CLIMATE CHANGE
14/2026

Abschlussbericht

Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion

Analyse rechtlicher und marktlicher Rahmenbedingungen und ausgewählter Ausgestaltungsfragen

von:

Dr. Alexandra Styles, Elena Chvanova, Marina Kemper, Dr. Alice Sakhel, Robert Werner
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

David Ruprecht, Stefan Krühler, Stefan Wiesheu, Dr.-Ing. Simon Pichlmaier
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München

André Eckstein
conplement, Nürnberg

Dr. Anna Dost, Dr. Wieland Lehnert

Becker Büttner Held PartGmbB, Berlin

Dr. Tara Sabbagh Amirkhizi
PlanEnergi, Hamburg

Dominik Seebach

Öko-Institut e.V., Freiburg

Herausgeber:
Umweltbundesamt

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

CLIMATE CHANGE 14/2026

EVUPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Forschungskennzahl 37 EV 22 103 0

FB001871

Abschlussbericht

Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion

Analyse rechtlicher und marktlicher Rahmenbedingungen und ausgewählter Ausgestaltungsfragen

von
Dr. Alexandra Styles, Elena Chvanova, Marina Kemper, Dr. Alice Sakhel, Robert Werner
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

David Ruprecht, Stefan Krühler, Stefan Wiesheu, Dr.-Ing. Simon Pichlmaier
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München

André Eckstein
conplement, Nürnberg

Dr. Anna Dost, Dr. Wieland Lehnert
Becker Büttner Held PartGmbB, Berlin

Dr. Tara Sabbagh Amirkhizi
PlanEnergi, Hamburg

Dominik Seebach
Öko-Institut e.V., Freiburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Nevermann-Platz 5
22765 Hamburg

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)
Am Blütenager 71
80995 München

Conplement AG
Südwestpark 92
90449 Nürnberg

bbh Becker Büttner Held
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

PlanEnergi
Paul-Nevermann-Platz 5
22765 Hamburg

Öko-Institut e.V.
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg

Abschlussdatum:
April 2025

Redaktion:
Fachgebiet V 1.9 Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energiequellen – Unterstützungsprozesse (HKNR U)
Victoria Nitzschke-Wilke

DOI:
https://doi.org/10.60810/openumwelt-7985

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, März 2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: "Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion“ zum Projekt „"Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion“

Mit der zweiten Erneuerbare Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) wurden Mitgliedsstaaten verpflichtet, neben dem etablierten Herkunftsnachweis (HKN)-System für Strom auch HKN-Systeme für Gase wie Biomethan, synthetische Gase, Wasserstoff und kohlenstoffarme Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien einzurichten. Für Wärme und Kälte wird die Einrichtung von HKN-Systemen erstmalig eine rechtssichere Grundlage für die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte bieten. Für Gase werden HKN als Nachweisverfahren neben die Massenbilanzierung treten, wodurch die Abstimmung mit bestehenden Massenbilanzsystemen relevant wird.

Ziel des Projekts „Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion“ (FKZ 37EV 22 103 0) im Auftrag des Umweltbundesamts war es vor diesem Hintergrund, Grundlagen für die praktische Umsetzung von HKN-Systemen für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sowie erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme sowie zur weiteren rechtlichen Implementierung der Verpflichtungen aus Art. 19 RED II bereitzustellen. Basierend auf einer Analyse der marktlichen Zusammenhänge, in welche die Register eingebettet sind, wurden Möglichkeiten der rechtlichen, prozessualen und technischen Umsetzung der Register und der Behandlung von Konversionsvorgängen aufgezeigt. Angesichts auch zukünftig zu erwartender Fortentwicklungen in der nationalen und europäischen Gesetzgebung und Normung lag ein besonderer Fokus darauf, die zu entwickelnden Herkunftsnachweisregister möglichst resilient gegenüber Veränderungen in politischen, rechtlichen und systemischen Rahmenbedingungen auszugestalten.

Die Ergebnisse des Projekts wurden in zwei Berichten dokumentiert. Hauptergebnis des Projekts ist das Leistungsverzeichnis zu den neuen HKNR für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sowie erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme. Im vorliegenden wissenschaftlichen Bericht werden begleitende Analysen der marktlichen Zusammenhänge, in welche die Register eingebettet sind, sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Register dokumentiert. Dies wird ergänzt durch vertiefte Untersuchungen zu ausgewählten konzeptionellen und rechtlichen Ausgestaltungsfragen. Die Analysen im vorliegenden Bericht dienten als Grundlage der Erarbeitung der prozessualen und administrativen Leistungsbeschreibung sowie technischen Leistungsbeschreibung des Leistungsverzeichnisses zu den neuen Registern.

Abstract: Final report for the project FKZ 37EV 22 103 0 “Guarantees of origin for gas, hydrogen, heating-cooling: possibilities of legal, procedural and technical implementation of the registers and conversion”

With the recast Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 (‘RED II’), member states were mandated to set up Guarantees of Origin (GO) systems for gases such as biomethane, synthetic gases, hydrogen and low-carbon gases as well as heating and cooling from renewable energies, in addition to established GO systems for electricity. For heating and cooling, the implementation of GO systems will for the first time provide a legally secure basis for the marketing of green district heating products. For gases, GOs will be used as a tracking instrument alongside mass balancing, which will require coordination with existing mass balancing systems.

Against this background, the aim of the project “Guarantees of origin for gas, hydrogen, heating-cooling: possibilities of legal, procedural and technical implementation of the registers and conversion” (FKZ 37EV 22 103 0) on behalf of the German Environment Agency was to provide a basis for the practical implementation of GO systems for renewable and low-carbon gases as well as renewable heating and cooling and unavoidable waste heat and for the further legal implementation of the obligations under Art. 19 RED II. Based on an analysis of the market contexts in which the registries are embedded, options for the legal, procedural and technical implementation of the registries and the treatment of conversion processes were identified. In view of expected future developments in the relevant national and European legal and standardisation frameworks, a particular focus was on making the GO registries to be developed as resilient as possible to changes in the political, legal and systemic framework conditions.

The results of the project were documented in two reports. The main result of the project are the service specifications for the new GO registries for renewable and low-carbon gases as well as renewable heating and cooling and unavoidable waste heat. This accompanying scientific report documents analyses of the market contexts in which the registries are embedded, as well as the legal framework conditions for implementing the registries. This is supplemented by in-depth analyses of selected conceptual and legal design issues. The analyses in this report served as the basis for the development of the procedural and administrative service specifications as well as the technical service specifications for the new registries.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 8
Abbildungsverzeichnis 11
Tabellenverzeichnis 13
Abkürzungsverzeichnis 16
Glossar 24
Zusammenfassung 29
Summary 38
1 Einleitung 46
2 Marktanalysen für erneuerbare Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbarer Abwärme 51
2.1 Austausch mit Stakeholdern 51
2.2 Grundlegende Begrifflichkeiten 52
2.2.1 Akteurs- und Marktrollen 52
2.2.2 Massenbilanzierung und Book & Claim 57
2.3 Biomethan 60
2.3.1 Akteursgruppen und Prozesse in relevanten Märkten sowie Definitionen 60
2.3.2 Energiemengen, Anlagenzahlen, Identifikation der Energieträger 125
2.3.3 Quantitative Abschätzung von Potenzialen zur HKN-Ausstellung 136
2.3.4 Kurzzusammenfassung des Stakeholderworkshops am 01.02.2024 143
2.4 Wasserstoff 144
2.4.1 Akteursgruppen und Prozesse in relevanten Märkten sowie Definitionen 144
2.4.2 Energiemengen, Anlagenzahlen, Identifikation der Energieträger 166
2.5 Thermische Energie 175
2.5.1 Marktanalyse Wärme, unvermeidbare Abwärme & thermische Abfallbehandlung 176
2.5.2 Marktanalyse Kälte 201
2.5.3 Quantitative Abschätzung von Potenzialen zur HKN-Ausstellung 208
2.5.4 Zusammenfassung möglicher Anwendungsfälle und Registernutzende 219
2.5.5 Offene Fragen bezüglich der Implementierung eines HKN-Registers für Wärme und Kälte 221
3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung der neuen Herkunftsnachweisregister 222
3.1 Gutachten zu Rechtsfragen bei der Ausgestaltung der Herkunftsnachweisregisters für erneuerbare Gase und Wärme 222
3.1.1 Analyse der Änderungen durch die RED III 222

3.1.2 Klärung des Verhältnisses von HKN zum Biogasregister und zu anderen Registern 242
3.1.3 Notwendige Rechtsänderungen bei Entwertungsrecht für Konversionsanlagenbetreiber 243
3.1.4 Anhang: Überblick Nachweissysteme für Gase 248
3.2 Gutachten zu automatisierten Verwaltungsakten im Herkunftsnachweisregisterverfahren 249
3.2.1 Sachverhalt und Fragestellung 249
3.2.2 Entscheidungen der Registerverwaltung als Verwaltungsakte 249
3.2.3 Automatisierte Verwaltungsakte nach § 35a VwVfG 256
3.2.4 Verhältnis zur elektronischen Aktenführung 262
3.3 Gutachten zur Zulässigkeit von Zeitgebühren für die Administrierung der Register für Gase und Wärme-Kälte nach der GWKHV 271
3.3.1 Sachverhalt 271
3.3.2 Fragestellung 272
3.3.3 Zusammenfassende Bewertung 272
3.3.4 Rechtliche Prüfung 272
4 Anwendungsfälle der neuen Herkunftsnachweisregister 276
4.1 Biomethan 276
4.2 Wasserstoff 280
4.3 Wärme/Kälte/unvermeidbare Abwärme 282
5 Zielbild der neuen Herkunftsnachweisregister: Analyse ausgewählter Ausgestaltungsoptionen 287
5.1 Übersicht über relevante Aspekte des Registerzielbilds 288
5.2 Plattformgedanke und Modularität 303
5.3 Verhältnis von HKN und Massenbilanzierung bei Gasen 304
5.3.1 Kombi-HKN für erneuerbare Gase 305
5.3.2 Abgleich von HKNR und Massenbilanzsystemen mithilfe von Schnittstellen 309
5.4 Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen 312
5.5 Emissionsfaktoren und Informationstiefe 318
5.5.1 Biomethan 319
5.5.2 Wasserstoff 325
5.5.3 Wärme-Kälte 326
5.5.4 Fazit zur Berücksichtigung von Emissionsfaktoren auf HKN 328
5.6 Granularität 329
5.7 Prüf- und Verifizierungsanforderungen 330

5.7.1 Biomethan 330
5.7.2 Wasserstoff 334
5.7.3 Wärme-Kälte 335
6 Ausweitung des HKN-Systems auf kohlenstoffarmen Wasserstoff 342
6.1 Definition kohlenstoffarmer Gase 342
6.1.1 Kohlenstoff bei der Herstellung kohlenstoffarmer Gase 343
6.2 Marktüberblick 344
6.2.1 Nationale blaue Wasserstoff-Projekte 345
6.2.2 Blauer Wasserstoff - europäische und globale Perspektive 346
6.2.3 Türkiser Wasserstoff – nationale Perspektive 347
6.2.4 Türkiser Wasserstoff – europäische und globale Perspektive 347
6.2.5 Oranger Wasserstoff – nationale Perspektive 347
6.2.6 Oranger Wasserstoff – europäische und globale Perspektive 350
6.2.7 Fazit zu Marktpotenzialen von kohlenstoffarmem Wasserstoff 351
6.2.8 Exkurs zu Grubengas 352
6.3 Anwendungsfälle der neuen Herkunftsnachweisregister 352
6.4 Emissionsfaktoren und Informationstiefe 353
6.4.1 Blauer Wasserstoff 354
6.4.2 Türkiser Wasserstoff 354
6.4.3 Oranger Wasserstoff 354
6.5 Gutachten zur Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff 358
6.5.1 Sachverhalt 358
6.5.2 Definition kohlenstoffarmen Wasserstoffs 358
6.5.3 Definition Grubengas 365
7 Literaturverzeichnis 368

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtsgrafik mit Kundennutzen des Registers (energieträgerübergreifend) 55
Abbildung 2: Massenbilanzierung und Book & Claim-Prinzip....58
Abbildung 3: Massenbilanzierung....59
Abbildung 4: Book & Claim 59
Abbildung 5: Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktrollen/Vertragspartner 66
Abbildung 6: Bedeutung der Farben der Datensätze im Biogasregister 84
Abbildung 7: Nachweisarten im dena Biogasregister....85
Abbildung 8: Biogasregister-Auszug über eine Biogas-Lieferung (Massenbilanznachweis nach dem Biogasliefermodell)....86
Abbildung 9: Vertragsbeziehungen im Biogasliefermodell (Massenbilanz) ..88
Abbildung 10: Biogasregister-Auszug über ein Biogas-Zertifikat (Book & Claim-Zertifikat nach dem Zertifikatsmodell)....90
Abbildung 11: Vertragsbeziehungen im Zertifikatsmodell (Book & Claim) 91
Abbildung 12: dena Biogasregister, seine Stakeholder und Handelsprozesse 95
Abbildung 13: Muster eines Nachhaltigkeitsnachweises im Nabisy....98
Abbildung 14: Das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) und seine Stakeholder....99
Abbildung 15: Export und Import von Biomethannachweisen im Biogasregister Deutschland....103
Abbildung 16: ERGaR CoO und Massenbilanzschema für Biomethannachweise 108
Abbildung 17: Biomethanhandel auf der europäischen Ebene auf der ErGaR-Plattform....109
Abbildung 18: Unionsdatenbank und ihr Zusammenspiel mit existierenden Zertifizierungssystemen 115
Abbildung 19: Anwendungsfall: Stromerzeugung aus Biomethan 118
Abbildung 20: Anwendungsfall: Wärmeerzeugung aus Biomethan im Kontext des nicht freiwilligen Marktes (GEG, WPG, BEHG)....120
Abbildung 21: Bündelung von Biogasanlagen 123
Abbildung 22: Anwendungsfall: Biomethananwendung im Verkehrssektor.124
Abbildung 23: Biomethanerzeugung in Deutschland 127
Abbildung 24: Anzahl und Leistung der Biomethananlagen in Deutschland.128
Abbildung 25: Vermarktung Biomethan in 2021, GWh....129
Abbildung 26: Entwicklung Parameter Biomethan-BHKW 129
Abbildung 27: Entwicklung der Biomethannutzung in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte und Verkehr in Deutschland in GWh....130
Abbildung 28: Entwicklung der Biomethannutzung im Endenergieverbrauch Wärme & Kälte (insgesamt) und zur Fernwärmeerzeugung..131
Abbildung 29: Anrechnung von Biomethan auf die THG-Quote, GWh 132

Abbildung 30: Export- und Importmengen von Biomethan in Deutschland .133
Abbildung 31: Biomethanproduktion in Europa in 2012-2021, TWh 134
Abbildung 32: Anzahl Biomethananlagen in Europa 135
Abbildung 33: Biomethanhandelsmengen über ERGaR, 2021-2023 136
Abbildung 34: Wasserstoffleiter 5.0 138
Abbildung 35: Biomethanpotenzial in der EU nach Einordnung verschiedener Studien bis 2050 139
Abbildung 36: Biomethanpotenzial in Deutschland nach Einordnung verschiedener Studien 139
Abbildung 37: Entwicklung der Anlagenleistung von Biomethananlagen in MW im Realszenario 141
Abbildung 38: Entwicklung der Anlagenleistung von Biomethananlagen in MW im Maximalszenario 141
Abbildung 39: UML 2 Use-Case-Diagramm: Anlagenbetreiber 151
Abbildung 40: UML 2 Use-Case-Diagramm: Händler 153
Abbildung 41: UML 2 Use-Case-Diagramm: Entwerter 154
Abbildung 42: UML 2 Use-Case-Diagramm: Dienstleister 155
Abbildung 43: UML 2 Use-Case-Diagramm: Gutachtende 156
Abbildung 44: UML 2 Use-Case-Diagramm: Netzbetreiber 157
Abbildung 45: UML 2 Use-Case-Diagramm: Details zum Antrag auf Registrierung von Anlagen 158
Abbildung 46: UML 2 Use-Case-Diagramm: Details zum Antrag auf Ausstellung eines Gas-HKN 159
Abbildung 47: UML 2 Use-Case-Diagramm: Details zum Antrag auf Anerkennung von HKN aus dem Ausland 160
Abbildung 48: e^3-value-Modell des Gas-HKNR 162
Abbildung 49: Schematische Darstellung eines Zertifizierungssystems 165
Abbildung 50: Wasserstofferzeugung 2030 in Deutschland 170
Abbildung 51: Wasserstofferzeugung 2045 in Deutschland 171
Abbildung 52: Wasserstoff- und PtX-Nachfrage 2030 172
Abbildung 53: Wasserstoff- und PtX-Nachfrage 2045 173
Abbildung 54: Zusammenspiel Gebäudeenergiegesetz und Wärmeplanungsgesetz zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung 179
Abbildung 55: Übersicht der Berichtsanforderungen an Fernwärmeversorger 184
Abbildung 56: Handelsbeziehungen und Prozesse im Fernwärmemarkt 190
Abbildung 57: Arten unvermeidbarer Abwärme 191
Abbildung 58: Nachweisführung an Schnittstellen der Sektorenkopplung 198
Abbildung 59: Endenergiebedarf für Kälte (unterschiedliche Studien und Referenzjahre) 202
Abbildung 60: Kältetechnologien im Herkunftsnachweis-Kontext 203

Abbildung 61: Entwicklung der Nettowärmeerzeugung in Deutschland nach Energiequellen in TWh 209
Abbildung 62: (Netto-)Fernwärmeerzeugung in Deutschland im Vergleich der „Big 5“-Szenarienstudien.....211
Abbildung 63: Perspektivische Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Energiequellen.....213
Abbildung 64: Potenziale der HKN-Ausstellung unter Berücksichtigung von Annahmen zur HKN-Verwendung 214
Abbildung 65: HKN-Ausstellung für die strom- und gasbasierte Wärmeerzeugung.....216
Abbildung 66: Potenziale zur HKN-Ausstellung aus unvermeidbarer Abwärme 217
Abbildung 67: Potenziale zur HKN-Ausstellung für Wärme aus thermische Abfallbehandlung (fossil-stämmig).....218
Abbildung 68: Mögliche Integration von Massenbilanz und Herkunftsnachweisen im Bereich Biomethan 305
Abbildung 69: Erweiterung des Entwertungsprozesses im Strom-HKNR zur Abbildung von Konversionsvorgängen.....315
Abbildung 70: Vorgaben zu THG-Bilanzierung unterscheiden sich je nach Berichterstattungskontext.....318
Abbildung 71: Systemgrenzen unterschiedlicher Bilanzierungsmethodiken 325
Abbildung 72: Emissionsfaktoren für wind- und PV-strombasierten Wasserstoff je nach Bilanzierungsmethodik 326
Abbildung 73: Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff.....342
Abbildung 74: Mögliche Importkorridore von Wasserstoff nach Deutschland 347
Abbildung 75: Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial aus Reststoffen zur Herstellung von Wasserstoff in Deutschland – Top 10 349
Abbildung 76: Geografische Verteilung des Wasserstoffpotenzials aus Biomasse (in km^2/Jahr).....350
Abbildung 77: Technologischer Reifegrad (TRL) ausgewählter Produktionstechnologien zur Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff.....351

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Generische Rollen in einem Herkunftsnachweisregister 53
Tabelle 2: Marktrollen in der Marktkommunikation, Sparte Gas 61
Tabelle 3: Vertragliche Beziehungen zwischen Marktteilnehmern in Bezug auf den physischen Transport von Gas im Fernleitungsnetz ...64
Tabelle 4: Vertragliche Beziehungen zwischen Marktteilnehmern auf virtueller Ebene 67

Tabelle 5: Akteursgruppen in der Biomethanwertschöpfungskette und in den bestehenden Registern 72
Tabelle 6: Relevante Akteursgruppen im Biomethanmarkt 75
Tabelle 7: Übersicht über bestehende Zertifizierungsregelungen im Biomethansektor auf EU- und nationaler Ebene....80
Tabelle 8: Verwendungsmöglichkeiten für Biomethan aus Deutschland und dem Ausland....106
Tabelle 9: Zuordnung der Akteursgruppen zu BDEW-Marktrollen....146
Tabelle 10: User Stories Stakeholder 163
Tabelle 11: Übersicht der unterschiedlichen Regularien und Zertifizierungen 166
Tabelle 12: Status quo der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse in Deutschland....167
Tabelle 13: Status quo der synthetischen Methanproduktion in Deutschland....168
Tabelle 14: Angekündigte Wasserstofferzeugung in Deutschland bis ca. 2030-35 169
Tabelle 15: Angekündigte Elektrolysekapazitäten in Deutschland bis ca. 2030-35....169
Tabelle 16: Angekündigte Produktionskapazitäten für synthetisches Methan und Ammoniak in Deutschland....174
Tabelle 17: Akteursgruppen im Fernwärmemarkt....186
Tabelle 18: Änderungen zwischen Art. 19 RED II und Art. 19 RED III....222
Tabelle 19: Biomethan-Anwendungsfälle: dringend, hohe Priorität 277
Tabelle 20: Biomethan-Anwendungsfälle: nicht dringend, hohe Priorität 277
Tabelle 21: Biomethan-Anwendungsfälle: dringend, mittlere Priorität ...278
Tabelle 22: Biomethan-Anwendungsfälle: nicht dringend, mittlere Priorität 279
Tabelle 23: Biomethan-Anwendungsfälle: dringend, geringe Priorität 279
Tabelle 24: Biomethan-Anwendungsfälle: nicht dringend, geringe Priorität 280
Tabelle 25: Wasserstoff-Anwendungsfälle: hohe Priorität, dringend 280
Tabelle 26: Wasserstoff-Anwendungsfälle: hohe Priorität, nicht dringend 281
Tabelle 27: Wasserstoff-Anwendungsfälle: mittlere Priorität, dringend..281
Tabelle 28: Wasserstoff-Anwendungsfälle: mittlere Priorität, nicht dringend 281
Tabelle 29: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte – hohe Priorität, dringend 282
Tabelle 30: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte – mittlere Priorität, dringend 283

Tabelle 31: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte – mittlere Priorität, nicht dringend 283
Tabelle 32: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte - geringe Priorität, nicht dringend 284
Tabelle 33: Zielbild der Register - rechtliche Fragestellungen (Stand: 04.07.2024)....288
Tabelle 34: Zielbild des Registers – HKN-Inhalte (siehe auch 5.5) (Stand: 04.07.2024)....289
Tabelle 35: Zielbild des Registers – Registerdesign und Betrieb (Stand: 04.07.2024)....291
Tabelle 36: Zielbild des Registers – Schnittstellen (siehe Abschnitt zu den Schnittstellen im Leistungsverzeichnis) (Stand: 04.07.2024) .300
Tabelle 37: Geforderte THG-Einsparungen bei Biomasseprodukten (Art. 29 Abs. 10 RED III)....320
Tabelle 38: Beispiel Aktivitätsdaten Biomasse....321
Tabelle 39: Beispiel Emissionsfaktoren verschiedener Substrate und der Substratmischung....322
Tabelle 40: EECS Rules fact sheet 5 - Arten von Energiequellen und Technologien - Auszug....324
Tabelle 41: Vorgaben zu Berechnungsmethoden für THG-Emissionen im Fernwärmekontext....326
Tabelle 42: Angekündigte kohlenstoffarme Wasserstoffprojekte in Deutschland bis 2030 345
Tabelle 43: Theoretisches Biomassepotenzial in Europa....350
Tabelle 44: Emissionen für kohlenstoffarme Gase 355

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AbfKlärV	Klärschlammverordnung
AGCS	Gas Clearing and Settlement AG, ein Bilanzgruppenkoordinator im österreichischen Erdgasmarkt
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGebV	Allgemeine Gebührenverordnung
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
AIB	Association of Issuing Bodies (Dachverband der europäischen Herkunftsnachweisregister)
AO	Abgabenverordnung
API	Application Programming Interface (Software-Schnittstelle), siehe Glossar
AS2	Applicability Statement 2 (Standard über einen gesicherten Nachrichtentransport über das Internet)
ASEW	Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BArchG	Bundesarchivgesetz
BattG	Batteriegesetz
BauGB	Baugesetzbuch
BBG	Bundesbeamtengesetz
BBhV	Bundesbeihilfeverordnung
BC	Book & Claim, ein Nachverfolgungssystem für Energieeigenschaften, siehe Glossar
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEG EM	Bundesförderung für effiziente Gebäude Einzelmaßnahmen
BEG NWG	Bundesförderung für effiziente Gebäude Nichtwohngebäude
BEG WG	Bundesförderung für effiziente Gebäude Wohngebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGebG	Bundesgebührengesetz
BGBl	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk

Abkürzung	Erläuterung
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
Bio-CNG	Compressed natural gas (komprimiertes Erdgas) aus regenerativen Quellen
Bio-LNG	Liquified natural gas (Flüssigerdgas) aus regenerativen Quellen
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMI	Bundesministerium des Innern und für Heimat
BMJ	Bundesministerium der Justiz
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMUVBGebV	Besondere Gebührenverordnung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen in dessen Zuständigkeitsbereich
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRKG	Bundesreisekostengesetz
BSW	Badisches Stahlwerk
BUKEA	Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWKW	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
CapEx	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)
CCS	Carbon Capture and Storage (Kohlenstoffabscheidung und -speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (Kohlenstoffdioxidabscheidung und -Nutzung)
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage (Kohlenstoffabscheidung, -nutzung und -speicherung)
CEN-EN 16325	Europäische Norm für Herkunftsnachweise im Energiebereich - Herkunftsnachweise für Elektrizität, gasförmige Kohlenwasserstoffe, Wasserstoff sowie Wärme und Kälte, erlassen durch Europäisches Komitee für Normung (Comité Européen de Normalisation (CEN)); FprEN 16325:2025, Januar 2025
CertifHy	Von der EU anerkanntes Zertifizierungssystem (Voluntary Scheme) für RFNBO

Abkürzung	Erläuterung
CertifHy NGC Scheme	CertifHy Non-Governmental Certification Scheme, ein freiwilliges Book & Claim System für Wasserstoffzertifizierung
ChemBiozidDV	Verordnung über die Meldung und die Abgabe von Biozid-Produkten sowie zur Durchführung der Verordnung (EU) Nr. 528/2012
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
CO2KostAufG	Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten
CoO	Certificate of Origin (Herkunftsnachweis, ERGaR-Terminus), siehe Glossar
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive (Richtlinie hinsichtlich der Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen)
DA	Delegierter Rechtsakt
DAH	Deutsche Agrar Holding, eine Unternehmensgruppe in der Energie- und Landwirtschaft
DAkkS	Deutsche Akkreditierungsstelle
DAU	Deutsche Stelle für die Zulassung und Beaufsichtigung von Umweltgutachtern
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle des Umweltbundesamtes
dena	Deutsche Energie-Agentur
DENEFF	Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V.
DESI	District Energy System des AGFW (Infoplattform für energetische Kennzahlen von Wärme- und Kältenetzen)
DIN	Deutsches Institut für Normung
DNV	Det Norske Veritas, ein international agierender Assurance- und Risikomanagement-Anbieter
DVO	Durchführungsverordnung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EASEE-Gas	European Association for the Streamlining of Energy Exchange (Europäische Vereinigung für die Rationalisierung des Energieaustauschs), eine europäische Vereinigung, die Anwendungsregeln für den elektronischen Datenaustausch in der Gasbranche entwickelt und verbreitet
EBA	European Biogas Association (Europäischer Biogasverband)
EBeV	Emissionsberichterstattungsverordnung zum BEHG
EDIFACT	Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport, ein internationaler, branchenübergreifender Standard für den elektronischen Geschäftsdatenaustausch
EE	Erneuerbare Energien (zumeist in Verbindungen, zum Beispiel „EE-Eigenschaft“ oder „EE-Nachweis“)
EEA	European Economic Area (Europäischer Wirtschaftsraum)

Abkürzung	Erläuterung
EECS	European Energy Certificate System (freiwilliges Standardsystem für Energiezertifizierungssysteme in Europa)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEW	Bundesprogramm Energieeffizienz in der Wirtschaft
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EF	Emissionsfaktor
EGovG	Gesetz zur Förderung der elektronischen Verwaltung (E-Government-Gesetz)
EHB	European Hydrogen Backbone (Europäisches Wasserstoff-Backbone), Initiative europäischer Gasnetzbetreiber zum Aufbau eines europaweiten Wasserstoff-Transportnetzes
ElektroG	Elektro- und Elektronikgerätegesetz
ElektroGBattGGebV	Gebührenverordnung zum Elektro- und Elektronikgerätegesetz und zum Batteriegesetz
EN	Europäische Norm
EnBW	Energie Baden-Württemberg, ein großer Energieversorger
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnStatG	Energiestatistikgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGaR	European Renewable Gas Registry (Europäisches Register für erneuerbare Gase)
EU	Europäische Union
EU ETS	European Emission Trading System (europäisches Emissionshandelssystem)
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EWärmeG BW	Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden-Württemberg
FaStGO	Facilitating Standards for Guarantees of Origin (Projekt im Auftrag von der EU zur Entwicklung der Standards für Herkunftsnachweise)
FFVAV	Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung
FID	Finale Investitionsentscheidung
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas
FQD	Fuel Quality Directive (Kraftstoffqualitätsrichtlinie)
FVS	Fernwärme-Verbund Saar GmbH
FWSRR	Fernwärmeschiene Rhein Ruhr
FZV	Fahrzeug-Zulassungsverordnung

Abkürzung	Erläuterung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GeschGehG	Gesetz zum Schutz von Geschäftsgeheimnissen
GG	Grundgesetz
GGO	Gemeinsame Geschäftsordnung der Bundesministerien
GGCS	Green Gas Certification Scheme, eine Zertifizierungsstelle in England
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GHGP	Greenhouse Gas Protocol, führender Standard zur Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und zum dazugehörigen Berichtswesen
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWKHV	Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung
GWP	Global Warming Potential, ein Maß für die Klimawirkung eines Treibhausgases relativ zu CO_2
G-HKNR	Gas-Herkunftsnachweisregister
H2	Wasserstoff
HKN	Herkunftsnachweis, siehe Glossar
HKNR	Herkunftsnachweisregister
HkRNDV	Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien
HkNRG	Herkunftsnachweisregistergesetz
HmbKliSchG	Hamburgisches Klimaschutzgesetz
IEA	Internationale Energieagentur
IEA H2 TCP	Eine globale Zusammenarbeitsplattform für Forschung und Innovation im Bereich der Wasserstofftechnologien
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)
IFAM	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
IFG	Gesetz zur Regelung des Zugangs zu Informationen des Bundes
IHK	Industrie- und Handelskammer
IPHE	International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (Internationale Partnerschaft für Wasserstoff und Brennstoffzellen in der Wirtschaft)
IRA	Inflation Reduction Act 2022, US-Bundesgesetz
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification, von der EU anerkanntes Zertifizierungssystem (Voluntary Scheme) für Biomasse und Bioenergie sowie RFNBO

Abkürzung	Erläuterung
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung)
ITAD	Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V.
KN100	Hauptszenario „Klimaneutralität 100“ der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (Deutsche Energie-Agentur GmbH [dena], 2021, Oktober)
KOV	Kooperationsvereinbarung Gas, Vereinbarung zwischen den Betreibern von Gasversorgungsnetzen in Deutschland
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCA	Life-Cycle Assessment (Lebenszyklusanalyse), siehe Glossar
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft
MaStR	Marktstammdatenregister
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MB	Massenbilanz, ein Nachverfolgungssystem für Energieeigenschaften, siehe Glossar
MBS	Massenbilanzsystem
MessEG	Mess- und Eichgesetz
MessEV	Mess- und Eichverordnung
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MS Azure	Cloud-Computing Dienst von Microsoft
MVA	Müllverwertungsanlage
NABIS	Entwurf der Biomassestrategie der Bundesregierung
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-System der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne (Klassifikation der Wirtschaftszweige in der EU)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NC CAM	Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OZG	Online-Zugangsgesetz
PEF	Primärenergiefaktor, siehe Glossar

Abkürzung	Erläuterung
PoO	Proof of Origin (Ursprungsnachweis), siehe Glossar
PoS	Proof of Sustainability (Nachhaltigkeitsnachweis), siehe Glossar
PostIdent	Persönliche Identifikation von Personen, die durch die Deutsche Post AG vorgenommen wird
PtC	Power to Cold
PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PtL	Power to Liquid
PtX	Power to X, siehe Glossar
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbaren-Energien-Richtlinie, auch EE-Richtlinie); RED I: Richtlinie 2009/28/EG; RED II: Richtlinie (EU) 2018/2001; RED III: Richtlinie (EU) 2023/2413
REDCert	Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbh (von der EU anerkanntes Zertifizierungssystem (Voluntary Scheme) für Biomasse und Bioenergie sowie RFNBO)
RegR	Registraturrichtlinie für das Bearbeiten und Verwalten von Schriftgut in den Bundesministerien
REPowerEU	Plan der EU mit dem Hauptziel die Abhängigkeit Europas von fossilen Ressourcen zu verringern und die Energiewende zu beschleunigen
RFNBO	Renewable Fuels of non-biological Origin (erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs)
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
SAF	Sustainable aviation fuels (nachhaltige Flugkraftstoffe)
SFDR	Sustainable Finance Disclosure Regulation (Offenlegungsverordnung für nachhaltige Finanzen)
SGB	Sozialgesetzbuch
S-HKNR	Strom-Herkunftsnachweisregister
SLP	Standardlastprofil
S/MIME	Secure / Multipurpose Internet Mail Extensions (Standard für die Verschlüsselung und das Signieren von MIME-Objekten)
SMTP	Simple Mail Transfer Protocol (Protokoll zum Austausch von E-Mails in Computernetzen)
SSO	Single Sign-On (einmalige Authentifizierung für mehrere Rechner und Dienste)
StVG	Straßenverkehrsgesetz
SURE	Sustainable Resources Verification Scheme (freiwilliges Verifizierungssystem für die Lieferketten fester und gasförmiger Biokraftstoffe)

Abkürzung	Erläuterung
TAB	Thermische Abfallbehandlung
THE	Trading Hub Europe GmbH (der Marktgebietsverantwortliche im deutschen Gasmarkt)
THG	Treibhausgas
ThürKlimaG	Thüringer Klimagesetz
TLS	Transport Layer Security (Transportschicht-Sicherheit), ein Sicherheitsprotokoll, das den Datenschutz und die -sicherheit bei der Kommunikation über das Internet erhöht
TrinkwV	Trinkwasserverordnung
TÜV	Technischer Überwachungsverein
UA	Unterabsatz
UBA	Umweltbundesamt
UBRegG	Unternehmensbasisdatenregistergesetz
UDB	Union Database (Unionsdatenbank für erneuerbare Kraftstoffe), siehe Glossar
UIG	Umweltinformationsgesetz
UML	Unified Modeling Language (vereinheitlichte Modellierungssprache), Standardmethode zur visuellen Darstellung von Systemen
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
Vedec	Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting e.V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas, Unternehmensverbund für Gas und Gasinfrastruktur
VwGO	Verwaltungsgerichtsordnung
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
VwVG	Verwaltungs-Vollstreckungsgesetz
VO	Verordnung
WPG	Wärmeplanungsgesetz
WPK	Wirtschaftsprüferkammer
WK-HKNR	Wärme- und Kälte-Herkunftsnachweisregister
XML	Extensible Markup Language (Auszeichnungssprache zum Definieren und Speichern der Daten in einer gemeinsam nutzbaren Weise)
ZÜS	Zugelassene Überwachungsstelle

Glossar

Anwendungsarchitektur	Die Anwendungsarchitektur definiert, wie die verschiedenen Module und Komponenten einer Anwendung zusammenarbeiten, um die funktionalen und nichtfunktionalen Anforderungen zu erfüllen.
Anwendungsarchitektur - Referenzmodell	Die Anwendungsarchitektur wird in Form eines Referenzmodells aufgebaut/skizziert; d. h. es stellt eine Art Leitplanke bzw. Rahmenwerk für die Umsetzung einer technischen Implementierung dar, gibt aber keine final ausgeprägte Lösungsarchitektur vor. Dieser Ansatz wurde deshalb gewählt, damit zum einen die wichtigen Anforderungen aufgeführt werden (das WAS?) und ein Freiraum bzw. Flexibilität zum Umsetzungsgestaltung (das WIE?) gegeben ist und somit unterschiedliche Lösungen (Produkte oder Individualentwicklungen) zum Tragen kommen können.
Application Programming Interface (API)	Ein Application Programming Interface (API) ist eine Schnittstelle, die es verschiedenen Softwareanwendungen ermöglicht, miteinander zu kommunizieren. Sie definiert, wie Programme miteinander interagieren, indem sie bestimmte Funktionen oder Daten anfordern und bereitstellen. APIs erleichtern die Integration und Nutzung von Diensten und Daten, ohne dass Entwickler den gesamten Code neu schreiben müssen
Benutzerkonzept	Ein Benutzerkonzept kann in verschiedene Richtungen ausgeprägt werden. In diesen Kontext beschreibt das Benutzerkonzept zwei Aspekte: Benutzeroberfläche und Nutzererlebnis.
Bilanzkreis	„im Elektrizitätsbereich innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen“ (§ 3 Nr. 10e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)). Im Gasbereich ermöglichen Bilanzkreise den virtuellen Transfer von Gasmengen entlang der Lieferkette und eine Zuordnung der ein- und ausgespeisten Gasmengen. Das Bilanzkreismanagement folgt dem Prinzip der Saldierung von ein- und ausgespeisten Gasmengen auf einem entsprechenden Bilanzkreiskonto.
Book & Claim	System zum Nachweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft, in dem diese Eigenschaft getrennt von der zugrundeliegenden Energiemenge auf dem Markt gehandelt werden kann
e-Akte	Die E-Akte Bund ist ein integrierter Basisdienst zur elektronischen Aktenführung. Sie ist ein zentraler Dienst im Rahmen der IT-

	Dienstekonsolidierung. Grundlage bildet eine strukturierte Ablage zur ordnungsgemäßen Aktenführung. Zusätzlich stellt die E-Akte Bund Funktionalitäten zur Zusammenarbeit und zur Unterstützung von Vorgangsbearbeitung und Fachverfahren bereit.
Grünstellung	Im dena Biogasregister erhält ein Datensatz den Status „grün“ und erfüllt somit die Anforderungen an eine massenbilanzielle Dokumentation, nachdem ein*e Auditor*in die von dem registrierten Unternehmen bereitgestellten Informationen verifiziert und die Registerführung eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt hat. Der grüne Status steht nur für gelieferte Biogasmengen zur Verfügung und gilt nicht für Book & Claim-Zertifikate (dena Biogasregister, 2019).
Herkunftsnachweis *(Guarantee of Origin, GO)*	„Ein elektronisches Dokument, das ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde“ (Art. 2 Nr. 12 RED II)
Herkunftszertifikat *(Certificate of Origin, CoO)*	Der Begriff „Certificate of Origin (CoO)“ wurde eingeführt, um die Herkunftsnachweise (oder GOs), die von den designierten nationalen Registern ausgestellt werden, von Zertifikaten im ERGaR zu unter-scheiden. „Dies ermöglicht eine Dokumentation der Einspeisung von erneuerbarem Gas, die die gleichen Informationen wie ein GO nach Art. 19 RED II enthalten kann, aber nicht von einem als „zuständige Stelle“ benannten nationalen Register ausgestellt werden muss“ (European Renewable Gas Registry [ERGaR], o. d.b).
Lebenszyklusanalyse (*Life-Cycle Assessment, LCA)*	Eine Methode zur systematischen Bewertung der Umweltauswirkungen eines Produkts, eines Verfahrens oder einer Dienstleistung während des gesamten Lebenszyklus, von der Rohstoffgewinnung bis zur Verwendung und Entsorgung.
Letzte Schnittstelle	Nur letzte Schnittstellen dürfen im Kontext des Nabisy Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen. Diese sogenannten Konversionsbetriebe sind in zwei Gruppen unterteilt (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung [BLE], 2022, Dezember): Betriebe, die nachhaltig angebaute Biomasse oder biogene Abfall- und Reststoffe verarbeiten und die daraus gewonnenen Halbfabrikate einer weiteren Verarbeitungsstufe zur Herstellung von Biokraft- oder Biobrennstoffen zuführen (z. B. Biogasanlagen). Diese Betriebe vervollständigen den Verarbeitungsprozess, um die für die Endverwendung

	erforderliche Qualität zu erreichen.o„Betriebe, die flüssige oder gasförmige Biomasse auf die für die Endverwendung erforderliche Qualität“ (BLE, 2022, Dezember) aufbereiten (z. B. Biogasaufbereitungsanlagen).
Massenbilanz	System zum Nachweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft, in dem die Lieferung dieser Eigenschaft und der Energiemenge zwingend zusammen erfolgen muss
Nachhaltigkeitsnachweis *(Proof of Sustainability, PoS)*	Nachweis der Daten zur Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien der RED I von Biokraft- und Biobrennstoffen, der durch von der EU-Kommission anerkannte nationale und freiwillige Systeme ausgestellt wird
Primärenergiefaktor	Der Primärenergiefaktor (PEF) wurde eingeführt, um eine verbesserte Vergleichbarkeit von Endenergieträgern zu ermöglichen. Er gibt das Verhältnis zwischen eingesetzter Primärenergie und abgegebener Nutzenergie an. Dies geschieht durch eine umfassende Bilanzierung der Energieverluste und -aufwendungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette eines Energieträgers, einschließlich Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und Verteilung. Im Gebäudeenergiegesetz (GEG) sind die Primärenergiefaktoren je nach Energieträger festgelegt. Erneuerbare Energien haben oft einen Faktor von Null, während fossile Brennstoffe in der Regel einen Faktor von 1,1 oder höher aufweisen.
PtX-Technologien (PtC, PtG, PtH, PtL, etc.)	Technologien, die die Sektorenkopplung (d.h. in diesem Fall die indirekte Verwendung von Strom über Sektoren hinweg durch Umwandlung) ermöglichen und somit der Dekarbonisierung dienen
Registeraufteilung	Während der Erarbeitung der Anwendungsarchitektur wurde der Sachverhalt der Registeraufteilung besprochen und definiert. Folgende Fragestellungen galt es zu klären bzw. wurden im Projektverlauf evaluiert: 1. Soll eine logische oder physische Trennung von Registern im neuen HKNR erfolgen → REGISTERAUFTEILUNG? 2. Soll ein Plattformgedanke verfolgt werden → HKNR-PLATTFORM? Wie ist der Ansatz bei der Datenhaltung? Welche Vorteile hat eine zentrale Datenhaltung gegenüber einer dezentralen Datenhaltung → „EINE ZENTRALE“ DATENBANK?
Register-Portal / HKNR-Portal	Das UBA HKNR-Portal wird als Gesamtlösung für alle Register verstanden, die durch den Auftraggeber betrieben werden. Im Geltungsbereich des Projektes (Scope) liegt der Aufbau eines Registerportals mit den zwei logischen Registern: Gase, Wärme-Kälte. Zum späteren Zeitpunkt können ggf. weitere Register ergänzt werden

	Die HKNR sollen so aufgebaut werden, dass ein **Portalgedanke** ausgeprägt wird und die individuellen Anforderungen der einzelnen Geschäftskontexte (Gase und Wärme-Kälte) berücksichtig werden: • Philosophie: Mehrere logische Register unter einem „Verwaltungsdach“ • Nutzung gemeinsamer Funktionen • Nutzung gemeinsamer Schnittstellen • Zugriffsharmonisierung über mehrere logische Register hinweg • Reduzierung von Doppelimplementierung • Vereinfachung des Hinzufügens / Entfernens von Registern (z. B. über Template-Erzeugung)
Scope 2 Guidance des GHG Protocol	Die Scope 2 Guidance ist breit von den Wirtschaftsteilnehmern weltweit benutzt und gibt vor, wie Unternehmen Emissionen aus eingekaufter oder erworbener Elektrizität, Dampf, Wärme und Kälte (sogenannte Scope 2-Emissionen) messen und darüber berichten.
Unionsdatenbank *(Union Database, UDB)*	Eine von der EU-Kommission eingerichtete Datenbank, die laut Art. 31a Abs. 1 RED III „die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ermöglicht“. In die UDB müssen die Wirtschaftsbeteiligten Informationen über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraft- und Brennstoffe eintragen. Die UDB soll EU-weit der Transparenz und dem Ausschluss der Doppelvermarktung der EE-Eigenschaften dienen.
Ursprungsnachweis *(Proof of Origin, PoO)*	Ein im Gas-Kontext gebräuchlicher Begriff für ein Dokument, das die Nachverfolgung der Erneuerbare-Energien-Eigenschaften auch in Systemen, in denen Energien unterschiedlicher Herkünfte (erneuerbar und nicht erneuerbar) vermischt werden (z.B. bei Energieeinspeisung in ein Netz) ermöglicht; es kann sich, je nach Begriffsauslegung, um massenbilanzbasierte Systeme oder um Systeme nach dem Book & Claim-Prinzip handeln
Verbrauchserklärung *(consumption declaration)*	Dokumente, die als Basis dienen, um die Energiequelleninformation für ausgestellte HKN zu ermitteln, d. h. sie enthalten Angaben zu den für die Energieerzeugung eingesetzten Einsatzstoffen bzw. Energieinputs
Wirtschaftsbeteiligte/Wirtschaftsteilnehmer *(economic operators)*	Alle Akteure der Wertschöpfungskette nachhaltiger Bioenergie, die an Nabisy teilnehmen

Zertifizierungsstelle (*certification body)*	Eine unabhängige dritte Partei, die ein Zertifizierungsverfahren durchführt. Eine Zertifizierungsstelle ist für einen bestimmten Sektor akkreditiert und kann Konformitätszertifikate ausstellen. Im Rahmen der freiwilligen Systeme (*voluntary schemes)* sind Zertifizierungsstellen für die Durchführung der Audits vor Ort anerkannt. Zu den Zertifizierungsstellen gehören u. a. TÜV SÜD und ESTS.
Zertifizierungssystem	Systeme, das die Einhaltung der Vorgaben zur Nachhaltigkeit von Biomasse und den daraus erzeugten Biokraft- und Biobrennstoffen von den Wirtschaftsteilnehmern über alle Stufen der Wertschöpfungskette hinweg sicherstellt (BLE, 2022, Dezember). Die Zertifizierungssysteme werden in zwei Gruppen unterteilt: freiwillige Zertifizierungssysteme nach § 2 Nr. 3 BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV (Voluntary Schemes, die durch die EU-Kommission anerkannt sind) sowie nationale Systeme anderer Mitgliedsstaaten

Zusammenfassung

Mit der zweiten Erneuerbare Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“) wurden Mitgliedsstaaten verpflichtet, neben dem etablierten Herkunftsnachweis (HKN)-System für Strom auch **HKN-Systeme für Gase wie Biomethan, synthetische Gase, Wasserstoff und kohlenstoffarme Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien** einzurichten. Für Wärme und Kälte wird die Einrichtung von HKN-Systemen erstmalig eine rechtssichere Grundlage für die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte bieten. Für Gase werden HKN als Nachweisverfahren neben die Massenbilanzierung treten, wodurch die Abstimmung mit bestehenden Massenbilanzsystemen für gasförmige Energieträger auf Basis erneuerbarer Energien relevant wird.

In Deutschland wurden rechtliche Grundlagen für die Errichtung und den Betrieb von Herkunftsnachweisregistern (HKNR) für gasförmige Energieträger sowie Wärme oder Kälte mit dem im Januar 2023 in Kraft getretenen **Herkunftsnachweisregistergesetz (HkNRG)** gelegt. Eine weitere Konkretisierung erfolgte durch die im April 2024 veröffentlichte **Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung (GWKHV)**, welche detaillierte Regeln zur Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN enthält. § 3 GWKHV benennt das Umweltbundesamt als die zuständige Behörde für den Betrieb der neuen Register.

Ziel des Projekts „Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion“ (FKZ 37EV 22 103 0) im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) war es vor diesem Hintergrund, **Grundlagen für die praktische Umsetzung von HKN-Systemen für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sowie erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme sowie zur weiteren rechtlichen Implementierung der Verpflichtungen aus Art. 19 RED II** bereitzustellen. Die Bearbeitung des Projekts erfolgte durch ein Konsortium bestehend aus HIC Hamburg Institut Consulting (Projektleitung), der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), conplement, Becker Büttner Held (BBH), PlanEnergi und dem Öko-Institut. Basierend auf einer Analyse der marktlichen Zusammenhänge, in welche die Register eingebettet sind, wurden Möglichkeiten der rechtlichen, prozessualen und technischen Umsetzung der Register und der Behandlung von Konversionsvorgängen aufgezeigt. Die Erarbeitung dieser fand unter Berücksichtigung regulatorischer Verpflichtungen (insb. der RED II bzw. der dritten Erneuerbare Energien-Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III), des HkNRG und der GWKHV) sowie verschiedener europäischer Standards (insb. EN 16325 und das European Energy Certificate System – EECS) und relevanter Forschung statt. Zudem wurden zwei Stakeholderworkshops durchgeführt und durch Interviews mit Experten und Expertinnen sowie Betreibern weiterer relevanter Register insb. aus dem Bereich der Massenbilanzierung ergänzt, um Feedback zu Zwischenergebnissen einzuholen und Praxiswissen in das Projekt zu integrieren. Während der Projektlaufzeit August 2023 bis Mai 2025 befanden sich relevante Rahmenbedingungen für die Register in der nationalen und europäischen Gesetzgebung und Normung in der Entwicklung, so dass das Projekt in enger Abstimmung mit der zuständigen Fachbegleitung im Umweltbundesamt durchgeführt wurde. Angesichts auch zukünftig zu erwartender Fortentwicklungen entsprechender Rahmenbedingungen lag ein besonderer Fokus der Ausarbeitung darauf, die zu entwickelnden Herkunftsnachweisregister möglichst resilient gegenüber Veränderungen in politischen, rechtlichen und systemischen Rahmenbedingungen auszugestalten.

Die Ergebnisse des Projekts wurden in **zwei Berichten** dokumentiert. **Hauptergebnis des Projekts ist das Leistungsverzeichnis zu den neuen HKNR für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sowie erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare**

Abwärme. Dieses umfasst die prozessuale und administrative Leistungsbeschreibung sowie die technische Leistungsbeschreibung zu den neuen Registern. Zusammen mit einem ergänzenden Backlog gilt das Leistungsverzeichnis als Anforderungsdokumentation und Grundlage für die Ausprägung der zukünftigen HKNR für Gase und Wärme-Kälte. Eine Veröffentlichung des Leistungsverzeichnisses erfolgt als Anhang zur Ausschreibung der neuen HKNR.

Im vorliegenden, wissenschaftlichen Bericht werden begleitende Analysen der marktlichen Zusammenhänge, in welche die Register eingebettet sind, sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Register dokumentiert. Dies wird ergänzt durch vertiefte Untersuchungen zu ausgewählten konzeptionellen und rechtlichen Ausgestaltungsfragen. Die Analysen im vorliegenden Bericht dienten als Grundlage der Erarbeitung der prozessualen und administrativen Leistungsbeschreibung sowie technischen Leistungsbeschreibung des Leistungsverzeichnisses zu den neuen Registern.

Marktanalysen für erneuerbare Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbarer Abwärme

Nachweiszertifikate für erneuerbare Gase sowie Wärme-Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbarer Abwärme können dem Nachweis ihrer Eigenschaften zu unterschiedlichen Zwecken dienen – von der Information für Verbrauchende bis hin zur Dokumentation unterschiedlichster Informationen im Rahmen von Förderinstrumenten oder Zielvorgaben. Sie ermöglichen die Handelbarkeit grüner Energieprodukte, indem sie den Markt transparent gestalten.

Die Nachweisführung über die Energieherkunft von Gasen kann nach zwei Prinzipien erfolgen: Im **Book & Claim-System** kann die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft getrennt von der zugrundeliegenden Energiemenge auf dem Markt gehandelt werden. Bei der Produktion des Gases wird ein Zertifikat erstellt, das zugunsten eines bestimmten Gasverbrauchs entwertet werden kann. Dieses einfachere Prinzip wird vor allem für die Energiekennzeichnung bei den Lieferungen an Endkunden*Endkundinnen und, darauf aufbauend, auf dem freiwilligen Markt für erneuerbare Gase genutzt. Dagegen erfolgen im **Massenbilanzsystem** die Lieferungen der Energiemenge und der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft zwingend zusammen. Die Nachweisführung beginnt bereits bei der Herstellung des Rohstoffs und muss über die gesamte Lieferkette aufrechterhalten werden. Dieses aufwändigere Verfahren ist in der aktuellen Praxis für Biomethan nötig, um bestimmte regulatorische Anforderungen zu erfüllen (wie die Anrechnung auf Erneuerbare-Energien-Ziele der RED) – und auch im Rahmen der Nachweisführung für Wasserstoff vorgesehen.

Die Analyse der beteiligten Akteure, ihrer Schnittstellen und der Prozesse am Markt ist Voraussetzung für eine praktikable Umsetzung jedes Systems für Herkunftsnachweise. Die Auswertung von drei deutschen Registern (Biogasregister der Deutschen Energie-Agentur (dena), Nachhaltige - Biomasse - System (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) und Marktstammdatenregister, welches durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) geführt wird) ergibt als wichtige Rollen für **Akteure in der Marktkommunikation auf dem Gasmarkt** Lieferanten, Netzbetreiber, Kapazitätsnutzer, Messstellenbetreiber, Bilanzkreis- bzw. Marktgebietsverantwortlicher, Auditoren*Auditorinnen sowie Registerbetreiber. Diese Akteursgruppen sind auf drei Ebenen aktiv: Auf der physischen Ebene liegen Produktion, Betrieb der Netze bzw. Transport sowie Lieferung an Endkunden*Endkundinnen. Auf der virtuellen Ebene werden Informationen zu Mengen, Bilanzierungen und Eigenschaften des gelieferten Gases ausgetauscht. Die nachweisliche Ebene umfasst das Ein- und Ausbuchen bestimmter Gasmengen über ein Register, in dem die nachhaltigen Eigenschaften für eine bestimmte Menge Biomethan nachverfolgt werden.

Im Jahr 2022 wurden in Deutschland mehr als drei Viertel des vorhandenen **Biomethans** über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vermarktet, der Rest diente zur Produktion von Kraftstoffen sowie Wärme oder wurde exportiert (Reinholz & Völler, 2023). Trotz höherer Nachfrage und verbesserter Preissituation in den letzten Jahren stieg die erzeugte Menge nur leicht. Grund dafür ist unter anderen die starke Konkurrenz für verschiedene Verwendungszwecke: Biomethan kann Erdgas direkt ersetzen und ist für z. B. Hochtemperaturbereitstellung in der Industrie fast ohne Alternative, wenn Treibhausgase eingespart werden sollen. Die produzierte Menge und das Preisniveau stehen aber in direktem Zusammenhang mit der Verfügbarkeit entsprechender Substrate (Horschig & van de Groot, 2024).

Laut dem Entwurf der Biomassestrategie der Bundesregierung (NABIS) wird es keinen weiteren Ausbau der Biomethanerzeugung aus Anbaubiomasse geben (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft [BMEL], 2024). In Studien zur Einschätzung des Potenzials von Biomethan in Europa bis 2050 werden als langfristig nutzbare Ausgangssubstrate u. a. landwirtschaftliche Reststoffe, Gülle, Festmist, Lebensmittelabfälle, Rückstände aus der kommunalen Abfallwirtschaft und Produkte des nachhaltigen sequentiellen Anbaus genannt. Laut Report des Europäischen Biogasverbands (EBA) aus dem Jahr 2021 können Biogas und Biomethan aus diesen Substraten bis zum Jahr 2050 bis zu 40 % des Gasbedarfs in Europa decken. Das entsprechende Erzeugungspotenzial in Deutschland liegt bei 22 Mrd. m^3 (etwa 230 TWh) im Jahr, wovon 36 % bereits produziert werden (EBA European Biogas Association, 2022).

Anders als beim Biomethan benötigt die Produktion von **Wasserstoff** im Sinne von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs (renewable fuels of non-biological origin, RFNBO) keine nachwachsenden Rohstoffe und entsprechend sind auch keine Nachweise für deren Nachhaltigkeit nötig. Sowohl in regulatorischen als auch freiwilligen Zertifizierungen ist der CO_2-Fußabdruck der Wasserstoffproduktion ein weitverbreitetes Kriterium. Je nach Zertifizierung variieren jedoch die angewandten Grenzwerte sowie die Methodik zu dessen Berechnung.

Der Handel von nachhaltigem Gas aus strombasierter Erzeugung setzt eine parallele Nachweisführung in einem Register für Strom aus nachhaltigen Quellen voraus. Die im Rahmen des Berichts befragten Stakeholder formulierten dementsprechend mehrheitlich Wünsche, die auf ein einfach zu bedienendes System mit funktionierenden Schnittstellen für den Handel mit Wasserstoff-HKN zielen. Da aus Sicht der Stakeholder auf absehbare Zeit Wasserstofferzeugung und -nutzung in Deutschland nur im Rahmen von Förderungen darstellbar ist, wird nur Herkunftsnachweisen Relevanz zugeschrieben, die für den Nachweis der notwendigen Kriterien geeignet sind.

In Szenarien unterschiedlicher Autoren*Autorinnen wird die Wasserstoffnachfrage in Deutschland für 2030 im Mittel bei 50 TWh gesehen – die durch die geschätzte heimische Wasserstofferzeugung von 30 TWh nicht gedeckt werden kann (Boston Consulting Group, 2021; dena, 2021, Oktober; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2024; Luderer et al., 2021; Prognos et al., 2021).

Im Vergleich zum Strom- und Gasbereich handelt es sich beim **Markt für netzgebundene thermische Energie** nicht um einen liberalisierten Markt. Fernwärmeversorger sind meist

vertikal integriert, das bedeutet Erzeugung, Netzbetrieb und Vermarktung liegen i. d. R. in einer Hand. Selten bestehen auch Verbundnetze, in denen mehrere Wärmeversorger agieren oder es werden Dritte in ein Netz eingebunden (meist zur Lieferung von unvermeidbarer Abwärme oder Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung). Die Struktur und Größe einzelner Wärmenetze und ihrer Akteure variieren dabei in Deutschland erheblich. Durch die meist monopolistischen Marktstrukturen und die sehr heterogenen Voraussetzungen der verschieden Wärmeversorger ergeben sich bei der Ausgestaltung eines HKN-Systems einige Besonderheiten, die mitgedacht werden müssen. Da Verbrauchende meist langfristig an ein Fernwärmenetz gebunden sind bzw. ggf. kommunale Anschluss- und Benutzungszwänge bestehen, müssen bei allen Änderungen die Auswirkungen z. B. auch auf Preise mitbedacht werden. In Bezug auf die Marktstrukturen für eine netzgebundene Kälteversorgung ergeben sich – abgesehen von wenigen Ausnahmen – weitgehend dieselben Bedingungen wie im Wärmebereich.

Insbesondere in Bezug auf die Fernwärmeversorgung lassen sich vermehrt Bestrebungen zur Dekarbonisierung und Transformation hin zur erneuerbaren Wärmeversorgung beobachten. Getrieben wird dies insbesondere von regulatorischer Seite, bspw. durch das Wärmeplanungsgesetz (WPG) aus dem Jahr 2024, nach welchem der Anteil an erneuerbaren Energien (EE) und unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetzen ab 2030 bei 50 % liegen muss. Bis 2045 müssen Fernwärmenetze vollständig dekarbonisiert sein – bei einem Anteil an Biomasse von maximal 15 %. Zudem soll eine signifikante Steigerung der Gebäudeanschlüsse erreicht werden. Mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) wird die Transformation aktiv gefördert.

Die Potenziale zur Nutzung eines zukünftigen Wärme-Kälte-HKNR sind neben den relevanten Anwendungsfällen und dem Brancheninteresse an der Nutzung des Registers abhängig von den zur HKN-Ausstellung verfügbaren Mengen an thermischer Energie. Im Jahr 2022 lag die Nettowärmeerzeugung in Deutschland bei 133 TWh, wovon 6 % auf Abwärme und 19 % auf erneuerbare Energien entfielen (nach Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V [BDEW], 2023d; Einspeisungen von Industrie und anderen Einrichtungen sind eingeschlossen). Für den Kältebereich lassen sich aufgrund der schlechten Datenlage nur wenige Aussagen treffen. Kälte wird überwiegend dezentral mittels strombetriebener Anlagen erzeugt. Kälteerzeugung macht derzeit nur einen Anteil von um die 3 % des deutschen Gesamtendenergieverbrauchs aus (Umweltbundesamt, 2024). Schätzungen zum aktuellen Kältebedarf in Deutschland liegen je nach Studie bei etwa 50.250 bis 90.000 GWh/a (Goetschkes et al., 2021). Gemäß drei Szenarien zur weiteren Entwicklung der Netto-Fernwärmeerzeugung wird bis 2030 im Mittel eine Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien von 53 TWh prognostiziert, welche bis 2045 auf 130 TWh ansteigt (BDEW, 2023d, 2023e; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Rechtliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung der neuen Herkunftsnachweisregister

Analysen der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der neuen HKNR wurden in drei Gutachten zusammengefasst. Im **Gutachten „Rechtsfragen bei der Ausgestaltung der Herkunftsnachweisregister für erneuerbare Gase und Wärme“** wurde untersucht, welche Handlungsspielräume und welche roten Linien aus rechtlicher Sicht für deren Ausgestaltung bestehen. Basis der Analyse ist das für die neuen HKNR geltende europäische und nationale Recht. Das Gutachten analysiert dabei im Schwerpunkt die Änderungen, die sich durch die RED

III aus 2023 im Vergleich zur bisherigen Rechtslage ergeben. Wichtige Ergebnisse der rechtlichen Analyse betreffen dabei u. a. die folgenden Aspekte:

Es kann zwar argumentiert werden, dass nach der RED III nur ein Anspruch auf die Ausstellung von HKN für Wasserstoff besteht, der den strengen Kriterien des Delegierten Rechtsakts für grünen Wasserstoff (RFNBO) besteht. Nach Einschätzung der Gutachtenden sollten gleichwohl die Ausstellung von HKN für jede Form von grünem Wasserstoff ermöglicht werden.

Die durch die RED III ermöglichte zeitliche und mengenmäßige Granularität (Ausstellung von HKN für kleinere zeitliche Abschnitte und mengenmäßige Anteile) ist zwar nicht zwingend vorgegeben. Auch hier ist es aber empfehlenswert, diese Aspekte im neuen Register mit abzubilden, u. a. um das Zusammenspiel mit ausländischen Registern sicher zu stellen, die diese Granularität umsetzen werden.

Die Entwertung von Wasserstoff-HKN für aus dem Erdgasnetz bezogenes Gas setzt nach der Richtlinie voraus, dass die entwerteten HKN den “relevanten Netzmerkmalen” entsprechen. Das europäische Recht (einschließlich des CEN-Standards) macht keine Vorgaben dazu, was unter relevanten Netzmerkmalen zu verstehen ist. Im deutschen Recht (GWKHV) ist nunmehr vorgesehen, dass bei der Lieferung von Wasserstoff über das Erdgasnetz (im Wege der Beimischung von Wasserstoff) die Herkunftsnachweise für Wasserstoff den relevanten Netzmerkmalen entsprechen. Diese Auslegung erscheint sachgerecht und steht in Einklang mit den europäischen Vorgaben.

In einem weiteren Abschnitt wurde das Verhältnis der HKN für Gas und Wasserstoff zu bestehenden Nachweissystemen untersucht. Während im Wärmebereich bislang keine weiteren Nachweissysteme bestehen, sind im Gasbereich andere Systeme etabliert (dena-Biogasregister, Nabisy-Register der BLE) bzw. im Aufbau (Wasserstoff nach der 37. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV)). Hier bestehen inhaltliche Überschneidungen aber auch wesentliche Unterschiede. Das Zusammenspiel der Nachweissysteme ist wesentlich für die Ausgestaltung des HKN-Registers für erneuerbare Gase.

Außerdem wurde geprüft, welche Rechtsänderungen notwendig sind, damit bei einer Konversion – der Herstellung von grünen Gasen/ grüner Wärme aus erneuerbarem Strom – die Nutzung des Stroms und die Entwertung der HKN durch den Betreiber der Konversionsanlage möglich ist. Nach gegenwärtiger Rechtslage ist die Entwertung von Strom-HKN durch den Verbraucher*die Verbraucherin des Stroms nicht möglich, was die Möglichkeit der Konversion praktisch einschränkt.

Zudem wurden zwei vom Auftraggeber ausgewählte Fragestellungen zur rechtlichen Umsetzung der neuen Register untersucht: die Bewertung von Entscheidungen der Registerverwaltung als Verwaltungsakte und die Möglichkeit, automatisierte Verwaltungsakte zu erlassen, sowie die Zulässigkeit von Zeitgebühren für die Administrierung der Register für Gase und Wärme-Kälte nach der GWKHV.

Das **Gutachten zu automatisierten Verwaltungsakten im Herkunftsnachweisregisterverfahren** analysiert in seinem ersten Teil, welche Handlungen des UBA als Verwaltungsakte und welche sogar als automatisierter Verwaltungsakt im Sinne des Bundesverwaltungsverfahrensgesetzes zu werten sind. Der zweite Teil des Gutachtens befasst sich mit der Umsetzung des Verwaltungshandelns im Zusammenhang mit dem Herkunftsnachweisregister in der elektronischen Aktenführung.

In **dem Kurzgutachten zur Zulässigkeit von Zeitgebühren für die Administrierung der Register für Gase und Wärme-Kälte nach der GWKHV** wird die Frage behandelt, ob das UBA in der noch erlassenden Gebührenordnung für die Herkunftsnachweisregister für erneuerbare

Gase und Wärme-Kälte auch Zeitgebühren aufnehmen darf. Das Bundesgebührengesetz (**BGebG**) bildet die Rechtsgrundlage für den Erlass der Gebührenordnung. Das Gutachten kommt zum Ergebnis, dass in der auf Grundlage von § 22 Abs. 4 BGebG noch zu erlassenden Gebührenverordnung Zeitgebühren vorgesehen werden können.

Anwendungsfälle der neuen Herkunftsnachweisregister

Auf Basis der Marktanalysen und der Analyse des relevanten Rechtsrahmens wurden im Projekt Anwendungsfälle identifiziert und priorisiert, die für die zukünftige Nutzung der HKNR und somit deren Ausgestaltung wichtige Rahmenbedingungen bilden.

Der Ausschluss der Doppelvermarktung mit Massenbilanzsystemen und die kommende Gaskennzeichnung wurden als die wichtigsten Anwendungsfälle für erneuerbare Gase identifiziert. Für Wasserstoff spielt die Nachweisführung bei Importen aus Staaten der Europäischen Union (EU) wie von außerhalb der EU perspektivisch eine wichtige Rolle. Die Entwicklung der Biomethananwendungen hängt von der Verfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Einsetzbarkeit alternativer Energieressourcen wie Strom und Wasserstoff ab. Die Nutzung von Biomethan in der Industrie und zur Spitzenlastabdeckung im Strombereich könnten vielversprechend sein, mit entsprechendem Nachweisbedarf. Auch ist die HKN-Nutzung als Informationsträger für Folgeprodukte wie grünen Stahl sowie für die Klimaberichterstattung von Unternehmen für beide Gase relevant.

Anwendungsfälle für das Herkunftsnachweisregister für Wärme und Kälte ergeben sich vor allem im Kontext der Produktdifferenzierung. Werden Kunden*Kundinnen Wärmeprodukte angeboten, die zu einem bestimmten Anteil aus Erneuerbaren Energien bestehen, so müssen nach § 5 Abs. 1 Nr. 7 Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung (FFVAV) Herkunftsnachweise zum Nachweis der EE-Anteile verwendet werden. Über das Angebot von grünen Fernwärme- oder Fernkälteprodukten können zusätzliche Finanzierungsströme für die Netztransformation erschlossen und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dezentralen Lösungen sichergestellt werden. Eine Vollkennzeichnung vorausgesetzt, könnten WK-HKN außerdem in der Nachweisführung im Kontext verschiedener Berichtsanforderungen Anwendung finden.

Zielbild der neuen Herkunftsnachweisregister

Im Rahmen der Vorbereitung zur Registerumsetzung wurden **verschiedene Ausgestaltungsfragen** vertieft analysiert. Diese betreffen die Registerarchitektur (Plattformgedanke, modularer Aufbau), das Verhältnis von HKN und Massenbilanzierung, die Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen, die Abbildung von Emissionsfaktoren auf HKN und Implikationen für die Informationstiefe von HKN, Granularität, sowie Prüf- und Verifizierungsanforderungen.

Hinsichtlich der **Registerarchitektur** wurde im Rahmen der technischen Leistungsbeschreibung gemeinsam mit dem Auftraggeber der **Gedanke eines Registerportals** ausgeprägt: d. h. mehrere logische Register (auch das zukünftige HKNR) unter einem „Verwaltungsdach“. So sollen Synergien zwischen den Einzelregistern genutzt werden und wichtige individuelle Anforderungen der einzelnen Geschäftskontexte (Gase und Wärme-Kälte) erhalten bleiben. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Festlegung auf eine **modulare technische Lösungsarchitektur**. Diese stellt sicher, dass zukünftig logische Register zum Portal hinzugefügt oder auch rausgelöscht werden können. Die Modularität der Lösung (Anwendungskomponenten) ermöglicht das Nutzen gemeinsamer technischer Ressourcen und die Zusammenlegung von Funktionen, die von unterschiedlichen Registern genutzt werden, als auch die avisierte Trennung von Registerdatenbanken, um ggf. eine spätere Ausgliederung von

Registern zu ermöglichen. Ein kritischer Punkt im Rahmen der technischen Betrachtung sind die Schnittstellen. Diese wurden im Detail im Leistungsverzeichnis beschrieben; zur erfolgreichen Umsetzung der HKNR gehört die Implementierung von bestimmten Schnittstellen und der damit verbundene Automatisierungsgrad des Informationsaustausches zwischen den HKNR und anderen Registern/Instanzen (wie z. B. Biogasregister oder Nabisy). Des Weiteren ist bei den Schnittstellen zu berücksichtigen, dass bestehende Informationen – je nach finaler Architekturbestimmung – bestmöglich verwendet werden (Einbindung vorhandener Daten z. B. aus dem bestehenden Strom-HKNR oder dem zukünftigen RFNBO-Register).

Um eine Doppelzählung und -vermarktung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase auszuschließen, ist das **Verhältnis von Massenbilanzierung und HKN** in der künftigen Nachweissystemlandschaft zu klären. Im Bereich der erneuerbaren Gase sind bereits verschiedene Systeme zum Nachweis der Erneuerbaren-Energien-Eigenschaft etabliert. Hierbei handelt es sich um Massenbilanzsysteme, bei denen die erneuerbare Eigenschaft anders als bei HKN nicht getrennt von Energiemengen gehandelt werden dürfen. Die zukünftige Existenz von „Book & Claim“-HKN erfordert ein geregeltes Zusammenspiel zwischen HKN und Massenbilanzierung. Hierfür werden zwei Optionen dieses Zusammenspiels beschrieben: die Kombination von Massenbilanzierungs- und HKN-Informationen in einem Zertifikat (sog. „Kombi-HKN“) und der gegenseitige Abgleich beider Systeme über Schnittstellen zwischen entsprechenden Registern. In der Praxis wird hierbei zweitere Option zum Einsatz kommen.

Als weitere Ausgestaltungfrage wurde die **Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen** untersucht. Die neuen HKNR für Gase und Wärme-Kälte müssen in der Lage sein, Konversionsvorgänge, d. h. die Übertragung von Energie einer Art Energieträger auf eine andere Art Energieträger, in der Nachweisführung nachzuvollziehen. Hierbei kann es sich beispielsweise um die strombasierte Gaserzeugung, die strombasierte Wärmeerzeugung oder die gasbasierte Wärmeerzeugung handeln. Die Informationen zu den in Konversionsanlagen eingesetzten Energieinputs sollen dabei im Rahmen von Verbrauchserklärungen erfasst werden. Die Informationen zu den eingesetzten Energieinputs werden an die für den Output auszustellenden HKN „vererbt“, wobei Konversionsverluste berücksichtigt werden. Um die automatisierte und fehlerfreie Ausstellung von HKN in Konversionsanlagen sicherzustellen, gilt es unter anderem Schnittstellen zum Strom-HKNR zu etablieren und in diesem den Zusatzzweck „Konversion“ zum Hauptentwertungszweck „Stromkennzeichnung“ einzuführen.

Des Weiteren wurde die **Ausweisung von Emissionsfaktoren auf HKN sowie Implikationen für die Informationstiefe von HKN** untersucht. Anlagenbetreiber besitzen in den neuen HKNR die Möglichkeit Emissionsfaktoren auf ihren HKN auszuweisen. Hierbei handelt es sich um eine optionale Angabe zu den bei der Erzeugung der Energieeinheit entstandenen Treibhausgasemissionen. Gemäß GWKHV sollen dabei möglichst alle anerkannten Methoden zur Ermittlung der THG-Emissionen zulässig sein. Je nach angewandter Methodik können sich jedoch mitunter sehr unterschiedliche Emissionsfaktoren für die gleiche Energieeinheit ergeben. Daher sollte die für die Ermittlung verwendete Methodik angegeben und ausgewiesen werden müssen, um eine Nachvollziehbarkeit der ausgewiesenen Emissionsfaktoren zu gewährleisten. Auch sollten die regulatorisch etablierten methodischen Vorgaben (bspw. der RED und delegierter Rechtsakte) als „Leitmethodik“ gestützt werden.

Eine weitere relevante Ausgestaltungsfrage der neuen HKNR betrifft die **Granularität von HKN**. Unter dem Begriff der Granularität wird die energiemengenmäßige und zeitliche Auflösung der HKN verstanden. Im existierenden Strom-HKNR werden HKN mit einer Standardgröße von 1 MWh und einer zeitlichen monatlichen Auflösung ausgestellt. Aus rechtlicher Sicht ergibt sich für die neuen HKNR keine Verpflichtung zur Ausstellung granularer HKN, wohl aber eine Pflicht

zur Anerkennung granularer, ausländischer HKN. Eine Ausstellung energiemengenmäßig granularer HKN würde es kleinteiligen Anlagen erleichtern am HKN teilzunehmen. Auch um spätere teure und aufwendige Nachrüstungen zu vermeiden sollte daher die Ausstellung von HKN auf 15 Minuten Basis und in den Größen 1 Wh, 1 kWh und 1 MWh ermöglicht werden.

Die **Etablierung von Prüf- und Verifizierungsverfahren** schließlich dienen der Bestätigung der Richtigkeit verschiedener Daten, die in den HKNR hinterlegt werden. Dies betrifft insbesondere Akteursdaten, Anlagendaten, Energiemengendaten und Verbrauchserklärungen zu Einsatzstoffen. Hierbei kann bzw. muss mitunter auf externe Gutachten und/oder andere Register und Daten zurückgegriffen werden, wobei die Verfahren sich je nach Energieträger unterscheiden. Die Ausgestaltung von Prüf- und Verifizierungsanforderungen wurde dementsprechend für Biomethan, Wasserstoff und Wärme-Kälte untersucht. Zudem wurden Anforderungen an Gutachtende für die Bestätigung der Richtigkeit gemachter Angaben analysiert.

Ausweitung des HKN-Systems auf kohlenstoffarmen Wasserstoff

Das neue Gas-HKNR soll neben erneuerbaren Gasen auch HKN für kohlenstoffarme Gase umfassen. Diese müssen von HKN für erneuerbare Gase eindeutig unterscheidbar sein. Dementsprechend wurden **marktliche Rahmenbedingungen, Anwendungsfälle und die Ermittlung von Emissionsfaktoren** für kohlenstoffarmen Wasserstoff gesondert untersucht. Relevanz könnte künftig vor allem sogenanntem blauen Wasserstoff zukommen. In welchem Umfang dieser in Zukunft in Deutschland erzeugt und verbraucht werden wird, ist jedoch noch schwer abschätzbar. Ob ein Gas als kohlenstoffarm angesehen werden kann, ist dabei von den bei der Erzeugung entstehenden Treibhausgasemissionen abhängig. Daher kommt der Wahl einer einheitlichen und transparenten Berechnungsmethodik hier eine zentrale Rolle zu.

Darüber hinaus wurde die **Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff und Grubengas** in einem Rechtsgutachten untersucht. Nach § 2 Nr. 10 HkNRG wird als kohlenstoffarmes Gas „kohlenstoffarmer Wasserstoff und dessen Derivate sowie Grubengas“ definiert. § 2 Nr. 11 HkNRG definiert dann den Begriff „kohlenstoffarmer Wasserstoff“ und verweist dazu auf zwei europäische Vorschriften in der Definition für kohlenstoffarmen Wasserstoff. Kohlenstoffarmer Wasserstoff muss danach entweder die Normen von Anhang I Nummer 3.10 der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 (Taxonomie-Verordnung) oder die der Gasbinnenmarktrichtlinie bei der Erzeugung einhalten. Die Taxonomie-Verordnung sieht eine Treibhausgas (THG)-Emissions-Reduktion von 73,4 % (bezogen auf den Lebenszyklus des erzeugten Wasserstoffs gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff), die Gasbinnenmarkt-Richtlinie eine Reduktion von 70 % vor. Die Delegierte Verordnung zur Gasbinnenmarktrichtlinie für kohlenstoffarme Kraftstoffe liegt bisher im Entwurf vor. Dieser sieht auch einen Wert von 70 % für die THG-Emissions-Reduktion gegenüber fossilen Kraftstoffen vor.

Im Hinblick auf kohlenstoffarmen Wasserstoff muss im Register für Gas-HKN nur die Ausstellung von blauem, orangenen und türkisen Wasserstoff vorgesehen werden. Auf Basis der im HkNRG genannten europäischen Rechtsakte ist Voraussetzung für die Einordnung von Wasserstoff als „kohlenstoffarm“, dass er im Vergleich zu fossil erzeugtem Wasserstoff eine Mindesteinsparung von 70 % an THG-Emissionen (Gasbinnenmarktrichtlinie) oder 73,4 % (Taxonomie-Verordnung) aufweisen. Die Rechtsanwender können sich für eine Bilanzierung entweder nach der Taxonomie-Verordnung oder der Gasbinnenmarkt-Richtlinie entscheiden, wobei auf dem HKN die Bilanzierungsmethode genannt werden sollte.

Grubengas gilt neben den kohlenstoffarm erzeugten Mengen von Wasserstoff und dessen Derivaten gleichermaßen als kohlenstoffarmes Gas i. S. d. § 2 Nr. 10 HkNRG. Da das UBA gemäß

§ 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 GWKHV HKN für solches Gas ausstellen soll, das die Anforderungen an kohlenstoffarmes Gas nach § 2 Nr. 10 HkNRG erfüllt und Grubengas neben kohlenstoffarmem Wasserstoff und seinen Derivaten dieser Vorschrift unterfällt, muss das UBA für Grubengas HKN ausstellen. Da es im Gegensatz zum Wasserstoff in der HkNRG jedoch keine Verweise auf europäische Vorgaben zur Kohlenstoffreduktion gibt (und auch sonst auf europarechtlicher Ebene nur die Normen der Methan-Verordnung einschlägig sind) und auch auf nationaler Ebene keine Anforderungen an die Ausstellung von HKN für Grubengas definiert werden, sind keine weiteren Anforderungen an das Grubengas für die Ausstellung von HKN einzuhalten oder zu belegen. Insbesondere müssen keine konkreten Emissionsreduktionen gegenüber (sonstigem) fossilem Methan nachgewiesen werden.

Summary

With the second Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 (“RED II”), member states were obliged to set up **guarantee of origin (GO) systems for gases such as biomethane, synthetic gases, hydrogen and low-carbon gases as well as heating and cooling from renewable energies** in addition to the established GO system for electricity. For heating and cooling, the establishment of GO systems will for the first time provide a legally secure basis for the marketing of green district heating products. For gases, GOs will be used as a verification system alongside mass balancing, making harmonisation with existing mass balancing systems for gaseous energy sources based on renewable energies relevant.

In Germany, the legal basis for the establishment and operation of GO registries for gaseous energy sources as well as heating or cooling was laid down in the Guarantees of Origin Registry Act (**Herkunftsnachweisregistergesetz, HkNRG**), which came into force in January 2023. The Gas, Heating and Cooling Guarantee of Origin Registry Ordinance (**Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung, GWKHV**) published in April 2024, which contains detailed rules on issuing, transferring and cancelling GOs, provided further detail. § 3 GWKHV names the German Environment Agency as the responsible agency for operating the new registries.

Against this background, **the aim of the project "Guarantees of origin for gas, hydrogen, heating-cooling: possibilities of legal, procedural and technical implementation of the registers and conversion**" (FKZ 37EV 22 103 0) on behalf of the German Environment Agency (Umweltbundesamt, UBA) was to provide **a basis for the practical implementation of GO systems for renewable and low-carbon gases as well as renewable heating and cooling and unavoidable waste heat and for the further legal implementation of the obligations under Art. 19 RED II.** The project was carried out by a consortium consisting of HIC Hamburg Institut Consulting (project management), the Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), conplement, Becker Büttner Held (BBH), PlanEnergi and the Öko-Institut. Based on an analysis of the market contexts in which the registries are embedded, options for the legal, procedural and technical implementation of the registries and the treatment of conversion processes were identified. These were developed taking into account regulatory obligations (in particular RED II and Renewable Energy Directive (EU) 2023/2413 (RED III), the HkNRG and the GWKHV) as well as various European standards (in particular EN 16325 and the European Energy Certificate System – EECS) and relevant research. In addition, two stakeholder workshops were held and supplemented by interviews with experts and operators of other relevant registries, particularly from the field of mass balancing, in order to obtain feedback on interim results and integrate practical knowledge into the project. During the project period from August 2023 to May 2025, relevant framework conditions for the registries were under development in national and European legislation and standardisation, so that the project was carried out in close coordination with the responsible experts at the German Environment Agency. In view of expected future developments in the relevant framework conditions, a particular focus of the project was on making the GO registries to be developed as resilient as possible to changes in the political, legal and systemic framework conditions.

The results of the project were documented in **two reports**. **The main result of the project are the service specifications for the new GO registries for renewable and low-carbon gases as well as renewable heating and cooling and unavoidable waste heat**. Together with a supplementary backlog, the procedural and administrative service specifications as well as the technical service specifications constitute the requirements documentation and the basis for the

development of the future GO registries for gases and heating-cooling. The service specifications will be published as an annex to the invitation for tenders for the new registries.

This scientific report documents accompanying analyses of the market contexts in which the registries are embedded, as well as the legal framework conditions for implementing the registries. This is supplemented by in-depth analyses of selected conceptual and legal design issues. The analyses in this report served as the basis for the development of the procedural and administrative service specifications as well as the technical service specifications for the new registries.

Market analyses for renewable gases as well as heating and cooling from renewable energy sources and unavoidable waste heat

Energy certificates for renewable gases and heating-cooling from renewable energy sources and unavoidable waste heat can serve as proof of origin and attributes for various purposes – from the provision of consumer information to the documentation of a wide range of information as part of funding instrument implementation or target accounting. They enable the tradability of green energy products by making the market transparent.

Proof of energy origin for gases can be provided according to two principles: In the **book & claim system**, the renewable energy property can be traded on the market separately from the underlying energy quantity. When gas is produced, a certificate is created that can be cancelled on behalf of a specific gas consumption. This simpler principle is mainly used for energy disclosure of end-user supplies and in the voluntary market. In the **mass balance system**, on the other hand, the delivery of the energy quantity and the renewable energy property must take place together. The verification process begins with the production of the raw material and must be maintained throughout the entire supply chain. In current practice, this more complex procedure is necessary for biomethane in order to fulfil certain regulatory requirements (such as counting towards the renewable energy targets of the RED) – and is also envisaged as part of the verification process for hydrogen.

Analysing the players involved, their interrelations and the processes on the market is a prerequisite for the practicable implementation of any renewable energy tracking system. The analysis of three German registries (Biogasregister of the German Energy Agency (Deutsche Energie-Agentur, dena), Sustainable Biomass System (Nachhaltige – Biomasse – System, Nabisy) of the Federal Office for Agriculture and Food (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, BLE) and the Marktstammdatenregister, which is operated by the Federal Network Agency (Bundesnetzagentur, BNetzA)) shows that the key roles for **players in market communication on the gas market** are suppliers, network operators, capacity users, metering point operators, balancing group and market area managers, auditors and registry operators. These stakeholder groups are active at three levels: at the physical level, production, network operation and transport as well as delivery to end customers. At the virtual level, information on quantities, balancing and properties of the gas supplied is exchanged. The verification level comprises the booking in and out of certain gas quantities via a registry in which the sustainable properties for a certain quantity of biomethane are tracked.

