

PRODUKTILANZIERUNG FÜR GRÜNE FERNWÄRME

Studie im Auftrag des BDEW – Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

Hamburg, 19.09.2022

Alexandra Styles, Jonathan Claas-Reuther, Marie Jeuk, Paula Möhring, Nikolai Strodel,
Tobias Zimmermann, Matthias Sandrock

INHALT

Zusammenfassung	1
1 Einleitung: Beitrag der grünen Fernwärmevermarktung zur Wärmewende	4
2 Anwendungsbereiche für die grüne Fernwärmevermarktung: Chancen und Hemmnisse	8
2.1 Anrechenbarkeit für ordnungsrechtliche Anforderungen und die Erfüllung von Fördervoraussetzungen	9
2.2 Umsetzung von Klimastrategien	11
2.3 Nachfrage durch ideell motivierte Privatkunden	12
2.4 Absicherung gegenüber steigenden CO ₂ -Preisen durch langfristige Lieferverträge für grüne Fernwärme	13
3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die grüne Fernwärmevermarktung	15
3.1 Rechtsrahmen für die Nachweisführung und Kennzeichnung von grüner Fernwärme	15
3.2 Ordnungsrechtliche Vorgaben des GEG bezüglich Fernwärme	18
3.3 BEG und BEW: Anknüpfungspunkte für eine produktspezifische Bilanzierung	19
3.3.1 Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)	20
3.3.2 Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)	23
4 Vorschlag eines Systems für die Produktbilanzierung grüner Fernwärme	26
4.1 Status quo: Berechnung von ökologischen Qualitätskennzahlen nach dem Prinzip „ein Netz = ein Faktor“	27
4.2 Gesetzliche Anforderungen an die Ermittlung von ökologischen Qualitätskennzahlen: Implikationen für die Produktbilanzierung	31
4.3 Ansatz für eine produktbilanzierte Berechnung von ökologischen Qualitätskennzahlen	33
4.3.1 Produktbilanzierte Berechnung von Primärenergiefaktoren: Basisansatz (ohne KWK)	33
4.3.2 Produktbilanzierung mit KWK-Anlagen: Stromgutschriftmethode	40
4.3.3 Produktbilanzierung mit KWK-Anlagen: Carnot-Methode	42
4.3.4 Produktbilanzierte Berechnung von EE- und Abwärme-Anteilen	45
4.3.5 Produktgestaltungsmöglichkeiten für Wärmenetzbetreiber	46
4.3.6 Anwendung der Produktbilanzierung am Beispiel von Modellnetzen	48
4.4 Nachweisführung und Verifizierung	60
4.4.1 Nachweisführung mittels Herkunftsnachweisen	60
4.4.2 Verifizierung von anlagenspezifischen PEF und EF sowie netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren	63



4.4.3	Bilanzierungszeitraum und Behandlung von Speichern bei der Produktbilanzierung	63
4.4.4	Nachweisführung an Sektorenkopplungsschnittstellen	64
4.5	Besondere Aspekte einer Produktbilanzierung von Fernwärme	67
4.5.1	Grüne Fernwärme aus Bestandsanlagen und Auswirkungen der Produktbilanzierung auf Bestandskunden	67
4.5.2	Individuelle Preisgestaltung auf Grundlage produktbezogener Bilanzierung?	69
4.5.3	Ausblick: Weiterentwicklung von Primärenergiefaktoren jenseits der Produktbilanzierung	70
5	Vorschlag zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens und Roadmap für die praktische Umsetzung einer Produktbilanzierung für grüne Fernwärme	74
5.1	Die notwendigen Kernelemente – Ansatzpunkte für die Umsetzung	74
5.2	Anwendungsbereiche der Produktbilanzierung - Umsetzungsvorschläge	75
6	Anhang	78
6.1	Produktbilanzierung grüner Fernwärme: Zusammenfassung des Berechnungsansatzes	78
6.1.1	Produktspezifische Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Wärmenetz ohne KWK-Anlagen	78
6.1.2	Produktspezifische Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Wärmenetz mit KWK-Anlagen (Stromgutschriftmethode)	80
6.1.3	Produktspezifische Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Wärmenetz mit KWK-Anlagen (Carnot-Methode)	82
6.1.4	Produktspezifische Erneuerbare-Energien- und Abwärme-Anteile	84
6.2	Mathematischer Beweis der Kontrollrechnungen	85
6.3	Ergänzende Anwendungsbeispiele	86
6.3.1	Beispielnetz 3: Mittleres Netz mit KWK	86
6.3.2	Modellnetz 4: Großes Netz mit Abfall-KWK	93
7	Abbildungsverzeichnis	99
8	Tabellenverzeichnis	100
9	Literatur	101

ZUSAMMENFASSUNG

Auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2045 kann der Ausbau einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung einen wichtigen Beitrag zur **Dekarbonisierung des Gebäudesektors** sowie zur Wärmeversorgung der Industrie leisten. Wärmenetze ermöglichen es, **die Versorgung ganzer Stadtteile oder Gemeinden auf klimaneutrale Wärme umzustellen**, und dabei Kostenvorteile einer großtechnischen Nutzung vielfältiger Wärmequellen zu realisieren. Um den Beitrag der Fernwärme zur Wärmewende zu erschließen, ist insbesondere ein Ausbau von „neuen“ Wärmeerzeugungsoptionen wie Großwärmepumpen, Solarthermie, Geothermie, Power-to-Heat und der Nutzung unvermeidbarer Abwärme erforderlich, sowie die Umsetzung von begleitenden Maßnahmen wie die Absenkung von Netztemperaturen und die Integration von Wärmespeichern. Hieraus ergibt sich bereits zeitnah ein erheblicher Investitionsbedarf. Vor diesem Hintergrund kann die Vermarktung grüner Fernwärme dazu beitragen, nachfrageseitige Impulse zur Beschleunigung der Dekarbonisierung zu setzen. Die **Vermarktung grüner Fernwärme als eigenständiges Produkt** würde es Wärmeversorgern erlauben, zusätzliche Deckungsbeiträge zur Finanzierung von Projekten zur Fernwärmeerzeugung aus **erneuerbaren Energien (EE) und Abwärme** zu erwirtschaften, und könnte so die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung auf klimaneutrale Wärmeerzeugungsoptionen verbessern.

Beispiele für **Kundengruppen, die eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für ein grünes, klimaneutrales Fernwärmeprodukt aufweisen könnten**, wären – analog zum etablierten Ökostrommarkt – neben ideell motivierte Privatkunden auch Unternehmenskunden, die zur Umsetzung von Klimastrategien klimaneutrale Energielieferungen beziehen möchten. Langfristige Lieferverträge für grüne Fernwärme, die zur Realisierung von Neuanlagen beitragen, könnten zudem zur Absicherung gegenüber steigenden CO₂-Preisen eingesetzt werden. Für Bauherren und Gebäudeeigentümer:innen könnte eine Unterstützung des Ausbaus klimaneutraler Erzeugungsquellen im lokalen Wärmenetz zudem eine kosteneffiziente Alternative zu Investitionen in dezentrale EE-Optionen am eigenen Gebäude darstellen. Dies wäre dann der Fall, wenn der Bezug eines grünen Fernwärmeprodukts im Rahmen von gesetzlichen Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) oder bei der Inanspruchnahme von Förderprogrammen als Erfüllungsoption angerechnet werden könnte.

Voraussetzung für eine regulatorische Anrechnung oder eine mit internationalen Standards kompatible Klimabilanzierung eines grünen Fernwärmebezugs ist die Existenz eines **Nachweisverfahrens, das in Verbindung mit Kennzeichnungsregeln eine rechtssichere Zuordnung der grünen Eigenschaft von Wärmemengen zu einzelnen Kunden sicherstellt**. Zudem ist ein **produktbasiertes Bilanzierungsverfahren** erforderlich, das relevanten gesetzlichen Anforderungen entspricht. Bislang ist noch kein System etabliert, um spezifische, grüne Fernwärmeprodukte rechtssicher zu bilanzieren.

Eine **Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte** ergibt sich allerdings aus Art. 19 der neugefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“), die Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, die im Strombereich etablierten **Herkunftsnachweissysteme auch für Wärme und Kälte** sowie Gase aus erneuerbaren Energiequellen einzuführen. Diese würden es erstmalig ermöglichen, die Eigenschaften klimaneutral erzeugter Wärmemengen eindeutig einzelnen Kunden zuzuordnen und eine Mehrfachvermarktung oder Mehrfachbeanspruchung entsprechender Qualitätsmerkmale auszuschließen. Die Umsetzung in nationales Recht ist derzeit in Vorbereitung.

Begleitend zur Einführung eines Wärme- und Kälteherkunftsnachweissystems gilt es zu klären, nach welchen Regeln künftig grüne Fernwärmeprodukte bilanziert werden sollen. Ziel der Studie ist vor diesem Hintergrund, einen **Ansatz zur Berechnung von wärmeprodukt- bzw. gebäudescharfen Primärenergiefaktoren (PEF)**



und Emissionsfaktoren (EF) für grüne, mit Herkunftsnachweisen (HKN) hinterlegte Fernwärmeprodukte zu entwickeln. Ein solches Bilanzierungssystem könnte die Grundlage für eine produktspezifische Wärmekennzeichnung bilden, wie sie im Strommarkt bereits etabliert ist. Zudem werden mögliche Anknüpfungspunkte für die grüne Fernwärmevermarktung im GEG sowie den Förderrichtlinien Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) diskutiert. Abschließend werden Vorschläge entwickelt, wie das neu entwickelte Bilanzierungssystem in den naheliegenden Anwendungsbereichen durch Anpassungen des Rechts- und Förderrahmens möglichst förderlich für die Wärmewende zum praktischen Einsatz gebracht werden kann.

Zentrale Elemente des Produktbilanzierungsansatzes

Kernziel des vorgeschlagenen Produktbilanzierungsansatzes ist es, eine **rechtssichere Zuordnung von Wärmeigenschaften zu Wärmeprodukten und einzelnen Kunden** zu ermöglichen. **Die Ermittlung von Qualitätskennzahlen folgt dabei einem modularen Ansatz, in dem das Wärmeversorgungssystem in einzelne Elemente unterteilt wird.**

In einem ersten Schritt werden PEF bzw. EF für die ins Netz eingespeiste Wärmeerzeugung von spezifischen Anlagen ermittelt. Im zweiten Schritt werden netzbezogene Hilfsenergie- und Verlustfaktoren berechnet, um Hilfsstrom für den Netzbetrieb sowie Netz- und Speicherverluste anteilig Fernwärmeprodukten zuordnen zu können. Im dritten Schritt findet die eigentliche Produktbilanzierung statt, welche erlaubt, Wärmemengen aus verschiedenen Quellen spezifischen Wärmeprodukten zuzuordnen. Wärmemengen werden dabei mit anlagenspezifischen PEF bzw. EF gewichtet und ins Verhältnis zur Wärmelieferung im jeweiligen Produkt gesetzt (unter Berücksichtigung der anteiligen Hilfsenergie für den Netzbetrieb und anteiliger Transportverluste). **Die Nachweisführung über die grüne Eigenschaft bei der Zuordnung von Wärmemengen aus EE und Abwärme zu Produkten erfolgt über die Entwertung von HKN.** Potenziell wäre auch eine Vollkennzeichnung aller Wärmemengen mittels HKN möglich.

Für die **Behandlung von KWK-Anlagen** werden zwei Alternativen vorgestellt, basierend auf der Stromgutschriftmethode und der Carnot-Methode. **Stromgutschriften für KWK-Anlagen** können entweder bei der Berechnung anlagenspezifischer PEF bzw. EF berücksichtigt werden, oder mittels der Berechnung eines Stromgutschriftfaktors, mithilfe dessen die Stromgutschrift auf alle im Netz vertriebenen Produkte verteilt werden kann.

Allerdings bleibt bei der Anwendung der Stromgutschriftmethode im Produktbilanzierungsansatz eine grundsätzliche Herausforderung bestehen, die auch derzeit schon für die Berechnung netzeinheitlicher PEF bzw. EF gilt: Ergebnisse werden bei hohen KWK-Anteilen stark durch die Stromgutschrift geprägt, statt durch die Eigenschaften der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffe. Die **Carnot-Methode** ermöglicht es hingegen, bei KWK-Anlagen den Brennstoffeinsatz für gekoppelte Wärmeerzeugung und Stromerzeugung voneinander zu trennen. Auf diese Weise kann ein anlagenspezifischer PEF bzw. EF ermittelt werden, der sich nur auf die Wärmeerzeugung einer KWK-Anlage bezieht. Die Berücksichtigung einer Stromgutschrift für das Wärmeversorgungssystem entfällt. **Die Anwendung der Carnot-Methode resultiert in einer besseren Vergleichbarkeit von produktspezifischen Kennzahlen**, da diese stärker von den eingesetzten Energieträgern geprägt werden als bei der Stromgutschriftmethode.

Der vorgeschlagene, modulare Produktbilanzierungsansatz berücksichtigt die gesetzlichen Anforderungen des GEG zur Ermittlung von Fernwärmenetz-PEF (§ 22 Absätze 2 - 5 GEG). Zudem baut er auf der



Vornorm DIN V 18599-1 und den AGFW-Arbeitsblättern FW 309 Teil 1, 5 und 6 auf. **Ergebnisse für das Gesamtnetz, die auf Basis anlagen- oder produktspezifischer PEF bzw. EF ermittelt werden, sind mit den Ansätzen dieser etablierten Arbeitshilfen konsistent.** Ausgangspunkt für die Bilanzierung bilden physisch miteinander verbundene Netze, um den Vertrieb von bilanziellen grünen Wärmeprodukten mit hoher Glaubwürdigkeit für Verbraucher:innen zu ermöglichen. Aufbauend auf dem bestehenden Rechtsrahmen bildet dies zudem eine Grundanforderung, um perspektivisch eine Anrechenbarkeit grüner Fernwärmeprodukte auf regulatorische und förderpolitische Anforderungen zu ermöglichen.

In der Anwendung erlaubt die Produktbilanzierungsmethodik Fernwärmeversorgern einen **flexiblen Zuschnitt von Produkten, ausgerichtet an Kundenbedürfnissen.** Eine qualitative Produktdifferenzierung kann dabei auch mit einer **preislichen Differenzierung** einhergehen, sofern hierfür ein **sachlicher Rechtfertigungsgrund** besteht. Bei der Produktqualität der Wärme kommt hier insbesondere die Refinanzierung des Zubaus von erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen sowie der Anschluss zusätzlicher Abwärmequellen in Betracht.

Grundsätzlich wäre bei der Einführung einer Produktbilanzierung sicherzustellen, dass Fernwärmekunden, die weiterhin ein „reguläres“ Wärmeprodukt beziehen, durch die Umstellung der Bilanzierungsmethodik nicht schlechter gestellt werden als bisher. Grüne Fernwärmevermarktung sollte im Grundsatz nicht zu einer Umverteilung bestehender Eigenschaften im Wärmesystem führen, sondern Impulse für einen beschleunigten Ausbau klimaneutraler Fernwärme-Quellen setzen. **Ein Fokus auf regionale Produkte mit hoher Zusätzlichkeit und Glaubwürdigkeit bietet die Chance, grüne Fernwärmevermarktung zu einem effektiven Vehikel der Fernwärmenetztransformation zu machen.** Anreize aus Förderprogrammen wie insbesondere der neuen Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) könnten hierdurch ergänzt und verstärkt werden. Dabei sollte eine praktikable Lösung zur Teilnahme an der Produktbilanzierung gefunden werden für Netze, die bereits in der Vergangenheit hohe Investitionen in klimaneutrale Wärmeerzeugungsanlagen getätigt haben und zum Zeitpunkt der Einführung einer Produktbilanzierungsmöglichkeit schon hohe EE- und Abwärme-Anteile erreicht haben.

Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens

Zunächst sollten mit der **Einführung von Wärme- und Kälte-HKN** als Nachweisinstrument in Umsetzung der RED II und deren verpflichtender **Verwendung im Rahmen der Wärme- und Kältekennzeichnung** sowie der gesetzlichen und tatsächlichen **Einrichtung eines Wärme- und Kälte-HKN-Registers** die Grundvoraussetzungen für die rechtssichere Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte geschaffen werden. Die Möglichkeit zur Produktbilanzierung sollte dann in Erweiterung derjenigen Vorschriften ermöglicht werden, die die naheliegenden Anwendungsbereiche regeln: **Produktspezifische PEF** bei der Versorgung von Gebäuden aus Wärmenetzen (§ 22 GEG), Nachweis des Bezugs grüner Fernwärmeprodukte als **Erfüllungsoption für die Pflicht zur anteiligen EE-Nutzung** zur Wärmebedarfsdeckung (§ 44 GEG), Nachweis der **Erfüllung der Fördervoraussetzungen nach BEG** und **Nachweis beim Monitoring des Transformationsfortschritts im Rahmen der BEW.** Bestehende und zu schaffende Verordnungsermächtigungen sollten dazu genutzt werden, behördliche Registerschnittstellen vorzusehen und die **Digitalisierung von Nachweisverfahren** voranzutreiben.

1 EINLEITUNG: BEITRAG DER GRÜNEN FERNWÄRMEVERMARKTUNG ZUR WÄRMEWENDE

Auf dem Weg zur Treibhausgas(THG)-Neutralität bis 2045 kann der Ausbau einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung einen wichtigen Beitrag zur **Dekarbonisierung des Gebäudesektors** sowie der Wärmeversorgung industrieller oder gewerblicher Kunden leisten. Die Umsetzung ambitionierter Emissionsreduktionsziele gestaltet sich hier als herausfordernd. Im Jahr 2020 beliefen sich die Emissionen des Gebäudesektors auf 119 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente, was etwa 16 % der gesamten THG-Emissionen in Deutschland ausmachte (BMWK 2022a, S. 2). Um das Sektorziel des novellierten Bundes-Klimaschutzgesetzes einzuhalten, muss dieser Wert bis 2030 auf maximal 67 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente reduziert werden.¹ Im Vergleich zum vergangenen Jahrzehnt ist es hierfür erforderlich, die Emissionsminderungsrate des Gebäudesektors mehr als zu verdoppeln: Von 2010 bis 2019 wurden die Emissionen um ca. 18 % gesenkt, bis 2030 ist eine Emissionsminderung um 44 % erforderlich (BMWK 2022a, S. 25).

Die Zielerreichung wird dadurch erschwert, dass der Endenergiebedarf in Wohngebäuden in den letzten Jahren einen steigenden Trend aufweist, bedingt durch eine stagnierende Sanierungsrate, Rebound-Effekte nach erfolgten Sanierungen und einen wachsenden spezifischen Wärmebedarf. Im Vergleich zu 2010 stiegen die klimabereinigten Endenergieverbräuche von Wohngebäuden bis 2019 um etwa 2 % an (BMWK 2022a, S. 26). Auch der **Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) an der Wärmeversorgung** verläuft langsam: Im Jahr 2021 belief sich der EE-Anteil am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte auf 16,5 %, im Vergleich zu 12,3 % im Jahr 2010 (bezogen auf die Wärme- und Kälteversorgung von Haushalten, Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen; Tab. 2 in AGEE-Stat 2022).

Vor diesem Hintergrund setzt der Koalitionsvertrag der Bundesregierung das **Ziel, dass bis 2030 50 Prozent der Wärme klimaneutral erzeugt werden sollen** (SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, FDP 2022, S. 58). Neben der Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung, der Stärkung der energetischen Sanierung und dem Ausbau von dezentralen erneuerbaren Heizungen soll die **Dekarbonisierung und der Ausbau der Wärmenetze** hierbei eine wichtige Rolle spielen (SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, FDP 2022, S. 58; BMWK 2022a, S. 27). Zudem sollen die Überarbeitung von Förderprogrammen und eine Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes den Klimaschutz im Gebäudebereich vorantreiben und die Vorgabe umsetzen, dass **ab 2025 jede neu eingebaute Heizung auf der Basis von 65 % EE** betrieben werden soll (SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, FDP 2022, S. 90; BMWK 2022a, S. 27).

Auch auf **europäischer Ebene** zeichnet sich eine **Erhöhung des Ambitionsniveaus für den Ausbau der klimaneutralen Fernwärmeversorgung** ab: So sieht der Entwurf der EU-Kommission für eine überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie („RED III“) vor, das indikative Steigerungsziel für den Anteil von EE und Abwärme in Fernwärme- und -kältesystemen von einem Prozentpunkt pro Jahr auf 2,1 Prozentpunkte pro Jahr zu erhöhen (Art. 24 Abs. 4 RED III Entwurfassung, siehe COM(2021) 557 final).² Für den EE-Anteil an der Wärme- und Kälteversorgung insgesamt wird das bisherige, indikative Ziel durch ein verbindliches Steigerungsziel ersetzt (Art. 23 Abs. 1 RED III Entwurfassung). Der EE-Anteil an der Wärme- und Kälteversorgung soll

¹ Siehe Anlage 2 des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905).

² COM(2021) 557 final. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. European Commission, Brussels. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52021PC0557>.

demnach künftig um mindestens 1,1 Prozentpunkte pro Jahr steigen, bzw. um 1,5 Prozentpunkte für Mitgliedsstaaten, die Abwärmenutzung als ergänzende Erfüllungsoption verwenden.

Insbesondere in urbanen Ballungsräumen stellt der Ausbau und die Dekarbonisierung von Wärmenetzen eine effektive und effiziente Option zur Beförderung der Wärmewende dar (siehe z. B. Bürger et al. 2021; Maaß et al. 2021; Engelmann et al. 2021; Thamling et al. 2020). **Wärmenetze ermöglichen es, die Versorgung ganzer Stadtteile oder Gemeinden auf klimaneutrale Wärme umzustellen**, und dabei Kostenvorteile einer großtechnischen Erschließung vielfältiger Wärmequellen zu nutzen. Beispiele sind die Nutzung von Tiefengeothermie, Solarthermie, Abwärme aus Industrie, Gewerbe und der thermischen Abfallverwertung, sowie Umweltwärme in Kombination mit Großwärmepumpen. Großwärmepumpen, die u. a. auch das Temperaturniveau von unvermeidbarer Abwärme anheben können, weisen gegenüber dezentralen Wärmepumpen dabei deutliche Effizienzvorteile auf.

Vor dem Hintergrund steigender Anteile fluktuierender EE an der Stromerzeugung können Wärmenetze zudem die **Sektorenkopplung** stärken und die Flexibilisierung des Energiesystems unterstützen. So können Power-to-Heat-Anlagen in Kombination mit großvolumigen Wärmespeichern Überschussstrom aus Wind- und Solarenergie aufnehmen, während Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur Bereitstellung gesicherter Leistung für das Stromsystem beitragen. Insbesondere saisonale Speicher bieten zudem erhebliche Lastverschiebungspotenziale, wodurch sich der Bedarf an steuerbarer Spitzenlast sowohl in der Strom- als auch der Wärmeerzeugung reduzieren lässt. Die Realisierung von Kostenvorteilen gegenüber dezentralen Wärmeerzeugungsoptionen direkt an Gebäuden kann dabei auch die Sozialverträglichkeit der Wärmewende stärken. Voraussetzung ist in vielen Fällen jedoch eine Verdichtung der Anschlussrate in bestehenden Fernwärmegebieten durch den Neuanschluss bislang dezentral versorgter Gebäude sowie der Ausbau der netzgebundenen Fernwärmeversorgung (Bürger et al. 2021, S. 14).

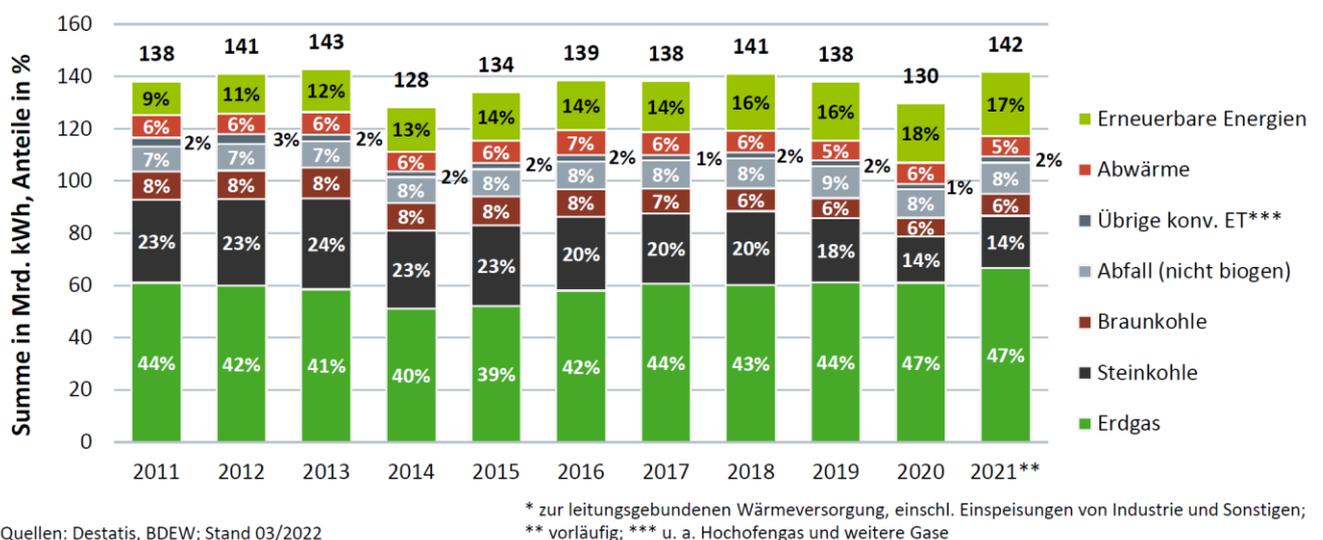
Um den Beitrag der Fernwärme zur Wärmewende zu erschließen, muss zudem **die Nutzung von EE und unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetzen** vorangetrieben werden. Zwischen 2011 und 2021 stieg der EE-Anteil an der leitungsgebundenen Wärmeversorgung von rund 9 % auf 17,3 % (BDEW 2022a,b, siehe Abbildung 1; vorläufige Werte für 2021). Der Anteil der Abwärme blieb vergleichsweise stabil und betrug 2021 5,5 %. Mit einem Erdgas-Anteil von 47,0 % und einem Kohle-Anteil von 20,0 % dominieren bislang noch fossile Energieträger. Der Großteil des EE-Anteils wird derzeit durch Biomasse (9,1 %) und biogenen Siedlungsabfall (7,4 %) bereitgestellt, 0,8 % entfielen 2021 auf Geo- und Solarthermie (BDEW 2022b). Da die Ausbaupotenziale für Biomasse und Siedlungsabfälle begrenzt sind, ergibt sich ein erheblicher Ausbaubedarf bei „neuen“ Wärmeerzeugungsoptionen wie Großwärmepumpen, Solarthermie, Geothermie, Power-to-Heat und der Nutzung unvermeidbarer Abwärme (Bürger et al. 2021; Maaß et al. 2021; Engelmann et al. 2021; Thamling et al. 2020). Zudem ist die Umsetzung von Maßnahmen wie der Absenkung von Netztemperaturen und die Integration von Wärmespeichern erforderlich. Hieraus ergibt sich bereits zeitnah ein erheblicher Investitionsbedarf sowohl für den Ausbau und die Erschließung klimaneutraler Wärmequellen als auch den Ausbau von Wärmenetzen.

Als herausfordernd erweist sich dabei, dass bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine Wirtschaftlichkeitslücke zwischen fossilen Wärmeerzeugungsoptionen und den meisten klimaneutralen Wärmeerzeugungsoptionen und begleitend erforderlichen Netzmaßnahmen existiert (Thamling et al. 2020; Maaß et al. 2021).³ Eine Grundherausforderung ist dabei, dass selbst bei steigenden CO₂-Preisen ein Weiterbetrieb fossil-

³ Siehe dazu auch die Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – „BEW“ vom 01.08.2022, BAnz AT 18.08.2022 B1.

basierter Bestandsanlagen oftmals auf absehbare Zeit noch wirtschaftlicher ist als die Tätigung von Neuinvestitionen in klimaneutrale Alternativen. Mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ist im September 2022 eine neue Förderrichtlinie in Kraft getreten, mit der die Dekarbonisierung von Wärmenetzen unterstützt werden soll. Neben der Inanspruchnahme von Fördermitteln stellt die Vermarktung grüner Fernwärme eine weitere Maßnahme dar, die einen Beitrag zur Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke leisten könnte. Die **Vermarktung grüner Fernwärme als eigenständiges Produkt** würde es Wärmeversorgern erlauben, zusätzliche Deckungsbeiträge zur Finanzierung von Projekten zur Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und Abwärme zu erwirtschaften. Auf diese Weise ließen sich nachfrageseitige Impulse zur Beschleunigung der Dekarbonisierung erschließen.

Abbildung 1: Entwicklung der Nettowärmeerzeugung zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Deutschland nach Energieträgern



Quelle: BDEW 2022a

Beispiele für **Kundengruppen, die eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für ein grünes, klimaneutrales Fernwärmeprodukt aufweisen könnten**, wären – analog zum etablierten Ökostrommarkt – ideell motivierte Privatkunden sowie Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie der öffentlichen Hand, die zur Umsetzung von Klimastrategien klimaneutrale Energielieferungen beziehen möchten. Hierzu können beispielsweise auch Wohnungsgesellschaften zählen. Für Bauherren und Gebäudeeigentümer:innen könnte die Unterstützung des Ausbaus klimaneutraler Erzeugungsquellen im Wärmenetz über den Bezug grüner Fernwärme neben der ideellen Komponente zudem eine wirtschaftliche Alternative zu Investitionen in dezentrale EE-Optionen am eigenen Gebäude darstellen. Voraussetzung wäre hier, dass der Bezug eines grünen Fernwärmeprodukts im Rahmen von gesetzlichen Anforderungen oder bei der Inanspruchnahme von Förderprogrammen als Erfüllungsoption angerechnet werden könnte (z. B. bei Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) an den Primärenergiebedarf von Gebäuden bzw. Fördervoraussetzungen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) für das Erreichen der „Effizienzhaus EE“-Klasse).

Voraussetzung für alle genannten Anwendungsfälle ist die Existenz eines **Nachweisverfahrens** für die Zuordnung grüner Wärme zu Gebäuden und Quartieren, sowie die Verfügbarkeit eines **produktbasierten Bilanzierungsverfahrens**, das den relevanten gesetzlichen Anforderungen entspricht. Bislang ist jedoch noch kein System etabliert, um spezifische, grüne Fernwärmeprodukte rechtssicher zu bilanzieren. Die Ausgangslage ist hier

anders als im Stromsektor, wo der Bezug von Ökostrom eine etablierte Option für Haushalte und Unternehmen darstellt. Stromversorger sind nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, Letztverbrauchenden im Rahmen der Stromkennzeichnung Auskunft über die Zusammensetzung des Energieträgermixes des Unternehmens sowie des gelieferten Stromprodukts zu geben (siehe BDEW 2021). Mit Ausnahme von EEG-Strom, der gesondert in der Produktbilanzierung ausgewiesen wird, werden Herkunftsnachweise (HKN) eingesetzt, um zu belegen, dass vermarktete Strommengen aus EE stammen. Im Bereich der Gase und flüssigen Kraftstoffe bestehen derzeit primär massenbilanzielle Ansätze, um grüne Produkte zu vermarkten.

Perspektivisch zeichnet sich jedoch eine **Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte** ab. Art. 19 der neugefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) verpflichtet Mitgliedsstaaten dazu, **Herkunftsnachweissysteme auch für Wärme und Kälte** sowie Gase aus erneuerbaren Energiequellen einzuführen. Diese würden es erstmalig ermöglichen, die Eigenschaften klimaneutral erzeugter Wärmemengen eindeutig einzelnen Gebäuden oder Quartieren zuzuordnen und eine Mehrfachvermarktung entsprechender Qualitätsmerkmale auszuschließen. Die Umsetzung in nationales Recht befindet sich derzeit in Vorbereitung. Begleitend zur Einführung eines Wärme- und Kälteherkunftsnachweissystems gilt es zu klären, nach welchen Regeln künftig grüne Fernwärmeprodukte bilanziert werden sollen. Von besonderem Interesse sind dabei Ansätze zur Berechnung von wärmeprodukt- bzw. gebäudescharfen Primärenergiefaktoren (PEF) für grüne, mit HKN hinterlegte Fernwärmeprodukte.

Ziel der Studie ist vor diesem Hintergrund, **Optionen für eine Produktbilanzierung für grüne Fernwärme** zu untersuchen und **Vorschläge für die Ermittlung und Verwendung produktspezifischer PEF** zu erarbeiten. Ein solches Bilanzierungssystem könnte eine Grundlage bieten für eine produktspezifische Wärmekennzeichnung, wie sie im Strommarkt bereits etabliert ist. Ausgangspunkt für die Bilanzierung bilden im Wärmebereich dabei physisch miteinander verbundene Netze. Die physische Verbundenheit des Netzes vermittelt einen anschaulichen Zusammenhang zwischen EE-Erzeugung und Verbrauch, ermöglicht den Vertrieb von bilanziellen grünen Wärmeprodukten mit besonders hoher Glaubwürdigkeit für Verbraucher:innen und bildet – aufbauend auf dem bestehenden Rechtsrahmen – eine Grundanforderung, um perspektivisch eine Anrechenbarkeit bilanzieller grüner Fernwärmeprodukte auf regulatorische und förderpolitische Anforderungen zu ermöglichen. Das Bilanzierungssystem soll dabei einen konsistenten Rahmen bieten, der verschiedene Optionen der Erzeugung klimaneutraler Fernwärme abbilden kann. Als Nachweissystem bauen die erarbeiteten Vorschläge auf dem Einsatz von Wärme-HKN auf, da hier die Einführung eines entsprechenden rechtlichen Rahmens und Registers aufgrund der Vorgaben der RED II abzusehen ist.

Eingangs werden mögliche Anwendungsbereiche für grüne Fernwärmeprodukte vorgestellt (**Kapitel 2**). Dabei werden Hemmnisse für den Ausbau von klimaneutralen Erzeugungsoptionen in Wärmenetzen identifiziert, die sich im Status quo aus der rein netzbezogenen Definition von Wärmequalität ergeben können. Im Anschluss werden rechtliche Rahmenbedingungen für die grüne Fernwärmevermarktung analysiert, um abzuleiten, welche Anforderungen entsprechende Nachweis- und Bilanzierungsverfahren erfüllen müssen (**Kapitel 3**). Zudem werden mögliche Anknüpfungspunkte für die grüne Fernwärmevermarktung im GEG sowie den Förderrichtlinien BEG und BEW diskutiert. Auf dieser Basis wird in **Kapitel 4** ein System zur praktischen Umsetzung der Produktbilanzierung für grüne Fernwärme vorgeschlagen. Dabei werden die Kernelemente und Kernfunktionsweisen beschrieben. Eine Zusammenfassung des Berechnungsansatzes findet sich im Anhang des Berichts (Kapitel 6.1). Abschließend werden in **Kapitel 5** Ansätze aufgezeigt, wie das vorgeschlagene Bilanzierungssystem durch Anpassungen des Rechts- und Förderrahmens in den naheliegenden Anwendungsbereichen möglichst förderlich für die Wärmewende zum praktischen Einsatz gebracht werden kann.

2 ANWENDUNGSBEREICHE FÜR DIE GRÜNE FERNWÄRMEVERMARKTUNG: CHANCEN UND HEMMNISSE

Die ökologische Qualität der Fernwärmeversorgung lässt sich durch drei zentrale Kennzahlen beschreiben, die für Fernwärmekunden und Versorgungsunternehmen eine besondere Relevanz besitzen:

- **PEF** als Maßzahl für die primärenergetische Effizienz der Wärmeversorgung. Bei der Ermittlung von PEF wird der Primärenergieaufwand entlang von Vorketten berücksichtigt (nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.1 zählen dazu die Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, Transport und Verteilung der betrachteten Energieträger, einschließlich Hilfsenergien).
- **EE-Anteile sowie Anteile unvermeidbarer Abwärme** als Gradmesser für den Stand der Dekarbonisierung eines Wärmeversorgungssystems und den Stand der Integration klimaneutraler Wärmequellen.
- **THG-Emissionen**, die mit der Wärmeversorgung verbunden sind, wobei sich zwischen **direkten Emissionen aus dem Brennstoffeinsatz** und **THG-Fußabdrücken**, die Vorketten-Emissionen einschließen, unterscheiden lässt.

Aktuell werden PEF, Emissionsfaktoren (EF) und Anteile von EE und Abwärme einheitlich für das gesamte Fernwärmenetz berechnet (nach dem **Prinzip „ein Netz = ein Faktor“**). Für jedes Gebäude, das an das Netz angeschlossen ist bzw. neu angeschlossen wird, gilt die gleiche Kennzahl, die über alle Wärmeerzeugungsanlagen und angeschlossenen Verbrauchsstellen ermittelt wird.

Als nachteilig erweist sich hierbei, dass insbesondere in großen Bestandsnetzen Wärme aus neuen Anlagen zur Erzeugung von klimaneutraler Fernwärme faktisch nicht als solche gesondert vermarktet werden kann, weil sie im vorhandenen Energiemix aufgeht. Derzeit werden nahezu alle größeren deutschen Wärmenetze noch von größeren Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger geprägt. Der Neuanschluss einer kleineren, klimaneutralen Wärmequelle würde ökologische Qualitätskennzahlen des Wärmemixes im Versorgungssystem insgesamt kaum verändern. **Solange der ökologische Nutzen und Wert der klimaneutralen Wärme aus der neuen Anlage keinem Kunden zugeordnet werden kann, lässt er sich somit nicht spezifisch vermarkten.**

PEF, EF und EE- bzw. Abwärme-Anteile des Wärmenetzes verändern sich nur graduell und langfristig, wenn mehr und mehr klimaneutrale Wärmequellen an das Netz angeschlossen werden und die fossile Wärmeerzeugungsquelle zunehmend entlasten bzw. schließlich ganz ersetzen. Dabei verändern sich die Qualitätskennzahlen für alle angeschlossenen Kunden stets im selben Maße. Ohne die Möglichkeit einer Zuordnung des ökologischen Nutzens der klimaneutralen Wärme aus neuen Anlagen zu bestimmten Kunden besteht daher wenig (bzw. höchstens ein ideeller) Anreiz für Kunden, die Transformation des Wärmenetzes durch einen freiwilligen Preisaufschlag zu unterstützen.

Für Fernwärmeversorger entsteht so die unbefriedigende Situation, dass die gegenüber einer konventionellen Wärmeerzeugung z. B. mit Erdgas-Kesseln oder Erdgas-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bislang regelmäßig teurere Wärme aus klimaneutralen Quellen nicht zu einem höheren Preis vertrieben werden kann. Selbst wenn ggf. hohe Summen in Anlagen zur Erzeugung klimaneutraler Wärme investiert wurden, kann die Kundennachfrage nach einem grünen Wärmeprodukt mit spezifischen Qualitätsmerkmalen nicht bedient werden. Im Ergebnis **rechnen sich Investitionen in EE und die Integration von Abwärmequellen für Versorger schlechter**, als wenn die Möglichkeit des Vertriebs eines reinen grünen Wärmeprodukts bestünde. Der marktliche Beitrag zur Beschleunigung der Dekarbonisierung von Wärmenetzen würde so ungenutzt bleiben.

Für die **Nachfrage nach grüner Fernwärme mit produktspezifischen ökologischen Qualitätskennzahlen** lassen sich fünf potenzielle Anwendungsbereiche abgrenzen:

- Anrechenbarkeit für ordnungsrechtliche Anforderungen
- Erfüllung von Fördervoraussetzungen
- Umsetzung von Klimastrategien, insbesondere von Unternehmen
- Nachfrage ideell motivierter Privatkunden
- Absicherung gegenüber steigenden CO₂-Preisen durch langfristige Lieferverträge für grüne Fernwärme

Diese Anwendungsbereiche werden im Folgenden überblicksartig dargestellt. Als **nachfrageseitige Treiber für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen** könnten sie Anreize aus Förderprogrammen wie insbesondere der BEW ergänzen und verstärken. Mögliche Anknüpfungspunkte an die BEW sowie die BEG und ordnungsrechtliche Anforderungen des GEG werden in Kapitel 3 eingehender untersucht.

Eine wichtige Rahmenbedingung insbesondere für ordnungs- und förderrechtliche sowie CO₂-Preis-relevante Anwendungsfälle ist dabei, dass Fernwärmekunden, die weiterhin ein „reguläres“ Wärmeprodukt beziehen, durch die Vermarktung grüner Fernwärme-Produkte im Grundsatz nicht schlechter gestellt werden, als es vor Einführung einer Produktdifferenzierung der Fall war. Insbesondere muss gewährleistet bleiben, dass Bestandsgebäude weiterhin die regulatorischen Anforderungen erfüllen können, die für sie gelten und auf deren Basis eine Entscheidung für die Fernwärmeversorgung erfolgte. Grüne Fernwärmevermarktung sollte nicht zu einer Umverteilung bestehender Eigenschaften im Wärmesystem führen, sondern **Impulse für einen beschleunigten Ausbau klimaneutraler Fernwärme-Quellen** setzen. Allerdings ist auch zu beachten, dass Netze, die bisher schon viel in EE und den Anschluss von Abwärmequellen investiert und vergleichsweise hohe Anteile klimaneutraler Wärmeerzeuger realisiert haben, hinsichtlich ihrer Vermarktungsmöglichkeiten nicht benachteiligt werden sollten. Möglichkeiten zum Umgang mit dieser Situation werden in Kap. 4.5.1 betrachtet.

2.1 Anrechenbarkeit für ordnungsrechtliche Anforderungen und die Erfüllung von Fördervoraussetzungen

PEF kommt eine wichtige Rolle bei der Erfüllung gesetzlicher Anforderungen nach dem GEG zu, sowie bei der Inanspruchnahme von Fördermitteln, die seit 2021 in der BEG gebündelt sind. Das **GEG stellt Anforderungen an den Primärenergiebedarf bei Neubauten sowie grundlegend renovierten öffentlichen Gebäuden**. Auch bei der **Inanspruchnahme einer BEG-Förderung für Neubauten oder Sanierungen** fließen PEF in die Berechnung der erreichten Effizienzhausstufen (für Wohngebäude) bzw. Effizienzgebäudestufen (für Nichtwohngebäude) ein. Weist die Wärmeversorgung einen niedrigen PEF auf, so sind geringere Investitionen in den baulichen Wärmeschutz erforderlich, um das vom GEG geforderte Anforderungsniveau an den Primärenergiebedarf eines Gebäudes zu erfüllen. Bei einem Anschluss an ein Fernwärmenetz haben Bauherren und Gebäudeeigentümer:innen daher ein hohes Interesse an einem niedrigen PEF der gelieferten Wärme, was sich u. a. durch den Einsatz von EE oder Abwärme realisieren lässt.

Neben dem PEF ist auch der **EE-Anteil an der Wärmeversorgung** ein wichtiges Kriterium – sowohl auf der gesetzlichen Ebene (GEG), wie auch im Bereich der Förderprogramme (z. B. BEG). Das GEG stellt Mindestanforderungen an den EE-Anteil der eingesetzten Wärme, die bei einer Versorgung durch Fernwärme neben Abwärme als Erfüllungsoption jedoch auch durch einen mindestens 50-prozentigen Anteil aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfüllt werden können (§ 44 Abs. 2 GEG, siehe Kap. 3).⁴ Nach dem Vorschlag der EU-

⁴ Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728).

Kommission für eine neugefasste Energieeffizienzrichtlinie soll KWK als Erfüllungsoption mittelfristig (d. h. ab 2035) aus der Definition eines effizienten Fernwärme- und Fernkältesystems fallen (Art. 24 der neugefassten Energy Efficiency Directive (EED), Entwurfsfassung; siehe COM/2021/558 final).⁵ Perspektivisch könnten EE- und Abwärme-Anteile an der Fernwärmeversorgung daher auch im deutschen Ordnungsrecht eine größere Bedeutung erhalten. Dies wäre auch der Fall bei einer gesetzlichen Verankerung der im Koalitionsvertrag festgehaltenen Maßgabe, dass ab 2025 jede neu eingebaute Heizung auf der Basis von 65 % EE betrieben werden soll (siehe Kap. 1).

Im Rahmen der BEG-Förderung werden als Voraussetzung für das Erreichen einer „Effizienzhaus EE“-Förderklasse für Sanierungen bei einer Fernwärmeversorgung Anforderungen an den EE- und/oder Abwärme-Anteil im Wärmenetz gestellt (siehe Kap. 3.3.1). Alternativ können diese Anforderungen über einen niedrigen PEF oder (nach Inkrafttreten der BEW) auch das Vorliegen eines BEW-geförderten Transformationsplans erfüllt werden.

Insbesondere für Bauherren bzw. Gebäudeeigentümer:innen als Fernwärmekunden kann der Bezug grüner Fernwärme mit niedrigem PEF von großem Interesse sein, weil sich hierdurch Baukosten reduzieren lassen. Die Belieferung mit Fernwärme aus klimaneutralen Quellen kann deutlich kosteneffizienter sein als die Installation dezentraler EE-Anlagen oder die Umsetzung eines besonders anspruchsvollen Dämmniveaus. Entsprechend könnte sich eine relevante Zahlungsbereitschaft für ein grünes Fernwärmeprodukt ergeben, wenn eine bilanzielle Belieferung mit Wärme aus EE-Anlagen oder Abwärmequellen aus demselben Netz als Erfüllungsoption für das GEG oder zum Nachweis einer BEG-Fördervoraussetzung anerkannt würde.

