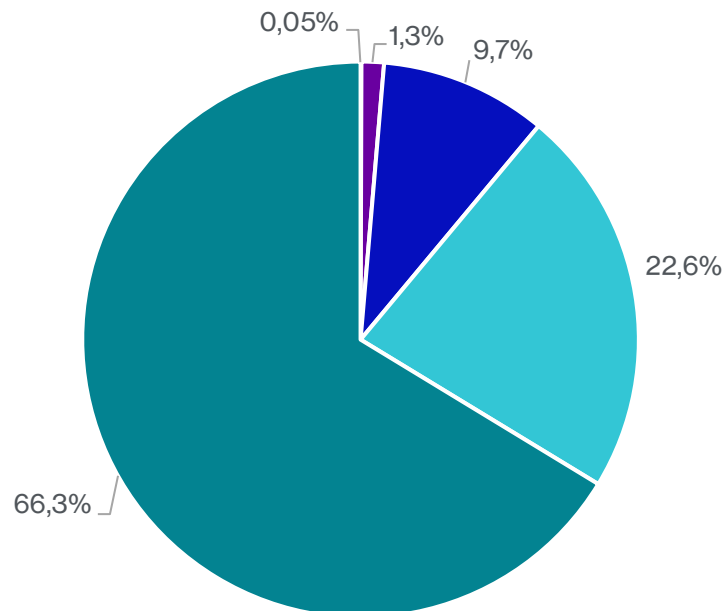
Die Fördermodalitäten gilt es im Folgenden kurz vorzustellen. Insgesamt erfolgt die Förderung als Investitionskostenzuschuss und der Zuschlag beträgt 250 Euro/m³ Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens. Ab einer Größe von mehr als 50 m³ Wasseräquivalent beträgt der Zuschlag höchstens 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Die Obergrenze für die maximale Förderung je Projekt ist zudem auf 10 Mio. Euro festgelegt.

Die folgende Abbildung 2-37 zeigt die Volumenanteile der zwischen 2012 und 2023 gebauten Wärmespeicher je Größenklasse am Gesamtvolumen auf. Die großen Speicher machen den deutlich größten Teil aus, obwohl viele kleine Speicher bis 50 m³ errichtet wurden. So hat die größte Volumenklasse trotz einer Förderanzahl von nur 25 Speichern (1,8 %) mit 66 % den mit Abstand größten Anteil. Die kleineren Speicher bis zu 50 m³ kommen auf 611 Förderfälle (44 %), enthalten dabei aber lediglich knapp 1,4 % des Gesamtvolumens.

Abbildung 2-37: Anteile der Wärmespeicher-Größenklassen am geförderten Gesamtvolumen für die Inbetriebnahmejahre 2012 bis 2023

Anteile der
Wärmespeicher -Größenklassen
am Volumen von 2012 bis 2023
(Zwischenstand Daten für 2023)

- bis 5 m³
- 5 - 50 m³
- 50 - 500 m³
- 500 - 5.000 m³
- über 5.000 m³

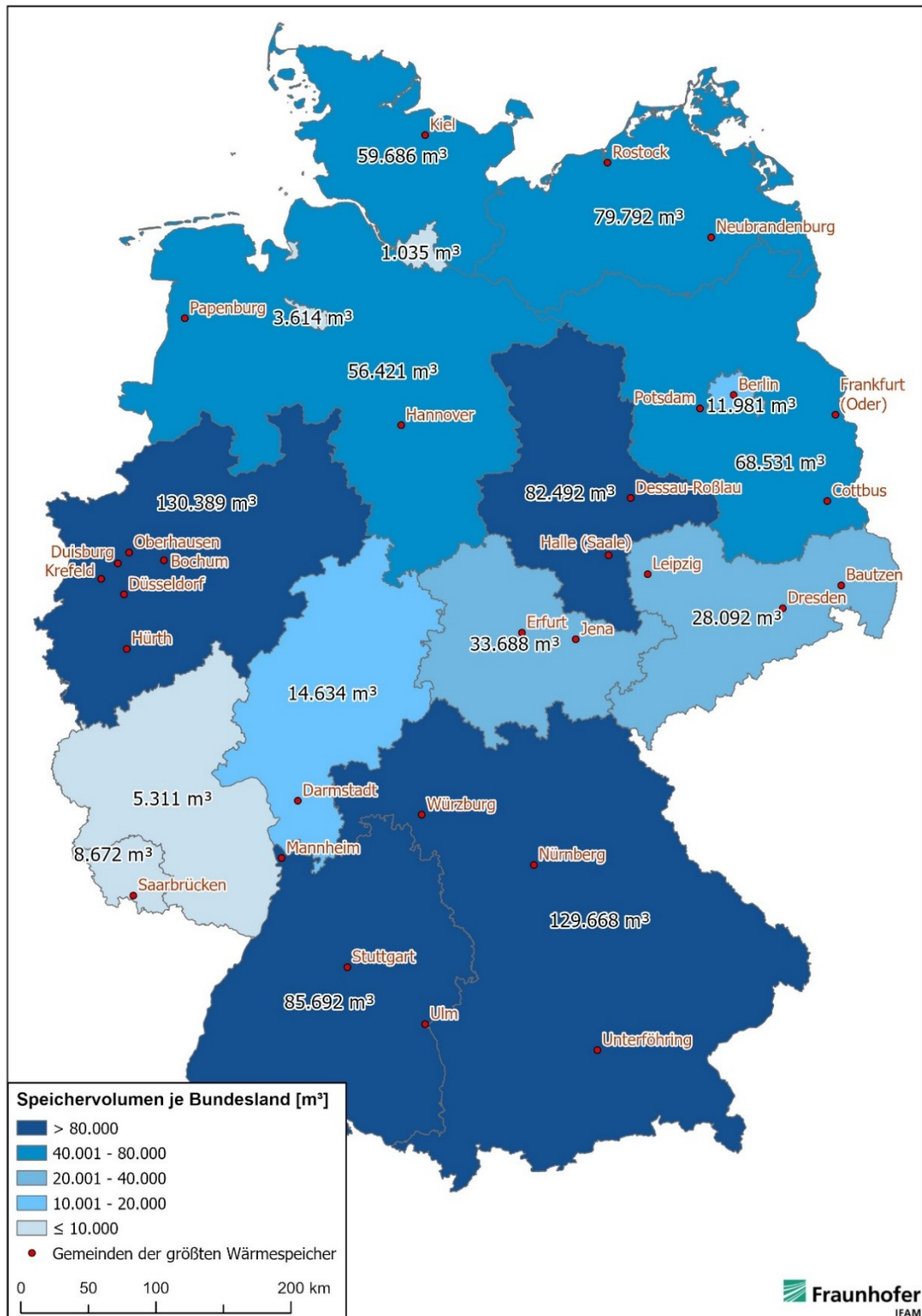


Datenquelle: BAFA, Stichtag 01.05.2025

Quelle: IFAM, 2022

Es gibt mittlerweile 173 nach KWKG geförderte Speicher mit 500 oder mehr Kubikmetern. Das entspricht zwar nur gut 12 % der geförderten Speicher, auf diese entfällt jedoch knapp 89 % des Speichervolumens. Auf die geförderten Speicher ab 5.000 m³ entfallen zwei Drittel des Speichervolumens, obwohl sie nur knapp 2 % der geförderten Speicher ausmachen (Abbildung 2-37). Eine Übersicht der Speicher in Deutschland ist auf Grundlage der BAFA-Daten in der folgenden Karte dargestellt. Dabei sind die Speichervolumen aller geförderten Speicher nach Bundesland aufsummiert und die 30 nach Speichervolumen größten Speicher in Deutschland ausgewiesen.

Abbildung 2-38: Speichervolumen aller geförderten Speicher nach Bundesländern und räumliche Verteilung der 30 nach Speichervolumen größten durch das KWKG geförderten Wärmespeichern in Deutschland



Quelle: IFAM, 2025 mit Daten von BAFA, 2025

Das gesamte seit 2012 in Betrieb genommene Speichervolumen beläuft sich auf rund 800.000 m³. Mit einer durchschnittlichen Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf in Höhe von 50 K, ergibt sich ein Speichervolumen von insgesamt rund 47 GWh²⁹.

Dieses Speichervolumen im Verhältnis zu der im Jahr 2023 in der Statistik gemeldeten thermischen KWK-Leistung von rund 53 GW (AGFW 2025a) ergibt die Zeitspanne, in der die KWK-Anlagen durch die Wärmespeicher im Durchschnitt entkoppelt von der Wärmelast betrieben werden können: rund 53 Minuten bzw. eine knappe Stunde.

In Abschnitt 2.2.3 werden die Investitionen in Wärmespeicher aufgezeigt.

2.2.2 Investitionen in KWK-Anlagen

Die Investitionen werden mit der Annahme abgeschätzt, dass ohne KWKG keine Investition erfolgt wäre. Der jährliche Zubau (elektrische Leistung) von neuen, modernisierten und nachgerüsteten KWK-Anlagen wird dazu mit typischen Investitionskosten multipliziert. Diese Daten liegen nach Größenklassen aggregiert vor und stimmen teilweise mit den Beispiel-KWK-Anlagen, die in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen verwendet wurden, überein.

Aus von der BAFA veröffentlichten Statistiken liegen jährliche Daten zu neuen Anlagen nach Größenklasse vor (siehe Abschnitt 2.2.1). Informationen darüber, ob es sich um Neubau, Modernisierung, Nachrüstung oder Ersatz von Anlagen handelte, waren jedoch nicht auf Basis von Größenklassen verfügbar, sondern lediglich in der Gesamtsumme. Da Neubau-Anlagen sich in den spezifischen Investitionskosten von Modernisierung, Nachrüstung oder Ersatzanlagen unterscheiden, wurde für jedes Jahr der Prozentsatz an Neuanlagen für alle Größenklassen übernommen.

Die Leistung der beim BAFA zugelassenen Anlagen nach Inbetriebnahmejahr wurde für die Berechnung der Investitionskosten spezifischen Investitionskosten zugewiesen. Hierbei wurden nach Möglichkeit die spezifischen Investitionskosten in Euro/kW aus Unterkapitel 2.4 verwendet. Bei Modernisierung, Nachrüstung oder Ersatz wurden die spezifischen Investitionskosten auf die Hälfte der Kosten von Neuanlagen in der jeweiligen Größenklasse geschätzt.

Die Tabelle 2-16 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten in KWK-Anlagen verschiedener Größenklassen von 2013 bis 2023. In den meisten Größenklassen ist ein allgemeiner Trend zur Verringerung der Investitionskosten im Laufe der Jahre zu beobachten. Die Investitionskosten folgen dabei dem Trend der in Betrieb genommenen Anlagen, der in Abschnitt 2.2.1 beschrieben wurde.

Die Gesamtinvestitionskosten, die in der letzten Zeile der Tabelle aufgeführt sind, zeigen eine insgesamt unregelmäßige Entwicklung. Nach einem Anstieg der Investitionen von 1.997 Mio. Euro im Jahr 2013 auf 2.601 Mio. Euro im Jahr 2014 folgte ein Rückgang auf 1.954 Mio. Euro im Jahr 2015. Im Jahr 2016 erreichten die Investitionen mit 3.154 Mio. Euro ihren Höhepunkt, bevor sie in den folgenden Jahren deutlich zurückgingen. Seit dem Jahr 2020 liegen

²⁹ spezifische Wärmekapazität Wasser: 4,18 kJ / (kg K) bzw. 1,16 kWh / (m³ K)

die Investitionen mit Werten zwischen 1.829 Mio. Euro und 2.770 Mio. Euro wieder im oberen Bereich des Betrachtungszeitraums. Der Wert für das Jahr 2023 ist nur eingeschränkt belastbar, weil die Ausbauraten noch nicht komplett vorliegen – wie in Abschnitt 2.2.1 dargelegt.

Es sollte beachtet werden, dass bei einzelnen Projekten die Kosten insbesondere hinsichtlich der projektspezifischen technischen Einbindungskosten von den Standardwerten deutlich abweichen können. Die Investitionen werden für das jeweilige Inbetriebnahmejahr der Anlagen ausgewiesen. Zumeist wurde die Investition aber bereits ein oder mehrere Jahre zuvor getätigt.

Tabelle 2-16: Investitionskosten in KWK-Anlagen nach Größenklasse und Inbetriebnahmejahr
in Mio. Euro

			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		Anteil Neubau:	40%	47%	56%	83%	31%	45%	66%	82%	28%	33%	62%
Größenklasse	Kostentyp	spez. Kosten [€/kW]	Investitionskosten in Mio. Euro										
≤ 2 kW _{el}	BHKW 1a	18.250	27	20	16	18	11	20	24	38	12	1	1
> 2 ≤ 10 kW _{el}	BHKW 2	11.000	99	116	101	111	68	55	68	77	63	41	40
> 10 ≤ 20 kW _{el}	BHKW 2b	7.300	93	133	97	110	64	54	68	83	55	55	63
> 20 ≤ 50 kW _{el}	BHKW 3	4.100	89	129	87	127	71	70	81	110	86	104	124
> 50 ≤ 100 kW _{el}	BHKW 3a	3.300	21	29	19	25	22	17	17	25	13	13	15
> 100 ≤ 250 kW _{el}	Interpoliert	2.900	109	177	130	176	36	31	24	35	18	18	20
> 250 ≤ 500 kW _{el}	BHKW 3c	2.500	64	118	77	127	35	25	24	26	20	26	25
> 0,5 ≤ 1 MW _{el}	BHKW 4	2.150	55	128	80	152	32	50	81	103	58	23	3
> 1 ≤ 2 MW _{el}	Interpoliert	2.089	205	218	159	415	52	79	3	7	9	14	21
> 2 ≤ 10 MW _{el}	Interpoliert	1.845	264	216	101	285	48	108	26	45	114	66	86
> 10 ≤ 20 MW _{el}	GuD 1	1.600	129	77	115	44	0	121	0	26	11	30	18
> 20 ≤ 50 MW _{el}	GuD 2	1.600	202	311	45	85	38	185	0	90	0	22	41
> 50 ≤ 100 MW _{el}	GuD 3	1.600	438	73	0	187	76	0	0	395	488	730	325
> 100 MW _{el}	GuD 4	1.500	201	857	927	1289	132	128	916	767	876	1628	502
Gesamt			1.997	2.601	1.954	3.152	685	944	1.333	1.829	1.823	2.770	1.285

Quelle: Eigene Berechnung

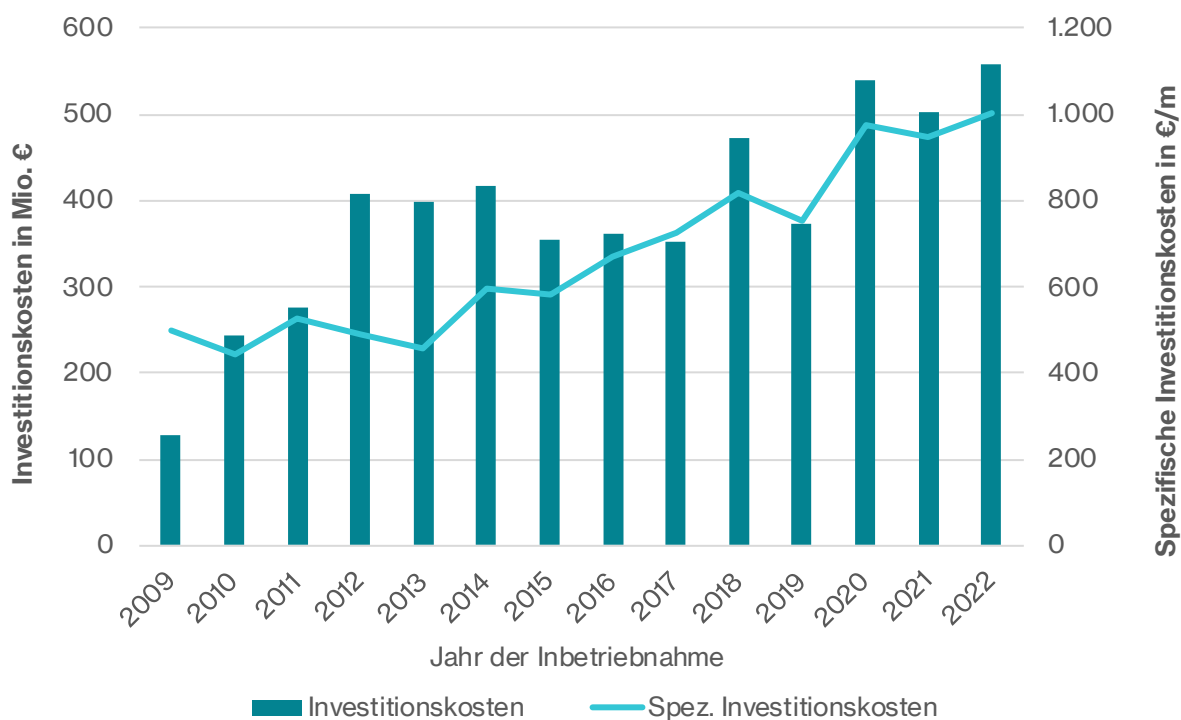
2.2.3 Investitionen in Netze und Speicher

Im Folgenden werden die durch das BAFA dokumentierten und durch das KWKG geförderten Investitionen in Netze und Speicher im Zeitraum 2009 bis 2022 aufgezeigt. Aufgrund fehlender Kontrollgruppen für Netze und Speicher, die ohne die KWKG-Förderung umgesetzt wurden, können die Auswirkungen des KWKG auf die Investitionen in Wärme- und Kältenetze bzw. Wärme- und Kältespeicher hier nicht quantifiziert werden. Auswirkungen der Anhebung der Förderhöchstgrenze für Netze und Speicher zur Realisierung von größeren Projekten können dagegen identifiziert und benannt werden.

Netze

Wie hoch die jährlichen Investitionskosten in die Wärme- und Kältenetze sind, zeigt Abbildung 2-39. Deutlich erkennbar ist der rasante Anstieg auf ein erstes Hoch von 2012 bis 2014 mit rund 400 Mio. Euro und der anschließende Verbleib auf dem Niveau oberhalb von 350 Mio. Euro. Allerdings zeigt sich im Jahr 2018 ein Ausreißen und ab 2020 dann eine Verstetigung des höheren Niveaus zwischen 500 und 550 Mio. Euro. Interessant ist, dass der korrespondierende Ausbau der Trassenlänge in Kilometern diesem Verlauf nicht folgt, was mit den im Betrachtungszeitraum stetig steigenden spezifischen Investitionskosten erklärt werden kann (ebenfalls in Abbildung 2-39 dargestellt). So lagen die spezifischen Investitionskosten zwischen 2009 und 2013 bei rund 500 Euro pro Meter. Daraufhin erfolgte ein schrittweiser Anstieg auf rund 1.000 Euro pro Meter ab 2020 und somit eine Verdopplung der spezifischen Kosten.

Abbildung 2-39: Investitionskosten für Wärmenetze nach Jahr der Inbetriebnahme



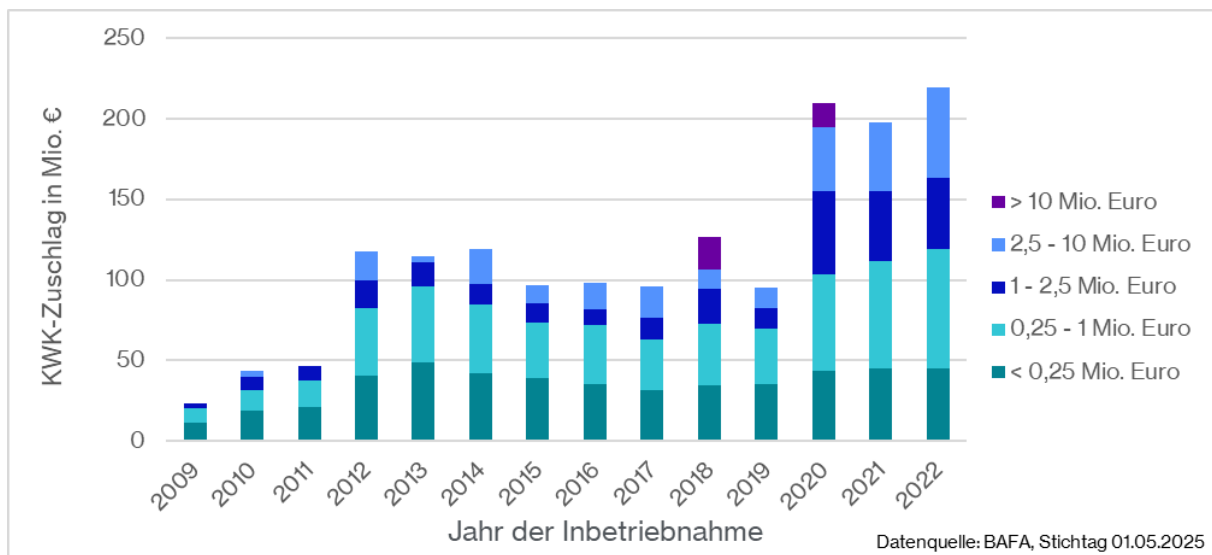
Datenquelle: BAFA, Stichtag 01.05.2025

Quelle: IFAM, 2025 mit Daten von BAFA 2025

Die folgende Abbildung 2-40 zeigt die ausgezahlten KWK-Zuschläge (Wärmenetzförderung), differenziert nach Fördervolumen. Sichtbar wird, dass die Anhebung der Förderhöchstgrenze für Netze von 10 auf 20 Mio. Euro im Jahr 2016 zu Förderfällen von großen Projekten in diesem Bereich geführt hat (je ein Förderfall 2018 und 2020 mit Fördervolumen über 10 Mio. Euro). Die Anhebung der Förderhöchstgrenze im Jahr 2016 hat demnach die Realisierung von bisher zwei größeren Projekten ermöglicht, die in Bezug zur Summe des ausgezahlten KWK-Zuschlages durchaus relevant ist. In den Jahren 2020 bis 2022 wurde mit rund 200 Mio. Euro/a etwa doppelt so viel KWK-Zuschlag ausgezahlt, wie in den Jahren 2012 bis 2019, in denen der KWK-Zuschlag recht stabil bei 100 Mio. Euro/a lag. Damit verdoppelt sich der KWK-Zuschlag entsprechend der Verdopplung der spezifischen Kosten. Das langjährig stabile Niveau zwischen 2012 und 2019 ist jedoch entkoppelt vom Anstieg der spezifischen Kosten, der auch in diesen Jahren stattfand. In den entsprechenden Jahren fiel der Anteil des KWK-Zuschlags an den ausgewiesenen Investitionskosten von knapp 30 % auf rund 25 %. Der schwankende Anteil der KWK-Förderung am Investitionsvolumen liegt auch in den regelmäßigen Anpassungen der Förderbestimmungen entsprechend § 19 KWKG begründet. Es gab in den betrachteten Jahren unterschiedliche Förderquoten für große Rohrleitungen (ab DN 100) und unterschiedlich hohe maximale Fördersummen. Auch der jeweilige Anteil an KWK und Abwärme hatte einen Einfluss auf die Förderquote.

In der aktuell gültigen Version des Gesetzes (KWKG 2025) wird die Förderquote nicht mehr nach Rohrtypen ausdifferenziert: Förderfähig sind 40 % der ansatzfähigen Kosten des Neu- oder Ausbaus. Während die maximale Fördersumme 2011 noch bei 10 Millionen Euro je Projekt lag, ist sie inzwischen auf 50 Millionen Euro je Projekt angehoben worden. Seit 2020 liegt dann auch der Anteil des KWK-Zuschlags bei rund 39 %, was nahe der maximalen Förderquote ist.

Abbildung 2-40: KWK-Zuschlag für die durch das KWKG geförderten Netze je Fördervolumenklasse und Stützjahr

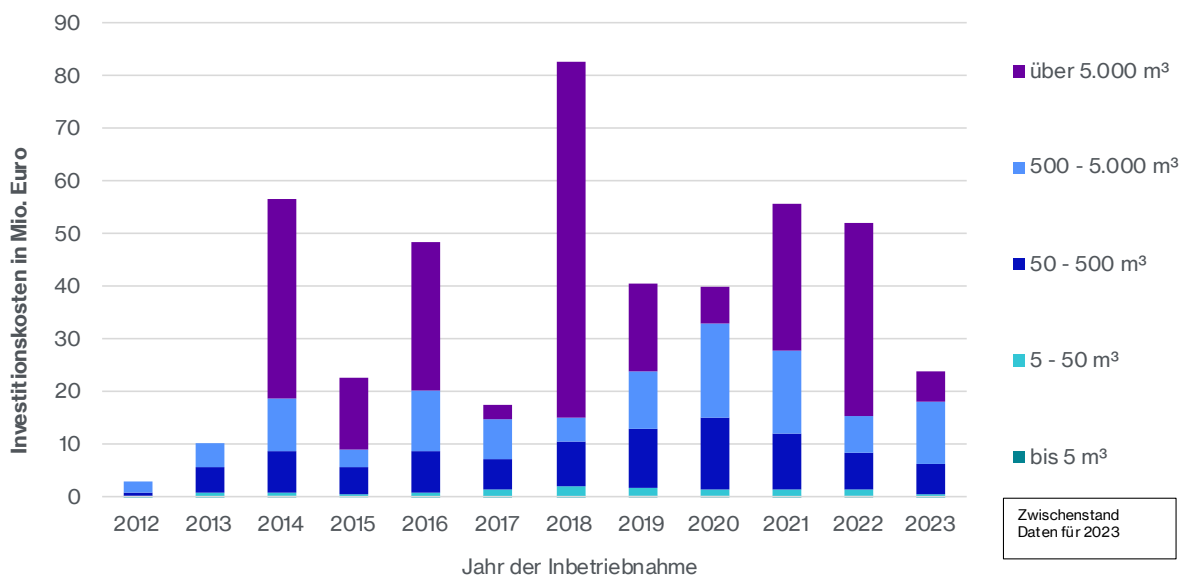


Quelle: IFAM, 2025 mit Daten von BAFA 2025

Speicher

Die folgende Abbildung 2-41 zeigt die vom BAFA gemeldeten ansatzfähigen Investitionskosten in Wärmespeicher differenziert nach den Größenklassen. Für 2023 sind auch hier noch nicht alle Daten vorhanden, sodass diese Zahlen als Zwischenstand zu betrachten sind.

Abbildung 2-41: Investition der durch das KWKG geförderten Speicher nach Größenklasse und Jahr der Inbetriebnahme

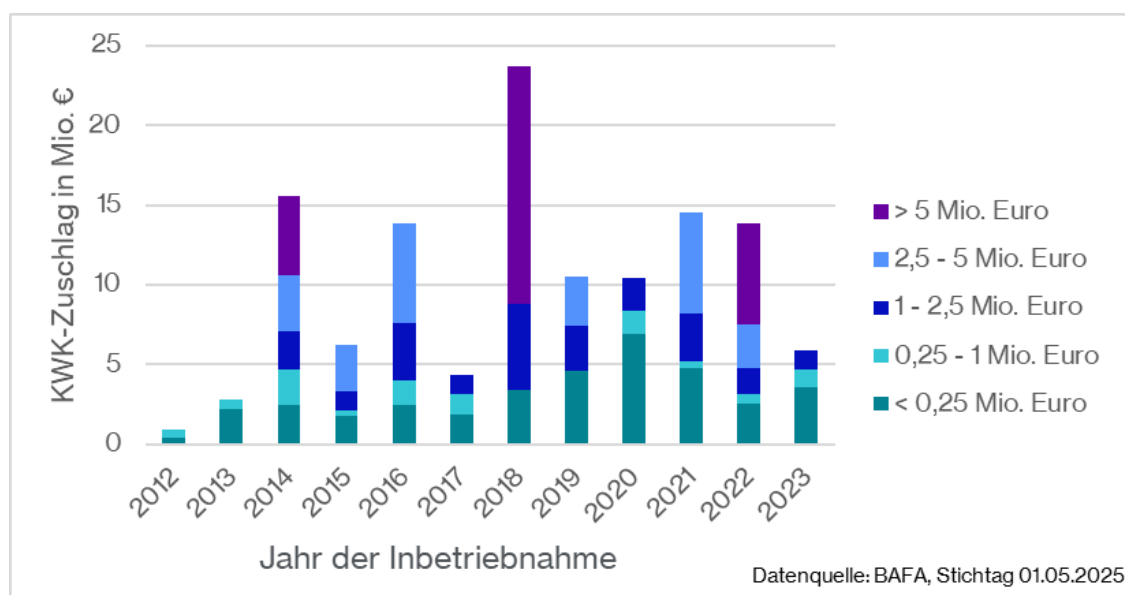


Datenquelle: BAFA, Stichtag 01.05.2025

Quelle: IFAM, 2025 mit Daten von BAFA 2025

Auch bei den Speichern gab es eine Anhebung der Förderhöchstgrenze für die Investitionskostenförderung im Jahr 2016 (hier von 5 auf 10 Mio. Euro pro Förderfall). Aus diesem Grund wird die Aufteilung des KWK-Zuschlags auf verschiedene Fördervolumenklassen in der folgenden Abbildung 2-42 dargestellt.

Abbildung 2-42: KWK-Zuschlag für durch das KWKG geförderten Speicher nach Größenklasse und Jahr der Inbetriebnahme



Quelle: IFAM, 2022 mit Daten von BAFA

Zu sehen ist, dass es im Jahr 2018 Förderfälle gab, die ein Fördervolumen von über 5 Mio. Euro umfassten und damit ohne Anhebung der Förderhöchstgrenze im Jahr 2016 nicht möglich gewesen wären. In diesem Jahr machte der KWK-Zuschlag für diese Förderfälle sogar weit mehr als die Hälfte der insgesamt für die Investitionskostenförderung für Speicher gezahlten KWK-Zuschläge aus. 2021 und 2022 ist ein hoher Anteil großer Fördervolumina zu erkennen, wobei gut 40 % bzw. 65 % der gesamten Förderung in den jeweiligen Jahren darauf entfallen. Die vorläufigen Zahlen für 2023 zeigen noch keine Fortsetzung dieses Trends, allerdings umfasst der insgesamt erfasste KWK-Zuschlag bisher nur rund 40 % der Vorjahreswerte. Die Wärmespeicher ermöglichen den Betreibern von KWK-Anlagen den flexibleren Betrieb der Wärmeerzeuger, da sie den Einsatz von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf zeitlich entkoppeln.

2.2.4 Ausschreibungen der KWK und innovativen KWK

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden im Bereich der KWK ausgewertet. Die Auswertung umfasst sowohl die klassischen KWK-Anlagen als auch die innovativen KWK-Systeme.

KWK-Anlagen

Von Dezember 2017 bis einschließlich Dezember 2025 fanden im Bereich der klassischen KWK 17 Auktionen statt. Gemäß § 3 Abs. 1 und 2 Nr. 2a KWKAusV wurde im Dezember 2017 eine Leistung von 100 MW ausgeschrieben und in allen Folgeterminen eine Leistung von 75 MW. Abweichungen von diesen Mengen ergeben sich gemäß § 3 Abs. 3 KWKAusV durch die Grenzgebote. Gebote, welche mit mehr als 50 % ihres gebotenen Volumens im Ausschreibungsvolumen liegen, bekommen einen Zuschlag. Gebote, welche mit mehr als 50 % ihres gebotenen Volumens außerhalb des Ausschreibungsvolumens liegen, bekommen keinen Zuschlag. So werden teilweise

Zuschläge über das Ausschreibungsvolumen hinaus vergeben und teilweise das Volumen trotz Überzeichnung nicht voll ausgeschöpft. Diese Differenzen werden im Folgetermin durch variierende Ausschreibungsvolumina ausgeglichen.

Aufgrund der Regelungen des § 3 Abs. 3, 4, 5 und 6 KWKAusV zum Ausschreibungsvolumen kann die tatsächlich ausgeschriebene Menge von den in § 3 Abs. 1 und 2 festgelegten Mengen abweichen. Beispielsweise sorgte die am 1. Januar 2021 eingeführte Mengensteuerung (§ 3 Abs. 5 KWKAusV) in den Ausschreibungen im Juni 2021, Juni 2024 und Dezember 2024 für eine Reduzierung der ausgeschriebenen Menge auf den rechnerischen Durchschnittswert der Gebotsmengen der in den beiden vorangegangenen Gebotsterminen fristgerecht eingegangenen Gebote abzüglich 10 Prozent, da in den beiden jeweils vorangegangenen Gebotsterminen die Gebotsmenge aller in den Ausschreibungen fristgerecht eingegangenen (Juni 2021) bzw. aller zulässigen Gebote (Juni 2024 und Dezember 2024) unter dem Ausschreibungsvolumen lag. Zu Ausschreibungsterminen, bei denen das Ausschreibungsvolumen 75 MW überstieg, wirkten § 3 Abs. 3, 4 und/oder 6 KWKAusV. So wird das Ausschreibungsvolumen nach § 3 Abs. 3 um das Ausschreibungsvolumen des vorangegangenen Gebotstermins, für das aufgrund von § 11 Absatz 3 Satz 2 keine Zuschläge erteilt wurden, oder das Ausschreibungsvolumen vorangegangener Gebotstermine, für das der Zuschlag entwertet worden ist, erhöht. Aufgrund der kombinierten Anwendung dieser beiden Regelungen sowie der beiden Regelungen nach § 3 Abs. 4 und 6 kam es im Dezember 2025 zur bisher höchsten ausgeschriebenen Menge von 108 MW.

In den 17 Ausschreibungen wurden insgesamt 1.285 MW ausgeschrieben. Es gingen Gebote in Höhe von 1.720 MW ein, wovon 1.128 MW einen Zuschlag erhielten.

In den 17 Ausschreibungen wurden insgesamt 321 Gebote abgegeben, von denen 217 erfolgreich waren. Von den übrigen 104 Geboten waren 77 Gebote gültig, aber nicht erfolgreich und 27 Gebote ungültig. Von den 17 betrachteten Auktionen waren 12 überzeichnet, sodass gültige Gebote keinen Zuschlag erhielten. In 5 Auktionen wurde die ausgeschriebene Menge nicht voll ausgeschöpft und alle gültigen Gebote erhielten einen Zuschlag.

Der durchschnittliche Zuschlagswert der erfolgreichen Gebote betrug bis einschließlich 2019 im Mittel 4,7 Cent/kWh. Seit 2020 liegen die Werte näher am zulässigen Maximalwert von 7 Cent/kWh. Der über die Jahre gemittelte, durchschnittliche Zuschlagswert seit 2020 beträgt 6,1 Cent/kWh.

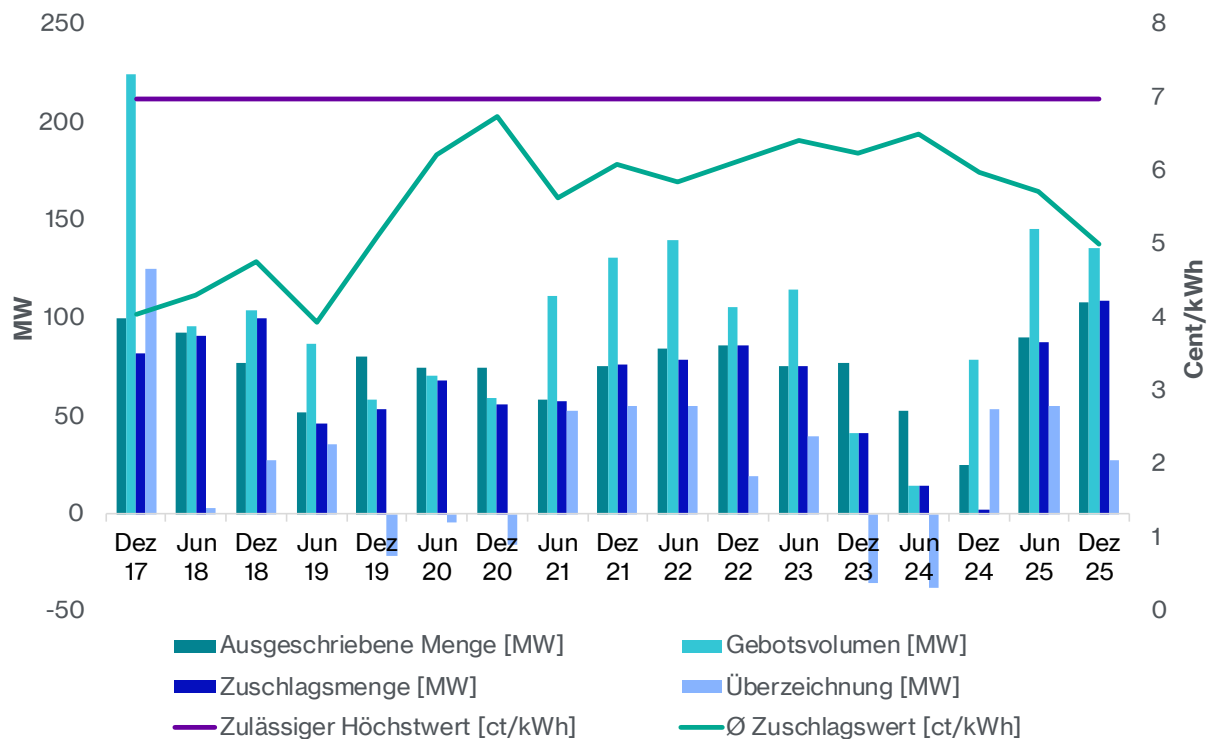
Tabelle 2-17 zeigt eine Übersicht über die Gebote der bisherigen Ausschreibungstermine.

Tabelle 2-17: Übersicht über bisherige Ausschreibungen im KWK-Segment

	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	
Ausschreibungs- volumen [MW]	100	93	77	51	80	75	75	59	76	84	87	76	77	53	25	90	108	
Anzahl der Gebote	20	15	17	13	13	22	17	16	18	23	19	20	11	7	12	37	41	
Gebotsvolumen	225	96	104	87	58	71	60	112	131	140	106	115	42	15	79	146	136	
Zuschlagsmenge [MW]	82	91	100	46	54	69	56	58	76	79	86	75	42	15	2	88	109	
Erfolgreiche Gebote	7	14	12	4	12	21	15	13	3	17	12	18	11	7	1	17	33	
Nicht erfolgreiche Gebote	13	0	2	9	0	0	0	2	13	4	5	0	0	0	10	14	5	
Gebotsausschlüsse	0	1	3	0	1	1	2	1	2	2	2	2	0	0	1	6	3	
Überzeichnung [MW]	125	3	27	36	-22	-4	-15	53	55	55	20	39	-35	-38	54	56	28	
Überzeichnung [%]	125	3	35	69	-27	-6	-21	91	73	66	23	52	-46	-72	213	62	26	
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	4,1	4,3	4,8	4	5,1	6,2	6,8	5,6	6,1	5,9	6,1	6,4	6,3	6,5	6	5,7	5	
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,2	3	3,5	3,9	3,4	4,7	5,9	3,9	6	3,5	5,2	5,9	6	5,8	6	4,5	3,7	
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5	5,2	5,3	4	6,8	7	7	7	6,5	6,8	6,8	7	6,9	6,9	6	6,4	6	

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 2-43: Übersicht über vergangene Ausschreibungen von KWK-Anlagen



Quelle: BNetzA, Prognos

Leistungsklassen der erfolgreichen Gebote

Für eine Übersicht über die Leistungsklassen der erfolgreichen Projekte, wird das Marktstammdatenregister analysiert. In die Betrachtung fließen alle Ausschreibungen ab 2019 ein (Einführung Marktstammdatenregister). Mit 164 von 184 Geboten liegt ein Großteil der Anlagen in unter 10 MW. Besonders viele Anlagen liegen zwischen 1 und 2 MW (65). Auch Anlagen kleiner als 1 MW haben mit 32 bezuschlagten Geboten erfolgreich an den Ausschreibungen teilgenommen.

Tabelle 2-18: Größenklassen der erfolgreichen Gebote in KWK-Ausschreibungen

	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		Summe
	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	
Anzahl der Zuschläge	4	12	21	15	13	3	17	12	18	11	7	1	17	33	184
Zuschläge 0,5 bis 1 MW (Anzahl)	0	0	0	0	2	0	6	4	1	4	1	0	5	9	32
Zuschläge 1 bis 2 MW (Anzahl)	0	5	6	8	5	0	3	2	7	3	3	1	9	12	65
Zuschläge 2 bis 10 MW (Anzahl)	2	6	15	5	5	0	7	2	9	3	3	0	1	9	67
Zuschläge 10 bis 20 MW (Anzahl)	0	1	0	2	0	2	0	0	1	0	0	0	1	2	9
Zuschläge 20 bis 30 MW (Anzahl)	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1	0	0	0	1	5
Zuschläge 30 bis 40 MW (Anzahl)	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	3
Zuschläge 40 bis 50 MW (Anzahl)	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	3

Quelle: Eigene Berechnung

Innovative KWK-Systeme

Von Juni 2018 bis einschließlich Dezember 2025 fanden im Bereich der innovativen KWK-Systeme 16 Auktionen statt. Gemäß § 3 Abs. 2b KWKAusV wurden pro Termin 25 MW ausgeschrieben. Abweichungen von diesen Mengen ergeben sich gemäß § 3 Abs. 3 KWKAusV durch Gebote, welche im vorherigen Termin über das Ausschreibungsvolumen hinaus bezuschlagt wurden, oder gemäß derselben Regelung (11 Abs. 3 KWKAusV) nicht mehr bezuschlagt wurden, sodass das Ausschreibungsvolumen trotz Überzeichnung nicht voll ausgeschöpft wurde. Zudem haben sich Erhöhungen des Ausschreibungsvolumens durch entwertete Zuschläge vorangegangener Gebotstermine ergeben.

In den 16 Ausschreibungen wurden insgesamt 439 MW ausgeschrieben. Es gingen Gebote in Höhe von 487 MW ein, wovon 335 MW einen Zuschlag erhielten.

In den 16 Ausschreibungen wurden insgesamt 145 Gebote abgegeben, von denen 93 erfolgreich waren. Von den übrigen 52 Geboten waren 40 Gebote gültig, aber nicht erfolgreich und 12 Gebote ungültig. Von den 16 betrachteten Auktionen waren 7 überzeichnet, sodass gültige Gebote keinen Zuschlag erhielten. In 9 Auktionen wurde die ausgeschriebene Menge nicht voll ausgeschöpft und alle gültigen Gebote erhielten einen Zuschlag.

Der durchschnittliche Zuschlagswert der erfolgreichen Gebote lag bis einschließlich Juni 2024 auf einem Niveau sehr nahe am zulässigen Maximalwert von 12 Cent/kWh. Der Mittelwert über die genannten Jahre beträgt 11 Cent/kWh. In den Ausschreibungen im Dezember 2024, Juni 2025 und Dezember 2025 ist ein kontinuierliches Absinken der Zuschlagswerte auf 9,8 Cent/kWh,

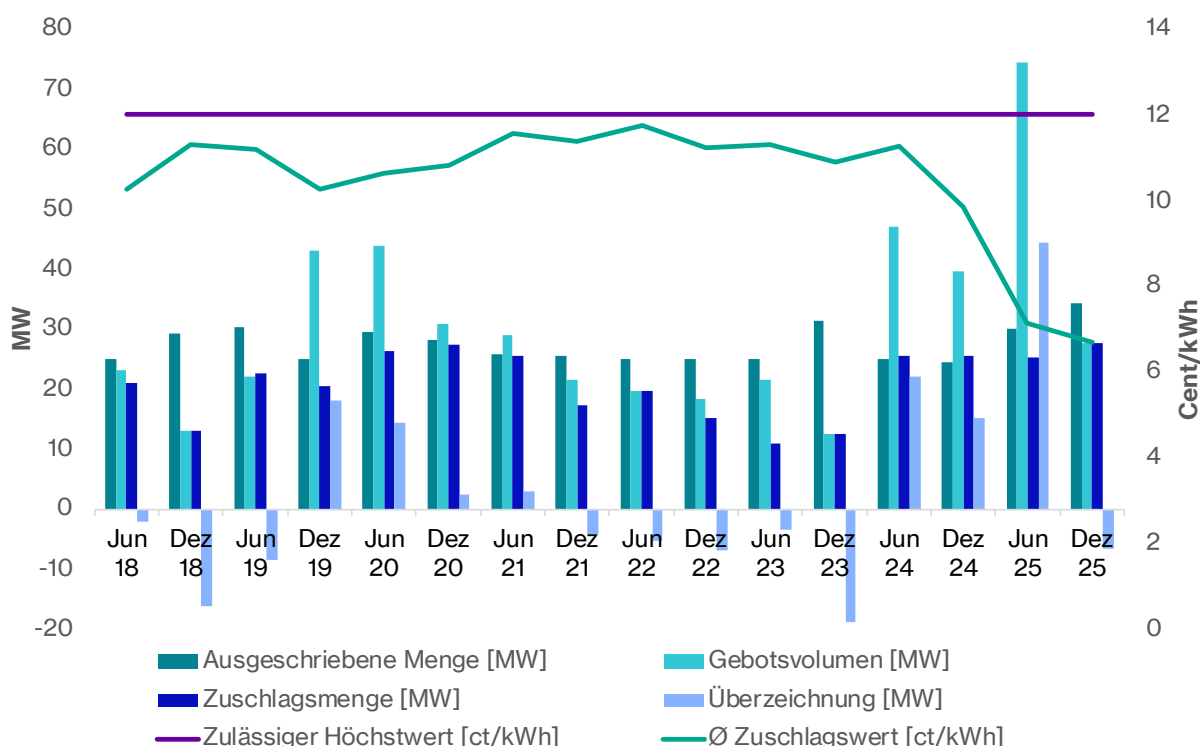
7,2 Cent/kWh und 6,7 Cent/kWh zu beobachten. Der mittlere Zuschlagswert der aktuellen Ausschreibung (Dezember 2025) ist zwar gesunken – das Gebotsvolumen hat aber gegenüber der Sommerausschreibung stark nachgelassen. Nach drei aufeinanderfolgenden überzeichneten Terminen war die Ausschreibung im Dezember 2025 damit unterzeichnet.

Tabelle 2-19: Übersicht über bisherige Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme

	2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez
Ausschreibungsvolumen [MW]	25	29	30	25	29	28	26	26	25	25	25	31	25	25	30	34
Anzahl der Gebote	7	3	5	10	13	12	9	7	5	6	10	3	12	13	24	6
Gebotsvolumen	23	13	22	43	44	31	29	21	20	18	21	13	47	40	74	28
Zuschlagsmenge [MW]	21	13	22	21	26	27	25	17	20	15	11	13	25	26	25	28
Erfolgreiche Gebote	5	3	5	5	8	10	7	5	5	5	8	3	5	5	8	6
Nicht erfolgreiche Gebote	0	0	0	4	4	1	1	0	0	0	0	0	6	8	16	0
Gebotsausschlüsse	2	0	0	1	1	1	1	2	0	1	2	0	1	0	0	0
Überzeichnung [MW]	-2	-16	-8	18	14	2	3	-4	-5	-7	-4	-19	22	15	44	-7
Überzeichnung [%]	-8	-55	-28	72	48	9	12	-16	-21	-27	-14	-60	89	61	148	-19
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	10,3	11,3	11,2	10,3	10,6	10,8	11,6	11,4	11,7	11,2	11,3	10,9	11,3	9,8	7,2	6,7
Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	8,5	8	9,7	9,4	9,5	10	10,9	10,5	11,5	10,9	9,5	10,5	10,4	9	6,0	5,9
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	10,9	12	11,9	11,2	12	12	11,8	12	11,9	11,9	11,9	12	11,8	10,3	7,9	7,6

Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 2-44: Übersicht über bisherige Ausschreibungen für innovativen KWK-Systeme



Quelle: BNetzA, Prognos

Leistungsklassen der erfolgreichen Gebote

Für eine Übersicht über die Leistungsklassen der erfolgreichen Projekte, wird das Marktstammdatenregister analysiert. In die Betrachtung fließen alle Ausschreibungen ab 2019 ein (Einführung Marktstammdatenregister). In Summe waren 85 Gebote erfolgreich. Ein Projekt der Ausschreibung im Juni 2019 taucht nicht im Marktstammdatenregister auf und wird nicht in der Statistik aufgeführt. 38 der im Marktstammdatenregister registrierten Anlagen liegen in der Leistungsklasse von 0,5 – 2 MW. 18 Gebote liegen zwischen 2 und 4 MW, 12 zwischen 4 und 6 MW, 2 zwischen 6 und 8 MW und 14 zwischen 8 und 10 MW.

Tabelle 2-20: Größenklassen der erfolgreichen Gebote für innovative KWK-Systeme

	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		Summe
	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	Jun	Dez	
Anzahl der Zuschläge	4	5	8	10	7	5	5	5	8	3	5	5	8	6	85
Zuschläge 0,5 bis 2 MW (Anzahl)	1	1	3	6	4	2	1	4	7	2	1	2	2	2	38
Zuschläge 2 bis 4 MW (Anzahl)	1	0	2	3	1	1	2	0	1	0	1	1	4	1	18
Zuschläge 4 bis 6 MW (Anzahl)	1	4	2	0	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	12
Zuschläge 6 bis 8 MW (Anzahl)	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Zuschläge 8 bis 10 MW (Anzahl)	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	2	2	1	2	14

Quelle: Eigene Berechnung

2.3 Primärenergie- und CO₂-Effekte durch die KWK

2.3.1 Einleitung

Beim Einsatz fossiler Brennstoffe in der KWK-Erzeugung entstehen THG-Emissionen. Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme kann gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung mit Kondensationskraftwerken und Kesseln jedoch Brennstoff, also der Einsatz von Primärenergie, eingespart werden. In einem zunehmend dekarbonisierten Energiesystem stehen aber neben diesen beiden Optionen auch eine Reihe weiterer Technologien bzw. Systeme für die Bereitstellung von Strom und Wärme zur Verfügung. Die Höhe der erzielbaren Brennstoff- und Emissionseinsparung hängt damit neben der Effizienz der KWK-Anlagen von den jeweiligen Vergleichssystemen ab, die durch die gekoppelte Erzeugung ersetzt werden.

Gekoppelte Erzeugung kann zudem neben CO₂-Emissionen weitere Emissionen wie Schwefeldioxid, Staub und NO_x einsparen. Gerade im städtischen Bereich liegen die Grenzwerte für diese Emissionen niedriger als in ländlichen Gebieten. Die bessere Rauchgasbehandlung der KWK-Anlagen wirkt sich gegenüber Einzelheizungen positiv auf die Luftqualität aus.

Im vorliegenden Kapitel wird für verschiedene typische Anlagenkonstellationen untersucht, ob sich durch neue KWK-Anlagen Brennstoff und THG-Emissionen einsparen lassen. Dabei wird zunächst die Methode zur Berechnung der THG-Emissionseinsparungen vorgestellt (Abschnitt 2.3.2). Hier ist insbesondere die Wahl der Vergleichssysteme, welche in Abschnitt 2.3.3 vorgestellt wird, entscheidend für das Ergebnis.

Für einzelne KWK-Anlagen lassen sich im Moment der Investition die alternativen Erzeugungsoptionen und damit die Vergleichssysteme bestimmen. Abschnitt 2.3.4 zeigt die detaillierten Ergebnisse für die jeweilige Anlagenkonstellation, die in Abschnitt 2.3.5 nochmals zusammengefasst werden.

Im Weiteren wird retrospektiv eine Abschätzung der CO₂- und Primärenergieeinsparungen der gesamten KWK-Erzeugung vorgenommen und diskutiert (Abschnitt 2.3.6).

2.3.2 Methodik der Abschätzung der CO₂-Einsparungen

Im Folgenden wird die Methodik zur Bewertung der KWK-Technologie, die den mittel- und langfristigen zeitlichen Horizont berücksichtigt, vorgestellt. Ziel ist es, eine weitgehende Einheitlichkeit in der Diskussion möglicher THG-Einspareffekte durch den Einsatz der KWK-Technologie zu erreichen. Einschätzungen werden immer direkt verknüpft bleiben mit der allgemeinen Sicht auf die zukünftige Entwicklung der restlichen Strom- und Wärmeerzeugung.

Die Betrachtung von Vergleichssystemen bleibt stets nur eine theoretische Untersuchung, deren Ergebnis eine THG-Einsparung für den Fall untersucht, dass in exakt dem gleichen Maße Strom und Wärme aus anderen Quellen alternativ zur Verfügung gestellt wird. Eine solche theoretische Überlegung gilt vor allem, wenn Investitionsentscheidungen getroffen werden müssen und zwei Anlagenfälle miteinander verglichen werden, von denen nur ein Anlagenfall umgesetzt wird. Da in der vorliegenden Evaluierung die Bewertung der KWK im Vordergrund steht, beziehen sich die vorgenommenen Vergleiche dabei stets nur auf den Teil der Wärme und des Stroms, der durch eine KWK-Anlage bereitgestellt werden könnte. Eine Betrachtung des gesamten Wärmebereitstellungssystems, welche aus mehreren Wärmeerzeugern mit unterschiedlichen, auf das jeweilige Wärmeprofil angepassten Aufgaben bestehen kann, wurde nicht vorgenommen (bspw. Kessel zur Hoch- und Spitzenlastdeckung, KWK-Anlage, Wärmespeicher, PtH-Anlage etc.).

Einheitliches Bezugssystem: Brennstoffeinsatz und Emissionen pro Nutzenergie

Im Folgenden werden der Brennstoffeinsatz sowie die Treibhausgasemissionen pro bereitgestellter Nutzenergie als zentrale Indikatoren berechnet. Der Vergleich zwischen der jeweiligen KWK-Anlage und anderen Versorgungssystemen erfolgt in zwei Schritten: Zunächst wird der **Brennstoffeinsatz**, der für die jeweilige KWK-Anlage notwendig ist, mit demjenigen Brennstoffeinsatz verglichen, der notwendig wäre, um mit einer (Nicht-KWK) Kond-GuD-Anlage (die den gleichen Brennstoff benutzt) und einer Wärmepumpe (deren Strom von dieser Kond-GuD-Anlage produziert wird), dieselbe Strom- und Wärmemenge zur Verfügung zu stellen, wie die KWK-Anlage. Das Vergleichssystem Kond-GuD-Anlage und Wärmepumpe wird hier gewählt, weil es das effizienteste ebenfalls auf Brennstoff basierende Vergleichssystem darstellt. Der Brennstoff kann bei dieser Betrachtung entweder fossiles Erdgas oder zukünftig auch klimaneutrale Brennstoffe sein. Sollte die Bereitstellung identischer Strom- und Wärmemengen durch die Kombination aus Kond-GuD-Anlage und Wärmepumpe mit geringerem Brennstoffeinsatz möglich sein, entfielen das Effizienzargument zugunsten der KWK-Anlage. Solange als Vergleichssystem ein konventioneller Wärmeerzeuger (Kessel) herangezogen wurde, war dieses Argument hingegen noch gültig.

Für die Berechnung der **THG-Emissionen** im zweiten Schritt werden die spezifischen Emissionen einer KWK-Anlage und die spezifischen Emissionen eines Vergleichssystems nebeneinandergestellt. Für jede KWK-Anlagenkonstellation wird dabei zunächst bestimmt, welche Strom- und Wärmemengen diese während einer Stunde Vollastbetrieb zur Verfügung stellen. Die Berechnung der Mengen basiert dabei auf den jeweiligen Anlagenkennzahlen, wie sie für dieses Vorhaben für die typischen Anlagenkonfigurationen in Abschnitt 2.3.3 festgelegt wurden.

Für die reale Emissionsbilanz der Anlagen ist nicht der in Tabelle 2-23 ausgewiesene Wirkungsgrad im Auslegungsfall, sondern der im realen Betrieb erzielbare Jahresnutzungsgrad entscheidend. Ein solches Vorgehen wird beispielsweise auch in der Energieeffizienzrichtlinie (EU 2023) (Quelle: RICHTLINIE (EU) 2023/1791: Anhang II) zur Berechnung der Strommenge aus KWK festgelegt. Zur Abschätzung wird ein Abschlag von 5 %-Punkte auf die ausgewiesenen Wirkungsgrade für die weiteren Berechnungen berücksichtigt.

Für die spezifischen Emissionen verschiedener KWK-Anlagenkonstellationen spielen in einer solchen Betrachtung bezogen auf die Nutzenergie lediglich der Gesamtnutzungsgrad und die eingesetzte Technologie bzw. der zu berücksichtigende Methanschluß eine Rolle. Die Aufteilung des Brennstoffeinsatzes des KWK-Prozesses auf die Produkte Strom und Wärme ist nicht notwendig, weil angenommen wird, dass die KWK-Anlage ausschließlich wärmegekoppelten Strom erzeugt.

Um die spezifischen Emissionen der KWK-Anlagenkonstellationen zu vergleichen, werden für jede KWK-Anlagenkonstellation Vergleichssysteme aufgestellt, die jeweils die gleiche Strom- und Wärmeproduktion bereitstellen (die Stromkennzahl der KWK-Anlagen legt für das jeweilige Vergleichssystem die bereitzustellenden Strom- und Wärmemengen fest). Dann werden für diese Vergleichssysteme auch die spezifischen Emissionen bezogen auf die Nutzenergie berechnet, um einen Vergleich mit der KWK-Anlage zu ermöglichen. Dies wird auch in Tabelle 2-23 deutlich, die im unteren Teil die spezifischen Emissionsfaktoren der vier näher untersuchten Anlagenkonstellationen (zwei BHKW und zwei GuD-Anlagenkonstellationen) ausweist.

Auswahl der Vergleichssysteme

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, kommen KWK-Anlagen in sehr unterschiedlichen Bereichen der Energie- und Wärmeversorgung zum Einsatz. Um eine Vergleichbarkeit der Systeme gewährleisten zu können, müssen auch die Vergleichssysteme einen Ersatz der spezifischen Strom- und Wärmeversorgung in diesen Bereichen ermöglichen und die entsprechenden Anforderungen beispielsweise an Temperaturniveau, Saisonalität der Wärmenachfrage und Sensitivität der Stromerzeugung auf Preissignale des Strommarktes erfüllen.

Die weiter unten aufgeführten Vergleiche sind deshalb spezifisch für die jeweilige KWK-Anlagenkonstellation und die typischen Anwendungsfälle und lassen sich nicht ohne Weiteres auf andere Größen und Anwendungsfälle übertragen.

Bei der Auswahl wurden insbesondere berücksichtigt:

- **Temperaturniveau:** Wärmepumpen stellen eine alternative Wärmeversorgungsoption für die Niedertemperaturwärme dar, während Power-to-Heat-Anlagen auch im Bereich der Hochtemperaturwärme eingesetzt werden können.
- **Einsatz-Profil:** Für den Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung und den Einsatz von strombasierten Wärmequellen ist es wichtig zu unterscheiden, inwieweit die Stromerzeugung strommarktorientiert erfolgt oder die Anlage wärmegeführt eingesetzt wird. Im ersten Fall kann argumentiert werden, dass für den Vergleich der Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes unterstellt werden müsste, im zweiten Fall kann eher der Emissionsfaktor des Durchschnittsmix für die Emissionsberechnung verwendet werden.

- Saisonalität: Die Saisonalität der Wärmenachfrage ist ebenfalls wichtig für die Auswahl und mögliche Parametrisierung des Vergleichssystems. Einerseits ist die Verfügbarkeit erneuerbarer Wärmequellen saisonal abhängig (Solare Strahlungsenergie für Solarthermie, Umgebungs- und auch Wassertemperatur für Wärmepumpen). Andererseits ist auch der Emissionsfaktor des Strommix aufgrund des geringeren Angebots an Photovoltaik-Strom (PV-Strom) und der höheren Stromnachfrage in den Wintermonaten höher als im Sommerhalbjahr.

Tabelle 2-21 bietet einen Überblick über die Brennstoffe, Jahresnutzungsgrade und Emissionsfaktoren der Vergleichstechnologien in der Wärmebereitstellung sowie Emissionsgrenzen, die sich aus gesetzlichen Vorgaben ableiten lassen.

- BWK_100%: Brennwertkessel in der Objektversorgung: Als Brennstoff wird Erdgas angenommen; als Wirkungsgrad unter Idealbedingungen werden 100 % angesetzt; als Jahresnutzungsgrad ergeben sich 95 % (Abschlag 5 %-Punkte); dieser entspricht dem für die Jahre 2020-2030 im Technikkatalog der Kommunalen Wärmeplanung genannten Wert für Erdgasbrennwertkessel in der dezentralen Wärmeversorgung (KEA-BW 2022).
- HW_90%: Heizwerk in der netzgebundenen Wärmeversorgung: Als Brennstoff wird Erdgas angenommen; als Wirkungsgrad unter Idealbedingungen werden 90 % angesetzt; als Jahresnutzungsgrad ergeben sich 86 % (Abschlag 5 %-Punkte); dieser liegt unter dem für die Jahre 2020-2030 im Technikkatalog der Kommunalen Wärmeplanung genannten Wert für Erdgas-Spitzenlastkessel in der zentralen Wärmeversorgung von 93-105 % (KEA-BW 2022). Die getroffenen Annahmen stellen damit eine konservative Annahme dar.
- PtH (Power-to-heat): Elektrodenkessel für die Bereitstellung von Prozessdampf; der Wirkungsgrad wird konservativ mit 95 % angenommen und ein Abschlag von 5 %-Punkte zur Anwendung gebracht, sodass sich ein Jahresnutzungsgrad von 90 % ergibt - Herstellerangaben weisen als Wirkungsgrade Werte von 99,9 % aus.³⁰
- WP1: Wärmepumpe in der Objektversorgung: Als Wärmequelle wird Umgebungsluft mit Umgebungslufttemperaturen im Bereich zwischen -10° bis 30°C und einem Gütegrad von 50% sowie einer zu erreichenden Vorlauftemperatur von 70°C für die Wärmesenke angenommen. Typische Coefficients of Performance (COP) für diese Konstellation und eine Vorlauftemperatur von 80°C liegen im Bereich von 2,1 bis 3,5 (Agora Energiewende 2023). Da der COP stark von der Umgebungstemperatur und der zu erreichenden Vorlauftemperatur für die Wärmesenke abhängig ist, wurde der Bereich auf Basis eigener Berechnungen unterteilt in ein Winterfester: COP=2,2-2,7 (Umgebungstemperatur zwischen -10°C und +5°C; Vorlauftemperatur 70°C) und ein Sommerfester: COP=2,9-3,5 (Umgebungstemperatur ab 10°C).
- WP2: Wärmepumpe in der Nahwärmeversorgung: Als Wärmequelle wird Umgebungsluft mit Umgebungslufttemperaturen im Bereich zwischen -10° bis 30°C und einem Gütegrad von 50% sowie einer zu erreichenden Vorlauftemperatur von 80°C für die Wärmesenke angenommen. Typische Coefficients of Performance (COP) für diese Konstellation und eine Vorlauftemperatur von 80°C liegen im Bereich von 2,1 bis 3,5 (Agora Energiewende 2023). Da der COP stark von der Umgebungstemperatur und der zu erreichenden Vorlauftemperatur für die Wärmesenke abhängig ist, wurde der Bereich auf Basis eigener Berechnungen

³⁰ Beispielsweise: <http://www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/technische-daten/>

unterteilt in ein Winterfester: COP=2,1-2,5 (Umgebungstemperatur zwischen -10°C und +5°C; Vorlauftemperatur 80°C) und ein Sommerfester: COP=2,7-3,5 (Umgebungstemperatur ab 10°C).

- FWP1: Wärmepumpe in der zentralen Wärmeversorgung: Es wird eine Wärmepumpe mit einem Oberflächengewässer als Wärmequelle. Für die Bereitstellung von Wärme auf einem Temperaturniveau von 100°C-120°C erreichen diese typischerweise COPs 1,9-2,5 (Agora Energiewende 2023). Da der COP stark von der Gewässertemperatur abhängig ist, wurde der Bereich unterteilt in ein Winterfester: COP=1,9-2,2 (Gewässertemperatur zwischen +5°C und +10°C; Wärmesenke: 100°C-120°C) und ein Sommerfester: COP=2-2,5 (Gewässertemperatur ab 15°C; Wärmesenke: 100°C-120°C).

Neben den realen Alternativ-Systemen können die KWK-Anlagen auch gegen gesetzliche Vorgaben verglichen werden, die explizit oder implizit Maximalwerte für die THG-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung vorgeben:

- **65%_EE-Wärme:** Aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) besteht die Vorgabe³¹, dass die eingesetzte Wärme in der Objektversorgung zukünftig zu 65 % aus erneuerbaren Energien kommen muss, wobei für verschiedene Konstellationen unterschiedliche Fristen gelten. Als erste Näherung des Effekts dieser Vorgabe wurde ein System definiert, welches die Wärme mit einem EE-Anteil von 65 % (THG-Emissionsfaktor=0) bereitstellt, 35 % der Wärme wird ergänzt aus der Bereitstellung mit Erdgas mit einem Auslegungs-Wirkungsgrad von 95 %.
- **30%_EE_FW:** Im aktuellen Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP)³² heißt es zum Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen: „Der Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme in der Fernwärme betrug in Deutschland im Jahr 2020 etwa 23 Prozent. Davon ausgehend lässt sich über einen mit der Renewable Energy Directive (RED) kompatiblen Zielpfad eine Steigerung auf ca. 45 % erneuerbare Energie und Abwärme im Jahr 2030 berechnen. Das am 1. Januar 2024 in Kraft getretene Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG) soll einen wesentlichen Beitrag zur Umstellung auf eine u. a. kosteneffiziente, bezahlbare und treibhausgasneutrale Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 leisten. So muss laut WPG bis 2030 im bundesweiten Mittel ein Anteil von 50 Prozent erneuerbarer Energie und Abwärme erreicht werden. Jedes einzelne Wärmenetz muss bis 2030 einen Anteil von 30 % und bis 2040 einen Anteil von 80 % erneuerbare Energie oder Abwärme erreichen.“ Als erste Näherung des Effekts dieser Vorgabe wurde ein System definiert, welches die Wärme mit einem EE-Anteil von 30 % (THG-Emissionsfaktor=0) bereitstellt, ergänzt um 70 % Bereitstellung aus Erdgas mit einem Auslegungs-Wirkungsgrad von 90 %.