In 2022, more than three quarters of the **biomethane** available in Germany was marketed under the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), while the rest was used to produce transport fuels or heat or was exported (Reinholz & Völler, 2023). Despite higher demand and an improved price situation in recent years, the quantity produced has only increased slightly. One of the reasons for this is the strong competition for various uses: biomethane can directly replace natural gas and is almost without alternative, e.g. for high-

temperature supply in industry, if greenhouse gases are to be saved. However, the quantity produced and the price level are directly related to the availability of corresponding substrates (Horschig & van de Groot, 2024).

According to the Federal Government's draft biomass strategy (NABIS), there will be no further expansion of biomethane production from cultivated biomass (BMEL, 2024).. Studies assessing the potential of biomethane in Europe up to 2050 cite agricultural residues, liquid manure, solid manure, food waste, residues from municipal waste management and products from sustainable sequential cultivation as source substrates that can be used in the long term. According to the European Biogas Association (EBA) 2021 report, biogas and biomethane from these substrates could cover up to 40% of Europe's gas demand by 2050. The corresponding generation potential in Germany is 22 billion m^3 (around 230 TWh) per year, 36 % of which is already being produced (EBA European Biogas Association, 2022)..

Unlike biomethane, the production of **hydrogen** in the sense of renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) does not require any renewable raw materials and therefore no proof of sustainability is required. The CO_2 footprint of hydrogen production is a widespread criterion in both regulatory and voluntary certifications. However, the CO_2 footprint limits that are applied and the methodology used to calculate footprints vary depending on the certification.

The trading of sustainable gas from electricity-based generation requires parallel verification in a registry for electricity from sustainable sources. Accordingly, the majority of stakeholders consulted as part of the report expressed a desire for an easy-to-use system with functioning interfaces for trading hydrogen GOs. As the stakeholders believe that hydrogen production and utilisation in Germany will only be feasible in the foreseeable future within the framework of subsidies, only guarantees of origin that are suitable for proving the necessary criteria are considered relevant.

Scenarios by various authors put the demand for hydrogen in Germany in 2030 at an average of 50 TWh – which cannot be covered by the estimated domestic hydrogen production of 30 TWh (Boston Consulting Group, 2021; dena, 2021, Oktober; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2024; Luderer et al., 2021; Prognos et al., 2021).

Compared to the electricity and gas sectors, the **market for grid-connected thermal energy** is not a liberalised market. District heating suppliers are usually vertically integrated, which means that generation, network operation and marketing are generally in one hand. In rare cases, there are also interconnected networks in which several heat suppliers operate or third parties are integrated into a network (usually to supply unavoidable waste heat or heat from thermal waste treatment). The structure and size of individual heating networks and their players vary considerably in Germany. Due to the mostly monopolistic market structures and the very heterogeneous requirements of the various heat suppliers, there are a number of special features that need to be taken into account when designing a district heating network system. As consumers are usually tied to a district heating network for the long term or may be subject to municipal connection and utilisation obligations, the effects on prices, for example, must also be taken into account for all changes. With regard to the market structures for grid-connected cooling supply, the conditions are largely the same as in the heating sector, with a few exceptions.

With regard to the district heating supply in particular, efforts to decarbonise and transform towards a renewable heat supply can be increasingly observed. This is being driven in particular by regulatory measures, such as the Heat Planning Act (Wärmeplanungsgesetz, WPG) from 2024, according to which the proportion of renewable energy and unavoidable waste heat in heating networks must be 50% from 2030. District heating grids must be fully decarbonised by 2045 – with a maximum biomass share of 15%. In addition, a significant increase in building connections is to be achieved. The federal subsidy for efficient heating networks (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, BEW) actively promotes the transformation.

In addition to the relevant use cases and industry interest in using the registry, the potential for utilising a future heating and cooling GO registry depends on the quantities of thermal energy available at the time the registry goes into operation. In 2022, net heat generation in Germany was 133 TWh, of which 6% was attributable to waste heat and 19% to renewable energies (according to BDEW, 2023d;; feed-ins from industry and other facilities are included). Only a few statements can be made for the cooling sector due to the poor data situation. Cooling is predominantly generated in a decentralised manner using electricity-powered systems. Cooling currently only accounts for around 3% of Germany's total final energy consumption (Umweltbundesamt, 2024). Estimates of current cooling demand in Germany range from around 50,250 to 90,000 GWh/a, depending on the study (Goetschkes et al., 2021). According to three scenarios for the further development of net district heating generation, district heating generation from renewable energies is forecast to amount to 53 TWh by 2030 on average, rising to 130 TWh by 2045 (BDEW, 2023d, 2023e; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Legal framework for the implementation of the new guarantees of origin registries

Analyses of the legal framework conditions for the implementation of the new GO registries were summarised in three legal reports. **The report “Legal issues in the design of the guarantees of origin registries for renewable gases and heat”** analysed the scope for action and the red lines for their design from a legal perspective. The analysis is based on the European and national law applicable to the new registries. The report focuses on analysing the changes resulting from the RED III from 2023 compared to the previous legal framework. Important results of the legal analysis include the following aspects:

Although it can be argued that RED III only prescribes a right to the issuance of GoOs for hydrogen that meets the strict criteria of the Delegated Act on Green Hydrogen (RFNBO), it should nevertheless be possible in the German registry to issue GOs for any form of green hydrogen.

The temporal and quantitative granularity as provided by the RED III (issuance of GOs for shorter time periods and quantitative proportions of energy) is not mandatory. However, it is advisable to include these aspects in the new GO register, also as it ensures interaction with foreign registers that will implement this granularity.

According to the Directive, the cancellation of hydrogen GOs for gas obtained from the natural gas network requires that the cancelled GOs comply with the “relevant network characteristics”. European law (including the CEN standard) does not specify what is meant by relevant network characteristics. German law (GWKHV) now stipulates that for the supply of hydrogen via the natural gas network (by blending hydrogen with natural gas), the guarantees of origin for hydrogen do correspond to the relevant network characteristics. This interpretation appears appropriate and is in line with the European requirements. In a further section, the interaction between the GOs for gas and hydrogen and existing verification systems was examined. While

there are no other verification systems in the heat sector existing, other systems have been established in the gas sector (dena biogas register, Nabisy register of the BLE) or are being developed (hydrogen in accordance with the 37th Federal Immission Control Ordinance (Bundesimmissionsschutzverordnung, BImSchV). There are overlaps in terms of content but also significant differences. The interaction of the verification systems is essential for the design of the GO registry for renewable gases.

It was also examined which legal changes are necessary so that in the case of conversion - the production of green gases/green heat from renewable electricity - the use of the electricity and the cancellation of GOs by the operator of the conversion plant is possible. According to the current legal situation, it is not possible for the consumer of the electricity to cancel electricity GOs, which practically restricts the possibility of conversion.

In addition, two questions selected by the client regarding the legal implementation of the new registries were analysed: the assessment of decisions by the registry administration as administrative acts and the possibility of issuing automated administrative acts, as well as the admissibility of time-based fees for the administration of the registries for gases and heating-cooling in accordance with the GWKHV.

The first part of the **report on automated administrative acts in the guarantees of origin registry procedures** analyses which actions of the UBA are to be regarded as administrative acts and which are to be regarded as automated administrative acts within the meaning of the Federal Administrative Procedure Act (Bundesverwaltungsverfahrensgesetz). The second part of the report deals with the implementation of administrative action in connection with electronic file management in the GO registry.

The report on the admissibility of time-based fees for the administration of the registries for gases and heating-cooling under the GWKHV deals with the question of whether the UBA may also include time-based fees in the yet to be issued schedule of fees for the GO registries for renewable gases and heating-cooling. The Federal Fees Act (Bundesgebührengesetz, BGebG) forms the legal basis for issuing the schedule of fees. The report comes to the conclusion that time-based fees can be provided for in the Fees Ordinance to be issued on the basis of Section 22 (4) BGebG.

Use cases for the new guarantees of origin registries

Based on the market analyses and the analysis of the relevant legal framework, the project identified and prioritised use cases that form important framework conditions for the future use of the GO registries and thus their design

The exclusion of double marketing with mass balance systems and the upcoming gas disclosure obligation were identified as the most important use cases for renewable gases. For hydrogen, the verification of imports from countries of the European Union (EU) as well as from outside the EU will play an important role in the future. The development of biomethane applications depends on the availability, cost-effectiveness and usability of alternative energy resources such as electricity and hydrogen. The utilisation of biomethane in industry and for peak load coverage in the electricity sector could be promising, with a corresponding need for proof. The use of GO as an information carrier for downstream products such as green steel and for corporate climate reporting is also relevant for both gases.

Applications for the GO registry for heating and cooling arise primarily in the context of product differentiation. If customers are offered heating products that consist of a certain proportion of renewable energy, guarantees of origin must be used as proof of the renewable energy share in accordance with Section 5 (1) No. 7 of the District Heating or District Cooling Consumption

Recording and Billing Ordinance (Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung, FFVAV). By offering green district heating or district cooling products, additional financing streams for grid transformation can be tapped and competitiveness against decentralised solutions can be ensured. In a full disclosure context, heating and cooling GOs could also be used for verification in the context of various reporting requirements.

Target vision of the new guarantees of origin registries

As part of the preparations for the implementation of the registries, **various design issues** were analysed in depth. These relate to the registry architecture (platform concept, modular structure), the relationship between GOs and mass balancing, the implementation of GO issuance for conversion plants, the display of emission factors on GOs and implications for the information depth of GOs, granularity, as well as audit and verification requirements.

With regard to the **registry architecture**, **the idea of a registry portal** was developed together with the client as part of the technical service description: i.e. several logical registries (including the future GO registry) under one “administrative umbrella”. In this way, synergies between the individual registries are to be utilised and important individual requirements of the individual business contexts (gases and heating-cooling) are to be retained. A further important point is the commitment to a **modular technical solution architecture**. This ensures that logical registries can be added to or deleted from the portal in the future. The modularity of the solution (application components) enables the use of shared technical resources and the consolidation of functions that are used by different registries, as well as the envisaged separation of registry databases in order to enable a later spin-off of registries if necessary. A critical point in the context of the technical consideration are the interfaces. These were described in detail in the separate specifications documentation; the successful implementation of the GO registries includes the implementation of certain interfaces and the associated degree of automation of the exchange of information between the GO registries and other registries/instances (such as Biogasregister or Nabisy). Furthermore, the interfaces must take into account that existing information – depending on the final architecture definition – is used in the best possible way (integration of existing data, e.g. from the existing electricity GO registry or future RFNBO registry).

In order to prevent double counting and double marketing of renewable and low-carbon gases, the **relationship between mass balancing and GOs** in the future verification system landscape must be clarified. In the field of renewable gases, various systems have already been established for verifying renewable energy properties. These are mass balance systems in which the renewable property cannot be traded separately from energy quantities, unlike with GOs. The future existence of “book & claim” GOs requires a regulated interaction between GOs and mass balancing. Two options for this interaction are described: the combination of mass balancing and GO information in one certificate (so-called “combined GOs”) and the mutual reconciliation of both systems via interfaces between corresponding registries. In practice, the second option will be used.

The **implementation of the GO issue for conversion plants** was also analysed. The new GO registries for gases and heating-cooling must be able to accommodate conversion processes, i.e. the transfer of energy from one type of energy carrier to another type of energy carrier, in the verification process. This can be, for example, electricity-based gas generation, electricity-based heat generation or gas-based heat generation. The information on the energy inputs used in conversion plants should be recorded as part of consumption declarations. The information on the energy inputs used is “passed on” to the GOs to be issued for the output, whereby conversion losses are taken into account. In order to ensure the automated and error-free issuing of GOs to

conversion plants, interfaces to the electricity GO registry must be established and the additional cancellation purpose “conversion” must be introduced to the main cancellation purpose “electricity labelling”.

Furthermore, the **display of emission factors on GOs and implications for the information depth of GOs** were investigated. In the new GO registries, installation operators have the option of including emission factors on their GOs. This is an optional indication of the greenhouse gas emissions generated during the production of the energy unit. According to the GWKHV, all recognised methods for determining GHG emissions should be permitted as far as possible. However, depending on the methodology used, very different emission factors may result for the same energy unit. The methodology used for the calculation should therefore have to be specified and reported in order to ensure that the reported emission factors are transparent. The established regulatory methodological requirements (e.g. the RED and delegated acts) should be supported as a “guiding methodology”.

Another relevant design issue of the new GO registries concerns the **granularity of GOs**. The term granularity refers to the energy quantity and time resolution supported by the GO registries. In the existing electricity GO registry, GOs are issued with a standard size of 1 MWh and a monthly time resolution. From a legal perspective, there is no obligation for the new GO registries to issue granular GOs, but there is an obligation to recognise granular, foreign GOs. Issuing granular GOs in terms of energy quantities would make it easier for small-scale installations to participate in the registries. To avoid expensive and time-consuming retrofitting at a later date, it should therefore be possible to issue GOs on a 15-minute basis and in the sizes 1 Wh, 1 kWh and 1 MWh.

Finally, the **establishment of audit and verification procedures** serves to confirm the accuracy of various data stored in the GO registries. This applies in particular to actor data, plant data, energy quantity data and consumption declarations for input materials. External audits and/or other registries and data can or must sometimes be used for this purpose; relevant procedures differ depending on the energy source. The design of audit and verification requirements was analysed accordingly for biomethane, hydrogen and heating-cooling. In addition, requirements on auditors to confirm the accuracy of the information provided were analysed.

Expansion of the GO system to include low-carbon hydrogen

In addition to renewable gases, the new gas GO registry should also include GOs for low-carbon gases. These must be clearly distinguishable from GOs for renewable gases. Accordingly, **market framework conditions, use cases and the determination of emission factors** for low-carbon hydrogen were analysed separately. So-called blue hydrogen could be particularly relevant in the future. However, it is still difficult to estimate the extent to which this will be produced and consumed in Germany in the future. Whether a gas can be considered low-carbon depends on the greenhouse gas emissions generated during production. The choice of a standardised and transparent calculation method therefore plays a key role here.

In addition, the **definition of low-carbon hydrogen and mine gas** was analysed in a legal report. Section 2 No. 10 HkNRG defines low-carbon gas as “low-carbon hydrogen and its derivatives as well as mine gas” (own translation). § Section 2 no. 11 HkNRG then defines the term “low-carbon hydrogen” and refers to two European regulations in the definition of low-carbon hydrogen. Accordingly, low-carbon hydrogen production must either comply with the standards of Annex I No. 3.10 of the Delegated Regulation (EU) 2021/2139 (Taxonomy Regulation) or those of the Internal Gas Market Directive. The Taxonomy Regulation requires a

greenhouse gas (GHG) emissions reduction of 73.4 % (in relation to the life cycle of the hydrogen produced compared to hydrogen produced from fossil fuels), while the Internal Gas Market Directive requires a reduction of 70 %. The Delegated Regulation on the Internal Gas Market Directive for low-carbon fuels is currently in draft form. This also requires a value of 70 % for GHG emissions reduction compared to fossil fuels.

With regard to low-carbon hydrogen, only blue, orange and turquoise hydrogen must be issued in the registry for gas GOs. Based on the European legal acts mentioned in the HkNRG, the prerequisite for categorising hydrogen as “low-carbon” is that it has a minimum reduction in GHG emissions of 70 % (Internal Gas Market Directive) or 73.4 % (Taxonomy Regulation) compared to hydrogen produced using fossil fuels. Users applying the law can opt for balancing in accordance with either the Taxonomy Regulation or the Internal Gas Market Directive, whereby the balancing method should be stated on the GO.

In addition to low-carbon quantities of hydrogen and its derivatives, mine gas is also considered a low-carbon gas within the meaning of Section 2 No. 10 HkNRG. Since the German Environment Agency is to issue GOs for gas that fulfils the requirements for low-carbon gas pursuant to Section 2 No. 10 HkNRG in accordance with Section 23 (1) sentence 1 No. 2 GWKHV and mine gas is subject to this provision alongside low-carbon hydrogen and its derivatives, the German Environment Agency must issue GOs for mine gas. However, since, unlike hydrogen, the HkNRG makes no reference to European requirements for carbon reduction (and only the standards of the Methane Regulation are relevant at European law level) and no requirements for the issuing of GOs for mine gas are defined at national level, no further requirements for mine gas need to be met or documented for the issuing of GOs. In particular, no specific emission reductions compared to (other) fossil methane need to be demonstrated.

1 Einleitung

Herkunftsnachweise (HKN) ermöglichen es, auch bei einer Energieversorgung über Netze die Eigenschaften der Energieerzeugung bilanziell nachzuverfolgen und einzelnen Verbrauchenden zuzuordnen. Für Strom-HKN schuf bereits die erste Erneuerbare Energien-Richtlinie 2009/28/EG europäisch harmonisierte Rahmenbedingungen für die verpflichtende Einrichtung von Herkunftsnachweisregistern (HKNR) in den Mitgliedsstaaten. HKN dienen als Nachweis gegenüber Endkunden*Endkundinnen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde, und stellen sicher, dass diese Herkunft anhand von objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann. Ein zentraler Grundsatz des nach dem „Book & Claim-Prinzip“ funktionierenden HKN-Systems ist, dass für jede erzeugte MWh an Energie nicht mehr als ein HKN ausgestellt wird. Die Zuordnung der Eigenschaften der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) zu bestimmten Energielieferungen und -verbrauchenden erfolgt über die Entwertung von HKN. In Verbindung mit Regeln der Energiekennzeichnung ist dabei sicherzustellen, dass jede Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt wird (Doppelvermarktungsverbot).

Durch die transparente Informationsbereitstellung zu Eigenschaften der Energieerzeugung, deren eindeutige Zuordnung zu Stromkunden*Stromkundinnen und den Ausschluss der Doppelvermarktung haben HKN die Grundlage für die Handelbarkeit grüner Eigenschaften im Stromsektor geschaffen und das Entstehen eines wachsenden Ökostrommarktsegments ermöglicht (Bundesnetzagentur [BNetzA] & Bundeskartellamt [BKartA], 2023). HKN stellen die Voraussetzung dar, dass Kunden*Kundinnen auch bei einer Energieversorgung über Netze ihren Präferenzen hinsichtlich der Herkunft ihres Strombezugs aus erneuerbaren Energien Ausdruck verleihen können. Auch im Kontext der Klimabilanzierung von Unternehmen haben Strom-HKN als Nachweisinstrument für den marktbasierten Ansatz eine hohe Relevanz. In Deutschland ist das vom Umweltbundesamt seit 2013 betriebene Herkunftsnachweisregister für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Strom-HKN zuständig.

Mit der zweiten Erneuerbare Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) wurden Mitgliedsstaaten verpflichtet, auch HKN-Systeme für Gase wie Biomethan, synthetische Gase, Wasserstoff und kohlenstoffarme Gase (insb. kohlenstoffarmem Wasserstoff auf der Basis von Erdgas) sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien einzurichten. Nach Art. 19 RED II müssen Mitgliedsstaaten dafür sorgen, dass HKN auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen ausgestellt werden, wobei anzugeben ist, ob ein HKN „Elektrizität oder Gas, einschließlich Wasserstoff, oder Wärme oder Kälte betrifft“. Für Wärme und Kälte wird die Einrichtung von HKN-Systemen erstmalig eine rechtssichere Grundlage für die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte bieten. Für Gase werden HKN als Nachweisverfahren neben die Massenbilanzierung treten, wodurch die Abstimmung mit bestehenden Massenbilanzsystemen für gasförmige Energieträger aus oder auf Basis erneuerbarer Energien relevant wird. Die Anwendung von Massenbilanzverfahren ist nach Art. 30 RED II Voraussetzung, um Biobrenn- und -kraftstoffe sowie erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe nichtbiologischen Ursprungs (renewable liquid and gaseous fuels of non-biological origin, RFNBO) auf verbindliche nationale Ziele für den EE-Anteil im Verkehrssektor nach Art. 25 RED II sowie indikative Ziele für den EE-Anteil im Wärme- und Kälte-Sektor nach Art. 23 RED II anzurechnen. Zudem wird Massenbilanzierung vorgesehen, um die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen nachzuweisen.

Die praktische Umsetzung von HKN-Systemen für Gase sowie Wärme und Kälte ist in Deutschland und vielen weiteren EU-Mitgliedsstaaten derzeit noch nicht abgeschlossen, auch

wenn die Umsetzungsfrist der RED II am 30.06.2021 endete. Eine Rolle hierbei spielte unter anderem der Verweis von Art. 19 RED II auf den europäischen Standard EN 16325 (Europäische Norm für Herkunftsnachweise im Energiebereich - Herkunftsnachweise für Elektrizität, gasförmige Kohlenwasserstoffe, Wasserstoff sowie Wärme und Kälte, FprEN 16325:2025, erlassen durch Europäisches Komitee für Normung, derzeit wird die Norm in EU-Sprachen übersetzt), dessen Anforderungen die nationalen Nachweissysteme entsprechen müssen. Der Standard, der sich in der gültigen Fassung nur auf Strom-HKN bezieht, befand sich über mehrere Jahre in einem umfassenden Revisionsprozess, in dessen Rahmen spezifische Vorgaben für HKN-Systeme für Gase und thermische Energie ausgearbeitet wurden. Der überarbeitete Standard-Entwurf wurde erst im März 2025 durch die nationalen Normungsausschüsse formal angenommen; eine Übersetzung in nationale Standards soll bis November 2025 erfolgen, wobei zukünftige Revisionen des Standardinhalts möglich bleiben. Dementsprechend muss die nationale Umsetzung von HKN-Systemen flexibel gegenüber Fortentwicklungen des zukünftig geltenden Regelungsinhalts der EN 16325 bleiben. Zudem verbleiben auch nach Veröffentlichung des überarbeiteten Standards signifikante Freiheitsgrade für nationale Ausgestaltungsentscheidungen.

In Deutschland wurden rechtliche Grundlagen für die Errichtung und den Betrieb von Herkunftsnachweisregistern für gasförmige Energieträger sowie Wärme oder Kälte mit dem im Januar 2023 in Kraft getretenen Herkunftsnachweisregistergesetz (HkNRG) gelegt. Das HkNRG setzt den Rahmen für Regelungen zur Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN für gasförmige Energieträger sowie von HKN für Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbarer Abwärme sowie für die Festlegung damit zusammenhängender Aufgaben und Befugnisse der zuständigen Behörde. Eine weitere Konkretisierung der rechtlichen Grundlagen erfolgte durch die im April 2024 veröffentlichte Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung (GWKHV), welche detaillierte Regeln zur Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN enthält. § 3 GWKHV benennt das Umweltbundesamt als die zuständige Behörde für den Betrieb der neuen Register.

Ziel des Projekts „Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme-Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion“ (FKZ 37EV 22 103 0) im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) war es vor diesem Hintergrund, Grundlagen für die praktische Umsetzung von HKN-Systemen für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sowie erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme sowie zur weiteren rechtlichen Implementierung der Verpflichtungen aus Art. 19 RED II bereitzustellen. Die Bearbeitung des Projekts erfolgte durch ein Konsortium bestehend aus HIC Hamburg Institut Consulting (Projektleitung), der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), conplement, Becker Büttner Held (BBH), PlanEnergi und dem Öko-Institut. Basierend auf einer Analyse der marktlichen Zusammenhänge, in welche die Register eingebettet sind, wurden Möglichkeiten der rechtlichen, prozessualen und technischen Umsetzung der Register und der Behandlung von Konversionsvorgängen aufgezeigt. Die Erarbeitung dieser fand unter Berücksichtigung regulatorischer Verpflichtungen (insb. der RED II bzw. der dritten Erneuerbare Energien-Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III), des HkNRG und der GWKHV) sowie verschiedener europäischer Standards (neben der EN 16325 insb. dem European Energy Certificate System – EECS) und relevanter Forschung statt. Zudem wurden zwei Stakeholderworkshops am 01.02.2024 in Berlin und am 05.11.2024 online durchgeführt und durch Interviews mit Experten und Expertinnen sowie Betreibern weiterer relevanter Register (insb. aus dem Bereich der Massenbilanzierung) ergänzt, um Feedback zu Zwischenergebnissen einzuholen und Praxiswissen in das Projekt zu integrieren. Während der Projektlaufzeit August 2023 bis Mai 2025 befanden sich relevante Rahmenbedingungen für die Register in der

nationalen und europäischen Gesetzgebung und Normung in der Entwicklung, so dass das Projekt in enger Abstimmung mit der zuständigen Fachbegleitung im Umweltbundesamt durchgeführt wurde. Angesichts auch zukünftig zu erwartender Fortentwicklungen entsprechender Rahmenbedingungen lag ein besonderer Fokus der Ausarbeitung darauf, die zu entwickelnden Herkunftsnachweisregister möglichst resilient gegenüber Veränderungen in politischen, rechtlichen und systemischen Rahmenbedingungen auszugestalten.

Die Ergebnisse des Projekts wurden in zwei Berichten dokumentiert. Hauptergebnis des Projekts ist das Leistungsverzeichnis zu den neuen HKNR für erneuerbare und kohlenstoffarme Gase sowie erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme. Zusammen mit einem ergänzenden Backlog gilt das Leistungsverzeichnis als Anforderungsdokumentation und Grundlage für die Ausprägung der zukünftigen HKNR für Gase und Wärme-Kälte. Eine Veröffentlichung des Leistungsverzeichnisses erfolgt als Anhang zur Ausschreibung der neuen HKNR.

Das Leistungsverzeichnis umfasst die prozessuale und administrative Leistungsbeschreibung sowie die technische Leistungsbeschreibung für das Gas-HKNR und das Wärme-Kälte-HKNR. In der prozessualen und administrativen Leistungsbeschreibung wird, aufbauend auf einer Darlegung der generischen Grundlagen aus Recht und Normung, das Registersystem anhand der detaillierten Darstellung der Abläufe und involvierten Akteure bzw. Register der Kernprozesse Akteursregistrierung, Anlagenregistrierung, Erlangung der Energiewerte sowie Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN entwickelt (mit gemeinschaftlicher Federführung von Hamburg Institut und FfE, in Zusammenarbeit mit allen Partnern). Dies beinhaltet Lösungen für die Behandlung von Konversionsvorgängen (d. h. die Übertragung grüner Eigenschaften von einem Energieträger auf einen anderen, z. B. Power to Gas, Power to Heat) und das Zusammenspiel von HKN und Massenbilanznachweisen. In der technischen Leistungsbeschreibung werden funktionale Anforderungen (Was sollen die neuen HKNR tun?), nichtfunktionale Anforderungen (Leistungs-, Sicherheitsaspekte usw.) und der technische Aufbau der Gesamtlösung der neuen HKNR festgelegt (mit Federführung von conplement, in Zusammenarbeit mit allen Partnern). Funktionale Anforderungen umfassen dabei u. a. auch Gruppenfunktionen wie Reporting & Controlling, Statistik und das Veraktungssystem. Ein Kernergebnis der technischen Leistungsbeschreibung ist zudem die Umsetzungsanweisung in Form eines sogenannten „Backlogs“, das als Anlage verfügbar ist. Das Backlog ist eine Liste aller Anforderungen aus diesem Bereich, die es ermöglicht, schnell einen groben Überblick über alle Anforderungen, Rollen, betroffene Schnittstellen und ggf. den rechtlichen Bezug zu bekommen.

Die Erarbeitung des Leistungsverzeichnisses basiert auf einer Analyse der marktlichen Zusammenhänge, in welche die Register eingebettet sind, sowie einer Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Register und ergänzenden rechtlichen Gutachten zu ausgewählten Ausgestaltungsfragen. Zudem wurden Anwendungsfälle der neuen Register analysiert sowie ausgewählte Ausgestaltungsfragen vertieft konzeptionell untersucht. Die Ergebnisse der Marktanalysen, rechtlichen Gutachten, Anwendungsfälle der neuen Register sowie Analysen zu ausgewählten Ausgestaltungsfragen werden im vorliegenden, wissenschaftlichen Bericht dokumentiert.

Kapitel 2 enthält analytische Marktübersichten für erneuerbare Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbarer Abwärme. Hierbei werden jeweils die relevanten Marktakteure, Marktrollen, Marktprozesse (z. B. hinsichtlich des Transports und Handels mit Energiemengen und der Abwicklung von Energielieferungen), Zertifizierungsverfahren sowie verwendete Definitionen dargestellt. Als wichtige Rahmenbedingungen für die Nutzung der Register werden zudem Parameter wie erzeugte und

gelieferte Energiemengen und Anlagenzahlen dargestellt und für die Gas- bzw. Wärme- oder Kälte-Erzeugung eingesetzte Primärenergieträger sowie relevante Konversionsprozesse zwischen Sekundärenergieträgern beschrieben. Dabei wird auch auf zukünftige quantitative Potenziale der Akteure und Anlagen und Energiemengen, welche für die Ausstellung von HKN in Frage kommen, eingegangen. Für die neuen HKNR sind drei abgrenzbare Märkte relevant, die in separaten Analysen untersucht wurden:

- Marktanalyse für erneuerbare Gase mit Fokus auf Biomethan (Federführung Hamburg Institut, in Zusammenarbeit mit PlanEnergi)
- Marktanalyse für erneuerbare Gase mit Fokus auf Wasserstoff und synthetische Gase (Federführung FfE, in Zusammenarbeit mit Öko-Institut)
- Marktanalyse für thermische Energie, mit Fokus auf netzgebundene erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme (Federführung Hamburg Institut).

In Kapitel 3 werden rechtliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung der neuen HKNR analysiert. Ergebnisse sind in drei Gutachten zusammengefasst, die durch BBH erstellt wurden. Im Gutachten "Rechtsfragen bei der Ausgestaltung der Herkunftsnachweisregister für erneuerbare Gase und Wärme" wurde untersucht, welche Handlungsspielräume und welche roten Linien aus rechtlicher Sicht für deren Ausgestaltung bestehen. Basis der Analyse ist das für die neuen HKNR geltende europäische und nationale Recht. Zudem wurden zwei vom Auftraggeber ausgewählte Fragestellungen zur rechtlichen Umsetzung der neuen Register untersucht: die Bewertung von Entscheidungen der Registerverwaltung als Verwaltungsakte und die Möglichkeit, automatisierte Verwaltungsakte zu erlassen, sowie die Zulässigkeit von Zeitgebühren für die Administrierung der Register für Gase und Wärme-Kälte nach der GWKHV. Ergebnisse der rechtlichen Analysen bilden Teil der Grundlagen für die prozessuale und administrative Leistungsbeschreibung sowie technischen Leistungsbeschreibung, deren Ausarbeitung zudem begleitend rechtlich beraten wurde (siehe Leistungsverzeichnis).

Auf Basis der Marktanalysen und der Analyse des relevanten Rechtsrahmens wurden im Projekt Anwendungsfälle identifiziert und priorisiert, die für die zukünftige Nutzung der HKNR und somit deren Ausgestaltung wichtige Rahmenbedingungen bilden. Entsprechende Ergebnisse sind in Kapitel 4 dokumentiert. Die Erarbeitung und Priorisierung der Anwendungsfälle erfolgte in enger Abstimmung aller Projektpartner und des Auftraggebers.

Darüber hinaus wurden in Zusammenarbeit von Konsortium und Auftraggeber verschiedene Aspekte des Zielbilds der neuen HKNR identifiziert, für die es bei der Ausarbeitung der prozessualen und administrativen Leistungsbeschreibung sowie technischen Leistungsbeschreibung Umsetzungslösungen zu finden galt. Eine Übersicht der entsprechend identifizierten Aspekte ist in Kapitel 5 dokumentiert. Darüber hinaus wurden Fragestellungen identifiziert, die begleitend zur Erstellung des Leistungsverzeichnisses einer vertieften Analyse bedurften. Dies umfasst:

- Darstellung des Plattformgedankens und der Modularität der neuen HKNR (Federführung conplement, mit vertiefter Ausarbeitung im Rahmen des Leistungsverzeichnisses)
- Analyse des Verhältnisses von HKN und Massenbilanzierung: Untersuchung der Option von Kombi-HKN für erneuerbare Gase (Federführung Hamburg Institut, in Zusammenarbeit mit BBH) und des Abgleichs von HKNR und Massenbilanzierung mithilfe von Schnittstellen (Federführung FfE, in Zusammenarbeit mit BBH und conplement)

- Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen (Federführung Hamburg Institut, in Zusammenarbeit mit FfE, BBH und conplement)
- Abbildung von Emissionsfaktoren auf HKN und Implikationen für die Informationstiefe von HKN (Federführung Hamburg Institut, in Zusammenarbeit mit FfE)
- Granularität (Federführung FfE)
- Prüf- und Verifizierungsanforderungen bei der Umsetzung der neuen HKNR: für Biomethan (Federführung Hamburg Institut), Wasserstoff (Federführung FfE) und Wärme-Kälte (Federführung Hamburg Institut).

Abschließend wurde im Projekt die Ausweitung des HKN-Systems auf kohlenstoffarmen Wasserstoff untersucht (Federführung FfE, in Zusammenarbeit mit BBH und Öko-Institut). Die Ergebnisse sind im Kapitel 6 zusammengefasst. Dies umfasst eine Untersuchung der Definition von kohlenstoffarmen Gasen (inkl. einer vertieften rechtlichen Analyse durch BBH). Analog zum Vorgehen bei den HKNR für erneuerbare Gase und Wärme-Kälte wurde unter Federführung von FfE ein Marktüberblick zu kohlenstoffarmen Gasen erstellt, sowie zu Anwendungsfällen der neuen HKNR in diesem Kontext. Zudem wurde das Thema Emissionsfaktoren und Informationstiefe von HKN, sowie entsprechende Prüfvorgänge, vertieft untersucht, da hier im Vergleich zu Gasen auf Basis erneuerbarer Energiequellen spezifische Rahmenbedingungen und Anforderungen zu berücksichtigen sind.

Aufbauend auf den im Projekt erarbeiteten Grundlagen für die neuen HKNR für Gase und Wärme und Kälte steht im nächsten Schritt die praktische Umsetzung der neuen Register an, d. h. die informationstechnische Detailkonzeption auf Basis des Leistungsverzeichnisses und Realisierung. Ein wichtiges Projektergebnis ist dabei, dass der Integration technischer Schnittstellen zu weiteren relevanten Registern eine Schlüsselrolle bei einer effizienten und bürokratiearmen Ausgestaltung der neuen Register zukommt, wie z. B. dem Strom-HKNR des Umweltbundesamts, dem Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA), dem Biogasregister der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) sowie der europäischen Union Database (UDB) für gasförmige und flüssige Brenn- und Kraftstoffe und dem nationalen, ebenfalls in Entwicklung befindlichen Register für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs gemäß 37. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV). Dies ist nicht nur bei der IT-Umsetzung der neuen HKNR zu berücksichtigen, sondern erfordert Abstimmungen mit bestehenden und in Entwicklung befindlichen Registern. Zielbild sollte dabei eine konsistente, Synergien nutzende Nachweissystemlandschaft für Energie und Klimaschutz sein.

2 Marktanalysen für erneuerbare Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbarer Abwärme

Als Grundlage für die Ausgestaltung der neuen Herkunftsnachweiseregister für Wärme-Kälte und Gase ist eine Analyse der Märkte für die entsprechenden Energieträger unerlässlich. Die Marktanalysen sollen sicherstellen, dass sowohl die Konzeption als auch die spätere praktische Umsetzung der Register den spezifischen Marktanforderungen gerecht werden und dienen als Basis für die Ableitung der Anwendungsfälle und des Zielbilds der neuen Register (siehe Kapitel 4 und 5). Außerdem bieten sie eine Orientierung zu den zu erwartenden Transaktionsvorgängen, die für die Ableitung von technischen Anforderungen an die Registersoftware relevant sind.

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der folgenden Marktanalysen zusammengefasst:

- Marktanalyse für erneuerbare Gase mit Fokus auf Biomethan
- Marktanalyse für erneuerbare Gase mit Fokus auf Wasserstoff und synthetische Gase
- Marktanalyse für thermische Energie, mit Fokus auf netzgebundene erneuerbare Wärme und Kälte und unvermeidbare Abwärme.

Eine weitere Marktanalyse wurde für kohlenstoffarme Gase durchgeführt, deren Ergebnisse in Kapitel 6.2 enthalten sind.

In den Marktanalysen werden jeweils die relevanten Marktakteure, Marktrollen, Marktprozesse (z. B. hinsichtlich des Transports und Handels mit Energiemengen und der Abwicklung von Energielieferungen), Zertifizierungsverfahren sowie verwendete Definitionen beschrieben. Als wichtige Rahmenbedingungen für die Nutzung der Register werden zudem Parameter wie erzeugte und gelieferte Energiemengen und Anlagenzahlen dargestellt. Dabei wird auch auf zukünftige quantitative Potenziale von Akteuren, Anlagen und Energiemengen eingegangen, welche für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen in Frage kommen.

Methodische Basis für die Marktanalysen sind Literatur- und Datenrecherchen, die durch Austausch mit Fachexperten und -expertinnen (Interviews mit Experten und Expertinnen aus neun verschiedenen Organisationen, darunter Registerbetreiber und Zertifizierungsstellen) und Stakeholdern aus der Praxis ergänzt wurden. Die Ergebnisse dieser Interviews flossen auch in die Ausgestaltung der prozessualen und technischen Leistungsbeschreibungen zu den neuen HKNR ein, die in einem separaten Bericht enthalten sind (siehe Leistungsverzeichnis). Der Abschluss der Marktanalysen für erneuerbare Gase sowie Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und unvermeidbarer Abwärme erfolgte im Januar 2024, mit punktueller Ergänzung von Ergebnissen von Experteninterviews bis Juni 2024. Referenzierte gesetzliche Rahmenbedingungen beziehen sich auf den Stand Anfang 2024.

2.1 Austausch mit Stakeholdern

Im Rahmen des Projektes fanden mehrere Austausche mit Stakeholdern statt: zwei Stakeholderworkshops (am 01.02.2024 bei BBH in Berlin und am 05.11.2024 digital) sowie Vorträge zu den Projektergebnissen auf der 7. UBA-HKNR-Fachtagung am 02.-03.04.2025. Am Stakeholderworkshop am 01.02.2024 haben 50 Personen von 49 Organisationen vor Ort und 14

Personen von 11 Organisationen digital teilgenommen. Am rein digitalen Stakeholderworkshop am 05.11.2024 haben 50 Personen von 42 Organisationen teilgenommen. Bei den Vorträgen auf der UBA-HKNR Fachtagung waren jeweils über 100 Personen anwesend. Stakeholder, die an den Veranstaltungen teilgenommen haben, können in folgende Gruppen unterteilt werden:

- Registerführer: National und International
- (Potenzielle) Produzenten von Biomethan, Wasserstoff und Wärme/Kälte/unvermeidbare Abwärme
- Händler
- Dienstleister
- Lieferanten (Transportkunden)
- Verbände
- Netzbetreiber
- Freiwillige Zertifizierungssysteme für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Kraftstoffe aus Biomasse sowie erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs
- Gutachtende und Zertifizierungsstellen
- Endverbrauchende von Biomethan, Wasserstoff und Wärme/Kälte/unvermeidbare Abwärme: Energieintensive Industrie, Anlagenbetreiber, Anbieter von Beimischprodukten, Kraftstoffanbieter, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, kommunale Wirtschaft

Darüber hinaus wurden zehn Experten*Expertinnen-Interviews durchgeführt: mit dem dena Biogasregister (zwei Interviews), Nabisy/BLE, zwei ausländischen HKN-Ausstellungsstellen und Registerbetreibern (E-Control aus Österreich und Energinet aus Dänemark), dem European Renewable Gas Registry (ERGaR), dem Fachverband Biogas, zwei Umweltgutachterorganisationen und einem Gasnetzbetreiber. Dadurch, dass vor allem im Biomethansektor etablierte Zertifizierungsprozesse existieren, lag der Fokus der meisten Interviews auf diesem Energieträger.

Die Ergebnisse des Austauschs mit den Stakeholdern sind in die Ausarbeitungen der Potenziale der Registernutzung (siehe Kapitel 2.3.3, 2.4.2.2, 2.5.3), der Anwendungsfälle (siehe Kapitel 4), des Zielbildes (siehe Kapitel 5) inkl. der Prüf- und Verifizierungsanforderungen (siehe Kapitel 5.7) sowie der Registerprozesse (siehe Leistungsverzeichnis) eingeflossen.

2.2 Grundlegende Begrifflichkeiten

Einleitend werden die Begrifflichkeiten der Akteurs- und Marktrollen definiert. Außerdem werden Massenbilanzierung und Book & Claim als alternative Grundprinzipien der Nachweisführung vorgestellt, die insbesondere für Gase relevant sind.

2.2.1 Akteurs- und Marktrollen

Grundlage für den Wettbewerb im Energiesektor ist der freie Netzzugang für alle Marktteilnehmer. Stehen die Marktteilnehmer über standardisierte und sich wiederholende Geschäftsprozesse im elektronischen Datenaustausch, wird das als Marktkommunikation

bezeichnet. Dafür sind klare Verantwortlichkeiten, definierte und automatisierte Marktprozesse und Datenformate sowie ein sicherer und reibungsloser Datenaustausch erforderlich. Daher gilt: Um am elektronischen Datenaustausch mit anderen Unternehmen teilnehmen zu können, muss ein Unternehmen über seine Geschäftsmodelle bestimmte Rollen ausfüllen. Dadurch können Verantwortlichkeiten und Aufgaben genau einer Rolle zugeordnet und im elektronischen Datenaustausch eindeutig beschrieben werden. Ein Unternehmen kann auch verschiedene Aufgaben wahrnehmen und ggf. in verschiedenen Rollen agieren (BDEW, 2023f).

Für die Sparte Gas wird seit der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes unter der Koordination von European Association for the Streamlining of Energy Exchange (Europäische Vereinigung für die Rationalisierung des Energieaustauschs, EASEE-Gas) das „Harmonised Gas Role Model – Business Process perspective“[1] entwickelt bzw. weiter ausgebaut.

Im europäischen Rollenmodell werden die Rollen und ihre Verantwortungen detaillierter beschrieben als im deutschen Rollenmodell, das teilweise auch andere Rollenzuschnitte verwendet bzw. mehrere europäische Rollen zu einer nationalen Rolle zusammenfasst. Trotz unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen und Marktkonstellationen sollte es Ziel der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Rollenmodelle sein, europäische und nationale Modelle kompatibler zu machen.

In diesem Projekt werden Akteursgruppen zum einen in ihren **generischen Rollen** und zum anderen in ihren **Rollen in bestehenden Registern** (z. B. Strom-HKNR, dena Biogasregister, Nabisy) definiert. In Tabelle 1 werden alle relevanten generischen und Marktrollen und die zugehörigen Funktionen innerhalb eines Herkunftsnachweisregisters dargestellt. Akteursgruppen fassen juristische oder natürliche Personen anhand ihrer Rolle im HKNR zusammen. Ein und derselbe Akteur, z. B. ein Energieversorgungsunternehmen, kann zu einer oder mehrerer dieser Gruppen gleichzeitig gehören und somit eine oder mehrere Rollen in Bezug auf das Gas-HKNR einnehmen.

Tabelle 1: Generische Rollen in einem Herkunftsnachweisregister

Generische Rollen	Rollenbeschreibung (Verantwortlichkeit)	Zugeordnete Funktionen	Zugeordnete Marktrollen
Registerbetreiber/ Registerführer	Betrieb und Bereitstellung einer Datenbank zur Erfassung von energiewirtschaftlichen Daten	• Verwaltung des Registers • Bearbeitung von Anträgen zur Registrierung von Registerteilnehmern, Anlagen und zu HKN • Kontrollinstanz	Registerbetreiber
Anlagenbetreiber	Erzeugung und Bereitstellung eines Energieträgers (Gas, Wärme oder Kälte) und Betrieb der zugehörigen technischen Ressource; Kontoführung über entsprechende HKN	• Kontoführung • Antrag auf Registrierung von Anlagen • Antrag auf Ausstellung von HKN • Antrag auf Übertragung von HKN	Evtl. Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), Lieferant, Kapazitätsnutzer (bei Einspeisung ins Fernleitungsnetz (Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)-Netz))

[1] https://easee-gas.eu/gas-role-model-1

Generische Rollen	Rollenbeschreibung (Verantwortlichkeit)	Zugeordnete Funktionen	Zugeordnete Marktrollen
		• (optional) Beauftragung eines Dienstleisters und eines*einer Gutachtenden • Entrichtung von Gebühren	
Händler	Handel mit Herkunftsnachweisen und/oder Energieträgern	• Kontoführung • Antrag auf Anerkennung von HKN • Antrag auf Übertragung von HKN • (optional) Beauftragung eines Dienstleisters und eines*einer Gutachtenden • Entrichtung von Gebühren	Evtl. Lieferant, BKV, Kapazitätsnutzer (bei Übertragung über das FNB-Netz)
Entwerter	Entwertung von Herkunftsnachweisen bei Verbrauch oder Übergabe an Endkunden*Endkundinnen der zugehörigen Energieträger	• Kontoführung • Antrag auf Entwertung von HKN • (optional) Beauftragung eines Dienstleisters und eines*einer Gutachtenden • Entrichtung von Gebühren	Lieferant, evtl. Kapazitätsnutzer (bei Lieferung über das FNB-Netz), BKV
Endnutzende	Nutzung von Herkunftsnachweisen für die Treibhausgas-bilanzierung, Beantragung gesetzlicher Erstattungen und Vergütungen, Anrechnung der Energieträger auf die Klimaziele bzw. gesetzlich aufgesetzten Quoten usw. Nutzungszwecke hängen von regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen ab.	• Kann Kontoinhaber sein, muss es aber nicht und ist es normalerweise auch nicht • Weiterleitung von HKN an entsprechende Behörden • Nutzung für Klimaberichterstattung und andere Zwecke	In aller Regel keine

Generische Rollen	Rollenbeschreibung (Verantwortlichkeit)	Zugeordnete Funktionen	Zugeordnete Marktrollen
Dienstleister[2]	Übernahme von Handlungen im Zusammenhang mit der Nutzung des Registers im Auftrag von Anlagenbetreibern, Händlern oder Entwertern	• Kein eigenes Konto • Grundsätzlich alle Funktionen, für die ein Auftrag vorliegt • Akteursgruppe mit den häufigsten multiplen Rollen	Keine
Umweltgutachtende[3]	Empfang, Analyse, Erhebung und Bestätigung von Daten (Stammdaten, Energiemenge, biogener Anteil am Brennstoffeinsatz von Mischfeuerungsanlagen etc.), Erstellung von Auditberichten	• Kein eigenes Konto • Registrierung mit Zulassungsurkunde • Einsicht und Eintrag von Daten	Keine
Netzbetreiber	Lieferung von erforderlichen Daten an die Registerbetreiber, Verifizierung von Stamm- und Messdaten von den Anlagenbetreibern	• Kein eigenes Konto • Eintrag (und Einsicht) von Daten	Netzbetreiber, evtl. BKV, Lieferant, Messstellenbetreiber
Überwachung, Statistik, behördliche Abfragen	Einsicht und Austausch von Daten (z. B. Unionsdatenbank, Behörden, etc.)	Einsicht und Austausch von Daten zwecks Prüfung von erneuerbaren und Nachhaltigkeits-eigenschaften	Keine

Quelle: FfE & Hamburg Institut.

Der Kundennutzen der Nachweisführung kann je nach Anwendungsfall und Ausgestaltung der Nachweisregister unterschiedlich sein. Er ergibt sich aus den Zielen der Nachweisführung (siehe Abbildung 1). Gemäß Artikel 19 RED II/III ist der Hauptzweck der HKNR die Verbraucherinformation im Rahmen der Energiekennzeichnung.

[2] „Eine natürliche Person, eine juristische Person des privaten oder öffentlichen Rechts oder eine rechtsfähige Personengesellschaft, die von einem Kontoinhaber bevollmächtigt ist, für ihn Handlungen im Zusammenhang mit der Nutzung des Herkunftsnachweisregisters oder des Regionalnachweisregisters gegenüber der Registerverwaltung vorzunehmen“ (§ 2 Nr. 2 HkRNDV).

[3] Im Sinne des § 2 Abs. 2 3 des Umweltauditgesetzes.

Abbildung 1: Übersichtsgrafik mit Kundennutzen des Registers (energieträgerübergreifend)

Quelle: Hamburg Institut, 2024.

Hinweis: Die neuen Herkunftsnachweisregister werden für die Energieträger eingerichtet, die bisher noch nicht in ähnlicher Form in einem Register geführt wurden[4]. Im Vergleich zum etablierten Strom-HKNR kommen potenziell neue Akteursgruppen hinzu (z. B. Fernleitungs- und Gasverteilnetzbetreiber zur Lieferung und Verifizierung von Messdaten sowie Kontrollinstanzen wie die Biokraftstoffquotenstelle und die Hauptzollämter). Kurzbeschreibungen von Nutzen und Aufgaben dieser Akteure finden sich im Abschnitt 2.3.1.1.

Als methodischer Ansatz zur Darstellung der Markt- und Handelsbeziehungen zwischen den verschiedenen Akteursgruppen und Marktrollen sowie der zwischen ihnen stattfindenden Interaktionen und Prozesse wurde das e3-value Model ausgewählt. Es stellt schematisch drei Arten von Interaktionen dar – den Austausch von Informationen/Daten, die Bereitstellung eines Produkts/einer Dienstleistung sowie Geldflüsse. Das e3-value-Modell hilft, ein Verständnis der ablaufenden Prozesse zu entwickeln, und ermöglicht, die Interaktionen zwischen den Akteursgruppen schnell zu erfassen.

2.2.2 Massenbilanzierung und Book & Claim

Zum besseren Verständnis soll kurz auf die beiden hauptsächlichen Grundprinzipien der Nachweisführung eingegangen werden: **Massenbilanzierung und Book & Claim.**

Massenbilanzsysteme sind für Gase etabliert. Das für Biomethan etablierte System zum Nachweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft wird in Abschnitt 2.3 genauer beschrieben und in die Analysen zur Einführung von HKN für Biomethan einbezogen. Die Einführung und Nutzung von Massenbilanzsystemen ist auch im Rahmen der Nachweisführung für Wasserstoff vorgesehen (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking et al., 2019). HKN gemäß Art. 19 RED II werden in ihrer einfachsten Form grundsätzlich als Book & Claim-System verstanden. Dieses System unterscheidet sich unter anderem in einem wichtigen Punkt von Massenbilanzsystemen: Die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft kann getrennt von der zugrundeliegenden Energiemenge auf dem Markt gehandelt werden (siehe Abbildung 2, Abbildung 3 und Abbildung 4). Dagegen muss im Massenbilanzsystem die Lieferung der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft und der Energiemenge zwingend zusammen erfolgen. Auch nach dem Book & Claim-Prinzip muss eine der HKN-Menge entsprechende Energiemenge geliefert werden, allerdings muss diese weder bilanziell noch vertraglich mit der tatsächlich zugrundeliegenden Energie verknüpft sein. Die gelieferte Energiemenge kann also auch aus Grauenergie bestehen. Im Gegensatz zur Praxis im Book & Claim-System beginnt die Nachweisführung bei der Erstellung der Massenbilanz bereits bei der Herstellung des Rohstoffs (inklusive der Dokumentation von Nachhaltigkeitskriterien und Treibhausgasemissionen). Sie wird über jeden Schritt der Produktions- und Lieferkette hinweg fortgeführt. Daraus ergeben sich im Book & Claim-System deutlich niedrigere Anforderungen an die Nachweisführung, da diese nicht über gleichermaßen viele Schritte, sondern lediglich über die Ausstellung des Book & Claim-Zertifikats (z. B. bei der Einspeisung ins Stromnetz; ggfs. nach vorangegangenem Audit der Anlage) und dessen Entwertung erfolgt (Sakhel & Styles, 2021).

[4] Eine Ausnahme bildet Biomethan, aber die Register, in denen es geführt wird, haben eine andere Zielsetzung als das zu etablierende Gas-HKNR.

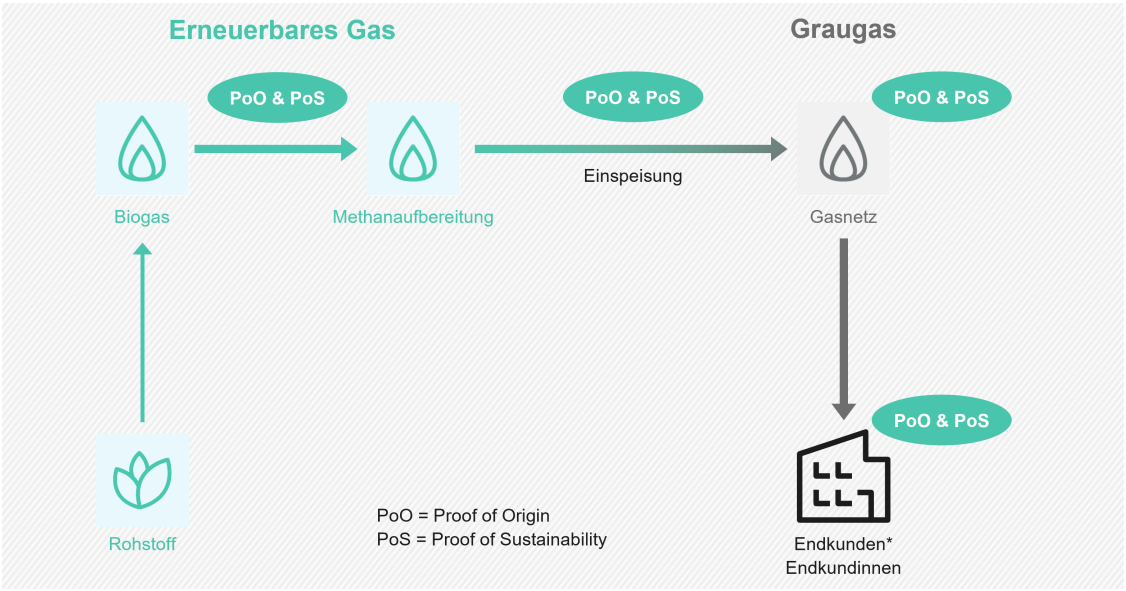
Abbildung 2: Massenbilanzierung und Book & Claim-Prinzip

	Massenbilanz	Book & Claim
Angabe der Erneuerbare Energien (EE)-Eigenschaft	Ja	Ja
Rückverfolgbarkeit bis hin zu Qualität der verwendeten Rohstoffe	Ja	Nein
Dokumentation von Nachhaltigkeitskriterien & THG-Emissionen jedes Lieferkettenschritts	Möglich	Aktuell nein
Kopplung von Energielieferung und EE-Eigenschaft	Ja (EE-Eigenschaft und Energiemenge werden zwingend zusammen übertragen)	Nein (rein bilanzielle Umbuchungen zw. versch. Standorten ohne physischen Warentransport)
Nachweisdokument	Herkunftsnachweis & Nachhaltigkeitsnachweis (Proof of Origin & Proof of Sustainability) gemäß RED II, Artikel 25-31	Herkunftsnachweis (Guarantee of Origin) gemäß RED II, Artikel 19
Standards	z.B. REDcert, ISCC, etc.	CEN-EN 16325
Bilanzzeitraum	i. d. R. 3-12 Monate	i. d. R. 12 Monate
Geographische Reichweite	Theoretisch weltweit (bei Verständigung auf und Einhaltung gewisse/r Massenbilanzierungs-Standards)	Theoretisch weltweit (meist Beschränkung auf an einem System partizipierende Akteure)
Anforderungen an Transportsystem	Physische Verbindung von Erzeugung und Verbrauch erforderlich (über netz-/nichtnetzgebundenen Transport)	Physische Verbindung nicht zwingend notwendig
Anwendung	Erfüllung regulatorischer Kriterien, z.B. EEG-Kriterien	• Verpflichtung zur Kennzeichnung für Endverbrauchende (z.B. Strom- und Gaskennzeichnung) • Freiwilliger Markt

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

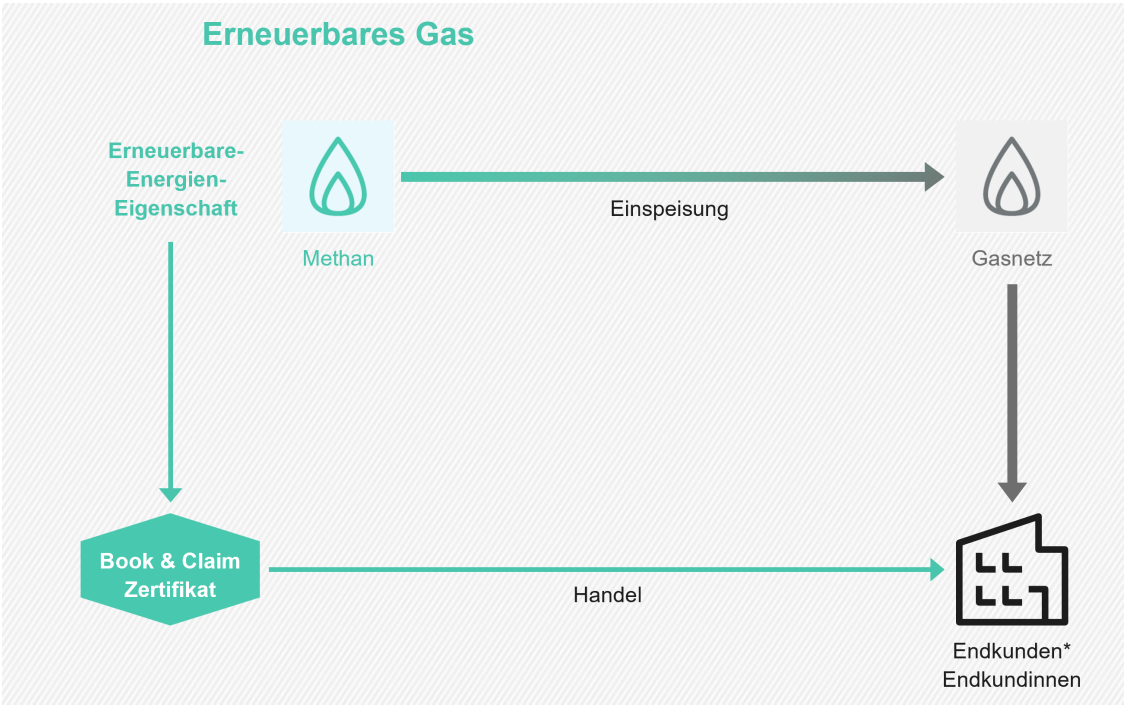
In der aktuellen Praxis werden im Biomethanbereich Nachweise per Massenbilanz insbesondere zur Erfüllung verschiedener regulatorischer Anforderungen (z. B. RED II) verwendet. Ursprungsnachweis (Proof of Origin, oder PoO) und Nachhaltigkeitsnachweis (Proof of Sustainability, oder PoS) werden zusammen übertragen. Dagegen sind HKN im Strom- und Gasbereich nur zu Kennzeichnungszwecken für Endverbrauchende und den freiwilligen Markt vorgesehen.

Abbildung 3: Massenbilanzierung



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Sabbagh Amirkhizi, 2020).

Abbildung 4: Book & Claim



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Sabbagh Amirkhizi, 2020).

2.3 Biomethan

Wie im Strombereich besteht auch im Biomethanbereich der Hauptzweck von HKN darin, die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft beim Energietransport über Netze, die mit Gasen unterschiedlicher Herkunft gespeist werden, nachzuverfolgen und eindeutig zuordnen zu können. Im Fall von Biomethan existiert mit dem Massenbilanzsystem bereits ein etabliertes System zum Nachweis dieser Eigenschaften.

2.3.1 Akteursgruppen und Prozesse in relevanten Märkten sowie Definitionen

In diesem Abschnitt werden generische Marktrollen vorgestellt und auf spezifische Akteursgruppen in den bestehenden Registern Biogasregister der dena, Nabisy der BLE und MaStR der BNetzA eingegangen. Soweit relevante Daten verfügbar sind, werden Schätzungen zur Größe der Gruppen direkter und indirekter Stakeholder vorgenommen. Anschließend wird die gesamte Biomethan-Wertschöpfungskette im Hinblick auf Akteursgruppen und Marktrollen dargestellt. Marktkommunikations- und Handelsprozesse, Möglichkeiten der Energiekonversion sowie bestehende Prüf- und Verifizierungsanforderungen werden dargestellt.

2.3.1.1 Marktrollen in der Sparte Gas

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Marktrollen in der Sparte Gas. Da die Definitionen aus dem Rollenmodell des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) einen Fokus auf marktkommunikationsrelevante Aspekte haben, werden sie mit Definitionen aus der Gesetzgebung ergänzt. Akteure, die die jeweilige Rolle übernehmen können, werden beispielhaft aufgeführt.

Tabelle 2: Marktrollen in der Marktkommunikation, Sparte Gas

Marktrolle	Definition Marktkommunikation (BDEW, 2023f)	Definition Gesetzgebung	Akteure, die die Rolle übernehmen
Bilanzkreisverantwortlicher	Der Bilanzkreisverantwortliche „ist verantwortlich für den energetischen und finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisen“.	Nach § 2 Nr. 5 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist „Bilanzkreisverantwortlicher“ „eine natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist“. Der Bilanzkreisverantwortliche erstellt eine stündliche Prognose für die Mengenbilanz des Folgetages und teilt diese ebenfalls dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV) mit (§ 35 Abs. 4 GasNZV) (VNG Handel & Vertrieb, 2019, Januar).	z. B. Stadtwerke, Gemeindewerke, Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), Gashändler
Kapazitätsnutzer[5]	Der Kapazitätsnutzer „erwirbt Kapazitäten für den Gastransport an buchbaren Punkten in einem entry-exit-System und ordnet diese Bilanzkreisen zu“.	Der Kapazitätsnutzer muss einen Ausspeisevertrag mit dem FNB abschließen, um einen Ausspeisepunktes im Netz des FNB beliefern zu können. Der Ausspeisevertrag berechtigt den Kapazitätsnutzer, das Netz des jeweiligen FNB vom virtuellen Handelspunkt bis zu einem konkreten Ausspeisepunkt in diesem Netz für einen bestimmten Zeitraum zu nutzen. Das Kapazitätsmodell ist auf europäischer Ebene im Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (NC CAM) festgelegt (Kisters AG, 2022).	Lieferanten von großen, an das FNB-Netz angeschlossenen Kunden*Kundinnen
Lieferant	Der Lieferant „ist verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen“ und „ist finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen“.	Der Gaslieferant ist "eine natürliche oder juristische Person, „deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Gas zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchenden ausgerichtet ist“ (§ 3 Nr. 19b EnWG). Zur Versorgung eines Ausspeisepunktes im Verteilnetz muss der Lieferant einen Lieferantenrahmenvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB) abschließen (= Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) Anlage 3). Dieser Vertrag gestattet dem Lieferanten die Nutzung des entsprechenden Verteilnetzes vom virtuellen Handelspunkt bis zu sämtlichen Ausspeisepunkten im besagten Netz. Im Verteilnetz ist keine Kapazitätsbuchung seitens des Lieferanten vorgesehen (Kisters AG, 2022).	Gaslieferanten

[5] Adressat im FNB-Bereich; entspricht dem Transportkunden

Marktrolle	Definition Marktkommunikation (BDEW, 2023f)	Definition Gesetzgebung	Akteure, die die Rolle übernehmen
Marktgebietsver-antwortlicher	Der Marktgebietsverantwortliche „ist verantwortlich für die Bilanzkreisabrechnung sowie für die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes der Regelenergie“ und betreibt den virtuellen Handelspunkt.	Der MGV ist „die von den Fernleitungsnetzbetreibern bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet durch eine Person zu erbringen sind“ (§ 2 Nr. 11 GasNZV). Die Trading Hub Europe GmbH (THE), ein Zusammenschluss deutscher Fernleitungsnetzbetreiber, nimmt die Funktion des MGV für das gesamtdeutsche THE-Marktgebiet wahr. THE betreibt dieses gemäß der „Vereinbarung über die Kooperation“ der Betreiber der deutschen Gasversorgungsnetze nach § 20 Abs. 1b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Als MGV übernimmt THE das Bilanzkreis- und Regelenergiemanagement sowie Bereitstellung und Betrieb des virtuellen Handelspunkts. Seit 2022 kommen gesetzliche Aufgaben zur Sicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland dazu. Das Hochdruckleitungssystem im THE-Marktgebiet entspricht dem gesamten deutschen Fernleitungsnetz und verknüpft über 700 nachgelagerte Netze (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz [BMWK], 2023).	THE
Messstellen-betreiber	Der Messstellenbetreiber „ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Geräten“. In der Gasbranche ist der Messstellenbetreiber verantwortlich „für die Ermittlung und Weiterleitung von Messwerten an den Netzbetreiber“.	Der Messstellenbetreiber ist „ein Netzbetreiber oder eine Drittpartei, die die Aufgabe des Messstellenbetriebs wahrnimmt“, Messstellenbetrieb ist „der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen“ (§ 3 Nr. 26a und 26b EnWG).	Grundzuständiger oder wettbewerblicher Messstellenbetreib er (z. B. Discovergy)
Netzbetreiber	Der Netzbetreiber „ist verantwortlich für die Durchleitung und Verteilung von Gas sowie für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau seines Netzes“, „zuständig für die Netzsicherheit“, „bildet, verwaltet und schließt an sein Netzgebiet angeschlossene Objekte (u. a. Messlokationen, Marktlokationen, technische Ressourcen) und ist verantwortlich für die Zuordnung von den	Fernleitungsnetzbetreiber ist „Betreiber von Netzen, die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten, oder natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungs-unternehmens, die die Aufgabe der Fernleitung von Erdgas wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau eines Netzes, das	Fernleitungsnetz-betreiber und Gasverteilnetzbe-treiber

Marktrolle	Definition Marktkommunikation (BDEW, 2023f)	Definition Gesetzgebung	Akteure, die die Rolle übernehmen
	Marktpartnern zu den Objekten“. In der Gasbranche ist der Netzbetreiber „verantwortlich für die Aufbereitung sowie für die Verteilung von Werten (u. a. Messwerte, Ersatzwerte, vorläufige Werte) an Marktpartner“. „Betreiber einer LNG-Anlage nehmen in der Marktkommunikation die Rolle Netzbetreiber ein“.	a) der Anbindung der inländischen Produktion oder von LNG-Anlagen an das deutsche Fernleitungsnetz dient, sofern es sich hierbei nicht um ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz im Sinne von Nummer 39 handelt, oder b) an Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten Buchungspunkte oder -zonen aufweist, für die Transportkunden Kapazitäten buchen können“ (§ 3 Nr. 5 EnWG). Gasverteilnetzbetreiber: Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind „natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens“, die Gasversorgungsnetze betreiben (§ 3 Nr. 8 EnWG).	
Registerbetreiber	Der Registerbetreiber „betreibt eine Datenbank zur Erfassung von energiewirtschaftlichen Daten“.	-	UBA, dena, BLE, BNetzA

Quelle: (BDEW, 2023f) und eigene Recherche, Hamburg Institut.

Von den allgemeinen Rollen in der Gasmarktkommunikation wird in den folgenden Abschnitten eine Verbindung zu Prozessen und Beziehungen in der Biomethanwertschöpfungskette hergestellt.

2.3.1.1.1 Prozesse und vertragliche Beziehungen

Für in das Gasnetz eingespeistes Biomethan gelten nahezu die gleichen Marktkommunikationsregeln wie für Erdgas. Besonderheiten betreffen Anschlusspflichten und Bilanzierungsregeln. Sie werden in den nächsten Abschnitten erläutert.

Akteure und deren Interaktionen innerhalb der Lieferkette von Biomethan werden in drei Ebenen unterteilt: physisch, virtuell und nachweislich. Nachfolgend werden die physische (Interaktionen innerhalb der Biomethanlieferkette) und virtuelle Ebene (Informationen zu den Gasmolekülen und deren Transfer zwischen den Akteuren) analysiert.

Physische Ebene

Der Zugang zum Fernleitungsnetz erfolgt nach dem Entry-Exit-Prinzip: Gaslieferanten buchen Kapazitäten für den Transport von Gas bzw. Biomethan entlang der Lieferkette innerhalb eines Fernleitungsnetzes. Die an einem Ein- oder Ausspeisepunkt gebuchten Kapazitäten unterliegen vertraglichen Bedingungen, die auch den Zugang zum virtuellen Gastransport ermöglichen. Der Fernleitungsnetzbetreiber muss sicherstellen, dass Nominierungen im virtuellen Markt den tatsächlich gebuchten Kapazitäten im Gasnetz entsprechen (vgl. Teil 3 - §§ 7 bis 19 GasNZV). Tabelle 3 zeigt die vertraglichen Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern in Bezug auf den physischen Transport von Gas im Fernleitungsnetz.

Tabelle 3: Vertragliche Beziehungen zwischen Marktteilnehmern in Bezug auf den physischen Transport von Gas im Fernleitungsnetz

Rolle 1	Rolle 2	Vertrag
Produzent/ Endverbrauchende (Ein-/Ausspeisepunkt)	Lieferant/Transportkunde (Kapazitätsnutzer)	Einspeisevertrag bzw. Lieferantenrahmenvertrag
Lieferant/ Transportkunde	Verteilnetzbetreiber/Fernleitungsnetzbetreiber	Ein- bzw. Ausspeisevertrag
Netzbetreiber	Netzbetreiber	Netzkopplungsvertrag

Quelle: (BDEW et al., 2021; GasNZV, 2010) (Altrock et al., 2024; BDEW et al., 2021)

Für Biomethan gilt laut § 34 der GasNZV ein vorrangiger Netzzugang. Netzbetreiber müssen Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Biomethanlieferanten abschließen. Bei Kapazitätsengpässen müssen sie zudem alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität durchführen. Solche Maßnahmen können etwa die Rückspeisung von Gas aus dem Einspeisenetz in das vorgelagerte Netz oder die Verbindung bisher getrennter Netze umfassen (BNetzA, o.d.a, o.d.b; Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V [FNB Gas], 2021).

Die ein- bzw. ausgespeisten Mengen müssen von den jeweiligen Netzbetreibern gemessen werden. Für diese Messung kommen zwei Methoden zum Einsatz:

Registrierende Leistungsmessung (RLM)

Die RLM wird bei Ein-/Ausspeiseleistungen ab 1,5 GWh eingesetzt. Für das Verfahren werden Ist-Daten gemessen und stündlich gemittelt. Die stündlichen Durchschnittswerte werden als Tagesband an den BKV gesendet und am Folgetag der Belieferung dem MGV übermittelt. Der MGV hat ein untertägiges Anreizsystem zu führen, welches einen Ausgleich der physischen und virtuellen Mengen in einem Bilanzkreis auf Stundenbasis ermöglicht. Korrekturen können innerhalb von fünf Werktagen vorgenommen werden.

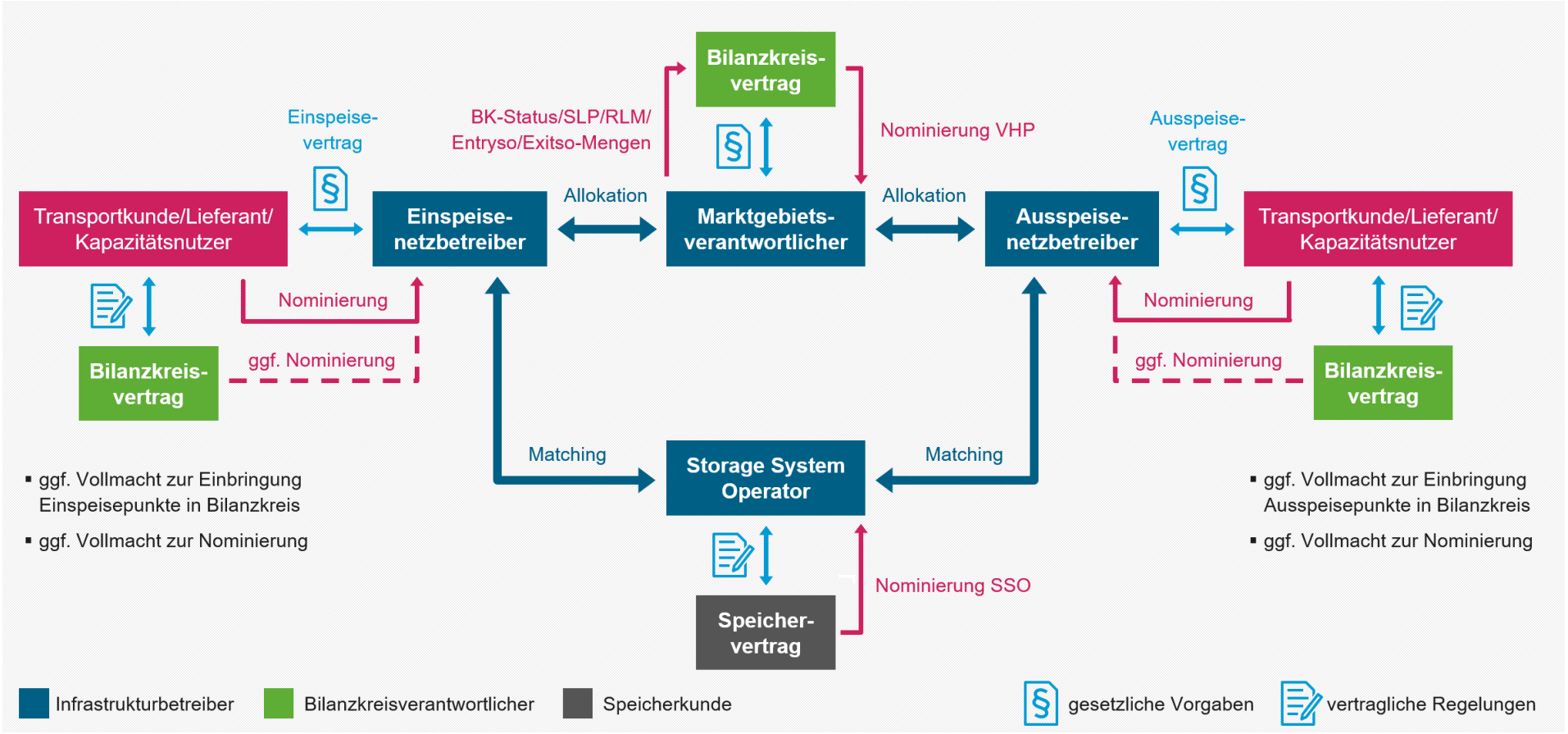
Standardlastprofilverfahren (SLP)

Das SLP wird bei Letztverbrauchenden mit einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung geringer als 500 kWh und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahmemenge von 1,5 Millionen kWh angewendet (§ 24 Abs. 1 GasNZV). Dazu wird das stündliche Lastprofil einem normierten Abnahme-/Einspeiseprofil einer entsprechenden Gruppe von Verbrauchenden (Gewerbebetriebe, Kunden*Kundinnen von Koch- und Heizgas) zugeordnet und mit dem jährlich gemessenen Verbrauchswert multipliziert. Die Verteilnetzbetreiber erstellen für die SLP- Kunden*Kundinnen jeweils eine Jahresverbrauchsprognose, die sich normalerweise auf den Vorjahresverbrauch bezieht. Die Prognose ist den Transportkunden mitzuteilen.

Virtuelle Ebene

Die Interaktionen zwischen den Marktakteuren auf der virtuellen Ebene sind in Abbildung 5 dargestellt. Bilanzkreise ermöglichen den virtuellen Transfer von Gasmengen entlang der Lieferkette und eine Zuordnung der ein- und ausgespeisten Gasmengen. Das Bilanzkreismanagement folgt dem Prinzip der Saldierung von ein- und ausgespeisten Gasmengen auf einem entsprechenden Bilanzkreiskonto. Der MGV, in Deutschland THE, erfüllt die Aufgabe der übergeordneten Administration sämtlicher Bilanzkreise. Der MGV bietet den BKV standardisierte Verträge an, in denen die Einrichtung eines Bilanzkreises sowie Erfassung von und Ausgleich bzw. Abrechnung der Abweichungen zwischen allokierten Gasmengen geregelt sind (§3 Abs. 2 GasNZV). Die BKV überwachen Ist- und Sollzustand der Ein- und -Ausspeisungen in ihren Bilanzkreisen und melden eventuelle Abweichungen an den MGV. Für RLM- und SLP-Entnahmestellen sind getrennte Bilanzierungsumlagekonten einzurichten. Weitere vertragliche Beziehungen zwischen Akteuren auf der virtuellen Ebene finden sich in Tabelle 4.

Abbildung 5: Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktrollen/Vertragspartner



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (BDEW et al., 2021)

Tabelle 4: Vertragliche Beziehungen zwischen Marktteilnehmern auf virtueller Ebene

Rolle 1	Rolle 2	Vertrag
Produzent (Einspeisende Partei)	Bilanzkreisverantwortlicher	Bilanzkreisvertrag
Bilanzkreisverantwortlicher	Marktgebietsverantwortlicher	Bilanzkreisvertrag
Lieferant/Transportkunde	Marktgebietsverantwortlicher	Bilanzkreisvertrag (Falls Gas im virtuellen Handelspunkt gehandelt werden soll)
Speicherkunde	Speicherbetreiber	Speichervertrag

Quelle: (BDEW et al., 2021; GasNZV, 2010)

Biomethan wird laut § 35 GasNZV in besondere Biogasbilanzkreise eingespeist. Dementsprechend müssen netzbetreibende Biomethantransportkunden einen erweiterten Bilanzausgleich mit einem Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten anbieten. Dies gibt den Biogasanlagenbetreibern die Flexibilität, Biomethan auch zu anderen Zwecken als Einspeisung in das Gasnetz (z. B. Einsatz im Blockheizkraftwerk (BHKW)) einzusetzen. Zusätzlich beträgt der Flexibilitätsrahmen für Biogas-Bilanzkreise +/-25 % der physisch ein- und ausgespeisten Biomethanmengen. Biogasbilanzkreise werden ausschließlich untereinander verbunden und bilanziert. Dabei ist zu beachten, dass der Flexibilitätsrahmen innerhalb des Bilanzkreismanagements nicht virtuell übertragbar ist (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V [BDEW] et al., 2022; GasNZV, 2010).

2.3.1.1.2 Daten und Informationsflüsse

Der Informations- und Datenaustausch zwischen den Marktrollen erfolgt über das Standardformat EDIFACT (United Nations Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport, ein internationales Regelwerk für den elektronischen Datenaustausch). Der international anerkannte Standard wurde speziell für den Austausch von strukturierten Geschäftsdokumenten zwischen verschiedenen Unternehmen oder Organisationen entwickelt. Um den Datenschutz und die Sicherheit des elektronischen Informationsaustauschs zu gewährleisten, wird EDIFACT meist in Verbindung mit AS2 (Applicability Statement 2; Standard über einen gesicherten Nachrichtentransport über das Internet) oder S/MIME (Secure/Multipurpose Internet-Mail Extension; Standard für die Verschlüsselung und das Signieren von MIME-Objekten) verwendet. Ab dem 1. April 2025 darf diese elektronische Kommunikation nicht mehr per E-Mail erfolgen. Gasnetzbetreiber müssen das Nachrichtenprotokoll AS4 mit TLS (Transport Layer Security; ein Sicherheitsprotokoll, das den Datenschutz und die -sicherheit bei der Kommunikation über das Internet erhöht) einführen.

Der Informationsaustauschprozess beginnt mit der Einigung der beteiligten Marktteilnehmer über den Übertragungsweg und die Datenaustauschadressen inklusive der entsprechenden Zertifikate. Der EDIFACT-Übertragungsweg wird mindestens drei Jahre nach dem letzten Datenaustausch aufrechterhalten. Zur Kontaktaufnahme mit den Marktakteuren dienen die in der Codenummerndatenbank des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) bzw. der BDEW veröffentlichten Kontaktdaten (BDEW, 2023a).

Marktteilnehmern im Energiesektor wird von der regulierenden Behörde (z. B. Energy Codes&Services GmbH von BDEW) jeweils eine Marktpartner-ID zugeordnet. Zwischen zwei

unterschiedlichen Marktpartner-IDs ist nur ein Übertragungsweg zulässig. Für einen Datenaustausch stehen entweder AS2 oder E-Mail via Simple Mail Transfer Protocol (SMTP) zur Verfügung. Nur EDIFACT-Dateien, die auf dem vereinbarten Übertragungsweg versendet werden, sind gültig (BNetzA, 2016; BDEW, 2017).

2.3.1.1.3 Akteursgruppen im dena Biogasregister

Das Biogasregister entstand 2009 aus der Initiative der dena mit Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Austausch mit Marktteilnehmern und Experten*Expertinnen aus Politik und Wirtschaft. Anlass war die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2009. Die EEG-Vergütung gilt seitdem auch für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen, die mit Biomethan betrieben werden. Zuvor konnte Biogas nur vor Ort verstromt werden. Seit Inkrafttreten des EEG 2009 besteht die Möglichkeit, Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten, ins Erdgasnetz einzuspeisen und dafür eine Vergütung zu erhalten. Vorausgesetzt für die Gewährung der Förderung ist der Nachweis, dass förderfähige Rohstoffe genutzt und technische Standards eingehalten wurden. Das EEG 2009 erhält zudem Anforderungen an die Dokumentation auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen. Auf Wunsch der Marktteilnehmern wurde dafür das Biogasregister aufgebaut (dena Biogasregister, 2023a).

Das Biogasregister dient in erster Linie dem Nachweis und der Klassifizierung der Substratverhältnisse nach dem EEG. Es ermöglicht eine bilanzielle Teilung von Biogas im Sinne des EEG und eine Zuordnung zum entsprechenden Fördersystem. Grundsätzlich kann jedes System zur Nachweisführung genutzt werden, das den Anforderungen an ein Massenbilanzsystem aus der „Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012“ (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU], 2012) entspricht. Für den deutschlandweiten Handel von Biomethan wird das Register breit genutzt und von der Clearingstelle EEG und in BDEW-Leitfäden als geeignetes Massenbilanzsystem anerkannt. Seine Erwähnung in der Gesetzgebung beschränkt sich jedoch auf die Begründung zum EEG 2012 (dena Biogasregister, 2023a).

Die Registerführung ist für den Aufbau und die Fortentwicklung des Systems verantwortlich (Altrock et al., 2022; dena Biogasregister, 2019). Die dena betreibt die elektronische Datenbank und führt Plausibilitätsprüfungen durch. Zu den weiteren Akteursgruppen gehören registrierte Unternehmen, die mit der Registerführung einen Nutzungsvertrag abschließen. Registrierte Nutzende sind natürliche Personen, die im entsprechenden Unternehmenskonto verantwortlich Handlungen vornehmen, etwa Ein- und Umbuchungen, mengenmäßige und bilanzielle Teilungen und die Ausstellung von Registerauszügen.

Prüfunternehmen können wiederum einzelne Auditoren*Auditorinnen (natürliche Personen) registrieren. Diese Personen führen in einem Prüfunternehmenskonto diverse Handlungen durch, z. B. bestätigen Daten zu Herkunft, Menge oder Eigenschaften einer Biogasmenge. Für eine Registrierung müssen sie individuelle Qualifikationen jährlich nachweisen, etwa die Zertifizierung als Umweltgutachtende*r gemäß dem Umweltauditgesetz.

Die Empfänger von Biogasregisterauszügen können natürliche oder juristische Personen sein, die nicht zwangsläufig im Biogasregister registriert sind. Bei der Ausstellung eines Biogasregisterauszugs gibt der Aussteller den beabsichtigten Empfänger an. Neben dem Aussteller ist es nur dem definierten Empfänger gestattet, den Biogasregisterauszug zur Beanspruchung von Förderungen und zum Nachweis der Einhaltung von Anforderungen zu verwenden (dena Biogasregister, 2019).

2.3.1.1.4 Akteursgruppen in Nabisy

Die Richtlinie 2009/28/EG (RED I) legt Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe zur Nutzung im Verkehrssektor fest. Die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien in Deutschland erfolgte durch das Inkrafttreten der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23.07.2009 (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30.09.2009 (Biokraft-NachV). Alle für den deutschen Markt relevanten Biokraft- und Biobrennstoffmengen werden in der nationalen Datenbank Nabisy gespeichert. „Zuständige Behörde für die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien im gesetzlich geregelten Bereich“ der Nachhaltigkeitsverordnungen ist die BLE (BLE, 2022, Dezember). Sie ist verantwortlich für die Registerführung und die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen auf Antrag der Wirtschaftsbeteiligten (auch Wirtschaftsteilnehmer genannt, direkte Übersetzung des Begriffs aus der EU-Gesetzgebung economic operators; alle Akteure der Wertschöpfungskette Nachhaltiger Bioenergie, die an Nabisy teilnehmen). Als Schnittstelle zwischen den Wirtschaftsteilnehmern auf einer Seite und der Biokraftstoffquotenstelle und den Hauptzollämtern auf der anderen bereitet die BLE die Daten auf, die für die Anrechnung von Biokraftstoffen auf die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) notwendig sind. Sie übermittelt den Netzbetreibern die Daten für die Gewährung der EEG-Vergütung. Den Anlagenbetreibern übermittelt sie die Daten für die Auszahlung des Bonus für Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo-Bonus).