Im Status quo ist jedoch keine gebäudespezifische Zuordnung der Wärmemengen möglich, selbst wenn für die Versorgung neuer oder sanierter Gebäude speziell neue, klimaneutrale Erzeugungskapazitäten im Netz realisiert werden. Besonders hohe Anforderungen werden dabei an Neubauten gestellt, bzw. perspektivisch auch an Bestandsgebäude mit Heizungstausch. **Bei dezentralen Lösungen beziehen sich Anforderungen nur auf die Versorgung des einzelnen Gebäudes – bei Fernwärmelösungen beziehen sich Anforderungen hingegen auf sämtliche angeschlossene Verbrauchsstellen, inklusive der Bestandsgebäude.**

Um gesetzliche Anforderungen und Fördervoraussetzungen zu erfüllen, muss im Fall der Fernwärme der EE-Anteil bzw. der PEF für alle an das Netz angeschlossenen Nutzer gleichermaßen verbessert werden, woraus sich eine implizite Pflicht zur Übererfüllung von Anforderungen an Neubauten ergibt, die für andere Wärmeversorgungsoptionen nicht gilt. Darüber hinaus lässt das GEG für dezentrale Gasheizungen eine bilanzielle Erfüllung von Anforderungen bereits ausdrücklich zu: Für den Bezug von Biomethan über das Erdgasnetz kann ein reduzierter PEF verwendet werden (§ 22 Abs. 1 Nr. 2 GEG), und auch eine Anrechnung auf EE-Mindestanforderungen ist möglich (§ 40 Abs. 3 GEG), wobei jeweils als Nachweis eine Massenbilanzierung vorgenommen werden muss. In der Summe ergibt sich für die Fernwärmeversorgung ein **Wettbewerbsnachteil gegenüber dezentralen Wärmeerzeugungsoptionen**, selbst wenn Anforderungen an EE-Anteile oder den Primärenergiebedarf mit Fernwärmelösungen kostengünstiger zu erfüllen wären. Mit einer Entscheidung für dezentrale Lösungen bei Neubauten bzw. beim Heizungstausch wird dabei die Wärmeversorgung entsprechender Gebäude für lange Zeiträume festgelegt. Ein Lock-in in dezentrale Lösungen kann die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmeausbaus reduzieren, und damit den Beitrag hemmen, den die Fernwärme bei der Realisierung einer klimaneutralen Wärmeversorgung von Neu- und Bestandsgebäuden insbesondere im urbanen Raum spielen könnte.

⁵ COM/2021/558 final. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on energy efficiency (recast). European Commission, Brussels. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0558>.

Eine Produktbilanzierung für grüne Fernwärme könnte dazu beitragen, im Vergleich zu dezentralen Wärmeerzeugungsoptionen ein Level Playing Field zu schaffen.

2.2 Umsetzung von Klimastrategien

Der Bezug von klimaneutralen Fernwärmeprodukten mit einem bilanziell hundertprozentigen EE- und/oder Abwärme-Anteil stellt zudem eine relevante Option für Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie der öffentlichen Hand dar, die **klimaneutrale Energielieferungen zur Umsetzung von Klimastrategien** beziehen möchten. An der Fernwärmeverwendung 2020 hatte die Industrie einen Anteil von ca. 38 %, auf den Bereich GHD entfielen etwa 18 %, so dass diese Kundengruppen einen mengenmäßig bedeutenden Anteil am Fernwärmeabsatz ausmachen (siehe BDEW 2022c; Werte sind vorläufig und schließen Fernkälte ein). Eine besondere Relevanz kann sich bei Industriekunden ergeben, die leitungsggebundene Prozesswärme beziehen. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig der Carbon Footprint von Produkten zunehmend zu einem Wettbewerbsfaktor wird, über den nicht nur Verbraucher:innen und Kapitalgeber:innen sondern auch Vertragspartner:innen in der Lieferkette Informationen einfordern.

Der Bezug eines grünen Fernwärmeprodukts würde in der **Klimabilanzierung nach den Leitlinien des Greenhouse Gas Protocol** grundsätzlich die Anwendung des marktbasiereten Ansatzes für „Scope 2“-Emissionen aus eingekaufter Energie ermöglichen. Voraussetzung hierfür wäre, dass EF eindeutig und zuverlässig zu bestimmten Verbrauchenden zugeordnet werden können, wie es durch Entwertung von HKN für gelieferte Energieprodukte sichergestellt werden kann (WRI und WBCSD 2015, S. 62 ff.). Bei einer „Scope 3“-Bilanzierung würden zudem Vorkettenemissionen miteinbezogen.

Ohne eine Produktbilanzierung von Fernwärmelieferungen stellt der **ortsbasierte Ansatz** die einzige Klimabilanzierungsoption für eingekaufte Energie dar: Hierbei wird die durchschnittliche Emissionsintensität der Energie im öffentlichen Netz, in dem eine Verbrauchsstelle verortet ist, zugrunde gelegt. Der Nachteil hierbei ist, dass ein Bezug von Fernwärme aus EE oder Abwärme nur in Höhe des durchschnittlichen EE- bzw. Abwärme-Anteils im Netz möglich ist. Unternehmenskunden, die klimaneutral werden wollen, können dies ohne die Möglichkeit einer Produktbilanzierung bei einem Fernwärmebezug nur langfristig, wenn das gesamte Netz auf klimaneutrale Wärmeerzeugungsquellen umgestellt wurde. Als Alternative bleibt der Umstieg auf eine eigene, dezentrale EE-Erzeugung, was jedoch die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzbetriebs insgesamt beeinträchtigen kann.

Bei Wärmekunden der öffentlichen Hand könnte der Produktbilanzierung von Wärmelieferungen potenziell eine Bedeutung zukommen, wenn bei der Ausschreibung von Bau- oder Sanierungsvorhaben qualitative Nachhaltigkeitskriterien formuliert werden. Bei zivilen Baumaßnahmen des Bundes sind beispielsweise verbindlich die Methoden des Leitfadens Nachhaltiges Bauen zu berücksichtigen, die auch von einigen Bundesländern übernommen wurden (BMI 2019, S. 11). Treibhausgaspotenzial und Primärenergiebedarf bilden hier Teil der Kriterien für die ökologische Qualität von Gebäuden.

Insbesondere bei Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung kann erwartet werden, dass Akteure der öffentlichen Hand das Klimaschutzpotenzial der in Transformation befindlichen Fernwärmeversorgung bei Bau- und Sanierungsentscheidungen berücksichtigen. Die Klimabilanzierung von Unternehmen und deren belegbare Dekarbonisierungsbemühungen dürften daher einen relevanteren Anwendungsbereich für die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte darstellen. Ein weiterer Anwendungsbereich könnten Klimastrategien der Wohnungswirtschaft sein, für die – neben der Erfüllung gesetzlicher Anforderungen – eine klimaneutrale Wärmeversorgung

auch ein Argument im Wettbewerb um Mieter:innen sein könnte (zumindest in Wohnungsmärkten, die nicht durch Angebotsknappheit gekennzeichnet sind).

2.3 Nachfrage durch ideell motivierte Privatkunden

Im Stromsektor ist die Nachfrage von Haushaltskunden ein wichtiger Faktor für den Ausbau des Ökostromsegments. Nach Ergebnissen von Lieferantenbefragungen der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2021, S. 308 f.) hat sich der **Anteil von Ökostromprodukten bei der Belieferung von Haushaltskunden im letzten Jahrzehnt verdreifacht**, von ca. 11 % im Jahr 2011 auf 31 % in 2020 (siehe Abbildung 2). Bei weiteren Letztverbraucher:innen (d. h. Industrie- und Gewerbekunden sowie weiteren Nicht-Haushaltskunden) stieg der Anteil ebenfalls, blieb bislang allerdings auf einem niedrigeren Niveau (mit 14 % in 2020). Dies schlägt sich auch beim gesamten Ökostromanteil von ca. 19 % an der Elektrizitätsabgabe 2020 nieder, da in absoluten Zahlen deutlich höhere Strommengen an Industrie-, Gewerbe- und weitere Nicht-Haushaltskunden abgegeben werden als an Haushaltskunden. Zu beachten ist, dass sich Angaben nur auf befragte Lieferanten beziehen.⁶ Im europäischen Markt für HKN für EE-Strom werden Unternehmen zunehmend zum Treiber für Nachfragesteigerungen (AIB 2021, S. 15).

Private Haushalte einschließlich Wohnungsgesellschaften waren 2020 für ca. 44 % der Fernwärmeverwendung verantwortlich (BDEW 2022c; Werte sind vorläufig und schließen Fernkälte ein). Dabei ist zu beachten, dass bei vermieteten Wohn- und Nichtwohngebäuden Fernwärmekunden und Letztverbraucher:innen auseinanderfallen. **Für grüne Fernwärmeprodukte gestaltet sich der Absatzmarkt daher anders als im Strombereich.** Ein ideell motivierter Bezug eines grünen Fernwärmeprodukts wäre am ehesten bei Haushaltskunden, die Gebäude selbst besitzen und nutzen, zu erwarten. Mangels praktischer Erfahrungen lässt sich allerdings kaum abschätzen, wie hoch eine etwaige ideell motivierte Zahlungsbereitschaft für grüne Fernwärme ausfallen könnte.

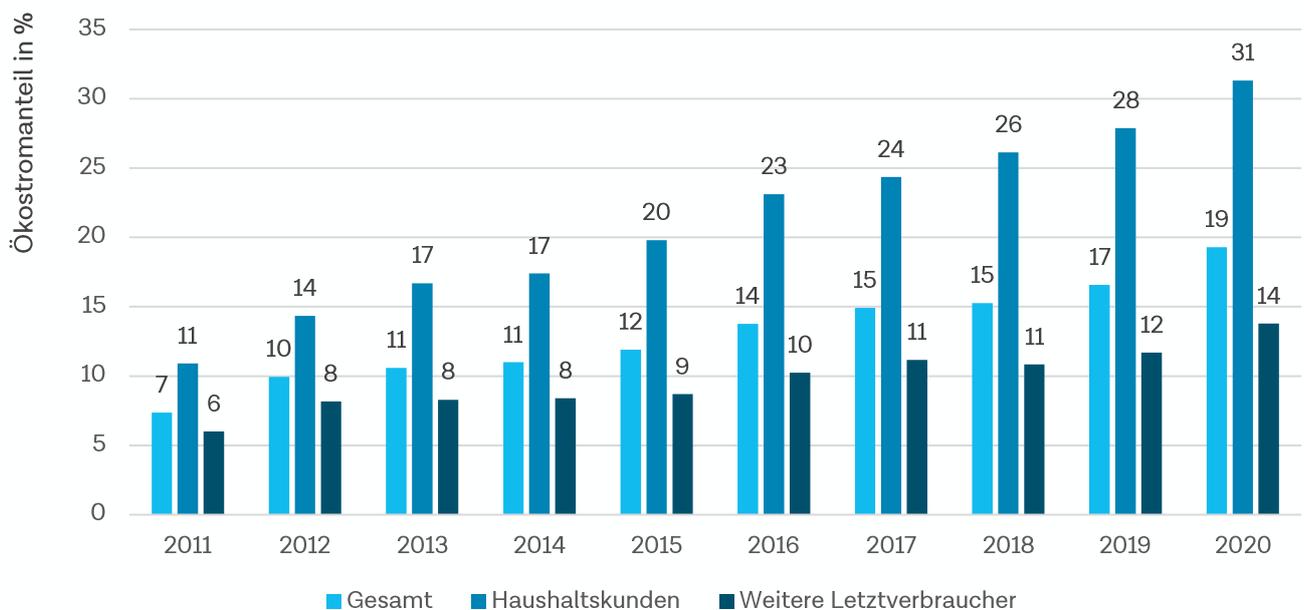
Im Ökostrombereich bestätigen Studien überwiegend die Hypothese, dass Verbraucher:innen eine erhöhte **Zahlungsbereitschaft für Ökostrom** aufweisen – allerdings unterscheiden sich Ergebnisse zur Höhe der Zahlungsbereitschaft und Einflussfaktoren je nach Studie und widersprechen sich teils (Schudak und Wallbott 2019, S. 232). Qualitativ lässt sich festhalten, dass Privathaushalte Ökostromprodukte anhand von Eigenschaftsmerkmalen differenziert beurteilen (Schudak und Wallbott 2019, S. 251 f.). Im Markt für Strom-HKN wirken insbesondere das Herkunftsland, die Technologie bzw. Energiequelle, das Alter der Anlage und der Förderstatus preisdifferenzierend (Güldenbergs et al. 2019, S. 209 ff.). Private Endkunden schätzen zudem die regionale Herkunft von Stromprodukten als bedeutend ein (Schudak und Wallbott 2019, S. 251 f.; Mundt et al. 2021, S. 37).

In einer von der imug durchgeführten Befragung zur **Zahlungsbereitschaft für Regionalstrom** gaben immerhin 28 % der Verbraucher:innen an, dass sie bereit wären, mehr für Strom zu bezahlen, der nachweislich aus der eigenen Region stammt (Mundt et al. 2021, S. 37). Dabei sagten Verbraucher:innen in 44 % der Fälle aus, dass sie Mehrkosten von bis zu 5 Euro pro Monat in Kauf nehmen würden, während 28 % sogar angaben, dass sie für ein nachweisliches Regionalstromprodukt bis zu 10 Euro mehr pro Monat bezahlen würden. Möglicherweise könnten grüne Fernwärmeprodukte, die sich auf an das eigene Netz angeschlossene Anlagen beziehen, an die Wertschätzung für regionale Energieerzeugungsoptionen anknüpfen. Inwiefern die Erkenntnisse aus dem Strombereich dabei übertragbar sind und welche Charakteristiken von grünen Fernwärmeprodukten

⁶ Die Angaben beziehen sich auf eine 2020 an Letztverbraucher:innen abgegebene Strommenge von 380,9 TWh, verglichen mit einem Nettostromverbrauch von 481,4 TWh insgesamt (exkl. Energieverbrauch im Umwandlungssektor, siehe AGE 2022, S. 35).

tatsächlich die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher:innen in messbarer Weise beeinflussen könnten, bleibt allerdings erst noch zu erforschen.

Abbildung 2: Anteil von Ökostrom an der Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher in Deutschland (in %)



Quelle: Hamburg Institut, auf Basis der Daten von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringberichte 2011-2021

Basis: Lieferantenbefragung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts. Die Berechnung der Ökostromanteile basiert auf Angaben befragter Lieferanten zur in gesonderten Ökostromtarifen vermarkteten Strommenge (2020: 73,4 TWh) sowie zur gesamten an Letztverbraucher abgegebenen Strommenge (2020: 380,9 TWh). 2020 gaben befragte Lieferanten 37,2 TWh Ökostrom an Haushaltskunden ab (gesamt: 118,8 TWh), 36,3 TWh an weitere Letztverbraucher (gesamt: 262,2 TWh).

2.4 Absicherung gegenüber steigenden CO₂-Preisen durch langfristige Lieferverträge für grüne Fernwärme

Steigende CO₂-Preise im europäischen und im nationalen Emissionshandelssystem wirken sich auf die Erzeugungskosten von Fernwärme aus fossilen Quellen aus.⁷ Bei Anlagen im **Europäischen Emissionshandel** (EU Emissions Trading System, EU-ETS) mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 Megawatt werden Preise für THG-Emissionen durch das Angebot und die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen bestimmt, die im Einklang mit den europäischen Emissionsminderungszielen im Zeitablauf verknappt werden (DEHSt 2022a). Anfang April 2022 beispielsweise lagen Auktionspreise für Emissionsberechtigungen im EU-ETS bei ca. 80 €/tCO₂ (EEX 2022). Seit 2021 wird der EU-ETS durch den **nationalen Emissionshandel auf Grundlage des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)** ergänzt, der beim Inverkehrbringen von Brennstoffen ansetzt. Durch die Weitergabe entsprechender Kosten an Anlagenbetreiber werden auch Wärmeerzeugungsanlagen, die nicht

⁷ Beim nationalen Emissionshandelssystem gehört auch Biomasse, die Nachhaltigkeitskriterien nicht erfüllt, zu den betroffenen Brennstoffen, siehe DEHSt 2022b; § 7 Abs. 4 Nr. 2 BEHG.

unter den EU-ETS fallen, mit CO₂-Preisen konfrontiert, die Teil der Preisbildung gegenüber Kunden werden. Zur Erhöhung der Planungssicherheit werden Emissionszertifikate bis 2025 zu einem jährlich ansteigenden Festpreis abgegeben (von 25 € 2021 bis 55 € 2025), ab 2026 werden Preise innerhalb eines vorgegebenen Preiskorridors von 55-65 € marktlich durch die Versteigerung von Zertifikaten bestimmt (§ 10 BEHG; DEHSt 2022b).⁸ Über die Preisbildung nach 2026 soll 2025 im Anschluss an eine Evaluierung entschieden werden. Bei vermieteten Gebäuden sollen ab 2023 Vorgaben zur Verteilung der Mehrkosten zwischen Mieter:innen und Vermieter:innen in Kraft treten, um sowohl Energieverbrauchssenkungen bei Mieter:innen als auch Investitionen in die energetische Sanierung durch Vermieter:innen anzureizen (BMWK, BMWWSB und BMJ 2022). Bei Wohngebäuden ist die Einführung eines Stufenmodells geplant, bei dem sich der von Vermieter:innen bzw. Mieter:innen zu tragende Kostenanteil am jährlichen CO₂-Ausstoß des vermieteten Gebäudes pro m² ausrichtet.

Mittelfristig steigern CO₂-Preise, die sich aus dem europäischen und nationalen Emissionshandel ergeben, die Wettbewerbsfähigkeit von Fernwärmeerzeugungsoptionen auf Basis von EE und unvermeidbarer Abwärme. **Der Abschluss eines langfristigen Vertrags über die Belieferung mit grüner Fernwärme kann Kunden die Möglichkeit bieten, sich gegenüber zukünftig steigenden CO₂-Preisen abzusichern.** Im Gegenzug würde durch die Zahlung eines Aufpreises für ein grünes Fernwärmeprodukt bereits heute der Ausbau von EE- und Abwärme-Projekten im Netz unterstützt, bevor entsprechende Optionen Wettbewerbsfähigkeit erreichen. **Werden Investitionen in EE und Abwärme hierdurch früher realisiert, als dies ohne grüne Fernwärmevermarktung der Fall wäre, ergeben sich zusätzliche Emissionseinsparungen im Zeitverlauf.**

Voraussetzung für diesen Anwendungsfall ist, dass die Zuordnung der Kosten für THG-Emissionen als Teil der verbrauchsabhängigen Bestandteile des Wärmepreises auf einzelne Kunden bzw. Wärmeprodukte parallel zur Zuordnung der Eigenschaften der Wärmeerzeugung erfolgt. In diesem Fall ist es jedoch **von besonderer Wichtigkeit sicherzustellen, dass die Einführung einer Produktdifferenzierung nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Kostenbelastung für existierende Verträge führt.** Die sachliche Rechtfertigung für eine Entlastung von CO₂-Preisbestandteilen würde sich beim grünen Fernwärmeprodukt daraus ergeben, dass durch den Bezug des Produkts der Ausbau klimaneutraler Wärmequellen im Netz vorangetrieben wird.

Hinsichtlich der zeitlichen Geltungsdauer von Wärmelieferverträgen ist festzuhalten, dass der Anschluss an ein Fernwärmenetz grundsätzlich als langfristige Versorgungsoption angelegt ist. Bei Einführung einer Produktdifferenzierung besteht allerdings trotz grundsätzlich langfristig angelegtem Netzbezug die Möglichkeit einer Flexibilisierung hinsichtlich der ökologischen Wärmequalität, sofern sich diese produktbezogen unterscheidet. Die Absicherung gegenüber CO₂-Preissteigerungen in Zeitverlauf – oder auch weitere, z. B. geopolitische Preisrisiken bei Erdgas mit hoher Importabhängigkeit – setzt einen hinreichend langfristigen Vertrag über den Bezug von Wärme mit festgelegten EE- oder Abwärme-Eigenschaften voraus. Analog zu längerfristigen Power Purchase Agreements im Strommarkt könnte man einen entsprechenden Vertrag über die Lieferung grüner Fernwärme als „Green Heat Purchase Agreement“ verstehen. Der RED III-Entwurf der EU-Kommission beispielsweise nennt Heat Purchase Agreements für Unternehmenskunden und kollektiv für kleinere Wärmeabnehmende als Maßnahme, mit der Mitgliedsstaaten die Steigerung des EE-Anteils im Wärme- und Kältesektor vorantreiben können (als Art. 23 Abs. 4 RED III Entwurfssfassung, siehe COM(2021) 557 final, S. 38). Eine bilanzielle Zuordnung von Wärmemengen aus EE und Abwärme zu Verbrauchenden mittels HKN-Entwertung könnte die **Umsetzung von langfristigen Green Heat Purchase Agreements in Fernwärmenetzen** etablieren.

⁸ Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291).

3 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE GRÜNE FERNWÄRMEVERMARKTUNG

Den **Rahmen zur Vermarktung grüner Energie gegenüber Endkunden bilden die Kernelemente Nachweisinstrument, Kennzeichnungsregel und Register**. Im Folgenden werden die europarechtlichen Vorgaben im Zusammenhang mit diesen Kernelementen für die Bereiche Elektrizität sowie Wärme und Kälte dargestellt und, soweit erfolgt, die Umsetzung dieser Vorgaben in nationales Recht. Zudem werden in diesem Kapitel **Anforderungen des GEG an den Einsatz von Fernwärme** als regulatorische Erfüllungsoption sowie entsprechende **Fördervoraussetzungen der BEG** betrachtet. Für eine mögliche regulatorische Anrechenbarkeit eines Bezugs grüner Fernwärme lassen sich hieraus zentrale Anforderungen ableiten (vgl. Kap. 5). Abschließend werden mögliche **Anknüpfungspunkte zwischen der BEW und einer Produktbilanzierung für grüne Fernwärme** diskutiert.

3.1 Rechtsrahmen für die Nachweisführung und Kennzeichnung von grüner Fernwärme

Im Bereich Elektrizität ist auf europäischer Ebene als verbindliches Nachweisinstrument der HKN eingeführt. Zum Zwecke des Nachweises gegenüber Endkunden, welchen Anteil Energie aus erneuerbaren Quellen am Energiemix eines Versorgers hat oder in welcher Menge sie darin enthalten ist, verpflichtet die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED I) in Art. 15 die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass die Herkunft von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann. Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen Herkunftsnachweise ausgestellt werden, und überwachen Ausstellung, Übertragung und Entwertung selbst oder durch benannte zuständige Stellen. Für jede Einheit erzeugter Energie wird nicht mehr als ein HKN ausgestellt und sichergestellt, dass jede Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt wird. Art. 15 der RED I sieht die Möglichkeit der Ausstellung von HKN für Wärme und Kälte aus EE auf Antrag der Produzenten optional vor.

Mit der Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen RL (EU) 2018/2001 (RED II) ist der Anwendungsbereich für Herkunftsnachweise nun ausgeweitet.⁹ Art. 19 der RED II verpflichtet die Mitgliedstaaten, dafür zu sorgen, dass auf Anfrage eines jeden Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen ein HKN ausgestellt wird (es sei denn die Mitgliedstaaten entscheiden sich, zur Berücksichtigung des Marktwerts von HKN für finanziell geförderte Anlagen grundsätzlich keine HKN auszustellen). Der HKN muss unter anderem mindestens eine Angabe dazu enthalten, ob er Elektrizität, Gas – einschließlich Wasserstoff – oder Wärme oder Kälte betrifft. Die von den Mitgliedstaaten oder den benannten zuständigen Stellen auferlegten Anforderungen hinsichtlich der zu schaffenden genauen, zuverlässigen und betrugssicheren Systeme zur elektronischen Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN haben dem europäischen Standard der Norm CEN-EN 16325 zu entsprechen. Dieser Standard befindet sich derzeit noch in Revision und stand zum 30.06.2021, dem Umsetzungsdatum der RED II, noch nicht zur Verfügung. Die aktuell gültige Fassung mit inhaltlichem Stand von 2015 bezieht sich ausschließlich auf Strom-HKN.¹⁰

⁹ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

¹⁰ DIN EN 16325:2016-01. Herkunftsnachweise bezüglich Energie – Herkunftsnachweise für Elektrizität; Deutsche Fassung EN 16325:2013+A1:2015. DIN Deutsches Institut für Normung, Berlin.

Der Standard CEN-EN 16325 bildet den Rahmen für die zu etablierenden Herkunftsnachweissysteme der Mitgliedstaaten und enthält neben allgemeinen Anforderungen an Registrierung der Registernutzer, Ausstellung und Inhalte der HKN, ihre Übertragung und Entwertung, die Fehlerkorrektur und Gültigkeitsdauer, Messverfahren und Audits weitere energieträgerspezifische Anforderungen. Die Revision des Standards ist infolge der Erweiterung des Anwendungsbereichs der HKN durch die RED II erforderlich geworden und dauert derzeit noch an. Ein Unterkapitel des Standards wird besondere Vorgaben für Wärme- und Kälte-HKN enthalten. Zu den im Rahmen der Revision untersuchten Optionen gehört die Möglichkeit für Mitgliedstaaten, den Namen des Netzes bzw. eine Identifikationsnummer auf dem HKN zu vermerken, über das die Wärme- oder Kältemenge, auf die sich der HKN bezieht, verteilt wurde (siehe FaStGO 2020).

Diese Option ist inhaltlich verknüpft mit der Frage der netzübergreifenden Entwertbarkeit von HKN zu Kennzeichnungszwecken (siehe dazu Verwimp et al. 2020, S. 71 ff.; Van Stein Callenfels et al. 2020, S. 25 f.). Mitgliedstaaten könnten beispielsweise entscheiden, einen Abgleich von Netznamen (bzw. Identifikationsnummer) vorzusehen und zur Entwertung nur jeweils HKN zuzulassen, die Namen (bzw. Identifikationsnummer) desjenigen Netzes tragen, in dem die Wärme-/Kältelieferung erfolgt ist, für welche die Entwertung beantragt wird. Auf diese Weise ließe sich – anders als im Bereich Elektrizität – bei Wärme und Kälte eine räumliche Kopplung zwischen der produzierten grünen Energiemenge und dem Verbrauch durch einen Endkunden in der Weise herstellen, dass die grüne Energiemenge, für die der HKN ausgestellt wird, auch tatsächlich demjenigen Netz zugeführt wurde, aus dem der Endkunde seine Energie bezieht.

Kennzeichnungsregeln gewährleisten, dass das Nachweisinstrument im Zuge der Vermarktung der Energie an Endkunden verpflichtend zur Anwendung kommt, und stellen die einmalige, rechtssichere Zuordnung der grünen Eigenschaft einer Energiemenge sicher. Im Bereich Elektrizität regelt Art. 18 Abs. 6 der neu gefassten Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie RL (EU) 2019/944 zusammen mit Nr. 5 ihres Anhangs I die Kennzeichnung der Energiequellen.¹¹ Hier wird den Versorgern die Kennzeichnung der Anteile der einzelnen Energieträger auf Produktebene vorgeschrieben (Anhang I Nr. 5 Unterabsatz 1). Sie werden außerdem verpflichtet, die Endkunden in verständlicher und eindeutig vergleichbarer Weise über den Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergieträgermix des Versorgers im vorangegangenen Jahr (Anhang I Nr. 5 Unterabsatz 2 lit. a) sowie über die Umweltauswirkungen, mindestens die CO₂-Emissionen und den radioaktiven Abfall aus der durch den Gesamtenergieträgermix des Versorgers im vorangegangenen Jahr erzeugten Elektrizität zu informieren (Anhang I Nr. 5 Unterabsatz 2 lit. b). **Für die Kennzeichnung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen werden dabei HKN verwendet**, so bestimmt es Anhang I Nr. 5 Unterabsatz 4 S. 2. Dies gilt lediglich nicht in den von Art. 19 Abs. 8 Unterabsatz 1 lit. a und b der RED II bezeichneten Fällen: Den nicht rückverfolgten Handelsangeboten entsprechenden Anteil am Energiemix des Versorgers, für den dieser zu Nachweiszwecken den Restenergiemix nutzen kann, und wenn ein Mitgliedstaat beschlossen hat, Produzenten, die finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhalten haben, überhaupt keine HKN auszustellen. Die Verwendung von HKN für den Nachweis des Anteils oder der Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen war auch vor Neufassung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie bereits in Art. 19 Abs. 8 Unterabsatz 1 der RED II unter Bezugnahme auf die Vorgängerrichtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt 2009/72/EG vorgeschrieben.

Mit der **Ausweitung des Anwendungsbereichs für HKN** durch Art. 19 Abs. 1 und 2 der RED II als Nachweisinstrument für Anteil und Menge erneuerbarer Energie im Energiemix eines Versorgers auch für die Bereiche

¹¹ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

Wärme und Kälte ist die Verwendung von HKN zu Kennzeichnungszwecken im Grunde angelegt. Verglichen mit den Regelungen zum Bereich Elektrizität schlägt sich eine Verwendungspflicht von Herkunftsnachweisen jedoch nicht in derselben Deutlichkeit im Richtlinienwortlaut nieder, wie dort in Art. 19 Abs. 8 Unterabsatz 1 RED II bzw. Art. 18 Abs. 6 in Verbindung mit Anhang 1 Nr. 5 der RL (EU) 2019/944. **Allerdings ist die Verwendung des Nachweisinstruments HKN zu Kennzeichnungszwecken durch Art. 19 Abs. 8 Unterabsatz 2 RED II für jede Energieart vorgesehen, für die ein Mitgliedstaat HKN ausstellt:** „Wenn die Mitgliedstaaten auch für andere Energiearten Herkunftsnachweise vorgesehen haben, müssen die Versorgungsunternehmen zu Kennzeichnungszwecken die für die Art der gelieferten Energie vorgesehene Herkunftsnachweisart verwenden.“ So sah es bereits der Kommissionsvorschlag für die Neufassung der RED I vor, in dessen Art. 19 Abs. 13 es heißt: „In den Fällen, in denen Energieversorger Energie aus erneuerbaren Quellen (...) an Kunden mit Bezug zu ökologischen oder sonstigen Vorteilen von Energie aus erneuerbaren Quellen (...) vermarkten, verlangen die Mitgliedstaaten, dass die Energieversorger mittels Herkunftsnachweisen die Menge oder den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen (...) offenlegen.“¹²

Grundsätzliche Kennzeichnungsregeln für Fernwärme und -kälte finden sich in Art. 24 Abs. 1 der RED II sowie in Art. 10a Abs. 2 lit. c in Verbindung mit Anhang VIIa Nr. 3 der Energieeffizienzrichtlinie (RL 2012/27/EU, geändert durch RL 2018/2002/EU).¹³ Hiernach haben die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass Endverbrauchern von den Anbietern in leicht zugänglicher Form Informationen über die Gesamtenergieeffizienz und den EE-Anteil der Fernwärme- und -kältesysteme zur Verfügung gestellt werden sowie Informationen über den eingesetzten Brennstoffmix und die damit verbundenen jährlichen Mengen an THG-Emissionen.

Für den Bereich Elektrizität sind zur Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben in nationales Recht zu allen drei Kernelementen Regelungen ergangen. § 42 Abs. 3 und 5 EnWG, § 79 EEG sowie die Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) und die Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (HkRNDV) regeln die Verwendung von HKN zur Kennzeichnung von Strom aus EE im Rahmen des Verkaufs an Letztverbraucher im Gesamtenergiemix und im Produktmix eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens sowie Details zum Register für HKN für Strom aus EE.¹⁴

Anders verhält es sich bei der **Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben im Bereich Wärme- und Kälte.** Während mit der **Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung (FFVAV)**¹⁵ zur Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie und der RED II die Pflicht der Versorger eingeführt wurde, Kunden Informationen über den Anteil der eingesetzten Energieträger sowie Wärme- und Kältengewinnungstechnologien im Gesamtenergiemix und den mit diesem Energiemix verbundenen jährlichen Treibhausgasemissionen (§ 5 Abs. 1 Nr. 2 FFVAV) und Informationen über den Primärenergiefaktor und den

¹² COM(2016) 767 final. Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Europäische Kommission, Brüssel. URL: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:3eb9ae57-faa6-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, S. 72.

¹³ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG; Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz.

¹⁴ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26. April 2022 (BGBl. I S. 674); Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026).

¹⁵ Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung vom 28. September 2021 (BGBl. I S. 4591, 4831).

prozentualen Anteil der eingesetzten erneuerbaren Energien (§ 5 Abs. 3 FFVAV) zur Verfügung zu stellen, steht die praktische Umsetzung eines nationalen Herkunftsnachweisregisters für den Bereich Wärme und Kälte noch aus. Zur Ausgestaltung des Rechtsrahmens für ein entsprechendes Register hat das BMWK am 05.08.2022 einen Referentenentwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Vorgaben in Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen veröffentlicht.¹⁶ In diesem Zuge ist auch eine Anpassung der FFVAV vorgesehen (siehe Kap. 5.1).

3.2 Ordnungsrechtliche Vorgaben des GEG bezüglich Fernwärme

Zu den dargestellten Rahmenbedingungen und Kernelementen, die für die Vermarktung grüner Fernwärme von Belang sind, treten weitere ordnungsrechtliche Anforderungen hinzu. Anders als im Bereich der Elektrizität, wo Kunden im Hinblick auf die Gestaltung ihres Verbrauchs nach Menge und Produktqualität keinen ordnungsrechtlichen Anforderungen unterliegen, **müssen Wärmekunden, die auch Gebäudeeigentümer sind, die Anforderungen des GEG erfüllen**, die ihre Entscheidungsfreiheit beim Wärmebezug beeinträchtigen.

Neue Gebäude sind zum Zwecke des möglichst sparsamen Einsatzes von Energie (§ 1 Abs. 1 GEG) nach § 10 Abs. 1 GEG als Niedrigstenergiegebäude zu errichten. Ihr Gesamtenergiebedarf darf einen gewissen Höchstwert nicht überschreiten, Energieverluste sind durch baulichen Wärmeschutz zu vermeiden und der Wärme- und Kälteenergiebedarf ist durch anteilige Nutzung von EE zu decken (§ 10 Abs. 2 GEG).

Für die Berechnung des Gesamtenergiebedarfs (Höchstwert des Jahres-Primärenergiebedarfs für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung gemäß § 15 GEG für Wohngebäude und – zuzüglich Jahres-Primärenergiebedarf für eingebaute Beleuchtung – gemäß § 18 GEG für Nichtwohngebäude) spielt der PEF eine zentrale Rolle. Denn zur **Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Gebäudes** sind – zusätzlich zu dem Bedarf an den im Gebäude für die benannten Anwendungen eingesetzten Energieträgern – die außerhalb des Gebäudes zur Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der Energieträger aufgewendeten Energiemengen zu berücksichtigen. Diese Berücksichtigung findet über die PEF statt, die in Anlage 4 zum GEG für die verschiedenen Energieträger festgesetzt sind und die außerhalb des Gebäudes aufgewendeten Energiemengen energieträgerspezifisch abbilden. **Für die Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs wird der Energiebedarf am jeweiligen Energieträger (im Gebäude) mit dem jeweils energieträgerspezifischen PEF multipliziert.**

Werden zu errichtende Gebäude mit Fernwärme versorgt, gelten besondere Regeln: Für die Fernwärme ist der PEF des Gesamtnetzes anzuwenden, der von der Art der Wärmeerzeugung im jeweiligen Netz abhängt und daher individuell für jedes Fernwärmenetz zu ermitteln ist (siehe Kap. 4.1). Aus diesem Grund ist auch in Anlage 4 zum GEG kein PEF für Fernwärme festgesetzt. **Das GEG legt allerdings Regelungen zur Ermittlung des individuellen Fernwärmenetz-PEF und hinzutretende wertende Bestimmungen fest (§ 22 Abs. 2 - 5 GEG).** Demnach kann grundsätzlich der Wert als PEF verwendet werden, den das Fernwärmeversorgungsunternehmen für den Wärmeträger im Netz ermittelt und veröffentlicht hat (§ 22 Abs. 2 S. 1 GEG), wenn es hierfür die zur Erzeugung und Verteilung der Wärme im Netz eingesetzten Brennstoffe und Strom, einschließlich Hilfsenergien, ermittelt und mit den Werten der Anlage 4 zum GEG gewichtet und auf die abgegebene Wärmemenge bezogen hat und die Anwendung dieses Berechnungsverfahrens in der Veröffentlichung angegeben hat (§ 22 Abs. 2 S. 2 GEG).

¹⁶ Abrufbar im Internet unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/herkunftsnachweisen-fuer-gas-wasserstoff-waerme-und-kaelte-aus-erneuerbaren-energiequellen.html> (zuletzt aufgerufen am 08.09.2022).

Als zusätzliche Anforderung tritt hinzu, dass für den Fall, dass in einem Wärmenetz in einer KWK-Anlage erzeugte Wärme genutzt wird, der ermittelte und veröffentlichte Wert verwendet werden kann, wenn zur Ermittlung des PEF der Wärme aus der KWK-Anlage das Berechnungsverfahren nach DIN V 18599-1: 2018-09 Anhang A Abschnitt 4 mit den PEF der Anlage 4 zum GEG angewendet und diese Methode in der Veröffentlichung mit angegeben worden ist (§ 22 Abs. 2 S. 3 GEG). Liegt der auf diese Weise ermittelte und veröffentlichte PEF eines Wärmenetzes unter einem Wert von 0,3, ist als PEF im Sinne des GEG (für die Berechnung des zulässigen Höchstwerts des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Gebäudes) der Wert von 0,3 zu verwenden. Dieser Wert kann bei Nutzung von EE oder Abwärme im Fernwärmenetz um je 0,001 Prozentpunkte je prozentualem Anteil dieser Nutzung auf insgesamt einen Wert von bis zu 0,2 reduziert werden, wenn dies in der Veröffentlichung angegeben ist (§ 22 Abs. 3 GEG).

§ 44 GEG regelt, dass anstelle der anteiligen Nutzung von EE eine Versorgung des zu errichtenden Gebäudes mit Fernwärme stattfinden kann, und stellt hierfür Anforderungen auf. Zum einen muss durch die Nutzung der Fernwärme ein Mindestanteil des Wärmeenergiebedarfs des Gebäudes abgedeckt werden (§ 44 Abs. 1 GEG), zum anderen muss die im Wärmenetz insgesamt verteilte Wärme zu einem wesentlichen Anteil aus EE, mindestens 50 % Abwärme, KWK oder einer Kombination aus diesen stammen (§ 44 Abs. 2 GEG).

Sowohl im Bereich des § 22 GEG als auch im Bereich des § 44 GEG bieten die bestehenden ordnungsrechtlichen Anforderungen mögliche Anknüpfungspunkte für produktspezifische Fernwärmebilanzierung. Die Vorschriften zur Ermittlung des PEF eines Wärmenetzes und die hierfür entwickelten und in der Fernwärmebranche verbreitet genutzten Arbeitshilfen wie das Arbeitsblatt FW 309 Teil 1 des AGFW oder die DIN-Vornorm DIN V 18599-1: 2018-09 Anhang A zielen auf die Ermittlung eines einheitlichen Netz-PEF unter Berücksichtigung verschiedener Wärmeerzeuger ab (siehe Kap. 4.1). Eine Produktbilanzierung, die bei den verschiedenen Wärmeerzeugern eines Netzes ansetzt, für diese spezifische PEF ermittelt und ohne den Umweg einer Vermischung mit den Eigenschaften der übrigen Wärmeerzeuger desselben Netzes in einem netzeinheitlichen PEF die bilanzielle Zuordnung dieser Wärme mit spezifischem PEF direkt an Kunden bzw. einzelne Gebäude ermöglicht, könnte die PEF-Bestimmung in Fernwärmenetzen transparenter machen. Die Möglichkeit der Kombination von Wärme aus verschiedenen Wärmeerzeugern könnte die Flexibilität der Wärmeversorger bei der Produktgestaltung erhöhen und beispielsweise ermöglichen, Kunden Produkte mit besonders niedrigen PEF anzubieten. Netzverluste und Hilfsenergieeinsatz zum Netzbetrieb müssen in einer solchen Methodik Berücksichtigung finden.

Die Flexibilität, die eine Bilanzierung hinsichtlich der Produktgestaltung mit Fokus auf PEF ermöglichen würde, würde sich für Versorger auch für eine **Produktgestaltung mit Fokus auf Anteile an EE und unvermeidbarer Abwärme eröffnen**. Sie könnten Produkte mit einem garantierten Mindestanteil an EE und Abwärme anbieten, die es Kunden ermöglichen könnten, die Anforderungen des § 44 GEG über den Bezug eines solchen bilanzierten Wärmeprodukts nachzuweisen.

3.3 BEG und BEW: Anknüpfungspunkte für eine produktspezifische Bilanzierung

Als zentrale Förderprogramme für die Dekarbonisierung von Gebäuden und Wärmenetzen stellen die BEG sowie die BEW wichtige Rahmenbedingungen für eine mögliche grüne Fernwärmevermarktung dar. Im Folgenden werden daher die förderrechtlichen Voraussetzungen von BEW und BEG eingehender betrachtet, mit Fokus auf der Fragestellung, inwieweit nach derzeitigem Stand ökologische **Qualitätsanforderungen im Zusammenhang mit dem (Aus)bau von Fernwärmenetzen und dem Anschluss von Gebäuden an Fernwärmenetze**

gestellt werden. Auf dieser Basis wird untersucht, inwieweit die Förderrichtlinien Anknüpfungspunkte für produktspezifische Bilanzierungsmethoden für Fernwärmelieferungen bieten könnten.

3.3.1 Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

3.3.1.1 Inhalte und Fördervoraussetzungen

Mit der BEG wurde 2021 die **energetische Gebäudförderung des Bundes** neu aufgesetzt. Die BEG führt die Förderung von Effizienz und erneuerbaren Energien im Gebäudebereich zusammen und ersetzt damit das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP), das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (EBS-Programme), das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und das Heizungsoptimierungsprogramm (HZO). Die Integration und Weiterentwicklung der bisherigen vier Bundesförderprogramme soll u. a. dazu dienen, die Verständlichkeit und Zugänglichkeit der Förderung für Bürger, Unternehmen und Kommunen zu verbessern und die Anreizwirkung für Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien zu verstärken.¹⁷ Inhaltlich ist die BEG in drei Teilprogramme gegliedert: Die Förderrichtlinie für Einzelmaßnahmen (EM) trat zum 1. Januar 2021 in Kraft, die Förderrichtlinien für Wohngebäude (WG) und Nichtwohngebäude (NWG) zum 1. Juli 2021. Förderungen werden entweder als Zuschuss oder Kredit mit Zinsverbilligung und Tilgungszuschuss gewährt.

Im Sommer 2022 wurde eine Reihe von **Änderungen an den Förderrichtlinien BEG EM, WG und NWG** vorgenommen (siehe KfW 2022 für einen Überblick).¹⁸ Eine Neubauförderung etwa steht nur noch für neue Wohngebäude und Nichtwohngebäude zur Verfügung, welche die Effizienzhaus bzw. -gebäudestufe 40 mit Nachhaltigkeits-Klasse erreichen. Im Zuge des Sofortprogramms gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude ist eine weitergehende Neuausrichtung der BEG geplant, die die geplanten Änderungen im GEG flankieren und die Marktteilnehmenden auf die ab 2025 geplanten Neubauanforderungen (EH40) sowie die Anforderungen an neu eingebaute Heizungen (65 % EE-Anteil) vorbereiten sollen mit Fokus auf Sanierungen und treibhausgasneutralen Neubau (BMWK und BMWSB 2022). Die BEG-Neubauförderung wurde bereits 2022 stärker an THG-Emissionen im Neubau und der Lebenszyklusbetrachtung des „Qualitätssiegels Nachhaltige Gebäude“ ausgerichtet.

Die Eigenschaften bezogener Fernwärme können für das **Erreichen der Nachhaltigkeits-Klassen für Effizienzhäuser bzw. -gebäude** relevant sein. Die Qualitätssiegel „Nachhaltiges Gebäude Plus“ oder „Nachhaltiges Gebäude Premium“ enthalten u. a. Anforderungen an THG-Emissionen und den Primärenergiebedarf (BMI 2021, S. 16 f). Der Kriterienkatalog fällt dabei jedoch insgesamt breit aus, so dass ökologische Qualitätskennzahlen der Fernwärmeversorgung als ein Faktor unter weiteren in eine Gesamtbetrachtung einfließen.

Direktere ökologische Qualitätsanforderungen an Fernwärme werden vor allem als Teil der Fördervoraussetzungen für die „Effizienzhaus EE“-Klasse gestellt (bzw. „Effizienzgebäude EE“ für Nichtwohngebäude). Diese Förderklasse steht mit Stand August 2022 nach den Förderrichtlinien BEG WG und NWG noch für Sanierungen zur Verfügung (KfW 2022); nach den Richtlinienfassungen vom 7. Dezember 2021 galt die EE-Klasse zunächst auch für den Neubau. Das Erreichen dieser Klasse geht mit höheren Tilgungszuschüssen (bzw. Zuschüssen für Kommunen) einher, bei Wohngebäuden erhöht sich zusätzlich der maximale Kreditbetrag

¹⁷ Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG) vom 7. Dezember 2021; Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG NWG) vom 7. Dezember 2021; Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) vom 16. September 2021. <https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Redaktion/DE/FAQ/FAQ-Uebersicht/Richtlinien/bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude-beg.html>.

¹⁸ Bekanntmachung: Änderungen von Richtlinien vom 21. Juli 2022, BAnz AT 27.07.2022 B1.

(bzw. die förderfähigen Kosten für Kommunen). Eine Förderung nach der „Effizienzhaus EE“-Klasse setzt voraus, dass EE und/oder unvermeidbare Abwärme einen Anteil von mindestens 55 % des für die Wärme- und Kälteversorgung des Gebäudes erforderlichen Energiebedarfs erbringen. **Der Anschluss von Gebäuden an Wärme- oder Gebäudenetze kann dabei als Erfüllungsoption genutzt werden.** Für die Berechnung des Erfüllungsgrades dürfen nur spezifische Optionen einbezogen werden, die auch unvermeidbare Abwärme umfassen, aber z. B. nicht Abwärme aus der thermischen Abfallverwertung (siehe BEG WG und BEG NWG, S. 16; KfW und BAFA 2022, S. 72). Alternativ kann ein Anteil von 55 % erneuerbarer Energien zur Erfüllung der EE-Klasse pauschal angesetzt werden, wenn das Wärmenetz einen Primärenergiefaktor von höchstens 0,25 aufweist oder ein nach der BEW geförderter Transformationsplan vorliegt (in die PEF-Berechnung kann thermische Abfallverwertung einbezogen werden; KfW und BAFA 2022, S. 74).