³¹ Aktuell befindet sich das GEG in der Überarbeitung. Am 24.02.2026 haben sich die Fraktionen der Koalition auf ein Eckpunktepapier geeinigt. Darin ist vorgesehen, die Vorgabe eines Mindestanteils von 65% EE-Wärme abzuschaffen
Fraktion im Bundestag (CDU, CSU, SPD) 2026.

³² https://commission.europa.eu/document/download/cd8ba2d6-1af6-4f37-aa07-059989bb1264_de?filename=GERMANY%E2%80%93FINAL_UPDATED_NECP_2021-2030_%28GERMAN%29.pdf

Tabelle 2-21: Vergleichstechnologien in der Wärmebereitstellung und gesetzliche Vorgaben

Tech-Name	„Energieträger“	Jahresnutzungsgrad _{th} bzw. Coefficient of Performance (COP) im Winter	Methan- schlupf	Emissionsfaktor
BWK_100%	Erdgas	95 %	0%	0,21 t CO ₂ /MWh
HW_90%	Erdgas	86 %	0%	0,24 t CO ₂ /MWh
PtH	Strom	90 %	0%	Vom EF-des Netzstroms abhängig
WP1 (Winter) (Wärmesenke: 70°C)	Strom	215-265 % Mittelwert: 240 %	0%	Vom EF-des Netzstroms abhängig
WP2 (Winter) (Wärmesenke: 80°C)	Strom	210-250 % Mittelwert: 230 %	0%	Vom EF-des Netzstroms abhängig
FWP1 (Wärmesenke: 100-120°C)	Strom	185-220 % Mittelwert: 205 %	0%	Vom EF-des Netzstroms abhängig
65%_EE-Wärme	65%_EE-Wärme			0,07 t CO ₂ /MWh
30%_EE_FW	30%_EE_FW			0,14 t CO ₂ /MWh

Quelle: Eigene Darstellung.

Vergleichssysteme: Zusammengesetzte Bereitstellung von Strom und Wärme

Auf der Stromseite gibt es hierfür im Wesentlichen zwei Methoden bei einer aggregierten Betrachtung:

1. Der Verdrängungsmix
2. Der durchschnittliche Emissionsfaktor des Stromsystems

Bei der Methode des Verdrängungsmixes wird der durchschnittliche spezifische Emissionsfaktor der Kraftwerke abgeschätzt, der in der Merit Order durch den Einsatz der KWK-Anlagen verdrängt wird. Diese Abschätzung ist beliebig kompliziert und basiert idealerweise auf einer detaillierten Modellierung, die auch die zukünftige Situation des Energiesystems berücksichtigen muss. Erheblich robuster ist die Anwendung eines durchschnittlichen Emissionsfaktors. Dieser ist eindeutig für historische Jahre bestimmbar und robuster in der zukünftigen Betrachtung.

Das Methodenpapier zur Bewertung der KWK-Erzeugung (Öko-Institut 2015) schlägt einen differenzierten Ansatz für das Stromsystem vor. Es geht davon aus, dass bei der Frage nach dem Ersatz von Stromerzeugung zunehmend der emissionsfreie Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsystem zu berücksichtigen ist und die KWK-Erzeugung zunehmend auch fluktuierende Energieträger verdrängt. Daher teilt es die KWK in strommarktorientierte und nicht-strommarktorientierte Erzeugung ein. Bei der strommarktorientierten Erzeugung unterscheidet es wiederum zwischen saisonalem und nicht-saisonalem Betrieb.

Für den Verdrängungsmix in einzelnen Jahren müssen die gesamten Verhältnisse im Stromsystem berücksichtigt werden. Damit ist die Ermittlung des Verdrängungsmixes selbst für die aktuelle Situation, aber noch mehr für zukünftige Jahre, abhängig von den unterlegten wirtschaftlichen und technischen Annahmen, beispielsweise der Kraftwerksverfügbarkeit und der

Merit Order in einzelnen Stunden. Verdrängungsmixe variieren damit über die Zeit und haben jeweils ausschließlich Gültigkeit für das jeweilige Jahr bzw. das der Projektion unterlegte Stromsystem einschließlich der betrachteten KWK-Stromerzeugung.

Die Methode des durchschnittlichen Emissionsfaktors des Stromsystems ist im Vergleich deutlich einfacher: Sie wird oft zur Bewertung anderer Effizienzmaßnahmen oder dem Ausbau Erneuerbarer Energien verwendet und erlaubt damit eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Der durchschnittliche Emissionsfaktor des Stromsystems ist im Gegensatz zum Verdrängungsmix für die historischen Jahre eindeutig zu ermitteln, beinhaltet aber die Produktion der KWK. Für zukünftige Einsparungen muss auch dieser Emissionsfaktor aus geeigneten Projektionen gewonnen werden, wobei dieser Wert weniger abhängig ist vom stündlichen Kraftwerkseinsatz als der Verdrängungsmix und damit als robuster angesehen werden kann.

Die vorliegende Untersuchung benutzt zur Bewertung der Emissionseinsparung beide Methoden. Dabei stammen die Daten für die durchschnittlichen Emissionsfaktoren des Strom- und Wärmemix aus dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts 2025 (PB 2025).³³

Um den saisonalen Charakter bei wärmegeführter Erzeugung berücksichtigen zu können, wurde noch ein Emissionsfaktor für die Heizperiode (HZP) abgeleitet. Dieser berücksichtigt die geringere Verfügbarkeit von PV in den Wintermonaten und den Anstieg des saisonalen Effekts mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix.

Für den Verdrängungsmix basieren die Daten ebenfalls auf Modellierungen für das MMS des Projektionsberichts 2025. Dieses Szenario berücksichtigt unter anderem in Deutschland einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 78 % im Jahr 2030, von 86 % im Jahr 2035, von 91 % im Jahr 2040 und von 94 % im Jahr 2045.

Für die Herleitung des Emissionsfaktors des Verdrängungsmixes wurden Szenarienkäufe ausgewertet, die im Rahmen des Projektionsberichts 2025 für eine Sensitivätsbetrachtung für eine veränderte Stromnachfrage in Deutschland durchgeführt wurden, denn die Effekte einer veränderten Stromnachfrage auf die Emissionen sind ähnlich wie die Effekte, die durch das Hinzufügen zusätzlicher (KWK-)Stromproduktion auftreten würden. Der so berechnete Emissionsfaktor ist in Abbildung 2-45 dargestellt.

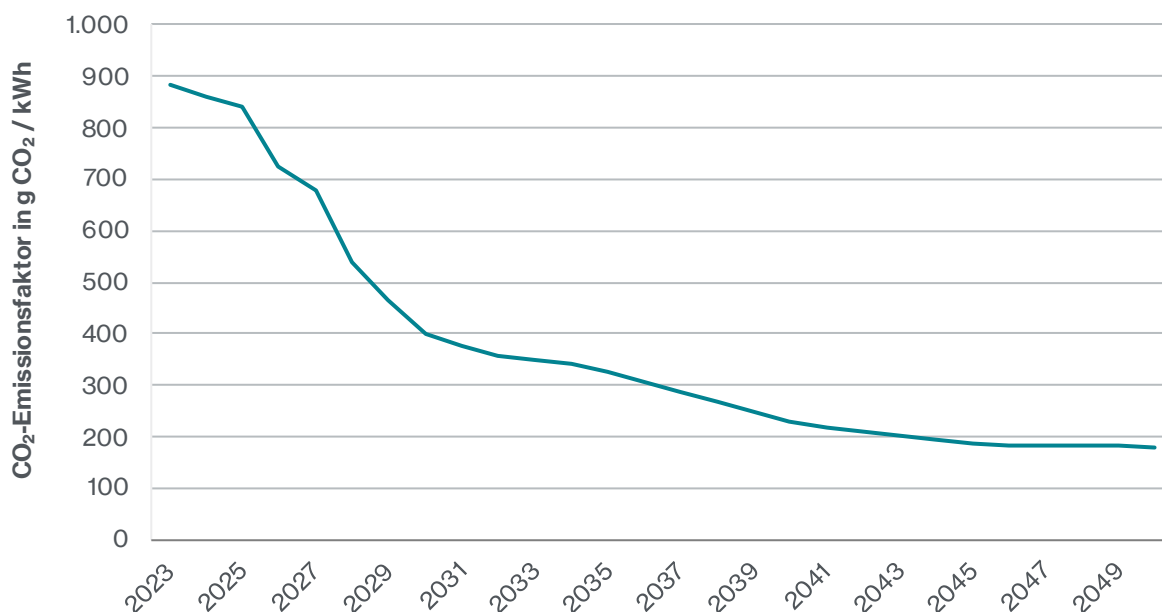
Dabei bildet das für die Szenarien des Projektionsberichts verwendete europäische Strommarktmodell Effekte einer veränderten deutschen Stromnachfrage sowohl auf die inländischen als auch auf die ausländischen CO₂-Emissionen ab. Dabei findet ca. die Hälfte der CO₂-Emissionsänderung im Inland und die andere Hälfte im europäischen Ausland statt. Das bedeutet: Würde nur der inländische Anteil des Verdrängungsmixes betrachtet, wäre der Emissionsfaktor nur etwa halb so hoch wie der hier ausgewiesene.

Der CO₂-Emissionsfaktor des europäischen Verdrängungsmixes liegt am aktuellen Rand (2023) mit 880 g/kWh noch deutlich höher als der CO₂-Emissionsfaktors des durchschnittlichen deutschen Strommixes (diese beträgt 386 g CO₂/kWh_{el} im Jahr 2023). Er sinkt jedoch bis 2030 vor allem bedingt durch den starken Rückgang der Kohleverstromung auf weniger als die Hälfte

³³ https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2025.pdf

seines aktuellen Wertes (ca. 400 g CO₂/kWh_{el}). Im Zeitraum bis 2045 sinkt der Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes weiter, jedoch langsamer, und erreicht mit 180 g CO₂/kWh_{el} (2050) schließlich Werte, die deutlich unter den Emissionen eines Erdgaskraftwerks liegen, weil zunehmend auch erneuerbare Stromerzeugung verdrängt wird.

Abbildung 2-45: Netto-CO₂-Emissionsfaktor des europäischen Verdrängungsmixes abgeleitet aus Modellierungen für das MMS des Projektionsberichts 2025



Anmerkung: Der Emissionsfaktor berücksichtigt Verdrängungseffekte im Inland und im europäischen Ausland. In den ersten 10 Jahren ergibt sich der Emissionsfaktor etwa jeweils zur Hälfte aus spezifischen CO₂-Emissionsänderungen im Inland und im Ausland.
Quelle: (Statistisches Bundesamt 2026a) (Statistisches Bundesamt 2026b) (UBA 2025), Öko-Institut (eigene Berechnungen).

Tabelle 2-22 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionsfaktoren, welche für die beiden Methoden (durchschnittlicher deutscher Strommix und europäischer Verdrängungsmix) angesetzt wurden:

Tabelle 2-22: Netto-Emissionsfaktoren der Referenzsysteme zur Bereitstellung von Strom und Wärme

Emissionsfaktor in g CO ₂ / kWh (netto)	2025	2028	2030	2033	2035	2038	2040	2045
Stromerzeugung								
Strommix MMS PB 2025	303	183	120	87	72	59	51	42
Aufschlag für Heizperiode	33 %	52 %	65 %	65 %	65 %	65 %	65 %	65 %
Europäischer Verdrängungsmix abgeleitet aus MMS PB 2025	840	541	398	351	326	267	228	186
Wärmeerzeugung								
Fernwärme MMS PB 2025	159	154	144	142	135	120	109	97

Anmerkung: Für die jahresscharfen Berechnungen wurden die vorliegenden Werte für das Zielszenario Energiepolitik 2022 in fehlenden Jahren interpoliert.
Quelle: (UBA 2025). Annahmen Öko-Institut auf Basis der Berechnungen von r2b.

Kumulierte Betrachtung

Für den Vergleich verschiedener Systeme ist unbedingt die kumulierte Betrachtung zu wählen. Insbesondere für die Vergleichssysteme ist vor dem Hintergrund des Klimaneutralitätsziels für 2045 und der damit verbundenen Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesystems, welche deutlich vorher erfolgen muss, davon auszugehen, dass die spezifischen Emissionsfaktoren über die Zeit sinken. Aber auch bei der KWK-Anlage kann der spezifische Emissionsfaktor während der Nutzungsdauer beispielsweise durch Anpassungen beim Brennstoff sinken. Für den Vergleich verschiedener Systeme wird deshalb deren Nutzung über die für die jeweilige KWK-Anlagenkonstellation typische Nutzungsdauer unterstellt und Änderungen der Emissionsfaktoren sowohl bei der Anlage selbst als auch bei Strom und Fernwärme in den Vergleichssystemen im Zeitverlauf berücksichtigt. In der kumulierten Betrachtung ergibt sich der spezifische Emissionsfaktor als Quotient aus der über die Nutzungsdauer bereitgestellten Nutzenergie und den jeweiligen, mit der Bereitstellung verbundenen, THG-Emissionen. Für eine konservative Betrachtung wird angenommen, dass bei stromgeführten Anlagen die jährlichen Vollbenutzungsstunden den für das jeweilige Jahr geltenden maximalen Vollbenutzungsstunden für die Förderung entsprechen. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass wärmegeführte Anlagen im gewerblich/industriellen Sektor sowie Anlagen, die ihren Einsatz aufgrund der kleineren Leistungsgröße nicht am Strommarkt ausrichten, diese Vollbenutzungsstunden überschreiten. Da die maximalen Vollbenutzungsstunden für die Zukunft abnehmen, ergibt sich in der kumulierten Betrachtung eine höhere Gewichtung der ersten Jahre, in denen die Dekarbonisierung der Strom- und Wärmesysteme noch nicht so weit fortgeschritten ist.

Umgang mit Methanschluß

Mit Blick auf das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems sind auch die durch eine unvollständige Verbrennung von Gasen in Motoren entstehenden Emissionen für die THG-Bilanz relevant. Der spezifische Schlupf und die damit verbundenen Emissionen hängen dabei stark von der spezifischen Anlagenkonstellation ab und lassen sich schwer allgemein fassen. Stattdessen werden zur Orientierung die jeweils geltenden Grenzwerte typischer Anlagen nach der 44. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) zum Ansatz genommen. Dabei handelt es sich um die maximal zu erwartenden Methanemissionen im Anwendungsbereich oberhalb 1 MW Feuerungswärmeleistung. In der gesetzlichen Regelung wird einerseits zwischen den Vorgaben für Fremdzündungsmotoren im Magerbetrieb und Selbstzündungsmotoren und andererseits allen anderen Fremdzündungsmotoren unterschieden. Zu letzterem gehören insbesondere Verbrennungsmotoren mit stöchiometrischer Verbrennung. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass bei BHKW-Anlagen unterhalb der Genehmigungsgrenze von 1 MW, gemäß dem Stand der Technik, die in der 44. BImSchV vorgeschriebenen Grenzwerte ebenfalls einhalten. Bei Fremdzündungsmotoren im Magerbetrieb, die insbesondere im elektrischen Leistungsbereich ab rund 250 kW zum Einsatz kommen, kann der Methan-Schlupf einen erheblichen Einfluss auf die Emissionsbilanz aufweisen.

Methodische Einschränkungen

Es ist fraglich, ob der Verdrängungsmix in einem mittelfristig auf klimaneutrale Erzeugung umgestellten Stromsystem den geeigneten Ansatz zur Abschätzung der CO₂-Emissionen der durch KWK ersetzten fossilen Stromerzeugung darstellt.

Der Verdrängungsfaktor ist das Ergebnis einer marginalen Betrachtung, die die Frage nach der Emissionsminderung durch eine verdrängte Kilowattstunde Strom stellt. Die kumulierte, bis dahin erreichte Emissionsminderung kann unter Umständen deutlich niedriger sein, insbesondere wenn im größeren Umfang Strom aus effizienten Erdgas-GuD Kraftwerken verdrängt wurde (wie in den Jahren 2012 bis 2015 geschehen, siehe KWKG Evaluierungsbericht 2019 (Prognos, Öko-Institut et al. 2019).

Die Einsparung der THG-Emissionen materialisiert sich in Bezug auf die nationale Emissionsbilanz nur, wenn tatsächlich inländische Stromerzeugung mit diesem durchschnittlichen Emissionsfaktor ersetzt wird. In der Realität greifen wirtschaftliche Faktoren, die ggf. auch einen Anstieg des Strom-Exportes bewirken können. Dieser belastet die nationale THG-Bilanz, kann aber zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU beitragen, wenn europaweit emissionsintensivere Stromerzeugung verdrängt wird.

2.3.3 Untersuchte Anlagenkonstellationen und Parametrisierung der Vergleichssysteme

Um eine gute Bandbreite von Anlagenkonstellationen abzubilden, wurden die folgenden 4 Typ-Anlagen ausgewählt:

- GuD 3: Städtische Fernwärmeversorgung; kein Schlupf
- GuD 1: Industrielle Wärmeversorgung; kein Schlupf
- BHKW 4: Einsatz in kleinem Stadtwerk für die Fernwärmeversorgung; Magermotor: Methanschlupf max. 19 %
- BHKW 2b: Einsatz in der Objektversorgung: Krankenhaus oder Schwimmbad; kein Magermotor: Methanschlupf max. 4,5 %

Tabelle 2-23: Kennzahlen typischer KWK-Anlagenkonstellationen

BHKW-Name	[Einheit]	GuD 3	GuD 1	BHKW 4	BHKW 2b
Einsatzbereich		Fernwärme	Prozesswärme	Objekt-KWK, FW, IND	Objekt-KWK
el. KWK-Leistung		200 MW	50 MW	500 kW	10 kW
Jahresnutzungsgrad el. KWK		55 %	47 %	41 %	31 %
Jahresnutzungsgrad th.		33 %	40 %	49 %	65 %
Jahresnutzungsgrad gesamt		87 %	87 %	90 %	96 %
max. Methan-Schlupf ¹	[Anteil des CO ₂]	0,0 %	0,0 %	19,0 %	4,5 %
Strom	[MWh/h]	200	50	0,50	0,01
Wärme	[MWh/h]	122,22	42,55	0,60	0,02
Nutzenergie	[MWh/h]	322,22	92,55	1,10	0,03
Spez. Emissionsfaktor ohne Schlupf ²	[t CO ₂ /MWh Hu]	0,23	0,23	0,22	0,21

Anmerkungen: ¹Der maximale Methanschlupf wurde auf Grundlage des in der 44. BImSchV geltenden Grenzwertes für Turbomotoren und Saugmotoren aus den Berechnungen im Evaluierungsbericht 2019 entnommen und für den geringeren Methangehalt im durchschnittlichen deutschen Erdgasmix korrigiert.² Den Berechnungen wurde ein Brennstoffemissionsfaktor von 0,201 t CO₂ pro MWh Erdgas (unterer Heizwert) unterlegt. Emissionen in der Vorkette wurden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.
Quelle: Eigene Darstellung.

Aus den oben beschriebenen typischen Einsatz- und Anforderungsbereichen ergeben sich auch die möglichen Alternativen, die als Vergleichssysteme für die Einordnung der THG-Einsparung berücksichtigt wurden. Tabelle 2-24 fasst die ausgewählten Vergleichssysteme zusammen.

Für die beiden GuDs wurden folgende Systeme zum Vergleich herangezogen:

- System 1: Strombezug aus dem Netz, Wärmebereitstellung über Erdgas-Heizwerk
- System 2:
 - GuD1: Strombezug aus dem Netz; Wärmebereitstellung über Power-to-Heat-Anlage
 - GuD3: Strombezug aus dem Netz; Wärmebereitstellung über Flusswärmepumpe; für den Strom der Flusswärmepumpe wird der für die Heizperiode angepasste Emissionsfaktor berücksichtigt; ebenfalls wurde der mittlere COP im Winter unterstellt
- System 3: Zentrale Strom- und Wärmeversorgung
- System 4: Extrem-Szenario: Stromversorgung über Verdrängungsmix; Wärmebereitstellung über Gas-Heizwerk
- System 5: Umstellung der Anlage auf einen klimaneutralen Brennstoff

Für die beiden BHKWs wurden folgende Systeme zum Vergleich herangezogen:

- System 1: Strombezug aus dem Netz; Wärmebezug aus einem Erdgas-Brennwertkessel; da von einem wärmegeführten BHKW ohne Orientierung am Strommarkt ausgegangen werden kann, wurde der Emissionsfaktor des Strommixes zugrunde gelegt
- System 2: Strombezug aus dem Netz für Strom und Wärmeversorgung über Wärmepumpe; um die Saisonalität der Wärmenachfrage abzubilden, wurden die für die Heizperiode

korrigierten Emissionsfaktoren verwendet; ebenfalls wurde der mittlere COP im Winter unterstellt.

- System 3: Zentrale Strom- und Wärmeversorgung
- System 4: Abschätzung zur Einhaltung des 65%-EE-Ziels in der Gebäudewärmeversorgung
- System 5: Extrem-Szenario: Strom- und Wärmebereitstellung (über Wärmepumpe) mit Verdrängungsmix

Tabelle 2-24: Auswahl der Vergleichssysteme für typische Anlagenkonstellationen

Anlagenkonstellation/Vergleichssystem					
	Info	GuD 3	GuD 1	BHKW 4	BHKW 2b
KWK-Anlagen	Einsatzbereich	FW	PW	Objekt-KWK, FW, IND	Objekt-KWK
	KWK-Leistung _{el}	200 MW	50 MW	500 kW	10 kW
	Elektrischer Jahresnutzungsg rad	54 %	47 %	41 %	31 %
	Thermischer Jahresnutzungsg rad	33 %	40 %	49 %	65 %
System 1 [S1]	Strom	MMS PB 2025			
	Wärme	Heizwerk		Gas-BWK	
System 2 [S2]	Strom	MMS PB 2025		MMS PB 2025 (HZP)	MMS PB 2025 (HZP)
	Wärme	FWP1 (HZP; COP: Winter)	PtH	WP2 (Storm: HZP; COP: Winter)	WP1 (Storm: HZP; COP: Winter)
System 3 [S3]	Strom	MMS PB 2025			
	Wärme	Fernwärme: MMS PB 2025			
System 4 [S4]	Strom	Verdrängungsmix MMS PB 2025		MMS PB 2025	
	Wärme	Heizwerk		65 % EE	
System 5 [S5]	Strom	Verdrängungsmix MMS PB 2025			
	Wärme	KWK mit klimaneutralem Brennstoff		WP2 (Verdrängungsmix MMS PB 2025, COP: Winter)	WP1 (Verdrängungsmix MMS PB 2025, COP: Winter)

Quelle: Öko-Institut.

2.3.4 Ergebnisse nach KWK-Anlagenkonstellation

TIPP

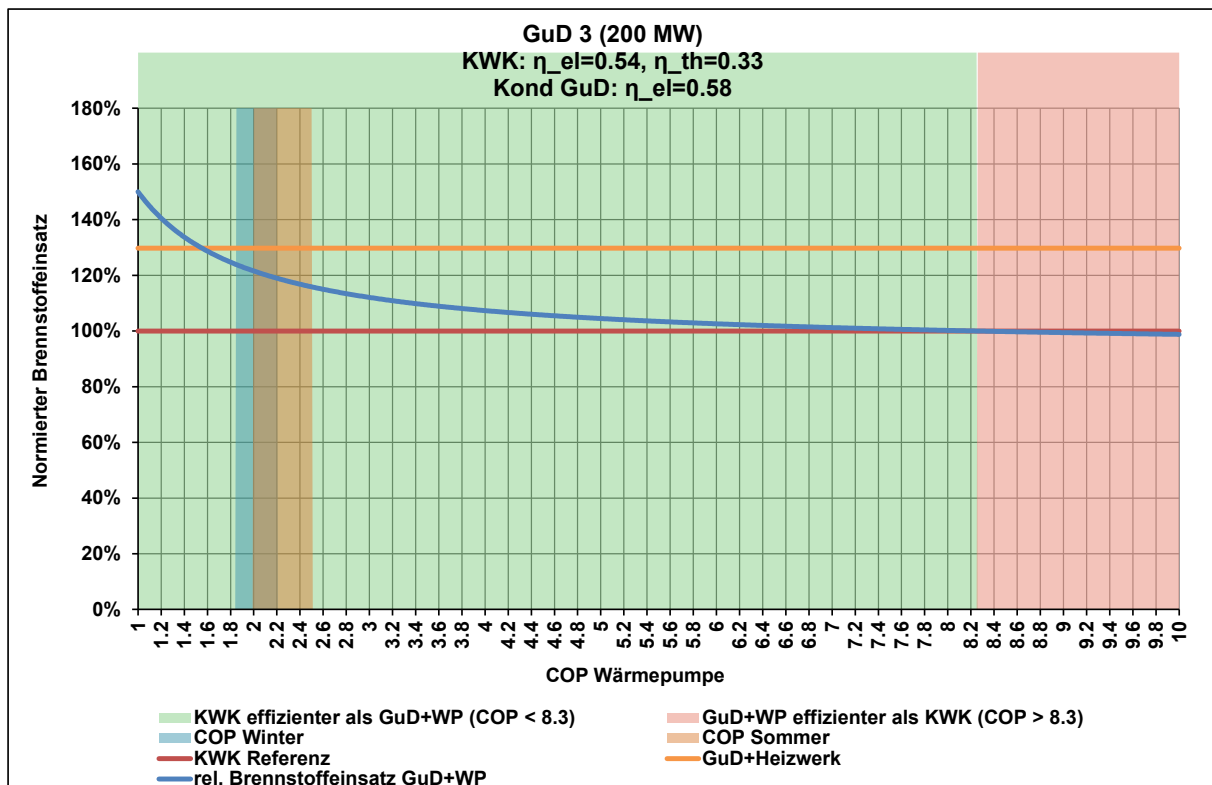
Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildungen zum Vergleich der Emissionsfaktoren zu errichtende KWK-Anlagen mit ausgewählten zukünftigen Vergleichssystemen (Abbildung 2-46 bis Abbildung 2-56)

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Emissionsfaktoren der KWK-Anlagen sowie der jeweiligen Vergleichssysteme. Für jede der in Tabelle 2-23 aufgeführten Anlagenkonstellationen werden zunächst die Entwicklungen der jährlichen Emissionsfaktoren in t CO₂-Äquivalent je MWh Nutzenergie als Diagramm dargestellt (Abbildung 2-56). Der Emissionsfaktor für die jeweils betrachtete KWK-Anlagenkonstellation (jeweils rote Linie) ändert sich im Zeitverlauf zunächst nicht, denn er wird durch die einmal ausgewählten Komponenten und den Emissionsfaktor des eingesetzten fossilen Brennstoffes definiert. Besteht für eine Anlage die Möglichkeit ab einem bestimmten Jahr auf einen klimaneutralen Brennstoff zu wechseln, so ist der Emissionsfaktor ab diesem Jahr null (blaue Linie). Dagegen ändern sich die Emissionsfaktoren der jeweiligen Vergleichssysteme (vgl. Tabelle 2-24) entsprechend der Änderung der Emissionsfaktoren bei der Strom- und/oder Wärmebereitstellung über die Zeit (vgl. Tabelle 2-7). In diesen Diagrammen entspricht ein Datenpunkt den spezifischen Emissionen bei Betrieb der Anlage im jeweiligen Jahr bzw. dem Strom- und Wärmebezug durch das Vergleichssystem im jeweiligen Jahr. Für die Emissionsbilanz einer Neuanlage über die Nutzungsdauer ist jedoch die kumulierte Betrachtung entscheidend, welche im jeweils zweiten Diagramm dargestellt wird (Abbildung 2-57). Hier repräsentiert ein Datenpunkt folgende Information: Welchen spezifischen Emissionsfaktor hat eine Anlage bzw. ein Vergleichssystem, welches im betrachteten Jahr in Betrieb genommen und über die typische Nutzungsdauer der KWK-Anlage betrieben wird und jährlich die maximal förderfähigen Vollbenutzungsstunden läuft. Je länger die typische Nutzungsdauer der betrachteten Anlage ist, desto stärker unterscheidet sich die jährliche von der kumulierten Betrachtung. Der Unterschied wird besonders für frühe Inbetriebnahmejahre deutlich. Durch die Kumulierung wird der Effekt der Einsparungen durch strombasierte Systeme, für die die Emissionsfaktoren in Zukunft stark sinken werden, verstärkt. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die jeweiligen Vergleichssysteme für Anlagenkonstellation GuD 1 und GuD 3 nicht einzeln dargestellt. Stattdessen zeigt die grüne Fläche jeweils die Bandbreite der möglichen Emissionsfaktoren, die sich unter Annahme der verschiedenen Vergleichssysteme zur Strom- und Wärmeerzeugung in der kumulierten Betrachtung ergeben. Für diese beiden Anlagenkonstellationen sind zusätzlich gelbe Bandbreiten angegeben. Sie stellen dar, welche Emissionsfaktoren sich ergeben, wenn die Anlage ab einem bestimmten Jahr auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt wird. Dabei entsprechen Punkte auf der oberen Kante der Fläche dem kumulierten Emissionsfaktor einer KWK-Anlage, die im entsprechenden Jahr in Betrieb genommen wird und dann zum spätmöglichen Zeitpunkt in der angegebenen Zeitspanne (2038) auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt wird. Punkte auf der unteren Kante entsprechen dem kumulierten Emissionsfaktor einer KWK-Anlage, die im entsprechenden Jahr in Betrieb geht und zum frühesten Zeitpunkt in der angegebenen Zeitspanne (2030) auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt wird.

GuD in der Städtischen Strom- und Wärmeversorgung (GuD 3)

Für die größere GuD-KWK-Anlage (GuD 3) in der städtischen Strom- und Wärmeversorgung wird im ersten Schritt überprüft, ob sie effizienter ist als das brennstoffbasierte ungekoppelte Vergleichssystem Kond-GuD plus Wärmepumpe, wenn dieses dieselben Strom- und Wärmemengen wie die KWK-Anlage bereitstellen würde. Abbildung 2-46 zeigt den Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage (rote Linie bei 100 %) und den Brennstoffeinsatz der ungekoppelten Vergleichssysteme Kond-GuD-Anlage plus Heizwerk mit Erdgaskessel (orange Linie) und den Brennstoffeinsatz von Kond-GuD plus Wärmepumpe in Abhängigkeit vom COP-Wert der Wärmepumpe (blaue Linie). Das ungekoppelte System mit Erdgaskessel braucht für dieselbe Strom- und Wärmemenge ca. 30 % mehr Brennstoff als die gekoppelte KWK-Anlage. Inwieweit die KWK-Anlage auch im Vergleich zum System aus ungekoppelter Stromerzeugung und Wärmepumpe Brennstoff einspart, ist in Abhängigkeit vom COP-Wert der Wärmepumpe in Abbildung 2-46 dargestellt: Die rote Linie zeigt den Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage mit 100 %. Je höher der COP-Wert ist, desto weniger Strom benötigt die Wärmepumpe. Für Wärmepumpen mit einem COP bis etwa 8,3 liegt der Brennstoffeinsatz des Vergleichssystems (blaue Linie) oberhalb der roten KWK-Linie. Hier würde das Kond-GuD-Wärmepumpen-Vergleichssystem also mehr Brennstoff für die Bereitstellung der gleichen Strom- und Wärmemengen benötigen als die KWK-Anlage. In diesem Bereich ist die KWK-Anlage effizienter als das Vergleichssystem. Wenn eine sehr effiziente Wärmepumpe mit höherem COP-Wert als 8,4 zur Verfügung steht, ist die KWK-Anlage nicht mehr die effizientere Alternative. Solche COP-Werte könnten typischerweise und flächendeckend nicht erzielt werden. Sie lassen sich nur erreichen, wenn eine Wärmequelle mit hohen Temperaturen wie industrielle Abwärme oder Tiefengeothermie für die Wärmepumpe genutzt werden kann. Mit Annahmen zu den Wärmepumpen wie oben beschrieben (siehe Abschnitt 2.3.2) und dem Einsatzbereich einer städtischen KWK-Anlage mit einem Oberflächengewässer als Wärmequelle liegen typische Winter- und Sommer-COP-Werte in dem Bereich zwischen ca. 1,8 und 2,5. Hier ist die KWK-Anlage gegenüber dem Vergleichssystem effizienter.

Abbildung 2-46: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zur GuD 3

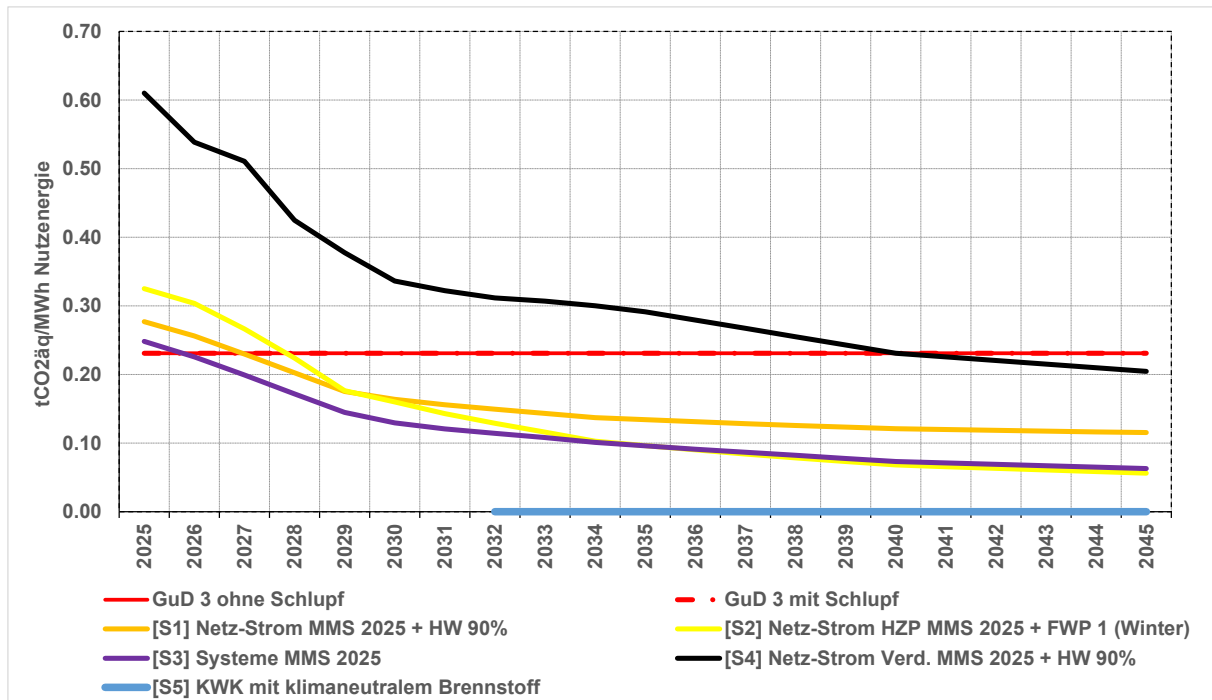


Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Im nächsten Schritt wird der Emissionsfaktor der GuD 3 mit den Emissionsfaktoren von verschiedenen weiteren Vergleichssystemen verglichen:

Wie aus der jährlichen Darstellung in Abbildung 2-47 ersichtlich, ergeben sich für die Anlagenkonstellationen zum Einsatz in der städtischen Strom- und Wärmeversorgung im Vergleich zu den Systemen, die auf dem Strommix aus MMS PB 2025 basieren und für die Wärmeversorgung ein Heizwerk oder eine Flusswärmepumpe nutzen, vor 2028 jährliche Emissionseinsparungen. Wird ein strommarktgeführter Einsatz der KWK-Anlage unterstellt, sodass als Vergleichssystem die ungekoppelte Erzeugung und eine Verdrängung des Grenzkraftwerks im europäischen Strommarkt angenommen werden kann, so besteht noch bis 2040 eine Emissionseinsparung durch die KWK-Anlage. Steht ein klimaneutraler Brennstoff für die KWK-Anlage zur Verfügung, so schneidet dieser besser ab als emissionsbehaftete Strom- und Wärmeerzeugung.

Abbildung 2-47: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für GuD 3 und ausgewählten Vergleichssysteme

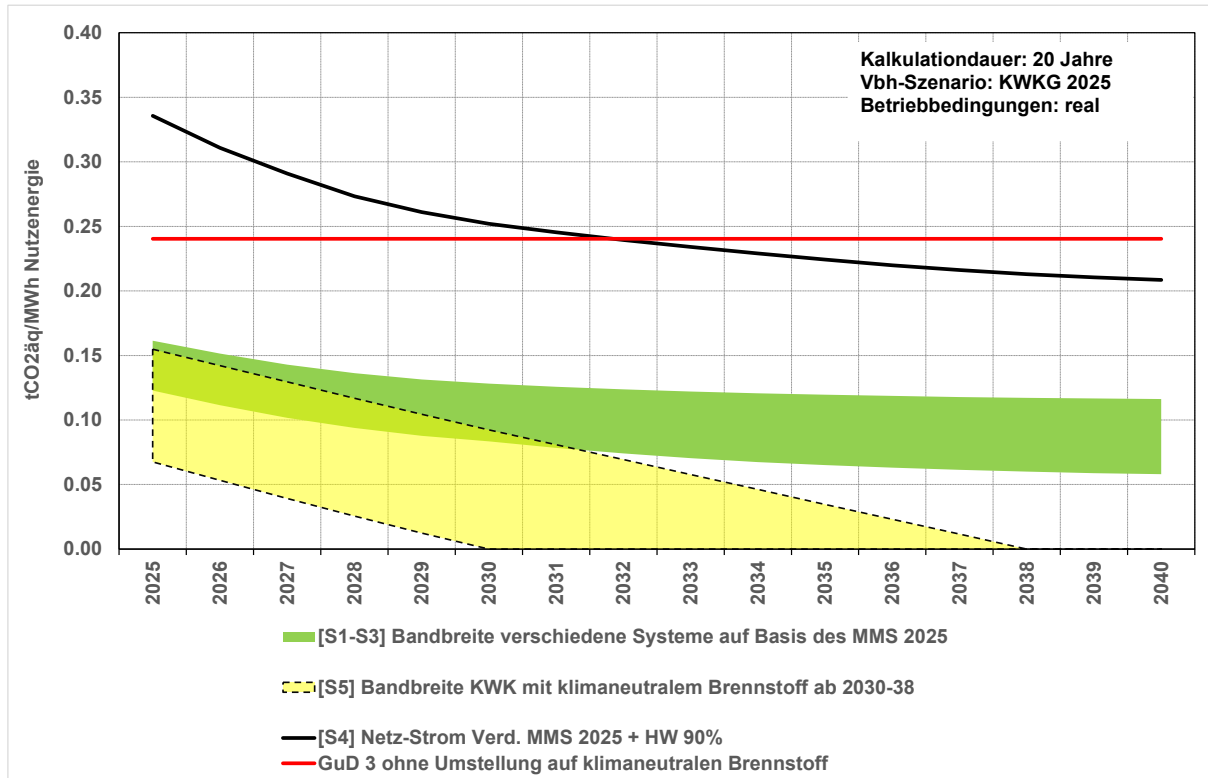


Anmerkungen: Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung in der Infobox auf Seite 97 zu finden.

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Die kumulierte Betrachtung in Abbildung 2-48 zeigt, dass bereits heute keine Emissionseinsparung im Vergleich zu Vergleichssystemen, die auf dem MMS PB 2025 basieren, zu erzielen ist. Ab 2032 ist mit der gekoppelten Erzeugung in der KWK-Anlage auch keine Emissionseinsparung gegenüber dem Szenario des europäischen Verdrängungsmixes für die Stromversorgung und einem Heizwerk für die Wärmeversorgung zu erzielen. Wenn angenommen werden kann, dass die KWK-Anlage innerhalb ihrer Nutzungsdauer auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt werden kann, so kann die Anlage über ihre Lebensdauer eine ähnlich gute Emissionsbilanz wie die Vergleichssysteme aufweisen oder sogar besser als diese abschneiden. Dies hängt vom konkreten Vergleichssystem und dem Zeitpunkt des Übergangs auf den klimaneutralen Brennstoff ab.

Abbildung 2-48: Entwicklung der Emissionsfaktoren für GuD 3 und Bandbreiten für ausgewählte Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren.



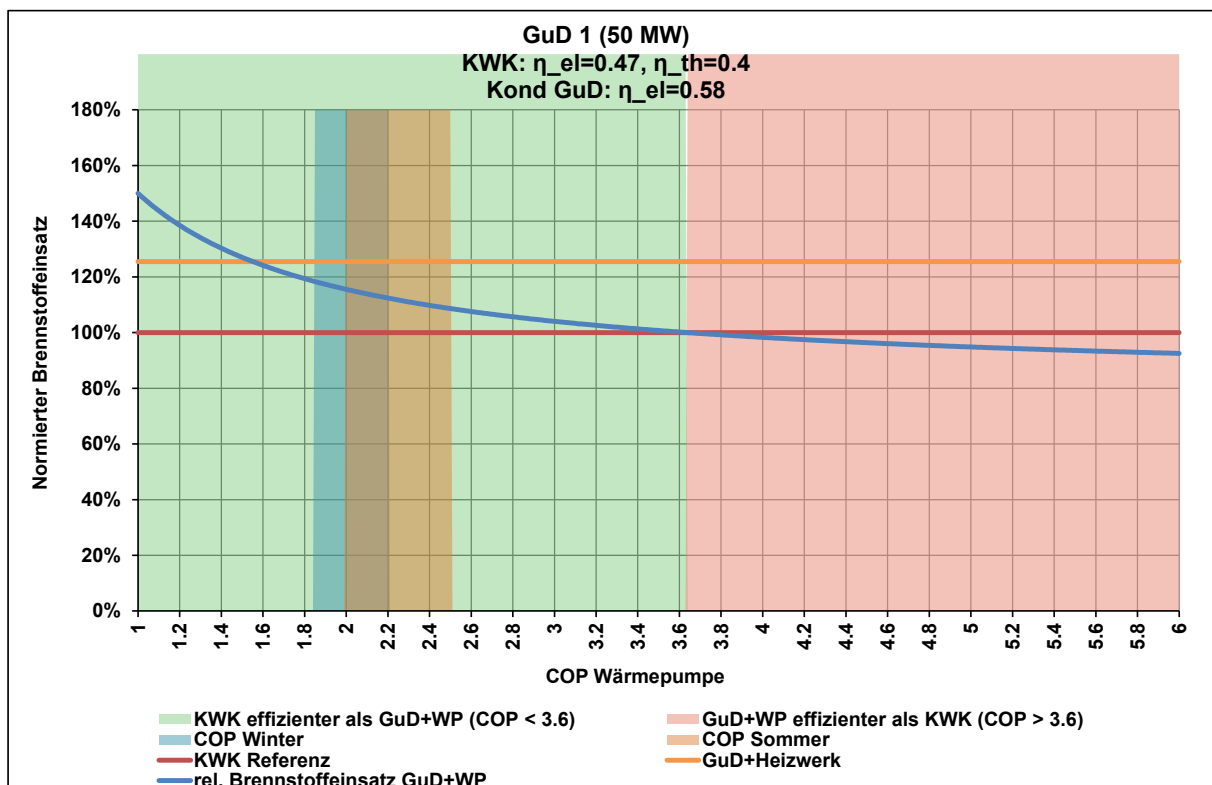
Anmerkungen: Angenommene Nutzungsdauer: 20 Jahre; VBH-Szenario entsprechend KWKG 2025. Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.
Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Industrielle GuD (GuD 1)

Für die industrielle GuD-KWK-Anlage (GuD 1) wird zunächst untersucht, ob das brennstoffbasierte ungekoppelte Vergleichssystem Kond-GuD plus Wärmepumpe dieselben Strom- und Wärmemengen wie die KWK-Anlage mit mehr oder weniger Brennstoffeinsatz bereitstellen könnte. Das Ergebnis der Analyse ist in Abhängigkeit vom COP-Wert der Wärmepumpe in Abbildung 2-49 dargestellt: Die rote Linie zeigt den Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage mit 100 %. Je höher der COP-Wert ist, desto weniger Strom benötigt die Wärmepumpe. Für Wärmepumpen mit einem COP bis etwa 3,6, liegt der Brennstoffeinsatz des Vergleichssystems (blaue Linie) oberhalb der roten KWK-Linie. Hier würde das Kond-GuD-Wärmepumpen-Vergleichssystem also mehr Brennstoff für die Bereitstellung der gleichen Strom- und Wärmemengen benötigen als die KWK-Anlage. In diesem Bereich ist die KWK-Anlage effizienter als das Vergleichssystem. Wenn eine sehr effiziente Wärmepumpe mit höherem COP-Wert als 3,6 zur Verfügung steht (weil z. B. eine Wärmequelle für die Wärmepumpe genutzt werden kann), ist die KWK-Anlage nicht mehr die effizientere Alternative. Mit Annahmen zu den Wärmepumpen wie oben beschrieben (siehe Abschnitt 2.3.2) und dem Einsatzbereich einer industriellen KWK-Anlage liegen typische Winter- und Sommer-COP-Werte in dem Bereich zwischen ca. 1,8 und 2,5. Hier ist die KWK-Anlage gegenüber dem Vergleichssystem effizienter.

Der Vollständigkeit halber ist auch der Brennstoffeinsatz des klassischen ungekoppelten Vergleichssystems Kond-GuD-Anlage plus Heizwerk mit Erdgaskessel eingezeichnet, das für die Bereitstellung derselben Strom- und Wärmemenge 25 % mehr Brennstoff benötigen würde als die KWK-Anlage.

Abbildung 2-49: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zur GuD 1



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

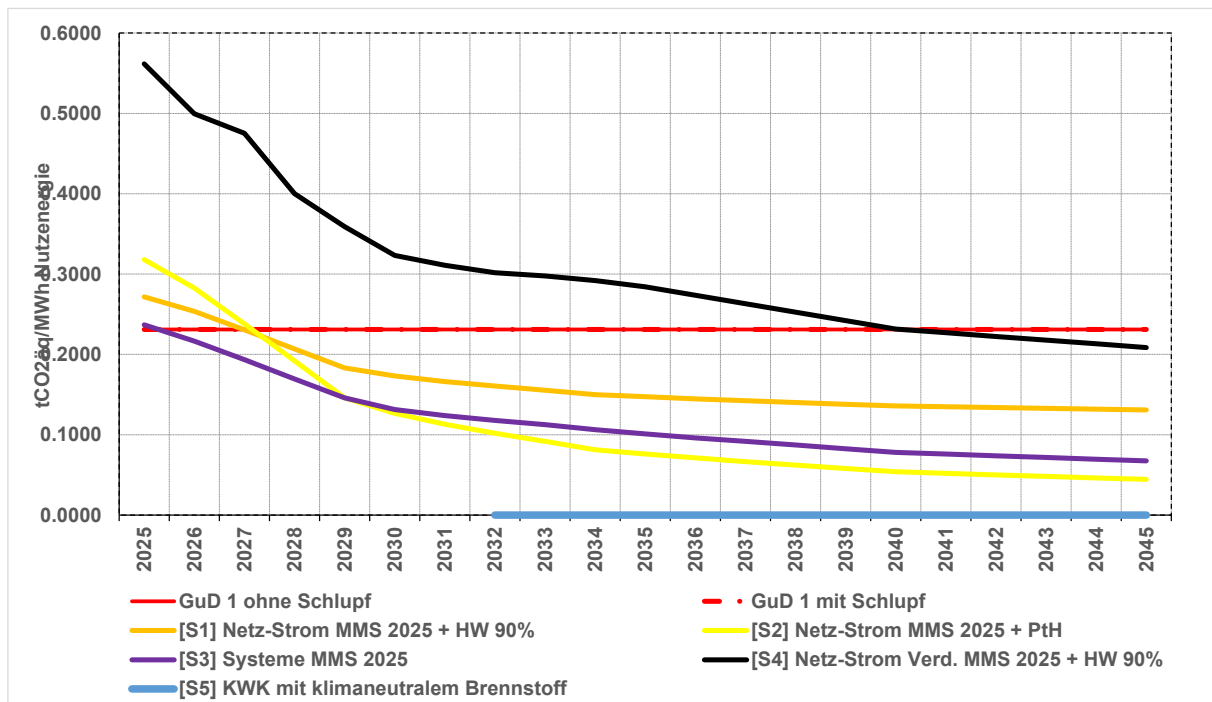
Im nächsten Schritt wird der Emissionsfaktor der GuD1 mit den Emissionsfaktoren von verschiedenen weiteren Vergleichssystemen verglichen:

Wie aus der jährlichen Darstellung in Abbildung 2-50 ersichtlich, ergeben sich für die Anlagenkonstellation zum Einsatz als Prozesswärmequelle in der Industrie nur noch bis 2027 jährliche Emissionseinsparungen im Vergleich zu den Systemen, die auf dem Strommix des MMS PB 2025 mit Heizwerk (System 1, orange Linie) oder Power-to-Heat (System 2, gelbe Linie) basieren. Keine Einsparung ergibt sich im Vergleich mit Strommix und Fernwärme aus dem MMS PB 2025 (System 3, violette Linie).

Wird ein strommarktgeführter Einsatz der KWK-Anlage unterstellt, sodass als Vergleichssystem die ungekoppelte Erzeugung und eine Verdrängung des Grenzkraftwerks angenommen werden kann, so besteht noch bis 2040 eine Emissionseinsparung durch die Erdgas-KWK-Anlage (System 4, schwarze Linie). Nach dieser Betrachtung kann noch eine Weile lang hoch emissionsbehaftete Stromerzeugung ersetzt werden. Deren absolute Menge ist jedoch stark

begrenzt, sodass der Vergleich für einzelne Anlagen gelten kann, aber keine beliebig skalierbare Erklärung bietet, denn sobald ein klimaneutraler Brennstoff zur Verfügung steht, schneidet dieser erheblich besser ab als emissionsbehaftete Strom- und Wärmeerzeugung. Das zeigt sich besonders in der gelben Bandbreite in der kumulierten Betrachtung in Abbildung 2-51.

Abbildung 2-50: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für GuD 1 und ausgewählten Vergleichssysteme

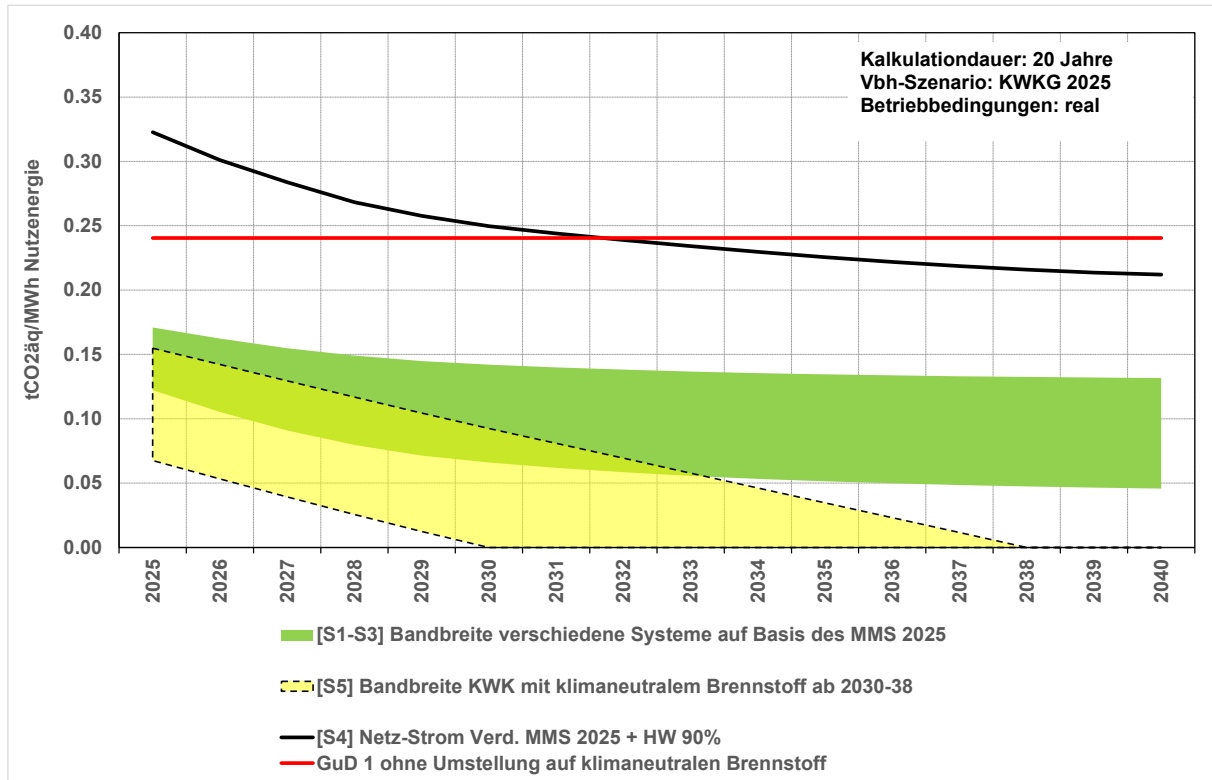


Anmerkungen: Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Die kumulierte Betrachtung in Abbildung 2-51 zeigt, dass bereits heute keine Emissionseinsparung im Vergleich zu Vergleichssystemen zu erzielen ist, die auf dem durchschnittlichen Strommix des MMS PB 2025 basiert. Ab 2032 ist mit der gekoppelten Erzeugung in der KWK-Anlage auch keine Emissionseinsparung gegenüber dem Extrem-Szenario (System 5, europäischer Verdrängungsmix und Heizwerk) zu erzielen. In diesen Größenklassen kann angenommen werden, dass einige KWK-Anlagen innerhalb ihrer Nutzungsdauer auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt werden können. In diesem Fall kann die Anlage über ihre Lebensdauer eine ähnlich gute Emissionsbilanz wie die Vergleichssysteme aufweisen oder sogar besser als diese abschneiden (siehe gelbe Bandbreite in Abbildung 2-51). Dies hängt vom konkreten Vergleichssystem und dem Zeitpunkt des Übergangs auf den klimaneutralen Brennstoff ab.

Abbildung 2-51: Entwicklung der Emissionsfaktoren für GuD 1 und Bandbreiten für ausgewählte Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren



Anmerkungen: Angenommene Nutzungsdauer: 20 Jahre; VBH-Szenario entsprechend KWKG 2025. Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.
Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

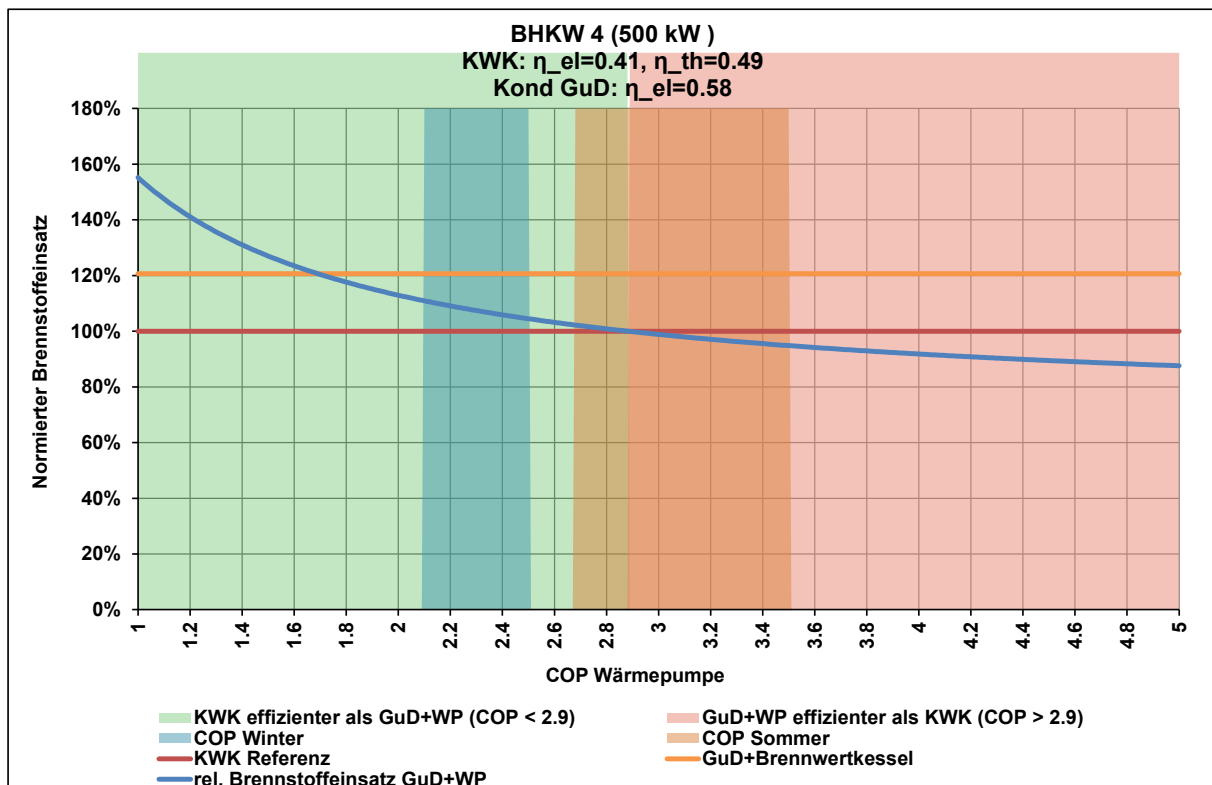
Einsatz in kleinem Stadtwerk für die Fernwärmeversorgung (BHKW 4)

Wie für die vorangegangenen großen KWK-Anlagen, wird auch für das BHKW 4 mit 500 kW zunächst untersucht, welches System dieselben Strom- und Wärmemengen effizienter, also mit geringerem Brennstoffeinsatz, bereitstellen könnte: die KWK-Anlage oder ein ungekoppeltes Vergleichssystem bestehend aus Kond-GuD plus Wärmepumpe.

Abbildung 2-52 zeigt das Ergebnis: Hier kommt es auf den COP-Wert der Wärmepumpe an. Je höher der COP-Wert ist, desto weniger Strom benötigt die Wärmepumpe. Für Wärmepumpen mit einem COP ab etwa 2,9 und höher liegt der Brennstoffeinsatz des Vergleichssystems (blaue Linie) unterhalb der roten KWK-Linie. Hier würde das Kond-GuD-Wärmepumpen-Vergleichssystem also weniger Brennstoff für die Bereitstellung der gleichen Strom- und Wärmemengen benötigen als das BHKW 4. Typische COP-Werte für die im Vergleichssystem unterstellte Wärmepumpe (siehe Abschnitt 2.3.2) liegen im Sommer in einem Bereich zwischen ca. 2,7 und 3,5, sodass in dieser Situation das BHKW keinen Effizienzvorteil vor dem Vergleichssystem mehr bietet. Mit typischen COP-Werten im Winter ist jedoch die KWK-Anlage mit einem leicht niedrigeren Brennstoffeinsatz immer noch die effizientere Technologie.

Zum Vergleich ist auch der Brennstoffeinsatz dargestellt, der für die gleiche Strom- und Wärmebereitstellung im ungekoppelten System mit Erdgaskessel benötigt würde. Dieser liegt 20 % über dem Brennstoffeinsatz des BHKW 4.

Abbildung 2-52: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zum BHKW 4



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Im nächsten Schritt wird der Emissionsfaktor des BHKW 4 mit den Emissionsfaktoren von verschiedenen weiteren Vergleichssystemen für die kommenden Jahre analysiert:

Wie aus Abbildung 2-53 ersichtlich, ergeben sich für die Anlagenkonstellationen zum Einsatz in der Fernwärmeversorgung eines kleineren Stadtwerks bereits in den nächsten Jahren so gut wie keine Emissionseinsparungen gegenüber einem Vergleichssystem mit dem Strommix des MMS 2025 und einer Wärmebereitstellung über einen Erdgas-Brennwertkessel (System 1, orange Linie). Das gleiche gilt auch für die Vergleichssysteme 2, 3 und 4.

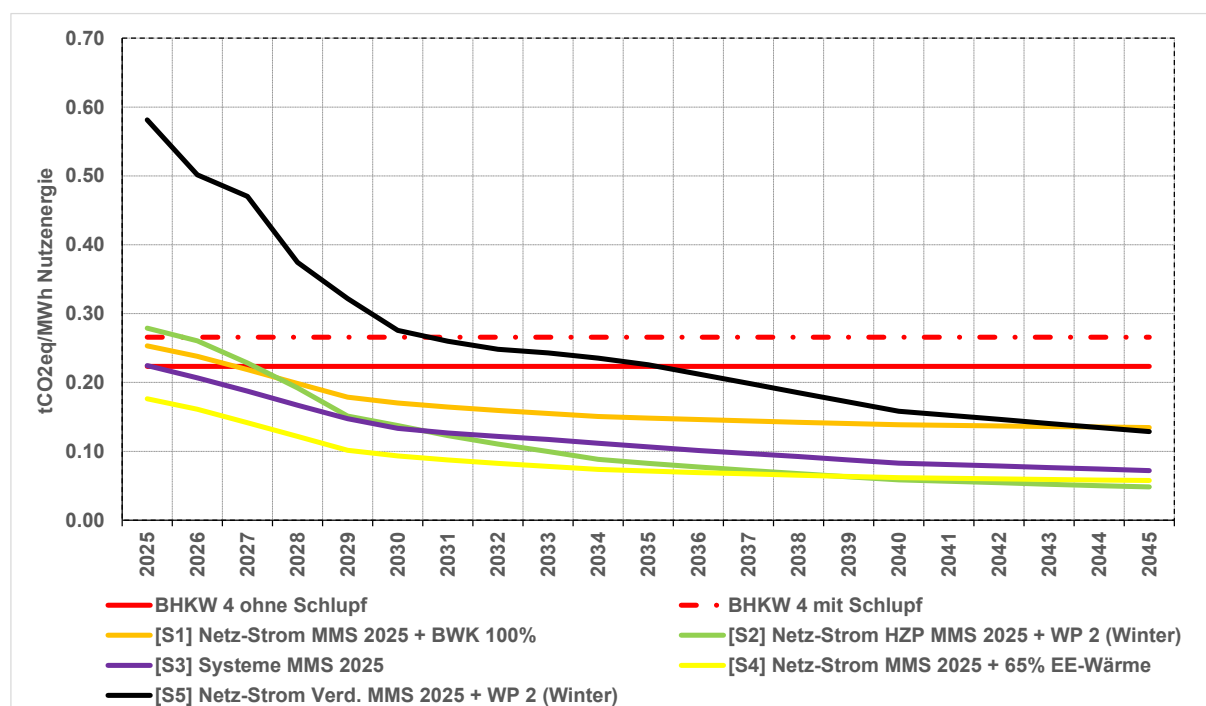
Das schlechtere Abschneiden im Vergleich zum Objekt-BHKW ist auf die höheren Methanemissionen aufgrund des höheren Methanschlupfs und auf den etwas geringeren Gesamtnutzungsgrad zurückzuführen. Aufgrund des höheren Stromanteils ergibt sich aber auch für den Vergleich mit dem Verdrängungsmix ein leicht höherer Emissionsfaktor als beim BHKW 2b (System 5, schwarze Linie). Ohne Berücksichtigung des Methanschlupfs (rote durchgezogene Linie) ergibt sich mit dem System 1 im Vergleich nach 2027 keine Einsparung mehr. Mit dem

Einsatz einer Wärmepumpe lässt sich ebenfalls ab 2028 eine deutlich höhere Einsparung erzielen, welche im Zeitverlauf noch zunimmt (System 2, grüne Linie).

Auch aus den Anforderungen eines 65%-EE-Anteils in der Gebäudewärmeversorgung³⁴ ergibt sich ein theoretischer Emissionsfaktor für die Bereitstellung von Strom und Wärme, der deutlich unter dem der KWK-Anlage liegt (System 4, gelbe Linie). Dasselbe gilt in etwas geringerem Maße für den Ersatz durch Strommix und Fernwärme aus dem MMS des PB 2025 (System 3, violette Linie).