Nabisy ist deutlich fester in der Gesetzgebung verankert als das Biogasregister: Die BioSt-NachV und die Biokraft-NachV ordnen die verpflichtende Nutzung des Systems für den Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien an. In Deutschland ist Nabisy daher das wichtigste System für Zertifikate im Kraftstoffmarkt und zur Nachhaltigkeitsnachweisführung für THG-Quoten. Darüber hinaus wird das System für die Beanspruchung der EEG-Vergütung für Strom aus Biobrennstoffen genutzt. In den folgenden Absätzen werden Teilnehmer am Nabisy beschrieben.

Zertifizierungssysteme haben die Aufgabe, die Einhaltung der Vorgaben zur Nachhaltigkeit von Biomasse und daraus erzeugten Biokraft- und Biobrennstoffen von den Wirtschaftsteilnehmern auf allen Stufen der Wertschöpfungskette sicherzustellen, und befassen sich damit, die Nachhaltigkeitskriterien zu konkretisieren. Die von ihnen entwickelten Systemdokumente umfassen Anweisungen zur detaillierten Festlegung von Anforderungen, zur Überprüfung ihrer Erfüllung und zur Kontrolle des Nachweises. Zertifizierungssysteme lassen sich in zwei Gruppen einteilen: freiwillige Zertifizierungssysteme nach §2 Nr. 3 BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV (Voluntary Schemes, die durch die EU-Kommission anerkannt sind)[6] sowie nationale Systeme anderer Mitgliedsstaaten (BLE, 2024, Januar).

Zertifizierungsstellen sind unabhängige natürliche oder juristische Personen, die Zertifikate für Wirtschaftsbeteiligte auf allen Stufen der Wertschöpfungskette ausstellen werden (BLE, 2024, Januar). Zertifikate bescheinigen die Einhaltung der Anforderungen des EEG und der nationalen Vorschriften zur Herstellung nachhaltiger Biokraftstoffe bzw. flüssiger Biobrennstoffe. Die BLE ist dafür verantwortlich, Zertifizierungsstellen in Deutschland im Rahmen der nachhaltigen Biomasseherstellung anzuerkennen und zu überwachen. Die Zertifizierungssysteme kooperieren ihrerseits mit einer oder mehreren anerkannten Zertifizierungsstellen. Durch diese Zusammenarbeit gewährleistet ein Zertifizierungssystem, dass die Wirtschaftsteilnehmer, die seine Richtlinien anwenden, kontrolliert werden (BLE, 2024, Januar).

[6] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

Die Wertschöpfungskette der Biomasse ist in der Regel durch mehrere Zwischenstationen gekennzeichnet. Diese werden als Schnittstellen bezeichnet. Als letzte Schnittstelle, die einzigen, die Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen dürfen, werden Konversionsbetriebe (z. B. Biogasaufbereitungsanlagen) definiert (BLE, 2024, Januar).

Zwischen der letzten Schnittstelle und dem Inverkehrbringer von Biokraftstoffen bzw. dem Anlagenbetreiber, der aus Biobrennstoffen generierten Strom einspeist, sind oftmals noch weitere Lieferanten und Händler zwischengeschaltet. Lieferanten müssen den Empfang und die Weiterleitung der Biokraftstoffe in der Nabisy-Datenbank erfassen und mit den Angaben wie Ort, Datum und den relevanten Informationen des Nachhaltigkeitsnachweises versehen (BLE, 2022, Dezember).

Alle Schnittstellen innerhalb der Herstellungs- und Lieferkette – Ersterfassung, Sammlung, Liefer- und Konversionsbetriebe – müssen von einem von der EU-Kommission anerkannten Zertifizierungssystem nach BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV zertifiziert sein.

Da sich aus Nabisy keine akteurs- und mengenspezifischen Daten für Biomethan ableiten lassen, wird an dieser Stelle auf entsprechende Statistiken verzichtet.

2.3.1.1.5 Akteursgruppen laut Marktstammdatenregister

Im öffentlich zugänglichen MaStR müssen sich laut Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Verbrauch von Gas registrieren, wenn die Anlage direkt oder indirekt ans Gasnetz angeschlossen ist oder werden soll (BNetzA, o.d.c). Dabei wird zwischen Gas- und Biomethananlagen unterschieden. Nur Biomethananlagen, die in das Erdgasnetz einspeisen, unterliegen der Registrierungspflicht. Anlagen, die das Biogas vor Ort verbrauchen und über keinen Netzanschluss verfügen, werden nicht erfasst. Zur Abschätzung der Marktgröße ist der in MaStR erfasste Anlagenbestand dennoch geeignet, da der Großteil der bestehenden Biomethananlagen in das Erdgasnetz einspeist.

Stand 02.11.2023 waren 186 Anlagenbetreiber von Biomethanerzeugungsanlagen registriert. Die überwiegende Mehrheit (157) betreibt jeweils nur eine Anlage, die maximale Anzahl beträgt 13 Anlagen in einer Hand (BALANCE Erneuerbare Energien GmbH).

Gleichzeitig waren 75 Anschlussnetzbetreiber von Biomethanerzeugungsanlagen registriert. Die maximale Anzahl der an ein Netz angeschlossenen Anlagen liegt laut ONTRAS Gastransport GmbH[7] bei 26. Zu den Netzbetreibern mit einer hohen Anzahl angeschlossener Anlagen gehören Avacon Hochdrucknetz GmbH (19 Anlagen), EWE NETZ GmbH (17 Anlagen) und Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH (14 Anlagen). Im Durchschnitt sind pro Netzbetreiber drei Anlagen angeschlossen, bei 40 Netzbetreibern ist jeweils nur eine Anlage angeschlossen.

Laut MaStRV ist keine Überprüfung der Daten durch Zertifizierungsstellen notwendig. Die Überprüfung gespeicherter Daten kann allerdings durch den Betreiber von MaStR - die BNetzA - erfolgen oder an Netzbetreiber übertragen werden. Marktakteure müssen sich eigenständig im MaStR registrieren (§ 3 MaStRV). Agierende Behörden (BMWK, UBA, BLE, Statistisches Bundesamt) sind verpflichtet, Registrierungen vornehmen.

Erforderliche Daten für die Registrierung sind in der Anlage *Im Marktstammdatenregister zu erfassende Daten* MaStRV zu finden.

Bei der Prüfung der Daten durch die BNetzA (§ 10 Abs. 1 MaStRV) ist Folgendes zu beachten:

[7] Ein Fernleitungsnetzbetreiber, der Deutschlands zweitgrößtes Fernleitungsnetz mit rund 7.700 Kilometer Leitungslänge sowie rund 450 Netzkopplungspunkten betreibt.

- Gespeicherte Daten können jederzeit durch die Registerführung geprüft werden.
- Der Abgleich der in Stammdaten gespeicherten Informationen erfolgt mit:
  - übermittelten Daten nach Teil 5 Abs. 2 des Energiefinanzierungsgesetzes
  - frei zugänglichen Quellen
  - Daten im Rahmen von energiewirtschaftlichen Verwaltungsverfahren
  - im HKNR nach § 79 Abs. 4 des EEG gespeicherten Daten
  - im Regionalnachweisregister nach § 79a Abs. 4 des EEG gespeicherten Daten
  - durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gespeicherten Daten
  - gespeicherten Daten in weiteren behördlichen Registern mit energiewirtschaftlichem Bezug, Daten, welche durch Netzbetreiber übermittelt wurden (gemäß Anforderung § 13 Abs. 4)
- Registrierte Marktakteure können durch BNetzA verpflichtet werden, eigenständig eingetragene Daten zu prüfen und bei Bedarf zu korrigieren.
- Im Fall von offensichtlich fehlerhaften Daten kann BNetzA Daten ohne Beteiligung der Akteure korrigieren (Marktakteure sind entsprechend zu informieren); die Verantwortlichkeit für Richtigkeit der Daten liegt bei den Marktakteuren.
- Im Fall einer Verletzung der Mitwirkungspflicht können Anordnungen getroffen werden, um die Richtigkeit der Informationen herzustellen.

Bei der Prüfung durch Netzbetreiber (§ 13 MaStRV) werden die ins MaStR eingetragenen Anlagendaten geprüft und mit den Daten der Netzbetreiber zu den jeweiligen Anlagen verglichen. Alle Daten müssen nach Aufforderung innerhalb eines Monats, spätestens sechs Monate nach Aufforderung geprüft werden. Das Ergebnis der Prüfung muss durch Netzbetreiber an die BNetzA übermittelt werden. Gibt es Hinweise auf mögliche Datenfehler bzw. von den Daten abweichende Informationen, erfolgt eine Prüfung durch die BNetzA aus frei zugänglichen Quellen (§ 13, Abs. 2 MaStRV).

2.3.1.1.6 Übersicht der Akteursgruppen und Marktrollen

In Tabelle 5 sind die Akteursgruppen der Biomethanwertschöpfungskette entsprechend ihrer Rolle in den bestehenden Registern dargestellt. Ergänzend sind die Akteursgruppen im Strom-HKNR aufgeführt, da im Strombereich die meisten Registererfahrungen vorliegen und die Kompatibilität der neuen mit den bestehenden Registern im weiteren Projektverlauf eine Rolle spielen wird.

Tabelle 5: Akteursgruppen in der Biomethanwertschöpfungskette und in den bestehenden Registern

Akteursgruppe Biomethanwertschöpfungskette	Akteursgruppen bestehende Register			Ggf. zugehörige Marktrolle der Marktkommunikation	(Geschätzte) Größe der Akteursgruppe im Biomethansektor
	Strom-HKNR	dena Biogasregister	Nabisy		
Biomethanproduzenten	Anlagenbetreiber	Einspeiser (des Biomethans in das Erdgasnetz)	Hersteller (letzte Schnittstelle) (Wirtschaftsbeteiligte)	BKV, Lieferant, Kapazitätsnutzer (bei Einspeisung ins FNB-Netz)	186 Anlagenbetreiber der Biomethanerzeugungsanlagen im MaStR (BNetzA, o.d.c)[8]
Biomethanhändler	Händler	Händler	Händler (Lieferant) (Wirtschaftsbeteiligte)	BKV, Lieferant, Kapazitätsnutzer (bei Übertragung über das FNB-Netz)	345 Gasgroßhändler (BKV) (BDEW, 2023b), 15 Biomethanhändler (Mitglieder des Fachverbands Biogas) (Fachverband Biogas, 2023)
Biomethanlieferanten	Lieferant (EVU)	Lieferant für Endkunden*Endkundinnen	Händler (Lieferant) (Wirtschaftsbeteiligte)	BKV, Lieferant, Kapazitätsnutzer (bei Lieferung über das FNB-Netz), Messstellen-betreiber	1.038 Gaslieferanten (BDEW, 2023b), Anzahl Biomethanlieferanten unbekannt[9]

[8] Keine Statistik für dena Biogasregister gefunden

[9] Keine Statistik für dena Biogasregister gefunden

Akteursgruppe Biomethanwertschöpfungskette	Akteursgruppen bestehende Register			Ggf. zugehörige Marktrolle der Marktkommunikation	(Geschätzte) Größe der Akteursgruppe im Biomethansektor
	Strom-HKNR	**dena Biogasregister**	**Nabisy**		
Biomethanverbrauchende	Endkunden*Endkundinnen (haben kein Konto im HKNR)	Endkunden*Endkundinnen	Anlagenbetreiber EEG-Anlagen, Inverkehrbringer Kraftstoffe (Wirtschaftsbeteiligte)	Kapazitätsnutzer (bei Ausspeisung aus dem FNB-Netz)	Etwa 1.200 Biomethan-BHKW (Rensberg et al., 2023), etwa 200 Anbieter von Biogastarifen (BDEW, 2024a)
Fernleitungsnetzbetreiber, Gasverteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber	Netzbetreiber/ Messstellenbetreiber	Keine definierte Rolle im Register (sie liefern aber Messdaten, die von Auditoren*Auditorinnen überprüft werden)	Netzbetreiber[10]	Netzbetreiber, Marktgebiets-verantwortlicher, Messstellenbetreiber, BKV, Lieferant	16 Transportnetzbetreiber, 700 Gasverteilnetzbetreiber, 1 Marktgebietsverantwortlicher (BDEW, 2023b); 76 Anschlussnetzbetreiber der Biomethanerzeugungsanlagen im MaStR (BNetzA, o.d.c)
Dienstleister	Dienstleister	Dienstleister	Dienstleister (ohne Zugang)	-	Unbekannt
Auditoren*Auditorinnen	Umweltgutachtende und Umweltgutachterorganisationen	Auditoren*Auditorinnen	Zertifizierungsstellen und Zertifizierungssysteme	-	38 Umweltgutachterunternehmen & 86 Gutachtende im dena

[10] Treten hier in Rolle des Adressaten des Nachhaltigkeitsnachweises zur Gewährung der EEG-Vergütung auf und müssen keine Anlagen- oder Mengendaten verifizieren.

Akteursgruppe Biomethanwertschöpfungskette	Akteursgruppen bestehende Register			Ggf. zugehörige Marktrolle der Marktkommunikation	(Geschätzte) Größe der Akteursgruppe im Biomethansektor
	Strom-HKNR	dena Biogasregister	Nabisy		
					Biogasregister (dena Biogasregister, 2023b), 17 freiwillige Systeme, 30 Zertifizierungsstellen bei Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbh (REDCert) (REDCert, 2024)
Registerbetreiber	Registerbetreiber	Registerbetreiber	Registerbetreiber	Registerbetreiber	BNetzA, UBA, dena, BLE

Quelle: jeweilige Register, (BDEW, 2023f) und eigene Darstellung, Hamburg Institut

Die Analyse der Marktrollen und Akteursgruppen in den bestehenden Registern zeigt:

- Es handelt sich um sehr ähnliche Konstrukte, bei denen sich die Akteursgruppen in ihren Verantwortlichkeiten kaum voneinander unterscheiden.
- Während auf europäischer und internationaler Ebene den Netzbetreibern eine aktive Rolle bei der Bereitstellung und Verifizierung von Stamm- und Messdaten von Produktionsanlagen zukommt[11], ist dies im deutschen Biomethansektor nicht der Fall.
- Da das Biogasregister vor allem die Einhaltung der Anforderungen der verschiedenen Fassungen des EEG nachweist, spielen Auditoren*Auditorinnen und Umweltgutachtende eine wichtige Rolle bei der Verifizierung von Anlagen- und Messdaten.
- Darüber hinaus spielen Lieferanten eine zentrale Rolle in den Biomethanregistern. Sie sind für den physischen, virtuellen und nachweislichen Transfer von Biomethan verantwortlich. Vor dem Einspeisepunkt müssen sie die erzeugte Biomethanmenge, deren Herkunft und die

[11] Bspw. ErGaR Rules (s. auch 2.3.1.3.3): 5.2 System Participants may create biomethane CoOs only on the basis of reliable and accurate metering data provided by distribution and/or transmission network operators European Renewable Gas Registry (2022, Mai).

Nachhaltigkeitsinformationen an das zuständige Register melden und einen Registerauszug erstellen. Anhand der Zertifikate verfolgen die Lieferanten das eingespeiste Biomethan entlang der Biomethan-Lieferkette und dokumentieren jeden Schritt (dena Biogasregister, 2024a).

In Tabelle 6 sind alle Akteursgruppen entlang der Biomethanwertschöpfungskette, deren Verantwortlichkeiten sowie der potenzielle Nutzen des HKN-Registers aufgeführt. Darauf aufbauend werden in weiteren Arbeitsschritten mögliche Anwendungsfälle erarbeitet und hinsichtlich ihres Potenzials bewertet, sowie Rollen, Rechte und Kernprozesse für die konkrete Ausgestaltung des Registers entwickelt.

Tabelle 6: Relevante Akteursgruppen im Biomethanmarkt[12]

Akteursgruppe	Verantwortlichkeit	Nutzen des HKN-Registers	Beispiele
Anlagenbauer	Projektieren und bauen Biogasaufbereitungsanlagen	keine	Planer/Hersteller von Biogasanlagen (Firmenliste Fachverband Biogas)
Projektentwickler	Entwickeln Anlagen zur Biogasaufbereitung und Speicherung (Standorte, Größe, technische Eigenschaften, Einholen erforderlicher Bau- und Betriebsgenehmigungen)	HKN-Preise als eine mögliche Einkommensquelle in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigen	Projektentwickler Biomethan (Firmenliste Fachverband Biogas)
Rohstofflieferanten	Bauen Biomasse an und ernten sie oder sammeln biogene Abfälle und Reststoffe, nehmen sie zum Weiterhandeln auf und bringen die Biomasse auf die für die Endverwendung erforderliche Qualitätsstufe	Der letzten Schnittstelle Zertifikate von einem Zertifizierungssystem liefern, damit Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt werden kann	a. Landwirtschaftliche Entstehungsbetriebe b. Abfallbehandlung (z. B. Berliner Stadtreinigung) c. Ersterfassung und Sammlung d. Lieferanten / Händler
Biogasproduzenten	Erzeugen Biogas und liefern das an die Biogasaufbereitungsanlage bzw. erzeugen Biomethan selbst (sind häufig auch Biomethanproduzenten)	Der letzten Schnittstelle Zertifikate von einem Zertifizierungssystem liefern, damit Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt werden kann	Betreiber Biogasanlagen, z. B. Deutsche Agrar Holding (DAH) Gruppe (22 Biogasanlagen)
Biomethanproduzenten	Buchen das von ihnen ins Erdgasnetz eingespeiste Biomethan ins Biogasregister ein,	(Konversionsbetriebe / Hersteller letzter Schnittstelle) stellen den	Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen im Marktstammdatenregister, z. B.

[12] Inkl. Akteursgruppen, die keine direkte Verbindung zum Register haben (werden).

Akteursgruppe	Verantwortlichkeit	Nutzen des HKN-Registers	Beispiele
	buchen die abgenommenen Biomethanmengen entsprechend der Lieferkette auf die Konten anderer Registerteilnehmer um; beauftragen eine*n Gutachtende*n; schließen einen Einspeisevertrag mit dem Einspeisenetzbetreiber; beauftragen ggf. einen Dienstleister	Nachhaltigkeitsnachweis aus; Dokumentation der vergütungs- und nachweisrelevanten Kriterien der Produktion im Biogasregister und Weitergabe der Mengen an die Abnehmer	BALANCE Erneuerbare Energien GmbH (40 Biogasanlagen, 13 Biomethan-Anlagen), Arcanum Energy (6 Biomethan-Anlagen)
Händler	Handeln mit Biomethan, buchen die abgenommenen Biomethanmengen entsprechend der Lieferkette auf die Konten anderer Registerteilnehmer um; schließen einen Biogas-Bilanzkreisvertrag mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber.	Die nachgewiesenen Biomethaneigenschaften standardisiert und direkt vermarkten	Liste Biomethanhändler FvB Arcanum Energy agriportance Landwärme GmbH
Lieferanten	Liefern Biomethan an Endkunden*Endkundinnen: übergeben es physisch an den Ausspeisepunkt und bestätigen die Ausspeisung dem Registerbetreiber sowie erstellen den entsprechenden Registerauszug	Nachweis über die Einhaltung der Anforderungen aus den entsprechenden Gesetzen erhalten und an die Endkunden*Endkundinnen übertragen	z. B. Refuels auf europäischer Ebene
Dienstleister	Führen Aufgaben im Namen der jeweiligen Akteursgruppen aus, von denen sie beauftragt werden.	Konzentriertes Know-how, Routine und Einkommensquelle	
Netzbetreiber	Bilanzkreisnetzbetreiber schließen einen Biogas-Bilanzkreisvertrag mit den Transportkunden (Händler), bilanzieren die ein- und ausgespeisten Mengen in einem Bilanzkreis und rechnen etwaige Mehr- und Mindermengen mit den Transportkunden ab. Der Einspeisenetzbetreiber schließt einen	Adressaten* Adressatinnen des Nachweises im Fall der EEG-Stromerzeugung; ggf. Lieferung und Verifizierung Messdaten	Marktstammdatenregister (75 Anschlussnetzbetreiber der Biomethananlagen)

Akteursgruppe	Verantwortlichkeit	Nutzen des HKN-Registers	Beispiele
	Einspeisevertrag mit dem Einspeisenden, in dem die Qualitätsanforderungen des eingespeisten Gases geregelt werden. Der Ausspeisenetzbetreiber schließt einen Ausspeisevertrag mit dem*der Letztverbrauchenden. Netzbetreiber liefern ggf. Messdaten der Einspeise- und Ausspeiseanlagen dem Registerbetreiber oder dem*der Gutachtenden.		
Messstellenbetreiber	Einbau, Betrieb und Wartung von Messgeräten; Ermittlung und Weiterleitung von Messwerten an den Netzbetreiber	Ggf. Lieferung und Verifizierung Messdaten oder keine	Messstellenbetreiber Gas
Biomethanverbrauchende	Entnehmen Biomethan aus dem Erdgasnetz und buchen selbst oder mithilfe der Lieferanten die entsprechende Menge aus dem Register aus; schließen mit dem Ausspeisenetzbetreiber einen Ausspeisevertrag für die Entnahme von Gas am physischen Ausspeisepunkt; erhalten bei der Ausbuchung einen Registerauszug über die verbrauchte Menge mit Herkunft, Eigenschaftsprofil sowie Einspeise- und Entnahmeinformationen; speisen aus Biomethan erzeugten Strom ins Stromnetz ein (Anlagenbetreiber von Biomethan-BHKW); bringen aus Biomethan erzeugtes komprimiertes Erdgas (Bio-CNG) und/oder Flüssigerdgas (Bio-LNG) in Verkehr; nutzen Biomethan zur direkten Wärmeerzeugung und liefern die erzeugte Wärme an	Die dokumentierten Biomethaneigenschaften für die Nachweisdokumentation gegenüber Stromnetzbetreibern, Biokraftstoffquotenstelle, Hauptzollämtern, Baubehörden oder Kunden*Kundinnen nutzen; Inanspruchnahme von Fördermitteln; Nutzung für die Klimaberichterstattung	a. BHKW-Betreiber, darunter Stadtwerke b. Brennwertthermen-Betreiber c. Stadtwerke (z. B. für Beimischprodukte[13]) d. Kraftstoffhersteller (z. B. reefuelery GmbH (180 Tonnen Bio-LNG/Tag) e. Tankstellen, die Bio-CNG und Bio-LNG vertreiben

[13] Zur Senkung der Primärenergiefaktoren in Gebäuden und Wärmenetzen im Gebäudeenergiegesetz (GEG).

Akteursgruppe	Verantwortlichkeit	Nutzen des HKN-Registers	Beispiele
	Endnutzende; erhalten Nachhaltigkeitsnachweise bzw. -teilnachweise; beantragen gesetzliche Erstattungen und Vergütungen		
Biokraftstoffquotenstelle und Hauptzollämter	Die Biokraftstoffquotenstelle beim Hauptzollamt Frankfurt (Oder) erteilt zentral Auskünfte zu jeglichen Fragen im Zusammenhang mit Biokraftstoffen, sowie verantwortet die bundesweite Überwachung und Abrechnung der Treibhausgasquote. Die Hauptzollämter übernehmen die Verantwortung für die Energiesteueranmeldung (Steuererhebung und -entlastung) und geben Auskunft zu relevanten Fragen von Unternehmen, die eine energiesteuerrechtliche Erlaubnis für Biokraftstoffe beantragen oder bereits erhalten haben (Generalzolldirektion, 2023)	Adressat des Nachweises (Nachhaltigkeitsnachweis bzw. -teilnachweis sowie Nachweis über die Einhaltung der Kraftstoffqualität der Deutschen Institut für Normung (DIN)), wenn der*die Biomethanverbrauchende THG-quotenpflichtig ist.	Biokraftstoffquotenstelle beim Hauptzollamt Frankfurt (Oder) bzw. Hauptzollämter
Endenergienutzende	Verbrauchen Folgeprodukte des Biomethans: Kraftstoffe, Strom & Wärme	Kennzeichnung Energieprodukte, informierte Entscheidung über deren Bezug	Fahrer*innen der CNG & LNG Fahrzeuge, Haushalte, Gewerbe, Industrie
Regulatoren (Behörden, die für den Aufbau und die Weiterentwicklung des HKN-Systems zuständig sind)	Schaffen gesetzliche Grundlagen eines HKN-Systems und übernehmen selbst oder übergeben den Registerbetrieb an einen Dritten	Statistik, Monitoring, Berechnung des Restenergiemixes	Umweltbundesamt, BNetzA
Ausstellungsstellen	Stellen HKN aus und verfolgen sie über den gesamten Lebenszyklus	Ausstellung, Verfolgung und Entwertung von HKN	BLE für Nabisy
Registerbetreiber	Betreuen die Nutzenden des Systems, stellen Qualitätssicherung im Rahmen der Nachweisdokumentation (u. a. prüfen Gutachten auf Kohärenz mit den Daten der	Eigenes Geschäftsfeld	dena, BLE, UBA

Akteursgruppe	Verantwortlichkeit	Nutzen des HKN-Registers	Beispiele
	Biomethanproduzenten und geben sie frei) sicher, übernehmen Aufnahme und Verwaltung von Nutzenden sowie Bereitstellung und Weiterentwicklung des technischen Systems		
Gutachtende	Umweltgutachtende oder sonstige Sachverständige (Auditoren*Auditorinnen) prüfen Anlage und Produktion vor Ort und bestätigen Menge (normalerweise jährlich produzierte), Eigenschaftsprofil inkl. Nachhaltigkeitseigenschaften und Herkunft des Biomethans im Register; laden das Gutachten ins Register hoch	Einkommensquelle	Liste der Auditoren*Auditorinnen Biogasregister
Verbände	Unterstützen Mitglieder bei der Suche nach Einkommensquellen, u. a. durch Verkauf von HKN, und Nachweisinstrumenten zur Erlangung von staatlichen Vergütungen und Erstattungen sowie zur Treibhausgasbilanzierung	Statistik, Einkommensquelle für Mitglieder, Nachweis für Vergütungen und Klimaberichterstattung für Mitglieder	Fachverband Biogas, Biogasrat +

Quelle: eigene Recherche, Hamburg Institut, Datenbasis: (BLE, 2022, Dezember; dena Biogasregister, 2019).

Beim Aufbau des zukünftigen HKN-Registers für erneuerbare Gase müssen die bestehenden Zertifizierungsregelungen für Nachhaltigkeit und Massenbilanzierung auf EU- und nationaler Ebene berücksichtigt werden, die in Tabelle 7 für verschiedene Biomethananwendungszwecke aufgeführt sind.

Tabelle 7: Übersicht über bestehende Zertifizierungsregelungen im Biomethansektor auf EU- und nationaler Ebene

Sektor	EU	National
Emissionshandel	Europäisches Emissionshandelssystem (EU ETS): Nachweis der Einhaltung von Nachhaltigkeitsanforderungen seit 2022 verpflichtend, um sicherzustellen, dass die Nutzung von Biomasse zur Vermeidung fossiler Emissionen beiträgt	Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG): Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen seit 2023 Pflicht aus demselben Grund wie im EU ETS; BEHG-Verantwortliche, d. h. Inverkehrbringer von Brennstoffen, werden dann von der BEHG-Abgabe befreit.
Strom	RED II: Die RED II erweitert die bestehenden Nachhaltigkeitsstandards, die bisher nur für Biokraftstoffe galten, auf andere Formen der Energienutzung. Das bezieht sich vor allem auf Biomethan-Blockheizkraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung von über 2 MW (Reinholz & Völler, 2023). Art. 29 Abs. 1: „Wenn Biomasse-Brennstoffe in Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte oder Kraftstoffen — im Fall fester Biomasse-Brennstoffe mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr und im Fall gasförmiger Biomasse-Brennstoffe mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr — verwendet werden, müssen sie die in den Absätzen 2 bis 7 und 10 festgelegten Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen erfüllen. Die Mitgliedstaaten können die Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen auch auf Anlagen mit geringerer Gesamtfeuerungswärmeleistung anwenden“. Art. 29 Abs. 10: „Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen, die für die in Absatz 1 genannten Zwecke berücksichtigt wird, muss bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen in Anlagen, die den Betrieb zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 aufnehmen, mindestens 70 %, und in Anlagen, die den Betrieb nach dem 1. Januar 2026 aufnehmen, mindestens 80 % betragen“. RED III: Art. 29 Abs. 10: „Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzielte Minderung der Treibhausgasemissionen, die für die in Absatz 1 genannten Zwecke berücksichtigt wird, muss .- bei der Elektrizitäts-, Wärme- und	EEG: Gewährung der EEG-Vergütung an Biomethan-BHKW ab 2 MW Feuerungswärmeleistung abhängig davon, ob die Nachhaltigkeitskriterien sowie die Nutzung eines Massenbilanzsystems bewiesen werden Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG): Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen förderfähig, auch im KWKG 2023 Dieselbe Strommenge kann nur Gegenstand einer Förderung nach dem EEG oder dem KWKG sein. Bei Vorliegen eines Nachweises über die „Hocheffizienz“ der Anlage durch eine*n Umweltgutachtende*n (mit einem elektrischen Mindestwirkungsgrad von über 23 % und einem thermischen Mindestwirkungsgrad von über 36,4 %, was normalerweise auf alle BHKW zutrifft), wird eine KWK-Vergütung gewährt. Für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 2 MW sind zusätzlich ein Nachhaltigkeitsnachweis sowie ein Treibhausgasminderungsnachweis erforderlich (Wagner et al., 2023, August). BioSt-NachV: seit 1. Januar 2022 ist der Anspruch auf EEG-Vergütung nur noch gültig, wenn er mit einem Nachhaltigkeitsnachweis gemäß BioSt-NachV verbunden ist. Andernfalls besteht die Gefahr eines teilweisen oder kompletten Verlusts des Vergütungsanspruchs gemäß dem EEG 2021 (§ 19 BioSt-NachV). Das bezieht sich auf sämtliche Anlagen mit EEG-Vergütung zur Stromerzeugung sowie bei gasförmigen Biomassebrennstoffen Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von über 2 MW (Biogasrat+ e.V., 2022). Die Vergütung wird nur gewährt, wenn die festgelegten Anforderungen an die Nachhaltigkeit und die THG-Minderung erfüllt sind und die Anlage im MaStR registriert ist. Der Nachweis der Nachhaltigkeit muss für sämtliche eingesetzten Biomassearten erbracht werden. Dies umfasst die Legalität der Ernte, die Aufrechterhaltung der Bodenqualität

Sektor	EU	National
	Kälteerzeugung in Anlagen, die Biomasse-Brennstoffe nutzen und nach dem 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, mindestens 80 %;.- bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung ≥ 10 MW, die Biomasse-Brennstoffe nutzen und zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, mindestens 70 % bis zum 31. Dezember 2029 und mindestens 80 % bis zum 1. Januar 2030;.- bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 10 MW oder weniger, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe nutzen und zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, mindestens 70 % bis sie 15 Jahre lang in Betrieb waren und mindestens 80 % nachdem sie 15 Jahre in Betrieb waren;.- bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung ≥ 10 MW, die Biomasse-Brennstoffe nutzen und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden, mindestens 80 % nachdem 15 Jahren in Betrieb waren, frühestens ab dem 1. Januar 2026 und spätestens ab dem 31. Dezember 2029;.- bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 10 MW oder weniger, die gasförmige Biomasse-Brennstoffe nutzen und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden, mindestens 80 % nachdem sie 15 Jahre in Betrieb waren und frühestens ab dem 1. Januar 2026.“	und des Kohlenstoffvorrats, die Erhaltung bzw. Verbesserung der Produktionskapazität, die Förderung der Biodiversität sowie die Beachtung von Schutzgebieten und Erfüllung der Anforderungen bezüglich der Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli). Der neu eingeführte § 71f Abs. 1 Satz 1 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) ersetzt die bisherigen Anforderungen, indem er darauf verweist, dass diese unverändert bleiben und sich auf die parallel geltenden gesetzlichen Bestimmungen zu den Primärenergiefaktoren gemäß § 22 beziehen. Darüber hinaus legt § 71f Abs. 2 fest, dass in einem Kalenderjahr für die Erzeugung von biomassebasierten Gasen insgesamt maximal 40 Masseprozent Getreide oder Mais benutzt werden dürfen. Diese Regelung betrifft ausschließlich neu in Betrieb genommene Vergärungsanlagen mit einer Leistung von 1 MW oder mehr, die nach dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden.
Wärme	RED II & RED III: wie für Strom	GEG: Einsatz von Biomethan in Brennwertkesseln und Blockheizkraftwerken bei Neubauten und Generalsanierungen sowie in einem Wärmenetz als eine Erfüllungsoption der EE-Mindestnutzungsverpflichtung (Wagner et al., 2023, August); Anforderungen: Bilanzierung und Dokumentation der Biomethanmenge über ein Massenbilanzsystem; bestimmte Anforderungen an das zu verwendende Biogas und bei Einspeisung ins Erdgasnetz an dessen Transport und Vertrieb

Sektor	EU	National
		BEHG: Emissionen aus biogenen Brennstoffen werden bei Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises mit einem Emissionsfaktor von Null angerechnet. Ab 2021 ist Biomethan für zwei Jahre von der CO_2-Bepreisung befreit und kann, abhängig vom Substrat, auch darüber hinaus davon ausgenommen sein. Die THG-Bilanz muss über Nabisy nachgewiesen werden (Wagner et al., 2023, August).
Verkehr	RED II: EE-Ziel im Verkehr bis 2030: 14 %; Kriterien für Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen (Art. 29 Abs. 10: bei Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchten Biogas und flüssigen Biobrennstoffen, die in Anlagen hergestellt werden, die den Betrieb ab dem 1. Januar 2021 aufnehmen, THG-Minderung mindestens 65 %) RED II/III (Anhang IX Teil A und B; Mehrfachanrechnung) Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD): Senkung der Lebenszyklusemissionen von Kraftstoffen	Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) THG-Quote: Inverkehrbringer von Otto- und Dieselkraftstoffen sind verpflichtet, die THG-Emissionen der gesamten von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe jährlich um einen bestimmten Prozentsatz zu senken (2023: 8 %, 2024: 9,25 %). Die Quotenverpflichtung kann nach §37a Abs. 5 durch das Inverkehrbringen von: - verflüssigtem Biomethan nach § 12a der 38. BImSchV, welches nach § 2 Abs. 1 Nr. 7 oder Abs. 2 Nr. 1 Energiesteuergesetz (EnergieStG) zu versteuern ist - (Biogas; als Beimischung zu Erdgaskraftstoff in beliebigem Verhältnis oder in Reinform), wenn es die Anforderungen des § 8 der 10. BImSchV erfüllt. § 8 der 10. BImSchV sieht die Erfüllung der DIN EN 16723-2, Ausgabe Oktober 2017, vor. Biogas der Qualität „L“ muss davon abweichend einen unteren Wobbe-Index von mindestens 36,3 MJ/m^3 und einen Heizwert von mindestens 39 MJ/kg aufweisen. Biomethan in Form von Bio-CNG und -LNG ist eine der Erfüllungsoptionen. Die THG-Quote entsteht bei der Entnahme aus dem Erdgasnetz, was bedeutet, d. h. Tankstellenbetreiber sind in der Regel Dritte i. S. d. § 37a Abs. 6 BImSchG ist und nicht Biomethanproduzenten. Die Nachhaltigkeitsvorgaben in BioKraft-NachV (analog zur BioSt-NachV, s. Strom) müssen von allen Kraftstoffen erfüllt werden, die auf die THG-Quote angerechnet werden sollen. - Anrechnungsgrenzen für Anbaubiomasse (§ 13 der 38. BImSchV; maximale Anrechnung auf den Gesamtenergieverbrauch des Verkehrs 4,4 % Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen) und

Sektor	EU	National
		fortschrittliche Biokraftstoffe (§ 14 der 38. BImSchV; Mindestanteil von 0,4 % (2024) erhöht sich bis 2030 auf 2,6 %) (Gemmer, 2023)
Technische Regelungen	Gasbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2024/1789: „Zum Zwecke der Erleichterung der kosteneffizienten Integration großer Volumen von Biomethan in das bestehende Erdgasnetz, auch an grenzübergreifenden Kopplungspunkten, kann die Kommission Durchführungsrechtsakte zur Festlegung gemeinsamer Spezifikationen erlassen oder diese Spezifikationen in einem Netzkodex gemäß Artikel 71 Absatz 2 Unterabsatz 1 Buchstabe a festlegen” (Art. 23 Abs. 1).	Prüfung der erforderlichen Gasqualität zur Einspeisung Biomethans ins Erdgasnetz (Brennwert, Druck): DVGW (DVGW G 260: Gasbeschaffenheit, 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung sowie G 685: Gasabrechnung)[14], DIN (DIN EN 16723-2:2017-10 Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 16723-2:2017)

Die regulatorischen Rahmenbedingungen, die in Tabelle 7 aufgeführt sind, bestimmen unter anderem, welche Anforderungen ein Nachweissystem erfüllen muss, um Biomethan auf diverse Ziele der Energiewende anrechnen zu können. Das wird im Abschnitt 2.3.3 bei der Potenzialabschätzung zur Nutzung des HKN-Registers aufgegriffen.

[14] „Der Einspeiser von Biogas hat ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. entspricht. Der Einspeiser trägt hierfür die Kosten. Der Einspeiser muss gegenüber dem Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Netzanschlusses durch einen geeigneten, von einer staatlich zugelassenen Stelle erstellten oder bestätigten Nachweis für die individuelle Anlage oder den Anlagentyp belegen, dass bei regelmäßigem Betrieb der Anlage bei der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre den Wert von 0,5 Prozent bis zum 30. April 2012 nicht übersteigen. Danach darf die maximale Methanemission den Wert von 0,2 Prozent nicht übersteigen. Abweichend von den Anforderungen nach Satz 1 kann das Biogas mit einem höheren Vordruck an den Netzbetreiber übergeben werden (§ 36 Abs. 1 GasNZV)“.

2.3.1.2 Analyse der Marktbeziehungen in Deutschland

In diesem Abschnitt werden alle drei Ebenen der Biomethanwertschöpfungskette betrachtet:

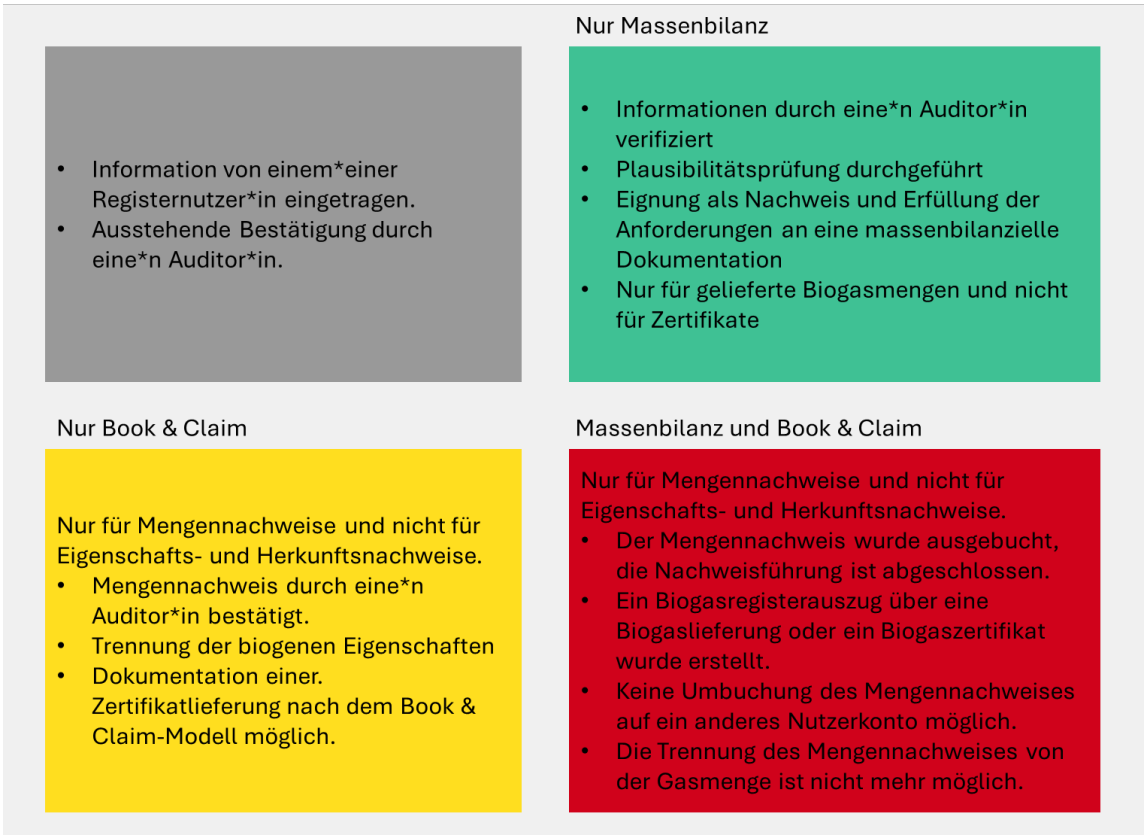
- Physische Ebene (Netzbetreiber, Produzenten und Einspeiser, usw.)
- Bilanzielle oder virtuelle Ebene (Bilanzkreisverantwortlicher, Marktgebietsverantwortlicher, usw.)
- Nachweisliche Ebene (alle Transaktionen im Register)

2.3.1.2.1 Handelsprozesse im dena Biogasregister

Die Nutzung des Biogasregisters beginnt mit der Einspeisung der Biomethanmengen ins Erdgasnetz. Die Einspeiser buchen jeweils die von ihnen eingespeisten Mengen selbst ein. Nur Biogasanlagen im aktiven wirtschaftlichen Betrieb und lediglich bereits erzeugte und eingespeiste Biogasmengen dürfen eingebucht werden (dena Biogasregister, 2019). Falls eine Biogas- oder Biomethananlage von mehreren Marktteilnehmern betrieben wird, gilt: Die Gasmenge muss vollständig und ohne Aufteilung auf das erfassende registrierte Unternehmen übertragen werden. Es muss die gesamte Gasmenge ins Netz eingespeist werden. Und dieser Handelsablauf muss in den Auditbericht eines Auditors*einer Auditorin aufgenommen werden (dena Biogasregister, 2019).

Die Datensätze im Biogasregister Deutschland sind durch Farbmarkierungen gekennzeichnet (Abbildung 6). Jede Farbe gibt Auskunft über den Bearbeitungsstatus des entsprechenden Datensatzes (dena Biogasregister, 2019).

Abbildung 6: Bedeutung der Farben der Datensätze im Biogasregister



Quelle: (dena Biogasregister, 2019).

Beim Weiterverkauf des Biomethans buchen Einspeiser und Händler die abgenommenen Mengen sowie den entsprechenden Nachweis auf das Konto der Handelspartner um. Der Nachweis der biogenen Eigenschaften kann zur Erfüllung von Lieferverträgen gehören. Die Dokumentation der Umbuchung ist unabdingbar, um die massenbilanzielle Dokumentation zu gewährleisten (BMU, 2012).

Lieferanten, die Biomethan an Endkunden*Endkundinnen liefern, übergeben die entsprechende Menge an einen Ausspeisepunkt und erstellen einen Registerauszug. Registrierte Nutzende haben die Befugnis, die Ausbuchung der Nachweise im Status „grün“ oder „gelb“ durchzuführen. Bei dieser Ausbuchung wird unter Angabe des*der Nutzenden ein Registerauszug mit einer individuellen Dokumentennummer erstellt. Die Ausbuchung und die Erstellung des Registerauszugs ermöglichen es, im Rahmen der Belieferung gleichzeitig den Nachweis über Menge, Herkunft und Eigenschaften der ausgebuchten Menge zu übergeben. Beide Handlungen führen dazu, dass der Nachweis im Biogasregister den Status „rot“ erhält (dena Biogasregister, 2019).

Zusätzlich können registrierte Nutzende den Eigenschaftsnachweis von der physischen Menge bzw. dem Mengennachweis trennen und beide getrennt handeln. Dafür muss eine Eigenerklärung abgegeben werden. Der Mengennachweis erhält nach Einreichung der Eigenerklärung den Status „gelb“. Diese Trennung lässt sich nicht rückgängig machen (dena Biogasregister, 2019).

Registerauszug und Lieferbeleg gelten als Nachweis für die Erfüllung der Anforderungen insbesondere des EEG und des GEG und können für die Beantragung gesetzlicher Erstattungen und Vergütungen verwendet werden.

Systemnutzende können Dienstleister für die Aufgaben im Register einsetzen. In so einem Fall unterhalten Dienstleister kein eigenes Konto.

Die Nachweise im Biogasregister unterteilen sich in folgende Kategorien:

Abbildung 7: Nachweisarten im dena Biogasregister

Quelle: (dena Biogasregister, 2019).

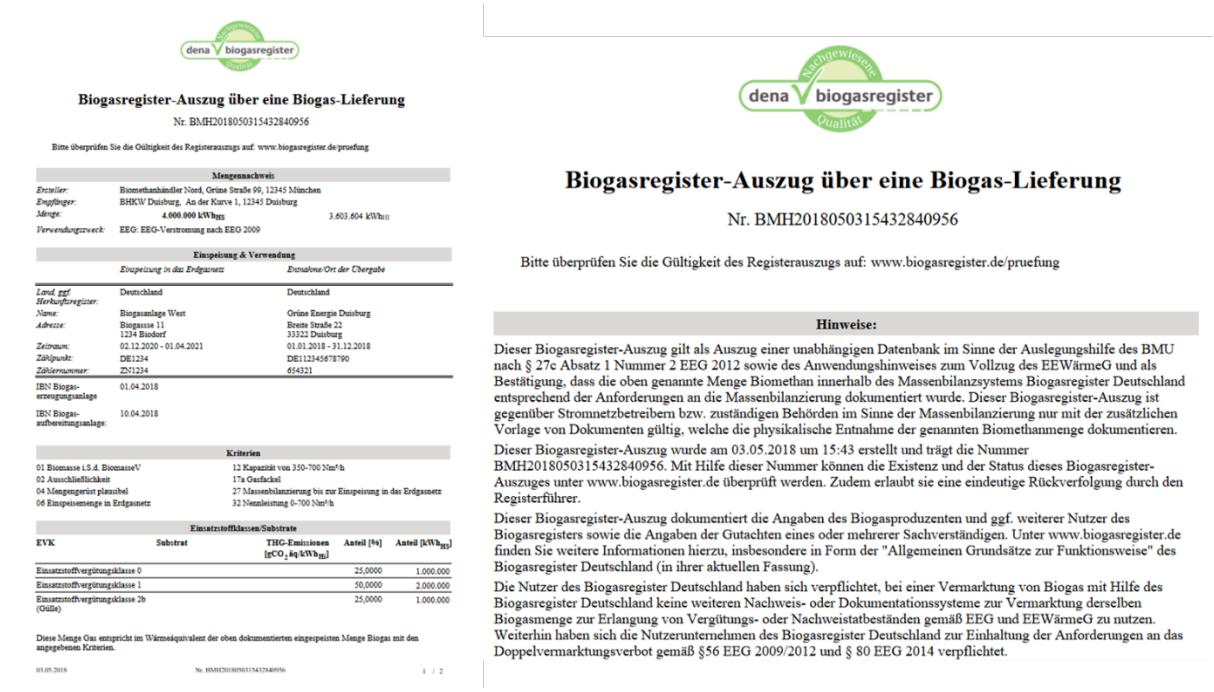
Für die Erstellung dieser Nachweise sind folgende Angaben zu bestätigen:

a) Herkunftsnachweis: Angaben zur Biomethananlage (Adresse, Einspeisepunkt, Zählernummer, Inbetriebnahmejahr, Firmenzugehörigkeit, Datum des ersten Audits)

b) Mengennachweis: Bezeichnung der Produktionsanlage, Auftraggeber des Audits, Produktionszeitraum und Einspeisemenge jeder im Auditbericht bestätigten Biogasmenge, Einspeisepunkt und Zählernummer.

c) Qualitätsnachweis: Vorhandensein und Erfüllung der Nachweiskriterien gemäß den Definitionen im Kriterienkatalog des Biogasregisters und den dort aufgeführten gesetzlichen Grundlagen (dena Biogasregister, 2019).

Abbildung 8: Biogasregister-Auszug über eine Biogas-Lieferung (Massenbilanznachweis nach dem Biogasliefermodell)



Biogasregister-Auszug über eine Biogas-Lieferung

Nr. BMH20180503154328409 56

Bitte überprüfen Sie die Gültigkeit des Registerauszugs auf: www.biogasregister.de/pruefung

Mengennachweis

Ersteller:	Biomethanhändler Nord, Grüne Straße 99, 12345 München
Empfänger:	BHKW Duisburg, An der Kurve 1, 12345 Duisburg
Menge:	4.000.000 kWh$_{Hs}$ 3.603.604 kWh$_{Hi}$
Verwendungszweck:	EEG: EEG-Verstromung nach EEG 2009

Einspeisung & Verwendung

	Einspeisung in das Erdgasnetz	Entnahme/Ort der Übergabe
Land, ggf. Herkunftsregister:	Deutschland	Deutschland
Name:	Biogasanlage West	Grüne Energie Duisburg
Adresse:	Biogasse 11 1234 Biodorf	Breite Straße 22 33322 Duisburg
Zeitraum:	02.12.2020 - 01.04.2021	01.01.2018 - 31.12.2018
Zählpunkt:	DE1234	DE112345678790
Zählernummer:	ZN1234	654321
IBN Biogas-erzeugungsanlage	01.04.2018	
IBN Biogas-aufbereitungsanlage:	10.04.2018	

Kriterien

01 Biomasse i.S.d. BiomasseV	12 Kapazität von 350-700 Nm³/h
02 Ausschließlichkeit	17a Gasfackel
04 Mengengerüst plausibel	27 Massenbilanzierung bis zur Einspeisung in das Erdgasnetz
06 Einspeisemenge in Erdgasnetz	32 Nennleistung 0-700 Nm³/h

Einsatzstoffklassen/Substrate

EVK	Substrat	THG-Emissionen [gCO$_2$-äq/kWh$_{Hi}$]	Anteil [%]	Anteil [kWh$_{Hi}$]
Einsatzstoffvergütungsklasse 0			25,0000	1.000.000
Einsatzstoffvergütungsklasse 1			50,0000	2.000.000
Einsatzstoffvergütungsklasse 2b (Gülle)			25,0000	1.000.000

Diese Menge Gas entspricht im Wärmeäquivalent der oben dokumentierten eingespeisten Menge Biogas mit den angegebenen Kriterien.

03.05.2018 Nr. BMH20180503154328409 56 1 / 2

Biogasregister-Auszug über eine Biogas-Lieferung

Nr. BMH20180503154328409 56

Bitte überprüfen Sie die Gültigkeit des Registerauszugs auf: www.biogasregister.de/pruefung

Hinweise:

Dieser Biogasregister-Auszug gilt als Auszug einer unabhängigen Datenbank im Sinne der Auslegungshilfe des BMU nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 sowie des Anwendungshinweises zum Vollzug des EEWärmeG und als Bestätigung, dass die oben genannte Menge Biomethan innerhalb des Massenbilanzsystems Biogasregister Deutschland entsprechend der Anforderungen an die Massenbilanzierung dokumentiert wurde. Dieser Biogasregister-Auszug ist gegenüber Stromnetzbetreibern bzw. zuständigen Behörden im Sinne der Massenbilanzierung nur mit der zusätzlichen Vorlage von Dokumenten gültig, welche die physikalische Entnahme der genannten Biomethanmenge dokumentieren.

Dieser Biogasregister-Auszug wurde am 03.05.2018 um 15:43 erstellt und trägt die Nummer BMH20180503154328409 56. Mit Hilfe dieser Nummer können die Existenz und der Status dieses Biogasregister-Auszuges unter www.biogasregister.de überprüft werden. Zudem erlaubt sie eine eindeutige Rückverfolgung durch den Registerführer.

Dieser Biogasregister-Auszug dokumentiert die Angaben des Biogasproduzenten und ggf. weiterer Nutzer des Biogasregisters sowie die Angaben der Gutachten eines oder mehrerer Sachverständigen. Unter www.biogasregister.de finden Sie weitere Informationen hierzu, insbesondere in Form der "Allgemeinen Grundsätze zur Funktionsweise" des Biogasregister Deutschland (in ihrer aktuellen Fassung).

Die Nutzer des Biogasregister Deutschland haben sich verpflichtet, bei einer Vermarktung von Biogas mit Hilfe des Biogasregister Deutschland keine weiteren Nachweis- oder Dokumentationssysteme zur Vermarktung derselben Biogasmenge zur Erlangung von Vergütungs- oder Nachweistatbeständen gemäß EEG und EEWärmeG zu nutzen. Weiterhin haben sich die Nutzerunternehmen des Biogasregister Deutschland zur Einhaltung der Anforderungen an das Doppelvermarktungsverbot gemäß §56 EEG 2009/2012 und § 80 EEG 2014 verpflichtet.

Quelle: (dena Biogasregister, 2024b)

Ein **Registerauszug des Biogasregisters** ist ein elektronisches Dokument, das den Herkunfts-, Mengen- und Eigenschaftsnachweis inkl. Auditbericht für eine Biogasmenge repräsentiert. Angaben zum Verwendungszweck werden von dem*der ausstellenden Registernutzenden eingetragen (dena Biogasregister, 2019).

Im Biogasregister können zwei Typen von Registerauszügen ausgestellt werden: über eine Biogas-Lieferung (Abbildung 8) (wird aus einem Mengennachweis mit Status „grün“ erstellt) und über ein Biogas-Zertifikat (Abbildung 10) (aus einem Mengennachweis mit Status „gelb“).

Ein Registerauszug enthält folgende Informationen (dena Biogasregister, 2019):

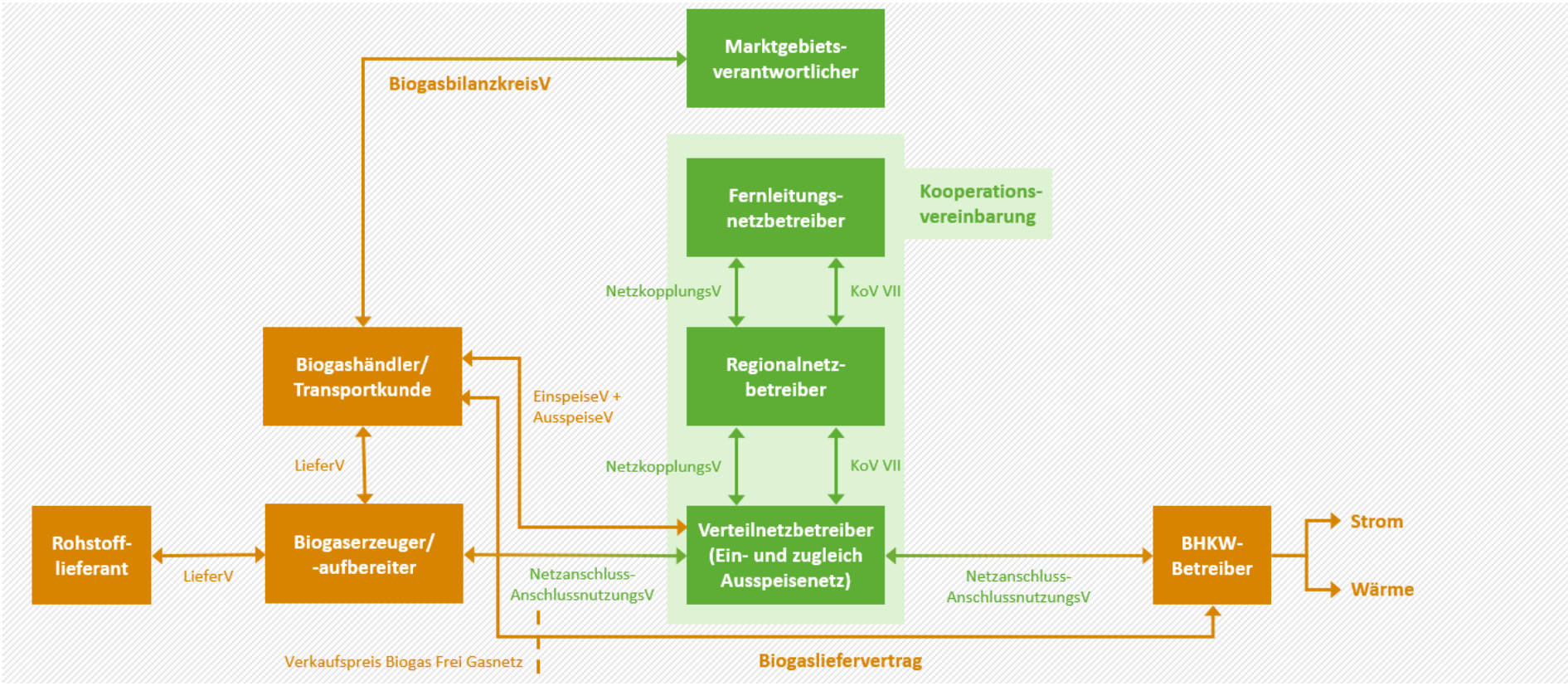
- Herkunfts-, Mengen- und Eigenschaftsnachweis
- Verwendungszweck
- Art der Lieferung
- Name des Unternehmens, das die Ausbuchung im Biogasregister veranlasst hat
- Datum und Uhrzeit der Erstellung
- Nummer des Registerauszugs

Der Auszug über eine Biogaslieferung ist ein Massenbilanznachweis („Biogasliefermodell“). Er dokumentiert den Handelsweg von Biomethan über die gesamten Schritte der Wertschöpfungskette von der Herstellung bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz. Er bestätigt, dass die Anforderungen an die massenbilanzielle Dokumentation erfüllt wurden. Es sei darauf

hingewiesen, dass das Biogasregister Deutschland die Angaben der Nutzenden und Auditoren*Auditorinnen nicht auf ihre Richtigkeit überprüft (dena Biogasregister, 2019).

Im Biogasliefermodell benötigen Transportkunden von Biogas einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber an der Einspeisestelle der Biogasanlage. Außerdem nötig ist ein Lieferantenrahmenvertrag mit dem Netzbetreiber an der Ausspeisestelle zum*zur Letztverbrauchenden, um einen Kunden*einer Kundin, beispielsweise einen BHKW-Betreiber mit Biomethan zu beliefern. (Altrock et al., 2022). Für die Stromerzeugung wird nicht zwingend physisch Gas aus Biomasse eingesetzt. Vielmehr wird jenes Gas verwendet, welches im Netz gegeben ist. Dies ist häufig Erdgas. Jedoch muss ein Nachweis über den für die Stromerzeugung nach dem EEG verwendeten Energieträger (Biomasse) erfolgen können. Basis für die Vergütung sind Einspeisezeitreihen und Nachweise wie die Rückverfolgbarkeit des Gases durch die Verwendung von Massenbilanzsystemen (Altrock et al., 2022).

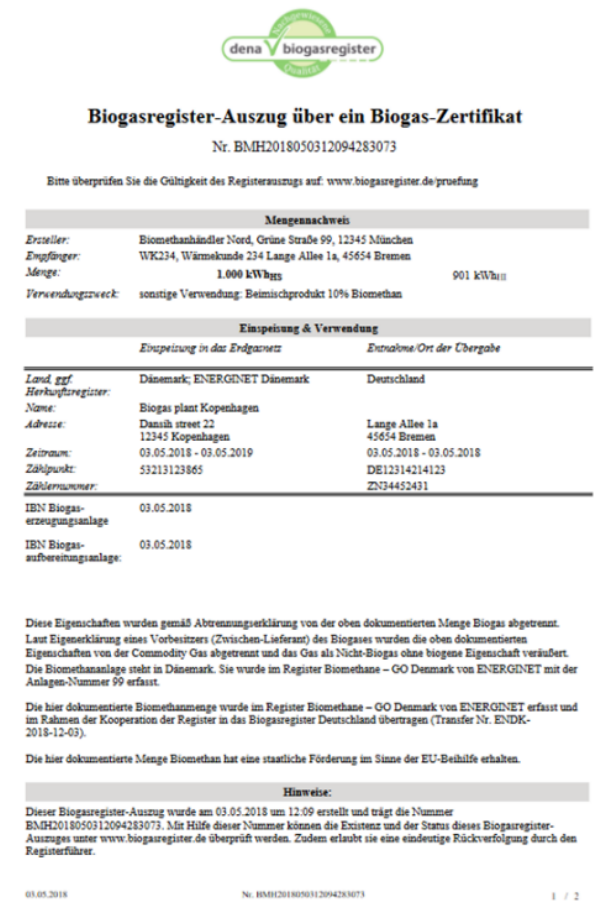
Abbildung 9: Vertragsbeziehungen im Biogasliefermodell (Massenbilanz)



Quelle: (Altrock et al., 2022)

Der **Auszug über ein Biogas-Zertifikat** ist ein Herkunftsnachweis nach dem Book & Claim-Modell bzw. „Zertifikatsmodell“. Es kann im Gegensatz zum Massenbilanzregisterauszug getrennt von der zugrundeliegenden Biomethanmenge gehandelt werden. Die Nutzenden erklären darin selber, dass die dokumentierten Nachweise lediglich die biogenen Eigenschaften erfassen und die Menge des Gases nicht im Fokus der Dokumentation steht. Ein Auszug über importierte Mengen deutet darauf hin, dass die Trennung des Mengennachweises für die physische Biomethanmenge von der Dokumentation ihrer grünen Eigenschaften möglicherweise bereits im kooperierenden Register erfolgt ist (dena Biogasregister, 2019).

Abbildung 10: Biogasregister-Auszug über ein Biogas-Zertifikat (Book & Claim-Zertifikat nach dem Zertifikatsmodell)



Biogasregister-Auszug über ein Biogas-Zertifikat

Nr. BMH20180503120942830 73

Bitte überprüfen Sie die Gültigkeit des Registerauszugs auf: www.biogasregister.de/pruefung

Mengennachweis		
Ersteller:	Biomethanhändler Nord, Grüne Straße 99, 12345 München	
Empfänger:	WK234, Wärmekunde 234 Lange Allee 1a, 45654 Bremen	
Menge:	1.000 kWh$_{HS}$	901 kWh$_{H}$
Verwendungszweck:	sonstige Verwendung: Beimischprodukt 10% Biomethan	

Einspeisung & Verwendung	*Einspeisung in das Erdgasnetz*	*Entnahme/Ort der Übergabe*
Land, ggf. Herkunftsregister:	Dänemark; ENERGINET Dänemark	Deutschland
Name:	Biogas plant Kopenhagen	
Adresse:	Danish street 22 12345 Kopenhagen	Lange Allee 1a 45654 Bremen
Zeitraum:	03.05.2018 - 03.05.2019	03.05.2018 - 03.05.2018
Zählpunkt:	53213123865	DE12314214123
Zählernummer:		ZN34452431
IBN Biogas-erzeugungsanlage	03.05.2018	
IBN Biogas-aufbereitungsanlage:	03.05.2018	

Diese Eigenschaften wurden gemäß Abtrennungserklärung von der oben dokumentierten Menge Biogas abgetrennt. Laut Eigenerklärung eines Vorbesitzers (Zwischen-Lieferant) des Biogases wurden die oben dokumentierten Eigenschaften von der Commodity Gas abgetrennt und das Gas als Nicht-Biogas ohne biogene Eigenschaft veräußert. Die Biomethananlage steht in Dänemark. Sie wurde im Register Biomethane – GO Denmark von ENERGINET mit der Anlagen-Nummer 99 erfasst.

Die hier dokumentierte Biomethanmenge wurde im Register Biomethane – GO Denmark von ENERGINET erfasst und im Rahmen der Kooperation der Register in das Biogasregister Deutschland übertragen (Transfer Nr. ENDK-2018-12-03).

Die hier dokumentierte Menge Biomethan hat eine staatliche Förderung im Sinne der EU-Beihilfe erhalten.

Hinweise:

Dieser Biogasregister-Auszug wurde am 03.05.2018 um 12:09 erstellt und trägt die Nummer BMH20180503120942830 73. Mit Hilfe dieser Nummer können die Existenz und der Status dieses Biogasregister-Auszuges unter www.biogasregister.de überprüft werden. Zudem erlaubt sie eine eindeutige Rückverfolgung durch den Registerführer.

03.05.2018 Nr. BMH20180503120942830 73 1 / 2

Biogasregister-Auszug über ein Biogas-Zertifikat

Nr. BMH20180503120942830 73

Bitte überprüfen Sie die Gültigkeit des Registerauszugs auf: www.biogasregister.de/pruefung

Hinweise:

Dieser Biogasregister-Auszug dokumentiert Angaben , die im Rahmen eines Kooperationsvertrags von einem kooperierenden Biogasregister übernommen wurden. Möglicher Weise enthält er auch weitere Angaben des Produzenten oder weiterer Nutzer des Biogasregisters sowie die Angaben der Gutachten eines oder mehrerer Auditors. Unter www.biogasregister.de finden Sie weitere Informationen hierzu, insbesondere in den "Allgemeinen Grundsätze zur Funktionsweise" des Biogasregister Deutschland.

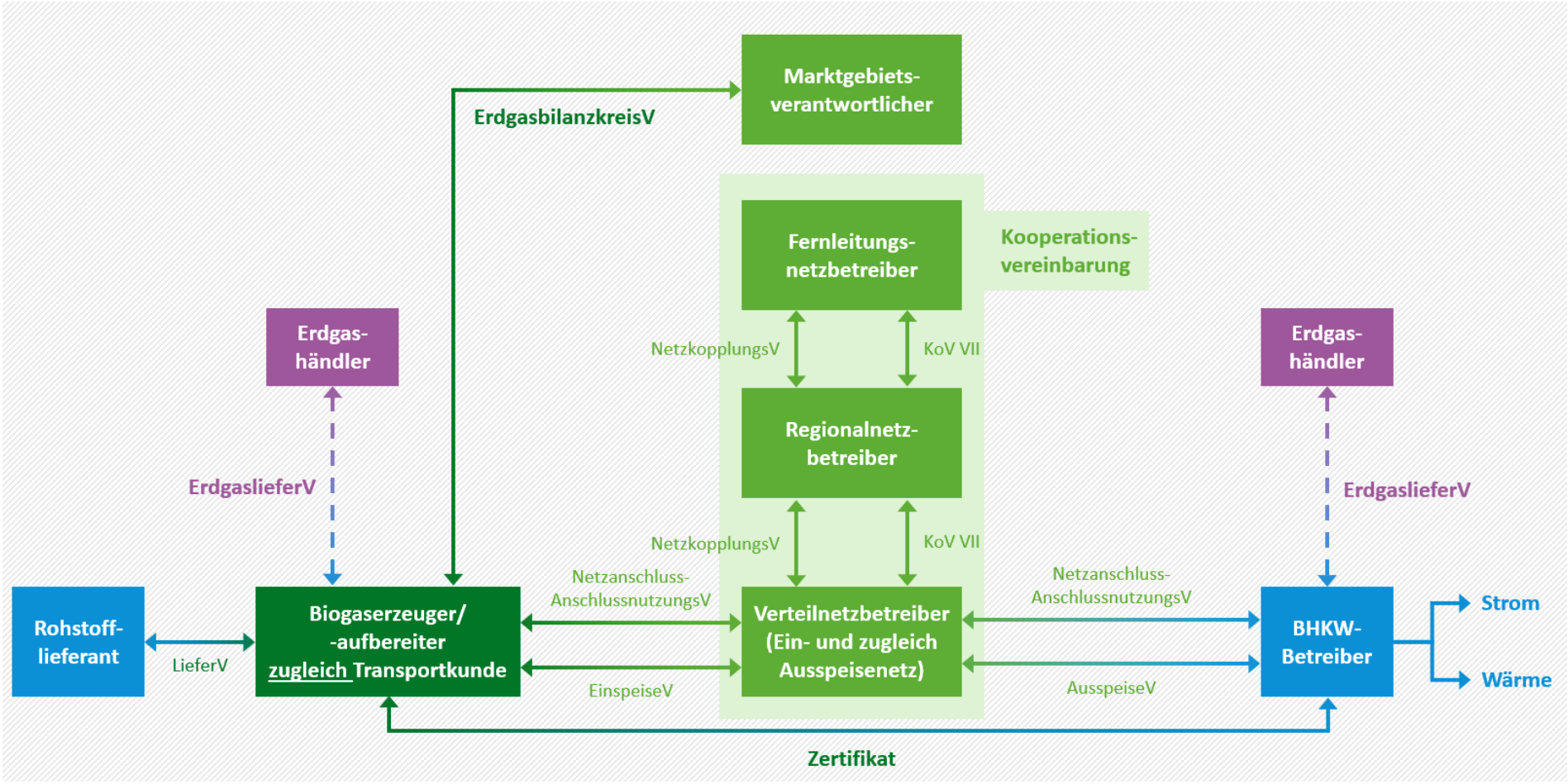
Die Nutzer des Biogasregister Deutschland haben sich verpflichtet, bei einer Vermarktung von Biogas mit Hilfe des Biogasregister Deutschland keine weiteren Nachweis- oder Dokumentationssysteme zur Vermarktung derselben Biogasmenge zur Erlangung von Vergütungs- oder Nachweistatbeständen gemäß EEG und EEWärmeG zu nutzen. Weiterhin haben sich die Nutzerunternehmen des Biogasregister Deutschland zur Einhaltung der Anforderungen an das Doppelvermarktungsverbot gemäß §56 EEG 2009/2012 und § 80 EEG 2014 verpflichtet.

Quelle: (dena Biogasregister, 2024b)

Die Vertragsstrukturen für das Zertifikatsmodell unterscheiden sich vom Biogasliefermodell bezüglich der Lieferbeziehungen und der Bilanzabwicklung (Abbildung 11). Das Zertifikat betreibt den Nachweis für die (fiktive) Verwendung von einem Biogas mit bestimmtem Eigenschaftsprofil und ergänzt den Erdgasliefervertrag. Gemeinsam entsprechen beide Verträge (Erwerbung von Gas und Erwerbung der entsprechenden Zertifikatsmenge) im Grundsatz dem Einkauf von Biogas über einen Biogasliefervertrag (Altrock et al., 2022).

Die Bilanzierung der eingespeisten Gasmengen kann über gängige Bilanzkreise erfolgen. Dies kann ein Vorteil des Zertifikatssystems darstellen für Akteursgruppen in Transport und Handel, die bereits ein Erdgasportfolio und einen -bilanzkreis haben. Außerdem fallen keine Zahlungen für marktgebietsüberschreitende Transporte an. In den Punkten der Netznutzung und Bilanzierung ist das Zertifikatssystem einfacher, auch weil eine Bilanzierung als Biogas wegfällt. Dennoch haben beide Systeme ihre Legitimation (Altrock et al., 2022).

Abbildung 11: Vertragsbeziehungen im Zertifikatsmodell (Book & Claim)



Quelle: (Altrock et al., 2022).

Prüf- und Verifizierungsroutinen im dena Biogasregister

Im Biogasregister werden Prüfunternehmen registriert, die Auditberichte erstellen. Die einzelnen Auditoren*Auditorinnen werden von ihrem Prüfunternehmen registriert und müssen Qualifikationen nachweisen (Altrock et al., 2022; dena Biogasregister, 2017, 24. Juli).

Die Einspeiser beauftragen Auditoren*Auditorinnen mit der Prüfung der Anlagen- und Mengendaten. Diese Daten sowie das Eigenschaftsprofil und die Herkunft des Biomethans werden in einem Auditbericht im Register bestätigt. Die Auditoren*Auditorinnen sind neutrale Sachverständige mit geeigneten Qualifikationen, die von einer anerkannten Zulassungsstelle bestätigt sind:

- Auditoren*Auditorinnen – Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS)
- Sachverständige – Industrie- und Handelskammer (IHK)
- Zugelassene Sachverständige – Zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS)
- Umweltgutachtende – Deutsche Stelle für die Zulassung und Beaufsichtigung von Umweltgutachter (DAU)
- Auditoren*Auditorinnen oder Umweltgutachtende – BLE
- Wirtschaftsprüfer*innen - Wirtschaftsprüferkammer (WPK)

Eine Liste der Auditoren*Auditorinnen wird von der dena veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert[15]. Bei der Erfassung von Biogasmengen muss das Gutachten Informationen dazu enthalten, ob die gesamte Biogasmenge für einen bestimmten Produktionszeitraum im Biogasregister registriert wird und in welchen anderen Massenbilanz-, Nachweis- oder Zertifizierungssystemen diese Biogasmenge bereits erfasst ist. Falls die Erfassung der Biogasmengen ursprünglich in anderen Systemen erfolgte, sind bei der Eintragung der Biogasmengen ins Biogasregister Nachweise über die Entwertung, Deaktivierung oder Stilllegung der entsprechenden Nachweise vorzulegen und im Gutachten festzuhalten (dena Biogasregister, o.J., 2017, 24. Juli, 2019, 2024a).

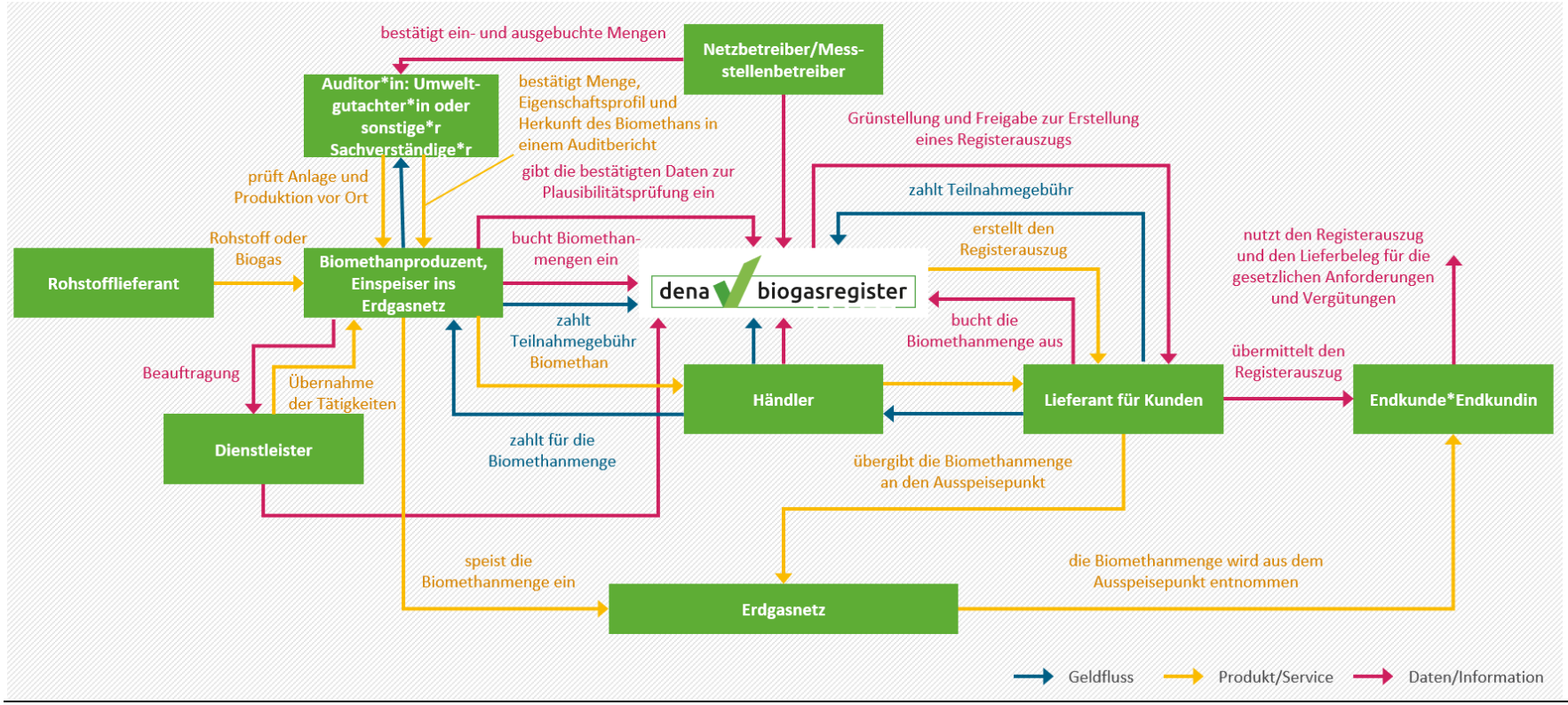
Da das Biogasregister vor allem die Einhaltung der Anforderungen der verschiedenen Fassungen des EEG nachweist, spielen Auditoren*Auditorinnen und Umweltgutachtende eine wichtige Rolle bei der Verifizierung von Anlagen- und Messdaten. Viele Prozesse verbleiben in der Verantwortung von Auditierenden. Sie müssen die regulatorischen Anforderungen, die im Biomethanbereich je nach Anwendung komplex sein können, zusammenführen und Stamm-/Messdaten jeder Anlage je nach anwendbaren Regularien der Registerführung freigeben. Die Biomethanmengen werden „grün“ gestellt (=für Ausstellung der Registerauszüge freigegeben), nachdem der*die Auditor*in die Daten des Anlagenbetreibers in einem Gutachten bestätigt (dena Biogasregister, 2012). Für die Beanspruchung der Vergütung nach EEG und KWKG sind die Ein- und Ausspeisedaten der Gasnetzbetreiber sehr relevant. dena fordert von Auditoren*Auditorinnen ausgewertete Messdaten an, die sie wiederum von Netzbetreibern erhalten. Diese Daten sollen mit Nachhaltigkeitsnachweisen verknüpft werden. Es gibt derzeit keine zentrale Stelle in Deutschland, die dies leisten könnte, die Netzbetreiber müssen dies zurzeit selbst vornehmen (Experteninterview mit dena am 7.6.24).

15 https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Nachweisfuehrung/Auditorenliste_und_Hinweise_fuer_Auditoren/Liste_der_registrierten_Pruefunternehmen_und_Auditoren.pdf

Auditoren*Auditorinnen sind verpflichtet, den Auditbericht vollständig und gut lesbar im System hochzuladen oder durch das registrierte Unternehmen hochladen zu lassen. Die Registerführung überprüft, ob die notwendigen Daten im Gutachten vorhanden sind und mit den aufgezeichneten Datensätzen korrespondieren. Bei einer positiven Prüfung setzt die Registerführung den Datensatz auf den Status „grün“. Fällt die Prüfung negativ aus, werden die Daten zur Korrektur zurückgeschickt (dena Biogasregister, 2019).

Werden Nachweise oder Zertifikate aus einem Register übertragen, mit dem das Biogasregister zusammenarbeitet, übernimmt das kooperierende Register die Bestätigung der dort beglaubigten Herkunfts- und Mengennachweise. Die Bestätigung von Eigenschaftsnachweisen erfordert weiterhin die Zustimmung durch eine*n registrierte*n Auditor*in, der*die durch den Empfänger beauftragt wird. Die Bestätigung der Eigenschaftsangaben (basierend auf den Kriterien des Kriterienkatalogs des Biogasregisters oder anderen relevanten Angaben) kann nach Abschluss des Importvorgangs durch ein Auditgutachten erfolgen (dena Biogasregister, 2019). Die Stakeholder und ihre Beziehungen im dena Biogasregister sind in Abbildung 12 abgebildet.

Abbildung 12: dena Biogasregister, seine Stakeholder und Handelsprozesse



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

2.3.1.2.2 Handelsprozesse in Nabisy

In Nabisy dürfen nur die letzten Schnittstellen (Konversionsbetriebe, im Fall von Biomethan, Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen) einen Antrag auf Ausstellung eines Nachhaltigkeitsnachweises stellen. Die Erfassung der Emissionen von Biokraft- und -brennstoffen erfolgt gemäß den Bestimmungen von Art. 31 Abs. 1 in Verbindung mit Anhang V und Anhang VI der RED II. Diese Methodik entspricht den Vorgaben des § 6 der Biokraft-NachV und BioSt-NachV. Die Berechnung der Emissionen erfolgt durch zertifizierte Hersteller von Biokraft- und -brennstoffen, nachdem die Vorkette ihre eigenen Emissionen übermittelt hat. Die ermittelten Endwerte werden in den Nachhaltigkeitsnachweis eingetragen (BLE, 2022, Dezember).

Ein Nachhaltigkeitsnachweis („Basis-Nachweis“, „Ursprungsnachweis“, im internationalen Handel „Proof of Sustainability“ (PoS)) bestätigt die Nachhaltigkeit einer Biokraft- oder Biobrennstoffmenge. Dieses Dokument belegt, dass die Anforderungen der freiwilligen Systeme/Zertifizierungssysteme nach BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV erfüllt sind. Wird Biokraftstoff oder Biobrennstoff gehandelt, werden die entsprechenden Mengen entsprechend der Nachfrage weitergegeben. Alle Wirtschaftsteilnehmer entlang der Handelskette müssen ebenfalls zertifiziert sein und über ein Konto bei Nabisy verfügen, um den Nachhaltigkeitsteilnachweis zu erhalten und weiterzugeben (BLE, 2024, Januar).

Nachhaltigkeitsnachweise (Abbildung 13) sind unerlässlich für die Anrechnung auf die Biokraftstoffquotenverpflichtung (THG-Minderungsquote nach BImSchG), für die Beantragung von Vergütungen nach dem EEG für die Verstromung und Einspeisung von flüssigen, festen und gasförmigen Biobrennstoffen sowie für den NawaRo-Bonus (BLE, 2022, Dezember). Gemäß § 37a Abs. 4 Satz 7 Nr. 1 bis 3 des BImSchG werden Biokraftstoffe wie fossile Otto- oder Dieselkraftstoffe gehandhabt, „wenn Nachhaltigkeitsnachweise nach § 14 Biokraft-NachV nicht vorgelegt werden können, die Nachweise keine Treibhausgasemissionen aufweisen oder die Nachweise unwirksam sind und nicht anerkannt werden können“ (BLE, 2021).

Prüf- und Verifizierungsroutinen in Nabisy

Alle Wirtschaftsbeteiligten (Schnittstellen innerhalb der Herstellungs- und Lieferkette) in Nabisy müssen einem nationalen System eines Mitgliedsstaates oder einem von der EU-Kommission anerkannten Zertifizierungssystem nach BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV angehören und bei diesem registriert sein.

Seit der Neufassung der BioSt-NachV und Biokraft-NachV (am 08.12.2021 in Kraft getreten) ist BLE nicht mehr für die Anerkennung und Überwachung von Zertifizierungssystemen zuständig, stattdessen wird der Antrag auf Anerkennung bei der EU-Kommission gestellt. Die Anerkennung wird für maximal fünf Jahre gewährt (BLE, 2024, Januar). Die EU-Durchführungsverordnung 2022/996 schreibt ab dem 30.12.2023 spezifische verbindliche Anforderungen an Zertifizierungssysteme und Zertifizierungsstellen vor. Zertifizierungsstellen, die mit einem von der Kommission anerkannten Zertifizierungssystem kooperieren, müssen von der nationalen Akkreditierungsstelle (DAkkS in Deutschland) akkreditiert werden. Die Mitgliedstaaten werden aufgefordert, ihre Überwachungspraktiken gegenüber Zertifizierungsstellen und Wirtschaftsteilnehmern aneinander anzupassen, um einheitliche Vorgaben über die nationalen Grenzen hinweg aufzustellen und Prüf- und Verifizierungsroutinen einzugrenzen (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, 2024a).

Die Anerkennung von Zertifizierungsstellen erfolgt durch BLE. Gemäß § 28 BioSt-NachV bzw. § 26 Biokraft-NachV müssen dabei folgende Anforderungen erfüllt werden:

- Angabe von relevanten Informationen, wie z. B. Name und Anschrift der verantwortlichen Personen
- Nachweis entsprechender Qualifikation, Ausrüstung, Infrastruktur, Unabhängigkeit, ausreichende Zahl qualifizierter und erfahrener Beschäftigten
- Erfüllung der Anforderung DIN EN/ISO/IEC 17065, Ausgabe Januar 2013, und Kontrollen der Anforderungen der DIN EN ISO 19011, Ausgabe Dezember 2018
- Verpflichtung zur Erfüllung der Anforderungen eines anerkannten Zertifizierungssystems
- Überwachung durch die zuständige Behörde (gemäß § 40 BioSt-NachV bzw. § 38 Biokraft-NachV)

Zu den Aufgaben von Zertifizierungsstellen gehören die Ausstellung der Zertifikate und die anschließende Kontrolle, ob Lieferanten und Schnittstellen die gestellten Anforderungen erfüllen (§ 32 BioKraft-NachV / § 35 BioSt-NachV). Vor-Ort-Kontrollen sind durch die Zertifizierungsstellen rechtzeitig den Behörden zu melden (um behördliche Begleitung zu ermöglichen) und ein Bericht über diese Audits ist zu erstellen und an die zuständige Behörde zu übermitteln (§ 35 BioKraft-NachV / § 37 BioSt-NachV).