Als Teil der **Einzelmaßnahmenförderung der BEG EM** kann die **Errichtung, der Umbau oder die Erweiterung von Gebäudenetzen** (definiert als Netze, die bis zu 16 Gebäude und bis zu 100 Wohneinheiten ausschließlich mit Wärme versorgen) gefördert werden. Mit Änderung der BEG EM vom 21. Juli 2022 beträgt der Fördersatz hierfür 25 %. Errichtung, Umbau und Erweiterung von Wärmenetzen zur Versorgung der Allgemeinheit mit leitungsgebundener Wärme fallen hingegen in den Anwendungsbereich der BEW. Die BEG EM fördert allerdings auch den **Anschluss an ein Gebäudenetz oder Wärmenetz**, ebenfalls mit einem Fördersatz von 25 %. Ähnlich wie GEG-Anforderungen an Wärmenetze beziehen sich BEG-Mindestanteile für EE und/oder unvermeidbare Abwärme auf Wärmenetze insgesamt.

3.3.1.2 Anknüpfungspunkte für eine produktspezifische Bilanzierung in der BEG

Ökologische Qualitätsanforderungen an Fernwärme, die als Teil der Fördervoraussetzungen für das Erreichen der „Effizienzhaus EE“-Klasse gestellt werden, könnten einen Anwendungsfall für eine produktspezifische Bilanzierung darstellen.¹⁹ Eine Weiterentwicklungsoption wäre die Schaffung der **Möglichkeit, den Mindestanteil für EE und/oder unvermeidbare Abwärme durch ein grünes Fernwärmeprodukt zu erfüllen.**

In den ersten Fassungen der BEG erfüllte ein Anschluss an Wärme- oder Gebäudenetze nur dann die Fördervoraussetzung für die EE-Klasse, wenn Netze zu mehr als 55 % durch die festgelegten Arten der Wärmeerzeugung gespeist wurden (siehe z. B. BEG WG und BEG NWG vom 20. Mai 2021). Auch die Einzelmaßnahmenförderung eines Wärmenetzanschlusses erforderte den Nachweis von 55 % oder 25 % EE und/oder Abwärme-Anteil (je nach Fördersatz). Der Nachweis entsprechend hoher EE- und Abwärme-Anteile ist bislang nur für wenige Wärmenetze möglich (vgl. Engelmann et al. 2021, S. 255 ff.).²⁰ Mittelfristig ist jedoch für alle Wärmenetze eine möglichst vollständige Umstellung auf klimaneutrale Wärmequellen anzustreben, u. a. befördert durch den Kohleausstieg, steigende CO₂-Preise für fossile Brennstoffe und weitere Maßnahmen zur Umsetzung des Klimaneutralitätsziels im Gebäudesektor. Die Förderung eines Anschlusses an Wärmenetze kann aus klimapolitischen Gründen bereits sinnvoll sein, selbst wenn Netze einen entsprechend hohen Anteil noch nicht erreicht

¹⁹ Indirekt können die Eigenschaften bezogener Fernwärme auch für das Erreichen der Nachhaltigkeits-Klassen für Effizienzhäuser bzw. -gebäude relevant sein. Da der Kriterienkatalog jedoch insgesamt deutlich breiter ausfällt, wird dieser Anwendungsfall hier vernachlässigt.

²⁰ Nach AGFW Arbeitsblatt FW 309 Teil 5 kann der erneuerbare Anteil eines Wärmenetzes dabei auch auf Grundlage von Planungsdaten zertifiziert werden, wenn neue Anlagen geplant, aber noch nicht in Betrieb oder gebaut sind (siehe auch AGFW 2022). Entsprechende Bescheinigungen sind allerdings für max. sieben Jahre gültig, die Folgebescheinigung muss ausschließlich auf Bilanzdaten basieren. Falls sich Projekte verzögern und erforderliche Mindestanteile nicht erreicht werden, können sich hieraus Risiken ergeben, wenn rückwirkend die Fördervoraussetzungen verfehlt werden – insbesondere für Gebäudeeigentümer:innen bzw. Bauherren, die entsprechende Verzögerungen nicht beeinflussen können, könnte dies ein Hemmnis für eine Entscheidung zugunsten eines Fernwärmeanschlusses darstellen.

haben: Sobald großtechnische Lösungen für klimaneutrale Wärmeerzeugung im Netz etabliert wurden, kann die Wärmeversorgung ganzer Quartiere oder Stadtteile dekarbonisiert werden, Bestandsgebäude eingeschlossen. Voraussetzung ist, dass eine entsprechende Transformation geplant und umgesetzt wird.

Mit Anpassung der BEG WG und BEG NWG vom 16. September 2021 wurde dementsprechend die Möglichkeit eingeführt, für Wärmenetze pauschal einen EE-Anteil von 55 % ansetzen zu können, sofern ein BEW-geförderter Transformationsplan vorliegt oder der Primärenergiefaktor des Wärmenetzes höchstens 0,25 beträgt. Auch bei der Förderrichtlinie für Einzelmaßnahmen wurden PEF oder Transformationspläne als alternative Fördervoraussetzungen etabliert. Transformationspläne legen in Verbindung mit systemischer Förderung nach der BEW verbindliche Zielpläne für die vollständige Dekarbonisierung von Wärmenetzen bis 2045 fest (siehe Kap. 3.3.2). Nach Inkrafttreten der Förderrichtlinie muss allerdings erst die Erstellung eines mit den BEW-Anforderungen kompatiblen Transformationsplans abgeschlossen werden, bis von dieser Fördervoraussetzung Gebrauch gemacht werden kann.

Laut der technischen FAQ zur BEG sind bei der Ermittlung des PEF dabei die Regelungen des § 22 Abs. 2 bis 4 GEG anzuwenden.²¹ Dies schließt explizit Vorgaben zur Verwendung der Stromgutschriftmethode zur Bewertung von KWK-Anlagen sowie zur Anwendung der Kappung des PEF auf 0,3 als Untergrenze ein, abzüglich des Werts von 0,001 für jeden Prozentpunkt EE- oder Abwärme-Anteil (§ 22 Abs. 3 GEG, siehe Kap. 4.2). Um einen PEF von 0,25 nachzuweisen, ist daher ein EE- und Abwärme-Anteil von mindestens 50 % im Wärmenetz erforderlich, was für in Transformation befindliche Netze als Fördervoraussetzung eine ähnliche Hürde wie ein EE- und Abwärme-Anteil von 55 % darstellen kann.

Zielgenauere Anreize für den Ausbau klimaneutraler Wärme ließen sich setzen, wenn neben dem Nachweis von Transformationsplänen Mindestanteile durch ein grünes Fernwärmeprodukt erfüllt werden könnten. Dies würde es beispielsweise ermöglichen, neue EE-basierte Wärmeerzeugungsanlagen parallel zum Bau neuer Wohn- oder Nichtwohngebäude zu realisieren, mit deren Eigentümer:innen ein Vertrag über die bilanzielle Belieferung mit Wärme aus diesen Anlagen geschlossen wird. Sofern die Anforderung besteht, dass sich der EE- und Abwärme-Anteil für Bestandskunden durch die Vermarktung eines grünen Fernwärmeprodukts im Grundsatz nicht verschlechtern darf, könnte sichergestellt werden, dass Mindestanteile nicht lediglich durch eine Umverteilung von klimaneutral erzeugten Wärmemengen aus Bestandsanlagen im Netz erreicht werden. **Eine bilanzielle Erfüllung von Mindestanteilen würde zudem faire Wettbewerbsbedingungen gegenüber dezentralen Wärmeversorgungsoptionen schaffen,** bei denen sich EE-Mindestanteile nur auf die Wärmeversorgung eines einzelnen Gebäudes beziehen.

²¹ Siehe [Liste der technischen FAQ – Effizienzhäuser und Effizienzgebäude – Bundesförderung für effiziente Gebäude \(BEG\) \(kfw.de\)](#), S. 57 (zuletzt aufgerufen am 13.09.2022).

3.3.2 Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

3.3.2.1 Inhalte und Fördervoraussetzung

Die BEW-Förderrichtlinie, die am 15. September 2022 in Kraft tritt, unterstützt die **zunehmende Einbindung erneuerbarer Energien und Abwärme in Wärme- und Kältenetzen**.²² Es werden die Dekarbonisierung bestehender, vorwiegend aus fossilen Energiequellen gespeister Wärme- und Kältenetzsysteme sowie der Neubau von Wärme- und Kältenetzen gefördert, die überwiegend (d. h. zu mindestens 75 %) mit EE und Abwärme gespeist werden. Damit tritt die BEW an die Stelle des bisherigen, enger gefassten Förderprogramms „Wärmenetzsysteme 4.0“. Die Förderung in Form von nicht rückzahlbaren Zuschüssen erfolgt in vier Modulen (siehe BAFA 2022):

- 1) **Förderung von Transformationsplänen** (die den Umbau bestehender Wärmenetzsysteme zu treibhausgasneutralen Wärmenetzsystemen in 2045 aufzeigen) **und Machbarkeitsstudien** (die Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit neu zu bauender Wärmenetzsysteme mit mindestens 75 % EE und Abwärme untersuchen)
- 2) **Systemische Förderung des Neubaus von Wärmenetzen bzw. der Transformation von Bestandsnetzen** (Förderung von Maßnahmen zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung)
- 3) **Einzelmaßnahmenförderung** (bei Bestandswärmenetzen mit unterschiedlichen Fördervoraussetzungen - je nachdem, ob ein Transformationsplan vorliegt, oder nicht)
- 4) **Betriebskostenförderung für die Erzeugung erneuerbarer Wärmemengen** (aus geförderten Solarthermieanlagen sowie geförderten strombetriebenen Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen).

Die BEW-Förderung ist ausgerichtet auf das Ziel **einer THG-neutralen Wärmenetzlandschaft bis 2045**, welches insbesondere durch die systemische Förderung mittels Transformationsplänen und Machbarkeitsstudien operationalisiert und hinsichtlich des Zielfortschritts überprüfbar gemacht wird. Zusätzliche Förderkriterien gelten z. B. hinsichtlich des Biomasseeinsatzes und der nachhaltigen Biomasseverfügbarkeit sowie beim Neubau von Netzen hinsichtlich der maximalen Vorlauftemperatur und dem Ausschluss von Wärme aus kohlebefeuerten Anlagen. Anlagen zur Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern sind nicht förderfähig. Die Module 2 und 3 umfassen eine Investitionskostenförderung von bis zu max. 40 % der förderfähigen Ausgaben für Investitionen in Erzeugungsanlagen und Infrastruktur. Dabei sind Förderhöchstgrenzen von 100 Mio. € pro Antrag in Modul 2 und 3 zu berücksichtigen. Zudem hängt die projektspezifische Förderung von der jeweiligen Wirtschaftlichkeitslücke ab. Die Betriebskostenförderung für die Erzeugung von EE-Wärmemengen aus geförderten Solarthermieanlagen und geförderten strombetriebenen Wärmepumpen wird für zehn Jahre gewährt und erfordert die jährliche Vorlage von Zwischennachweisen zu eingespeisten Wärmemengen.

3.3.2.2 Anknüpfungspunkte für eine produktspezifische Bilanzierung in der BEW

Anders als bei der BEG ergeben sich Anknüpfungspunkte für eine produktspezifische Bilanzierung im Fall der BEW nicht hinsichtlich der Fördervoraussetzungen. An Bestandnetze werden sinnvollerweise keine Mindestanforderungen an bereits erreichte EE- oder Abwärme-Anteile gestellt, da die Transformation von vorwiegend fossil versorgten Netzen hin zu klimaneutralen Versorgungssystemen im Fokus steht. Voraussetzung für die systemische Förderung ist dementsprechend das Vorliegen eines Transformationsplans, der den Zielpfad zu einem klimaneutralen Netz bis 2045 beschreibt. Neue Netze müssen bereits mit einem hohen Anteil klimaneutraler Wärmeerzeugungsquellen realisiert werden und ebenfalls bis 2045 Treibhausgasneutralität erreichen.

²² Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze – „BEW“ vom 01.08.2022, BAnz AT 18.08.2022 B1.

Auf dem Weg zu vollständig dekarbonisierten Netzen könnten sich bei Bestands- und Neubaunetzen allerdings **Synergien zwischen einer Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte und der BEW-Förderung** ergeben. Hierbei lassen sich drei Arten von möglichen Synergieeffekten unterscheiden. Zum einen könnte eine grüne Fernwärmevermarktung in Kombination mit einer BEW-Förderung dazu beitragen, den Ausbau von EE und Abwärmennutzung zu beschleunigen, wodurch zusätzliche Mengen an THG-Emissionen eingespart würden. Zum anderen könnte die Vermarktung grüner Fernwärme aus bestehenden ungeforderten Anlagen zusätzlich zur BEW-Förderung den Ausbau der klimaneutralen Wärmeerzeugung vorantreiben. Dies könnte den Förderbedarf für die Transformation einzelner Wärmenetze reduzieren und die Zahl der Projekte, die aus dem verfügbaren Budget gefördert werden können, erhöhen. Drittens ließen sich Synergien zwischen dem Einsatz von HKN für die Ausweisung von EE- und Abwärme-Anteilen und dem Umsetzungsmonitoring der Transformationspläne nutzen.

In **Kombination mit der BEW-Förderung** könnte die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte dazu beitragen, die Refinanzierung von Investitionen zu beschleunigen – insbesondere im Fall von Anlagen, die zwar Investitionskostenförderung aber keine Betriebskostenförderung erhalten. Da Antragssteller selbst bei einem maximalen Fördersatz von 40 % einen Eigenanteil von 60 % an den Investitionskosten aufbringen müssen, ist ein gestaffelter Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten wahrscheinlich, dessen Tempo u. a. von der Kapitalverfügbarkeit beeinflusst wird. Die Vermarktung grüner Fernwärme könnte Versorgern möglicherweise erlauben, Investitionen vorzuziehen und die **Transformation von Bestandsnetzen schneller voranzutreiben** als dies bei einer alleinigen Stützung auf BEW-Anreize möglich wäre. Bei neu errichteten Netzen ließen sich ggf. höhere Anteile von EE und Abwärme als die geforderten 75 % realisieren bzw. der Umbau hin zu vollständiger Klimaneutralität beschleunigen. Voraussetzung wäre in beiden Fällen, dass eine hinreichende Zahlungsbereitschaft für grüne Fernwärmeprodukte besteht.

Darüber hinaus könnten grüne Fernwärmeprodukte den Fokus gezielt darauf legen, Wärme aus ungeforderten EE- oder Abwärmeanlagen zu vermarkten, um damit den **Ausbau der klimaneutralen Wärmeerzeugung zusätzlich zur BEW-Förderung** voranzutreiben. Voraussetzung wäre wiederum, dass sich hinreichende Preisprämien für entsprechende grüne Fernwärmeprodukte erzielen ließen. Eine Abgrenzung des geförderten und ungeforderten Ausbaus klimaneutraler Fernwärmequellen könnte dabei im Rahmen der Transformationspläne vorgenommen werden. Beispielsweise könnte ein Zielpfad für die Erhöhung des EE- und Abwärme-Anteils für alle Fernwärmekunden aufgezeigt werden, der mittels Förderung umgesetzt wird. Darüberhinausgehende bzw. beschleunigt realisierte EE- und Abwärme-Anteile könnten gegen Aufpreis als grüne Fernwärme aus ungeforderten Anlagen vermarktet werden. In der Summe müssten der geförderte und ungeforderte Netzausbau dabei zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045 führen, um den Fördervoraussetzungen der BEW zu entsprechen. Auf HKN wird standardmäßig vermerkt, ob die zugrundeliegende Energiemenge aus einer Anlage stammt, die eine finanzielle Förderung erhalten hat (mit Differenzierung nach Produktions- oder Investitionsförderung, siehe Kap. 4.4). Wärmeversorger könnten Informationen über HKN, die für ein bestimmtes Wärmeprodukt entwertet wurden, in Form von Entwertungsnachweisen an Kunden sowie die für das BEW-Monitoring zuständige Behörde weitergeben. So ließe sich leicht nachvollziehen, ob für ein grünes Fernwärmeprodukt HKN aus ungeforderten Anlagen entwertet wurden.

Die Kombination von BEW-Förderung und grüner Fernwärmevermarktung sowie die Vermarktung zusätzlicher, ungefordertes grüner Fernwärme schließt sich dabei nicht gegenseitig aus. In einem Wärmenetz könnten verschiedene, **hinsichtlich ihrer Eigenschaften und Preise differenzierte grüne Fernwärmeprodukte** vermarktet werden. Auch die Vermarktung von Produkten, die nachweislich einen Anteil grüner Fernwärme aus

ungeförderten Anlagen ausweisen, wäre möglich. Voraussetzung wäre, dass geförderte und ungeförderte Anteile grüner Fernwärme gegenüber Kunden als Teil der Produktkennzeichnung kenntlich gemacht werden. Entsprechende Vermarktungsstrategien könnten als Teil von Transformationsplänen bzw. Machbarkeitsstudien beschrieben und bei der Beantragung von systemischer Förderung berücksichtigt werden.

Bei Inanspruchnahme einer BEW-Förderung ergeben sich neue Nachweispflichten für Anlagenbetreiber und Zuwendungsempfänger, die sich u. a. auf den Anteil an EE und Abwärme an der Wärmebereitstellung beziehen. Der Einsatz von Herkunftsnachweisen könnte hierbei die **Nachweisführung vereinheitlichen und Synergien zur Wärmekennzeichnung und Datenverifizierung für die grüne Fernwärmevermarktung** schaffen. Für systemisch geförderte Bestandsnetze wird beispielsweise die Darstellung der Zielpfade zur vollständigen Dekarbonisierung aus den Transformationsplänen verbindlich und hinsichtlich der Umsetzung im Zuge der Erfolgskontrolle (Abschnitt 8, Ziffer 8.4 BEW) durch die Bewilligungsbehörde überprüft. Daten zur Ausstellung von HKN für die in Netze eingespeiste Wärme könnten hierbei als Beleg für jährlich erzeugte EE- und Abwärmemengen eingesetzt werden. Entsprechende Daten könnten der Bewilligungsbehörde digital über eine Schnittstelle des Wärme-Herkunftsnachweisregisters zugänglich gemacht werden. Entsprechende Synergien könnten auch für weitere Daten genutzt werden, die sowohl für die Ausstellung von HKN als auch für Monitoring und Evaluierung der BEW-Förderung erfasst werden müssten (z. B. eingesetzte Biomassebrennstoffe). So müssen etwa bei neu errichteten Netzen geförderte Anlage für mindestens zehn Jahre gemäß den Mindestanforderungen an förderfähige Netze betrieben werden (Abschnitt 8, Ziffer 8.4 BEW). Anlagenbetreiber müssen der Bewilligungsstelle dabei jährlich bestätigen, dass Mindestvoraussetzungen sowie Angaben zum förderrelevanten Anteil von EE und Abwärme für die Wärmebereitstellung eingehalten werden (Abschnitt 8, Ziffer 8.4 BEW). Auch hier könnten potenziell automatisierbare Datenabgleiche mittels Schnittstellen zwischen Herkunftsnachweisregister und Förderdatenbank etabliert werden.

Ein weiterer Anwendungsfall, der Synergien bieten könnte, ist die **Nachweisführung für die Betriebskostenförderung**. Diese soll jährlich auf Basis der vom Antragsteller vorzulegenden Daten bestimmt und nach Vorlage und Prüfung eines Zwischennachweises ausgezahlt werden. Die Auszahlung soll dabei auf Basis von Kalenderjahren erfolgen, mit Einreichung der Zwischennachweise bis spätestens zum 31.03. des Folgejahres (Abschnitt 7, Ziffer 7.1.4 BEW). Entsprechende Fristen könnten mit der Erstellung der jährlichen Wärmekennzeichnung abgestimmt werden, so dass möglicherweise erforderliche Messdatenaudits für die Bestätigung der an das Herkunftsnachweisregisters gemeldeten Daten und die Nachweisführung nach BEW genutzt werden könnten. Auch hier wäre die Schaffung von Datenschnittstellen zwischen der zuständigen Behörde und dem HKN-Register möglich. Ein Beispiel für die Nutzung von Synergien zwischen Förderung und HKN-Ausstellung stellt etwa das niederländische Register für Strom- und Wärme-HKN dar, wo Daten, die zur Ausstellung von HKN erhoben werden, auch der Nachweisführung im Rahmen des EE-Förderprogramms SDE++ („Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition“) dienen (CertiQ 2018, S. 10).

4 VORSCHLAG EINES SYSTEMS FÜR DIE PRODUKTBLANZIERUNG GRÜNER FERNWÄRME

Auf Basis der Ergebnisse der vorhergehenden Kapitel wird im Folgenden ein **System zur praktischen Umsetzung der Produktbilanzierung für grüne Fernwärme** vorgeschlagen. Hierbei wird eine Methodik vorgeschlagen, um die in Kapitel 2 eingeführten ökologischen Qualitätskennzahlen der Wärmeversorgung produktspezifisch zu ermitteln (d. h. Anteile erneuerbarer Energien und/oder unvermeidbarer Abwärme, Primärenergiefaktoren (PEF) sowie Emissionsfaktoren (EF) für direkte CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger und THG-Emissionen inklusive Vorkettenemissionen). Zunächst wird in Kap. 4.1 der Status quo der allgemein anerkannten Regeln der Technik bei der Bestimmung der PEF und EF von Wärmenetzen dargestellt, die der Berechnung einheitlicher Netz-Kenngrößen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wärmeerzeuger dienen (insb. AGFW FW 309; DIN V 18599-1, Anhang A). Anknüpfend an Kapitel 3 wird daraufhin zusammengefasst, welche Anforderungen eine Produktbilanzierungsmethodik erfüllen muss, um mit relevanten gesetzlichen Rahmenbedingungen (insb. GEG, FFVAV) kompatibel zu sein (Kap. 4.2).

In Kap. 4.3 wird die Methodik für eine produktbilanzierte PEF-Berechnung hergeleitet. Zudem werden Produktgestaltungsmöglichkeiten für Wärmenetzbetreiber diskutiert. **Kernziel der Produktbilanzierung ist dabei, eine Zuordnung von Wärmeeigenschaften zu einzelnen Kunden zu ermöglichen.** Kurz gefasst wird für die Ermittlung von Qualitätskennzahlen ein modularer Ansatz vorgeschlagen, in dem das Wärmeversorgungssystem in einzelne Elemente unterteilt wird. In einem ersten Schritt werden PEF für die ins Netz eingespeiste Wärmeerzeugung von spezifischen Anlagen ermittelt. Im zweiten Schritt werden netzbezogene Hilfsenergie- und Verlustfaktoren berechnet, um Hilfsstrom für den Netzbetrieb und Netz- sowie Speicherverluste anteilig Fernwärmeprodukten zuordnen zu können. Im dritten Schritt findet die eigentliche Produktbilanzierung statt, welche erlaubt, Wärmemengen aus verschiedenen Quellen spezifischen Wärmeprodukten zuzuordnen. Wärmemengen werden dabei mit anlagenspezifischen PEF bzw. EF gewichtet und ins Verhältnis zur Wärmelieferung im jeweiligen Produkt gesetzt (unter Berücksichtigung der anteiligen Hilfsenergie für den Netzbetrieb und anteiliger Transportverluste). Für die Behandlung von KWK-Anlagen werden zwei Ansätze vorgestellt und verglichen, die Stromgut-schrift- und die Carnot-Methode. Im Anschluss wird die Anwendung der entwickelten Methodik anhand von Modellnetzen demonstriert.

Die Nachweisführung über die Zuordnung von Wärmemengen aus EE und Abwärme zu Produkten erfolgt über die Entwertung von Herkunftsnachweisen, wobei eine Vollkennzeichnung aller Wärmemengen mittels HKN potenziell ebenfalls möglich ist. Fragen, die mit der Nachweisführung und der Verifizierung von Anlagen- und Messdaten sowie der Qualitätskennzahlenberechnung zusammenhängen, werden in Kap. 4.4 diskutiert. Abschließend werden im Kap. 4.5 ausgewählte Fragestellungen vertieft, die für eine praktische Umsetzung der Produktbilanzierung von besonderer Relevanz sind. Zum einen wird der Umgang mit Bestandsanlagen bei der Einführung einer Produktbilanzierung und hiermit einhergehende Auswirkungen auf Bestandskunden untersucht. Zum anderen wird die Möglichkeit individueller Preisgestaltung auf Grundlage produktbezogener Bilanzierung unter Berücksichtigung wettbewerblicher Risiken diskutiert. Abschließend wird ein Ausblick auf Weiterentwicklungsoptionen für die Nutzung und Ausgestaltung von Primärenergiefaktoren gegeben, die über Fragen der Produktbilanzierung hinausgehen, aber hierfür wichtige Rahmenbedingungen darstellen.

4.1 Status quo: Berechnung von ökologischen Qualitätskennzahlen nach dem Prinzip „ein Netz = ein Faktor“

Die allgemein anerkannten Regeln der Technik zur Bestimmung der ökologischen Qualität von Wärmelieferungen dienen der Berechnung einheitlicher Netzkennzahlen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wärmeerzeuger. Besonders relevant sind hierbei die Teile 1, 5 und 7 der Arbeitsblattreihe „FW 309: Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte“ des AGFW²³, sowie die DIN-Vornorm DIN V 18599-1: 2018-09 Anhang A²⁴, auf die § 22 Abs. 2 GEG im Kontext der Behandlung von KWK-Anlagen verweist.

Eine **Berechnung der EE- und Abwärme-Anteile in Wärmenetzen** kann nach AGFW FW 309 Teil 5 erfolgen (siehe im Detail Kap. 4.3.4). Fokus des Arbeitsblattes ist u. a., den Anteil der ins Wärmenetz eingespeisten Wärmemenge aus GEG-Erfüllungsoptionen an der gesamten ins Wärmenetz eingespeisten Wärmemenge zu ermitteln und hieraus den Erfüllungsgrad der Fernwärme in Bezug auf EE-Nutzungsanforderungen des GEG abzuleiten (siehe Kap. 3.2). Relevant ist dabei, dass die Bezugsbasis für EE- und Abwärme-Anteile die ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge ist, nicht die an Kunden abgegebene Wärmemenge. Hierdurch wird sichergestellt, dass auch Netz- und ggf. Speicherverluste bei der Berechnung entsprechender Anteile berücksichtigt werden.

Für die **Berechnung von Primärenergie- und Emissionsfaktoren** existieren verschiedene Methoden, die sich in ihrer Behandlung von KWK-Anlagen unterscheiden. Im Rahmen des GEG sind hier besonders zwei Ansätze relevant:

- Die **Stromgutschriftmethode**, die gegenwärtig nach § 22 Abs. 2 GEG anzuwenden ist. Berechnungsvorschriften finden sich in AGFW FW 309 Teil 1 bzw. DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4. Bei dieser Methode wird dem Wärmeversorgungssystem eine Primärenergieeinsparung gutgeschrieben, die sich daraus ergibt, dass Strom aus KWK-Anlagen am Strommarkt Strom aus fossil befeuerten Anlagen mit ungekoppelter Stromerzeugung verdrängt.
- Die **Carnot-Methode**, die in DIN EN 15316-4-5: 2017-09 Abschnitt 6.2.2.1.6.3 beschrieben wird und sich nach AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6 berechnen lässt.²⁵ Nach § 22 Abs. 5 GEG soll bis Ende 2025 überprüft werden, ob das Berechnungsverfahren für KWK-Anlagen ab dem Jahr 2030 auf die Carnot-Methode umgestellt werden soll. Grundlage der Carnot-Methode ist eine rechnerische Trennung des Brennstoffeinsatzes für gekoppelte Wärmeerzeugung und Stromerzeugung. Auf diese Weise können PEF bzw. EF ermittelt werden, die sich jeweils nur auf die von KWK-Anlagen bereitgestellte Wärme- bzw. Stromerzeugung beziehen.

Der Berechnung von PEF und EF liegt jeweils die gleiche Methodik zugrunde – allgemein ausgedrückt werden Gewichtungsfaktoren für die an Kunden abgegebene Energie ermittelt. **Je nachdem, ob PEF, direkte CO₂-**

²³ AGFW FW 309, Fassung Mai 2021. Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte. Teil 1: Primärenergie- und Emissionsfaktoren nach Stromgutschriftmethode; Teil 5: Erfüllungsgrad und Energiequellenkennzahlen; Teil 7: Bescheinigung. AGFW, Frankfurt am Main.

²⁴ DIN V 18599-1:2018-09. Vornorm: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger. DIN Deutsches Institut für Normung, Berlin.

²⁵ AGFW FW 309, Fassung Mai 2021. Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte. Teil 6: Emissionsfaktoren nach Arbeitswert- und Carnotmethode. AGFW, Frankfurt am Main. DIN EN 15316-4-5: 2017-09. Energetische Bewertung von Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Energieanforderungen und Nutzungsgrade der Anlagen - Teil 4-5: Fernwärme und Fernkälte; Deutsche Fassung EN 15316-4-5:2017. DIN Deutsches Institut für Normung, Berlin.

Emissionen oder THG-Fußabdrücke inkl. Vorkettenemissionen ermittelt werden, werden dem Wärmeversorgungssystem zugeführte Energieträger mit unterschiedlichen Gewichtungsfaktoren bewertet. Für Gewichtungsfaktoren stehen Standardwerte zur Verfügung, die auf der Modellierung von Prozessketten basieren. Für eine Anrechenbarkeit nach GEG sind für PEF Standardwerte nach Anlage 4 GEG zu verwenden, unter Beachtung etwaiger abweichender Maßgaben nach § 22 Abs. 1 GEG. Für Emissionsfaktoren inkl. Vorkette stellt Anlage 9 Nr. 3 Standardwerte zur Verfügung. Entsprechende Werte stimmen weitgehend (mit Abweichungen, z. B. bei Biogas und Bioöl) mit den in DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.2 ausgewiesenen Faktoren überein. Die AGFW-Arbeitsblätter FW 309 Teil 1 und Teil 6 bieten umfassende Übersichten zu Standardfaktoren, mit Verweisen auf verschiedene Fundstellen. Für netzbezogenen Strom stellt das Umweltbundesamt jahresaktuelle Werte für direkte CO₂-Emissionen zur Verfügung (Umweltbundesamt 2021).

Da die **Stromgutschriftmethode** aktuell die höchste praktische Relevanz für die PEF- und EF-Berechnung von Wärmenetzen aufweist, wird diese im Folgenden detaillierter vorgestellt (siehe Kap. 4.3.3 für eine nähere Erläuterung der Carnot-Methode). Nach AGFW FW 309 Teil 1 werden Energieinputs, die dem Wärmeversorgungssystem zugeführt werden (d. h. Brennstoffe, Hilfsenergie für Wärmeerzeugungsanlagen, Hilfsenergie für den Netzbetrieb) mit Primärenergiefaktoren (PEF) der jeweiligen Energieträger gewichtet und ins Verhältnis zu der an Kunden abgegebenen Wärmemenge gesetzt. Bei Wärmeversorgungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird der aus dem System exportierte KWK-Strom mit dem PEF des Verdrängungsstrommix für KWK gewichtet und von der dem System zugeführten, PEF-gewichteten Energiemenge abgezogen. Dadurch, dass dem System zugeführte Energieinputs ins Verhältnis zu der an Kunden abgegebenen Wärmemenge gesetzt werden, werden Energieumwandlungs- und Transportverluste implizit berücksichtigt (da gilt: $\sum_{cr} E_{in,cr} > Q_{out}$).

Berechnung von Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren nach AGFW FW 309 Teil 1:

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr} E_{in,cr} * f_{we,in,cr} - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

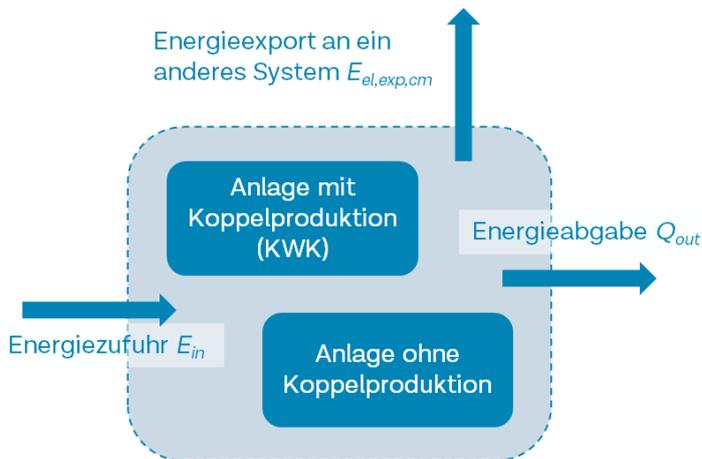
Dabei ist:

$f_{we,out}$	Gewichtungsfaktor der gesamten an Kunden abgegebenen Energie
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe, Hilfsenergie)
$f_{we,in,cr}$	Gewichtungsfaktor des zugeführten Energieträgers cr
$E_{el,exp,cm}$	KWK-Strom, der vom System exportiert wird
$f_{we,el,exp,cm}$	Gewichtungsfaktor des exportierten KWK-Stroms
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems (i.d.R. Summe der gelieferten Wärme gemessen an den Wärmezählern der Kundenanlagen)

Symbole und Indizes:

f_{we}	Gewichtungsfaktor
E	Energie allgemein
Q	thermische Energie
cm	gekoppelt (en: cogeneration mode)
cr	Energieträger (en: energy carrier); generischer Index: steht für verschiedene Energieträger
el	elektrisch
exp	exportiert
in	zugeführt (en: into)
out	abgegeben

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Stromgutschriftmethode



Quelle: nach AGFW FW 309 Teil 1, S. 9

Diese Formel stellt eine vereinfachte Version des in DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4 verwendeten Berechnungsansatzes dar. In der dort verwendeten Formel werden u. a. eingesetzte Hilfsenergieträger separat ausgewiesen (i. d. R. Strom für Netzpumpen oder Hilfsstrom für den Anlagenbetrieb, z. B. für den Betrieb von Gaskesseln oder Pumpen für die Förderung von Thermalwasser bei Geothermieanlagen). Da dies die Herleitung für die produktspezifische Bilanzierungsmethodik transparenter gestaltet, wird auch in diesem Bericht mit einer separaten Ausweisung der Hilfsenergie gearbeitet. Angepasst an die in AGFW FW 309 Teil 1 verwendeten Symbole und Indizes lässt sich die Formel der Stromgutschriftmethode entsprechend wie folgt erweitern:

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{we,in,cr}) + \sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr}) - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

Dabei ist (zusätzlich zu oben):

$E_{aux,cr}$	Energie des zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr . Dies umfasst insbesondere Hilfsstrom für den Anlagen- und Netzbetrieb, so dass gilt: $\sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr}) = \sum_{aux,i}(E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i}) + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}$
$f_{we,aux,cr}$	Gewichtungsfaktor des zugeführten Hilfsenergieträgers cr
$E_{aux,cr,i}$	Energie des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$E_{aux,cr,nw}$	Energie des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,aux,cr,i}$	Gewichtungsfaktor des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$f_{we,aux,cr,nw}$	Gewichtungsfaktor des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw

Symbole und Indizes (zusätzlich zu oben):

aux	Hilfsenergie (auxiliary energy)
i	Index der Anlage (1 bis n)
nw	Netzbetrieb (network)

Nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4 werden **negative Ergebnisse für Gewichtungsfaktoren der an Kunden abgegebenen Energie auf null gesetzt**. Da § 22 Abs. 3 GEG eine abweichende Kappung vorsieht, wird hiervon zunächst in der Darstellung der Formel abstrahiert.

Hinsichtlich des **Zeitraums, auf die sich die Berechnung von PEF und EF bezieht**, empfiehlt die Norm eine Berechnung als Jahreswert. Als **Datenbasis** sind i. d. R. Bilanzdaten der letzten drei Jahre zu verwenden, in begründeten Fällen ist eine Bilanzierung auf Basis der Daten eines Jahres möglich. Auch die Verwendung von Plandaten ist möglich, sofern es sich um ein neues Netz handelt und diese Daten nicht vorliegen. Nach AGFW FW 309 Teil 1 sollten Eingangsdaten einen zusammenhängenden Zeitraum von einem, zwei oder drei Jahren umfassen. Zudem wird klargestellt, dass die Verwendung von Planungsdaten auch in Versorgungssystemen im Umbau möglich ist, da diese zum Zeitpunkt der Ist-Datenerhebung noch nicht entsprechend der künftigen Bedingungen betrieben werden. Nach AGFW FW 309 Teil 7 wirkt sich die Art der verwendeten Daten auf die **Geltungsdauer von Bescheinigungen über Qualitätskennzahlen** aus. Sofern Bilanzdaten einen Zeitraum von drei Jahren abdecken, ist eine entsprechende Bescheinigung maximal zehn Jahre gültig – wird mit Bilanzdaten von weniger als drei Jahren bilanziert, beträgt die Geltungsdauer maximal drei Jahre. Innerhalb dieser Zeiträume wird eine Neuberechnung und -bescheinigung von Kennzahlen nötig, wenn Änderungen der Anlagenkonfiguration oder des Energieträgermixes eine wesentliche Erhöhung des PEF oder EF zur Folge haben oder eine wesentliche Verringerung der Anteile der GEG-relevanten Erfüllungsoptionen. Werden teilweise oder ausschließlich Planungsdaten verwendet, ist die Bescheinigung maximal sieben Jahre gültig – die Folgebescheinigung muss auf Basis von Bilanzdaten ausgestellt werden. Bei Änderungen im Versorgungssystem, die wesentliche Verschlechterungen von Qualitätskennzahlen bewirken, ist eine Aktualisierung von Plandaten und Neuausstellung der Bescheinigung erforderlich, wobei das Ablaufdatum der vorangegangenen Bescheinigung beizubehalten ist. Bei einer wesentlichen Verbesserung von Kennzahlen ist eine entsprechende Aktualisierung freiwillig möglich.

Im Regelfall werden bei der Berechnung von PEF und EF die Bilanzgrenzen des Versorgungssystems durch ein verbundenes Versorgungsnetz definiert. Eine **Unterteilung eines thermisch verbundenen Wärmeversorgungssystems in Teilsysteme** mit eigenständigen PEF und EF ist nach AGFW FW 309 Teil 1 grundsätzlich möglich. Voraussetzung ist dabei jedoch, dass die Energie an der Grenze zwischen Teilsystemen vollständig mit einem Messgerät erfasst werden muss. Ist dies der Fall, kann die obige Formel ohne weitere Veränderungen für die eigenständigen Teilsysteme angewendet werden. Eine „technische“ Abgrenzung von Teilsystemen mittels Messgeräten ist für den Zweck der grünen Fernwärmevermarktung jedoch nur in bestimmten Versorgungskonstellationen praktikabel – etwa, wenn sich EE- bzw. Abwärmeanlagen und Verbrauchsstellen räumlich im selben Netzabschnitt befinden. Da aufgrund der Verbindung zwischen den Teilsystemen eine Vermischung von Wärmelieferungen aus verschiedenen Anlagen stattfindet, ist allerdings auch innerhalb technisch abgegrenzter Teilsystemen eine bilanzielle Zuordnung der Eigenschaften aus bestimmten Anlagen erforderlich. Um Wärme aus einer bestimmten Anlage physisch mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit einem Kunden zuzuordnen zu können, wäre bei verbundenen Systemen mit mehreren Anlagen eine Modellierung von Wärmeflüssen und die Berücksichtigung von Faktoren wie den zeitlichen Profilen von Wärmeeinspeisung und Wärmeentnahme sowie Entfernungen zwischen Verbrauchsstellen und Anlagen erforderlich. Die Möglichkeit, mit grüner Fernwärme aus bestimmten Anlagen beliefert zu werden, hinge hier eng von technischen Voraussetzungen ab – selbst, wenn diese gegeben wären, wäre der Aufwand der Nachweisführung erheblich.

Hinsichtlich der angestrebten Klimaschutzwirkung einer grünen Wärmenachfrage ist hingegen relevanter, dass Kunden mit ihrer Nachfrage nach grüner Fernwärme Impulse zur Dekarbonisierung des gesamten Versorgungsnetzes setzen. Für diesen Zweck ist eine **bilanzielle Zuordnung von Wärmemengen zu einzelnen Kunden**

innerhalb der Systemgrenzen des Fernwärmeversorgungssystems zielführender, als die technische Auftrennung in Teilsysteme mithilfe von zusätzlichen Messgeräten. Eine bilanzielle Zuordnung von Wärmemengen ermöglicht es, dass grüne Eigenschaften an Kunden mit einer entsprechenden Nachfrage bzw. Wertschätzung geliefert werden können. Im Fokus stehen hier daher Voraussetzungen für eine Produktbilanzierung, die keine Aufteilung eines Wärmeversorgungssystems in Teilsysteme mithilfe von Messgeräten erfordert.

Im Mai 2022 wurde vom AGFW zudem ein **neues Vor-Arbeitsblatt zur Berechnung produktbezogener Kennzahlen** veröffentlicht (als FW 309 Teil 9).²⁶ In diesem Produktbilanzierungsansatz wird die oben dargestellte Formel zur Berechnung von Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren nach AGFW FW 309 Teil 1 produktbezogen formuliert: Das heißt, die für ein Wärmeprodukt eingesetzten Brennstoffe und Hilfsenergien werden mit den PEF bzw. EF der entsprechenden Energieträger gewichtet und ins Verhältnis zur Energieabgabe im Produkt an Kunden gesetzt. Stromexporte aus KWK-Anlagen, die mit dem produktbezogenen Brennstoffeinsatz verbunden sind, werden dem Produkt gutgeschrieben. Als Vor-Arbeitsblatt zählt dieser Berechnungsansatz allerdings noch nicht zum anerkannten Stand der Technik (AGFW FW 309 Teil 9, S. 4). Ein zentraler Unterschied zur hier entwickelten Produktbilanzierungsmethodik ist, dass im Vor-Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 9 kein Bezug zu Herkunftsnachweisen vorgesehen ist, deren Entwertung eine eindeutige und rechtssichere Zuordnung von Wärmeeigenschaften aus EE- und Abwärme-Anlagen zu einzelnen Kunden nach europarechtlichen Maßstäben ermöglicht. Da sich die HKN-Ausstellung auf die ins Netz eingespeiste Nettowärmeerzeugung von Anlagen bezieht, erfordert der Einsatz von HKN als Nachweisinstrument einen Einbezug der anlagenspezifischen Nettowärmeerzeugung in die Produktbilanzierungsmethodik. Ein entsprechender Ansatz wird im Kap. 4.3 entwickelt.

4.2 Gesetzliche Anforderungen an die Ermittlung von ökologischen Qualitätskennzahlen: Implikationen für die Produktbilanzierung

Gesetzliche Rahmenbedingungen, die es bei der Methodikentwicklung für eine produktbilanzierte Berechnung von Qualitätskennzahlen zu beachten gilt, werden insbesondere von § 22 GEG sowie § 5 FFVAV gesetzt. Auf Basis der Ausarbeitung in Kapitel 3 werden im Folgenden entsprechende Anforderungen und Implikationen für die Produktbilanzierung knapp zusammengefasst. Die detailliertesten Regelungen beziehen sich dabei auf die **Ermittlung von Primärenergiefaktoren**.

§ 22 Abs. 2 GEG legt grundlegende Anforderungen fest, wann ein durch ein Fernwärmeversorgungsunternehmen ermittelter und veröffentlichter PEF zur Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs eines zu errichtenden Gebäudes verwendet werden darf. Dies ist unter den folgenden Bedingungen der Fall (§ 22 Abs. 2 S. 2 GEG):

- „wenn das Fernwärmeversorgungsunternehmen zur Ermittlung des Primärenergiefaktors die zur Erzeugung und Verteilung der Wärme in einem Wärmenetz eingesetzten Brennstoffe und Strom, einschließlich Hilfsenergien, ermittelt,
- mit den Primärenergiefaktoren der Anlage 4 gewichtet
- und auf die abgegebene Wärmemenge bezogen sowie
- die Anwendung dieses Berechnungsverfahrens in der Veröffentlichung angegeben hat.“

²⁶ AGFW FW 309, Fassung Mai 2022. Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte. Teil 9: Produktbezogene Kennzahlen. AGFW, Frankfurt am Main.

Der PEF muss sich dabei auf den Wärmeträger im Netz, an das ein Gebäude angeschlossen wird, beziehen (§ 22 Abs. 2 S. 1 GEG). Auch Veröffentlichungspflichten nach **§ 5 Abs. 3 FFVAV** beziehen sich explizit auf den PEF und EE-Anteil in einem technisch zusammenhängenden Fernwärme- oder Fernkältesystem.

Wenn im Wärmenetz von einer KWK-Anlage erzeugte Wärme genutzt wird, ist darüber hinaus das Berechnungsverfahren der DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4 mit den PEF der Anlage 4 anzuwenden (§ 22 Abs. 2 S. 3 GEG). Die Anwendung der Methode ist bei Veröffentlichung des PEF anzugeben. Nach **§ 22 Abs. 5 GEG** soll allerdings bis Ende 2025 überprüft werden, ob das Berechnungsverfahren zur Ermittlung der PEF von Wärmenetzen, in denen Wärme aus KWK-Anlagen genutzt wird, von der Stromgutschriftmethode auf die Carnot-Methode umgestellt wird (ab 2030). In diese Überprüfung soll zudem die Ermittlung eines Faktors einbezogen werden, mit dem der Anteil bestehender Gebäude an den an ein Fernwärmenetz angeschlossenene Gebäuden berücksichtigt wird.