Mit dem Extrem-Szenario des Betriebs einer Wärmepumpe mit dem europäischen Verdrängungsmix (schwarze Linie) wird auch ein strommarktgeführter Einsatz betrachtet. Ab 2031 ist in der jährlichen Betrachtung auch gegenüber diesem System keine Emissionseinsparung durch den Einsatz von Erdgas-KWK (mit Methanschluß) zu erzielen, bei Betrachtung ohne Schlupf ist dies ab 2036 der Fall.³⁵

Abbildung 2-53: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für BHKW 4 und ausgewählten Vergleichssysteme



Anmerkungen: Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.
Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

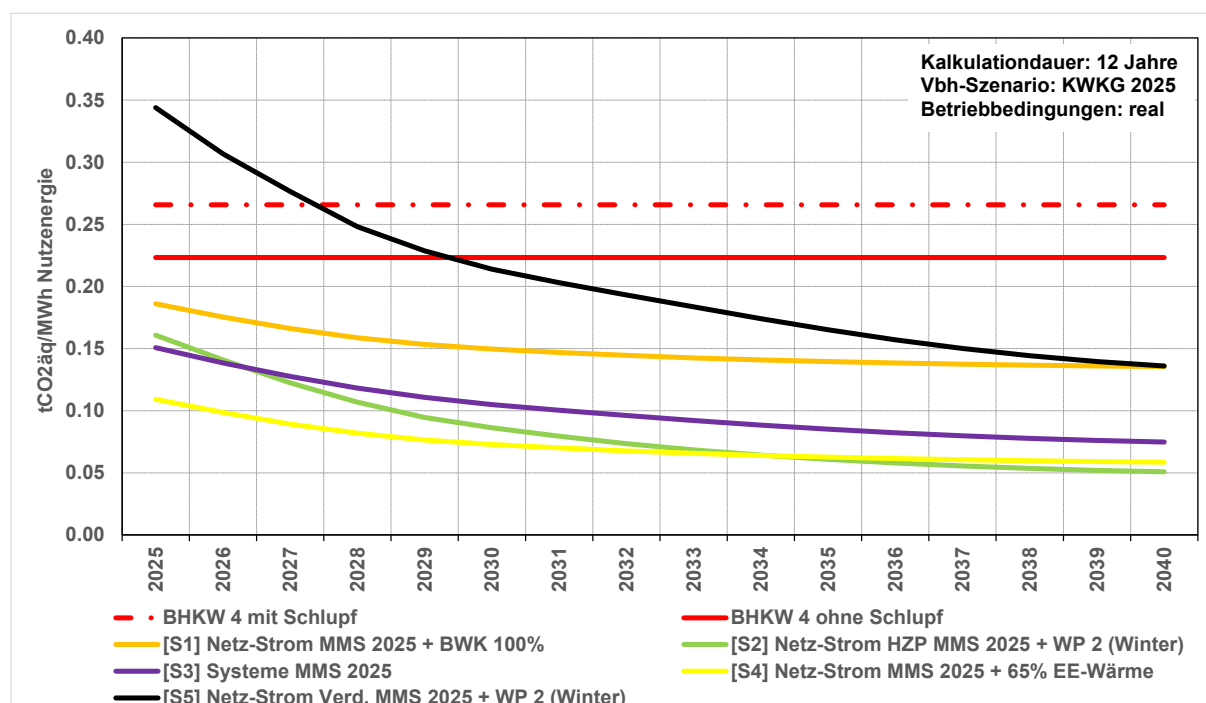
³⁴ Aktuell befindet sich das GEG in der Überarbeitung. Am 24.02.2026 haben sich die Fraktionen der Koalition auf ein Eckpunktepapier geeinigt. Darin ist vorgesehen, die Vorgabe eines Mindestanteils von 65% EE-Wärme abzuschaffen. Fraktion im Bundestag (CDU, CSU, SPD) 2026.

³⁵ Wird die KWK-Anlage bilanziell auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt, so ist die Strom- und Wärmeerzeugung ab diesem Zeitpunkt bilanziell nicht mehr emissionsbehaftet. Erfolgt die Umstellung anteilig, so entfallen für diesen Anteil die Emissionen. Handelt es sich bei diesem Brennstoff weiterhin um Methan (bzw. Biomethan oder synthetisches Methan) bleibt der Effekt des Methanschlupfs davon unberührt, da weiterhin Methan unverbrannt in die Atmosphäre entweicht.

Bei einer Nutzungsdauer von 12 Jahren, lassen sich unter Anwendung des für das KWKG 2025 vorgesehenen Pfades 30.000-33.000 Vollbenutzungsstunden erzielen. Die kumulierten Emissionen über diesen Zeitraum wurden für die Berechnung zugrunde gelegt.

Die kumulierte Betrachtung zeigt, dass bereits heute keine Emissionseinsparung im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung unter Annahme des Strommixes aus MMS PB 2025 und eines Erdgas-Brennwertkessels zu erzielen ist (orange Linie). Das gleiche gilt auch für die Vergleichssysteme 2, 3 und 4. Ab 2028 ist mit der KWK-Anlage (mit Schlupf) auch keine Emissionseinsparung gegenüber dem Extrem-Szenario (System 5, europäischer Verdrängungsmix und Wärmepumpe, schwarze Linie) zu erzielen. Ohne Berücksichtigung des Methanschlupfs gilt dies ab 2030.³⁶

Abbildung 2-54: Entwicklung der Emissionsfaktoren für BHKW 4 und ausgewählten Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 12 Jahren.



Anmerkungen: Angenommene Nutzungsdauer: 12 Jahre; VBH-Szenario entsprechend KWKG 2025. Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Objekt-KWK (BHKW 2b)

Die kleinste hier untersuchte KWK-Anlagenkonstellation ist das BHKW 2b mit 10 kW. Auch für dieses System wird im ersten Schritt untersucht, ob das ebenfalls brennstoffbasierte ungekoppelte Vergleichssystem aus Kond-GuD plus Wärmepumpe die gleiche Strom- und

³⁶ Wird die KWK-Anlage bilanziell auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt, so ist die Strom- und Wärmeerzeugung ab diesem Zeitpunkt bilanziell nicht mehr emissionsbehaftet. Erfolgt die Umstellung anteilig, so entfallen für diesen Anteil die Emissionen. Handelt es sich bei diesem Brennstoff weiterhin um Methan (beispielsweise Biomethan oder synthetisches Methan) bleibt der Effekt des Methanschlupfs davon unberührt, da weiterhin Methan unverbrannt in die Atmosphäre entweicht.

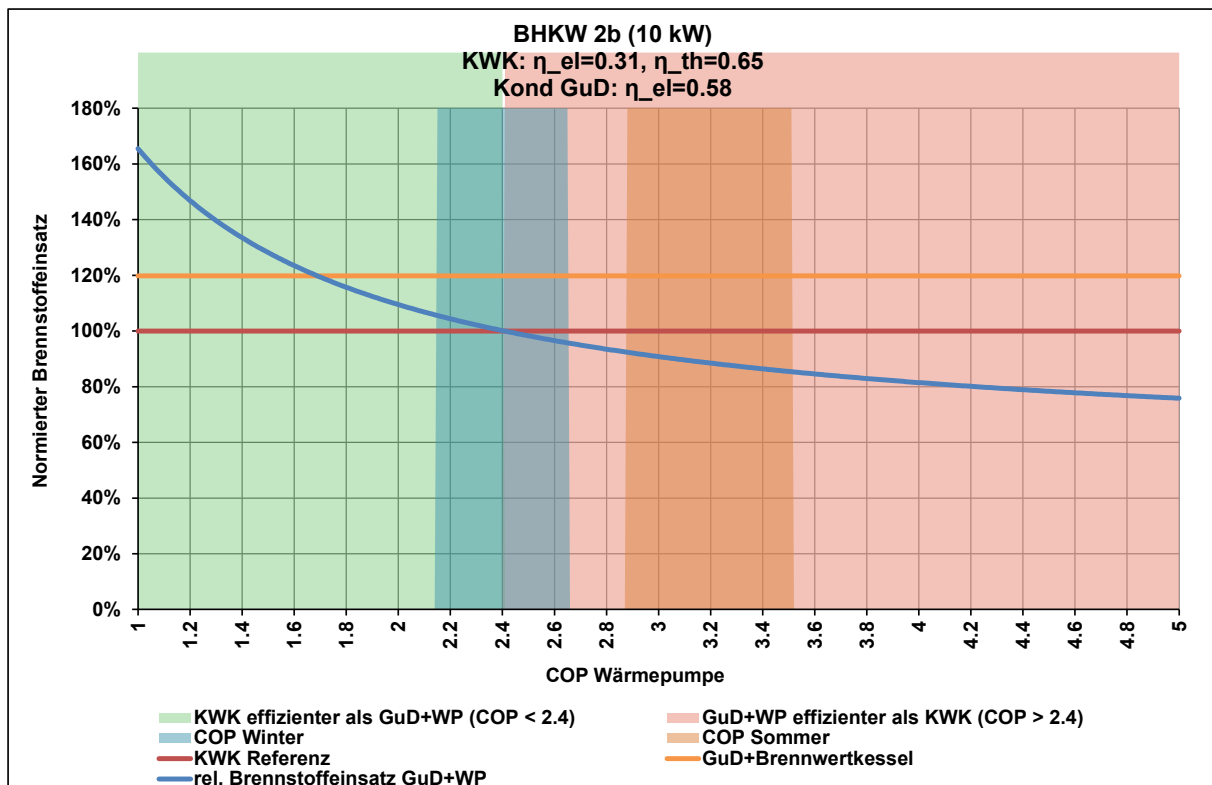
Wärmemenge wie das BHKW mit geringerem Brennstoffeinsatz bereitstellen könnte. Zum Vergleich ist auch das ungekoppelte System Kond-GuD-Anlage mit Erdgaskessel dargestellt.

Abbildung 2-52 zeigt das Ergebnis: Für Wärmepumpen mit einem COP ab 2,4 und höher liegt der Brennstoffeinsatz des Vergleichssystems (blaue Linie) unterhalb der roten KWK-Linie. Hier würde das Kond-GuD-Wärmepumpen-Vergleichssystem also weniger Brennstoff für die Bereitstellung der gleichen Strom- und Wärmemengen benötigen als das BHKW 2b. Typische COP-Werte für die hier unterstellte Wärmepumpe (siehe Abschnitt 2.3.2) liegen im Sommer in einem Bereich zwischen ca. 2,7 und 3,5 und im Winter zwischen ca. 2,1 und 2,7. Damit ist das Vergleichssystem sowohl mit typischen Sommer-COP-Werten, als auch mit einem Teil der typischen COP-Werte im Winter genauso effizient oder effizienter als das BHKW.³⁷

Zum Vergleich ist auch der Brennstoffeinsatz dargestellt, der für die gleiche Strom- und Wärmebereitstellung im ungekoppelten System mit Erdgaskessel benötigt würde. Dieser liegt 20 % über dem Brennstoffeinsatz des BHKW 2b.

³⁷ Werden zusätzlich Stromnetzverluste berücksichtigt, die beim Transport zwischen Großanlage in örtlicher Nähe und Verbraucher entstehen, verbessert sich die Bilanz leicht zu Gunsten der KWK-Anlage, so dass diese im Winter im Mittel geringfügig Brennstoff im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung aus GuD-Anlage und WP einspart. Wärmeverluste müssen nicht separat berücksichtigt werden, da angenommen wird, dass die Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe vor Ort erfolgt.

Abbildung 2-55: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zum BHKW 2b



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Im nächsten Schritt werden die Emissionsfaktoren des BHKW 2b sowie weiterer Vergleichssysteme betrachtet: Wie aus Abbildung 2-56 ersichtlich, liegt der Emissionsfaktor der KWK-Anlage bereits in den kommenden Jahren in einer ähnlichen Größenordnung oder sogar höher als der Emissionsfaktor des Vergleichssystems mit dem Strommix aus dem MMS PB 2025 und einer Wärmebereitstellung über einen Erdgas-Brennwertkessel (System 1, orange Linie). Es lässt sich also keine Einsparung durch die KWK-Anlage im Vergleich zum ungekoppelten Referenzsystem erzielen, sondern das BHKW würde im Gegenteil spätestens ab dem Jahr 2028 zu höheren Emissionen führen.

Dies gilt auch für die Vergleichssysteme Nummer 2, 3 und 4: Mit dem Einsatz einer Wärmepumpe und unter Anwendung des Emissionsfaktors für Strom in der Heizperiode und eines typischen COPs für den Winter (System 2, grüne Linie) würden bereits ab 2027 niedrigere Emissionen entstehen als durch das BHKW. Der Emissionsfaktor für das System 3 (violette Linie), bei dem die Wärme des Vergleichssystems durch eine durchschnittliche Fernwärmeversorgung bereitgestellt

wird, liegt in den Jahren 2025 bis 2027 unter dem Emissionsfaktor von System 2, ist jedoch aufgrund des höheren Emissionsfaktors der Fernwärme ab 2029 höher.³⁸

Aus den Anforderungen eines 65%-EE-Anteils in der Gebäudewärmeversorgung³⁹ ergibt sich ein theoretischer Emissionsfaktor für die Bereitstellung von Strom und Wärme, der bereits heute deutlich unter dem der KWK-Anlage liegt (System 4, gelbe Linie).

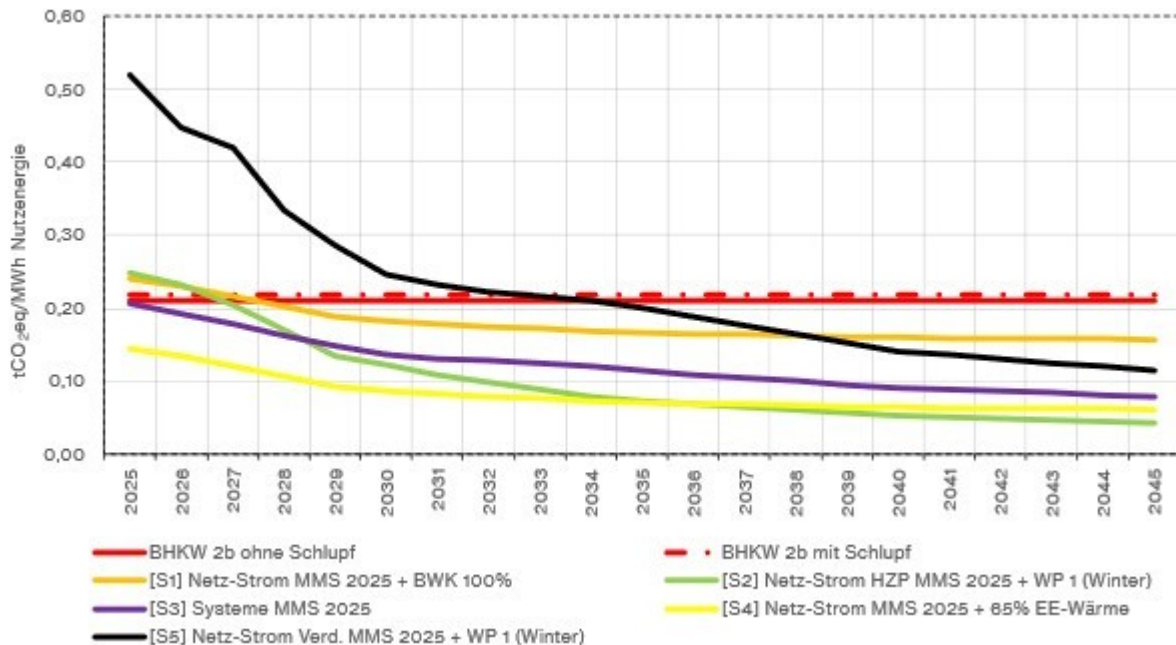
Ein rein strommarktgeführter Einsatz von kleinen Objekt-KWK-Anlagen ist nicht plausibel, da diese nur über geringe Speicher und im Allgemeinen nicht über Kommunikationsmöglichkeiten verfügen, um kontinuierlich auf aktuelle Signale aus dem Strommarkt reagieren zu können. Dennoch wurde hier als Extrem-Szenario der Betrieb einer Wärmepumpe mit dem europäischen Verdrängungsmix und für den Winter typischem COP betrachtet (System 5, schwarze Linie). Auch gegenüber diesem Extrem-Szenario kann mit der Erdgas-KWK ab 2034 keine Emissionseinsparung mehr erzielt werden. Bei der kumulierten Betrachtung wird jedoch deutlich, dass selbst dieses Vergleichssystem nach ab 2028 eine bessere Emissionsbilanz aufweisen kann als die KWK-Anlage.

In einer Sensitivität wurde die Anhebung des Temperaturniveaus der Wärmesenke von 70°C auf 80°C untersucht, was zu einer Absenkung der typischen mittleren Winter-COPs der Wärmepumpe auf 2,3 führt. In diesem Fall erzielt die KWK-Anlage noch ein Jahr länger eine Emissionseinsparung im Vergleich zum System 5.

³⁸ Wird die KWK-Anlage bilanziell auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt, so ist die Strom- und Wärmeerzeugung ab diesem Zeitpunkt bilanziell nicht mehr emissionsbehaftet. Erfolgt die Umstellung anteilig, so entfallen für diesen Anteil die Emissionen.

³⁹ Aktuell befindet sich das GEG in der Überarbeitung. Am 24.02.2026 haben sich die Fraktionen der Koalition auf ein Eckpunktepapier geeinigt (. Darin ist vorgesehen, die Vorgabe eines Mindestanteils von 65% EE-Wärme abzuschaffen Fraktion im Bundestag (CDU, CSU, SPD) 2026.

Abbildung 2-56: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für BHKW 2b und ausgewählten Vergleichssysteme



Anmerkungen Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.
Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

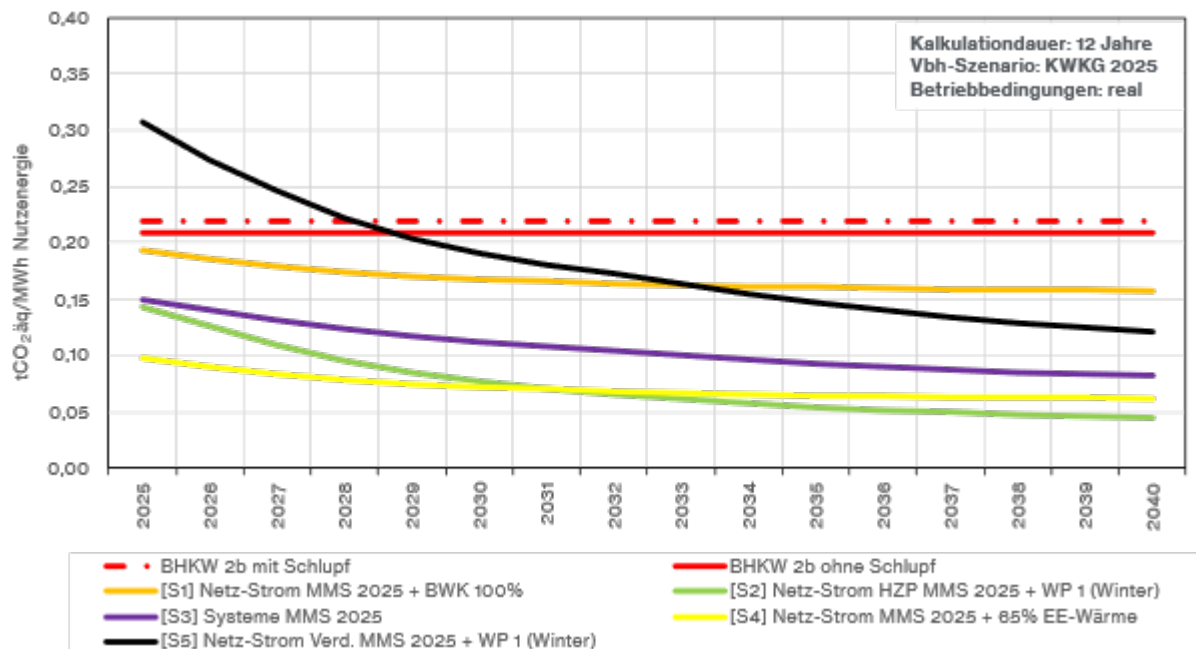
Bei einer Nutzungsdauer von 12 Jahren lassen sich unter Anwendung des für das KWKG 2025 vorgesehenen Pfades 30.000-33.000 Vollbenutzungsstunden erzielen. Die kumulierten Emissionen über diesen Zeitraum wurden für die folgende Berechnung zugrunde gelegt.

Die kumulierte Betrachtung in Abbildung 2-57 zeigt, dass bereits bei einer Anlage, die im Jahr 2025 in Betrieb geht, keine Emissionseinsparung im Vergleich zu den verschiedenen Vergleichssystemen Nummer 1 bis 4 der ungekoppelten Erzeugung zu erzielen ist. Nach 2028 ist mit der gekoppelten Erzeugung in der KWK-Anlage auch keine Emissionseinsparung gegenüber dem Extrem-Szenario des europäischen Verdrängungsmixes für die Stromversorgung und über eine Wärmepumpe für die Wärmeversorgung zu erzielen.⁴⁰

Die Anhebung des Temperaturniveaus der Wärmesenke von 70°C auf 80°C ändert die Ergebnisse nicht.

⁴⁰ Wird die KWK-Anlage bilanziell auf einen klimaneutralen Brennstoff umgestellt, so ist die Strom- und Wärmeerzeugung ab diesem Zeitpunkt bilanziell nicht mehr emissionsbehaftet. Erfolgt die Umstellung anteilig, so entfallen für diesen Anteil die Emissionen.

Abbildung 2-57: Entwicklung der Emissionsfaktoren für BHKW 2b und ausgewählten Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 12 Jahren.



Anmerkungen: Angenommene Nutzungsdauer: 12 Jahre; VBH-Szenario entsprechend KWKG 2025. Eine detaillierte Lese- und Interpretationshilfe für die Abbildung ist in der Infobox auf Seite 97 zu finden.

Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

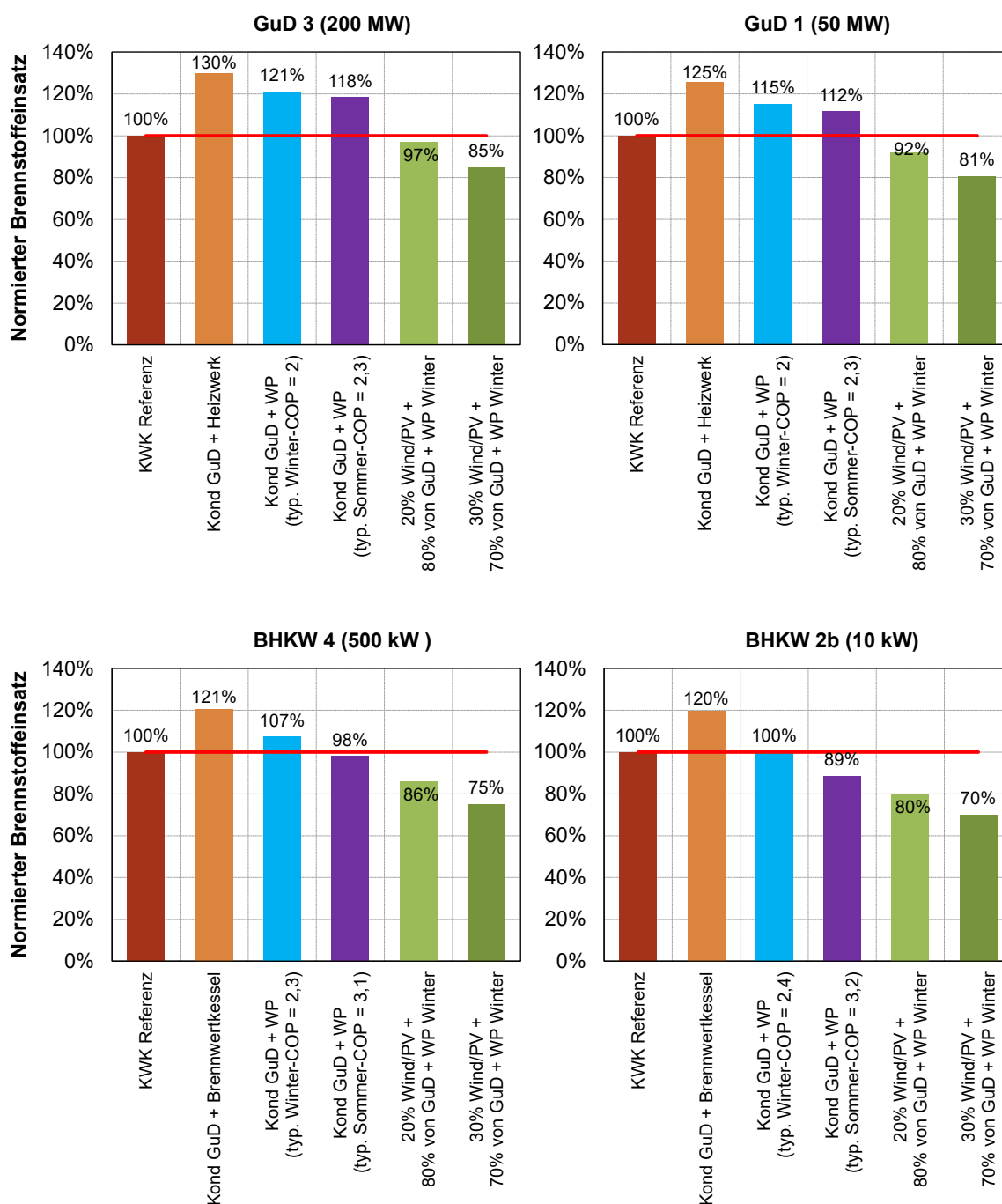
2.3.5 Fazit für Anlagentypen

Zusammenfassend lässt sich sagen: Ob erdgasbetriebene KWK-Anlagen im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme aus Erdgas Brennstoff und damit auch Emissionen einsparen, hängt sowohl von der Konfiguration der KWK-Anlage als auch vom Vergleichssystem ab. Gegenüber einem ungekoppelten Vergleichssystem mit Wärmeerzeugung im Erdgaskessel, ist die KWK-Anlage mindestens 20% effizienter. Dieser Vergleich ist aber für die Einordnung und Bewertung von neu zu errichtenden Anlagen nicht mehr zeitgemäß, da neben diesen beiden Optionen auch eine Reihe weiterer Technologien bzw. Systeme für die Bereitstellung von Strom und Wärme zur Verfügung stehen. Schon im Vergleich mit dem ebenfalls brennstoffbasierten Vergleichssystem GuD-Anlage mit Wärmepumpe, kommt es für die Frage, welches System weniger Brennstoff verbraucht, darauf an, welche Wärmequellen für die Wärmepumpe zur Verfügung stehen (also welchen COP-Wert die Wärmepumpe erreichen kann) und welcher Emissionsfaktor dem verbrauchten Strom zugeordnet ist.

Abbildung 2-58 fasst die Betrachtungen der Brennstoffeinsätze aus den vorherigen Abschnitten für jede der vier diskutierten Anlagenkonstellationen zusammen. Ergänzend ist außerdem der Fall dargestellt, dass als Vergleichssystem nicht nur die brennstoffbasierte Alternative Kond-GuD plus Wärmepumpe zur Verfügung steht, sondern 20% bzw. 30% des Stroms aus Wind oder PV-Anlagen stammt. Für diesen Fall können auch die größeren KWK-Anlagen GuD 3 und GuD 1 keine Brennstoffeinsparung gegenüber dem ungekoppelten System mehr erzielen. Das bedeutet, dass Wärmepumpen, die z.B. über einen Wärmespeicher ihren Strombezug zeitlich verschieben können

und somit einen Teil ihres Strombedarf aus erneuerbaren Energien decken können, in der Gesamtbilanz auch bei einem schlechteren COP höhere Brennstoffeinsparungen im ungekoppelten Betrieb erreichen können.

Abbildung 2-58: Brennstoffeinsätze für verschiedene KWK-Anlagen und Varianten von ungekoppelter Erzeugung derselben Strom- und Wärmemenge im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung Öko-Institut.

Im Vergleich zum Strombezug aus dem Netz und ungekoppelter Wärme aus Erdgas, sparen erdgasbetriebene KWK-Anlagen also nur Brennstoff und Emissionen ein, wenn im Netz eine Residuallast besteht. Im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom aus Erdgas und dem Einsatz einer Wärmepumpe können erdgasbetriebene KWK-Anlagen Brennstoff einsparen, wenn:

- sie eine hohe Stromkennzahl haben, und
- sie im Winter betrieben werden, und
- sie so flexibel betrieben werden, dass sie keinen EE-Strom verdrängen.

Stehen zusätzliche Wärmequellen (Rechenzentren, industrielle Abwärme, tiefe Geothermie, etc.) zur Verfügung, verbessert sich nochmals die Bilanz des ungekoppelten Systems im Vergleich zur KWK-Anlage.

Anlagen in der Objektversorgung sind eher durch niedrigere Stromkennzahlen, wärmegeführten Einsatz und eine vergleichsweise wenig flexible Fahrweise gekennzeichnet. Bezogen auf die kumulierten Emissionen lassen sich schon heute keine Emissionseinsparungen durch den Einsatz von kleinen BHKWs im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung erzielen, wenn man eine Entwicklung der Energiewirtschaft wie im MMS des PB 2025 unterstellt. Systeme, in denen Wärmepumpen zum Einsatz kommen, haben in der kumulierten Sicht bereits heute deutlich geringere Emissionen als KWK-Anlagen in diesem Segment.

Kann für größere BHKWs glaubhaft ein strommarktgetriebener Einsatz mit entsprechenden Speichermöglichkeiten der Wärme angenommen werden – beispielsweise in kleineren Stadtwerken – so können im Vergleich zum Verdrängungsmix noch geringfügig Emissionen eingespart werden. Allerdings gilt dies nur für Anlagen, die in den nächsten Jahren an das Netz gehen. Für Anlagen, die nach 2028 in Betrieb gehen, kann ohne Umstellung auf einen klimaneutralen Brennstoff keine Emissionseinsparung mehr angenommen werden.

Auch für GuD-Anlagen, die in der industriellen Wärme- und Stromeigenversorgung oder in der großstädtischen Strom- und Wärmeversorgung zum Einsatz kommen, ist in der kumulierten Betrachtung eine Emissionseinsparung gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung nicht automatisch gegeben. Stehen effiziente strom- oder EE-basierte Wärmequellen zur Verfügung, weisen diese bereits heute eine bessere Emissionsbilanz auf. Kann glaubhaft ein strommarktgetriebener Einsatz mit entsprechenden Speichermöglichkeiten der Wärme angenommen werden, so kann noch eine kleinere Emissionseinsparung gegenüber dem Verdrängungsmix erzielt werden. Bei Inbetriebnahme nach 2031 ist diese Einsparung nicht mehr gegeben. Ist an einem Standort davon auszugehen, dass während der Nutzungsdauer der KWK-Anlage eine Umstellung auf einen klimaneutralen Brennstoff möglich sein wird, so bleibt die Emissionseinsparung der GuD-Anlage gegenüber dem Verdrängungsmix und der ungekoppelten Erzeugung weiter erhalten. Insbesondere Anlagen, die in den nächsten Jahren in Betrieb gehen und auf alternative Wärmequellen zurückgreifen können, erzielen auch gegenüber später auf klimaneutralen Brennstoffen umgestellten KWK-Anlagen eine höhere Emissionseinsparung.

2.3.6 Einordnung der CO₂- und Primärenergieeinsparung der gesamten KWK-Erzeugung

§ 1 (1) des KWKG von 2015 bis 2022 formulierte neben den absoluten KWK-Strommengen für die Jahre 2020 und 2025 als direkte Zielsetzung auch die Energieeinsparung sowie den Umwelt- und Klimaschutz als indirekte Ziele.

Die gekoppelte Erzeugung von Strom- und Wärme reduziert in hocheffizienten KWK-Anlagen den Einsatz von Primärenergieträgern unter der Voraussetzung, dass beide Produkte benötigt und ohne die KWK-Erzeugung in einem ungekoppelten Prozess mit gleichem Energieträger produziert werden würden.

Um die gekoppelte und ungekoppelte Erzeugung zu vergleichen, werden **Referenzsysteme** definiert, deren Energieaufwand bzw. deren THG-Emissionen mit denen der KWK-Erzeugung verglichen werden. Idealerweise müssten die Referenzsysteme je nach Anwendungsfall, Investitionszeitpunkt und Betriebsweise betrachtet werden, um sicherzustellen, dass die oben genannten Voraussetzungen erfüllt werden. Für eine Betrachtung der Gesamterzeugung in der KWK in Deutschland können jedoch nur durchschnittliche und verallgemeinernde Referenzsysteme herangezogen werden. Außerdem muss pauschal für jede Erzeugung angenommen werden, dass sie durch die angewendeten Referenzsysteme ersetzt würden. Letzteres ist zunehmend nicht der Fall, so wird z. B. deshalb die Förderung der KWK-Erzeugung bei negativen Strompreisen ausgesetzt. Wenn KWK-Anlagen immer genau dann laufen würden, wenn sie in der Stromerzeugung hochemissionsintensive Erzeugung ersetzen, kann zum **Emissionsvergleich** der sogenannte Verdrängungsmix verwendet werden, dessen Emissionsfaktor in den vergangenen Jahren bei etwa 880 g/kWh lag. Dabei werden CO₂-Emissionen im In- und Ausland berücksichtigt.

Laufen die KWK-Anlagen rein wärmegeführt und unabhängig vom sonstigen Angebot an Stromerzeugern, kann der durchschnittliche (deutsche) Strommix verwendet werden, dessen CO₂-Emissionsfaktor im Jahr 2023 (vorläufig) mit 386 g/kWh ausgewiesen wird.⁴¹

Als Referenzsysteme auf der Wärmeseite wird für die allgemeine Versorgung der durchschnittliche Emissionsfaktor für Haushalte aus dem Projektionsbericht 2025⁴² verwendet. Für 2023 liegt der Emissionsfaktor bei 208 g/kWh. Für die industrielle Wärmeerzeugung wird ein Referenzsystem mit 249 g/kWh angesetzt. Vergleiche dazu auch Abschnitt 2.3.2.

Unter diesen Voraussetzungen lässt sich für das Jahr 2023 eine CO₂-Einsparung der KWK-Erzeugung in einer Bandbreite von 18 bis 66 Mio.t CO₂ berechnen: Je nachdem, ob für die Stromerzeugung der durchschnittliche Strommix oder der Verdrängungsmix angewendet wird. Diese Spanne hat sich in den letzten Jahren nicht relevant verändert (Prognos, Öko-Institut et al. 2019). Diese Berechnung ist offensichtlich nicht ausreichend zukunftsfähig, denn die so ermittelte „CO₂-Einsparung“ ist direkt abhängig von der Höhe der KWK-Erzeugung. Die Einsparung wächst bei gesteigerter fossiler Erzeugung proportional, was keine Aussage erlaubt zum Beitrag der KWK zur Emissionseinsparung und zur Transformation des gesamten Energiesystems. Die so

⁴¹ https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/13_2025_cc.pdf

⁴² <https://www.Umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>

ermittelten Emissionseinsparungen werden gegenüber einem theoretischen Vergleichssystem ermittelt, welches das Energiesystem ohne jegliche KWK-Erzeugung darstellen würde.

Im Jahr 2023 umfasst die KWKG-Förderung 20 % der KWK-Stromerzeugung, zusätzlich stammen maximal 52 % der Erzeugung aus Anlagen, deren KWKG-Förderung ausgelaufen ist; insgesamt sind das höchstens 72 % der KWK-Stromerzeugung. Damit können dem KWKG rund drei Viertel der CO₂-Einsparung der KWK-Erzeugung zugerechnet werden, dies entspricht 13 bis 50 Mio. t CO₂. Für den Teil der Anlagen, die im Jahr 2023 durch das KWKG gefördert werden, lassen sich auf diese Weise CO₂-Einsparungen von 4 bis 13 Mio. t CO₂ berechnen (siehe Abschnitt 2.2.1). Wird diese CO₂-Einsparung ins Verhältnis zur erfolgten Förderung gesetzt, ergibt sich eine **jährliche spezifische Fördereffizienz** von 60 bis 215 Euro/t CO₂, je nachdem, ob der Strommix oder der Verdrängungsmix als stromseitiges Referenzsystem verwendet wird. Dieses Ergebnis basiert allerdings auf einer überschlägigen durchschnittlichen Betrachtung für ein Jahr und berücksichtigt nicht, dass KWK-Anlagen auch nach der erfolgten Förderung weiterhin KWK-Strom erzeugen. Werden exemplarisch Anlagen über ihre gesamte Betriebszeit betrachtet, verbessert sich die Fördereffizienz je länger die Anlage auch ohne Förderung KWK-Strom erzeugt, aber auch in Abhängigkeit von der systemdienlichen Betriebsweise bzw. der Emissionsintensivität des zu vergleichenden Referenzsystems. Größere Anlagen laufen im Allgemeinen systemdienlicher und erhalten niedrigere KWK-Zuschläge, was die Fördereffizienz steigen lässt.

Welche Emissionseffekte der Zubau von KWK-Anlagen innerhalb eines bestehenden Systems allerdings tatsächlich hätte, lässt sich nur durch Modellierungen abschätzen, die das Energiesystem mit den betriebswirtschaftlichen Zusammenhängen möglichst detailliert abbilden. Für ex-ante Betrachtungen gibt es dazu Ergebnisse in (UBA 2021): Dort wird eine kumulierte Emissionserhöhung über den Zeitraum von 2021 bis 2040 von 1 Mio. t CO₂ durch die unveränderte Fortsetzung der KWKG-Förderung, wie sie 2019 in Kraft war, ermittelt. Dieses Ergebnis zeigt denselben Trend wie die in den oberen Abschnitten angestellten Betrachtungen und beruht damit auf der rein fossilen KWK-Erzeugung. Eine explizite ex-post Modellierung zur Quantifizierung des Beitrags des KWKG an der Emissionsminderung liegt nicht vor. Diese würde eine aufwändige Kalibrierung auf historische Werte und eine detaillierte Modellierung des Wärmemarktes erfordern. Stellvertretend wird auf die Ergebnisse in früheren Projektionsberichten verwiesen: In diesen werden die Effekte des KWKG, wie es jeweils in Kraft war, innerhalb der Gesamtmodellierung stets ausgewiesen, z. B. in (UBA 2018) jährlich 1 Mio. t CO₂ Einsparung bis 2030. Dieser Beitrag zur Emissionseinsparung durch das KWKG kann danach auch vergleichend betrachtet werden zu anderen Maßnahmen im Bereich der Stromerzeugung: Danach ist der Effekt des KWKG besonders im Vergleich zum EEG allerdings marginal. Dessen Emissionsminderungseffekt wird in (UBA 2018) z. B. für das Jahr 2020 mit 147 Mio. t CO₂ ausgewiesen.

Auch die Berechnung der **Primärenergieeinsparung** erfolgt durch den Vergleich der gekoppelten mit der ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom, wobei entsprechend der Vorgabe der EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED) jeweils derselbe Brennstoff anzuwenden ist. Im Anhang der EED werden dafür die Emissionsfaktoren der jeweiligen Brennstoffe aufgeführt⁴³. Ohne

⁴³ Verwendet wurde hier der noch nicht final verabschiedete Annex I der revidierten EED 2023, <https://ec.europa.eu/transparency/expert-groups-register/core/api/front/document/90119/download>.

Anwendung von Korrekturfaktoren⁴⁴ ergibt sich im Jahr 2023 eine Primärenergieeinsparung durch die KWK-Erzeugung von etwa 16 % des Primärenergieeinsatzes der ungekoppelten Erzeugung. Diese Primärenergieeinsparung ist allerdings nur sehr bedingt aussagekräftig, denn auch wenn nach (Naser Odeh et al. 2022) die Berechnung weiterhin als sinnvoll erachtet wird, weist diese Methode zur Berechnung der Primärenergieeinsparung nach der Energieeffizienzrichtlinie vier große Schwächen auf:

- Die Primärenergieeinsparung berechnet sich nur gegenüber Referenzsystemen mit dem gleichen Brennstoff. Entscheidend für den tatsächlichen Nutzen einer KWK-Anlage ist jedoch, welche Alternativen tatsächlich auf der Strom- und Wärmeseite bestünden.
- Die Methode bewertet den systemdienlichen Einsatz einer KWK-Anlage nicht positiv, sondern negativ: Der Grund ist, dass die Ergebnisse der Primärenergieeinsparung sehr sensitiv in Bezug auf die angesetzten Gesamtnutzungsgrade der KWK-Anlagen sind. Eine Berechnung im Auslegungspunkt der Anlage wird damit höhere Einsparungen ergeben als eine Berechnung, die auf mittleren Jahreswerten basiert. So weist eine flexibel betriebene KWK-Anlage, die ihren Betrieb an die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien ideal anpasst, durch die häufigeren Anfahrvorgänge und den Betrieb in Teillast, grundsätzlich niedrigere Gesamtnutzungsgrade auf als dieselbe Anlage, die unabhängig vom restlichen Energiesystem möglichst durchgängig in Volllast betrieben wird. Die Flexibilität einer KWK-Anlage verringert damit die errechnete Primärenergieeinsparung. Systemdienlichkeit ist jedoch eine entscheidende Voraussetzung für die Zukunftsfähigkeit der KWK.
- Verglichen wird jeweils nur mit der Referenztechnologie, nicht mit einem BAT (best Available Technology)-Standard.
- Die in der Energieeffizienzrichtlinie angelegten Korrekturfaktoren bevorzugen KWK-Anlagen in Eigenversorgung auf unteren Spannungsebenen – unabhängig davon, wie viel Primärenergie diese Anlagen tatsächlich einsparen.

Eine KWK-Förderung, die unbeachtet der anderen Erzeugungsmöglichkeiten allein die fossile KWK-Stromerzeugung steigert, hat in einem auf Klimaneutralität ausgerichteten Energiesystem mit zunehmendem Anteil an erneuerbaren Energien **negative Rückwirkungen** auf den Strommarkt, weil die zentralen Unterziele, wie die Emissionseinsparung und der vorrangige Einsatz erneuerbarer Energieträger, unberücksichtigt bleiben. Ähnlich verhält es sich auch im Wärmemarkt, wenn die Installation von fossilen KWK-Anlagen den Ausbau der Wärmeerzeugung auf erneuerbarer Basis behindert. Das KWKG wurde im Jahr 2016 novelliert, um die Ergänzung von KWK-Systemen mit erneuerbaren Energien zu unterstützen, außerdem wurde die Förderung von Kohle-KWK-Anlagen eingestellt. Deren Förderung ließ sich zu lange durch die Betrachtungsweise nach der EED stützen, die impliziert, dass eine Primärenergieeinsparung vorliegt. Allerdings erlaubten die langen Übergangsfristen dann noch die Förderung von Kohle-KWK-Anlagen, die bis 2020 in den Dauerbetrieb gingen.

⁴⁴ Nach der Energieeffizienzrichtlinie sind Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung der durchschnittlichen klimatischen Bedingungen, vor allem aber für die vermiedenen Netzverluste vorgesehen. Für eine Betrachtung der aggregierten KWK-Erzeugung sind diese nicht sinnvoll anwendbar.

Die **Zielsetzung des KWKG nach § 1 (1) wurde zum 01.01.2023 geändert** und beinhaltet nun weder eine absolute Zielsetzung zur KWK-Stromerzeugung noch einen Verweis auf die indirekten Vorteile der gekoppelten Erzeugung. Dieses wird als sinnvoll angesehen:

Wie in den vorhergehenden Abschnitten dargelegt, wird die CO₂-Einsparung durch KWK-Erzeugung in den kommenden Jahren weiter sinken, weil die Referenzsysteme der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zunehmend emissionsärmer werden. So ist z. B. eine Gegenrechnung der KWK-Stromerzeugung mit Kohle-Kraftwerken nicht mehr zielführend, wenn diese nach dem Kohle-Ausstieg nicht mehr im System sind. Aber auch wärmeseitig ist eine zunehmende Abnahme der Emissionsfaktoren der Referenzsysteme zu erwarten. Entsprechend lässt sich der Zubau von KWK-Anlagen nicht mehr über eine Emissionseinsparung durch KWK-Anlagen erklären (vgl. Abschnitt 2.3.5).

Grundsätzlich wird eine brennstoffübergreifende Betrachtung mit alleinigem Fokus auf das Verhältnis von Erzeugung und Brennstoffeinsatz als sinnvoller angesehen, um die Primärenergieeinsparung der gekoppelten Erzeugung zu bewerten. Außerdem sollten realistische Jahresnutzungsgrade statt der Wirkungsgrade im Auslegungsfall für die Berechnungen verwendet werden.

KWK-Anlagen können bei der Transformation des Energiesystems entsprechend der neuen Zielformulierung nach KWKG § 1 (1) übergangsweise eine relevante Rolle spielen. Dafür wird ihr Betrieb nicht mehr nur nach dem Vergleich mit ungekoppelten Referenzsystemen zu bewerten sein, sondern nach ihrer Fähigkeit der möglichst bedarfsgerechten Deckung der Strom- und Wärmenachfrage, die nicht von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden kann, der sogenannten Residuallast. Wenn der Anlagenbetrieb ausreichend flexibel ist und bei bedarfsgerechter Deckung der Residuallasten trotzdem noch hohe Gesamtnutzungsgrade erzielt werden, führt die gekoppelte Erzeugung weiterhin zur Primärenergieeinsparung gegenüber ungekoppelten Vergleichssystemen mit dem gleichen Energieträger.

2.4 Wirtschaftlichkeit

Dieses Kapitel untersucht die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen im aktuellen energiewirtschaftlichen Umfeld mit Stand August 2025. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird im Rahmen der KWKG-Evaluierung jährlich aktualisiert, unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen.

Das Investitionsjahr der aktuellen Berechnung ist 2025, das Jahr der Inbetriebnahme 2026, wobei die rechtlichen Rahmenbedingungen zugrunde gelegt wurden, wie sie für Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum 2026 gelten.

Die im Inbetriebnahmejahr geltenden festen Fördersätze nach dem KWKG 2025 sind in Tabelle 2-25 dargestellt.

Tabelle 2-25: Zuschlagssätze nach Größenklassen im KWKG 2025 in Cent/kWh

	unter 50kW	50 bis 100 kW	100 bis 250 kW	250 bis 2 MW	Mehr als 2 MW
In das öffentliche Netz eingespeister Strom					
§ 7 Abs.1	8	6	5	4.4	3,9 ¹ / 3,4 ² / 3,1 ³
§ 7 Abs.2 Nr. 3a	16				
Nicht in das öffentliche Netz eingespeister Strom					
§ 7 Abs.2 Nr. 1	4	3	0	0	
§ 7 Abs.2 Nr. 2	4	3	2	1,5	1
§ 7 Abs.2 Nr. 3	5,41	4	4	2,4	1,8
§ 7 Abs.2 Nr. 3a	8				

Quelle: KWKG 2025; 1: neu, 2: modernisiert, 3: nachgerüstet

Die maximale Förderdauer beträgt für alle Neuanlagen unabhängig von der elektrischen Nennleistung 30.000 Vollbenutzungsstunden. Die Förderung für flexible und systemdienliche Fahrweisen wird weiter verstärkt, indem die Obergrenze für förderfähige Vollbenutzungsstunden (Vbh) weiter verschärft wird. Im Jahr 2025 sind 3.500 Vbh förderfähig, die bis 2030 auf 2.500 Stunden pro Jahr begrenzt werden.

Für neue und modernisierte Anlagen im Leistungssegment über 500 kW bis 50 MW elektrischer Leistung werden keine festen Fördersätze gewährt. Hier erfolgt die Festlegung der Fördersätze über eine Ausschreibung. Die bisher erfolgten Ausschreibungen sind in Kapitel 2.2.5 ausgewertet.

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit der Förderung nach dem KWKG erfolgt über einen typologischen Ansatz, in dem repräsentative KWK-Anlagen typischen Einsatzbereichen zugeordnet werden. Die Auswahl der Anlagen bildet KWK-Anlagen im gesamten Leistungs- und Technologiespektrum ab. Für diese Anlagentypen, die mit der Europäischen Kommission abgestimmt sind, wurden die technischen und wirtschaftlichen Eingangsparameter für die Berechnungen überprüft und aktualisiert.

Folgende Anlagen werden untersucht:

Tabelle 2-26: Parameter der betrachteten KWK-Anlagen in der Objektversorgung

		BHKW 2	BHKW 2b	BHKW 3	BHKW 3a	BHKW 3c	BHKW 4
Anlagengröße el.		5 kW	10 kW	50 kW	100 kW	300 kW	500 kW
Wirkungsgrad el.		30 %	31 %	34 %	36 %	39 %	41 %
Wirkungsgrad th.		65 %	65 %	59 %	56 %	51 %	49 %
Wirkungsgrad ges.		95 %	96 %	93 %	92 %	90 %	90 %
Einsatzbereich		Objekt-KWK	Objekt-KWK	Objekt-KWK	Objekt-KWK	Objekt-KWK	Objekt-KWK, FW, IND
Investitionskosten inkl. Planungskosten	€ ₂₀₂₄ / kW	11.000	7.300	4.100	3.300	2.500	2.150
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₂₄ / kW _{el,a}	260	220	130	100	55	45
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₂₄ / MWh _{el}	65	55	36,5	29	22	19

Quelle: Prognos 2025, BHKW-Consult 2025

Tabelle 2-27: Parameter der betrachteten Anlagen der öffentlichen Versorgung

		BHKW 5	GuD 1	GuD 2	GuD 3	GuD 4	GuD 5
Anlagengröße (el.)		50 MW	50 MW	100 MW	200 MW	300 MW	450 MW
Wirkungsgrad el.		46 %	47 %	53 %	54 %	55 %	56 %
Wirkungsgrad th.		42 %	40 %	34 %	33 %	31 %	29 %
Wirkungsgrad ges.		88 %	87 %	87 %	87 %	86 %	85 %
Einsatzbereich		FW	FW	FW	FW	FW	FW
Investitionskosten inkl. Planungskosten	€ ₂₀₂₄ / kW	1.300	1.600	1.600	1.550	1.500	1.400
Fixe Betriebskosten	€ ₂₀₂₄ / kW _{el,a}	14	23,5	21,4	21,4	21,4	21,4
Variable Betriebskosten	€ ₂₀₂₄ / MWh _{el}	14	3,2	2,7	2,1	2,1	2,1

Quelle: Prognos 2025, Destatis 2025

Für die Anlagen der Objektversorgung werden zusätzlich typische Abnahmefälle definiert:

Tabelle 2-28: Betrachtete Abnahmefälle in der Objektversorgung

Sektor		PHH	PHH	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	IND	IND
Bezeichnung		ZFH	MFH 12	Dienstleistungen	Schule	Einzelhandel	Hotel/Krankenhaus	Stadtwerk		z. b. Maschinenausbau	z. b. Automobilzulieferer
Anlagentyp		BHKW2	BHKW2	BHKW2	BHKW3	BHKW3	BHKW3	BHKW3	BHKW3a	BHKW3c	BHKW4
El. Leistung	kW	5	5	5	10	50	50	50	100	300	500
Vollbenutzungssstunden	h/a	3.000	6.000	6.000	6.000	4.500	4.500	6.000	5.000	5.000	5.000
Eigennutzungsquote	%	40	10	8	80	30	50	90	90	80	90
Betrachtungsdauer	a	10	10	10	10	10	10	10	10	20	20
kalk. Zinssatz	%/a	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20

Quelle: Prognos 2025

Im Folgenden werden Methodik, Annahmen und Ergebnisse der Untersuchungen vorgestellt.

2.4.1 Methodik

Für die betrachteten typischen Anlagen wird die Wirtschaftlichkeit mit der internen Zinsfußmethode berechnet. Diese Methode stellt gemäß der VDI-Richtlinie 3985 „Grundsätze für Planung, Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen“ eine der drei vorzugsweise eingesetzten Berechnungsmethoden zur Wirtschaftlichkeit dar.

Dazu wird gemäß VDI 6025 „Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen“ aus den jährlichen Kapitalflüssen die Gesamtprojektverzinsung berechnet und den üblichen geforderten Verzinsungsanforderungen gegenübergestellt. Dabei wird für jede Anlage der jährliche Cashflow (abgezinst auf Basis der Realpreise mit Preisbasis 2025) gebildet, der sich aus den jährlichen Kosten und Erlösen der Anlage ergibt. Die Anfangsinvestition fließt als negativer Wert im ersten Jahr ein. Die Kosten beinhalten neben der Investition auch Brennstoffkosten, variable und fixe Betriebskosten. Die Erlöse setzen sich zusammen aus den vermiedenen Beschaffungskosten für den selbst genutzten Strom, den Erlösen für den eingespeisten Strom und der Wärmeerzeugung aus vermiedenen Netznutzungsentgelten und dem KWK-Zuschlag.

In der folgenden Berechnung werden ausschließlich Neubauanlagen betrachtet, deren Inbetriebnahme im Jahr 2026 erfolgt. Für Anlagen, die eine KWKG-Förderung erhalten können, wird die Förderung in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt.

2.4.2 Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die Rahmenannahmen der Berechnungen. Hierzu zählen die Großhandelspreise für Strom, Erdgas und CO₂-Zertifikate, die Endkundenpreise für Strom und Gas, der Betrachtungszeitraum und der kalkulatorische Zinssatz sowie Investitionskosten, Betriebskosten und Erlöse.

Großhandelspreis für Erdgas, Strom und CO₂-Zertifikatpreis

Die Tabelle 2-29 stellt die Annahmen zur Entwicklung der Großhandelspreise für Strom, Erdgas und CO₂-Zertifikate dar. Die Entwicklung der Preise basiert auf den zum Berechnungszeitpunkt absehbaren Terminpreisen, dem APS-Szenario des WEO und Einschätzungen der damaligen geopolitischen Lage. Die mittel- und langfristige Entwicklung der Stromgroßhandelspreise basiert auf Modellberechnungen von Prognos.

Tabelle 2-29: Energie- und CO₂-Preise für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Jahr 2025

	Großhandelspreis Strom	Großhandelspreis Erdgas	CO ₂ -Zertifikate (ETS)	CO ₂ -Preis (BEHG)
	EUR2024 / MWh	EUR2024 / MWh	EUR2024 / EUA	EUR2024 / t
2025	94	42	63	51
2030	87	33	90	102
2035	80	26	130	150
2040	80	25	150	188
2045	71	24	200	217

Quelle: Prognos 2025

Zum Großhandelspreis kommen für Kraftwerksgas zusätzliche Kosten für die Strukturierung und den Transport in Höhe von 3 bis 4 Euro/MWh Erdgas. Dabei können sich Abweichungen je nach Unternehmen und Anlage durch spezifische Verträge ergeben. Insgesamt wirken Änderungen bei

den Spotmarktpreisen unterschiedlich stark auf den individuellen Preis für einzelne Anlagen und damit auf deren Wirtschaftlichkeit.

Strom- und Erdgas-Endkundenpreise

Die Strom- und Erdgaspreise für KWK-Anlagen, die zur Objekt- und Industrierversorgung eingesetzt werden, hängen von der Kundengruppe ab, die sich je nach Anwendungsfall unterscheiden. Die untersuchten Kundengruppen und die angesetzten Preise sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Die Endkundenpreise werden von den Änderungen der Großhandelspreise beeinflusst. Daneben spielt die Entwicklung der Entgelte und Umlagen eine große Rolle. Die Erdgaspreise für Endkunden wurden für das Ausgangsjahr für verschiedene Eurostat-Verbrauchsgruppen ermittelt und deren Steuer- und Abgabenbelastung an die untersuchten Abnahmefälle angepasst. Die Entwicklung der Endkundenpreise nach Verbrauchsgruppen wurde anschließend an die angenommene Entwicklung der Großhandelspreise angepasst.

Eine wichtige Rolle spielen die Gasnetzentgelte. Bei einem sinkenden Gasabsatz, der mittelfristig für fossiles Gas erwartet wird, steigen die spezifischen Netzentgelte, da die Gesamtkosten für das Gasnetz auf eine geringere Zahl von Abnehmern umgelegt werden. Für Gaskunden mit einem geringeren Verbrauch (Haushalte, GHD, kleinere Industrieunternehmen) schlägt die Entwicklung der Spotmarktpreise weniger stark auf den Endkundenpreis durch als bei Industrieunternehmen mit einem hohen Verbrauch (insbesondere Industrie 4 bis 6), da Abgaben und Steuern einen höheren Anteil an den Endkundenpreisen haben. Die Endkundenpreise für Erdgas sind ohne CO₂-Preisauflaufschlag im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) dargestellt.

Tabelle 2-30: Endkundenpreise Erdgas, real, Brennwert, ohne MwSt., Steuern, CO₂-Preisauflaufschlag (BEHG)

		2025	2030	2035	2040	2045
Haushalte, < 55.500 kWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	8,1	7,5	7,7	10,0	9,9
GHD 1, < 55.500 kWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	8,1	7,5	7,7	10,0	9,9
GHD 2, > 55.555 kWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	7,4	6,7	6,8	8,6	8,6
Haushalte mit Biomethanbeimischung, < 55.500 kWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	8,2	8,9	10,7	14,6	15
GHD 1 mit Biomethanbeimischung, < 55.500 kWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	8,2	8,9	10,7	14,6	15
GHD 2 mit Biomethanbeimischung, > 55.555 kWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	7,5	8,1	9,9	14,0	14,4
Industrie 1, < 277 MWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	7,1	6,3	6,3	7,9	7,9
Industrie 2, < 2,7 MWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	6,4	5,5	5,3	6,6	6,5
Industrie 3, < 27,7 GWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	5,9	5,0	4,7	5,7	5,6
Industrie 4, < 278 GWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	4,9	4,0	3,7	4,3	4,3
Industrie 5, < 1.111 GWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	4,3	3,3	2,7	2,9	2,8
Industrie 6, > 1.111 GWh	Cent ₂₀₂₄ /kWh	4,1	3,2	2,6	2,7	2,7

Quelle: Prognos 2025

Bei den Strompreisen für Endkunden wurden neben Kosten für Beschaffung und Betrieb folgende Bestandteile berücksichtigt:

- Netzentgelte
- KWKG-Umlage
- H₂-Umlage
- Umlagen auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Abschaltbare Lasten – Ab-LaV, § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), Offshore-Netzumlage)
- Konzessionsabgabe, Stromsteuer
- ggf. Mehrwertsteuer

Diese Bestandteile wurden einzeln analysiert und Annahmen zu ihrer Entwicklung über den betrachteten Zeitraum getroffen. Aus der Summe der Entwicklung der unterschiedlichen Strompreisbestandteile ergibt sich ein Gesamtpreis. Dieser wird für die verschiedenen Verbrauchergruppen in Tabelle 2-31 dargestellt.

Tabelle 2-31: Endkundenpreise Strom, real

		2025	2030	2035	2040	2045
Haushalte, 3.500 kWh pro Jahr (ohne MwSt.)	Cent ₂₀₂₄ /kWh	29,4	29,2	29,8	30,3	29,0
Haushalte, 3.500 kWh pro Jahr (inkl. MwSt.)	Cent ₂₀₂₄ /kWh	35,0	34,7	35,5	36,1	34,5
GHD (Dienstleistungsgewerbe), 50 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	24	26,0	25,4	27,0	24,4
GHD, (Einzelhandel), 200 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	23,4	24,9	25,4	25,9	24,5
GHD (Krankenhaus), 1000 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	17,2	17,9	17,8	18,3	17,2
IND (Kleingewerbe), 50 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	22,5	24,1	24,7	25,4	24,1
IND (KMU), 200 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	21,4	23,2	23,8	24,3	22,9
IND (KMU), 1.000 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	15,2	16,2	16,2	16,7	15,6
IND (Industriebetrieb), 10.000 MWh pro Jahr	Cent ₂₀₂₄ /kWh	15,1	16,1	16,1	16,6	15,5

Quelle: Prognos 2025

Investitionsausgaben

Im Vergleich zur letzten KWKG-Evaluierung sind die Anlagenkosten deutlich angestiegen. Gründe hierfür sind gestiegene Rohstoff-, Material-, und Baukosten, aber auch Engpässe in den globalen Lieferketten. Die gewählten Investitionskosten sind Annahmen, basierend auf beobachtbaren Preissteigerungsraten und Fachgesprächen. In der Praxis können die Kosten je nach Projekt an von den gewählten Annahmen abweichen. Es gibt eine breitere Preisspanne, je nach den individuellen Gegebenheiten der Projekte.

Die Modulkostenabschätzungen der Verbrennungsmotoren stammen wie die Daten für Leistungen und Effizienz aus der aktuellen Erhebung der BHKW-Kenndaten des BHKW-Infozentrums. Diese wurden im Jahre 2025 aktualisiert und beruhen auf Befragungen von rund 50 Anbietern mit mehr als 500 verschiedenen Erdgas-BHKW-Modulen. Außerdem gehen Auswertung von Projekten, die auf Basis von Anfragen bei Akteurinnen und Akteuren der BHKW-Branche ermittelt wurden, in die Auswertung ein.

Für die Anlagen ab 50 MW wurden die Werte der KWKG-Evaluierung 2019 verwendet und anhand der Preissteigerungen aktualisiert und durch Fachgespräche plausibilisiert. Dies gilt auch für die Annahmen zu den fixen und variablen Betriebskosten der KWK-Anlagen. Die Investitionsausgaben und Betriebskosten der betrachteten Anlagen sind in am Anfang dieses Kapitels aufgeführt.

Die Investitionsausgaben umfassen alle Ausgaben, die bis zur Inbetriebnahme der Anlagen anfallen. Enthalten sind hierin auch die technische Einbindung, Planungskosten und die Bauzeitinsen. Während für die Modulkosten aufgrund der BHKW-Kenndaten umfangreiche Daten vorliegen, unterliegen andere Kosten-Elemente sehr stark dem jeweiligen Projekt. Bei den veröffentlichten Gesamt-Investitionskosten wurden daher typische technische Einbindungen angenommen. Außerdem wurden bei BHKW-Anlagen ab 50 kW auch Baukosten für ein funktionales Gebäude oder einen Container angenommen.

Insbesondere wenn die Planung durch den Errichter selbst oder eine Ausschreibung entfällt, Baukosten nicht anfallen und die technische Einbindung relativ einfach ist, können in der Realität die Investitionskosten um bis zu 30% günstiger liegen.

Fixe Betriebskosten

Die fixen Betriebskosten enthalten die notwendigen Aufwendungen für die Administration der KWK-Anlage, anteilige Gebäudeversicherungsbeiträge sowie Bedienkosten gemäß der Abschätzung, wie sie von der VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1 vorgegeben wird. Soweit gesetzlich vorgeschrieben sind auch wiederkehrende immissionsschutzrechtliche Messungen, Schornsteinfeger-Kosten und Sachverständigengutachten in diesen Kosten enthalten. Zusätzliche administrative Aufwendungen wie z. B. die Meldung nach Energiesteuer-Transparenzverordnung, KWKG-Jahresmeldungen sowie Erfassung und Meldung der negativen Strompreise werden monetär berücksichtigt.

Die fixen Betriebskosten fallen unabhängig von der Laufzeit der KWK-Anlage projektspezifisch an und werden daher in Euro pro Leistung und Jahr ausgewiesen.

Variable Betriebskosten

Die variablen Betriebskosten beinhalten die laufzeitabhängigen Inspektionen, regelmäßige Wartungsarbeiten, die Instandsetzung sowie die Grundrevision inklusive aller Materialien und Verbrauchsgüter wie z. B. Schmieröl. Die Instandhaltungskosten beruhen auf einer Auswertung von mehr als 250 Serviceangeboten aus dem Jahre 2024, deren Preis für 2026 fortgeschrieben wurde. In der Realität erhöhen sich über die Betriebslaufzeit der KWK-Anlagen die variablen Betriebskosten auf Basis einer Preisanpassungs-Klausel. Dies wurde im Rahmen der Betriebskostenabschätzung moderat berücksichtigt. Der Leistungsumfang der Wartung- und Instandsetzung wurde auf Grundlage der VDI 4680 „Blockheizkraftwerke – Grundsätze für die Gestaltung von Serviceverträgen“ festgelegt. Es wird angenommen, dass Wartung und Instandsetzung über Serviceverträge sichergestellt werden. Eigene Personalkosten der Unternehmen werden für Wartungsarbeiten nicht angesetzt. Der Aufwand auf Seiten der Anlagenbetreiber für Kontroll- und Bedienzeiten sind in den fixen Betriebskosten enthalten.

Berücksichtigt wird in den variablen Betriebskosten auch die „große“ Generalüberholung nach rund 40.000 bis 70.000 Vollbenutzungsstunden. Die hierfür veranschlagten Kosten bei den Motorenanlagen liegen in Höhe von 30 bis 40 % der Modulkosten.

Die Daten zu den variablen Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung der Anlagentypen im GuD-Bereich basieren auf Veröffentlichungen zu einzelnen Projekten und Einzelgesprächen mit Anlagenbauern und Investoren.

Eine separate Berücksichtigung der Wartung und Instandsetzung der technischen Einbindung in Höhe von 1,5 % der Einbindungskosten pro Jahr, wie dies in der VDI 2067 Blatt 1 vorgesehen ist, erfolgt für alle Anlagen.

Auch bei den variablen Kosten gilt, dass die Werte für die Anlagentypen in der Realität eine teilweise erhebliche Schwankungsbreite aufweisen, die u. a. abhängig vom Hersteller der KWK-Anlage und der räumlichen Entfernung zwischen Service-Stützpunkt und Standort der KWK-Anlage ist.

Die Investitionskosten sowie fixe und variable Betriebskosten für die betrachteten Objekt- und Industrie-KWK-Anlagen sind in der Tabelle 2-26 dargestellt. Tabelle 2-27 zeigt die Eingangsparameter für die betrachteten GuD-Anlagen.

Betrachtungszeit und kalkulatorischer Zinssatz

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden je nach Anlagengröße für unterschiedliche Dauern durchgeführt. Der Betrachtungszeitraum beträgt für Anlagentypen aus dem Bereich private Haushalte und GHD 10 Jahre, für Industrieanlagen bis 100 kW 15 Jahre und für Industrieanlagen und die betrachteten KWK-Anlagen im Bereich der Allgemeinen Versorgung 20 Jahre.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten und des Marktpreises der KWK-Anlagen ist die Festlegung eines kalkulatorischen Zinssatzes notwendig. Für KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung wurden 8 %/a angesetzt, für Anlagen im Bereich der privaten Haushalte 10 %/a und für Anlagen im GHD-Bereich 20 %/a. Für industrielle KWK-Anlagen wurde der Zinssatz 2025 von den bisherigen 30 %/a auf 20 %/a abgesenkt. Grundlage dafür sind die empirischen Ergebnisse der Untersuchung „Validierung der Kalkulationszinssätze“, welche im Rahmen der KWK-Evaluierung durchgeführt wurde.