Folgende Informationen sind durch die Zertifizierungsstellen gemäß § 36 BioKraft-NachV / § 37 BioSt-NachV an die zuständigen Behörden zu übermitteln:

- Berichte und Zertifikate
- Auszug aus dem Schnittstellenverzeichnis
- Liste aller weiteren Betriebe und Lieferant (nach Zertifizierungssystemen aufgeschlüsselt)
- Liste aller Kontrollen (nach Zertifizierungssystemen aufgeschlüsselt)
- Bericht über Erfahrungen mit angewendeten Zertifizierungssystemen

Die Bedingungen zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen sind wie folgt (§ 9 BioKraft-NachV / § 11 BioSt-NachV):

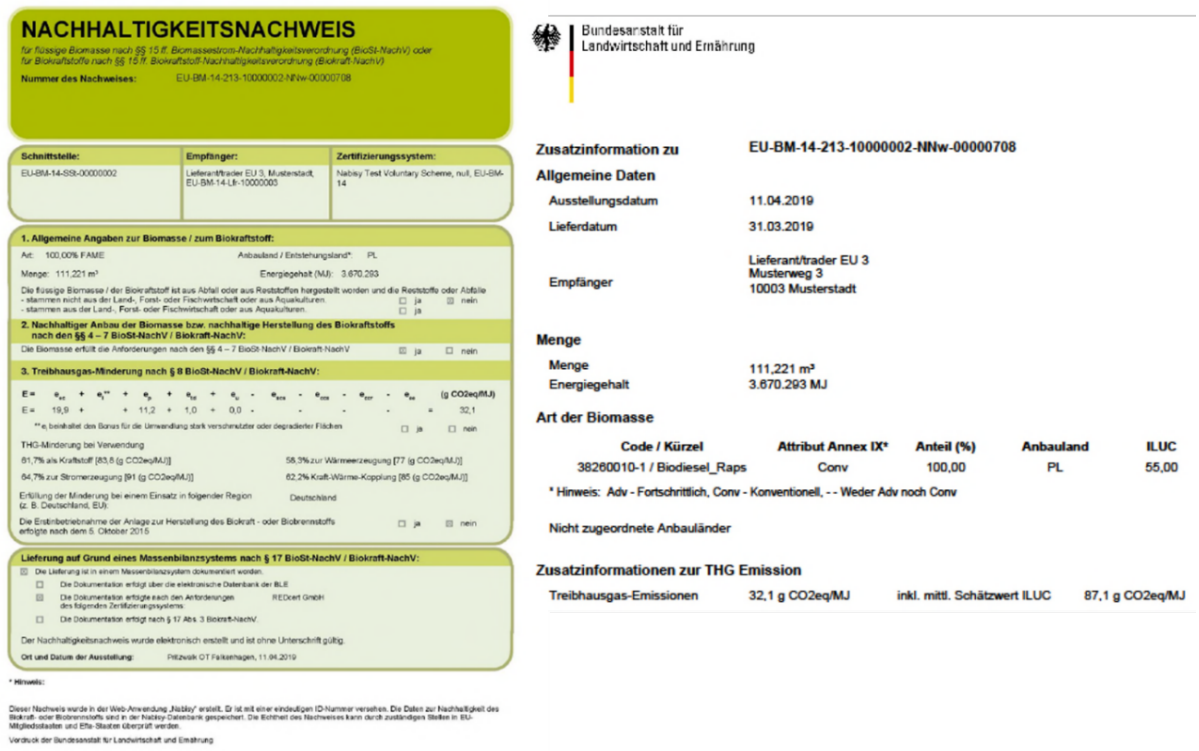
1. Ein gültiges Zertifikat nach BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV liegt vor
2. vorgelagerte Schnittstellen
   2.1. bestätigen die Erfüllung der Anforderungen nach §§ 4 – 5
   2.2. legen Kopien von Zertifikaten vor, welche zu jedem Zeitpunkt gültig waren
   2.3. geben Informationen über Treibhausgasemissionen an
3. die Herkunft der Biomasse vom Anbau bis zur Schnittstelle ist in mind. einem Massenbilanzsystem nachgewiesen (gemäß Anforderungen nach § 12)
4. die Mindestanforderungen an die Treibhausgaseinsparung nach § 6 sind erfüllt

Die Angaben der Punkte 2.2. und 2.3. müssen von einer anerkannten Zertifizierungsstelle kontrolliert werden. Bei Verwendung für Zwecke, für die kein Nachweis nötig ist, kann dieser nicht für die Vergütung eingesetzt werden (Vgl. § 3) und ist an die zuständige Behörde zurückzugeben.

Nachhaltigkeitsnachweise müssen zumindest Anschrift und Name der ausstellenden Schnittstelle, Nachweisnummer, Name des zuständigen Zertifizierungssystems und Menge/Art der Biomasse enthalten. Zuständig für die Ausstellung der Nachhaltigkeitsnachweise ist die zuständige Behörde (BLE). Gemäß § 12 Abs. 1 BioKraft-NachV bzw. § 14 Abs. 1 BioSt-NachV ist die Richtigkeit der Angaben durch eine anerkannte Zertifizierungsstelle zu überprüfen.

Zertifikate müssen eine eindeutige Zertifikatsnummer, Ausstellungsdatum und Laufzeit (inkl. Beginn und Ende), Name des Zertifizierungssystems, zertifizierte Geltungsbereiche, Art der Treibhausgasberechnung als Datenfelder enthalten; zusätzlich sind im Rahmen der BioKraft-NachV Angaben zur letzten Schnittstelle und im Rahmen der BioSt-NachV Angaben zu Biomassebrennstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zu machen. Zertifikate sind zwölf Monate gültig.

Abbildung 13: Muster eines Nachhaltigkeitsnachweises im Nabisy



NACHHALTIGKEITSNACHWEIS

für flüssige Biomasse nach §§ 15 ff. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) oder für Biokraftstoffe nach §§ 15 ff. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)

Nummer des Nachweises: EU-BM-14-213-10000002-NNw-00000708

Schnittstelle:	Empfänger:	Zertifizierungssystem:
EU-BM-14-SSt-00000002	Lieferant/trader EU 3, Musterstadt, EU-BM-14-Lfr-10000003	Nabisy Test Voluntary Scheme, null, EU-BM-14

1. Allgemeine Angaben zur Biomasse / zum Biokraftstoff:

Art: 100,00% FAME — Anbauland / Entstehungsland*: PL

Menge: 111,221 m³ — Energiegehalt (MJ): 3.670.293

Die flüssige Biomasse / der Biokraftstoff ist aus Abfall oder aus Reststoffen hergestellt worden und die Reststoffe oder Abfälle
- stammen nicht aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen. ☐ ja ☒ nein
- stammen aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen. ☐ ja

2. Nachhaltiger Anbau der Biomasse bzw. nachhaltige Herstellung des Biokraftstoffs nach den §§ 4 – 7 BioSt-NachV / Biokraft-NachV:

Die Biomasse erfüllt die Anforderungen nach den §§ 4 – 7 BioSt-NachV / Biokraft-NachV ☒ ja ☐ nein

3. Treibhausgas-Minderung nach § 8 BioSt-NachV / Biokraft-NachV:

$E = e_{ec} + e_l^{**} + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr} - e_{ee}$ (g CO2eq/MJ)

E = 19,9 + + 11,2 + 1,0 + 0,0 - - - - = 32,1

** e_l beinhaltet den Bonus für die Umwandlung stark verschmutzter oder degradierter Flächen ☐ ja ☐ nein

THG-Minderung bei Verwendung

61,7% als Kraftstoff [83,6 (g CO2eq/MJ)] — 58,3% zur Wärmeerzeugung [77 (g CO2eq/MJ)]

64,7% zur Stromerzeugung [91 (g CO2eq/MJ)] — 62,2% Kraft-Wärme-Kopplung [85 (g CO2eq/MJ)]

Erfüllung der Minderung bei einem Einsatz in folgender Region (z. B. Deutschland, EU): Deutschland

Die Erstinbetriebnahme der Anlage zur Herstellung des Biokraft - oder Biobrennstoffs erfolgte nach dem 5. Oktober 2015 ☐ ja ☒ nein

Lieferung auf Grund eines Massenbilanzsystems nach § 17 BioSt-NachV / Biokraft-NachV:

☒ Die Lieferung ist in einem Massenbilanzsystem dokumentiert worden.
- ☐ Die Dokumentation erfolgt über die elektronische Datenbank der BLE
- ☒ Die Dokumentation erfolgte nach den Anforderungen des folgenden Zertifizierungssystems: REDcert GmbH
- ☐ Die Dokumentation erfolgt nach § 17 Abs. 3 Biokraft-NachV

Der Nachhaltigkeitsnachweis wurde elektronisch erstellt und ist ohne Unterschrift gültig.

Ort und Datum der Ausstellung: Pritzwalk OT Falkenhagen, 11.04.2019

* Hinweis:

Dieser Nachweis wurde in der Web-Anwendung „Nabisy“ erstellt. Er ist mit einer eindeutigen ID-Nummer versehen. Die Daten zur Nachhaltigkeit des Biokraft- oder Biobrennstoffs sind in der nabisy-Datenbank gespeichert. Die Echtheit des Nachweises kann durch zuständige Stellen in EU-Mitgliedstaaten und Efta-Staaten überprüft werden.

Vordruck der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

Zusatzinformation zu EU-BM-14-213-10000002-NNw-00000708

Allgemeine Daten

Ausstellungsdatum	11.04.2019
Lieferdatum	31.03.2019
Empfänger	Lieferant/trader EU 3 Musterweg 3 10003 Musterstadt

Menge

Menge	111,221 m³
Energiegehalt	3.670.293 MJ

Art der Biomasse

Code / Kürzel	Attribut Annex IX*	Anteil (%)	Anbauland	ILUC
38260010-1 / Biodiesel_Raps	Conv	100,00	PL	55,00

* Hinweis: Adv - Fortschrittlich, Conv - Konventionell, - - Weder Adv noch Conv

Nicht zugeordnete Anbauländer

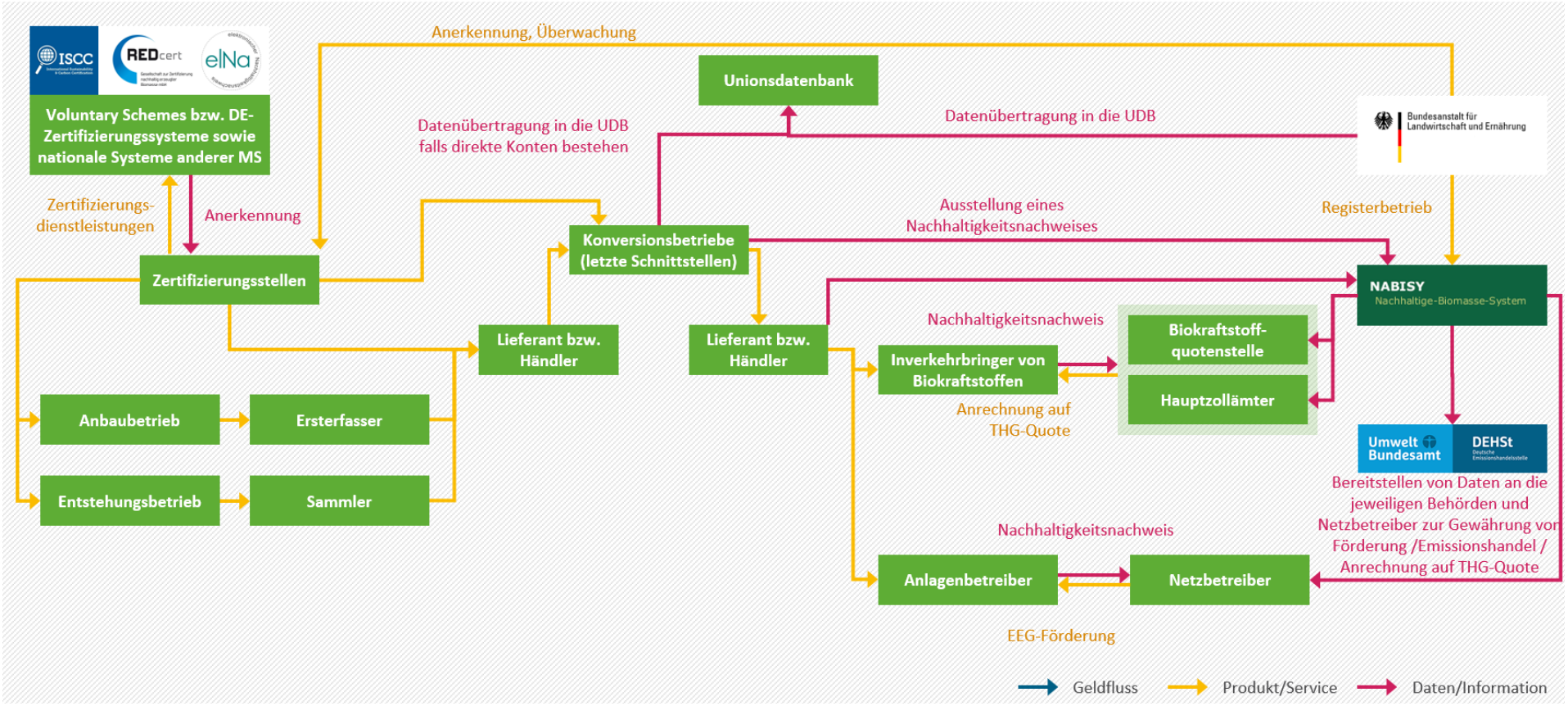
Zusatzinformationen zur THG Emission

Treibhausgas-Emissionen	32,1 g CO2eq/MJ	inkl. mittl. Schätzwert ILUC	87,1 g CO2eq/MJ

Quelle: (BLE, 2024, Januar)

Abbildung 14 gibt Auskunft über die Wertschöpfungs- und Handelskette der Biokraft- und Biobrennstoffe, die Einzug in Nabisy finden.

Abbildung 14: Das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) und seine Stakeholder



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

2.3.1.2.3 Interaktion zwischen dena und Nabisy

Im Experteninterview mit dena zum Biogasregister am 07.06.2024 wurde das Zusammenspiel zwischen Biogasregister und Nabisy diskutiert. Beide Nachweise werden häufig gemeinsam für Förderanträge und zur Vorlage bei Behörden genutzt: Biomethanmengen für den Verkehrssektor werden über Nabisy abgewickelt, netzgebundene Biomethanmengen für die EEG-Vermarktung über das dena Biogasregister. Obwohl ein Datenaustausch sinnvoll wäre, existiert derzeit keine Schnittstelle zwischen beiden Registern. Stilllegungsnachweise aus Nabisy (erfolgen quartalsweise) werden z. B. in das Biogasregister importiert, wenn anstelle der Vermarktung im Verkehrssektor eine EEG-Vermarktung angestrebt wird. In umgekehrte Richtung erfolgt kein Transfer von Nachweisen, da Nabisy zunächst nicht für die Biomethanlieferung im Rahmen des EEG benötigt wird.

BHKW größer als 2 MW Feuerungswärmeleistung müssen aber z. B. nach BioSt-NachV als letzte Schnittstelle den Strom als nachhaltig zertifizieren lassen. Nutzen sie dazu Nabisy, ergibt sich folgende Nachweiskette: Der Gasversorger übergibt einen Nachhaltigkeitsnachweis (Sustainable Resources Verification Scheme (SURE), International Sustainability and Carbon Certification (ISCC), REDCert, etc.; ggf. inkl. THG-Einsparnachweis) an das BHKW, dieses lässt darauf aufbauend einen Nachhaltigkeitsnachweis in Nabisy für Strom aus Biomethan erstellen. In jedem Fall ist eine gutachterliche Bestätigung zur Plausibilisierung der Mengen erforderlich.

Wie viele Gasmengen brauchen Nachweise von beiden Registern?

Mehr als die Hälfte der im Biogasregister aktiven letzten Schnittstellen muss aufgrund ihrer Wärmeleistung bereits Nachhaltigkeit nachweisen – und diese Zahl wird steigen, da zusätzliche Kapazitäten vor allem durch die Erweiterung von Altanlagen generiert werden.

Nachweis der THG-Einsparung:

- Für Altanlagen musste bisher keine THG-Einsparung nachgewiesen werden.
- Neuanlagen, die ab November 2021 errichtet werden, sind jedoch dazu verpflichtet
- Gemäß RED III: Anlagen, die vor November 2021 gebaut wurden und ein bestimmtes Mindestalter/eine bestimmte Frist erreicht haben, müssen ebenfalls THG-Einsparungen nachweisen.

Grundsätzliche Herausforderungen bei der Nachhaltigkeitszertifizierung von Biogas:

- Substrate werden oft nicht vollständig erfasst (bei 200 Lieferanten kann nicht jedes Feld einzeln bewertet werden).
- Anbau etc. muss erfasst und berechnet werden
- Standardwerte einiger Substrate (z. B. Mais) können die THG-Anforderungen nicht erfüllen.

Inwiefern ist die Wertschöpfungskette in beiden Registern abgebildet? Könnte die Nachweisführung komplett über Nabisy abgewickelt werden?

- Das dena Biogasregister nimmt die erste massenbilanzielle Dokumentation bei der Übergabe des Biomethans vom Anschlussnehmer an die Transportkunden zur Einspeisung in das Erdgasnetz am Netzanschluss im Sinne des § 32 Abs. 2 GasNZV vor.
- Die Auditberichte können im dena Biogasregister eingesehen werden. Es muss ausreichend Biomasse für die erzeugte Gasmenge angeliefert worden sein.

- Gasmengen, die für das EEG bestimmt sind, können nicht über Nabisy abgewickelt werden, da vergütungsrelevante Eigenschaften in Nabisy nicht prüfbar sind (z. B. Vergütungsklassen nach spezifischer KWK-Anlage). Dies gilt insbesondere für Bestandsanlagen. Neuanlagen könnten potenziell auch über Nabisy abgewickelt werden.

Wie funktioniert die Nachweisführung bei nicht an das öffentliche Netz gebundenem Rohbiogas?

- Geht nur mit BHKW in Ortsnähe
- Nachweis erbringt die letzte Schnittstelle, d. h. BHKW bei eingespeistem Strom, Fernwärmenetzbetreiber bei Wärme und/oder Kälte (Nachweiskette siehe oben).
- Anlagen über 2 MW Feuerungswärmeleistung müssen Nachhaltigkeitskriterien des Endprodukts (z. B. Strom) über Nabisy nachweisen; dena nicht beteiligt
- Anlagen unter 2 MW Feuerungswärmeleistung benötigen Umwelt- bzw. KWK-Gutachten, um Förderung zu erhalten; es müssen keine RED-Kriterien erfüllt werden; Nabisy und dena nicht involviert.

2.3.1.3 Handelsprozesse auf europäischer Ebene

Derzeit können lediglich HKN über europäische Grenzen hinweg gehandelt werden. Beim Handel von Biomethan mit EU RED Massenbilanzzertifizierung verblieb in der Vergangenheit der THG-Minderungswert im Erzeugerland. Laut einem Urteil vom 15.03.2023, in dem es um die Anrechnung von in Ungarn hergestelltem Biomethan auf die deutsche THG-Quote ging, geht das Finanzgericht Berlin-Brandenburg jedoch von einer Anrechnungsfähigkeit von ausländischem Biomethan aus. Dieses Urteil wird möglicherweise Handelsaktivitäten auf europäischer Ebene beeinflussen (BBH, 2023).

Der Handel mit Biomethan findet derzeit überwiegend auf bilateraler Ebene statt, was die Markttransparenz einschränkt. Allerdings gibt es bereits erste Anhaltspunkte für eine Marktplattform ähnlich dem Gashandel. So wird die European Energy Exchange (EEX) in Zukunft für die Entwicklung und den Betrieb von Register- und Auktionsdienstleistungen für Biogas-Herkunftsnachweise sowie Registerdienstleistungen für Biogas-Produktionszertifikate in Frankreich zuständig sein (EEX Group, 2023).

Eine Herausforderung für den EU-weiten Handel mit Biomethan ergibt sich aus den Unterschieden zwischen den Fördersystemen für Biomethan in den Mitgliedstaaten. Beispielsweise wird in Dänemark das Biomethan bei der Einspeisung ins Erdgasnetz mit einer Einspeisevergütung gefördert, während in Deutschland Biomethan am Ort des Verbrauchs (EEG-Strom, THG-Quoten, Wärmeversorgung im Rahmen von GEG) gefördert wird. Damit besteht die Gefahr einer Doppelförderung derselben Biomethanmenge.

Darüber hinaus schließt die EU RED III nicht aus, dass Biomethan in geförderten Märkten auch HKN erhalten kann. Diese Entscheidung liegt im Ermessen der Mitgliedstaaten. Im Stakeholder-Workshop am 01.02.2024 wurde angesprochen, dass dies zu einer Marktverzerrung und einem Wettbewerbsvorteil für die Länder führen könnte, die Biomethan fördern und HKN verkaufen.

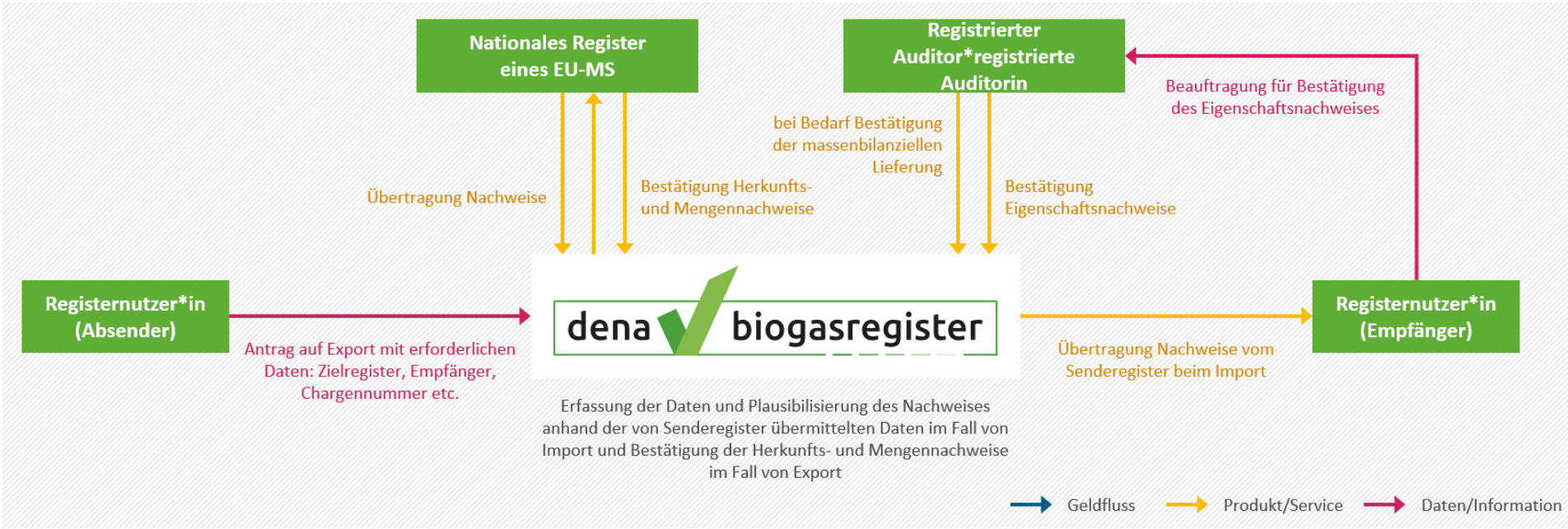
2.3.1.3.1 Grenzüberschreitender Handel im dena Biogasregister

Das Biogasregister erlaubt den Handel mit Nachweisen über in EU-Mitgliedstaaten hergestellte, ins Erdgasnetz eingespeiste und registrierte Biomethanmengen oder -zertifikate. Die entsprechende Energiemenge muss nicht mitgehandelt werden. Nachweise und Zertifikate, die im Biogasregister registriert sind, können exportiert und in Register in EU-Mitgliedstaaten übertragen werden (dena Biogasregister, 2019).

Die Übertragung von Herkunfts- und/oder Mengennachweisen zwischen der dena und den kooperierenden Registern erfolgt nach einem definierten Standard. Dabei werden das Erzeugungsland und das übertragende Register erfasst (dena Biogasregister, 2019). Seit Februar 2024 gilt das EU-Gasverbundnetz als ein einziges Massenbilanzsystem. Deswegen wird Biomethan, das im EU-Ausland ins Netz eingespeist und ins Biogasregister importiert wurde, ohne gesonderten Nachweis „grün“ gestellt. Ein Nachweis in Form einer Kapazitätsbuchung an einem Grenzübergangspunkt ist nicht mehr erforderlich (dena Biogasregister, 2024, 12. Februar). Damit wird der Biomethanhandel innerhalb der EU erleichtert. Beim Import und Export von Nachweisen können auch Informationen über die staatliche Förderung der jeweiligen Biomethanmenge erfasst werden.

Zur Anerkennung vom importierten Biomethan im Rahmen verschiedener Verwendungsmöglichkeiten gibt es eine Übersicht (dena, 2023) in Tabelle 8.

Abbildung 15: Export und Import von Biomethannachweisen im Biogasregister Deutschland



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

Höhe der Nachfrage nach Nachweisen gemäß Massenbilanz (MB) bzw. Book & Claim (BC) und Möglichkeiten der Aufschlüsselung nach Kundegruppe (aus dem Experteninterview mit dena zum Biogasregister am 07.06.2024)

Grundsätzlich entscheiden die Registernutzenden über die Verwendung von Massenbilanznachweisen bzw. Book & Claim-Zertifikaten. Da die dena allerdings den Status der Zertifikate nicht aufschlüsselt, ist eine Auswertung über die jeweiligen Anteile nicht möglich.

In der Regel werden Book & Claim-Zertifikate von Gasversorgern zur Beimischung in Ökogasprodukte verwendet. Die Nachfrage ist sehr gering. Von Unternehmen in der Schweiz werden sie auch für den Export genutzt. Schweizer Versorger können Konten im Biogasregister einrichten. Es gibt keine Länder-, nur Systemgrenzen. Die Schweiz importiert nur, wenn Zertifikate auf die gesetzlichen Ziele angerechnet werden können. Es finden auch Ausbuchungen nach Tschechien statt, diese sind jedoch massenbilanziell. Die Anrechnung dieser Zertifikate auf nationale Ziele kann nur erfolgen, wenn die entsprechenden staatlichen Stellen sie auch anerkennen. Zielanrechnungen außerhalb Deutschlands sind auch deshalb möglich, weil die entsprechenden Exportmengen nicht im EEG oder GEG berücksichtigt werden. Die dena meldet Importe und Exporte an das UBA, das sich mit den anderen europäischen Ländern über die Anrechnung auf die europäische Statistik austauschen.

2.3.1.3.2 Übertragung von Nachweisen in Nabisy

In Nabisy besteht eine Schnittstelle zur österreichischen Datenbank elNa, über die Nachhaltigkeitsnachweise für flüssige Biokraftstoffe von Händlern übertragen werden können. Darüber hinaus kann ein Nachweis aus einem EU-System auf ein DE-Konto gebucht werden. Die Transaktion kann weder technisch noch rechtlich rückgängig gemacht werden: Die Grundsätze des EU-Systems erlauben den Transfer von nachhaltiger EU-Ware in das DE-System, beim Transfer in die entgegengesetzte Richtung verliert die Ware jedoch ihren nachhaltigen Status (BLE, 2021).

2.3.1.3.3 Handel von HKN im ERGaR

Das ERGaR wurde 2016 von etablierten nationalen Biomethanregistern gegründet, um den Handel von Herkunftsnachweisen für Biomethan über nationale Grenzen hinweg zu ermöglichen. Die ERGaR-Teilnehmer sind die nationalen Biomethanregister. Sie kommunizieren und handeln über die ExtraVert Plattform. VertiCer B.V., Registerbetreiber in den Niederlanden, stellt die IT-Infrastruktur im Rahmen eines Entwicklungsvertrags mit ERGaR zur Verfügung. Die Übermittlung der Herkunftszertifikate (Certificate of Origin, CoO) erfolgt über elektronische Datenpakete (data packages) in einem vereinbarten Format, die auf die Plattform hoch- und heruntergeladen werden. Ein Datenpaket ist eine Datei im XML[16]-Datenformat, die Informationen über eine oder mehrere CoO umfasst, die von einem Systemteilnehmer an einen anderen Systemteilnehmer verschickt wird. Datenpakete müssen über die ExtraVert-Plattform auf das ExtraVert Konto eines sendenden Systemteilnehmers hochgeladen werden (ERGaR, 2022, 9. Mai).

Die am System teilnehmenden nationalen Register schließen eine Teilnahmevereinbarung mit ERGaR ab. CoO werden privat zwischen den registrierten Nutzenden der Systemteilnehmer

[16] Extensible Markup Language (Auszeichnungssprache zum Definieren und Speichern der Daten in einer gemeinsam nutzbaren Weise)

gehandelt. Die ExtraVert Plattform wird nur für den Transfer von CoO zwischen den nationalen Biomethanregistern genutzt (ERGaR, 2022, 9. Mai).

Die gehandelten Herkunftsnachweise können Herkunftsnachweise im Sinne der RED oder andere nationale Zertifikate sein. Stand Februar 2025 hat ERGaR 44 Mitglieder in 14 Ländern, darunter Register für Biomethan/erneuerbare Gase, Ausstellungsstellen, Gasnetzbetreiber und Händler (ERGaR, o. d.a). Vor der Einführung des ERGaR-Registers war der Markt für grüne Gaszertifikate nicht transparent - Marktteilnehmer hatten keinen Zugang zu Informationen über die auf dem Markt angebotenen und nachgefragten Mengen und Preise (Sabbagh Amirkhizi, 2020). Mit der Einführung des ERGaR-Registers hat sich das geändert: Daten zu den gehandelten Mengen werden regelmäßig veröffentlicht[17]. Die Preise sind jedoch nicht Teil dieser Informationen und bleiben meist auf bilateraler Ebene.

[17] https://www.ergar.org/ergar-schemes/coo-scheme-statistics/

Tabelle 8: Verwendungsmöglichkeiten für Biomethan aus Deutschland und dem Ausland

Gesetz	Biomethan eingespeist in Deutschland			Biomethan eingespeist im Ausland		
	Massenbilanz	**Book & Claim**	**Nachhaltigkeit RED**	**Massenbilanz**	**Book & Claim**	**Nachhaltigkeit RED**
EEG	x	-	(x)[18]	-	-	-
	BHKW-Betreiber, die Biomethan aus dem Erdgasnetz beziehen, haben Anspruch auf eine EEG-Förderung pro kWh Strom. Voraussetzung für die Förderung ist der Nachweis des Betreibers, dass im jeweiligen Kalenderjahr mindestens die gleiche Menge Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist wurde, wie zur Stromerzeugung im BHKW eingesetzt wurde. Zu beachten ist jedoch, dass gemäß § 44b Abs. 5 EEG 2013 das Biomethan an einem anderen Ort im Bundesgebiet ins Erdgasnetz eingespeist werden muss. → keine Anerkennung von Biomethanmengen aus dem Ausland möglich					
BEHG (nEHS)	x	-	x	x	-	x
	Voraussetzung für die Anerkennung von Biomethan aus dem Ausland im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) ist nach dem BEHG die massenbilanzielle Lieferung. Die Anforderungen an Importe sind im Leitfaden der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) zur Abgrenzung des Geltungsbereichs sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO_2-Emissionen[19] in Kapitel 6, Abschnitt 6.2.3, konkretisiert. Gemäß § 8 Abs. 2 Satz 5 der Verordnung über ein nationales Emissionshandelssystem für Brennstoffemissionen (EBeV 2030) ist die Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien (§§ 4 und 5 der BioStrom-NachV) und der THG-Minderung (§ 8 Abs. 2 Satz 2 bis 4 EBeV 2030) durch einen Nabisy-Nachhaltigkeitsnachweis zu belegen. → Anerkennung von Biomethanmengen aus dem Ausland möglich					
TEHG (EU ETS)	x	-	x	x	-	x
	Voraussetzung für die Anerkennung des Biomethans aus dem Ausland im EU ETS ist gemäß dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) die massenbilanzielle Lieferung. a. Stoffliche Nutzung: Bestätigung der Massenbilanzierung durch ein unabhängiges Audit sowie ein Ausbuchungsbeleg aus einem ausländischen Register b. Energetische Nutzung: Nachhaltigkeitsnachweis aus Nabisy → Anerkennung von Biomethanmengen aus dem Ausland möglich					
GEG/WPG	x	-	-	x	-	-

[18] Für KWK-Anlagen ab 2 MW Feuerungswärmeleistung.

19 https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2023-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Gesetz	Biomethan eingespeist in Deutschland			Biomethan eingespeist im Ausland		
	Massenbilanz	**Book & Claim**	**Nachhaltigkeit RED**	**Massenbilanz**	**Book & Claim**	**Nachhaltigkeit RED**
	Massenbilanzierung des Biomethans, das ins Erdgasnetz eingespeist wurde, im Kontext von GEG und Wärmeplanungsgesetz (WPG) erforderlich; der Standort der Einspeisung nicht spezifiziert → Anerkennung von Biomethanmengen aus dem Ausland möglich					
BEG	x	-	-	x	-	-
	Grundsätze des GEG gelten → Anerkennung von Biomethanmengen aus dem Ausland möglich					
EWärmeG BW	x	-	-	x	-	-
	Keine Einschränkung des Einspeisestandortes → Massenbilanzielle Anerkennung von Biomethanmengen aus dem Ausland möglich					
BImSchG	x	-	x	-	-	-
	Seit Sommer 2023 ist eine massenbilanzielle Anerkennung von Biomethan, das ins Erdgasnetz im europäischen Ausland (nicht in Drittstaaten) eingespeist wurde, auf die THG-Quote möglich (dena Biogasregister, 2023, 24. Juli). Ein Nachhaltigkeitsnachweis von Nabisy ist erforderlich.					
Freiwilliger Markt	x	x	-	x	x	-
	Eine Anerkennung ist möglich, auch in Form von Book & Claim-Herkunftsnachweisen. Wenn es sich um einen Berichtsstandard handelt, kann dieser verschiedene Anforderungen stellen, einschließlich Massenbilanzierung und HKN.					

Quelle: (dena, 2023).

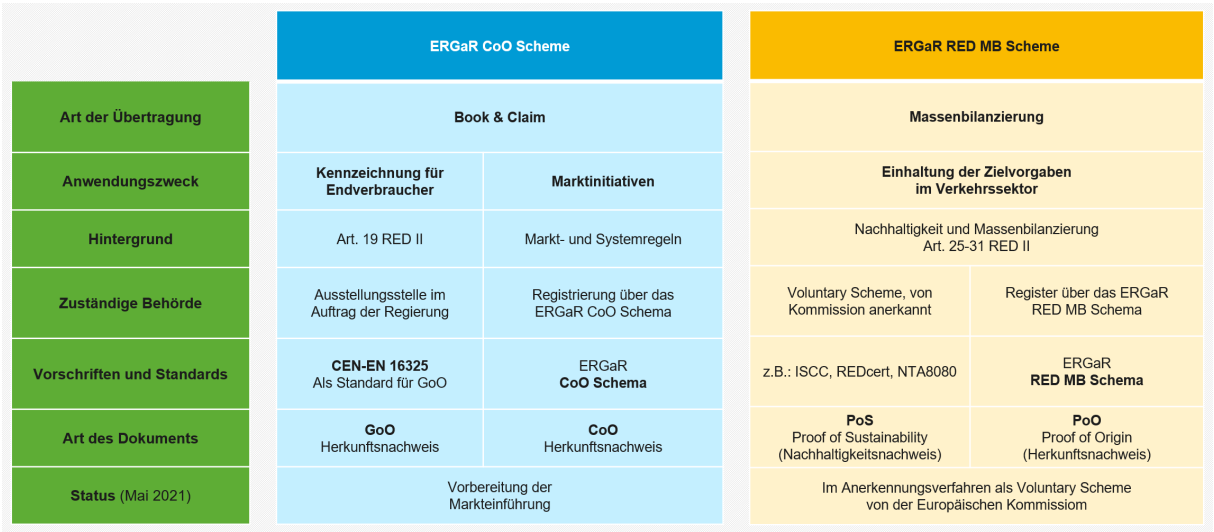
Die Einführung eines CoO ermöglicht Einspeisungen von erneuerbarem Gas mit einer Dokumentation, die die gleichen Informationen wie ein GO gemäß Artikel 19 RED II enthalten kann, aber nicht von einem nationalen Register als „zuständige Stelle“ benannten nationalen Register ausgestellt sein muss (ERGaR, o. d.b). CoO folgen dem Book & Claim Ansatz und sind konform mit der europäischen GO-Regulierung (ERGaR, o. d.b). Ein CoO ist ein elektronisches Dokument, das Informationen über die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz enthält. Es kann von Gasverbrauchenden als Nachweis dafür verwendet werden, dass die Biomethanlieferung mit einer Gasmenge verrechnet werden kann, die ein*eine Verbrauchende*r aus dem Erdgasnetz entnommen hat (ERGaR, 2022, Mai). Das Schema ist darauf ausgelegt, netzgebundene Lieferungen zu ermöglichen, es kann jedoch auch für Lieferungen auf der Straße oder auf dem Wasserweg verwendet werden (ERGaR, 2022, Mai). Perspektivisch könnten Inselnetze dazu kommen. Das System entwickelt sich im Zuge der Marktentwicklung, der europaweiten Umsetzung der RED II und anderen europäischen Richtlinien weiter. CoOs dienen in erster Linie der Gaskennzeichnung für Endkunden* Endkundinnen, der Emissionsberichterstattung für Unternehmen und der Einhaltung gesetzlicher Vorgaben. Ein CoO kann aber auch zusätzliche Informationen wie Treibhausgasintensität oder einen Nachhaltigkeitsnachweis eines EU-anerkannten freiwilligen Systems enthalten (ERGaR, o. d.b).

Seit 2021 wurden auf der Plattform mehr als 4,5 TWh Biomethan gehandelt, wobei der Großteil nach Deutschland exportiert wurde (ERGaR, 2024).

Derzeit ist nur der Handel mit Biomethan abgedeckt, auf Anfrage und nach Aktualisierung der Systemregeln kann auch Wasserstoff abgedeckt werden. Teilnehmende Register sind AGCS Gas Clearing and Settlement AG (Österreich), dena, Green Gas Certification Scheme (GGCS) (Großbritannien) sowie VertiCer (Niederlande) als Ausstellungstelle mit staatlichem Mandat, Energienet (Dänemark), SPP – distribúcia, a.s. (Slovakei) und Amber Grid (Litauen).

Darüber hinaus hat ERGaR ein Massenbilanzierungssystem entwickelt, das sich derzeit im Anerkennungsverfahren als Voluntary Scheme bei der EU-Kommission befindet (Europäische Kommission, 2025). Bis zur Anerkennung ist nur das CoO-System aktiv.

Abbildung 16: ERGaR CoO und Massenbilanzschema für Biomethannachweise



Quelle: (Königsberger, 2021).

Im ERGaR kann ein Datenpaket (Data Package) jede Energiemenge Biomethan ab 1 MWh darstellen. Laden Systemteilnehmer ein Datenpaket in ihr ExtraVert-Konto hoch, müssen sie sicherstellen, dass die in diesem Datenpaket enthaltene(n) CoO nicht mehr in ihrem Register verfügbar sind. Die CoO müssen so lange aus dem Verkehr gezogen werden, bis entweder

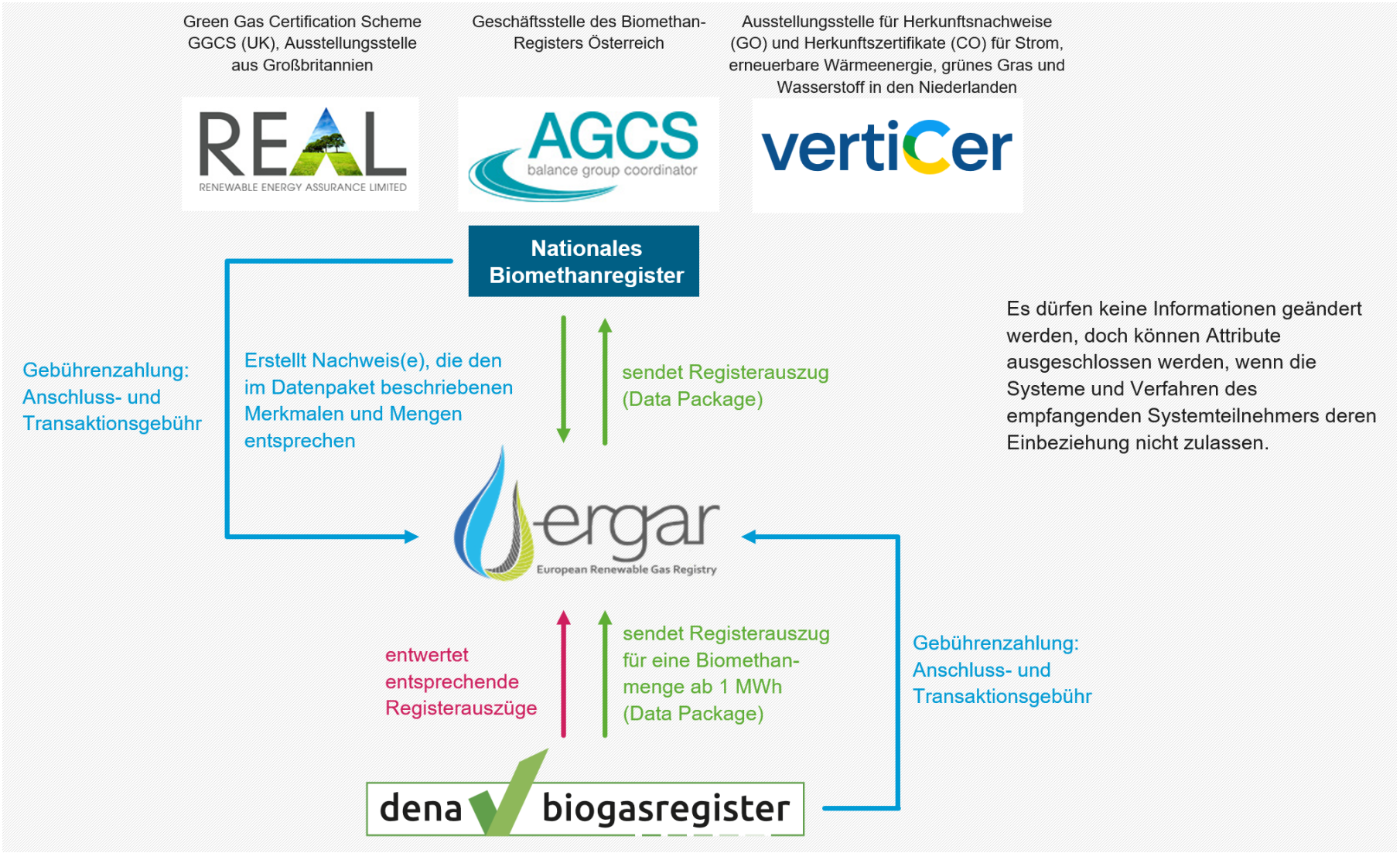
1. sendende Systemteilnehmer von empfangenden Systemteilnehmern die Bestätigung erhalten, dass die Übertragung angenommen wurde; in diesem Fall entwerten und kennzeichnen sie die entsprechenden CoO; oder

2. sendende Systemteilnehmer erhalten von den empfangenden Systemteilnehmern die Mitteilung, dass die Übertragung abgelehnt wurde; darauf stellen sie die CoO wieder für den Handel zur Verfügung (ERGaR, 2022, Mai).

Auf Anfrage eines Wirtschaftsbeteiligten (Eigentümer einer Biomethanlieferung) können die in einem Nachhaltigkeitsnachweis enthaltenen Nachhaltigkeitseigenschaften des Biomethans zusammen mit den Informationen aus den CoOs auch über die ExtraVert-Plattform übermittelt werden (ERGaR, 2022, Mai).

Biomethan CoOs dürfen von den Systemteilnehmern nur auf der Grundlage zuverlässiger und genauer Messdaten ausgestellt werden, die von Verteil- und/oder Fernleitungsnetzbetreibern verifiziert und zur Verfügung gestellt werden. Die Systemteilnehmer dürfen keine CoOs für fossiles Gas ausstellen, das mit Biomethan gemischt und über denselben Einspeisepunkt in das Gasnetz eingespeist wurde. (ERGaR, 2022, Mai).

Abbildung 17: Biomethanhandel auf der europäischen Ebene auf der ErGaR-Plattform



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: Materialien der ErGaR-Webseite.

Prüf- und Verifizierungsroutinen im ERGaR

Die Mindestanforderungen zur Systemaufnahme umfassen für nationale Biomethanregister (ERGaR, 2022, Mai) (Abs. 4):

- Bereitstellung eines digitalen, kontobasierten Dokumentationssystems zur Ermöglichung der Ausstellung/Übertragung von CoOs
- Unabhängigkeit von Wirtschaftsbeteiligten
- Kein Besitz (direkt u. indirekt) von CoOs o. ä. Dokumenten; keine Teilnahme am CoO Markt
- Professionelle und transparente Erfüllung der Anforderungen und Einhaltung relevanter gesetzlicher Regularien
- Bereitstellung eines prüfbaren Dokumentationssystems zur Ausstellung, Bearbeitung und Entwertung von CoOs
- Geeignete Prüfverfahren (einschließlich externer Prüfung) zur Überprüfung der Prozesse zur Ausstellung von CoOs
- Aufbewahrungsfristen von fünf Jahren
- Verantwortungsübernahme für relevante Informationen

Die Systemteilnehmer stellen sicher, dass Biomethananlagen alle notwendigen Unterlagen im Rahmen der Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz bereitstellen. Sie dürfen Biomethan-CoOs nur auf der Grundlage zuverlässiger und genauer Messdaten erstellen, die von Verteil- und/oder Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellt werden. Jede Transaktion (Ausstellung, Übertragung, Entzug und/oder Entwertung jedes Biomethan-CoOs) und jede beteiligte Person ist zu dokumentieren, um einen klaren Nachweis zu führen. Für die Ausstellung von CoOs kann die Netto- oder Bruttomethode verwendet werden (siehe Anhang A - Netto- und Bruttomessung der Gasproduktion in ERGaR Scheme Rules) (ERGaR, 2022, Mai).

2.3.1.3.4 Ausarbeitung des AIB EECS Gas Scheme

Die Association of the Issuing Bodies (AIB) besteht seit 2002. Sie hat den European Energy Certificate Standard (EECS) entwickelt, in dem vor allem Strom-HKN geregelt wurden. Im November 2019 wurden die EECS-Regeln um ein Gas-System erweitert. Eine Gas Scheme Group wurde gegründet, um den Standard weiterzuentwickeln und verschiedene Fragen zu klären, wie z. B.:

- Ausstellung von HKN im Kontext Eigenerzeugung und Eigenverbrauch
- Annäherung an CEN EN16325, den verbindlichen Standard, den alle HKN auf EU-Ebene erfüllen müssen
- Grundzüge von Non-Governmental Certificates[20] & Independent Criteria Schemes[21]

[20] „Zertifikat, das nach einem unabhängigen Kriteriensystem ausgestellt wird, das nicht im Rahmen eines gesetzlichen Zertifizierungssystems erteilt wird“ Association of Issuing Bodies (2024c)

[21] „Ein System für Zertifikate, das sicherstellt, dass der durch ein EECS-Zertifikat zertifizierte Output und/oder das entsprechende Produktionsgerät, mit dem es verbunden ist, einer bestimmten Reihe von Eigenschaften entspricht“ AIB (2024c).

- Konversionsregeln
- Wasserstoffreinheit
- Vermeidung von Doppelzählungen und -anrechnungen durch andere Nachweise als HKN (Verwimp, 2021)

Da es sich um ein relativ junges System handelt, bleibt es den Mitgliedern der EECS Gas Scheme Group überlassen, die Regeln des Systems an die Bedürfnisse und Entwicklungen in Europa anzupassen.

EECS bietet die Möglichkeit, nachhaltigkeitsnachweisbezogene Informationen an ein Zertifikat anzuhängen. Aus regulatorischer Sicht ist dies notwendig, wenn Biogas oder RFNBO die Nachhaltigkeits- und THG-Emissionseinsparungskriterien der RED II erfüllen sollen. Je nach Konzept und Definition der Massenbilanzierung gibt es zwei Möglichkeiten, die Massenbilanzierung mit EECS zu dokumentieren. Zum einen können die Daten auf den Zertifikaten zur Dokumentation der Massenbilanzierung verwendet werden. Andererseits enthält das EECS-Zertifikat Datenfelder, die mit einem Massenbilanzierungssystem verknüpft werden können. Darüber hinaus könnten die EECS-Regeln auf die Massenbilanzierung ausgeweitet werden, sobald eine klare Definition des Konzepts vorliegt (Edel et al., 2021). Das Konzept der Massenbilanzierung von Gasen über eine einzige logistische Einrichtung (das europäische Erdgasnetz als ein Massenbilanzsystem) kommt den EECS-Anforderungen hinsichtlich des Ausschlusses einer Doppelzählung der gleichen Menge grünen Gases sehr nahe. Während die EECS Strom Scheme Regeln solche Anforderungen inklusive eines Überwachungsmechanismus detaillierter ausarbeiten, wird dies für das EECS Gas Scheme auch geschehen müssen (Edel et al., 2021).

Bis zum Ende 2022 wurden 16 AIB-Mitglieder als Ausstellungsstellen von Gas-HKN ernannt worden, wobei vier neue AIB-Mitglieder reine Gas-Ausstellungsstellen sind: Conexus (Lettland), Gasgrid (Finnland), Ambergrid (Litauen) und Enagas GTS (Spanien). Gasgrid Finland hat ein HKN-System für Gas und Wasserstoff 2022 eingeführt und strebt eine Vollmitgliedschaft bei AIB und die Anbindung an den AIB Hub an. Es wurde am 20.02.2024 als Mitglied des AIB Gas Scheme aufgenommen (Gasgrid Finland, 2024). Bei Ambergrid begann im November 2022 der Import von HKN mit Nachhaltigkeitsnachweisen. Alle importierten HKN werden im Verkehrssektor verbraucht. Erste Biomethanproduktion soll zeitnah starten. Wasserstoff-HKN werden auch ins System integriert (Association of Issuing Bodies [AIB], 2023a).

Im Moment haben sich folgende Länder dem Gas Scheme angeschlossen:

- Österreich: seit 2020 stellt E-Control Gas-HKN aus. Die Gaskennzeichnungsverordnung ermöglicht den Versorgern ab 2020 eine freiwillige Gaskennzeichnung auf ihren Rechnungen. Mit der Umsetzung des Gesetzes zum Ausbau erneuerbarer Energien im Jahr 2021 wurde die Gaskennzeichnung ab dem Erzeugungsjahr 2022 verpflichtend (AIB, 2023a).
- Spanien: Enagas wurde im Mai 2022 durch ein königliches Dekret zur Ausstellungsstelle für Gas ernannt, wodurch der nationale Rahmen für HKN für erneuerbare Gase - Biogas und erneuerbaren Wasserstoff - geschaffen wurde. Das Register wurde im ersten Quartal 2023 in Betrieb genommen (AIB, 2023a).
- Lettland: Conexus Baltic Grid hat im Februar 2024 sein Gas-HKN-Register an den AIB Hub angeschlossen, was einer der ersten Anschlüsse eines reinen Gas-HKNR an den europäischen

Hub war; Biomethanexporte geplant; nationale Regelungen werden ebenso für netzunabhängige Gasproduktion entwickelt (Conexus Baltic Grid, 2024).

Zusätzliche Informationen auf EECS-Gaszertifikaten umfassen unter anderem (AIB, 2023c):

- THG-Intensität des Outputs und THG-Einsparungen in Bezug auf die Nettogasproduktion und Verweis auf die zur Berechnung verwendete Methodik
- Erfüllung der RED-Kriterien für THG-Einsparung und der für die Erzeugungsanlage geltenden Nachhaltigkeitskriterien
- Nutzungszweck des Gases, wie im EECS-Regelwerk Fact Sheet „Use of Gas“ dargelegt: Transport, Wärme- oder Kälteerzeugung, Stromerzeugung, Verwendung in chemischen Prozessen, Einsatz in industriellen und verarbeitenden Prozessen
- Pre-Konversion Support: Wenn das Zertifikat als Ergebnis einer EECS-Konversion[22] ausgestellt wurde, Angabe der öffentlichen Förderung, die für die Energie gewährt wurde, die als Input in die Konversionsproduktionsanlage eingespeist wurde
- Reinheit der Output-Zusammensetzung
- Wenn es um eine Energiequelle biologischen Ursprungs geht, ist anzugeben, ob diese Energiequelle aus einem fortschrittlichen Biomasse-Rohstoff gemäß den in Anhang IX der RED aufgeführten Rohstoffen stammt.

2.3.1.3.5 Rückverfolgung von Kraftstoffen in der Unionsdatenbank

Art. 28 RED II verankert die Einführung einer Unionsdatenbank zur Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe zur Anrechnung auf das EE-Verkehrssektorziel (14 % EE-Anteil bis 2030). Wirtschaftsteilnehmer müssen dort Angaben über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraftstoffe tätigen, einschl. ihrer Lebenszyklustreibhausgasemissionen vom Ort der Erzeugung bis zu den Kraftstoffanbietern, die sie auf den Markt bringen. Laut Erwägungsgrund 123 „sind die europäischen Gasnetze immer stärker integriert. Da die Produktion und Verwendung von Biomethan gefördert und Biomethan in die Erdgasnetze eingespeist und grenzüberschreitend gehandelt wird, ist es notwendig, eine ordnungsgemäße Anrechnung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten und Doppelanreize infolge unterschiedlicher Förderregelungen in den einzelnen Mitgliedstaaten zu verhindern. Das Massenbilanzsystem zur Überprüfung der Nachhaltigkeit von Bioenergie und die neue Unionsdatenbank sollen als Hilfsmittel zur Lösung dieser Probleme beitragen“.

In der 2023 verabschiedeten RED III soll die UDB „nicht nur den Verkehr umfassen, sondern auch alle weiteren Endverbrauchswirtschaftszweige, in denen diese Kraftstoffe genutzt werden“ (Erwägungsgrund 89). Laut dem neu eingeführten Art. 31a sorgt die Kommission dafür, „dass bis zum 21. November 2024 eine Unionsdatenbank eingerichtet wird, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ermöglicht“. Die Mitgliedstaaten verpflichten die betreffenden Wirtschaftsteilnehmer, in die Unionsdatenbank rechtzeitig genaue Daten über die durchgeführten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraft- und

[22] „Die Übertragung von Energie von einer Art von Energieträger auf eine andere Art von Energieträger“ AIB (2024c), z. B. Strom zum Wasserstoff.

Brennstoffe zu machen, einschließlich ihrer Lebenszyklustreibhausgasemissionen, vom Ort ihrer Produktion bis zum Inverkehrbringen in der Union einzugeben. Für die Zwecke der Dateneingabe in die UDB wird das Gasverbundnetz als einheitliches Massenbilanzsystem betrachtet. Die UDB enthält Daten über die Einspeisung und Entnahme erneuerbarer gasförmiger Brennstoffe sowie Daten zur Förderung der betreffenden Lieferung. Die Daten können über nationale Datenbanken in die UDB eingegeben werden, sofern die nationalen Datenbanken mit der UDB verbunden sind. Der Artikel enthält Anforderungen an die nationalen Datenbanken, um die Übereinstimmung mit der UDB zu gewährleisten: in Bezug auf die Rechtzeitigkeit der Datenübermittlung, die Art der übermittelten Datensätze und die Protokolle für Datenqualität und -überprüfung; die nationalen Datenbanken können strengere Nachhaltigkeitsanforderungen enthalten; die unverzügliche Datenübertragung aus den nationalen Datenbanken an die UDB muss gewährleistet sein. Alternativ, sofern keine nationale Datenbank gegeben ist, erfolgt die Datenübertragung durch die Wirtschaftsteilnehmer direkt in die UDB.

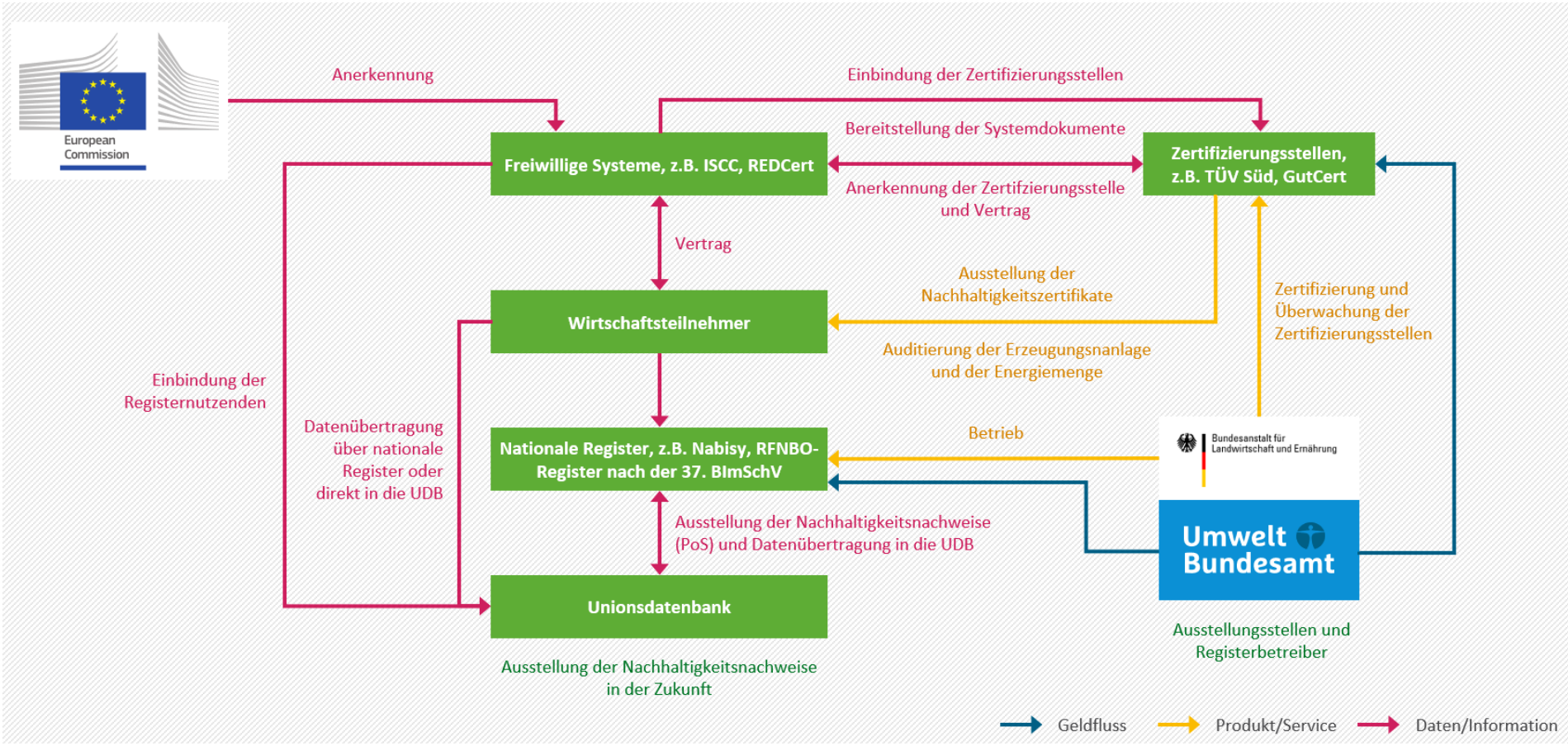
Die Wirtschaftsbeteiligten schließen sich den von der EU anerkannten freiwilligen Systemen an (z. B. ISCC und REDcert), die den Zertifizierungsstandard bereitstellen und damit die Einhaltung der Nachhaltigkeits- und Emissionsminderungskriterien überwachen. Unterstützt werden sie dabei von den Zertifizierungsstellen (z. B. TÜV Süd, TÜV Nord). Detailliertere rechtliche Anforderungen an die freiwilligen Systeme und die Zertifizierungsanforderungen sind in der Durchführungsverordnung der Kommission über Regeln zur Überprüfung der Nachhaltigkeit und der Kriterien für die Einsparung von Treibhausgasemissionen sowie der Kriterien für ein geringes indirektes Landnutzungsänderungsrisiko[23] enthalten.

Für jede Stufe der Wertschöpfungskette einer Biomethanlieferung muss ein von einer Zertifizierungsstelle ausgestelltes Zertifikat vorliegen, das die Einhaltung der in der RED II/III genannten Nachhaltigkeitsanforderungen durch den Wirtschaftsbeteiligten bestätigt. Wenn die Nachhaltigkeitszertifikate der gesamten Wertschöpfungskette bei der Ausstellungsstelle für Nachhaltigkeitsnachweise vorliegen, können Nachhaltigkeitsnachweise (PoS) ausgestellt werden. Derzeit sind PoS-Ausstellungsstellen die Betreiber von nationalen Registern, die den Biokraftstoffsektor abdecken, z. B. Nabisy in Deutschland. Das nationale Register stellt also den endgültigen Nachhaltigkeitsnachweis aus und übermittelt die entsprechenden Daten an die UDB. Zukünftig wird die Unionsdatenbank nach den Plänen der EU-Kommission die Ausstellungsstelle für Nachhaltigkeitsnachweise sein (Sailer et al., 2023, Mai).

Die genaue Ausgestaltung des Zusammenspiels zwischen den nationalen Registern und der UDB ist allerdings noch nicht abschließend geklärt.

[23] DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2022/996 DER KOMMISSION vom 14. Juni 2022 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen.

Abbildung 18: Unionsdatenbank und ihr Zusammenspiel mit existierenden Zertifizierungssystemen



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

Zur Beziehung zwischen UDB und Herkunftsnachweisen sagt der Art. 31a: „Wurden Herkunftsnachweise für die Herstellung einer Lieferung erneuerbaren Gases ausgestellt, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass diese Herkunftsnachweise zum Zeitpunkt der Registrierung einer Lieferung erneuerbaren Gases in der Unionsdatenbank in diese Datenbank übertragen und jeweils entwertet werden, nachdem die Lieferung erneuerbaren Gases aus dem Gasverbundnetz der Union entnommen worden ist. Diese Herkunftsnachweise können, sobald sie übertragen worden sind, nicht mehr außerhalb der Unionsdatenbank gehandelt werden”. Daher müssen Referenzen zwischen HKN-Registern und der UDB hergestellt werden, um die HKN mit dem Nachhaltigkeitsnachweis einer entsprechenden Gasmenge innerhalb der UDB zu verbinden. Bislang gibt es jedoch keinen detaillierten Entwurf, wie dieses Zusammenspiel (technisch; Prozessstufen, Szenarien bei der Einspeisung, Informationsaustausch, etc.) gestaltet werden soll.

2.3.1.4 Marktbeziehungen in Bezug auf Energiekonversion

In diesem Abschnitt werden Anwendungsfälle für die Biomethannutzung in KWK-Anlagen, zur Wärmeerzeugung, zur Kraftstoffherstellung (Bio-LNG und Bio-CNG) und in der Industrie (stoffliche und energetische Nutzung) beschrieben. Die Rolle von Nachweisen wird erläutert.

2.3.1.4.1 Stromerzeugung

Ein Biomethan-BHKW stellt technisch gesehen keine eigenständige Technologie dar. Die Brennstoffversorgung erfolgt üblicherweise über das Erdgasnetz (Altrock et al., 2013, November). In der Bilanzierung kann ein BHKW jedoch nicht nur mit Erdgas, sondern ganz oder teilweise mit Biomethan versorgt werden. Dieser Teil muss durch eine durchgängige Massenbilanz von der Biomethanproduktion bis zum BHKW-Einsatz nachgewiesen werden (Altrock et al., 2013, November).

Die Nachweisführung ist abhängig von der geplanten Nutzung des Biomethans. Ist z. B. eine Biomethanmenge für die EEG-geförderte Stromerzeugung vorgesehen und sollen neben der Grundvergütung auch der Technologie-Bonus und der Gasaufbereitungsbonus in Anspruch genommen werden, müssen mehr Nachweise erbracht als bei einer Nutzung zur Wärmeerzeugung im Rahmen des GEG (Altrock et al., 2022).

Um die EEG-Vergütung in Anspruch nehmen zu können, muss der Anlagenbetreiber von Biomethan-BHKW einen Liefernachweis und einen Registerauszug aus einem Massenbilanzsystem wie dem dena Biogasregister zur Bestätigung der EEG-Kriterien vorlegen sowie einen Nachhaltigkeitsnachweis von Nabisy an den Netzbetreiber übermitteln. Für die Befreiung von der BEHG-Abgabe ist zusätzlich ein Nachhaltigkeitsnachweis bei der Deutschen Emissionshandelsstelle) einzureichen, wenn der Einsatz der Biomasse auf die Minderung fossiler Emissionen abzielt (Reinholz & Völler, 2023).

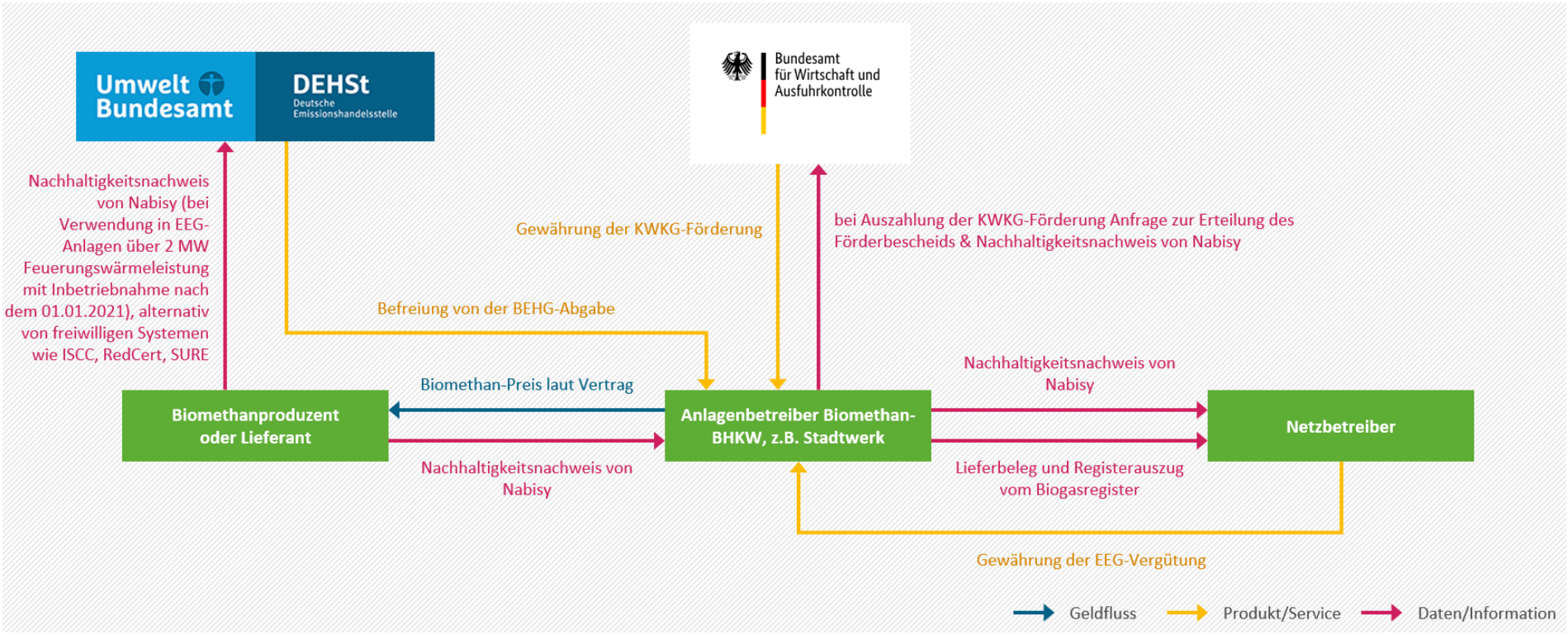
Ungleiche Aufteilungen der Einsatzstoffe und daraus resultierende Inkonsistenzen in der Nachweisführung ergeben sich nicht nur aus den unterschiedlichen Funktionsweisen der Nachweissysteme, sondern auch aus unterschiedlichen Bilanzierungsgrundlagen. Dies stellt insbesondere Händler vor erhebliche Herausforderungen im Management ihrer Portfolios (Reinholz & Völler, 2023).

Mit der Überarbeitung der RED II (siehe auch Tabelle 7) werden die Anforderungen an die THG-Reduktion erneut verschärft. Künftig müssen auch bestehende BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 10 MW die Vorgabe von 80 % THG-Einsparungen erfüllen, sofern sie älter als 15 Jahre sind, jedoch frühestens ab dem 01.01.2026. Inwieweit bestehende Anlagen diese neuen Anforderungen erfüllen können, ist unklar. Für neu errichtete Anlagen (mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2021) gilt eine THG-Einsparung von 70 %, die nach

15 Jahren auf 80 % erhöht wird. Dies wurde im EEG 2021 bereits weitgehend umgesetzt. Dennoch müssen das auch bestehende Biomethananlagen nun in Betracht ziehen, um auf zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten zugreifen zu können (Reinholz & Völler, 2023).

Bei Inanspruchnahme der KWKG-Förderung hat sowohl der eingespeiste als auch der selbst verbrauchte Strom Anspruch auf eine Vergütung. Die Beanspruchung beider Förderungen – EEG und KWKG – ist ausgeschlossen. Netzbetreiber entrichten Vergütungen (Ausschreibungs-zuschläge oder Festvergütungen) für maximal 30.000 Vollbenutzungsstunden der Stromerzeugung in einer neu errichteten, modernisierten oder nachgerüsteten Anlage. Es besteht die Möglichkeit, Strom aus bestehenden Anlagen vergütet zu bekommen, wenn gasförmige Brennstoffe verwendet werden. Um die KWK-Vergütung zu beanspruchen, muss ein*e Umweltgutachtende*r die entsprechenden Effizienzstandards der KWK-Anlage bestätigen, die normalerweise von allen BHKW erfüllt sind. Bei KWK-Anlagen, die Biomasse als Energiequelle verwenden, ist wie bei EEG-Anlagen die Erbringung eines Nachhaltigkeitsnachweis inklusive der Informationen zur Treibhausgasminderung erforderlich, wenn die Feuerungswärmeleistung 2 MW erreicht oder überschreitet (Wagner et al., 2023, August).

Abbildung 19: Anwendungsfall: Stromerzeugung aus Biomethan



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

2.3.1.4.2 Wärmeerzeugung

Für den Einsatz von Biomethan in der Wärmeerzeugung kommt vor allem die Nah- und Fernwärmeversorgung durch KWK-Anlagen und die direkte Wärmeerzeugung in Heiz- und Brennwertkesseln in Frage. Im Rahmen des GEG wird Biomethan insbesondere als Beimischung zur Senkung der Primärenergiefaktoren in Gebäuden verwendet. Damit ist Biomethan eine Erfüllungsoption, um auf den gesetzlich vorgeschriebenen erneuerbaren Energieanteil in der Wärmeerzeugung zu kommen. Biomethan kann dabei in KWK-Anlagen sowie in Brennwertkesseln eingesetzt werden. Teilweise ist Nutzung von Biomethan für Wärmeerzeugung aus wirtschaftlicher Sicht attraktiver als Beantragung der EEG-Förderung für die Stromerzeugung (Reinholz & Völler, 2023; Wagner et al., 2023, August). Gasheizungen können weiterhin installiert werden, unter der Bedingung, dass ab dem 1. Januar 2029 mindestens 15 %, ab dem 1. Januar 2035 mindestens 30 % und ab dem 1. Januar 2040 mindestens 60 % der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff (einschließlich Derivaten) erzeugt werden (§ 71 Abs. 9 GEG) (Reinholz & Schmidt, 2024, Januar). Unter bestimmten Bedingungen könnten daher reine Gasheizungen mit einem steigenden Anteil an Biomethan eine vollwertige Möglichkeit sein, um die Anforderungen des GEG zu erfüllen. Dies könnte Biomethan zu einer attraktiven Wahl für die alleinige Beheizung oder zusammen mit einer Wärmepumpe machen. Laut Prognosen der dena ist spätestens ab 2029 eine steigende Nachfrage nach Biomethan im Wärmemarkt zu erwarten (Reinholz & Schmidt, 2024, Januar; Reinholz & Völler, 2023).

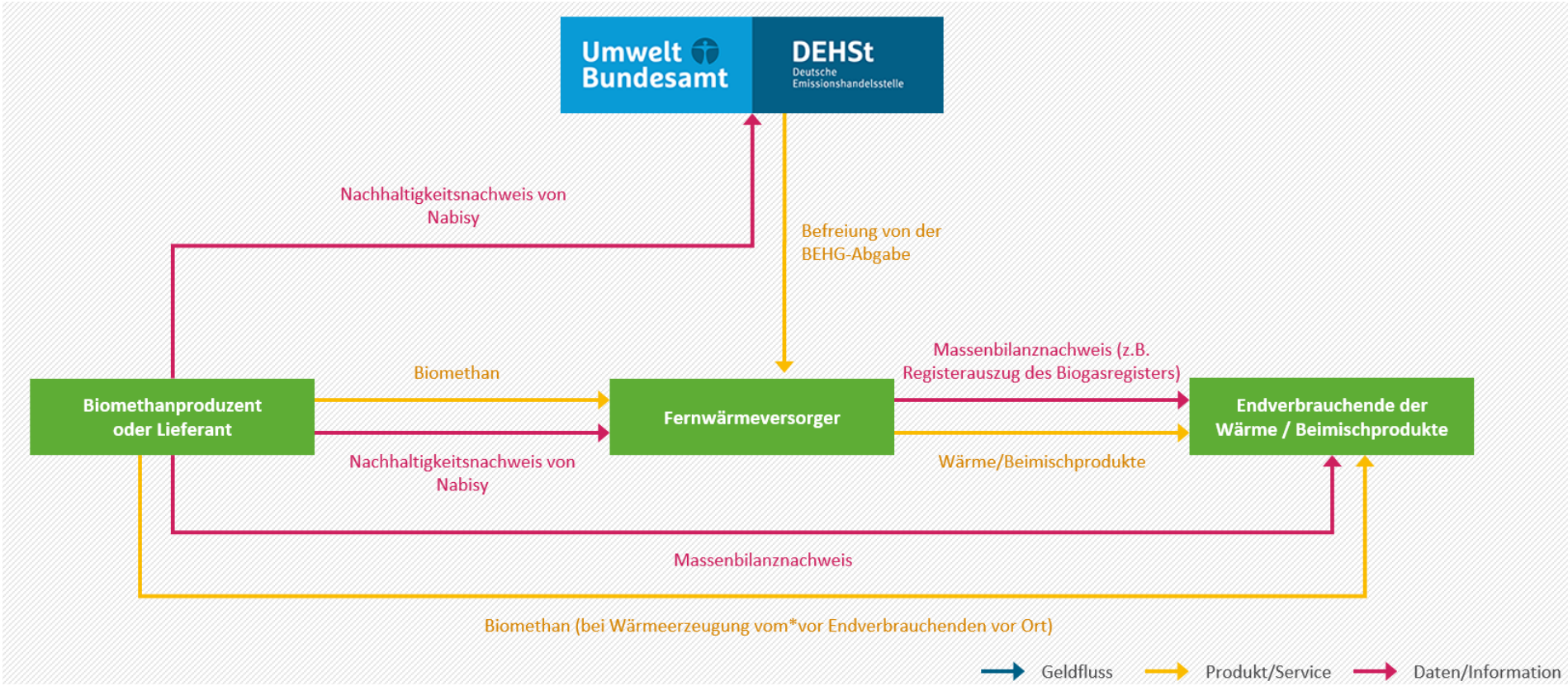
Die Biomethannutzung muss durch einen Massenbilanznachweis von der Erzeugung über die Einspeisung ins Erdgasnetz und den Transport bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz dokumentiert werden, sowie die Kriterien der Biomethanerzeugung in Bezug auf Strombedarf und Methanschlupf müssen erfüllt werden, um den GEG-Anforderungen gerecht zu werden. Ein Nachweis der THG-Minderung ist hingegen nicht erforderlich (Wagner et al., 2023, August).

Das BEHG legt die Preise für die Emissionen fest, die beim Einsatz von Brennstoffen anfallen. Danach ist der Inverkehrbringer, der die Brennstoffe an Endkunden*Endkundinnen liefert, für die Abführung der Emissionskosten verantwortlich. Biomethan unterliegt ebenfalls den Vorschriften dieses Gesetzes. Daher müssen die entstehenden Emissionen grundsätzlich überwacht und dokumentiert werden. Ab 2023 muss zusätzlich ein Nachhaltigkeitsnachweis erbracht werden, um von der BEHG-Abgabe befreit zu werden (BDEW, 2024a; Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, 2023, August).

Für Endverbrauchende im Wärmebereich werden grüne Gasprodukte angeboten, die in der Regel eine Beimischung von Biomethan zu Erdgas beinhalten. Dabei ist es für Verbrauchende nicht immer ersichtlich, ob es tatsächlich um Biomethan handelt, weil beispielsweise die Begriffe „Klimagas“ oder „Ökogas“ wider Erwartung keinen Biomethananteil enthalten, sondern eine Kompensierung der Emissionen durch Nutzung von Erdgas voraussetzen. Einheitliche Definitionen und zuverlässige Zertifizierung könnten helfen, den Markt transparenter zu gestalten.

Im Moment bieten etwa 200 Anbieter Biogastarife an (BDEW, 2024a). Üblicherweise beträgt der Biomethananteil zwischen 1 % und 30 % der im Tarif gelieferten Gasmenge. Wenn die in der Gasbinnenmarktrichtlinie (Anhang I, Nr. 5) anvisierte verpflichtende Gaskennzeichnung kommt, müssen alle an die Endkunden*Endkundinnen gelieferten Mengen an erneuerbaren Gasen mit Herkunftsnachweisen analog zum Stromvertrieb belegt werden. Dies trägt zu mehr Transparenz im freiwilligen Wärmemarkt bei (Wagner et al., 2023, August).

Abbildung 20: Anwendungsfall: Wärmeerzeugung aus Biomethan im Kontext des nicht freiwilligen Marktes (GEG, WPG, BEHG)



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

2.3.1.4.3 Verkehr

Gasförmiges Biomethan deckt fast den gesamten Energiebedarf der Gasmobilität ab[24], jedoch handelt es sich im Vergleich zu flüssigen Biokraftstoffen eher um eine spezielle Anwendung. Biomethan im Verkehrssektor stammt größtenteils aus Abfällen und Reststoffen, wie Stroh und Gülle. Infolge der bestehenden Fördersystematik wird Anbaubiomasse praktisch nicht verwendet. Bisher gelten für Biokraftstoffe im Verkehr strengere Nachhaltigkeitsanforderungen als in anderen Sektoren. Generell sind die Zukunftsaussichten und Wirtschaftlichkeit für Biomethan im Verkehrssektor laut dena-Studie besser als im Strom- und Wärmesektor, so dass eine Verlagerung von Biomethanmengen aus dem Wärmemarkt und der EEG-Förderung zu beobachten ist (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli; Reinholz & Völler, 2023).

Insbesondere der Schwerlastverkehr kann in Form von Bio-LNG und Bio-CNG dekarbonisiert werden. Bis zum Ende 2023 waren CNG- und LNG-betriebene LKWs von der Maut befreit. Nach Änderung der Mautregelung werden sie im Vergleich zum Dieseläquivalent zumindest in umweltfreundlichere Schadstoff- und Lärmklassen eingestuft. Durch die THG-Quote ist es zudem möglich, Biokraftstoffe an der Tankstelle günstiger als Diesel anzubieten, was die Attraktivität für Fahrzeugfahrende und Fuhrparkbesitzer weiter erhöht (Reinholz & Völler, 2023).

Es besteht die Möglichkeit, verflüssigtes Biomethan (Bio-LNG) auch ohne Anschluss an das Gasnetz wirtschaftlich vertretbar zu transportieren, so dass theoretisch kein Gasnetzanschluss erforderlich ist. Einige kleinere Tankstellen erhalten Bio-LNG-Lieferungen per LKW. Die meisten Tankstellenbetreiber, die bereits Bio-LNG nutzen, tun dies, indem sie einen Liefervertrag für Bio-LNG abschließen, aber das Biomethan aus dem Gasnetz beziehen, ein System, das als "On-Balance Bio-LNG" bezeichnet wird (EBA European Biogas Association, 2022). Im Gegensatz dazu ist der Transport von gasförmigen Bio-CNG ökonomisch nicht durchführbar. Auf der anderen Seite kann LNG am Nutzungsort wieder vom flüssigen in den gasförmigen Zustand überführt werden. Dadurch ist auch der Betrieb von Tankstellen ohne direkten Netzanschluss möglich.

Vertreter der Industrie sehen dagegen keine guten Aussichten für die langfristige Nutzung von Biomethan im Verkehr. Auch von der Politik wird die Elektrifizierung des Verkehrs zur THG-Reduktion favorisiert. Die Nutzung des bestehenden Bio-CNG und -LNG-Tankstellennetzes könnte aber als Übergangslösung bis zur flächendeckenden Einführung der Elektromobilität fungieren. Auch für die Dekarbonisierung bestehender Fahrzeugflotten kann Biomethan verwendet werden (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli).

Biomethan sowie die entsprechende THG-Quote können bilateral an Tankstellen, Raffinerien oder Biomethanhändler verkauft werden. Es wird breit als Erfüllungsoption der THG-Minderungsquote angesetzt und erlaubt verschiedene Geschäftsstrategien (Wagner et al., 2023, August) (Gemmer, 2023) (Abbildung 22):

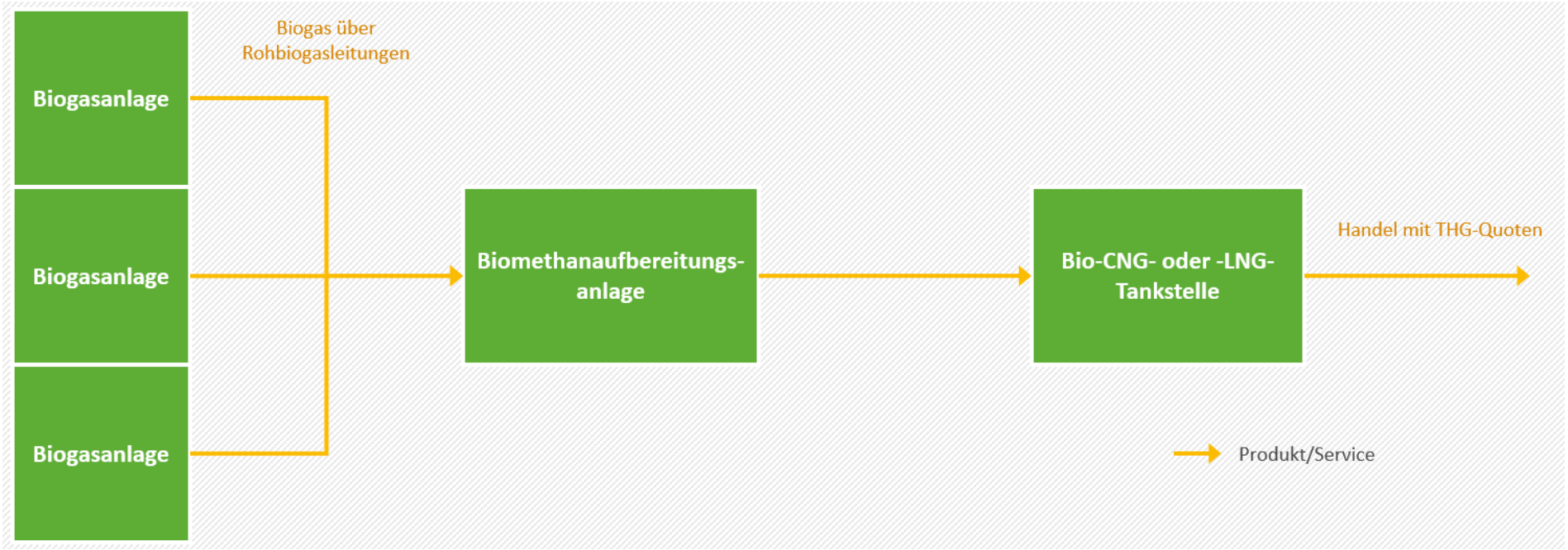
- Der Verkauf des zertifizierten Biomethans an Händler oder Endverbrauchenden, die es entsprechend ihrer Anforderungen komprimieren oder verflüssigen.
- Die Errichtung einer eigenen Verflüssigungsanlage und ggf. der physische Transport des Biomethans zu Verbrauchenden
- Die Errichtung einer eigenen (Hof-) Tankstelle oder die gemeinsame Nutzung einer Tankstelle mit Verbrauchenden wie ÖPNV, Fuhrparks, Speditionen. In diesem Fall können

[24] Von den etwa 700 Erdgastankstellen in Deutschland Anfang 2024 sind bereits 96 % auf 100 % Bio-CNG umgestellt (Gibgas (2024).