Zu beachten ist zudem die Vorgabe von **§ 22 Abs. 3 GEG**, wonach als Primärenergiefaktor der Wert von 0,3 zu verwenden ist, wenn der ermittelte PEF eines Wärmenetzes unter 0,3 liegt. Je Prozentpunkt des Anteils der Erzeugung durch EE oder Abwärme im Netz kann dieser Wert um 0,001 reduziert werden (auf minimal 0,2 bei einem hundertprozentigen EE- und Abwärme-Anteil). In der Gesetzesbegründung wird diese „Kappung“ des PEF begründet durch die Anwendung der Stromgutschriftmethode, die zu einer großen Bandbreite von PEF führt, die z. T. unter null liegen (BT-Drucksache 19/16716, S. 123).²⁷

Vorgaben zur **Ermittlung von Emissionsfaktoren** macht das GEG im Kontext von Angaben in Energiebedarfsausweisen, die nach § 85 Abs. 2 und 3 GEG Informationen zu sich aus dem Jahres-Primärenergiebedarf ergebenden Treibhausgasemissionen umfassen müssen. Für die Ermittlung von Emissionsfaktoren macht Anlage 9 GEG Vorgaben, die für Fernwärme jedoch weniger detailliert ausfallen als im Fall der PEF-Berechnung. Für Fernwärmenetze mit KWK-Anlagen wird ebenfalls die Verwendung der Stromgutschriftmethode nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4 vorgesehen (Anlage 9 Nr. 1 lit. c) GEG). Zudem wird klargestellt, dass bei der Ermittlung von EF im Kontext von Energieausweisen Vorkettenemissionen der einzelnen Energieträger und die Netzverluste berücksichtigt werden müssen (Anlage 9 Nr. 1 lit. e) GEG)

Um an eine Verwendung im Rahmen des GEG oder der FFVAV zumindest im Grundsatz anschlussfähig zu sein, ergeben sich für eine Produktbilanzierungsmethodik hieraus mehrere Implikationen. Zum einen ist es ebenfalls notwendig, eingesetzte Brennstoffe und Hilfsenergien ins Verhältnis zur abgegebenen Wärmemenge setzen und hierdurch Umwandlungs- und Transportverluste zu berücksichtigen. Für energieträgerspezifische PEF sind auch im Rahmen der Produktbilanzierung die durch das GEG vorgegebenen Standardfaktoren zu verwenden (mit etwaigen abweichende Maßgaben nach § 22 Abs. 1 GEG). Bezüglich der Festlegung von Standardfaktoren wird in Wissenschaft und Anwendungspraxis allerdings in verschiedenen Fällen Anpassungsbedarf diskutiert (siehe Kap. 4.5.3).

Da § 22 Abs. 2 S. 3 GEG die Stromgutschrift als Methodik für KWK-Anlagen festlegt, muss auch die Produktbilanzierungsmethodik eine **Anwendung der Stromgutschriftmethode** ermöglichen. Da eine Umstellung auf das Carnot-Verfahren laut § 22 Abs. 5 GEG geprüft wird, sollte die **Methodik allerdings auch mit einer Bewertung von Wärme aus KWK-Anlagen anhand des Carnot-Ansatzes vereinbar** sein. Mögliche Auswirkungen einer Produktbilanzierung auf Bestandsgebäude werden in Kap. 4.5.1 vertieft diskutiert.

²⁷ BT-Drucksache 19/16716 vom 22.01.2020. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/167/1916716.pdf>.

Sofern eine Vereinbarkeit mit den Vorgaben von § 22 Abs. 2 GEG und § 5 Abs. 3 FFVAV angestrebt wird, müssen Gebäude und Wärmeerzeugungsanlagen, aus denen eine bilanzielle Wärmelieferung an ein Gebäude erfolgt, durch ein Versorgungsnetz verbunden sein. Da sich aktuelle Anforderungen an die PEF-Ermittlung jeweils auf technisch zusammenhängende Versorgungssysteme beziehen, ist sicherzustellen, dass **Ergebnisse der Produktbilanzierung mit der Berechnung eines PEF für das gesamte Wärmeversorgungssystem konsistent** sind. Das heißt, dass sich bezogen auf das Gesamtsystem derselbe PEF ergeben sollte wie bei einer Anwendung der Berechnungsformeln nach DIN V 18599-1 bzw. AGFW FW 309 Teil 1 (bzw. AGFW FW 309 Teil 6 bei Verwendung der Carnot-Methode). Dies gilt analog auch für die Ermittlung von Emissionsfaktoren.

Da die **Kappung des PEF nach § 22 Abs. 3 GEG** erst nach der Ermittlung der Kennzahl stattfindet, hat sie keinen Einfluss auf die Berechnungsmethodik. Bei einer Anwendung der Stromgutschriftmethode bleibt die Kappung zumindest auf null (nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4) auch bei einer Produktbilanzierung empfehlenswert, um negative PEF-Werte zu vermeiden.

4.3 Ansatz für eine produktbilanzierte Berechnung von ökologischen Qualitätskennzahlen

Die hier entwickelte Methodik für eine Produktbilanzierung orientiert sich an den in 4.2 genannten gesetzlichen Anforderungen. Zudem baut sie auf der Vornorm DIN V 18599-1 und den AGFW-Arbeitsblättern FW 309 Teil 1 und 5 auf, die als Implementierungshilfen zu den gesetzlichen Anforderungen etabliert sind, sowie dem AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6 für die Anwendung der Carnot-Methode. **Die Produktbilanzierungsmethodik kann sowohl für die Ermittlung von Primärenergiefaktoren als auch von Emissionsfaktoren genutzt werden.** Zur besseren Lesbarkeit beziehen sich die folgenden Ausführungen nur auf Primärenergiefaktoren. Eine **allgemein formulierte Zusammenfassung der verwendeten Formeln findet sich im Anhang** (Kapitel 6.1). In Kap. 4.3.6 wird die Anwendung der Methodik am Beispiel von Modellnetzen demonstriert.

4.3.1 Produktbilanzierte Berechnung von Primärenergiefaktoren: Basisansatz (ohne KWK)

Zunächst wird der einfache Fall eines Wärmenetzes ohne KWK-Anlagen betrachtet. Für die Behandlung von KWK-Anlagen werden im Anschluss verschiedene Varianten vorgestellt. **Die Ermittlung von produktbilanzier-ten Primärenergiefaktoren erfolgt in drei Schritten:**

- **Schritt 1:** Berechnung von PEF für die ins Netz eingespeiste Wärmeerzeugung spezifischer Anlagen.
- **Schritt 2:** Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren zur anteiligen Zuordnung zu Fernwärmeprodukten.
- **Schritt 3:** Berechnung spezifischer PEF für an Kunden gelieferte Wärmeprodukte, die Wärme aus verschiedenen Quellen kombinieren.

4.3.1.1 Schritt 1: Berechnung anlagenspezifischer PEF

Herkunftsnachweise beziehen sich auf die in das Wärmenetz eingespeiste Wärmeerzeugung aus spezifischen Anlagen. Da die Entwertung von HKN die Basis bilden soll, um im Rahmen der Wärmekennzeichnung Wärmemengen aus bestimmten Anlagen einzelnen Kunden oder Wärmeprodukten zuzuordnen, wird im ersten Schritt der **PEF der Wärmeerzeugung jeder an das Netz angeschlossenen Wärmeerzeugungsanlage** ermittelt.

Dieser $f_{P,pr,i}$ für Anlage i berücksichtigt den anlagenspezifischen Hilfsenergieeinsatz sowie Umwandlungsverluste, da Brennstoffinputs und Hilfsenergie für den Anlagenbetrieb im Zähler enthalten sind und ins Verhältnis zur in das Wärmenetz eingespeisten Wärmemenge gesetzt werden. Netzverluste, die sich während des Transports der Wärme zum Kunden ergeben, sind hier noch nicht berücksichtigt.

Anlagenspezifische PEF (und Emissionsfaktoren) könnten als Informationsfeld auf HKN integriert werden. Alternativ könnten sie auch außerhalb des HKN-Registers geführt werden.

a) Anlagenspezifische PEF für Anlagen mit einem zugeführten Energieträger

Zunächst wird der einfache Fall von Anlagen betrachtet, die einen Energieträger und ggf. einen zusätzlichen Hilfsenergieträger (i. d. R. Strom) einsetzen. Optionen zur Behandlung von Anlagen mit mehreren Energieträgern werden unter b) behandelt.

Primärenergiefaktor der Wärmeerzeugung (production, pr) aus Anlage i (ohne KWK):

$$f_{P,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

Dabei ist:

$f_{P,pr,i}$	Primärenergiefaktor der ins Netz eingespeisten Wärmeerzeugung aus Anlage i
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$f_{P,in,cr}$	Primärenergiefaktor des zugeführten Energieträgers cr
$E_{aux,cr,i}$	Energie des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr (auxiliary energy carrier)
$f_{P,aux,cr,i}$	Primärenergiefaktor des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
i	Index der Anlage (1 bis n)

b) Anlagenspezifische PEF für Anlagen mit mehreren zugeführten Energieträgern

Beispiele für Anlagen, die mehrere Energieträger zur Wärmeerzeugung einsetzen, sind Wärmepumpen mit Strom und z. B. Umweltwärme als kombiniert eingesetzten Inputs, Gas-BHKW mit anteiligem Einsatz von Erdgas und Biomethan oder Abfallverbrennungsanlagen mit biogenen und nicht-biogenen Abfallfraktionen. In diesen Fällen gibt es zwei alternative Bilanzierungsoptionen. **Entweder kann ein anlagenspezifischer PEF unter Berücksichtigung verschiedener Energieträgerinputs berechnet werden, oder die Anlage wird bilanziell in Teilanlagen aufgeteilt.** Im letzten Fall wird der PEF für die Wärmeerzeugung ermittelt, die auf den Einsatz eines bestimmten Energieträgers zurückgeht.

Variante 1: Berücksichtigung mehrerer Energieträger im anlagenspezifischen PEF

In diesem Fall berechnet sich der **Primärenergiefaktor der Wärmeerzeugung aus Anlage i (ohne KWK, mehrere Energieträger-Inputs)** als:

$$f_{P,pr,i} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i})}{Q_{pr,i}}$$

Ein solches Vorgehen kann etwa für Wärmepumpen sinnvoll sein, für deren Wärmeproduktion sowohl der Einsatz von Strom als auch der Einsatz einer weiteren Wärmequelle notwendig ist. Für Anlagen, die nur

erneuerbare Energieträger oder unvermeidbare Abwärme mit einem PEF von null einsetzen, stellt die Berechnung eines einheitlichen Anlagen-PEF zudem die in der Handhabung einfachste Methode dar.

Variante 2: Berechnung mehrerer, energieträgerspezifischer PEF je Anlage

Gerade bei Anlagen, die variable Anteile von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Brennstoffen einsetzen, kann es erstrebenswert sein, anteilige Outputs der Wärmeerzeugung auf verschiedene Produkte aufteilen zu können. Dies ist etwa dann der Fall, wenn mit beiden Brennstoffarten unterschiedliche Kosten verbunden sind, die sich in der Preisgestaltung für unterschiedliche Produkte widerspiegeln. Beispielsweise könnte für eine Anlage, die sowohl Erdgas als auch Biomethan oder andere dekarbonisierte Gase einsetzt, verschiedene, energieträgerspezifische PEF berechnet werden, die sich auf die Wärmeeinspeisung, die einem bestimmten Gastyp als Energiequelle zugeordnet werden kann, beziehen.

Dies folgt der Logik von Herkunftsnachweisen, die Informationen zur Erzeugungsanlage und der eingesetzten Energiequelle kombinieren. **Für den Umgang mit Anlagen mit mehreren Energieträgerinputs schreibt die Herkunftsnachweisnorm EN 16325 ein Verfahren vor.** In der gültigen Fassung DIN EN 16325:2016-01 (S. 25) bezieht sich dies nur auf Strom-HKN. Im Entwurf für eine auch Wärme/Kälte und Gase abdeckende Fassung des Standards wird das Verfahren übernommen und verallgemeinert dargestellt (FaStGO 2020, S. 29 f.). Demnach haben Betreiber von Anlagen mit mehreren Energieträgerinputs, welche die Ausstellung von HKN beantragen, eine Verbrauchserklärung für jeden Input abzugeben. In diesen Erklärungen ist anzugeben, wie hoch der Energiegehalt für den entsprechenden Input der Anlage im Bilanzierungszeitraum war (beim Einsatz von Brennstoffen ist der Energiegehalt zu berechnen als Produkt der Menge und des durchschnittlichen Brennwertes des entsprechenden Brennstoffs). Der Energiegehalt des jeweiligen Inputs wird ins Verhältnis gesetzt zu allen in der Anlage eingesetzten Energieträgerinputs, um den Energieeinsatzfaktor L für den jeweiligen Input zu errechnen. Der Output, der einem bestimmten Energieträgerinput zugerechnet wird, berechnet sich dann, indem die Nettoenergieproduktion der Anlage mit dem Energieeinsatzfaktor des entsprechenden Inputs multipliziert wird.

Mit den hier verwendeten Begriffsdefinitionen ergibt sich die folgende Formel für die Berechnung des **Energieeinsatzfaktors L_{cr} für den in einer Anlage i eingesetzten Energieträger $E_{in,cr}$** :

$$L_{cr,i} = \frac{E_{in,cr}}{\sum_{cr} E_{in,cr}}$$

Die ins Netz eingespeiste Wärmeerzeugung aus einer Anlage i aus einem bestimmten Energieträger cr berechnet sich entsprechend als:

$$Q_{pr,i,cr} = L_{cr,i} * Q_{pr,i}$$

Dabei ist:

$L_{cr,i}$	Energieeinsatzfaktor für den der Anlage i zugeführten Energieträger cr
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr
$Q_{pr,i,cr}$	Wärmeerzeugung der Anlage i aus Energieträger cr , die an das Netz abgegeben wird
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
cr	generischer Index, der für verschiedene Energieträger steht

Analog zu den anlagenspezifischen PEF lassen sich in der Folge PEF für die Wärmeerzeugung einer Anlage aus einem bestimmten Energieträger ermitteln. Falls in einer Anlage Hilfsenergie eingesetzt wird, ist es dabei

erforderlich, den anlagenspezifischen Hilfsenergieeinsatz anteilig in der Berechnung der energieträgerspezifischen PEF der Anlage zu berücksichtigen. Wo praktikabel, kann dies anhand von energieträgerspezifischen Messdaten für die Hilfsenergie erfolgen. Sofern der Hilfsenergieeinsatz nicht von dem jeweils eingesetzten Energieträger abhängt, kann (wie beim netzbezogenen Hilfsenergiefaktor unten in Schritt 2) ein **anlagenspezifischer Hilfsenergiefaktor** γ_i für die Zuteilung auf die energieträgerspezifischen PEF der Anlage berechnet werden:

$$\gamma_i = \frac{E_{aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

Dabei ist:

γ_i	Hilfsenergiefaktor (Anlagenbetrieb)
$E_{aux,cr}$	Energie des für den Betrieb der Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird

Die Formel für **anlagen- und energieträgerspezifische PEF** lautet demnach:

$$f_{P,pr,i,cr} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + \gamma_i * Q_{pr,i,cr} * f_{P,aux,cr,i}}{Q_{pr,i,cr}}$$

Vereinfacht lässt sich dies schreiben als:

$$f_{P,pr,i,cr} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr}}{Q_{pr,i,cr}} + \gamma_i * f_{P,aux,cr,i}$$

Dabei ist:

$f_{P,pr,i,cr}$	Primärenergiefaktor der ins Netz eingespeisten Wärmeerzeugung aus Anlage i und Energieträger cr
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$f_{P,in,cr}$	Primärenergiefaktor des zugeführten Energieträgers cr
γ_i	Hilfsenergiefaktor (Betrieb der Anlage i)
$f_{P,aux,cr,i}$	Primärenergiefaktor des für den Anlagenbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$Q_{pr,i,cr}$	Wärmeerzeugung der Anlage i aus Energieträger cr , die an das Netz abgegeben wird (wobei gilt: $Q_{pr,i,cr} = L_{cr,i} * Q_{pr,i}$)
i	Index der Anlage (1 bis n)
cr	generischer Index, der für verschiedene Energieträger steht

Im Beispiel eines Gas-BHKW, das sowohl Biomethan als auch Erdgas einsetzt, würden somit zwei anlagenspezifische PEF ermittelt: ein $f_{P,pr,BHKW,Biomethan}$ und ein $f_{P,pr,BHKW,Erdgas}$. Entsprechend der Gewichtung der Wärmeerzeugung der Anlage mit dem Energieeinsatzfaktors L_{cr} würden für die Anlage auch zwei Arten von HKN ausgestellt: HKN mit der Energiequelle Biomethan (als erneuerbare Energie) für die ins Netz eingespeiste Wärmemenge $Q_{pr,BHKW,Biomethan}$ und HKN mit der nicht-erneuerbaren Energiequelle Erdgas für die Wärmemenge $Q_{pr,BHKW,Erdgas}$ (letzteres nur, sofern die Ausstellung von HKN auch für nicht-erneuerbare Energiequellen vorgesehen ist). In der weiteren Berechnung produktbilanzierter PEF können **anlagen- und energieträgerspezifische PEF analog zu anlagenspezifischen PEF** behandelt werden.

4.3.1.2 Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren zur anteiligen Zuordnung zu Fernwärmeprodukten

Für die Ermittlung produktspezifischer PEF sind anteilig Transportverluste und die für den Netzbetrieb eingesetzte Hilfsenergie zu berücksichtigen, um eine Berechnungsmethodik zu erhalten, die mit den Anforderungen des GEG und der DIN V 18599-1 sowie der Methodik in AGFW FW 309 Teil 1 konsistent ist. Um Transportverluste und netzbezogene Hilfsenergie anteilig einzelnen Fernwärmeprodukten zuzuordnen, werden zunächst entsprechende Faktoren berechnet, die im nächsten Schritt in die Produktbilanzierung einfließen.

Der **Hilfsenergiefaktor**, mit dem die Hilfsenergie für den Netzbetrieb auf verschiedene Produkte j aufgeteilt werden kann, wird berechnet, indem die Hilfsenergie für den Netzbetrieb (i. d. R. Strom für den Pumpenbetrieb) ins Verhältnis zur gesamten Wärmeabgabe des Systems gesetzt wird:

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

Dabei ist:

γ_{nw}	Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb, network)
$E_{aux,cr,nw}$	Energie des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems

Der **Verlustfaktor** ergibt sich daraus, dass Transportverluste (als Differenz der gesamten Wärmeerzeugung des Systems und der Wärmeabgabe des Systems an Kunden) ins Verhältnis zur gesamten Wärmeabgabe des Systems gesetzt werden. Wenn Speicher an das Netz angeschlossen sind, umfasst der Verlustfaktor Netz- und Speicherverluste.

$$\delta = \frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}}; Q_{pr} = \sum_{i=1}^n Q_{pr,i}$$

Dabei ist:

δ	Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste)
Q_{pr}	Gesamte Wärmeerzeugung des Systems (als Summe der Wärmeerzeugung aus allen Anlagen i)
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems

4.3.1.3 Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF

Statt einen einheitlichen PEF für das gesamte Wärmeversorgungssystem zu ermitteln, definieren Fernwärmeversorger bei der Produktbilanzierung eine beliebige Zahl von Fernwärmeprodukten j mit einer produktspezifischen Wärmelieferungsmenge $Q_{out,j}$. **Fernwärmeversorger können festlegen, aus welchen Anlagen i die Wärmelieferung im Produkt j erfolgen soll, und aus welchen Anlagen die anteiligen Netz- und ggf. Speicherverluste gedeckt werden sollen.** Die Nachweisführung, dass eine bestimmte Wärmeerzeugungsmenge den Kunden eines bestimmten Wärmeprodukts zugeordnet wurde, erfolgt zumindest im Fall klimaneutraler Wärmemengen aus EE und Abwärme mittels der Entwertung von Herkunftsnachweisen. Optional wäre auch eine Vollkennzeichnung aller Wärmemengen im Versorgungssystem mittels HKN möglich – dies würde eine einheitliche Nachweisführung erlauben und für die Wärmeerzeugung aus allen Anlagen sicherstellen, dass innerhalb

eines Bilanzzeitraums (i. d. R. ein Jahr) nicht mehr Eigenschaften Produkten bzw. Verbräuchen zugeordnet werden als zur Verfügung stehen.

Unter Berücksichtigung der anteiligen Transportverluste berechnet sich die **Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$, die insgesamt nötig ist, um die Wärmelieferung im Produkt j zu decken**, wie folgt:

$$\begin{aligned} Q_{pr,j} &= Q_{out,j} + Q_{out,j} * \delta \\ &= Q_{out,j} * (1 + \delta) \end{aligned}$$

Basierend auf der Wärmeproduktion der verschiedenen Anlagen im Bilanzjahr bestimmen Fernwärmeversorger, welche **Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen**:

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \quad \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

Die Summe der Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus einer bestimmten Anlage i , die insgesamt in den verschiedenen Produkten j zum Einsatz kommt, darf dabei nicht größer sein als die verfügbare Wärmeerzeugungsmenge $Q_{pr,i}$, die an das Netz abgegeben wird.

Hierauf aufbauend lässt sich für die Berechnung produktspezifischer PEF folgende Formel herleiten, in der auch die Hilfsenergie für den Netzbetrieb anteilig berücksichtigt wird. Transportverluste werden analog zur Formel nach AGFW FW 309 Teil 1 dadurch berücksichtigt, dass die mit anlagenspezifischen PEF gewichteten Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ die zur anteiligen Abdeckung von Verlusten nötigen Wärmemengen beinhalten, und ins Verhältnis zur Wärmeabgabe im Produkt j gesetzt werden. Energieumwandlungsverluste aus der Konversion von Brennstoffen in Wärme sind bereits bei den anlagenspezifischen PEF berücksichtigt.

$$f_{P,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i} + \gamma_{nw} * Q_{out,j} * f_{P,aux,cr,nw}}{Q_{out,j}}$$

Vereinfacht lässt sich die Formel für **produktspezifische Primärenergiefaktoren** (zunächst ohne KWK) schreiben als:

$$f_{P,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw}$$

Dabei ist:

$f_{P,out,j}$	Primärenergiefaktor der im Produkt j an Kunden abgegebenen Energie
$X_{i,j}$	Vom Fernwärmeversorger festzulegende Wärmeerzeugungsmengen aus den Anlagen i , die zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen. Dabei gilt: $Q_{pr,j} = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \quad \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$
$Q_{pr,j}$	Wärmeerzeugung, die unter Berücksichtigung von Transportverlusten notwendig ist um die produktspezifische Wärmelieferung $Q_{out,j}$ abzudecken. Dabei gilt: $Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta)$
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
$Q_{out,j}$	Wärmeabgabe im Produkt j
$f_{P,pr,i}$	Primärenergiefaktor der ins Netz eingespeisten Wärmeerzeugung aus Anlage i
δ	Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste)

γ_{nw}	Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb)
$f_{P,aux,cr,nw}$	Primärenergiefaktor des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
i	Index der Anlage (1 bis n)
j	Index des Wärmeprodukts (1 bis m)

Bei Anwendung der Carnot-Methode lässt sich diese Formel auch für Wärmeversorgungssysteme mit KWK-Anlagen anwenden (siehe Kap. 4.3.3).

4.3.1.4 Kontrollrechnung: Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis anlagen- bzw. produktspezifischer PEF

Um zu prüfen, ob die hier vorgeschlagene Produktbilanzierungsmethodik konsistent ist mit dem Berechnungsansatz nach DIN V 18599-1 bzw. AGFW FW 309 Teil 1, **kann der PEF für das gesamte Wärmeversorgungsnetz auf Basis von anlagenspezifischen bzw. produktspezifischen PEF ermittelt werden.** Ergebnisse für den PEF der gesamten an Kunden abgegebenen Energie stimmen mit dem etablierten Ansatz überein (siehe Beispielrechnung in Kap. 4.3.6.1. bzw. mathematischen Beweis im Anhang, Kap. 6.2).

a) Berechnung des PEF für das Gesamtsystem auf Basis anlagenspezifischer PEF

Um auf Basis von anlagenspezifischen PEF einen $f_{P,out}$ für die gesamte an Kunden abgegebene Wärme zu ermitteln, werden die in das Netz eingespeisten Wärmeerzeugungsmengen mit den anlagenspezifischen PEF gewichtet. Im Zähler wird die Hilfsenergiemenge ergänzt, die für den Netzbetrieb notwendig ist und nicht einzelnen Anlagen zugerechnet werden kann, gewichtet mit dem PEF des Hilfsenergieträgers (z. B. Strom aus dem Netz). Die gewichteten Werte für Wärmeerzeugung und Hilfsenergie (im Zähler) werden ins Verhältnis zur gesamten an Kunden abgegebenen Wärmemenge (im Nenner) gesetzt. Hierdurch werden die Netzverluste berücksichtigt (da gilt: $\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} > Q_{out}$).

Primärenergiefaktor der gesamten an Kunden abgegebenen Energie Q_{out} (ohne KWK):

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{P,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

Dabei ist:

$f_{P,out}$	Primärenergiefaktor der gesamten an Kunden abgegebenen Energie
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
$f_{P,pr,i}$	Primärenergiefaktor der ins Netz eingespeisten Wärmeerzeugung aus Anlage i
$E_{aux,cr,nw}$	Energie des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw (auxiliary energy carrier network)
$f_{P,aux,cr,nw}$	Primärenergiefaktor des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems
i	Index der Anlage (1 bis n)

b) Berechnung des PEF für das Gesamtsystem auf Basis produktspezifischer PEF

Der Primärenergiefaktor des gesamten Wärmeversorgungssystems lässt sich zudem auf Basis der produktspezifischen PEF ermitteln. Dabei wird die Wärmeabgabe $Q_{out,j}$ in den verschiedenen Produkten j mit den jeweiligen produktspezifischen PEF gewichtet und ins Verhältnis zur gesamte Wärmeabgabe des Versorgungssystems

gesetzt. Der resultierende Primärenergiefaktor der gesamten an Kunden abgegebenen Energie ist derselbe wie im Kontrollschritt a und bei Anwendung der Formel nach AGFW FW 309 Teil 1.

Primärenergiefaktor der gesamten an Kunden abgegebenen Energie Q_{out} (ohne KWK):

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{P,out,j}}{Q_{out}}$$

Dabei ist:

$f_{P,out}$	Primärenergiefaktor der gesamten an Kunden abgegebenen Energie
$Q_{out,j}$	Wärmelieferung im Produkt j
$f_{P,out,j}$	Primärenergiefaktor der im Produkt j an Kunden abgegebenen Energie
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems
j	Index des Wärmeprodukts (1 bis m)

4.3.2 Produktbilanzierung mit KWK-Anlagen: Stromgutschriftmethode

Bei der Stromgutschriftmethode nach AGFW FW 309 Teil 1 wird Strom aus KWK-Anlagen, der vom Wärmeversorgungssystem exportiert wird, mit dem PEF des Verdrängungsstrommix gewichtet (2,8 nach Anlage 4 GEG). Der Verdrängungsstrommix drückt dabei aus, wie sich der deutsche Stromerzeugungsmix durch eine zusätzliche Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen verändert (BDEW 2015, S. 16). Unter Berücksichtigung der Kraftwerkseinsatzreihenfolge im Strommarkt wird angenommen, dass die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen primär Stromerzeugung aus Stein- bzw. Braunkohlekraftwerken verdrängt, wodurch sich der vergleichsweise hohe PEF-Wert des Verdrängungsstrommix erklärt. Produzieren KWK-Anlagen Strom für den Eigenbedarf des Wärmeversorgungssystems als Hilfsenergie, wird dieser Stromeinsatz ebenfalls mit einem PEF von 2,8 bewertet (AGFW FW 309 Teil 1, S. 5), da Strom andernfalls exportiert hätte werden können.

Bei der Berechnung des PEF für die gesamte Wärmeabgabe eines Netzes nach AGFW FW 309 Teil 1 werden die mit dem PEF des Verdrängungsstrommix gewichteten Stromexporte im Zähler zum Abzug gebracht und somit dem Wärmeversorgungssystem gutgeschrieben:

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{cr} E_{in,cr} * f_{P,in,cr} - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

Der vergleichsweise hohe PEF des Verdrängungsstrommix kann dabei dazu führen, dass der PEF des Wärmenetzes insgesamt von der Stromgutschrift dominiert wird und sehr gering oder sogar negativ ausfällt. Nach DIN V 18599-1 Anhang A.4 wird der PEF bei negativen Werten auf null gesetzt. Nach § 22 Abs. 3 GEG wird zudem die oben beschriebene Kappung auf minimal 0,3 (bzw. 0,2 bei 100 % EE-Anteil) wirksam. Da entsprechende Kappungen jedoch erst auf das finale Ergebnis und die PEF-Ausweisung angewandt werden, werden sie bei der Formelentwicklung zunächst vernachlässigt. Beim Anwendungsbeispiel zur Stromgutschriftmethode in Kap. 4.3.6.2 werden Implikationen der Kappung jedoch dargestellt und beim Vergleich der Ergebnisse mit der Carnot-Methode diskutiert (siehe 4.3.6.4).

Für eine Produktbilanzierung von KWK-Anlagen nach der Stromgutschriftmethode ergeben sich zwei Optionen. Beide Varianten führen zu unterschiedlichen anlagenspezifischen PEF für die KWK-Anlage und unterschiedlichen Produkt-PEF. Ergebnisse für das Gesamtsystem nach den Kontrollrechnungen in Kap. 4.3.1.4 führen allerdings zum identischen Ergebnis wie die Anwendung der Formel nach AGFW FW 309 Teil 1 (siehe auch 4.3.6.4 für einen beispielhaften Ergebnisvergleich).

Variante 1: Berücksichtigung der Stromgutschrift im anlagenspezifischen PEF

Zum einen kann die **Stromgutschrift bei der Berechnung eines anlagenspezifischen PEF für die KWK-Anlage berücksichtigt** werden:

$$f_{P,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i} - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{pr,i}}$$

Dabei ist:

$f_{P,pr,i}$	Primärenergiefaktor der ins Netz eingespeisten Wärmeerzeugung aus der KWK-Anlage i
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$f_{P,in,cr}$	Primärenergiefaktor des zugeführten Energieträgers cr
$E_{aux,cr,i}$	Energie des für den Betrieb der Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr (auxiliary energy carrier)
$f_{P,aux,cr,i}$	Primärenergiefaktor des für den Anlagenbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$E_{el,exp,cm}$	KWK-Strom, der vom System exportiert wird (aus der KWK-Anlage i)
$f_{P,el,exp,cm}$	Gewichtungsfaktor des exportierten KWK-Stroms
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der KWK-Anlage i , die an das Netz abgegeben wird

Da die Stromgutschrift hierbei jedoch nur auf die Wärmeerzeugung der KWK-Anlage bezogen wird, und nicht auf die gesamte Wärmeabgabe des Versorgungssystems, kann noch leichter ein stark negativer PEF entstehen. Ein negativer anlagenspezifischer PEF kann – je nach Produktzuschnitt – auch zu einem negativen Produkt-PEF führen. Der produktspezifische PEF berechnet sich in dieser Variante weiterhin nach der Formel in Kap. 4.3.1.3:

Produktspezifische Primärenergiefaktoren (ohne KWK sowie Stromgutschriftmethode Variante 1):

$$f_{P,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw}$$

Zu beachten ist, dass die Wärmemenge $X_{i,j}$ auch anteilige Verlustmengen enthält (siehe Kap. 4.3.1.3, $Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}$). Wenn ein negativer PEF der KWK-Anlage mit $X_{i,j}$ multipliziert wird, kann der PEF der Wärmeabgabe im Produkt j daher potenziell noch stärker im negativen Bereich liegen als der anlagenspezifische PEF (je nach Höhe des Hilfsenergiefaktors und Verlustfaktors). Bei einer Kappung des Produkt-PEF auf null bzw. auf 0,3 oder minimal 0,2 nach den Vorgaben von § 22 Abs. 3 GEG hätte dies zwar keine praktischen Auswirkungen, bleibt aber eine logische Herausforderung für die Methodik.

Als praktisch relevanter dürften sich Auswirkungen auf weitere im Netz vertriebene Wärmeprodukte bzw. den nicht im KWK-Wärmeprodukt enthaltenen Eigenschaftsmix erweisen. Die Stromgutschrift kommt in dieser Variante über den anlagenspezifischen PEF der KWK-Anlage nur Wärmeprodukten zugute, denen Wärmemengen aus der KWK-Anlage zugeteilt werden. **Der PEF von Wärmeprodukten ohne KWK-Mengen kann ohne Stromgutschrift deutlich höher ausfallen, als der nach der Stromgutschriftmethode berechnete PEF des Gesamtnetzes.** Unter Dekarbonisierungsgesichtspunkten ist dabei besonders problematisch, dass ein Wärmeprodukt, dem Wärmemengen aus einer fossil befeuerten KWK-Anlage zugeteilt wurden, auch bei 0 % EE- oder Abwärme-Anteil einen besseren PEF aufweisen kann als ein Wärmeprodukt, dass zu 100 % durch EE- und Abwärme gedeckt wird, aber keine Wärmelieferungen aus KWK-Anlagen enthält (siehe Anwendungsbeispiel in Kap. 4.3.6.2). **Für die Stromgutschriftmethode wird daher die Anwendung der folgenden Variante 2 empfohlen.**

Variante 2: Anteilige Berücksichtigung der Stromgutschrift in allen Wärmeprodukten

Bei der zweiten Variante wird der anlagenspezifische PEF der KWK-Anlage ohne die Berücksichtigung der Stromgutschrift ermittelt:

$$f_{P,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

Stattdessen wird analog zu den Verlust- und Hilfsenergiefaktoren ein **Stromgutschriftfaktor** ε ermittelt, mithilfe dessen die Stromgutschrift auf alle im Netz vertriebenen Produkte verteilt werden kann:

$$\varepsilon = \frac{E_{el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

Produktspezifische Primärenergiefaktoren (Stromgutschriftmethode Variante 2):

$$f_{P,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

Durch die **anteilige Verteilung der Stromgutschrift auf alle Wärmeprodukte** kann vermieden werden, dass sich der PEF von Wärmeprodukten ohne KWK-Mengen im Vergleich zur Berechnung eines einzigen PEF für das gesamte Wärmeversorgungssystem stark verschlechtert. Allerdings würde der anlagenspezifische PEF der KWK-Anlage (der für die Berechnung der produktspezifischen PEF jedoch nur einen Zwischenschritt darstellt) als höher als angemessen angegeben, da der Brennstoffeinsatz für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung nur ins Verhältnis zur Wärmeerzeugung gesetzt wird. Grundsätzlich bleibt die Herausforderung der Stromgutschriftmethode, die auch für die Berechnung eines PEF nach dem Prinzip „ein Netz = 1 Faktor“ gilt, bestehen: **Das PEF-Ergebnis aller Produkte würde stark durch die Stromgutschrift geprägt**, statt durch die Eigenschaften der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffe. Um dieser Herausforderung zu begegnen, empfiehlt es sich, auf Ergebnisse weiterhin eine Kappung anzuwenden, wie von § 22 Abs. 3 GEG vorgesehen.

4.3.3 Produktbilanzierung mit KWK-Anlagen: Carnot-Methode

Die Carnot-Methode ermöglicht es, bei KWK-Anlagen den Brennstoffeinsatz für gekoppelte Wärmeerzeugung und Stromerzeugung rechnerisch voneinander zu trennen. Auf diese Weise kann ein **anlagenspezifischer PEF ermittelt werden, der sich nur auf die Wärmeerzeugung einer KWK-Anlage bezieht. Die Berücksichtigung einer Stromgutschrift für das Wärmeversorgungssystem entfällt.**

Das AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6 beschreibt die Ermittlung von Emissionsfaktoren nach der Carnot-Methode. Der dort beschriebene Ansatz lässt sich analog für die Ermittlung von Primärenergiefaktoren anwenden. Auf eine detaillierte Herleitung der Formeln wird an dieser Stelle verzichtet (siehe dazu AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6). Kurzgefasst werden bei der Carnot-Methode **Allokationsfaktoren α für die KWK-Wärme und den Strom aus KWK-Anlagen berechnet, mit Hilfe derer sich der wärmebedingte Anteil der eingesetzten Brennstoffe ermitteln lässt.**

Für die Anwendung der Carnot-Methode werden die folgenden Zwischenschritte benötigt:

1) Berechnung der äquivalenten Stromverlustkennziffer der Wärmeauskopplung nach Carnot β_C

$$\beta_C = 1 - \frac{T_{a,e,avg}}{T_{chp,mn}}$$

Dabei ist:

$T_{a,e,avg}$ durchschnittliche Luftaußentemperatur in Kelvin [K]

$T_{chp,mn}$ mittlere Temperatur aus Vorlauf und Rücklauf der Nutzwärme der KWK-Anlage in Kelvin [K]

Falls $T_{chp,mn}$ nicht vorliegt, darf laut AGFW FW 309 Teil 6 ersatzweise die mittlere Temperatur aus Vorlauf und Rücklauf der Wärmenetzeinspeisung verwendet werden. Bei einer Dampfversorgung gilt die Sättigungstemperatur des eingesetzten Dampfes als Mitteltemperatur.

2) Berechnung des Exergiegehalts der gekoppelt erzeugten Wärme $E_{ex,Q}$

$$E_{ex,Q} = \beta_c * Q_{cm}$$

Dabei ist:

Q_{cm} gekoppelte Wärme

Sollte die Vorlauftemperatur im Verlauf eines Jahres um mehr als 20 K variieren, ist für beide Formeln ein Berechnungszeitschritt von maximal einem Monat zu wählen (siehe AGFW FW 309 Teil 6).

3) Berechnung der Allokationsfaktoren α_T und α_{el}

$$\alpha_T = \frac{E_{ex,Q}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}}$$

$$\alpha_{el} = \frac{E_{el,pr}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}}$$

$$\alpha_T + \alpha_{el} = 1$$

Dabei ist:

α_T Allokationsfaktor der KWK-Wärme (T: Thermisch)

α_{el} Allokationsfaktor des Stroms (el: Elektrisch)

$E_{el,pr}$ Erzeugter Strom

Sofern der erzeugte Strom $E_{el,pr}$ nicht bekannt ist, darf als Ersatz der exportierte Strom $E_{el,exp}$ verwendet werden, „wenn die Differenz zwischen $E_{el,pr}$ und $E_{el,exp}$ nur den üblichen erweiterten elektrischen Eigenbedarf für z. B. Netzpumpen, Kesselbetrieb, Steuerungs-, Regelungs- und Messtechnik umfasst, [und] keinen Antriebsstrom für elektrische Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen oder Elektrokessel umfasst“ (AGFW FW 309 Teil 6, S. 13).

4) Anlagenspezifischer PEF für KWK-Anlagen: Berechnung des Primärenergiefaktors der Wärme der KWK-Anlage $f_{P,T}$

Nach AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6 berechnet sich der **Primärenergiefaktor der Wärme der KWK-Anlage** $f_{P,T}$ wie folgt (angepasst an die hier verwendete Schreibweise):

$$f_{P,pr,i,T} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}}{Q_{pr,i}} * f_{P,in,cr}$$

Dabei ist:

$f_{P,pr,i,T}$	Primärenergiefaktor der Wärmeerzeugung der KWK-Anlage i
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$E_{in,cr,T,ncm}$	Brennstoff für ungekoppelte Wärme
α_T	Allokationsfaktor der KWK-Wärme
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der KWK-Anlage i (wobei gilt $Q_{pr} = Q_{cm} + Q_{ncm}$)
Q_{cm}	gekoppelte Wärme
Q_{ncm}	ungekoppelte Wärme
$f_{P,in,cr}$	Primärenergiefaktor des zugeführten Energieträgers cr
i	Index der Anlage (1 bis n)

Der Term $\frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}}{Q_{pr}}$ wird dabei auch als Aufwandszahl der Wärme der KWK-Anlage bezeichnet.

Eine Ausweisung anlagenspezifischer Hilfsenergie für die KWK-Anlage entfällt – der Brennstoffeinsatz für von der KWK-Anlage selbst produzierten und verbrauchten Hilfsstrom wird bei der Berechnung des Primärenergiefaktors des Stroms der KWK-Anlage $f_{P,pr,i,el}$ bilanziert. Eine gesonderte Zuteilung des selbstverbrauchten Hilfsstroms auf die erzeugte Wärme und den erzeugten Strom erscheint zudem nicht praktikabel, da hierfür ein separater Zähler für den von der KWK-Anlage selbst produzierten und verbrauchten Hilfsstrom erforderlich wäre. In der Regel beziehen sich Messdaten auf den Strom, der an Verbräuche außerhalb der Anlagengrenze abgegeben wird.

5) Falls Strom aus der KWK-Anlage im Netz als Hilfsenergie eingesetzt wird: Berechnung des Primärenergiefaktors des Stroms der KWK-Anlage $f_{P,pr,i,el}$

Im Rahmen der Carnot-Methode wird keine Stromgutschrift ermittelt, die dem Wärmeversorgungssystem bzw. Wärmeprodukten zugeordnet werden müsste. Auch das Konzept des Verdrängungsstrommix entfällt. Für den von einer KWK-Anlage erzeugten Strom kann hingegen ein eigener PEF berechnet werden, der sich auf den strombedingten Anteil der eingesetzten Brennstoffe bezieht. Im Rahmen der Produktbilanzierung für Wärme ist der **PEF für den Strom der KWK-Anlage** $f_{P,pr,i,el}$ nur dann relevant, wenn Strom aus der KWK-Anlage als Hilfsenergie für den Netzbetrieb eingesetzt wird (oder auch als Hilfsstrom für andere Wärmeerzeugungsanlagen am Netz). Anders als bei der Stromgutschriftmethode wird Hilfsstrom aus KWK-Anlagen demnach nicht mit dem Verdrängungsstrommix gewichtet, sondern mit $f_{P,pr,i,el}$, der sich wie folgt berechnet:

$$f_{P,pr,i,el} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_{el}}{E_{el,pr,i}} * f_{P,in,cr}$$

Dabei ist:

$f_{P,pr,i,el}$	Primärenergiefaktor des Stroms der KWK-Anlage i
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$E_{in,cr,T,ncm}$	Brennstoff für ungekoppelte Wärme
α_{el}	Allokationsfaktor des Stroms
$E_{el,pr,i}$	Stromerzeugung der KWK-Anlage i
$f_{P,in,cr}$	Primärenergiefaktor des zugeführten Energieträgers cr

Der Term $\frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_{el}}{E_{el,pr}}$ wird dabei auch als Aufwandszahl des Stroms der KWK-Anlage bezeichnet.

6) Verwendung des anlagenspezifischen PEF für die KWK-Anlage in der Produktbilanzierung

Der nach der Carnot-Methode ermittelte anlagenspezifischer Primärenergiefaktor der Wärme der KWK-Anlage $f_{P,pr,i,T}$ bezieht sich auch bei KWK-Anlagen nur auf die Wärmeerzeugung einer KWK-Anlage. **Entsprechende anlagenspezifische PEF können daher ohne weiteren Anpassungsbedarf an der Methodik für die Berechnung produktspezifischer PEF nach dem im Kap. 4.3.1.3 beschriebenen Ansatz benutzt werden.**

Wird Strom aus der KWK-Anlage als Hilfsenergie für den Netzbetrieb oder den Betrieb weiterer Anlagen eingesetzt, ist zur Gewichtung entsprechender Energiemengen der Primärenergiefaktor des Stroms der KWK-Anlage $f_{P,pr,i,el}$ zu verwenden. Die Berücksichtigung einer Stromgutschrift entfällt. Die Produktbilanzierungs-Schritte 2 (Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren) und 3 (Berechnung produktspezifischer PEF) sind identisch wie bei einem Wärmeversorgungssystem ohne KWK.

Die Berechnung **produktspezifischer Primärenergiefaktoren** folgt demnach ohne KWK und bei Bilanzierung nach Carnot-Methode derselben Formel (siehe Kap. 4.3.1.3 für Begriffsdefinitionen und Abkürzungen, $f_{P,pr,i,T}$ wird eingesetzt für $f_{P,pr,i}$):

$$f_{P,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw}$$

Die Anwendung der Carnot-Methode resultiert in einer besseren Vergleichbarkeit von produktspezifischen PEF, da diese stärker von den eingesetzten Energieträgern geprägt werden als bei der Stromgutschriftmethode. Die Kappung von PEF auf 0,3 bzw. minimal 0,2 bei 100 % EE- und Abwärme-Anteil nach § 22 Abs. 3 GEG könnte bei Anwendung der Carnot-Methode entfallen, da das Problem großer, aus der Stromgutschrift resultierender PEF-Bandbreiten und insbesondere negativ ausfallender PEF vermieden wird.

4.3.4 Produktbilanzierte Berechnung von EE- und Abwärme-Anteilen

Anteile von erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbaren Abwärmequellen an der gesamten Wärmeversorgung lassen sich aufbauend auf AGFW FW 309 Teil 5 berechnen. Um zu berechnen, welchen Deckungsanteil eine Erfüllungsoption nach GEG, Teil 2, Abschnitt 4 an der gesamten ins Wärmenetz eingespeisten Wärmemenge hat, wird in AGFW FW 309 Teil 5 die folgende Formel verwendet:

$$DA_i = \frac{Q_i}{Q_{ges}}$$

Dabei ist:

DA_i	Deckungsanteil aus i
Q_i	ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge aus i
Q_{ges}	gesamte ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge
i	Erfüllungsoption nach GEG, Teil 2, Abschnitt 4

Auf Basis dieser Formel lässt sich der Erfüllungsgrad der Fernwärme (EG_{FW}) in Bezug auf geforderte Pflichtanteile (PA_i) nach Teil 2, Abschnitt 4 GEG berechnen (als $EG_{FW} = \sum_i \frac{DA_i}{PA_i}$).

Um den **Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an einem Wärmenetz** zu ermitteln, lässt sich die Formel wie folgt anpassen (mit den in 4.3.1-4.3.3 verwendeten Indizes):

$$DA_{nw} = \frac{\sum_{k=1}^s Q_k}{Q_{pr}}$$

Dabei ist:

DA_{nw}	Deckungsanteil an erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbaren Abwärmequellen im Wärmenetz (network, nw)
Q_k	ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge aus k
Q_{pr}	gesamte ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge
k	Index für erneuerbare Energiequellen oder unvermeidbare Abwärmequellen im Wärmenetz (1 bis s)

Zu beachten ist, dass Q_k hier die ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge aus einer bestimmten Energiequelle angibt. Bei EE- oder Abwärme-Anlagen, die ausschließlich EE oder unvermeidbare Abwärme einsetzen, entspricht Q_k der Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird ($Q_{pr,i}$). Bei Anlagen, die mehrere erneuerbare und nicht-erneuerbare Brennstoffe einsetzen, bezieht sich Q_k nur auf die Wärmeerzeugung der Anlage i , die dem erneuerbaren Brennstoffeinsatz zugerechnet werden kann (siehe 4.3.1.1).