Strom- und Wärmeerlöse

Stromerlöse:

Der erzeugte Strom wird in den Anwendungsfällen zu unterschiedlichen Anteilen selbst genutzt bzw. ins Netz eingespeist. Für Anlagen, die den erzeugten Strom komplett ins Netz einspeisen (Anlagen der öffentlichen Versorgung) entspricht der Erlös dem Großhandelsstrompreis. Außerhalb der öffentlichen Versorgung entsprechen die Stromerlöse für den selbst genutzten Strom den vermiedenen Strombezugskosten. Der Referenzerlös für diese Strommenge entspricht dem jeweiligen Endkundenstrompreis der Verbrauchsgruppe, in der die KWK-Anlage eingesetzt wird. Für die Einspeisung wird nach KWKG in einem rollierenden Verfahren für jedes Quartal der durchschnittliche Preis für Baseload im Großhandel des vorangegangenen Quartals angesetzt. Über das Jahr betrachtet sind die Unterschiede zum Großhandelsstrompreis der Anlagen der

öffentlichen Versorgung gering. Bei Anlagen, deren Betreiber sowohl Strom einspeisen als auch selbst nutzen, werden diese Referenzerlöse anteilig berücksichtigt.

Wärmeerlöse:

Für KWK-Anlagen der Objektversorgung wurden als Erlöse für die Wärmeerzeugung die Kosten einer alternativen Wärmebereitstellung in einem Gaskessel angesetzt. Aus dem Erdgaspreis (inkl. den jeweiligen CO₂-Kosten) wird über den Nutzungsgrad des Kessels in Höhe von 95 % die Höhe der Wärmekosten ermittelt. Für die untersuchten KWK-Fälle, bei denen Prozessdampf mit 8 bar Überdruck erzeugt wird, wurde abweichend ein Kesselwirkungsgrad von 90 % angesetzt.

Es wird unterstellt, dass im Regelfall die alternative Wärmebereitstellung durch bestehende Spitzenkessel geleistet werden kann. Daher wurden keine Kapitalkosten für die Spitzenkessel angesetzt.

Für KWK-Anlagen, die Fernwärme erzeugen und in öffentliche Wärmenetze einspeisen, wird der mögliche Erlös für die Wärme durch einen Ansatz der zu 50% die alternativen Kosten einer Fernwärmeerzeugung durch Gaskessel und zu 50% die entgangene Stromerlöse von KWK-Anlagen infolge der Wärmeauskopplung berücksichtigt. Das entspricht den Grenzkosten der Wärmeauskopplung. Dabei wird eine mittlere Stromverlustkennziffer der KWK-Anlagen von 15% angenommen.

Dieser Ansatz zur Ermittlung der Wärmeerlöse berücksichtigt zum einem, dass Fernwärme systembedingt aufgrund der Kosten für die Wärmenetze auf relativ niedrige Wärmeerzeugungskosten angewiesen ist. Zum anderen wird berücksichtigt, dass in den meisten Wärmenetzen verschiedene Technologien (KWK-Anlagen, erneuerbare Energien, Abwärme und Spitzenkessel) mit unterschiedlichen Erzeugungskosten einspeisen und sich die Wärmeerlöse der KWK-Anlagen daran orientieren.

Tabelle 2-32: Wärmeerlöse

		2025	2030	2035	2040	2045
Objektversorgung						
Kessel mit 95% Wirkungsgrad	Cent ₂₀₂₄ /kWh	7,1	7,1	7,7	9,3	9,8
Kessel mit 90% Wirkungsgrad	Cent ₂₀₂₄ /kWh	7,5	7,5	8,1	9,8	10,3
Allgemeine Versorgung						
Referenzwärmeerlös	Cent ₂₀₂₄ /kWh	3,4	4,0	4,3	4,7	5,4

Quelle: Prognos 2025

Sonstige Erlöse:

Erlöse aus vermiedenen Netzentgelten (vNE) durch die dezentrale Stromeinspeisung stellen insbesondere für KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung, die unterhalb der Höchstspannung einspeisen, eine Einnahmeposition dar. Für Neuanlagen ab dem 1. Januar 2023 wurden die vNE abgeschafft. In den Berechnungen wurden folglich seit der Überprüfung 2023 keine vNE für Neuanlagen mehr berücksichtigt.

KWK-Anlagen werden auch im Regelleistungsmarkt eingesetzt und erzielen in diesem Bereich Erlöse. Den Erlösen im Regelleistungsmarkt stehen allerdings entgangene Einnahmen aus der Stromvermarktung und ggf. auch der Wärmeerzeugung gegenüber. Im Rahmen der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden daher vereinfachend keine zusätzlichen Erlöse aus dem Regelleistungsmarkt angesetzt.

Indirekte Förderung:

Anlagen, die ihren erzeugten Strom nicht ins Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, sind hinsichtlich der Zahlung von Netzentgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben begünstigt. Diese Begünstigung ist nicht auf die 30.000 Volllaststunden begrenzt und wird für die gesamte Lebensdauer der Anlage gewährt. Diese Form der indirekten Förderung ist in den nachfolgenden Berechnungen nicht enthalten.

2.4.3 Wirtschaftlichkeit der untersuchten KWK-Anlagen

Das folgende Kapitel stellt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mit den zuvor dargestellten Rahmendaten dar.

KWK-Anlagen der Objektversorgung und Industrie

Keine der Anlagen in privaten Haushalten bis 5 kW und in GHD-Bereich bis 100 kW erreicht im betrachteten Zeitraum eine positive Projektrendite. Der Cashflow der meisten Anlagen bleibt über den kompletten Zeitraum negativ, weshalb keine Projektrendite ausgewiesen werden kann.

Der Funding Gap beschreibt die Lücke zwischen den berechneten Einnahmen eines Projekts und den Einnahmen, die erforderlich wären, um die Projektrendite in Höhe des jeweils angenommenen Zinssatzes zu erzielen. Für die KWK-Anlagen der Objektversorgung und Industrie liegt der Funding Gap im Bereich von -50 und -456 Tausend Euro.

Die Ergebnisse der aktuellen Berechnungen werden im Folgenden segmentiert nach Einsatzgebieten dargestellt.

Tabelle 2-33: Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen: Private Haushalte bis 5 kW

Sektor		PHH	PHH
Bezeichnung		ZFH	MFH 12
Anlagentyp		BHKW 2	BHKW 2
el. Leistung		5 kW	5 kW
Vollbenutzungsstunden		3.000 h/a	6.000 h/a
Eigennutzungsquote		40% ENQ	10% ENQ
Projekttrendite (inkl. KWKG)		-	-
Stromgestehungskosten (LCOE)	Cent ₂₀₂₄ / kWh	99,03	58,09
Mittlerer Marktpreis	Cent ₂₀₂₄ / kWh	18,12	11,02
Differenz zwischen Stromgestehungskosten und dem Marktpreis	Cent ₂₀₂₄ / kWh	80,91	47,07
KWK-Zuschlag je erzeugter kWh Strom	Cent ₂₀₂₄ / kWh	9,97	6,06
Funding Gap bei Kalkulationszins von 10 %	€ ₂₀₂₄	-65.382	-75.602
KWK-Zuschlag kleiner gleich Differenz?	-	ja	ja

Quelle: Prognos 2025

Tabelle 2-34: Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen: GHD bis 100 kW

Sektor		GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD
Bezeichnung		Dienst-	Dienst-	Schule	Einzel-	Krankenha-	Stadtwerk
Anlagentyp		leistungen	leistungen	BHKW 3	handel	us / Hotel	BHKW 3a
el. Leistung		BHKW 2	BHKW 2b	50 kW	BHKW 3	BHKW 3	100 kW
Vollbenutzungsstunden		5 kW	10 kW	4.500 h/a	50 kW	50 kW	5.000 h/a
Eigennutzungsquote		6.000 h/a	6.000 h/a	30% ENQ	4.500 h/a	6.000 h/a	90% ENQ
		80% ENQ	80% ENQ		50% ENQ	90% ENQ	
Projekttrendite (inkl. KWKG)		-31%	-15%	-	-	-	-11%
Stromgestehungskosten (LCOE)	Cent ₂₀₂₄ / kWh	64,97	48,26	38,63	38,63	32,48	30,43
Mittlerer Marktpreis	Cent ₂₀₂₄ / kWh	21,50	21,50	13,38	16,48	16,65	16,65
Differenz zwischen Stromgestehungskosten und dem Marktpreis	Cent ₂₀₂₄ / kWh	43,47	26,76	25,25	22,15	15,82	13,78
KWK-Zuschlag je erzeugter kWh Strom	Cent ₂₀₂₄ / kWh	3,98	3,98	3,76	3,32	1,82	1,91
Funding Gap bei Kalkulationszins von 20 %	€ ₂₀₂₄	-49.671	-57.305	-202.779	-177.684	-176.092	-248.767
KWK-Zuschlag kleiner gleich Differenz?	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja

Quelle: Prognos 2025

Tabelle 2-35: Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen: Industrieanlagen außerhalb der BesAR und größer als 100 kW

Sektor		IND	IND
Bezeichnung		Maschinenbau	Automobilzulieferer
Anlagentyp		BHKW 3c	BHKW 4
el. Leistung		300 kW	500 kW
Vollbenutzungsstunden		5.000 h/a	5.000 h/a
Eigennutzungsquote		80% ENQ	90% ENQ
Projektrendite (inkl. KWKG)		-2%	10%
Stromgestehungskosten (LCOE)	Cent ₂₀₂₄ / kWh	23,59	19,36
Mittlerer Marktpreis	Cent ₂₀₂₄ / kWh	15,34	15,57
Differenz zwischen Stromgestehungskosten und dem Marktpreis	Cent ₂₀₂₄ / kWh	12,42	7,58
KWK-Zuschlag je erzeugter kWh Strom	Cent ₂₀₂₄ / kWh	0,98	0,45
Funding Gap bei Kalkulationszins von 20 %	€ ₂₀₂₄	-455.708	-381.184
KWK-Zuschlag kleiner gleich Differenz?	-	ja	ja

Quelle: Prognos 2025

KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung

Tabelle 2-36 stellt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für KWK-Neubauanlagen der öffentlichen Versorgung mit KWK-Zuschlag inklusive ETS-Zuschlags dar. Die Mehrkosten (5 %) für die Errichtung von H2-ready-fähigen Kraftwerken sind in den Investitionskosten enthalten.

Die Projektrenditen der betrachteten Anlagen steigen mit der Anlagengröße an. Die kleinste GuD-Anlage mit einer Leistung von 50 MW hat eine Projektrendite von 1,2 %. Das gleichgroße Motorenkraftwerk hat eine Projektrendite von 2,7 %. Die übrigen Anlagen liegen zwischen 4,0 und 7,2 % – ansteigend mit ihrer Größe.

Tabelle 2-36: Projektrendite und LCOEs für Neuanlagen 2025 mit KWK-Zuschlag (inkl. ETS)

		BHKW 5	GuD 1	GuD 2	GuD 3	GuD 4	GuD 5
Elektrische Nennleistung	MW	50	50	100	200	300	450
Projektrendite (inkl. KWKG)		2,7%	1,2%	4,0%	5,1%	5,9%	7,2%
Stromgestehungs-kosten (LCOE)	€ ₂₀₂₄ / MWh	149	141	121	116	114	111
Mittlerer Marktpreis	€ ₂₀₂₄ / MWh	85	93	93	93	93	95
Differenz zwischen Stromgestehungs-kosten (LCOE) und dem Marktpreis	€ ₂₀₂₄ / MWh	65	48	28	23	21	17
KWK-Zuschlag je erzeugter MWh Strom	€ ₂₀₂₄ / MWh	27	20	15	14	13	13
Funding Gap bei Kalkulationszins von 8 %	Mio. € ₂₀₂₄	-22	-33	-41	-59	-62	-34
KWK-Zuschlag kleiner gleich Differenz?		ja	ja	ja	ja	ja	ja

Quelle: Prognos 2025

2.5 Die KWK im Energiesystem

2.5.1 Metaanalyse: Bewertung der Rolle der KWK in Energiesystemszenarien anhand der Residuallast

Die zentralen Aufgaben von KWK-Anlagen in Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sind insbesondere:

- die flexible Deckung der Residuallast
- die Bereitstellung gesicherter Leistung und Stärkung der Versorgungssicherheit
- die Einsparung von Primärenergie und Emissionen gegenüber ungekoppelter Erzeugung

Damit KWK-Anlagen erneuerbare Energien nicht verdrängen, sollten sie im idealen System nur dann laufen, wenn die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen nicht ausreicht. Maßgeblich für die Einordnung der Rolle der KWK ist somit ihre Fähigkeit zur Deckung der Residuallast – also der Teil des Stromverbrauchs, der nicht durch Wind, Photovoltaik, Wasserkraft, Speicher oder Importe gedeckt wird und daher von brennstoffbasierten Kraftwerken bereitgestellt werden muss.

Die mittel- und langfristige Entwicklung der Residuallast erlaubt somit Rückschlüsse auf die benötigten Kraftwerkskapazitäten bzw. KWK-Kapazitäten sowie auf die systemdienliche Fahrweise der Anlagen. Um die Rolle der KWK im zukünftigen Energiesystem abzuleiten und zu bewerten, wurde eine Metastudie durchgeführt und die Residuallast in verschiedenen Energiesystemszenarien analysiert, die in diesem Kapitel dargestellt sind. Betrachtet werden folgende Studien:

- Projektionsbericht (2025)
- Klimaneutrales Deutschland: Von der Zielsetzung zur Umsetzung (2024)

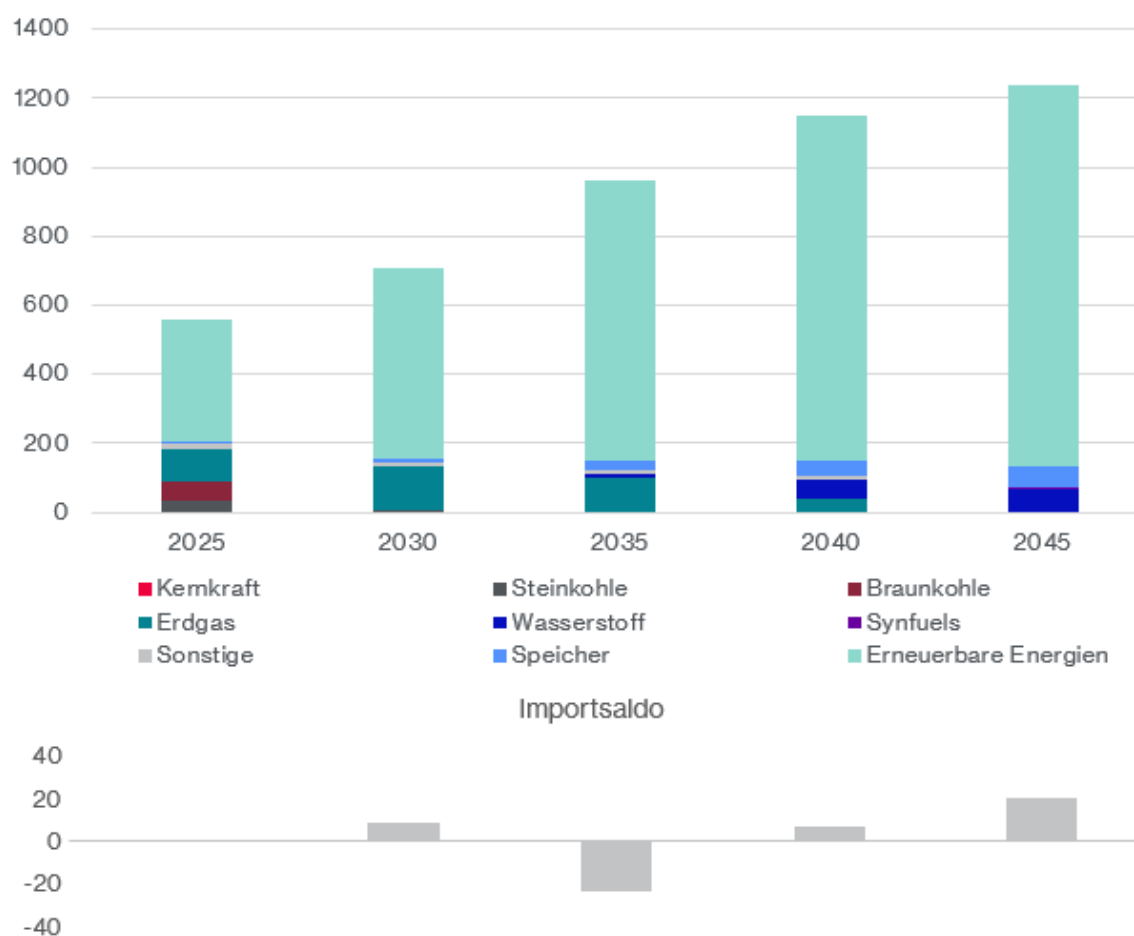
- Langfristszenarien: O45 Szenarien (2024)
- Netzentwicklungsplan (2023)
- Netzentwicklungsplan (2025)
- Ariadne: Szenarien zur Klimaneutralität (2025)

Stromerzeugung im Szenario Klimaneutrales Deutschland (KNDE)

Nach dem EEG 2023 soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 auf mindestens 80 % steigen. In der Studie Klimaneutrales Deutschland: Von der Zielsetzung zur Umsetzung (Agora, Prognos, Öko-Institut et al. 2024) wird aufgezeigt, wie dieses Ziel erreicht und darüber hinaus Klimaneutralität bis 2045 realisiert werden kann. In Abbildung 2-59 wird deutlich, dass die Nettostromerzeugung im Zieljahr der Untersuchung (2045) zu etwa 91 % durch Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Speicher abgedeckt wird. Hinzu kommen etwa 2 % Importe.

Abbildung 2-59: Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Importsaldos im Szenario KNDE

in TWh

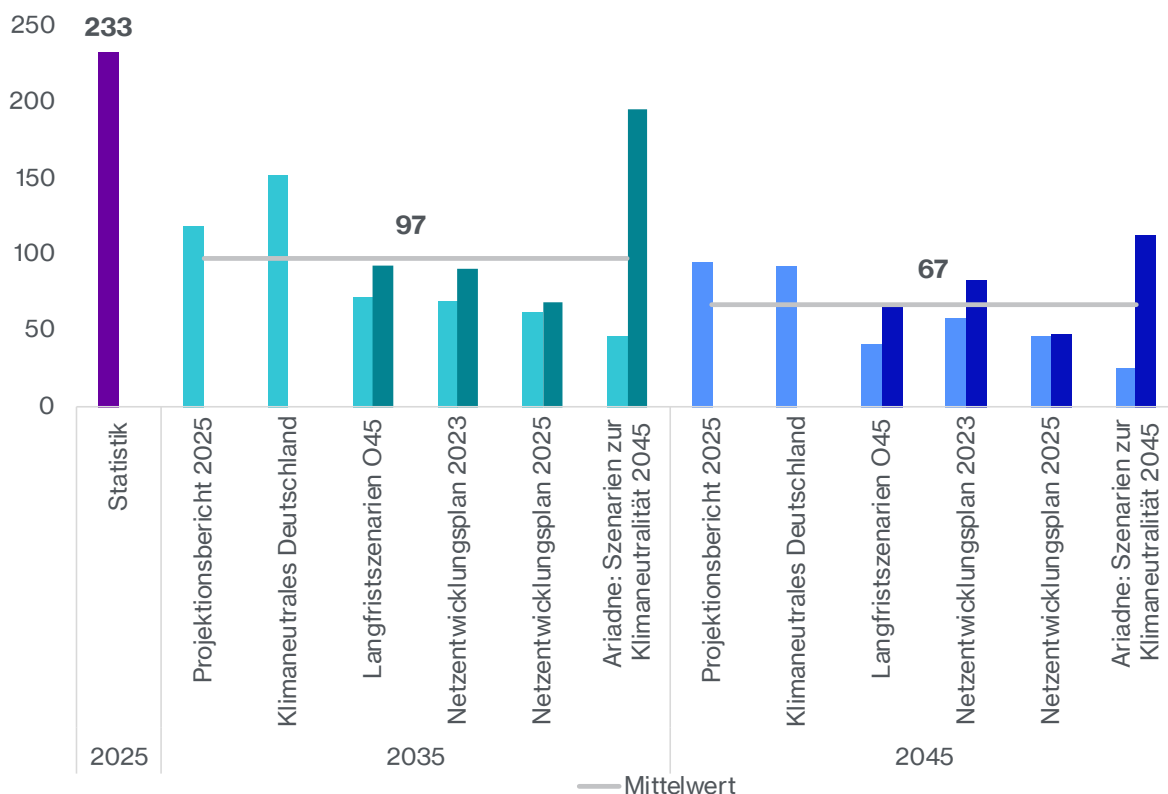


Quelle: Agora, Prognos, Öko-Institut et al. 2024

Der verbleibende Anteil der Stromerzeugung entfällt auf die Rückverstromung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern (rund 5 %) sowie auf die Nutzung von Biomasse und Abfall (etwa 2 %) und ist damit grundsätzlich für den Einsatz von KWK geeignet. Dieser Anteil entspricht der Residuallast: Im Szenario KNDE liegt diese im Jahr 2045 bei rund 94 TWh. Im Jahr 2035 liegt im Szenario noch eine Residuallast von 156 TWh vor. Zum Vergleich: 2024 betrug die verbrennungsbasierte Stromerzeugung rund 230 TWh.

Die folgende Abbildung zeigt die Residuallast in den eingangs genannten Studien für die Jahre 2035/2037 und 2045. In Studien mit mehreren Szenarien werden jeweils die Minimal- und Maximalwerte dargestellt. Im Netzentwicklungsplan 2025 waren zum Zeitpunkt der Analyse lediglich Szenario A und B veröffentlicht. Für die Szenarien des NEP wurde das Jahr 2037 statt 2035 verwendet.

Abbildung 2-60: Residuallast in verschiedenen Szenarien (2035 bzw. 2045) in TWh



Quelle: Prognos AG auf Basis der genannten Szenarien. Für die Szenarien des NEP ist der Wert des Jahres 2037 statt 2035 angegeben

Der Vergleich der Szenarien zeigt eine im Zeitverlauf sinkende Residuallast, macht aber zugleich deutlich, dass auch künftig ein Bedarf zur Deckung dieser Last bestehen bleibt. Im Jahr 2035 liegt die Jahressumme der Residuallast je nach Szenario zwischen 46 TWh (Ariadne, Szenario: Fokus Wasserstoff) und 196 TWh (Ariadne, Szenario: Hohe Nachfrage). Damit bilden die Ariadne-Szenarien sowohl das obere als auch das untere Ende der Bandbreite ab. Die übrigen Studien bewegen sich zwischen 63 TWh (NEP 25, Szenario A) und 156 TWh (KNDE). Im Mittel ergibt sich im Jahr 2035 eine durch Kraftwerke zu deckende Last von rund 97 TWh.

Auch für das Jahr 2045 weisen alle Szenarien weiterhin eine Residuallast auf. Diese reicht von 26 TWh (Ariadne, Szenario: niedrige Nachfrage) bis 95 TWh (Projektionsbericht). Der Durchschnitt liegt bei etwa 67 TWh.

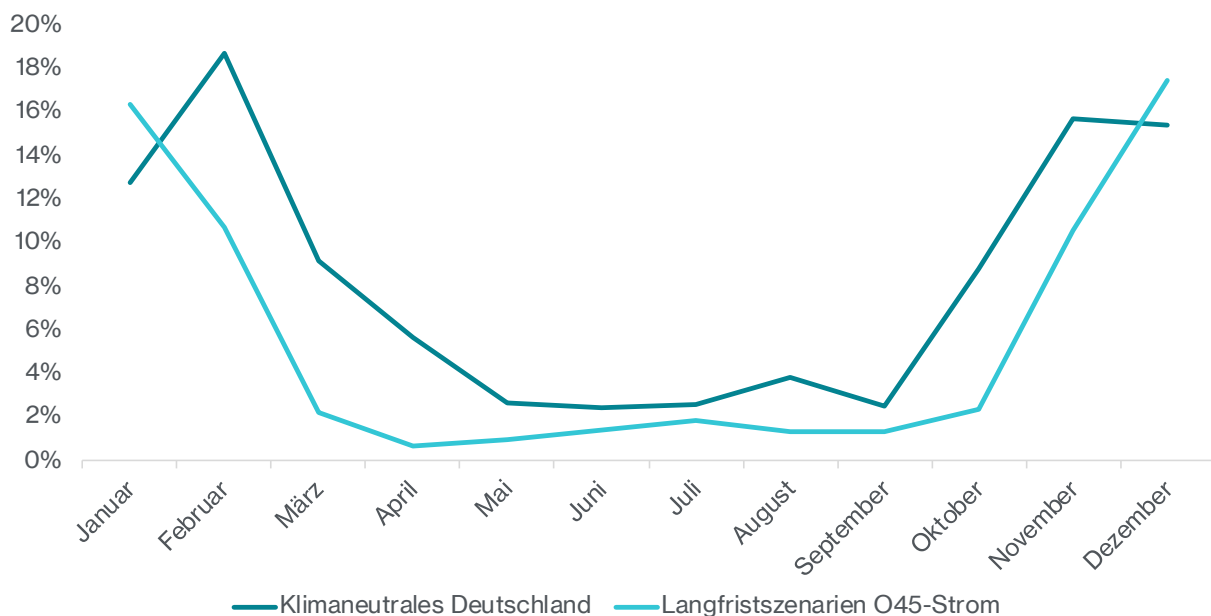
Mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien sinkt die Residuallast erwartungsgemäß in allen Szenarien. Daneben beeinflussen auch die im System verfügbaren Flexibilitäten (z. B. Batterien, Elektrolyseure), die Stromnachfrage sowie die europäische Vernetzung und die verfügbaren Importmengen maßgeblich die Höhe der durch Brennstoffe zu deckenden Last.

Der Haupttreiber der Senkung der Residuallast ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese unterliegt deutlichen saisonalen Schwankungen.

Photovoltaik liefert im Sommerhalbjahr deutlich mehr Strom, während die Wintermonate im Durchschnitt windreicher sind. Insgesamt liegt die Erzeugung im Sommerhalbjahr aufgrund der hohen PV-Leistung über der des Winters. Gleichzeitig ist der Stromverbrauch im Winter wegen des höheren Wärmebedarfs deutlich größer. Dies führt dazu, dass die Residuallast im Winter erheblich höher als im Sommer ausfällt.

Die folgende Abbildung zeigt die jahreszeitliche Verteilung der Residuallast am Beispiel der Langfristszenarien und KNDE. Die monatliche Darstellung macht deutlich: In beiden Szenarien entfällt ein Großteil der Residuallast auf die kalte Jahreszeit (Oktober bis März). Im KNDE-Szenario sind es 80 % – in den Langfristszenarien O45-Strom sogar 89 %.

Abbildung 2-61: Saisonale Struktur der Residuallast (2045)



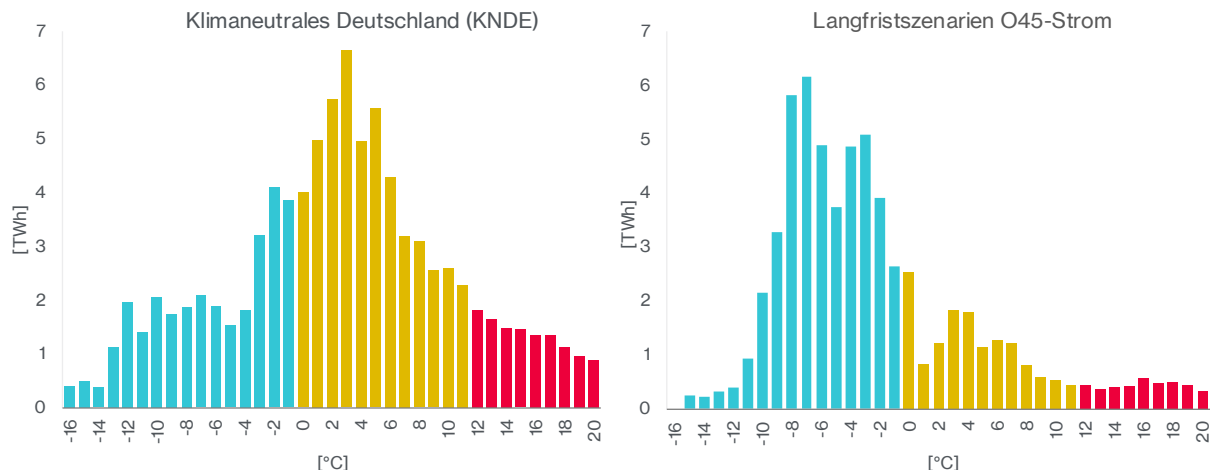
Quelle: Prognos AG

Eine Deckung der Residuallast in der KWK ist insbesondere sinnvoll, wenn auch die anfallende Wärme genutzt werden kann. Abbildung 2-61 legt nahe, dass ein Großteil der Residuallast in Zeiten anfällt, in denen auch eine Heizlast besteht.

Um genauer zu prüfen, ob in den Stunden mit Residuallast gleichzeitig eine Heizlast vorliegt, werden die stündlichen Residuallastdaten mit den jeweiligen Temperaturwerten verknüpft. Auf diese Weise lässt sich die Residuallast in Abhängigkeit von der Temperatur darstellen. Dem Szenario KNDE liegt das Wetterjahr 2012 zugrunde, während die Langfristszenarien auf dem Wetterjahr 2010 basieren. Für die Analyse wird das jeweilige hinterlegte Wetterjahr genutzt.

Abbildung 2-62: Residuallast in Abhängigkeit der Außentemperatur (2045)

Temperaturdaten der Wetterjahre 2012 (KNDE) und 2010 (Langfristszenarien)



Quelle: Prognos AG

Die Analyse zeigt: Nur ein kleiner Anteil der Residuallast tritt in den betrachteten Szenarien bei Temperaturen über 11 °C auf (rote Balken). 18 % im KNDE-Szenario und 9 % in den Langfristszenarien. Im KNDE-Szenario entfällt etwa die Hälfte der Residuallast auf den Bereich zwischen 0 °C und 11 °C (gelbe Balken). In den Langfristszenarien liegt der Anteil bei 22 %. Bei Temperaturen unterhalb des Gefrierpunkts (blaue Balken) liegen die Anteile bei 31 % (KNDE) und 69 % (Langfristszenarien).

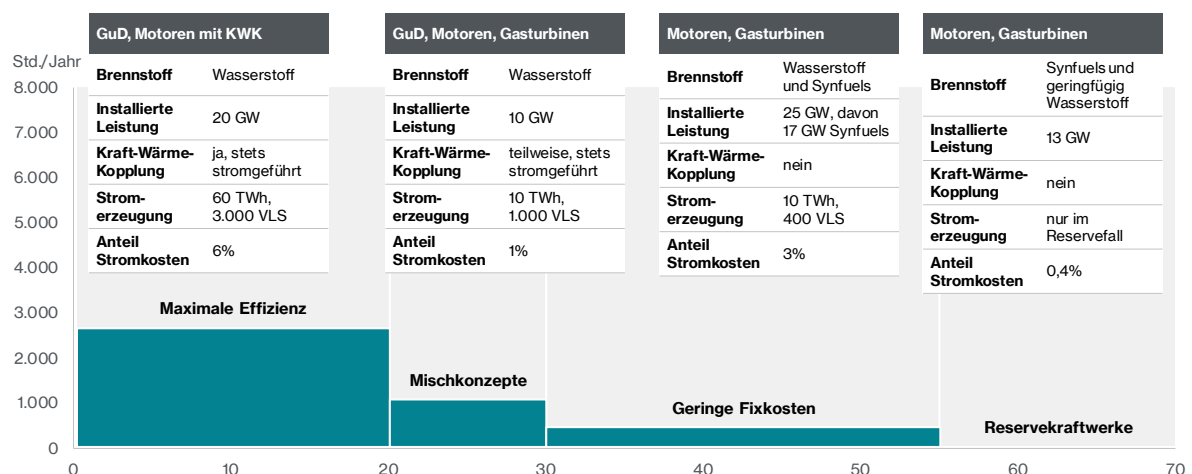
Damit fällt der überwiegende Teil der Residuallast in beiden Szenarien in Stunden, in denen sehr wahrscheinlich auch Heizbedarf besteht. Wird die Residuallast in solchen Phasen durch KWK gedeckt, können die Effizienzvorteile der KWK genutzt werden – eine KWK-Deckung erscheint somit mindestens in Teilen sinnvoll.

Neben der Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmelast, sind die Vollbenutzungsstunden der Kraftwerke ein wichtiger Indikator dafür, ob sich eine Stromerzeugung in KWK rentiert. Laufen Gaskraftwerke für eine bestimmte Minstdauer pro Jahr, rentieren sich die Mehrausgaben gegenüber der ungekoppelten Erzeugung. Gleichzeitig sind in einem klimaneutralen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung auch Kraftwerke nötig, die vorrangig der Versorgungssicherheit dienen und lediglich wenige Stunden im Jahr benötigt werden.

Ein optimaler Kraftwerkspark erfordert daher einen gut abgestimmten Technologiemark, um die Kosten zu minimieren. Im KNDE-Szenario ist der Kraftwerkspark wie folgt strukturiert:

- 70 Prozent der Stromerzeugung aus Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern erfolgen durch 20-GW Gas-und-Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerke mit KWK. Durch die höheren Kosten von Wasserstoff gegenüber Erdgas sind effiziente, aber kostenintensive Gas- und Dampfturbinen mit Wärmeauskopplung auch bei einer geringeren Zahl an Volllaststunden als bei Erdgas noch wirtschaftlich.
- 10 TWh werden durch 10-GW-Kraftwerke mit durchschnittlich 1.000 Volllaststunden erzeugt. Diese Kraftwerke setzen sich aus GuD-Kraftwerken ohne KWK, Gasmotorenkraftwerken und Gasturbinenkraftwerken zusammen.
- 25 GW Spitzenlastkraftwerke liefern mit etwa 400 Volllaststunden zusätzliche 10 TWh Strom. Sie nutzen überwiegend flüssige synthetische Energieträger, teilweise handelt es sich aber auch ältere Wasserstoffkraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad.
- Darüber hinaus stehen 13 GW Reservekraftwerke bereit, die ebenfalls synthetische Energieträger einsetzen. Sie dienen der Versorgungssicherheit und Absicherung extremer Situationen, kommen jedoch im Normalbetrieb nicht zum Einsatz.

Abbildung 2-63: Struktur der brennstoffbasierten Stromerzeugung im KNDE-Szenario im Jahr 2045



Quelle: Prognos auf Basis des Szenarios „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Agora Think Tanks et al. 2024)

Die Metaanalyse verdeutlicht, dass KWK auch in einem klimaneutralen Energiesystem eine relevante Rolle spielt. Zwar sinkt die Residuallast mit dem Ausbau erneuerbarer Energien deutlich, doch bleibt ein Bedarf zur Deckung dieser Last bestehen – insbesondere in den Wintermonaten und bei niedrigen Temperaturen, wenn gleichzeitig Heizbedarf vorliegt. KWK kann in diesen Phasen Effizienzvorteile realisieren und zur Versorgungssicherheit beitragen. Die zukünftige Ausgestaltung des Kraftwerksparks erfordert daher einen ausgewogenen TechnologiemiX, der sowohl flexible KWK-Anlagen als auch Spitzen- und Reservekraftwerke umfasst.

Auch die im Rahmen dieses Berichtes durchgeführte Untersuchung zur der künftigen Rolle der KWK mittels einer Energiesystemmodellierung mit modell-endogenen Investitions- und Einsatzentscheidungen zu KWK-Anlagen, Kondensationskraftwerken, offenen Gasturbinen und ungekoppelter Wärmebereitstellung mittels Erdgas- oder Elektro-Kesseln zeigt, dass die flexibilisierte KWK auch langfristig einen bedeutenden Beitrag im Stromversorgungssystem und in der Wärmeversorgung von Fernwärmenetzen und in der Industrie leistet. Die modellgestützte

Analyse zur Entwicklung der KWK zeigt insbesondere auf, dass die flexibilisierte KWK mit zukünftig geringerer Auslastung und flexiblerer Fahrweise im Wettbewerb mit den relevanten Konkurrenz- bzw. Komplementärtechnologien einen relevanten und effizienten Beitrag in der Strom- und Wärmeversorgung leistet (vgl. Abschnitt 2.6 zur Untersuchung der KWK mittels aktueller Energiesystemmodellierung).

2.5.2 Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz

KWK-Anlagen schalten sich bei einem Stromausfall im Regelfall aus Sicherheitsgründen automatisch ab. Sie sind standardmäßig auf den Netzparallelbetrieb ausgelegt und benötigen eine Netzspannung, um zu funktionieren. Speziell ausgelegte oder nachgerüstete KWK-Anlagen können ein Inselnetz bilden. Das bedeutet, sie trennen sich vom öffentlichen Netz und versorgen die Gebäude oder Betrieb autark weiter. Damit können diese KWK-Anlagen einen Beitrag zur Erhöhung der Resilienz beitragen. Eine vertiefte Betrachtung der zusätzlichen Kosten für die Anlagenausrüstung und des Nutzens erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht.

2.5.3 Flexibilisierung

Ein möglichst flexibel, am Strommarkt ausgerichteter Betrieb der KWK-Anlagen wird zunehmend wichtiger, um genau dann Strom zu produzieren, wenn dieser benötigt wird und möglichst keine Stromerzeugung aus Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik verdrängt. Durch eine flexible Fahrweise kann das Potenzial der KWK zur Brennstoff- und Emissionseinsparung und zur Bereitstellung von gesicherter Leistung in den relevanten Zeiten realisiert werden.

In der folgenden Auswertung wurde die Fahrweise von ausgewählten Gaskraftwerken in Abhängigkeit der Börsenstrompreise analysiert. Zudem wurde betrachtet, welchen Einfluss wirkleistungserhöhende Redispatch-Maßnahmen auf den Einsatz der Kraftwerke hatten. Die Analyse beschränkt sich auf Gaskraftwerke, da diese im KWK-Bereich inzwischen deutlich bedeutsamer als Kohlekraftwerke sind und ein weiterer Zubau von Kohlekraftwerken nicht mehr gefördert wird. Die Kraftwerke wurden in drei Kategorien eingeteilt: Erdgas-Kondensationskraftwerke (ohne Wärmeauskopplung), KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung sowie KWK-Industriekraftwerke, das größere Anteile ihre Wärmeproduktion an die Industrie liefern.

Die Flexibilitätsbewertung beruht auf stündlichen Betriebsdaten ausgewählter Kraftwerke sowie den zugehörigen Börsenpreisen. Die Stromeinspeisezeitreihen entstammen der SMARD-Plattform der Bundesnetzagentur sowie den Energy-Charts des Fraunhofer ISE. Die Redispatch-Daten der einzelnen Kraftwerke wurden von der Plattform Netztransparenz.de und die Day-Ahead-Börsenpreise ebenfalls von den Energy-Charts des Fraunhofer ISE bezogen. Betrachtet wird der Referenzzeitraum vom 01.03.2024 bis 28.02.2025.

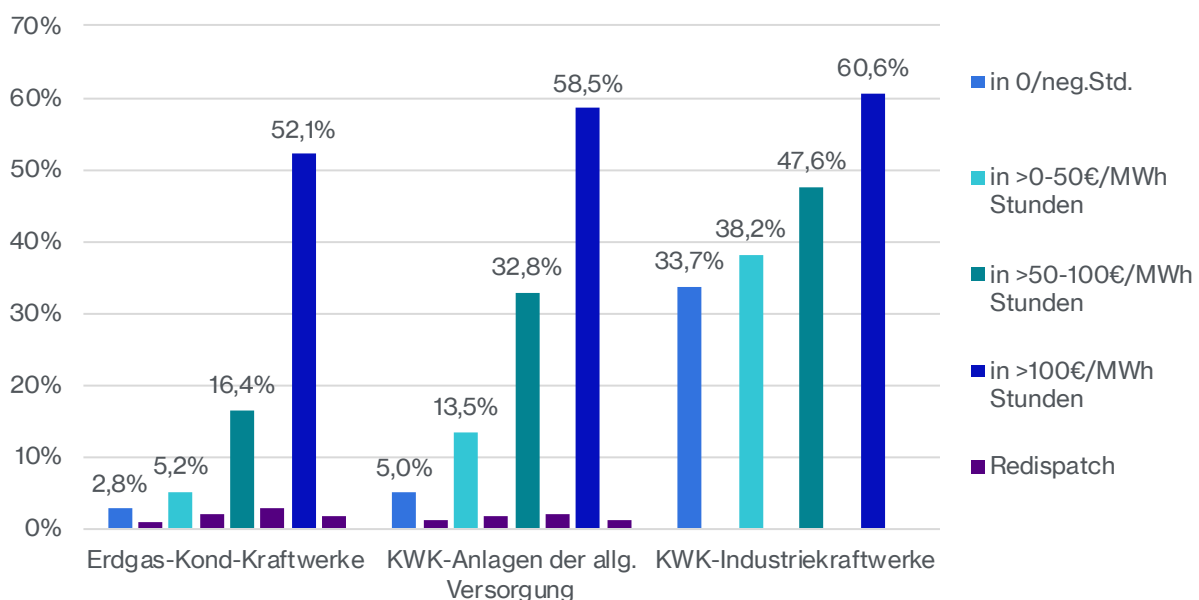
Für die Auswertung werden die einzelnen Stunden des Referenzzeitraums in vier Börsenpreissegmente (≤ 0 €/MWh, > 0 –50 €/MWh, > 50 –100 €/MWh und > 100 €/MWh) sowie in die Jahreszeiten Frühling (März–Mai), Sommer (Juni–August), Herbst (September–November) und Winter (Dezember–Februar) unterteilt.

Zur Vergleichbarkeit der Kraftwerke wird als Kennzahl die mittlere Stromerzeugung (Auslastung), in Relation zur installierten Leistung sowie der Stundenanzahl in den definierten Preissegmenten

bzw. Jahreszeiten, ermittelt. Zusätzlich werden Redispatch-Maßnahmen berücksichtigt, ebenfalls in Relation zur Stundenanzahl in den jeweiligen Kategorien sowie der installierten Leistung des betrachteten Kraftwerks. Als Redispatch werden netzbedingte Fahrplananpassungen bezeichnet, die unabhängig vom aktuellen Strompreis angeordnet werden. In dieser Auswertung ist Redispatch als leistungsspezifische Wirkleistungserhöhung erfasst.

Die nachfolgende Abbildung fasst die Ergebnisse der Detailgrafiken (siehe Abbildung 2-65, Abbildung 2-66 und Abbildung 2-67) zusammen und zeigt für die drei Kraftwerkskategorien den Mittelwert der mittleren Auslastung in den vier definierten Strompreissegmenten. Sofern erfolgt, werden zusätzlich die Redispatch Anteile dargestellt.

Abbildung 2-64: Gesamtdarstellung (Mittelwerte in %) der mittleren Auslastung und Redispatch in den Strompreissegmenten



Quelle: Prognos AG auf Datenbasis von der SMARD Plattform der Bundesnetzagentur, Energy-Charts des Fraunhofer ISE und Netztransparenz.de

Über alle drei Kategorien hinweg zeigt sich eine zunehmende mittlere Auslastung mit steigenden Strompreisen.

Die Erdgas-Kondensationskraftwerke und die KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung weisen unabhängig von der Wärmeauskopplung eine klare Korrelation zwischen Auslastung und Strompreis auf. In Null- bzw. Negativpreisstunden liegt die mittlere Auslastung im unteren einstelligen Prozentbereich bei 2,8 % für Erdgas-Kondensationskraftwerke und 5 % für KWK-Anlagen. In den mittleren Preissegmenten von 0 bis 100 Euro/MWh erzeugen KWK-Anlagen mit einer deutlich höheren Leistung als Kondensationskraftwerke. Ein Grund dafür sind die niedrigeren Grenzkosten infolge der Wärmeauskopplung. Bei Preisen über 100 Euro/MWh liegen die Auslastung ähnlich, bei 52 % (Erdgas-Kondensationskraftwerke) bzw. 59 % (KWK-Anlagen) auf einem ähnlich hohen Niveau. Damit wird die Abhängigkeit der Fahrweise dieser Kraftwerke

von den aktuellen Strompreisen klar ersichtlich. Ein kleiner Teil (weniger als 10 %) der Stromproduktion in Zeiten mit negativen Strompreisen kann durch Redispatch-Abrufe erklärt werden. Bei einzelnen Kraftwerken, insbesondere im Süden Deutschlands, kann dieser Anteil deutlich höher sein.

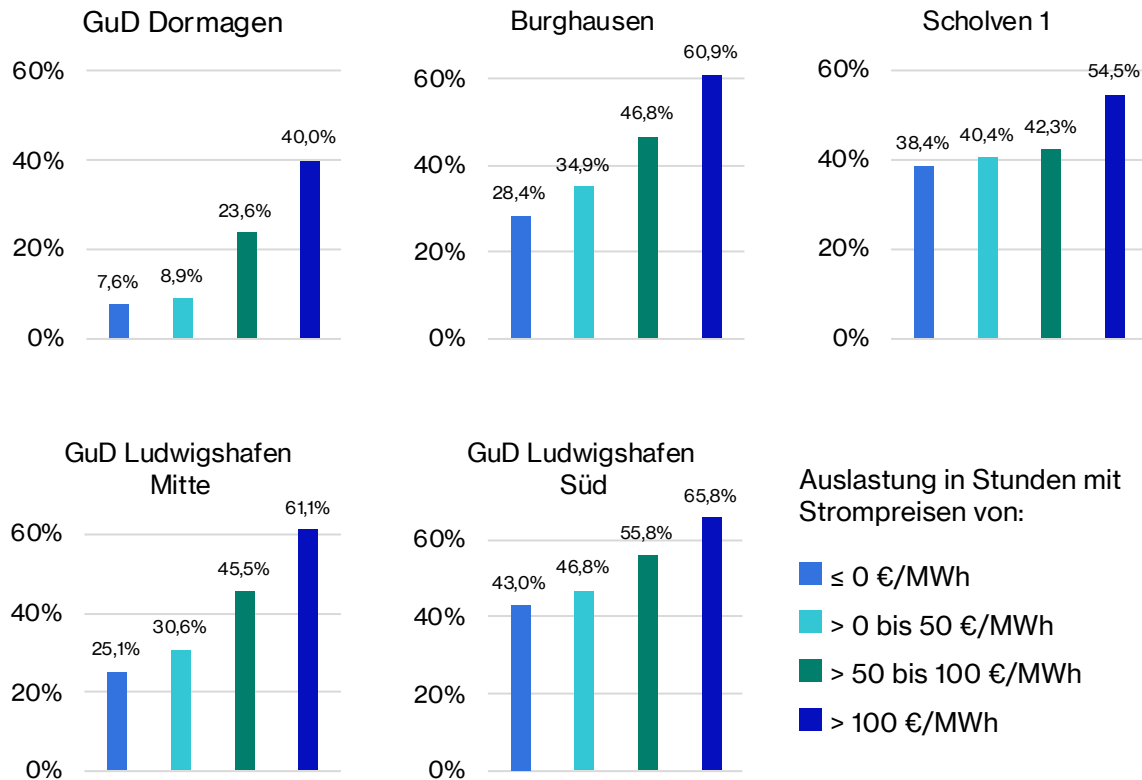
Die mittlere Stromerzeugung der KWK-Industriekraftwerke liegt in allen Preissegmenten über den beiden Kraftwerkskategorien der allgemeinen Versorgung und zeigt auch bei niedrigen Strompreisen deutlich höhere Auslastungen. Auch bei negativen Strompreisen produzieren die Industriekraftwerke im Durchschnitt mit 34 % ihrer Nennleistung.

Von den hier analysierten Kraftwerken wurden lediglich die Erdgas-Kondensationskraftwerke und die KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung für Redispatch-Maßnahmen (violetter Balken) herangezogen. Tendenziell zeigt sich bei den betrachteten Kraftwerken ein etwas höherer Redispatch-Anteil bei den Erdgas-Kondensationskraftwerken ohne Wärmeauskopplung.

In den Folgedarstellungen der einzelnen Kraftwerke wird dies bei Bedarf punktuell erläutert.

Die folgende Abbildung zeigt die mittlere leistungsspezifische Auslastung der Industriekraftwerke. Das Kraftwerk Scholven ist kein klassisches Industriekraftwerk, liefert jedoch größere Dampfmengen an die Industrie und wird daher dieser Kategorie zugeordnet.

Abbildung 2-65: Mittlere Auslastung (in %) der Industriekraftwerke (definiert als Kraftwerke, die größere Wärmemengen an die Industrie liefern)

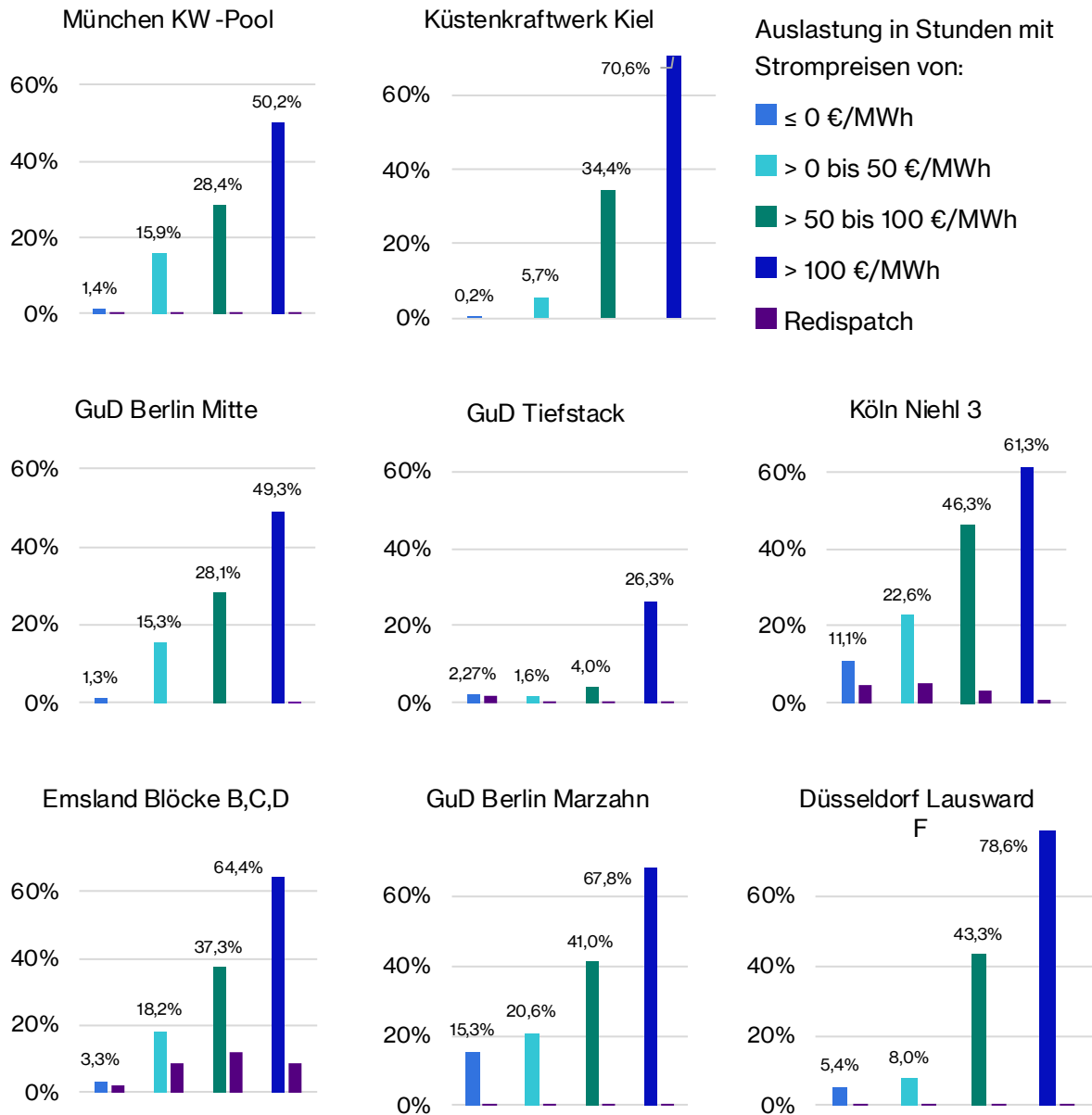


Quelle: Prognos AG auf Datenbasis von der SMARD Plattform der Bundesnetzagentur, Energy-Charts des Fraunhofer ISE und Netztransparenz.de

Wie bereits in der Gesamtabbildung oben beschrieben, ist über alle Anlagen hinweg erkennbar, dass die Auslastung mit steigenden Strompreisen zunimmt. Im unteren und mittleren Preissegment weisen fast alle Kraftwerke, ausgenommen das GuD Dormagen, eine vergleichsweise hohe Auslastung auf. Besonders Scholven 1 und das GuD Ludwigshafen Süd zeigen eine hohe Auslastung über das gesamte Jahr.

Die nachstehende Abbildung präsentiert die mittlere Auslastung von KWK-Anlagen nach Preissegmenten. Zusätzlich werden, soweit vorhanden, positive, netzbedingte Wirkleistungserhöhungen (Redispatch) leistungsspezifisch ausgewiesen.

Abbildung 2-66 Mittlere Auslastung und Redispatch KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung

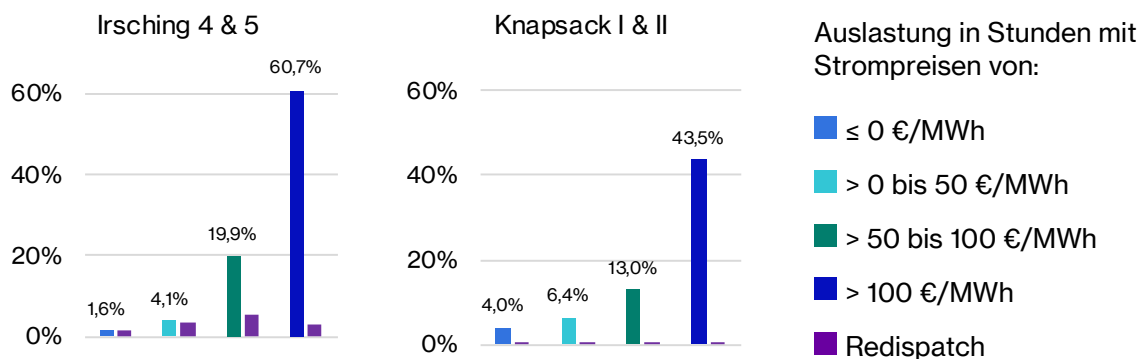


Quelle: Prognos AG auf Datenbasis von der SMARD Plattform der Bundesnetzagentur, Energy-Charts des Fraunhofer ISE und Netztransparenz.de

Bei allen dargestellten KWK-Anlagen ist eine Zunahme der Auslastung mit steigendem Preissegment erkennbar. Das Kraftwerk Marzahn weist in Null- und Negativpreisstunden eine wesentlich höhere Auslastung auf als die übrigen Kraftwerke. Das kann unter anderem durch hohe Wärmebedarfe in diesen Stunden sowie eine begrenzte Speicherkapazität erklärt werden.

Die folgende Abbildung zeigt die mittlere, leistungsspezifische Auslastung der Erdgas-Kondensationskraftwerke in den vier Preissegmenten.

Abbildung 2-67 Mittlere Auslastung der Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung



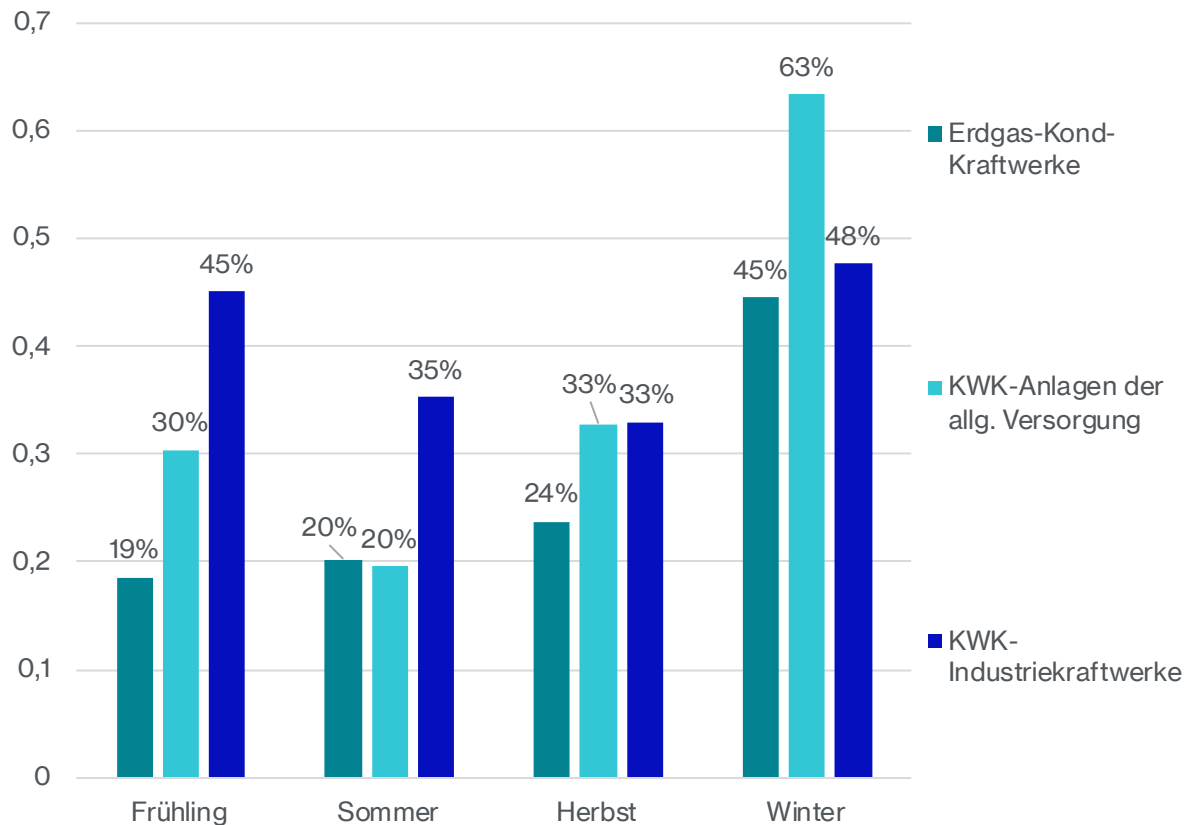
Quelle: Prognos AG auf Datenbasis von der SMARD Plattform der Bundesnetzagentur, Energy-Charts des Fraunhofer ISE und Netztransparenz.de

Da es in Knapsack, gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Datenstand 03.11.2025) keine Wärmeauskopplung gibt, kann die Fahrweise in den unteren Preissegmenten durch technische Mindestlasten oder Anfahrszyklen erklärt werden.

Sowohl die Erdgas-Kondensationskraftwerke als auch die KWK-Anlagen zeigen übereinstimmend eine preisbandabhängige Fahrweise. Mit steigendem Strompreis nehmen die mittleren Auslastungen kontinuierlich zu. Unterschiede bestehen in der Verteilung über die mittleren Preissegmente. Die KWK-Anlagen weisen dort höhere und breiter gestaffelte Auslastungen auf, während Erdgas-Kondensationskraftwerke ihre Auslastung stärker auf Stunden mit hohen Strompreisen konzentrieren.

Die folgende Abbildung zeigt für die vier Jahreszeiten, Frühling, Sommer, Herbst und Winter, die mittlere Auslastung von drei Kraftwerksgruppen: Erdgas-Kondensationskraftwerke, KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung sowie KWK-Industriekraftwerke.

Abbildung 2-68 Mittelwert der mittleren saisonalen Auslastung der Kraftwerke in der jeweiligen Kategorie



Quelle: Prognos AG auf Datenbasis von der SMARD Plattform der Bundesnetzagentur, Energy-Charts des Fraunhofer ISE und Netztransparenz.de

Die KWK-Anlagen weisen im Sommer mit rund 20 % ihre geringste und im Winter mit 63 % ihre höchste mittlere Auslastung auf. Erdgas-Kondensationskraftwerke erreichen ihre höchste Auslastung mit rund 45 % ebenfalls im Winter. Die Industriekraftwerke zeigen über das Jahr ein stabiles, hohes Auslastungsniveau. Insgesamt ist in allen drei Kraftwerkskategorien ein Winter-Peak erkennbar, das bei den KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung aufgrund des hohen Wärmebedarfs im Winter am stärksten ausgeprägt ist.

Zusammenfassend zeigt die vorangegangene Auswertung, dass alle Kraftwerke ihre Fahrweise tendenziell an Preissignalen ausrichten, jedoch in unterschiedlicher Ausprägung.

KWK-Industriekraftwerke reagieren am wenigsten auf niedrige bzw. negative Börsenstrompreise. Der Hauptgrund liegt in der Eigennutzung des erzeugten Stroms und den damit verbundenen Kostenvorteilen gegenüber dem Strombezug aus dem Netz. Eine wesentliche Rolle spielen dabei die heute noch weitgehend starren Stromnetzentgelte und die individuellen Netzentgelte nach § 19 StromNEV. Wenn durch eine Reduktion der Eigenstromerzeugung die aus dem Stromnetz bezogenen Höchstleistung steigt, ist das heute in der Regel unwirtschaftlich.

Erdgas-Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung speisen ihren erzeugten Strom in der Regel vollständig ins Stromnetz ein und reagieren daher direkt auf die Börsenstrompreise.

Für einzelne Kraftwerke lässt sich die Stromerzeugung in Phasen mit negativen Börsenstrompreisen durch Redispatch-Abrufe teilweise oder vollständig erklären. Die Erzeugung bei negativen bzw. sehr niedrigen Strompreisen, wenn der Strompreis unter den Grenzkosten der Anlagen liegt, kann unterschiedliche Gründe haben.

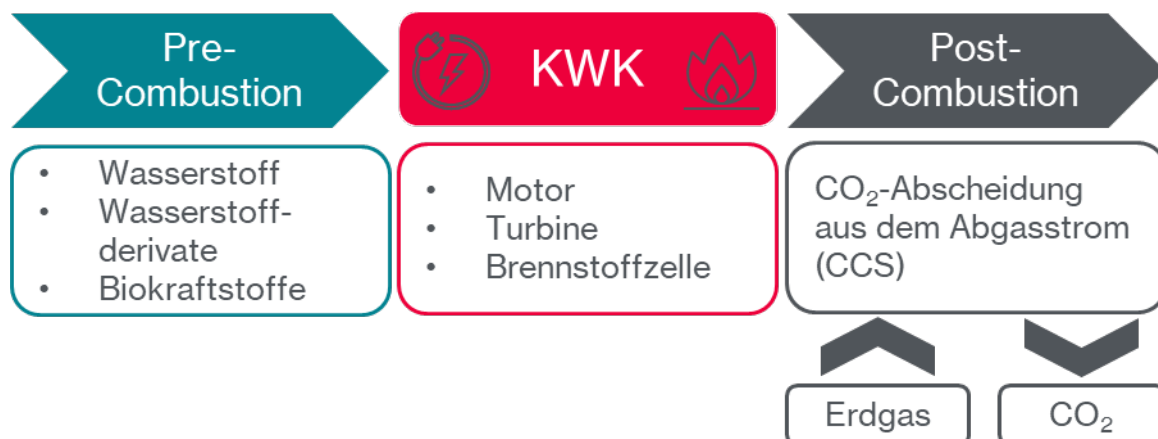
Bei KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung liegt die Stromerzeugung in Phasen mit negativen Strompreisen in der Regel an der Wärmeerzeugung am jeweiligen Standort. Zum Teil reicht die heute installierte Wärmeerzeugungskapazität von anderen Technologien wie Spitzenkesseln, Großwärmepumpen, Elektrokesseln oder von Wärmespeichern bei niedrigen Außentemperaturen nicht aus, um die Wärmeversorgung vollständig ohne den Einsatz der KWK-Anlagen sicherzustellen.

Durch die Errichtung von zusätzlichen Wärmeerzeugungskapazitäten (z. B. Gasspitzenlastkessel, Biomasse-Kessel, Abwärmenutzung, Großwärmepumpen, Elektrokessel) sowie den Ausbau von Wärmespeichern können KWK-Anlagen künftig flexibler betrieben werden. Für die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen und insbesondere Elektrokesseln stellen die heutigen Netzentgelte ein Hemmnis dar, da bei vergleichsweise niedrigen Benutzungsstunden hohe Netzentgelte anfallen. Neben reformierten Netzentgelten könnten auch Investitionszuschüsse für Elektrokessel den Markthochlauf beschleunigen.

2.5.4 Dekarbonisierung

Die Reduktion der THG-Emissionen von KWK-Kraftwerken kann grundsätzlich auf unterschiedliche Weise erfolgen. Zwei unterschiedliche Kategorien werden unterschieden: Pre-combustion und Post-combustion, also vor- und nach dem Verbrennungsprozess. Für KWK-Anlagen in Deutschland hat der Pre-Combustion-Ansatz deutliche Vorteile, wie nachfolgender Vergleich der Ansätze mit dem Fokus auf Gaskraftwerke verdeutlicht.

Abbildung 2-69: Dekarbonisierungsoptionen für KWK-Kraftwerke



Quelle: Prognos

Pre-Combustion-Ansätze zielen auf die Reduktion der Treibhausgasintensität des Brennstoffes, dazu zählen biogene Brennstoffe, synthetisches Methan, Ammoniak oder Wasserstoff. Jeder dieser Brennstoffe kann je nach Verfahren unterschiedliche Treibhausgasintensität aufweisen, beispielsweise liegen die Emissionen von Wasserstoff, der aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung gewonnen wurde, höher als die Emissionen von Wasserstoff, der mittels Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom gewonnen wurde.