Erzeuger als Kraftstoffinverkehrbringer am THG-Quotenmarkt teilnehmen. (Wagner et al., 2023, August)

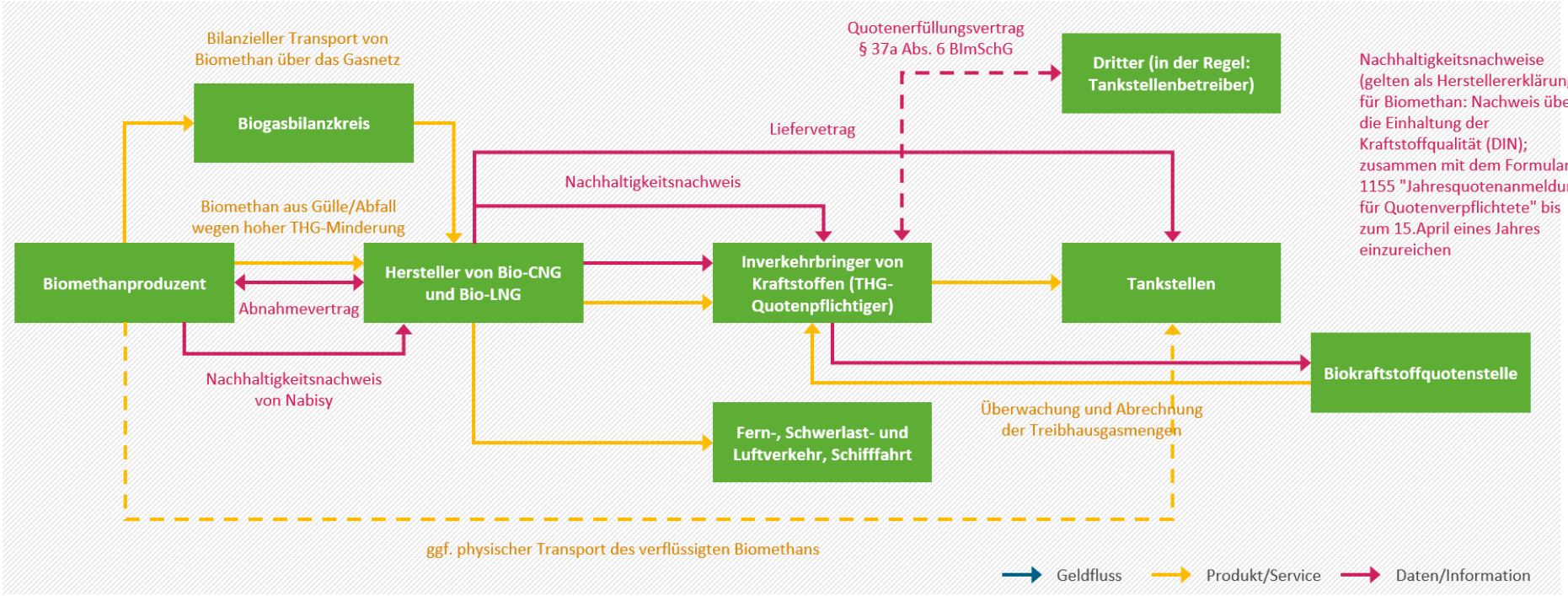
Sind die Biogasanlagen eher klein und weit von den Netzeinspeisepunkten entfernt, kann es sinnvoll sein, gemeinsam eine Biogasaufbereitungsanlage über Rohbiogasleitungen sowie eine eigene Bio-CNG- oder -LNG-Tankstelle in Betrieb zu nehmen. Damit kann die Unternehmensgruppe am THG-Quotenhandel teilnehmen (Abbildung 21) (Wagner et al., 2023, August).

Abbildung 21: Bündelung von Biogasanlagen



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Wagner et al., 2023, August).

Abbildung 22: Anwendungsfall: Biomethananwendung im Verkehrssektor



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

2.3.1.4.4 Industrie

Biomethan kann ein sehr hohes Temperaturniveau erreichen und ist deswegen für die Dekarbonisierung von industriellen Hochwärmeprozessen geeignet. Erdgas ließe sich jetzt und sofort ersetzen. Alle anderen Brennstoffumstellungen erfordern längerfristige Investitionen. Biomethan dient als Brücke bis zur weitgehenden Elektrifizierung und breiten Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff für die industrielle Prozesswärmeversorgung und gehört laut einer Umfrage der dena in der industriellen Prozesswärme zu den „Anwendungsbereichen mit der höchsten Systemdienlichkeit“ (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli). Laut Analyse von DNV wird Biomethan bis 2035 wettbewerbsfähiger als Wasserstoff bleiben (Horschig & van de Groot, 2024). Reine Wärmeerzeugung aus Biomethan in der Industrie ist wirtschaftlich unattraktiv (Bowe et al., 2018, Oktober). In der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ wird der Beitrag von Biomethan zum Klimaneutralitätsziel wie folgt definiert: Biomethan und Biogas sollen dort, wo sie lokal verfügbar sind, bis zum Jahr 2050 Erdgas bei der Bereitstellung von Prozesswärme ersetzen (Prognos et al., 2021).

Die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen werden allerdings von den Marktakteuren als nicht förderlich kritisiert. So sind etwa nach der Novellierung des Bundesprogramms Energieeffizienz in der Wirtschaft (EEW) ab April 2023 Anlagen ab 5 MW Nennwärmeleistung, die Biomasse einsetzen, nur noch dann förderfähig, wenn die Antragsteller nachweisen, dass eine direkte Elektrifizierung technisch nicht möglich und die Nutzung von Wasserstoff technisch nicht machbar oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli). Als Folge können in der Praxis nur Anlagen unter 5 MW Nennwärmeleistung gefördert werden. Die Verpflichtung zum Nachweis entfällt bei Anlagen ab 5 MW, wenn ausschließlich biogene pflanzliche Abfall- und Reststoffe, die intern und vor Ort anfallen, verwendet werden (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli).

2.3.2 Energiemengen, Anlagenzahlen, Identifikation der Energieträger

In diesem Abschnitt wird der Biomethansektor in der EU und in Deutschland sowie Perspektiven seiner Entwicklung beschrieben. Die Einflussfaktoren und Potenziale der zukünftigen Registernutzung werden abgeleitet.

2.3.2.1 Gasarten, für die eine Ausstellung von HKN in Frage kommt

Biomethan ist ein homogener Energieträger ohne unterschiedliche Eigenschaften hinsichtlich der Gaszusammensetzung. Es gibt also keine Unterschiede zwischen verschiedenen Biomethanarten, die bei HKN berücksichtigt werden müssten. Eine Ausstellung von HKN ist für alle Anwendungsfälle der Biomethannutzung denkbar, wenn die Gesetzgebung dies als Erfüllungsoption zulässt. Hier ist die Frage zu klären, ob auch für geförderten Biomethan HKN ausgestellt werden. Im Falle von Biomethan dürfte dies umsetzbar sein, da die Förderung erst einsetzt, wenn das Biomethan in einen anderen Energieträger umgewandelt wird. In der Industrie spielen in erster Linie freiwillige Selbstverpflichtungen eine Rolle. Hier könnten HKN als Nachweise für Dekarbonisierung genutzt werden.

2.3.2.2 Mengen mit Quotenverpflichtungen/Massenbilanzverfahren

Eine Massenbilanzierung ist für folgende Biomethaneinsatzzwecke gesetzlich gefordert (siehe auch Tabelle 7 und Tabelle 8):

- Stromproduktion in EEG-geförderten Erzeugungsanlagen
- Wärmenutzung für Gebäudeenergie laut GEG (bei Entnahme aus dem Erdgasnetz; falls nicht massenbilanziert wird, muss der Primärenergiefaktor von Erdgas angesetzt werden)

- Verkehr: Anrechnung von Bio-CNG und Bio-LNG auf die THG-Quote

Herkunftsnachweise haben Potenzial für folgende freiwillige Einsatzzwecke:

- Nutzung in der Industrie (Lebensmittel, Verpackung) außerhalb der Förderungen mit dem Ziel der Dekarbonisierung bzw. Klimaberichterstattung sowie stofflich, energetisch mit vermutlich sehr wenigen Anwendungsfällen (z. B. Verbrennung von Biogas in eigener KWK-Anlage zur Selbstnutzung von Wärme und Strom)
- Biogastarife für private Kunden*Kundinnen und Gewerbe im freiwilligen Beimischmarkt für Heizen und Kochen; grüner Mehrwert für Energieprodukte; spätestens ab dem Inkrafttreten der Gasbinnenmarktrichtlinie ist die Gaskennzeichnung mittels HKN verpflichtend (2024: 197 Erdgasanbieter für Endkunden*Endkundinnen bieten Gastarife mit Anteilen von Biogas (BDEW, 2024a), meistens mit Anteilen von 1-10 %)
- Bei Einführung von HKN für jegliches Biogas in der Biogaskennzeichnung von EVU (alle oder Teile der vertriebenen Biogasmengen müssen Massenbilanz- und Herkunftsnachweise vorweisen)
- Export: Bei Anrechnung der THG-Quote ist ein Massenbilanzsystem erforderlich; bei freiwilliger Nutzung nicht erforderlich
  - ErGaR betreibt derzeit nur ein Book & Claim-System (siehe auch 2.3.1.3.3)
  - Freiwillige Selbstverpflichtung der Gasversorger in der Schweiz (derzeit einziges Exportland mit einer Menge von 251 GWh)
- Evtl. für Biogas zur Stromerzeugung in nicht gesetzlich geförderten Anlagen (Post-EEG ab etwa 2032, „HKN-Anlagen“)

Im Moment ist die überwiegende Mehrheit der Biomethananlagen im Biogasregister registriert (Stand 2022 204 von 245; also 83 %). 2022 waren 7,7 TWh Einbuchungen aus Anlagen verzeichnet, die ans Erdgasnetz angeschlossen waren. Das entspricht etwa 73 % aller ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmengen. Fast alle Registerauszüge folgen dem Massenbilanzprinzip. Darüber hinaus wurden 2022 fast 2.100 Transfers über 3,5 TWh Biomethan über die ERGaR-Plattform getätigt, für die Herkunftsnachweise (CoO in ERGaR-Sprache) ausgestellt worden sind (Reinholz, 2024).

Die Einschätzung des potenziellen Anteils der Biomethanmengen, für die eine Ausstellung von HKN in Frage kommt, hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Wichtig in diesem Zusammenhang ist die nationale Umsetzung der Gaskennzeichnung: Sie wird den Rahmen dafür setzen, für welche Anwendungszwecke und in welchem Volumen HKN für erneuerbare Gase genutzt werden. Auch wird die Entscheidung der Frage über die Ausstellung von HKN für geförderte Energiemengen für das HKN-Angebot ausschlaggebend sein.

2.3.2.3 Status quo der Biomethanmengen

Im Folgenden wird der derzeitige Stand der Biomethanproduktion in Deutschland und Europa einschließlich der Nutzung für verschiedene Anwendungen, des internationalen Transfers, der Preissituation und der Perspektiven dargestellt.

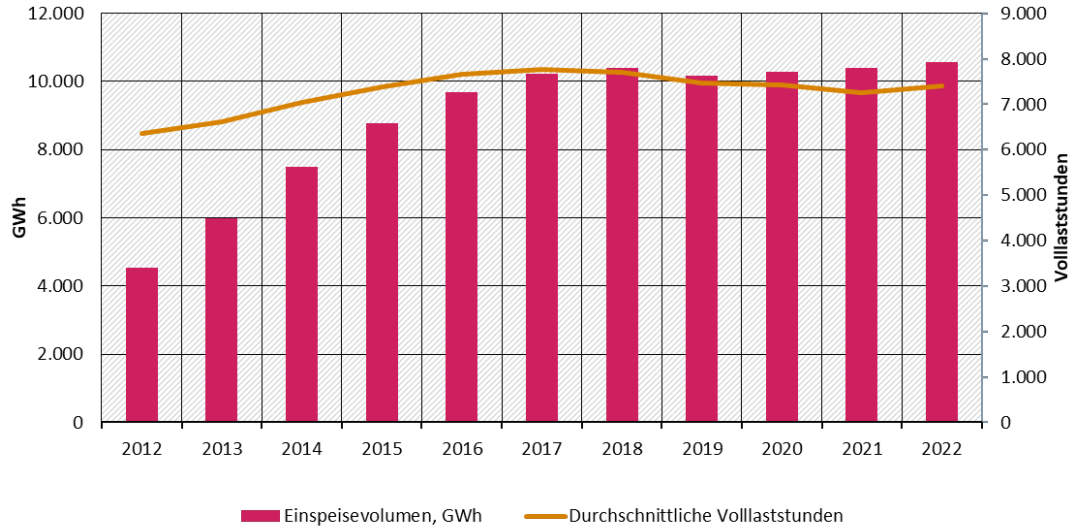
2.3.2.3.1 Deutschland

Produktionsmengen

Laut dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) werden 2022 in Deutschland über 100 TWh Biogas produziert, davon 11 TWh Biomethan. Damit deckt Biomethan ca. 1 % des inländischen Erdgasbedarfs (Rensberg et al., 2023). Sowohl in Europa als auch weltweit ist Deutschland der größte Biomethanproduzent. Laut EBA wurden in Deutschland im Jahr 2021 12.753 GWh Biomethan produziert. Der Zuwachs gegenüber dem Vorjahr beträgt 1.553 GWh (EBA European Biogas Association, 2022).

Laut dena gab es im Jahr 2022 Schwierigkeiten, die vereinbarten Biomethanmengen zu liefern. Dies könnte darauf hindeuten, dass kaum noch ungebundene Mengen auf dem Markt sind (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli).

Abbildung 23: Biomethanerzeugung in Deutschland



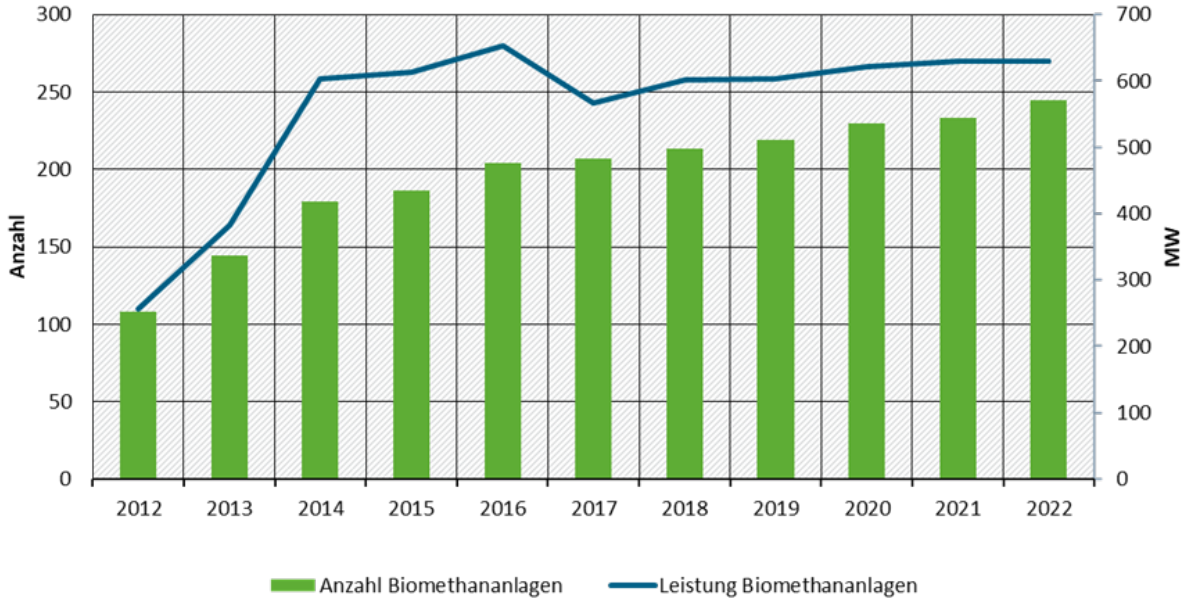
Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Reinholz & Völler, 2023)

Zahl der Anlagen

In Deutschland stehen 22 % aller europäischen Biomethananlagen (EBA European Biogas Association, 2022). Seit dem Wegfall des Biogasaufbereitungsbonus im EEG 2014 haben sich die Zubauraten verlangsamt. Ende 2022 waren in Deutschland 248 Anlagen in Betrieb (Rensberg et al., 2023). Im Marktstammdatenregister sind 238 Biomethanerzeugungsanlagen registriert, davon 227 in Betrieb und 11 in Planung, außerdem zwei Power-to-Gas-Anlagen (beide in Betrieb) (Stand: 02.11.2023). Über 60 % der Anlagen wurde zwischen 2011 und 2015 gebaut. Jeweils mehr als ein Drittel der Anlagen haben eine Erzeugungsleistung zwischen 7 und 9 MW bzw. zwischen 3 und 5 MW.

Die verbesserte Preissituation im Jahr 2022 führte zu einem deutlichen Anstieg der Planungsaktivitäten. Aufgrund der Befragung von Biomethanmarktteilnehmern geht die dena von bis zu 100 Netzanschlussbegehren mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit aus (Reinholz & Völler, 2023).

Abbildung 24: Anzahl und Leistung der Biomethananlagen in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik [AGEE Stat], 2023, September) und (BDEW, 2023b)

Über 40 % der Biomethananlagen in Deutschland sind an ein Fernleitungsnetz und ca. 22 % an ein Verteilnetz angeschlossen (EBA European Biogas Association, 2022).

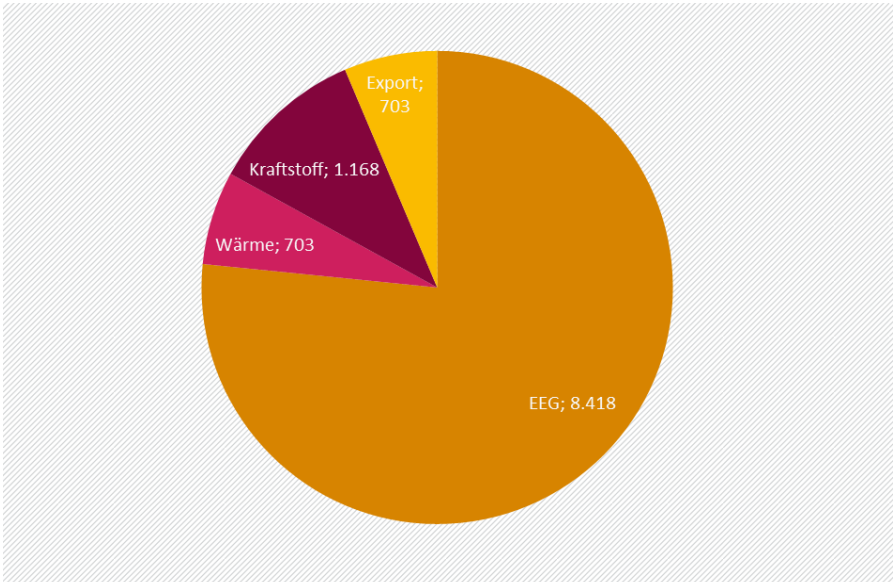
Die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz erfolgt vor allem in den östlichen Bundesländern, die Ausspeisung eher im Westen und Süden Deutschlands (Rensberg et al., 2023).

Ein großer Anteil der Biomethananlagen in Deutschland wird mit landwirtschaftlichen Substraten (NawaRo und Wirtschaftsdünger) betrieben. Angesichts regulatorischer Bedingungen wie der sinkende Maisdeckel für Neuanlagen und Anlagen, die eine Anschlussförderung beantragen, (40 % in 2023, 35 % in 2024 und 2025 bis auf 30 % für 2026-2028) sowie aufgrund der Anforderung einer hochflexiblen Fahrweise wird der Anteil von NawaRo vermutlich weiter sinken. Auch die Anforderungen an die THG-Minderung aus der neuen RED III tragen zu diesem Trend bei (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli).

Anwendungsbereiche

Laut Branchenbarometer wurde im Jahr 2022 das erste Mal die 11 TWh Marke beim Gesamtabsatz des Biomethans überschritten. Der Anstieg ist vor allem auf den Im- und Exportsektor zurückzuführen. Aber auch im Bereich der dezentralen Heizungen und bei Kraftstoffen wurde ein Anstieg erreicht. Das Handelsvolumen nahm aufgrund der steigenden Energiepreise um 6 % zu (Reinholz & Völler, 2023).

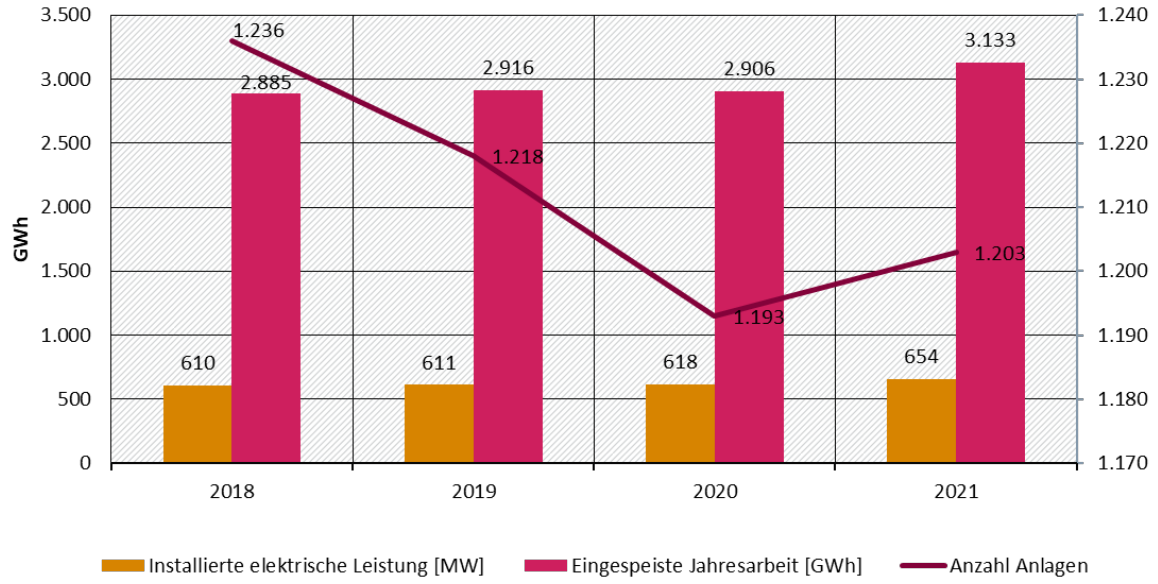
Abbildung 25: Vermarktung Biomethan in 2021, GWh



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli)

Sobald das Biomethan produziert ist, kann es entweder in das Gasnetz eingespeist oder verflüssigt werden. Stand Ende 2021 waren 1.203 Biomethan-BHKW mit der gesamten elektrischen Leistung von 654 MWel aktiv (Ende 2020: 1.193 Biomethan-BHKW mit 618 MWel Leistung) (Abbildung 26). Der Anteil von KWK-Anlagen bei der Verstromung liegt bei Biomethan-BHKW bei etwa 92 %.

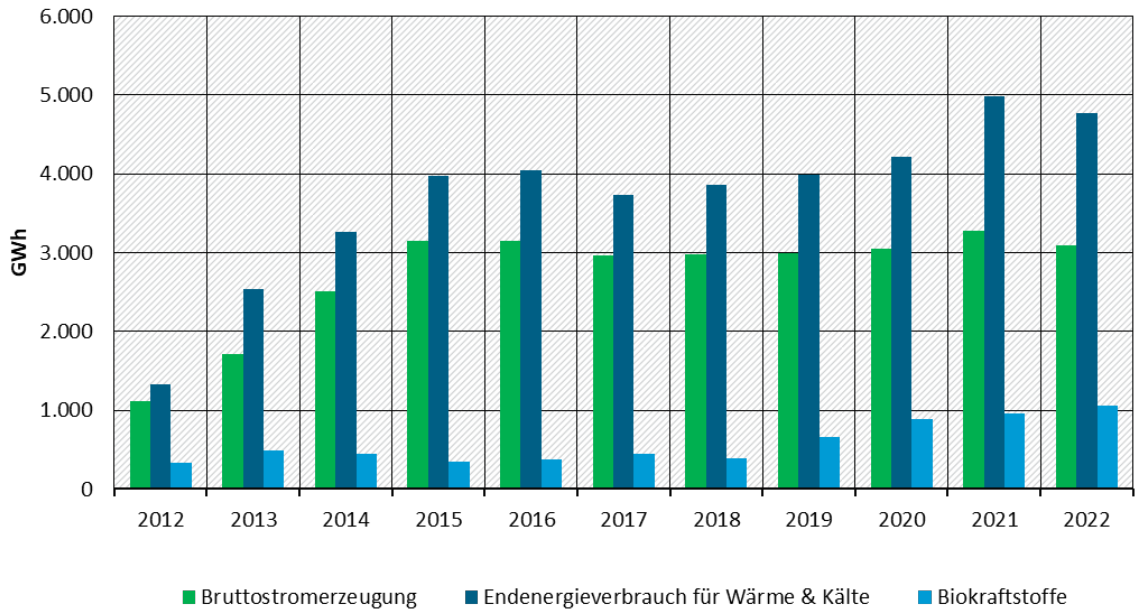
Abbildung 26: Entwicklung Parameter Biomethan-BHKW



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Rensberg et al., 2023)

Aus Biomethan wurden 2022 etwa 3 TWh Strom und 4,7 TWh Wärme erzeugt (AGEE Stat, 2023, September).

Abbildung 27: Entwicklung der Biomethannutzung in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte und Verkehr in Deutschland in GWh



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (AGEE Stat, 2023, September)

Strom

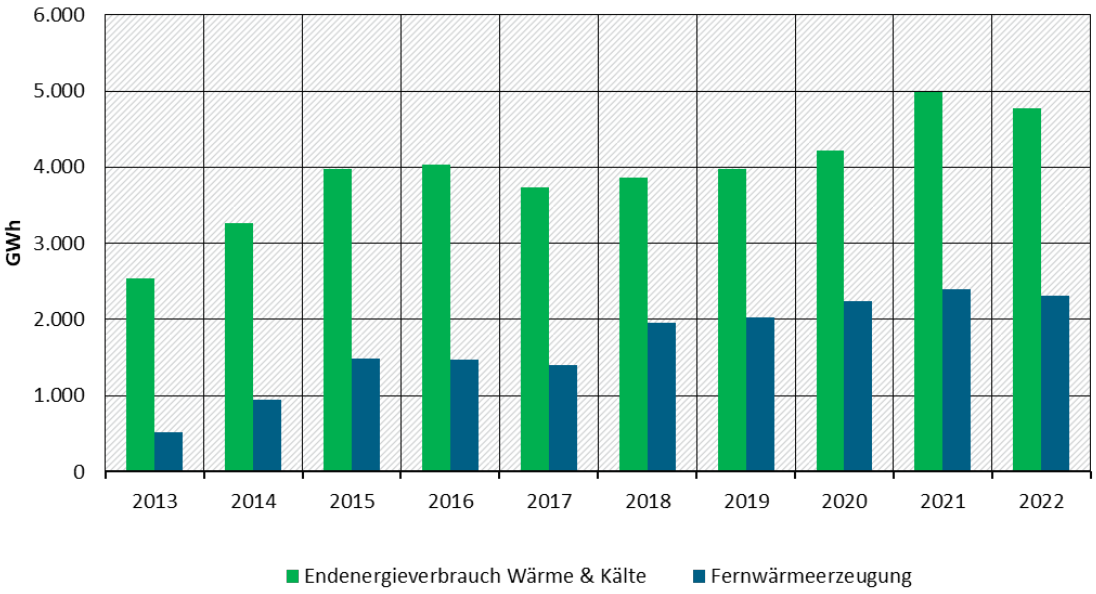
Biomethan wird primär dank der EEG-Förderung in BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Laut DBFZ wurde etwa 77 % der Gesamtabsatzmenge über das EEG vermarktet (Rensberg et al., 2023).

Laut DBFZ befinden sich etwa 84 % der installierten elektrischen Leistung von Biomethan-EEG-Anlagen in der Direktvermarktung (Rensberg et al., 2023). Darüber hinaus bezogen Stand Ende 2021 256 Biomethan-EEG-Anlagen mit der Anlagenleistung von 0,3 GWel Flexibilitätsprämien, d. h., sie hielten die installierte Leistung zum flexiblen Betrieb während etwa 4.000 h vor.

Wärme

Während der in BHKW erzeugte Strom nach EEG vergütet wird, wird die gleichzeitig erzeugte Wärme meist in größere Wärmenetze der allgemeinen Versorgung eingespeist. Seltener erfolgt die direkte Wärmeerzeugung in Gaskesseln, in der Regel durch gebäudeeigene Heizsysteme.

Abbildung 28: Entwicklung der Biomethannutzung im Endenergieverbrauch Wärme & Kälte (insgesamt) und zur Fernwärmeerzeugung



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (AGEE Stat, 2023, September)

Der Endenergieverbrauch von Biomethan für Wärme & Kälte stellt den mengenmäßig größten Anwendungsfall dar. Etwa die Hälfte des Biomethans, das im Wärme- und Kältebereich verbraucht wird, wird in der Fernwärmeerzeugung eingesetzt.

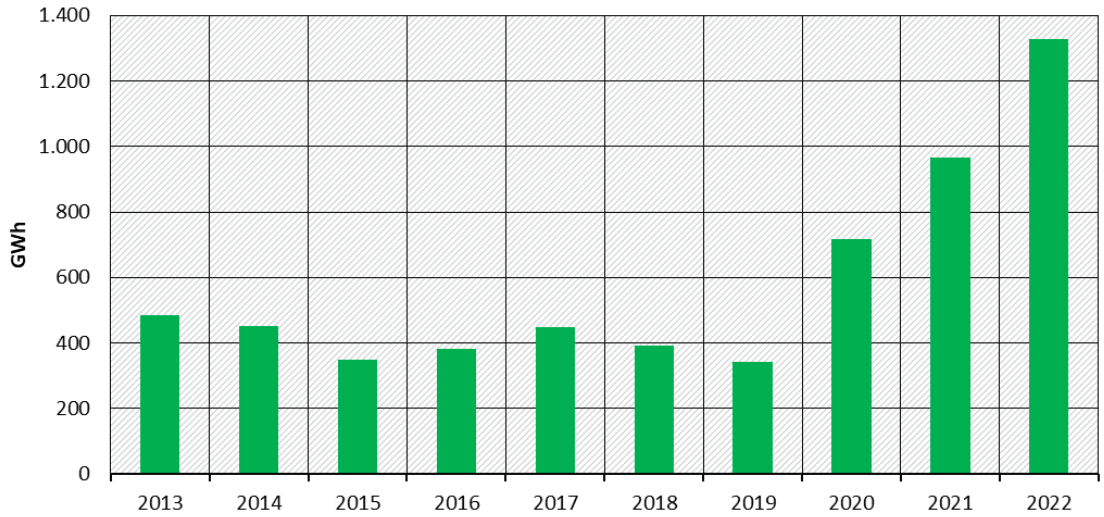
Verkehr

Im Verkehrssektor besteht aufgrund entsprechender Fördermaßnahmen eine besonders hohe Nachfrage nach Biomethan aus besonders klimaschonenden Rohstoffen wie Gülle sowie Rest- und Abfallstoffen. Fast 100 % der im Jahr 2022 veräußerten Mengen an CNG waren Biomethan (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli).

Die geplante deutsche Bio-LNG-Produktionskapazität soll bis 2024 insgesamt 4,3 TWh pro Jahr betragen (mehr als ein Drittel der geplanten Kapazität in Europa). Im August 2022 zählte Deutschland eine aktive Bio-LNG-Anlage. 23 Anlagen mit einer durchschnittlichen Produktionskapazität von 188 GWh/Jahr befanden sich in verschiedenen Entwicklungsstadien (EBA European Biogas Association, 2022).

Laut Daten der EBA wurden 2021 985 GWh Biomethan im Verkehrssektor in Deutschland genutzt – ein großer Anstieg gegenüber den letzten Jahren. Der Anteil des im Verkehr genutzten Biomethans betrug 8 %. Seit 2021 müssen die Hersteller und Lieferanten von fossilen Brennstoffen und nicht nachhaltiger Biomasse in Deutschland für jede freigesetzte Tonne CO_2 ein Emissionszertifikat erwerben. Dies macht Bio-LNG - das nicht der Emissionszertifikatspflicht unterliegt – zu einer attraktiven und kostengünstigen Alternative (EBA European Biogas Association, 2022). In den letzten Jahren ist also eine kontinuierliche Erhöhung des Biomethanvolumens zur Quotenanrechnung zu verzeichnen (Abbildung 29).

Abbildung 29: Anrechnung von Biomethan auf die THG-Quote, GWh



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut; Datenbasis: (BLE, 2024, Januar) und weitere Evaluationsberichte

Stoffliche Nutzung

Die stoffliche Nutzung von Biomethan wird erst dann interessant, wenn ausreichende Mengen am Markt verfügbar sind. Das ist aufgrund der hohen nachgefragten Gasvolumina im Moment nicht der Fall. In den letzten Jahren blieb die in der Industrie genutzten Menge unter 10 GWh (AGEE Stat, 2023, September). Bei ausreichender Verfügbarkeit könnte es zu einem sprunghaften Anstieg der Nutzung in diesem Bereich kommen.

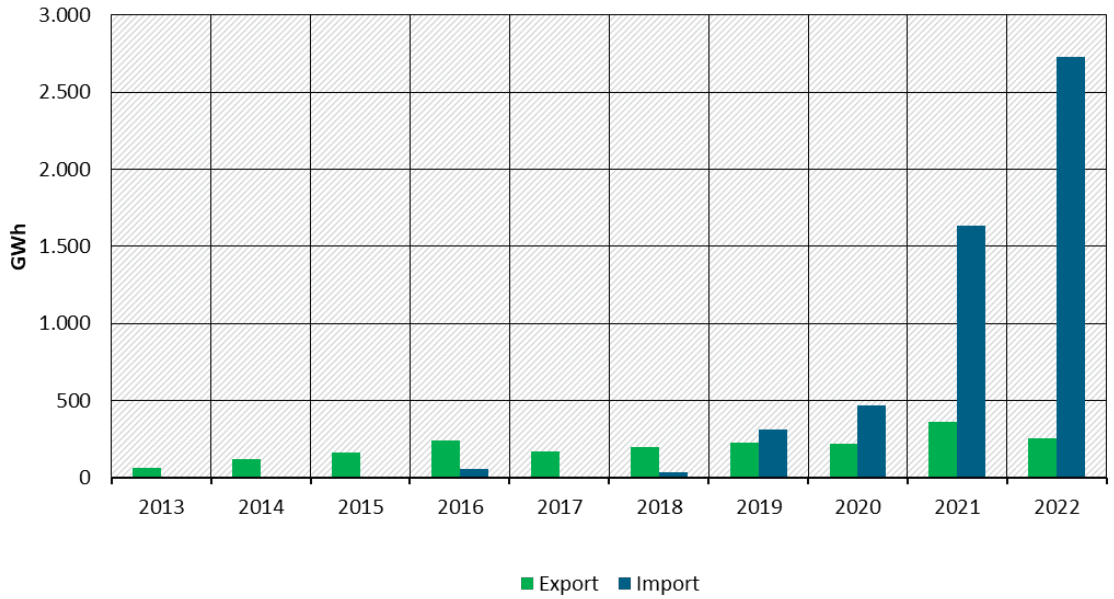
Import/Export

Laut dena-Umfrage hat sich die Geschäftslage im Ausland etwas verbessert. Durch die RED III und REPowerEU kann der europäische Markt perspektivisch weiter expandieren. Auf Grund unterschiedlicher Nachhaltigkeitsvorgaben der EU-Mitgliedsstaaten sind die administrativen Aufwände jedoch hoch, wodurch das Potenzial für den internationalen Handel nicht ausgeschöpft wird (Reinholz & Völler, 2023).

Seit dem Start des ERGaR Registers in 2021 importiert das dena Biogasregister fast alle auf dem Markt gehandelten CoO-Mengen. Vor allem kommen diese Importe aus den Niederlanden, Großbritannien und Österreich (ERGaR, 2024). Importe gehen zu 70 % Richtung Emissionshandel. Darüber hinaus wird das importierte Biomethan in Wärmeanwendungen verwendet (Reinholz & Völler, 2023). Die Nutzung eines Massenbilanzsystems ist unabdingbar für die nationale Zielanrechnung nach RED, mehr als die Hälfte der importierten Menge hat einen Massenbilanznachweis (AGEE Stat, 2023). Im freiwilligen Markt können Herkunftsnachweise ausreichend sein. Laut der Umfrage von dena sehen die befragten Marktteilnehmer die Entwicklungen im internationalen Handel positiv. Markttreiber seien vor allem Emissionshandel im EU ETS und freiwillige Kompensation (z. B. im Rahmen des GHG-Protocols) (Reinholz & Völler, 2023).

Laut Nabisy wurden 2022 etwa 205 GWh Biomethan aus der Datenbank Richtung Ausland ausgebucht (2021: 316 GWh; 2020: 138 GWh). Deutschland verkauft Biomethan vor allem an die Schweiz, wo es der Erreichung der ambitionierten Ziele der Gaswirtschaft von 15 % Anteil erneuerbarer Gase in 2030, 50 % in 2040 und der vollständigen Dekarbonisierung bis 2050 dient. Dabei wird der Fokus auf Biomethan gelegt, was größtenteils durch Importe gedeckt wird (Verband der Schweizerischen Gasindustrie, 2023).

Abbildung 30: Export- und Importmengen von Biomethan in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut; Datenbasis: (AGEE Stat, 2023, September)

Seit Juli 2023 kann das importierte und in das Erdgasnetz eingespeiste Biomethan auf die THG-Quote angerechnet werden (BBH, 2023). Dadurch kann sich das Angebot an Biomethan, das den Nachhaltigkeitskriterien entspricht, durch den Zugang zu den im Ausland befindlichen REDcert- & ISCC-zertifizierten Anlagen verdoppeln (in Deutschland sind es 179 solche Anlagen, in den restlichen EU-Ländern insgesamt 156 (Landwärme GmbH, 2023)).

Perspektiven

Viele Biogasanlagen fallen in den nächsten Jahren aus der EEG-Vergütung und müssen sich nach alternativen Einkommensquellen umschauen. Dabei gilt es, die Nachhaltigkeitsvorgaben der RED III für die Anlagen mit Betriebsbeginn vor dem 31.12.2020 zu berücksichtigen, die die Treibhausgasminderung von 80 % nach 15 Betriebsjahren (nicht vor 2026) vorsehen. Einige Anlagen könnten auf Biomethan umstellen und ggf. am Biokraftstoffmarkt oder am Biomethanhandel teilnehmen. Angesichts steigender Energiepreise kann darüber hinaus die Eigenversorgung am Anlagenstandort attraktiv sein. Gleichzeitig kann damit gerechnet werden, dass Anlagen vermehrt stillgelegt und außer Betrieb genommen werden. Der Entwurf der Biomassestrategie (NABIS) sieht vor allem eine flexible Nutzung von Biogas und Biomethan in Spitzenlastkraftwerken vor, was in den künftigen Novellen des EEG und des KWKG entsprechend umgesetzt wird (BMEL, 2024).

Aufgrund der attraktiven Förderbedingungen im Kraftstoffsektor wird Biomethan auf Basis von Wirtschaftsdüngern und anderen Rest- und Abfallstoffen vor allem dort eingesetzt. Das noch nicht langfristig gebundene Biomethan aus NawaRo wurde in den letzten Jahren als Erdgasersatz verwendet und kann dementsprechend nicht in KWK-Anlagen sowie für Biomethanausschreibungen genutzt werden (Rensberg et al., 2023).

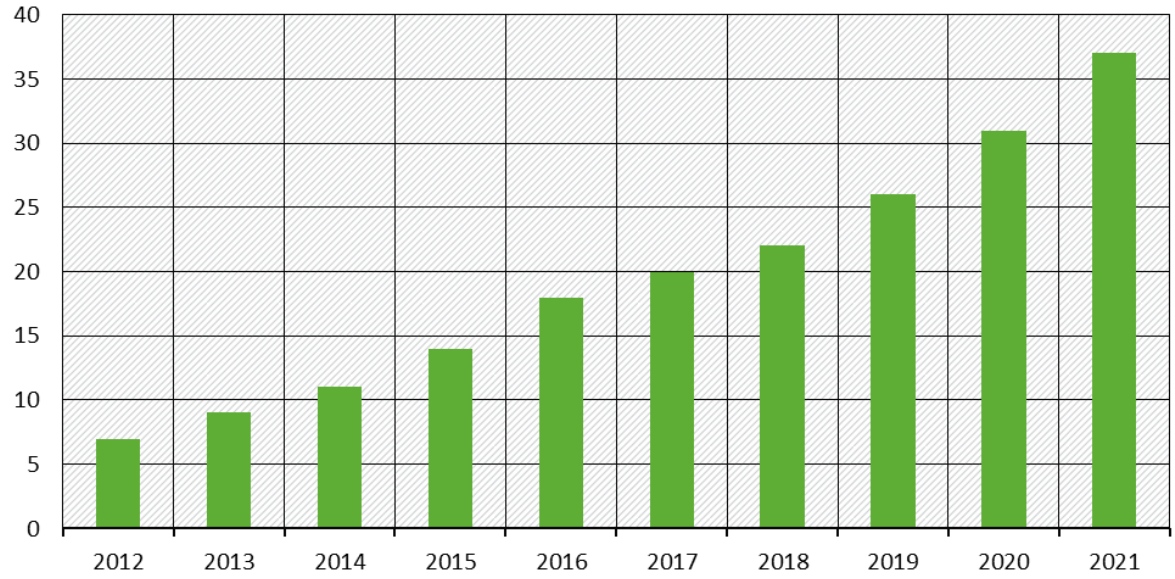
Die Biomethanerzeugung mit anschließender CO_2-Abscheidung und -Verwertung wird zukünftig wachsen, weil der Bedarf nach biogenen CO_2-Quellen zunehmen wird. Damit sind Umwelt- und Kostenvorteile verbunden, wenn CO_2 zur stofflichen und/oder energetischen Nutzung entlang der Biomethanwertschöpfungskette valorisiert wird (Rensberg et al., 2023).

2.3.2.3.2 Europa

Produktionsmengen

Der REPowerEU-Plan sieht eine jährliche Biomethanproduktion von 35 Mrd. m^3 bis 2030 vor (Europäische Kommission, o. d.). Diese Mengen werden noch längst nicht erreicht: Die Erzeugungskapazität aller Anlagen lag Ende 2022 bei 4,5 Mrd. m^3 bzw. 47,7 TWh (Cancian, 2023). Die produzierten Mengen sind allerdings in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. So erfolgte im Jahr 2021 ein Anstieg von 20 % mit zusätzlichen 6,1 TWh bzw. 0,6 Mrd. m^3 im Vergleich zum Vorjahr (EBA European Biogas Association, 2022).

Abbildung 31: Biomethanproduktion in Europa in 2012-2021, TWh



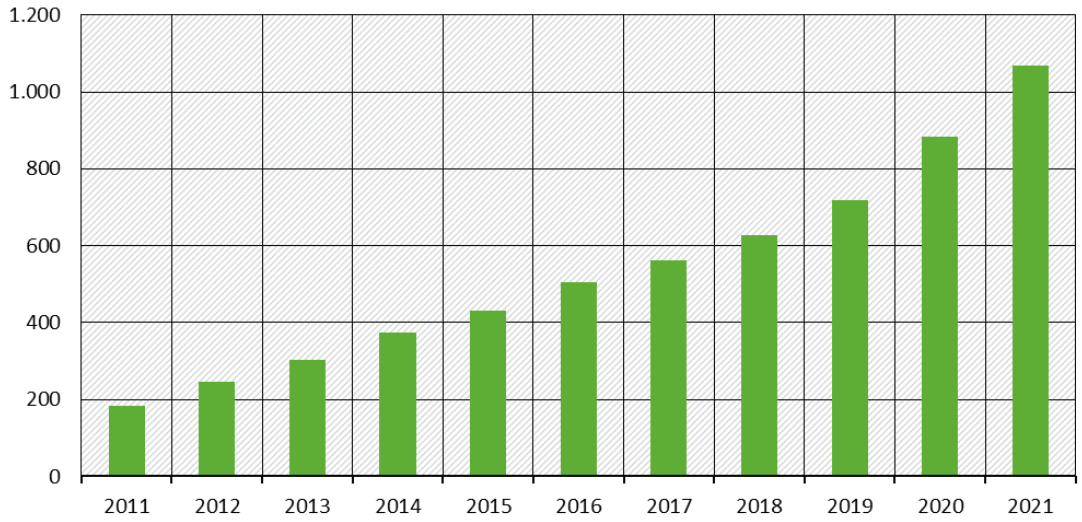
Quelle: (EBA European Biogas Association, 2022)

Hinsichtlich des Anteils der Biomethanproduktion am Gesamtgasverbrauch liegt Dänemark mit einem Anteil von 14 % am Gesamtgasverbrauch an der Spitze der europäischen Länder. Es folgt Schweden mit rund 10 %. Deutschland liegt an vierter Stelle, allerdings ist in dem Anteil von 8 % Biogas enthalten, der Biomethananteil beträgt etwa 1 % des Gasverbrauchs. In absoluten Zahlen ist Deutschland mit 84 TWh Biogas- und Biomethanproduktion, davon fast 13 TWh Biomethan, mit Abstand führend. Großbritannien und Italien teilen sich den zweiten Platz mit jeweils 26 TWh kombinierter Produktion, wovon jeweils 6 TWh auf Biomethan entfallen (EBA European Biogas Association, 2022).

Zahl der Anlagen

Ende 2021 gab nach einem Zuwachs von 184 Anlagen gegenüber 2020 insgesamt 1.067 Biomethananlagen in Europa - im September 2023 waren es 1.322 Biomethananlagen. Dies entspricht einem Zuwachs von 255 Anlagen gegenüber 2021 (Cancian, 2023).

Abbildung 32: Anzahl Biomethananlagen in Europa



Quelle: (EBA European Biogas Association, 2022)

Im April 2023 waren nach den Daten der EBA 77 % aller Biomethananlagen an ein Netz angeschlossen, wobei die Mehrheit der neuen Anlagen an ein Verteilernetz angeschlossen war. Die Entscheidung, eine Biomethananlage an ein Netz anzuschließen, hängt von der Nähe des jeweiligen Netzes zum Standort der Anlage sowie von der Größe der Anlage selbst ab. Für größere Biomethananlagen kann der Anschluss an ein Ferngasnetz interessant sein, allerdings muss das Biomethan dann mit höherem Druck geliefert werden. Werden Biokraftstoffe - Bio-CNG oder Bio-LNG - vor Ort erzeugt, kann auf einen Netzanschluss vollständig verzichtet werden. Die Kraftstoffe können an Tankstellen zum Weiterverkauf oder per LKW an den Endverbrauchenden geliefert werden. Die netzunabhängige Biogaserzeugung ist vor allem in ländlichen Gebieten mit eingeschränktem Zugang zum Gasnetz relevant (EBA European Biogas Association, 2022).

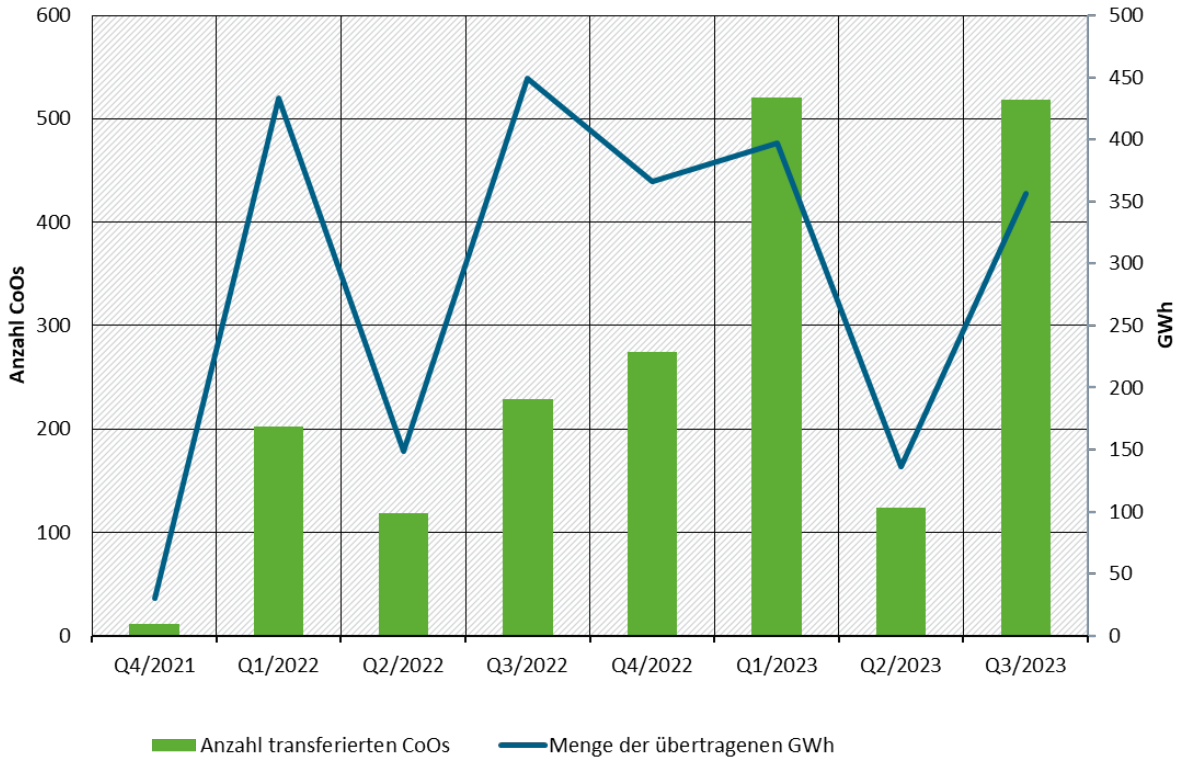
Seit 2017 wurden fast keine neuen Anlagen mehr gebaut, die Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen (Monokulturen) produzieren, was mit den geltenden Vorschriften zusammenhängt, die den Einsatz solcher Rohstoffe einschränken (EBA European Biogas Association, 2022).

Internationaler Handel bzw. Transfer

Seit 2021 wird der internationale Handel mit Biomethan über das ERGAR abgewickelt. Stand Anfang 2025 sind folgende Register als Systemteilnehmer registriert: dena Biogasregister, Biomethanregister.at betrieben von AGCS Gas Clearing & Settlement AG (Österreich), dänisches Biomethanregister betrieben von Energinet, GGCS betrieben von Renewable Energy Assurance Limited (Großbritannien), VertiCer (Niederlande), Register von erneuerbaren Gasen betrieben von SPP– distribúcia, a. s. (Slowakei) und Amber Grid (Litauen).

Derzeit repräsentieren die am ERGaR CoO-System teilnehmenden Länder nach eigenen Angaben ca. zwei Drittel der gesamten Biomethanproduktion in Europa.

Abbildung 33: Biomethanhandelsmengen über ERGaR, 2021-2023



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (ERGaR, 2024).

2.3.3 Quantitative Abschätzung von Potenzialen zur HKN-Ausstellung

2.3.3.1 Einflussfaktoren

Das Potenzial von Biomethan für die HKN-Ausstellung wird durch die Entwicklung von Angebot und Nachfrage beeinflusst. In den letzten Jahren stieg die Menge des erzeugten Biomethans in Deutschland trotz höherer Nachfrage und verbesserter Preissituation nur leicht. Die Hauptgründe dafür sind:

- Einschränkungen bei Volllaststunden gemäß EEG, die einen wirtschaftlichen Betrieb über diese Anzahl der Stunden ausschließt
- Konditionen von bestehenden Abnahmeverträgen, die sich an Marktentwicklungen nicht flexibel anpassen
- Konkurrenz zur Vor-Ort-Verstromung von Biogas
- Mangelnde wirtschaftliche Anreizpunkte und Kostendeckung der Biogasaufbereitung

Auf der Angebotsseite spielen folgende Faktoren eine Rolle:

- Verfügbarkeit der Substrate zur Biomethanerzeugung mit Konkurrenz um besonders THG-mindernde Rohstoffe wie Gülle und Abfall- und Reststoffe
- Flächenkonkurrenz
- Preise der Substrate

- Volatile Rohstoffpreise
- Erholung der Preise in 2023 mit Ausnahme von Gülle (hohe Nachfrage und hohe Quotenpreise)
- Bei knappem Angebot hohe Preise, v. a. Konkurrenz zwischen Biomethaneinsatz in neuen EEG-BHKW und Produktion von Biokraftstoffen
- Umlenkung nachwachsender Rohstoffe aufgrund steigender Preise für Agrarrohstoffe eher in die Produktion der Futtermittel

► Existierende und neue Biomethanaufbereitungsanlagen

- Deckelung der Produktion und der Rohstoffnutzung (Maisdeckel: 2023 40 %, 2024 35 %, 2025 30 %)
- Vorgaben zum Technologie- und Gasaufbereitungsbonus gemäß EEG machen eine Erhöhung der Produktion unattraktiv
- Neuauslegung der GasNZV zur Kostenaufteilung des Netzanschlusses (Aufhebung der Deckelung für die ersten 10 Kilometer Verbindungsleitung von der Biogasanlage bis zum Gasnetz führt oft zur Verschiebung oder gänzlicher Absage der Projekte)
- Wirtschaftlichkeitsüberlegungen (Konkurrenz zwischen Vor-Ort-Verstromung von Biogas und Biomethanaufbereitung; mögliche Erweiterung bzw. Anschluss an eine Einspeiseanlage für Biogasanlagen)
- Lange Anschluss- und Genehmigungsdauer (2-3 Jahre von der Anfrage bis zum Netzanschluss)
- Preise und Verfügbarkeit Anlagenkomponente

► Umfang der Importe

Auf der Nachfrageseite sind folgende Faktoren wichtig:

► Industriewärme: Erfolg und Plangenauigkeit des Wasserstoffhochlaufs

► Zukunft der Fernwärme: KWK?

► Grad der Elektrifizierung der Wärmeversorgung

- Stilllegung der Gasnetze?
- Zukunft der Biogastarife für Privatkunden und Gewerbe

► Entwicklung der THG-Quoten

Laut Analyse von DNV wirken sich folgende Faktoren aus:

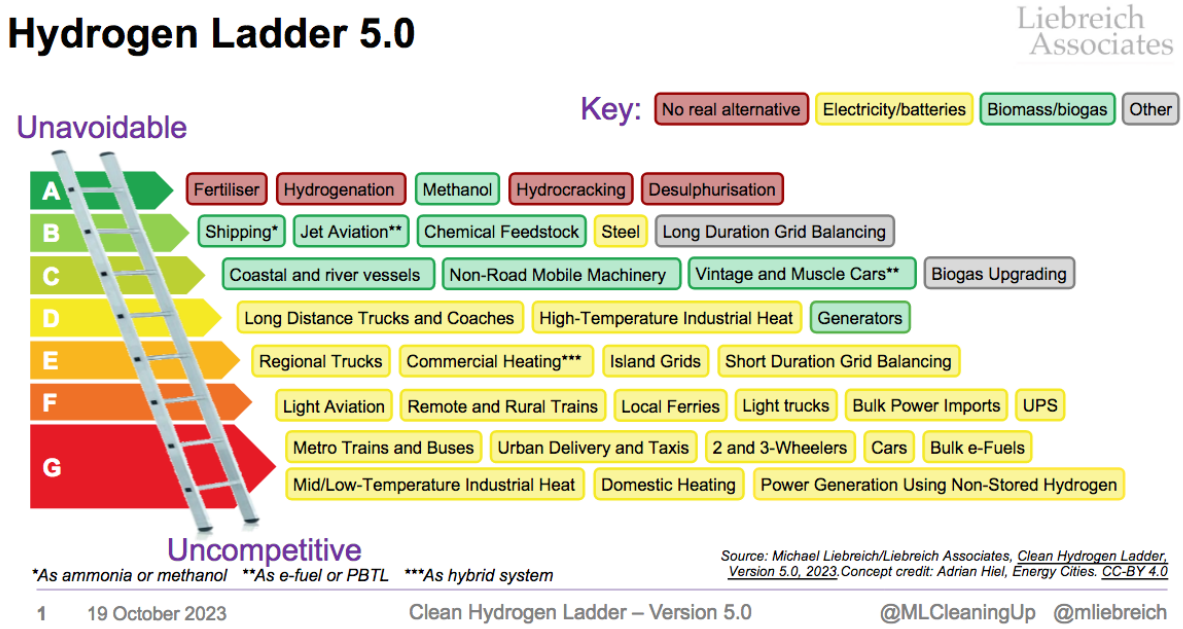
► Starke Konkurrenz für Biomethan für verschiedene Verwendungszwecke: Die Preise für Biomasse sind deutlich gestiegen, und es wird erwartet, dass sich der Wettbewerb um Biomasse weiter verschärfen wird, da ein erheblicher Einsatz im Luft- und Seeverkehr erwartet wird, z. B. für nachhaltige Flugkraftstoffe (SAF, sustainable aviation fuels).

► Bei der bereits sehr gut etablierten Technologie anaerober Vergärung werden wenig Kostenverbesserungen erwartet.

- Rohstoffverfügbarkeit: Die Verfügbarkeit bestimmter Ausgangsstoffe bestimmt jedoch die Produktionskosten. Würden alle verfügbaren Rohstoffe zur Biogaserzeugung verwendet, würde der Biomethanpreis etwas sinken (von etwa 85€/MWh 2023 auf 65€/MWh 2035).
- Bioenergie ist im Gegensatz zu Solar- und Windenergie eine endliche Ressource. Daher sollte Biomethan nur dort eingesetzt werden, wo Alternativen kaum existieren.
- Die Preise für Wasserstoff liegen im Prognosezeitraum bis 2030 deutlich über denen von Biomethan. Sind Energieverbrauchende nicht in der Lage, effizientere Stromerzeugungstechnologien zu nutzen, wäre Biomethan im Vergleich die günstigere Lösung (Horschig & van de Groot, 2024)

Laut „Wasserstoffleiter 5.0“ (Liebreich, 2023) ist Biomasse/Biogas in vielen Anwendungsbereichen gegenüber Wasserstoff zu bevorzugen (siehe Abbildung 34).

Abbildung 34: Wasserstoffleiter 5.0



Quelle: (Liebreich, 2023).

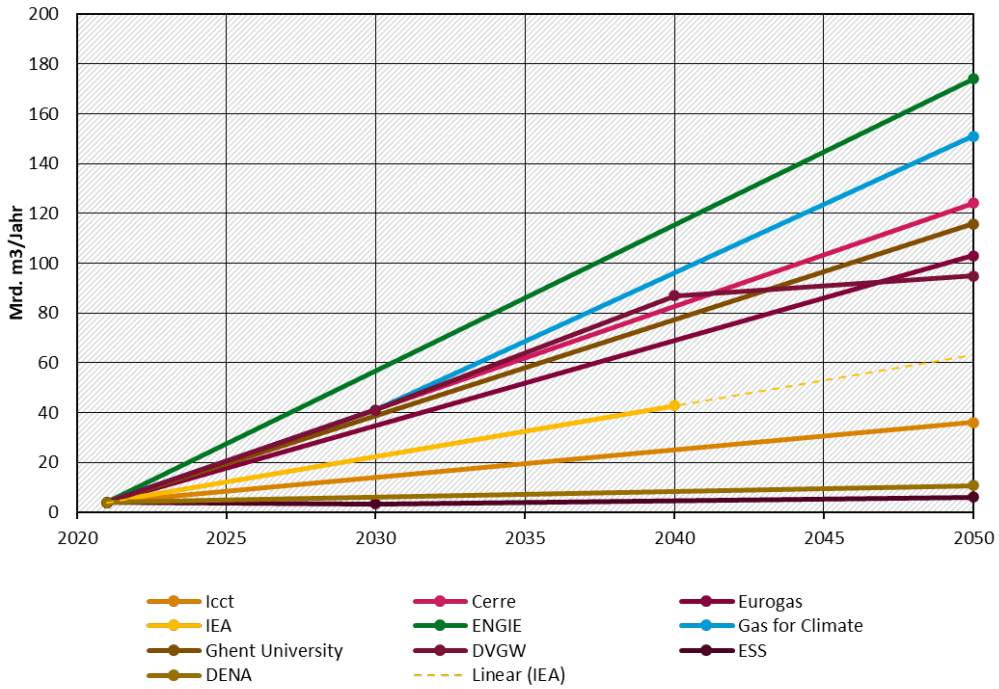
2.3.3.2 Schätzung der Potenziale

Rohstoffpotenziale

Verschiedene Studien beschäftigen sich mit der Einschätzung des Potenzials von Biomethan in Europa auf Basis der Verfügbarkeit der nötigen Rohstoffe bis 2050. Von den eingesetzten Substraten werden vor allem landwirtschaftliche Reststoffe, Gülle und Produkte des nachhaltigen sequentiellen Anbaus priorisiert.

Die Ergebnisse der Studien unterscheiden sich wesentlich, da unterschiedliche Rahmenbedingungen angenommen wurden. Würde das Ziel der EU erreicht werden, bis 2035 35 Mrd. m^3 (etwa 366 TWh) Biomethan jährlich zu produzieren, entspräche diese Menge etwa 10 % des Gesamtgasverbrauchs. Laut EBA Report 2021 können Biogas und Biomethan bis zum Jahr 2050 bis zu 40 % des Gasbedarfs in Europa decken. Das entsprechende Erzeugungspotenzial in Deutschland liegt bei 22 Mrd. m^3 (etwa 230 TWh) im Jahr, wovon 36 % bereits produziert werden (EBA European Biogas Association, 2022).

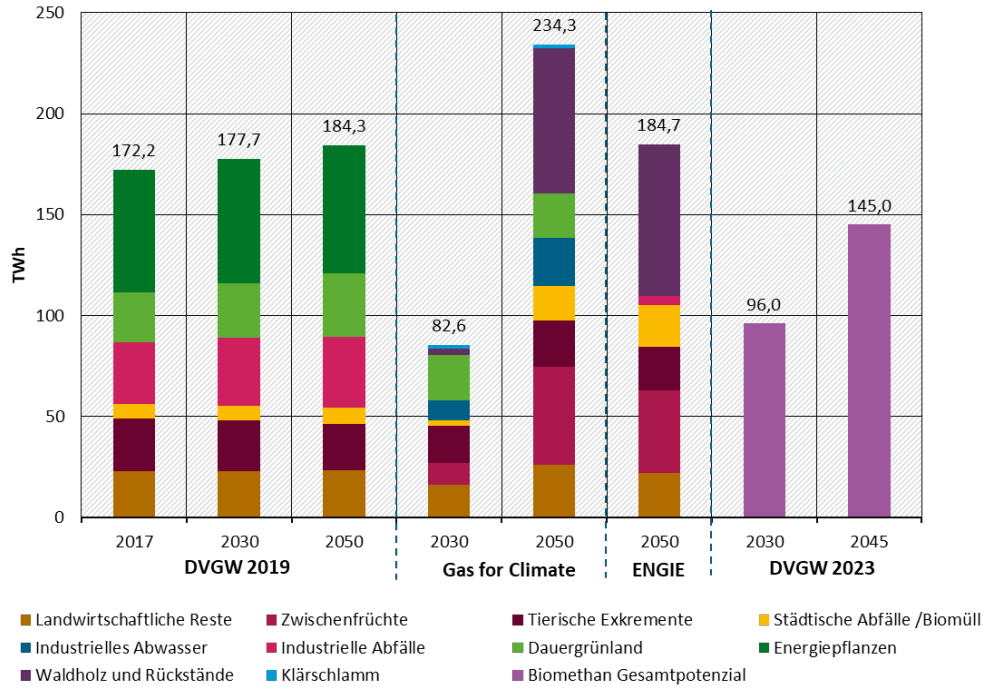
Abbildung 35: Biomethanpotenzial in der EU nach Einordnung verschiedener Studien bis 2050



Quelle: (Alberici et al., 2022; Birman et al., 2021; DNV-GL, 2020; Edel et al., 2017, Oktober; International Energy Agency, 2020; Köppel et al., 2023, Oktober; Magnolo et al., 2021; Matschoss et al., 2020; Moraga et al., 2019, September; Searle et al., 2018, Oktober)

Es gilt zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Studien abweichende Definitionen der eingesetzten Rohstoffe verwenden können. Zudem werden sie von interessensgeleiteten Akteuren finanziert oder erstellt, weshalb ein kritischer Umgang mit den Ergebnissen angemessen ist.

Abbildung 36: Biomethanpotenzial in Deutschland nach Einordnung verschiedener Studien



Quelle: (Alberici et al., 2022; Birman et al., 2021; Erler et al., 2019, November; Köppel et al., 2023, Oktober)

Potenziale für verschiedene Anwendungen

Laut dem dena Bericht Bioenergie 2022 wird die Leistung der Biomethananlagen sowie die Erzeugung von Strom aus Biomethan bis 2030 steigen (Reinholz & Schmidt, 2023, Juli). Aktuell liegen mehr als 230 Netzanschlussbegehren von Biogasaufbereitungsanlagen vor (dena biogaspartner, 2023).

Allerdings waren die letzten Ausschreibungsrunden für Biomethan-BHKW stark unterzeichnet. Einer der Hauptgründe dafür ist die unzureichende Menge des auf dem Markt verfügbaren Biomethans, teilweise konnten bereits vereinbarte Mengen nicht geliefert werden. Die Betriebsbedingungen für Biomethananlagen nach dem EEG 2023 begrenzen die Anzahl an Volllaststunden (10 % pro Jahr), zudem werden nur Anlagen in der Südregion bezuschusst. Die Absenkung des Maisdeckels auf 35 % lässt zudem die Produktionskosten steigen.

Laut dem Entwurf der NABIS wird es keinen weiteren Ausbau der Biomethanerzeugung aus Anbaubiomasse geben. Der Sektor wird sich in Richtung eines höheren Einsatzes von Gülle und Festmist sowie flexibel betriebener Biogasanlagen für KWK-Nutzung entwickeln. Bei der Bereitstellung biogener Rest- und Abfallstoffe besteht nur ein geringes Steigerungspotenzial: Ihr technisches Potenzial sinkt seit Jahren und außerdem werden die anfallenden Mengen bereits weitgehend verwendet[25]. In der Zukunft sollen vergärbare Rest- und Abfallstoffe als Rohstoff für Biomethan und ab den 2040er Jahren in Hochtemperaturanwendungen in der Industrie genutzt und in der Stromerzeugung Biogas aus diesen Rohstoffen vor allem zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden (BMEL, 2024).

Die Teilnehmer der Umfrage im Rahmen des TRANSBIO-Projekts sehen Bioenergie im Bereich Strom vor allem als Backup für die volatilen erneuerbaren Energien. Im Wärmebereich soll Bioenergie in Anbetracht ihrer eingeschränkten Verfügbarkeit für Prozesswärme genutzt werden. Die Bedeutung der energetischen Nutzung der Rest- und Abfallstoffe wurde hervorgehoben (Matschoss et al., 2024).

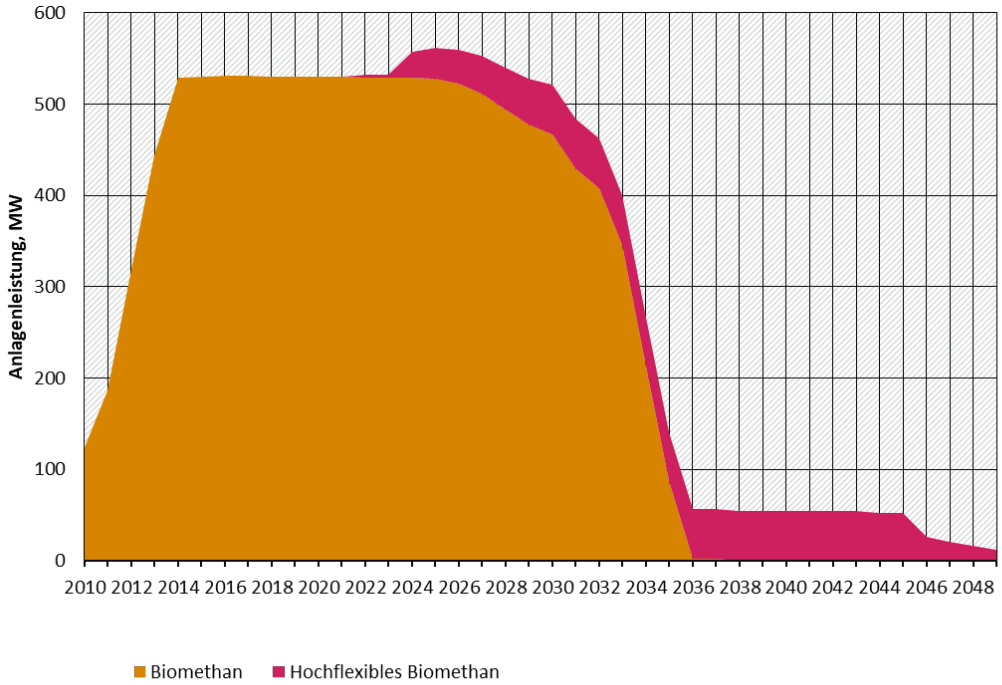
Die Bereitstellung von Biomethan als direktes Erdgassubstitut kann kurzfristig kaum in großem Maße zunehmen, da bestehende Anlagen zur Biogasaufbereitung in der Regel bereits stark ausgelastet sind. Laut Einschätzung von DBFZ kann aber der Anteil von Biomethan am Gesamtgasverbrauch mittelfristig von 1 % auf 3 % wachsen; von 11 auf 25-30 TWh/a. Bei der gasbasierten Wärmeerzeugung kann der Anteil von 2 % auf 3 % erhöht werden (Thrän et al., 2022, Mai). In einer Studie zur Bestandsaufnahme der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland schätzt das DBFZ, dass etwa 20 bis 50 % der existierenden Biogasanlagen auf die Erzeugung von Biomethan perspektivisch umgerüstet werden können (etwa 20-50 TWh) (Rensberg et al., 2023).

Das DBFZ modelliert zwei Szenarien der Entwicklung der Biomethanproduktion: Ein Realszenario, das von schwierigen Marktbedingungen und regulativen Hürden ausgeht, sowie ein Maximalszenario, in dem Biomethanausschreibungen im Rahmen von EEG komplett ausgeschöpft werden und Anlagen im Umfang der maximal vergütungsfähigen Bemessungsleistung durchschnittlich ausgelastet sind. Im Realszenario gehen 90 % der Biomethan-BHKW im Post-EEG-Kontext allmählich außer Betrieb und 10 % in die

[25] „Das Angebot an biogenen Reststoffen, Nebenprodukten und biogenen Abfällen wurde in Deutschland im Jahr 2015 auf rund 101,4 Millionen Tonnen Trockenmasse geschätzt und bereits zu 76 % stofflich bzw. energetisch genutzt. Für 2020 liegt ein zu 80 % aktualisierter Datensatz vor, der zwischen 2015 und 2020 eine leichte Abnahme des technischen Potenzials um durchschnittlich 5 % anzeigt… Im Bereich der Bereitstellung und Nutzung biogenen Rest- und Abfallstoffe wird in den Szenarien ein vergleichsweise geringes Steigerungspotenzial gesehen. Einerseits konnte eine stetige Abnahme des technischen Potenzials biogener Abfälle und Reststoffe (im Jahr 2020 gegenüber 2015 gut 5 % weniger Trockenmasse) beobachtet werden. Andererseits wird der überwiegende Teil anfallender biogener Rest- und Abfallstoffe derzeit bereits genutzt“ (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2024)).

Direktvermarktung. Die Anlagenleistung der Biomethananlagen sinkt ab 2035 auf null, die Leistung der hochflexiblen Anlagen geht ebenfalls zurück (Abbildung 37).

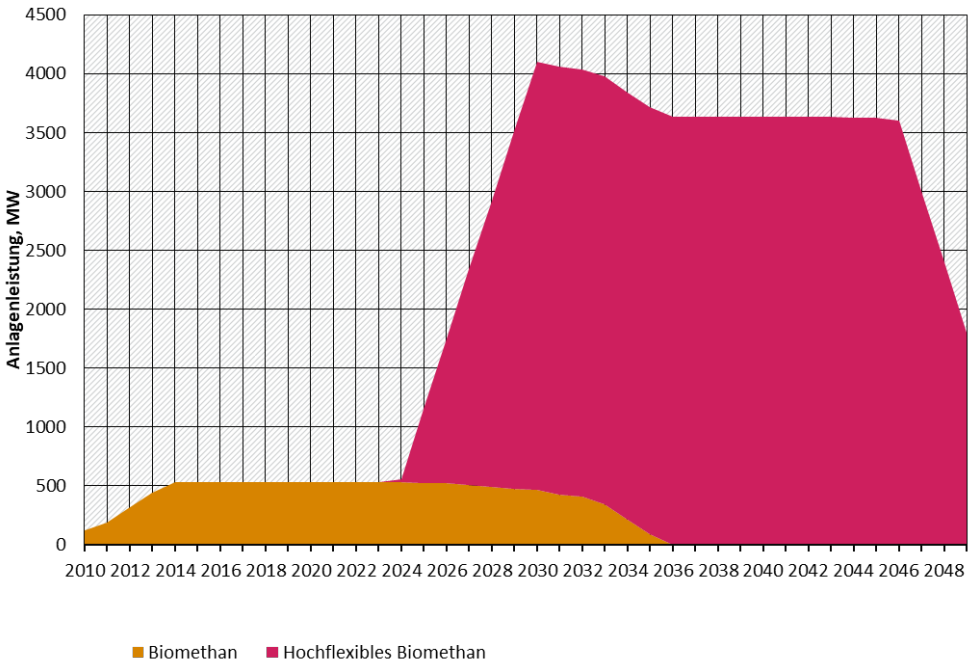
Abbildung 37: Entwicklung der Anlagenleistung von Biomethananlagen in MW im Realszenario



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut; Datenbasis: (Rensberg et al., 2023)

Im Maximalszenario gehen 100 % der Biomethananlagen in die Direktvermarktung. Hochflexible Anlagen entwickeln sich stark in der Periode ab 2025 (Abbildung 38).

Abbildung 38: Entwicklung der Anlagenleistung von Biomethananlagen in MW im Maximalszenario



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut; Datenbasis: (Rensberg et al., 2023)

Auf der Biogaspartner Konferenz am 14.11.2023 waren sich die Vortragenden einig, dass das Potenzial der Biomethanerzeugung in 2030 in Deutschland ca. 100 TWh ausmachen wird (siehe z. B. (Bartsch, 2023)). Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die Studie von DNV (Horschig & van de Groot, 2024). Das Länderpotenzial DNV für das Jahr 2030 spiegelt allerdings nicht die realistische Biomethanverfügbarkeit in den analysierten EU-Mitgliedsstaaten (Deutschland, Frankreich, Italien und Polen) wider, sondern eine technische.

Laut Einschätzung der dena wird sich die Biomethannutzung im Wärmesektor durch die GEG getriebene Nachfrage erhöhen (Reinholz & Schmidt, 2024, Januar). Sofern bis 2040 keine ausreichende Versorgung mit Wasserstoff existiert, wird vermehrt Biomethan in Gasheizungen eingesetzt werden, was im maximalen Szenario zu einem Anstieg der Nachfrage nach Biomethan auf 13 bis 45 TWh führen kann. Im Wärmesektor wird es im Sektorenvergleich die höchste Nachfrage nach Biomethan geben.

Für den Import von Biomethan stellt Deutschland dank regulatorischen Rahmenbedingungen wie GEG und THG-Quote einen attraktiven Absatzmarkt dar.

Weitere Steigerungen der Nachfrage nach Biomethan bis 2030 ergeben sich vor allem aus dem EEG (flexible Stromerzeugung) und im Verkehr hauptsächlich im Schwerlast- und Schiffsverkehr (als Bio-LNG oder Zwischenprodukt). Für beide Sektoren könnte sich ein zusätzlicher Bedarf von über 20 TWh ergeben (Reinholz & Schmidt, 2024, Januar). Eine entsprechende Steigerung der Produktion wird allerdings durch langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren für neue Anlagen sowie lange Lieferzeiten erschwert.

Es lässt sich schlussfolgern, dass die Abschätzung der Potenziale von Biomethan mit beträchtlichen Unsicherheiten sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite verbunden ist. Zwar ergibt sich ein hohes Nachfragepotenzial für Wärmeerzeugung nach den GEG-Anforderungen, aber es ist unklar, wie gut Biomethan im Vergleich zu anderen Erfüllungsoptionen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit abschneiden wird. Aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen lassen vermuten, dass vor allem Biomethan aus Abfall- und Reststoffen gefördert wird, um die es Konkurrenz mit anderen Sektoren gibt. Verzögerungen beim Wasserstoffhochlauf können zum Überdenken der Biomethanentwicklungsstrategie führen und seine Förderung hochtreiben. Einige Importpotenziale können verzeichnet werden, die wiederum stark von den Rahmenbedingungen in Exportländern abhängen.

Bei der Biomethanerzeugung kann man annehmen, dass die Produktion, die sich seit Jahren auf einem Niveau von 10-11 TWh (siehe Abschnitt 0) bewegt, auch in den kommenden Jahren in diesem Bereich bleiben wird. Bis 2030 könnte die Erzeugung auf 25-30 TWh ansteigen (Thrän et al., 2022, Mai), unter Annahme einer stärker unterstützender Regulierung und entsprechend stärkerer Anreize sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite. Die Anzahl der Biomethananlagen würde bei unveränderten Rahmenbedingungen stagnieren oder sogar zurückgehen (Fachverband Biogas, 2025).

Würden für die gesamte derzeitige Produktionsmenge HKN ausgestellt, so würde sich dies auf 10-11 Mio. HKN pro Jahr belaufen. Das zu erwartende Maximum wäre 30 Mio. HKN bei einer entsprechenden Produktionssteigerung. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Großteil der ausgestellten HKN im Rahmen der Gaskennzeichnung genutzt und entwertet werden wird. Mit dem Aufbau der Gas-HKNR in den anderen Mitgliedsstaaten und dem Beitritt zum AIB Hub für den Handel mit Gas-HKN werden die Export- und Importmengen von derzeit sehr niedrigen Zahlen steigen.

Händler sind im Biomethanbereich aktiv, da Biomethananlagen und Biomethannutzende dezentral und divers organisiert sind (die meisten Anlagenbetreiber betreiben nur jeweils eine Anlage; große Anzahl an Biomethan-BHKW; vielfältige Verwendungszwecke bei Biomethan), so dass bei den meisten ausgestellten HKN von mindestens zwei Übertragungen (vom Anlagenbetreiber zum Händler, vom Händler zum*zur Biomethannutzenden) ausgegangen werden kann.

Die Anzahl der Anfragen an Netzbetreiber / Inanspruchnahme von Gutachtertätigkeiten zur Erlangung der Energiewerte wird voraussichtlich von der Größe der einzelnen Biomethananlagen und der Anzahl der Biomethananlagen eines Anlagenbetreibers abhängen: Je größer eine einzelne Anlage ist, je mehr sie pro Jahr produziert und je mehr Anlagen von einem Anlagenbetreiber betrieben werden, desto weniger Anfragen werden gestellt / Inanspruchnahmen von Gutachtenden sind zu erwarten. Kleinere Anlagen und wenige Anlagen bei einem Anlagenbetreiber führen zu einer relativ hohen Anzahl von Anfragen zur Erlangung der Energiewerte.

2.3.4 Kurzzusammenfassung des Stakeholderworkshops am 01.02.2024

Für den Überblick zum Austausch mit Stakeholdern siehe Abschnitt 2.1. Konsens unter den Teilnehmenden zu Biomethan-HKN war, dass ein HKN-System die aktuelle Nachweisführung für Biomethan nicht weiter erschweren sollte. Dies soll vor allem durch Automatisierung und Digitalisierung sichergestellt werden.

Angesichts der bereits bestehenden Register für Biomethan, sollte das Zusammenspiel eines HKNR mit den bestehenden Registern und die entsprechenden Schnittstellen geklärt werden. Hier könnten u. a. unterschiedliche Bilanzierungsanforderungen und der sektorübergreifende Transfer von Nachhaltigkeitszertifikaten eine Herausforderung darstellen.

Vor allem ist bei dem Aufbau eines neuen Registers sicherzustellen, dass ein Abgleich zwischen den unterschiedlichen Systemen stattfindet, damit doppelte Buchungen derselben Biomethanmenge und somit eine doppelte Vermarktung vermieden werden.

Eine grundsätzliche Frage ist, ob das HKNR-System als ein Nachweis für den freiwilligen Markt implementiert werden sollte. In diesem Falle wäre für die Teilnahme an förderfähigen Märkten (EEG, THG-Quoten, GEG/WPG) eine Verknüpfung mit bestehenden Systemen (Nabisy, dena Biogasregister) nötig. Alternativ könnte das HKNR selbst über eine ausreichende Informationstiefe verfügen, sodass es die Teilnahme an förderfähigen Märkten ermöglicht. Für beide Umsetzungswege gibt es starke Argumente, die in diesem Abschlussbericht beleuchtet werden.

2.4 Wasserstoff

Im Rahmen des Arbeitspaketes 1.1.2 wurden die Akteursstruktur und die Marktprozesse für die bestehenden und sich entwickelnden Märkte für erneuerbaren Wasserstoff und darauf aufbauende synthetische Gase recherchiert, analysiert und beschrieben: Zunächst wurden sämtliche Akteursgruppen und deren zugehörige Marktrollen identifiziert und definiert. Anschließend wurden die im Markt ablaufenden Prozesse, insbesondere Handels- und Marktkommunikationsprozesse, ausgearbeitet. Es werden sowohl Handelsprozesse auf nationaler als auch auf europäischer Ebene betrachtet.

Außereuropäische Importe können in naher Zukunft von hoher Relevanz sein. Daher wurden diese explizit mitberücksichtigt. Für solche Importe sind nach Artikel 19 Abs. 11 der RED III allerdings zwei Voraussetzungen zu erfüllen: Das erste ist ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunftsnachweisen und Herkunftsnachweisen, die von entsprechend kompatiblen Systemen in den Drittländern ausgestellt werden. Als zweites ist eine direkte Ein- bzw. Ausfuhr von Energie notwendig .

Die Ergebnisse aus der Analyse der Akteursgruppen und Marktrollen und der zwischen ihnen ablaufenden Prozesse wurden in einem e3-value-Modell zusammengefasst (Abbildung 48) (Faller et al., 2020, März). Es wurde außerdem die Größe der einzelnen Akteursgruppen quantitativ abgeschätzt und ausgewiesen. Abschließend wurde eruiert, inwieweit Stammdaten und Energiemengen bereits erfasst werden und ob Prüf- und Verifizierungsroutinen in Bezug auf Qualität und Quantität der erfassten Daten existieren.

Bei den hier durchgeführten Arbeiten diente der zum Zeitpunkt der Bearbeitung jüngste Referentenentwurf der Bundesregierung einer Verordnung über Herkunftsnachweisregister für Gas, Wärme oder Kälte mit dem Bearbeitungsstand 04.01.2024 als Grundlage.