Der **Deckungsanteil von EE und Abwärme an der Wärmelieferung in einem bestimmten Wärmeprodukt j** berechnet sich dementsprechend wie folgt:

$$DA_j = \frac{\sum_{k=1}^s Q_{k,j}}{Q_{pr,j}}$$

Dabei ist:

DA_j	Deckungsanteil an erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbaren Abwärmequellen im Produkt j
$Q_{k,j}$	ins Wärmenetz eingespeiste und dem Produkt j zugeordnete Wärmemenge aus k
$Q_{pr,j}$	ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge, die unter Berücksichtigung von Transportverlusten notwendig ist um die produktspezifische Wärmelieferung $Q_{out,j}$ abzudecken.
k	Index für erneuerbare Energiequellen oder unvermeidbare Abwärmequellen im Wärmenetz (1 bis s)
j	Index des Wärmeprodukts (1 bis m)

4.3.5 Produktgestaltungsmöglichkeiten für Wärmenetzbetreiber

Die Produktbilanzierungsmethodik ermöglicht Fernwärmeversorgern einen **flexiblen Zuschnitt von Produkten, ausgerichtet an Kundenbedürfnissen**. Für die Produktgestaltung ergeben sich dabei verschiedene Möglichkeiten. Der „einfachste“ Fall wäre das Angebot eines grünen Fernwärmeprodukts mit einem 100 prozentigen Anteil von EE und/oder Abwärme. In ein zweites Basisprodukt würden alle übrigen Eigenschaften der Wärmeerzeugung im Netz eingehen: Der Eigenschaftsmix des Basisprodukts ergibt sich in diesem Fall als Differenz des Gesamtenergiemix des jeweiligen Netzes und der im grünen Produkt vermarkteten Eigenschaften.

Alternativ könnten **EE- und Abwärme-Anteile in Produkten nach regulatorischen Anforderungen oder Verbraucherwünschen** gestaltet werden. Sofern etwa die Bundesförderung für effiziente Gebäude bei Wärmenetzen eine bilanzielle Erfüllung der Fördervoraussetzungen für die „Effizienzhaus EE“- bzw. „Effizienzgebäude

EE“-Klassen erlauben würde, könnten hierfür Wärmeprodukte mit einem 55 %-Mindestanteil von EE und/oder unvermeidbarer Abwärme angeboten werden. Angesichts der Koalitionsvertrags-Vorgabe, dass ab 2025 jede neu eingebaute Heizung auf der Basis von 65 % erneuerbarer Energien betrieben werden soll (SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, FDP 2022, S. 90), wäre auch ein sich hieran orientierender Produktzuschnitt eine Option (wobei bei einer gesetzlichen Umsetzung der Anforderung im Fall von Wärmenetzen die Rolle von unvermeidbarer Abwärme als Erfüllungsoption zu klären wäre). Ein solches Fernwärmeprodukt könnte insbesondere auch für Bestandsgebäude, in denen eine Heizungserneuerung ansteht, attraktiv sein, und könnte so ggf. Neukunden zum Anschluss an Wärmenetze bewegen.

Darüber hinaus wären auch **gebäude- bzw. kundenspezifisch definierte Produkte mit individuellem Zuschnitt** möglich. Ein Beispiel wäre ein Wärmenetz mit einer Geothermieanlage und weiteren erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Anlagen, in dem neben dem Basisprodukt ein grünes Fernwärmeprodukt mit variablen Wärmemengen aus verschiedenen EE-Anlagen angeboten wird. Darüber hinaus könnte etwa ein Produkt für einen spezifischen Unternehmenskunden aufgelegt werden, der eine z. B. 80 prozentige, bilanzielle Abdeckung der Wärmelieferung aus der Geothermieanlage wünscht. Je nach Wertschätzung von Kunden für verschiedene erneuerbare Energiequellen oder Abwärmequellen wäre eine Preisdifferenzierung auch zwischen grünen Fernwärmeprodukten möglich. Die Entwertung von HKN garantiert dabei, dass grüne Eigenschaften jeweils nur einem Produkt bzw. Kunden zugeordnet werden.

Beim Produktzuschnitt ist es **grundsätzlich empfehlenswert, Lieferverträge so auszugestalten, dass Flexibilität bei Abweichungen von der Produktionsplanung einzelner Anlagen erhalten bleibt**. So kann es etwa vorteilhaft sein, nicht die maximal mögliche Menge von EE- oder Abwärmeeigenschaften als grünes Fernwärmeprodukt zu vermarkten, um entsprechende Verträge auch erfüllen zu können, wenn die Wärmeerzeugung einzelner Anlagen in einem Jahr niedriger ausfällt als erwartet. „Überschüssige“, nicht im grünen Produkt vermarktete Mengen gehen nicht verloren, sondern werden dem Basisprodukt zugewiesen und auch hier im Rahmen der Wärmekennzeichnung sichtbar. **Der Umgang mit ungeplanten Anlagenausfällen kann bei grünen Fernwärmeprodukten zudem vertraglich geregelt werden**.

Darüber hinaus sind beim Produktzuschnitt **Auswirkungen auf die Qualitätskennzahlen von Bestandskunden im Basisprodukt** zu berücksichtigen. Dies wird vertieft in Kap. 4.5.1 diskutiert. Grundsätzlich möglich wäre, EE- bzw. Abwärme-Anteile, Primärenergiefaktoren und/oder Emissionsfaktoren über mehrere Produkte hinweg zu optimieren, und dabei auch weitere Faktoren wie etwa produktspezifische Preisbestimmungsfaktoren zu berücksichtigen. Hierfür notwendige Optimierungsmodelle werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

Hinsichtlich des **Aufwands der Produktbilanzierung** lässt sich zusammenfassend festhalten, dass als Eingangsdaten dieselben Daten benötigt werden wie bei der Berechnung von netzbezogenen Qualitätskennzahlen nach den AGFW-Arbeitsblättern FW 309 Teil 1, 5 und 6. **Ein zentraler, neuer Wahlparameter für Fernwärmeversorger ist die Zuordnung von Wärmemengen aus spezifischen Anlagen zu Produkten**. Zusätzliche Berechnungsschritte ergeben sich durch die Berechnung von anlagenspezifischen PEF und Verlust- und Hilfsenergiefaktoren, die jedoch ähnlich wie aktuelle PEF für das Gesamtnetz nicht jährlich neu berechnet werden müssten, sondern nur bei wesentlichen Veränderungen an Anlagen oder im Netz (bzw. bei einer periodischen Überprüfung, analog zu AGFW 309 Teil 7, siehe Kap. 4.1). Jährlich zu aktualisieren wären hingegen die Produktkennzahlen, auf Basis der tatsächlich produzierten und den Produkten mittels HKN-Entwertung zugeordneten Wärmemengen. Bei einer Hinterlegung von Formeln in Excel kann die Berechnung der produktspezifischen Qualitätskennzahlen allerdings automatisiert erfolgen, ebenso wie die Berechnung der anlagenspezifischen PEF und Verlust- und Hilfsenergiefaktoren. Hinsichtlich der Nachweisführung ergibt sich gegenüber dem Status

quo ein Zusatzaufwand im Wesentlichen durch die Verifizierung von Messdaten für EE-/Abwärme-Mengen (z. B. jährlich vor Erstellung der Wärmekennzeichnung, siehe Kap. 4.4).

4.3.6 Anwendung der Produktbilanzierung am Beispiel von Modellnetzen

Beispielhaft wird die Anwendung der Produktbilanzierung anhand zweier Modellnetze demonstriert: einem kleinen Netz ohne KWK (Modellnetz 1) und einem großen Netz mit KWK. Im zweiten Fall werden die Ergebnisse beider Varianten der Stromgutschriftmethode sowie der Carnot-Methode verglichen. Zur verbesserten Übersichtlichkeit wird zunächst nur die PEF-Ermittlung und Ermittlung von EE-Anteilen dargestellt (Ergebnisse sind jeweils auf zwei Nachkommastellen gerundet). Die Berechnung von Emissionsfaktoren erfolgt analog und wird im Anhang, Kap. 6.3 detailliert anhand von zwei weiteren Modellnetzen demonstriert. Quellen, die zur Typisierung und Konfiguration der Modellnetze verwendet wurden, werden in Kap. 6.3 beschrieben. Eine Zusammenfassung verwendeter Abkürzungen und Indizes findet sich in Kap. 6.1.

4.3.6.1 Modellnetz 1: Kleines Netz ohne KWK (Anwendung des Basisansatzes)

Die **Anwendung des Basisansatzes der Produktbilanzierung** wird im Folgenden anhand eines Modellnetzes demonstriert. Tabelle 1 fasst die Eingangsdaten des Beispiels zusammen. **Als kleines Netz ohne KWK-Anlage wird Modellnetz 1 aus einer Großwärmepumpe gespeist, die Umweltwärme und Strom aus erneuerbaren Energien als Inputs einsetzt, sowie aus einem Erdgaskessel.** Hilfsenergie fällt nur für den Netzbetrieb an, wofür Strom aus dem Netz bezogen wird. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die verwendeten Standardfaktoren zur Gewichtung der Energieinputs. Für den Strom-Input der Wärmepumpe ist dabei zu beachten, dass nach § 23 Abs. 1 GEG nur für gebäudenah erzeugten Strom aus EE ein Primärenergiefaktor von null angesetzt werden darf. Für Strom, der aus dem Netz bezogen wird, gilt ein einheitlicher PEF von 1,8. Optionen zum Nachweis eines bilanziellen EE-Bezugs über das Stromnetz werden in Kap. 4.4.4 diskutiert.

Tabelle 1: Eingangsdaten Modellnetz 1 (kleines Netz ohne KWK)

Anlagen	Brennstoff-/Stromeinsatz E_{in}		Wärmeerzeugung Q
	Art	Menge [MWh/a]	Menge [MWh/a]
Anlage 1 (Hauptanlage): Großwärmepumpe (GWP)	EE-Strom	2.333,3	7.000,0
	Umweltwärme	n.a.	
Anlage 2: Erdgas-Kessel	Erdgas	3.333,3	3.000,0
Netzbetrieb	Hilfsstrom (Netz)	100,0	
Erzeugte Wärmemenge gesamt			10.000,0
Transportverluste			800,0
Gelieferte Wärmemenge			9.200,0

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 2: Standard-PEF für eingesetzte Energieträger

Art	Primärenergiefaktor f_p [-]
Strom (Netzbezug)	1,8
EE-Strom (unmittelbar aus Photovoltaik, Wasser- oder Windkraft)	0,0
Umweltwärme	0,0
Erdgas	1,1

Quelle: AGFW FW 309 Teil 1

Zu Vergleichszwecken werden zunächst der PEF $f_{P,out}$ sowie der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme für das Gesamtnetz DA_{nw} berechnet (nach AGFW FW 309 Teil 1 und 5, siehe Kap. 4.1):

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{P,in,cr}) + \sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{P,aux,cr}) - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{E_{in,EEStrom} * f_{P,in,EEStrom} + E_{in,Umweltwärme} * f_{P,in,Umweltwärme} + E_{in,Erdgas} * f_{P,in,Erdgas} + E_{aux,Strom,nw} * f_{P,aux,Strom,nw}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{0 + 0 + 3.333,3 \text{ MWh} * 1,1 + 100,0 \text{ MWh} * 1,8}{9.200,0 \text{ MWh}} = 0,42$$

$$DA_{nw} = \frac{\sum_{k=1}^S Q_k}{Q_{pr}}$$

$$DA_{nw} = \frac{7.000 \text{ MWh}}{10.000 \text{ MWh}} = 0,7 = 70 \%$$

1) Schritt 1: Berechnung anlagenspezifischer PEF

Im ersten Schritt erfolgt die Berechnung anlagenspezifischer PEF. Für die Behandlung der Großwärmepumpe als Anlage mit mehreren zugeführten Energieträgern wird die in 4.3.1.1 dargestellte Variante 1 gewählt (Berücksichtigung mehrerer Energieträger im anlagenspezifischen PEF). Im Beispiel fallen die Gewichtungsfaktoren für die Energie-Inputs Umweltwärme und Strom aus EE (gebäudenah erzeugt) identisch aus.

PEF der Wärmeerzeugung aus Anlage i (ohne KWK, mehrere Energieträger-Inputs):

$$f_{P,pr,i} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i})}{Q_{pr,i}}$$

Anlage 1: Anlagenspezifische PEF der Großwärmepumpe (mit Strombezug aus EE)

$$f_{P,pr,1} = \frac{E_{in,EEStrom} * f_{P,in,EEStrom} + E_{in,Umweltwärme} * f_{P,in,Umweltwärme}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{P,pr,1} = \frac{0 + 0}{7.000 \text{ MWh}} = 0,00$$

Anlage 2: Anlagenspezifische PEF des Erdgaskessels

$$f_{P,pr,2} = \frac{E_{in,Erdgas} * f_{we,in,Erdgas}}{Q_{pr,2}}$$

$$f_{P,pr,2} = \frac{3.333,3 \text{ MWh} * 1,1}{3.000 \text{ MWh}} = 1,22$$

2) Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

Im zweiten Schritt werden netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren zur anteiligen Zuordnung zu Fernwärmeprodukten berechnet:

Verlustfaktor (Netzverluste):

$$\delta = \frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}} = \frac{10.000 \text{ MWh} - 9.200 \text{ MWh}}{9.200 \text{ MWh}} = 0,09$$

Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb):

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}} = \frac{100 \text{ MWh}}{9.200 \text{ MWh}} = 0,01$$

3) Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF und EE-/Abwärme-Anteile

Im dritten Schritt legen Fernwärmeversorger zunächst fest, welche **Wärmeerzeugungsmengen** $X_{i,j}$ aus den **Anlagen** i zur **Deckung der Wärmelieferung im Produkt** j zum Einsatz kommen sollen:

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

Die getroffene Zuordnung wird in Tabelle 3 dargestellt. Die erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ ergibt sich aus der Multiplikation der im Produkt gelieferten Wärmemenge $Q_{out,j}$ mit dem Verlustfaktorterm $(1 + \delta)$. Im grünen Fernwärmeprodukt sollen 3.000 MWh vermarktet werden, wobei die Wärmelieferung sowie anteilige Netzverluste vollständig aus der mit EE-Strom betriebenen Großwärmepumpe gedeckt werden. Das **Basisprodukt ergibt sich aus den verbleibenden Eigenschaften der Wärmeerzeugung** aus Großwärmepumpe und Erdgas-Kessel. Der Nachweis, dass Eigenschaften einem Produkt zugeordnet wurden, erfolgt per HKN-Entwertung (siehe Kap. 4.4).

Tabelle 3: Produktzuschnitt im Modellnetz 1

	Produkt 1: Grüne Fernwärme (GFW)	Produkt 2: Basisprodukt (BASIS)
Gelieferte Wärmemenge $Q_{out,j}$ [MWh/a]	3.000,00	6.200,00
Erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ [MWh/a]	3.260,87	6.739,13
Deckungsbeiträge $X_{i,j}$ [MWh/a]		
Anlage 1: Großwärmepumpe	3.260,87	3.739,13
Anlage 2: Erdgas-Kessel	0,00	3.000,00

Auf Basis des gewählten Produktzuschnitts erfolgt die **Berechnung produktspezifischer Primärenergiefaktoren** $f_{P,out,j}$ **sowie EE-/Abwärme-Anteile** DA_j :

$$f_{P,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{P,out,GFW} = \frac{X_{1,GFW} * f_{P,pr,1}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,Strom,nw}$$

$$f_{P,out,GFW} = \frac{3.260,87 \text{ MWh} * 0}{3.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,8 = 0,02$$

$$DA_{GFW} = \frac{6.521,74 \text{ MWh}}{6.521,74 \text{ MWh}} = 1 = 100 \%$$

Bei Anwendung der Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG läge der PEF des grünen Fernwärmeprodukts bei: $f_{P,out,GFW,gekapppt} = 0,3 - 0,001 * 100 = 0,2$.

Basisprodukt:

$$f_{P,out,BASIS} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{P,pr,1} + X_{2,BASIS} * f_{P,pr,2}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,Strom,nw}$$

$$f_{P,out,BASIS} = \frac{3.739,13 \text{ MWh} * 0 + 3.000 \text{ MWh} * 1,22}{6.200 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,8 = 0,61$$

$$DA_{BASIS} = \frac{3.739,13 \text{ MWh}}{6.739,13 \text{ MWh}} = 0,55 = 55 \%$$

Im grünen Fernwärmeprodukt ergibt sich der leicht positive PEF von 0,02 aus dem Einsatz von Hilfsstrom für den Netzbetrieb, der aus dem Stromnetz bezogen wird. Sofern gesetzgeberisch definiert würde, unter welchen Voraussetzungen auch Strom aus dem Netz im Rahmen von GEG und BEG bzw. der Wärmekennzeichnung als vollständig erneuerbar anerkannt würde, könnte auch einem entsprechenden Hilfsstrombezug aus dem Netz der Einsatz von EE und die Gewichtung mit einem PEF von null ermöglicht werden (siehe Kap. 4.4).

Für die Anwendung der Bilanzierungsmethodik ist der Zubau-Zeitpunkt von Anlagen zunächst irrelevant. Für eine Bewertung der Netzentwicklung im Zeitverlauf könnte beispielhaft angenommen werden, dass die Großwärmepumpe bei Einführung der Produktbilanzierung neu zugebaut wurde. Wenn das Modellnetz 1 zuvor vollständig aus dem Erdgas-Kessel versorgt wurde, hätte sich unter Anwendung der Berechnungsformel nach AGFW FW 309 Teil 1 ein netzbezogener PEF von 1,35 ergeben (bei einem Brennstoffeinsatz von 11.111,11 MWh und 0 % EE-/Abwärme-Anteil). Da im Beispiel nur ein Teil der Wärmeerzeugung aus der Großwärmepumpe gesondert als grüne Fernwärme vermarktet wird, ergeben sich aus dem Anlagenzubau Verbesserungen für die Kunden sowohl im grünen Fernwärmeprodukt und dem Standardprodukt. Für erstere ergibt sich ein PEF nahe null (bzw. von 0,2 bei Anwendung der Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG) und ein EE-/Abwärme-Anteil von 100 %. Im Standardtarif verbessert sich der PEF auf 0,61 mit 55 % EE-/Abwärme-Anteil. Dies liegt über dem PEF für das Gesamtnetz ohne Produktbilanzierung (0,42 bei 70 % EE-/Abwärme-Anteil), stellt aber dennoch eine deutliche Verbesserung gegenüber der Versorgungssituation vor Zubau der Großwärmepumpe dar.

4) Kontrollrechnung

Als (optionaler) Kontrollschritt lässt sich anhand des Beispiels nachweisen, dass die PEF-Berechnung für das Gesamtnetz auf Basis anlagen- bzw. produktspezifischer PEF zum gleichen Ergebnis führt wie die eingangs erfolgte Anwendung der Berechnungsmethodik nach AGFW FW 309 Teil 1 (mit $f_{P,out} = 0,42$).

Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis anlagenspezifischer PEF:

$$f_{P,out} = \frac{Q_{pr,1} * f_{P,pr,1} + Q_{pr,2} * f_{P,pr,2} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{7.000 \text{ MWh} * 0 + 3.000 \text{ MWh} * 1,22 + 100 \text{ MWh} * 1,8}{9.200 \text{ MWh}} = 0,42$$

Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis produktspezifischer PEF:

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{P,out,j}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{Q_{out,GFW} * f_{P,out,GFW} + Q_{out,BASIS} * f_{P,out,BASIS}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{3.000 \text{ MWh} * 0,02 + 6.200 \text{ MWh} * 0,61}{9.200 \text{ MWh}} = 0,42$$

4.3.6.2 Modellnetz 2: Großes Netz mit KWK (Stromgutschriftmethode)

Modellnetz 2 dient als **Anwendungsbeispiel sowohl für die Stromgutschrift- als auch die Carnot-Methode** und ist als großes Netz mit KWK-Anlage konzipiert (siehe Tabellen 4 und 5). **Im Netz wird eine Erdgas-KWK-Anlage durch eine Power-to-Heat-Anlage sowie die Abnahme unvermeidbarer Abwärme ergänzt.** Angenommen wird, dass in der PtH-Anlage Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt, mit zu regulatorischen und Kennzeichnungszwecken anerkanntem Nachweis (siehe 4.4.4). Hilfsenergie fällt nur für den Netzbetrieb an. Hierfür benötigter Strom wird von der KWK-Anlage bereitgestellt. Der Hilfsstrom wird dabei wie der exportierte KWK-Strom mit dem Standard-PEF des Verdrängungsstrommix von 2,8 bewertet, da er alternativ an das Stromnetz abgegeben hätte werden können.

Tabelle 4: Eingangsdaten Modellnetz 2 (großes Netz mit KWK)

Anlagen	Brennstoff-/Stromeinsatz E_m		Wärmeerzeugung Q
	Art	Menge [MWh/a]	Menge [MWh/a]
Anlage 1 (Hauptanlage): Erdgas-KWK	Erdgas	754.717,0	320.000,0
Anlage 2: Unvermeidbare Abwärme	Abwärme	40.000,0	40.000,0
Anlage 3: Power-to-Heat (PtH)	EE-Strom	40.404,0	40.000,0
Netzbetrieb	Hilfsstrom (KWK)	4.000,0	
Erzeugte Wärmemenge gesamt			400.000,0
Transportverluste			48.000,0
Gelieferte Wärmemenge			352.000,0
Exportierte KWK-Strommenge (Anlage 1) [MWh/a]		362.792,5	
Produzierte KWK-Strommenge (Anlage 1) [MWh/a]		366.792,5	

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 5: Standard-PEF für eingesetzte Energieträger

Art	Primärenergiefaktor f_p [-]
Erdgas	1,1
EE-Strom (unmittelbar aus Photovoltaik, Wasser- oder Windkraft)	0,0
Unvermeidbare Abwärme*	0,0
Verdrängungsstrommix für KWK	2,8

Anm.: * Angenommen wird, dass es sich vollständig um unvermeidbare, prozessbedingte Abwärme handelt, ohne zusätzlichen fernwärmebedingten Anteil der Abwärmeerzeugung.

Quelle: AGFW FW 309 Teil 1

Zunächst wird wiederum der PEF $f_{p,out}$ sowie der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme für das Gesamtnetz DA_{nw} berechnet (nach AGFW FW 309 Teil 1 und 5, zu Vergleichszwecken):

$$DA_{nw} = \frac{\sum_{k=1}^S Q_k}{Q_{pr}}$$

$$DA_{nw} = \frac{40.000 \text{ MWh} + 40.000 \text{ MWh}}{400.000 \text{ MWh}} = 0,20 = 20 \%$$

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{P,in,cr}) + \sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{P,aux,cr}) - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{E_{in,Erdgas} * f_{P,in,Erdgas} + E_{in,Abwärme} * f_{P,in,Abwärme} + E_{in,EEStrom} * f_{P,in,EEStrom} + E_{aux,Strom,nw} * f_{P,aux,Strom,nw} - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{754.717 \text{ MWh} * 1,1 + 40.000 \text{ MWh} * 0 + 40.404 \text{ MWh} * 0 + 4.000 \text{ MWh} * 2,8 - 362.792,5 \text{ MWh} * 2,8}{352.000 \text{ MWh}} = -0,50$$

$$f_{P,out,gekapp} = 0,3 - 0,001 * 20 = 0,28 \text{ (Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG)}$$

Wie in 4.3.2 beschrieben, könnte die Stromgutschrift bei der Berechnung eines anlagenspezifischen PEF für die KWK-Anlage berücksichtigt werden (nicht empfohlene Variante 1) oder mittels eines Stromgutschriftfaktors bei allen Wärmeprodukten (empfohlene Variante 2). Zur Veranschaulichung des Unterschieds werden im Folgenden Ergebnisse für beide Varianten dargestellt.

1) Schritt 1: Berechnung anlagenspezifischer PEF

Anlage 1: Erdgas-KWK (Variante 1: Berücksichtigung der Stromgutschrift im anlagenspezifischen PEF)

$$f_{P,pr,i}^{(1)} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i} - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{pr,i}} = \frac{E_{in,Erdgas} * f_{P,in,Erdgas} - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{P,pr,1}^{(1)} = \frac{754.717 \text{ MWh} * 1,1 - 362.792,5 \text{ MWh} * 2,8}{320.000 \text{ MWh}} = -0,58$$

Wie in 4.3.2 diskutiert, fällt bei der ersten Variante der anlagenspezifische PEF negativer aus als der PEF des Gesamtnetzes (von -0,50), da die gesamte Stromgutschrift nur auf die Wärmeerzeugung der Erdgas-KWK-Anlage bezogen wird, statt auf die insgesamt gelieferte Wärmemenge aus allen Anlagen.

Anlage 1: Erdgas-KWK (Variante 2: Anteilige Berücksichtigung der Stromgutschrift in allen Wärmeprodukten)

$$f_{P,pr,i}^{(2)} = \frac{E_{in,cr} * f_{P,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{P,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}} = \frac{E_{in,Erdgas} * f_{P,in,Erdgas}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{P,pr,1}^{(2)} = \frac{754.717 \text{ MWh} * 1,1}{320.000 \text{ MWh}} = 2,59$$

Bei Variante 2 ergibt sich ein sehr hoher anlagenspezifischer PEF, da der Brennstoffeinsatz für Strom- und Wärmeerzeugung ausschließlich ins Verhältnis zur Wärmeerzeugung der KWK-Anlage gesetzt wird. Diese Herausforderung kann durch Anwendung der Carnot-Methode vermieden werden (siehe 4.3.3).

Anlage 2: Unvermeidbare Abwärme

$$f_{P,pr,2} = \frac{E_{in,Abwärme} * f_{P,Abwärme}}{Q_{pr,2}} = \frac{40.000 \text{ MWh} * 0}{40.000 \text{ MWh}} = 0,00$$

Anlage 3: Power-to-Heat (mit Strom aus EE)

$$f_{P,pr,3} = \frac{E_{in,EEStrom} * f_{P,EEStrom}}{Q_{pr,3}} = \frac{40.404 \text{ MWh} * 0}{40.000} = 0,00$$

2) Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

Verlustfaktor (Netzverluste):

$$\delta = \frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}} = \frac{400.000 \text{ MWh} - 352.000 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}} = 0,14$$

Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb):

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}} = \frac{4.000 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}} = 0,01$$

3) Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF und EE-/Abwärme-Anteile

Festlegung, welche Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen sollen:

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

Die angenommene Zuordnung wird in Tabelle 6 dargestellt, wobei sich die erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ aus der Multiplikation der im Produkt gelieferten Wärmemenge $Q_{out,j}$ mit dem Verlustfaktorterm $(1 + \delta)$ ergibt.

Tabelle 6: Produktzuschnitt im Modellnetz 2

	Produkt 1: Grüne Fernwärme (GFW)	Produkt 2: Basisprodukt (BASIS)
Gelieferte Wärmemenge $Q_{out,j}$ [MWh/a]	30.000,00	322.000,00
Erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ [MWh/a]	34.090,91	365.909,09
Deckungsbeiträge $X_{i,j}$ [MWh/a]		
Anlage 1: Erdgas-KWK	0,00	320.000,00
Anlage 2: Unvermeidbare Abwärme	17.045,45	22.954,55
Anlage 3: Power to Heat	17.045,45	22.954,55

Deckungsanteil von EE und Abwärme an der Wärmelieferung:

$$DA_j = \frac{\sum_{k=1}^S Q_{k,j}}{Q_{pr,j}}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$DA_{GFW} = \frac{17.045,45 \text{ MWh} + 17.045,45 \text{ MWh}}{34.090,91 \text{ MWh}} = 1,00 = 100 \%$$

Basisprodukt:

$$DA_{BASIS} = \frac{22.954,55 \text{ MWh} + 22.954,55 \text{ MWh}}{365.909,09 \text{ MWh}} = 0,13 = 13 \%$$

Berechnung produktspezifischer Gewichtungsfaktoren:

Variante 1: Berücksichtigung der Stromgutschrift im anlagenspezifischen PEF

$$f_{P,out,j}^{(1)} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}^{(1)}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{P,out,GFW}^{(1)} = \frac{X_{2,GFW} * f_{P,pr,2} + X_{3,GFW} * f_{P,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,Strom,nw}$$

$$f_{P,out,GFW}^{(1)} = \frac{17.045,45 \text{ MWh} * 0 + 17.045,45 \text{ MWh} * 0}{30.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 = 0,03$$

$$f_{P,out,GFW,gekapppt} = 0,3 - 0,001 * 100 = 0,2 \text{ (Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG)}$$

Basisprodukt:

$$f_{P,out,BASIS}^{(1)} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{P,pr,1}^{(1)} + X_{2,BASIS} * f_{P,pr,2} + X_{3,BASIS} * f_{P,pr,3}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,Strom,nw}$$

$$f_{P,out,BASIS}^{(1)} = \frac{320.000 \text{ MWh} * (-0,58) + 22.954,55 \text{ MWh} * 0 + 22.954,55 \text{ MWh} * 0}{322.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 = -0,54$$

$$f_{P,out,BASIS,gekapppt} = 0,3 - 0,001 * 13 = 0,29 \text{ (Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG)}$$

Wird die Stromgutschrift im anlagenspezifischen PEF berücksichtigt, kommt sie nur dem Wärmeprodukt zu Gute, dem Wärmemengen aus der KWK-Anlage zugeordnet werden. Im Beispiel führt dies dazu, dass das von Erdgas-KWK-Wärmemengen geprägte Basisprodukt mit einem EE-/Abwärme-Anteil von 13 % einen „besseren“ (d. h. stärker negativen) PEF aufweist als das grüne Fernwärmeprodukt mit EE-/Abwärme-Anteil von 100 %. Die Kappung des PEF nach § 22 Abs. 3 GEG umgeht dieses Problem dadurch, dass PEF unter 0,3 ausschließlich durch den EE-Anteil geprägt werden.

Variante 2: Anteilige Berücksichtigung der Stromgutschrift in allen Wärmeprodukten

$$f_{we,out,j}^{(2)} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

$$\varepsilon = \frac{E_{el,exp,cm}}{Q_{out}} = \frac{362.792,5 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}} = 1,03$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{we,out,GFW}^{(2)} = \frac{X_{2,GFW} * f_{we,pr,2} + X_{3,GFW} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

$$f_{P,out,GFW}^{(2)} = \frac{17.045,45 \text{ MWh} * 0 + 17.045,45 \text{ MWh} * 0}{30.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 1,03 * 2,8 = -2,85$$

$$f_{P,out,GFW,gekapppt} = 0,3 - 0,001 * 100 = 0,2 \text{ (Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG)}$$

Basisprodukt:

$$f_{we,out,BASIS}^{(2)} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{we,pr,1}^{(2)} + X_{2,BASIS} * f_{we,pr,2} + X_{3,BASIS} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

$$f_{P,out,BASIS}^{(2)} = \frac{320.000 \text{ MWh} * 2,59 + 22.954,55 \text{ MWh} * 0 + 22.954,55 \text{ MWh} * 0}{322.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 1,03 * 2,8 = -0,28$$

$$f_{P,out,BASIS,gekapppt} = 0,3 - 0,001 * 13 = 0,29 \text{ (Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG)}$$

Eine Berücksichtigung der Stromgutschrift in allen Wärmeprodukten führt zu Ergebnissen, die am ehesten mit der Anwendung der Stromgutschriftmethode für das Gesamtnetz vergleichbar sind: Im Beispiel ergeben sich negative PEF für alle vermarktete Wärmeprodukte. Da anlagenspezifische PEF im grünen Fernwärmeprodukt null betragen, erhält es den „besseren“ (d. h. stärker negativen) PEF. Bei einer Anwendung der Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG für PEF unter null lösen sich Unterschiede zwischen den beiden Varianten der Stromgutschriftmethode allerdings auf, da der erreichbare PEF ausschließlich durch den EE-/Abwärme-Anteil im Netz bzw. Wärmeprodukt bestimmt wird.

4) Kontrollrechnung

Am Modellnetz 2 lässt sich nachweisen, dass auch bei Anwendung der Stromgutschriftmethode die PEF-Berechnung für das Gesamtnetz auf Basis anlagen- bzw. produktspezifischer PEF zum gleichen Ergebnis führt wie die eingangs erfolgte Anwendung der Berechnungsmethodik nach AGFW FW 309 Teil 1 (mit $f_{P,out} = -0,50$).

Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis anlagenspezifischer PEF:

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{P,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,aux,cr,nw} [-E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}]^{\dagger}}{Q_{out}}; \dagger: \text{ Nur für Variante 2}$$

$$f_{P,out}^{(1)} = \frac{Q_{pr,1} * f_{P,pr,1}^{(1)} + Q_{pr,2} * f_{P,pr,2} + Q_{pr,3} * f_{P,pr,3} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^{(1)} = \frac{320.000 \text{ MWh} * (-0,58) + 40.000 \text{ MWh} * 0 + 40.000 \text{ MWh} * 0 + 4.000 \text{ MWh} * 2,8}{352.000 \text{ MWh}} = -0,5$$

$$f_{P,out}^{(2)} = \frac{Q_{pr,1} * f_{P,pr,1}^{(2)} + Q_{pr,2} * f_{P,pr,2} + Q_{pr,3} * f_{P,pr,3} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,aux,cr,nw} - E_{el,exp,cm} * f_{P,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^{(2)} = \frac{320.000 \text{ MWh} * 2,59 + 40.000 \text{ MWh} * 0 + 40.000 \text{ MWh} * 0 + 4.000 \text{ MWh} * 2,8 - 362.792,5 \text{ MWh} * 2,8}{352.000 \text{ MWh}} = -0,5$$

Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis produktspezifischer PEF:

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{P,out,j}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^{(1)} = \frac{Q_{out,GFW} * f_{P,out,GFW}^{(1)} + Q_{out,BASIS} * f_{P,out,BASIS}^{(1)}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^{(1)} = \frac{30.000 \text{ MWh} * 0,03 + 322.000 \text{ MWh} * (-0,54)}{352.000 \text{ MWh}} = -0,5$$

$$f_{P,out}^{(2)} = \frac{Q_{out,GFW} * f_{P,out,GFW}^{(2)} + Q_{out,BASIS} * f_{P,out,BASIS}^{(2)}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^{(2)} = \frac{30.000 \text{ MWh} * (-2,85) + 322.000 \text{ MWh} * (-0,28)}{352.000 \text{ MWh}} = -0,5$$

4.3.6.3 Modellnetz 2: Großes Netz mit KWK (Carnot-Methode)

Die Anwendung der Carnot-Methode wird ebenfalls am Beispiel des Modellnetzes 2 demonstriert (als großes Netz mit KWK-Anlage, siehe Tabellen 4 und 5).

Die in Kap. 4.3.3 aufgeführten Schritte 1-3 beschreiben Hilfsgrößen, die sowohl bei der Berechnung netzbezogener PEF als auch bei der Produktbilanzierung benötigt werden. Da annahmegemäß Hilfsstrom für den Netzbetrieb aus der KWK-Anlage bezogen wird, muss zudem der Primärenergiefaktor des Stroms der KWK-Anlage ermittelt werden.

Hilfsgrößen:

Äquivalente Stromverlustkennziffer der Wärmeauskopplung (Annahmen: Außentemperatur im 5 Jahres-Mittel = 283,1 Kelvin; mittlere Temperatur aus Vorlauf und Rücklauf 348,15 Kelvin)

$$\beta_C = 1 - \frac{T_{a,e,avg}}{T_{chp,mn}} = \frac{283,1 K}{348,15 K} = 0,19$$

Exergiegehalt der gekoppelt erzeugten Wärme

$$E_{ex,Q} = \beta_C * Q_{cm} = 0,19 * 320.000 MWh = 59.781,13 MWh$$

Allokationsfaktor der KWK-Wärme ($\alpha_T + \alpha_{el} = 1$)

$$\alpha_T = \frac{E_{ex,Q}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}} = \frac{59.781,13 MWh}{366.792,5 MWh + 59.781,13 MWh} = 0,14$$

Allokationsfaktor des Stroms ($\alpha_T + \alpha_{el} = 1$)

$$\alpha_{el} = \frac{E_{el,pr}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}} = \frac{366.792,5 MWh}{366.792,5 MWh + 59.781,13 MWh} = 0,86$$

Primärenergiefaktor des Stroms der KWK-Anlage

$$f_{P,el} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_{el}}{E_{el,pr}} * f_{P,in,cr}$$

$$f_{P,el} = \frac{754.717 MWh * 0,86}{366.792,5 MWh} * 1,1 = 1,95$$

Der **Primärenergiefaktor für das gesamte Wärmeversorgungssystem** berechnet sich nach Carnot (c) und AGFW FW 309 Teil 6 wie folgt, wobei nur der Primärenergiefaktor der Wärme der KWK-Anlage berücksichtigt wird (angenommen wird, dass keine ungekoppelte Wärmeerzeugung erfolgt):

$$f_{P,out}^c = \frac{E_{in,Erdgas} * \alpha_T * f_{P,in,Erdgas} + E_{in,Abwärme} * f_{P,in,Abwärme} + E_{in,EEStrom} * f_{P,in,EEStrom} + E_{aux,Strom} * f_{P,aux,Strom}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^c = \frac{754.717,0 MWh * 0,14 * 1,1 + 40.000 MWh * 0 + 40.404 MWh * 0 + 4.000 MWh * 1,95}{352.000 MWh} = \frac{124.129,51 MWh}{352.000 MWh} = 0,35$$

Die Berechnung der produktbilanzierten Qualitätskennzahlen erfolgt auf Basis der ermittelten Hilfsgrößen auch bei Anwendung der Carnot-Methode in den bekannten drei Schritten:

1) Schritt 1: Berechnung anlagenspezifischer PEF

Anlage 1: Erdgas-KWK (unter Berücksichtigung nur der Wärme der KWK-Anlage)

$$f_{P,pr,i}^c = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}}{Q_{pr,i}} * f_{P,in,cr}$$

$$f_{P,pr,1}^c = \frac{E_{in,Erdgas} * \alpha_T * f_{P,in,Erdgas}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{P,pr,1}^c = \frac{754.717 MWh * 0,14 * 1,1}{320.000 MWh} = 0,36$$

Anlage 2 und 3: Unvermeidbare Abwärme und Power-to-Heat (mit Strom aus EE) – Berechnungsweg und Ergebnisse identisch zur Stromgutschriftmethode (siehe 4.3.2; $f_{P,pr,2} = 0,0$; $f_{P,pr,3} = 0,0$)

2) Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

Berechnungsweg und Ergebnisse identisch zur Stromgutschriftmethode (siehe 4.3.2; Verlustfaktor für Netzverluste $\delta = 0,14$; Hilfsenergiefaktor für Netzbetrieb $\gamma_{nw} = 0,01$).

3) Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF und EE-/Abwärme-Anteile

Festlegung, welche Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen sollen: Identisch zur Stromgutschriftmethode (siehe 4.3.2, Tabelle 6).

Berechnung produktspezifischer Gewichtungsfaktoren:

$$f_{P,out,j}^c = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{P,pr,i}^c}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{P,aux,cr,nw}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{P,out,GFW}^c = \frac{X_{2,GFW} * f_{P,pr,2} + X_{3,GFW} * f_{P,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{P,el}$$

$$f_{P,out,GFW}^c = \frac{17.045,45 \text{ MWh} * 0 + 17.045,45 \text{ MWh} * 0}{30.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,95 = 0,02$$

Basisprodukt:

$$f_{P,out,BASIS}^c = \frac{X_{1,BASIS} * f_{P,pr,1}^c + X_{2,BASIS} * f_{P,pr,2} + X_{3,BASIS} * f_{P,pr,3}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{P,el}$$

$$f_{P,out,BASIS}^c = \frac{320.000 \text{ MWh} * 0,36 + 22.954,55 \text{ MWh} * 0 + 22.954,55 \text{ MWh} * 0}{322.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,95 = 0,38$$

Aufgrund des Wegfalls der Stromgutschrift spiegelt die Carnot-Methode akkurat die Eigenschaften der in den jeweiligen Wärmeprodukten eingesetzten Energiequellen wider. Eine Kappung für PEF unter 0,3 nach § 22 Abs. 3 GEG könnte daher entfallen.

4) Kontrollrechnung

Abschließend wird die Kontrollrechnung für Modellnetz 2 auch für Ergebnisse der Carnot-Methode durchgeführt. Auch hier führt die PEF-Berechnung für das Gesamtnetz auf Basis anlagen- bzw. produktspezifischer PEF zum gleichen Ergebnis wie die Berechnungsmethodik nach AGFW FW 309 Teil 6 (mit $f_{P,out}^c = 0,35$).

Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis anlagenspezifischer PEF:

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{P,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^c = \frac{Q_{pr,1} * f_{P,pr,1}^c + Q_{pr,2} * f_{P,pr,2} + Q_{pr,3} * f_{P,pr,3} + E_{aux,cr,nw} * f_{P,el}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^c = \frac{320.000 \text{ MWh} * 0,36 + 40.000 \text{ MWh} * 0,0 + 40.000 \text{ MWh} * 0,0 + 4.000 \text{ MWh} * 1,95}{352.000 \text{ MWh}} = 0,35$$

Berechnung des PEF für das Gesamtnetz auf Basis produktspezifischer PEF:

$$f_{P,out} = \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{P,out,j}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^c = \frac{Q_{out,GFW} * f_{P,out,GFW}^c + Q_{out,BASIS} * f_{P,out,BASIS}^c}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out}^c = \frac{30.000 \text{ MWh} * 0,02 + 322.000 \text{ MWh} * 0,38}{352.000 \text{ MWh}} = 0,35$$

4.3.6.4 Ergebnisvergleich von Stromgutschrift- und Carnot-Methode

Tabelle 7 stellt als Übersicht die Ergebnisse der Carnot- und Stromgutschriftmethoden für das Gesamtnetz und die differenzierte Produktvermarktung gegenüber. Im Beispiel werden nur ca. 9 % der gesamten Wärmeliefermenge als grüne Fernwärme vermarktet – aus diesem Grund verschlechtert sich der PEF im Basisprodukt sowohl bei Anwendung der Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG als auch der Carnot-Methode nur marginal gegenüber einer Gesamtnetz Betrachtung. Im Vergleich von Basisprodukt und grünem Fernwärmeprodukt führen verschiedene Ansätze jedoch zu deutlichen Unterschieden in den Ergebnissen. Bei Variante 1 der Stromgutschriftmethode wird vor Anwendung der Kappung das grüne Fernwärmeprodukt schlechter bewertet als das von fossil-basierter Wärme aus dem Erdgas-KWK geprägte Basisprodukt. Bei Anwendung der Stromgutschriftmethode wird daher die Aufteilung der Stromgutschrift auf alle Produkte (Variante 2) bzw. die Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG empfohlen, um dieser Herausforderung zu begegnen.

Eine Kappung des PEF auf 0,3 mit Abzug von 0,001 je Punkt EE-/Abwärme-Anteil führt allerdings dazu, dass Unterschiede in den Eigenschaften von Produkten kaum sichtbar werden (siehe auch Anwendungsbeispiele 3 und 4 im Anhang, Kap. 6.3). Der Unterschied des PEF von Produkten mit 0 % bzw. 100 % EE-/Abwärme-Anteil beträgt max. 0,1, wenn aufgrund eines hohen KWK-Anteils auch ohne EE- oder Abwärme-Einsatz ein PEF unterhalb von 0,3 erreicht wird. Unter den betrachteten Methoden bildet die Carnot-Methode die Eigenschaften der eingesetzten Energiequellen am genauesten in den Ergebnissen ab und ermöglicht eine bessere Vergleichbarkeit von Wärmeprodukten. Eine Umstellung sollte daher geprüft werden (siehe 4.5.3).

Tabelle 7: Ergebnisvergleich der Carnot-Methode und Stromgutschriftmethode für Modellnetz 2

Qualitätskennzahl nach Methodik	Gesamtnetz	Grünes Fernwärmeprodukt	Basisprodukt
EE-/Abwärme-Anteil	20 %	100 %	13 %
$f_{P,out}$ nach Stromgutschriftmethode, Variante 1	-0,50	0,03	-0,54
$f_{P,out}$ nach Stromgutschriftmethode, Variante 2	-0,50	-2,85	-0,28
$f_{P,out}$ mit Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG	0,28	0,2	0,29
$f_{P,out}$ nach Carnot-Methode	0,35	0,02	0,38

4.4 Nachweisführung und Verifizierung

4.4.1 Nachweisführung mittels Herkunftsnachweisen

Herkunftsnachweise ermöglichen eine eindeutige Zuordnung von Eigenschaften der Wärmeerzeugung zu einzelnen Kunden bzw. angebotenen Fernwärmeprodukten. In Verbindung mit Kennzeichnungsregeln erlaubt die Nachverfolgung von grünen Eigenschaften von der Produktion (mittels HKN-Ausstellung) zum Verbrauch (mittels HKN-Entwertung) einen **rechtssicheren Ausschluss einer Mehrfachvermarktung und Mehrfachbeanspruchung grüner Eigenschaften** (siehe Kap. 3.1).

Abbildung 4 stellt die **Funktionsweise eines HKN-Systems für Wärme und Kälte** im Überblick dar. Die Herkunft von Energie aus erneuerbaren Quellen wird dadurch garantiert, dass für eine Megawattstunde (MWh) produzierter Energie ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird, auf dem Eigenschaften der Erzeugungsanlage und Energiemenge festgehalten werden (z. B. Energiequelle, Technologie, Standort, Inbetriebnahmedatum, Förderstatus). Die HKN-Ausstellung auf das Anlagenbetreiber-Konto im Wärme-Herkunftsnachweisregister erfolgt dabei auf Basis verifizierter Anlagen- und Messdaten. Erzeuger können HKN auf das Konto eines Versorgers übertragen (sofern Erzeuger und Versorger nicht dieselbe Organisation sind; grundsätzlich ist auch eine Übertragung auf das Konto von Zwischenhändlern möglich). Versorger entwerten HKN schließlich zugunsten eines bestimmten Kunden oder eines Wärmeprodukts, wodurch entsprechende Eigenschaften der zugrundeliegenden MWh als verbraucht gelten. Die Ausstellungsstelle, die das Herkunftsnachweisregister betreibt, muss dabei sicherstellen, dass Ausstellung, Transfer und Entwertung der HKN elektronisch, genau, zuverlässig und fälschungssicher erfolgen (nach Art. 19 Abs. 6 RED II).