Post-Combustion-Ansätze setzen nach dem Verbrennungsprozess an und entfernen das entstandene CO₂ aus dem Abgasstrom. Für das sogenannte Carbon-Capture and Storage (CCS) am Kraftwerk ist die Aminwäsche als marktreife Technologie verfügbar, andere Technologien werden erforscht und entwickelt. Unabhängig von der Technologie steigt der Aufwand zur Abscheidung des CO₂ mit sinkender Konzentration des CO₂ im Abgas.

Nachfolgende Tabelle vergleicht die beiden Ansätze.

Tabelle 2-37: Vergleich von Pre- und Post-Combustion-Ansätzen zur Dekarbonisierung der KWK

	Pre-Combustion THG-arme Brennstoffe	Post-Combustion Abscheidung des CO₂ (CCS)
Investitionsbedarf	0 bis 20% der Kraftwerkskosten	100 bis 200% der Kraftwerkskosten
Brennstoffkosten	höher als bei Erdgas durch Verluste und Umwandlungsschritt zu z.B. blauem H ₂	höher als bei Erdgas durch Wirkungsgradverlust im Kraftwerk
Flexibilität	hoch	je nach Auslegung eingeschränkt aufgrund von Abscheideprozess
Kraftwerkseffizienz	unverändert	etwa 10 %-Punkte Wirkungsgradverlust
Anforderungen an KWK-Standort	geringer zusätzlicher Platzbedarf, je nach Brennstoff	großer zusätzlicher Platzbedarf, bis zu 200 % des vorherigen Kraftwerksstandortes
Entwicklungsperspektive	zahlreiche Pfade für THG-reduzierte und THG-freie Brennstoffe, kontinuierliche Entwicklung	beschränkte Optionen zur Abscheidung, physikalische Grenzen Abscheidegrad und Abscheideeffizienz
Treibhausgasneutralität	kontinuierliche THG-Reduktion möglich bis zu Treibhausgasneutralität	Restemissionen nur durch THG-neutrale Anteile im Brennstoff vermeidbar
Infrastruktur	Transportinfrastruktur (Pipelines für Wasserstoff oder andere Brennstoffe) und Erzeugungsanlagen (z.B. Elektrolyseanlagen für Wasserstoff)	CO ₂ -Pipelines Geologische CO ₂ -Speicher-Infrastruktur

Quelle: Prognos AG

Der **Pre-Combustion**-Ansatz erfordert keine bis geringfügige zusätzliche Investitionen in das Kraftwerk in der Größenordnung bis zu 20 % der Kraftwerks-Investitionskosten. Das Kraftwerk kann unverändert bleiben, wenn der Brennstoff nicht wesentlich von Methan abweicht, z. B. bei biogenem Methan, synthetischem Methan oder Methan mit geringfügiger Wasserstoffbeimischung. Bis zu schätzungsweise 20 % zusätzliche Investitionen werden nötig, wenn das Kraftwerk auf Wasserstoff umgestellt wird, u. a. aufgrund der Anpassung des Brenners bei Gasturbinen oder der Brennstoffeinspritzung bei Gasmotoren, der Anpassung von Kraftwerkssteuerung, Brennstoffleitungen und zusätzlichen Explosionsschutzmaßnahmen.

Den geringeren Investitionen stehen erhöhte Brennstoffkosten für den treibhausgasarmen oder treibhausgasfreien Brennstoff gegenüber. Die Flexibilität des Kraftwerksprozesses ist unverändert hoch und die Kraftwerkseffizienz unverändert. Verschiedene, teilweise kombinierbare Optionen treibhausgasneutraler Brennstoffe sind möglich und stehen vor der Herausforderung des Markthochlaufes und der Kostendegression, wobei ein kontinuierlicher Entwicklungspfad mit Kosten- und Emissionsreduktion bis hin zur Treibhausgasneutralität aus heutiger Sicht denkbar erscheint.

Als Infrastruktur wird für den Pre-Combustionpfad die Versorgungsinfrastruktur für den treibhausgasarmen Brennstoff aufgebaut werden, im Falle von Wasserstoff z. B. ein Pipelinesystem und eine Erzeugungs- und Importinfrastruktur (siehe auch Abschnitt 2.5.5), bei flüssigen Derivaten wie Methanol Importterminals, Tanklager und Tankfahrzeuge.

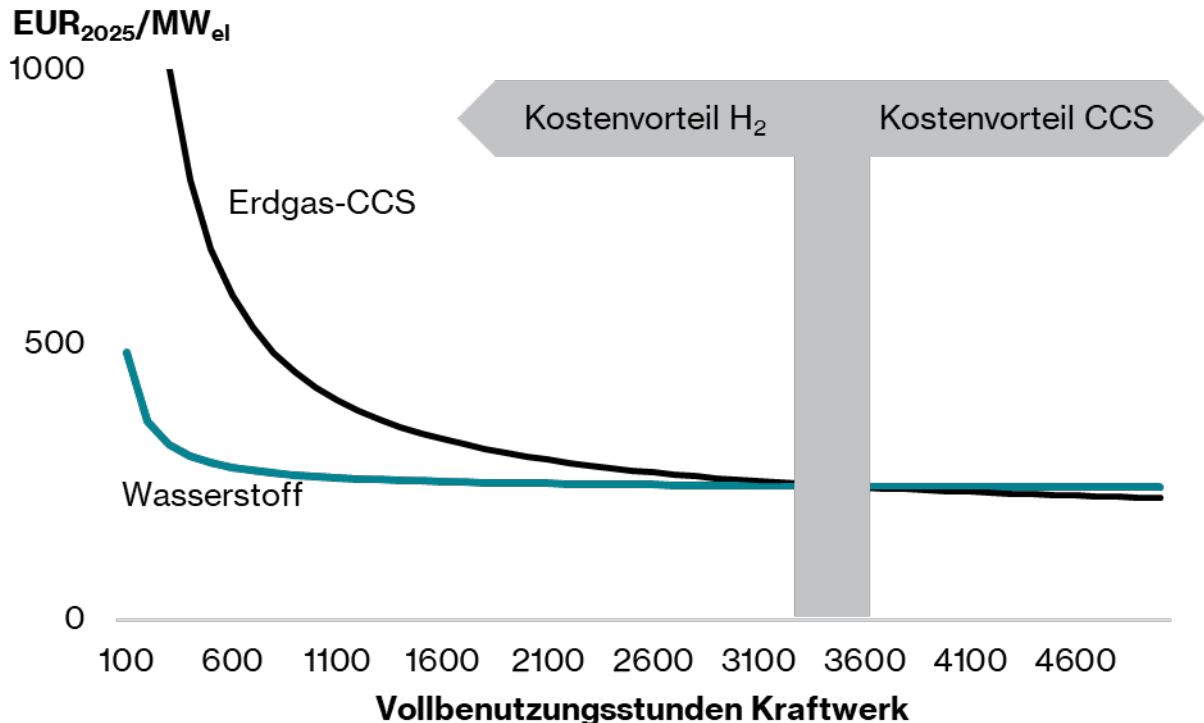
Verglichen mit dem Pre-Combustion-Ansatz erfordert der **Post-Combustion-Ansatz** mit CCS-Technologie hohe zusätzliche Investitionen in den Kraftwerksstandort, die in der Größenordnung von 100 bis 200 % der Kraftwerkskosten ohne CCS liegen. Die Höhe der Investitionen ist im Wesentlichen durch die Tatsache bedingt, dass für den CCS-Prozess eine Chemieanlage in den Kraftwerksprozess integriert wird, die neben dem entsprechenden Investitionsbedarf auch einen großen zusätzlichen Platzbedarf (100 bis 200 %) bedeutet.

Den hohen Investitionen stehen niedrigere Brennstoffkosten gegenüber, weil weiterhin fossiles Erdgas zum Einsatz kommen kann. Das Kraftwerk mit Abscheideanlage hat per se einen Flexibilitäts- und Effizienznachteil, weil der Abscheideprozess chemischen und thermischen Trägheiten unterliegt und Energie für die Abscheidung benötigt wird. Die Flexibilität von CCS-Anlagen kann durch Maßnahmen zur Temperaturvorhaltung oder Synergien mit anderen Prozessen und Wärmeintegration reduziert werden, was wiederum den Investitionsbedarf erhöht. Die Aminwäsche als marktreife Option für CCS hat aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten begrenzte wirtschaftliche Abscheideraten und damit Restemissionen. Um Treibhausgasneutralität zu erreichen, bleibt als einzige Option, einen Anteil des Brennstoffes zu dekarbonisieren.

Die Infrastrukturvoraussetzungen für den Post-Combustion-Pfad sind zum einen CO₂-Netze und eine CO₂-Speicherinfrastruktur, die in der Lage ist, die un stetig anfallenden CO₂-Mengen aus dem schwankenden Residuallasteinsatz der Kraftwerke aufzunehmen, zum anderen muss die Erdgas-Infrastruktur zur Versorgung der Residuallastkraftwerke bestehen bleiben.

Die Unterschiede der beiden Dekarbonisierungsansätze führt dazu, dass sich auch die Vollkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit der Jahresauslastung deutlich unterscheiden, wie nachfolgende Grafik veranschaulicht.

Abbildung 2-70: Vollkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit der jährlichen Vollbenutzungsstunden



Quelle: Prognos | Abbildung für einen Beispielfall mit folgenden Annahmen: Kalkulationszinssatz 8%, EU-ETS: 200 EUR/t CO₂, Erdgas: 40 EUR/MWh Hu, Wasserstoff (grün): 125 EUR/MWh Hu, Transport- und Deponierungskosten CO₂: 110 EUR/t CO₂.

In dem Beispiel werden die Kosten für ein Wasserstoff-GuD einem Erdgas-GuD-Kraftwerk mit CCS gegenübergestellt. Im Ergebnis liegen die Kosten der Stromerzeugung von Wasserstoff-Kraftwerken mit einem Jahreskapazitätsfaktor unterhalb von 30 bis 40 % (2.600 bis 3.500 Vollbenutzungsstunden) deutlich unterhalb der Kosten eines Erdgas-GuD-Kraftwerkes mit CCS. Der Schnittpunkt der beiden Kostenkurven ist abhängig von den Kostenannahmen, je niedriger der Kapazitätsfaktor unterhalb von 30 % liegt, desto deutlicher ist der Kostenvorteil des Wasserstoffkraftwerkes. Ab Jahreskapazitätsfaktoren oberhalb von 40 % (3.500 Vollbenutzungsstunden) kann der Anwendungsfall Erdgas-GuD mit CCS einen Kostenvorteil erreichen, jedoch ist die Unsicherheit durch die zahlreichen Kostenfaktoren hoch.

Aufgrund der Transformation des Energiesystems kommen KWK-Kraftwerke zunehmend als Residuallastkraftwerke mit geringeren jährlichen Vollbenutzungsstunden (vgl. 2.5.1) und erhöhter Flexibilität (vgl. 2.5.3) zum Einsatz. Der vorangehende Vergleich legt den Schluss nahe, dass der Pre-Combustion-Ansatz für die KWK-Residuallastkraftwerke im deutschen Energiesystem besser geeignet ist als Erdgas-CCS-Kraftwerke. Der Einsatz eines dekarbonisierten Brennstoffes wie Wasserstoff ist aus Kostengründen vorteilhaft, weil deutlich geringere Investitionskosten anfallen und die Vollkosten der Stromerzeugung trotz höherer Brennstoffkosten im Einsatzfenster zukünftiger Residuallastkraftwerke geringer sind. Vorteile liegen aber auch aus technischen Gründen auf der Hand, u. a. bedingt durch die höhere Flexibilität, die höhere Effizienz und die eindeutigere Perspektive in Richtung Treibhausgasneutralität, die durch verschiedene Treibhausgasarme und Treibhausgasneutrale Brennstoffoptionen erreicht werden können.

Grundsätzlich ist an Stelle des Einsatzes von KWK-Anlagen in Hinblick auf die Dekarbonisierung der Industrie auch an die Möglichkeit der Elektrifizierung der Prozesswärme zu denken: Für diese steht eine Bandbreite an Möglichkeiten zur Verfügung, die eine generelle Abkehr von der Verbrennung von Brennstoffen für Industrieprozesse ermöglichen und auch weitergehende Flexibilisierungsmöglichkeiten zur Verfügung stellen, siehe dazu z.B. Agora 2024.

Zusätzliche Effekte von CCS an KWK-Kraftwerken

CCS an KWK-Kraftwerken hat auch Auswirkungen auf die Erdgas-Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur, die berücksichtigt werden sollten.

Voraussetzung für CCS-KWK-Kraftwerke ist, dass das **Erdgasnetz** die Brennstoffversorgung der Kraftwerke bereitstellt. Möglicherweise kommt es dadurch in einem Szenario mit relevanten Mengen an CCS-Kraftwerken zu Rückwirkungen auf die Erdgas- und Wasserstoffnetzplanung. Denn die aktuellen Planungen für das H₂-Startnetz sehen vor, dass ein Anteil der Erdgasleitungen frei wird für die Umstellung auf Wasserstoff, insgesamt 60 Prozent des Netzes soll aus umgewidmeten Erdgasleitungen entstehen.

Zusätzlich braucht man ein ausreichend dimensioniertes **CO₂-Netz**, da die CO₂-Mengen von den einzelnen Kraftwerken abtransportiert werden müssen. Aufgrund der Tatsache, dass mit jedem Kilogramm Erdgas (Methan), das verbrannt wird, etwa 2,75 kg CO₂ entstehen, ist die Transportaufgabe insbesondere in Spitzenlastzeiten so groß, dass sie per Zug oder Schiff kaum zu leisten ist. Ein moderner GuD-Kraftwerksstandort mit einer Nettoleistung von 880 MW_{el} würde rund 350 Tonnen CO₂ pro Stunde produzieren, sodass 6 Kesselwagen-Ganzzüge oder fünf Binnenschiffe täglich zum Abtransport eingesetzt werden müssten, um dieses CO₂-Aufkommen abtransportieren zu können. Die CO₂-Mengen machen den Anschluss an ein CO₂- Pipelinesystem notwendig, das zusätzlich zum bereits vorhandenen Erdgas-Pipelinesystem von den Kraftwerksstandorten bis zu den Endlagerstätten, z. B. in der Nordsee, erschlossen werden muss.

Ein zukünftiges CO₂-Netz wird jedoch vorrangig für den Abtransport und die dauerhafte Einspeicherung der nicht vermeidbaren industriellen CO₂-Emissionen nötig sein. Für ein Klimaneutrales Deutschland liegen diese Emissionen je nach Szenario in der Größenordnung von 41 bis 74 Mt CO₂ pro Jahr⁴⁵. Die Dimensionierung einer deutschen CO₂-Infrastruktur für die nicht vermeidbaren Restemissionen, beispielsweise im Bereich Zement und Chemie, würde sich deutlich unterscheiden von einer CO₂-Infrastruktur in einem Szenario mit einem signifikanten Anteil an CCS-Kraftwerken zur Residuallastdeckung, sowohl hinsichtlich der zu erschließenden Kilometer Leitungsnetz als auch hinsichtlich der Transportleistung Mt CO₂/h.

Angenommen es müssten Restemissionen von 45 Mt CO₂/a industrieller Emissionen abgeschieden werden, ergibt sich bei einer konstant angenommenen Auslastung der Industrie- und Chemieproduktion von 8.000h/a eine Transportleistung von 5,6 kt/h CO₂.

Bei einer angenommenen Residuallaststromerzeugung von zukünftig 50 TWh_{el/a} würden Erdgaskraftwerke rund 17 Mt/a CO₂ erzeugen. Angenommen die Erzeugung entfällt auf 3.000 h/a, ergibt auch das eine Transportleistung von 5,6 kt/h CO₂. Die CCS-Kraftwerke würden

⁴⁵ Vgl. https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222_corr0524.pdf

die Transportleistung des CO₂-Netzes in diesem Fall verdoppeln. Wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien langsamer erfolgt, wäre der Effekt noch stärker. CO₂-Pufferspeicher in Kavernengröße könnten das CO₂-System optimieren, könnten aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Kavernen jedoch mit einer Erdgas- und Wasserstoffnutzung konkurrieren.

Systemdienlicher Einsatz von CCS

Bei begrenzten Transport- und Speicherkapazitäten einer CO₂-Infrastruktur, konkurriert der Einsatz von CCS an Erdgaskraftwerken mit den industriellen Bedarfen für den Transport und die Speicherung von CO₂. Es sollte vermieden werden, dass dadurch Emissionsminderungen in der Industrie blockiert werden, für die es zur Nutzung von CCS keine Alternative gibt. Dies sollte bei der Regulierung des Zugangs zur Transport- und der Speicherinfrastruktur berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund, dass CO₂ zukünftig hauptsächlich von Süden Richtung Norden transportiert wird, könnte es sinnvoll sein, Erdgas-CCS Projekte an Kraftwerken prioritär an logistisch sinnvollen Orten umzusetzen. Also direkt in Norddeutschland oder an der Rheinschiene.

CO₂-Abscheide-Technologien haben außerdem in der Vorkette verschiedener Pre-Combustion-Ansätze zur Dekarbonisierung eine Anwendungsperspektive, in der die Anlagen deutlich kontinuierlicher und dadurch wirtschaftlicher als im Kraftwerkssektor eingesetzt werden können, beispielsweise zur Herstellung von treibhausgasarmem Wasserstoff aus Erdgasreformierung mit CO₂-Abscheidung oder in der Abscheidung von CO₂ aus Abfall-, Industrie- oder anderen konzentrierten Quellen zur Synthese strombasierter Energieträger, z. B. strombasierte nachhaltige Flugkraftstoffe (eSAF).

2.5.5 KWK mit Wasserstoff

Ein besonderer Fokus bei der Suche nach einem klimaneutralen Brenn- und Kraftstoff liegt auf Wasserstoff, der bei der eigentlichen Verbrennung emissionsarm und treibhausgasfrei ist. Die Treibhausgasbilanz der Wasserstoffnutzung hängt vorrangig von den Emissionen ab, die bei der Wasserstofferzeugung anfallen.

Eine zusätzliche Treibhausgaswirkung kann auch durch die direkte Emission von Wasserstoff auftreten, etwa durch Wasserstoff-Leckagen oder Wasserstoff-Schlupf, die aus diesem Grund vermieden werden sollten. Die Treibhausgaswirkung basiert auf Wechselwirkungen von Wasserstoff im Methanabbau, dem Ozon- und dem Wasserdampfhaushalt in der Atmosphäre. Bandbreite und Unsicherheiten der Bewertung der Treibhausgaswirksamkeit von Wasserstoffemissionen in der Literatur sind groß, unter anderem weil die Wirkmechanismen komplex sind und unklar ist welcher Anteil der Emissionen atmosphärisch wirksam wird, da Wasserstoff aufgrund seiner Bipolarität schnell molekulare Verbindungen eingeht (Ocko und Hamburg 2022; Derwent 2023; Warwick, N. Griffiths, P. 2022).

Wasserstoff kann grundsätzlich in allen KWK-Technologien eingesetzt werden, wenn die technische Auslegung darauf erfolgt ist. Bei Brennstoffzellen ist Wasserstoff der originäre Brennstoff. Andere Brennstoffe werden in Wasserstoff reformiert, um damit Brennstoffzellen betreiben zu können. Für Gasmotoren und Gasturbinen liegen mehrere Jahrzehnte Betriebserfahrung mit Wasserstoff in unterschiedlichen wasserstoffreichen Mischgasen bis über 90 Volumenprozent vor. Diese stammen aus der Restgasverwertung aus Industrieprozessen

sowie Stadt- und Ferngas. Letztere werden seit 1995 aber nicht mehr in der öffentlichen Gasversorgung in Deutschland verteilt.

Brennstoffzellen

Stationäre Brennstoffzellensysteme sind von wenigen hundert Watt bis mehrere Megawatt elektrischer Leistung verfügbar. Es sind verschiedene Technologien verfügbar, die sich anhand des Temperaturniveaus und der eingesetzten Elektrolyte unterscheiden. Zu den wichtigsten aus heutiger Sicht zählen Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEMFC), alkalische Brennstoffzellen (AFC), Phosphorsäurebrennstoffzellen (PAFC), Schmelzkarbonatbrennstoffzellen (MCFC) und Festoxidbrennstoffzellen (SOFC). Der Markt für Brennstoffzellen weltweit ist wachsend und erreichte 2018 eine Gesamtleistung in Höhe von 240 MW (FuelCellsWorks 2021). Im Jahr 2020 dürfte sich dieser Wert bereits mehr als verdoppelt haben (Dolan, C., Gangi, J. et al. 2020). Die Kosten der Technologie sind weiterhin hoch und die bisher realisierten Projekte sind überwiegend Teil von Forschungsarbeiten und industriepolitischen Förderprojekten. Das weltgrößte Brennstoffzellenkraftwerk wurde 2021 in Korea mit 78 MW aus Brennstoffzellen-Modulen mit je 440 kW errichtet (FuelCellsWorks 2021). Die spezifischen Kosten für dieses Projekt liegen bei rund 3.500 Euro/kW (Hydrogen Central 2021). Neben den Kosten sind auch Lebensdauer und Haltbarkeit zentrale Herausforderungen für stationäre Brennstoffzellenkraftwerke im MW-Bereich (KOM 2019).

Auch bei Brennstoffzellen müsste die Brennstoffzufuhr sowie der Aufbau gegenüber einer reinen Erdgasnutzung technischen Veränderungen unterzogen werden. Diese sind im Umfang insbesondere von der eingesetzten Brennstoffzellen-Technologie abhängig. Der Aufwand fällt aber aufgrund der originären Wasserstoff-Nutzung im eigentlichen Brennstoffzellen-Stack deutlich geringer als bei Verbrennungskraftmaschinen aus.

Gasmotoren

Inzwischen bieten einige Hersteller verbrennungsmotorischer KWK-Anlagen Module an, die geeignet sind für eine Wasserstoff-Zumischung in Höhe von 10 bis 20 %. Teilweise laufen weitergehende Untersuchungen mit dem Ziel einer technischen Freigabe von bis zu 40 % Beimischung.

Höhere Beimischungen bis zu 60 % und zunehmend auch 100 % H₂ werden im Rahmen von Neuentwicklungen sowie größeren Umbau-Packages angeboten.

Die Anzahl der realisierten Wasserstoff-Projekte, die meist als geförderte Demonstrationsprojekte mit wissenschaftlicher Begleitung erfolgen, umfassen weltweit insgesamt weniger als 50 Module. Einige der Projekte insbesondere im asiatischen und amerikanischen Raum werden kommerziell betrieben.

Das Unternehmen 2G Energy AG weist inzwischen rund 25 Projekte im elektrischen Leistungsbereich von 115 kW bis 360 kW je Modul auf. Diese werden bis auf ein Projekt allesamt mit 100 % Wasserstoff betrieben. Einer der ersten Projekte war ein Wasserstoff-BHKW bei den Stadtwerken Haßfurt mit 0,15 MW_{el} Leistung (2G Energy 2019).

Das Unternehmen Innio Jenbacher wird bis Ende 2023 weltweit mehr als 12 Wasserstoff-Module in 7 Projekten realisiert haben. Diese werden teilweise im Zumischbetrieb (30-60 %) und teilweise mit 100 % Wasserstoff-Einsatz betrieben. Die Module weisen vorrangig eine elektrische Leistung von 1-2 MW elektrisch auf.

Die Zahl der angebotenen Module, die auf 100 % Wasserstoff ausgelegt sind, steigt ebenso wie die Zusagen der Hersteller, dass Umrüstooptionen auf 100 % H₂ bei Bedarf erhältlich sind. Laut Herstellerangaben können bei Bedarf auch Motoren bis ca. 8 MW in den kommenden Jahren erhältlich sein.

Die Motorentchnik für 100 % Wasserstoff ist grundsätzlich technisch gelöst und ein Hochlauf des Angebotes ist bei entsprechender Nachfrage innerhalb weniger Jahre zu erwarten. Anpassungen für den Betrieb mit 100 % Wasserstoff betreffen insbesondere das Brennstoffsystem, Zylinderköpfe (Gasinjektoren), Dichtungen und Software.

Die Leistungsdichte von Gasmotoren nimmt beim Brennstoff Wasserstoff aufgrund der geringeren volumenbezogenen Energiedichte gegenüber Erdgas in der Größenordnung von 15 bis 25 % ab. Auch die Effizienz sinkt um einige Prozentpunkte. Ähnlich wie bei der Entwicklung turboaufgeladener Magermotoren kann hier aber eine kontinuierliche Entwicklung erwartet werden.

Bei Umrüstungen von Erdgas auf Wasserstoff muss aber zumindest mittelfristig noch mit signifikanten Leistungs- und Wirkungsgradverlusten gerechnet werden. Dies hat auch Auswirkungen auf die erzielbaren Primärenergieeinsparungen. Es erscheint daher fraglich, ob die derzeitigen Vorgaben für einen Fördertatbestand im KWKG bei einer Modernisierung mit gleichzeitigem Brennstoffwechsel auf Wasserstoff einzuhalten sind.

Gasturbinen

Die bestehenden Gasturbinenflotten der vier Hersteller General Electric, Kawasaki, Mitsubishi Hitachi Power Systems und Siemens Energy sind in unterschiedlichen Bandbreiten bereits heute für Anteile von Wasserstoff im Brenngas geeignet. Eine Beimischung von Wasserstoff in der Größenordnung 20 Vol.-% ist für die meisten Modelle aller Gasturbinenhersteller auch ohne Turbinenanpassung möglich. Höhere Wasserstoff-Anteile als 20 Vol.-% erfordern teilweise Anpassungen. Diese müssen insbesondere am Brennstoffsystem und der Brennkammertechnologie vorgenommen werden.

Gasturbinen sind in der Regel modular konstruiert und können mit unterschiedlichen Brennern ausgestattet und auch nachgerüstet werden. Neueste Erdgas-Brennergenerationen wie DLE-Brenner (*Dry-Low-Emission*) oder DLN-Brenner (*Dry-Low-Nox*) sind für 100 % Wasserstoff noch nicht geeignet, da z. B. aufgrund der höheren Flammgeschwindigkeiten von Wasserstoff u. a. Brennkammerschäden durch Flammrückschlag und Schwankungen des Verbrennungsdruckes drohen.

Die ältere Brennergeneration der Diffusionsbrenner hingegen lässt sich mit unterschiedlichen Anteilen Wasserstoff-/Erdgasgemisch und auch bis zu 100 % Wasserstoff betreiben. Diese Brennergeneration hat aber den Nachteil, dass die NO_x-Emissionsgrenzwerte nur mit Einspritzung von Wasser und zusätzlichen Maßnahmen wie Katalysatoren erreicht werden

können, was mit höheren Investitions- und Betriebskosten sowie mehreren Prozentpunkten Wirkungsgradverlust verbunden ist.

Trockene Brennkammersysteme für 100 % Wasserstoff sind derzeit bei allen Herstellern in der Entwicklung und in den nächsten Jahren werden verschiedene Pilotanlagen in der zweistelligen MW-Klasse geplant⁴⁶. Diese angepassten Brennergenerationen sind so auf 100 % Wasserstoffverbrennung angepasst, dass die NO_x-Emissionswerte auch ohne zusätzliche Maßnahmen wie Wassereinspritzung oder Katalysatoren realisiert werden können. Der Lösungsansatz besteht darin, die Anzahl der Brenner zu erhöhen, dadurch die Flammengröße zu reduzieren und das Wasserstoff-Luftgemisch optimiert zu verbrennen. Auf 100 % Wasserstoff optimierte Gasturbinen haben gegenüber Erdgas keine nennenswerten Wirkungsgradeinbußen.

Regelwerke

Mit der Veröffentlichung des DVGW-Merkblattes G 655 "Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendung" legte der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) im Frühjahr 2021 die technischen Hinweise und Anforderungen vor, die für Pilot- und Sonderprojekte mit wasserstoffreichem Erdgas bis 20 Volumenprozent oder reinem Wasserstoff geplant, errichtet und betrieben werden. Inzwischen liegt auch ein DVGW-Regelwerk zu Sicherheit und Effizienz in der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung vor.

Gemäß der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) sind Standard-Gaszähler bis zu einer Zumischung von 10 Volumenprozent Wasserstoff technisch geeignet. Für höhere Wasserstoff-Konzentrationen und reinen Wasserstoffbetrieb bedarf es weitere Forschung. Daraus resultierend müssen zukünftig Anpassungen der technischen Vorgaben sowie der Zähler vorgenommen werden, um bei (technisch schwankenden) Wasserstoffzumischungen sowie ausschließlichem Wasserstoffbetrieb die Eich- und Verkehrsfehlergrenzen einhalten zu können.

Vom TÜV Süd gibt es zudem einen Zertifizierungsleitfaden für die H₂-readiness eines Kraftwerks.⁴⁷ Damit kann zu drei verschiedenen Zeitpunkten eines Kraftwerksprojekts (Gebotsphase, Planung- und Bau, nach Umrüstung auf Wasserstoff) jeweils die Fähigkeit des Kraftwerks, Wasserstoff als Brennstoff einzusetzen, zertifiziert werden. Die dafür zu erfüllenden Anforderungen betreffen die Bereiche: Brenngasversorgung, Gasturbine, Abhitzedampferzeuger, Gebäude, Heizung/Lüftung/Klimatechnik, Mess- und Regelungstechnik, Gesamtanlagenleistung, Explosions- und Brandschutz, Gefahren- und Risikoanalyse, sowie Konformitätserklärungen und Genehmigungen.

Verfügbarkeit von Wasserstoff am Standort

Die Versorgung einer KWK-Anlage mit den Parametern der oben betrachteten GuD 3 (200 MW el., Jahresnutzungsgrad im KWK-Betrieb 55% el.) mit einer LKW-Ladung Wasserstoff würde – je nach Größe des LKWs und Transportmodus des Wasserstoffs – für ca. 5 bis ca. 20

⁴⁶ GE z. B. arbeitet bereits seit 2005, angeregt durch Förderung des US Dept. of Energy, an H₂-Brennertechnologie.

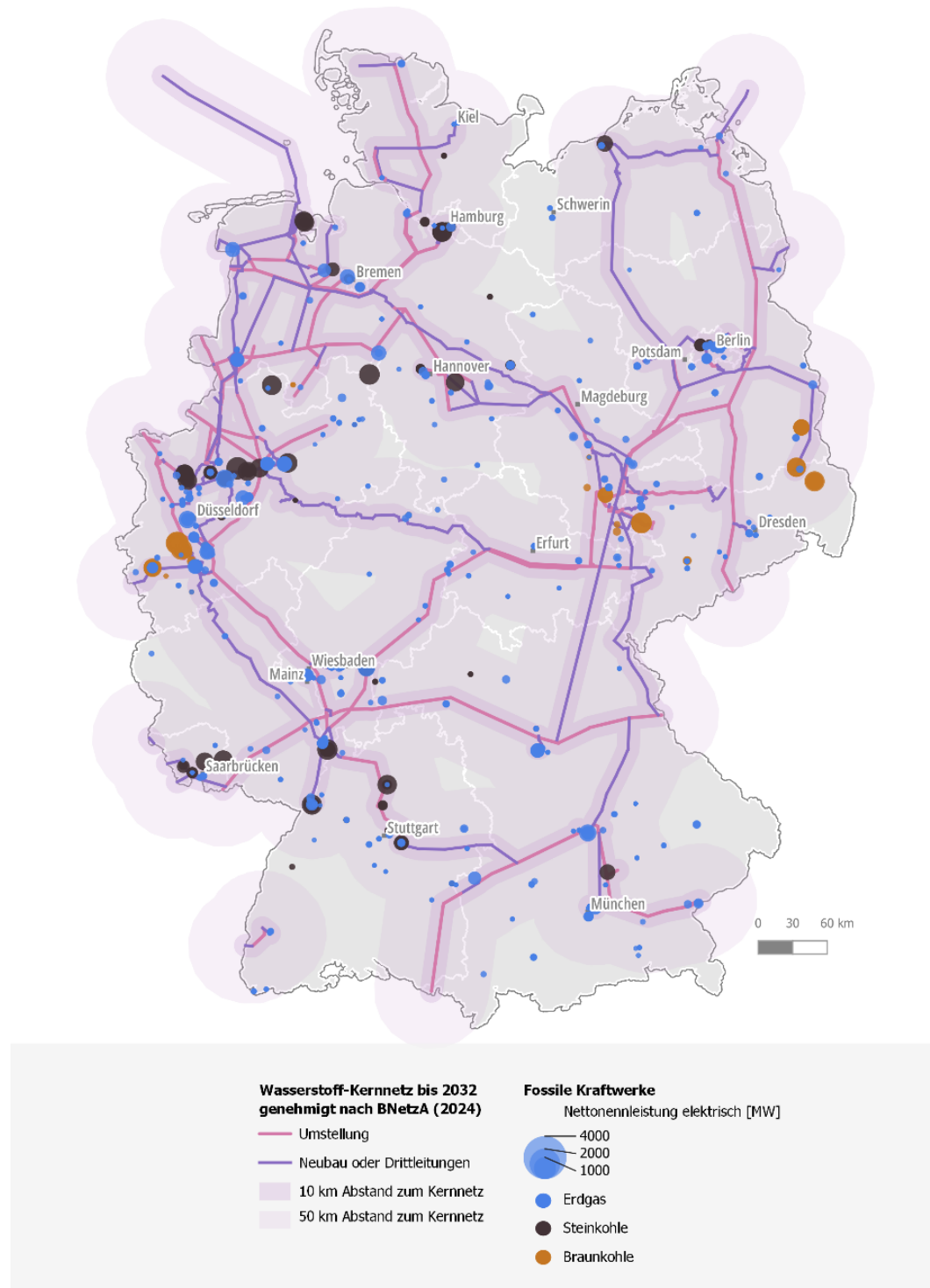
⁴⁷ https://www.tuvsud.com/it-it/-/media/global/pdf-files/brochures-and-infosheets/ts_h2-readiness-of-combined-cycle-power-plants.pdf

Minuten Vollastbetrieb reichen⁴⁸. Daraus ergibt sich, dass für eine solche Anlage eine Pipeline-Versorgung mit Wasserstoff notwendig wäre.

Abbildung 2-71 zeigt das geplante Wasserstoffkernnetz sowie als eingefärbte Korridore einen Abstand von 10 km und 50 km vom Kernnetz, sowie die Standorte bestehender fossiler Kraftwerke. Damit wird sichtbar: Sehr viele bisherige Kraftwerksstandorte liegen innerhalb des 10km-Abstands zum Kernnetz. Auch neue KWK-Anlagen sollten an Standorten geplant werden, an denen die Anbindung an ein zukünftiges Wasserstoffnetz möglichst wahrscheinlich ist.

⁴⁸ Annahmen: Unterer Heizwert von Wasserstoff: 120 MJ/kg, LKW-Ladung von 1000 bis 4000 kg

Abbildung 2-71: Wasserstoffkernnetz bis 2032 und Abstände von 10 km und 50km & bestehende Erdgas- Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke



Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut (Daten: Nationale Plattform für Geodaten, Link: <https://plattform-ngeo-vfdb.hub.arcgis.com/datasets/esri-de-content::kraftwerke-in-deutschland-1/explore?location=51.188798%2C10.376766%2C7>)

2.5.6 Rolle von Biomasse in der Fernwärme und in der KWK

Der Einsatz erneuerbarer Energien in Wärmenetzen findet v.a. über den Einsatz von Biomasse und den biogenen Anteil des Abfalls statt (vgl. Kapitel 2.1.3). Biomasse verfügt als nicht fluktuierender, erneuerbarer Energieträger über eine hohe Attraktivität. Gleichzeitig ist sie eine begrenzte Ressource, die im Falle einer Übernutzung mit einer Vielzahl an regionalen und globalen Umweltfolgen verbunden ist. Sie sollte daher gezielt eingesetzt werden, z. B. als Ergänzung fluktuierender, erneuerbarer Wärmeerzeugung oder zur Sicherstellung der Wärmeversorgung an besonders kalten Tagen (Spitzenlast). Diese Notwendigkeit wurde bereits erkannt und soll entsprechend § 28 der „Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme (KWK-Ausschreibungsverordnung - KWKAusV)“ genauer betrachtet werden.⁴⁹

Die Entwicklung der jährlichen Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien und aus KWK-Anlagen für Fernwärmenetze kann anhand der vorliegenden Daten analysiert werden. Das zeitliche Zusammenspiel von Wärmeerzeugern, die feste, flüssige und gasförmige Biomasse nutzen, mit anderen erneuerbaren Energien in den einzelnen Wärmenetzen kann hingegen mit den vorliegenden Daten nicht betrachtet werden. Hierfür wäre ein detailliertes Wärmenetzregister nötig, in dem Details zu allen Wärmeerzeugungsanlagen in den einzelnen Wärmenetzen enthalten sind. Aus den vorliegenden Daten lässt sich damit nicht ablesen, ob Biomasse für die Wärmebereitstellung in der Grundlast eingesetzt wird oder nur für die Spitzenlastabdeckung bzw. für den Ausgleich fluktuierender Wärmeerzeugung anderer erneuerbarer Wärmeerzeuger.

Nutzung erneuerbarer Energien in der Fernwärmeversorgung

Der Stand der Dekarbonisierung wird anhand des Anteils erneuerbarer Energien an der Fernwärmebereitstellung, basierend auf der „Jahreserhebung über Erzeugung und Verwendung von Wärme sowie über den Betrieb von Wärmenetzen“, ermittelt. Die im Folgenden dargestellten Entwicklungen basieren auf den Datenreihen 062, 064 und 066. Für die Entwicklung der Wärmebereitstellung aus verschiedenen Energieträgern in der Fernwärme (siehe Tabelle 2-2) und des Anteils der Energieträger an der Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen in der Fernwärmeversorgung liegen Daten für die Jahre 2013 bis 2024 vor, siehe Tabelle 2-38.

⁴⁹ Nach § 28 Abs. 1 sollte im Jahr 2022 der Stand der Dekarbonisierung der Wärmenetze festgestellt werden. Darüber hinaus sollen „geeignete Maßnahmen zur stärkeren Einbeziehung der Biomasse zur Optimierung von Systemen mit größeren Anteilen erneuerbarer Wärme“ im Rahmen der Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme geprüft werden, um eine weitergehende Dekarbonisierung zu erreichen.

Tabelle 2-38: Brennstoffmix und Anteil erneuerbarer Energien an der KWK-Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen

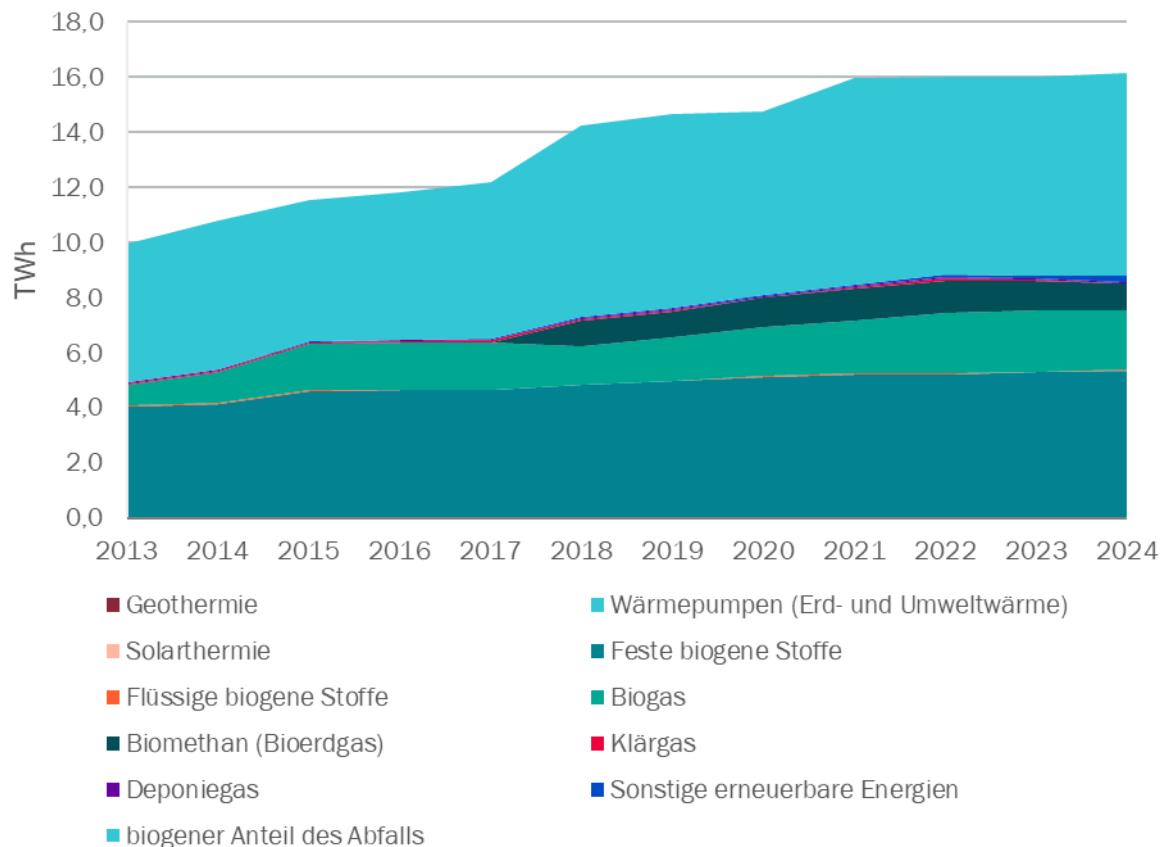
Brennstoffeinsatz in Fernwärmenetzen mittels KWK (064+066+062)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TWh												
Gesamt	96,9	88,5	91,0	94,5	94,5	96,8	95,6	87,9	95,6	86,4	81,8	79,7
Steinkohlen	31,9	27,2	28,2	26,1	24,6	26,5	23,2	17,1	19,1	18,4	14,3	11,1
Braunkohlen	11,2	9,8	10,5	10,1	9,0	7,9	7,1	6,6	7,7	7,2	6,1	4,6
Mineralölprodukte	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,7	0,3	0,1
Erdgas	36,4	32,1	32,2	37,8	39,9	38,3	40,1	40,0	42,2	34,9	35,6	37,9
Andere fossile Gase (inkl. Wasserstoff)	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	0,7	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmepumpen (Erd- und Umweltwärme)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feste biogene Stoffe	4,1	4,2	4,6	4,6	4,6	4,8	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	5,4
Flüssige biogene Stoffe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogas	0,7	1,1	1,7	1,7	1,7	1,4	1,6	1,8	1,9	2,2	2,2	2,1
Biomethan (Bioerdgas)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	1,1	1,2	1,2	1,1	1,0
Klärgas	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Deponiegas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige erneuerbare Energien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
biogener Anteil des Abfalls	5,0	5,4	5,1	5,4	5,7	7,0	7,0	6,7	7,5	7,2	7,2	7,4
Sonstige	7,0	8,0	7,9	8,1	8,4	9,1	9,7	8,9	9,9	8,9	9,1	9,5
Summe Erneuerbare inkl. biogenem Anteil Abfall	10	11	12	12	12	14	15	15	16	16	16	16
Anteil Erneuerbare inkl. biogenem Anteil Abfall	10%	12%	13%	13%	13%	15%	15%	17%	17%	19%	20%	20%

Quellen: (AG Energiebilanzen 2025b; Öko-Institut 2018; Statistisches Bundesamt 2025a, 2025b; Umweltbundesamt 2025); eigene Berechnungen Öko-Institut 2025.

Die Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen in Wärmenetzen ist zwischen 2013 und 2024 von 96,9 TWh auf 79,7 TWh 2024 gesunken. Insbesondere in den Jahren 2014, 2020 sowie ab 2022 gab es einen deutlichen Rückgang der KWK-Wärmebereitstellung. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die Fernwärmeerzeugung insgesamt in den Jahren 2020 und ab 2022 deutlich unter den Werten vorangegangener Jahre lag (siehe Abbildung 2-8). Die Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen ist in Abbildung 2-72 dargestellt. Erneuerbare Energien inklusive des biogenen Anteils des Abfalls trugen 2013 mit 9,9 TWh zu rund 10 % zur KWK-Wärmebereitstellung bei. Die absolut bereitgestellte

Wärmemenge stieg bis 2024 kontinuierlich auf 16,1 TWh an, und damit auch der Anteil der erneuerbaren Energien an der KWK-Wärmebereitstellung; dieser betrug im Jahr 2024 20 %.

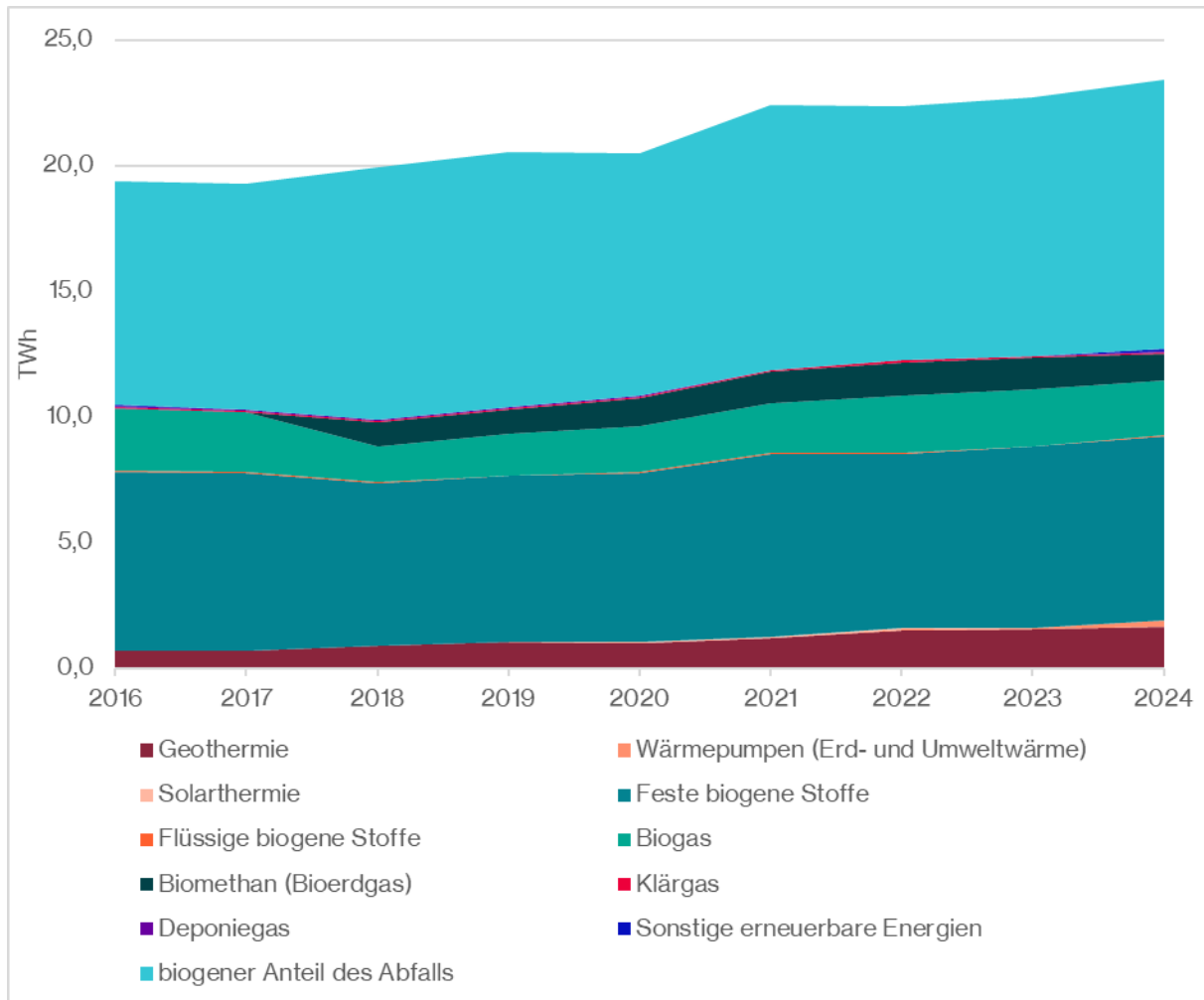
Abbildung 2-72: KWK-Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen aus erneuerbaren Energien 2013 bis 2024



Quelle: eigene Darstellung basierend auf (AG Energiebilanzen 2025b; Öko-Institut 2018; Statistisches Bundesamt 2025a, 2025b; Umweltbundesamt 2025); eigene Berechnungen Öko-Institut 2025.

Die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien inklusive des biogenen Anteils des Abfalls an der gesamten Fernwärmeerzeugung (KWK-Anlagen und Heizwerke) ist zwischen 2016 und 2024 leicht von 19,4 TWh auf 23,4 TWh gestiegen (siehe Abbildung 2-73). Dies entspricht einem Anteil von 15 % 2016 bzw. 21 % im Jahr 2024. Um das Ziel des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) von 30 % erneuerbarer Wärme und unvermeidbarer Abwärme (in Wärmenetzen) 2030 und 80 % im Jahr 2040 zu erreichen, muss der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme in der Fernwärme deutlich schneller steigen als das in den vergangenen Jahren der Fall war.

Abbildung 2-73: Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen aus erneuerbaren Energien 2016 bis 2024



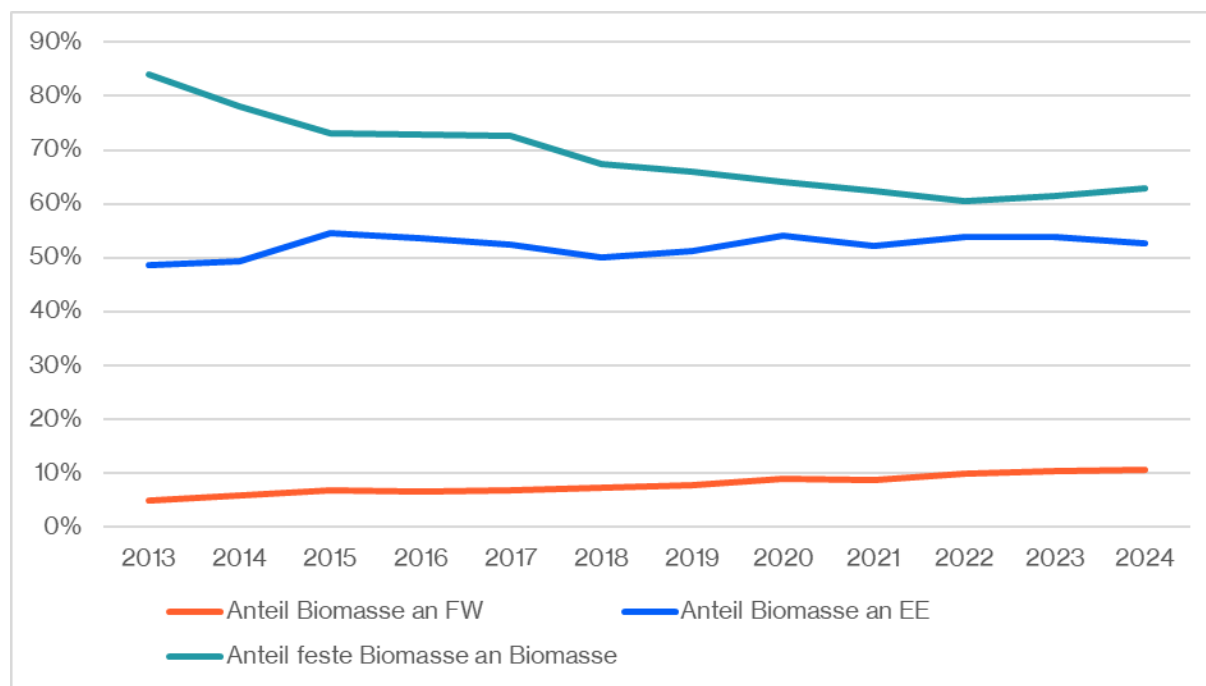
Quelle: eigene Darstellung basierend auf (AG Energiebilanzen 2025b; Öko-Institut 2018; Statistisches Bundesamt 2025a, 2025b; Umweltbundesamt 2025); eigene Berechnungen Öko-Institut 2025.

Im Folgenden wird die Entwicklung des Biomasseeinsatzes in der Fernwärmeerzeugung detaillierter betrachtet. Von den erneuerbaren Energien haben der biogene Anteil des Abfalls und Biomasse (fest, flüssig, gasförmig) die mit Abstand größten Anteile an der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen insgesamt und in den KWK-Anlagen, die in die Fernwärme einspeisen.

Der Anteil fester, flüssiger und gasförmiger (Biogas, Biomethan) biogener Brennstoffe an den erneuerbaren Energien in der KWK-Wärmeerzeugung in Wärmenetzen ist leicht von 49 % im Jahr 2013 auf 53 % im Jahr 2024 gestiegen. Den höchsten Anteil hatte Biomasse mit 55 % im Jahr 2015. Die absolute, durch Biomasse-KWK-Anlagen bereitgestellte Wärmemenge, ist von 4,8 TWh im Jahr 2013 auf 8,5 TWh im Jahr 2024 stark gestiegen. Der starke Anstieg ist insbesondere auf die Zunahme bei der Nutzung von Biogas und Biomethan zurückzuführen (von 0,7 TWh im Jahr 2013 auf 3,1 TWh im Jahr 2024). Der Einsatz fester Biomasse hat im selben Zeitraum von 4,1 TWh

auf 5,4 TWh um rund 25 % zugenommen. Der Anteil der festen Biomasse an der Biomassenutzung in KWK-Anlagen in Wärmenetzen ist von 84 % auf 63 % gesunken.

Abbildung 2-74: Anteil der Biomasse an der KWK-Fernwärmebereitstellung, der KWK-Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen, sowie der Anteil der KWK-Wärme aus fester Biomasse an der KWK-Wärme aus Biomasse insgesamt in den Jahren 2013 bis 2024

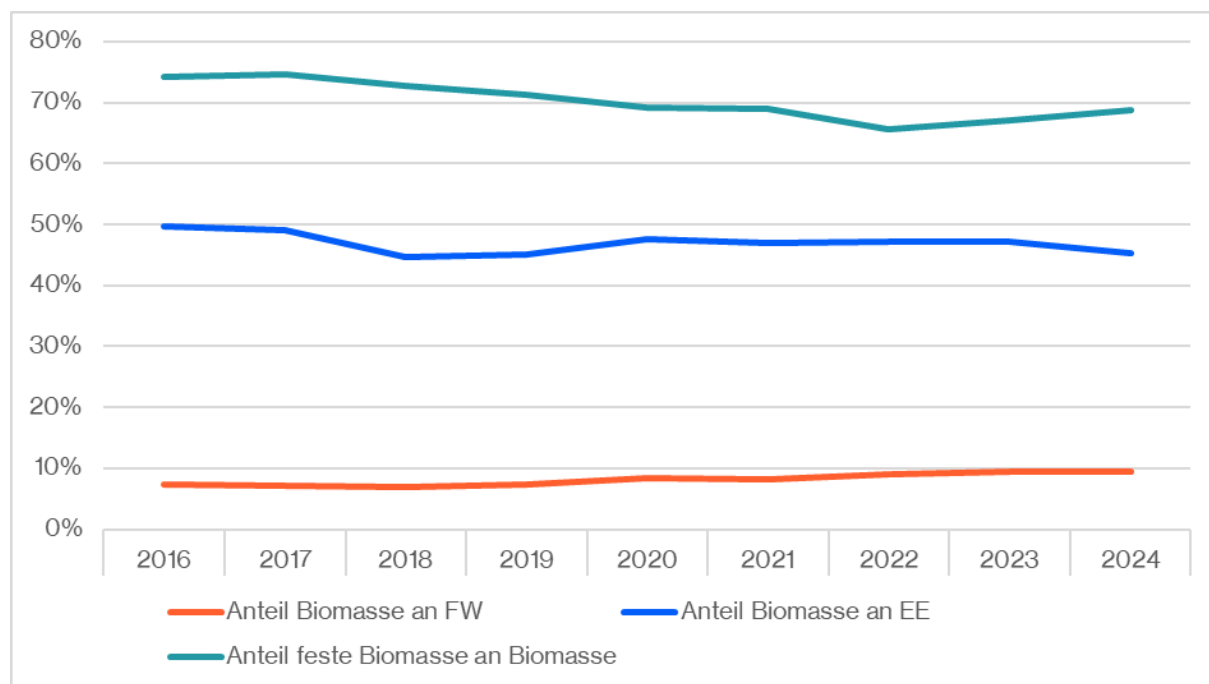


Quelle: eigene Darstellung basierend auf (AG Energiebilanzen 2025b; Öko-Institut 2018; Statistisches Bundesamt 2025a, 2025b; Umweltbundesamt 2025); eigene Berechnungen Öko-Institut 2025.

Der Anteil fester, flüssiger und gasförmiger biogener Brennstoffe (Biogas, Biomethan) an der Fernwärmebereitstellung insgesamt, ist leicht von 7 % im Jahr 2016 auf 9 % im Jahr 2024 gestiegen (siehe Abbildung 2-75). Der Anteil der Biomasse an den erneuerbaren Energien in der Fernwärme ist hingegen leicht von 50 % im Jahr 2016 auf 45 % im Jahr 2024 gesunken, obwohl der Einsatz absolut von 9,6 TWh in 2016 auf 10,6 TWh in 2024 gestiegen ist (mit einem leichten Rückgang 2018 und 2019). Dies liegt insbesondere daran, dass die Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger absolut stärker gestiegen ist als die Nutzung der Biomasse. Biomasse hatte im Betrachtungszeitraum durchgängig einen Anteil von etwas unter 50 % an den erneuerbaren Energien in der Fernwärme bei leicht rückläufiger Tendenz. Der Anteil der Biomasse an der Fernwärmebereitstellung war in den meisten Jahren etwas niedriger als der Anteil des biogenen Abfalls (Ausnahmen: 2018 und 2019). Innerhalb der Biomasse dominieren die festen biogenen Stoffe, insbesondere Holz. Sie hatten an der gesamten Wärmebereitstellung aus Biomasse 2016 einen Anteil von 74 %. Dieser ist 2017 leicht auf 75 % gestiegen und danach durch eine zunehmende Nutzung von Biogas und Biomethan insbesondere ab 2018 auf 69 % 2024 zurückgegangen, wobei seit 2022 wieder ein leichter Anstieg des Anteils zu beobachten ist. In absoluten Zahlen ist der Einsatz fester Biomasse in der Fernwärme aber seit 2016 relativ

konstant auf einem Niveau von ca. 7 TWh, wobei auch die absoluten Zahlen seit 2022 leicht angestiegen sind.

Abbildung 2-75: Anteil der Biomasse an der Fernwärmebereitstellung, der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen, sowie der Anteil der Wärme aus fester Biomasse an der Wärme aus Biomasse insgesamt in den Jahren 2016 bis 2024



Quelle: eigene Darstellung basierend auf (AG Energiebilanzen 2025b; Öko-Institut 2018; Statistisches Bundesamt 2025a, 2025b; Umweltbundesamt 2025); eigene Berechnungen Öko-Institut 2025.

Wärme aus Biomasse in der Fernwärme wird zu einem großen Teil in KWK-Anlagen erzeugt. KWK-Wärme hatte 2016 einen Anteil von 66 % an der gesamten Fernwärmeerzeugung aus Biomasse. Der Anteil ist bis 2024 auf 80 % gestiegen und lag von 2018 bis 2020 und 2022 bei über 80 %. Der KWK-Wärmeanteil ist bei der festen Biomasse etwas niedriger: er lag 2016 bei 65 % und ist bis 2024 auf 73 % gestiegen (2018 bis 2020 und 2022 lag er mit 75 % bis 76 % noch etwas höher, seit 2022 ist ein leicht rückläufiger Trend zu beobachten). Fernwärme aus Biogas wurde zwischen 2018 und 2024 zu über 95 % in KWK-Anlagen erzeugt. Bei Biomethan lag der KWK-Wärmeanteil 2018 bei 96 % und ist bis 2023 auf 88 % gesunken und 2024 wieder auf 93 % angestiegen. Daraus wird ersichtlich, dass insbesondere Wärme aus gasförmiger Biomasse vorwiegend in KWK-Anlagen erzeugt wird, wohingegen feste biogene Stoffe auch noch öfter in reinen Wärmeerzeugungsanlagen eingesetzt wird, die teilweise auch zur Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen genutzt werden. Die Entwicklungen deuten aber auch darauf hin, dass Biomethan ebenfalls zunehmend ungekoppelt zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt wird.

Die Menge an fester Biomasse in der Fernwärmeerzeugung ist zwischen 2013 und 2024 von 6,2 TWh auf 7,3 TWh gestiegen, also um etwa 18 %. Die Menge fester Biomasse in der Fernwärme-KWK ist hingegen zwischen 2013 und 2024 von 4,1 TWh um rund 32 % auf 5,4 TWh

gestiegen. 5,4 TWh entsprechen rund 4 % der gesamten 2020 eingesetzten festen Biomasse (vgl. Abbildung 2-76). Große Potenziale für einen weiteren Anstieg der Nutzung werden nicht gesehen, da es kaum noch mobilisierbare Holzmengen gibt, die energetisch genutzt werden könnten (vgl. Tabelle 2-39).

Die Nutzung von Biomasse für die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen wird nach wie vor als einfache Option für die Dekarbonisierung der Wärmenetze gesehen. Dies liegt insbesondere daran, dass die Wärme durch Verbrennung erzeugt wird und damit auch hohe Temperaturen bereitgestellt werden können, wohingegen viele andere erneuerbare Wärmeoptionen (u. a. Wärmepumpen oder Solarthermie) nur bei niedrigeren Netztemperaturen sinnvoll und effizient in Wärmenetze integriert werden können. Darüber hinaus ist Biomasse transportierbar und kann damit auch – mit entsprechendem logistischem Aufwand – für die erneuerbare Wärmebereitstellung in großen Fernwärmenetzen in Ballungsgebieten genutzt werden. Feste biogene Stoffe können mit vergleichsweise geringen technischen Anpassungen in Kesseln und KWK-Anlagen eingesetzt werden, die bislang feste fossile Brennstoffe (v. a. Kohle) nutzen. Mit dem beschlossenen Kohleausstieg gab und gibt es daher Überlegungen bzw. Befürchtungen, dass große Kohlekraftwerke für die Nutzung fester biogener Stoffe umgerüstet werden und damit die Nachfrage nach diesen in einem Ausmaß steigt, das nicht mehr durch national verfügbare Ressourcen bereitgestellt werden kann. Wie in (UBA 2022) beschrieben, gibt es für einige große Kohlekraftwerke konkrete Überlegungen auf feste Biomasse – insbesondere Holz – umzustellen (u. a. Kraftwerk Duisburg-Walsum, Block 10; Bremen-Farge; Wilhelmshaven). In (UBA 2022) werden darüber hinaus weitere Standorte genannt, bei denen in der Vergangenheit eine Umrüstung auf die Verbrennung von Holz angedacht war (Rostock, Altbach-Deizisau, Rheinhafen Karlsruhe, Lippendorf, Moabit und Hamburg Tiefstack). Nach aktuellen Informationen wurde bislang keines dieser Projekte umgesetzt. Im Kraftwerk Bremen-Farge wurde die Kohleverstromung komplett eingestellt und es befindet sich nun in der „Trockenlegungsphase“. An vielen weiteren Standorten wird mittlerweile auch eher ein Fuel-Switch zu Erdgas und in Zukunft Wasserstoff geplant. Die Umplanungen können u. a. auch damit zusammenhängen, dass es mittlerweile sowohl in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) als auch im Wärmeplanungsgesetz (WPG) Einschränkungen hinsichtlich der langfristigen Nutzung von Biomasse in Wärmenetzen gibt. Beide begrenzen den Anteil der Biomasse an der zukünftigen Wärmebereitstellung in Wärmenetzen: Bspw. ist bei der Förderung durch die BEW bei Wärmenetzen mit mehr als 50 km Trassenlänge spätestens 2045 der Biomasseanteil auf maximal 15 % limitiert. In § 31 Abs. 2 WPG ist eine Grenze in gleicher Höhe für Wärmenetze mit einer Länge von mehr als 50 km definiert und für neue Wärmenetze mit einer Länge von mehr als 50 km gilt nach § 30 Abs. 2 WPG eine Grenze von 25 % seit dem 01. Januar 2024. Anders sieht die Situation bei „kleineren“ Kraftwerken mit einer Feuerungswärmeleistung kleiner 100 MW aus. So wurde zum Beispiel ein Kohlekraftwerk in Braunschweig auf die Nutzung von Holz umgerüstet (BSIENERGY - Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG 2025).