2.4.1 Akteursgruppen und Prozesse in relevanten Märkten sowie Definitionen

2.4.1.1 Akteursgruppen und deren Marktrollen

Alle identifizierten Gruppen von Akteuren, die mit dem Gas-HKNR interagieren werden, sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Nachfolgend werden die einzelnen Akteursgruppen und deren Marktrollen gemäß der Gesetzgebung beschrieben.

Das Umweltbundesamt nimmt im Rahmen des Gas-HKNR die Rolle des **Registerbetreibers** ein und ist somit für die Einrichtung und den Betrieb des Gas-HKNR als elektronische Datenbank zur Erfassung und Verarbeitung aller relevanten energiewirtschaftlichen Daten verantwortlich (siehe u. a. § 3 GWKHV). Neben der grundsätzlichen Verwaltung des Registers kommen ihm die Aufgaben der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Gas-HKN zu. Darüber hinaus agiert das UBA in der Rolle des Registerbetreibers als Kontrollinstanz und kann gemäß § 7 Abs. 3 GWKHV bei Vorliegen eines berechtigten Interesses Konten vorläufig sperren oder schließen sowie Kontoinhaber vorläufig oder dauerhaft von der weiteren Nutzung eines Herkunftsnachweisregisters ausschließen.

Akteure aus der Gruppe von **Anlagenbetreibern** von Erzeugungsanlagen von Wasserstoff und synthetischen Gasen aus erneuerbaren Quellen beantragen die Ausstellung von Gas-Herkunftsnachweisen gemäß § 15 GWKHV. Dafür ist es notwendig, dass Anlagenbetreiber ein Konto im Gas-HKNR eröffnen und führen können, in dem über die aktuelle Anzahl an Gas-HKN, die sich im Besitz des jeweiligen Kontoinhabers befinden, Buch geführt wird. Bevor jedoch ein Antrag auf Ausstellung eines Gas-HKN gestellt werden kann, muss gemäß § 11 GWKHV zunächst die Anlage zur Erzeugung von Gas beim UBA registriert werden. Sofern Gas-HKN an

Anlagenbetreiber ausgestellt worden sind, muss es diesen möglich sein, die Gas-HKN an andere berechtigte Kontoinhaber des Gas-HKNR auf Antrag zu übertragen. Anlagenbetreiber können als Kontoinhaber nach § 9 Abs. 2 Dienstleister mit der Kontoführung beauftragen und so die Aufgaben im Zusammenhang mit dem Gas-HKNR abgeben.

Akteure aus der Gruppe von **Händlern** mit Gas-HKN müssen ebenfalls ein Konto im Gas-HKN eröffnen und führen können. Auf das Konto von Händlern werden Gas-HKN übertragen, wenn sie diese von Anlagenbetreibern oder anderen Händlern erwerben. Händler können Gas-HKN ihrerseits auf Antrag gegenüber dem UBA von ihrem eigenen Konto an andere Kontoinhaber übertragen. Insbesondere müssen Händler die Anerkennung von ausländischen Gas-HKN beantragen können.

Die Gruppe von **Entwertern** (in der GWKHV als Gas- bzw. Wärmeversorgungsunternehmen bezeichnet) muss ebenso wie die Anlagenbetreiber und Händler ein Konto im Gas-HKN eröffnen und führen können. Von diesem Konto erfolgt schließlich die Entwertung von Herkunftsnachweisen, sobald es zum Verbrauch des zugehörigen Energieträgers gekommen ist und ein entsprechender Antrag auf Entwertung gestellt wurde.

Bei der Gruppe von **Dienstleistern** handelt es sich laut § 2 Nr. 8 GWKHV um Registerteilnehmer, die Handlungen im Zusammenhang mit der Nutzung des Registers im Auftrag von Kontoinhabern übernehmen können. Die Rolle der Dienstleister ist dafür gedacht, dass Kontoinhaber eine unternehmensexterne Person mit der Bewirtschaftung des eigenen Kontos nach § 10 Abs. 3 GWKHV beauftragen können. Dienstleister sind dann grundsätzlich für alle Funktionen verantwortlich, für die ein Auftrag vorliegt. In Gegensatz zu den gerade genannten Registerteilnehmern verfügen sie jedoch nicht über ein eigenes Konto. Damit Dienstleister im Gas-HKNR tätig werden können, müssen sie sich dort zunächst registrieren.

Der*die registerteilnehmende*r **Gutachtende** ist für die unabhängige Prüfung und Bestätigung von Daten (Stammdaten, Energiemengen, etc.) verantwortlich und besitzt ebenfalls kein eigenes Konto. Gutachtende sind gemäß § 12 Abs. 2 z. B. im Fall von begründeten Zweifeln des Umweltbundesamtes an den im Rahmen eines Antrags auf Anlagenregistrierung übermittelten Daten zu konsultieren.

Die Gruppe von **Datenaustauschern** wurde als generische Gruppe definiert, um den Datenaustausch mit anderen nationalen Registern, der Unionsdatenbank und ggf. weiteren Akteuren darzustellen. Diese Rolle ist in der GWKHV nicht explizit vorgesehen, sondern wurde definiert, damit aus der Gesetzgebung notwendig werdende Datenaustauschprozesse berücksichtigt werden können. Zum Beispiel lässt sich aus § 16 Abs. 2 und 4 der GWKHV ableiten, dass zumindest gewisse Daten zwischen dem Gas-HKNR und dem zentralen Register für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs nach § 44 Abs. 1 der 37. BImSchV abgeglichen werden können müssen. Perspektivisch kann darüber hinaus aufgrund der europäischen Regulatorik die Übertragung von Daten und/oder Gas-HKN an die Unionsdatenbank oder ggf. an eine andere europaweit agierende Organisation (z. B. die AIB) erforderlich werden.

Schlussendlich werden mit der Gruppe von **Netzbetreibern** jene Registerteilnehmer beschrieben, die erforderliche Daten und Informationen über das Gas-HKNR an den Registerbetreiber (das Umweltbundesamt) liefern. Dabei kann es sich um die Erhebung relevanter (Mess-)Daten handeln, wie die Energiemengen an Anschlusspunkten. Darüber hinaus ergibt sich für den Nachweis der Erfüllung der in § 16 formulierten Bedingungen für die Ausstellung eines Gas-HKN für strombasierte gasförmige Energieträger die Notwendigkeit für einen Austausch von Informationen zwischen den nationalen Stromübertragungsnetzbetreibern und dem Umweltbundesamt, der ggf. automatisiert über das Gas-HKN abgewickelt werden kann.

In Tabelle 9 wurden die identifizierten Akteursgruppen zu Marktrollen zugeordnet. Hierbei wurde das bestehende energiewirtschaftliche Rollenmodell für die Marktkommunikation aus der Anwendungshilfe des Rollenmodells für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt des BDEW berücksichtigt (BDEW, 2023f). Jedoch existieren in diesem Rollenmodell nicht für alle identifizierten Akteursgruppen bereits definierte Marktrollen. Daher wurden ggf. die Lücken durch entsprechende eigene Vorschläge im Kontext der Interaktion mit dem Gas-HKNR ergänzt. Im Fall des sich aktuell noch etablierenden und dynamisch entwickelnden Marktes für Wasserstoff muss beachtet werden, dass viele Prozesse und Strukturen noch nicht eindeutig definiert sind. Für die speziell im Rahmen der HKNR relevanten Akteursgruppen Gutachtende und Datenaustauschende scheint eine Zuordnung zu Marktrollen im etablierten Marktrollenmodell nicht relevant.

Tabelle 9: Zuordnung der Akteursgruppen zu BDEW-Marktrollen

Akteursgruppen	Zugeordnete Marktrollen (nach BDEW)	Definition (Verantwortlichkeiten)	Beispiele für Akteure
Registerbetrieb (Umweltbundes-amt)	Registerbetreiber	Betrieb einer Datenbank zur Erfassung von energiewirtschaftlichen Daten	Umweltbundesamt
Anlagenbetreiber	Keine	keine	Gaserzeuger wie z. B. Elektrolyseur-betreiber
Händler	Keine	keine	HKN-Händler wie Green Navigation, EnBW, etc.
Entwerter	Lieferant	Belieferung von Marktlokationen, Abnahme von Energie von Marktlokationen	Gasversorgungsunter nehmen
Dienstleister	Übernimmt im Auftrag von Kontoinhabern deren Rollen und Verantwortlichkeiten	Verantwortlichkeiten werden von Auftraggebern übertragen.	Bischoff & Ditze Energy, etc.
Zertifizierungs-stellen / Gutachter-organisationen	Keine	keine	GUTCert, SCORE, Normec, etc.
Datenaus-tauscher	Keine	keine	UDB, andere HKNR, ggf. weitere Akteure (z. B. AIB-Hub)
Netzbetreiber	Netzbetreiber	Durchleitung und Verteilung von Gas, Betrieb, Wartung, Netzsicherheit, Ausbau des Netzes, Aufbereitung und Verteilung von Werten (u. a. Messwerte, Ersatzwerte, vorläufige Werte) an Marktpartner	Amprion, 50Hertz Transmission, TenneT, TransnetBW, etc.

Quelle: eigene Recherche, FfE e.V., Datenbasis: (BDEW, 2023f)

2.4.1.2 Handels- und Marktkommunikationsprozesse

Nachdem die relevanten Akteursgruppen und Marktrollen sowie deren Verantwortlichkeiten identifiziert und definiert wurden, sollen im Folgenden die im Markt ablaufenden Prozesse ausgearbeitet werden. Dafür werden zunächst die Handelsprozesse mit den betrachteten erneuerbaren Gasen untersucht. Hierbei muss zwischen dem Handel mit den Gasen als physischem Energieträger und dem Handel mit Gas-HKN unterschieden werden: Der Handel mit einem Gas beginnt mit dessen Erzeugung und endet mit der Lieferung des Gases an Letztverbrauchende. Der Handel mit einem Gas-HKN beginnt mit dessen Ausstellung auf Antrag vom Anlagenbetreiber und endet mit der Entwertung des HKN.

Im Folgenden werden die Handelsprozesse mit Wasserstoff und synthetischen Gasen sowie mit den dazugehörigen HKN zunächst für den Fall des innerdeutschen Handels dargestellt. Anschließend werden Handelsprozesse auf europäischer Ebene sowie außereuropäische Importe betrachtet.

2.4.1.2.1 Innerdeutsche Handelsprozesse

Werden gasförmige Energieträger innerhalb Deutschlands erzeugt, transportiert und verbraucht, so kommt für diese ein Handel mit entsprechenden Gas-HKN infrage. Da für den Transport von Wasserstoff als erneuerbares Gas perspektivisch eine Vielzahl verschiedener Wege infrage kommt, wird im Folgenden zunächst ein konkretes Beispiel betrachtet. Für dieses Beispiel werden im Anschluss die entsprechenden Handelsprozesse ausgearbeitet, die nachträglich auf die Vielzahl verschiedener möglicher Handelspfade verallgemeinert werden sollen.

Fallbeispiel innerdeutscher Wasserstoff-Handelsprozess

Als Beispiel soll die Erzeugung von strombasiertem Wasserstoff durch einen Elektrolyseurbetreiber an einem Standort innerhalb Deutschlands dienen. Dabei wird angenommen, dass die in § 16 Abs. 2 Nr. 1 der GWKHV für die Ausstellung von Gas-HKN genannten Kriterien erfüllt sind – es wurden also Herkunftsnachweise nach § 79 Erneuerbare-Energien-Gesetz für den zur Gaserzeugung verbrauchten Strom entwertet. Der Wasserstoff wurde aus Wasser und mittels Elektrizität als einer Energiequelle in einem Elektrolyseur erzeugt und lagert auf dem Gelände der Erzeugungsanlage in einem Druckbehälter. Nun veräußert der Anlagenbetreiber eine gewisse Menge des Wasserstoffes an einen Händler. Dieser beauftragt seinerseits ein Transportunternehmen, welches die veräußerte Menge Wasserstoff per Hochdrucktransportsystem in einem Wasserstoff-Trailer per LKW zu einem*einer Letztverbrauchenden transportieren soll. Der*die Letztverbrauchende, an den*die der Händler die Menge Wasserstoff verkauft und liefert, ist in unserem Beispiel ein Hersteller von „Grünstahl“ an einem ebenfalls innerhalb Deutschlands liegenden Standort. Am Tag des Beladens des Wasserstoff-Trailers am Standort der Erzeugungsanlage misst und dokumentiert Personal des Elektrolyseurbetreibers und des Transportunternehmens die Menge des aufgeladenen Wasserstoffs. Am Tag der Lieferung misst und dokumentiert wiederum Personal des*der Letztverbrauchenden und des Transportunternehmens die Menge des gelieferten Wasserstoffes. Es wird angenommen, dass die Menge des beladenen Wasserstoffs mit der Menge des gelieferten Wasserstoffs im Rahmen einer vereinbarten Messunsicherheit und/oder Transportverlustes übereinstimmen.

Damit ist der Handelsprozess mit dem Wasserstoff als physische Ware für das gewählte Beispiel vollständig beschrieben. Parallel findet jedoch noch ein weiterer Handelsprozess mit den für dieselbe Menge des erzeugten Wasserstoffs ausgestellten Gas-HKN statt. Dieser Handelsprozess beginnt mit der Beantragung eines Gas-HKN durch den Elektrolyseurbetreiber beim UBA über

das Gas-HKNR. Hierfür ist Voraussetzung, dass der Anlagenbetreiber seinen Elektrolyseur als Anlage im Gas-HKNR bereits registriert hat und ein Konto im Gas-HKNR führt. Für die Ausstellung des Gas-HKN muss nun gemäß § 16 Abs. 2 Nr. 1 GWKHV nachgewiesen werden, dass Herkunftsnachweise nach § 79 Erneuerbare-Energien-Gesetz für den zur Gaserzeugung verbrauchten Strom entwertet wurden. Der Lieferant, der den Strom über das Stromnetz liefert, musste bei der Lieferung dem Elektrolyseurbetreiber als Letztverbrauchendem*r des Stroms dessen erneuerbare Eigenschaft nachweisen. Dies erfolgt, indem die Strom-HKN über die entsprechende Menge auf Antrag beim UBA im Strom-HKNR entwertet werden. Diesen Nachweis muss der Elektrolyseurbetreiber beim Antrag auf Ausstellung des Gas-HKN gegenüber dem UBA vorlegen können. Außerdem muss bekannt sein, welche Menge Strom für die Erzeugung des Wasserstoffs verbraucht und welche Menge Wasserstoff erzeugt wurde. Diese Angaben stehen im Zusammenhang mit technischen Eigenschaften des Elektrolyseurs. Da an dieser Stelle Zweifel über die Richtigkeit der Angaben über Energiemengen aufkommen können, kann es erforderlich sein, dass bei der Erzeugung des Wasserstoffs die Mengen des verbrauchten Stroms und des daraus erzeugten Wasserstoffs durch eine*n Gutachtende*n gemessen und überprüft werden. Fällt diese Prüfung positiv aus, können Wasserstoff-HKN für die erzeugte Menge Wasserstoff auf das Konto des Elektrolyseurbetreibers ausgestellt werden. Dieser veräußert die Gas-HKN an einen Händler und überträgt die Gas-HKN auf dessen Konto im Gas-HKNR. Dabei muss der Händler, der die Herkunftsnachweise vom Elektrolyseurbetreiber erwirbt, nicht identisch sein mit dem Händler des Wasserstoffs als physische Ware. Ebenso kann der Händler, der den physischen Wasserstoff als Lieferant an den Grünstahl-Hersteller als Letztverbrauchende*n liefert, zu diesem Zweck Gas-HKN von einem weiteren Händler oder Anlagenbetreiber erwerben.

Mit der Lieferung des Gases an den*die Letztverbrauchende*n und der Entwertung der Gas-HKN ist der Handelsprozess für das betrachtete Beispiel abgeschlossen. Im Anschluss werden Fälle diskutiert, in denen innerdeutsche Handelsprozesse von dem gewählten Beispiel abweichen können.

Strombasierte Erzeugung von Wasserstoff und synthetischen Gasen

Für die strombasierte Erzeugung von Wasserstoff und synthetischen Gasen aus erneuerbaren Energien, die für den Handel mit Gas-HKN infrage kommen, gelten die Voraussetzungen von § 16 GWKHV. Diese setzen entweder eine Entwertung von Strom-HKN nach § 79 Erneuerbare-Energien-Gesetz für den zur Gaserzeugung verbrauchten Strom voraus, oder die Erfüllung der Voraussetzungen von § 4, § 5, oder § 9 der 37. BImSchV. In allen Fällen wird eine Nachweisführung im Zusammenhang mit einem anderen Register notwendig. Im Interesse der Reduzierung des in diesem Zusammenhang entstehenden Arbeitsaufwands für das Umweltbundesamt sowie für die beteiligten Akteure ist ein automatisierter Ablauf dieser Nachweisführung empfehlenswert. Jedoch muss ein solches automatisiertes Verfahren so gestaltet sein, dass die Rechte der beteiligten Personen weder eingeschränkt noch verletzt werden.

Anerkennung ausländischer Herkunftsnachweise

Gemäß § 19 GWKHV werden auf Antrag eines Kontoinhabers Gas-HKN aus dem Ausland unter den dort genannten Bedingungen anerkannt. Daraus ergibt sich für das Gas-HKNR die Notwendigkeit für einen entsprechenden Prozess und eine zugehörige Schnittstelle zu dem im europäischen oder außereuropäischen Ausland vorliegenden Herkunftsnachweissystem. Die Details zu den jeweils relevanten Prozessen werden im Folgenden dargelegt.

2.4.1.2.2 Europäische Handelsprozesse

Nachfolgend werden die Handelsprozesse auf europäischer Ebene näher betrachtet. Zunächst muss festgehalten werden, dass gemäß Artikel 19 Abs. 9 der RED III Mitgliedsstaaten der EU gegenseitig ihre Herkunftsnachweise anerkennen. Nicht nur die erneuerbaren Gase selbst, sondern auch Gas-HKN können unionsweit frei gehandelt und übertragen werden. Für diesen Zweck sollte von der Kommission bis zum 21. November 2024 eine Unionsdatenbank eingerichtet werden, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ermöglicht. In Artikel 31a Abs. 2 der RED III heißt es dazu: „Für die Zwecke der Eingabe von Daten in die Unionsdatenbank ist das Gasverbundnetz als einheitliches Massenbilanzsystem zu betrachten. Daten über Einspeisung und Entnahme erneuerbarer gasförmiger Brennstoffe werden in der Unionsdatenbank bereitgestellt. Daten darüber, ob für die Produktion der betreffenden Lieferung eine Förderung gewährt wurde und wenn ja, um welche Art von Förderregelung es sich handelte, sind ebenfalls in die Unionsdatenbank einzugeben. Diese Daten können über nationale Datenbanken in die Unionsdatenbank eingegeben werden.“ Für den europäischen Handel mit Gas-HKN ist also eine Daten-Schnittstelle zwischen dem nationalen Gas-HKNR und der Unionsdatenbank einzurichten. Nach Artikel 31a Abs. 4 der RED III können Gas-HKN, sobald sie in die Unionsdatenbank übertragen worden sind, nicht mehr außerhalb gehandelt werden. Bei der Übertragung in die Unionsdatenbank müssen die Gas-HKN im nationalen Gas-HKNR entweder „stillgelegt“ oder direkt entwertet werden.

2.4.1.2.3 Außereuropäische Importe

Zukünftig können außereuropäische Importe von erneuerbarem Wasserstoff und seiner synthetischen Folgeprodukte eine wichtige Rolle spielen. Deshalb werden hier die dafür relevanten Rahmenbedingungen aufgezeigt und relevante Handelsprozesse beschrieben. Eine Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus Drittländern setzt nach Artikel 19 Abs. 11 der RED III voraus, dass die Union mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunftsnachweisen und in diesem Drittland eingerichteten kompatiblen Herkunftsnachweissystemen geschlossen hat. Außerdem muss Energie direkt ein- oder ausgeführt werden. Es wird also eine Schnittstelle notwendig zwischen dem im Drittland eingerichteten Herkunftsnachweissystem und entweder der Unionsdatenbank oder einem nationalen Register. Insbesondere erfordert der Handelsprozess mit erneuerbaren Gasen aus außereuropäischen Drittländern einen Datenaustausch und eine Überprüfung der gelieferten Energiemengen bei der Einlieferung der erneuerbaren Gase in einen Mitgliedsstaat. Es muss geklärt werden, ob diese Prozesse nur über die Unionsdatenbank oder auch direkt über ein nationales Register erfolgen können. Im zweiten Fall muss im Gas-HKNR eine entsprechende Schnittstelle eingerichtet werden. Kontoinhaber im Gas-HKNR müssen dann nach § 19 GWKHV beim Erwerb von Gas-HKN aus dem Ausland einen Antrag auf Anerkennung im Gas-HKNR stellen.

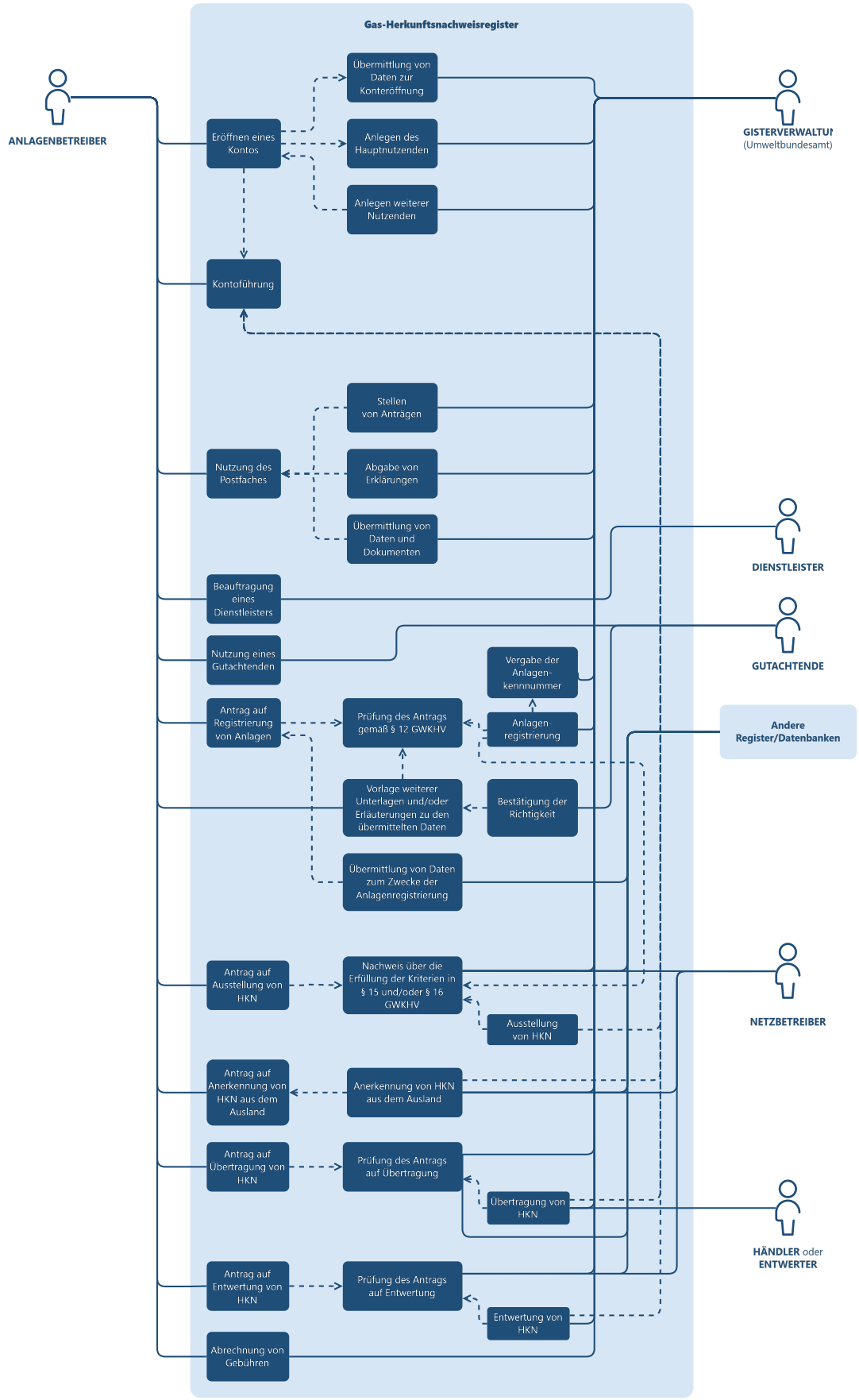
2.4.1.2.4 UML 2 Use-Case-Diagramme der Marktkommunikationsprozesse (Faller et al., 2020, März)

Die oben beschriebenen physischen Handelsprozesse und deren Marktkommunikationsprozesse werden anhand von Unified Modeling Language (UML) 2 Use-Case-Diagrammen dargestellt und beschrieben. Diese Diagramme dienen im weiteren Projektverlauf als Grundlage für funktionale Anforderungen an das Gas-HKNR. Dabei stellt ein Diagramm jeweils eine Akteursgruppe als primären Akteur in den Fokus und nimmt deren Perspektive auf die Interaktion mit dem Gas-HKN ein. Zusätzlich werden für besonders relevante Anwendungsfälle eigene Diagramme erstellt, die die beteiligten Prozesse detaillierter darstellen.

Abbildung 39 stellt die Interaktion mit dem Gas-HKNR der Akteursgruppe der Anlagenbetreiber dar. Die Figur auf der linken Seite symbolisiert den primären Akteur. Er initiiert die Interaktion mit dem System. Der hellblau gefärbte Bereich repräsentiert das System, mit dem interagiert wird (hier das Gas-HKNR). Die dunkelblauen, beschrifteten Felder beschreiben die Anwendungsfälle der im System ablaufenden Prozesse. Die Figuren auf der rechten Seite repräsentieren sekundäre Akteure, die auf Prozesse reagieren. Linien zwischen den Anwendungsfällen und den beteiligten primären und sekundären Akteuren zeigen vorhandene Beziehungen: Durchgezogene Linien assoziieren Akteure mit Anwendungsfällen. Erfordert ein Anwendungsfall eine Reaktion von einem sekundären Akteur, wird dies durch eine durchgezogene Linie zwischen dem Anwendungsfall und einem sekundären Akteur auf der rechten Seite kenntlich gemacht. Anwendungsfälle, die direkt mit dem primären Akteur assoziiert sind, können weitere Anwendungsfälle einschließen oder durch diese erweitert werden. Wird ein zweiter Anwendungsfall von einem ersten miteingeschlossen, dann zeigt ein gestrichelter Pfeil vom ersten zum zweiten Anwendungsfall. Das heißt, der zweite Anwendungsfall tritt immer dann ein, wenn der erste Anwendungsfall eintritt. Ist die Pfeilrichtung umgekehrt, so erweitert der zweite Anwendungsfall den ersten. Er folgt also nicht immer, sondern nur in bestimmten Fällen, auf den ersten. Diese Darstellungsform erlaubt es, die komplexen Interaktionen zwischen den Akteursgruppen und dem Gas-HKNR übersichtlich grafisch zusammenzufassen.

Für die Gruppe der Anlagenbetreiber ist in der GWKHV der vergleichsweise größte Umfang an verschiedenen Interaktionen mit dem Gas-HKNR vorgesehen. Als Kontoinhaber nach § 2 Nr. 5 sind sie zum Eröffnen und Führen eines Kontos berechtigt. Mit der Kontoführung kann von Kontoinhabern ein Dienstleister beauftragt werden. Als einzige Gruppe können Anlagenbetreiber Anlagen registrieren und Anträge auf Ausstellung von HKN stellen. Für alle Kontoinhaber und somit auch für Anlagenbetreiber ist außerdem die Antragstellung auf Anerkennung von HKN aus dem Ausland sowie der Übertragung und Entwertung von HKN möglich. Auch die Abrechnung von Gebühren zur Registernutzung wird voraussichtlich über das Register abgewickelt werden.

Abbildung 39: UML 2 Use-Case-Diagramm: Anlagenbetreiber



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

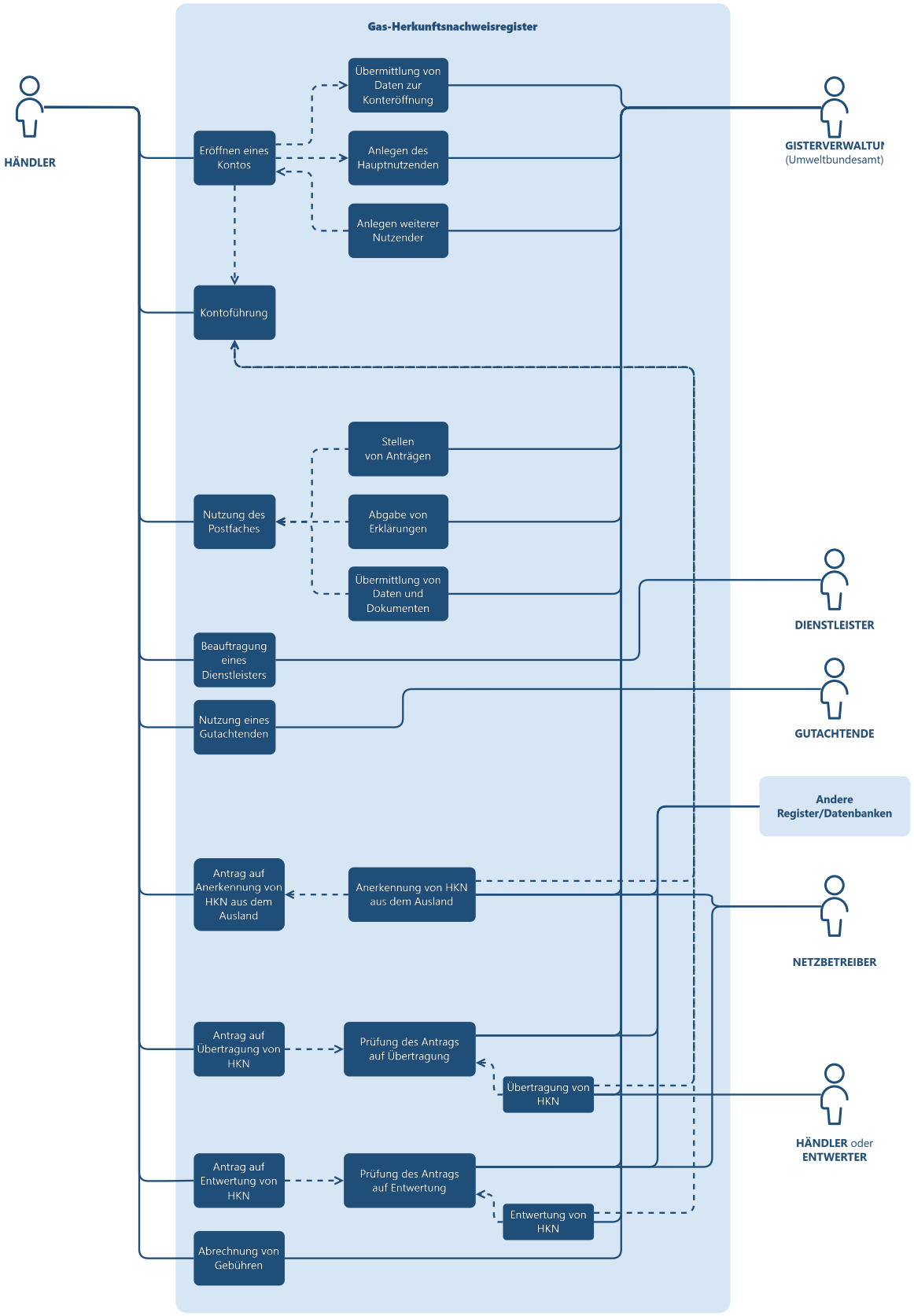
Händler (Abbildung 40) und Entwerter (Abbildung 41) sind nach § 2 Nr. 5 ebenfalls Kontoinhaber und können alle Funktionen im Gas-HKN durchführen, die auch Anlagenbetreiber durchführen können - mit Ausnahme der Anlagenregistrierung und der Anträge auf Ausstellung von HKN. Dienstleister (Abbildung 42) können nach § 2 Nr. 1 GWKHV von Kontoinhabern bevollmächtigt werden, für sie Handlungen im Zusammenhang mit der Nutzung des HKNR vorzunehmen. Dazu müssen sie sich als Registerteilnehmer nach § 2 Nr. 8 registrieren. Kontoinhaber können Dienstleister für alle oder auch nur einen Teil der Interaktionen mit dem Gas-HKNR beauftragen.

Die Bestätigung von Daten durch Gutachtende (Abbildung 43) kann im Kontext der Anlagenregistrierung und der Ausstellung von HKN relevant werden. Bevor Umweltgutachtende oder Umweltgutachterorganisationen tätig werden können, müssen sie sich im HKNR registrieren lassen. Gegebenenfalls kann die Richtigkeit von Anlagendaten und Messverfahren durch unabhängige Netzbetreiber (Abbildung 44) bestätigt werden. Diese spezifische Rolle der Netzbetreiber wurde hier extra berücksichtigt. Dabei ist jedoch zu erwähnen, dass Netzbetreiber im energiewirtschaftlichen Sinne selbstverständlich auch weitere Rollen in Bezug auf das Gas-HKNR wie z. B. Händler, Entwerter oder auch Anlagenbetreiber einnehmen können. Bei Personenidentität von Netz- und Anlagenbetreibern ist allerdings eine unabhängige Bestätigung der Richtigkeit von Anlagendaten und Messverfahren nicht möglich. In diesem Fall gelten nach den Anmerkungen zu § 12 im besonderen Teil der GWKHV höhere Anforderungen, um die Verbraucherinformationsfunktion von Herkunftsnachweisen auszufüllen und die Richtigkeit gemeldeter Daten zu verifizieren.

In verschiedenen Fällen, wie z. B. der Ausstellung von HKN für strombasierte Energieträger, wird ein Datenaustausch mit anderen nationalen Registern, bestehenden Registern für Biogas, der Unionsdatenbank, anderen internationalen Organisationen oder einem Herkunftsnachweissystem in einem Drittland notwendig. Diese Datenschnittstellen sind jeweils in den Diagrammen zu den aktiven Akteursgruppen berücksichtigt. Da noch nicht näher festgelegt wurde, wie der Datenaustausch jeweils technisch umgesetzt wird bzw. auf welche Weise Vertreter anderer Register und Datenbanken mit dem Gas-HKNR interagieren werden, konnte hierzu noch kein eigenes inhaltlich fundiertes Diagramm erstellt werden.

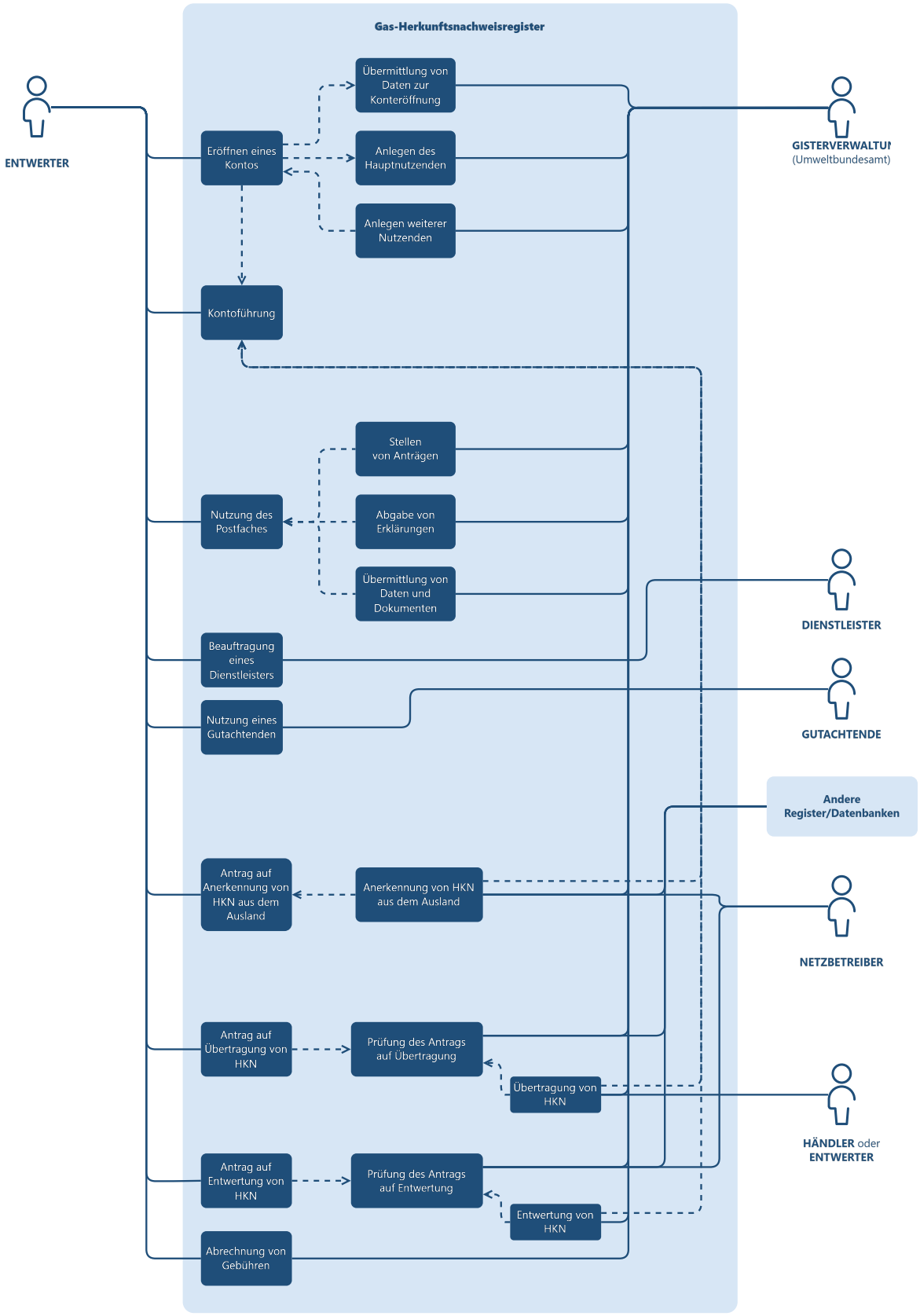
Als besonders relevante Anwendungsfälle wurden die Anlagenregistrierung (Abbildung 45), der Antrag auf Ausstellung von HKN (Abbildung 46) sowie die Anerkennung von HKN aus dem Ausland (Abbildung 47) identifiziert und entsprechend detailliert dargestellt. Aus diesen Fällen werden in den folgenden Arbeiten technische Prozessbeschreibungen abgeleitet.

Abbildung 40: UML 2 Use-Case-Diagramm: Händler



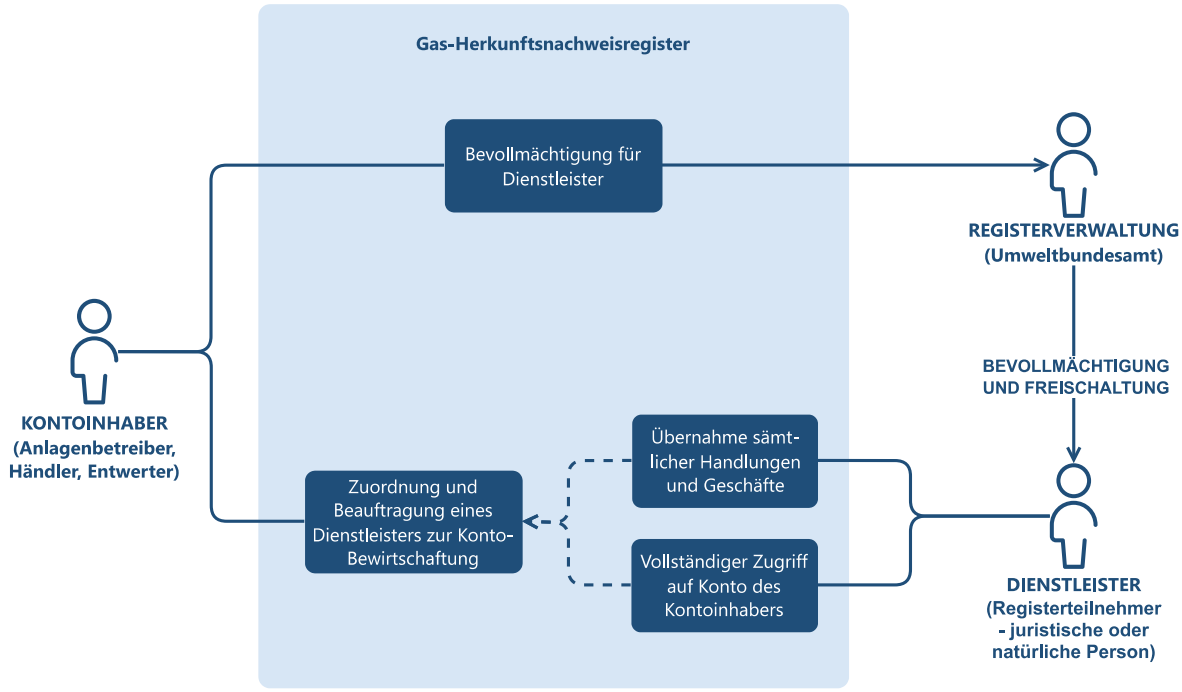
Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 41: UML 2 Use-Case-Diagramm: Entwerter



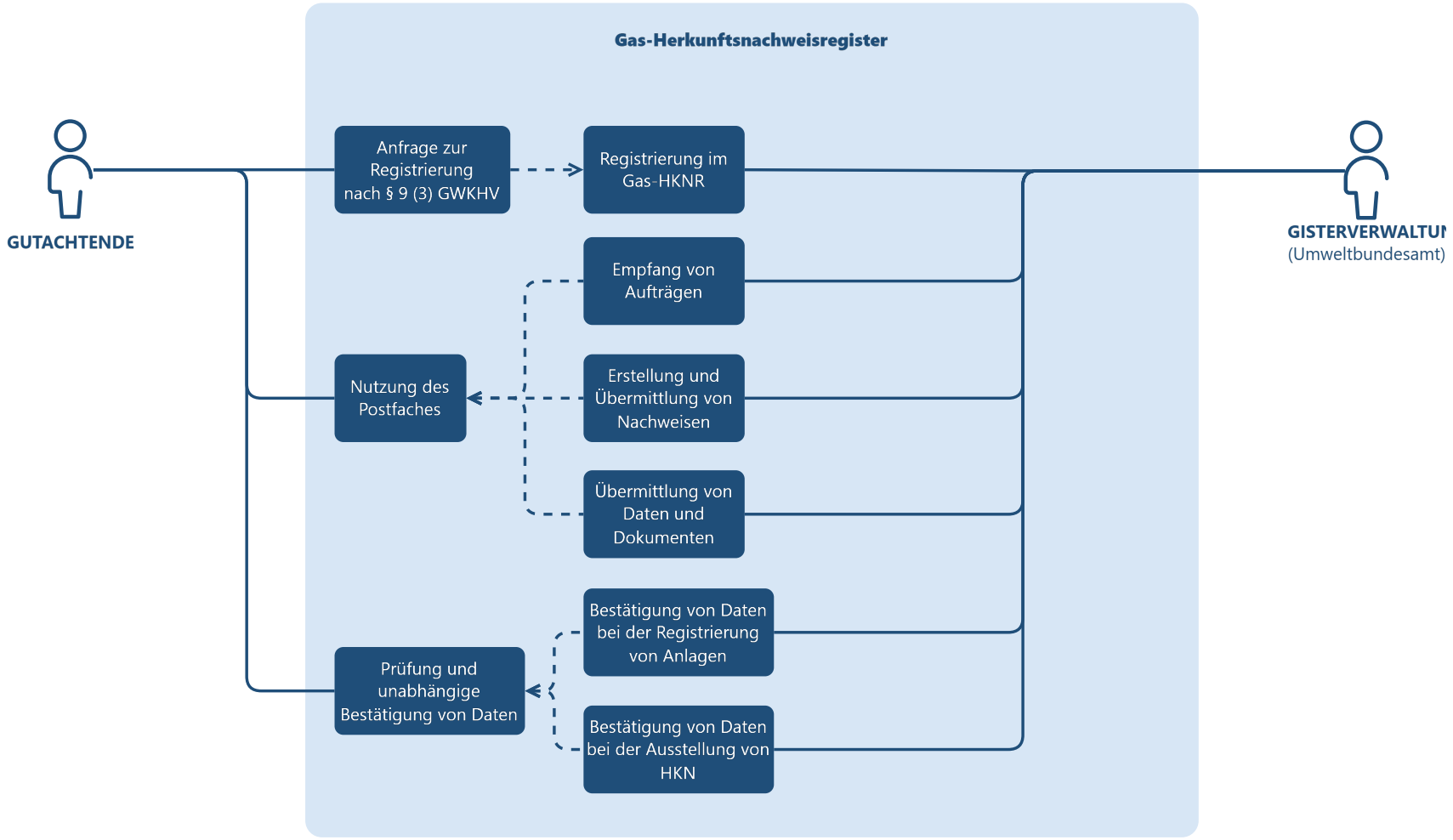
Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 42: UML 2 Use-Case-Diagramm: Dienstleister



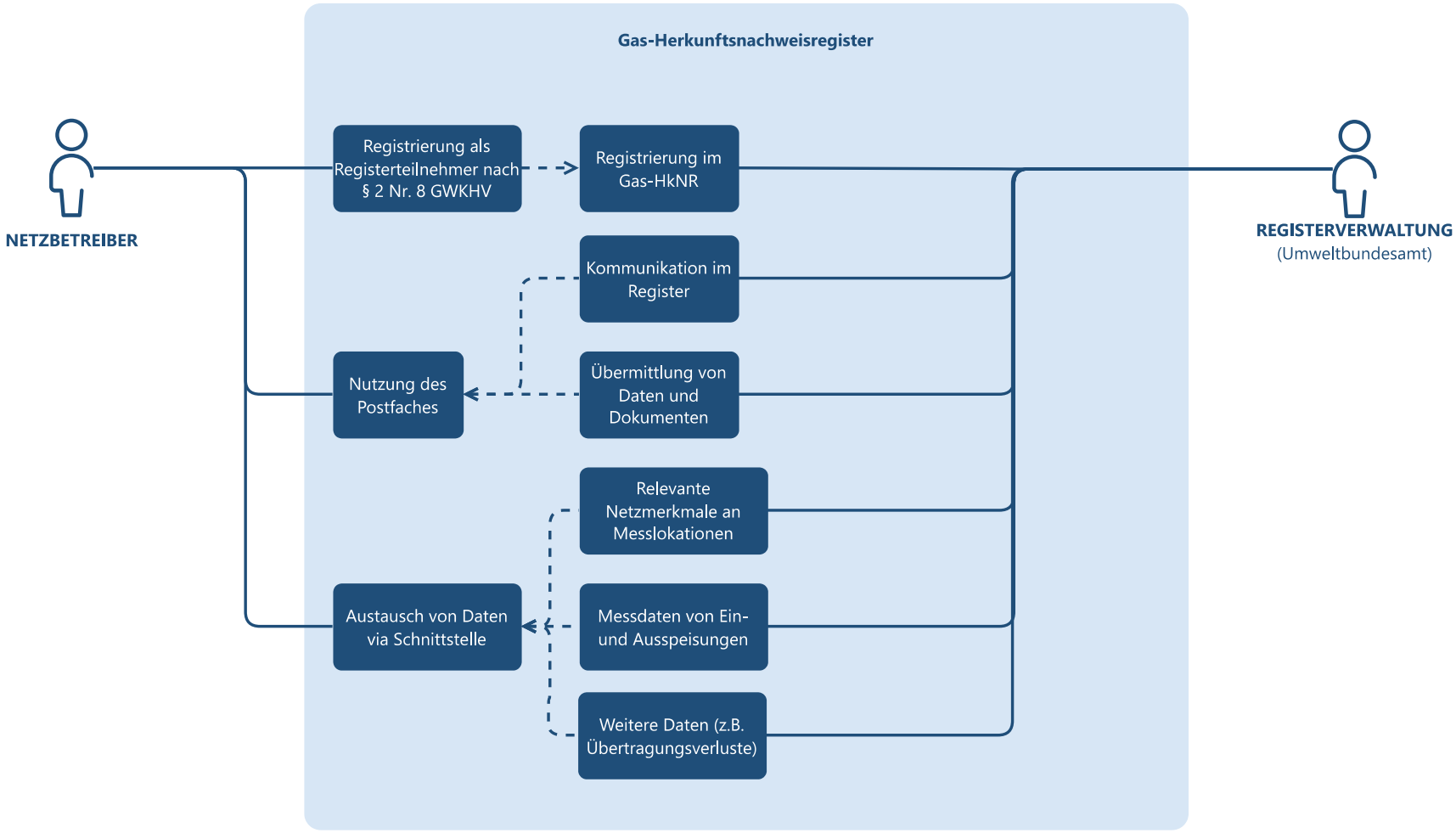
Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 43: UML 2 Use-Case-Diagramm: Gutachtende



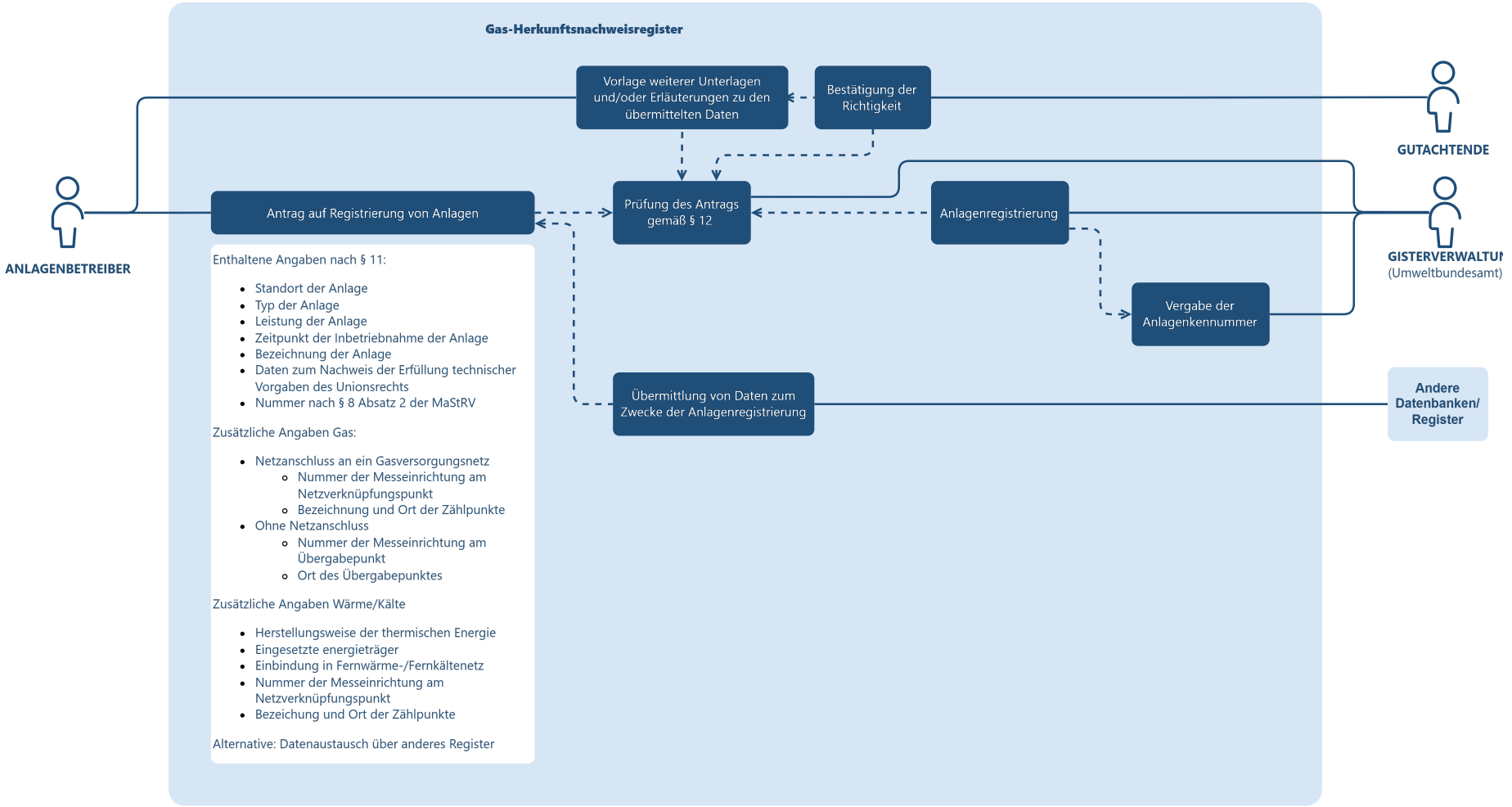
Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 44: UML 2 Use-Case-Diagramm: Netzbetreiber



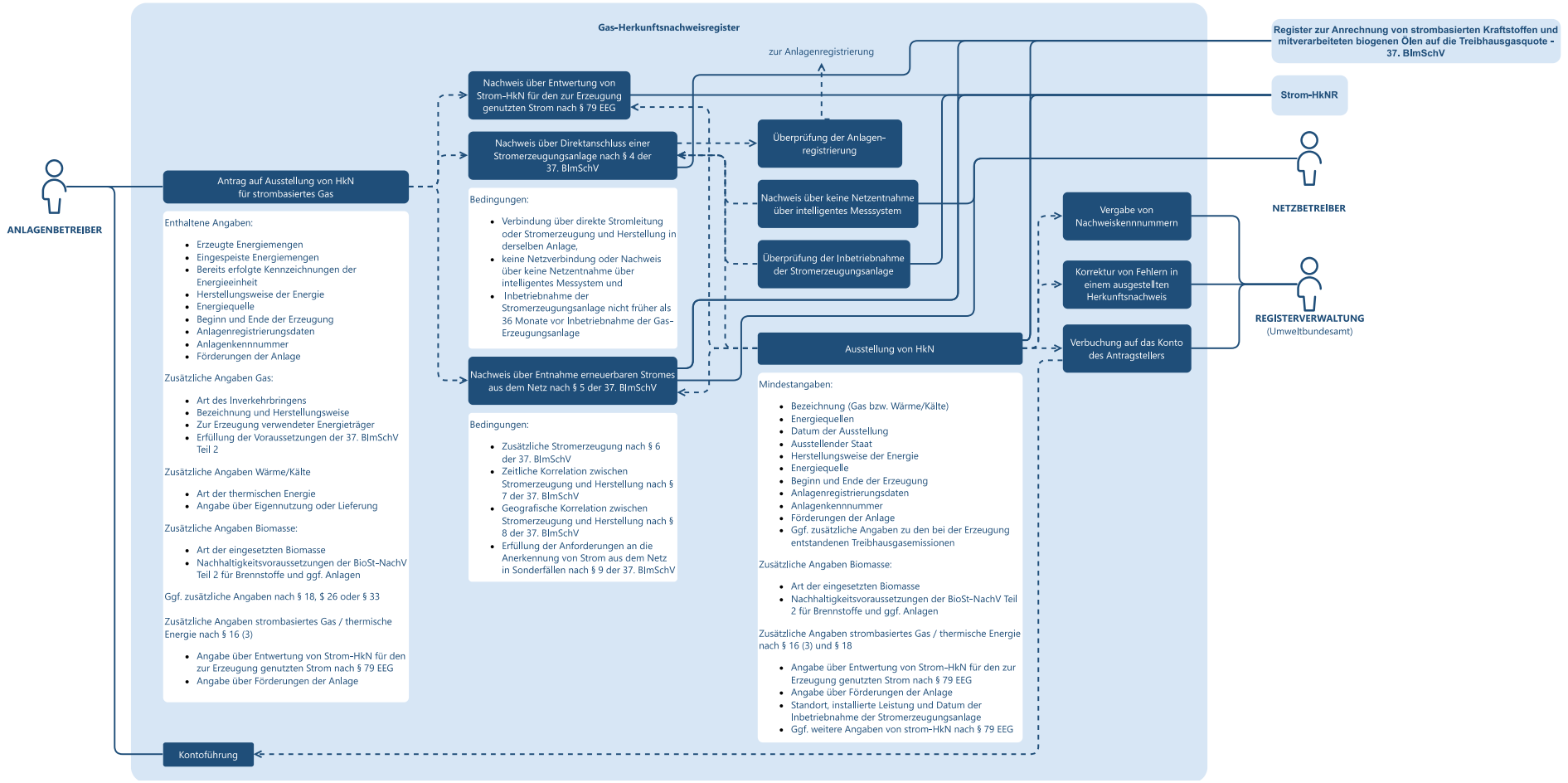
Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 45: UML 2 Use-Case-Diagramm: Details zum Antrag auf Registrierung von Anlagen



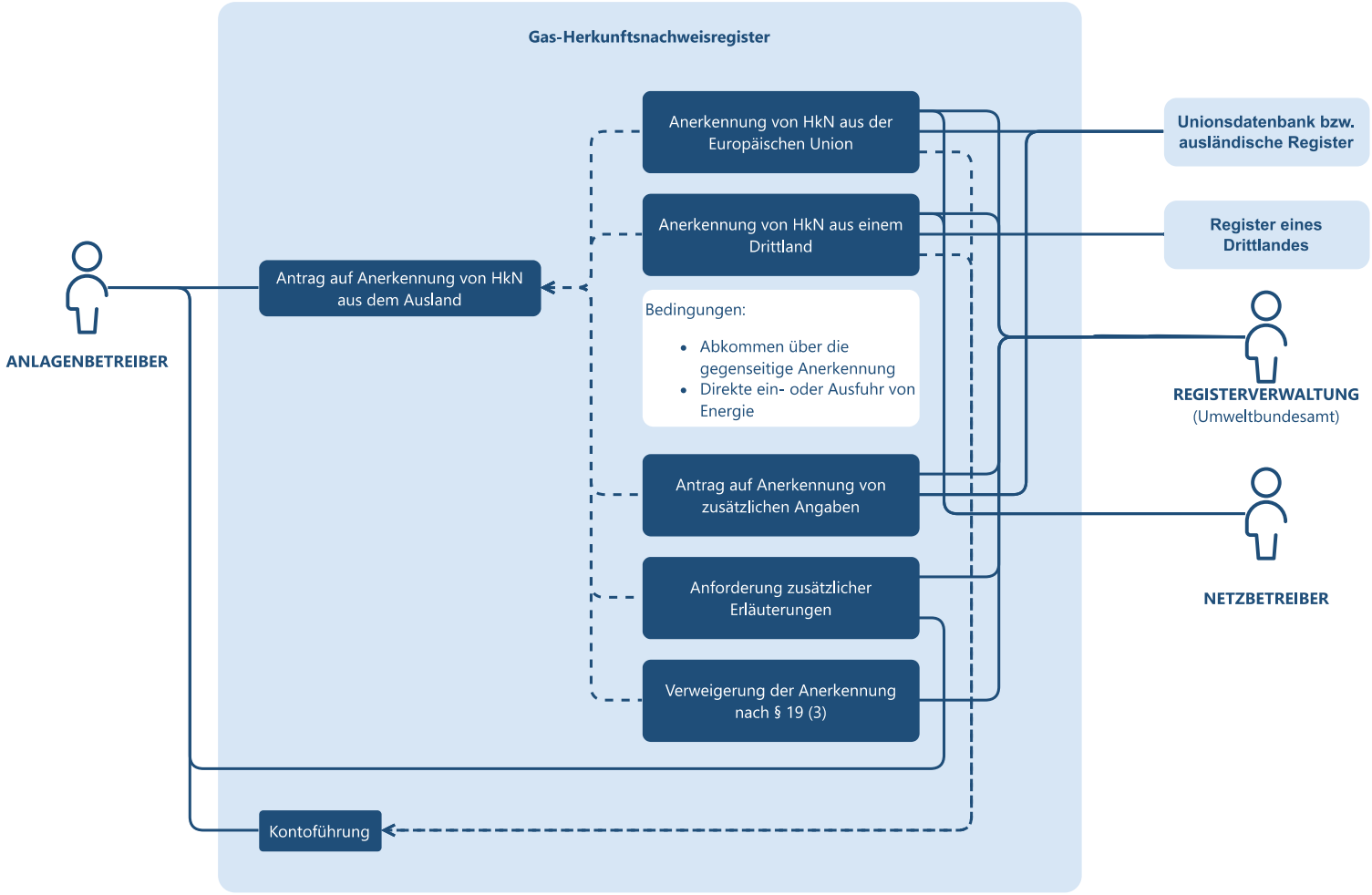
Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 46: UML 2 Use-Case-Diagramm: Details zum Antrag auf Ausstellung eines Gas-HKN



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 47: UML 2 Use-Case-Diagramm: Details zum Antrag auf Anerkennung von HKN aus dem Ausland

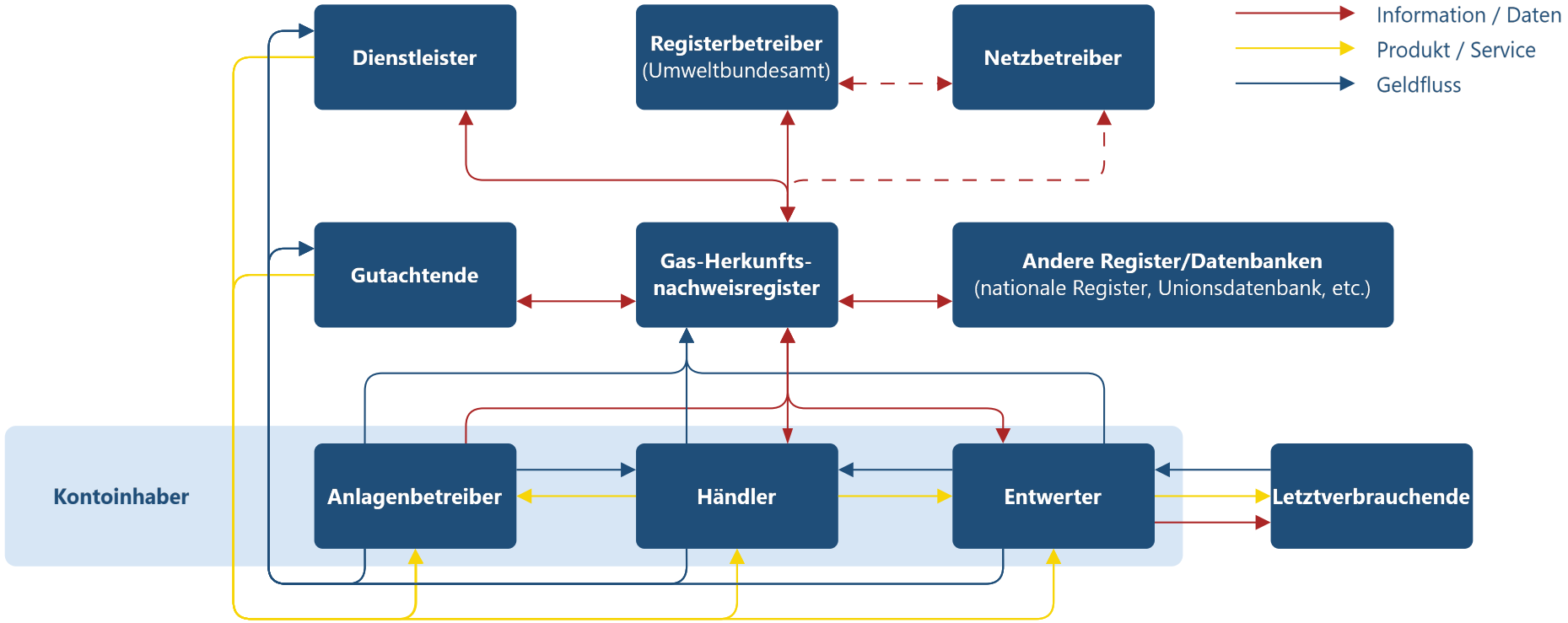


Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

2.4.1.3 e^3-value-Modell

Die Ergebnisse aus der Analyse der Akteursgruppen und Marktrollen und der zwischen ihnen ablaufenden Prozesse werden in einem e^3-value-Modell zusammengefasst (Abbildung 48). Die Interaktionen werden dabei in die drei Kategorien Information/Daten, Geldfluss und Produkt/Service unterteilt. Das e^3-value-Modell hilft, ein Verständnis der ablaufenden Prozesse zu entwickeln, und ermöglicht, die Interaktionen zwischen den Akteursgruppen schnell zu erfassen.

Abbildung 48: e³-value-Modell des Gas-HKNR



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

2.4.1.4 User-Stories für die Ausarbeitung von funktionalen Anforderungen

Im Rahmen eines Austausches mit den Stakeholdern im Laufe des Projekts wurden User-Stories entwickelt. Ziel der Stories ist es, die Wünsche der potenziellen Registerteilnehmer in funktionale und nicht-funktionale Anforderungen an das Gas-HKNR zu übersetzen. Es handelt sich um eine informelle Beschreibung eines Software-Features, die aus der Sicht des Endbenutzenden als Erwartung verfasst wird und diesem Schema entspricht:

> Als <Rolle> möchte ich <Ziel/Wunsch>, um <Nutzen>.

Eine User-Story dient dazu, den Wert eines solchen Software-Features für die Benutzenden zu beschreiben und zu verdeutlichen. Das Projektkonsortium erachtet es als sehr hilfreich, die geäußerten Inhalte aufzuführen, da es sich um Aussagen bzw. Eindrücke der vom Herkunftsnachweisregister betroffenen Akteursgruppen handelt. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich nicht notwendigerweise um repräsentative Äußerungen für ganze Akteursgruppen handelt, sondern um die subjektiven Ideen und Vorschläge der am Austausch teilgenommenen Stakeholder.

Zu den gegenwärtigen Stakeholdern gehörten unter anderem Netz- und Elektrolyseurbetreiber, Wasserstoff- und Biogaserzeuger, Umweltgutachtende sowie Zertifikathändler. Die entsprechenden Aussagen sind in der nachfolgenden Tabelle 10 aufgeführt.

Tabelle 10: User Stories Stakeholder

Stakeholder/Akteursgruppe	Anregung / Wunsch
Netzbetreiber	Wissen über die Verfügbarkeit des Registers und den Beginn des länderübergreifenden Handels Rechtzeitige Bereitstellung von Netz und Messsystem
Wärmeerzeuger	Nachweis erneuerbarer Eigenschaft der Wärme für einzelnen Abnehmer über Wärmeleitung
Erneuerbare Gaserzeuger	Lieferung von Gas mit GEG-anrechnungsfähigem Nachweis Befürchtungen bezüglich Einschränkungen durch HKN-Nachweisverpflichtung Einfache HKN-Ausstellung mit Kriterien des Delegierten Rechtsakts (DA) 2023/1184 und massenbilanzieller Zertifizierung
Umweltgutachtende	Klarheit über Aufgaben im Kontext des Gas-HKNR
Energienetzbetreiber	Relevanz für THG-Quotenhandel Hohe Zahlungsbereitschaft, Nachfrage und Zeitdruck
Staatliche Webanwendungs-Anbieter	Zusammenarbeit und Schnittstellenfunktionen mit dem Register
Kraftstoffhersteller	Durchlässige und kompatible Systeme für einheitliche Abwicklung
Softwareanbieter zur Automatisierung von HKN-Systemen	Automatisierte Schnittstellen und Informationsaustausch zwischen den HKN-Registern
Elektrolyseur- und Netzbetreiber	Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz und Vermarktung über HKN-System

Stakeholder/Akteursgruppe	Anregung / Wunsch
Wasserstofflieferant	Unkomplizierte Lieferung mit nachhaltiger Eigenschaft für Kunden*Kundinnen
Wasserstoffproduzent	Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz und Vermarktung über HKN Bilanzielle Vermarktung als Geschäftsmodellgrundlage
Biomethanerzeuger	Flexibilität in der Vermarktung ohne Doppelvermarktungsmöglichkeit
Zertifikathändler	Klarheit über Rolle im Markt
Kommunale Energie- und Wasserdienstleister	Zentrale Registerführung und funktionierende Schnittstellen zwischen den Registern

Quelle: FfE e.V.

2.4.1.5 Quantitative Abschätzung der Größe der Akteursgruppen

Der Markt für grünen Wasserstoff und andere synthetische Gase befindet sich noch in der frühen Phase seines Entstehens. Zum jetzigen Zeitpunkt ist es nur schwer möglich, eine fundierte quantitative Abschätzung der Größe der unterschiedlichen Akteursgruppen vorzunehmen. Viele mögliche Akteure des entstehenden Wasserstoffmarktes sind noch dabei, ihre künftige Rolle zu eruieren. Auch lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer abschätzen, ob sich die Strukturen der Märkte für elektrischen Strom und fossile Gase auf den neuen Wasserstoffmarkt übertragen lassen. Hinsichtlich Abschätzungen zu heutigen und zukünftigen Anlagenzahlen und damit auch zu der Akteursgruppe „Anlagenbetreiber“ sei auf Kapitel 2.4.2 verwiesen.

2.4.1.6 Erfassung von Stammdaten und Energiemengen

Im MaStR sind im Januar 2024 sieben Anlagen der Technologiegruppe „Power-to-Gas (Wasserstoff)“ als „In Betrieb“ gemeldet. Diese sieben Anlagen umfassen eine Gesamtkapazität der Gaserzeugung von 7,9 MW. Zusätzlich sind zwei weitere Anlagen mit knapp 1,5 MW Kapazität als „In Planung“ gemeldet. Bei einem angenommenen Elektrolysewirkungsgrad von 70 % entspricht dies elektrischen Leistungen von 11,3 bzw. 2,0 MW_{el}. Die dem MaStR gemeldeten Elektrolysekapazitäten liegen somit deutlich unter jenen 61,4 MW_{el} die gemäß Internationaler Energieagentur (IEA) 2023 in Deutschland in Betrieb waren (siehe Kapitel 2.4.2.1).

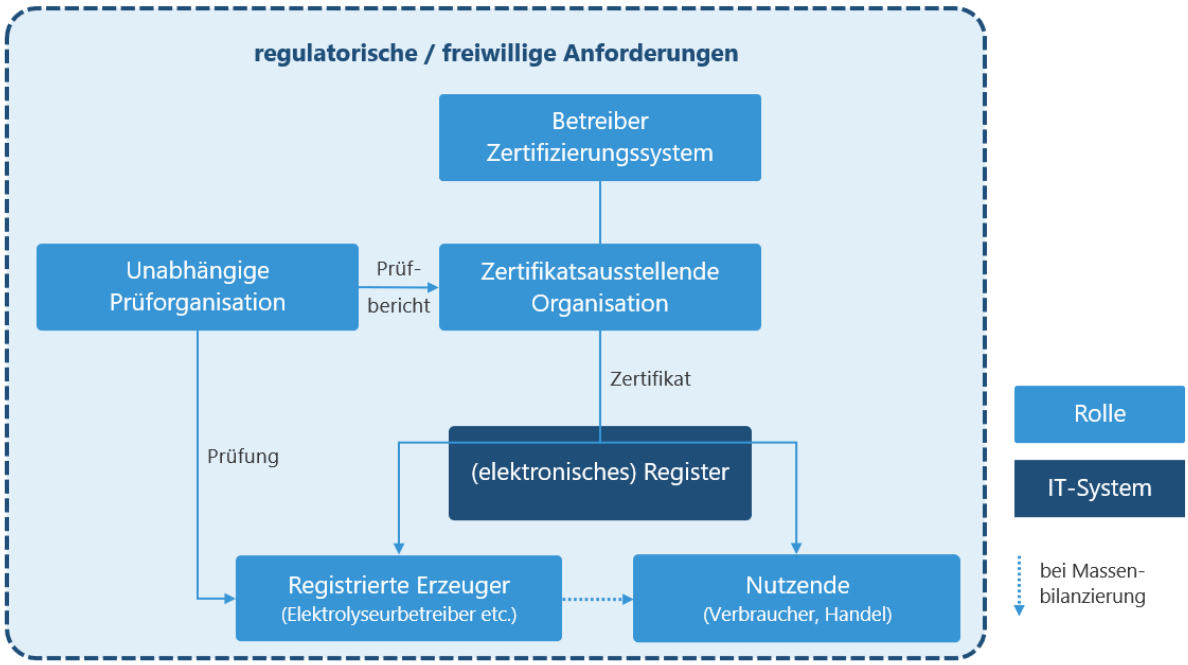
Bezüglich der Technologiegruppe „Power-to-Gas (Methan)“ sind mit Januar 2024 zwei Anlagen mit einer Gaserzeugungskapazität von 8,3 MW als „In Betrieb“ im MaStR gemeldet. Eine weitere kleine Anlage mit 0,1 MW befindet sich gemäß MaStR „In Planung“. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von Elektrolyse und anschließender Methanisierung von 60 % ergeben sich elektrische Leistungen von 13,8 bzw. 0,17 MW_{el}. Diese Werte sind größer als die, die in der IEA Hydrogen Projects Database von 2023 gelistet sind. Hier sind es 10,3 MW_{el} – aus jedoch sieben statt zwei Projekten (siehe 2.4.2.1) (BNetzA, o.d.c).

2.4.1.7 Aktueller Stand der Wasserstoffzertifizierung

Grundsätzlich wird zwischen zwei Arten von Zertifizierungen unterschieden: Einerseits gibt es Zertifizierungen, die sich aus regulatorischen Vorgaben ergeben. Hierbei definiert der Rechtsrahmen die Anforderungen. Zusätzlich gibt es freiwillige Zertifizierungen. Diese werden meist durch eine private Organisation betrieben und vergeben und haben keinen rechtlich bindenden Einfluss. Sie setzen sich selbst die zu erfüllenden Kriterien und dienen dazu, Kunden*Kundinnen vertrauenswürdige Informationen über Eigenschaften des Produkts

bereitzustellen. Je nach Zielsetzung und Rahmenbedingungen können sich der Aufbau und die beteiligten Akteure eines Zertifizierungssystems unterscheiden (Reck et al., 2023).

Abbildung 49: Schematische Darstellung eines Zertifizierungssystems



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Abbildung 49 stellt ein Zertifizierungssystem mit möglichen Rollen schematisch dar. Die Rolle eines Betreibers eines Zertifizierungssystems trägt die Verantwortung für Aufbau, Design und Betrieb. Im Kontext freiwilliger Zertifizierung lässt sich beispielsweise CertifHy nennen, der für das eigene Zertifizierungssystem auch gleichzeitig die Rolle der zertifikatsausstellenden Organisation übernimmt und damit ein elektronisches Register betreibt. Darüber hinaus wären Point Twelve oder Systeme wie CertaLink und Green token zu nennen.

Um die Vertrauenswürdigkeit der Zertifizierung sicherzustellen, bedarf es Akteure, die die Rolle einer unabhängigen Prüforganisation übernehmen. Diese unabhängigen Dritten führen die Prüfung der gestellten Anforderungen an die Wasserstoffproduktion meist in Form von Audits durch. In einem Prüfbericht werden die Prüfung und Konformität mit den gesetzten Kriterien bescheinigt. Um sicherzustellen, dass die Prüforganisation für die Prüfung geeignet und berechtigt ist, kann es einer Akkreditierung bedürfen, die beispielsweise durch den Betreiber des Zertifizierungssystems durchgeführt wird. Diese Rolle kann je nach Aufbau des Zertifizierungssystems auch von den Akteuren übernommen werden, die die Zertifikate ausstellen. Etablierte Prüforganisationen sind beispielsweise die deutschen TÜVs oder das Bureau Veritas, welche auch als Prüforganisation für CertifHy Zertifikate gelistet sind (Reck et al., 2023).

In vielen Märkten wird derzeit an einer Regulatorik für Wasserstoff gearbeitet. Dies sind z. B. die nationalen Umsetzungen der RED III der EU und in den USA der „Inflation Reduction Act“ (IRA). Gleichzeitig existieren bereits seit längerem freiwillige Zertifizierungen im Bereich Wasserstoff, etwa vom TÜV SÜD oder CertifHy. Die in den Zertifizierungen bestätigten Eigenschaften können sich stark voneinander unterscheiden – z. B. in ihren Anforderungen an den Herstellungspfad, die verwendeten Rohstoffe und Energieträger oder die Arbeitsbedingungen. Sowohl in regulatorischen als auch freiwilligen Zertifizierungen ist der CO_2-Fußabdruck von Wasserstoff

ein weitverbreitetes Kriterium. Je nach Zertifizierung variieren jedoch die angewandten Grenzwerte sowie die Methodik zur Berechnung des CO_2-Fußabdrucks. Letztere kann jedoch einen großen Einfluss auf den CO_2-Fußabdruck von Wasserstoff haben (Reck et al., 2023).

Tabelle 11: Übersicht der unterschiedlichen Regularien und Zertifizierungen

Bezeichnung	Region	Grenzwert in kg CO_2-Äq./kg H_2	Methode
DA Art. 28(5) RED II	EU	3,4	Lebenszyklusanalyse (LCA) ohne Anlagenbau
EU Taxonomie	EU	3,0	LCA oder nach DA Art. 28(5) RED II
Inflation Reduction Act	USA	min. 0,45; max. 4,0	tba; auf Basis des Modells GREET
UK Low Carbon Hydrogen Standard	UK	2,4	LCA ohne Anlagenbau
Green Hydrogen Organisation (private Organisation)	International	1,0	LCA ohne Anlagenbau
CertifHy Non-Governmental Certification (NGC) Scheme (private Organisation)	EU	4,4	LCA ohne Anlagebau
TÜV Süd (private Organisation)	International	3,4	LCA ohne Anlagenbau

Quelle: eigene Recherche, FfE e.V., Datenbasis: (Pichlmaier et al., 2023)

Für Wasserstoff in der EU waren bisher die regulatorischen Anforderungen der RED II für erneuerbaren Wasserstoff maßgeblich. Diese wurden vor Kurzem für die RED III übernommen und umfassen Kriterien für den Strombezug und den CO_2-Fußabdruck. Der in den USA geltende IRA knüpft hingegen die Bedingungen für die Förderung von Wasserstoff lediglich an den CO_2-Fußabdruck. Allerdings ist hier nach wie vor offen, wie der CO_2-Fußabdruck berechnet wird und ob oder welche Kriterien für den Strombezug bei Elektrolyse gelten. Je nachdem, wie diese politischen Entscheidungen ausfallen, wird die Förderung von Wasserstoff in den USA leichter oder schwerer zugänglich. Auf internationaler Ebene gibt es derzeit kein anerkanntes Zertifizierungssystem für nachhaltigen Wasserstoff, auch wenn der „GH2 Green Hydrogen Standard“ die Etablierung eines internationalen Nachhaltigkeitszertifikats für grünen Wasserstoff anstrebt (Reck et al., 2023).

2.4.2 Energiemengen, Anlagenzahlen, Identifikation der Energieträger

Im Folgenden werden der Status Quo von Erzeugung und Nutzung und die jeweiligen zukünftigen Potenziale für die relevanten erneuerbaren und synthetischen gasförmigen Energieträger dargelegt. Auf Basis der ausgewiesenen Energiemengen und Anlagenzahlen lassen sich Abschätzungen zur zukünftigen Nutzung des Registers treffen. Als relevante Energieträger werden Wasserstoff aus Elektrolyse und biogenen Quellen sowie synthetisches Methan und Ammoniak betrachtet.

2.4.2.1 Status quo

2.4.2.1.1 Wasserstoff aus Elektrolyse

In den letzten Jahren ist die Anzahl und Größe der Anlagen zur strombasierten Wasserstofferzeugung via Elektrolyse stark gewachsen. Ein Großteil der heutigen Wasserstofferzeugung erfolgt auf Basis fossiler Rohstoffe. Gemäß der *Hydrogen Projects Database* der IEA (International Energy Agency [IEA], 2023, Oktober) befinden sich 2023 in Deutschland 40 Elektrolyseure mit einer gesamten Kapazität von 61,4 MW_{el} in Betrieb. Diese weisen eine jährliche Gesamtproduktion von 9,2 kt bzw. 306,4 GWh H_2 auf. Gemäß IEA sind 21 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 377 MW_{el} in Bau oder es liegt für diese eine finale Investitionsentscheidung (FID) vor. Deren zukünftige Produktionsvolumina werden auf 63,3 kt bzw. 2,11 TWh H_2 pro Jahr taxiert. Eindeutig zu erkennen ist somit der Trend zu deutlich größeren Anlagen. Liegt die durchschnittliche Anlagengröße für in Betrieb befindliche Anlagen bei 1,5 MW_{el} steigt diese für die Kategorie in Bau / FID auf 18 MW_{el} an.

Bei der Betrachtung des Verhältnisses aus mittlerer Anlagengröße und mittlerer Jahresproduktion pro Anlage fällt auf, dass in dieser Datenbank offensichtlich mit einer sehr hohen Anzahl an Volllaststunden gerechnet wird. Eine mittlere Jahresproduktion pro Anlage von 1,2 kt H_2 / Jahr entspricht 40 GWh H_2 / Jahr. Bei einer mittleren Anlagengröße von 7,2 MW_{el} und einem Wirkungsgrad von 70 % wären für diese Produktionsmenge 7.936 Volllaststunden pro Jahr nötig. Dies entspricht unter Berücksichtigung von Wartungen und anderen betriebsbedingten Stillständen einer nahezu hundertprozentigen Anlagenauslastung. Sollten die realen Anlagenauslastungen geringer ausfallen, würde sich auch die Jahresproduktion entsprechend reduzieren.

Tabelle 12: Status quo der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse in Deutschland

	In Betrieb	In Bau / FID	Summe
Gesamte Kapazität [MW_{el}]	61,4	377	438,4
Gesamte jährliche Produktion [kt H_2 / Jahr]	9,2	63,3	72,5
Anzahl an Anlagen bzw. Projekten	40	21	61
Mittlere Anlagengröße [MW_{el}]	1,5	18	7,2
Mittlere Jahresproduktion pro Anlage [kt H_2 / Jahr]	0,2	3,0	1,2

Quelle: (IEA, 2023, Oktober)

2.4.2.1.2 Sonderfall: Wasserstoff als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse

Die Chlor-Alkali-Elektrolyse dient in der chemischen Industrie der großtechnischen Erzeugung von Chlorgas. Hierbei entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt. Die Produktionszahlen in Deutschland lagen in den letzten Jahren bei ca. 3 – 4 Millionen Tonnen Chlor pro Jahr (Verband der Chemischen Industrie e.V [VCI], 2024). Bei dieser Produktionskapazität würden rechnerisch circa 85 - 115 kt Wasserstoff anfallen. Diese Menge liegt über jener in Tabelle 12 genannten für die Wasserelektrolyse. Wenn die Chlor-Alkali-Elektrolyse mit erneuerbarem Strom betrieben wird, kommen diese Mengen auch für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen in Frage.

2.4.2.1.3 Sonderfall: Biogener Wasserstoff

Für die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse können zum jetzigen Zeitpunkt keine verlässlichen Zahlen zum aktuellen Status quo der Erzeugung angegeben werden, da entsprechende Projektübersichten oder Datenbanken nicht existieren.

2.4.2.1.4 Synthetisches Methan und Ammoniak

Zum jetzigen Zeitpunkt wird in Deutschland nur synthetisches Methan als weiterer synthetischer Energieträger produziert. Gemäß der IEA *Hydrogen Projects Database* gibt es sieben Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 10,3 MW_{el} und einer Jahresgesamtproduktion von 6,8 kt CH_4. Laut IEA befinden sich aktuell keine weiteren Anlagen im Bau oder weisen eine FID auf (IEA, 2023, Oktober).

Tabelle 13: Status quo der synthetischen Methanproduktion in Deutschland

	In Betrieb
Gesamte Kapazität [MW_{el}]	10,3
Gesamte jährliche Produktion [kt CH_4 / Jahr]	6,8
Anzahl an Anlagen bzw. Projekten	7
Mittlere Anlagengröße [MW_{el}]	1,5
Mittlere Jahresproduktion pro Anlage [kt CH_4 / Jahr]	1,0

Quelle: (IEA, 2023, Oktober)

2.4.2.2 Potenziale von zukünftiger Erzeugung und Nutzung

2.4.2.2.1 Wasserstoff aus Elektrolyse

Die Potenziale der zukünftigen Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland lassen sich auf zwei Wegen eingrenzen: Zum einen wird analysiert, welche Elektrolysekapazitäten in Form von konkreten bereits angekündigten Projekten realisiert werden könnten. Hierfür wurde neben der bereits in 2.4.2.1 herangezogenen *Hydrogen Projects Database* der IEA auch der *Elektrolyse-Monitor* der acatech (Wasserstoff Kompass, o. d.) und die im Rahmen der Planungen zum Wasserstoffkernnetz durch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) veröffentlichte *Projektübersicht* (FNB Gas, 2023) ausgewertet. Diesen Ergebnissen wird der in verschiedenen großen Energiesystemstudien berechnete Umfang der zukünftigen Wasserstofferzeugung in Deutschland gegenübergestellt.