Abbildung 4: Funktionsweise eines Wärme-HKN-Systems im Überblick



Quelle: Hamburg Institut 2022a

Die Umsetzung eines HKN-Registers für grüne Fernwärme wird aktuell im BMWK-geförderten Reallabor IW³ untersucht, als Pilotvorhaben für Deutschland. Ziel des von den Hamburger Energiewerken koordinierten Energiewende-Reallabors IW³ – Integrierte WärmeWende Wilhelmsburg ist die Realisierung einer nachhaltigen, sektorengerkoppelten und bezahlbaren Wärmeversorgung im Hamburger Stadtteil Wilhelmsburg. Zu diesem Zweck wird die Kombination verschiedener regenerativer Wärmeerzeugungsoptionen, inkl. einer Tiefengeothermie-Anlage, erforscht und in die Praxis umgesetzt.²⁸ Im IW³-Teilprojekt „Integrierter Wärmemarkt“ (IW_M) untersuchen die Projektpartner Hamburger Energiewerke, Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW) und Hamburg Institut Research den Beitrag neuartiger Handels-, Vermarktungs- und Nachweismechanismen zur Dekarbonisierung der Fernwärme.

Hierzu gehört die Umsetzung eines Herkunftsnachweisregisters für grüne Fernwärme zur Bilanzierung und Kennzeichnung der Wärmeversorgung durch das Hamburg Institut (mit einer Projektlaufzeit von August 2020 bis Juli 2024).²⁹ Die technische Umsetzung des Registers erfolgt in Kooperation mit Grexel Systems. Die Entwicklung der Register-Software konnte Ende 2021 abgeschlossen werden, die deutsche Version der Register-Software wurde Ende Mai fertiggestellt. Im August 2022 wurden die ersten Wärme-HKN an den Projektpartner Hamburger Energiewerke ausgestellt. Nach Aufnahme des Pilot-Betriebs wird das Register auch für weitere Hamburger Wärmenetzbetreiber und Wärmeerzeuger zur Verfügung stehen. Ziel ist die Begleitung eines kompletten Wärmekennzeichnungsjahrs in 2023 und, hierauf aufbauend, die Ableitung von Empfehlungen für die nationale Umsetzung und Weiterentwicklung von Wärme-HKN-Systemen.

Entscheidungen zur **Ausgestaltung des IW³-Registers** basieren auf einem ausführlichen Analyseprozess der spezifischen Anforderungen und wirtschaftlichen sowie technischen Rahmenbedingungen des Wärmemarkts. Dabei wurden insbesondere die wesentlichen Unterschiede zum etablierten HKN-System im Strombereich herausgearbeitet und mit Stakeholdern diskutiert. **Eine Grundsatzfrage stellt sich hinsichtlich der netzübergreifenden Entwertbarkeit von Wärme-HKN zu Kennzeichnungszwecken.** Bei Strom-HKN wird innerhalb des europäischen Binnenmarkts von konkreten Netzverbindungen abstrahiert. Anders als Stromnetze stellen Wärmenetze allerdings lokale, geschlossene Systeme dar. Ob aus Verbrauchersicht eine Wärmekennzeichnung mit HKN aus unverbundenen Netzen als glaubwürdig eingeschätzt wird, gilt als unsicher (Verwimp et al. 2020, S. 71 ff.; Van Stein Callenfels et al. 2020, S. 25). Zu beachten ist zudem, dass der aktuelle Rechtsrahmen Wärmequalität netzgebunden definiert (siehe Kap. 4.2). **Im IW³-Pilotregister liegt der Fokus daher auf der bilanziellen Lieferung von grüner Wärme innerhalb verbundener Netze.** Das Register umfasst Informationsfelder für Netzcodes und -Namen, die bei der HKN-Entwertung eine Prüfung ermöglichen, dass eine Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht. Weitere grundlegende Designentscheidungen betreffen die Rolle von Letztverbrauchenden im Register, die Behandlung von Netz- und Speicherverlusten, die Nachweisführung bei Energieträgerkonversionen (von Strom und Gasen zu Wärme/Kälte) und die Gestaltung von Kennzeichnungsregeln (siehe Styles 2021 für eine Zusammenfassung von Ergebnissen; ein ausführlicher Bericht befindet sich in Vorbereitung).

Der Fokus des IW³-Pilotregisters für Wärme-HKN liegt auf der **Ausstellung von HKN für Wärme aus erneuerbaren Quellen und unvermeidbarer Abwärme.** Um eine Mehrfachberücksichtigung grüner Eigenschaften rechtssicher auszuschließen, ist es dabei erforderlich, dass bei teilnehmenden Netzen der Nachweis von EE- und Abwärmemengen gegenüber allen Kunden unter Einsatz von Herkunftsnachweisen erfolgt. Das heißt, das

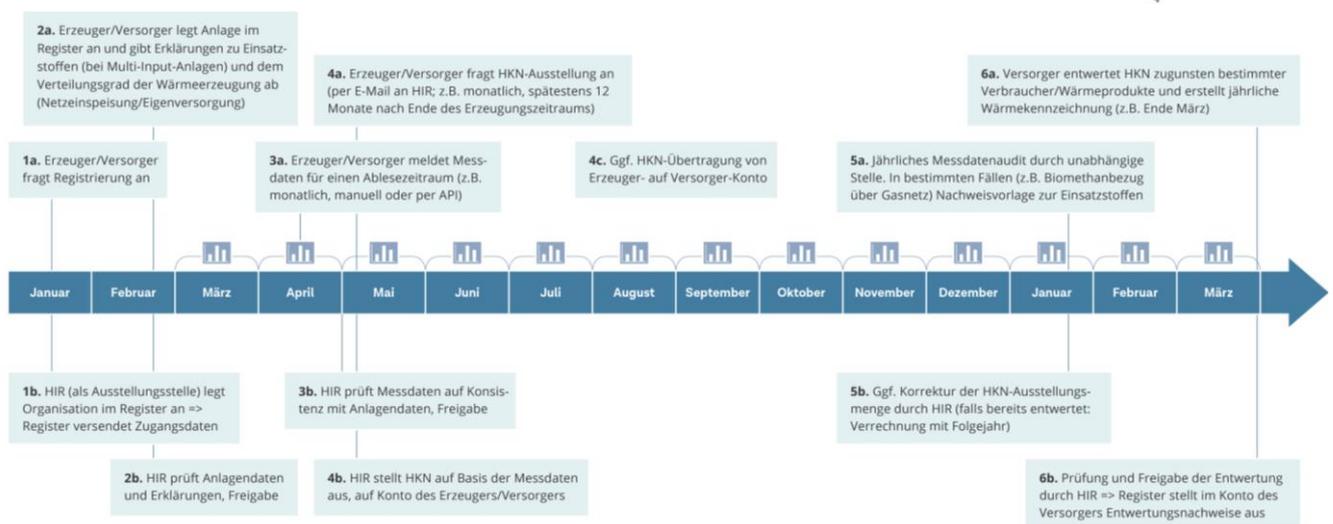
²⁸ Siehe <https://www.iw3-hamburg.de/>.

²⁹ Siehe <https://www.hamburg-institut.com/projects/forschungsprojekt-iw3/>.

nicht nur für die in grünen Fernwärmeprodukten vermarkteten EE- und Abwärmeeigenschaften eine HKN-Entwertung erfolgen muss, sondern auch für EE- und Abwärme-Anteile im Basisprodukt. **Optional können WärmeverSORGER zudem eine Vollkennzeichnung der Eigenschaften aller Wärmemengen mittels HKN verfolgen** (mit Ausstellung von HKN für sämtliche Energiequellen im Wärmenetz). Dies hat den Vorteil, dass die separate Berechnung eines Restenergiemixes für nicht explizit nachverfolgte Eigenschaften im Wärmenetz entfällt.

Abbildung 5: Zentrale Abläufe im IW³-Pilotregister für Wärme-HKN

Zentrale Registerabläufe (mit beispielhaften Zeitangaben)



Für die Wärmekennzeichnung zu beachten:

- Für die Kennzeichnung von Wärmelieferungen sind HKN mit zugrundeliegender Wärmeerzeugung im selben Kalenderjahr zu verwenden (z.B. HKN für in 2022 erzeugte Wärmemengen für das Kennzeichnungsjahr 2022).
- HKN verfallen 18 Monate nach Ende des Erzeugungszeitraums (d.h. HKN für eine Wärmeerzeugung im Januar 2022 müssen bis spätestens Juli 2023 entwertet werden).
- Entwertung kann auch z.B. monatlich erfolgen.

© HIR Hamburg Institut Research gGmbH

Quelle: Hamburg Institut 2022a

Einen **Überblick zu grundlegenden Abläufen im IW³-Pilotregister** bietet Abbildung 5. Nach Registrierung von Organisationen im Register legen Wärmeerzeuger (bzw. Versorger, sofern diese selbst Wärmeerzeuger sind) ihre Anlagen im Register an und weisen die Richtigkeit der gemachten Angaben mittels Vorlage geeigneter Dokumente nach (detaillierte Informationsanforderungen wurden als Teil der Nutzungsbedingungen veröffentlicht, siehe Hamburg Institut 2022b). Dabei können Synergien zu bereits bestehenden Nachweisprozessen genutzt werden. Messdaten können z. B. monatlich manuell oder per API an das Register übertragen werden (kürzere oder längere Meldezeiträume sind ebenfalls möglich). Nach einer Prüfung der Plausibilität der Messdaten anhand der Anlagendaten (insb. zur installierten Kapazität) gibt Hamburg Institut Research als Ausstellungsstelle des Pilotregisters die HKN-Ausstellung an das Wärmeerzeugerkonto frei. Sofern Erzeuger und Versorger unterschiedliche Organisationen sind, kann im Anschluss eine Übertragung von HKN auf Versorgerkonten erfolgen. Da WärmeverSORGER i. d. R. auch Wärmenetzbetreiber sind, können anders als bei Strom- und Gasnetzen Messdaten nicht von unabhängigen Netzbetreibern bestätigt werden. Vorgesehen wird daher eine jährliche Verifizierung der an das HKN-Register gemeldeten Messdaten durch einen unabhängigen Auditor, vor Veröffentlichung der jährlichen Wärmekennzeichnung. Perspektivisch ist dabei mit einer Vereinfachung der Messdatenverifizierung durch den Einsatz von zertifizierten Smart Metern mit automatischer Datenübermittlung zu rechnen.

Sobald die Entwertung zugunsten bestimmter Verbraucher:innen bzw. Wärmeprodukte erfolgt ist, stellt das Register detaillierte Entwertungsnachweise im Konto von Wärmeversorgern aus, die Kunden zu Informationszwecken zur Verfügung gestellt werden können.

4.4.2 Verifizierung von anlagenspezifischen PEF und EF sowie netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

Im hier vorgeschlagenen Produktbilanzierungsansatz erfolgt eine **produktspezifische Berechnung von Qualitätskennzahlen jährlich auf Basis tatsächlicher, mittels HKN-Entwertung nachgewiesener Wärmeerzeugungsmengen**. Die Richtigkeit der Anlagendaten muss bei der Registrierung von Anlagen im Register (sowie bei nachträglichen Änderungen) nachgewiesen werden. Als Eingangsgrößen für die Produktbilanzierung ist ein **ergänzender Verifizierungsschritt bei der Berechnung anlagenspezifischer Primärenergie- und Emissionsfaktoren** erforderlich, da hier Brennstoff- und Hilfsenergieeinsatz in die Berechnungsformeln einfließen, die nicht im HKN-Register abgedeckt werden. Auch der **netzbezogene Hilfsenergieeinsatz und Netz- und Speicherverluste** sind zu verifizieren (bei einer Vollkennzeichnung von Wärmeerzeugung und -verbrauch lässt sich die Höhe jährlicher Verluste hingegen als Differenz zwischen HKN-Ausstellung und -Entwertung berechnen).

Bei der Verifizierung von anlagenspezifischen PEF und EF sowie netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren fiele allerdings kein zusätzlicher Nachweisaufwand gegenüber dem Status quo an, da entsprechende Eingangsdaten auch bei der gegenwärtigen Ausstellung von Bescheinigungen über PEF, EF und EE-/Abwärme-Anteile von Wärmenetzen nach AGFW FW 309 Teil 7 benötigt werden (siehe Kap. 4.1). **Sofern anlagenspezifische PEF und EF sowie netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren im Zeitablauf stabil bleiben, wäre eine jährliche Verifizierung ihrer Berechnung nicht notwendig**. Eine wiederkehrende Prüfung könnte im Abstand mehrerer Jahre erfolgen bzw. bei Eintreten von wesentlichen Änderungen. Bei der Verwendung von Plandaten für neue Anlagen oder Netze wäre allerdings eine zeitnahe Verifizierung anzustreben, um die Akkuratheit der gegenüber Kunden im Rahmen der Produktbilanzierung ausgewiesenen Qualitätskennzahlen sicherzustellen.

Allgemein ist bei der Nachweisführung und Verifizierung von Eingangsdaten die **Nutzung von Synergien zwischen verschiedenen Nachweisprozessen** anzustreben (z. B. HKN-Ausstellung und Produktbilanzierung, Förderregelungen, ordnungsrechtliche Anforderungen). Hierdurch ließen sich der zeitliche Aufwand und die Kosten für Nachweisvorgänge minimieren. Synergien ließen sich zudem durch die digitale Vernetzung staatlicher Datenplattformen erschließen.

4.4.3 Bilanzierungszeitraum und Behandlung von Speichern bei der Produktbilanzierung

Als Bezugszeitraum für die Produktbilanzierung ist die Verwendung von Kalenderjahren empfehlenswert, analog zu Wärmekennzeichnungsregeln in § 5 Abs. 1 Nr. 2 FFVAV. Eine optionale Nutzung kürzerer Bilanzierungszeiträume (z. B. saisonal oder monatlich) wäre grundsätzlich möglich, wobei die von der RED II vorgegebene Einheit von Herkunftsnachweisen von 1 MWh zu beachten ist. Eine hohe zeitliche Auflösung der HKN-Ausstellung (z. B. stündlich) würde eine höhere Granularität von HKN mit Einheiten von kWh oder Wh erfordern. Der Nachweis des zeitlichen Zusammenhangs von Energieerzeugung und Verbrauch wird vor allem im Kontext von Strom-Herkunftsnachweisen als Weiterentwicklungsperspektive diskutiert (EnergyTag 2021). Hierdurch könnte im Strombereich eine engere Kopplung von Energie- und Eigenschaftslieferungen abgebildet werden, wo eine Abgrenzung über regionale Netzgrenzen aufgrund vielfältiger Verbindungen zwischen Netzen nicht praktikabel ist. **Bei Wärme-HKN schafft bereits der Fokus auf die Entwertung von HKN, die aus dem**

selben Netz stammen, an das ein Kunde angeschlossen ist, eine enge Kopplung von Energie- und Eigenschaftslieferungen (siehe Styles et al. 2021, S. 8 f. für eine Übersicht zu Kopplungsformen).

Im Wärmebereich könnte das **Angebot von Produkten mit saisonaler Kennzeichnung** von Interesse sein, wenn die **Rolle von Speichern im Wärmenetz explizit als Teil der Kennzeichnung** sichtbar gemacht werden soll. Im Regelfall werden im Wärmenetz verortete Speicher bei der Produktbilanzierung nur implizit berücksichtigt, indem Speicherverluste neben Netzverlusten in die Berechnung netzbezogener Verlustfaktoren einbezogen werden. Wenn Speicher dem Netz vorgeschaltet sind und über eine Direktleitung von einer Wärmeerzeugungsanlage bespeist werden, würden HKN nur für die ausgespeicherten, in das Netz eingespeisten Nettowärmeerzeugungsmengen ausgestellt (vgl. EN 16325, S. 34 für Strom-HKN; FaStGO 2020, S. 31).

Auch bei einer Jahresbilanzierung erhöhen Speicher die Menge der ins Wärmenetz integrierbaren EE- und Abwärme-Anteile, da z. B. im Sommer produzierte Wärmeerzeugungsmengen aus Solarthermie oder Geothermie, die über die gegenwärtige Wärmenachfrage hinausgehen, zwischengespeichert und in späteren Monaten genutzt werden können. Da zur Nachweisführung eingesetzte HKN nur für in das Netz eingespeiste Wärmemengen ausgestellt werden, wirken sich Speicher daher auch bei einer Jahresbilanzierung in einer größeren Zahl ausgestellter HKN für entsprechende erneuerbare Energiequellen aus, die zur grünen Fernwärmevermarktung eingesetzt werden können. **Falls Speicher explizit in der Nachweisführung und Vermarktung sichtbar gemacht werden sollen, wäre eine Zuordnung von Wärmemengen zu Speichern durch HKN-Entwertung bei Einspeicherung und HKN-Ausstellung bei Ausspeicherung möglich.** Eigenschaften der eingespeicherten Wärme würden dabei „vererbt“ (Verwimp et al. 2020, S. 27 f.). Da die ausgespeicherte Energie- bzw. Eigenschaftsmenge geringer ist als die eingespeicherte, würden auf diese Weise Speicherverluste berücksichtigt. Die Berechnung netzbezogener Verlustfaktoren in Kap. 4.3.1.2 müsste in diesem Fall um Speicherverluste bereinigt werden. In einer saisonalen Wärmekennzeichnung könnte so etwa ausgewiesen werden, welcher Anteil der gelieferten Wärme aus einem Speicher stammt. Da der Mehrwert dieser Aussage im Vergleich zum Mehraufwand bei der Nachweisführung im Kontext von Wärmenetzen allerdings unsicher ist, bleibt als Standardansatz der Produktbilanzierung und Wärmekennzeichnung eine jährliche Bilanzierung empfehlenswert.

4.4.4 Nachweisführung an Sektorenkopplungsschnittstellen

Mit fortschreitender Integration verschiedener Energieverbrauchssektoren – und insbesondere einer zunehmenden Bedeutung von Power to X-Anwendungen – gewinnt die **Nachverfolgung von Eigenschaften von Energie über Sektorengrenzen hinweg** an Bedeutung (siehe dazu im Detail Sakhel und Styles 2021). Im Wärme-kontext stellt sich insbesondere bei einem Bezug von Strom oder Gasen über Netze der öffentlichen Versorgung die **Frage, unter welchen Voraussetzungen die bezogene Energie als vollständig aus erneuerbaren Energiequellen stammend bilanziert werden kann.** Gegenwärtig darf nach § 23 Abs.1 GEG Strom aus erneuerbaren Energien nur dann bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs von Neubauten berücksichtigt werden, wenn er im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wurde. Dies gilt nach § 36 GEG auch für die Anrechnung auf EE-Nutzungsanforderungen. Auch BEG-Fördervoraussetzungen für die EE-Klasse stellen auf die eigene Erzeugung und Nutzung von Strom ab (siehe BEG WG und BEG NWG, S. 16). Für die Dekarbonisierung des Energieverbrauchs im Wärme/Kälte-Sektor und Verkehrssektor ist jedoch ein Ausbau von Power-to-X-Anwendungen von großer Bedeutung (insb. durch Power-to-Heat und Wärmepumpen bzw. Elektromobilität und strombasierte Kraftstoffe, siehe Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut 2021, S. 22 ff.). Wasserstoff und weitere synthetische Gase und flüssige Einsatzstoffe aus erneuerbaren Energiequellen sind zudem für eine Dekarbonisierung stofflicher Nutzungen in der Industrie relevant. **Um Hindernisse für Power-to-X-Anwendungen abzubauen, ist die Ermöglichung eines EE-Strombezugs über Netze**

für Kennzeichnungs- sowie regulatorische Anrechnungszwecke empfehlenswert. Hierfür sind **Anforderungen an eine entsprechende Nachweisführung über die EE-Eigenschaft** zu definieren.

Für den **Strombezug über Netze** stellen **Strom-HKN** ein etabliertes Nachweisinstrument dar, mit Hilfe dessen sich eine Doppelvermarktung grüner Eigenschaften ausschließen lässt. Für eine hohe Glaubwürdigkeit der Nachweisführung ist es jedoch **insbesondere für regulatorische Anrechnungszwecke sinnvoll, qualitative Anforderungen an eingesetzte HKN** zu stellen. Beispielsweise können Anforderungen an den räumlichen und/oder zeitlichen Zusammenhang von Erzeugung und Verbrauch formuliert werden, sowie an die **Zusätzlichkeit** eingesetzter Strommengen (d. h. keine Inanspruchnahme von staatlicher Förderung). Bislang werden entsprechende Anforderungen primär für die **Anrechnung grünen Wasserstoffs auf EE-Ziele der RED II** bzw. RED III diskutiert. Eine Methodologie zur Operationalisierung entsprechender Anforderungen sollte nach Art. 27 Abs. 3 RED II per delegiertem Rechtsakt der EU-Kommission bis Ende 2021 verabschiedet werden, ein Entwurf wurde im Mai 2022 veröffentlicht.³⁰ Eine der Optionen zum Nachweis, dass Netzbezug von Strom vollständig als erneuerbar gilt, ist dabei der Abschluss von Power Purchase Agreements mit EE-Anlagenbetreibern, sofern eine Reihe von Kriterien eingehalten werden (z. B. bezüglich der Stromherkunft aus ungeforderten Neuanlagen bzw. Anlagen mit Repowering, des Standorts von EE-Anlage und Elektrolyseur und des zeitlichen Zusammenhangs zwischen Stromproduktion und -verbrauch, wobei teils Übergangsbestimmungen gelten). Zudem soll sichergestellt werden, dass an EE-Stromproduzenten ausgestellte HKN entwertet werden, um eine doppelte Berücksichtigung grüner Eigenschaften zu vermeiden (siehe Präambel 14 des Entwurfs). Grundsätzlich wäre ein Nachweis über Anforderungen an den räumlichen Zusammenhang über bereits in HKN enthaltene Angaben zum Anlagenstandort realisierbar. Informationen, ob eine Anlage von Investitionsförderung bzw. eine Stromerzeugungseinheit von Förderung profitiert, sind ebenfalls bereits Bestandteil von Strom-HKN. Für den Nachweis eines zeitlichen Zusammenhangs von Erzeugung und Verbrauch, der über eine Monatsbilanzierung hinausginge, wäre eine Weiterentwicklung von Strom-HKN hin zu granularen Echtzeitnachweisen erforderlich, mit einer HKN-Ausstellung in Kilowattstunden oder Wattstunden mit stündlichem oder viertelstündlichem Zeitstempel (siehe EnergyTag 2021). Dies setzt allerdings einen erhöhten Automatisierungsgrad von HKN-Registerprozessen voraus.

Eine **Herausforderung bei der Definition von Anforderungen an den Nachweis von EE-Eigenschaften** ist dabei, dass Anforderungen und Nachweismethoden den Markthochlauf von PtX-Technologien nicht behindern sollen. Auf der anderen Seite gilt es zu verhindern, dass ein Anstieg der Stromnachfrage aus Wärme-, Verkehrs- und Industriesektoren zu einer Ausweitung insbesondere der Kohleverstromung und Erhöhung von THG-Emissionen im Strombereich führt. Insbesondere bei der Produktion von Wasserstoff als Speichergas ist dabei die Rolle von Energieumwandlungsverlusten zu beachten – unter Energieeffizienz- und THG-Emissionsvermeidungsgesichtspunkten ist ein direkter Stromeinsatz vorzuziehen, wo technisch und wirtschaftlich umsetzbar. **Angesichts höherer Umwandlungsverluste kann es sinnvoll sein, an die Produktion grünen Wasserstoffs und weiterer strombasierter Brenn- und Kraftstoffe höhere Anforderungen an z. B. die Zusätzlichkeit eingesetzter EE-Strommengen zu stellen, als an einen direkten Stromeinsatz z. B. in Wärmepumpen oder der E-Mobilität.** Für PtH-Anlagen wie Elektrokessel und -heizstäbe, die in Verbindung mit Wärmespeichern insbesondere Überschussstrommengen aus Zeiten mit hoher Stromproduktion aus Wind- oder Photovoltaik-Anlagen für die Wärmeversorgung nutzbar machen können, wäre eine zeitliche Komponente in der

³⁰ Draft Commission Delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, Ref. Ares(2022)3836651 - 20/05/2022.

Nachweisführung relevant. Dies würde jedoch eine technische Weiterentwicklung von HKN-Systemen in Richtung einer höheren Granularität der Nachweisführung voraussetzen.

Für den **Einsatz von Gasen** zur Wärmeerzeugung stellt aktuell in Deutschland die **Massenbilanzierung** die etablierte Nachweisform dar. Nach dem GEG ist eine Nachweisführung per Massenbilanzsystem Voraussetzung, damit ein bilanzieller Bezug von Biomethan aus dem Erdgasnetz mit einem gegenüber Erdgas reduzierten PEF bewertet werden bzw. auf EE-Nutzungsanforderungen angerechnet werden kann (§ 22 Abs. 1 Nr. 2 lit. d) u. § 40 Abs. 3 Nr. 2 GEG). Durch Dokumentation des gesamten Transport und Vertriebs von Biomethan ist nachzuweisen, dass am Ende eines Kalenderjahres die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, die an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Anders als für eine Förderfähigkeit nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ist es für eine Anrechnung nach dem GEG allerdings nicht erforderlich nachzuweisen, dass eine Einspeisung in das Erdgasnetz im Bundesgebiet erfolgte (vgl. § 44b Abs. 4 Nr. 1 EEG 2021).

Bei einer Einführung von Gas-HKN, wie von Art. 19 RED II vorgesehen, ist eine **Klarstellung des Verhältnisses von Gas-HKN und Massenbilanzierung** erforderlich (BDEW 2020; Styles et al. 2021, S. 33 f.). Art. 30 der RED II schreibt den Einsatz von Massenbilanzierung vor, um die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien und THG-Einsparungskriterien nachzuweisen und sicherzustellen, dass bei der Berechnung des EE-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch in den einzelnen Mitgliedstaaten nach Art. 7 Abs. 1 RED II jede Lieferung nur einmal berücksichtigt wird (dies wird auch im RED III-Entwurf der EU-Kommission beibehalten, siehe COM(2021) 557 final, S. 47). Art. 28 Abs. 2 RED II bzw. Art. 31a RED III-Entwurf sehen die Einführung einer Unionsdatenbank für die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger Kraft- und Brennstoffe aus erneuerbaren Energiequellen sowie recycelten Kohlenstoffquellen vor. Voraussetzung für den Eintrag in die Datenbank soll dabei sein, dass für entsprechende Gasmengen keine HKN ausgestellt bzw. diese entwertet wurden (Art. 31a Abs. 4 RED III-Entwurf). Der Kommissionsentwurf für eine neue Gasbinnenmarkttrichtlinie sieht allerdings vor, dass zu Kennzeichnungszwecken EE-Anteile in Gaslieferungen per HKN-Entwertung nachzuweisen sind (Annex I Nr. 5 COM(2021) 803 final).³¹ Für den Bezug von grünen Gasprodukten als ordnungsrechtliche Erfüllungsoption ergeben sich hieraus offene Fragestellungen und Klärungsbedarf.

Auch für eine gasbasierte Fernwärmeproduktion stellt sich nach Einführung eines Gas-HKN-Systems die Frage, ob für eine Vererbung grüner Eigenschaften von Gas-Inputs an die Wärmeerzeugung Massenbilanzierung oder HKN als Nachweis eingesetzt werden sollen. Grundsätzlich erstrebenswert ist dabei, eine **Dopplung von Nachweisaufwand für Marktakteure zu vermeiden** und – bei einem Nebeneinander von HKN und Massenbilanzierung – **Synergien bei der Datenverwaltung in Registern** zu nutzen. Auch zum Ausschluss einer Mehrfachberücksichtigung von grünen Eigenschaften ist eine enge Abstimmung zwischen Systemen notwendig. **Eine Alternative besteht darin, ausgewählte Informationen der Massenbilanzierung in Gas-HKN-Systeme zu integrieren** (z. B. Informationen zu Netzeinspeisepunkten und der Art des entsprechenden Netzes, z. B. ob es sich um ein Erdgasnetz oder reines Wasserstoffnetz handelt). Beispielsweise könnte für die Weitergabe der grünen Eigenschaft von Biomethan an die Fernwärmeproduktion die Entwertung von Gas-HKN gefordert werden, die für Biomethanmengen ausgestellt wurden, die nachweislich in ein mit dem deutschen Erdgasnetz verbundenes Gasnetz eingespeist wurden (Styles et al. 2021, S. 35). Auch die **Integration von Nachhaltigkeits- und THG-Informationen in HKN-Systeme** wäre möglich (vgl. Verwimp et al. 2020, S. 43 ff.; BDEW 2020).

³¹ COM(2021) 803 final. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen. European Commission, Brussels. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2021:803:FIN>.

4.5 Besondere Aspekte einer Produktbilanzierung von Fernwärme

Zu den Fragestellungen, die für eine praktische Umsetzung der Produktbilanzierung von besonderem Interesse sind, zählt der Umgang mit Bestandsanlagen und die Möglichkeit individueller Preisgestaltung auf Grundlage produktbezogener Bilanzierung unter Berücksichtigung wettbewerblicher Risiken. Beide Punkte werden im Folgenden vertieft. Zudem wird ein Ausblick auf die breitere wissenschaftliche Debatte zur Weiterentwicklung von Primärenergiefaktoren gegeben, mit Fokus auf Aspekte, die für eine grüne Fernwärmevermarktung besonders relevant sind.

4.5.1 Grüne Fernwärme aus Bestandsanlagen und Auswirkungen der Produktbilanzierung auf Bestandskunden

Die vorgeschlagene Bilanzierungsmethodik lässt grundsätzlich die bilanzielle Zuordnung von Wärme mit bestimmten Eigenschaften auch aus Bestandsanlagen zu. Ob in diesem Bereich daher auch praktisch möglich gemacht werden sollte, was rein methodisch möglich ist, sollte anhand der Auswirkungen bedacht werden, die eine bilanzielle Zuordnung aus Bestandsanlagen im Hinblick auf bestehende Kunden und deren Bedürfnisse/Anforderungen einerseits und die mit der Produktbilanzierungsmöglichkeit im Hinblick auf die Dekarbonisierung der Fernwärme erhoffte Anreizwirkung andererseits haben kann.

Mit Blick auf die **Bedürfnisse der Bestandskunden und die Anforderungen, denen diese Gruppe aus ordnungsrechtlicher Sicht unterliegt**, lässt sich zunächst festhalten, dass das GEG keine allgemeingültigen Anforderungen an die Einhaltung eines Mindest-PEF aufstellt. Es ist vielmehr so, dass der PEF seit 2002 im Rahmen der EnEV und seit 2020 des GEG als Faktor bei der Ermittlung des zulässigen Gesamtenergiebedarfs eines Gebäudes herangezogen wird. Wird bei der Ermittlung des zulässigen Gesamtenergiebedarfs aufgrund der gewählten Wärmeversorgung ein vorteilhafter, niedriger PEF angesetzt, kann bei Dämmung und Wärmeschutz eine im Bereich der gesetzlichen Mindestanforderungen befindliche und damit kostengünstigere Ausführung gewählt werden, als jene aufwändigere, die bei einem nachteiligeren, höher anzusetzenden PEF zur Erreichung des zulässigen Gesamtenergiebedarfs erforderlich wäre. Der PEF eines Wärmenetzes wird im Laufe der Zeit durch den Fernwärmeversorger etwa im Zuge des Anschlusses weiterer Erzeugungsanlagen neu ermittelt.

Diese Umstände bewirken, dass die **Gruppe der Bestandskunden keine homogene Gruppe** ist. Sie lässt sich unterteilen in die Gruppe derjenigen Bestandskunden, die bereits vor 2002 angeschlossen wurden und keine besonderen Anforderungen an einen PEF haben und potenziell mehrere Gruppen mit Anforderungen an einen PEF, die sich aber je nach Anschlusszeitpunkt des Gebäudes und in Abhängigkeit von dem zu diesem Zeitpunkt ermittelten und veröffentlichten PEF unterscheiden können. Da der PEF zum Anschlusszeitpunkt des Gebäudes jeweils Grundlage der Berechnung des zulässigen Gesamtprimärenergiebedarfs des Gebäudes geworden ist, haben die Eigentümer ein Interesse daran, dass der **zum Anschlusszeitpunkt angesetzte PEF im Verlauf der Zeit konstant bleibt bzw. jedenfalls nicht unter den zur Einhaltung des zulässigen Gesamtprimärenergiebedarfs nötigen Wert absinkt**.

Vor diesem Hintergrund wäre die bilanzielle Verschiebung grüner Eigenschaften von Wärme aus Bestandsanlagen mit Blick auf die ordnungsrechtlichen Anforderungen erst einmal denkbar. Eine solche bilanzielle Umverteilung würde dazu führen, dass Bestandskunden der Gruppe ohne PEF-Anforderung rechnerisch einen höheren PEF zugeordnet bekommen zu Gunsten von Neukunden oder Neutarifkunden, denen dann ein entsprechend niedrigerer PEF zugeordnet werden könnte. Gleiches wäre möglich bei Bestandskunden mit PEF-Anforderungen bis zur Einhaltung des jeweils noch zum Erreichen des zulässigen Gesamtenergiebedarfs ausreichenden PEF-Höchstwerts. Zu beachten ist allerdings, dass sich bei Änderungen an bestehenden Gebäuden

nachträglich auch für Gebäude der unterschiedlichen Bestandskundengruppen gebäudeindividuell PEF-bezogene Anforderungen ergeben oder ändern können (§ 92 Abs. 2 GEG iVm. § 48 S. 1 GEG). **Diese auf den jeweiligen Anschlusszeitpunkt bezogenen Kundenanforderungen über den gesamten Versorgungszeitraum zu garantieren, könnte versorgungsseitig Schwierigkeiten hervorbringen und eine Herausforderung bei der Produktkonzipierung darstellen.**

Noch größere Schwierigkeiten ergeben sich im **Zusammenhang mit der erhofften Anreizwirkung der Bilanzierung grüner Fernwärme auf die Dekarbonisierung der Fernwärmenetze**. Für den Fall, dass eine Bilanzierung grüner Fernwärmemengen aus bestehenden Erzeugungsanlagen in einem Netz ohne jeglichen Zubau weiterer klimaneutraler Wärmeerzeugungsanlagen erfolgt, kann sich keine positive Anreizwirkung im Hinblick auf die Dekarbonisierung des Wärmenetzes ergeben. In dieser Konstellation würden sich hingegen mit hoher Wahrscheinlichkeit intensive Glaubwürdigkeitsdebatten einstellen, wenn mit der Vermarktung eines mit besonderen Eigenschaften beworbenen und voraussichtlich auch besonders bepreisten grünen Wärmeprodukts an Kunden nicht auch eine „Ergrünung“ des Fernwärmenetzes einherginge. Im Bereich Elektrizität jedenfalls fußt die besondere Kundenmotivation, sich für ein Ökostromprodukt zu entscheiden, auch auf der Vorstellung, mit dieser Entscheidung einen Beitrag zur Energiewende zu leisten (Schudak und Wallbott 2019). Dabei wird zunehmend eine Debatte um die Qualität von Ökostrom geführt, bzw. um die Frage, welche HKN aus welchen Anlagen tatsächlich zur Beschleunigung der Energiewende beitragen (z. B. WWF 2021; Styles et al. 2021, S. 24 ff.). Steht der Bilanzierung grüner Fernwärme hingegen der Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Wärmenetz gegenüber, könnten grüne Wärmeprodukte besondere Glaubwürdigkeit für sich beanspruchen im Hinblick auf **eine positive Klimawirkung**. In Verbindung mit der Begrenzung der bilanziellen Zuordnungsmöglichkeit auf physisch zusammenhängende Netze beinhaltet diese Klima- und Energiewendewirkung außerdem eine regionale Komponente, die ihrerseits geeignet ist, Verbraucher:innen für grüne Produkte einzunehmen (Mundt et al. 2021).

Übergeordnet ist anzumerken, dass mit Blick auf die **Sanierungsbemühungen, die eine Verbesserung der Energieeffizienz des Gebäudebestandes zum Ziel** haben, Auswirkungen einer Bilanzierungsmethodik vermieden werden sollten, die zu einer Verdichtung der negativen energetischen Eigenschaften im Gebäudebestand durch Umverteilung grüner Eigenschaften und daraus folgender rechnerische Zuordnung hoher Primärenergiefaktoren zum Gebäudebestand führen. Positive Auswirkungen einer Bilanzierungsmethodik für grüne Fernwärme auf die weitere Dekarbonisierung der Fernwärmenetze dürften vor dem Hintergrund der Klimaziele im Bereich Wärmeversorgung zudem gewichtige Argumente darstellen, um eine Anpassung des Rechtsrahmens in dieser Hinsicht politisch voranzubringen.

Einen **Sonderfall stellen Netze dar, die bereits in der Vergangenheit hohe Investitionen in klimaneutrale Wärmeerzeugungsanlagen getätigt haben** und bereits vor Einführung einer Produktbilanzierungsmöglichkeit vergleichsweise hohe EE- und Abwärme-Anteile erreicht haben. Auch bei einem bereits hohen EE-/Abwärme-Anteil im Wärmenetz können sich Kundenansprüche hinsichtlich des Bezugs eines Produkts mit einem bilanziellen Anteil klimaneutraler Wärmeerzeugung von 100 % ergeben. Die Möglichkeit, ein solches Produkt zu beziehen, könnte beispielsweise Abwägungsentscheidungen zwischen einem Anschluss an ein Fernwärmenetz oder der Wahl dezentraler Wärmeerzeugungsoptionen beeinflussen. Dabei kann es sich für ein Wärmenetz, das bereits einen hohen EE-/Abwärme-Anteil realisiert hat, als herausfordernder erweisen, weitere Dekarbonisierungsmaßnahmen zu realisieren als für ein Netz, das von einem geringen EE-/Abwärme-Anteil aus startet. Angesichts der aktuell gültigen Kappung des PEF durch § 22 Abs. 3 GEG auf minimal 0,3 bzw. 0,2 (bei einem EE- und Abwärme-Anteil von 100 %) könnte ein Ansatz zur Lösung dieser Herausforderung sein, die Vermarktung grüner Fernwärme aus Bestandsanlagen in einem Umfang zu ermöglichen, bei dem sichergestellt bleibt, dass

der PEF des Basisprodukts weiterhin hohen Anforderungen an EE-/Abwärme-Anteile und PEF genügt. Angelehnt an Fördervoraussetzungen der BEG (siehe 3.3.1) wäre ein möglicher Wert etwa ein zu garantierender PEF von 0,25 für das Basisprodukt, bzw. ein EE- und Abwärme-Anteil von mind. 55 %. Sofern die Einführung einer Produktdifferenzierung nicht mit einem weiteren Zubau an klimaneutralen Wärmeerzeugungsoptionen einhergeht, sind allerdings Ausführungen zur preislichen Differenzierung zu beachten (siehe 4.5.2). Mittel- bis langfristig ist zudem eine vollständige Dekarbonisierung aller Fernwärmenetze anzustreben (vgl. den BEW-Entwurf mit angestrebten vollständigen Netztransformationen bis 2045, siehe 3.3.2).

4.5.2 Individuelle Preisgestaltung auf Grundlage produktbezogener Bilanzierung?

Insbesondere für Versorger von Interesse ist die Frage, ob **auf Grundlage bilanzierter Produkte auch eine preisliche Differenzierung** erfolgen kann. Die preisliche Differenzierung von Fernwärmeariften ist bereits anhand anderer Unterscheidungskriterien diskutiert worden, eine abschließende Entscheidung der Zulässigkeit eines solchen Vorgehens durch die Rechtsprechung ist soweit ersichtlich jedoch noch nicht erfolgt. Als grundsätzlich denkbare Anknüpfungspunkte für differenzierte Preisbildung kommen etwa unterschiedliche vereinbarte Vertragslaufzeiten, eine Unterscheidung nach Bestandskunden und Neukunden oder eine Differenzierung aufgrund unterschiedlicher qualitativer Eigenschaften des gelieferten Wärmeprodukts in Betracht.

Zivilrechtlich ist eine preisliche Differenzierung auf Grundlage der Vertragsfreiheit grundsätzlich möglich. Einschränkungen für den Fernwärmebereich, etwa durch die Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)³², sind nicht gegeben. **Es sind allerdings wettbewerbsrechtliche Anforderungen zu beachten, wie das Diskriminierungsverbot aus § 19 GWB.**³³ Aus diesem folgt, dass ein marktbeherrschendes Unternehmen seine Kunden nicht willkürlich anders behandeln darf als gleichartige Kunden (Fricke 2018, S. 148 f. mwN.). Eine unterschiedliche Behandlung von Kunden durch ein Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung ist allerdings zulässig, wenn eine **sachliche Rechtfertigung der Ungleichbehandlung** gegeben ist. Das gilt grundsätzlich auch für unterschiedliche Preise (Fricke 2018, S. 149). Die marktbeherrschende Stellung eines Fernwärmeversorgers wird von den Kartellbehörden für das jeweilige Versorgungsgebiet des Fernwärmeversorgers grundsätzlich angenommen (Bundeskartellamt 2012, S. 80). Als sachliche Gründe kommen in den genannten Fällen der unterschiedlichen Vertragslaufzeit etwa die längerfristige Planbarkeit der nötigen Investitionen, bei Neukunden und Bestandskunden etwa das Erfordernis kurzfristiger Einsatzstoffbeschaffung **und bei der Produktqualität der Wärme die Refinanzierung des Zubaus von erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen mit kostenintensiver Erschließung** sowie der Anschluss zusätzlicher Abwärmequellen in Betracht.

In diesem Zusammenhang sind auch **die aufgrund allgemeiner Marktbedingungen und CO₂-Bepreisung steigenden Preise für fossile Brennstoffe zu beachten.** Bei bilanzierten Wärmeprodukten würden die Kosten für steigende Markt- und CO₂-Preise lediglich solchen Produkten zugeordnet, denen bilanziell auch Wärme aus fossil betriebenen Erzeugungsanlagen zugeordnet würde – nicht aber solchen, denen ausschließlich Wärme aus mit erneuerbaren Energien betriebenen Erzeugungsanlagen zugeordnet würde. Dieser Effekt ist insbesondere auch bei der Diskussion zu beachten, ob Produktbilanzierung ohne Zubau erneuerbarer Anlagen sinnvoll sein kann – denn wie wäre gegenüber „schlechtgerechneten“ Bestandskunden mit dieser preislichen Folge umzugehen? **Für eine preisliche Differenzierung entsprechend der Neuordnung grüner**

³² Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 28. September 2021 (BGBl. I S. 4591).

³³ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), zuletzt geändert durch Artikel 10 Absatz 2 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3274).

Fernwärmeeigenschaften innerhalb einer bestehenden Versorgung ohne Zubau neuer regenerativer Erzeugungsanlagen dürfte kaum ein sachlicher Grund zu finden sein.

4.5.3 Ausblick: Weiterentwicklung von Primärenergiefaktoren jenseits der Produktbilanzierung

In diesem Abschnitt wird dargestellt, **inwiefern Primärenergiefaktoren auch jenseits einer Umstellung auf eine Produktbilanzierung weiterentwickelt werden können**, um den derzeitigen Anforderungen besser gerecht zu werden. Zum einen wird die generelle Eignung der Anwendung von Primärenergiefaktoren hinterfragt und die Umstellung auf THG-Emissionsfaktoren als mögliche Weiterentwicklung aufgezeigt. Zum anderen werden Optionen zur Weiterentwicklung der Methodik einiger technologiespezifischer Standardwerte für Primärenergiefaktoren diskutiert.

Bereits seit einigen Jahren wird die **Umstellung der Primärenergiefaktoren auf Emissionsfaktoren** in wissenschaftlichen Gutachten empfohlen (Oschatz et al. 2016; Pehnt et al. 2018; Pehnt et al. 2021). Der Hintergrund ist, dass Primärenergiefaktoren die Kohlenstoffintensität fossiler Endenergieträger nicht einbeziehen. Zwar wird nach GEG nur der nicht-erneuerbare Anteil des PEF berücksichtigt (§ 22 Abs. 1 GEG), sodass zumindest zwischen erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energiequellen differenziert wird. Doch bezüglich der Treibhausgas-Intensität fossiler Brennstoffe wird nicht unterschieden: Erdgas, Flüssiggas, Heizöl und Steinkohle haben jeweils den gleichen PEF von 1,1 – obwohl die THG-Intensität von Erdgas beispielsweise um 40 % geringer ist als die von Steinkohle.³⁴ Die Umstellung der Anwendung von Primärenergiefaktoren auf Emissionsfaktoren (Kohlendioxidäquivalente in g/kWh) würde daher eine sinnvolle Weiterentwicklung darstellen. Analog zu der Ermittlung von Primärenergiefaktoren und bereits im GEG vorhandenen Vorgaben zur Berechnung von Emissionsfaktoren für Energieausweise wären dabei Vorketten-Emissionen zu berücksichtigen (d. h. aus Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, Transport und Verteilung der betrachteten Energieträger einschließlich Hilfsenergien, nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.1). Umsetzbar wäre eine Umstellung auf Emissionsfaktoren beispielsweise über eine direkte Umstellung auf THG-Emissionsfaktoren (Pehnt et al. 2021) oder alternativ über einen Zwischenschritt mit zunächst THG-korrigierten PEF und einer anschließend kompletten Umstellung (Pehnt et al. 2018).

Ein weiterer Bedarf zur Weiterentwicklung besteht beim **netzbezogenen Stromfaktor**, der derzeit mit 1,8 angegeben wird. Aufgrund des zunehmenden Anteils erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung sinkt der nicht erneuerbare PEF für netzbezogenen Strom im zeitlichen Verlauf. Während der angesetzte Faktor 1,8 für das Jahr 2016 noch optimistisch war, weil der real berechnete Faktor (2016) bei 1,92 bzw. 566 g CO_{2äq}/kWh_{el} lag (Pehnt et al. 2018), so beträgt der reale Faktor für das deutsche Stromnetz im Jahr 2020 bereits 1,37 bzw. 382 g CO_{2äq}/kWh_{el} (Fritsche und Greß 2021). In Langfristszenarien werden für den Stromnetzfaktor Werte von 0,81 (2030) bzw. 0,08 (2050) berechnet (Fritsche und Greß 2021). Um den zunehmenden Anteil erneuerbarer Stromerzeugung abzubilden, sollte der Faktor aktualisiert werden und anschließend laufend (beispielsweise alle drei Jahre) neu berechnet werden.