Begrenzte Biomassepotenziale und Implikationen für die Biomassenutzung in der Fernwärme

Bisher ist die energetische Nutzung von Biomasse allgemein attraktiv, da sie direkt (beispielsweise durch die EEG-Vergütung und Investitionsförderungen) und vor allem indirekt stark gefördert wird. Die indirekte Förderung besteht darin, dass die Freisetzung von biogenem CO₂ bei der energetischen Nutzung von Biomasse in der Regel nicht berücksichtigt wird und

damit Bioenergie per se als treibhausgasneutral bewertet wird. Dies ist eine politische Setzung (vergleiche Rüter 2023), die u. a. auf folgenden Annahmen beruht:

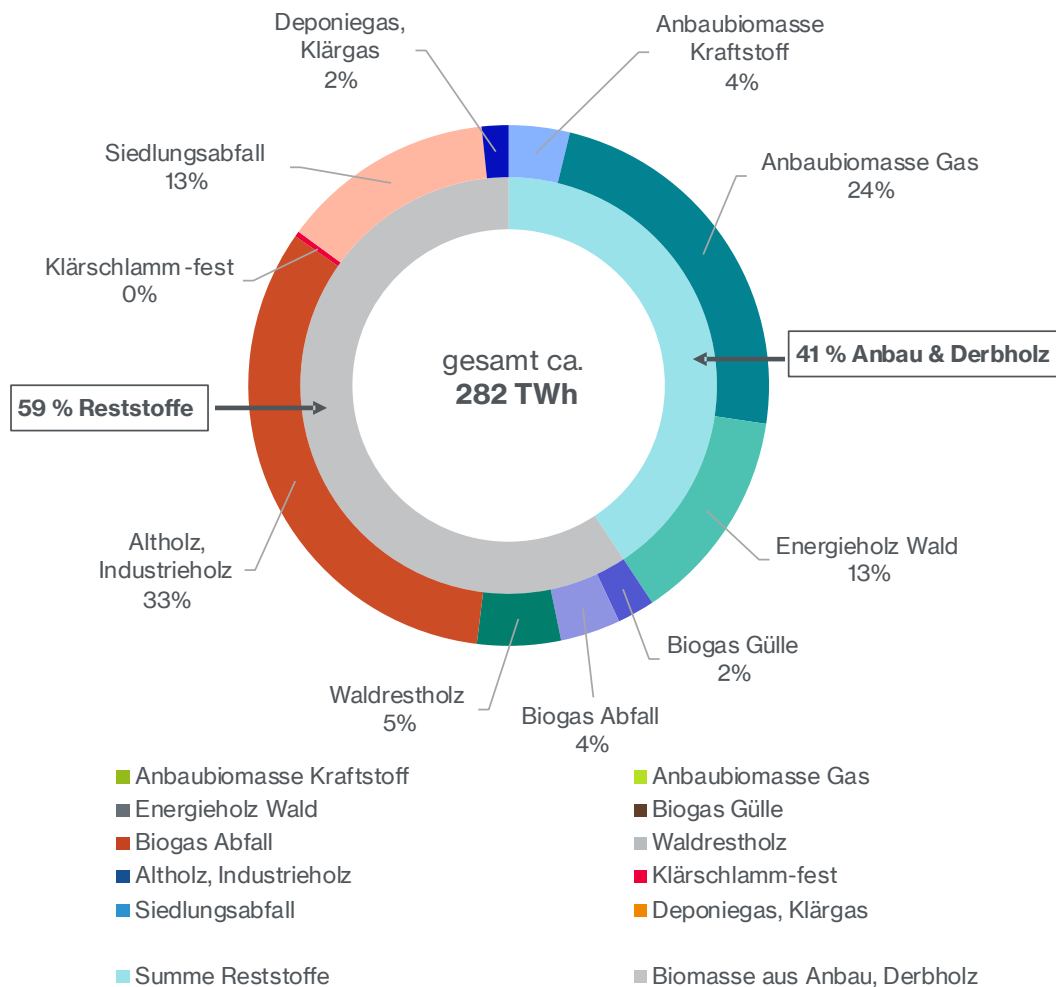
- der Kohlenstoff, der dem Wald mit der Biomassenutzung auf einer Fläche verloren geht, wächst an einer anderen Stelle zeitgleich nach;
- Bioenergieträger (auch aus dem Agrarsektor) verfügen über einen komparativen Vorteil gegenüber einer fossilen Referenz (Nachweis erfolgt über Default-Werte oder per produktspezifisch zu erbringender Lebenszyklusanalyse);
- Alternative Nutzungsoptionen für die Biomasse und die Fläche, auf der diese wächst, werden nicht betrachtet – beispielsweise eine stoffliche Nutzung (erste Nutzung oder Kaskadennutzung) oder weiteres Wachstum bei hiebsreifen Bäumen oder die Aufforstung von Agrarflächen.

Diese Annahmen tragen damit nicht dem Umstand Rechnung, dass Biomasse gespeichert in Holzprodukten, als lebende Biomasse oder in technischen Kohlenstoffspeichern (CCS) der Atmosphäre lang – oder wenigstens längerfristig – entzogen wäre. Die THG-Emissionen sind kostenlos, da sie v. a. in den Sektoren Landwirtschaft und LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry - Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) bilanziert werden, die keiner THG-Bepreisung unterliegen. Damit steht die derzeitige politische Praxis in Widerspruch mit dem Ziel der THG-Neutralität, denn ein steigender CO₂-Preis führt zu einer verstärkten Nachfrage nach Bioenergie und damit zu Emissionen vor allem im LULUCF-Sektor. Zukünftig wird aber ebenfalls erwartet, dass neben der energetischen Nutzung von Biomasse auch die Nachfrage für die stoffliche Biomassenutzung ansteigen wird, z. B. durch die neue Zielsetzung im Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz (ANK), siehe (Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) 2025). Die Substitution von THG-intensiven Stoffen wird zunehmend von Unternehmen angestrebt, um als nachhaltiges Unternehmen klassifiziert zu werden und damit Vorteile bei Investoren und Geschäftspartnern zu erlangen. Das nachhaltige Biomassepotenzial ist allerdings begrenzt, da Reststoffe, Waldholz und die Fläche zum Anbau der Biomasse nur begrenzt zur Verfügung stehen. Daher fordert die RED III das Prinzip der Kaskadennutzung (Artikel 3, Abs. 3). Demnach ist die Verwendung von Holz in Holzprodukten, die Verlängerung der Lebensdauer, die Wiederverwendung und das Recycling der Nutzung von Holzenergie vorzuziehen. Durch die Kaskadennutzung kann jede gewonnene Menge an Biomasse mehrfach verwendet werden - im Gegensatz zu einer direkten energetischen Nutzung.

Ein Großteil der energetisch genutzten Biomasse wird derzeit durch die heimische Land- und Forstwirtschaft produziert oder stammt aus Rest- und Abfallstoffen. Hinzu kommen Importe wie z. B. Palmöl und Altöle für die Biokraftstoffe. Die Landwirtschaft stellt im Jahr 2023 fast 20 % der Ackerfläche (2,2 Mio. ha, (Becker et al. 2025)) für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung: Etwa 1,5 Mio. ha für Mais, Getreide und andere Pflanzen für die Biogasproduktion und ca. 0,8 Mio. ha Raps und Getreide für die Produktion von Biokraftstoffen. Hinzu kommt feste Biomasse, die überwiegend aus dem Wald stammt. Insgesamt 22 Mio. m³ (Mittelwert der Jahre 2014-2023 nach (Jochem et al. 2025)) und damit ca. 30 % des entnommenen Holzes werden direkt für die energetische Nutzung verwendet (aus Zahlen des Rohstoffmonitorings für das Jahr 2020 (Mantau 2023) und der Einschlagsrückrechnung (Jochem et al. 2024; Jochem et al. 2025)). Hinzu kommt die energetische Nutzung von 20 Mio. m³ an Sägenebenprodukten, die in der Sägeindustrie anfallen und ebenfalls einer Erstnutzung von Waldholz entsprechen, sowie ca. 26 Mio. m³ aus weiteren Rest- und Abfallstoffen (vgl. (Mantau 2023)). **Insgesamt werden heute gut**

40 % (114,5 TWh) des inländischen Biomasseangebots aus Anbaubiomasse und höherwertigem Waldholz erzeugt (siehe Abbildung 2-76). Wie viel der Anbaubiomasse und des Waldholzes zukünftig zur energetischen Nutzung zur Verfügung steht, ist offen. Maßgebliche Einflussfaktoren sind klimabedingte Ertragsveränderungen, Verringerung der Ernte durch Ökologisierung und Extensivierung als auch Resilienzstrategien (z. B. Waldumbau, Humusaufbau) sowie der politische Wille, die Nachfrage nach Produkten aus der Land- und Forstwirtschaft zugunsten einer pflanzlichen Ernährung sowie stofflichen Nutzung und schließlich der Bildung (natürlicher) Kohlenstoffsinken zu steuern. Die folgende Abbildung 2-76 zeigt das heutige Biomasseangebot differenziert nach den jeweiligen Ausgangsstoffen. **Knapp 60 % (168,0 TWh) der eingesetzten Biomasse sind Rest- und Abfallstoffe**, wobei im großen Segment der Alt- und Industrieböden die Grenzen der Zuordnung fließend verlaufen und ein relevanter Teil davon mit modernen Methoden der Holzwerkstoffverarbeitung sehr wahrscheinlich auch stofflich nutzbar wäre (z. B. deutliche Anteile der energetisch genutzten Sägenebenprodukte). Dies gilt auch für Biogas bzw. Methan aus der Vergärung verschiedenster Substrate, denn eine stoffliche Nutzung von Methan in der chemischen Industrie ist grundsätzlich möglich, wobei der Transport der Gase und/oder Substrate herausfordernd sein kann.

Abbildung 2-76: Bioenergie zur energetischen Nutzung im Jahr 2020 in Primärenergie



Hinweis: Die Daten für Biokraftstoffe sind auf Basis von Flächenangaben zur Kraftstoffherstellung der FNR berechnet worden. Abweichungen zu den Angaben im Evaluations- und Erfahrungsbericht zur Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung der BLE erklären sich daraus, dass im BLE -Bericht die in Deutschland genutzten Biokraftstoffe berichtet werden, während die FNR die Flächen für den Rohstoffanbau für Kraftstoffe in Deutschland erfasst, unabhängig von deren Ort der Verwendung.

Quelle: Eigene Berechnung Öko-Institut auf Basis (Mantau 2023; Becker et al. 2025; AG Energiebilanzen 2025a)

Konkrete Begrenzungen (Obergrenzen) für den zukünftigen Einsatz von Biomasse für die energetische Nutzung gibt es bisher nur im Bereich der Planung und Förderung von Wärmenetzen: seit September 2022 im BEW bzw. seit Anfang 2024 im WPG. Welche Wirkungen die dort formulierten Begrenzungen für die Biomassenutzung in Fernwärmenetzen entfalten, ist aktuell noch nicht abschätzbar. Die Verzögerungen bzw. Umplanungen im Kontext des Kohleausstiegs (Gas und Wasserstoff statt Holz) lassen jedoch vermuten, dass die definierten Begrenzungen Wirkung zeigen. Im Maßnahmenprogramm Klimaschutz 2030 wird als **Obergrenze für das Inlandspotenzial ein maximal verfügbares nachhaltiges Potenzial von 278 bis 333 TWh genannt**. Das entspricht in etwa der Größenordnung der heutigen Verwendung. Deutliche Mengen an heute energetisch genutzter Biomasse können aber zukünftig stofflich

genutzt werden, wenn Preisstrukturen der Märkte oder Förderkulissen sich verändern (vgl. (Hennenberg et al. 2024b)). Die ursprünglich geplante Nationale Biomassestrategie, die Eckpunkt zur nachhaltigen bzw. System-optimierten Verwendung von Biomasse setzen sollte (z. B. Vorrang von der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen und die Ausweitung der Kaskadennutzung), fehlt bisher.

Ein mengenmäßig relevanter Teil der Energieholznutzung findet in den Haushalten statt, die derzeit mehr als ein Drittel der Holznutzung insgesamt und etwa drei Viertel der direkten Baumnutzung ausmacht (Mantau 2023) und keiner Mengenregulierung unterliegt. Auch auf der Angebotsseite – also in den beiden Landsektoren Landwirtschaft und LULUCF – fehlen bisher Anreize für die Schaffung von Klimawandelresilienz natürlicher Habitats gegenüber der Nutzung biogener Ressourcen, da Ökosystemleistungen nicht einzeln, sondern nur bestenfalls in Kombination mit einem Produkt vermarktet werden können (z.B. als Aufpreis über zertifiziertes Holz, aber nicht als eigenständige Dienstleistung). Anreize zum Aufbau der Waldsenke sollen z.B. mit dem Förderprogramm „Klimaangepasstes Waldmanagement Plus“⁵⁰ gesetzt werden. Diese Aspekte sind aber für die Biomassenutzung in KWK-Anlagen weniger relevant, da dort zu höheren Anteilen Biomasse aus Rest- und Abfallstoffen eingesetzt wird (z. B. (Mantau 2023)).

In Summe kann festgehalten werden, dass aufgrund von Umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen für die Land- und Forstwirtschaft in Deutschland zukünftig die Bereitstellung von Biomasse für die energetische und ggf. auch für die stoffliche Nutzung⁵¹ voraussichtlich geringer ausfallen wird. Dazu zählen – bisher mehr oder weniger stark bindend formuliert – folgende Aspekte:

- Nationale und europäische Klimaziele im LULUCF-Sektor (Landuse, Landuse Change and Forestry) und damit einhergehend der Bedarf nach Bewirtschaftungsmaßnahmen zur Ausweitung der Waldsenke sowie zur Verringerung der Emissionen aus trockengelegten Moorböden in der Landwirtschaft.
- Gleichzeitig erhöhter stofflicher Bedarf (z. B. Holzbau und Holzwerkstoffe), der sich aus Anforderungen an eine erhöhte Kohlenstofffestlegung im Holzproduktspeicher (siehe Vorschläge in (Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) 2025)) sowie als Reaktion auf die Dekarbonisierung in den übrigen Sektoren ergibt.

Herausforderungen für die Landwirtschaft mit Auswirkungen auf die Biomasseverfügbarkeit:

Für die Landwirtschaft kommen auch Anforderungen für den Schutz der Biodiversität hinzu. In diesem Zusammenhang ist die Schaffung von extensivierten oder nicht produktiven Flächen vorgesehen (Farm to Fork Strategy der EU sowie eine noch ausstehende Operationalisierung der Ziele der Wiederherstellungsverordnung). Gemeinsam mit der Wiedervernässung von Moorstandorten ist mit einer Ackerflächenverknappung zu rechnen.

Insgesamt würden rund 3 Mio. ha zusätzliche Fläche für die Umsetzung aller Ziele benötigt (Öko-Institut 2022; Harthan et al. in Veröffentlichung). Das sind knapp 20 % von insgesamt ca.

⁵⁰ <https://www.klimaanpassung-wald.de/>

⁵¹ Ob eine Abnahme auch für die stoffliche Biomassenutzung eintritt, wird von der Verteilung der verfügbaren Biomasse zwischen energetischer und stofflicher Nutzung abhängen.

16,7 Mio. ha landwirtschaftlicher Nutzfläche und mehr als die derzeit von der Landwirtschaft als Ackerfläche für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung gestellte Menge (2,2 Mio. ha, siehe oben). Da diese zusätzliche Fläche dann nicht mehr zur Verfügung steht, wird weniger Fläche für die heutigen Nutzungen – Tierfutter, pflanzliche Nahrungsmittel und Biomasse für Bioenergie – übrigbleiben. Diese Prozesse überlagern sich zudem mit steigenden Ertragsrisiken durch Extremwetterbedingungen im Klimawandel. Alle Punkte zusammen – ohne eine Veränderung auf der Seite der Biomassenachfrage – könnten die Flächenkonkurrenz nennenswert verstärken, was auch vermehrte Importe von Biomasse und Carbon Leakage in die Herkunftsländer zur Folge haben kann. Allerdings können auch neue Flächennutzungen wie die Nutzung von Paludikulturen und die Anlage von Gehölzstreifen zusätzliche Biomasse für die stoffliche und ggf. auch energetische Nutzung zur Verfügung stellen.⁵²

Herausforderungen für die Wälder mit Auswirkungen auf die Biomasseverfügbarkeit:

Der LULUCF-Sektor umfasst sowohl Senken (negative Emissionen) aus der Kohlenstoffspeicherung im Wald, in Holzprodukten und bei der Anlage von Grünland als auch Quellen. Letztere kommen vor allem aus der Bewirtschaftung von Mooren und der Grünlandumwandlung in Ackerland. In der Nettobilanz wirkt der Sektor seit dem Jahr 2000 überwiegend als Nettoquelle für Treibhausgase, weil die Negativemissionen vor allem in Wald- und Holzprodukten nicht mehr die Emissionen des Sektors kompensieren können. In der Dürreperiode 2018-2022 ist sogar der Wald zu einer Quelle für CO₂-Emissionen geworden.⁵³ Damit ist der LULUCF-Sektor weit von dem im Klimaschutzgesetz geforderten Zielwert von minus 25 Mio. t CO₂e für das Jahr 2030 entfernt. Dies liegt z. T. an verbesserten Bilanzierungsmethoden im LULUCF-Sektor (siehe (Hennenberg et al. 2025)), was den Handlungsbedarf in dem Sektor erhöht.

Aufeinanderfolgende Dürresommer seit dem Jahr 2018 haben zu einer erhöhten Mortalität vor allem von Nadelbäumen geführt (Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) 2025; Hennenberg et al. 2024a). Der Waldumbau von fehlbestockten Nadelbaumbeständen hin zu klimaresilienten Mischwäldern ist daher eine wichtige Maßnahme zur Klimaanpassung (Bauhus et al. 2021), die vorübergehend zu verkürzten Umtriebszeiten und damit zu einer weiteren Verringerung der Waldsenke führen kann (z. B. (Pfeiffer et al. 2025)). Um trotz Klimawandel die Senkenziele des Sektors im Klimaschutzgesetz erfüllen zu können, sollte zum Aufbau der Kohlenstoffsенke mehr Holz in den klimaresilienten Waldbeständen verbleiben. Es steht damit nicht für die Nutzung zur Verfügung. Außerdem sollte das Schadholz und das beim Waldumbau anfallende Holz möglichst einer stofflichen Nutzung zugeführt werden. So bleibt der gebundene Kohlenstoff im Holzproduktespeicher länger gesichert und wird nicht direkt durch die energetische Nutzung der Atmosphäre zugeführt. Allenfalls Bioenergienutzung in Kombination mit Kohlenstoffspeicherung (BECCS) wäre anders zu bewerten – aber dieser Nutzungspfad steht

⁵² Die Agora Studie 2024 Klimaneutrales Deutschland Agora Think Tanks et al. 2024 weist für das Jahr 2045 ein Potenzial für die stoffliche oder energetische Nutzung von Gehölzstrukturen in Höhe von 70 PJ und für Paludikulturen von 26 PJ aus. Damit verbunden ist allerdings ein hoher Transformationsbedarf des Landwirtschafts- und Ernährungssektors.

⁵³ Die Gesamtbilanz hängt maßgeblich von der CO₂-Fixierung im Wald ab, die jährlich stark schwankt. Abhängig vom Holzeinschlag zur Aufarbeitung von Waldschäden durch Trockenheit und Käferkalamitäten und von der Holznachfrage sowie von Zuwachseinbußen durch Trockenheit. Alle THG-Emissionen sowie die CO₂-Fixierung im LULUCF-Sektor die im nationalen Inventar berichtet werden, sind auch in einer interaktiven Grafik auf der Internetseite des Thünen Instituts dargestellt. <https://www.thuenen.de/de/themenfelder/klima-und-luft/emissionsinventare-buchhaltung-fuer-den-klimaschutz/treibhausgas-emissionen-lulucf> (zuletzt 19.11.2025).

noch ganz am Anfang seiner Entwicklung. Er kommt kurzfristig nicht für die anfallenden Holzmengen in Betracht und ist in aktuellen dezentralen Bioenergienutzungen wie Scheitholz in Gebäuden nicht anwendbar.

Reststoffpotenzial:

Ein Teil des voraussichtlichen Rückgangs beim Einsatz von Anbaubiomasse und Waldholz könnte durch eine Steigerung der energetischen Nutzung von Abfall- und Reststoffen ausgeglichen werden. Dazu ist es wichtig, die Reststoffmengen und deren zukünftige Mengenentwicklung zu betrachten.

Größere Mengenströme können hier vor allem noch für gasförmige und flüssige Bioenergieträger im Bereich der Strohnutzung (Bioethanol oder Vergärung), der Güllevergärung oder auch der Bioabfallvergärung in Bewegung gesetzt werden. Für feste Bioenergieträger besteht dagegen nur noch ein kleiner Anteil an unerschlossenen Mengenströmen. Angesichts der noch ungenutzten Mengen an Rest- und Abfallstoffen, der Konversionswege und der hohen Wassergehalte dieser Biomassen stehen voraussichtlich geringere Bioenergiemengen zur Verfügung als die heutigen Mengen aus Anbaubiomasse und Waldholzentnahme. Hinzu kommt, dass durch politische Steuerung und marktwirtschaftliche Veränderungen die ausgewiesenen zusätzlichen Potenziale und die heute energetisch genutzten Rest- und Abfallstoffe sich hin zu einer stofflichen Nutzung verschieben können.

Die folgende Tabelle zeigt einen Überblick der noch mobilisierbaren Reststoffpotenziale auf Basis der Daten des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ). Die Mengen stellen das Gesamtpotenzial dar, welches für die stoffliche und energetische Nutzung zur Verfügung steht.

Tabelle 2-39: Zusätzlich mobilisierbares technisches Potenzial an Rest- und Abfallstoffen für Biogas und Restholz von Flächen (nur Stoffflüsse mit den relevantesten Beiträgen aufgeführt)

Massenstrom	Zusätzliches Potenzial – TWh	Einschätzung des Potenzials
Stroh (bei Vergärung)	11,0	Ggf. geringer als ausgewiesen: Vielfältigere Fruchtfolgen (Leguminosen etc.), die Ausweitung des Ökolandbaus (geringere Erträge), Ausweitung Brachflächen und Konkurrenzen zu stofflicher Nutzung und Energienutzung im Verkehrssektor (Ethanol)
Gülle und Festmist	13,0	Ggf. geringer als ausgewiesen: Aktuell rückläufige Tierzahlen, Debatte um Tierwohl (mehr Auslauf und Weide) und Reduktion der Tierbestände zur Erreichung der Klimaschutzziele
davon Rinder	12,4	
davon Schweine	0,6	
Grüngut und biogener Abfall	18,2	
Klärgas Abwasser	3,5	
Summe Biogas	45,7	
Waldrestholz	0	nach den Informationen der DBFZ-Reststoffdatenbank liegt bereits heute eine Übernutzung von Waldrestholz bei Laubholz vor, bei Nadelholz besteht zwar noch ein mobilisierbares Potenzial, aber beides gleicht sich in Summe aus.
Holz von Landschaftspflegeflächen	6,1	
Summe feste Biomasse	6,1	

Quellen: Eigene Berechnungen Öko-Institut, auf Basis von (Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) 2023)

Die Erschließung des verfügbaren Reststoffpotenzials ist aufwendig und erfordert hohe Investitionen in die Infrastruktur. Zudem bestehen große Unsicherheiten, inwieweit diese Mengen tatsächlich zur Verfügung stehen, für welche Zwecke (stofflich, energetisch), in welcher Anwendung und in welchem Sektor sie zum Einsatz kommen (konkurrierende Energienutzungen beispielsweise im Verkehr oder in den Gebäudeheizungen). Vor allem in Bezug auf die großen Reststoffströme Stroh und Gülle/Festmist bestehen Bedenken, ob das ausgewiesene Potenzial zukünftig wirklich zur Verfügung stehen wird.

Auch die Erschließung des Potenzials von Gülle und Festmist ist angesichts einer Anzahl von ca. 168.000 tierhaltenden Betrieben verglichen mit den heute bereits vorhandenen knapp 10.000 Biogasanlagen eine Herausforderung, die vor allem in der Größe der Betriebe liegt.⁵⁴ Größer werdende Betriebe haben das Problem, dass hier steigende Ansprüche an die Haltungsformen oft im Widerspruch mit Umweltansprüchen stehen (Luftreinhaltung, Flächenbindung der

⁵⁴ Die Größe und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt stark von der Höhe der Tierbestände ab. Ohne zusätzliche Vergärung von Ko-Substraten ist für eine 75 kW_{el} Anlage der Substrateinsatz von 515 Milchkühen notwendig. Für eine 500 kW_{el} Anlagen ist die Gülle von ca. 5.000 Milchkühe notwendig. Damit überschreitet der Substratinput für die Anlagen die heute vorherrschenden Betriebsgrößen. Die Größenspanne im Milchkuhbestand liegt (je nach Betriebsform und Bundesland) in Ostdeutschland bei 156-235 Milchkühen/Betrieb und in Westdeutschland bei 41-100 Milchkühen/Betrieb.

Tierhaltung⁵⁵). Bei kleineren Betrieben ist eine Zusammenführung der Biogassubstrate verschiedener Betriebe in einer gemeinsamen Biogasanlage wegen der lokalen Verteilung der Höfe und hygienerechtlicher Beschränkungen oft kaum möglich. Hinzu kommen die hohen Kosten dieser Treibhausgasminderungstechnologie und die räumliche Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage von Biogas. Deshalb sind die derzeitigen Potenzialangaben mit großen Unsicherheiten behaftet und es wird erwartet, dass diese bei näherer Betrachtung eher geringer ausfallen würden.

Die heute zur Verfügung stehenden **Mengen aus der Nutzung von Anbaubiomasse und Waldholz können nicht komplett durch eine Nutzung des mobilisierbaren Potenzials an Rest- und Abfallstoffen ausgeglichen werden**: Würde die Energieerzeugung aus Anbaubiomasse für Gas von 67 TWh (siehe Abbildung 2-76) komplett eingestellt und das mobilisierbare gasförmige Potenzial von 46 TWh (Tabelle 2-39) hingegen komplett erschlossen und zu 100 % in die energetische Nutzung überführt, sänke die Erzeugung von Biogas um ca. 21 TWh. Im Bereich der festen Biomasse würden bei vollständiger Erschließung des o.g. Reststoffpotenzials (6 TWh, Tabelle 2-39) ohne die Nutzung des Energieholzes aus dem Wald inkl. Waldrestholz, (ca. 52 TWh, Abbildung 2-76) ca. 46 TWh weniger zur Verfügung stehen. Würde zumindest das Derbholz⁵⁶ nicht verbrannt, das Waldrestholz⁵⁷ aber weiterhin energetisch genutzt, würde sich eine Lücke von knapp 32 TWh ergeben. Davon wären überwiegend die privaten Haushalte betroffen, die ca. 90 % dieser Fraktion verfeuern, während in gewerblichen Biomasseanlagen schon heute vorwiegend Altholz, Industrieholz und Holzpellets eingesetzt werden (UBA 2022; Mantau 2023).

Beschränkt sich die Nutzung von energetischer Biomasse zukünftig überwiegend auf den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, ist daher mit rückläufigen Biomassemengen zu rechnen. Dies verstärkt sich zudem, wenn Biomasse aus Rest- und Abfallstoffen – wo möglich – auch vermehrt stofflich genutzt werden.

Welchen Stellenwert zukünftig Importe einnehmen werden, kann hier nicht abgeschätzt werden. Grundsätzlich sind Importe aber immer mit einem Leakage Risiko behaftet: Selbst Importe von Reststoffen bergen Unsicherheiten, wie das Beispiel der Altspeisefette im Kraftstoffsektor gezeigt hat, bei der eine Verkürzung der Nutzungsdauer der Bratfette in Asien verzeichnet werden konnte. Geänderte Stoffströme können auch auf nationaler Ebene Klimafolgen aufweisen, aber je großräumiger die Austausch-/Auswechselbeziehungen sind, desto komplexer und vielgestaltiger können diese sein und desto schwerer fällt die Einschätzung der Risiken.

Einsatz in den Sektoren:

Angesichts der zurückgehenden inländischen Biomassemengen zur energetischen Nutzung wird das verbleibende Angebot in den Sektoren zurückhaltend eingesetzt werden müssen, und vorhandene Technologiealternativen sollten konsequent verfolgt werden. In einigen Sektoren ist bereits absehbar, dass gute Alternativen zum Biomasseeinsatz zur Verfügung stehen. Dazu zählt z. B. der Verkehrssektor mit dem Umstieg auf Elektroantriebe, auch wenn bis 2030 Biokraftstoffe

⁵⁵ Womit die Flächenverfügbarkeit auf dem eigenen Hof oder kooperierenden Betrieben zur Futtergewinnung und Ausbringung der Wirtschaftsdünger gemeint ist.

⁵⁶ Waldholz mit einem Brusthöhendurchmesser von 7 cm und mehr, das im Sinne des Kaskadenprinzips genutzt werden sollte.

⁵⁷ Das gilt, sofern der Holzeinschlag gleichbleibt und die heutigen Derbholzmengen der Energienutzung dann stofflich genutzt würden.

noch eine relevante Rolle spielen werden. Im Stromsektor ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien wie Wind und PV zentral, um den Rückgang des Biomasseeinsatzes zu ermöglichen. Vor allem in den Sektoren Industrie und Gebäude bleibt die Nachfrage nach Biomasse voraussichtlich hoch. Im Gebäudesektor kann eine Kombination aus Wärmeschutz und dem Einsatz von Wärmepumpen die Holznachfrage reduzieren.

Negative Emissionen und THG-Neutralität:

Im Hinblick auf die Erreichung von Klimaneutralität kann auch die Bioenergie eine wichtige Rolle einnehmen, sofern durch das Auffangen und die Abscheidung des CO₂ aus der Biomasseverbrennung in Form von *Bioenergy Carbon Capture and Storage* (BECCS) negative Emissionen erzeugt werden können. Dafür müssen allerdings bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden, an denen sich die Nutzung der Biomasse zukünftig ausrichten lässt. Dazu zählen:

- CO₂ Ströme liegen konzentriert vor und können aufgefangen und abtransportiert werden – d. h. die Bioenergie wird in größeren Anlagen und nicht dezentral z. B. in Gebäuden verwendet.
- Biomasse kann an diese Anlagen angeliefert und dort verwendet werden. Das ist abhängig von
 - Transportwürdigkeit der Biomasse (Energiedichte, Wassergehalt)
 - Infrastruktur (Verfügbarkeit von Gasnetzen für Biogas/Biomethan, Lagerraum)
- Die Vorkette der Biomassebereitstellung weist möglichst geringe Emissionen auf – dies ist insbesondere bei Reststoffen der Fall. Als Kosubstrate könnten Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie zum Einsatz kommen oder Kulturarten mit geringerem Stickstoffeinsatz (geringe Lachgasemissionen aus Böden durch deren Anbau).
- Die Biomassenutzung führt nicht zu Verdrängungseffekten im Bereich anderer Technologien für Negativemissionen (z. B. Holz aus bestehenden stofflichen Nutzungen, vermehrte Holzernte im Wald)
- Es findet gleichzeitig ein Beitrag zur Senkenbildung des LULUCF-Sektors statt (z. B. Switch von einjährigen Kulturen zu mehrjährigen Kulturen in der Landwirtschaft).

Die zielorientierte Nutzung des begrenzten Angebots an Biomasse, die mit Umwelt- und Klimaschutzzielen abgestimmt ist, wird daher immer relevanter.

Emissionsfaktor Biomasse:

Die CO₂-Emissionen von Bioenergie werden im Rahmen der RED III gleich null gesetzt. Unabhängig von dieser Setzung sind Nachhaltigkeitsanforderungen z. B. zu THG-Minderung, Biodiversität und Waldbewirtschaftung zu erfüllen. Im Rahmen des ETS gilt, dass bei der Verbrennung von Biomasse nur der Emissionsfaktor von Null angesetzt werden darf, wenn die Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungskriterien der RED erfüllt sind. „Biomasse, die die Kriterien nicht erfüllt, sollte in diesem Fall als fossiler Brennstoff behandelt werden.“⁵⁸ Wie bereits eingangs zu diesem Unterkapitel dargestellt bedeutet aber jede Biomasseverbrennung eine Freisetzung von CO₂. Die Analyse von modellgestützten Waldszenarien zu temperaten und borealen Wäldern aus 45 wissenschaftlichen Studien zeigt: Im Mittel reduziert die Ernte von 1 m³

⁵⁸ Durchführungsverordnung (EU) 2024/2493 der Kommission vom 23. September 2024 zur Änderung der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 in Bezug auf die Aktualisierung der Überwachung von und der Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, ErwG 7

Holz die Waldsenke um 1,2 t CO₂ (+/- 0,7 t CO₂/m³) (Öko-Institut 2023; Soimakallio et al. 2022). Da die Menge an im Holz gespeichertem CO₂ in einer gleichen Größenordnung liegt, sollte in Treibhausgasbilanzen von Waldenergieholz die CO₂-Freisetzung bei der Verbrennung vollständig eingerechnet werden (Hennenberg et al. 2024c), solange nicht die THG-Bilanz von einer Waldmodellierung flankiert wird. Dies steht zudem im Einklang mit den Bilanzierungsansätzen der IPCC-Methode zum nationalen THG-Inventar.

Juristisches Kurzgutachten „Klimawirkung der energetischen Holznutzung“:

Das juristische Kurzgutachten (Lehnshack 2025) beleuchtet, wie der geltende Rechtsrahmen die Klimawirkung der energetischen Holznutzung bewertet. Dabei werden sowohl europäische als auch nationale Regelungen betrachtet. Das Gutachten kritisiert u.a., dass geltende Regeln teils unterschiedliche Signale hinsichtlich der Klimawirkung der energetischen Holznutzung an die Verbraucherseite sendet.

Dabei sticht besonders das KWKG hervor, das nach (Lehnshack 2025) alle Arten von Holz als erneuerbare Energien definiert und keine konkreten Anforderungen an die Nachhaltigkeit des eingesetzten Holzes in KWK-Anlagen stellt. Es unterscheidet sich damit deutlich von anderen Regelungen zur energetischen Biomasse- bzw. Holznutzung wie dem GEG, WPG oder auch der BEW. Dies ist aus Umweltsicht ein gravierender Nachteil, da das KWKG eine Förderung durch zusätzliche Zahlungen (Stromzuschläge, Investitionsförderung) umfasst. Die Anforderungen der RED III fließen nur indirekt über die anzusetzenden Emissionsfaktoren ein, haben aber keine Auswirkung auf Zahlungen nach dem KWKG. Nach (Lehnshack 2025) ist es darüber hinaus kritisch zu bewerten, dass es aktuell in nationalen Regelungen keine expliziten Anforderungen an die Nachhaltigkeit von Biomassewärme gibt. Vielmehr wird im Wärmebereich aktuell eher auf definierte Anforderungen im Strom- und Kraftstoffbereich zurückgegriffen.

Implikationen für die KWK:

Wird davon ausgegangen, dass in Zukunft in erster Linie biogene Reststoffe für die Energieerzeugung genutzt werden sollen, kann keine wesentliche Zunahme der Biomassenutzung bei der Fernwärmebereitstellung erfolgen, ggf. ist sogar eine Reduktion nötig. Dies betrifft in erster Linie feste Biomasse (Holz), insbesondere wenn man bedenkt, dass auch in Zukunft Pellets (aus Reststoffen) in privaten Haushalten genutzt werden und die zusätzlichen Restholzmengen mit 6,1 TWh sehr begrenzt sind. Bei gasförmiger Biomasse gibt es zwar noch etwas größere unerschlossene Reststoffpotenziale, die in der Fernwärmeerzeugung zum Einsatz kommen könnten. Allerdings wird ein Teil des Potenzials von rund 46 TWh auch in anderen Sektoren bzw. Anwendungsbereichen benötigt, weshalb auch die Möglichkeiten der Ausweitung der Nutzung von Biogas oder Biomethan für die Fernwärmebereitstellung stark limitiert sind.

Von einer stärkeren Einbeziehung der Biomasse zur Optimierung von Systemen mit größeren Anteilen erneuerbarer Wärme im Rahmen der Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme ist mit Blick auf die begrenzten Potenziale und Klimaschutzziele in Land- und Forstwirtschaft abzuraten. Vielmehr sollte als Anforderung für die Nutzung von Biogas oder Biomethan aufgenommen werden, dass die entsprechenden Gase ausschließlich aus biogenen Reststoffen gewonnen werden. Eine Vorrangigkeit der stofflichen Nutzung – wie sie in der RED III mit dem Kaskadenprinzip vorliegt – sollte für Biogas und Biomethan geprüft werden. Generell sollte kritisch geprüft werden, ob die Anforderungen der RED III insbesondere an die Nachhaltigkeit der

eingesetzten Biomasse ausreichend im KWKG berücksichtigt sind. Dies scheint aktuell nicht der Fall zu sein. Darüber hinaus sollte geprüft werden, ob Begrenzungen, wie in der BEW und im WPG formuliert, auch in die Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme integriert werden können.

2.6 Aktuelle Energiesystemmodellierung

In diesem Kapitel wird der Analysegegenstand und die wesentlichen Eckpunkte des Szenariodesigns aufgezeigt. Des Weiteren werden die Methodik sowie Rahmenannahmen zu Strom- und Wärmeverbräuchen, EE-Ausbau, -Leistung und -Energieerzeugung sowie CO₂- und Brennstoffpreisentwicklungen dargelegt. Abschließend werden die Haupteckdaten und -ergebnisse beschrieben.

2.6.1 Analysegegenstand und Szenariodesign

Gegenstand der modellgestützten Analyse ist die Untersuchung der Entwicklung der KWK im Energiesystem mittels endogener Abbildung von Investitionen und Dispatch. Dabei kann das Modell entscheiden, wie es die Wärmebedarfe der allgemeinen Versorgung und der Industrie künftig deckt. Dazu wird die Fernwärme und der industrielle Wärmebedarf Deutschlands in über 20 typisierten Wärmeclustern modelliert und das Modell entscheidet über den optimalen Mix zur Deckung der Strom- und Wärmebedarfe mittels endogener Investitions- und Einsatzentscheidungen bei KWK-Anlagen, Kondensations- und Spitzenlastkraftwerken, E-Kesseln, Gaskesseln und Großwärmepumpen. So kann die mögliche Entwicklung der KWK modellgestützt analysiert werden und deren Stellenwert im zukünftigen Energiesystem untersucht werden.

Das energiewirtschaftliche Szenario basiert grundlegend auf dem „Mit-Maßnahmen“-Szenario (MMS) des Projektionsberichtes (2025), womit es kein Zielszenario im Hinblick auf die deutschen Klimaschutzziele darstellt.⁵⁹ Abweichungen hiervon wurden bei der Entwicklung der Erneuerbaren Energien (PV, Wind onshore und offshore) im Jahr 2030, wo auf das Trendszenario der aktuellen Mittelfristprognose⁶⁰ der Übertragungsnetzbetreiber abgestellt wurde, sowie bei der Bioenergie vorgenommen. Bei der Entwicklung der installierten Leistung aus Wind und PV wurde vom MMS abgewichen, da insbesondere die im Projektionsbericht angenommene Leistung für Wind Offshore (ca. 27 GW) gem. aktueller EEG-Mittelfristprognose 2026 - 2030 mit ca. 20 GW deutlich niedriger ausfällt. Bei der Bioenergie wurde in Abstimmung mit dem BMWF das zwischenzeitlich beihilferechtlich genehmigte Biomassepaket⁶¹ berücksichtigt, so dass die installierte Leistung der Bioenergie im Zeitverlauf relativ konstant bleibt, während die Auslastung sukzessive zurückgeht.

Außerdem wird die Wirksamkeit des KWKG als Förderinstrument für die Laufzeit des aktuell gültigen KWKG (bis einschließlich 2029) unterstellt. Das heißt insbesondere, dass unterstellt wird, dass die Förderbedingungen im KWKG und indirekte Begünstigungen weiterhin ausreichend hohe Anreize bieten, um den Neubau von gasbefeuerten KWK-Kraftwerken für eine jederzeitige Wärmebedarfsdeckung, u. a. als Ersatz für stillzulegende Kohle-KWK-Kraftwerke sicherzustellen.

⁵⁹ Vgl. UBA (2025), Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025).

⁶⁰ Vgl. IE Leipzig (2025), Mittelfristprognose 2026-2030.

⁶¹ Vgl. BMWF (2025), FAQ zur Energierechtsnovelle zur Vermeidung von Stromspitzen und zum Biomassepaket.

Im Zeitraum ab 2030 wird die Leistungsentwicklung hingegen vollständig modellendogen bestimmt. Dies kann als eine Form der impliziten Berücksichtigung eines KWKG bzw. einer Wärmeförderung betrachtet werden, da das Modell über die Vorgaben zur Wärmebedarfsdeckung dazu gezwungen wird, Anlagen zur Wärmebereitstellung zuzubauen. Dabei entscheidet das Modell endogen, welche Technologien ausgebaut werden – neben dem Ausbau und dem Erhalt der KWK kann das Modell auch in ungekoppelte Anlagen zur Wärmeversorgung investieren. Somit kann diese Form der Modellierung der KWK wichtige Anhaltspunkte für die künftige Ausgestaltung der KWK-Förderung liefern, z. B. in dem die Erkenntnisse zur künftigen optimalen Auslastung von KWK-Anlagen bei der Weiterentwicklung des KWKG berücksichtigt werden.

Für das modellierte europäische Ausland bildet der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 die maßgebliche Datengrundlage.⁶² Bis 2040 orientieren sich die Modellinputs am "National Trends +" Szenario. Nach 2040 bilden die Annahmen des „Distributed-Energies“ Szenario die Basis. Hierbei wird jedoch eine 5-jährige Verzögerung des Hochlaufs unterstellt, so dass das Stichjahr 2050 des Szenarios "Distributed Energies" für das Modell-Stichjahr 2055 herangezogen und Zwischenjahre linear interpoliert werden.

2.6.2 Methodik und Rahmenannahmen

Die Simulationsrechnungen sind mit dem europäischen Energiesystemmodell der r2b energy consulting GmbH durchgeführt worden. Im Modell werden die Wirkungsmechanismen des wettbewerblichen Strommarkts sowie der mit dem Strommarkt gekoppelten Märkte, zu denen auch und insbesondere die netzgebundene Wärmeversorgung mittels KWK-Anlagen gehört, unter permanentem Ausgleich von Angebot und Nachfrage abgebildet. Als Modellansatz wird eine lineare Optimierung unter perfekter Voraussicht genutzt, in welcher die systemanalytischen Kosten (Kosten für Investitionen, Stilllegungen und Einsatz) unter Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielen und Rahmenbedingungen, wie dem Ausbau Erneuerbarer Energien oder CO₂-Minderungszielen, bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit am Strom- und Wärmemarkt, minimiert werden.

Neben stromseitigen Vermarktungsoptionen wird auch die Wärmeseite detailliert modelliert. Im Modell wird dazu, im Rahmen der globalen Minimierung der systemanalytischen Kosten, die Deckung der (residualen) Wärmenachfrage in einzelnen Fern- bzw. Nahwärmesystemen durch Investitions- und Stilllegungsentscheidungen sowie durch die stündliche Einsatzentscheidung für alle im jeweiligen Wärmenetz verfügbaren steuerbaren Strom- und/oder Wärmeerzeugungstechnologien sowie Wärmespeichern abgebildet.⁶³ Im folgendem Abschnitt sind zentrale Annahmen zur Entwicklung der Strom- und Wärmebedarfe, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, zur Leistungsentwicklung der Braun- und Steinkohleanlagen sowie zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise beschrieben.

⁶² Vgl. ENTSO-E (2025); Ten Year Network Development Plan, TYNDP 2024: Europe's electricity infrastructure plan.

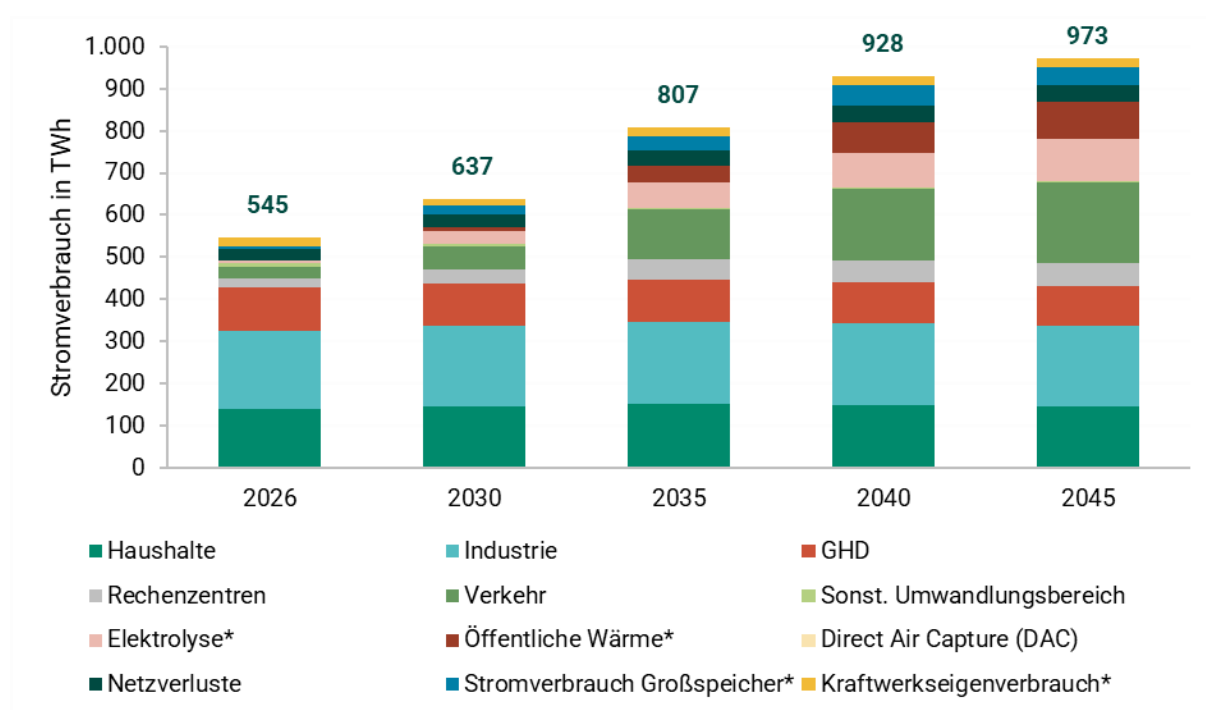
⁶³ Vgl. Anhang in r2b / Consentec (2019) für detaillierte Beschreibung der Modellierung im europäischen Energiesystemmodell.

Stromverbrauch

Die Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs der verschiedenen Sektoren in Deutschland bis zum Jahr 2045 basieren im Wesentlichen auf dem „Mit-Maßnahmen“ Szenario aus dem Projektionsbericht 2025 des Öko-Instituts. Das Szenario ist gekennzeichnet durch eine hohe Elektrifizierung in den Sektoren mit entsprechenden Effekten auf den Stromverbrauch. Dies gilt insbesondere für die Entwicklung im Bereich des Markthochlaufes von E-Fahrzeugen (11,2 Mio. in 2030) sowie der zunehmenden Nutzung von Wärmepumpen (5,1 Mio. in 2030). Ein zunehmender Hochlauf der elektrochemischen Wasserstoffproduktion in Deutschland ist ebenfalls berücksichtigt, wobei dort von einer installierten Leistung der Elektrolyseure in Höhe von 7,5 GW im Jahr 2030 ausgegangen wird (bei 4.000 Vollbenutzungsstunden).

In Summe steigt der deutsche Bruttostromverbrauch von ca. 545 TWh im Jahr 2026 auf ca. 637 TWh in 2030 und weiter auf ca. 973 TWh im Jahr 2045. Durch den Hochlauf der Elektromobilität steigt die Stromnachfrage besonders im Verkehrssektor stark an. Während der Stromverbrauch der Elektromobilität im Jahr 2026 bei 27 TWh liegt, steigt dieser bis zum Jahr 2045 auf 191 TWh. Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland, aufgeteilt nach Sektoren, ist in Abbildung 2-77 dargestellt. Der Stromverbrauch in der öffentlichen Wärmeversorgung, für die Elektrolyseure sowie Netzverluste, Pumpstromverbräuche und Kraftwerkseigenverbräuche sind Vorabschätzungen. Die tatsächlichen Verbräuche werden im Rahmen der Modellierung endogen ermittelt.

Abbildung 2-77: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland



* modellendogen ermittelte Stromverbräuche (nach Optimierung). Stromverbräuche von Großspeichern beinhalten Pumpspeicher und Großbatteriespeicher

Quelle: Eigene Darstellung (r2b energy consulting GmbH) auf Basis des MMS im Projektionsbericht (2025).

Neben der Entwicklung der Stromnachfrage auf Jahresbasis spielt insbesondere auch der unterjährige, stündliche Lastverlauf eine bedeutende Rolle für die zukünftigen Anforderungen an das europäische Stromversorgungssystem. Dabei ist nicht nur die stündliche Gesamtlast eines Landes von Relevanz, sondern insbesondere sind auch Entwicklungen in den einzelnen Sektoren und Anwendungen zu differenzieren. Ein besonderes Augenmerk gilt dabei denjenigen Verbrauchsstrukturen, die sich in der Zukunft voraussichtlich wesentlich verändern werden, sowie solchen Anwendungen, die in Zukunft zunehmend flexibilisiert werden können. Dazu gehören neben freiwilligem Lastverzicht der Industrie in erster Linie Anwendungen mit Lastverschiebepotenzialen, wie Elektromobilität und die elektrische Wärmebereitstellung über Wärmepumpen und E-Kessel.

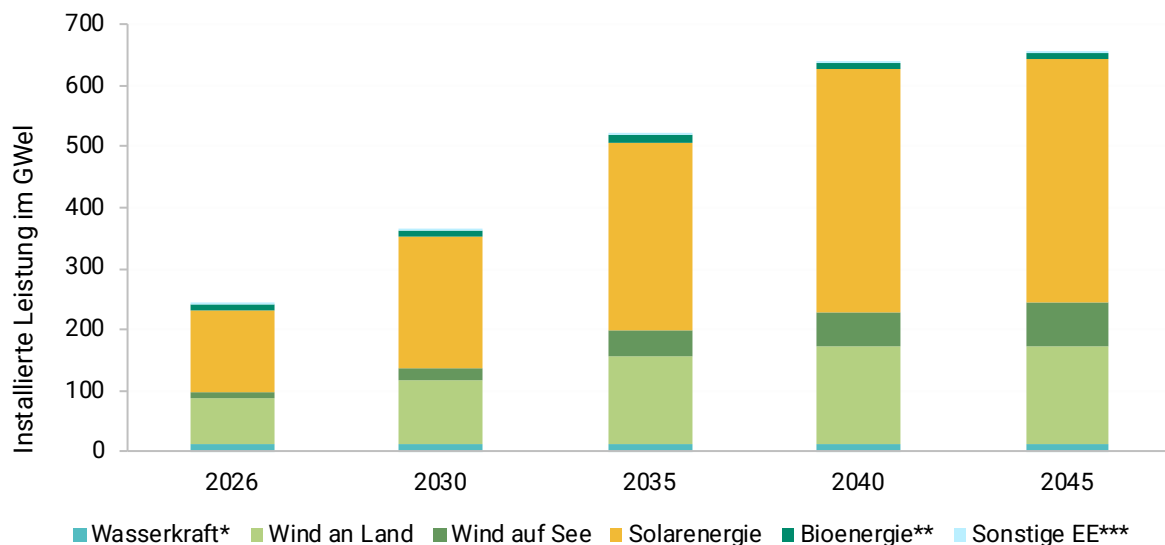
Um die aktuellen Verbrauchsmuster elektrischer Energie sowie deren zukünftige Entwicklungen bestmöglich im Rahmen unserer Strommarktmodellierung berücksichtigen zu können, wird ein eigens zu diesem Zweck entwickeltes Modell zur Generierung stündlicher Lastprognosen genutzt.⁶⁴ Dabei wird ein Bottom-up-Ansatz verwendet, mit dem Laststrukturen für einzelne Verbrauchsanwendungen generiert und eine Reststruktur für sonstige Stromverbräuche in Summe ableitet werden. Neben historischen Verbrauchsdaten werden im Rahmen der analytischen Erstellung anwendungsspezifischer Laststrukturen eine Reihe von fundamentalen Einflussfaktoren für die Stromverbräuche berücksichtigt. Dies umfasst insbesondere Wetter- und Temperaturdaten sowie Uhrzeiten und Kalenderdaten. Darüber hinaus werden spezifische Annahmen zur zukünftigen Entwicklung einzelner Anwendungen verwendet, wie z. B. eine zunehmende Klimatisierung von Wohn- und Geschäftsräumen oder der Anstieg der Elektromobilität in unterschiedlichen Formen.

EE-Ausbau, Leistung und Energieerzeugung

In Abbildung 2-78 wird die Entwicklung der installierten Leistung einzelner EE-Technologien in Deutschland dargestellt. Diese Werte beziehen sich jeweils auf das Jahresende und es werden Annahmen sowohl zum Zubau als auch zu Stilllegungen von EE-Anlagen berücksichtigt. Außerdem werden unterjährige Zubauten auf monatlicher Basis berücksichtigt. Dies ist insbesondere aufgrund der hohen jährlichen Zubauraten bei Windenergie und Photovoltaik erforderlich, da zwischen der installierten Leistung Anfang und Ende des Zieljahres erhebliche Unterschiede auftreten.

⁶⁴ Eine detaillierte Beschreibung unseres Modells zur Generierung stündlicher Laststrukturen findet sich in Anhang E in r2b / Consentec (2019).

Abbildung 2-78: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland



* Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

** inklusive biogener Anteil Müll

*** Geothermie, Deponie- und Klärgase

Quelle: Eigene Darstellung (r2b energy consulting GmbH) auf Basis Abstimmungen mit BMW

Über die gesamte Betrachtungsperiode bleibt die installierte Leistung von Wasserkraft weitestgehend konstant bei ca. 12 GW. Hiervon entfallen etwa 6,7 GW auf Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke und 5,4 GW auf Laufwasserkraftwerke. Von einem Ausbau zusätzlicher Anlagen in relevantem Umfang in Deutschland wird aufgrund von mangelnder Wirtschaftlichkeit, beschränkter Potenziale sowie Akzeptanzproblemen und hoher genehmigungsrechtlicher Hürden nicht ausgegangen. Die Ertüchtigung sanierungsbedürftiger Anlagen wird hingegen angenommen.

Nach der beihilferechtlichen Genehmigung des Biomassepakets durch die Europäische Kommission im September 2025 wurden die Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb und die systemdienliche Fahrweise von Biogasanlagen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) angepasst. Ziel der Reform ist es, Biomasseanlagen stärker auf eine flexible Stromerzeugung auszurichten, sodass sie verstärkt als steuerbare Kapazitäten zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien beitragen können. Zu den zentralen Elementen zählen unter anderem erhöhte Ausschreibungsvolumina zur Sicherung der Anschlussförderung für Bestandsanlagen sowie stärkere Anreize und Verpflichtungen für eine flexible Fahrweise der Anlagen. Die förderfähigen Betriebsstunden wurden auf 3.500 begrenzt und die Förderung sinkt bereits dann auf null, wenn der Großhandelsstrompreise unter 20 €/MWh fällt.

Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden energiewirtschaftlichen Szenario angenommen, dass die installierte Leistung der Biomasseanlagen weitgehend erhalten bleibt, während die jährlichen Volllaststunden im Zeitverlauf abnehmen, da angenommen wird, dass die Anlagen sukzessive in das neue flexibilisierte Förderregime wechseln. Damit wird die erwartete Transformation von kontinuierlicher Grundlastproduktion hin zu einer stärker systemdienlichen und bedarfsgerechten Betriebsweise abgebildet, bei der Biomasseanlagen ihre Stromproduktion flexibilisieren und verstärkt in Zeiten niedriger Einspeisung aus Wind- und Solarenergie verlagern.

Für den biogenen Anteil des Abfalls wird bis 2045 eine konstant bleibende, installierte Leistung von 1 GW angenommen.

Seit dem Jahresbeginn 2021 fallen erste, ältere Windenergie-Bestandsanlagen aus der festen Einspeisevergütung nach EEG heraus; weitere Anlagen folgen in den darauffolgenden Jahren, sodass zunehmend Stilllegungen und Repowering-Maßnahmen von Windenergieanlagen in Deutschland unterstellt werden. Gleichzeitig werden leistungsstärkere Anlagen zugebaut. Kurzfristig bis 2030 erfolgt der Ausbau der Windenergie an Land auf Grundlage der EEG-Mittelfristprognose⁶⁵ und orientiert sich anschließend am Entwicklungspfad des „Mit-Maßnahmen“-Szenarios des Projektionsberichts (2025)⁶⁶. In der mittleren Frist zwischen 2030 und 2035 werden die im EEG festgelegten Ausbauziele vorübergehend verfehlt. Bis 2040 werden diese Abweichungen jedoch vollständig ausgeglichen, sodass das vorliegende energiewirtschaftliche Szenario ab diesem Zeitpunkt mit dem EEG-Zielpfad für die Windenergie an Land im Einklang steht und im Jahr 2040 das im EEG vorgegebene Ziel von 160 GW erreicht.

Mit Inkrafttreten des Windenergie-auf-See-Gesetzes 2023 im Januar 2023 wurden die Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für Windenergie auf See massiv angehoben, wodurch der Ausbau beschleunigt wird. Kurzfristig bis 2030 orientiert sich der Ausbau der Windenergie auf See ebenfalls an der EEG-Mittelfristprognose und beträgt 20 GW. Dieser nimmt anschließend basierend auf dem „Mit-Maßnahmen“-Szenario des Projektionsberichts (2025) weiter zu und die installierte Leistung steigt deutlich an und erreicht im Jahr 2035 rund 40 GW. Bis 2045 erhöht sich die installierte Leistung der Offshore-Windenergie auf 70 GW.

Auch für die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen wird im Betrachtungszeitraum aufgrund des Abbaus von bürokratischen und technischen Hürden von einem deutlichen Zubau ausgegangen. Grundlage bilden auch hier die EEG-Mittelfristprognose (bis 2030) und anschließend das „Mit-Maßnahmen“-Szenario des Projektionsberichts (2025) (nach 2030). Annahmen gemäß steigt die installierte Leistung im Jahr 2030 auf die im EEG anvisierte Zielmarke von 215 GW und weiter auf 400 GW im Jahr 2045.

Die sonstigen erneuerbaren Energien beinhalten Deponie- und Klärgas sowie geothermische Anlagen. Für Deponiegasanlagen sind aufgrund der zunehmenden Ausgasung der Deponien vermehrte Stilllegungen zu erwarten, wohingegen für Klärgas und Geothermie ein moderater Zuwachs unterstellt wird. Insgesamt bleibt auch die Summe der installierten Leistung der sonstigen erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahr 2045 relativ konstant.

Leistungsentwicklung thermischer Kraftwerke

Im August 2020 wurde von der Bundesregierung das *Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze* (kurz: KVBG oder Kohleausstiegsgesetz) erlassen, das die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland bis zum Jahr 2038 verbindlich fest schreibt. Während für die Braunkohlekraftwerke blockscharfe Stilllegungszeitpunkte gesetzlich verankert sind, wird die Reduktion der Leistung aus Steinkohleanlagen bis einschließlich 2026 über Ausschreibungen umgesetzt, bei denen die

⁶⁵ Vgl. IE Leipzig (2025), Mittelfristprognose 2026-2030.

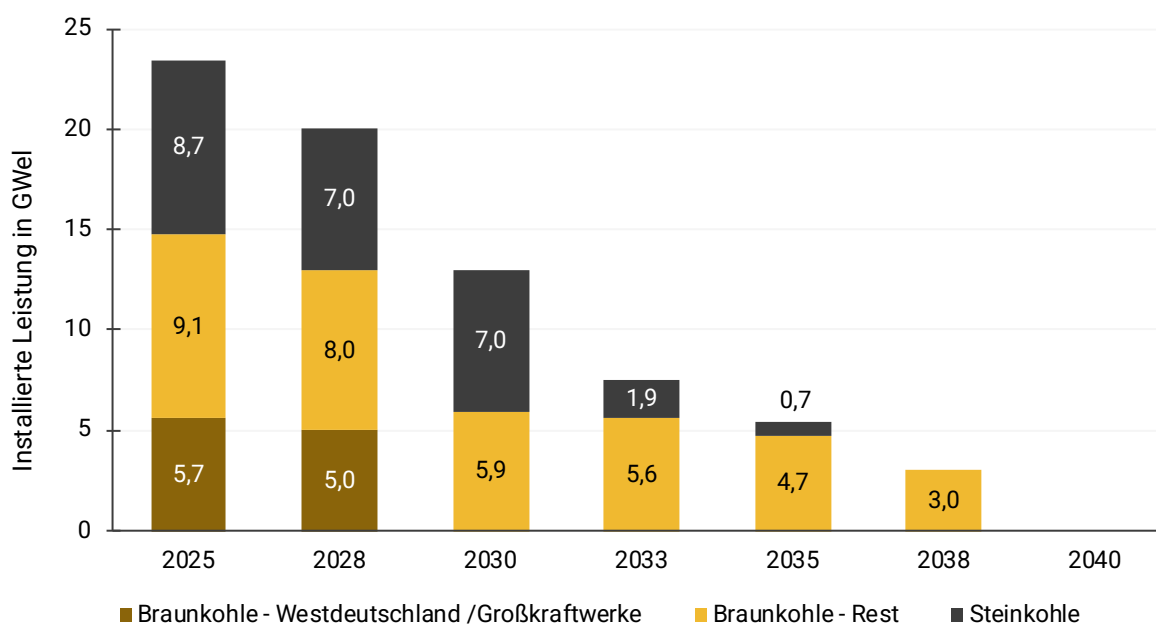
⁶⁶ Vgl. UBA (2025), Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025).

Kraftwerke mit den geringsten CO₂-Vermeidungskosten ermittelt und für die Stilllegung entsprechend Ihres Gebots entschädigt werden. Ab 2027 erfolgt die Stilllegung schließlich entschädigungsfrei ordnungsrechtlich nach Alter (d. h. Aufnahme des kommerziellen Betriebs).

Neben dem KVBG haben die Bundesregierung, das Land Nordrhein-Westfalen und der Energiekonzern RWE im Oktober 2022 eine politische Verständigung über einen vorgezogenen Kohleausstieg im rheinischen Braunkohlerevier geschlossen („RWE-Deal“). Ziel der Vereinbarung ist es, den ursprünglich bis 2038 vorgesehenen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung für die Anlagen von RWE auf 2030 vorzuziehen. Diese staatliche Beihilfe wurde im Dezember 2023 von der Europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt. Damit wurde der öffentlich-rechtliche Vertrag zwischen Bund und RWE zur vorzeitigen Stilllegung der Braunkohlekraftwerke endgültig europarechtlich abgesichert.

Unter Berücksichtigung der genannten gesetzlichen Regelungen und Genehmigungen wird dem vorliegenden energiewirtschaftlichen Szenario ein exogener Stilllegungspfad zugrunde gelegt, der eine Obergrenze für die maximal im Markt verfügbare Kohleleistung festlegt (vgl. hierzu Abbildung 2-79). Über diesen exogen vorgegebenen Stilllegungspfad hinaus können Kohlekraftwerkskapazitäten im Modell endogen aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit vorzeitig stillgelegt werden.

Abbildung 2-79: Entwicklung der maximal im Markt verfügbaren Kohleleistung in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung (r2b energy consulting GmbH)

Durch den Kohleausstieg sowie alters- oder wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Kraftwerken entstehen sowohl auf der Strom- als auch auf der Wärmeseite Versorgungslücken, die durch neue Erzeugungskapazitäten geschlossen werden müssen. Auf Grundlage eigener Recherchen identifizierte und mit hoher Wahrscheinlichkeit realisierbare Neubauprojekte für Erdgaskraftwerke im Umfang von ca. 1,5 GW_{el} bis 2030 werden dem Modell vorgegeben. Darüber hinaus

erforderliche zusätzliche Kapazitäten werden durch das Modell bestimmt und ergeben sich aus einer integrierten Investitions- und Dispatchsimulation.

In Abstimmung mit dem BMWF erfolgte keine Berücksichtigung der Kraftwerksstrategie (KWS), da die politischen Prozesse zum Zeitpunkt des Annahmeschlusses für die Modellierung noch nicht abgeschlossen waren und kein Entwurf des KWStG vorlag.

Modellierung von Wärmebedarf und -erzeugung in Wärmenetzen der öffentlichen Versorgung und Industrie

Aufgrund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) ist die Entwicklung der installierten Leistung dieser Anlagen sowie deren Wirtschaftlichkeit nicht ausschließlich von den Entwicklungen auf den Strommärkten und den dort vorhandenen Erlösmöglichkeiten abhängig. Ein erheblicher Anteil der KWK-Stromerzeugung in Deutschland entfällt auf Anlagen, die mit Stein- und Braunkohle, Erdgas sowie Mineralölprodukten befeuert werden. Diese Anlagen werden vermehrt wärmegeführt oder im flexiblen KWK-Betrieb betrieben, so dass sich der Anlagenbetrieb folglich primär am Wärmebedarf orientiert. Betreiber sind dabei entweder durch den eigenen Wärmebedarf oder durch vertragliche Verpflichtungen zur Wärmelieferung gebunden, sodass der Fahrplan der Anlagen maßgeblich durch die Wärmenachfrage determiniert wird. Der gekoppelte Betrieb kann dabei ökonomische Vorteile gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung bieten, beispielsweise durch Primärenergie- und damit auch Kosteneinsparungen beim Eigenverbrauch von Strom und Wärme oder durch zusätzliche Erlöse aus der Vermarktung der bereitgestellten Wärme. Neben den Erlöspotenzialen auf den Strommärkten und den Wärmeerlösen sind daher insbesondere die Entwicklung des KWK-fähigen Wärmebedarfs⁶⁷ und die (Kosten-)Entwicklung alternativer Technologien zur Bereitstellung des Wärmebedarfs ausschlaggebend, für die Modellierung der zukünftigen Entwicklung der installierten Leistung von KWK-Anlagen und deren Strom- und Wärmeerzeugung.