Während sich die in 2.4.2.1 ausgewiesenen Elektrolysekapazitäten bereits in Betrieb, im Bau oder im Stadium einer vorliegenden FID befinden, werden in der *Hydrogen Projects Database* der IEA auch angekündigte Projekte ausgewiesen, für die noch keine FID vorliegt. Diese Kategorie umfasst 58 Anlagen bzw. Projekte mit einer Gesamtkapazität von knapp 18,3 GW_{el}. Auffällig ist die daraus resultierende mittlere Anlagengröße von 315 MW_{el} die deutlich den Trend zu immer größeren Anlagen und Projekten aufzeigt. Die Anlagen und Projekte weisen geplante Umsetzungszeiträume bis ins Jahr 2035 auf.

Tabelle 14: Angekündigte Wasserstofferzeugung in Deutschland bis ca. 2030-35

	In Betrieb / in Bau / FID	Angekündigt	Summe
Gesamte Kapazität [MW_{el}]	438,4	18.292	18.730
Gesamte jährliche Produktion [kt H_2 / Jahr]	72,5	3.533	3.606
Anzahl an Anlagen bzw. Projekten	61	58	119
Mittlere Anlagengröße [MW_{el}]	7,2	315	157,4
Mittlere Jahresproduktion pro Anlage [kt H_2 / Jahr]	1,2	60,9	30,3

Quelle: (IEA, 2023, Oktober)

Neben den Daten der IEA finden sich Angaben zu angekündigten Elektrolysekapazitäten auch im *Elektrolyse-Monitor* der acatech (Wasserstoff Kompass, o. d.) und der im Rahmen der Planungen zum Wasserstoffkernnetz durch die FNB Gas veröffentlichte *Projektübersicht* (FNB Gas, 2023). Acatech (2023) weist hierbei 23,8 GW und die FNB Gas (2023) 21,5 GW an Elektrolysekapazitäten aus.

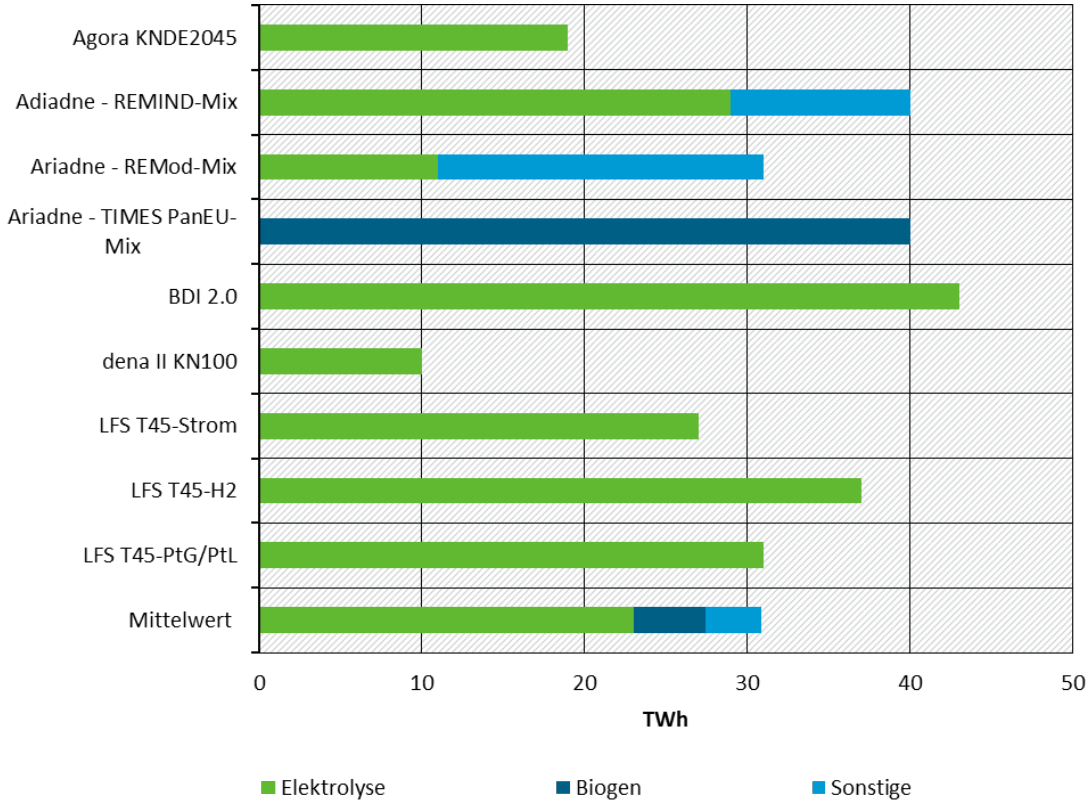
Tabelle 15: Angekündigte Elektrolysekapazitäten in Deutschland bis ca. 2030-35

Quelle	Elektrolysekapazität bis ca. 2030-35 [GW]
(IEA, 2023, Oktober)	18,7
(Wasserstoff Kompass, o. d.)	23,8
(FNB Gas, 2023)	21,5

Diese Kapazitäten umfassen sämtliche bis zum aktuellen Zeitpunkt angekündigten Projekte. Hervorzuheben ist jedoch, dass es sich vielmals um reine Interessensbekundungen handelt und die Umsetzung einzelner Projekte mit Unsicherheiten verbunden ist. Gleichzeitig dürften in den Daten der IEA insbesondere kleine und dezentrale Elektrolyseure oftmals noch nicht angekündigt und somit nicht berücksichtigt sein. Ist das der Fall, ergäbe sich eine Unterschätzung der zukünftigen Anlagenzahlen und eine Überschätzung der mittleren Anlagengröße. Vor diesem Hintergrund erscheint es uns daher realistisch, bis ca. 2035 von ungefähr 20 GW Elektrolysekapazitäten, einer durchschnittlichen Anlagengröße von ca. 100 MW und einer Anlagenzahl im unteren bis mittleren dreistelligen Bereich auszugehen.

Wie bereits in 2.4.2.1 ausgeführt, wird in den Daten der IEA von einer sehr hohen Anzahl an Volllaststunden pro Jahr ausgegangen. So dürfte die angegebene gesamte jährliche Wasserstoffproduktion von gut 3.600 kt bzw. 120 TWh eher zu optimistisch beurteilt sein. Betrachtet man die untersuchten neun Szenarien aus fünf großen Energiesystemstudien, schätzen diese die zukünftige Wasserstofferzeugung in 2030 auch deutlich geringer ein. Im Mittel kommen diese Szenarien auf eine heimische Wasserstofferzeugung von 30 TWh, wobei die Bandbreite von 10 bis 43 TWh reicht. In zwei dieser Szenarien wird auch „sonstige“ Wasserstofferzeugung und in einer weiteren biogene Wasserstofferzeugung berücksichtigt.

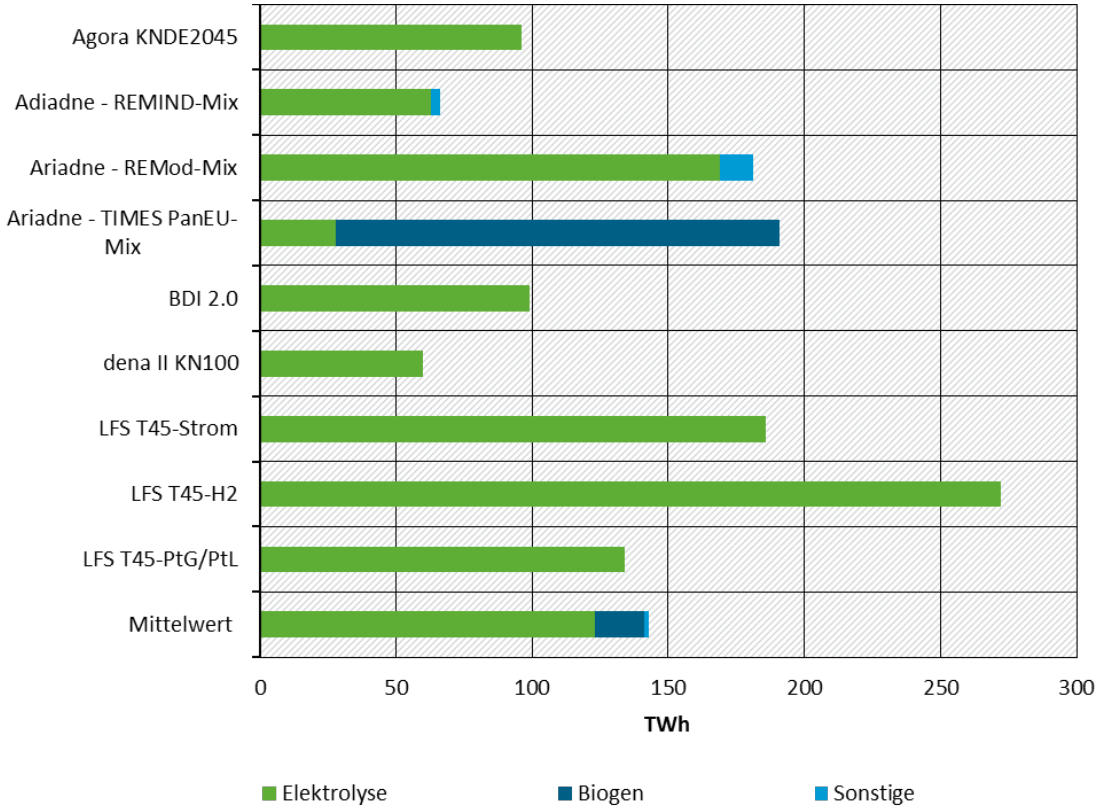
Abbildung 50: Wasserstofferzeugung 2030 in Deutschland



Quellen: (Boston Consulting Group, 2021; dena, 2021, Oktober; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2024; Luderer et al., 2021; Prognos et al., 2021)

Schätzungen der Wasserstofferzeugung bis 2045 zeigen einen deutlichen Anstieg auf im Mittel 142 TWh (mit einer großen Bandbreite von 60 bis 272 TWh).

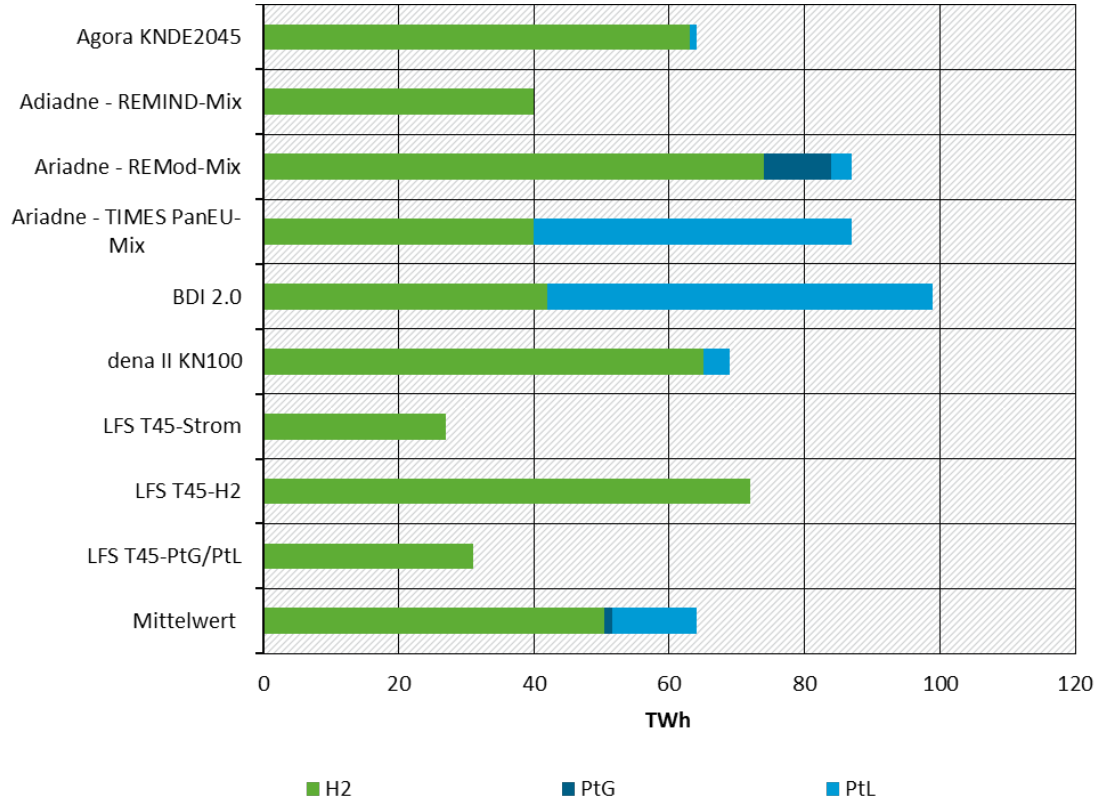
Abbildung 51: Wasserstofferzeugung 2045 in Deutschland



Quellen: (Boston Consulting Group, 2021; dena, 2021, Oktober; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2024; Luderer et al., 2021; Prognos et al., 2021)

Ausgehend von diesen Szenarien lässt sich auch die zukünftige Wasserstoffnachfrage in Deutschland bewerten. Diese wird für 2030 im Mittel bei 50 TWh gesehen (Bandbreite 27 bis 74 TWh). Somit wären bereits 2030 Wasserstoffimporte im Umfang von im Mittel 20 TWh erforderlich. Auf die in diesen Studien ebenfalls angegebene Nachfrage nach weiteren synthetischen Energieträgern (Power to Gas (PtG) und Power to Liquid (PtL)) wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

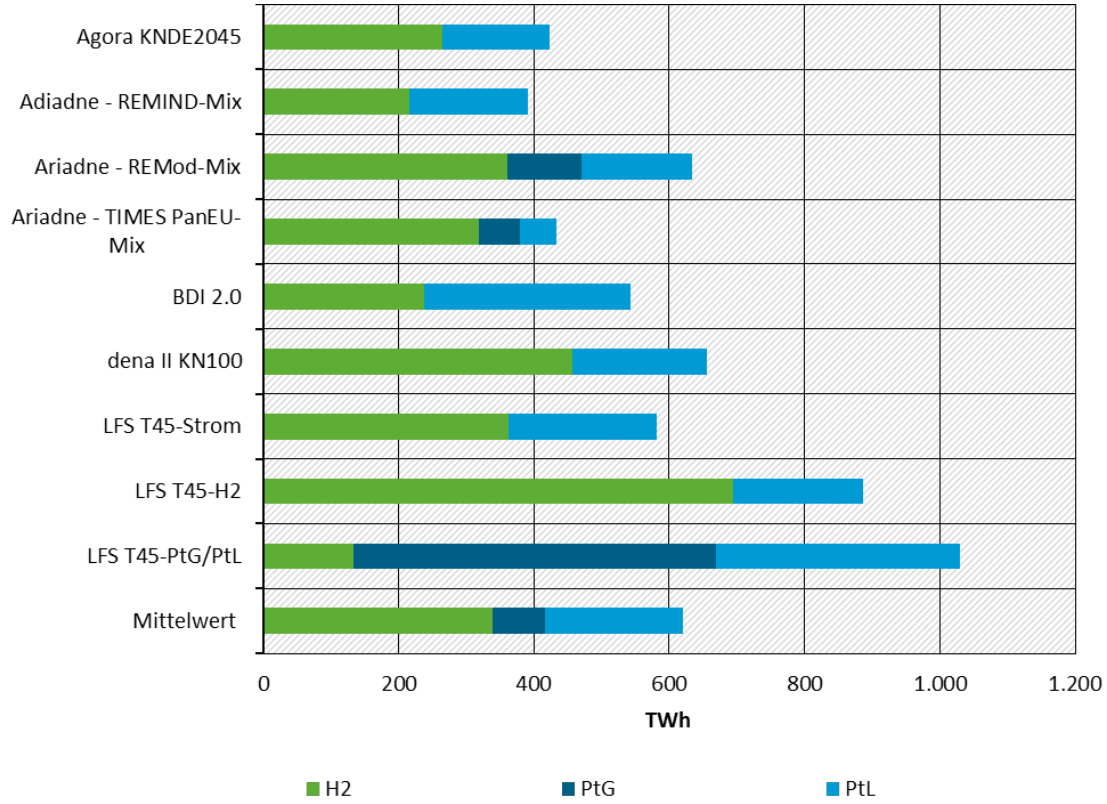
Abbildung 52: Wasserstoff- und PtX-Nachfrage 2030



Quellen: (Boston Consulting Group, 2021; dena, 2021, Oktober; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2024; Luderer et al., 2021; Prognos et al., 2021)

Bis 2045 steigt in den ausgewerteten Szenarien zufolge die Nachfrage nach Wasserstoff auf im Mittel 338 TWh (Bandbreite 134 bis 694 TWh). Damit wären Importe im Umfang von im Mittel knapp 200 TWh Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs erforderlich.

Abbildung 53: Wasserstoff- und PtX-Nachfrage 2045



Quellen: (Boston Consulting Group, 2021; dena, 2021, Oktober; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin, 2024; Luderer et al., 2021; Prognos et al., 2021)

Bei allen hier zitierten Energiesystemstudien handelt es sich um Szenarien, die die Einhaltung der Klimaschutzziele bis 2030 und ein Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 voraussetzen. Hinken die realen Entwicklungen den politischen Zielen hinter, ist von einer geringeren Nachfrage nach synthetischen Energieträgern und damit einer Überschätzung der Potenziale zu den jeweiligen Zeitpunkten auszugehen.

2.4.2.2.2 Sonderfall: Wasserstoff als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse

Die Produktionsvolumina der Chlor-Alkali-Elektrolyse werden sich voraussichtlich in näherer Zukunft in Deutschland nicht signifikant ändern, sodass hier auch zukünftig Wasserstoff im Umfang von ca. 100 kt bzw. 3 TWh als Nebenprodukt anfallen wird. Zu welchem Zeitpunkt die Chlor-Alkali-Elektrolyse mit welchem Umfang auf erneuerbaren Strom umgestellt wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschätzbar.

2.4.2.2.3 Sonderfall: Biogener Wasserstoff

Für die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse gelten grundsätzlich die in 2.3.3.2 für Biomethan abgeschätzten Potenziale als extreme und maximale Obergrenze, da beide dieselben Biomassepotenziale nutzen. Es ist als unrealistisch einzuschätzen, dass es für Biomethanproduzenten im großen Stil attraktiv sein wird, ihre Anlagen zeitnah auf die Produktion von Wasserstoff umzustellen. Die Gründe dafür liegen primär in den Vorteilen der Nutzung der bestehenden Methaninfrastruktur. Somit ist zwar mit einer gewissen Erzeugung

von Wasserstoff auf Basis von Biomasse zu rechnen, diese dürfte mengenmäßig jedoch deutlich unter jener von strombasiertem Wasserstoff bzw. jener von Biomethan liegen.

2.4.2.2.4 Synthetisches Methan und Ammoniak

Weitere synthetische Energieträger gelangen laut den betrachteten Energiesystemstudien nahezu ausschließlich durch Importe nach Deutschland. Diese synthetischen Energieträger weisen beim Transport über große Distanzen via Schiff deutlich geringere Transportkosten als Wasserstoff auf. Gleichzeitig ist ihre Produktion in anderen Teilen der Welt aufgrund niedrigerer Stromgestehungskosten billiger als in Deutschland. Da Deutschland zukünftig in all diesen Szenarien weiterhin Energie importieren muss, ist es nach der Logik der Energiesystemmodellierung gesamtsystemisch und daher volkswirtschaftlich auch sinnvoller, diese synthetischen Energieträger nicht in Deutschland zu produzieren.

Andererseits kann es real- und betriebswirtschaftlich durchaus sinnvoll sein, synthetische Energieträger in Deutschland zu erzeugen. Gemäß der IEA *Hydrogen Projects Database* sind in Deutschland drei Projekte zur Erzeugung von synthetischem Methan mit einer Gesamtkapazität von 278 MW_{el} und zwei Projekte zur Erzeugung von Ammoniak mit einer Gesamtkapazität von 800 MW_{el} angekündigt. Eine FID liegt allerdings bislang für keines dieser Projekte vor (IEA, 2023, Oktober).

Tabelle 16: Angekündigte Produktionskapazitäten für synthetisches Methan und Ammoniak in Deutschland

	Synthetisches Methan - Angekündigt	Ammoniak - Angekündigt
Gesamte Kapazität [MW_{el}]	278	800
Gesamte jährliche Produktion [kt CH_4 bzw. NH_3 /Jahr]	282	930
Anzahl Anlagen bzw. Projekte	3	2
Mittlere Anlagengröße [MW_{el}]	92,6	400
Mittlere Jahresproduktion pro Anlage [kt CH4 bzw. NH3 /Jahr]	94	450

Quelle: (IEA, 2023, Oktober)

Hinsichtlich der zukünftigen Nachfrage nach synthetischen Energieträgern lässt sich festhalten, dass diese in den betrachteten Energiesystemstudien bis 2030 noch keine Rolle spielen. In zwei Szenarien gibt es eine relevante Nachfrage nach flüssigen, synthetischen Energieträgern (PtL) – die jedoch für das HKNR nicht relevant sind. Nur in einem Szenario (Abbildung 52) ist eine überschaubare Nachfrage nach gasförmigen, synthetischen Energieträgern (PtG) zu erkennen. Bis 2045 steigt die Nachfrage nach synthetischen Energieträgern deutlich an. Diese wird von den flüssigen Energieträgern dominiert. Gasförmigen Energieträgern wird nur in drei dieser Szenarien eine zukünftige Nachfrage eingeräumt, wobei der Umfang sehr unterschiedlich bewertet wird (Abbildung 53). Hier ist erneut darauf hinzuweisen, dass sich diese Szenarien an der Erreichung der politischen Ziele zum Klimaschutz orientieren.

Potenziale der Registernutzung strombasierter Gase

Die genannten Potenziale der Nutzung und Erzeugung synthetischer Energieträger in Deutschland bedeuten nicht automatisch, dass die genannten Energieträgermengen sich in der Nutzung des Herkunftsnachweisregisters wiederfinden werden. Dies ist zum einen darin

begründet, dass es sich bei Herkunftsnachweisen um ein freiwilliges Instrument handelt. Darüber hinaus dürfte wohl vor allem die Zertifizierung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO), die sich auf Wasserstoff und Wasserstoffderivate bezieht, relevant für die Potenziale der Nutzung von „Wasserstoff-Herkunftsnachweisen“ sein. Die Zertifizierung von RFNBO wird in Deutschland im Rahmen der Novellierung der 37. BImSchV geregelt. Die hierbei an den Strombezug gestellten Kriterien sind strenger als jene in der GWKHV und werden in der Branche als „Goldstandard“ der Zertifizierung von grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten gesehen. In vielen Förderregimen wird die Einhaltung der strengeren RFNBO-Kriterien vorausgesetzt.

Aus Sicht der Stakeholder wird auf absehbare Zeit Wasserstofferzeugung und -nutzung in Deutschland nur im Rahmen von Förderungen darstellbar sein. Herkunftsnachweisen, die für den Nachweis der notwendigen Kriterien nicht geeignet sind, werden daher keine größere Relevanz zugeschrieben.

Als Sonderfall ist hierbei auf die Chlor-Alkali-Elektrolyse hinzuweisen. Hierbei handelt es sich um einen bestehenden industriellen Prozess, bei dem Wasserstoff als Nebenprodukt entsteht. Diese Anlagen werden heutzutage in der Regel mit Netzstrom ohne explizit grüne Eigenschaft betrieben. Sollten diese Anlagen auf Grünstrom umgestellt werden, ist eine Einhaltung der Kriterien aus der 37. BImSchV aufgrund der strengeren Anforderungen eher unwahrscheinlich, da diese der gewünschten hohen Anlagenauslastung entgegenstehen. Der Bezug von Grünstrom-HKN und deren anschließende Umwandlung in Wasserstoff-HKN könnte eine größere Relevanz haben. Zu welchem Zeitpunkt welche Anteile der Chlor-Alkali-Elektrolyse auf Grünstrom umgestellt werden und die als Nebenprodukt anfallenden Mengen Wasserstoff somit für die Nutzung des Registers relevant werden, ist jedoch zum heutigen Zeitpunkt nicht seriös abzuschätzen. Mit potenziell bis zu 3 TWh Wasserstoff aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse liegen hier jedoch durchaus relevante Energiemengen vor.

Das genaue Zusammenspiel des Registers auf Basis der 37. BImSchV und jenem zu Herkunftsnachweisen ist mit Stand Februar 2024 noch nicht abschließend rechtskräftig geklärt. Von diesem Zusammenspiel ist jedoch die potenzielle zukünftige Nutzung von Herkunftsnachweisen maßgeblich abhängig, da die Zertifikate nach der 37. BImSchV aus Sicht der Stakeholder eine deutlich größere Relevanz aufweisen werden. Daher ist eine abschließende Bewertung der zukünftig zu erwartenden Registernutzung für synthetische Gase zum jetzigen Zeitpunkt (Stand Februar 2024) nicht sinnvoll möglich.

2.5 Thermische Energie

Der Hauptanwendungsfall von HKN für thermische Energie besteht in der Regel darin, grüne Eigenschaften bei einem Energietransport über Netze, die von Energieerzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften gespeist werden, nachverfolgbar und eindeutig zuordenbar zu machen. Das HkNRG schreibt in § 4 Abs. 2 vor, dass HKN primär für solche Wärme- oder Kältemengen ausgestellt, übertragen oder entwertet werden, die einem Lieferverhältnis unterliegen. Obwohl die Verordnungsermächtigung nach § 5 Abs. 1 Nr. 18 HkNRG abweichende Regelungen ermöglicht, wonach „auch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Wärme oder Kälte, aus denen nicht aufgrund eines Vertrags Wärme oder Kälte an einen Kunden*eine Kundin geliefert wird, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbarer Abwärme verlangen können“, wird der Fokus dieser Marktanalyse auf netzgebundene Versorgungsstrukturen gelegt.

2.5.1 Marktanalyse Wärme, unvermeidbare Abwärme & thermische Abfallbehandlung

Im Gegensatz zum Strom- und Gasmarkt wurde der Markt der netzgebundenen Wärmeversorgung bisher nicht liberalisiert. Fernwärmesysteme sind meist als natürliche Monopole organisiert und fallen nicht unter das deutsche EnWG[26]. Im Kontext der netzgebundenen Wärmeversorgung ist keine vergleichbare Transparenz vorhanden wie im Strom- und Gasmarkt, für den verschiedene staatliche Verordnungen gelten und der durch entsprechende Stellen überwacht wird, z. B. durch die BNetzA. Fernwärmeversorger sind aktuell nur geringfügig dazu verpflichtet, Daten zu liefern, z. B. im Rahmen des Energiestatistikgesetzes (EnStatG). Dies führt dazu, dass Informationen und Daten zur Durchführung einer Marktanalyse im Vergleich zum Strom- und Gasmarkt in deutlich geringerer Detailtiefe sowie schlechterer Qualität vorliegen (siehe hierzu auch Engelmann et al., 2021). Die Datenlage sollte sich mit der Änderung des EnWG vom Mai 2024 jedoch künftig verbessern. Nach § 111e Abs. 2 EnWG wird der Erfassungsbereich des MaStR auf die Wärmewirtschaft ausgeweitet, was bedeutet, dass zukünftig an zentraler Stelle im MaStR Daten zu Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetzen und Wärmespeichern sowie deren Betreibern zur Verfügung stehen.

Durch die monopolistische Organisation von Fernwärmesystemen weist der Fernwärmemarkt einige Besonderheiten im Gegensatz zu den liberalisierten Strom- und Gasmärkten auf. Diese müssen bei der Ausgestaltung eines HKN-Systems für thermische Energie entsprechend berücksichtigt werden. Auch wenn organisatorische Zwischenformen existieren, sind Fernwärmeversorger meist vertikal integriert. Das bedeutet: Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb werden aus einer Hand organisiert. Daher wird der Begriff Fernwärmenetz häufig synonym verwendet für ein Gesamtsystem zur Lieferung netzgebundener Wärme, bestehend aus Erzeugungsanlagen, Wärmeverteilung, Übergabe an Kunden*Kundinnen sowie Speicherung. Die Struktur und Größe einzelner Wärmenetze variiert in Deutschland erheblich, angefangen von kleinen Gebäudenetzen bis hin zu städtischen Netzen von mehreren hundert Kilometern Länge. Darüber hinaus bestehen eigene Wärmenetze von Wohnungswirtschaft, Industrie oder Gewerbe, was zu einer beträchtlichen Vielfalt an unterschiedlichen Wärmenetzen sowie Akteurskonstellationen führt (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V [AGFW], 2023b; Engelmann et al., 2021).

Verbrauchende sind aufgrund der hohen Wechselkosten meist langfristig an ein Fernwärmenetz gebunden. Zudem bestehen ggf. kommunale Anschluss- und Benutzungszwänge für Verbrauchende. Bei Änderungen in der Nachweisführung oder Vermarktung von Wärme, die Auswirkungen auf Preise für die Endverbrauchenden haben, muss daher ein gesonderter Fokus auf deren Schutz gelegt werden.

2.5.1.1 Regulatorische Rahmenbedingungen der netzgebundenen Wärmeversorgung

In der Vergangenheit wurde die netzgebundene Wärmeversorgung aufgrund ihrer monopolistischen Organisation nur geringfügig reguliert. Vorhandene Regulierung besteht im Rahmen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) sowie durch verschiedene Regelungen zum Schutz von Verbrauchenden, wie der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV).
Vor dem Hintergrund der Klimaziele der Bundesregierung (bis 2045 klimaneutral) rückt der Gebäude- und Wärmesektor stärker in den Fokus der Regulierung. Im Folgenden wird ein Überblick über die rechtlichen Vorgaben und Politikinstrumente gegeben, die die Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen bilden und Marktprozesse

[26] Mit der Änderung des EnWG vom Mai 2024 wurde allerdings der Erfassungsbereich des Marktstammdatenregisters auf die Wärmewirtschaft ausgeweitet.

entsprechend beeinflussen. Außerdem werden die damit einhergehenden Berichtsanforderungen sowie Kennzeichnungsregelungen für den Fernwärmemarkt dargestellt.

2.5.1.1.1 Gesetze und Politikinstrumente für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen

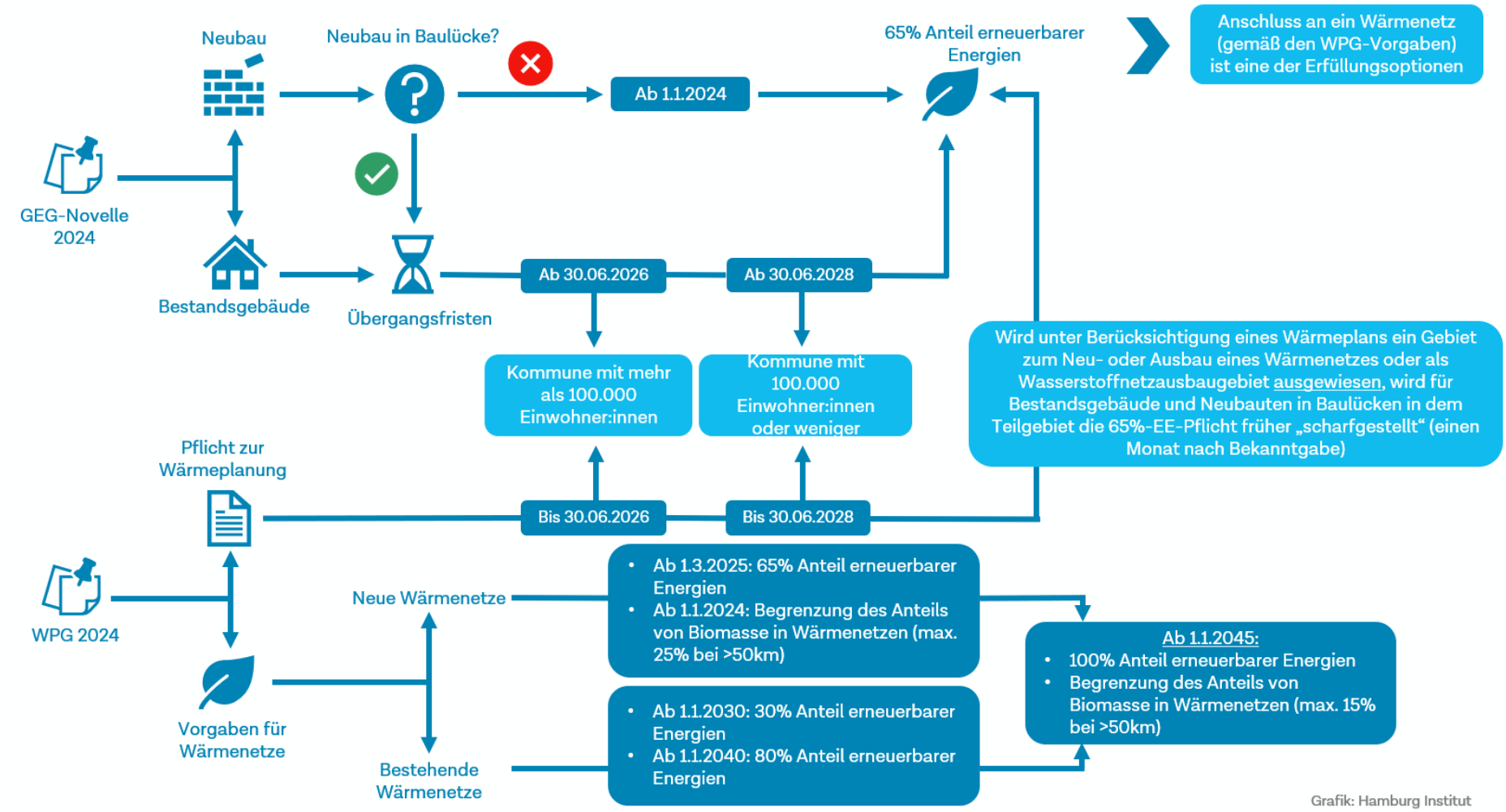
Im Gegensatz zum Stromsektor, in welchem die Kunden*Kundinnen hinsichtlich ihres Verbrauchs in Bezug auf Menge und Produktqualität keine gesetzlichen Vorgaben erfüllen müssen, unterliegen Wärmekunden*Wärmekundinnen, insbesondere Gebäudeeigentümer, den Bestimmungen des **Gebäudeenergiegesetzes**. Ein neues Wohngebäude muss so errichtet werden, dass der Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung, Wasserbereitung, Lüftung und Kühlung das 0,55-Fache des Jahres-Primärenergiebedarf eines Referenzgebäudes nicht überschreitet (§ 15 GEG; für Nichtwohngebäude gilt § 18 GEG). Zur Berechnung des Jahresprimärenergiebedarfs werden Primärenergiefaktoren (PEF) einbezogen (gemäß § 20 GEG für Wohngebäude und § 21 GEG für Nichtwohngebäude). Diese Faktoren dienen dazu, energieträgerspezifische Energiemengen zu ermitteln, die außerhalb der Gebäudegrenze für die Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Energie aufgewendet wurden (gemäß § 22 GEG in Verbindung mit Anlage 4 GEG, in der die PEF für einzelne Energieträger festgelegt sind). Wenn das Gebäude über ein Wärmenetz versorgt wird, ist es nach § 22 Abs. 2 GEG möglich, den PEF des Fernwärmeversorgungsunternehmens zu verwenden. Hieraus ergibt sich die Anforderung an Fernwärmeversorger, die PEF ihrer Netze zu bestimmen und zur Verfügung zu stellen. Die entsprechende Verpflichtung zur Veröffentlichung des PEF findet sich in der Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung (FFVAV).
Zusätzlich enthält § 109 GEG eine bundesrechtliche Erweiterung der bestehenden landesrechtlichen Befugnisse zur Anordnung eines Anschluss- und Benutzungszwangs an ein Netz der öffentlichen Fernwärme- oder Fernkälteversorgung (im Rahmen der am 01.01.2024 in Kraft getretenen GEG-Novellierung eingeführt). Gemeinden und Gemeindeverbände können hiernach einen Anschluss- und Benutzungszwang auch zum Zwecke des überörtlichen Klima- und Ressourcenschutzes anordnen.
Mit der Novellierung des GEG verschärften sich zudem die dem Klimaschutz dienenden Anforderungen an die Wärmebereitstellung in Gebäuden. Eine neue Heizungsanlage muss nun gemäß § 71 Abs. 1 GEG mindestens 65 % der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme erzeugen (65 %-EE-Pflicht). Dies gilt zunächst für Neubauten (ausgenommen sind Neubauten zur Schließung von Baulücken, für die die gleichen Regeln wie für Bestandsgebäude gelten). Für Bestandsgebäude und Neubauten in Baulücken gelten für die 65 %-EE-Pflicht Übergangsfristen, die an die Fristen zur Erstellung von kommunalen Wärmeplänen nach dem Wärmeplanungsgesetz angepasst sind (§ 71 Absatz 8). Gemäß § 71 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 GEG i. V. m. § 71b GEG gilt die 65 %-EE-Pflicht als erfüllt, wenn ein Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen wird (Gebäudenetze nach § 71 Abs. 1 Satz 2 GEG ausgenommen[27]), welches die zum Zeitpunkt der Beauftragung des Netzanschlusses jeweils geltenden rechtlichen Anforderungen an dieses Wärmenetz erfüllt. Hiermit gehen entsprechende Pflichten für Wärmenetzbetreiber einher, die in § 71b GEG normiert sind. So haben Wärmenetzbetreiber sicherzustellen, dass die rechtlichen Anforderungen an das Wärmenetz erfüllt sind und müssen dies gegenüber Gebäudeeigentümer schriftlich bestätigen. Die rechtlichen Anforderungen an das jeweilige Wärmenetz ergeben sich aus dem WPG.

Mit dem **WPG** (ebenfalls am 01.01.2024 in Kraft getreten) wurde ein das novellierte GEG flankierender gesetzlicher Rahmen für die Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Deutschland geschaffen. Es enthält die Pflicht zur flächendeckenden

[27] Gebäudenetze und Wärmenetze werden hier unterschieden. Nach § 3 Nr. 9a GEG versorgt ein Gebäudenetz mind. 2 bis zu max. 16 Häuser und bis zu 100 Wohneinheiten.

kommunalen Wärmeplanung und Schaffung eines Rahmens für ihre Durchführung sowie Vorgaben für den Anteil an erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme in Fernwärmenetzen. Gleichzeitig werden die damit einhergehenden Pflichten für Wärmenetzbetreiber normiert.
Nach § 2 WPG soll der Anteil an EE und unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetzen im bundesweiten Mittel ab 2030 bei 50 % liegen. Neue Wärmenetze müssen ab dem 01.03.2025 einen EE-/Abwärme-Anteil von mindestens 65 % aufweisen (§ 30 WPG), Bestandsnetze ab dem 01.01.2030 einen EE-/Abwärme-Anteil von mindestens 30 % bzw. 80 % ab 2040 (§ 29 WPG). Bis 2045 müssen Fernwärmenetze vollständig dekarbonisiert sein – bei einem Anteil an Biomasse von maximal 15 % (§ 31 WPG). Zudem sollen Wärmenetze ausgebaut und eine signifikante Steigerung der Gebäudeanschlüsse erreicht werden. Das Zusammenspiel zwischen GEG und WPG wird in Abbildung 54 aufgezeigt.

Abbildung 54: Zusammenspiel Gebäudeenergiegesetz und Wärmeplanungsgesetz zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung



Quelle: Hamburg Institut, 2024.

Auch das **Baugesetzbuch** (BauGB) enthält Regelungen, die die Dekarbonisierung und den Ausbau von Fernwärmenetzen begünstigen. Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 23 lit. a BauGB können in Bebauungsplänen aus städtebaulichen Gründen Gebiete festgesetzt werden, in denen zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bestimmte luftverunreinigende Stoffe nicht oder nur beschränkt verwendet werden dürfen. Dies umfasst jeden Umgang mit Stoffen, bei dem luftverunreinigende Stoffe emittiert werden. Da durch Verbrennungsvorgänge Treibhausgase wie CO_2 entstehen, kann auf Grundlage von § 9 Abs. 2 Nr. 23 lit. a BauGB grundsätzlich auch die Verwendung fossiler Brennstoffe zur Wärmeversorgung beschränkt bzw. verboten werden. Voraussetzung für die Verhältnismäßigkeit von Verbrennungsverboten ist stets die Möglichkeit einer alternativen Wärmeversorgung[28], klassischerweise in Form eines Fernwärmenetzes. Im Falle von Verbrennungsverboten für fossile Brennstoffe in ihrer Gesamtheit kämen insofern nur dekarbonisierte Wärmenetze in Betracht.

Mit dem 2019 in Kraft getretenen **BEHG** wurde ab 2021 ein nationales Emissionshandelssystem eingeführt. Es verfolgt den Zweck der Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen im Verkehr- und Wärmesektor, soweit sie nicht bereits dem Europäischen Emissionshandelssystem unterliegen. Die hierdurch steigenden Beschaffungskosten für Wärmeversorger bieten einen Anreiz für den Umstieg auf klimafreundlichere Erzeugungsalternativen. Damit nehmen die Regelungen des BEHG indirekt einen Einfluss auf die Dekarbonisierung der Wärmenetze. Mit der am 01.01.2024 in Kraft getretenen Änderung des § 10 BEHG stieg zudem der Festpreis pro Emissionszertifikat für das Jahr 2024 von 35 € auf 45 €, sowie für das Jahr 2025 von 45 € auf 55 €.
Gemäß §§ 6 und 7 BEHG sind die Inverkehrbringer der vom BEHG erfassten Brennstoffe dazu verpflichtet, die Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe auf Grundlage eines Überwachungsplans zu ermitteln und der zuständigen Behörde bis zum 31. Juli des Folgejahres über die Brennstoffemissionen zu berichten.
Die Anforderungen an die Emissionsermittlung und Berichterstattung nach den §§ 6 und 7 BEHG werden für die Periode von 2023 bis 2030 in der Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 konkretisiert.

Das am 01.01.2023 in Kraft getretene Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten (**Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz - CO_2KostAufG**) verfolgt das Ziel, die durch die CO_2-Bepreisung gemäß BEHG entstehende Mehrkostenbelastung für die Beheizung von Gebäuden entsprechend der Gebäudequalität gleichmäßig auf beide Parteien eines Mietverhältnisses zu verteilen. Zu diesem Zweck statuiert § 3 CO_2KostAufG eine an die Emissionsermittlungs- und Berichtspflichten des BEHG-Systems anknüpfende Informationspflicht für Brennstoff- ebenso wie für Wärmelieferanten einschließlich der Lieferanten von Wärme aus Wärmenetzen (Fernwärmeversorger).

Die **Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsverordnung** trat am 04. Oktober 2021 in Kraft und setzt u. a. ebenfalls Informationspflichten für Fernwärme- und Fernkälteversorger um, die von Art. 24. Abs. 1 RED II sowie der EU-Energieeffizienzrichtline 2018/2002/EU (Art. 10a Abs. 2 lit. c) gestellt werden. Die Verordnung gilt (im Gegensatz zur AVBFernwärmeV) auch für Fernkälte. Nach § 5 FFVAV Abs. 1 Nr. 2 lit. a sind Fernwärme- und Fernkälteversorger u. a. dazu verpflichtet, ihre Kunden*Kundinnen über „den aktuellen und prozentualen Anteil der eingesetzten Energieträger und der eingesetzten Wärme- oder Kältegewinnungstechnologien im Gesamtenergiemix im Durchschnitt des letzten Jahres“ zu informieren. Außerdem müssen Daten über die mit dem Energiemix verbundenen

[28] Mitschang/Reidt in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, 15. Aufl. 2022, § 9 Rn. 132; dazu auch BT-Drs. 7/2496, S. 40.

Treibhausgasemissionen zur Verfügung gestellt werden (§ 5 Abs. 1 Nr. 2 lit. b FFVAV). Sollten sich Fernwärme- und Fernkälteversorger ihren Kunden*Kundinnen gegenüber verpflichten, Wärme oder Kälte mit einem bestimmten EE- oder Abwärme-Anteil oder auf der Basis von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme zu liefern, müssen entsprechende Mengen mittels HKN nachgewiesen werden (§ 5 Abs. 1 Nr. 7 FFVAV). Außerdem ist der PEF sowie der EE- und Abwärme-Anteil eines technisch zusammenhängenden Fernwärme- und Fernkältenetzes sowohl in den Abrechnungen als auch auf der Internetseite der Fernwärme- oder Fernkälteversorger aufzuführen (§ 5 Abs. 3 FFVAV). Nach dem Entwurf zur Novellierung der AVBFernwärmeV[29] vom 25.07.2024 sollen die Bestimmungen der FFVAV künftig in dieser aufgehen.

Zur Unterstützung der Dekarbonisierung von Fernwärmenetzen hat die **Bundesregierung die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)** aufgesetzt. Gefördert werden Machbarkeitsstudien und Transformationspläne für Wärmenetze, der Neubau von Netzen mit mindestens 75 % EE- und Abwärme-Anteil, die Transformation von Bestandsnetzen zu treibhausgasneutralen Versorgungsnetzen sowie Einzelmaßnahmen in Bestandsnetzen. Eine Betriebskostenförderung für Wärmemengen aus strombetriebenen Wärmepumpen sowie Solarthermieanlagen ist ebenfalls vorgesehen (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [BAFA], 2024). Wird die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze in Anspruch genommen, ist es erforderlich, durch eine*n Wirtschaftsprüfer*in oder Steuerberater*in eine Bestätigung über die förderfähigen Ausgaben abzugeben. Transformationspläne und Machbarkeitsstudien können mit bis zu 50 % der förderfähigen Kosten unterstützt werden (BAFA, 2023).
Nach Abschnitt 8.4 der Förderrichtlinie muss für mindestens zehn Jahre ab Inbetriebnahme nachgewiesen werden, dass die Anteile an EE und Abwärme eigehalten werden, die zur Berechnung der Förderhöhe zugrunde gelegt wurden. Eine Unterschreitung der zugrunde gelegten Anteile kann zu anteiliger Rückforderung der Förderung führen. Zudem muss der PEF des Netzes dokumentiert und nach zehn Jahren ab Inbetriebnahme ein Sachstandsbericht zur realen Leistungsfähigkeit des Netzes eingereicht werden. Darüber hinaus führt die BAFA ein kontinuierliches Monitoring zur Förderung von Biomasse als Wärmequelle durch, wofür jährlich Biomasse-Anteile an der geförderten Anlagenleistung ausgewertet und dementsprechend berichtet werden müssen. Die Zuwendungsempfänger sind dazu verpflichtet, die von der BAFA verlangten Daten zur Erfolgskontrolle und Evaluation zu liefern. (Abschnitt 8.4. Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze)

Im Rahmen der BEG-Förderung kann auch der Anschluss an ein Wärmenetz gefördert werden. Die **Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)** vereint frühere Förderprogramme zur Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudebereich. Sie unterstützt den Einbau neuer Heizungsanlagen, die Optimierung bestehender Heizsysteme, die Verbesserung der Gebäudehülle sowie den Einsatz moderner und effizienter Anlagentechnik.
Die BEG besteht aus drei Teilprogrammen, der Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG), der Bundesförderung für effiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG NWG) und der Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM). Auch in der BEG werden grundsätzlich Anforderungen an ökologische Qualitätskennzahlen gestellt, u. a. nachzuweisende Mindestanteile von EE und/oder unvermeidbarer Abwärme sowie Primärenergie- und Emissionsfaktoren zur Erreichung von Effizienzhausklassen bzw. zur Erfüllung der Förderbedingungen für Einzelmaßnahmen.
In der Novelle der BEG EM vom 21. Dezember 2023 (gültig ab 01.01.2024) wird für die

[29] Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz – Verordnung zur Änderung der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme und zur Aufhebung der Verordnung über die Verbrauchserfassung und Abrechnung bei der Versorgung mit Fernwärme oder Fernkälte, 25.07.2024.

Förderung des Anschlusses an ein Wärmenetz kein Mindestanteil an EE und/oder unvermeidbarer Abwärme gefordert. Für den Anschluss an ein Gebäudenetz gilt ein Anteil in Höhe von mindestens 25 %. Die Bilanzierung und der Nachweis des EE-/Abwärme-Anteils muss erfolgen in Anlehnung an DIN V 18599 bzw. das AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 5 zusammen mit der dazugehörigen Musterbescheinigung nach FW 309 Teil 7 oder durch Bestätigung des Fachunternehmers über den geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energie und/oder unvermeidbarer Abwärme im Gebäudenetz (Nummer 3.9 BEG EM TMA).
Die Erleichterungen hinsichtlich der Förderbedingungen im Falle von Wärmenetzanschlüssen zielen darauf, die Dekarbonisierung von Wärmenetzen effektiv durch die verbindlichen Vorgaben des WPG sicherzustellen und die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze zu unterstützten.

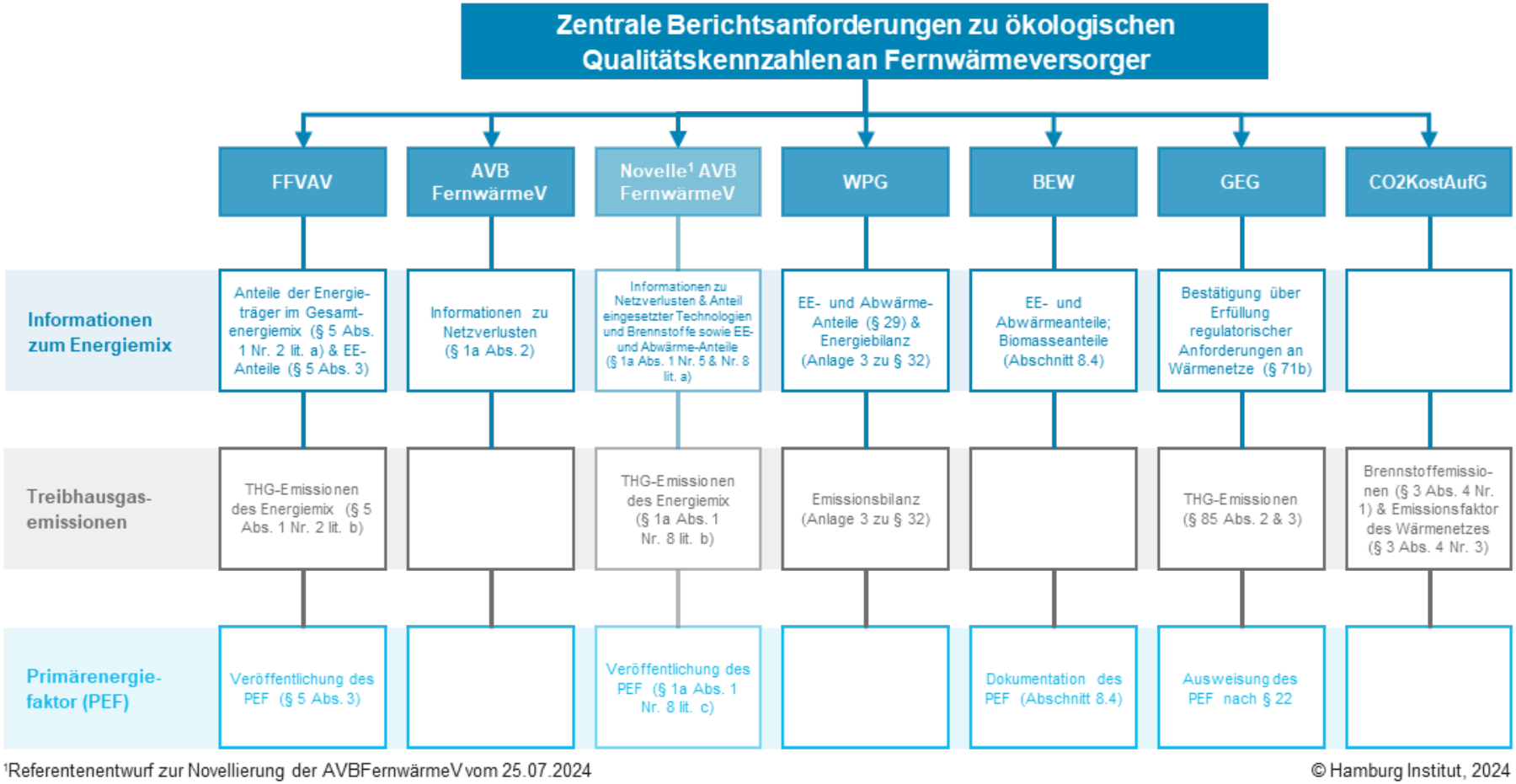
Neben der Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung fördert das **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz** (KWKG 2023) unter gewissen Voraussetzungen auch die netzgebundene Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird. So haben Betreiber eines neuen oder ausgebauten Wärmenetzes gemäß § 18 KWKG gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber nicht nur einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags, wenn die Wärmeversorgung zu mindestens 75 % mit Wärme aus KWK-Anlagen erfolgt (§ 18 Abs. 1 Nr. 2 lit. a KWKG). Der Anspruch gilt auch, wenn die Wärme zu mindestens 75 % bzw. 50 % (§ 18 Abs. 1 Nr. 2 lit. b bzw. lit. c KWKG) aus einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, besteht.
Da gemäß § 18 Abs. 2 KWKG in den Kombinationen nach § 18 Abs. 1 Nr. 2 lit. b und lit. c KWKG der Anteil aus KWK-Anlagen mindestens 10 % betragen muss, profitieren Wärmenetze unter den weiteren Voraussetzungen nach §§ 18 ff. KWKG bereits dann von dem Zuschlag, wenn deren EE-/Abwärme-Anteil höchstens 40 % (lit. c) beträgt.
Diese Vorgabe steht nicht im Widerspruch zu den Vorgaben des § 30 WPG, wonach neue Wärmenetze zu einem Anteil von mindestens 65 % der jährlichen Nettowärmeerzeugung mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist werden müssen. Denn nach § 18 Abs. 1 Nr. 2 lit. c KWKG müssen förderfähige Wärmenetze gemäß Abs. 1 Nr. 1 lit. b KWKG bis zum 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen worden sein und gelten damit nicht als „neue Wärmenetze“ im Sinne des § 30 WPG (deren Baubeginn oder Ausbau gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 7 WPG nach dem Ablauf des 31. Dezember 2023 liegen muss).
Auch ein Widerspruch zu den gemäß § 29 Abs. 1 Nr. 1 WPG vorgeschriebenen EE-/Abwärme-Mindestanteilen für Bestands-Wärmenetze besteht nicht. Gemäß § 29 Abs. 5 WPG müssen Wärmenetze, die zu einem Anteil von mindestens 70 % mit Nutzwärme gespeist werden (die dem durch den Einsatz fossiler Energieträger aus einer geförderten Anlage im Sinne des KWKG jährlich erzeugten zuschlagsberechtigten KWK-Stroms entspricht), bis zum Ablauf des 31.12.2034 lediglich den übrigen Anteil der Wärme aus erneuerbarer Energie, unvermeidbarer Abwärme oder aus einer Kombination aus beidem beziehen.

Aus den regulatorischen Rahmenbedingungen ergibt sich eine Reihe an verpflichtenden sowie freiwilligen Berichtsanforderungen für Fernwärmeversorger (siehe Abbildung 55).

Es existieren bisher nur wenig klare Vorgaben für die Nachweisführung oder Prüfung berichteter Daten durch unabhängige Instanzen. Nur die Bestimmungen der Bundesnetzagentur sehen im Kontext der BEW-Förderung eine Bestätigung durch Wirtschaftsprüfende oder Steuerberatende vor (BAFA, 2023). Herkunftsnachweise als Nachweisinstrument werden bisher nur im Rahmen der FFVAV verlangt, immer dann, wenn Wärmeversorger ein grünes Fernwärmeprodukt vermarkten. Die Formalisierung von Regeln zur Berechnung und

Bescheinigung von Anteilen erneuerbarer Energien und Abwärme, Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren (EF) erfolgt hauptsächlich durch die – freiwillig zu verwendenden – Arbeitshilfen des AGFW. Möglicherweise könnte in Zukunft die Verwendung von Wärme-Herkunftsnachweisen für das Monitoring von EE- und Abwärmeanteilen in Wärmenetzen in Betracht gezogen werden, um Berichtsanforderungen über verschiedene Anwendungsfälle hinweg zu standardisieren.

Abbildung 55: Übersicht der Berichtsanforderungen an Fernwärmeversorger



Quelle: Hamburg Institut, 2024.

2.5.1.1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung eines Wärme-Kälte-HKN-Registers

Den regulatorischen Rahmen für die Ausgestaltung eines Herkunftsnachweisregisters für thermische Energie bilden das Herkunftsnachweisregistergesetz sowie die Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung. In letzterer wird u. a. geregelt, dass Wärme-Kälte-HKN für Wärme aus erneuerbaren Quellen und unvermeidbarer Abwärme sowie HKN für Wärme-Kälte aus sonstigen Quellen ausgestellt werden können (§ 28 GWKHV). Mit dieser Regelung ist die Möglichkeit angelegt, eine Vollkennzeichnung von Wärmenetzen durchzuführen. Auch für Wärme oder Kälte aus der thermischen Abfallbehandlung ist eine HKN-Ausstellung möglich (§ 28 GWKHV). Des Weiteren erlaubt die GWKHV im Gegensatz zu Strom-HKN die Ausstellung von Wärme-Kälte-HKN für den Eigenverbrauch (§ 28 GWKHV sowie § 15 Abs. 5 Nr. 1 GWKHV). Bei Wärme erfolgt eine Entwertung allerdings unmittelbar nach der Ausstellung, um eine Doppelvermarktung grüner Eigenschaften zu vermeiden. Eine Übertragung an Dritte ist nicht möglich (§ 35 Abs. 2 GWKHV sowie Begründung zur Verordnung).
Die GWKHV sieht eine Netzgebundenheit für HKN für Wärme, Kälte oder unvermeidbare Abwärme vor. Diese dürfen laut § 35 Abs. 1 GWKHV nur für Verbräuche in dem Fernwärme- oder Fernkältesystem entwertet werden, für das sie auch ausgestellt werden. Es ist demnach nicht möglich, HKN für thermische Energie jenseits von Fernwärme- oder Fernkältesystemen zu handeln. Die entsprechenden Systeme können allerdings aus mehreren technisch verbundenen Netzen bestehen.

Die Vermarktung thermischer Energie mittels HKN ist durch § 34 GWKHV geregelt. Nach § 34 Abs. 1 GWKHV dürfen HKN verwendet werden, um innerhalb eines Fernwärme- oder Fernkältesystems thermische Energieprodukte zu vermarkten, deren Eigenschaftsmix von dem des Gesamtmixes abweicht (z. B. ein grünes Wärmeprodukt mit 100 % Erneuerbare-Energien-Eigenschaften). Dabei darf eine Produktdifferenzierung innerhalb eines Wärmenetzes die Verträge von bestehenden Kunden*Kundinnen nicht verschlechtern. § 34 Abs. 2 GWKHV stellt klar, dass bei einer entsprechenden Verwendung von HKN zu Vermarktungszwecken der Marktwert von HKN im Rahmen einer Investitionsförderung oder sonstigen Förderung berücksichtigt werden muss. Andere gesetzliche Vorgaben hinsichtlich der Eigenschaften und des Betriebs eines Wärme- oder Kältenetzes bleiben unabhängig von der Vermarktung thermischer Energie innerhalb eines Fernwärme- oder Fernkältesystems bestehen (§ 34 Abs. 3).

Laut § 18 Abs. 2 GWKHV müssen auf Antrag Emissionsfaktoren auf einem HKN vermerkt werden. Welche Berechnungsmethodik hierfür zu verwenden ist, ist nicht festgelegt. In der Begründung zur Verordnung heißt es jedoch, dass möglichst alle anerkannten Methoden zur Angabe der THG-Emissionen offenstehen sollten.

Auch die im Kontext der Wärme- bzw. Kälteerzeugung relevanten Energiekonversionen werden im Rahmen der Verordnung behandelt (siehe hierzu Kapitel 2.5.1.3).

Nach § 4 Abs. 1 Nr. 4 HkNRG gelten neben den Bestimmungen der GWKHV zudem die Anforderungen des Europäischen Standards CEN – EN 16325 in Bezug auf die Ausgestaltung eines zukünftigen Registers für HKN für thermische Energie.

2.5.1.2 Akteursgruppen, Funktionen und Marktprozesse in der netzgebundenen Wärmeversorgung

In der Regel sind Fernwärmeversorger vertikal integriert und vereinen daher mehrere Marktrollen in einer Organisation (z. B. Erzeuger, Netzbetreiber, Vertrieb). Es finden sich aber auch abweichende Organisationsformen, in denen Marktrollen von unterschiedlichen Akteuren

besetzt werden. In einigen Fällen wird etwa die Betriebsführung von Eigentümern eines Wärmenetzes ausgelagert. Dies ist meist bei kleineren Wärmenetzen der Fall, insbesondere wenn die Eigentümerschaft in der Wohnungswirtschaft zu verorten ist. Hier werden zum Teil auch die Errichtung und der Betrieb von Erzeugungsanlagen ausgelagert. Seltener wird der Netzbetrieb organisatorisch ausgelagert. Üblicherweise ist ein Unternehmen im Fernwärmemarkt nicht nur für den Betrieb eines Wärmenetzes zuständig – anders als etwa die Netzbetreiber im Strommarkt. Es gibt jedoch Fälle, in denen Wärmenetze in einem Unternehmensverbund mit anderen Verteilnetzen zusammengefasst werden. Ein Beispiel hierfür ist die swb Bremen, die die Verteilnetze für Wärme (aber auch Strom, Gas und Wasser) im Rahmen der wesernetz Bremen GmbH organisiert. Aber auch in diesem Fall werden der Betrieb und der Ausbau des Netzes auf Vertrieb und Erzeugung der eigenen Fernwärmesparte ausgerichtet (siehe hierzu auch Engelmann et al., 2021).
Organisationsspezifische Sonderfälle sind die sogenannte Fernwärmeschienen, zu denen sich Fernwärmeversorger zusammenschließen, um im Verbund größere Areale gemeinschaftlich zu versorgen. Einige Fernwärmenetze werden auch über Ländergrenzen hinweg betrieben. Diese Sonderfälle werden in Kapitel 2.5.1.2.4 dargestellt. Auf die Einbindung von Dritten zur Lieferung unvermeidbarer Abwärme oder Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung (TAB) wird in Kapitel 2.5.1.2.3 detaillierter eingegangen.

2.5.1.2.1 Definition relevanter Akteursgruppen

Für die Marktkommunikationsprozesse im Strom- und Gasbereich existieren gesetzlich vordefinierten Marktrollen. Im Markt für die netzgebundene Wärmeversorgung ist dies nicht der Fall. Auch besteht aufgrund der monopolistischen Organisation von Fernwärmenetzen keine Funktionstrennung im Markt. So vereinen Wärmeversorger häufig mehrere Marktrollen in einer Organisation. Auch andere Akteure nehmen im Fernwärmemarkt häufig mehrere Funktionen ein. Industrieunternehmen können z. B. einerseits als Verbrauchende Wärme aus dem Netz beziehen, und andererseits durch die Lieferung unvermeidbarer Abwärme als Wärmeerzeuger im entsprechenden Fernwärmesystem auftreten. Die Akteursgruppe der Kommunen tritt ebenfalls in verschiedenen Funktionen im Markt auf: Sie sind nicht nur Verbrauchende mit Vorbildfunktion und mit der kommunalen Wärmeplanung betraut, sondern auch (Mit-)Eigentümer der entsprechenden Stadtwerke, die sich um die Fernwärmeversorgung der Kommune kümmern (Engelmann et al., 2021; Mennel et al., 2023). In Tabelle 17 wird die Akteurs-Landschaft des Fernwärmemarktes dargestellt.

Tabelle 17: Akteursgruppen im Fernwärmemarkt

Akteursgruppen	Beschreibung der Rolle im Markt der netzgebundenen Wärmeversorgung
Fernwärmeversorger	I. d. r. vertikal integriert, d. h. Erzeugung, Netzbetrieb, ggf. Speicherung und Vertrieb liegen meist in einer Hand, vereinzelt sind auch andere Organisationsformen möglich. Besondere Rolle in Bezug auf die Dekarbonisierung der Fernwärme, da sie Netzausbau- und Erzeugungsportfolio verantworten und entsprechende Investitionsentscheidungen treffen müssen.
Kommunen	Vereinen meist unterschiedliche Funktionen: • Wärmeversorger (kommunale Unternehmen) • Verbrauchende mit Vorbildfunktion (kommunale Liegenschaften) • Planer und Regulierer (kommunale Wärmeplanung) • Berater und Förderer
Industrie	Verbrauchender; Ggf. auch Lieferant unvermeidbarer Abwärme

Akteursgruppen	Beschreibung der Rolle im Markt der netzgebundenen Wärmeversorgung
Abfallwirtschaft	Erzeuger thermischer Energie durch die thermische Abfallbehandlung (behandelt als Sonderfall in Kapitel 2.5.1.2.3).
Wohnungswirtschaft / Eigentümer	Verbrauchende können durch Forderung eines Netzanschlusses auch Treibende für den Fernwärmenetzausbau sein; im Falle von Gebäude- oder Quartiersnetzen auch Netzeigentümer, bis hin zu vertikal integrierten Fernwärmeversorgern.
Mietende	Vertragsverhältnisse zur Lieferung netzgebundener Wärme bestehen meist nur zwischen Fernwärmeversorgern und Eigentümer. Die Mietenden bekommen entsprechende Kosten weitergeleitet.
Wasserwirtschaft	Bereitstellung/Lieferung von Energiequellen zur Wärmeerzeugung, z. B. Klärgas, Realisierung von Abwasserwärmepumpen.
Stromlieferanten	Lieferung von Strom zum Betreiben von Power-to-Heat/-Cooling (PtH/PtC)-Anlagen (z. B. Elektrodenkessel, Elektroheizstäbe) und zum Betrieb von Wärmepumpen (Konversionsfall gesondert behandelt in Kapitel 2.5.1.3).
Biomasse-/ Biogaslieferanten	Lieferung von Biomasse/Biogas zum Betreiben von Wärmeerzeugungsanlagen (Konversionsfall gesondert behandelt in Kapitel 2.5.1.3).
Wasserstoff-Lieferant	Lieferung von Wasserstoff zum Betreiben von Wärmeerzeugungsanlagen (Konversionsfall gesondert behandelt in Kapitel 2.5.1.3).
Registerbetreiber	Betreiben Register zum Nachweis der Eigenschaften eingesetzter Energieträger, ebenfalls im Kontext von Konversionsfällen bei der Wärmeerzeugung relevant: • Nabisy & dena Biogasregister zum Nachweis von Nachhaltigkeitskriterien von Biomasse/Biogas • Strom-HKNR zum Nachweis strombasierter EE-Wärmeerzeugung • Zukünftig Register der 37. BImSchV zum Nachweis von grünem Wasserstoff sowie Strom, der im Rahmen der 37. BImSchV anerkannt wird Das UBA, welches das zukünftige HKNR für thermische Energie betreibt, zählt ebenfalls zu Registerbetreibern im Fernwärmemarkt.
Dienstleister	
Contractor	Fachkundige Dritte, an die z. B. Planung, Finanzierung, Errichtung, Betriebsführung und Instandhaltung einer Anlage übergeben werden. In der Praxis bestehen unterschiedliche Contracting-Varianten (Koch et al., 2023).
Ingenieurbüros	Durchführung von Vorplanung sowie Genehmigungs- und Ausführungsplanung von Fernwärmesystemen
Gutachtende	Begutachtung der energetischen Bewertung von Fernwärme (PEF, EF, EE-Anteile) zur Berichterstattung ggü. verschiedenen Stakeholdern; Eichung von Messzählern nach Mess- und Eichgesetz (MessEG) und Mess- und Eichverordnung (MessEV) (Prüf- und Verifizierungsroutinen behandelt in Kapitel 5.7.3).
Speicherbetreiber	Betrieb von Speichern; häufig von Fernwärmeversorgern betrieben, aber auch Integration in ein bestehendes Wärmenetz möglich
Gesetzgeber	Spielt eine entscheidende Rolle in Bezug auf Verpflichtung oder Anreiz zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen sowie für den Schutz von Verbrauchenden.

Akteursgruppen	Beschreibung der Rolle im Markt der netzgebundenen Wärmeversorgung
	Nationale Ebene: GEG, WPG, BEW, BEG, FFVAV Landesrechtliche Ebene: Bspw. Verpflichtung zur Erstellung von Transformationsplänen in Baden-Württemberg (EWärmeG), Hamburg (HmbKliSchG) und Thüringen (ThürKlimaG)
Verbände	Interessensvertretung Fernwärmeversorgung, Wissenstransfer, fachliche Unterstützung; zu den bekanntesten Verbänden der Branche, die auf übergeordneter Ebene agieren, zählen: - AGFW - BDEW - VKU – Verband kommunaler Unternehmen e.V. - VIK – Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. - ASEW – Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung - ITAD – Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. - Bundesverband Geothermie e.V. - BWKW – Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. - Vedec – Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting e.V.
Netzwerke	Wissenstransfer, auch über Ländergrenzen hinweg, z. B. Netzwerk „Innovative und grüne Fernwärme in Norddeutschland“, „Plattform grüne Fernwärme“, Deutsch-Dänisches Netzwerk für Fernwärmeversorger oder Deutsch-Französische Energieplattform.
Banken, Förderbanken	Investition in Fernwärmesysteme, Abwicklung staatlicher Förderprogramme

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Engelmann et al., 2021; Geiger et al., 2021)

Die Größe einzelner Akteursgruppen der netzgebundenen Wärmeversorgung lässt sich nur schwer abschätzen. Anders als im Bereich der Strom- und Gasversorgung stehen bisher keine Daten aus einem zentralen Marktstammdatenregister zur Verfügung. Zudem unterliegt die netzgebundene Wärmeversorgung nicht dem jährlichen Monitoring durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Die öffentliche Verfügbarkeit amtlicher Strukturdaten zur netzgebundenen Wärmeversorgung ist als lückenhaft einzuschätzen (AGFW, 2023b; Engelmann et al., 2021). Eine zentrale Datenquelle ist die jährliche Erhebung der statistischen Ämter der Länder zur Erzeugung und Nutzung von Wärme sowie zum Betrieb von Wärmenetzen. Es ist jedoch zu beachten, dass die erhobenen Daten nur auf Unternehmensebene vorliegen, wodurch Aussagen über einzelne Netze nicht möglich sind. Zusätzlich entstehen aufgrund von Aggregations- und Geheimhaltungsanforderungen Lücken in den Angaben und Änderungen in der Erhebungsmethodik in vergangenen Jahren, die die Vergleichbarkeit der Daten über die Zeit beeinträchtigen können. Eine Quelle für Hochrechnungen und detaillierte Strukturdaten stellt derzeit insbesondere der jährliche AGFW-Hauptbericht dar, der vom Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (Fraunhofer IFAM) wissenschaftlich begleitet wird (AGFW, 2023b).

Der AGFW zählt zum Jahresanfang 2024 knapp 390 Wärmeversorger zu seinen ordentlichen Mitgliedern (AGFW, 2024b). Es ist jedoch zu beachten, dass nicht alle Fernwärmeversorger im AGFW organisiert sind. Der AGFW zählt unter den Mitgliedern 1.004 Wassernetze sowie 29 Dampfnetze (AGFW, 2023b). In der Informationsdatenbank „District Energy Systems“ (DESI) des AGFW sind über 3.100 Versorgungssysteme gelistet. Davon knapp 50, die entweder Kälte oder Wärme und Kälte liefern können. Über die Erhebung der statistischen Landesämter wurden für das Jahr 2021 4.088 Wärmenetze gemeldet. Nach Berechnungen des AGFW entspricht dies einer

Trassenlänge von insgesamt 34.160 km, wobei der Großteil auf Wassernetze (31.413 km) entfällt (AGFW, 2023b).

Zu den Kunden*Kundinnen netzgebundener Wärmeversorgung zählen wie bereits in Tabelle 17 dargestellt vornehmlich private Haushalte und Wohnungsgesellschafen, die im Jahr 2023 etwa 52 % der Abnehmenden ausmachten, sowie industrielle Verbrauchende, die 38 % der Abnehmer im Jahr 2023 abbilden. 23 % entfallen auf sonstige Abnehmer (BDEW, 2023c, 2024b).

In Bezug auf Gutachtende, lassen sich Zahlen zu den AGFW-Gutachtenden in der DESI-Datenbank finden. In der Informationsdatenbank „District Energy Systems“ (DESI) des AGFW sind 270 AGFW-Gutachtende gelistet, die vornehmlich den PEF sowie Erfüllungsgrad und Energiequellenkennzahlen nach AGFW-Arbeitsblättern FW 309-1 und FW 309-5 prüfen (AGFW, 2024a). Einige können auch die Berechnung von Emissionsfaktoren nach FW 309-6 abprüfen. Auf Prüf- und Verifizierungsroutinen wird in Kapitel 5.7.3 detaillierter eingegangen.

2.5.1.2.2 Beschreibung der Marktbeziehungen und Prozesse

Abbildung 56 zeigt eine Übersicht der zentralen Handelsbeziehungen und Prozesse im Fernwärmemarkt anhand eines e3-value Models, welches die Produkt- bzw. Service- sowie Geld- und Informationsflüsse zwischen den verschieden Marktteilnehmern darstellt.

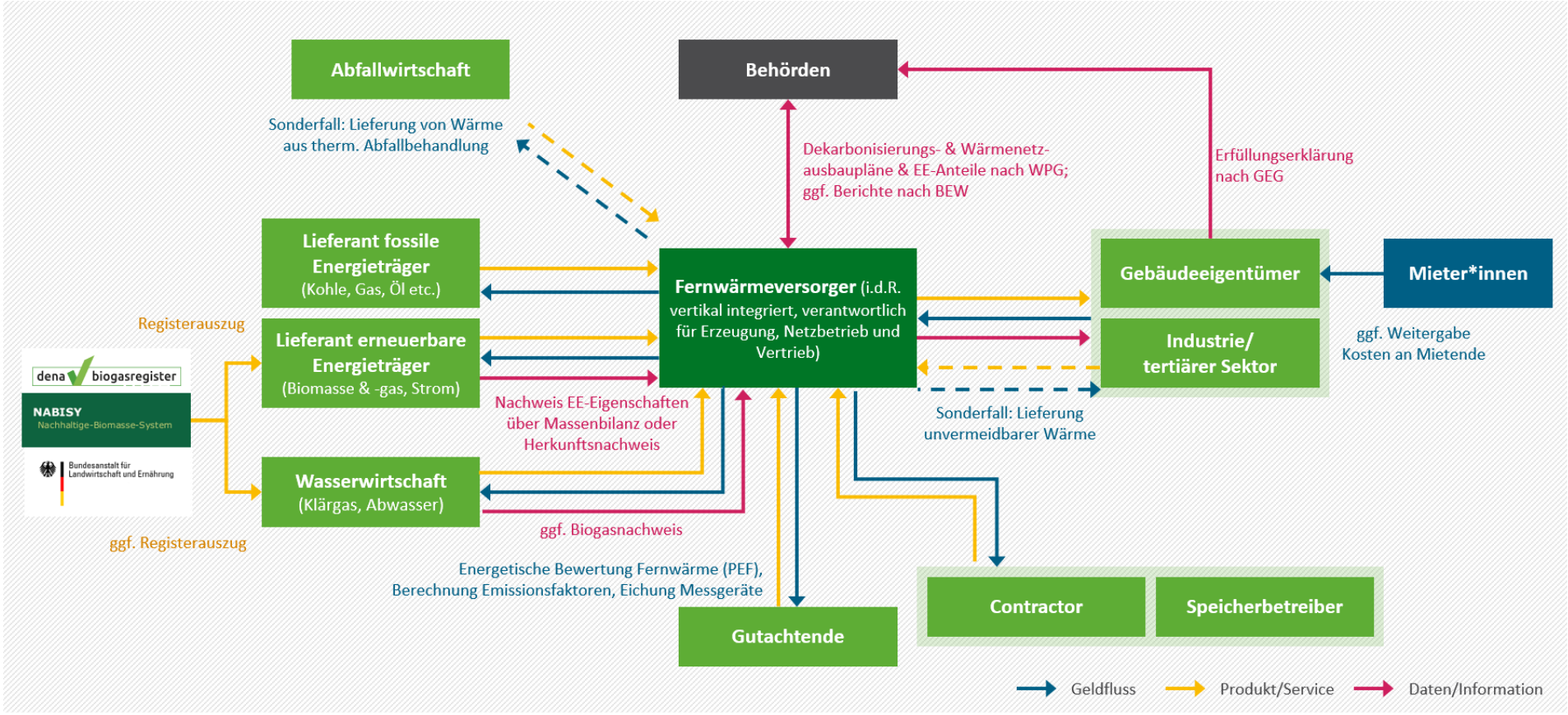
Wie beschrieben nehmen Fernwärmeversorger mehrere Rollen im Markt der netzgebundenen Wärmeversorgung ein, d. h. diesen obliegen die Prozesse von der Erzeugung bis hin zur Lieferung von Wärme. Handelsbeziehungen bestehen vorgelagert zu den Lieferanten der jeweiligen Energieträger, aus denen Wärme produziert wird. Hier muss bei erneuerbaren Energieträgern nicht nur das Produkt, sondern auch ein Nachweis über die EE-Eigenschaft vorliegen. Dies kann etwa ein Massenbilanznachweis aus Nabisy oder dem dena Biogasregister sein oder auch ein mit Strom-HKN hinterlegter Ökostromvertrag.
Die Abfallwirtschaft nimmt eine Sonderstellung ein. Diese fungiert als Lieferantin, die Wärme wird jedoch an die Fernwärmeversorger geliefert. Die Erzeugung findet in diesem Fall außerhalb der Unternehmensgrenzen der Versorger statt. Dies trifft ebenfalls auf Lieferungen von unvermeidbarer Abwärme aus der Industrie oder dem tertiären Sektor zu. Auf die Einbindung der Quellen unvermeidbarer Abwärme sowie Wärme aus thermischer Abfallbehandlung in Fernwärmenetze wird in Kapitel 2.5.1.2.3 detaillierter eingegangen.

Im Fernwärmemarkt können zudem verschiedene Dienstleistungsverhältnisse bestehen. AGFW-Gutachtende prüfen etwa PEF- und EF-Berechnungen sowie die Berechnung von EE-Anteilen nach den AGFW-Arbeitsblättern. Auch zur Eichung von Messgeräten nach MessEG und MessEV werden Gutachtende beschäftigt. Zudem beschäftigen manche Wärmeversorger sogenannte Contractoren, die neue Erzeugungsanlagen für die Versorger umsetzen. Auch die Einbindung von Speicherbetreibern kann in Form eines Dienstleistungsverhältnisses erfolgen.

Nachgelagert bestehen Handelsbeziehungen zu den Wärmekunden*Wärmekundinnen. Dies können Gebäudeeigentümer aus der Wohnungswirtschaft oder Sektoren wie Industrie oder Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sein. Zu Kunden*Kundinnen besteht nicht nur ein physisches Lieferverhältnis, sondern ebenfalls eine Informationspflicht (siehe Kapitel 2.5.1.1.1).

Eine Informationspflicht besteht für Fernwärmeversorger außerdem gegenüber den Behörden. Im Rahmen des WPG muss an die entsprechenden Landesbehörden berichtet werden. Falls eine Förderung nach BEW bewilligt wurde, ist an das Bundesamt für Wirtschaft- und Ausfuhrkontrolle zu berichten.

Abbildung 56: Handelsbeziehungen und Prozesse im Fernwärmemarkt



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

2.5.1.2.3 Unvermeidbare Abwärme und thermische Abfallbehandlung

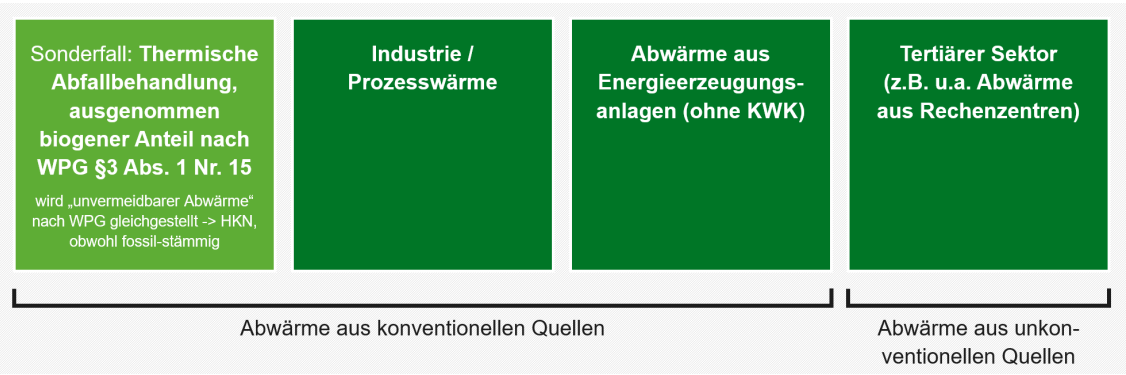
Die Nutzung unvermeidbarer Abwärme stellt eine wichtige Option zur Dekarbonisierung von Wärme- sowie Kältenetzen dar (Bürger et al., 2021; Engelmann et al., 2021; European Commission: Directorate-General for Energy et al., 2022). Nach Art. 23 Abs. 1 RED II können Mitgliedsstaaten Abwärme und -kälte für eine Steigerung des EE-Anteils im Wärme- und Kältesektor nutzen. Auch im Rahmen der nationalen Gesetzgebung wird unvermeidbare Abwärme zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung mit Wärme aus EE gleichgestellt (Bspw. § 71 Abs. 1 GEG; § 1 WPG). Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze fördert ebenfalls sowohl den Ausbau erneuerbarer Energien als auch Abwärme in Wärme- sowie Kältenetzen (BAFA, 2024).

GEG, WPG und HkNRG enthalten Definitionen zu unvermeidbarer Abwärme. Laut § 2 Nr. 8 HkNRG sowie § 3 Abs. 1 Nr. 13 WPG wird unvermeidbare Abwärme definiert als „Wärme, die als unvermeidbares Nebenprodukt in einer Industrieanlage, einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und ohne den Zugang zu einem Wärmenetz ungenutzt in die Luft oder in das Wasser abgeleitet werden würde“. Hierbei gilt Abwärme als unvermeidbar „soweit sie aus wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen oder sonstigen Gründen im Produktionsprozess nicht nutzbar ist und nicht mit vertretbarem Aufwand verringert werden kann“ (§ 2 Nr. 15 HkNRG, § 3 Abs. 1 Nr. 13 WPG). Im GEG findet sich in § 3 Abs. 1 Nr. 30a eine sehr ähnliche Definition. Nutzwärme aus KWK-Prozessen nach § 2 Nr. 26 KWKG wird nicht als unvermeidbare Abwärme definiert.

Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung nimmt eine Sonderstellung ein. Laut § 3 Abs. 4 Nr. 1a WPG wird diese im Rahmen der Transformation von Wärmenetzen unvermeidbarer Abwärme gleichgestellt. Voraussetzung ist die Einhaltung der Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG). Ebenso wird Wärme aus der thermischen Behandlung von Klärschlamm gemäß Klärschlammverordnung (AbfKlärV) nach § 3 Abs. 4 Nr. 1b WPG unvermeidbarer Abwärme gleichgesetzt.
Zu beachten ist, dass § 3 Abs. 1 Nr. 5 WPG zwischen biogenem sowie nicht biogenem Siedlungsabfall differenziert. Während der biogene Anteil der Wärmeproduktion thermischer Abfallbehandlung nach § 3 Abs. 1 Nr. 15e zu Wärme aus EE zählt, bezieht sich § 3 Abs. 4 Nr. 1a nur auf die fossil-stämmigen Anteile. Nach § 28 GWKHV würden demnach für den biogenen Anteil HKN für EE-Wärme nach § 28 Nr. 1 GWKHV und für den fossil-stämmigen Anteil HKN für Wärme aus thermischer Abfallbehandlung nach § 28 Nr. 3 GWKHV ausgestellt.

Laut Bacquet et al. (2022) kann Abwärme aus konventionellen sowie unkonventionellen Quellen gewonnen werden. Abbildung 57 zeigt unterschiedliche Arten unvermeidbarer Abwärme auf.

Abbildung 57: Arten unvermeidbarer Abwärme



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (European Commission: Directorate-General for Energy et al., 2022; Rösch et al., 2019 und WPG).