Darüber hinaus besteht eine weitere den Strom betreffende Herausforderung, welche die **methodische Ungleichbehandlung von Stromverbrauch, z. B. dem einer Wärmepumpe, und Stromerzeugung, z. B. der einer KWK-Anlage**, betrifft. Während der Strombezug mit dem Strommix-Faktor (PEF = 1,8) angesetzt wird, wird die erzeugte Strommenge einer KWK-Anlage mit dem Verdrängungsmix-Faktor (PEF = 2,8) bilanziell gutgeschrieben. Bei der Stromgutschriftmethode wird der KWK-Strom der Wärmeerzeugung als Gutschrift

³⁴ Emissionsfaktor Kohlendioxidäquivalente Erdgas: 240 g/kWh; Steinkohle: 400 g/kWh (siehe Anlage 9 GEG).

zugeordnet. Der Wert von 2,8 für den Verdrängungsstrommix geht dabei auf eine Studie von 2009 mit einer Datenbasis von 2005 zurück (Pehnt et al. 2018). Das Resultat dieser Ungleichbehandlung ist, dass der Einsatz von KWK-Anlagen häufig den Gesamt-PEF eines Wärmenetzes verbessert, während der Einsatz von Wärmepumpen den Gesamt-PEF verschlechtert.

Ein möglicher Lösungsansatz ist die **Umstellung auf die Carnot-Methode**, bei der die Aufteilung der zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzten Primärenergie des Brennstoffs auf die jeweiligen Koppelprodukte erfolgt (siehe Kap. 4.3.3). So wird verhindert, dass die KWK-Wärme aus fossilen Kraftwerken durch hohe Stromgutschriften zu sehr niedrigen PEF führt. Bei einer Umstellung auf die Carnot-Methode könnte die Kapung von PEF auf 0,3 bzw. minimal 0,2 bei 100 % EE- und Abwärme-Anteil nach § 22 Abs. 3 GEG entfallen, da die Eigenschaften der eingesetzten Energiequellen deutlich genauer in den Ergebnissen abgebildet werden als bei der Stromgutschriftmethode. Die **Carnot-Methode ist auch in Kombination mit der Umstellung auf THG-Faktoren sinnvoll umsetzbar**, indem die entstehenden THG-Emissionen auf die Produkte Strom und Wärme aufgeteilt werden. Es können auch pauschale bzw. durchschnittliche Carnot-Faktoren für die jeweiligen Brennstoffe verwendet werden.

Die Umstellung auf die Carnot-Methode löst das Problem der Ungleichbehandlung von Wärmepumpen und KWK-Anlagen. Sie erfordert jedoch **Anstrengungen, um die Fernwärme insgesamt kompetitiv zu halten**, da die PEF der von fossiler KWK geprägten Erzeugung zunächst ansteigen würden. **Daher eignet sich die Umstellung auf Carnot insbesondere in Kombination mit der Einführung produktspezifischer Faktoren**. Auf diese Weise verschlechtert sich zwar möglicherweise des Gesamt-PEF eines Wärmenetzes, dennoch ist ein Neuanschluss an das Wärmenetz möglich, da spezifische Fernwärmeprodukte bezogen werden können. Eine Schlechterstellung von Wärmenetzen gegenüber dem Status quo könnte zudem dadurch verhindert werden, dass für die Anrechnung eines Wärmenetzanschlusses als regulatorische Erfüllungsoption **die Vorlage eines Transformationsplans für das Wärmenetz als Anforderung** etabliert wird, als Alternative zur Vorlage eines aktuell bereits günstigen PEF oder Emissionsfaktors. Dieser Ansatz wird bereits in den BEG-Fördervoraussetzungen verfolgt (siehe Kap. 3.3.1). Die Einhaltung des Transformationsplans wäre dabei regelmäßig zu überprüfen.

Eine alternative Möglichkeit wäre die Einführung eines pauschalen Faktors für Wärme aus Großwärmepumpen. Anstelle der realistischeren und verschlechterten Bewertung von KWK-Anlagen durch die Carnot-Methode, wäre dies der alternative Ansatz, bei dem die Wärmeerzeugung mittels Großwärmepumpen pauschal besser bewertet würde, um den erforderlichen Roll-Out der Technologie zu ermöglichen.

Auch bei anderen Anwendungsfällen besteht Bedarf zur Weiterentwicklung. Der **energiewirtschaftlich sinnvolle und systemdienliche Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung** im Rahmen von § 13 Abs. 6a EnWG „Nutzen statt Abschalten“ wird derzeit durch den hohen Strom-PEF erschwert.³⁵ Eine Möglichkeit zur Weiterentwicklung wäre eine Neutralstellung dieses regulatorischen Sonderfalls, indem weder der eingesetzte Strom noch die durch PtH erzeugte Wärme bei der energetischen Bilanzierung (PEF-Berechnung des Wärmenetzes) berücksichtigt werden. Für eine lückenlose Nachverfolgung der grünen Eigenschaft von Energie über Sektorenkopplungsschnittstellen hinweg wäre es allgemein **empfehlenswert, gesetzgeberisch zu definieren, unter welchen Bedingungen ein Strombezug aus dem Netz als vollständig erneuerbar**

³⁵ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436).

angerechnet werden kann (siehe Kap. 4.4.4). Dies würde ebenfalls dazu beitragen, Hindernisse für PtH und Großwärmepumpen abzubauen.

Primärenergiefaktoren, die bei oder nahe bei null liegen, verlieren die Steuerungswirkung hinsichtlich der Effizienz und vernachlässigen Aspekte der Ressourcenverfügbarkeit oder Nachhaltigkeit. So ist insbesondere ein niedriger Faktor für feste Biomasse (aktuell 0,2) nur vertretbar, wenn es sich um **Biomasse aus nachhaltiger Land- oder Forstwirtschaft** handelt. Daher wäre eine Kopplung des Faktors an Nachhaltigkeitskriterien sinnvoll. Die Verbrennung von Biomasse führt zunächst zur Emission von Treibhausgasen, die erst durch das Nachwachsen neuer Kulturen wieder gebunden werden. Je nach Dauer der Wiederaufforstung (Carbon-Payback-Zeitraum) bestimmter Sortimente schlägt der European Academies' Science Council (EASAC) vor, die THG-Wirkung von Biomasse entsprechend der jeweiligen Carbon-Payback-Zeiträume zu bewerten (EASAC 2021). Eine alternative Möglichkeit ist der Biomasse-Budget-Ansatz, bei dem feste Biomasse nur bis zu einem unter Nachhaltigkeitsaspekten budgetierten Grenzwert mit dem geringen nicht-erneuerbaren Faktor von 0,2 (z. B. bis 50 kWh/m²a in Pehnt et al. 2021) und darüber hinaus mit dem höheren Gesamtfaktor (1,2) berücksichtigt wird. Dies wäre ein Anreiz zur effizienten Nutzung fester Biomasse in Gebäuden. Alternativ könnte ein politischer Pauschalfaktor für Biomasse gesetzt werden, welcher die Aspekte der Nachhaltigkeit und Nutzungskonkurrenz von fester Biomasse berücksichtigt (z. B. 0,4 nach Pehnt et al. 2018).

Vor dem Hintergrund der in Deutschland verpflichtenden Abfallbehandlung ist es empfehlenswert, den niedrigen Primärenergiefaktor von **Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung** von derzeit 0,1 beizubehalten. Es wäre zu diskutieren, ob Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung auch als prozessbedingte Abwärme mit einem nicht-erneuerbaren PEF von 0,0 berücksichtigt werden sollte (vgl. Diskrepanz der Standard-Gewichtungsfaktoren von Stoffen, die thermisch behandelt bzw. entsorgt werden müssen mit PEF = 0,0 und Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung mit PEF = 0,1 nach AGFW FW 309 Teil 1). Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass Abfall als Einsatzstoff nicht unvermeidbar ist, sondern nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz prioritär vermieden, zur Wiederverwendung vorbereitet bzw. dem Recycling zugeführt werden soll (siehe Abfallhierarchie nach § 6 KrWG; Pehnt et al. 2018, S. 25).³⁶ Eine abschließende Bewertung, inwiefern Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung mit „unvermeidbarer“ Abwärme gleichgesetzt werden kann, hängt davon ab, inwiefern die Einhaltung der Abfallhierarchie bereits durch sonstige abfall- und kreislaufwirtschaftspolitische Instrumente garantiert wird. Dies setzt eine Evaluierung des entsprechenden Instrumentenmix voraus.

Grundsätzlich zu empfehlen wäre zudem **eine über verschiedene Gesetze und Fördermaßnahmen hinweg einheitliche Definition unvermeidbarer Abwärme**. Nach den Technischen FAQ zur BEG WG / BEG NWG beispielsweise stellt Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung keine Wärme aus erneuerbaren Energien und keine unvermeidbare Abwärme im Sinne der Fördervoraussetzungen für die EE-Klasse dar (KfW 2022 und BAFA, S. 72 f.). Beim Nachweis, dass ein Netz einen PEF von höchstens 0,25 aufweist (unter Anwendung der Kappung mit Bonus für EE-Anteile im Wärmenetz) darf die thermische Abfallbehandlung hingegen unter Verweis auf AGFW FW 309 Teil 5 als Abwärmenutzung verstanden werden (KfW und BAFA 2022, S. 74). Ein einheitliches Verständnis von Abwärme, das auch mit Wärmekennzeichnungsregeln abgestimmt ist, würde hier zur Vereinfachung und besseren Nachvollziehbarkeit von Regelungen beitragen.

³⁶ Kreislaufwirtschaftsgesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), zuletzt geändert durch Artikel 20 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436).



Bei der Festlegung von Standardfaktoren für eingesetzte Energieträger ergibt sich zudem **Ergänzungsbedarf bei der Behandlung von weiteren Gasen aus erneuerbaren Energiequellen**, neben Biomethan. Dazu gehören insbesondere Wasserstoff und synthetische Gase (Pehnt et al. 2021, S. 17). In Anlage 4 GEG, DIN V 18599-1 und AGFW-Regelwerken der Reihe FW 309 sind hierfür noch keine spezifischen Faktoren definiert. Um bei einem Netzbezug von Strom bei der Herstellung strombasierter Gase und Flüssigbrennstoffe zwischen einer erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Herkunft unterscheiden zu können, ist dabei zu klären, unter welchen Voraussetzungen ein Strombezug aus dem Netz bei der Brennstoffproduktion als vollständig erneuerbar gelten kann. Ein entsprechender delegierter Rechtsakt der EU-Kommission wurde als Entwurfsfassung im Mai 2022 veröffentlicht (siehe Kap. 4.4.4).

5 VORSCHLAG ZUR WEITERENTWICKLUNG DES RECHTSRAHMENS UND ROADMAP FÜR DIE PRAKTISCHE UMSETZUNG EINER PRODUKTILANZIERUNG FÜR GRÜNE FERNWÄRME

Zur Umsetzung der vorgeschlagenen Bilanzierungsmethodik für grüne Fernwärme müssen in rechtlicher und in tatsächlicher Hinsicht Vorbereitungen getroffen werden. Diese betreffen in rechtlicher Hinsicht eine Erweiterung und Anpassung des bestehenden Rechtsrahmens für die dargestellten naheliegenden **Anwendungsbereiche der Produktbilanzierung** und in rechtlicher wie auch tatsächlicher Hinsicht die Schaffung der Voraussetzungen für Errichtung und Betrieb eines **Herkunftsnachweisregisters für Wärme**.

5.1 Die notwendigen Kernelemente – Ansatzpunkte für die Umsetzung

Bei der Schaffung der **Voraussetzungen für Errichtung und Betrieb des Wärme-Herkunftsnachweisregisters** wird es im Sinne einer Übertragung des Modells aus dem Bereich Elektrizität auf den Bereich Wärme darum gehen, eine inhaltlich an den § 79 EEG angelehnte Regelung für den Wärmebereich zu schaffen. Es bedarf einer zu bezeichnenden (nicht zwingend staatlichen) Stelle, die auf Antrag von Anlagenbetreibern Herkunftsnachweise für Wärme und Kälte ausstellt, überträgt und entwertet. Der Blick fällt hier auf das Umweltbundesamt aufgrund dessen sachlicher Nähe und Erfahrung als registerführende Stelle für Strom-Herkunftsnachweise. Es ist gemäß der europarechtlichen Vorgabe sicherzustellen, dass Ausstellung, Übertragung und Entwertung elektronisch nach Maßgabe des Standards CEN-EN 16325 erfolgen. Hierfür und für die Regelung weitere Einzelheiten über Ausstellung und Inhalte der Herkunftsnachweise und die Registerprozesse erscheint es hilfreich, auch für den Wärmebereich eine Verordnungsermächtigung und gegebenenfalls eine Möglichkeit zur Subdelegation (also einer Ermächtigungsweiterleitung an die sachlich betraute Behörde) vorzusehen in Anlehnung an § 92 EEG bzw. § 96 Abs. 3 EEG.

Das BMWK hat am 05.08.2022 einen Referentenentwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Vorgaben in Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen veröffentlicht.³⁷ Artikel 1 dieses Gesetzentwurfs umfasst ein Gesetz zur Schaffung eines Herkunftsnachweisregisters für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweisregistergesetz – HKNRG). § 5 HKNRG enthält die an § 79 EEG angelehnten Regelungen für den Wärmebereich: Eine zuständige Stelle (zu benennen durch Rechtsverordnung nach § 6 Abs. 1 Nr. 5 HKNRG) stellt Betreibern von Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen auf Antrag Herkunftsnachweise für Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen aus, die in einer Datenbank registriert und nach Maßgabe des europäischen Standards DIN-EN 16325 elektronisch übertragen und entwertet werden (§ 5 Abs. 1 Nr. 1-4 HKNRG). § 6 Abs. 1 Nr. 1-4 HKNRG enthalten Verordnungsermächtigungen mit Blick auf die Regelung der Anforderungen an sowie des Verfahrens für Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen, die Festlegung von Inhalt, Form und Gültigkeitsdauer von Herkunftsnachweisen und die Durchführung und weitere Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters für Wärme und Kälte einschließlich der Regelung bezüglich an das Register zu übermittelnden Angaben. Eine Möglichkeit zur Subdelegation der Aufgaben des § 5 HKNRG an eine oberste Bundesbehörde sieht § 6 Abs. 1 Nr. 5 HKNRG vor. Ferner sieht § 7 Nr. 3 HKNRG die Möglichkeit vor, im Verordnungswege zu regeln, dass die Register für Strom (§ 79 EEG), Gas (§ 3 HKNRG) und Wärme und Kälte (§ 5 HKNRG) gemeinsam in einer Datenbank betrieben werden.

³⁷ Abrufbar im Internet unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/herkunftsnachweisen-fuer-gas-wasserstoff-waerme-und-kaelte-aus-erneuerbaren-energiequellen.html> (zuletzt aufgerufen am 08.09.2022).

Zusätzlich erscheint es zur Umsetzung der Vorgaben der RED II für die Verwendung von Herkunftsnachweisen nötig, zumindest jedenfalls aber zu Klarstellungs- und Kohärenzzwecken mit Blick auf das nationale System der Stromkennzeichnung hilfreich, die **Regelungen zur Wärmekennzeichnung** zu erweitern. Dies gilt vor allem für die Festsetzung einer Pflicht zur Verwendung von Herkunftsnachweisen bei der Wärmekennzeichnung. Hier erscheint es sinnvoll dafür zu sorgen, dass jedenfalls mit der Vermarktung erneuerbarer Wärmeprodukte an Kunden auch die Pflicht zur Verwendung von Herkunftsnachweisen für die Ausweisung des Anteils erneuerbarer Energien auf Ebene des Produktmixes einhergeht.

Artikel 2 des Referentenentwurfs eines Gesetzes zur Umsetzung der Vorgaben in Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen enthält eine Änderung der FFVAV. Danach müssen gemäß des neu einzuführenden § 5 Abs. 1 Nr. 7 FFVAV Versorger, die sich zur Lieferung von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien verpflichtet haben, den Nachweis, dass die gelieferte Wärme oder Kälte entsprechend der Verpflichtung ganz oder teilweise aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, mittels Herkunftsnachweisen führen, die nach § 5 HKNRG von der zuständigen Stelle für die gelieferte Wärme oder Kälte ausgestellt wurden.

Die Pflicht zur Verwendung von HKN wie im Bereich Elektrizität auch für die Ebene des Gesamtenergiemixes des Versorgers einzuführen, erscheint aus Kohärenzgründen stimmig, steht allerdings dem Argument gegenüber, dass der Antrag auf Ausstellung von Herkunftsnachweisen grundsätzlich freiwillig ist. Ein relevanter Unterschied zur Stromkennzeichnung ergibt sich zudem aus der Frage, ob für die Wärmekennzeichnung nur die Eigenschaften von Wärmemengen eingesetzt werden können, die aus dem eigenen Netz stammen (§ 6 Abs. 1 Nr. 9 HKNRG ermöglicht, im Verordnungswege die Herkunftsnachweisbewertung auf dasselbe Netz zu beschränken, in dem sich die dem Herkunftsnachweis zugrundeliegende Energie befindet). Sofern dies der Fall ist, könnte Versorgern, die keine Produktbilanzierung vornehmen, vereinfachend die Möglichkeit eines Audits zur Verifizierung der EE-Anteile am Gesamtenergiemix eingeräumt werden. Aufgrund der Bedeutung, die unvermeidbare Abwärme als weitere klimaneutrale Wärmequelle für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen hat, wäre es zudem empfehlenswert, Herkunftsnachweise über den Verpflichtungsgehalt der RED II hinaus auch für Abwärmequellen anzubieten. Dies wäre entsprechend auch in den Nachweisanforderungen von Wärmekennzeichnungsregeln zu berücksichtigen.

5.2 Anwendungsbereiche der Produktbilanzierung - Umsetzungsvorschläge

Produktspezifische PEF im Rahmen des § 22 GEG

Zur Einführung produktspezifischer PEF bedarf es einer Erweiterung des § 22 Abs. 2 GEG, um diese Option zu berücksichtigen. § 22 Abs. 2 GEG in seiner heutigen Form gibt den Rahmen vor für die Berechnung eines Netz-PEF für die Ermittlung des Jahresprimärenergiebedarfs von neu zu errichtenden Gebäuden, die über ein Fernwärmenetz versorgt werden. Zu den Anforderungen an Berechnung, Gewichtung und Veröffentlichung kommt in § 22 Abs. 3 GEG noch die Kappungsregel hinzu. Die Bilanzierungsoption müsste zusätzlich abgebildet werden, etwa durch Anfügung weiterer Sätze in Abs. 2, die beispielsweise lauten könnten:

„Anstelle des nach Satz 1 ermittelten Werts kann bei der Ermittlung des Jahresprimärenergiebedarfs nach § 20 Absatz 1 oder 2 und nach § 21 Absatz 1 und 2 als Primärenergiefaktor derjenige produktspezifische Wert verwendet werden, den das Fernwärmeversorgungsunternehmen für das Produkt, mit dem das Gebäude nachweislich versorgt wird, ermittelt und veröffentlicht hat. Die Sätze 2 und 3 gelten entsprechend für die Ermittlung des produktspezifischen Werts. Die produktspezifische Berechnung ist zu veröffentlichen und die

Bilanzierungsmethode anzugeben. Das Fernwärmeversorgungsunternehmen stellt im Rahmen der Produktdifferenzierung sicher, dass es zu keiner Schlechterstellung des an das Netz angeschlossenen Gebäudebestandes kommt.“

Der Begriff Schlechterstellung bedarf dabei einer weiteren inhaltlichen Konturierung, die ihrerseits abhängt von der Entscheidung über den Umgang mit den Auswirkungen der Bilanzierung von grüner Wärme aus Bestandsanlagen und den damit zusammenhängenden Weichenstellungen (siehe Kapitel 4.5.1). Um dem hier nicht vorzugreifen, ist der Begriff an dieser Stelle nicht weiter eingegrenzt.

Für die kohärente Einführung der herkunftsnachweisgestützten Produktbilanzierung als Option bei der PEF-Berechnung nach § 22 GEG wäre zumindest eine **Erweiterung des § 5 Abs. 3 FFVAV** vorzunehmen, die diese Option spiegelt bei der Pflicht zur Informationsbereitstellung zum PEF. Dies könnte beispielsweise durch ergänzende Sätze 2 und 3 erfolgen, die etwa lauten könnten:

„Wenn das Versorgungsunternehmen gegenüber dem Kunden eine Produktdifferenzierung vornimmt, ist der produktspezifische Primärenergiefaktor des gelieferten Wärmeprodukts nach Maßgabe des § 22 GEG zu ermitteln und anzugeben. Die Berechnung des produktspezifischen Primärenergiefaktors und die Bilanzierungsmethode sind zu veröffentlichen.“

Bezug grüner Fernwärme im Rahmen der Erfüllungsoption Netzanschluss § 44 GEG

§ 44 GEG in seiner heutigen Form ermöglicht als Erfüllungsoption für die Pflicht zur teilweisen Bedarfsdeckung aus erneuerbaren Energien (§ 10 Abs. 2 Nr. 3 GEG) den Anschluss an ein Wärmenetz mit bestimmten Anforderungen bezüglich der in diesem Netz insgesamt verteilten Wärme. Die Option, hier den Bezug eines bilanzierten Produkts als Erfüllungsoption zuzulassen, müsste in § 44 GEG Niederschlag finden. Die Produktbilanzierung wäre an dieser Stelle auch eine Möglichkeit, die strukturelle Benachteiligung der Fernwärme gegenüber gebäudeinternen Heizsystemen zu überwinden (siehe Kap. 2.1). Eine Umsetzung der Option in § 44 GEG könnte wie folgt aussehen:

§ 44 Abs. 1 Satz 1 (neu): *„Anstelle der anteiligen Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs durch die Nutzung erneuerbarer Energien kann die Anforderung des § 10 Absatz 2 Nummer 3 auch dadurch erfüllt werden, dass durch den Bezug von Fernwärme oder Fernkälte nach Maßgabe von Absatz 2 oder den Bezug eines Wärme- oder Kälteprodukts nach Maßgabe von Absatz 3 der Wärme- und Kälteenergiebedarf mindestens in Höhe des Anteils nach den Sätzen 2 und 3 gedeckt wird. (...)“*

§ 44 Abs. 3 (neu): *„Im Falle einer Produktdifferenzierung muss das Wärme- oder Kälteprodukt, mit dem das Gebäude nachweislich versorgt wird, die in Absatz 2 Nummer 1-4 an die im Netz insgesamt verteilte Wärme/Kälte gestellten Anforderungen erfüllen.“*

Nachweisanforderungen bei Produktbezug

Bei Einführung der Option bilanzierter grüner Fernwärmeprodukte stellen sich auch im Hinblick auf die Nachweisführung neue Herausforderungen. In seiner derzeitigen Form sieht § 92 Abs. 1 GEG vor, dass Bauherr oder Eigentümer eines zu errichtenden Gebäudes gegenüber der zuständigen Behörde durch eine Erfüllungserklärung nachzuweisen hat, dass die Anforderungen des GEG eingehalten werden. Diese Erfüllungserklärung ist grundsätzlich nach Fertigstellung des Gebäudes abzugeben, einmalig, nicht wiederkehrend (es sei denn unter den Voraussetzungen des § 92 Abs. 2 GEG bei Ausführung entsprechender Änderungen an einem bestehenden Gebäude). Im Falle des Bezugs eines bilanzierten Produkts müsste insoweit eine Ergänzung erfolgen, dass

wiederkehrende Nachweise zu führen sind, um dem Produktbezug als Dauer-Erfüllungsvoraussetzung gerecht zu werden. Dies könnte beispielsweise durch Anfügen eines Satzes geschehen, der wie folgt lauten könnte:

§ 92 Abs. 1 S. 4 (neu): *„Werden in den Fällen von § 22 und § 44 die Anforderungen dieses Gesetzes durch den Bezug bestimmter Wärme-/Kälteprodukte erfüllt, ist der Bezug des jeweiligen Produktes nach Fertigstellung des Gebäudes jährlich gegenüber der zuständigen Landesbehörde in der nach Landesrecht bestimmten Form nachzuweisen.“*

BEG/BEW

Im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude ist es zulässig, den Wert von 55 % Mindestanteil erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme an der Wärmeversorgung des Gebäudes pauschal anzusetzen, wenn das Wärmenetz einen Primärenergiefaktor von höchstens 0,25 aufweist (siehe Kap. 3.3.1). Diesen Nachweis auch anhand eines bilanzierten Produkts führen zu können, könnte im Wege einer Ergänzung der Förderrichtlinie etwa in folgender Weise ermöglicht werden:

„BEG WG/NWG Anlage Technische Mindestanforderungen Ziffer 2 Absatz 4 Satz 4 (neu): Für den Nachweis des Primärenergiefaktors kann anstatt auf den Wert des Gesamtnetzes auch auf den produktspezifischen Wert nach Maßgabe des § 22 GEG abgestellt werden.“

Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze umfasst die Förderung von Transformationsplänen und Machbarkeitsstudien, eine systemische Förderung und die Förderung von Einzelmaßnahmen und zielt insgesamt auf die Erreichung eines hohen Anteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Wärmenetzen. Im Rahmen des vorgesehenen Monitorings der Umsetzung von Transformationsplänen könnte eine einheitliche und vereinfachte Nachweisführung über Herkunftsnachweise zugelassen werden – wenn Versorger wegen der Produktbilanzierung am einzuführenden Herkunftsnachweisregister für Wärme teilnehmen, ist der Nachweis des Anteils erneuerbarer Energien im jeweiligen Wärmenetz durch einen einfachen Abgleich der Entwertungsmenge der Herkunftsnachweise mit der Wärmeabgabe über das Netz möglich.

Vollzugserleichterung für Behörden

Die dargestellten Anwendungsmöglichkeiten bieten in Verbindung mit dem einzurichtenden elektronischen Register für Herkunftsnachweise die Chance, Nachweisprozesse zu digitalisieren und im Falle der Einrichtung von Registerschnittstellen für Behörden administrative Prozesse zu entlasten. Exemplarisch sei auf die Ermächtigung des § 94 GEG hingewiesen, der den Landesregierungen die Möglichkeit eröffnet, durch Rechtsverordnung das Verfahren zur Erfüllungserklärung, die Pflichtangaben in der Erfüllungserklärung und die vorzulegenden Nachweise zu regeln, den Zeitpunkt für die Vorlage der Erfüllungserklärung zu bestimmen und weitere Bestimmungen zum Vollzug der Anforderungen und Pflichten des GEG zu treffen. Auf dieser Grundlage könnten die Länder die Digitalisierung und Vereinfachung der Nachweisprozesse vorantreiben.

6 ANHANG

6.1 Produktbilanzierung grüner Fernwärme: Zusammenfassung des Berechnungsansatzes

Verwendete Symbole und Indizes:

E	Energie allgemein	Q	Thermische Energie
in	Zugeführte Energie	out	Wärmeabgabe
cr	Generischer Index, der für verschiedene Energieträger (energy carrier) steht	pr	Produktion
aux	Hilfsenergie (auxiliary energy)	j	Index des Wärmeprodukts (1 bis m)
i	Index der Anlage (1 bis n)	el	Elektrisch
nw	Netzbetrieb (network)	exp	Exportiert
f_{we}	Gewichtungsfaktor (weight)	cm	Gekoppelt (cogeneration mode)
		T	Thermisch
		ncm	Ungekoppelt

6.1.1 Produktspezifische Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Wärmenetz ohne KWK-Anlagen

Hier verwendete Größen:

$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$E_{aux,cr,i}$	Energie des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$E_{aux,cr,nw}$	Energie des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,in,cr}$	Gewichtungsfaktor des zugeführten Energieträgers cr
$f_{we,aux,cr,i}$	Gewichtungsfaktor des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$f_{we,aux,cr,nw}$	Gewichtungsfaktor des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,out}$	Gewichtungsfaktor des Gesamtsystems
$f_{we,pr,i}$	Gewichtungsfaktor der Anlage i
$f_{we,pr,i,cr}$	Gewichtungsfaktor des zugeführten Energieträgers cr der Anlage i
$f_{we,out,j}$	Gewichtungsfaktor des Produktes j
$L_{cr,i}$	Energieeinsatzfaktor für den in einer Anlage i eingesetzten Energieträger cr
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
$Q_{pr,i,cr}$	Wärmeerzeugung der Anlage i aus Energieträger cr , die an das Netz abgegeben wird
Q_{pr}	Gesamte Wärmeerzeugung des Systems (es gilt: $Q_{pr} = \sum_{i=1}^n Q_{pr,i}$)
$Q_{pr,j}$	Nötige Wärmeerzeugung für Wärmelieferung im Produkt j
$Q_{out,j}$	Wärmelieferung im Produkt j
γ_{nw}	Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb)
δ	Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste)
$X_{i,j}$	Vom Fernwärmeversorger festzulegende Wärmeerzeugungsmengen aus den Anlagen i , die zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen

Gewichtungsfaktoren des Gesamtsystems (optional):

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{we,in,cr}) + \sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr})}{Q_{out}}$$



1) Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

- a) Werden mehrere Energieträger in einer Anlage eingesetzt, so können diese entweder in den anlagenspezifischen Gewichtungsfaktoren berücksichtigt werden:

$$f_{we,pr,i} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i})}{Q_{pr,i}}$$

- b) Oder es werden mehrere, energieträgerspezifische Gewichtungsfaktoren je Anlage berechnet:
Energieeinsatzfaktor $L_{cr,i}$ für den in einer Anlage i eingesetzten Energieträger cr :

$$L_{cr,i} = \frac{E_{in,cr}}{\sum_{cr} E_{in,cr}}$$

Ins Netz eingespeiste Wärmeerzeugung aus einer Anlage i aus dem Energieträger cr :

$$Q_{pr,i,cr} = L_{cr,i} * Q_{pr,i}$$

Anlagenspezifischer Hilfsenergiefaktor γ_i :

$$\gamma_i = \frac{E_{aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

Anlagen- und energieträgerspezifische Gewichtungsfaktoren:

$$\begin{aligned} f_{we,pr,i,cr} &= \frac{E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + \gamma_i * Q_{pr,i,cr} * f_{we,aux,cr,i}}{Q_{pr,i,cr}} \\ &= \frac{E_{in,cr} * f_{we,in,cr}}{Q_{pr,i,cr}} + \gamma_i * f_{we,aux,cr,i} \end{aligned}$$

2) Netzbezogene Hilfsenergie- und Verlustfaktoren (zur anteiligen Zuordnung zu Fernwärmeprodukten):

- a) Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb):

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

- b) Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste):

$$\delta = \frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}}$$

3) Produktspezifische Gewichtungsfaktoren:

- a) Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ die insgesamt nötig ist, um die Wärmelieferung im Produkt j zu decken:

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

- b) Produktspezifische Gewichtungsfaktoren:

$$\begin{aligned} f_{we,out,j} &= \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i} + \gamma_{nw} * Q_{out,j} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out,j}} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw} \end{aligned}$$

4) Kontrollrechnung (optional):

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{we,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

$$= \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{we,out,j}}{Q_{out}}$$

6.1.2 Produktspezifische Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Wärmenetz mit KWK-Anlagen (Stromgutschriftmethode)

Hier verwendete Größen:

$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$E_{el,exp,cm}$	KWK-Strom, der vom System exportiert wird
$E_{aux,cr,i}$	Energie des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$E_{aux,cr,nw}$	Energie des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,in,cr}$	Gewichtungsfaktor des zugeführten Energieträgers cr
$f_{we,el,exp,cm}$	Gewichtungsfaktor des exportierten KWK-Stroms
$f_{we,aux,cr,i}$	Gewichtungsfaktor des für den Betrieb von Anlage i zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr
$f_{we,aux,cr,nw}$	Gewichtungsfaktor des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,out}$	Gewichtungsfaktor des Gesamtsystems
$f_{we,pr,i}$	Gewichtungsfaktor der Anlage i
$f_{we,out,j}$	Gewichtungsfaktor des Produktes j
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
Q_{pr}	Gesamte Wärmeerzeugung des Systems (es gilt: $Q_{pr} = \sum_{i=1}^n Q_{pr,i}$)
$Q_{out,j}$	Wärmelieferung im Produkt j
$Q_{pr,j}$	Nötige Wärmeerzeugung für Wärmelieferung im Produkt j
γ_{nw}	Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb)
δ	Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste)
ε	Stromgutschriftfaktor
$X_{i,j}$	Vom Fernwärmeversorger festzulegende Wärmeerzeugungsmengen aus den Anlagen i , die zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen

Gewichtungsfaktoren des Gesamtsystems (optional):

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr}(E_{in,cr} * f_{we,in,cr}) + \sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr}) - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

1) Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$



2) Netzbezogene Hilfsenergie- und Verlustfaktoren, sowie Stromgutschriftfaktor (zur anteiligen Zuordnung zu Fernwärmeprodukten):

a) Hilfsenergiefaktor (siehe Basisansatz):

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

b) Verlustfaktor (siehe Basisansatz):

$$\delta = \frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}}$$

c) Stromgutschriftfaktor ε :

$$\varepsilon = \frac{E_{el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

3) Produktspezifische Gewichtungsfaktoren

a) Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ die insgesamt nötig ist, um die Wärmelieferung im Produkt j zu decken (siehe Basisansatz):

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \quad \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

b) Produktspezifische Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw} - \varepsilon * f_{we,el,exp,cm}$$

4) Kontrollrechnung (optional):

$$\begin{aligned} f_{we,out} &= \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{we,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw} - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}} \\ &= \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{we,out,j}}{Q_{out}} \end{aligned}$$

6.1.3 Produktspezifische Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Wärmenetz mit KWK-Anlagen (Carnot-Methode)

Hier verwendete Größen:

$T_{a,e,avg}$	durchschnittliche Luftaußentemperatur in Kelvin [K]
$T_{chp,mn}$	mittlere Temperatur aus Vorlauf und Rücklauf der Nutzwärme der KWK-Anlage in Kelvin [K]
$E_{el,pr}$	Erzeugter Strom
$E_{in,cr}$	Energie des zugeführten Energieträgers cr (Brennstoffe)
$E_{in,cr,T,ncm}$	Brennstoff für ungekoppelte Wärme
$E_{el,pr,i}$	Stromerzeugung der KWK-Anlage i
$E_{aux,cr,nw}$	Energie des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,in,cr}$	Gewichtungsfaktor des zugeführten Energieträgers cr
$f_{we,aux,cr,nw}$	Gewichtungsfaktor des für den Netzbetrieb zugeführten Hilfsenergieträgers aux, cr, nw
$f_{we,out}$	Gewichtungsfaktor des Gesamtsystems
$f_{we,pr,i,el}$	Gewichtungsfaktor des Stroms der KWK-Anlage i
$f_{we,pr,i,T}$	Gewichtungsfaktor der Wärme der KWK-Anlage i
$f_{we,out,j}$	Gewichtungsfaktor des Produktes j
Q_{cm}	gekoppelte Wärme
Q_{out}	Gesamte Wärmeabgabe des Systems
$Q_{pr,i}$	Wärmeerzeugung der Anlage i , die an das Netz abgegeben wird
Q_{pr}	Gesamte Wärmeerzeugung des Systems (es gilt: $Q_{pr} = \sum_{i=1}^n Q_{pr,i}$)
$Q_{pr,j}$	Nötige Wärmeerzeugung für Wärmelieferung im Produkt j
$Q_{out,j}$	Wärmelieferung im Produkt j
β_c	Stromverlustkennziffer der Wärmeauskopplung
$E_{ex,Q}$	Exergiegehalt der gekoppelt erzeugten Wärme
α_T	Allokationsfaktor der KWK-Wärme
α_{el}	Allokationsfaktor des Stroms
γ_{nw}	Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb)
δ	Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste)
$X_{i,j}$	Vom Fernwärmeversorger festzulegende Wärmeerzeugungsmengen aus den Anlagen i , die zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen.

1) Berechnung der Hilfsgrößen für die Carnot-Methode:

a) Äquivalente Stromverlustkennziffer der Wärmeauskopplung:

$$\beta_c = 1 - \frac{T_{a,e,avg}}{T_{chp,mn}}$$

b) Exergiegehalt der gekoppelt erzeugten Wärme:

$$E_{ex,Q} = \beta_c * Q_{cm}$$

c) Allokationsfaktor der KWK-Wärme:

$$\alpha_T = \frac{E_{ex,Q}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}}$$



d) Allokationsfaktor des Stroms:

$$\alpha_{el} = \frac{E_{el,pr}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}}$$

$$\alpha_T + \alpha_{el} = 1$$

e) Gewichtungsfaktoren des Stroms der KWK-Anlage: Anders als bei der Stromgutschriftmethode wird Hilfsstrom aus KWK-Anlagen nicht mit dem Verdrängungsstrommix gewichtet, sondern mit $f_{we,pr,i,el}$, der sich wie folgt berechnet:

$$f_{we,pr,i,el} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_{el}}{E_{el,pr,i}} * f_{we,in,cr}$$

f) Gewichtungsfaktoren des Gesamtsystems (optional):

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr}((E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}) * f_{we,in,cr} + \sum_{aux}(E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr})}{Q_{out}}$$

2) Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren (als Gewichtungsfaktoren der Wärme der KWK-Anlage):

$$f_{we,pr,i,T} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}}{Q_{pr,i}} * f_{we,in,cr}$$

3) Netzbezogene Hilfsenergie- und Verlustfaktoren (siehe Basisansatz):

a) Hilfsenergiefaktor (Netzbetrieb):

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

b) Verlustfaktor (Netz- und Speicherverluste):

$$\delta = \frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}}$$

4) Produktspezifische Gewichtungsfaktoren

a) Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ die insgesamt nötig ist, um die Wärmelieferung im Produkt j zu decken (siehe Basisansatz):

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \quad \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

b) Produktspezifische Gewichtungsfaktoren (siehe Basisansatz):

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i,T}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw}$$

Falls Hilfsstrom für den Netzbetrieb aus der KWK-Anlage bezogen wird, gilt: $f_{we,aux,cr,nw} = f_{we,pr,i,el}$

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i,T}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,pr,i,el}$$

5) Kontrollrechnung (optional):

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{we,pr,i,T} + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}}$$

$$= \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{we,out,j}}{Q_{out}}$$

6.1.4 Produktspezifische Erneuerbare-Energien- und Abwärme-Anteile

Hier verwendete Größen und Indizes:

DA_{nw}	Deckungsanteil an erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbaren Abwärmequellen im Wärmenetz (network, nw)
k	Index für erneuerbare Energie- oder unvermeidbare Abwärmequellen im Wärmenetz (1 bis s)
DA_j	Deckungsanteil an erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbaren Abwärmequellen im Produkt j
Q_k	ins Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge aus k
$Q_{k,j}$	ins Wärmenetz eingespeiste und dem Produkt j zugeordnete Wärmemenge aus k
Q_{pr}	Gesamte Wärmeerzeugung des Systems (es gilt: $Q_{pr} = \sum_{i=1}^n Q_{pr,i}$)
$Q_{pr,j}$	Wärmeerzeugung, die unter Berücksichtigung von Transportverlusten notwendig ist, um die produktspezifische Wärmelieferung $Q_{out,j}$ abzudecken (es gilt: $Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta)$)

1) Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an einem Wärmenetz:

$$DA_{nw} = \frac{\sum_{k=1}^s Q_k}{Q_{pr}}$$

2) Deckungsanteil von EE und Abwärme an der Wärmelieferung in einem bestimmten Wärmeprodukt j :

$$DA_j = \frac{\sum_{k=1}^s Q_{k,j}}{Q_{pr,j}}$$



6.2 Mathematischer Beweis der Kontrollrechnungen

Der Beweis wird für den Basisansatz, ohne KWK-Anlage, geführt. Beweise für Kontrollrechnungen mit KWK-Anlagen laufen analog ab.

$$\begin{aligned}
 & \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * f_{we,out,j}}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{j=1}^m Q_{out,j} * \left(\frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw} \right)}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{j=1}^m (\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i} + Q_{out,j} * \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw})}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i} + Q_{out} * \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^m X_{i,j}) * f_{we,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * f_{we,pr,i} + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pr,i} * \frac{\sum_{cr} (E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i})}{Q_{pr,i}} + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{cr} (E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i}) + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw}}{Q_{out}} \\
 &= \frac{\sum_{cr} (E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr})}{Q_{out}} = f_{we,out}
 \end{aligned}$$

Rechenschritte:

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw}$$

Ausmultiplizieren

$$\gamma_{nw} = \frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}}; \quad Q_{out} = \sum_{j=1}^m Q_{out,j}$$

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m$$

$$Q_{pr,i} = \sum_{j=1}^m X_{i,j}$$

$$f_{we,pr,i} = \frac{\sum_{cr} (E_{in,cr} * f_{we,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i})}{Q_{pr,i}}$$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^n E_{aux,cr,i} * f_{we,aux,cr,i} \\
 & \quad + E_{aux,cr,nw} * f_{we,aux,cr,nw} \\
 & = E_{aux,cr} * f_{we,aux,cr}
 \end{aligned}$$

6.3 Ergänzende Anwendungsbeispiele

Neben den in Kapitel 4.3.6 verwendeten Beispielen (Modellnetz 1 und 2) wird im Folgenden die Anwendung der Produktbilanzierungsmethodik an zwei weiteren Modellnetzen demonstriert. Modellnetz 3 ist ein mittleres Netz mit einer Gas-KWK-Anlage, die sowohl Biomethan als auch Erdgas einsetzt (mit bilanziellem Bezug über das Gasnetz), sowie einer Geothermieanlage. Modellnetz 4 ist als großes Netz mit einer Abfallverbrennungs-KWK-Anlage, einem Erdgaskessel und einer Großwärmepumpe konzipiert. Dabei werden sowohl die Ergebnisse der Stromgutschriftmethode als auch der Carnot-Methode dargestellt.

Bei Anwendung der Stromgutschriftmethode wird nur die in 4.3.2 empfohlene Variante 2 betrachtet, bei der die Stromgutschrift anteilig auf alle vermarkteten Wärmeprodukte verteilt wird. Als Ergebnisse für Qualitätskennzahlen werden neben dem EE- und Abwärme-Anteil der Primärenergiefaktor (f_P), der Kohlendioxid-Emissionsfaktor (f_{CO_2} ; Basis: direkte Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger) sowie der Emissionsfaktor Treibhausgase (f_{THG} ; Basis: direkte Emissionen und Vorketten-Emissionen) ausgewiesen. Der Kohlendioxid-Emissionsfaktor für direkte Emissionen wird nur bei Verwendung der Carnot-Methode berechnet, da für den KWK-Verdrängungsstrommix nach AGFW FW 309 Teil 6 kein entsprechender Faktor zur Verfügung steht.

Die Definition der Modellnetze 1-4 und ihrer Eingangsgrößen baut auf verschiedenen Quellen auf: Engemann et al. 2021 (für Typisierung); Thamling et al. 2020 (für Wärmeabsatz); AGFW 2021b (für Netzverluste); Statista 2022 (für Temperatur); Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme 2018 (für Hilfsstrom); KEA-BW 2022 (für elektrische Wirkungsgrade und Wärmeausbeute); sowie Flamme et al. 2018 (für elektrische Wirkungsgrade und Wärmeausbeute der thermischen Abfallverwertung).

6.3.1 Beispielnetz 3: Mittleres Netz mit KWK

Die Gas-KWK-Anlage wird bilanziell als zwei Teilanlagen behandelt, für die zwei separate anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren berechnet werden (für den Einsatzstoff Biomethan bzw. Erdgas; für Optionen zur Behandlung von Anlagen mit mehreren zugeführten Energieträgern vgl. 4.3.1.1).

Tabelle 8: Eingangsdaten Modellnetz 3

Anlagen	Brennstoff-/Stromeinsatz E_{in}		Wärmeerzeugung Q
	Art	Menge [MWh/a]	Menge [MWh/a]
Anlage 1 (Hauptanlage): Biogas-KWK	Biomethan (Netzbezug)	72.413,8	31.500,0
Anlage 2: Erdgas-KWK (in Kombination mit Anlage 1 als Multi-Brennstoff-Anlage)	Erdgas	72.413,8	31.500,0
Anlage 3: Geothermie	Geothermie	n.a.	7.000,0
	Hilfsstromeinsatz	350,0	
Netzbetrieb	Hilfsstromeinsatz	700,0	
Erzeugte Wärmemenge gesamt			70.000,0
Transportverluste			7.000,0
Gelieferte Wärmemenge			63.000,0
Exportierte KWK-Strommenge (Anlage 1 und 2) [MWh/a]		63.687,9	
Produzierte KWK-Strommenge (Anlage 1 und 2) [MWh/a]		64.387,9	

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 9: Gewichtungsfaktoren Modellnetz 3

Art	f_p [-]	f_{CO_2} [kg/MWh]	f_{THG} [kg/MWh]
Strom (Netzbezug)*	1,8	408,0	560,0
Biomethan in KWK (Netzbezug)	0,5	0,0	140,0
Erdgas	1,1	201,6	240,0
Geothermie	0,0	0,0	0,0
Verdrängungsstrommix für KWK**	2,8	-	860,0

Anm.: * Angenommen wird, dass der Hilfsstromeinsatz für die Geothermieanlage aus dem Netz gedeckt wird.

** Angenommen wird, dass der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb aus KWK-Strom gedeckt wird.

Quelle: AGFW FW 309 Teil 1 (f_p); AGFW FW 309 Teil 6 (f_{CO_2} und f_{THG}); Umweltbundesamt 2021 (f_{CO_2} für Strom, Vorläufige Angaben für 2019).