Zu diesem Zweck werden auf Grundlage der r2b-internen Kraftwerksliste sowie Daten zu ca. 90 regionalisierten Wärmenetzen in Deutschland sog. Wärmecluster gebildet, welche Wärmenetze mit vergleichbaren Eigenschaften auf Angebots- und Nachfrageseite typisiert bündeln. Nachfrageseitig unterscheiden sich die Wärmecluster insbesondere dahingehend, ob es sich um eine industrielle oder öffentliche Wärmeversorgung bzw. -senke handelt. Kombinierte Wärmenetze, wie z. B. in Wolfsburg, in welchem ein Industriekraftwerk auch das Stadtgebiet mit Wärme versorgt, werden als separate Wärmecluster betrachtet. Darüber hinaus werden große Fernwärmenetze und -schienen, wie beispielsweise das Ruhrgebiet oder das Berliner Stadtgebiet, ebenfalls separat betrachtet. Angebotsseitig werden Wärmenetze nach vergleichbarem Erzeugungsmix geclustert; das heißt, dass die Anteile gekoppelter (KWK) und ungekoppelter Erzeugung, die Flexibilität der Auskopplung (Gegendruck oder Entnahme-Kondensation) sowie die dominierenden Energieträger berücksichtigt werden. Insgesamt ergeben sich nach der Aggregation folgende 22 typisierte Wärmecluster mit vergleichbaren Eigenschaften:

⁶⁷ Als KWK-fähiger Wärmebedarf wird der Wärmebedarf bezeichnet, der grundsätzlich von KWK-Kraftwerken gedeckt werden kann, d.h. Wärmebedarf, der in Fernwärme- oder industriellen Wärmenetzen anfällt, an die KWK-Kraftwerke angeschlossen sind und der nicht durch erneuerbare Wärme gedeckt wird.

- 16 typische Wärmecluster der öffentlichen Versorgung,
- drei rein industrielle Wärmecluster und
- drei kombinierte Wärmecluster.

Zur Bestimmung des zu modellierenden Wärmebedarfs werden den bestehenden Anlagen der Wärmenetze historische jährliche Wärmebedarfe unterschiedlicher Temperaturniveaus auf Basis eigener Recherchen sowie statistischer Datenerhebungen zugeordnet. Die Verteilung erfolgt unter Berücksichtigung anlagenspezifischer technischer Eigenschaften, typischer Betriebsweisen und der jeweiligen Anlagenauslegung, welche maßgeblich die zugewiesenen Wärmebedarfe bestimmen. Jede Bestandsanlage wird dabei sowohl einem regionalen Wärmenetz – mit einem spezifischen, wetterjahresabhängigen Temperaturprofil – als auch einem übergeordneten Wärmecluster zugeordnet. Auf Grundlage von Außentemperaturen, Typtagen⁶⁸ und saisonalen Mustern werden für jedes regionale Wärmenetz wetterjahresspezifische stündliche Wärmelastprofile erstellt. Diese berücksichtigen zum einen den Heizwärme- und Warmwasserbedarf in Gebäuden (Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Landwirtschaft) und zum anderen die sektoralen industriellen Prozesswärmebedarfe. Die Heizwärmelastprofile der öffentlichen Versorgung orientieren sich insbesondere an Typtagen und der jeweiligen Außentemperatur. Demgegenüber werden die Profile für Warmwasser und industrielle Prozesswärme primär durch Typtage und jahreszeitliche Effekte bestimmt. Zur Abbildung witterungsbedingter Unterschiede zwischen einzelnen Jahren werden zusätzlich regionale Heizgradtage herangezogen. Auf deren Basis werden Skalierungsfaktoren für den jährlichen Wärmebedarf abgeleitet, sodass nicht nur strukturelle Unterschiede der Wetterjahre in den Wärmelastprofilen berücksichtigt werden, sondern auch Variationen im Gesamtwärmebedarf in Abhängigkeit vom jeweiligen Wetterjahr konsistent abgebildet werden. Durch die Verknüpfung der regionalen Wärmelastprofile mit den zugeordneten historischen jährlichen Wärmebedarfen wird für jede Bestandsanlage eine stündliche Wärmebedarfsstruktur abgeleitet. Im letzten Schritt werden diese anlagenspezifischen Wärmebedarfsstrukturen zu übergeordneten Wärmeclustern zusammengeführt.

Ein Teil des resultierenden Wärmebedarfs je Wärmecluster wird durch exogene Vorgaben gedeckt. Für die folgenden Wärmeerzeuger sind sowohl die Leistungsentwicklungen als auch die Einsatzentscheidungen exogen vorgeben:

- volatile EE-Wärmeerzeuger wie Solarthermie,
- steuerbare EE-Wärmeerzeuger wie Geothermie und Biomasse,
- Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Objektversorgung mit einer installierten elektrischen Nettonennleistung kleiner 1 MW,
- kleine KWK-Anlagen zwischen 1 bis 10 MW installierter elektrischer Nettonennleistung, sofern Anlagenkomponente Teil einer Anlage im Kombibetrieb, sofern deren Aggregat ebenfalls kleiner als 10 MW installierte elektrische Nettonennleistung,
- sonstige fossile, ungekoppelte und KWK-Wärmeerzeugung wie z. B. Müllverbrennung und Kuppelgase,

⁶⁸ Typtage sind mehrere Tage ohne genaues Datum, denen gleiche Eigenschaften zugeordnet werden, wie z. B. Wochen- und Feiertage sowie Samstag und Sonntag.

- KWK-Anlagen größer 10 MW installierter elektrische Nettonennleistung ohne signifikante Wärmeauskopplung⁶⁹ und
- industrielle Abwärmepotenziale.

Nach Berücksichtigung der exogenen Vorgaben wird der Einsatz von Technologien zur Deckung des verbleibenden residualen Wärmebedarfs für jedes Wärmecluster modellendogen bestimmt. Dabei stehen unterschiedliche Erzeugungstechnologien miteinander im Wettbewerb. So konkurrieren beispielsweise Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowohl mit ungekoppelten konventionellen Wärmeerzeugern als auch mit Power-to-Heat-Technologien. Darüber hinaus stehen auch verschiedenen KWK-Technologien untereinander in Konkurrenz, wie z.B.

- wärmegeführte mit stromgeführten Gas- und Dampfturbinen (GuD-) Anlagen und (reinen) Dampfturbinen,
- starr gekoppelte Anlagen, wie Motoren, Gasturbinen mit Abhitzekeessel und Gegendruckturbinen, mit flexiblen Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen (u. U. als Teil einer GuD-Anlage)⁷⁰.

Stehen dem Energiesystemmodell leistungsseitig aufgrund von technisch oder wirtschaftlich bedingten Stilllegungen nicht genügend Kapazitäten zur Deckung des residualen Wärmebedarfs je Wärmecluster zur Verfügung, besteht die Möglichkeit zur Investition/Refinanzierung folgender Neubau-Optionen:

- strom- oder wärmegeführte Entnahme-Kondensations-GuD-Anlagen,
- Gasmotoren,
- Gasturbinen mit Abhitzekeessel,
- gasbefeuerte Heizwerke/-kessel,
- Elektrokessel und
- Luft-Wasser-Großwärmepumpen.

Neben der Luft-Wasser-Großwärmepumpe, deren Leistungsentwicklung über einen exogen vorgegebenen Mindestausbaupfad hinaus modellendogen bestimmt wird, stehen dem Modell mit Flusswasser- und Abwärme-Großwärmepumpen zwei weitere Großwärmepumpenklassen zur Verfügung, deren Leistungsentwicklung aufgrund regionaler Potenzialbeschränkungen exogen fixiert ist. Im Unterschied zur Leistungsentwicklung wird die Einsatzentscheidung aller drei Großwärmepumpenklassen im Modell endogen bestimmt. Gleiches gilt für Fernwärmespeicher, welche darüber hinaus ausschließlich in Wärmeclustern der öffentlichen Versorgung berücksichtigt werden und besonders bei hohen und geringen bzw. negativen Strompreisen eine zusätzliche Flexibilisierung von KWK-Anlagen und ungekoppelten Wärmeerzeugern ermöglichen. Während der Coefficient of Performance (COP) als zentrale Effizienzkennzahl von Wärmepumpen bei Luft-Wasser-Großwärmepumpen insbesondere von der (stündlichen) Außentemperatur abhängt, wird die Leistungszahl von Flusswasser-Großwärmepumpen

⁶⁹ Bei deutlicher, stromseitiger Überbauung der Anlage hat die Wärmeauskopplung einen vernachlässigbaren Einfluss auf den (stromgeführten) Betrieb der Anlage, so dass diese Anlagen im Dispatch als Kondensationsanlagen modelliert werden, die Wärmemengen aber dennoch bilanziell erfasst werden.

⁷⁰ Starr gekoppelte Anlagen unterliegen der Gegendruckbedingung bzw. einem festen Verhältnis zwischen gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung. Entnahme-Kondensations-Turbinen besitzen einen weiteren Freiheitsgrad und können unter Berücksichtigung der Mindestteillastbeschränkung und Stromverlustkennziffer das Verhältnis zwischen gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung flexibel gestalten.

zusätzlich – und in besonderem Maße – durch die Temperatur des genutzten Gewässers bestimmt. Das (regionale) Potenzial der Flusswasserwärmepumpen ist durch den mittleren Niedrigwasserabfluss (MNQ)⁷¹, eine maximal zulässige Gewässerabkühlung von 3°C sowie eine Mindesttemperatur von 4°C beschränkt. Bei Abwärme-Großwärmepumpen wird der COP insbesondere durch das Abwärmetemperaturniveau maßgeblich bestimmt. Zur Abschätzung des technisch und wirtschaftlich erschließbaren Potenzials wurden Vorab-Analysen unter Nutzung der Plattform für Abwärme des BfEE⁷² durchgeführt. Die Einordnung der identifizierten Abwärmepotenziale erfolgt auf Basis zentraler technischer und wirtschaftlicher Parameter. Hierzu zählen insbesondere das Temperaturniveau, die verfügbare Wärmemenge und -leistung, die zeitliche Verfügbarkeit sowie die Möglichkeit zur Integration bzw. Nachrüstung geeigneter Regelungs- und Einbindungstechnik.

Auf dieser Grundlage werden wirtschaftlich relevante Optionen der Abwärmenutzung in verschiedenen Kategorien differenziert. Höhere Temperaturniveaus ermöglichen in der Regel eine unmittelbare Rückführung in industrielle Prozesse. Mittlere Temperaturniveaus eignen sich insbesondere für eine direkte Nutzung in bestehenden Wärmeversorgungssystemen, wie Fern- oder Niedertemperaturnetzen. Niedrigere Temperaturniveaus erfordern hingegen in der Regel eine Anhebung durch geeignete Technologien, wie Großwärmepumpen, bevor eine Einspeisung in Wärmenetze erfolgen kann. Sehr niedrige Temperaturniveaus werden aufgrund eingeschränkter wirtschaftlicher Tragfähigkeit in der Regel nicht weiter betrachtet.

Für die Nutzung von Geothermie werden regionale Einschränkungen bei der Zuordnung zu Wärmenetzen und -clustern berücksichtigt. Die Nutzung von Solarthermie ist regional nicht beschränkt, jedoch berücksichtigen die (stündlichen) Einspeisestrukturen lokale Faktoren, wie die Globalstrahlung aber auch die Umgebungstemperatur, da der technologiespezifische Kollektorstandsgrad mit steigender Temperaturdifferenz zwischen Kollektortemperatur⁷³ und Außentemperatur abnimmt.

Die Entwicklung der Wärmebedarfe in öffentlichen Fernwärme- und industriellen Wärmenetzen sowie die Durchdringung von Erneuerbarer Wärmeerzeugung wurden für die vorliegenden Analysen eng an den Ergebnissen des „Mit-Maßnahmen“ Szenario (MMS) des Projektionsberichtes (2025)⁷⁴ orientiert. Analog dazu beinhaltet die zu deckende Wärmenachfrage neben dem netzgebundenen Bezug und der KWK-Eigenerzeugung von Wärme in den Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Landwirtschaft auch die KWK-Wärmeerzeugung im Umwandlungssektor (z. B. Braunkohlebrikettfabriken, Raffinerien), die KWK-Wärmeerzeugung von Biogas-BHKW für den Eigenverbrauch der Fermenter sowie Netzverluste.

In öffentlichen Fernwärmenetzen übersteigt der durch den fortschreitenden Ausbau sowie die Nachverdichtung der Wärmenetze verursachte Anstieg des Fernwärmebedarfs die Bedarfsrückgänge infolge von Energieeffizienzmaßnahmen. Dadurch steigt die erforderliche

⁷¹ Der mittlere Niedrigwasserabfluss (MNQ) ist der Mittelwert der niedrigsten Tagesabflüsse eines Gewässers jeden Jahres über einen längeren Beobachtungszeitraum. Dieser wurde genutzt, um die Potenziale zu regionalisieren. Dabei hat das Abstellen auf den MNQ nicht zu einer Beschränkung der Potenziale geführt.

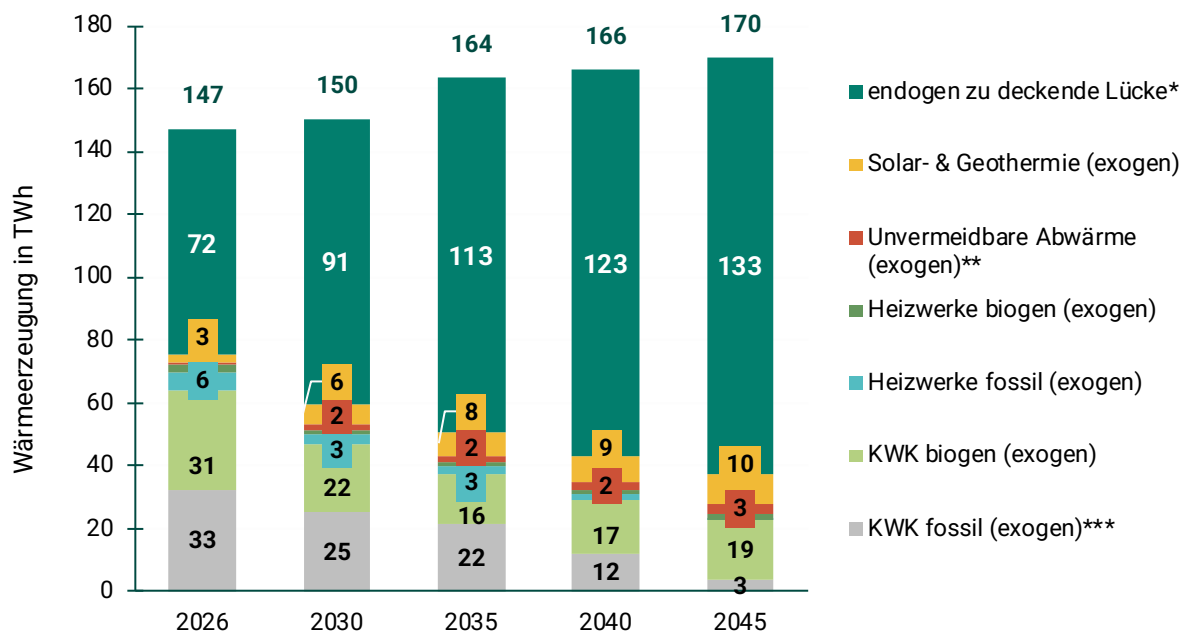
⁷² Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (o. J.): Plattform für Abwärme.

⁷³ Die mittlere Kollektortemperatur ergibt sich aus der Summe der Vorlauftemperatur und der Hälfte der Rücklauftemperatur des zu versorgenden Wärmesystems.

⁷⁴ Vgl. UBA (2025), Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025).

Wärmeerzeugungsmenge von 147 TWh im Jahr 2026 um etwa 16 % auf ca. 170 TWh im Jahr 2045, wie in Abbildung 2-80 dargestellt. Insbesondere der Rückgang von exogen vorgegebenen, fossilen und biogenen KWK-Wärmeerzeugungsmengen lässt die durch das Modell „endogen zu deckende Lücke“ stark ansteigen von 72 TWh im Jahr 2026 auf 133 TWh im Jahr 2045.

Abbildung 2-80: Vorgabe der Wärmeerzeugung in öffentlichen Wärmenetzen



* Technologien zur Wärmebedarfsdeckung: endogen modellierte KWK-Anlagen, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, Gaskessel

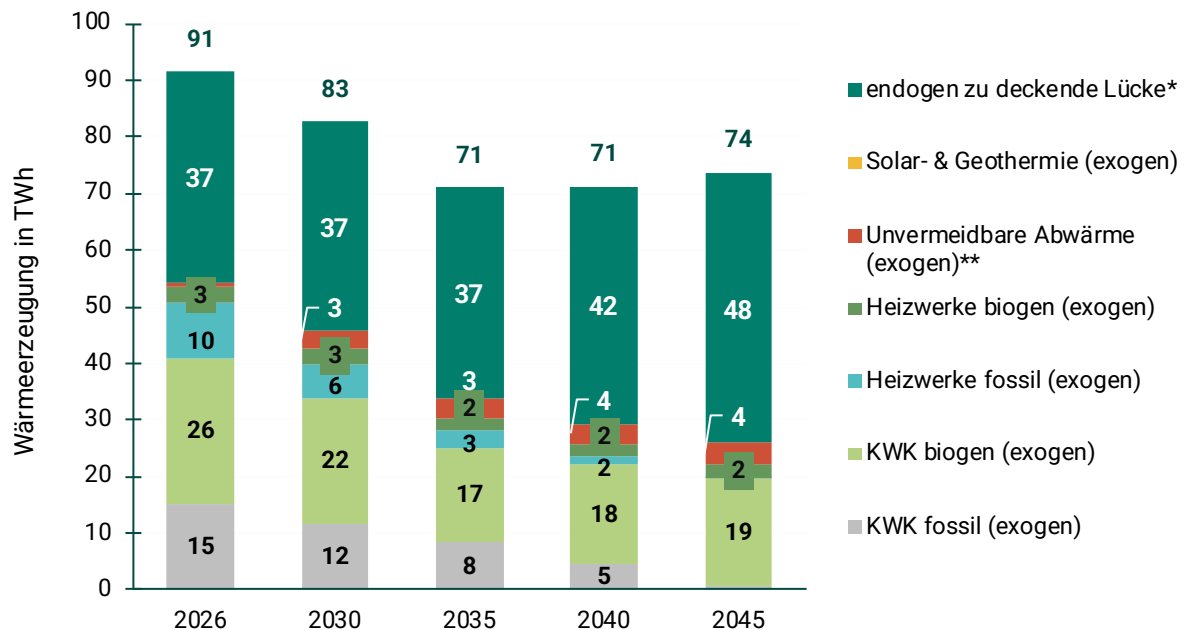
** ohne in Großwärmepumpen genutzte, industrielle Abwärme

*** inklusive BHKW zur Objektversorgung

Quelle: Eigene Darstellung (r2b energy consulting GmbH) auf Basis MMS des Projektionsberichts (2025)

In industriellen Wärmenetzen wird hingegen ein anderer Trend unterstellt. So sinken die Wärmeerzeugungsmengen in industriellen Wärmenetzen von 91 TWh im Jahr 2026 um etwa 20 % auf 74 TWh im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 2-81). Die durch das Modell „endogen zu deckende Lücke“ bleibt bis 2040 konstant bei etwa 37 TWh, steigt langfristig aber auf ca. 48 TWh im Jahr 2045 an.

Abbildung 2-81: Vorgabe der Wärmeerzeugung in industriellen und kombinierten Wärmenetzen



* Technologien zur Wärmebedarfsdeckung: endogen modellierte KWK-Anlagen, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, Gaskessel

** ohne in Großwärmepumpen genutzte, industrielle Abwärme

Quelle: Eigene Darstellung (r2b energy consulting GmbH) auf Basis MMS des Projektionsberichts (2025)

Brennstoff- und CO₂-Preise

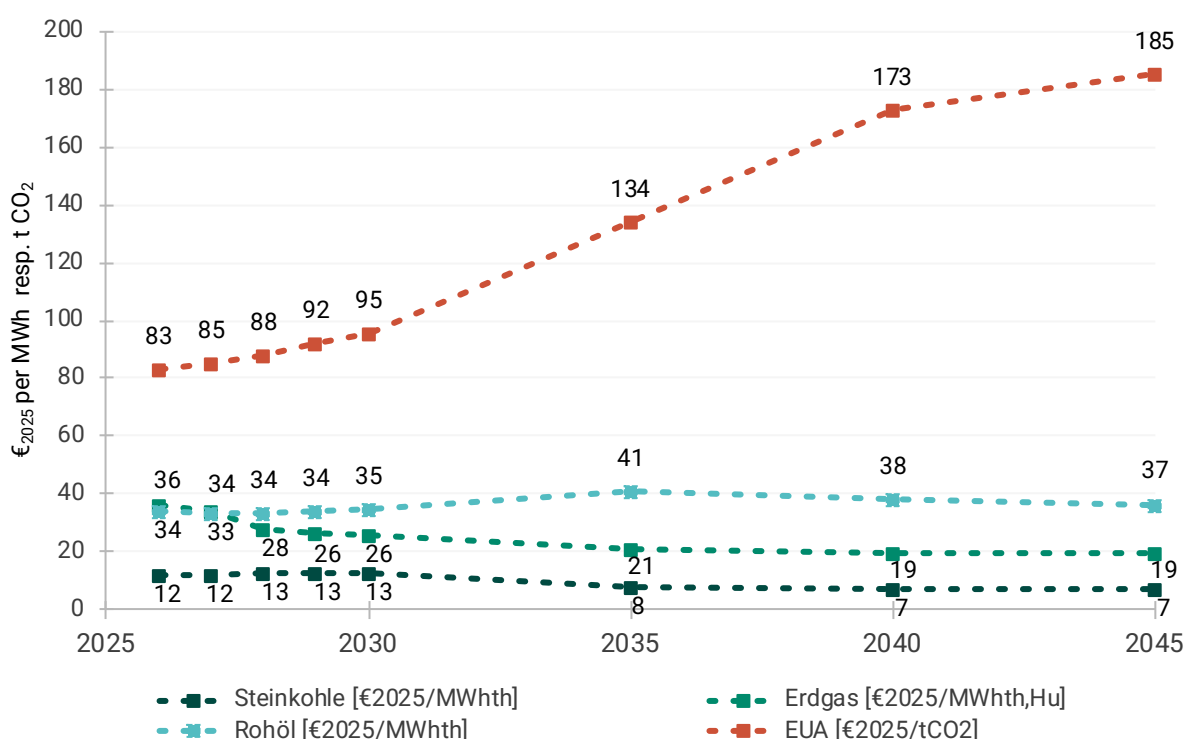
Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Emissionsberechtigungen sind wesentliche Treiber für die Höhe der variablen Kosten der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke und der KWK. Unter Berücksichtigung der spezifischen Wirkungsgrade der Kraftwerke wird die Höhe der variablen Kosten maßgeblich durch die Preise der eingesetzten Primärenergieträger (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralölprodukte) sowie CO₂-Emissionsberechtigungen bestimmt.

Die Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle stellen sich in Abhängigkeit von den globalen Energiemärkten ein, da diese Energieträger weltweit transportiert und gehandelt werden können. Zusätzlich muss beim Erdgas berücksichtigt werden, dass trotz globalen Handels und Interdependenzen bei der Preisentwicklung auch weiterhin mit systemischen Preisdifferenzen in den unterschiedlichen Weltregionen zu rechnen ist. Hohe Transportkosten (z. B. für LNG) und hohe Kosten der erforderlichen Gasnetzinfrastruktur stehen bei unterschiedlichen Förderkosten auch in der längeren Frist einem gänzlich harmonisierten Weltmarktpreis entgegen. Für Deutschland ist der Grenzübergangspreis für Erdgas in Europa ausschlaggebend.

Die für die Modellierung herangezogenen Preise für Erdgas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate sind in Abbildung 2-82 dargestellt. Zur Setzung der Annahmen für die zukünftigen Entwicklungen der Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in der langen Frist (ab 2040) wird im Rahmen dieser Studie auf das Szenario „Announced Pledges Szenario“ des World Energy Outlooks (WEO 2024)

der International Energy Agency zurückgegriffen⁷⁵. Für die kurze bis mittlere Frist (bis zum Jahr 2030) werden aktuelle Terminmarktnotierungen für Erdgas, Rohöl und Steinkohle an den relevanten Handelsplätzen herangezogen.⁷⁶ Für den Zeitraum zwischen 2030 und 2040 werden linear interpolierte Preisprognosen verwendet. Bei den Preisen für CO₂-Zertifikate gehen wir analog zu unseren Annahmen bei Brennstoffen Rohöl, Erdgas⁷⁷ und Steinkohle vor. Während wir für die Jahre bis 2030 Handelsnotierungen für EEX-Futures⁷⁸ heranziehen, verwenden wir für die Jahre ab 2040 ebenfalls die Prognosen des „Announced Pledges Szenario“ des WEO 2024. In den Zwischenjahren werden interpolierte Preise verwendet. In den Niederlanden und Großbritannien existieren zusätzlich Carbon-Price-Floors, welche wir – sofern diese bei den unterstellten CO₂-Preisentwicklungen bindend sind – in der Modellierung berücksichtigen.

Abbildung 2-82: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen



Quelle: Eigene Darstellung (r2b energy consulting GmbH) auf Basis Terminmarktnotierungen und WEO 2024 der IEA

⁷⁵ Vgl. International Energy Agency (2024), World Energy Outlook 2024 (WEO 2024)

⁷⁶ Es wurde jeweils der Mittelwert der Tagespreise aller Handelstage im Zeitraum vom 13.01.2026 bis zum 13.02.2026 für die folgenden Produkte und Handelsplätze herangezogen: Rohöl: Brent Crude Oil Futures (Settlement) der CME; Erdgas: THE - Base-Monat- & Jahresfutures (G0BY und G0BM, Settlement) der EEX; Steinkohle: API2 Rotterdam Coal Futures CIF ARA (Settlement) der ICE.

⁷⁷ In diesem Projekt wurden keine Annahmen zu Preisen für die Verfeuerung von Wasserstoff hinterlegt. Die Erzeugung aus gasbasierten Anlagen wird als Erdgas- / H₂-Erzeugung ausgewiesen, da die Betreiber Wasserstoff einsetzen werden, sobald der Wasserstoffpreis niedriger ist als der Preis von Erdgas zzgl. CO₂-Zertifikaten oder im Falle einer staatlichen Förderung, die die Differenzkosten zw. Erdgas- und H₂-Nutzung ausgleicht (sog. H₂-CfD).

⁷⁸ Es wurde der Mittelwert der Preisnotierungen vom 13.01.2026 bis zum 13.02.2026 für das Produkt FEUA (Settlement) der EEX herangezogen.

Für leichtes und schweres Heizöl findet kein globaler oder europäischer Handel in relevantem Ausmaß statt, auf dessen Basis sich entsprechende Handelspreise bilden könnten. Jedoch lassen sich die entsprechenden Preise sehr gut mittels statistischer Analysen aus der Entwicklung der Rohölpreise ableiten. Kostenaufschläge ergeben sich dabei aus den Raffinerieverarbeitungskosten sowie den Transport- und Vertriebskosten.

Für Braunkohle existiert ebenfalls kein Weltmarktpreis, da deren Verstromung aufgrund von hohen Transportkosten (fast) ausschließlich in der Nähe der Fördergruben erfolgt. Vielmehr sind die Kosten der Tagebauförderung als relevante Bezugsgröße anzusehen.

Nach Öko-Institut (2022a) betragen die Vollkosten der Braunkohleförderung in den Tagebauen im Schnitt rd. 6,2 € je MWh_{Br, th}. Diese Vollkosten setzen sich aus unterschiedlichen, fixen oder variablen Kostenbestandteilen zusammen, die in unterschiedlicher Weise von kurz-, mittel- und langfristigen Betriebsplanungen der Braunkohlekraftwerke abhängig sind:

- Zunächst werden ca. 1,0 € je MWh_{Br, th} (als Anteil an den oben genannten Vollkosten i. H. v. 6,2 € je MWh_{Br, th}) als vollständig versunkene Kosten betrachtet. Diese Kosten beinhalten Refinanzierungskosten für bereits getätigte Investitionen sowie Rekultivierungskosten.
- Ein zweiter Anteil von 1,5 € je MWh_{Br, th} ist als variabler, direkt vom kurzfristigen Betrieb der Braunkohlekraftwerke abhängiger Kostenbestandteil zu betrachten. Dieser Anteil wird direkt den Braunkohlekraftwerken als variable Brennstoffbezugskosten zugeordnet.
- Ein weiterer Anteil, ebenfalls in Höhe von 1,5 € je MWh_{Br, th}, ist als kurzfristig (durch Reduktion der Fördermenge) abbaubarer Anteil der Fixkosten der Tagebauförderung zu betrachten. Dieser Anteil wird den Kohlekraftwerken auf die jährlichen, fixen Betriebskosten aufgeschlagen.⁷⁹
- Schließlich sind 2,2 € je MWh_{Br, th} als Anteil an den Fixkosten der Kohlenförderung im Tagebau zu betrachten, die nur mittelfristig durch Kapazitätsreduktion, d. h. Reduktion der maximalen Fördermenge, verringert werden können. Diese mögliche Fixkosteneinsparung ist aus heutiger Sicht, mit ausreichendem Planungsvorlauf, über eine Reduktion der maximalen jährlichen Fördermenge ab dem Jahr 2033 zu realisieren. In der Modellierung wird die Umlage dieser Kosten auf die variablen Brennstoffbezugskosten der Braunkohlekraftwerke ab dem Jahr 2033 vorgenommen.

Bei den Brennstoffkosten frei Kraftwerk sind für Steinkohle und Erdgas weitere Preisbestandteile zu berücksichtigen. Bei Steinkohle handelt es sich dabei im Wesentlichen um Transportkosten von den europäischen Seehäfen bis zur deutschen Grenze und von der deutschen Grenze bis zum Kraftwerk. In Summe werden hier für Deutschland 1,25 € je MWh_{th} angenommen. Bei Erdgas sind Strukturierungskosten und Margen sowie die Nutzung der Erdgasnetzinfrastuktur zu berücksichtigen. Für Deutschland nehmen wir diese mit 0,5 € je MWh_{th, Hu} an. Für leichtes und schweres Heizöl werden 0,3 € je MWh_{th} veranschlagt.

Für die Modellierung bis 2045 muss ebenfalls ein Preis für die Verstromung von Wasserstoff in Gaskraftwerken angenommen werden. Hierfür existieren in den international anerkannten

⁷⁹ Für die Umlage der 1,5 € / MWh_{Br, th} auf die jährlichen Fixkosten der Braunkohlekraftwerke, die in € je kW_{el} anzusetzen sind, wird eine durchschnittliche Auslastung dieser Kraftwerke von 7.000 Vollbenutzungsstunden angenommen. Der resultierende Fixkostenaufschlag in € je kW_{el} hängt schließlich vom Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks ab.

Preisprognosen der IEA noch keine Angaben, welche als Grundlage für die hier vorliegenden Berechnungen herangezogen werden könnten. Aus diesem Grund haben wir dafür eigene Vorgaben erstellt, welche sich an einem ökonomischen Kalkül eines Gas-Kraftwerksbetreibers orientieren. Damit dieser zukünftig auf eine Verfeuerung von Erdgas verzichtet und dafür CO₂-frei erzeugten Wasserstoff (grün) in seinem Kraftwerk einsetzt, muss dieser dementsprechend günstiger sein. Dies ist immer dann gegeben, wenn der grüne Wasserstoff höchstens so teuer ist, wie die Verfeuerung von Erdgas plus die dafür einzusetzenden CO₂-Zertifikate. Dieser Maximalpreis lässt sich aus den o.g. Annahmen für die Entwicklung der Erdgaspreise und der CO₂-Preise analytisch herleiten (in unseren Analysen sind wir von einem spezifischen CO₂-Gehalt von 201g/kWh bei Erdgas ausgegangen).

Annahmen zum Netzausbau – Entwicklung der grenzüberschreitenden Im- und Exportmöglichkeiten

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde eine NTC-basierte Modellierung der internationalen Stromhandelsflüsse unterstellt. Annahmen zur Entwicklung grenzüberschreitender Im- und Exportmöglichkeiten bzw. zu Netzausbauprojekten basieren auf dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E (2024).

2.6.3 Ergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung beschrieben. Dabei gehen wir auf die Entwicklung der installierten Leistung, die Strom- und Wärmebilanzen, die CO₂-Emissionen und die Strompreise ein. Ein besonderes Augenmerk legen wir bei der Darstellung der Ergebnisse auf die Entwicklung der KWK bei der Strom- und Wärmeversorgung. Im letzten Unterabschnitt fassen wir die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse zusammen und ziehen ein Fazit zur künftigen Rolle der KWK.

Installierte Leistung

Die Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen basieren auf den Ergebnissen der Strommarktsimulation und sind in Abbildung 2-83 dargestellt. Berücksichtigt werden dabei ausschließlich diejenigen Erzeugungskapazitäten, die dem Markt tatsächlich zur Verfügung stehen, d.h. regulatorisch und langfristig konservierte Kraftwerksleistungen (Netzreserve, Kapazitätsreserve und sog. Kaltreserve) sind in der Darstellung nicht enthalten.

Annahmegemäß steigt die volatil einspeisende Leistung aus Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik und Laufwasser von in Summe ca. 224 GW_{el} im Jahr 2026 auf ca. 344 GW_{el} im Jahr 2030 und weiter auf ca. 636 GW_{el} im Jahr 2045. Wie in Abschnitt 2.6.2 beschrieben, orientiert sich der Hochlauf bis 2030 an der EEG-Mittelfristprognose⁸⁰ und in den folgenden Stichjahren am „Mit-Maßnahmen“-Szenario des Projektionsberichts 2025⁸¹. Die installierte elektrische Leistung steuerbarer Stromerzeugungsanlagen (ohne Flexibilitätsoptionen) geht im Zeitverlauf kontinuierlich zurück, wohingegen Flexibilitätsoptionen wie im Markt verfügbare

⁸⁰ Vgl. IE Leipzig (2025), Mittelfristprognose 2026-2030.

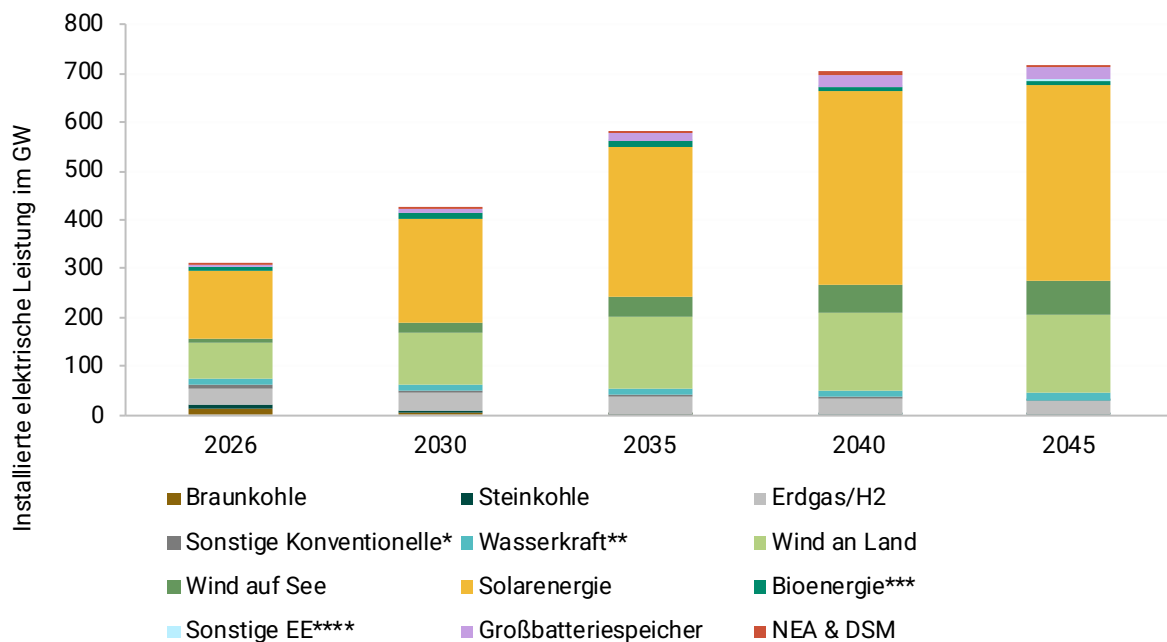
⁸¹ Vgl. UBA (2025), Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025).

Großbatteriespeicher, industrieller Lastverzicht („Demand Side Management“, kurz DSM) und Netzersatzanlagen (NEA) Deutschland in moderatem, aber ansteigendem Umfang erschlossen werden. Die erschlossene Leistung dieser Flexibilitätsoptionen beträgt in Summe ca. 4,3 GW_{el} im Jahr 2026 und steigt dann auf ca. 11,2 GW_{el} im Jahr 2030 und weiter auf ca. 31 GW_{el} im Jahr 2045 – getrieben insbesondere durch den Hochlauf von Großbatteriespeichern. Die installierte Leistung aus Speichern und Pumpspeichern, Bioenergie und sonstiger erneuerbarer Energien bleiben über den gesamten Zeitverlauf nahezu konstant.

Nach der Stilllegung der letzten Kernenergieanlagen in Deutschland im Frühjahr 2023 werden auch künftig keine neuen Kernenergiekapazitäten zugebaut. Die installierte elektrische Leistung der am Markt befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke liegt über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg unterhalb der im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVG) i. V. m. den im sogenannten RWE-Deal (siehe Abschnitt 2.6.2) festgelegten Obergrenzen. Dies ist auf umfangreiche, modellendogene Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsgründen bei beiden Energieträgern zurückzuführen. Insgesamt sinken die installierten elektrischen Kohlekapazitäten von 21,6 GW_{el} im Jahr 2026 auf 10,5 GW_{el} im Jahr 2030 und dann weiter auf 1,8 GW_{el} im Jahr 2035, bevor der Kohleausstieg im Jahr 2038 vollständig abgeschlossen ist. Im Zuge des Rückgangs der Kohleverstromung steigt die installierte Leistung von Erdgas- / H₂- (ready)befeuelten Anlagen zunächst von rund 33 GW_{el} im Jahr 2026 auf etwa 37 GW_{el} im Jahr 2035 an. Nach 2035 erfolgt kein weiterer Nettozubau⁸² dieser Technologien; stattdessen werden Bestandsanlagen nach Erreichen ihrer technischen Lebensdauer sukzessive stillgelegt, sodass die installierte Leistung bis 2045 auf etwa 29 GW_{el} zurückgeht.

⁸² In Abgrenzung zum Bruttozubau berücksichtigt der Nettozubau auch Stilllegungen und spiegelt somit die Veränderung der installierten Leistung wider. Der Bruttozubau hingegen ist definiert als der Zubau aller Anlagen unabhängig davon, ob eine Anlage an einem neuen Standort errichtet wird oder eine ältere Bestandsanlage ersetzt.

Abbildung 2-83: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in Deutschland



* Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll

** Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

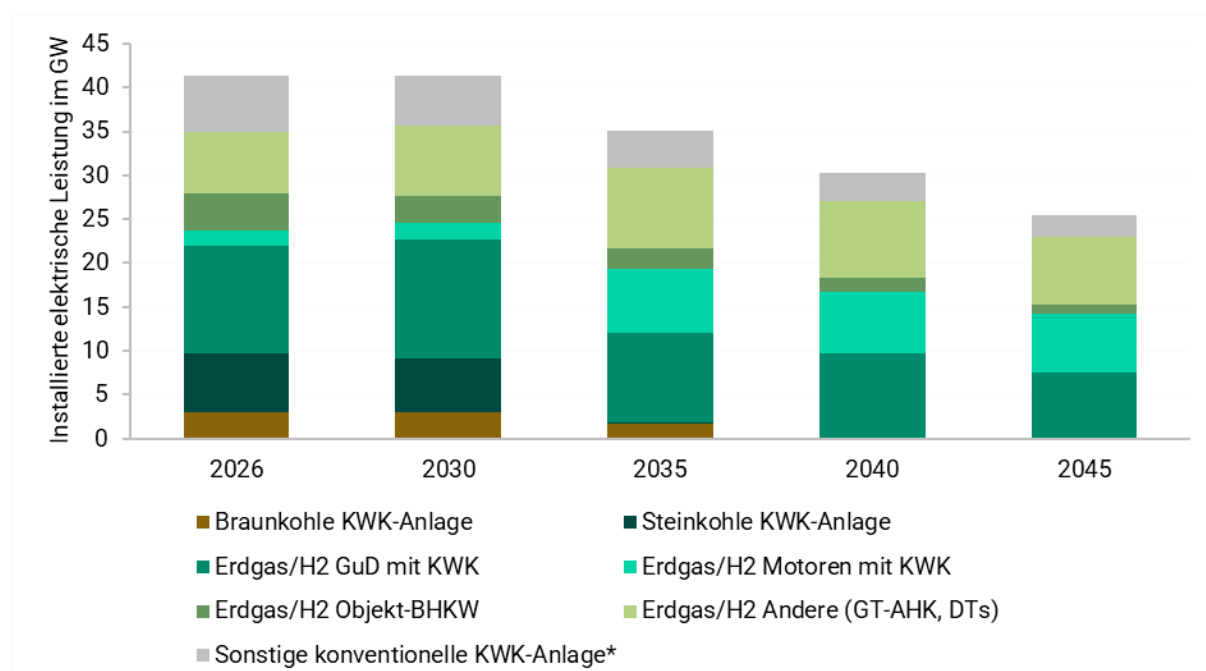
*** inklusive biogener Anteil Müll

**** Geothermie, Deponie- und Klärgase

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

Während Erdgas- / H₂-befeuerte Anlagen ohne Kraft-Wärme-Kopplung im Betrachtungszeitraum keinen Nettozubau verzeichnen, erfolgt der mittelfristige Kapazitätszubau primär in Form von KWK-Anlagen. Wie in Abbildung 2-84 dargestellt, bleibt die installierte elektrische Leistung der KWK-Kapazitäten bis 2030 mit rund 41 GW_{el} zunächst stabil und sinkt im weiteren Verlauf kontinuierlich ab, auf etwa 26 GW_{el} im Jahr 2045. Innerhalb dieser Entwicklung steigen die Erdgas- / H₂-befeueren KWK-Kapazitäten von rund 25 GW_{el} im Jahr 2026 auf etwa 29 GW_{el} im Jahr 2035 an, insbesondere getrieben durch den Zubau von Gasturbinen mit Abhitzeessel sowie Motorenkraftwerken mit Wärmeauskopplung. Nach 2035 sinken die Erdgas- / H₂-befeueren KWK-Kapazitäten sukzessive auf etwa 23 GW_{el} im Jahr 2045 ab.

Abbildung 2-84: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von KWK-Anlagen in Deutschland



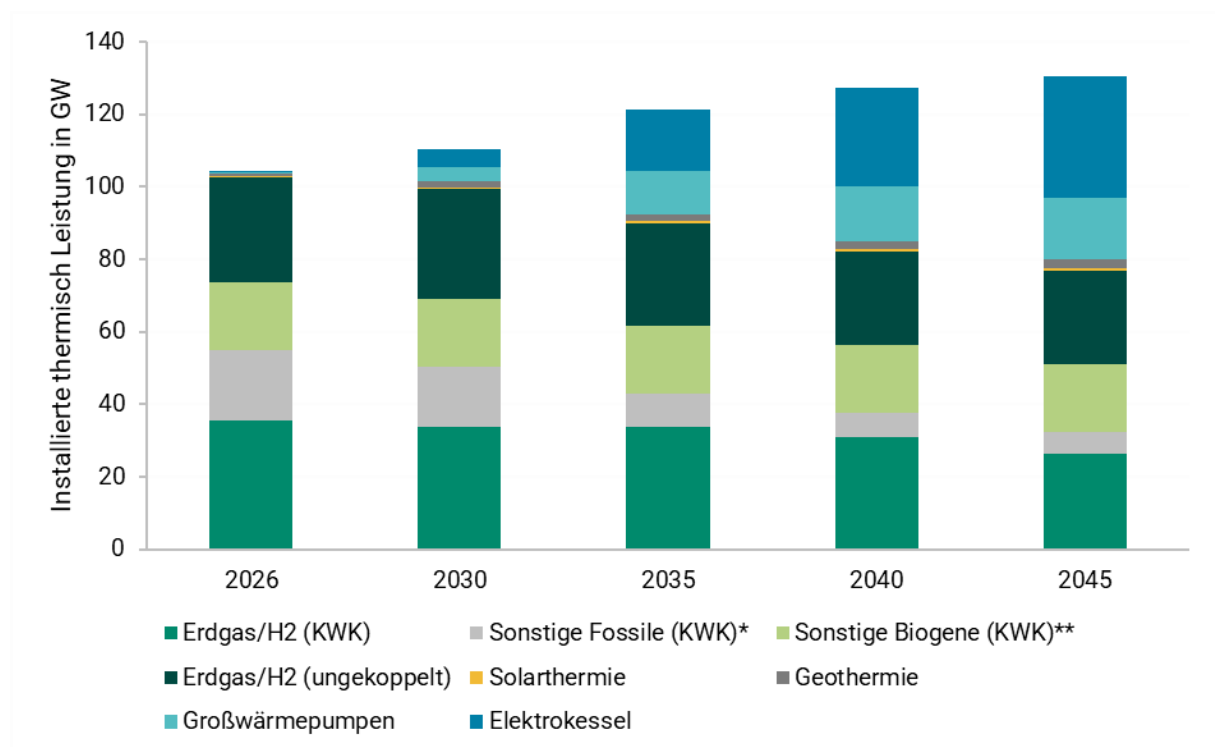
* Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

Die Entwicklung der installierten thermischen Leistung gekoppelter und ungekoppelter Wärmeerzeuger ist in Abbildung 2-85 dargestellt. Insgesamt steigt die thermische Leistung im Betrachtungszeitraum kontinuierlich von rund 104 GW_{th} im Jahr 2026 auf etwa 130 GW_{th} im Jahr 2045 an. Treiber dieser Entwicklung ist insbesondere der Ausbau von Power-to-Heat-Technologien, wie Großwärmepumpen und Elektrokesseln. Deren installierte thermische Leistung erhöht sich von unter 1 GW_{th} im Jahr 2026 auf über 50 GW_{th} im Jahr 2045. Demgegenüber nimmt die thermische Leistung von KWK-Anlagen auf Basis fossiler und biogener Energieträger im Zeitverlauf ab – von etwa 74 GW_{th} im Jahr 2026 über rund 70 GW_{th} im Jahr 2030 auf etwa 51 GW_{th} im Jahr 2045. Innerhalb dieser Entwicklung zeigt sich für Erdgas- / H₂-befeuerte KWK-Anlagen, dass der Anlagenbestand von 35 GW_{th} im Jahr 2026 bis 2035 weitgehend konstant bleibt und anschließend auf etwa 26 GW_{th} im Jahr 2045 sinkt. Eine vergleichbare Entwicklung ist bei Erdgas- / H₂-befeueren Heizkesseln zu beobachten, deren Bestand bis 2035 mit rund 29 GW_{th} weitgehend konstant bleibt und sich anschließend bis 2045 auf etwa 26 GW_{th} reduziert. Solarthermische und geothermische Anlagen verzeichnen zwar einen Anstieg von etwa 1 GW_{th} im Jahr 2026 auf rund 3,2 GW_{th} im Jahr 2045, nehmen im Gesamtsystem jedoch weiterhin eine untergeordnete Rolle ein.

Die weitgehend konstante bzw. leicht rückläufige Entwicklung der thermischen Leistung von Erdgas- / H₂-befeueren KWK-Anlagen bei gleichzeitig zunehmender elektrischer Leistung deutet auf eine veränderte Ausrichtung innerhalb des Anlagenportfolios hin. Perspektivisch gewinnen Anlagenkonzepte an Bedeutung, die eine stärkere stromseitige Flexibilität ermöglichen und mit einer moderateren wärmeseitigen Auslegung (d.h. höhere Stromkennzahlen) einhergehen.

Abbildung 2-85: Entwicklung der installierten thermischen Leistung in Deutschland



* Braun- und Steinkohle, Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll

** inklusive biogener Anteil Müll

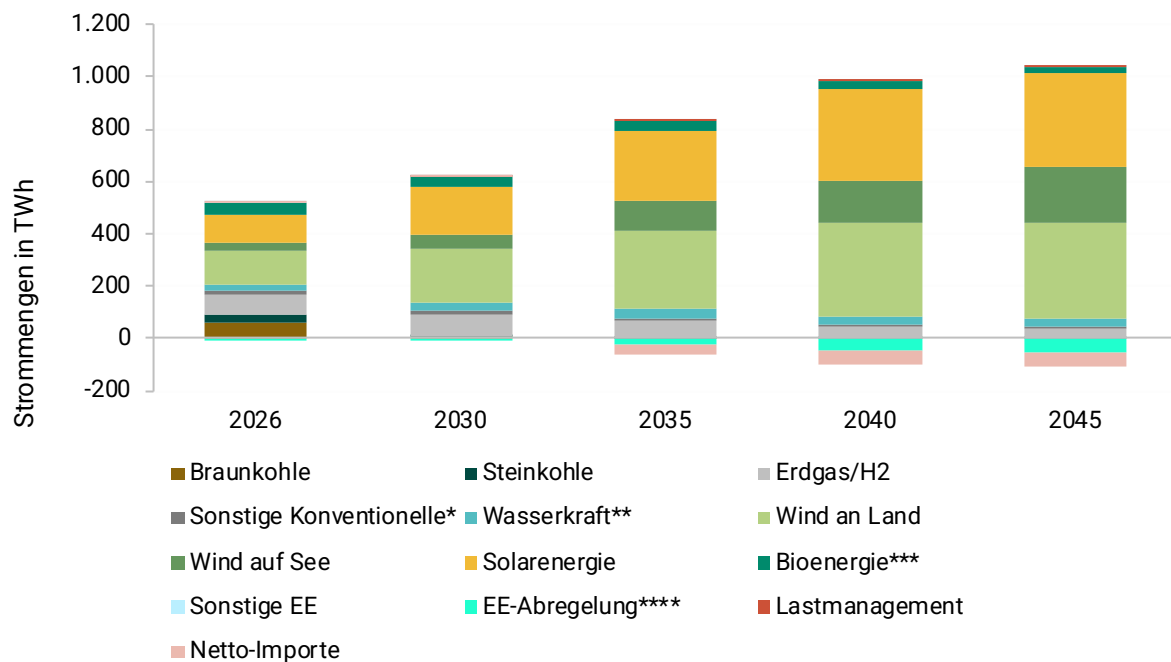
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

Stromerzeugungsbilanz

In Abbildung 2-86 ist die Entwicklung der Stromerzeugung bis 2045 dargestellt. Entsprechend der Entwicklung des Kraftwerksparks sinkt der Anteil der Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke im Zeitverlauf. Die Stromerzeugung durch Braun- und Steinkohle sinkt von ca. 92 TWh_{el} im Jahr 2026 auf ca. 10 TWh_{el} im Jahr 2030 und scheidet ab 2038 vollständig aus dem Markt aus. Aufgrund dieses Rückgangs der Kohle-Stromerzeugung steigt die Erzeugung aus Erdgas- / H₂-befeuelten Anlagen von 72 TWh_{el} im Jahr 2026 auf etwa 82 TWh_{el} im Jahr 2030 mittelfristig an, ehe sie in den darauffolgenden Jahren kontinuierlich bis auf 36 TWh_{el} im Jahr 2045 abnimmt.⁸³

⁸³ In diesem Projekt wurden keine Annahmen zu Preisen für die Verfeuerung von Wasserstoff hinterlegt. Die Erzeugung aus gasbasierten Anlagen wird als Erdgas- / H₂-Erzeugung ausgewiesen, da die Betreiber Wasserstoff einsetzen werden, sobald der Wasserstoffpreis niedriger ist als der Preis von Erdgas zzgl. CO₂-Zertifikaten oder im Falle einer staatlichen Förderung, die die Differenzkosten zw. Erdgas- und H₂-Nutzung ausgleicht (sog. H₂-CfD).

Abbildung 2-86: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland



* Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll

** Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

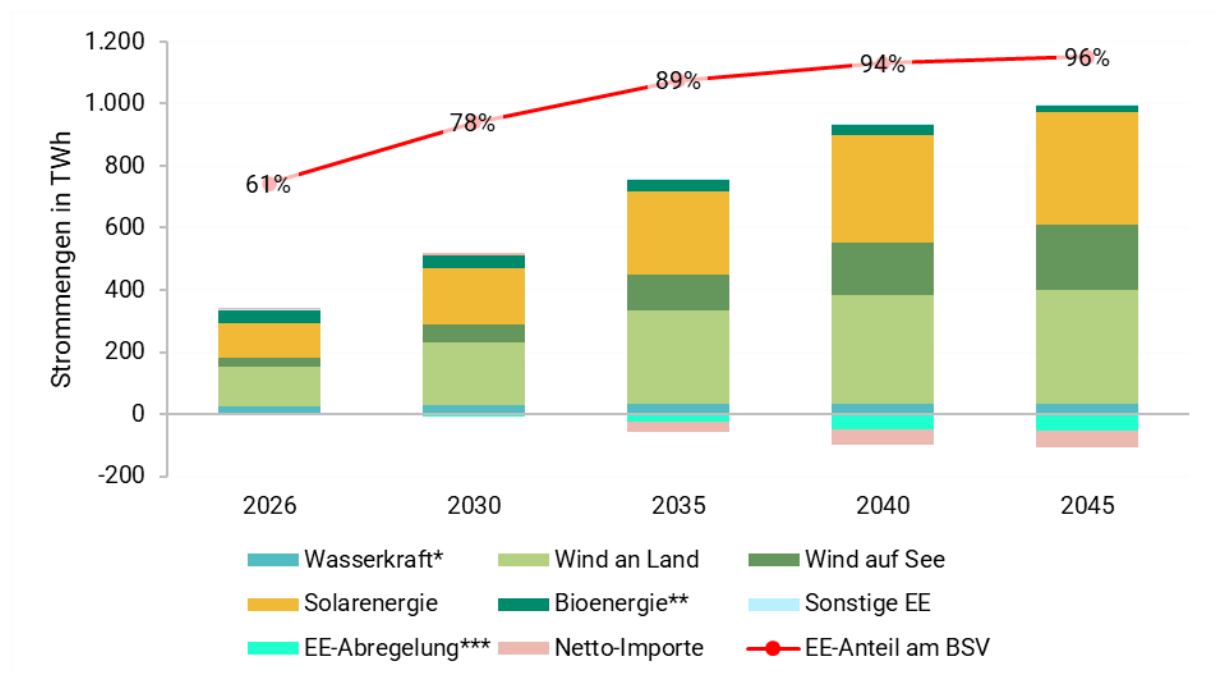
*** inklusive biogener Anteil Müll

**** ausschließlich marktgetriebene EE-Abregelungen

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt bis zum Jahr 2045 kontinuierlich an und wächst dabei stärker als der Bruttostromverbrauch (BSV). Infolgedessen erhöht sich auch der Anteil erneuerbarer Energien am BSV fortlaufend und erreicht im Jahr 2030 rund 78 %. Im weiteren Verlauf steigt dieser Anteil von etwa 89 % im Jahr 2035 über mehr als 95 % im Jahr 2040 auf rund 96 % im Jahr 2045. Begleitend zum ambitionierten Ausbau volatiler erneuerbarer Energieträger kommt es zu einer Zunahme marktbedingter Abregelungen, die bis 2045 ein Niveau von etwa 55 TWh_{el} erreichen. Zudem verändert sich die Stromaußenhandelsbilanz, die langfristig durch Nettoexporte aus Deutschland geprägt ist (vgl. Abbildung 2-87).

Abbildung 2-87: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland



* Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

** inklusive biogener Anteil Müll

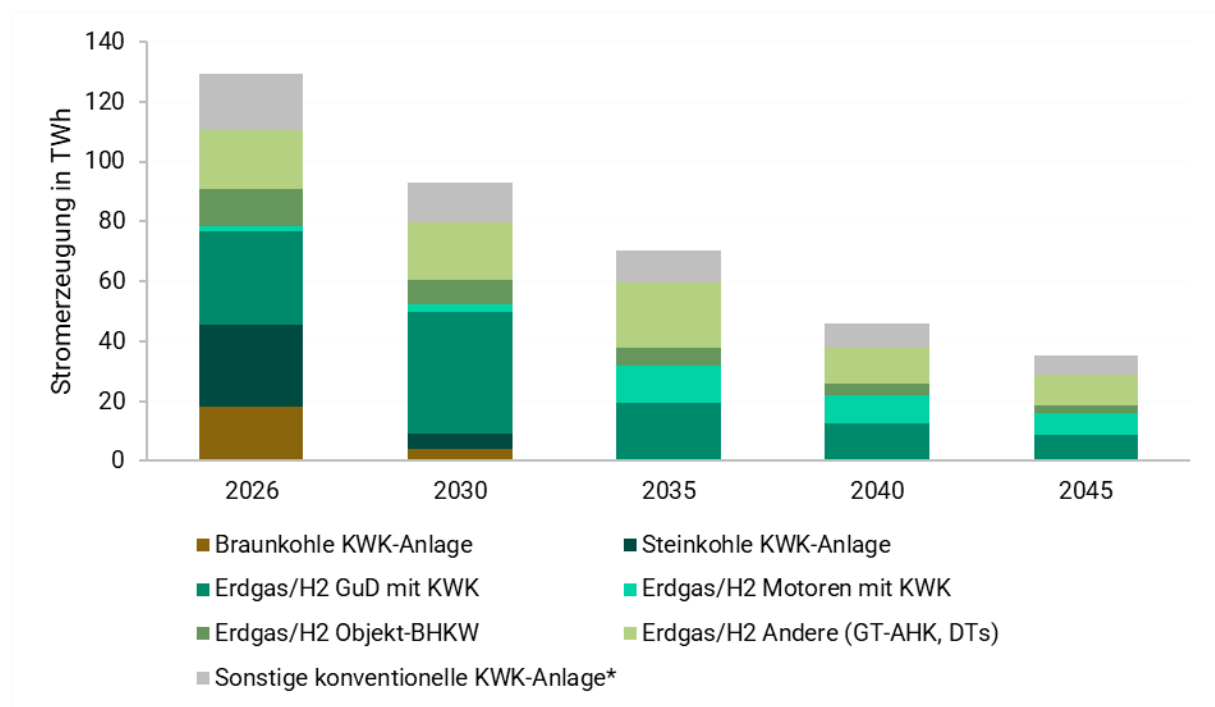
*** ausschließlich marktgetriebene EE-Abregelungen

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

In Abbildung 2-88 ist die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen dargestellt, wie sie sich aus der Modellierung ergibt, wobei sowohl gekoppelte (KWK) als auch ungekoppelte Strommengen aus KWK-Anlagen berücksichtigt sind. Insgesamt sinkt die gesamte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (nicht die sog. KWK-Stromerzeugung⁸⁴) im Betrachtungszeitraum kontinuierlich von etwa 128 TWh_{el} im Jahr 2026 über ca. 93 TWh_{el} im Jahr 2030 auf 36 TWh_{el} im Jahr 2045. Eine Abweichung von diesem Trend ist mittelfristig bis 2030 bei Erdgas- / H₂-basierten KWK-Anlagen zu beobachten, deren Stromerzeugung von ca. 65 TWh_{el} im Jahr 2026 auf etwa 70 TWh_{el} im Jahr 2030 ansteigt, um rückläufige Erzeugungsmengen aus Braun- und Steinkohle sowie anderen fossilen Energieträgern zu kompensieren. Nach 2030 ist jedoch auch hier ein kontinuierlicher Rückgang zu verzeichnen, sodass die Stromerzeugung bis 2045 auf etwa 29 TWh_{el} absinkt. Parallel dazu reduzieren sich die elektrischen Vollbenutzungsstunden dieser Anlagen deutlich: Während sie in den Jahren 2026 und 2030 noch bei etwa 2.600 Stunden pro Jahr liegen, gehen sie bis 2045 auf rund 1.300 Stunden pro Jahr zurück. Dies verdeutlicht die veränderte Rolle der KWK-Anlagen hin zu einem zunehmend flexiblen Betrieb bei gleichzeitig sinkenden Volllaststunden.

⁸⁴ Die ausgewiesene Stromerzeugung ist die gesamte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und ist nicht gleichzusetzen mit der (förderfähigen) sog. KWK-Stromerzeugung, da auch ungekoppelte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen im Kondensationsbetrieb (ohne Wärmeauskopplung) bei Entnahme-Kondensationsanlagen beinhaltet ist,

Abbildung 2-88: Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Deutschland



* Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll
 Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

Wärmeerzeugungsbilanz

Die Entwicklung der Wärmeerzeugung wird differenziert für Wärmenetze der öffentlichen Versorgung einerseits sowie für industrielle und kombinierte Wärmenetze andererseits betrachtet. Abbildung 2-89 stellt die Entwicklung der Wärmeerzeugungsmengen in Wärmenetzen der öffentlichen Versorgung dar.

Solarthermie und Geothermie sowie Potenziale zur Nutzung unvermeidbarer (industrieller) Abwärme werden im Zeitverlauf in moderatem Umfang erschlossen und decken im Jahr 2045 mit rund 15 TWh_{th} etwa 9 % des Gesamtwärmebedarfs in öffentlichen Wärmenetzen. Langfristig wird die Wärmeerzeugung jedoch maßgeblich durch Power-to-Heat-Anlagen geprägt: Großwärmepumpen tragen im Jahr 2045 mit etwa 59 TWh_{th} und Elektrokessel mit rund 40 TWh_{th} zusammen etwa 58 % zur Deckung des Wärmebedarfs bei.

Mittelfristig schlägt sich der Ausbau der elektrischen Leistung sowie die steigende Stromerzeugung aus Erdgas- bzw. H₂-basierten KWK-Anlagen nicht in einer entsprechenden Zunahme der Wärmeerzeugung nieder. Dies unterstreicht die veränderte Ausrichtung des Anlagenportfolios hin zu einer stärkeren stromseitigen Flexibilität. Gleichzeitig werden wegfallende Wärmemengen infolge der Stilllegung kohlebasierter und sonstiger fossiler Kapazitäten sowie durch den veränderten Einsatz gasbasierter KWK-Anlagen durch zusätzliche ungekoppelte Erzeugung auf Basis von Erdgas / Wasserstoff kompensiert. Infolgedessen steigt diese mittelfristig von etwa 18 TWh_{th} im Jahr 2026 auf rund 27 TWh_{th} im Jahr 2030 und 25 TWh_{th} im Jahr 2035. Langfristig werden diese ungekoppelten gasbasierten Erzeugungsmengen durch

den Hochlauf von Power-to-Heat-Technologien weitgehend verdrängt, sodass im Jahr 2045 lediglich etwa 7 TWh_{th} auf ungekoppelte Erdgas- bzw. H₂-basierte Wärmeerzeugung entfallen. Die Wärmeerzeugung aus biogener KWK geht von rund 36 TWh_{th} im Jahr 2026 auf etwa 25 TWh_{th} im Jahr 2035 zurück und bleibt im weiteren Verlauf weitgehend konstant.

Die Wärmeerzeugung aus fossil befeuerten KWK-Anlagen (einschließlich Erdgas- / H₂-basierter KWK) nimmt kontinuierlich ab – von etwa 84 TWh_{th} im Jahr 2026 über rund 67 TWh_{th} im Jahr 2030 auf etwa 21 TWh_{th} im Jahr 2045. Innerhalb dieser Entwicklung ist bei Erdgas- / H₂-befeuerte KWK-Anlagen ein kontinuierlicher Rückgang zu beobachten von etwa 31 TWh_{th} im Jahr 2026 über rund 25 TWh_{th} in den Jahr 2030 und 2035 auf etwa 15 TWh_{th} im Jahr 2045. Insgesamt sinkt der Anteil der KWK an der Wärmeerzeugung in öffentlichen Wärmenetzen deutlich von etwa 82 % im Jahr 2026 über 64 % im Jahr 2030 auf rund 27 % im Jahr 2045.