6.3.1.1 Netzbezogene Qualitätskennzahlen (Stromgutschriftmethode)

Anteil von EE und unvermeidbarer Abwärme an der gesamten Wärmeversorgung:

Relevant sind Anlage 1 und 3 (Biogas-KWK und Geothermie):

$$DA_{nw} = \frac{\sum_{k=1}^s Q_k}{Q_{pr}} = \frac{31.500 \text{ MWh} + 7.000 \text{ MWh}}{63.000 \text{ MWh}} = 0,55 = 55 \%$$

Gewichtungsfaktoren für das gesamte Wärmeversorgungssystem nach AGFW FW 309 Teil 1:

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr} E_{in,cr} * f_{we,in,cr} - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

$$= \frac{E_{in,Biom} * f_{we,in,Biom} + E_{in,Erdgas} * f_{we,in,Erdgas} + E_{in,GT} * f_{we,in,GT} + E_{aux,Strom,GT} * f_{we,aux,Strom,GT} + E_{aux,Strom,nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

Die Geothermieanlage (Anlage 3) bezieht Netzstrom als Hilfsenergieinput. Der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb wird aus KWK-Strom gedeckt:

$$f_{p,out} = \frac{72.413,8 \text{ MWh} * 0,5 + 72.413,8 \text{ MWh} * 1,1 + 350 \text{ MWh} * 1,8 + 700 \text{ MWh} * 2,8 - 63.687,9 \text{ MWh} * 2,8}{63.000 \text{ MWh}}$$

$$= \frac{118.452,07 \text{ MWh} - 178.326,21 \text{ MWh}}{63.000 \text{ MWh}} = \frac{-59.874,14 \text{ MWh}}{63.000 \text{ MWh}} = -0,95$$

$$f_{THG,out} = -419,94 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

6.3.1.2 Produktbilanzierte Qualitätskennzahlen (Stromgutschriftmethode)

Schritt 1: Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren

$$f_{we,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{p,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{p,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

Anlage 1: Biogas-KWK

$$f_{we,pr,1} = \frac{E_{in,Biomethan} * f_{we,in,Biomethan}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{p,pr,1} = \frac{72.413,8 \text{ MWh} * 0,5}{31.500 \text{ MWh}} = 1,15$$

$$f_{THG,pr,1} = 321,84 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$



Anlage 2: Erdgas-KWK

$$f_{we,pr,2} = \frac{E_{in,Erdgas} * f_{we,in,Erdgas}}{Q_{pr,2}}$$

$$f_{P,pr,2} = \frac{72.413,8 \text{ MWh} * 1,1}{31.500 \text{ MWh}} = 2,53$$

$$f_{THG,pr,2} = 551,72 \frac{kg}{MWh}$$

Anlage 3: Geothermie

$$f_{we,pr,3} = \frac{E_{in,Geothermie} * f_{we,Geothermie} + E_{aux,Strom,Geothermie} * f_{we,aux,Strom,Geothermie}}{Q_{pr,3}}$$

$$f_{P,pr,3} = \frac{0 + 350 \text{ MWh} * 1,8}{7.000 \text{ MWh}} = 0,09$$

$$f_{CO2,pr,3} = 20,4 \frac{kg}{MWh}$$

$$f_{THG,pr,3} = 28,0 \frac{kg}{MWh}$$

Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

Allokationsfaktoren	Formel	Ergebnis
Hilfsenergiefaktor γ	$\frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}} = \frac{700 \text{ MWh}}{63.000 \text{ MWh}}$	0,01
Verlustfaktor δ	$\frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}} = \frac{7.000 \text{ MWh}}{63.000 \text{ MWh}}$	0,11
Stromgutschriftfaktor ε	$\frac{E_{el,exp,cm}}{Q_{out}} = \frac{63.687,9 \text{ MWh}}{63.000 \text{ MWh}}$	1,01

Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF

Bestimmung, welche Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen sollen:

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

	Produkt 1: Grüne Fernwärme (GFW)	Produkt 2: Grüne Fernwärme Geothermie (GTH)	Produkt 3: Basisprodukt (BASIS)
Gelieferte Wärmemenge $Q_{out,j}$ [MWh/a]	25.000,00	5.000,00	33.000,00
Erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ [MWh/a]	27.777,78	5.555,56	36.666,67
Deckungsbeiträge $X_{i,j}$ [MWh/a]			
Anlage 1: Biogas-KWK	26.333,33	0,00	5.166,67
Anlage 2: Erdgas-KWK	0,00	0,00	31.500,00
Anlage 3: Geothermie	1.444,44	5.555,56	0,00



Deckungsanteil von EE und Abwärme an der Wärmelieferung:

$$DA_j = \frac{\sum_{k=1}^s Q_{k,j}}{Q_{pr,j}}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$DA_{GFW} = \frac{26.333,33 \text{ MWh} + 1.444,44 \text{ MWh}}{27.777,78 \text{ MWh}} = 1 = 100 \%$$

Produkt Grüne Fernwärme Geothermie:

$$DA_{GTH} = \frac{5.555,56 \text{ MWh}}{5.555,56 \text{ MWh}} = 1 = 100 \%$$

Basisprodukt:

$$DA_{BASIS} = \frac{5.166,67 \text{ MWh}}{36.666,67 \text{ MWh}} = 0,14 = 14 \%$$

Berechnung produktspezifischer Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

Der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb wird aus KWK-Strom gedeckt.

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{we,out,GFW} = \frac{X_{1,GFW} * f_{we,pr,1} + X_{3,GFW} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$
$$f_{P,out,GFW} = \frac{26.333,33 \text{ MWh} * 1,15 + 1.444,44 \text{ MWh} * 0,09}{25.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 1,01 * 2,8 = -1,58$$
$$f_{THG,out,GFW} = -519,21 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Produkt Grüne Fernwärme Geothermie:

$$f_{we,out,GTH} = \frac{X_{3,GTH} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GTH}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$
$$f_{P,out,GTH} = \frac{5.555,56 \text{ MWh} * 0,09}{5.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 1,01 * 2,8 = -2,70$$
$$f_{THG,out,GTH} = -828,72 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Basisprodukt:

$$f_{we,out,BASIS} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{we,pr,1} + X_{2,BASIS} * f_{we,pr,2}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$
$$f_{P,out,BASIS} = \frac{5.166,67 \text{ MWh} * 1,15 + 31.500 \text{ MWh} * 2,53}{33.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 1,01 * 2,8 = -0,21$$
$$f_{THG,out,BASIS} = -282,8 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

6.3.1.3 Netzbezogene Qualitätskennzahlen (Carnot-Methode)

Hilfsgrößen		
Äquivalente Stromverlustkennziffer der Wärmeauskopplung β_C	$1 - \frac{T_{a,e,avg}}{T_{chp,mn}} = 1 - \frac{283,1 K}{348,15 K}$	0,19
Exergiegehalt der gekoppelt erzeugten Wärme $E_{ex,Q}$	$\beta_C * Q_{cm} = 0,19 * 63.000 MWh$	11.769,41 MWh
Allokationsfaktor der KWK-Wärme α_T	$\frac{E_{ex,Q}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}} = \frac{11.769,41 MWh}{64.387,9 MWh + 11.769,41 MWh}$	0,15
Allokationsfaktor des Stroms α_{el}	$\frac{E_{el,pr}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}} = \frac{64.387,9 MWh}{64.387,9 MWh + 11.769,41 MWh}$	0,85
Gewichtungsfaktoren des Stroms der KWK-Anlagen $f_{we,el}$	$\frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_{el}}{E_{el,pr}} * f_{we,in,cr}$	
$f_{P,el}$	$\frac{2 * 72.413,8 MWh * 0,85}{64.387,9 MWh} * \frac{(0,5 + 1,1)}{2}$	1,52
$f_{CO2,el}$	$\frac{2 * 72.413,8 MWh * 0,85}{64.387,9 MWh} * \frac{(0 + 201,6 kg/MWh)}{2}$	191,69 kg/MWh
$f_{THG,el}$	$\frac{2 * 72.413,8 MWh * 0,85}{64.387,9 MWh} * \frac{(140 + 240 kg/MWh)}{2}$	361,32 kg/MWh

Anm.: Da beide KWK-Anlagen denselben Brennstoffeinsatz haben, wird angenommen, dass der produzierte Strom zu gleichen Teilen aus beiden Anlagen stammt.

Gewichtungsfaktoren für das gesamte Wärmeversorgungssystem:

Der Hilfsstrom Einsatz für den Netzbetrieb wird aus KWK-Strom gedeckt; Hilfsstrom für die Geothermieanlage wird aus dem Netz bezogen.

$$f_{we,out} = \frac{E_{in,Biom} * \alpha_T * f_{we,in,Biom} + E_{in,Erdgas} * \alpha_T * f_{we,in,Erdgas} + E_{in,GT} * f_{we,GT} + E_{aux,Strom,GT} * f_{we,aux,Strom,GT} + E_{aux,Strom,nw} * f_{we,el}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{72.413,8 MWh * 0,15 * 0,5 + 72.413,8 MWh * 0,15 * 1,1 + 350 MWh * 1,8 + 700 MWh * 1,52}{63.000 MWh} = 0,31$$

$$f_{CO2,out} = 40,21 \frac{kg}{MWh}$$

$$f_{THG,out} = 74,63 \frac{kg}{MWh}$$

6.3.1.4 Produktbilanzierte Qualitätskennzahlen (Carnot-Methode)

Schritt 1: Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren

$$f_{we,pr,i,T} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}}{Q_{pr,i}} * f_{we,in,cr}$$

Anlage 1: Biogas-KWK

$$f_{we,pr,1} = \frac{E_{in,Biomethan} * \alpha_T * f_{we,in,Biomethan}}{Q_{pr,1}}$$



$$f_{p,pr,1} = \frac{72.413,8 \text{ MWh} * 0,15 * 0,5}{31.500 \text{ MWh}} = 0,18$$

$$f_{CO_2,pr,1} = 0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,pr,1} = 49,74 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Anlage 2: Erdgas-KWK

$$f_{we,pr,2} = \frac{E_{in,Erdgas} * \alpha_T * f_{we,in,Erdgas}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{p,pr,2} = \frac{72.413,8 \text{ MWh} * 0,15 * 1,1}{31.500 \text{ MWh}} = 0,39$$

$$f_{CO_2,pr,2} = 71,62 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,pr,2} = 85,26 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Anlage 3: Geothermie; Berechnungsweg und Ergebnisse identisch zur Stromgutschriftmethode.

Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

(identisch zur Stromgutschriftmethode)

Allokationsfaktoren	Ergebnis
Hilfsenergiefaktor γ	0,01
Verlustfaktor δ	0,11

Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF

Bestimmung, welche Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen sollen:

	Produkt 1: Grüne Fernwärme (GFW)	Produkt 2: Grüne Fernwärme Geothermie (GTH)	Produkt 3: Basisprodukt (BASIS)
Gelieferte Wärmemenge $Q_{out,j}$ [MWh/a]	25.000,00	5.000,00	33.000,00
Erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ [MWh/a]	27.777,78	5.555,56	36.666,67
Deckungsbeiträge $X_{i,j}$ [MWh/a]			
Anlage 1: Biogas-KWK	26.333,33	0,00	5.166,67
Anlage 2: Erdgas-KWK	0,00	0,00	31.500,00
Anlage 3: Geothermie	1.444,44	5.555,56	0,00

Berechnung produktspezifischer Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw}$$



Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{we,out,GFW} = \frac{X_{1,GFW} * f_{we,pr,1} + X_{3,GFW} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{we,el}$$

$$f_{P,out,GFW} = \frac{26.333,33 \text{ MWh} * 0,18 + 1.444,44 \text{ MWh} * 0,09}{25.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,52 = 0,21$$

$$f_{CO2,out,GFW} = 3,31 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,out,GFW} = 58,02 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Produkt Grüne Fernwärme Geothermie:

$$f_{we,out,GTH} = \frac{X_{3,GTH} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GTH}} + \gamma_{nw} * f_{we,el}$$

$$f_{P,out,GTH} = \frac{5.555,56 \text{ MWh} * 0,09}{5.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,52 = 0,12$$

$$f_{CO2,out,GTH} = 24,80 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,out,GTH} = 35,13 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Basisprodukt:

$$f_{we,out,BASIS} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{we,pr,1} + X_{2,BASIS} * f_{we,pr,2}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{we,el}$$

$$f_{P,out,BASIS} = \frac{5.166,67 \text{ MWh} * 0,18 + 31.500 \text{ MWh} * 0,39}{33.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 1,52 = 0,42$$

$$f_{CO2,out,BASIS} = 70,5 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,out,BASIS} = 93,19 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Tabelle 10: Ergebnisvergleich der Carnot-Methode und Stromgutschriftmethode für Modellnetz 3

Qualitätskennzahl nach Methodik	Gesamtnetz	Grünes Fernwärmeprodukt	Geothermieprodukt	Basisprodukt
EE-/Abwärme-Anteil <i>DA</i>	55%	100%	100%	14%
$f_{P,out}$ nach Stromgutschriftmethode	-0,95	-1,58	-2,7	-0,21
$f_{THG,out}$ nach Stromgutschriftmethode $\left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}\right)$	-419,94	-519,21	-828,72	-282,8
$f_{P,out}$ mit Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG*	0,25	0,2	0,2	0,29
$f_{P,out}$ nach Carnot-Methode	0,31	0,21	0,12	0,42
$f_{CO2,out}$ nach Carnot-Methode $\left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}\right)$	40,21	3,31	24,8	70,5
$f_{THG,out}$ nach Carnot-Methode $\left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}\right)$	74,63	58,02	35,13	93,19

Anm.: $f_{P,out}$ mit Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG wird berechnet als $f_{P,out,gekapp} = 0,3 - 0,001 * DA$
 Negative Emissionsfaktoren werden nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4 auf null gesetzt.

6.3.2 Modellnetz 4: Großes Netz mit Abfall-KWK

In diesem Beispiel stellt die Anlage zur thermischen Abfallbehandlung eine Multi-Brennstoff-Anlage dar, mit erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Abfallfraktionen (annahmegemäß je 50 %). Da Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung nach AGFW FW 309 Teil 1 und 6 unabhängig von der EE-Eigenschaft der Abfallfraktion mit eigenen Gewichtungsfaktoren bewertet wird, wird anders als im Modellnetz 3 ein gemeinsamer anlagenspezifischer PEF für beide Brennstoffe berechnet (vgl. Kap. 4.3.1.1).

Tabelle 11: Eingangsdaten Modellnetz 4

Anlagen	Brennstoff-/Stromeinsatz E_{in}		Wärmeerzeugung Q
	Art	Menge [MWh/a]	Menge [MWh/a]
Anlage 1 (Hauptanlage): Thermische Abfallbehandlung (KWK)	Siedlungsabfall (erneuerbarer Anteil)	308.483,3	240.000,0
	Siedlungsabfall (nicht-erneuerbarer Anteil)	308.483,3	
Anlage 2: Erdgas-Kessel	Erdgas	88.888,9	80.000,0
Anlage 3: Großwärmepumpe	EE-Strom	26.666,7	80.000,0
	Umweltwärme	n.a.	
Netzbetrieb	Hilfsstromeinsatz	4.000,0	
Erzeugte Wärmemenge gesamt			400.000,0
Transportverluste			48.000,0
Gelieferte Wärmemenge			352.000,0
Exportierte KWK-Strommenge (Anlage 1) [MWh/a]		85.460,2	
Produzierte KWK-Strommenge (Anlage 1) [MWh/a]		89.460,2	

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 12: Gewichtungsfaktoren Modellnetz 4

Art	f_P [-]	f_{CO_2} [kg/MWh]	f_{THG} [kg/MWh]
EE-Strom (unmittelbar aus Photovoltaik, Wasser- oder Windkraft)	0,0	0,0	0,0
Umweltwärme	0,0	0,0	0,0
Erdgas	1,1	201,6	240,0
Abwärme aus Thermischer Abfallbehandlung	0,1	17,0	20,0
Verdrängungsstrommix für KWK*	2,8		860,0

Anm.: * angenommen wird, dass der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb aus KWK-Strom gedeckt wird.

Quelle: AGFW FW 309 Teil 1 (f_P); AGFW FW 309 Teil 6 (f_{CO_2} und f_{THG}).

6.3.2.1 Netzbezogene Qualitätskennzahlen (Stromgutschriftmethode)

Anteil von EE und unvermeidbarer Abwärme an der gesamten Wärmeversorgung:

Anlage 1 und 3 (erneuerbarer Abfallanteil und Großwärmepumpe):

$$DA_{nw} = \frac{\sum_{k=1}^s Q_k}{Q_{pr}} = \frac{0,5 * 240.000 \text{ MWh} + 80.000 \text{ MWh}}{400.000 \text{ MWh}} = 0,5 = 50 \%$$

Gewichtungsfaktoren für das gesamte Wärmeversorgungssystem nach AGFW FW 309 Teil 1:

$$f_{we,out} = \frac{\sum_{cr} E_{in,cr} * f_{we,in,cr} - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

$$= \frac{E_{in,Abfall} * f_{we,in,Abfall} + E_{in,Erdgas} * f_{we,in,Erdgas} + E_{in,GWP} * f_{we,in,GWP} + E_{in,EEStrom,GWP} * f_{we,in,EEStrom,GWP} + E_{aux,Strom,nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - E_{el,exp,cm} * f_{we,el,exp,cm}}{Q_{out}}$$

Anlage 3 bezieht EE-Strom als Energieinput, mit Gewichtungsfaktoren von null. Der PEF für Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung beträgt 0,1 (einheitlich für die erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Abfallfraktionen). Der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb wird aus KWK-Strom gedeckt:

$$f_{p,out} = \frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,1 + 88.888,9 \text{ MWh} * 1,1 + 0 + 26.666,7 \text{ MWh} * 0 + 4.000 \text{ MWh} * 2,8 - 85.460,2 \text{ MWh} * 2,8}{352.000 \text{ MWh}}$$

$$= \frac{170.674,44 \text{ MWh} - 239.288,43 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}} = \frac{-68.614,00 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}} = -0,19$$

$$f_{THG,out} = -103,36 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

6.3.2.2 Produktbilanzierte Qualitätskennzahlen (Stromgutschriftmethode)

Schritt 1: Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren

$$f_{we,pr,i} = \frac{E_{in,cr} * f_{p,in,cr} + E_{aux,cr,i} * f_{p,aux,cr,i}}{Q_{pr,i}}$$

Anlage 1: Abfall-KWK

$$f_{we,pr,1} = \frac{E_{in,Abfall} * f_{we,in,Abfall}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{p,pr,1} = \frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,1}{240.000 \text{ MWh}} = 0,26$$

$$f_{THG,pr,1} = 51,41 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Anlage 2: Erdgas-Kessel

$$f_{we,pr,2} = \frac{E_{in,Erdgas} * f_{we,in,Erdgas}}{Q_{pr,2}}$$

$$f_{p,pr,2} = \frac{88.888,9 \text{ MWh} * 1,1}{80.000 \text{ MWh}} = 1,22$$

$$f_{CO2,pr,2} = 224 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,pr,2} = 266,67 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Anlage 3: Großwärmepumpe

$$f_{we,pr,3} = \frac{E_{in,Großwärmepumpe} * f_{we,Großwärmepumpe} + E_{in,EEStrom,Großwärmepumpe} * f_{we,EEStrom,Großwärmepumpe}}{Q_{pr,3}}$$

$$f_{p,pr,3} = \frac{26.666,7 \text{ MWh} * 0}{80.000 \text{ MWh}} = 0$$

$$f_{CO2,pr,3} = 0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}} ; f_{THG,pr,3} = 0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

Allokationsfaktoren	Formel	Ergebnis
Hilfsenergiefaktor γ	$\frac{E_{aux,cr,nw}}{Q_{out}} = \frac{4.000 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}}$	0,01
Verlustfaktor δ	$\frac{Q_{pr} - Q_{out}}{Q_{out}} = \frac{48.000 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}}$	0,14
Stromgutschriftfaktor ε	$\frac{E_{el,exp,cm}}{Q_{out}} = \frac{85.460,2 \text{ MWh}}{352.000 \text{ MWh}}$	0,24

Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF

Bestimmung, welche Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen sollen:

$$Q_{pr,j} = Q_{out,j} * (1 + \delta) = \sum_{i=1}^n X_{i,j}; \quad \sum_{j=1}^m X_{i,j} \leq Q_{pr,i}$$

	Produkt 1: Grüne Fernwärme (GFW)	Produkt 2: Basisprodukt (BASIS)
Gelieferte Wärmemenge $Q_{out,j}$ [MWh/a]	100.000,00	252.000,00
Erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ [MWh/a]	113.636,36	286.363,64
Deckungsbeiträge $X_{i,j}$ [MWh/a]		
Anlage 1: Abfallverbrennung (KWK, erneuerbar)	33.636,36	86.363,64
Anlage 1: Abfallverbrennung (KWK, nicht erneuerbar)		120.000,00
Anlage 2: Erdgas-Kessel	0,00	80.000,00
Anlage 3: Großwärmepumpe	80.000,00	0,00

Deckungsanteil von EE und Abwärme an der Wärmelieferung:

$$DA_j = \frac{\sum_{k=1}^s Q_{k,j}}{Q_{pr,j}}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

Es wird angenommen, dass der gesamte hier eingesetzte Abfall erneuerbar ist.

$$DA_{GFW} = \frac{33.636,36 \text{ MWh} + 80.000 \text{ MWh}}{113.636,36 \text{ MWh}} = 1 = 100 \%$$

Basisprodukt:

Es wird angenommen, dass hier der gesamte nicht-erneuerbare Abfall zum Einsatz kommt. Nur der nicht in Produkt 1 eingesetzte erneuerbare Abfall zählt in diesen Deckungsanteil.

$$DA_{BASIS} = \frac{120.000 \text{ MWh} + 86.363,64 \text{ MWh}}{286.363,64 \text{ MWh}} = 0,3 = 30 \%$$

Berechnung produktspezifischer Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

Der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb wird aus KWK-Strom gedeckt.

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{we,out,GFW} = \frac{X_{1,GFW} * f_{we,pr,1} + X_{3,GFW} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

$$f_{P,out,GFW} = \frac{33.636,36 \text{ MWh} * 0,26 + 80.000 \text{ MWh} * 0}{100.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 0,24 * 2,8 = -0,56$$

$$f_{THG,out,GFW} = -181,73 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Basisprodukt:

$$f_{we,out,BASIS} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{we,pr,1} + X_{2,BASIS} * f_{we,pr,2}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,Strom,nw} - \varepsilon * f_{P,el,exp,cm}$$

$$f_{P,out,BASIS} = \frac{206.363,64 \text{ MWh} * 0,26 + 80.000 \text{ MWh} * 1,22}{252.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 2,8 - 0,24 * 2,8 = -0,05$$

$$f_{THG,out,BASIS} = -72,26 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

6.3.2.3 Netzbezogene Qualitätskennzahlen (Carnot-Methode)

Hilfsgrößen		
Äquivalente Stromverlustkennziffer der Wärmeauskopplung β_C	$1 - \frac{T_{a,e,avg}}{T_{chp,mn}} = 1 - \frac{283,1 \text{ K}}{348,15 \text{ K}}$	0,19
Exergiegehalt der gekoppelt erzeugten Wärme $E_{ex,Q}$	$\beta_C * Q_{cm} = 0,19 * 240.000 \text{ MWh}$	44.835,85 MWh
Allokationsfaktor der KWK-Wärme α_T	$\frac{E_{ex,Q}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}} = \frac{44.835,85 \text{ MWh}}{89.460,2 \text{ MWh} + 44.835,85 \text{ MWh}}$	0,33
Allokationsfaktor des Stroms α_{el}	$\frac{E_{el,pr}}{E_{el,pr} + E_{ex,Q}} = \frac{89.460,2 \text{ MWh}}{89.460,2 \text{ MWh} + 44.835,85 \text{ MWh}}$	0,67
Gewichtungsfaktoren des Stroms der KWK-Anlage $f_{we,el}$	$\frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_{el}}{E_{el,pr}} * f_{we,in,cr}$	
$f_{P,el}$	$\frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,67}{89.460,2 \text{ MWh}} * 0,1$	0,46
$f_{CO_2,el}$	$\frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,67}{89.460,2 \text{ MWh}} * 17 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	78,10 kg/MWh
$f_{THG,el}$	$\frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,67}{89.460,2 \text{ MWh}} * 20 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	91,88 kg/MWh

Gewichtungsfaktoren für das gesamte Wärmeversorgungssystem nach AGFW FW 309 Teil 6:

Anlage 3 bezieht EE-Strom als Energieinput, die Gewichtungsfaktoren für erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Abfall sind gleich null. Der Hilfsstromeinsatz für den Netzbetrieb wird aus KWK-Strom gedeckt:

$$f_{we,out} = \frac{E_{in,Abfall} * \alpha_T * f_{we,in,Abfall} + E_{in,Erdgas} * \alpha_T * f_{we,in,Erdgas} + E_{in,GWP} * f_{we,GWP} + E_{in,EEStrom,GWP} * f_{we,in,EEStrom,GWP} + E_{aux,Strom,nw} * f_{we,el}}{Q_{out}}$$

$$f_{P,out} = \frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,33 * 0,1 + 88.888,9 \text{ MWh} * 1,1 + 0 + 26.666,7 \text{ MWh} * 0 + 4.000 \text{ MWh} * 0,46}{352.000 \text{ MWh}} = 0,34$$

$$f_{CO_2,out} = 61,74 \frac{kg}{MWh}$$

$$f_{THG,out} = 73,35 \frac{kg}{MWh}$$

6.3.2.4 Produktbilanzierte Qualitätskennzahlen (Carnot-Methode)

Schritt 1: Anlagenspezifische Gewichtungsfaktoren

$$f_{we,pr,i,T} = \frac{(E_{in,cr} - E_{in,cr,T,ncm}) * \alpha_T + E_{in,cr,T,ncm}}{Q_{pr,i}} * f_{we,in,cr}$$

Anlage 1: Abfall-KWK

$$f_{we,pr,1} = \frac{E_{in,Abfall} * \alpha_T * f_{we,in,Abfall}}{Q_{pr,1}}$$

$$f_{P,pr,1} = \frac{2 * 308.483,3 \text{ MWh} * 0,33 * 0,1}{240.000 \text{ MWh}} = 0,09$$

$$f_{CO_2,pr,1} = 14,59 \frac{kg}{MWh}$$

$$f_{THG,pr,1} = 17,16 \frac{kg}{MWh}$$

Anlage 2 und 3: Erdgas-Kessel und Großwärmepumpe; Berechnung und Ergebnisse sind identisch zur Stromgutschriftmethode.

Schritt 2: Berechnung von netzbezogenen Hilfsenergie- und Verlustfaktoren

(Berechnung identisch zur Stromgutschriftmethode)

Allokationsfaktoren	Ergebnis
Hilfsenergiefaktor γ	0,01
Verlustfaktor δ	0,14

Schritt 3: Berechnung produktspezifischer PEF

Bestimmung, welche Wärmeerzeugungsmengen $X_{i,j}$ aus den Anlagen i zur Deckung der Wärmelieferung im Produkt j zum Einsatz kommen sollen:

	Produkt 1: Grüne Fernwärme (GFW)	Produkt 2: Basisprodukt (BASIS)
Gelieferte Wärmemenge $Q_{out,j}$ [MWh/a]	100.000,00	252.000,00
Erforderliche Wärmeerzeugung $Q_{pr,j}$ [MWh/a]	113.636,36	286.363,64
Deckungsbeiträge $X_{i,j}$ [MWh/a]		
Anlage 1: Abfallverbrennung (KWK, erneuerbar)	33.636,36	86.363,64
Anlage 1: Abfallverbrennung (KWK, nicht erneuerbar)		120.000,00
Anlage 2: Erdgas-Kessel	0,00	80.000,00
Anlage 3: Großwärmepumpe	80.000,00	0,00

Berechnung produktspezifischer Gewichtungsfaktoren:

$$f_{we,out,j} = \frac{\sum_{i=1}^n X_{i,j} * f_{we,pr,i}}{Q_{out,j}} + \gamma_{nw} * f_{we,aux,cr,nw}$$

Produkt Grüne Fernwärme:

$$f_{we,out,GFW} = \frac{X_{1,GFW} * f_{we,pr,1} + X_{3,GFW} * f_{we,pr,3}}{Q_{out,GFW}} + \gamma_{nw} * f_{we,el}$$

$$f_{P,out,GFW} = \frac{33.636,36 \text{ MWh} * 0,09 + 80.000 \text{ MWh} * 0}{100.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 0,46 = 0,03$$

$$f_{CO2,out,GFW} = 5,80 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,out,GFW} = 6,82 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Basisprodukt:

$$f_{we,out,BASIS} = \frac{X_{1,BASIS} * f_{we,pr,1} + X_{2,BASIS} * f_{we,pr,2}}{Q_{out,BASIS}} + \gamma_{nw} * f_{we,el}$$

$$f_{P,out,BASIS} = \frac{206.363,64 \text{ MWh} * 0,09 + 80.000 \text{ MWh} * 1,22}{252.000 \text{ MWh}} + 0,01 * 0,46 = 0,46$$

$$f_{CO2,out,BASIS} = 83,95 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

$$f_{THG,out,BASIS} = 99,76 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$$

Tabelle 13: Ergebnisvergleich der Carnot-Methode und Stromgutschriftmethode für Modellnetz 4

Qualitätskennzahl nach Methodik	Gesamtnetz	Grünes Fernwärmeprodukt	Basisprodukt
EE-/Abwärme-Anteil DA	50 %	100 %	30 %
$f_{P,out}$ nach Stromgutschriftmethode	-0,19	-0,56	-0,05
$f_{THG,out}$ nach Stromgutschriftmethode ($\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$)	-103,36	-181,73	-72,26
$f_{P,out}$ mit Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG	0,25	0,2	0,27
$f_{P,out}$ nach Carnot-Methode	0,34	0,03	0,46
$f_{CO2,out}$ nach Carnot-Methode ($\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$)	61,74	5,8	83,95
$f_{THG,out}$ nach Carnot-Methode ($\frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$)	73,35	6,82	99,76

Anm.: $f_{P,out}$ mit Kappung nach § 22 Abs. 3 GEG wird berechnet als $f_{P,out,gekapppt} = 0,3 - 0,001 * DA$
 Negative Emissionsfaktoren werden nach DIN V 18599-1 Anhang A Abschnitt A.4 auf null gesetzt.



7 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der Nettowärmeerzeugung zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Deutschland nach Energieträgern	6
Abbildung 2: Anteil von Ökostrom an der Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher in Deutschland (in %)	13
Abbildung 3: Schematische Darstellung der Stromgutschriftmethode	29
Abbildung 4: Funktionsweise eines Wärme-HKN-Systems im Überblick.....	60
Abbildung 5: Zentrale Abläufe im IW ³ -Pilotregister für Wärme-HKN.....	62



8 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Eingangsdaten Modellnetz 1 (kleines Netz ohne KWK)	48
Tabelle 2: Standard-PEF für eingesetzte Energieträger	48
Tabelle 3: Produktzuschnitt im Modellnetz 1	50
Tabelle 4: Eingangsdaten Modellnetz 2 (großes Netz mit KWK)	52
Tabelle 5: Standard-PEF für eingesetzte Energieträger	52
Tabelle 6: Produktzuschnitt im Modellnetz 2	54
Tabelle 7: Ergebnisvergleich der Carnot-Methode und Stromgutschriftmethode für Modellnetz 2.....	59
Tabelle 8: Eingangsdaten Modellnetz 3	86
Tabelle 9: Gewichtungsfaktoren Modellnetz 3.....	87
Tabelle 10: Ergebnisvergleich der Carnot-Methode und Stromgutschriftmethode für Modellnetz 3.....	92
Tabelle 11: Eingangsdaten Modellnetz 4	93
Tabelle 12: Gewichtungsfaktoren Modellnetz 4	93
Tabelle 13: Ergebnisvergleich der Carnot-Methode und Stromgutschriftmethode für Modellnetz 4.....	98

9 LITERATUR

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen), 2022. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. Berlin. URL: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf.
- AGEE-Stat, 2022. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (Stand: Februar 2022). Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.
- AGFW, 2021a. AGFW-Stellungnahme zum Entwurf der „Förderrichtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) vom 16.07.2021. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main. URL: https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediadateien/Energiewende_Politik/210723_AGFW_Stellungnahme_BEW.pdf.
- AGFW, 2021b. AGFW – Hauptbericht 2020. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main. URL: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>.
- AGFW, 2022. Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG): FAQs [online]. <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/effizienz-klimaschutz/bew-beg/> [Abrufdatum: 25.04.2022].
- AIB (Association of Issuing Bodies), 2021. Annual Report 2020: Change. Brussels. URL: <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/annual-reports/AIB-2021-Annual%20Report%202020.pdf>.
- Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, 2018. Planungshandbuch Fernwärme. Studie im Auftrag von EnergieSchweiz. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern. URL: http://www.verenum.ch/Dokumente/PLH-FW_V1.2.pdf.
- BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle), 2022. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) [online]. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html [Abrufdatum: 13.09.2022].
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.), 2015. Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/20150422_Grundlagenpapier-Primaerenergiefaktoren.pdf.
- BDEW, 2020. Eckpunkte Handelssystem für erneuerbare und dekarbonisierte Gase. Positionspapier. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200629_Positionspapier_Handelssystem_e_d_Gase.pdf.
- BDEW, 2021. Leitfaden Stromkennzeichnung. Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung (§ 42 Abs. 1 bis 8 EnWG i. V. m. §§ 78 und 79 EEG). Version: Gültig ab dem Bilanzierungsjahr 2020. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/210801_Leitfaden_Stromkennzeichnung_2021.pdf.
- BDEW, 2022a. Entwicklung der Nettowärmeerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Stand 03.03.2022 [online]. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-der-nettowaermeerzeugung-in-deutschland/> [Abrufdatum: 22.04.2022].

- BDEW, 2022b. Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern. Stand 03.03.2022 [online]. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettowaermeerzeugung-nach-energietraegern/> [Abrufdatum: 22.04.2022].
- BDEW, 2022c. Fernwärmeverwendung nach Abnehmern. Stand 03/2021. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/fernwaermeverwendung-nach-abnehmern/> [Abrufdatum: 22.04.2022].
- BMI (Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat), 2019. Leitfaden Nachhaltiges Bauen. Zukunftsfähiges Planen, Bauen und Betreiben von Gebäuden. Berlin. URL: https://www.nachhaltigesbauen.de/fileadmin/pdf/Leitfaden_2019/BBSR_LFNB_D_190125.pdf.
- BMI (Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat), 2021. Qualitätssiegel Nachhaltiges Gebäude. Neubau von Wohngebäuden. Berlin. URL: https://www.nachhaltigesbauen.de/fileadmin/pdf/QNG-BEG/Brosch%C3%BCre_QNG-Wohngeb%C3%A4ude_2021-12-01.pdf.
- BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz), 2022a. Eröffnungsbilanz Klimaschutz. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.html.
- BMWK, 2022b. Einstellung EH/EG 55 Neubauförderung. Antworten auf häufig gestellte Fragen zur BEG (FAQ). URL: <https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Redaktion/DE/FAQ/FAQ-Uebersicht/BEG/faq-bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude.html>.
- BMWK, BMWSB, BMJ, 2022. Fairness bei den CO₂-Kosten: BMWK, BMWSB und BMJ einigen sich auf gerechte Verteilung [online]. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/04/20220403-fairness-bei-den-co2-kosten-bmwk-bmwsb-und-bmj-einigen-sich-auf-gerechte-verteilung.html> [Abrufdatum: 19.04.2022].
- BMWK und BMWSB (Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen), 2022. Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude vom 13.07.2022. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/220713-bmwk-bmwsb-sofortprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Abrufdatum 13.09.2022].
- Bundeskartellamt, 2012. Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - August 2012. Bonn. URL: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 2021. Monitoringbericht 2020. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html.
- Bürger, V., Braungardt, S., Maaß, C., Sandrock, M., Möhring, P., 2021. Agenda Wärmewende 2021. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und Agora Energiewende. Öko-Institut, Hamburg Institut, Freiburg, Hamburg. URL: <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-10-Waermewende-2021.pdf>.
- CertiQ, 2018. EECS Electricity Domain Protocol for the Netherlands. Arnhem. URL: <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/domain-protocols/Netherlands%2025-05-2018%20v3.4.pdf>.
- DEHSt, 2022a. Ausgestaltung des EU-ETS [online]. URL: https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/EU-Emissionshandel-verstehen/Ausgestaltung-des-EU-ETS/ausgestaltung-des-eu-ets_node.html [Abrufdatum: 18.04.2022].
- DEHSt, 2022b. Nationalen Emissionshandel verstehen [online]. https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehst-verstehen_node.html [Abrufdatum: 18.04.2022].

- EASAC (European Academies Science Advisory Council), 2021. Comment on the Commission consultation on the ETS. Submitted to the online consultation on the EU Emissions trading system – updated rules on monitoring and reporting (2021-30). URL: https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/Press_Releases/EASAC_ETS_PR_Annex.pdf.
- EEX, 2022. Emission Spot Primary Market Auction Report 2022 [online]. URL: <https://www.eex.com/de/markt-daten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download> [Abrufdatum: 19.04.2022].
- EnergyTag, 2021. EnergyTag and granular energy certificates: Accelerating the transition to 24/7 clean power. The EnergyTag Initiative, London. URL: <https://www.energytag.org/wp-content/uploads/2021/05/EnergyTag-and-granular-energy-certificates.pdf>.
- Engelmann, P., Köhler, B., Meyer, R., Dengler, J., Herkel, S., Kießling, L., Quast, A., Berneiser, J., Bär, C., Sterchele, P., Heilig J., Bürger, V., Köhler, B., Braungardt, S., Hesse, T., Sandrock, M., Maaß, C., Strodel, N., 2021. Systemische Herausforderung der Wärmewende. CLIMATE CHANGE 18/2021 Im Auftrag des Umweltbundesamtes, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FKZ 37EV 17 105 0). Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Öko-Institut, Hamburg Institut, Freiburg, Hamburg. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-04-26_cc_18-2021_waermewende.pdf.
- FaStGO, 2020. Draft revision proposal for the EN16325 standard on guarantees of origin related to energy based on the original text: EN 16325 (2013+A1:2015) (Task 2.2). Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission. FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin. URL: <https://www.aib-net.org/news-events/aib-projects-and-consultations/fastgo/project-deliverables>.
- Flamme, S., Hanewinkel, J., Quicker, P., Weber, K., 2018. Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. TEXTE 51/2018, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf.
- Fricke, N., 2018. Rechtliche Zulässigkeit von laufzeitabhängigen Preismodellen in Fernwärmeversorgungsverträgen, Contracting und Recht (CuR), 04-2018, S. 148-150.
- Fritsche, U. R., Greß, H.-W., 2021. Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2020 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050. Bericht für die HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., IINAS – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien, Darmstadt. URL: https://iinas.org/app/uploads/2021/11/2021_KEV_THG_Strom-2020_und_2030-2050.pdf.
- Güldenbergh, J., Maaß, C., Mundt, J., Werner, R., 2019. AP 2: Analyse des HKN-Handels und der Preise, in: Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Rau, I., Weber, A., Welling, J., Güldenbergh, J., Maaß, C., Mundt, J., Werner, R., Schudak, A. und Wallbott, T. (Hrsg.), Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, S. 181–228. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oekostrom_ii.pdf.
- Hamburg Institut, 2022a. Forschungsprojekt IW³: Teilprojekt „Grüne Fernwärme“ [online]. URL: <https://www.hamburg-institut.com/projects/forschungsprojekt-iw3/> [Abrufdatum: 18.04.2022].

- Hamburg Institut, 2022b. IW³-Pilot-Register für Wärme-Herkunftsnachweise – Nutzungsbedingungen und Systemregeln. URL: https://waermeregister.de/wp-content/uploads/2022/09/HIR_2022_IW3-Wa%CC%88rmeregister_Nutzungsbedingungen.pdf.
- KEA-BW (KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg), 2022. Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung [online]. URL: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog> [Abrufdatum: 25.04.2022].
- KfW, 2022. Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEE) [online]. URL: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude/> [Abrufdatum: 13.09.2022].
- KfW, BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle), 2022. Bundesförderung für effiziente Gebäude - Liste der technischen FAQ - Effizienzhäuser / Effizienzgebäude. Eschborn, Frankfurt. URL: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%BCrderprogramme-\(Inlandsfoerderung\)/PDF-Dokumente/6000004865_Infoblatt_BEE_TFAQ_Effizienzhaus.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%BCrderprogramme-(Inlandsfoerderung)/PDF-Dokumente/6000004865_Infoblatt_BEE_TFAQ_Effizienzhaus.pdf).
- Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiburger, L., Kleinertz, B., 2021. Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hamburg Institut, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, Hamburg, München. URL: https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_gr%C3%BCne_Fernw%C3%A4rme_Finalfassung.pdf.
- Mundt, J., Claas-Reuther, J., Maaß, C., Wallbott, T., Dohles, N., Pospiech, M., Rüter, T., 2021. Ausweisung von regionalem Grünstrom in der Stromkennzeichnung. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. CLIMATE CHANGE 50/2021, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-06-30_cc_50-2021_ausweisung_regionaler_gruenstrom.pdf.
- Oschatz, B., Pehnt, M., Schüwer, D., 2016. Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude. Bericht im Auftrag von DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Zukunft ERDGAS Projekt GmbH. ifeu, Wuppertal Institut, Dresden, Heidelberg, Wuppertal. URL: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_Endbericht>Weiterentwicklung_PEF2.pdf.
- Pehnt, M., Mellwig, P., Blömer, S., Hertle, H., Nast, M., von Oehsen, A., Lempik, J., Langreder, N., Thamling, N., Hermelink, A., Offermann, M., Pannier, P., Müller, M., 2018. Untersuchung zu Primärenergiefaktoren. Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Prognos, Ecofys, dena - Deutsche Energie-Agentur, Heidelberg, Berlin. URL: <https://www.gih.de/wp-content/uploads/2019/05/Untersuchung-zu-Prim%C3%A4renergiefaktoren.pdf>.
- Pehnt, M., Mellwig, P., Lempik, J., Werle, M., Schulze-Darup, B., Schöffel, W., Drusche, V., 2021. Neukonzeption des Gebäudeenergiegesetzes (GEG 2.0) zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestandes. Diskussionsimpuls im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. Ifeu, Energie Effizienz Institut, Heidelberg, Berlin, Weimar. URL: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/pdf/ifeu_et_al_2021_GEG_2.0.pdf.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Berlin. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

- Sakhel, A., Styles, A., 2021. Sektorale, rechtliche und länderübergreifende Schnittstellen in Erneuerbare-Energien-Nachweissystemen. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Grundlagen, Teil 4), gefördert durch das BMU (FKZ: UM20DC003). Hamburg Institut, Hamburg. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/11/HIC_2021_G4_Sektorale_rechtliche_laenderuebergreifende_Schnittstellen.pdf.
- Schudak, A., Wallbott, T., 2019. AP 3: Kundenerwartungen und Wirkung der Stromkennzeichnung. In: E. Hauser, S. Heib, J. Hildebrand, I. Rau, A. Weber, J. Welling, J. Güldenber, C. Maaß, J. Mundt, R. Werner, A. Schudak, T. Wallbott, Hrsg. Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 229–316. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marketanalyse_oekostrom_ii.pdf.
- SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, FDP, 2022. Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800>.
- Statista, 2022. Entwicklung der Jahresmitteltemperatur in Deutschland in ausgewählten Jahren von 1960 bis 2021 (in Grad Celsius). Stand 01.04.2022 [online]. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/914891/umfrage/durchschnittstemperatur-in-deutschland/> [Abrufdatum: 25.04.2022].
- Styles, A., 2021. Design options for a Guarantees of Origin system for heating and cooling. Presentation, Issuing Body Webinar "Guarantees of Origin for Heating and Cooling", Hamburg Institut and Grexel, 09.12.2021. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2022/01/2021-12-09-IW3-IB-Webinar_Design-options_HIR.pdf
- Styles, A., Werner, R., Maaß, C., 2021. Zweck und instrumentelle Leistungsfähigkeit von Herkunftsnachweisen – Status quo und Weiterentwicklungsperspektiven. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Grundlagen, Teil 2), gefördert durch das BMU (FKZ: UM20DC003). Hamburg Institut, Hamburg. URL: https://go4industry.com/wp-content/uploads/2021/11/HIC_2021_Einsatzzwecke-von-Herkunftsnachweisen_final.pdf.
- Thamling, N., Langreder, N., Rau, D., Wunsch, M., Maaß, C., Sandrock, M., Fuß, G., Möhring, P., Purkus, A., Strodel, N., 2020. Perspektive der Fernwärme. Maßnahmenprogramm 2030. Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik. Gutachten im Auftrag des AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Prognos, Hamburg Institut. URL: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf.
- Umweltbundesamt, 2021. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2020. Climate Change 45/2021, Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-7>.
- Van Stein Callenfels, R., Verwimp, K., Moody, P., White, A., Klimscheffskij, M., Matosic, M., 2020. Takeaways from a consultation on text proposals for a revised CEN – EN 16325 standard on guarantees of origin (Task 2.3). Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission. FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin. URL: <https://www.aib-net.org/news-events/aib-projects-and-consultations/fastgo/project-deliverables>.



- Verwimp, K., Moody, P., Van Stein Callenfels, R., Kovacs, A., Vanhoudt, W., Barth, F., Pedraza, S., Lehtovaara, M., Klimscheffskij, M., White, A., 2020. Identification of the main challenges which currently exist in the management of guarantee of origin system (Task 1.3). Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission. FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin. URL: <https://www.aib-net.org/news-events/aib-projects-and-consultations/fastgo/project-deliverables>.
- WRI (World Resources Institute), WBCSD (World Business Council for Sustainable Development), 2015. GHG Protocol Scope 2 Guidance – An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. Washington, DC/Geneva. URL: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope%20%20Guidance_Final_Sept26.pdf.
- WWF, 2021. Ökostrom für die Energiewende [online]. URL: <https://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/oekostrom-next-generation/oekostrom-fuer-die-energiewende> [Abrufdatum: 25.04.2022].



KONTAKT

Dr. Alexandra Styles (Bilanzierungsmethodik)

Tel.: +49 (0)40-39106989-38

styles@hamburg-institut.com

Jonathan Claas-Reuther (Rechtsrahmen)

Tel.: +49 (0)40-39106989-43

claas-reuther@hamburg-institut.com

HIR Hamburg Institut Research gGmbH

Paul-Neumann-Platz 5

22765 Hamburg

www.hamburg-institut.com