Abbildung 2-89: Entwicklung der Wärmeerzeugung in öffentlichen Wärmenetzen in Deutschland

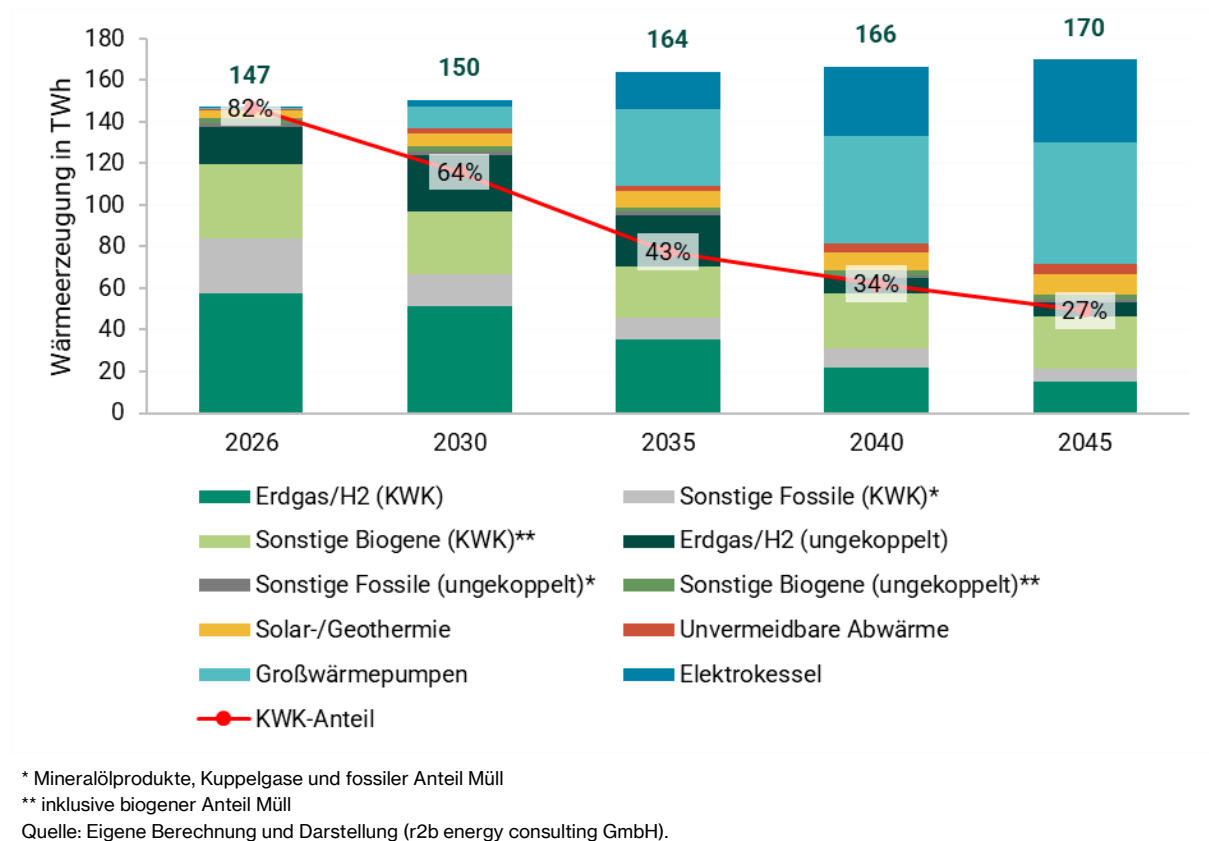
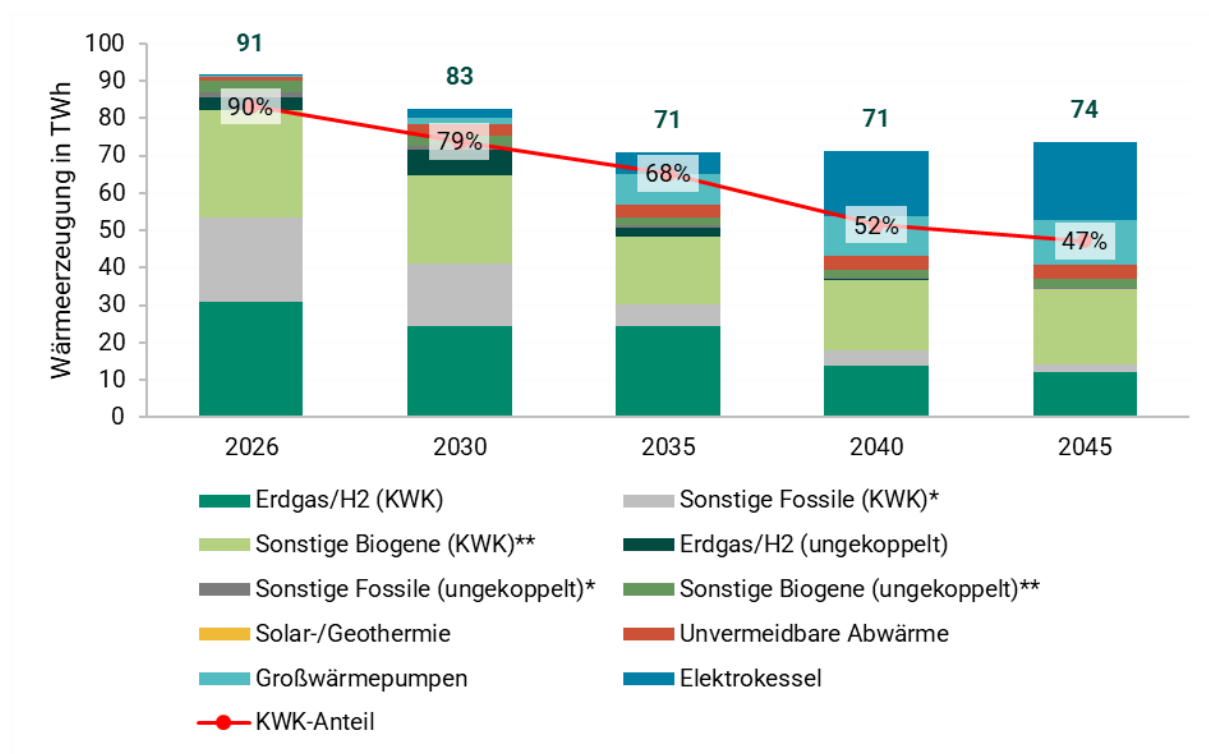


Abbildung 2-90 zeigt die Entwicklung der Wärmeerzeugung in industriellen sowie in kombinierten Wärmenetzen, in denen Industriekraftwerke zusätzlich öffentliche Wärmenetze versorgen (z. B. in Wolfsburg). Entsprechend den zugrunde liegenden Annahmen geht der Wärmebedarf zunächst von rund 91 TWh_{th} im Jahr 2026 über etwa 83 TWh_{th} im Jahr 2030 auf 71 TWh_{th} in den Jahren 2035 und 2040 zurück, bevor er bis 2045 wieder leicht auf etwa 74 TWh_{th} ansteigt.

Die Wärmeerzeugung aus Erdgas- / H₂-basierten KWK-Anlagen nimmt mittelfristig ab und sinkt von etwa 31 TWh_{th} im Jahr 2026 auf rund 25 TWh_{th} in den Jahren 2030 und 2035 sowie weiter auf etwa 12 TWh_{th} im Jahr 2045. Gleichzeitig werden sonstige fossil befeuerte KWK-Anlagen sukzessive aus dem System verdrängt, sodass deren Wärmeerzeugung von etwa 23 TWh_{th} im Jahr 2026 auf lediglich rund 2 TWh_{th} im Jahr 2045 zurückgeht. Ungekoppelte Erdgas- / H₂-basierte Wärmeerzeuger weisen bis 2030 bei weitgehend konstanter installierter (thermischer) Leistung eine steigende Auslastung auf, verlieren jedoch im weiteren Zeitverlauf deutlich an Bedeutung und sind ab 2040 weder hinsichtlich ihrer Leistung noch ihrer Erzeugung relevant. Potenziale zur Nutzung bzw. Rückgewinnung unvermeidbarer industrieller Abwärme werden annahmegemäß nur in begrenztem Umfang erschlossen und decken im Jahr 2045 mit rund 4 TWh_{th} etwa 5 % des Gesamtwärmebedarfs.

Der Einsatz von Power-to-Heat-Technologien ist im industriellen Kontext durch technische Restriktionen begrenzt: Die modellierten Luft-Wasser-Großwärmepumpen können annahmegemäß lediglich Niedertemperaturniveaus unterhalb von 150°C bedienen, was ihren Ausbau einschränkt. Insgesamt erreicht der Anteil von Power-to-Heat an der Wärmeerzeugung in industriellen und kombinierten Wärmenetzen im Jahr 2045 etwa 45 %, wobei rund 12 TWh_{th} auf Großwärmepumpen und etwa 21 TWh_{th} auf Elektrokessel entfallen. Der Anteil der KWK an der Wärmeerzeugung geht auch in diesen Netzen zurück, allerdings weniger stark als in öffentlichen Wärmenetzen und sinkt von etwa 90 % im Jahr 2026 auf rund 47 % im Jahr 2045.

Abbildung 2-90: Entwicklung der Wärmeerzeugung in industriellen und kombinierten Wärmenetzen in Deutschland



* Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll

** inklusive biogener Anteil Müll

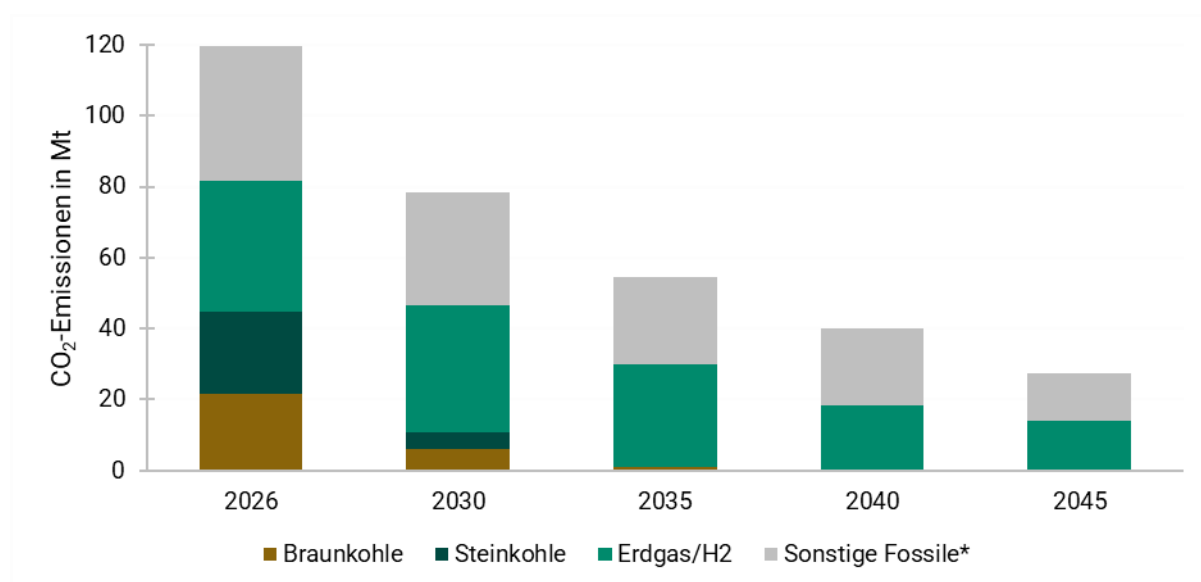
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

CO₂-Emissionen

In der vorliegenden Analyse wird keine Aussage über das Ausmaß der Verwendung von Wasserstoff von gasbasierten Anlagen in der Strom- und Wärmeversorgung und deren Wirtschaftlichkeit getroffen.⁸⁵ Die ausgewiesenen CO₂-Emissionen der Erdgas- / H₂-befeuelten Erzeugungsanlagen sind daher als Maximalwerte zu verstehen, die dann zustande kommen würden, wenn kein (teilweiser) Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff erfolgt.

In Abbildung 2-91 sind die CO₂-Emissionen aus KWK-Anlagen in Deutschland ohne die Berücksichtigung von reinen Strom- bzw. reinen Wärmeerzeugungsanlagen abgebildet. Getrieben durch Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie von Anlagen mit sonstigen fossilen Energieträgern, sinken die CO₂-Emissionen aus KWK-Anlagen von 120 Megatonnen CO₂ im Jahr 2026 auf maximal 79 Megatonnen CO₂ im Jahr 2030 und sind auch in den folgenden Jahren weiter rückläufig. Bis zum Jahr 2045 sinken die CO₂-Emissionen aus KWK-Anlagen auf maximal 27 Megatonnen CO₂.

Abbildung 2-91: Entwicklung der CO₂-Emissionen von KWK-Anlagen in Deutschland



* Mineralölprodukte, Kuppelgase und fossiler Anteil Müll

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung (r2b energy consulting GmbH).

Fazit

Die Untersuchung der künftigen Rolle der KWK mittels einer Energiesystemmodellierung mit Modell-endogenen Investitions- und Einsatzentscheidungen zu KWK-Anlagen, Kondensationskraftwerken, offenen Gasturbinen und ungekoppelter Wärmebereitstellung mittels Erdgas- oder Elektro-Kesseln zeigt, dass die flexibilisierte KWK auch langfristig einen

⁸⁵ In diesem Projekt wurden keine Annahmen zu Preisen für die Verfeuerung von Wasserstoff hinterlegt. Die Erzeugung aus gasbasierten Anlagen wird als Erdgas- / H₂-Erzeugung ausgewiesen, da die Betreiber Wasserstoff einsetzen werden, sobald der Wasserstoffpreis niedriger ist als der Preis von Erdgas zzgl. CO₂-Zertifikaten oder im Falle einer staatlichen Förderung, die die Differenzkosten zw. Erdgas- und H₂-Nutzung ausgleicht (sog. H₂-CfD).

bedeutenden Beitrag im Stromversorgungssystem und in der Wärmeversorgung von Fernwärmenetzen und in der Industrie leistet. Die modellgestützte Analyse zur Entwicklung der KWK zeigt insbesondere auf, dass die flexibilisierte KWK mit zukünftig geringerer Auslastung und flexiblerer Fahrweise im Wettbewerb mit den relevanten Konkurrenz- bzw. Komplementärtechnologien einen relevanten und effizienten Beitrag in der Strom- und Wärmeversorgung leistet. Damit bestätigen die Modellierungsergebnisse die Erkenntnisse aus der Metaanalyse zur künftigen Rolle der KWK im Energiesystem (vgl. Abschnitt 2.5.1).

Während die Steinkohle-KWK bis 2035 und die Braunkohle-KWK bis 2038 vollständig stillgelegt werden, steigt die elektrische Leistung Erdgas- / H₂-betriebener KWK-Anlagen im Zeitverlauf von 2026 bis 2035 von 25 GW auf 29 GW an. Danach ist die installierte Leistung Erdgas- / H₂-betriebener KWK leicht rückläufig und beträgt in 2045 ca. 23 GW.

Gleichzeitig sinkt die Auslastung der Erdgas- / H₂-betriebenen KWK im Zeitverlauf kontinuierlich ab, was einerseits auf die Ausweitung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen und andererseits auf die zunehmende elektrifizierte ungekoppelte Wärmebereitstellung mittels Großwärmepumpen und E-Kesseln zurückzuführen ist. So liegt die elektrische Auslastung der gasbetriebenen KWK in den Jahren 2026 und 2030 noch bei etwa 2.600 Vollbenutzungsstunden (VBS) pro Jahr und geht bis 2045 auf rund 1.300 VBS pro Jahr zurück. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen sinkt im Betrachtungszeitraum kontinuierlich von etwa 128 TWh_{el} im Jahr 2026 über ca. 93 TWh_{el} im Jahr 2030 auf 36 TWh_{el} im Jahr 2045. Lediglich bei Erdgas- / H₂-basierten KWK-Anlagen steigt die Stromerzeugung von ca. 65 TWh_{el} im Jahr 2026 auf etwa 70 TWh_{el} im Jahr 2030 an, um rückläufige Erzeugungsmengen aus Braun- und Steinkohle sowie anderen fossilen Energieträgern zu kompensieren. Nach 2030 ist jedoch auch hier ein kontinuierlicher Rückgang zu verzeichnen, sodass die Stromerzeugung Erdgas- / H₂-basierten KWK-Anlagen bis 2045 auf etwa 29 TWh_{el} absinkt.

Die Wärmeerzeugung aus Erdgas- / H₂-basierten KWK-Anlagen nimmt mittelfristig ab und sinkt von etwa 88 TWh_{th} im Jahr 2026 auf rund 76 TWh_{th} im Jahr 2030 und bis 2035 weiter auf 60 TWh_{th}. Im Jahr 2045 beträgt die Wärmeerzeugung aus Erdgas- / H₂-basierten KWK-Anlagen etwa 27 TWh_{th} im Jahr 2045. Gleichzeitig werden sonstige fossil befeuerte KWK-Anlagen sukzessive aus dem System verdrängt, sodass deren Wärmeerzeugung von etwa 49 TWh_{th} im Jahr 2026 auf lediglich rund 8 TWh_{th} im Jahr 2045 zurückgeht.

3 Handlungsempfehlungen

Entsprechend den aktuellen politischen Zielen gehen wir von einer Verlängerung und Novellierung des KWKG aus. Dabei schlagen wir folgende Anpassungen vor.

Weiterführung KWK und Berücksichtigung von klimaneutralen Brennstoffen

KWK-Anlagen tragen bei einer flexiblen Fahrweise dazu bei Brennstoff und Emissionen zu sparen. Auch langfristig wird trotz hohem Ausbau von erneuerbaren Energien, Speichern und Flexibilität ein Residuallastbedarf (Strom) verbleiben, der aus Kosten- und Ressourcengründen mit brennstoffbasierten Kraftwerken bzw. Heizkraftwerken abgedeckt wird.

Dieser Residualstrombedarf wird in Deutschland vor allem im Winterhalbjahr, in kälteren Phasen mit hohem Wärmebedarf mit Hochdruckeinfluss auftreten. Damit kann KWK auch in Zukunft eine wichtige Rolle im Energiesystem einnehmen.

Mittel- und langfristig wird der Einsatz von klimaneutralen Brennstoffen für die Erreichung der Klimaziele notwendig sein. Aktuell gibt es kein Instrument, um den Hochlauf von klimaneutralen Energieträgern im Stromsektor zu skalieren. Das KWKG könnte diese Rolle für den Bereich der besonders effizienten Anlagen übernehmen.

Wir empfehlen im KWKG einen Förderansatz für den Einsatz von Wasserstoff und klimaneutralen Brennstoffen zu entwickeln und einzuführen. Dabei gilt es insbesondere die anfänglichen Mehrkosten der Brennstoffe im Vergleich zu Erdgas (inkl. der CO₂-Kosten) zu kompensieren. Damit eine Umstellung auf Wasserstoff möglich ist, muss einerseits die Anlagentechnik entsprechend ausgelegt sein, andererseits auch die Versorgung der KWK-Anlage an ihrem Standort mit Wasserstoff durch eine Anbindung an ein zukünftiges Wasserstoffnetz gewährleistet sein. Die Kriterien dafür sollten über die bisherige Formulierung im KWKG (Umrüstung auf Wasserstoff mit höchstens 10% der Investitionskosten einer Neuanlage) hinaus konkretisiert werden. Denkbar sind hier zum Beispiel eine Zertifizierung für die Anlagentechnik und eine Abstandsregelung zum Wasserstoff-Kernnetz für die Standortwahl.

Mittelfristig ist eine weitere Förderung von Erdgas-KWK-Anlagen sinnvoll. Langfristig ist ein Auslaufen der Förderung von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen aber notwendig. Aus heutiger Sicht ist 2040 als Enddatum für die Förderung fossiler Erzeugung plausibel.

Ausgehend von der im Klimaschutzgesetz angestrebten 88%-igen Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2040 kann aus Szenarien abgeleitet werden, dass für den Sektor Energiewirtschaft und damit für die Stromerzeugung nur geringe Restemissionen für 2040 verbleiben. Eine Förderung einer Erdgas-Nutzung über 2040 hinaus würde zu Fehlanreizen führen. Die finale Festlegung des Förderendes sollte entsprechend den Sektorzielen im KSG erfolgen.

Ein Brennstoffwechsel von Erdgas auf Wasserstoff bzw. klimaneutrale Brennstoffe sollte auch während der KWK-Förderzeit möglich sein und idealerweise angeregt werden. Die Details dazu müssen ausgestaltet werden. Dies gilt auch für KWK-Anlagen, die zum vorgeschlagenen Ende der Erdgasförderung ihr Stundenkontingent noch nicht ausgeschöpft haben.

Ergänzend könnte auch die Förderung für Anlagen, die ab 2030 in Betrieb gehen, schrittweise gestaucht werden, sodass sich die Förderdauer im Erdgasbetrieb verkürzt. Die Stauchung sollte so ausgestaltet werden, dass Anreize erhalten bleiben die Anlagen früh in Betrieb zu nehmen.

Die Anforderungen der RED III in Hinblick auf die Nachhaltigkeit der eingesetzten Biomasse sollte im KWKG analog zu anderen Gesetzgebungen berücksichtigt werden. U.a. sollte für die Förderung des Einsatzes von für Biogas und Biomethan die Vorrangigkeit der stofflichen Nutzung – wie sie in der RED III mit dem Kaskadenprinzip vorliegt – nachgewiesen werden.

Die Förderkriterien für i-KWK-Systeme sollten überarbeitet werden, sodass die Einschränkungen, die zu einem Förder-Ausschluss führen, nicht der Förder-Intention widersprechen. So entfällt z.B. nach § 19 Abs. 3 KWKAusV die Zuschlagszahlung für das gesamte Kalenderjahr, wenn nicht der gesamte erzeugte Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Hier könnte z.B. ein pragmatischer Grenzwert von zum Beispiel 2 % der Gesamterzeugung die Testung der Schwarzstartfähigkeit erlauben.

Förderstruktur

Im Moment gibt es im KWKG für die Anlagenförderung im Wesentlichen drei Bereiche mit unterschiedlichen Ansätzen.

- Für die Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung bis einschließlich 500 kW gelten kleinteilig differenzierte Fördersätze, für die Eigennutzung (bis 50 kW_{el}) sowie die Netzeinspeisung. Eine Stromeigennutzung ist bei den Anlagen bis 500 kW_{el} parallel zur KWKG-Förderung möglich.
- Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 500 kW bis einschließlich 50 MW_{el} bieten in Ausschreibungen auf die Höhe der KWK-Förderung. Zudem ist eine 100 % Netzeinspeisung der Anlagen als Förderbedingung festgelegt (ausgenommen sind nachgerüstete KWK-Anlagen).
- Für Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 MW gelten feste, Zuschlagssätze

Wir schlagen eine Vereinheitlichung und größenklassenneutralere Ausgestaltung der Förderung vor. Die Fördersätze für Anlagen im Segment unter 500 kW_{el} erhalten dann eine einheitliche Förderung, die sich an den Ergebnissen der letzten Ausschreibungsrunden orientiert. Analog zum Ausschreibungssegment werden die gleichen Anforderungen (u.a. Netzeinspeisung) auf die Anlagen unter 500 kW_{el} übertragen, ggf. müssen einzelne Anforderungen auf Umsetzbarkeit und Verhältnismäßigkeit geprüft werden. Damit wird neben einer Vereinfachung der Förderstruktur eine stärker strommarktorientierte Fahrweise der Anlagen angereizt.

Modernisierungen

Neben Neuanlagen fördert das KWKG auch Modernisierungen von KWK-Anlagen. Bisher gab es drei Stufen in Abhängigkeit der Kosten der Modernisierung in Bezug auf die Kosten für eine entsprechende Neuerrichtung. Ab einer Kostenschwelle von 10 % wird bisher die Förderung für Dampfsammelschienen-KWK-Anlage für 6.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) gewährt, ab einer Kostenschwelle von 25 % für alle KWK-Anlagen für 15.000 Vbh (also halb so lang wie bei Neuanlagen) und ab 50 % Modernisierungskosten im Vergleich zum Neubau, wird die Modernisierung genau wie ein entsprechender Neubau gefördert⁸⁶.

Wir schlagen vor, die starren Grenzen bei der Modernisierungsförderung aufzulösen und zwischen 25 und 50% Modernisierungskosten die förderfähigen Stunden prozentual an die Neubauförderung anzulehnen. Das bedeutet bei 25 % Kosten werden 7.500 Stunden gefördert, bei 40 % 12.000 Stunden und bei 50 % 15.000 Stunden. Auch wenn die Kosten über 50 % liegen, wird die Förderung bei 15.000 Stunden gekappt. Für Modernisierungen von KWK-Anlagen mit Dampfsammelschienen soll die Förderung weiterhin ab einer Kostenschwelle von 10% erfolgen.

Flexibilisierung

Eine möglichst flexible Fahrweise ist Voraussetzung damit KWK-Anlagen ihren Effizienzvorteil und damit das Potenzial zur Senkung der Gesamtsystemkosten und des Brennstoffbedarf realisieren können. Viele KWK-Anlagen werden heute bereits sehr flexibel entsprechend den Preissignalen des Strommarktes gefahren.

Allerdings gibt es im Bereich der Eigenerzeugung KWK-Anlagen, deren Betrieb primär auf den Strom- und Wärmebedarf der versorgten Betriebe oder Objekte ausgelegt ist. Das kann dazu führen, dass die KWK-Anlagen auch bei negativen Börsenstrompreisen weiter produzieren. Das ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

Folgende Vorschläge adressieren die Flexibilität von KWK-Anlagen.

- Übertragung der neuen Regelung zur Flexibilisierung von Biogas-Anlagen nach § 51b EEG auch ins KWKG. Dort wird die Förderung bei schwach positiven Strompreisen ($\leq$ unter 2 Cent pro Kilowattstunde) ausgesetzt. Im KWKG gilt bisher eine Grenze von 0 Cent pro Kilowattstunde. Dabei ist der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien zu berücksichtigen. Daher sollte ein Wert höher > 2 Cent pro Kilowattstunde gewählt werden.
- Fokussierung der KWK-Förderung auf Anlagen, die ihren Strom flexibel in den Strommarkt einspeisen. Das aktuelle KWKG fördert auch KWK-Stromerzeugung, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, bei Anlagen unter 100 kW, bei einer Lieferung an Kundenanlagen bzw. über geschlossene Verteilernetze sowie den Selbstverbrauch in stromkostenintensiven Betrieben. Anlagen, die eigenverbrauchsoptimiert betrieben werden, reagieren nur beschränkt auf Preissignale aus dem Strommarkt und führen zu einer aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizienten Fahrweise.

⁸⁶ Es gelten weitere zeitliche Einschränkungen, ab wann förderfähige Modernisierungen anerkannt werden.

Daher schlagen wir vor die Regelungen § 7 Abs. 2 KWKG anzupassen.

Bau und Integration von Elektrokesseln in Wärmenetzen und Unternehmen: Im KWKG ist im § 7b bereits eine Investitionsförderung für E-Kessel vorgesehen, die allerdings Beihilferechtlich nicht genehmigt wurde. Nach der Entscheidung des Europäischen Gerichtshof vom 9.7.2026, dass die Förderung im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) keine staatliche Beihilfe ist, sollte die Förderung von E-Kesseln möglichst schnell für neue Projekte nutzbar gemacht werden. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass der Einsatz von Elektrokesseln aufgrund von fehlenden regionalen Strompreissignalen auf der Großhandelsebene, Netzengpässe verstärken kann. Eine regionale Steuerung bei der Einführung des Bonus wäre daher zu überprüfen.

Fördertatbestände: Wärmenetze, Speicher und erneuerbare Wärme

Neben KWK-Anlagen fördert das KWKG auch den Ausbau von Wärme- und Kältenetzen und Speichern, sowie in Form der innovativen KWK-Systeme auch den Hochlauf von erneuerbar erzeugter Fernwärme. Damit ergeben sich insbesondere bei den Wärmenetzen und Speichern Überschneidungen mit der Förderung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW).

Wir schlagen vor die Förderung der Wärme- und Kältenetze sowie der Speicher im KWKG fortzuführen. Die Förderung ist in der Praxis gut eingespielt und stellt als verlässliche und haushaltunabhängige Fördersäule eine Basis für Investitionen in die Energieinfrastruktur dar.

Der im KWKG § 27 Abs. 2 eingeführte Deckel von 150 Millionen Euro pro Kalenderjahr für die Summe der Zuschlagszahlungen für Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher wird in den Jahren 2024 und 2025 deutlich überschritten, zum einen durch den erfolgreich angereizten stärkeren Wärmenetzausbau infolge der kommunalen Wärmeplanung, aber auch durch die höheren spezifischen Baukosten. Wir empfehlen deshalb eine Anpassung des Deckels für dieses Fördersegment auf 500 Millionen Euro, unter der Maßgabe, dass der Gesamtdeckel des KWKGs von 1,8 Milliarden Euro nicht überschritten wird.

Der im § 7a geregelte Bonus für innovative erneuerbare Wärme wird in der Praxis bisher kaum nachgefragt (nur ein Projekt bisher). Dieser Bonus wurde vor dem Inkrafttreten der BEW eingeführt und sollte den Hochlauf von erneuerbarer Wärmeeinspeisung durch eine Betriebskostenförderung anreizen. Die Grundidee dieser Förderung ist in die BEW eingeflossen und funktioniert dort erfolgreich. Vor diesem Hintergrund sollte die Förderung innovativer erneuerbarer Wärme im KWKG reformiert und an die aktuelle Situation seit dem Inkrafttreten der BEW angepasst werden. Wir schlagen vor zu prüfen, inwieweit Doppelungen zwischen dem KWKG und der BEW aus Parametrisierung- und Anreizsicht aufgelöst werden sollten und in welchen Bereichen weiterhin die Möglichkeit der Förderung über eines der beiden Vehikel aufrechterhalten werden sollte. In diesem Zusammenhang soll untersucht werden, in welchen Bereichen noch Lücken für die kosten- und ressourceneffiziente sowie auf Klimaschutz ausgerichteten Transformation der Wärmebereitstellung bestehen, wo weitere Fördertatbestände ins KWKG aufgenommen werden sollten, und welche weiteren Anpassungen damit verbunden wären.

Im Bereich von Biogasanlagen gibt es neben dem Ausbau von Wärmenetzen zur besseren Nutzung der anfallenden Wärme auch die technische Option, statt der Wärme das Rohbiogas von

Biogasanlagen zu den Wärmesenken zu transportieren und dort dann mit Hilfe von Satelliten-BHKWs verbrauchsnahe zu nutzen und Strom und Wärme zu erzeugen. Im Vergleich zu Wärmeleitungen sind Rohbiogasleitungen kostengünstiger. Da es für die Wärmeleitungen eine Förderung gibt und für Biogasleitungen keine, gibt es hier eine Verzerrung. Wir schlagen vor, die Förderung von Rohbiogasleitungen zu prüfen. Analog dazu schlagen wir auch vor Rohgasleitungen von Kläranlagen und bei Deponie- und Grubengas zu Satelliten-BHKW zu fördern, um auch dort eine bessere KWK-Ausnutzung möglich zu machen und eine im Vergleich zum Bau von Wärmenetzen kostengünstigere Option anzureizen.

Neu: Förderansatz für den Einsatz von Wasserstoff und klimaneutralen Brennstoffen

Mittel- und langfristig ist eine Umstellung der heute vorwiegend mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen auf klimafreundlichen Wasserstoff oder andere klimafreundliche Energieträger notwendig. Das KWKG bietet als Instrument gute Voraussetzungen um den Hochlauf dieser neuen Energieträger zu begleiten. Zumindest mittelfristig ist mit einem Förderbedarf aufgrund der höheren Brennstoffkosten auszugehen.

Da das KWKG nur gekoppelte und damit effiziente Strom- und Wärmeerzeugung fördert, würde der relativ teure Brennstoff bestmöglich genutzt werden und man hätte pro eingesetzter Brennstoffmenge bzw. auch Fördermenge einen möglichst hohen Output an klimafreundlich hergestellten Strom und Wärme.

Aufgrund der Finanzierung des KWKG über eine Umlage, würde die Förderung den Haushalt nicht belasten und würde den Akteuren eine große Sicherheit geben, da keine Förderstopps bei angespannten Haushaltssituationen zu befürchten wären.

Auch die im Aufbau befindliche Wasserstoffinfrastruktur spricht für eine Verzahnung mit dem KWKG. Das Wasserstoffkern so geplant, dass neben industriellen Abnehmern auch größere Gas-KWK-Standorte gut abgedeckt werden.

Neben den Dimensionen Versorgungssicherheit durch die Reduktion von notwendigen Erdgas-Energieimporten kann der Hochlauf der Nutzung von Wasserstoff in Kraftwerken auch industriepolitisch wichtige Impulse liefern. In Europa und Deutschland gibt es sehr starke Player im Motorenbereich und mit Siemens Energy einen der drei weltweit führenden Hersteller von Gasturbinen. Für die Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnologien und zur Behauptung der Spitzenpositionen im internationalen Wettbewerb kann der Heimatmarkt eine entscheidende Rolle spielen.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Entwicklung der Netto-KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024	12
Tabelle 2-2: Fernwärmeerzeugung (netto) im Zeitraum 2016 bis 2024 in TWh	18
Tabelle 2-3: Gesamte netzgebundene Wärme (netto) in Deutschland im Zeitraum 2016 bis 2024 in TWh	19
Tabelle 2-4: Inbetriebnahme Datum und Leistung bestehender Power-to-Heat-Anlagen	25
Tabelle 2-5: Typische KWK-Technologien	33
Tabelle 2-6: Projektphasen für genehmigungsbedürftige KWK-Neubauanlagen	35
Tabelle 2-7: Brennstoffspezifische CO ₂ -Emissionsfaktoren für KWK-Anlagen im Jahr 2024	38
Tabelle 2-8: Anzahl und Leistung der beim BAFA zugelassenen KWK-Anlagen nach Größenklassen und Inbetriebnahmejahr (Stand: 01.05.2025)	47
Tabelle 2-9: Spezifische mittlere Fördersätze für KWK-Anlagen	48
Tabelle 2-10: Geförderte Anlagen nach Energieträgern	49
Tabelle 2-11: Geförderte Anlagen nach Größenklassen – Anlagenanzahl über 50 kW _{el}	50
Tabelle 2-12: Geförderte Anlagen nach Größenklassen – KWK-Nettostromerzeugung über 50 kW _{el}	51
Tabelle 2-13: Geförderte Anlagen mit Kohleersatz-Bonus	58
Tabelle 2-14: Geförderte Anlagen nach Ausschreibungen	60
Tabelle 2-15: Maßnahmenswerpunkte nach Brennstoffart KWK (Bezug: Trassen-km 2009–2022)	66
Tabelle 2-16: Investitionskosten in KWK-Anlagen nach Größenklasse und Inbetriebnahmejahr	74
Tabelle 2-17: Übersicht über bisherige Ausschreibungen im KWK-Segment	80
Tabelle 2-18: Größenklassen der erfolgreichen Gebote in KWK-Ausschreibungen	82

Tabelle 2-19: Übersicht über bisherige Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme	83
Tabelle 2-20: Größenklassen der erfolgreichen Gebote für innovative KWK-Systeme	85
Tabelle 2-21: Vergleichstechnologien in der Wärmebereitstellung und gesetzliche Vorgaben	90
Tabelle 2-22: Netto-Emissionsfaktoren der Referenzsysteme zur Bereitstellung von Strom und Wärme	92
Tabelle 2-23: Kennzahlen typischer KWK-Anlagenkonstellationen	95
Tabelle 2-24: Auswahl der Vergleichssysteme für typische Anlagenkonstellationen	96
Tabelle 2-25: Zuschlagssätze nach Größenklassen im KWKG 2025 in Cent/kWh	119
Tabelle 2-26: Parameter der betrachteten KWK-Anlagen in der Objektversorgung	119
Tabelle 2-27: Parameter der betrachteten Anlagen der öffentlichen Versorgung	120
Tabelle 2-28: Betrachtete Abnahmefälle in der Objektversorgung	120
Tabelle 2-29: Energie- und CO ₂ -Preise für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Jahr 2025	121
Tabelle 2-30: Endkundenpreise Erdgas, real, Brennwert, ohne MwSt., Steuern, CO ₂ -Preisauflage (BEHG)	122
Tabelle 2-31: Endkundenpreise Strom, real	123
Tabelle 2-32: Wärmeerlöse	126
Tabelle 2-33: Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen: Private Haushalte bis 5 kW	128
Tabelle 2-34: Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen: GHD bis 100 kW	128
Tabelle 2-35: Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen: Industrieanlagen außerhalb der BesAR und größer als 100 kW	129
Tabelle 2-36: Projektrendite und LCOEs für Neuanlagen 2025 mit KWK-Zuschlag (inkl. ETS)	130
Tabelle 2-37: Vergleich von Pre- und Post-Combustion-Ansätzen zur Dekarbonisierung der KWK	144
Tabelle 2-38: Brennstoffmix und Anteil erneuerbarer Energien an der KWK-Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen	155

Tabelle 2-39: Zusätzlich mobilisierbares technisches Potenzial an Rest- und Abfallstoffen für Biogas und Restholz von Flächen (nur Stoffflüsse mit den relevantesten Beiträgen aufgeführt)

167

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen	6
Abbildung 2-2: Relative Anteile an der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen	7
Abbildung 2-3: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern	8
Abbildung 2-4: Entwicklung der Stromerzeugung aus Kohle im Zeitraum 2010 bis 2024	9
Abbildung 2-5: Relative Anteile an der KWK-Stromerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern	9
Abbildung 2-6: Monatliche KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung im Jahr 2024	10
Abbildung 2-7: Monatliche Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung im Jahr 2024 (ohne KWK)	11
Abbildung 2-8: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen	14
Abbildung 2-9: Relative Anteile an der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Berichtskreisen	15
Abbildung 2-10: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern	16
Abbildung 2-11: Relative Anteile an der KWK-Wärmeerzeugung im Zeitraum 2010 bis 2024 nach Energieträgern	17
Abbildung 2-12: Anzahl - und Planungsstand für solare Wärmenetze in Deutschland	21
Abbildung 2-13: Anzahl Neuerrichtungen und installierte Leistung von Power-to-Heat-Anlagen 2012 bis 2025 nach Jahr	23
Abbildung 2-14: räumliche Verteilung der bestehenden Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland	24
Abbildung 2-15: Elektrische Leistung (netto) von KWK-Anlagen in Deutschland im Zeitraum 2018 bis 2024 je Energieträger	27

Abbildung 2-16: Elektrische Leistung (netto) bestehender KWK-Anlagen je Bundesland und Energieträger in Deutschland (Stand Oktober 2024)	29
Abbildung 2-17: Elektrische KWK-Leistung nach Energieträger im Marktstammdatenregister (Stand September 2025)	30
Abbildung 2-18: CO ₂ -Emissionen der KWK-Erzeugung im Zeitraum 2003 bis 2024	37
Abbildung 2-19: Fördervolumina für KWK-Stromerzeugung 2013 bis 2024	40
Abbildung 2-20: Geförderte KWK-Stromerzeugung 2013 bis 2024	41
Abbildung 2-21: Neubau sowie Modernisierung, Nachrüstung und Ersatzanlagen von nach dem KWKG geförderten KWK-Anlagen in den jeweiligen Jahren in MW _{el} , 2009-2023	43
Abbildung 2-22: Anteile der Modernisierungskategorien nach Anlagenanzahl, 2013-2023	44
Abbildung 2-23: Anteile der Modernisierungskategorien nach MW _{el} , 2013-2023	45
Abbildung 2-24: Neubau, Modernisierung und Nachrüstung von nach dem KWKG geförderten KWK-Anlagen nach Größenklassen in den jeweiligen Jahren in MW _{el}	46
Abbildung 2-25: Geförderte KWK-Stromerzeugung nach §6(3) in GWh	52
Abbildung 2-26: Geförderte KWK-Stromerzeugung nach §6(3) in Mio. Euro	53
Abbildung 2-27: KWK-Stromerzeugung nach Förderregimen	54
Abbildung 2-28: Entwicklung der Nettostromerzeugung aus Erdgas in der öffentlichen Versorgung	55
Abbildung 2-29: Anzahl der geförderten Anlagen in der Größenklasse 0,4-1,2 MW _{el} nach Inbetriebnahmejahr	61
Abbildung 2-30: Geförderte Anlagen in der Größenklasse 0,8-1,2 MW _{el} nach Inbetriebnahmejahr und elektrischer Leistung	62
Abbildung 2-31: Anzahl Förderfälle Wärmenetze nach dem Jahr der Inbetriebnahme	63
Abbildung 2-32 Wärmenetz-Trassenlängen nach Baumaßnahmen und Jahr der Inbetriebnahme	64
Abbildung 2-33 Wärmenetz-Trassenlängen nach Brennstoffart und Jahr der Inbetriebnahme	65
Abbildung 2-34: Entwicklung des Fernwärmebestandes in Deutschland	67

Abbildung 2-35: Anzahl Wärmespeicher nach Größenklassen und Jahr der Inbetriebnahme	69
Abbildung 2-36 Zubau der Speichervolumen nach Größenklassen und Jahren	70
Abbildung 2-37: Anteile der Wärmespeicher-Größenklassen am geförderten Gesamtvolumen für die Inbetriebnahmejahre 2012 bis 2023	71
Abbildung 2-38: Speichervolumen aller geförderten Speicher nach Bundesländern und räumliche Verteilung der 30 nach Speichervolumen größten durch das KWKG geförderten Wärmespeichern in Deutschland	72
Abbildung 2-39: Investitionskosten für Wärmenetze nach Jahr der Inbetriebnahme	75
Abbildung 2-40: KWK-Zuschlag für die durch das KWKG geförderten Netze je Fördervolumenklasse und Stützjahr	76
Abbildung 2-41: Investition der durch das KWKG geförderten Speicher nach Größenklasse und Jahr der Inbetriebnahme	77
Abbildung 2-42: KWK-Zuschlag für durch das KWKG geförderten Speicher nach Größenklasse und Jahr der Inbetriebnahme	78
Abbildung 2-43: Übersicht über vergangene Ausschreibungen von KWK-Anlagen	81
Abbildung 2-44: Übersicht über bisherige Ausschreibungen für innovativen KWK-Systeme	84
Abbildung 2-45: Netto-CO ₂ -Emissionsfaktor des europäischen Verdrängungsmixes abgeleitet aus Modellierungen für das MMS des Projektionsberichts 2025	92
Abbildung 2-46: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zur GuD 3	99
Abbildung 2-47: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für GuD 3 und ausgewählten Vergleichssysteme	100
Abbildung 2-48: Entwicklung der Emissionsfaktoren für GuD 3 und Bandbreiten für ausgewählte Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren.	101
Abbildung 2-49: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zur GuD 1	102
Abbildung 2-50: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für GuD 1 und ausgewählten Vergleichssysteme	103

Abbildung 2-51: Entwicklung der Emissionsfaktoren für GuD 1 und Bandbreiten für ausgewählte Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren	104
Abbildung 2-52: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zum BHKW 4	105
Abbildung 2-53: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für BHKW 4 und ausgewählten Vergleichssysteme	106
Abbildung 2-54: Entwicklung der Emissionsfaktoren für BHKW 4 und ausgewählten Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 12 Jahren.	107
Abbildung 2-55: Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung und GuD-Kondensationsanlage mit Wärmepumpe bei verschiedenen COPs im Vergleich zum BHKW 2b	109
Abbildung 2-56: Entwicklung der jährlichen Emissionsfaktoren für BHKW 2b und ausgewählten Vergleichssysteme	111
Abbildung 2-57: Entwicklung der Emissionsfaktoren für BHKW 2b und ausgewählten Vergleichssysteme bei kumulierter Betrachtung und einer Nutzungsdauer von 12 Jahren.	112
Abbildung 2-58: Brennstoffeinsätze für verschiedene KWK-Anlagen und Varianten von ungekoppelter Erzeugung derselben Strom- und Wärmemenge im Vergleich	113
Abbildung 2-59: Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Importsaldos im Szenario KNDE	131
Abbildung 2-60: Residuallast in verschiedenen Szenarien (2035 bzw. 2045) in TWh	132
Abbildung 2-61: Saisonale Struktur der Residuallast (2045)	133
Abbildung 2-62: Residuallast in Abhängigkeit der Außentemperatur (2045)	134
Abbildung 2-63: Struktur der brennstoffbasierten Stromerzeugung im KNDE-Szenario im Jahr 2045	135
Abbildung 2-64: Gesamtdarstellung (Mittelwerte in %) der mittleren Auslastung und Redispatch in den Strompreissegmenten	137
Abbildung 2-65: Mittlere Auslastung (in %) der Industriekraftwerke (definiert als Kraftwerke, die größere Wärmemengen an die Industrie liefern)	139

Abbildung 2-66 Mittlere Auslastung und Redispatch KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung	140
Abbildung 2-67 Mittlere Auslastung der Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung	141
Abbildung 2-68 Mittelwert der mittleren saisonalen Auslastung der Kraftwerke in der jeweiligen Kategorie	142
Abbildung 2-69: Dekarbonisierungsoptionen für KWK-Kraftwerke	143
Abbildung 2-70: Vollkosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit der jährlichen Vollbenutzungsstunden	146
Abbildung 2-71: Wasserstoffkernnetz bis 2032 und Abstände von 10 km und 50km & bestehende Erdgas- Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke	153
Abbildung 2-72: KWK-Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen aus erneuerbaren Energien 2013 bis 2024	156
Abbildung 2-73: Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen aus erneuerbaren Energien 2016 bis 2024	157
Abbildung 2-74: Anteil der Biomasse an der KWK-Fernwärmebereitstellung, der KWK-Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen, sowie der Anteil der KWK-Wärme aus fester Biomasse an der KWK-Wärme aus Biomasse insgesamt in den Jahren 2013 bis 2024	158
Abbildung 2-75: Anteil der Biomasse an der Fernwärmebereitstellung, der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen, sowie der Anteil der Wärme aus fester Biomasse an der Wärme aus Biomasse insgesamt in den Jahren 2016 bis 2024	159
Abbildung 2-76: Bioenergie zur energetischen Nutzung im Jahr 2020 in Primärenergie	163
Abbildung 2-77: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland	173
Abbildung 2-78: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland	175
Abbildung 2-79: Entwicklung der maximal im Markt verfügbaren Kohleleistung in Deutschland	177
Abbildung 2-80: Vorgabe der Wärmeerzeugung in öffentlichen Wärmenetzen	182
Abbildung 2-81: Vorgabe der Wärmeerzeugung in industriellen und kombinierten Wärmenetzen	183

Abbildung 2-82: Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Preisen	184
Abbildung 2-83: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung in Deutschland	188
Abbildung 2-84: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von KWK-Anlagen in Deutschland	189
Abbildung 2-85: Entwicklung der installierten thermischen Leistung in Deutschland	190
Abbildung 2-86: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	191
Abbildung 2-87: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland	192
Abbildung 2-88: Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in Deutschland	193
Abbildung 2-89: Entwicklung der Wärmeerzeugung in öffentlichen Wärmenetzen in Deutschland	194
Abbildung 2-90: Entwicklung der Wärmeerzeugung in industriellen und kombinierten Wärmenetzen in Deutschland	195
Abbildung 2-91: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen von KWK-Anlagen in Deutschland	196

Abkürzungsverzeichnis

AFC	Alkaline Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle)
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK
ANK	Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz
BECCS	Bioenergy Carbon Capture and Storage
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUKN	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl von Wärmepumpen)
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DLE	Dry Low Emission (Gasturbinenbrenner-Technologie)
DLN	Dry Low NOx (Gasturbinenbrenner-Technologie)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ETS	Emissions Trading System (Europäischer Emissionshandel)

FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigastunden
H ₂	Wasserstoff
ha	Hektar
IFAM	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
i-KWK	Innovative KWK-Systeme
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KNDE	Szenario Klimaneutrales Deutschland
kW	Kilowatt
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunden
kWh _{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
MaStR	Marktstammdatenregister
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)
Mio.	Million(en)
MW	Megawatt
MW _{el}	elektrische Megawattleistung/-mengen
MWh	Megastunden

MWh _{th}	thermische Megawattleistung/-mengen
NEP	Netzentwicklungsplan
Nox	Stickstoffoxide
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäure-Brennstoffzelle)
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle)
PSW	Pumpspeicherwerk(e)
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
PyPSA	Python for Power System Analysis (Szenariename in Ariadne-Studie)
RED III	Renewable Energy Directive III (EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
REMIND-EU / REMod	Energiesystemszenarien aus Ariadne/Langfristszenarien
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzelle)
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
Vbh	Vollbenutzungsstunde
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VLH	Vollbenutzungsstunden
vNE	vermiedene Netzentgelte
WEO	World Energy Outlook
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Literaturverzeichnis

- 2G Energy (2019): Grüner Wasserstoff wird rückverstromt. Stadtwerk Haßfurt nutzt hochinnovatives Wasserstoff-BHKW. Online verfügbar unter <https://2-g.com/de/referenzen/gruner-wasserstoff-wird-ruckverstromt~cs396>, zuletzt geprüft am 03.03.2023.
- AG Energiebilanzen (Hg.) (2025a): Bilanzen 1990 bis 2030 - Bilanz 2020. Satellitenbilanz erneuerbare Energien 2020. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?_jahresbereich-bilanz=2011-2020, zuletzt aktualisiert am 27.02.2025, zuletzt geprüft am 24.11.2025.
- AG Energiebilanzen (Hg.) (2025b): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt. Zusatzinformationen. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>.
- AG Energiebilanzen (Hg.) (2026): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2025 (in TWh) Deutschland insgesamt. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>.
- AGEB (2015): Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/vorwort.pdf>.
- AGEB (2026): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2024. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin, zuletzt geprüft am 24.02.2024.
- AGEE-Stat (2023): Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland. Hg. v. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) beim UBA. Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/02-2023_agee-stat_monatsbericht_final.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- AGFW (2024): AGFW-Hauptbericht 2023. Frankfurt. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>, zuletzt geprüft am 05.03.2025.
- AGFW (2025a): AGFW-Hauptbericht 2024. Frankfurt. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>, zuletzt geprüft am 05.03.2026.
- AGFW (Hg.) (2025b): Informationen über Power to Heat und Fernwärmespeicher.
- Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023): Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie. Hg. v. Agora Energiewende.
- Agora Think Tanks; Prognos AG; Öko-Institut e. V.; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Universität Kassel (Hg.) (2024): Klimaneutrales Deutschland – Von der Zielsetzung zur Umsetzung - Vertiefung der Szenariopfade. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_349_KNDE_Szenariopfade_WEB.pdf.
- BAFA (2023): Erdgasstatistik. Aufkommen und Export von Erdgas. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online verfügbar unter

- https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html, zuletzt geprüft am 21.02.2023.
- BAFA (2025): Zulassung von Wärme- und Kältenetzen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Waerme_Kaeltenetze/waerme_kaeltenetze_node.html.
- Bauhus, Jürgen; Dieter, Matthias; Farwig, Nina; Hafner, Annette; Kätzel, Ralf; Kleinschmit, Birgit et al. (2021): Die Anpassung von Wäldern und Waldwirtschaft an den Klimawandel. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirates für Waldpolitik. Hg. v. Wissenschaftlicher Beirat für Waldpolitik (WBW) beim BMEL. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Wissenschaftlicher Beirat für Waldpolitik. Berlin. Online verfügbar unter <https://buel.bmel.de/index.php/buel/article/view/386/590>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- Becker, Arno; Peters, Dietmar; Wagner, Stefanie; Kemnitz, Dietmar (2025): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Statistik Stand 2025. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Gülzow-Prüzen. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/Statistik/Statistikbericht_der_FNR_2025_web.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2025.
- Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (o. J.): Plattform für Abwärme. Abrufbar unter: https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Effizienzpolitik/Plattform_fuer_Abwaerme/plattform_fuer_abwaerme_node.html; zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- BS|ENERGY - Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG (Hg.) (2025): Kohleausstieg. Online verfügbar unter <https://www.bs-energy.de/engagement/Umwelt/kohleausstieg/#/>, zuletzt aktualisiert am 27.10.2025, zuletzt geprüft am 24.11.2025.
- Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) (Hg.) (2025): Ergebnisse der Waldzustandserhebung 2024. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmleh.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/waldzustandserhebung-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=9, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) (Hg.) (2025): Weiterentwicklung des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz. Vorschlag des BMUKN. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bundesUmweltministerium.de/download/bmukn-vorschlag-zur-weiterentwicklung-des-aktionsprogramms-natuerlicher-klimaschutz>.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (Hg.) (2025): Monitoringbericht 2024. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 29.07.2025.
- Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V. et al. (2025): Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Dessau-Roßlau (Climate Change, 55/2025). Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/55_2025_cc.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2026.
- Derwent, R. (2023): Global warming potential (GWP) for hydrogen: Sensitivities, uncertainties and meta-analysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Volume 48, Issue 22, zuletzt geprüft am 03.03.2023.

Destatis (Hg. v. Statistisches Bundesamt).

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (2023): Ressourcendatenbank. Online verfügbar unter <https://webapp.dbfz.de/resources/?lang=de>, zuletzt geprüft am 16.02.2022.

Dolan, C., Gangi, J. et al. (2020): 2019 Fuel Cell Technologies Market Report. Hg. v. U.S. Department of Energy. Online verfügbar unter <https://www.osti.gov/biblio/1814929/>, zuletzt geprüft am 28.02.2023.

EU (2023): Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council. on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955 (recast) (Text with EEA relevance). Hg. v. European Union (EU). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32023L1791>, zuletzt geprüft am 16.02.2026.

Fraktion im Bundestag (CDU, CSU, SPD) (2026): Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz. Online verfügbar unter https://www.cducsu.de/sites/default/files/2026-02/cdu-csu-spd_eckpunkte-gebaeudemodernisierungsgesetz.pdf, zuletzt geprüft am 06.03.2026.

FuellCellsWorks (2021): World's Largest Hydrogen Fuel Cell Power Plant Jointly Built by Doosan Fuel Cell Put Into Service. Online verfügbar unter <https://fuelcellsworlds.com/news/worlds-largest-hydrogen-fuel-cell-power-plant-jointly-built-by-doosan-fuel-cell-put-into-service/>, zuletzt geprüft am 03.03.2023.

Harthan, Ralph; Repenning, Julia; Bei der Wieden, Malte; Bürger, Veit; Braungardt, Sibylle; Cook, Vanessa et al. (in Veröffentlichung): Treibhausgasneutralität in Deutschland: CARETarget. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „Transformation zu einem vollständig treibhausgasneutralen Deutschland (CARE)“. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

Hennenberg, Klaus; Böttcher, Hannes; Reise, Judith; Pfeiffer, Mirjam (2024a): Entwicklungen der CO₂-Speicherleistung des Waldes frühzeitiger abschätzen – Einordnung der Ergebnisse der Bundeswaldinventur. Hg. v. Öko-Institut e. V. Darmstadt, Berlin, Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/blog/entwicklungen-der-co2-speicherleistung-des-waldes-fruehzeitiger-abschaetzen-einordnung-der-ergebnisse-der-bundeswaldinventur/>, zuletzt aktualisiert am 01.12.2025, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Hennenberg, Klaus; Köppen, Susanne; Banse, Martin; Böttcher, Hannes; Brödner, Romy; Cyffka, Karl-Friedrich et al. (2024b): Hintergrundinformationen zum Status Quo der Land- und Forstwirtschaft in Deutschland und zukünftigen Biomassepotenzial für die Erarbeitung der NABIS. Kurzbericht. Hg. v. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH (ifeu). Öko-Institut e. V.; Thünen-Institut für Marktanalyse; Thünen-Institut für Waldwirtschaft; Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ); Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ). Darmstadt, Berlin, Braunschweig, Hamburg, Heidelberg, Leipzig. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Hintergrundinformationen-NABIS.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Hennenberg, Klaus; Pfeiffer, Mirjam; Benndorf, Anke; Böttcher, Hannes; Reise, Judith; Mantau, Udo et al. (2024c): Auswirkungen der energetischen Nutzung forstlicher Biomasse in Deutschland auf deutsche und internationale LULUCF-Senken (BioSINK). Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Öko-Institut e. V.; INFRO - Informationssysteme für Rohstoffe; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH. Dessau-Roßlau (Climate Change, 33/2024). Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_33-2024_biosink.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Hennenberg, Klaus; Pfeiffer, Mirjam; Böttcher, Hannes; Reise, Judith (2025): Analysen zur THG-Bilanz im LULUCF-Sektor und Ergebnisse klimasensitiver Szenarien im Waldmodell FABio-Forest. Hg. v. Öko-Institut e. V. Darmstadt, Berlin. Online verfügbar unter

- https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Anaylse_LULUCF_Waldmodellierung.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- Hydrogen Central (2021): World largest hydrogen fuel cell power plant was built in Korea by Kospo – 78 MW. Online verfügbar unter <https://hydrogen-central.com/largest-hydrogen-fuel-cell-power-plant-korea-kospo/>, zuletzt geprüft am 03.03.2023.
- International Energy Agency (2024): World Energy Outlook 2024. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>. Zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- Jochem, Dominik; Glasenapp, Sebastian; Morland, Christian; Weimar (2024): Thünen-Einschlagsrückrechnung 2023: Holzeinschlag und Rohholzverwendung. Göttingen. Online verfügbar unter https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00102699, zuletzt geprüft am 24.11.2025.
- Jochem, Dominik; Weimar, Holger; Dieter, Matthias (2025): Holzeinschlag in Deutschland und ein Blick auf 2023. Die Thünen-Einschlagsrückrechnung (Thünen-ESRR) im Kontext anderer Datenquellen. In: *Holz-Zentralblatt* (12), S. 155–156. Online verfügbar unter https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn070362.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- KEA-BW (2022): Technikkatalog Kommunale Wärmeplanung. Online verfügbar unter <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog>.
- KOM (2019): Global deployment of large capacity stationary fuel cells. Drivers of, and barriers to, stationary fuel cell deployment. Luxembourg (JRC technical reports, JRC115923). Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/s/nF8U>.
- Lehnshack, Markus (2025): Klimawirkung der energetischen Holznutzung. Juristisches Kurzgutachten. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V. (IKEM). Dessau-Roßlau (Climate Change, 65/2025). Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/65_2025_c.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2025.
- Mantau, Udo (2023): Holzrohstoffbilanzierung - Kreislaufwirtschaft und Kaskadennutzung. 20 Jahre Rohstoffmonitoring Holz. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Gülzow-Prüzen (Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe, 40). Online verfügbar unter https://www.charta-fuer-holz.de/fileadmin/charta-fuer-holz/dateien/service/mediathek/FNR_Brosch_Rohstoffmonitoring_Holz_2024.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2025.
- Naser Odeh; Simon Minett; Calum Murray; Lewis Farrar; Frank Gérard; Luc Van Nuffel (2022): Review of the Reference Values for High Efficiency Cogeneration (2022-2025). Online verfügbar unter file:///C:/Users/t.kierzek/Downloads/ED14736_%20Review%20of%20Cogen%20Ref%20Val_Final%20Report.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- Netztransparenz (Hg.) (2025): Ermittlung der KWKG-Umlage 2026. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/kwkg-umlage/kwkg-umlagen-uebersicht/kwkg-umlage-2026/konzept%20zur%20ermittlung%20kwkg-umlage%202026.pdf>, zuletzt geprüft am 04.03.2026.
- Ocko, I.; Hamburg, S. (2022): Climate consequences of hydrogen emissions. In: *Atmospheric Chemistry and Physics* 20. Online verfügbar unter <https://acp.copernicus.org/articles/22/9349/2022/>, zuletzt geprüft am 03.03.2023.
- Öko-Institut (2018): Korrektur der KWK-Stromerzeugung in der amtlichen Statistik. Unter Mitarbeit von S. Gores und N. Klumpp. Online verfügbar unter

- <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Korrektur-KWK-Stromerzeugung.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- Öko-Institut (2022): Gesundes Essen fürs Klima. Auswirkungen der Planetary Health Diet auf den Landwirtschaftssektor: Produktion, Klimaschutz, Agrarflächen. Hg. v. Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.greenpeace.de/publikationen/Gesundes%20Essen%20f%C3%BCr%20das%20Klima_0.pdf, zuletzt geprüft am 06.03.2023.
- Ökoinstitut (2022a): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021 - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen; Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-deutsche-braunkohlenwirtschaft-2021>, zuletzt eingesehen am 1.12.2025.
- Öko-Institut (2023): Biomasse und Klimaschutz. Im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Analysen zu aktuellen klimapolitischen Fragen im Bereich der Energieeffizienz insbesondere in den Sektoren Industrie, GHD und Gebäude“ (67KE0064). Hg. v. Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Biomasse-und-Klimaschutz_BMWK.pdf, zuletzt geprüft am 06.03.2023.
- Pfeiffer, Mirjam; Hennenberg, Klaus; Böttcher, Hannes; Reise, Judith; Benndorf, Anke; Nieberg, Mats (2025): Szenarien der Waldentwicklung unter veränderten Klimabedingungen. Sachbericht zum Teilvorhaben 1 und Teilvorhaben 4. Verbundvorhaben: Waldentwicklung als Folge von Veränderung der Holznachfrage, Klimaveränderung, natürlichen Störungen und Politikanforderungen - Eine Analyse der Reaktionsmöglichkeiten von Forst- und Holzwirtschaft. Hg. v. Öko-Institut e. V. Berlin, Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/DIFENs_Sachbericht_Waldmodellierung.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- Prognos, Öko-Institut et al. (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung – Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. Prognos AG. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.html>, zuletzt geprüft am 16.02.2023.
- r2b / Consentec (2019): Erster Projektbericht im Projekt “Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten”; Online verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- r2b / Consentec (2021): Projektbericht „Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“; Online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=30, zuletzt eingesehen am 01.12.2025.
- Soimakallio, Sampo; Böttcher, Hannes; Niemi, Jari; Mosley, Fredric; Turunen, Sara; Hennenberg, Klaus Josef et al. (2022): Closing an open balance: The impact of increased tree harvest on forest carbon. In: *GCB Bioenergy* 14 (8), S. 989–1000. DOI: 10.1111/gcbb.12981.
- Solites (2024): Mehr Sonne in Wärmenetzen. Grosse Solarthermie auf Wachstumskurs. Infoblatt Nr. 19. Online verfügbar unter https://www.solare-waermenetze.de/wp-content/uploads/2024/05/Infoblatt-solare-Waermenetze-Nr-19-Marktstatus-2024_geschuetzt.pdf, zuletzt geprüft am 05.03.2026.
- Solites (2025): Bereitstellung der Übersichtskarte mit aktueller Statistik.

Stadtwerke Leipzig GmbH (Hg.) (2025): Die neue Solarthermie Leipzig West. Online verfügbar unter <https://zukunft-fernwaerme.de/solarthermie-leipzig-west/>, zuletzt geprüft am 26.09.2025.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2025a): Jahresherhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden. Anlagen mit einer Nettonennleistung elektrisch von 1 MW und mehr. Tabelle 067, Code: 43351. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43351/details>.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2025b): Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung. Berichtsjahre 2002 bis 2023 (jeweils kumulierte Monate Januar bis Dezember).

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2025c): Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung. Tabelle 4: Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern (insgesamt). Berichtszeitraum: Januar 2024 bis Dezember 2024. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43311/table/43311-0002>, zuletzt geprüft am 20.03.2026.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2026a): Jahresherhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden. Anlagen mit einer Nettonennleistung elektrisch von 1 MW und mehr. Tabelle 067, Code: 43351. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43351/details>.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2026b): Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung. Berichtsjahre 2002 bis 2024 (jeweils kumulierte Monate Januar bis Dezember).

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2026c): Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz, -bezug, -bestand der Heizwerke: Deutschland, Jahre, Energieträger. Code: 43411-0001. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43411/table/43411-0001>, zuletzt geprüft am 20.03.2026.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2026d): Thermische Leistung der Geothermieranlagen, Nettowärmeerzeugung, Wärmeabgabe: Deutschland, Jahre. Code: 43421-0001. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43421/table/43421-0001>, zuletzt geprüft am 20.03.2026.

UBA (2018): Politikszzenarien für den Klimaschutz VII. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035. In: *CLIMATE CHANGE* 01. Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-11_climate-change_01-2018_politikszzenarien-vii.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

UBA (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

UBA (2022): Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie. Teilbericht zu den Projekten BioSINK und BioWISE. In: *CLIMATE CHANGE* 12. Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-01-05_cc_12-2022_aktuelle_nutzung_und_foerderung_der_holzenergie.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2023.

- UBA (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland. (Projektionsbericht 2025). Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2025.pdf, zuletzt geprüft am 16.02.2026.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2025): Zeitreihe zur KWK-Strom- und Wärmeerzeugung für verschiedene biogene Brennstoffe (inkl. Fermenterbeheizung). Betrachtungszeitraum 2003 bis 2023. bereitgestellt durch die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) beim UBA.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2026): Zeitreihe zur KWK-Strom- und Wärmeerzeugung für verschiedene biogene Brennstoffe (inkl. Fermenterbeheizung). Betrachtungszeitraum 2003 bis 2024. bereitgestellt durch die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) beim UBA.
- Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2025): Tabellarische Aufstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren für CO₂: Energie & Industrieprozesse. 1990 - 2023. Online verfügbar unter https://www.Umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2025_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx.
- Warwick, N. Griffiths, P. (2022): Atmospheric implications of increased hydrogen use. In: *Department for Business, Energy and Industrial Strategy*. Online verfügbar unter https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2023.

Impressum

EVALUIERUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energie

Erstellt im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
10115 Berlin
Tel.: + 49 (0) 30 18 615 - 0
E-Mail: poststelle@bmwe.bund.de
www.bmwe.de

Bearbeitet von

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin
Telefon: +49 30 52 00 59-210
Fax: +49 30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com

Öko-Institut Consult GmbH
Borkumstraße 2
D-13189 Berlin
Tel. +49 030 445085-0
www.oeko.de

Fraunhofer IFAM
Wiener Straße 12
28359 Bremen
Telefon 0421 / 2246-0
www.ifam.fraunhofer.de

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln
Telefon 0221 / 78 95 98 60
www.r2b-energy.com

BHKW-Consult
Raumentaler Straße 22/1
76437 Rastatt
Telefon 07222 / 96 86 73 11
www.bhkw-consult.de

Autorinnen und Autoren

Prognos AG

Elias Althoff
Hans Dambeck
Silvia Dominkovic
Nora Langreder
Melina Lohmann
Nils Thamling
Marco Wünsch
Inka Ziegenhagen

Öko-Institut e.V.

Sabine Gores
Hauke Hermann
Matthias Koch
Benjamin Köhler
Charlotte Loreck
Roman Mendelevitch

Christian Nissen
Margarethe Scheffler
Kirsten Wiegmann

Fraunhofer IFAM

Max Fette
Karen Janßen
Hannes Kuhlmann
Lena Vorspel

r2b energy consulting GmbH

Martin Lienert
Robert Diels
Christoph Schmitz

BHKW-Consult

Markus Gailfuß
Carmen Klein
Sabine Güntner

Kontakt

Marco Wünsch

E-Mail: marco.wuensch@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG

Stand: April 2026 Copyright: 2026, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG/Öko-Institut e.V./Fraunhofer IFAM/r2b/BHKW-Consult falls verwendet, bitte einfügen, sonst löschen. Jede Art der Vervielfältigung, Verbreitung, öffentlichen Zugänglichmachung oder andere Nutzung bedarf der ausdrücklichen, schriftlichen Zustimmung der Prognos AG/Öko-Institut e.V./Fraunhofer IFAM/r2b/BHKW-Consult.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos/Öko-Institut/IFAM/r2b/BHKW (2026): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die Aufnahme in den öffentlichen Leihverkehr von Bibliotheken bleibt ausgeschlossen.