Zu den konventionellen Quellen für Abwärme zählen Hochtemperatur-Prozesse der Industrie (z. B. in der Stahl-, Chemie-, Lebensmittel-, Raffinerie- oder Papiergroßindustrie). Stromerzeugungsanlagen wie Kern-, Kohle- oder Gaskraftwerke sowie elektrische Umspannwerke können ebenfalls hohe Temperaturen erzeugen und als konventionelle Quelle dienen. Auch die bei der Gasexpansion vor der Verteilung aus dem Gasnetz anfallende Abwärme kann zurückgewonnen werden. Unkonventionelle Quellen zeichnen sich laut Bacquet et al. (2022) durch ein geringeres Temperaturniveau aus (< 50°C) und stammen häufig aus dem tertiären Sektor. So leiten Kühlanlagen von z. B. Rechenzentren große Mengen überschüssige Wärme während des Kühlvorgangs ab. Wärme aus der thermischen Behandlung von Abfällen kann ebenfalls als konventionelle Quelle kategorisiert werden. In Deutschland werden Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung überwiegend als KWK betrieben, wodurch die Wärmenutzung ermöglicht wird (Birnstengel et al., 2020).

Die Einbindung von Lieferanten unvermeidbarer Abwärme sowie von Wärme aus TAB geschieht auf Basis bilateraler Verträge. Aufgrund der Tatsache, dass die Fernwärmeversorgung nicht liberalisiert ist, bestehen keine offiziellen Regelungen zum Zugang Dritter zu entsprechenden Infrastrukturen. Eine Erleichterung des Zugangs Dritter, die Energie aus erneuerbaren Quellen oder unvermeidbarer Abwärme erzeugen, wird in Art. 24 Abs. 4 (b) der RED III verlangt. Entsprechende regulatorische Modelle werden in Deutschland bereits untersucht (Mennel et al., 2023; siehe hierzu auch Ortner et al., 2022).

Das aktuell größte Projekt zur Einbindung industrieller Abwärme befindet sich in Hamburg. Hier soll die industrielle Abwärme des Metallproduzenten Aurubis ab der Heizperiode 2024/2025 bis zu 20.000 Hamburger Haushalte versorgen. Die Zusammenarbeit von Aurubis und Wärme Hamburg GmbH besteht bereits seit 2018. Sie beinhaltet eine Wärmelieferung in den Stadtteil HafenCity, die über das Energiedienstleistungsunternehmen enercity Contracting Nord GmbH abgewickelt wird. Für den Umbau kommen Fördermittel des BMWK hinzu, das außerdem das Modell zur Umsetzung mitentwickelte (Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft [BUKEA], 2021; Hamburger Energiewerke, 2023).
In Ingolstadt ist die thermische Abfallbehandlungsanlage des Zweckverbandes Müllverwertungsanlage Ingolstadt (MVA) bereits ein wichtiger Baustein der regionalen Energieversorgung. Durch die Verbrennung nicht stofflich verwertbarer Abfallreste gewinnt die Anlage jährlich rund 178 GWh Wärme und über 7,7 MWh Strom, die in die öffentlichen Versorgungsnetze eingespeist werden. Die MVA betreibt ihre Anlage unter strengen Umweltauflagen (Stadt Ingolstadt, 2019).
Ein Beispiel zur Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme, das Landesgrenzen überschreitet, ist die Kooperation zwischen Strasbourg und Kehl, die die Integration unvermeidbarer Abwärme des Badischen Stahlwerks (BSW) in Kehl in das Fernwärmesystem Strasbourgs ermöglicht (siehe Kapitel 2.5.1.2.4).

Risiken für die Nutzung von insbesondere industrieller Abwärme zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen ergeben sich laut Rösch et al. (2019) vor allem für die Wärmeversorger: Sie tragen meist die gesamten Kosten zur Einbindung einer Quelle für unvermeidbare Abwärme. Diese Anfangsinvestitionen in die Fernwärmeleitung sowie entsprechende Steuerungs- und Messtechnik müssen sich wirtschaftlich gestalten lassen. Darüber unterliegt die Wärmelieferung industrieller Abwärme Schwankungen, die Wärmeversorger durch eine redundante Energieerzeugungsoption absichern müssen (Rösch et al., 2019).
Auch die unterschiedlichen Planungszeiträume erschweren Projekte zur Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme in ein Fernwärmesystem. Während Wärmeversorger aufgrund der langen Amortisationszeiträume meist langfristige Vertragslaufzeiten bevorzugen, wollen sich Unternehmen häufig nur kurzfristig an Verträge binden, da sie sich auf diese Weise

Standortentscheidungen offen halten (Rösch et al., 2019).
Auch auf technischer Ebene bestehen Herausforderungen in der Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme. Es werden hohe Vorlauftemperaturen benötigt, um Abwärme in bestehende Fernwärmesysteme zu integrieren (Averfalk et al., 2021). Dies schränkt das Potenzial zur Nutzung zusätzlich ein.
Auch in Bezug auf unvermeidbare Abwärme aus Rechenzentren zeigen sich in der Umsetzung einige Herausforderungen. Eine Befragung der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V. (DENEFF) (2024) nennt fehlende Abnehmer, technische Herausforderungen bei der Einbindung sowie Wirtschaftlichkeitsfragen als häufigste Gründe für das Scheitern oder Pausieren von Projekten.Risiken für die Nutzung von insbesondere industrieller Abwärme zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen ergeben sich laut Rösch et al. (2019) vor allem für die Wärmeversorger: Sie tragen meist die gesamten Kosten zur Einbindung einer Quelle für unvermeidbare Abwärme. Diese Anfangsinvestitionen in die Fernwärmeleitung sowie entsprechende Steuerungs- und Messtechnik müssen sich wirtschaftlich gestalten lassen. Darüber unterliegt die Wärmelieferung industrieller Abwärme Schwankungen, die Wärmeversorger durch eine redundante Energieerzeugungsoption absichern müssen (Rösch et al., 2019).
Auch die unterschiedlichen Planungszeiträume erschweren Projekte zur Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme in ein Fernwärmesystem. Während Wärmeversorger aufgrund der langen Amortisationszeiträume meist langfristige Vertragslaufzeiten bevorzugen, wollen sich Unternehmen häufig nur kurzfristig an Verträge binden, da sie sich auf diese Weise Standortentscheidungen offen halten (Rösch et al., 2019).
Auch auf technischer Ebene bestehen Herausforderungen in der Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme. Es werden hohe Vorlauftemperaturen benötigt, um Abwärme in bestehende Fernwärmesysteme zu integrieren (Averfalk et al., 2021). Dies schränkt das Potenzial zur Nutzung zusätzlich ein.
Auch in Bezug auf unvermeidbare Abwärme aus Rechenzentren zeigen sich in der Umsetzung einige Herausforderungen. Eine Befragung der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V. (DENEFF) (2024) nennt fehlende Abnehmer, technische Herausforderungen bei der Einbindung sowie Wirtschaftlichkeitsfragen als häufigste Gründe für das Scheitern oder Pausieren von Projekten.

Da Abwärme als unvermeidbares Nebenprodukt gilt, kann sie bei der Einspeisung in ein Wärmenetz als klimaneutrale Wärme gelten, auch wenn sie ursprünglich aus einem mit fossilen Brennstoffen befeuerten Prozess stammt. Die bei der Entstehung der Abwärme entstandenen THG-Emissionen werden in diesem Fall den Sektoren zugerechnet, in denen die Abwärme entstanden ist (Industrie, tertiärer Sektor, Stromerzeugung). Gemäß anerkannten technischen Standards kann der prozessbedingte Teil der erzeugten Abwärme daher mit einem Primärenergiefaktor sowie Emissionsfaktor von Null bewertet werden (AGFW, 2021, AGFW FW 309 Teil 1). Die Anteile des Brennstoffeinsatzes, die z. B. zur Erhöhung der Temperaturniveaus der Abwärme dienen, gelten wiederum als durch die Fernwärme bedingt und müssen daher mit positivem PEF und EF bewertet werden.
Im Kontext nationaler Sektorziele wird in Bezug auf die Allokation von Emissionen ebenfalls nach dieser Logik verfahren. Die Emissionen der Prozesse, bei denen unvermeidbare Abwärme entsteht, werden über das EU ETS (Industrieanlagen, Stromerzeugungsanlagen) bzw. das BEHG (thermische Abfallbehandlung) erfasst und verbleiben in den entsprechenden Sektoren. Unvermeidbare Abwärme im Wärmesektor mit Nullemissionen anzurechnen, führt demnach nicht zu einer Unterschätzung von THG-Emissionen in der Gesamtbilanz.
Anders gestaltet sich der Sachverhalt im Kontext der Treibhausgasbilanzierung von Unternehmen. Nach gängigen Standards – wie dem GHG Protocol oder der ISO 14044/14064 –

ist die Frage, ob der unvermeidbaren Abwärme Emissionen mitgegeben werden eine Allokationsfrage, die Unternehmen selbst bewerten können. Wird unvermeidbare Abwärme als Abfall eingestuft, so werden ihr keine THG-Emissionen zugeschrieben. Die im entsprechenden Prozess entstandenen Emissionen verbleiben bei dem Produkt bzw. in dem Sektor, in dem die Emissionen entstanden sind. Wird unvermeidbare Abwärme innerhalb eines Unternehmens jedoch als Koprodukt eingestuft, ist ein entsprechender Anteil der Emissionen auf die unvermeidbare Abwärme allokiert. Die Abwärme wird also mit Emissionen geliefert. Diese müssten entsprechend in den THG-Bilanzen sowie Emissionsfaktoren für die gelieferte Wärme des Fernwärmeversorgers auftauchen, um eine Unterschätzung von THG-Emissionen in der Gesamtbilanz zu vermeiden. Da im Wärmesektor normalerweise unvermeidbare Abwärme mit einem PEF bzw. EF von Null geliefert wird, würden so Emissionen verloren gehen. Die GWKHV gibt nach § 18 Abs. 2 vor, dass auf Anfrage Emissionsfaktoren auf Herkunftsnachweisen auszuweisen sind. Es stellt sich die Frage, wie diese im Falle von unvermeidbarer Abwärme zu berechnen sind.

Zu beachten ist: Die Ausstellung von Wärme-HKN für den nicht-biogenen Anteil der als klimafreundlich eingestuften TAB bedeutet nicht, dass entsprechende Wärme als „erneuerbar“ vermarktet werden kann. Die Eigenschaften der erzeugten Wärme sind im Rahmen der Kennzeichnung entsprechender Produkte zu kommunizieren, so dass es Kunden*Kundinnen überlassen bleibt, ob sie Produkte mit einem Anteil von TAB-HKN nachfragen. § 31 GWKHV stellt sicher, dass für erneuerbare Energien oder unvermeidbare Abwärme ausgestellte HKN klar von HKN unterscheidbar sind, die für thermische Energie aus TAB oder sonstigen Quellen ausgestellt werden. Auf die Potenziale zur HKN-Ausstellung aus unvermeidbarer Abwärme und thermischer Abfallbehandlung wird in Kapitel 2.5.3.3.1 detaillierter eingegangen.

2.5.1.2.4 Verbundnetze und grenzüberschreitende Netze

Eine Sonderform in der Organisation von Fernwärmesystemen stellen **Verbundnetze** dar. Sie entstehen, wenn sich Fernwärmeversorger zusammenschließen, um größere Areale gemeinschaftlich zu beliefern. Solche organisatorischen Kooperationen sind sehr unterschiedlich ausgestaltet und beruhen auf bilateralen privatwirtschaftlichen Verträgen. Häufig wird die Zusammenarbeit jedoch in einem extra gegründeten Verbundunternehmen organisiert, z. B. haben sich die Saarberg Fernwärme GmbH und die Stadtwerke Saarbrücken zusammengetan, um eine 19 km lange Fernwärmeschiene zwischen Saarlouis und Völklingen zu betreiben. 766 GWh Fernwärme wurden im Jahr 2017 transportiert, was den Bedarf von ca. 53.000 Einfamilienhäusern deckt. Das Netzt zählt in Deutschland zu einem der größten regionalen Fernwärmeverbundsysteme (Fernwärme-Verbund Saar, o. d.).
Auch die Stadtwerke München und die Erdwärme Grünwald GmbH organisieren die Fernwärmeversorgung in Grünwald gemeinschaftlich. Im rund 100 km langen Fernwärmenetz sind im Jahr 2023 bereits 1.500 von 3.000 Haushalten angeschlossen. Außerdem werden die Orte Unterhaching und Laufzorn durch eine 4,7 km lange Fernwärmetransportleitung beliefert. Über eine Verbindung der bestehenden Netze soll bei Bedarf Fernwärme ausgetauscht und auf diese Weise das geothermische Potenzial im Münchner Süden optimal genutzt werden. Diese Zusammenführung wurde im Jahr 2023 mit einer Machbarkeitsstudie beauftragt (Bundesverband Geothermie e.V., 2019; Erdwärme Grünwald GmbH, 2024; Hecht, 2019; Schreib, 2023).
Bereits im Jahr 2015 startete das Projekt zur Entwicklung der Fernwärmeschiene Rhein Ruhr (FWSRR) zum größten Fernwärmenetz Europas. Die beteiligten Unternehmen, darunter die Steag Fernwärme GmbH, Fernwärmeversorgung Niederrhein GmbH und Energieversorgung Oberhausen AG, wollten nach ursprünglicher Planung jährlich 100.000 Tonnen CO_2 einsparen. Die Unternehmen geben an, dass das Projekt nach eingehender Beratung aufgrund des Wandels

der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abgebrochen werden musste (Klimaagentur Rhein-Ruhr, 2024; Stadt Oberhausen, 2016; Westdeutsche Allgemeine Zeitung, 2021).

Einen Sonderfall stellt die Kooperation von Fernwärmeversorgern zum Betrieb von **grenzübergreifenden Fernwärmenetzen** dar. Hier muss nicht nur die Zusammenarbeit zweier Unternehmen grenzübergreifend organisiert werden, es müssen ggf. auch relevante Regulierungen für Fernwärmenetze aus anderen Ländern beachtet werden. Eine HKN-Ausstellung sowie -Entwertung für Wärmemengen aus einem grenzübergreifenden Netz würde eine Abstimmung zwischen den jeweiligen HKN-Systemen erfordern.

Eins der wenigen Beispiele für grenzübergreifende Fernwärmenetze verbindet die Städte **Frankfurt (Oder) und Słubice**. Die Stadtwerke Frankfurt (Oder) und das polnische Wärmeversorgungsunternehmen SEC der Stadt Słubice betreiben seit 2015 eine Wärmeübergabestation auf der Oderbrücke. Während der Wintermonate versorgen die Stadtwerke Frankfurt (Oder) und im Sommer die SEC beide Städte mit Fernwärme. Jährlich werden etwa 16.000 MWh Fernwärme ausgetauscht. Die Investitionen für dieses Projekt belaufen sich auf deutscher Seite auf 2,8 Millionen Euro und auf polnischer Seite auf 390.000 Euro (deutschland.de, 2023; Tosenberger, 2015).

Ein aus erneuerbaren Energien betriebenes Fernwärmenetz soll ebenso die deutsche Stadt **Görlitz und die polnische Stadt Zgorzelec** verbinden. Mit dem Projekt wollen beide Städte bis 2030 klimaneutral sein. Es sollen 75.000 Tonnen CO_2 pro Jahr eingespart werden. Die Fernwärmenetze beider Städte sollen durch eine 2,5 km lange Verbindungsleitung zusammengeführt werden. Die Görlitzer Kläranlage soll zur direkten Nutzung von Abwasserabwärme oder Solarthermie angebunden und ein gemeinsames Biomasse-Heizwerk in Zgorzelec errichtet werden. Beteiligt sind die Stadtwerke Görlitz AG sowie der Fernwärmeversorger ZPEC der Stadt Zgorzelec. Das Projekt wurde 2022 als eines von drei „renewable energy cross-border projects“ im Rahmen der „Connecting Europe Facility“ gefördert. Bereits im Jahr 2003 war das Projekt in Diskussion, scheiterte aber, da zu diesem Zeitpunkt eine kohlebasierte Fernwärmeerzeugung geplant war, die von deutscher Seite nicht in Frage kam (Stadtwerke Görlitz, 2020; Veolia Holding Deutschland GmbH, 2020).

Beide deutsch-polnischen Projekte müssen neben regulatorischen Rahmenbedingungen auf deutscher Seite auch die Energiegesetzgebung in Polen sowie die sich hieraus ergebenden Pflichten für Fernwärmeversorger beachten. Das Energiegesetz (Ustawa Prawo Energetyczne) vom 10. April 1997 regelt in Polen die Verpflichtungen der Wärmeerzeuger. Für die Überwachung und Regulierung des Energiemarktes wurde die unabhängige Regulierungsbehörde für Energetik (Urząd Regulacji Energetyki - URE) eingerichtet. Die URE regelt den Zugang zu Energieinfrastrukturen und Stromnetzen und legt die Bedingungen für deren Nutzung fest. Zudem unterliegt Polen EU-Regelungen, darunter die Begrenzung der Emissionen aus Feuerungsanlagen (Richtlinie (EU) 2015/2193 zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft) und die THG-Emissionsminderung zur Erfüllung der Klimaziele (Europäisches Klimagesetz: Verordnung (EU) 2021/1119).

Der Anteil der Nutzung von fossilen Brennstoffen für Fernwärme ist in Polen sehr hoch. Außerdem haben 87,5 % der Fernwärmesysteme mit einer Leistung über 1 MW nicht den Status eines effizienten Systems. Besonders im ländlichen Bereich, in dem kleine Fernwärmesysteme vorherrschend sind, ist eine Modernisierung der Fernwärmesysteme finanziell nicht auf die Verbrauchenden umlegbar. Im Entwurf der Energiepolitik Polens für das Jahr 2040 (PEP2040) ist jedoch ein Ausbau der Fernwärme und eine Verringerung der Emissionen geplant. Dies soll insbesondere durch die Entwicklung von erneuerbaren Energietechnologien und die verstärkte

Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung erreicht werden (Chimelewska, 2021).
Polen ist eines der wenigen Länder in der EU, das nicht am EECS-System der Association of Issuing Bodies teilnimmt, sondern ein eigenes nationales HKN-System führt (AIB, 2023a). Neuerungen am Gesetz für Erneuerbare Energien in Polen ebnen nun jedoch den Weg zu einer Mitgliedschaft bei der AIB (AIB, 2023b). Zurzeit stellt Polen nur HKN für Strom aus, ein Herkunftsnachweisregister für thermische Energie besteht zurzeit noch nicht (Towarowa Giełda Energii, 2024).

Auch an der französischen Grenze wird in Bezug auf die Fernwärmeversorgung grenzübergreifend kooperiert. Im Rahmen der länderübergreifenden Wärmegesellschaft „Calorie Kehl-Strasbourg“ soll bisher ungenutzte Abwärme des Badischen Stahlwerks in Kehl über das Fernwärmenetz Strasbourgs rund 7.000 Haushalte versorgen. Hierzu wird eine 4,5 Kilometer lange Verbindungsleitung unter dem Rhein verlegt. Das Straßburger Fernwärmenetz erfordert jedoch eine Vorlauftemperatur, für die die Anlagen des BSW erst umgerüstet werden müssen. Außerdem wurden für die Sommermonate noch nicht ausreichend Abnehmer für die Abwärme gefunden. Durch das Projekt sollen circa 20.000 Tonnen CO_2-Emissionen vermieden werden. Das Projekt wird durch das europäische Förderprogramm „INTERREG Oberrhein“ unterstützt und läuft von Dezember 2022 bis November 2027 mit Gesamtkosten von ca. 3,5 Millionen Euro. Die Organisation des Projekts ist durch die grenzübergreifende Dimension und die vielen beteiligten Akteure herausfordernd. Es wurde ein kommunales öffentliches Unternehmen nach französischem Recht gegründet, an dem alle Akteure beteiligt sind (Deutsch-Französische Energieplattform, 2022; Graf Kerssenbrock, 2022; Interreg, 2024).

Zu den in diesem Rahmen relevanten französischen Gesetzen gehören die Wärmevorschrift 2012 (La réglementation thermique 2012) und das Gesetz über die Energiewende und grünes Wachstum (La loi pour la Transition Energétique et la Croissance Verte). Bis 2030 sollen 32 % der Energie aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Die Klimaneutralität Frankreichs soll bis 2050 erreicht sein. Die Mehrjahresplanung für Energie (Programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE) setzt Ziele für erneuerbare Wärme und Wärmenetze, wobei bis 2028 zwischen 218 und 247 TWh Fernwärme produziert werden sollen. Die Wargon-Arbeitsgruppe strebt zudem an, Kohle in Wärmenetzen abzuschaffen und die Effizienz der Wärmenetze zu verbessern (Picou & Bourdon, 2021). Das HKN-Register für Strom-HKN in Frankreich wird von der EEX betrieben. Das französische HKN-System soll auf die Ausstellung von Strom-HKN für Strom aus fossilen Energiequellen erweitert werden. Damit bewegt sich Frankreich auf eine Vollkennzeichnung zu (AIB, 2023a). Ein HKN-Register für thermische Energie besteht dagegen auch in Frankreich noch nicht (EEX Group, 2024). Soweit ersichtlich wurden für die nationale Umsetzung auch noch keine rechtlichen Grundlagen geschaffen.

In Bezug auf die Ausgestaltung des nationalen Herkunftsnachweisregisters für thermische Energie wäre zu bedenken, dass ggf. eine Abstimmung zwischen den nationalen HKN-Systemen erforderlich wäre. Da zu diesem Zeitpunkt nur vereinzelt grenzüberschreitende Netze zwischen Ländern bestehen und in diesen noch kein HKN-Register für thermische Energie etabliert wurde, sind bilaterale Einigungen der entsprechenden Kommunen zunächst als ausreichend einzuschätzen.

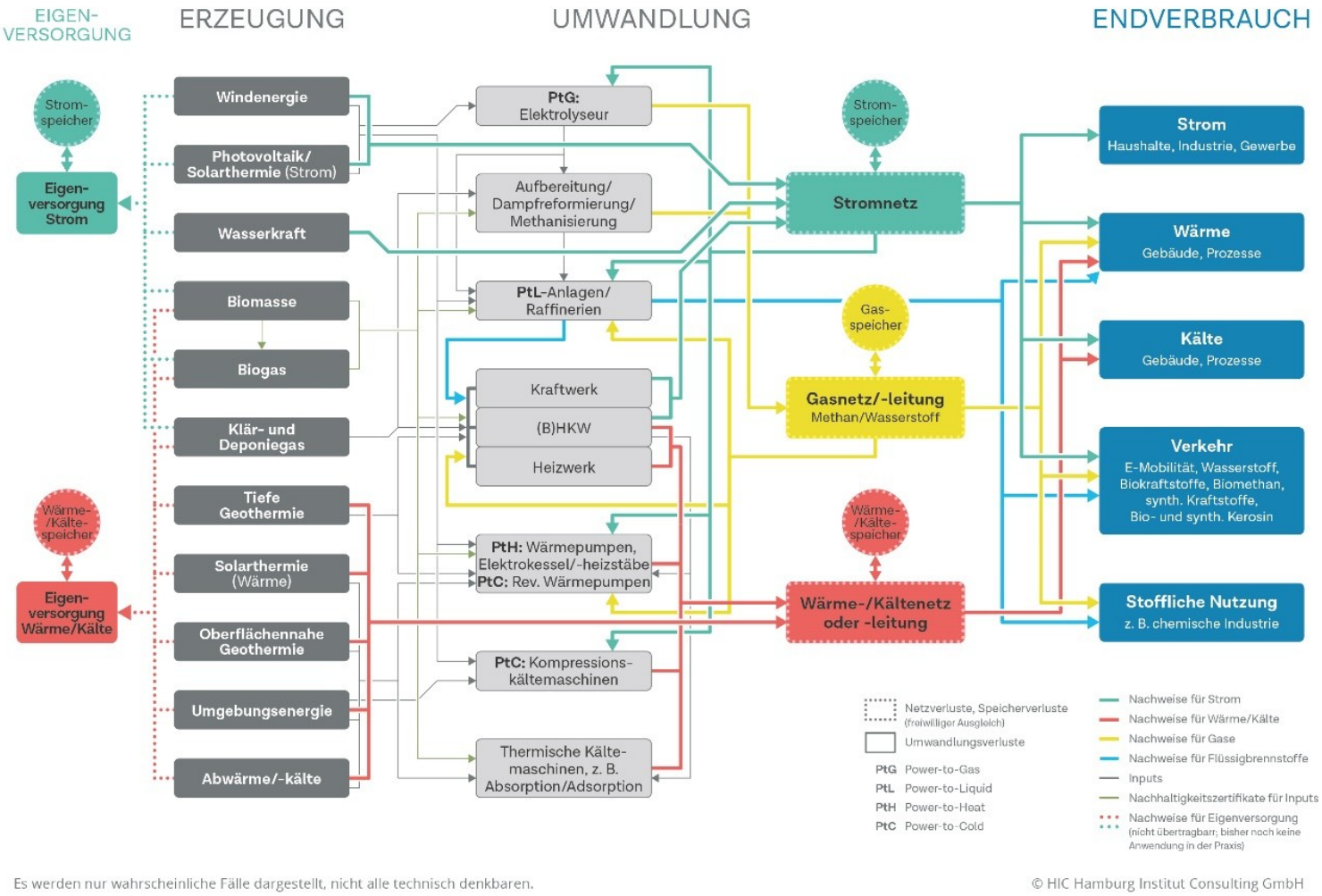
2.5.1.3 Benötigte Schnittstellen im Kontext der Energieträgerkonversionen

Zur Dekarbonisierung der netzgebundenen Wärmeversorgung wird auf erneuerbare Energie- sowie Abwärmequellen in unmittelbar räumlichem Zusammenhang des Wärmenetzes zurückgegriffen, wie z. B. Solarthermie, Geothermie, Umgebungsenergie oder Abwärme aus der Industrie oder dem tertiären Sektor. Eine weitere Option ist die strombasierte Erzeugung von

Wärme über Wärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen im engeren Sinne (Elektrokessel, Heizstäbe) mit Direktleitung zu einer EE-Stromerzeugungsanlage. Eine Möglichkeit zur erheblichen Erweiterung des Einsatzspektrums von Wärmeerzeugungsanlagen bietet die Sektorenkopplung, also die strom- oder gasbasierte Erzeugung von Wärme. Die Versorgung von PtH-Anlagen oder Wärmepumpen mit Netzstrom würde z. B. großtechnische, strombasierte Wärmeerzeugungsoptionen in Wärmenetzen erweitern. Wie in Abbildung 58 dargestellt, könnte eine voranschreitende Sektorenkopplung die Vorteile der kosteneffizienten Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie auf die Bereiche Wärme, Kälte, Verkehr und Industrie ausweiten, vor allem durch die zunehmende Elektrifizierung von Prozessen und den Einsatz von Power-to-X-Technologien. Zusätzlich spielt der sektorenübergreifende Einsatz von insbesondere Biomethan und grünem Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Die Nachweisführung in Bezug auf Energiekonversionen müssen dementsprechend im Kontext der grünen Fernwärme abgebildet werden. Vor allem muss geklärt werden, welcher Nachweis benötigt wird, damit aus Netzen entnommene Energie als vollständig erneuerbar gelten kann und wie diese im HKNR für thermische Energie eingebunden werden (siehe hierzu auch Sakhel & Styles, 2021). Im Rahmen der GWKHV werden bereits entsprechende Vorgaben zu geeigneten Nachweisen gemacht.

Eine erste Abschätzung von Potenzialen der HKN-Ausstellung wird in Kapitel 2.5.3.3.1 vorgenommen.

Abbildung 58: Nachweisführung an Schnittstellen der Sektorenkopplung



Quelle: Hamburg Institut, 2021.

2.5.1.3.1 Rahmenbedingungen für strombasierte Wärme

Nach § 4 Abs. 4 HkNRG können HKN für die strombasierte Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen oder unvermeidbarer Abwärme nur ausgestellt werden, wenn entsprechende Mengen an Strom-HKN entwertet werden. So können Doppelzählungen von EE-Strommengen vermieden werden, die etwa zustande kommen könnten, wenn Wärme-HKN für strombasierte Wärmeerzeugung auf der Basis der durchschnittlichen EE-Anteile des nationalen Stromerzeugungsmix ausgestellt würden (siehe hierzu auch Facilitating Standards for Guarantees of Origin (Projekt im Auftrag von der EU zur Entwicklung der Standards für Herkunftsnachweise) (Van Stein-Callenfels et al., 2020, S. 30 f; Verwimp et al., 2020, S. 35 ff). Konversionsverluste werden durch die Entwertung entsprechender Strom-HKN direkt mitberücksichtigt.

Nach § 16 Abs. 1 GWKHV können HKN für strombasierte thermische Energie (Wärme-Kälte) sowie strombasierte Gase aus erneuerbaren Energien nur ausgestellt werden, wenn der genutzte Strom bzw. das Gas aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Darüber hinaus können Wärme-HKN für strombasierte thermische Energie aus sonstigen Quellen ausgestellt werden (§ 29 Nr. 4). Strom gilt nach § 16 Abs. 2 Nr. 1 als erneuerbar, wenn die entsprechenden Strom-HKN für diesen entwertet wurden. Außerdem beinhaltet die Verordnung zusätzliche Kriterien für erneuerbaren Strom. Nach § 16 Abs. 2 Nr. 2-4 gilt Strom auch als erneuerbar, wenn § 4, § 5 oder § 9 der 37. BImSchV als erfüllt gelten. In den entsprechenden Paragraphen der BImSchV, wird Strom anerkannt, der über eine Direktleitung zu einer Stromerzeugungsanlage verbraucht wird (§ 4) oder aus dem Netz bezogen wird, aber die Bedingungen einer zusätzlichen Stromerzeugung erfüllt (§ 5). Außerdem wird nach § 9 Strom in bestimmten Sonderfällen (Gebotszonen mit einem Anteil an erneuerbarem Strom von mehr als 90 % oder geringer Treibhausgasemissionsintensität sowie Redispatch) anerkannt. In § 16 des Referentenentwurfs wird die Ausstellung entsprechender Nachweise geregelt. Nach § 16 Abs. 2 Nr. 2d) müssen die Nachweise ebenfalls eine Bestätigung der vorgelagerten Schnittstelle enthalten, die besagt, dass für die entsprechende Strommenge keine HKN ausgestellt wurden, oder falls HKN ausgestellt wurden, diese entsprechend entwertet wurden.

Eine Herausforderung stellt die Tatsache dar, dass für EEG-geförderte Strommengen nach § 79 Abs. 1 i. V. m § 80 Abs. 3 EEG keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden und auch die Ausstellung von HKN für Wärme, die aus EEG-gefördertem Strom erzeugt wurde, nach § 5 Abs. 5 HkNRG ausgeschlossen wird. Auch in der GWKHV § 16 wird die Ausstellung von Wärme-HKN für eine strombasierte Wärmeerzeugung auf Basis von EEG-Strommengen ausgeschlossen. Dies ist ebenfalls in § 6 Abs. 1 & 3 der 37. BImSchV festgelegt, auf welchen § 16 der GWKHV verweist. Das bedeutet: Aktuell ist es nur möglich, HKN für die strombasierte Wärmeerzeugung ausstellen zu lassen, wenn die zugrundeliegenden Strom-HKN aus nichtgeförderten Anlagen aus dem Inland stammen oder Strom-HKN aus dem Ausland bezogen werden (dasselbe gilt für Netzstrom, der Bedingungen des § 5 der 37. BImSchV erfüllt). Zwei Ausnahme gelten: Die eine betrifft Strom aus EEG-Anlagen, die kurzzeitig in die nichtgeförderte sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Die andere gilt für Strom, der insbesondere zur Vermeidung von Abregelung von EE-Anlagen auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers verbraucht wurde. In beiden Fällen müssen jedoch entsprechende Nachweise erbracht werden können. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass ein räumlicher Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Verbrauch zur Steigerung der Glaubwürdigkeit einer entsprechenden Nachweisführung beitragen kann, ist der Ausschluss von EEG-Mengen für die HKN-Ausstellung unbefriedigend. Eine Ausstellung von HKN auch für geförderte Energiemengen kann dagegen eine einheitliche Verfolgung erneuerbarer Eigenschaften über Sektoren hinweg sicherstellen (siehe hierzu auch A. Styles & Claas-Reuther, 2023, S. 52 ff).

2.5.1.3.2 Rahmenbedingungen für gasbasierte Wärme

Eine Rolle für die Erzeugung erneuerbarer Wärme spielt auch bilanziell grünes Gas aus dem Erdgasnetz (z. B. BHKW oder Heizkessel, die Biomethan einsetzen). Zukünftig kann ggf. auch grüner Wasserstoff für die Spitzenlastabdeckung genutzt werden.

Nach GEG (§ 71f Abs. 2 GEG) und WPG (§ 3 Abs. 1 Nr. 15 WPG) kann Wärme, die auf Basis von Biomasse (auch Biogas) – erzeugt wurde, dann als erneuerbar gelten, wenn die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt werden. Nach GWKHV können HKN für gasbasierte Wärme aus erneuerbaren Energiequellen dann ausgestellt werden, wenn das verwendete Gas aus erneuerbaren Energien im Sinne der RED II (Artikel 2 Nr. 1 RED II) gewonnen wurde. Zum Nachweis sind nach § 30 Abs. 1 Nr. 1 sowohl entwertete Gas-HKN als auch Massenbilanzierungsnachweise sowie die Verwendung von Biogas zulässig. Darüber hinaus können nach § 30 Abs. 1 Nr. 4 auch HKN für Wärme aus anderen Energiequellen ausgestellt werden. Es ist davon auszugehen, dass bis zur möglichen Etablierung von Gas-HKN von bereits bestehenden Massenbilanzsystemen Gebrauch gemacht wird. Das zukünftige Verhältnis der Nutzung von Gas-HKN bzw. Massenbilanzierungsnachweisen in Bezug auf Biomethan lässt sich aktuell noch nicht abschätzen. Zunächst muss davon ausgegangen werden, dass zu allen entsprechenden Registern Schnittstellen bestehen müssen.

Erneuerbare Wärmeerzeugung auf Basis von grünem Wasserstoff ist perspektivisch ebenfalls möglich, etwa zur Spitzenlastdeckung. Die Rahmenbedingungen sind jedoch noch unklar, es werden verschiedene Arten Wasserstoff für den Einsatz zur Wärmeerzeugung diskutiert. Eine Option ist das Einspeisen von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz. Eine andere ist der direkte Einsatz von Wasserstoff in KWK-Anlagen (Wirtschaftsförderung und Technologietransfer Schleswig-Holstein GmbH [WTSH], 2024). Die Nutzung der Abwärme eines Elektrolyseurs ist ebenfalls eine Möglichkeit zur Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor, stellt jedoch keinen Konversionsfall dar. Für den Fall, dass diese sich etablieren, könnte ein Nachweis im künftigen HKNR für thermische Energie voraussichtlich über Wasserstoff-HKN erfolgen. Wasserstoff-HKN stehen allerdings in Konkurrenz mit dem noch zu errichtenden Massenbilanzregister für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs nach § 44 des Referentenentwurfs zur Revision der 37. BImSchV. Dessen Nachweise nach § 30 Abs. 1 Nr. 1 lit. c) GWKHV können ebenfalls für erneuerbares Gas zur EE-Wärmeerzeugung gelten. Das Verhältnis der zukünftigen Nutzung von Wasserstoff-HKN bzw. den Massenbilanzierungsnachweisen nach 37. BImSchV lässt sich ebenfalls aktuell noch nicht abschätzen (vergleiche hierzu Kapitel 2.4.2.2). Es ist davon auszugehen, dass bei der Entwicklung des HKN-Registers für Wärme und Kälte Schnittstellen zu beiden Registern mitgedacht werden sollten. Die tatsächliche spätere Nutzung hängt davon ab, wie stark sich die Erzeugung erneuerbarer Wärme auf Basis von Wasserstoff etabliert.

2.5.2 Marktanalyse Kälte

Im Kältebereich gelten in Bezug auf Akteursstruktur, Regulatorik und Anwendungsfälle von HKN bis auf wenige Ausnahmen sehr ähnliche Gegebenheiten wie im Wärmebereich. Deshalb wird an dieser Stelle auf die Markt- und Akteursanalyse im Wärmekontext verwiesen (Kapitel 2.5.1.1 und 2.5.1.2). Im Folgenden werden ausschließlich entsprechende Spezifika von Kälte im HKN-Kontext bzw. etwaige Unterschiede zum Wärmebereich aufgezeigt.

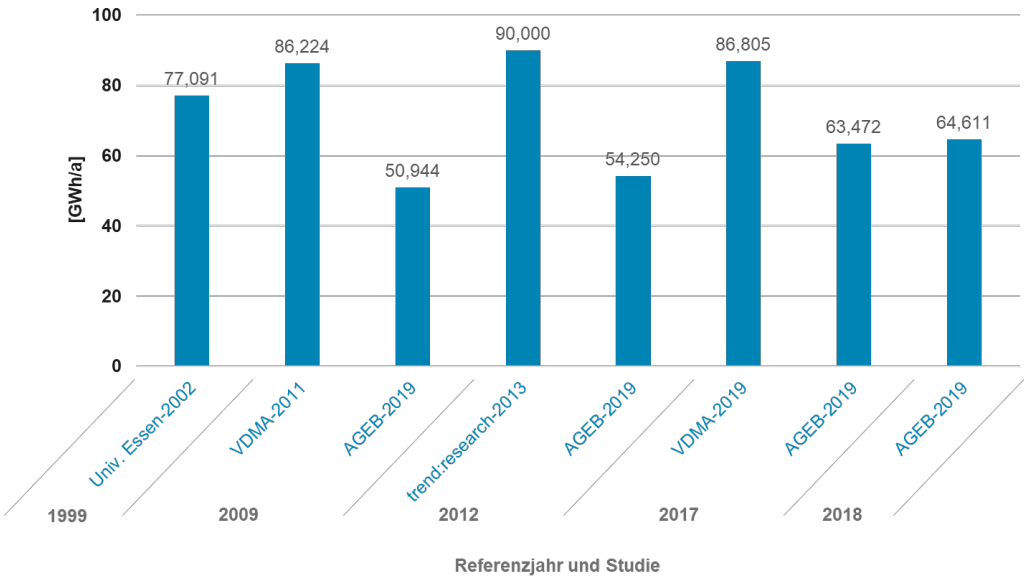
2.5.2.1 Kältebedarf in Deutschland

Der Einsatz von Kälte dient der Absenkung eines bestehenden, höheren Temperaturniveaus auf ein niedrigeres (technisch notwendiges) Temperaturniveau und/oder dessen Aufrechterhaltung. Er findet im Wesentlichen statt zur stationären Klimatisierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden, zur mobilen Klimatisierung von Fahrzeugen (Land, Luft, Wasser, Schiene) für den Personenkomfort sowie zur Kühlung von Prozessen, insbesondere in der Industrie und im Gewerbe, aber auch in Haushalten (Goetschkes et al., 2021; Preuß, 2017). Prozesskälte umfasst etwa den Betrieb von Kühlgeräten in Haushalten und Gewerbe, die Aufrechterhaltung von Kühlketten in der Lebensmittel-, Pharma- und Chemieindustrie, aber auch die Wärmeabfuhr von Maschinen und Anlagen und in der elektronischen Datenverarbeitung (Goetschkes et al., 2021; Preuß, 2017).

Die Datenverfügbarkeit bezüglich Kältebedarf und -Erzeugung in Deutschland (bzw. der EU) sowie bezüglich erneuerbarer Anteile sind derzeit nicht vollständig. Wärme- und Kältebedarf werden zudem in vielen Studien und Szenarien gemeinsam betrachtet und nicht separat abgebildet. Kälte wird überwiegend dezentral mittels strombetriebener Anlagen erzeugt. In wenigen Fällen werden Anlagen auch mittels Wärme betrieben. In beiden Fällen wird die genutzte Energie dem Strom- bzw. dem Wärmeverbrauch zugerechnet und ggfs. nach Branchen aufgesplittet. Der Anteil des Stroms (bzw. der Wärme) zur Deckung des Kältebedarfs wird nicht explizit ausgewiesen und kann kaum nachvollzogen werden (Jakubcionis & Carlsson, 2017). Eine Methodik zur Berechnung der Menge der für die (Fern-) Kälteversorgung genutzten erneuerbaren Energien zur Anrechnung auf die nationalen Ziele enthält die im Jahr 2022 in Kraft getretene Delegierte Verordnung (EU) 2022/759 zur Änderung von Anhang VII der RED II. Ziel der Verordnung ist es, Doppelzählungen in der nationalen Statistik zu verhindern. Dafür soll der in hauptsächlich strombasierten Kältemaschinen genutzte erneuerbare Strom im nationalen Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien erfasst werden - und nicht in die nationale erneuerbare Kälte-Statistik (Erwägungsgrund 13, Delegierte Verordnung (EU) 2022/759). Auch die Einrechnung der im Kältekontext verbrauchten Wärme ist nur im Einzelfall möglich. Aus diesen Gründen ergibt sich auch innerhalb der europäischen Statistik kein gesamtheitliches Bild der Details im (erneuerbaren) Kältesektor.

Kälteerzeugung macht derzeit noch einen geringen Anteil des deutschen Gesamtendenergieverbrauchs aus. Je nach Studie liegen die Angaben um die 3 %, gemessen an den Zahlen des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland (Umweltbundesamt, 2024). In der Tendenz steigt die Erzeugung innerhalb der EU (Braungardt et al., 2018). Schätzungen zum gesamten Kältebedarf in Deutschland liegen bei etwa 50.250 bis 90.000 GWh/a (siehe Abbildung 59), wobei sich die Mehrheit der Studien auf die Berechnung des Endenergiebedarfs (nicht des Kältebedarfs) beschränkt. In den Fällen, in denen eine Unterscheidung nach elektrischem und nicht-elektrischem Endenergiebedarf stattfindet, liegt der elektrische Anteil bei 80 bis 90 %, wobei der Rest der Kältemengen durch den Einsatz anderer Energieträger wie Gas, Öl und Umgebungsenergie erzeugt wird (Goetschkes et al., 2021).

Abbildung 59: Endenergiebedarf für Kälte (unterschiedliche Studien und Referenzjahre)



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (Goetschkes et al., 2021).

Der Endenergiebedarf ist sowohl im Bereich Prozess- als auch im Bereich Klimakälte in der Tendenz steigend, wobei dieser je nach Studie mit etwa 75 bis 85 % auf Prozesskälte und mit etwa 15 bis 25 % auf Klimakälte entfällt (letztere umfasst die Gebäude- bzw. Raumklimatisierung zur Steigerung des Personenkomforts in Gewerbe und Industrie, inklusive Rechenzentren und Fahrzeugklimatisierung). Es wird erwartet, dass zukünftig insbesondere die Nachfrage nach Prozesskälte in der Industrie und die Nachfrage nach Kälte zur Raumklimatisierung ansteigen werden (Braungardt et al., 2018; Jakubcionis & Carlsson, 2017; Preuß, 2017).

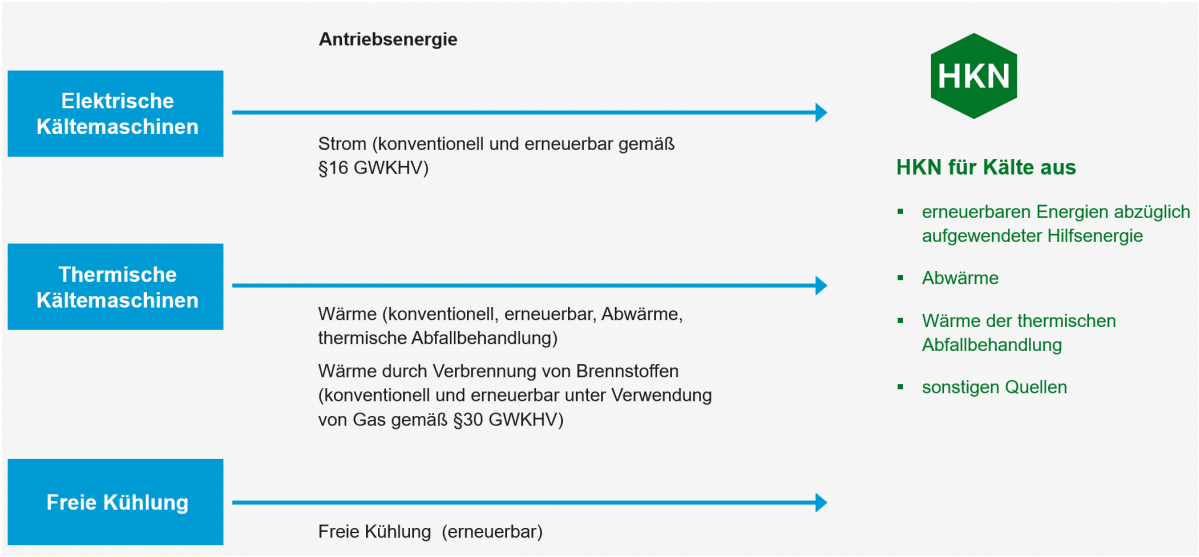
2.5.2.2 Kälte im HKN-Kontext

Die Gestaltung eines HKN-Systems für Kälte folgt im Wesentlichen den Grundsätzen des Wärme-HKN-Systems. Wenige Unterschiede, spezifische technische Gegebenheiten und Anwendungsgebiete von Kälte-HKN werden im Folgenden dargestellt.

2.5.2.2.1 Technologien und Energieträgerkonversionen im HKN-Kontext

Gemäß §28 GWKHV können HKN nicht nur für Kälte aus erneuerbaren Energien ausgestellt werden, sondern auch für Kälte aus allen restlichen Energiequellen. Diese umfassen unvermeidbare Abwärme, thermische Abfallbehandlung und andere (auch fossile) Energiequellen (eine grobe Übersicht liefert Abbildung 60).

Abbildung 60: Kältetechnologien im Herkunftsnachweis-Kontext



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

Prozess- und Klimakälte wird zu etwa 90 % durch den Betrieb von elektrischen Kältemaschinen erzeugt, insbesondere durch Kompressionskältemaschinen (z. B. Klimaanlagen, Kühlgeräte, etc.) und zunehmend mittels Wärmepumpen. Diese Anlagen werden mit Strom betrieben, wobei auch die Umgebungsenergie zur Wärmeabgabe und -aufnahme genutzt wird (Goetschkes et al., 2021). Diese Kälteerzeugungsmethode kann als erneuerbar angesehen werden, sofern zum Antrieb der Anlage erneuerbarer Strom verwendet wird (Braungardt et al., 2018). Um die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft des zugrundeliegenden erneuerbaren Stroms sicherzustellen und Doppelvermarktung bzw. Doppelzählung zu vermeiden, schreibt die GWKHV in § 16 Bedingungen fest, unter denen genutzter Strom als erneuerbar gilt. Diese Bedingungen sind - wie im Wärmekontext - erfüllt, wenn Strom-HKN in entsprechender Menge entwertet oder die Bedingungen der §§ 4 (Direktleitung), 5 (Kriterien der Zusätzlichkeit, zeitliche und geographische Korrelation müssen gegeben sein) oder 9 (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote gemäß Referentenentwurf) der 37. BImSchV eingehalten werden. Wird Strom aus eigenen Erneuerbare-Energien-Anlagen (mit Netzanschluss) verwendet, der durch ein Netz geleitet wird, gestaltet sich die Anerkennung des erneuerbaren Stroms kompliziert, da in diesem Fall Stromerzeuger und -Verbrauchende dieselbe juristische Person sind. Bisher ist es aber nicht möglich, Strom-HKN für den Eigenverbrauch auszustellen und zu entwerten. So müssten bei einer Netzdurchleitung HKN ausgestellt, an den Markt abgegeben und anderweitig beschafft bzw. unter Einbindung eines Stromlieferanten für die Entwertung wieder zurückgekauft werden (A. Styles & Claas-Reuther, 2023). Die Verwendung von Strom aus anderen Quellen ist ebenso möglich zur Erstellung eines Kälte-HKN, nur gilt dieser dann nicht als erneuerbar. Wird Kälte aus erneuerbarem, netzgebundenem Strom erzeugt, der mit HKN zertifiziert ist, entsteht ein Konversionsfall von Strom- zu Kälte-HKN, bei dem ggfs. Umwandlungsverluste beachtet werden müssen (genauere Informationen zum Umgang mit der HKN-Konversionsthematik im Wärme-Kälte-Kontext sind in Kapitel 2.5.1.3 zu finden). Ein solcher Fall tritt voraussichtlich vor allem in der dezentralen Kälteversorgung (Kältenetze) ein, in der Kälte als Endprodukt vermarktet wird.

Des Weiteren können HKN für Kälte aus thermisch angetriebenen Kältemaschinen (Wärme-Kälte-Kopplung wie z. B. Absorptions-, Adsorptions- und Dampfstrahlkältemaschinen) ausgestellt werden (Braungardt et al., 2018; Goetschkes et al., 2021). Als Hauptantriebsenergie dient in diesem Fall Wärme, für die mehrere Quellen in Frage kommen, etwa die Verbrennung

fossiler oder erneuerbarer Brennstoffe (z. B. in einer KWK-Anlage), Geothermie sowie Abwärme und Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung. In den drei letztgenannten Fällen fällt ggf. Hilfsenergie (z. B. in Form von Pumpstrom) zur Nutzbarmachung der Wärme an. Thermische Kältemaschinen sind weniger effizient als elektrisch betriebene Kältemaschinen. Deshalb kommen sie vor allem dort zum Einsatz, wo Wärme sonst ungenutzt bliebe. Kälte-HKN aus thermischen Kälteanlagen können dann als erneuerbar gelten, wenn der genutzte Wärme-Input erneuerbar ist (z. B. Geothermie) oder erneuerbare Gase (unter Einhaltung der Vorschriften aus §30 GWKHV zum Nachweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft von Gasen) bei einer verbrennungsbasierten Wärmeerzeugung genutzt werden. Die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft der Anlage, die erneuerbare Wärme liefert, muss ggfs. gutachterlich bestätigt werden. Zudem muss die zur Erzeugung der Kälte benötigte Hilfsenergie von der erzeugten Kältemenge abgezogen werden. Für die Kältemengen, die sich mit den eingesetzten Mengen an Hilfsenergie decken, können HKN für EE ausgestellt werden, wenn die erneuerbare Eigenschaft der Hilfsenergie belegt ist. Ist dies nicht der Fall, können HKN für Kälte aus sonstigen Quellen ausgestellt werden. Ein Konversionsfall von Wärme- zu Kälte-HKN findet dann statt, wenn die thermische Inputenergie extern bezogen wird (z. B. vom Markt über Netze) oder wenn für selbsterzeugten Wärme-Input HKN für den Eigenverbrauch ausgestellt wurden (was aber in diesem Fall voraussichtlich keine Anwendung findet, da solche HKN auch direkt entwertet werden müssten). Für Kälte, die mit thermischen Kältemaschinen auf Basis fossiler oder anderweitig gewonnener Wärme erzeugt wird, können HKN ausgestellt werden, die die Eigenschaft ihrer Inputenergie übernehmen. So würde z. B. Input-Wärme, die aus unvermeidbarer Abwärme bezogen wurde bzw. für die HKN für unvermeidbare Abwärme ausgestellt wurden, diese Eigenschaft an die daraus resultierenden Kälte-HKN vererben (es entstünden Kälte-HKN aus unvermeidbarer Abwärme).

Als weitere Option der Kälteerzeugung wird in sogenannten freien bzw. natürlichen Kühlungssystemen Kälte aus Umgebungsenergie gewonnen, z. B. aus Gewässern, dem Grundwasser (Aquiferspeichern), Eis- und Schneespeichern, Erde und Luft. Diese Kälte gilt meist als erneuerbar (Braungardt et al., 2018; Goetschkes et al., 2021). Zur Nutzbarmachung werden in der Regel neben Wärmetauschern elektrisch betriebene Pumpen und reversible Wärmepumpen benötigt. Diese Anlagen werden mit Energie betrieben und können im Register angemeldet und die daraus erzeugte erneuerbare Kälte mit HKN zertifiziert werden (die zur Nutzbarmachung der Kälteenergie eingesetzten Energie wird abgezogen). Erneuerbare Kältequellen können aktuell etwa in einem Temperaturbereich von 0 bis 30 Grad Celsius eingesetzt werden bzw. den Energieverbrauch eines Kälteerzeugers verringern oder ersetzen (Delegierte Verordnung (EU) 2022/759). Somit sind erneuerbare Energien geeignet für den Einsatz in der Raumkühlung oder für moderate Prozesskälte. Sehr tiefe Prozesskältetemperaturen müssen weiterhin hauptsächlich durch stromgetriebene Kältekompressionsmaschinen erzeugt werden.

Schließlich besteht die Möglichkeit, Kälte aus dem Betrieb von Wärmepumpen zu nutzen. Anstelle der Umgebungsluft würde eine Wärmepumpe eine zu kühlende Umgebung wie z. B. das Fernkältenetz als Wärmequelle nutzen. Die entzogene Wärme könnte unter Einsatz von Strom auf einem höheren Temperaturniveau an eine zu wärmende Umgebung wie z. B. ein Fernwärmenetz abgegeben werden. Es ist zu klären, welche Form von Kälte-HKN für diesen Fall ausgestellt werden und unter welchen Bedingungen diese Kälte als erneuerbar gelten könnte.

2.5.2.2.2 Anwendungsfälle für Kälte-HKN in der zentralen Kälteversorgung

HKN zur Kennzeichnung von (erneuerbarer) Kälte finden hauptsächlich in der zentralen Vermarktung von Kälte als Endprodukt Anwendung. In diesem Fall wird in der Regel Kälte in

Form von Kühlwasser über ein Rohrleitungsnetz (meist betrieben durch ein Energieversorgungsunternehmen) an Letztverbrauchende geliefert. Aus Netzen bezogene Kälte wird vorwiegend für Zwecke der Innenraumkühlung in Industrie-, Gewerbe- (insbesondere Rechenzentren, Bürokomplexe, Kranken- und Kaufhäuser, Hotels und andere Großabnehmer) und Wohngebäuden eingesetzt (Stadtwerke München, 2024).

Kältenetze unterscheiden sich in der Handhabung nicht wesentlich von Wärmenetzen. Abrechnungen werden meist in KWh erstellt und die FFVAV wird angewendet. Da die AVBFernwärmeV nicht explizit auf Kälte ausgerichtet ist, ergeben sich hier Besonderheiten etwa in Bezug auf die Ausgestaltung von Verträgen. Es sind z. B. anders als im Fernwärmekontext keine langen Laufzeiten möglich. Regularien zur (Fern-) Wärme gelten grundsätzlich auch für (Fern-) Kälte, wobei das WPG Kälte nicht explizit erwähnt.

AGFW Arbeitsblatt 309-5 (AGFW, 2023a) entwickelte im zweiten Quartal 2022 eine Formel zur Berechnung der Erneuerbare-Energien-Anteile von Kälteanlagen (die in Netze einspeisen), welche wiederum auf der Berechnungsmethode der Europäischen Kommission aus Anhang 7 der RED II basiert (siehe Kapitel 2.4.2.1). Letztere wurde adaptiert, um die Berechnung von Erneuerbare-Energien-Anteilen im Kältenetz vornehmen zu können (AGFW). Die Formel vereint eine Effizienzkennzahl einer Anlage mit Informationen zum Erneuerbare-Energien-Anteil der genutzten Antriebsenergie. Diese Logik sowie die Logiken weiterer bestehender Kennzahlen (wie den netzspezifischen Primärenergie- und Emissionsfaktoren) sind bei der Harmonisierung mit dem HKN-System zu beachten.

Über Kältemengen und ihre erneuerbaren Anteile, die in netzgebundener Form in Deutschland geliefert und verbraucht werden, existieren keine vollständigen Datensätze. Die AGFW weist in ihrer Statistik 30 Fernkältenetze mit einer nutzbaren Kälteabgabe von 212 GWh aus. Im Gegensatz dazu gibt die Statistik für Wärmenetze die nutzbare Wärmeabgabe mit 58.978 GWh an, welche größtenteils in KWK-Anlagen erzeugt werden. Die Statistik umfasst allerdings ausschließlich AGFW-Mitglieder, die freiwillig Informationen zu ihren Netzen veröffentlichen. Demnach existieren zusätzlich von der Statistik nicht erfasste Kältenetze, unter anderem auch solche, die in Industriegebieten betrieben werden. Reine Kältenetze werden normalerweise mit einer Vorlauftemperatur von etwa 6 bis 8 Grad Celsius betrieben (Rücklauftemperatur liegt bei etwa 12 Grad Celsius) und sind meist dort verfügbar bzw. technologisch und ökonomisch sinnvoll, wo eine hohe Dichte an Kältebedarf besteht, d. h. in Industrie- und urbanisierten Gebieten (Jakubcionis & Carlsson, 2017). Da aktuell 70 % der Bevölkerung in Deutschland in Großstadtregionen (mit mehr als 100 000 Einwohner, in die mehr Berufstätige ein- als auspendeln) ansässig sind (Statistisches Bundesamt [Destatis], 2024) birgt Fernkälte (ähnlich wie Fernwärme) theoretisch ein hohes Potenzial für eine zentrale Kälteversorgung.

Ferner könnten HKN in Deutschland auch für Kälte aus kalten Nahwärmenetzen ausgestellt werden. Diese Netze liefern Wärme mit geringeren Vorlauftemperaturen oder Wärme und Kälte (der Betrieb findet meist zwischen 10 und 25 Grad Celsius statt). Kalte Nahwärmenetze entstehen vornehmlich in Neubauquartieren mit weniger als 100 Gebäuden, seltener auch in Bestandsquartieren. Eine kürzlich erschienene Studie der RWTH Aachen (Wirtz et al., 2022) gibt einen Überblick zu 53 kalten Nahwärmenetzen in Deutschland, deren Kapazität zur Wärmeerzeugung zwischen 50 kW und 43 MW variiert, wobei 74 % der untersuchten Netze neben Wärme auch Kälte liefern. In vielen Fällen werden die Netze von Stadtwerken oder privaten EVU betrieben.

Die Nachfrage nach Kälte-HKN in den verschiedenen Netzen wird unter anderem von zwei Dingen abhängen: Der Realisierung einer Vollkennzeichnung (Ausstellung von HKN für erneuerbare und nichterneuerbare Kältequellen) und der Nutzerlandschaft des jeweiligen Netzes und den damit einhergehenden Zweckerfüllungsabsichten. Die Anwendungsbereiche von Kälte-HKN decken sich weitestgehend mit denen von Wärme-HKN: Treibhausgasbilanzierung (Unternehmen), freiwilliger Ökoenergiemarkt (private Verbrauchende) und potenziell regulatorischer Vollzug (Kältekennzeichnung, Erfüllung regulatorischer Anforderungen durch die nationale und europäische Gesetzgebung; siehe hierzu Kapitel 2.5.1.1). Insbesondere in kleineren Quartiersnetzen mit niedriger Anzahl von Nutzenden, die ggf. dem freiwilligen Ökoenergiemarkt angehören, könnte die Begutachtung und Zertifizierung einer Energiequelle als „erneuerbar“ eine preisgünstigere Alternative zur HKN-Ausstellung sein, sofern die HKN-Ausstellung nicht gesetzlich gefordert bzw. HKN als regulatorische Erfüllungsoption (beispielsweise zur Erfüllung von Vorgaben zu Erneuerbare-Energien-Anteilen bei der Kälteerzeugung) genutzt werden müssen. Auch ist im Zuge der Gestaltung des Registers festzulegen, ab welchem Temperaturniveau in hybriden Netzen Wärme- und ab welchem Temperaturniveau Kälte-HKN ausgestellt werden sollen. Im Entwurf der EN 16325 wird die Erzeugung von Wärme und Kälte danach abgegrenzt, ob eine Erzeugungsanlage dem Versorgungssystem, an das sie angeschlossen ist, Energie hinzuführt (Ausstellung von Wärme-HKN) oder entzieht (Ausstellung von Kälte-HKN).

2.5.2.2.3 Anwendungsfälle für Kälte-HKN in der dezentralen Versorgung

In der dezentralen Versorgung mit Kälte ist davon auszugehen, dass Kälte-HKN zunächst eine geringfügigere Rolle spielen werden. Anders als im Strombereich ermöglicht die Gesetzgebung im Bereich Wärme und Kälte zwar die Ausstellung und sofortige Entwertung von HKN für den Eigenbedarf (§15 Abs. 5 GWKHV). Insgesamt wird Kälte aber zu über 80 bis 90 % elektrisch erzeugt (bei dezentraler Versorgung liegen die Anteile noch höher), was die Ausstellung und Entwertung von Strom-HKN involvieren könnte. In vier konkreten Fällen wird Kälte zum Eigenbedarf produziert und die Ausstellung von bzw. Konversion in Kälte-HKN wäre zwar theoretisch möglich (da eine Netzgebundenheit der Kälteanlage laut GWKHV nicht wörtlich gefordert wird), erscheint aber wenig praktikabel:

- Wird Kälte unter Verwendung von erneuerbarem Strom aus dem Netz erzeugt, bietet es sich an, den Anteil an erneuerbaren Energien mittels Strom-HKN (oder ggfs. anderen zulässigen Methoden wie dem lokalen Mix) nachzuweisen und keine weitere Kälte-HKN Konversion vorzunehmen.
- Wird Kälte unter Verwendung von erneuerbarem Strom aus einer Direktleitung erzeugt, bestünde die Möglichkeit, die Stromerzeugungsanlage im Register anzumelden (ggfs. unter Einbezug eines Gutachtens) und die anschließende Ausstellung und Entwertung von Kälte-HKN für den Eigenverbrauch zu veranlassen. Grundsätzlich wäre aber auch denkbar, dass die erneuerbaren Strommengen aus der eigenen Stromerzeugungsanlage direkt z. B. in der Treibhausgasbilanzierung ausgewiesen und keine weiteren Kälte-HKN Konversionen vorgenommen werden (sofern dies nicht gesetzlich gefordert ist zur Erfüllung regulatorischer Bestimmungen bzw. zur Treibhausgasbilanzierung). Die Bestätigung der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft der Stromerzeugungsanlage (z. B. gutachterliche Zertifizierung) ist dann vom Anwendungsfall abhängig, aber potenziell mit weniger Aufwand verbunden als die Ausstellung von Kälte-HKN. Strom-HKN für den Eigengebrauch

anzurechnen ist auch in diesem Fall nicht möglich, da eine solche HKN-Form bisher nicht existiert.

- Wird Kälte unter Verwendung von selbst erzeugtem erneuerbarem Strom erzeugt, der der Netzdurchleitung unterliegt, ergibt sich die im vorherigen Kapitel beschriebene Problematik aufgrund der fehlenden Strom-HKN für den Eigenverbrauch.
- Wird Kälte unter Verwendung von konventionellem bzw. grauem Strom hergestellt, können ebenso Kälte-HKN ausgestellt werden. Diese besitzen aber nicht die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft. Zudem entsteht hier kein HKN-Konversionsfall, da derzeit HKN nur für erneuerbaren Strom existieren. Der Eintritt eines solchen Anwendungsfalls erscheint allerdings höchst unwahrscheinlich, da es wenig Anreize dafür gibt, nicht-erneuerbare Kälte-HKN für den Eigenverbrauch zu nutzen, sofern der Gesetzgeber keine Vollkennzeichnung für den Eigenverbrauch vorsieht.

Weitere Anwendungsfälle, in denen HKN für Kälte zur Eigenversorgung ausgestellt und entwertet werden könnten, ergibt sich für Kälte, die direkt aus (erneuerbarer) Wärme und freier Kühlung erzeugt wird:

- Wird Kälte mit Hilfe erneuerbarer Wärme (z. B. Geothermie, Verbrennung erneuerbarer Gase unter Einhaltung der Vorschriften aus §30 GWKHV zum Nachweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft von Gasen), mit Hilfe von Abwärme oder Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung oder mit Hilfe freier Kühlung (Nutzung der Umgebungsenergie) erzeugt, so könnten die Anlagen, mit denen Kälte erzeugt wird (ggfs. mittels Gutachten) im Register angemeldet und die daraus erzeugte Kälte mit entsprechenden HKN für den Eigengebrauch zertifiziert und sofort entwertet werden.
- Wird Kälte mit Hilfe erneuerbarer, extern bezogener Wärme erzeugt, läge ein Konversionsfall von Wärme- zu Kälte-HKN vor. Dieser läge ebenfalls im vorherigen Fall vor, wenn für selbst erzeugte Inputwärme HKN für den Eigenverbrauch ausgestellt worden wären, was als nicht sehr praktikabel eingeschätzt wird.
- Wird Kälte mit Hilfe nichterneuerbarer Wärme erzeugt, können ebenso Kälte-HKN ausgestellt werden, diese besitzen aber nicht die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft. Wird hierbei Wärme vom Markt bezogen, läge ein Konversionsfall von Wärme- zu Kälte-HKN vor. Auch das Eintreten dieses Szenarios erscheint höchst unwahrscheinlich, da es denkbar wenig Anreize gibt, nicht-erneuerbare Kälte-HKN für den Eigenverbrauch zu nutzen, sofern der Gesetzgeber eine Vollkennzeichnung für den Eigenverbrauch nicht vorsieht.

Die Anzahl konkreter Anwendungsfälle für Kälte-HKN zur Zertifizierung von Kälte für den Eigenbedarf erscheint anhand dieser Betrachtungen gering, insbesondere dann, wenn elektrisch betriebene Kältemaschinen weiterhin in der Nutzung dominieren und Strom über das Netz bezogen wird. So ist anzunehmen, dass HKN für den Kälteeigenbedarf nur für Prosumer mit hohem Kältebedarf und nicht für Akteure (Unternehmen, Privatverbrauchende) mit reinen Eigenversorgungsanlagen ohne Netzanschluss interessant sind, da sich in diesen Fällen weniger aufwändige Nachweisverfahren anbieten. Zudem werden Eigenbedarfs-Kälte-HKN nur dann relevant, wenn selbsterzeugter Erneuerbare-Energien-Strom, freie Kühlungssysteme oder thermische Kältemaschinen in Kombination mit großen Mengen an freier Wärme (z. B. Abwärme) eingesetzt werden.

2.5.2.3 Zusammenfassung Kälte-HKN

Die Rahmenbedingungen des Kältemarkts in Hinblick auf Regulatorik, Akteursstruktur und marktbezogene Prozesse unterscheiden sich im Wesentlichen nicht von denen im Wärmemarkt. Auch im HKN-Kontext gleichen die Anwendungszwecke von Kälte-HKN denjenigen von Wärme-HKN. Aufgrund technischer Gegebenheiten weisen lediglich die Anwendungsfälle von Kälte-HKN Abweichungen zu den Anwendungsfällen im Wärme-HKN-Kontext auf. Das Gesamtpotenzial für Kälte-HKN ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht zu bestimmen aufgrund der lückenhaften Datenlage zum Kältebedarf in Deutschland, und insbesondere zu Kälte, die als Endprodukt durch Netze transportiert und vermarktet wird. Festzuhalten ist, dass insbesondere letztgenannte Mengen für die HKN-Ausstellung relevant sind. Die HKN-Mengen, die für den Eigenbedarf ausgestellt und entwertet werden, sind zudem als gering einzuschätzen, da sie prinzipiell nur für Prosumer mit hohem Kältebedarf und unter Einsatz bestimmter Technologien relevant sind.

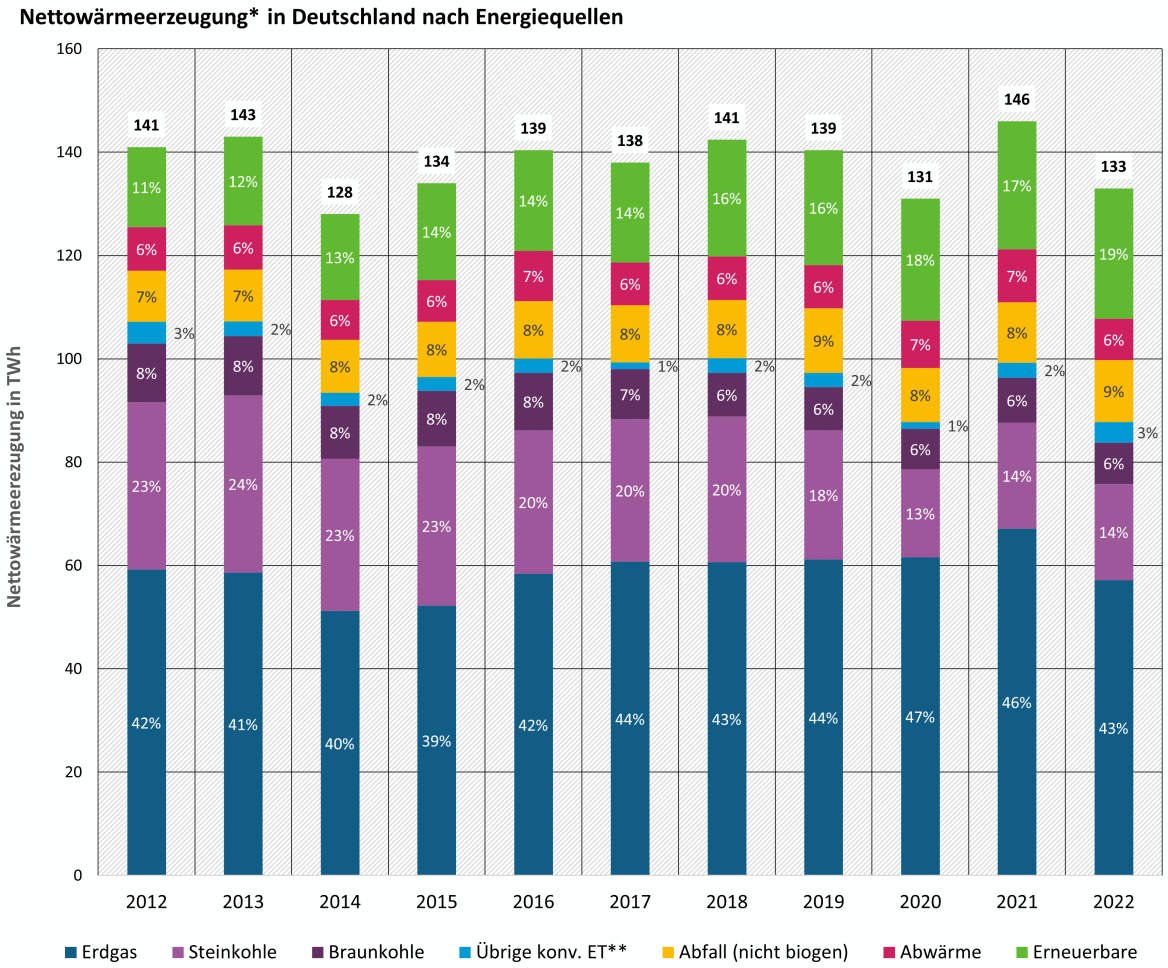
2.5.3 Quantitative Abschätzung von Potenzialen zur HKN-Ausstellung

Die Potenziale zur Nutzung eines zukünftigen HKN-Registers für thermische Energie ist zum einen abhängig von der Transformation und dem Ausbau von Wärme- und Kältenetzen. Zum anderen ist die Ausstellungsquote wichtig, also für welchen Anteil der potenziell vorhandenen Energiemengen tatsächlich eine HKN-Ausstellung angefragt wird. Die in Zukunft produzierten Energiemengen stellen demnach das Maximum der zukünftigen HKN-Ausstellung dar. Ein realistisches Szenario liegt vermutlich deutlich darunter.
Zur Abschätzung von Potenzialen zur HKN-Ausstellung wird im Folgenden zunächst der Status quo der Fernwärmeversorgung dargestellt und anschließend die Entwicklung der Fernwärme sowie verschiedene Szenarien der HKN-Nachfrage analysiert.
Die Entwicklung der HKN-Potenziale für den Bereich Kälte ist aufgrund der lückenhaften Datenlage schwer abzuschätzen. Es sind keine Szenarienstudien zur Entwicklung der Fernkälte in Deutschland bekannt. Es liegen kaum Zahlen zur Deckung des aktuellen Kältebedarfes durch eine leitungsgebundene Kälteversorgung vor (siehe auch Kapitel 2.5.2.1). Daten über Wärme und Kälte werden in europäischen Statistiken oft zusammengefasst (Braungardt et al., 2018). Daher ist es auch nicht möglich, die Potenziale zur Ausstellung von Kälte-HKN abzuschätzen. Die im Vergleich zur netzgebundenen Wärmeversorgung geringe Anzahl an Kältenetzen lässt jedoch darauf schließen, dass auch die Potenziale zur HKN-Ausstellung im Vergleich zur Fernwärme eher gering ausfallen. Der Bedarf an Kältenetzen wird in Zukunft steigen – der Umfang der Steigerung ist zwar schwer abzuschätzen, die Entwicklung darf aber zukünftig nicht vernachlässigt werden.

2.5.3.1 Status quo der leitungsgebundenen Wärmeversorgung

Die Entwicklung der Nettowärmeerzeugung von 2012 bis 2022 der leitungsgebundenen Fern- und Nahwärmeversorgung in Deutschland wird in Abbildung 61 dargestellt (nach BDEW, 2023d; Einspeisungen von Industrie und anderen Einrichtungen sind eingeschlossen). Die Nettowärmeerzeugung lag im Jahr 2022 bei 133 TWh, wovon 6 % auf Abwärme und 19 % auf erneuerbare Energien entfielen. Die Entwicklung der Gesamt-Nettoenergiemenge ist im Zeitverlauf von zehn Jahren relativ stabil geblieben. Ebenso der Anteil der Abwärme. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist von 11 % im Jahr 2012 auf 19 % im Jahr 2022 gestiegen. Im Detail lässt sich der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2022 in 10,1 % Biomasse, 7,6 % biogenen Siedlungsabfall und nur 1 % aus Geo- und Solarthermie aufschlüsseln (BDEW, 2023e). Die Anteile der Kohle sind dahingegen von 23 % in 2012 auf 14 % in 2022 (Steinkohle) bzw. von 8 % in 2012 auf 6 % in 2022 (Braunkohle) gesunken (BDEW, 2023d).

Abbildung 61: Entwicklung der Nettowärmeerzeugung in Deutschland nach Energiequellen in TWh



* zur leistungsgebundenen Fern- und Nahwärmeversorgung, einschl. Einspeisungen von Industrie und Sonstigen
** u.a. Hochofengas und weitere Gase

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: (BDEW, 2023d).

Im Bereich des Fernwärmenetzausbaus sind laut Daten der statistischen Landesämter in 2021 sowohl die Trassenlänge (34.160 km) als auch die Anzahl der Wärmenetze (4.088 gemeldete Wärmenetz) gestiegen (AGFW, 2023b). Im Rahmen dieser Angabe ist zu berücksichtigen, dass keine vollständige statistische Erfassung von Wärmenetzen vorliegt. Den Daten der AGFW-Mitgliederbefragung ist zu entnehmen, dass für die Fernwärmeerzeugung in Deutschland 29 Dampf- und 1.004 Wassernetze erfasst sind. Der Umfang von Kältenetzen in Deutschland ist mit 30 deutlich geringer (AGFW, 2023b).

2.5.3.2 Szenarien zur Fernwärmeerzeugung

Wärmenetze und deren Ausbau können einen effektiven Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors leisten. Gleiches gilt für die Dekarbonisierung der Industrie durch die Bereitstellung von klimafreundlicher Prozesswärme über Fernwärme. Um bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, sind erhebliche Investitionen für den Ausbau der Wärmeerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme in den Wärmenetzen notwendig. Zur Abschätzung des perspektivisch zu erwartenden Umfangs von jährlich maximal zu entwertenden HKN-Ausstellungen wurden fünf Szenarienstudien zur Entwicklung der Netto-Fernwärmeerzeugung miteinander verglichen. Hierbei ist zu

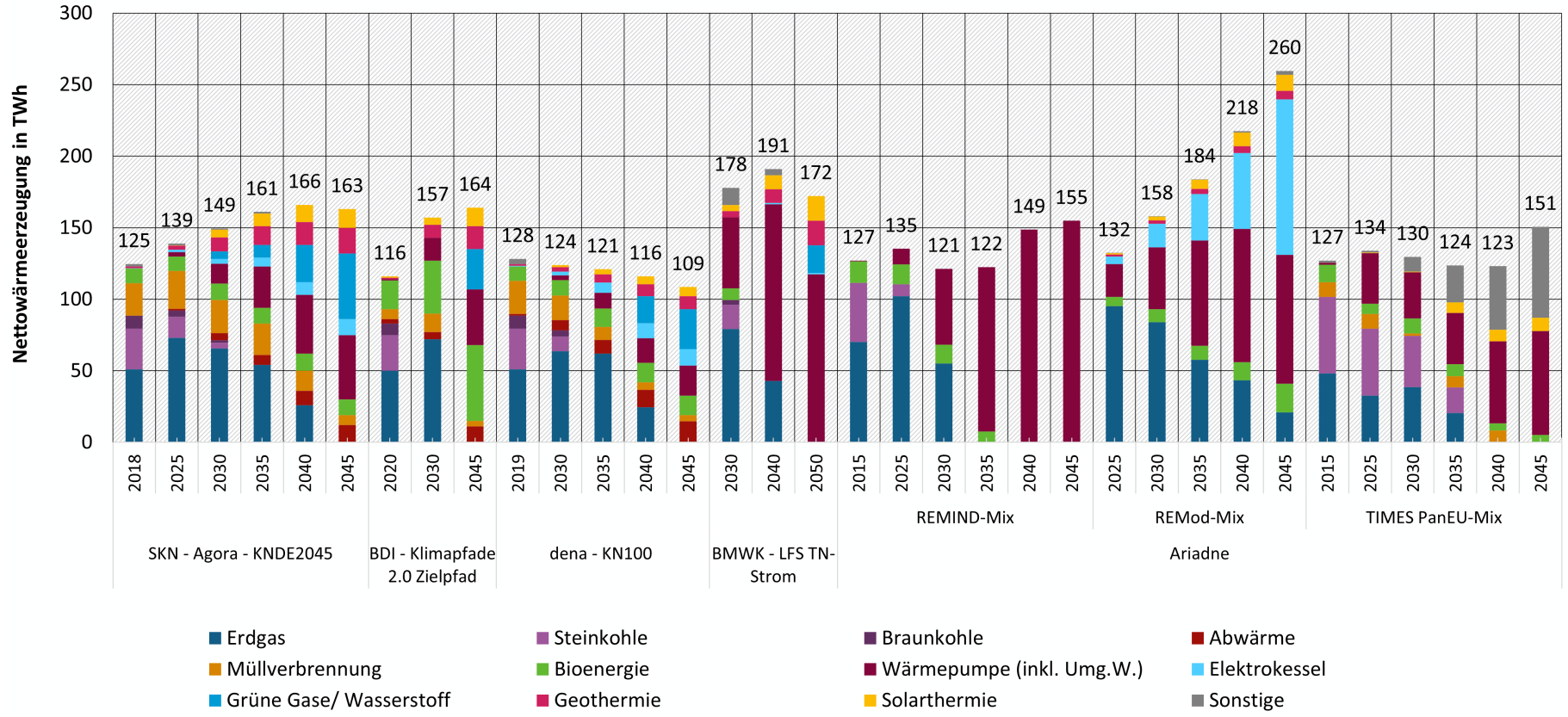
berücksichtigen, dass die Auswirkungen der Novellierung des GEG sowie des Inkrafttretens des WPG in Bezug auf Transformation und Ausbau der Wärmenetze in diese noch nicht eingeflossen sind. Auch die Energielobby wird zukünftig einen erheblichen Einfluss auf die Transformation sowie den Ausbau von Wärmenetzen haben, was Auswirkungen auf bestehende Szenarien haben kann.

Grundlage für den Vergleich sind die „Big 5“-Szenarienstudien zur Klimaneutralität in Deutschland:

- Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende: „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Prognos et al., 2021)
- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI): „Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“ (Boston Consulting Group, 2021)
- Dena: Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ (dena, 2021, Oktober)
- BMWK: „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ (Sensfuß et al., 2021)
- Ariadne: Modell- und Szenarienvergleich „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022)

Die Daten wurden durch das Forschungsprojekt „Ariadne“, welches vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert wird, zu Vergleichszwecken aufbereitet. Die Abbildung 62 zeigt einen Vergleich der oben aufgeführten Szenarienstudien.

Abbildung 62: (Netto-)Fernwärmeerzeugung in Deutschland im Vergleich der „Big 5“-Szenarienstudien



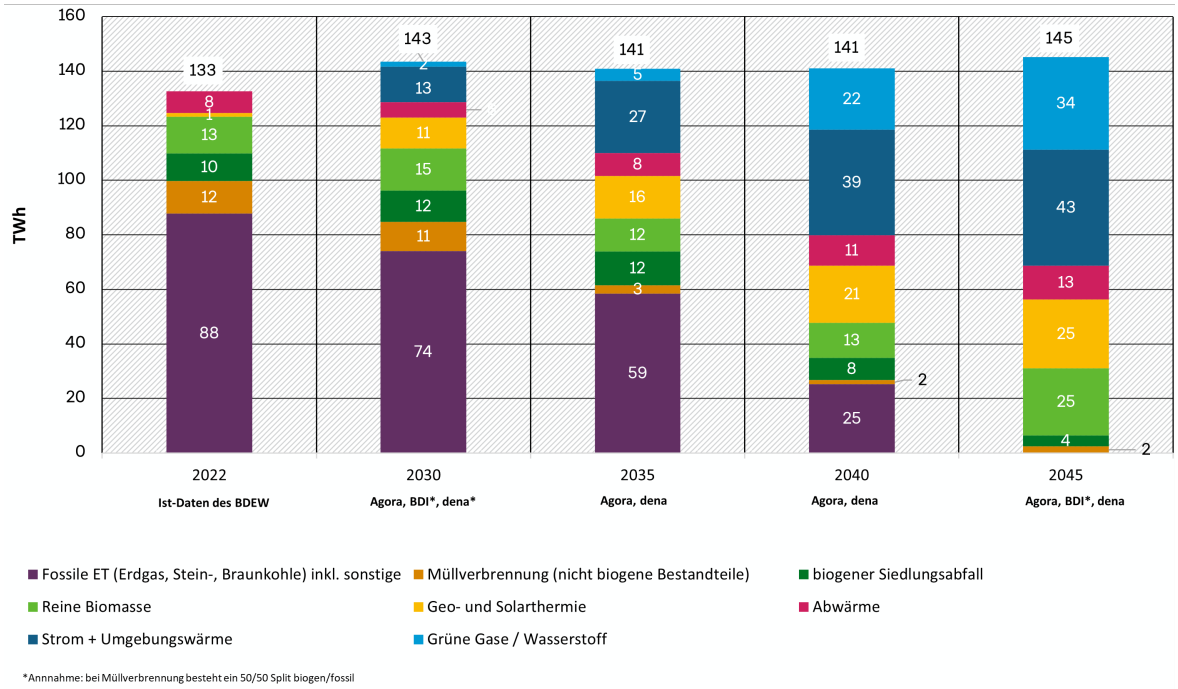
Quelle: Hamburg Institut, Datenbasis: (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Die fünf Szenarienstudien geben unterschiedliche Prognosen für die Zusammensetzung und die langfristige Höhe der Fernwärmeerzeugung. Für das Jahr 2030 liegen die Werte zwischen 121 und 178 TWh (Vergleich IST-Wert 133 TWh im Jahr 2022 nach (BDEW, 2023d)). Der Ausbau der strombasierten Fernwärmeerzeugung unter Einsatz von Wärmepumpen und Elektrokesseln spielt in allen Studien eine wichtige Rolle. In den BMWK- und Ariadne-Szenarien dominieren Wärmepumpen und Elektrokessel im Wärmeerzeugungsmix ab dem Jahr 2040 deutlich. Mehr Diversität in der Zusammensetzung des Energiemixes ist in den Studien vom BDI, dena und Stiftung Klimaneutralität/Agora zu erkennen - mit einem größeren Anteil an grünen Gasen beziehungsweise Biomasse im BDI-Szenario. Die Bandbreite der Entwicklungen ist durch unterschiedliche Annahmen zu erklären, die den Szenarien zugrunde liegen. Unterschiede betreffen etwa die angenommene Zahl der Fernwärmeanschlüsse, die Bedeutung von Abwärme, die Entwicklung des Wärmebedarfs für Raumwärme, die Sanierungstiefe und -rate von Gebäuden sowie die respektive Rolle von Strom, Biomasse und Wasserstoff im Wärmesektor sowie anderen Sektoren, welche eine Rolle für das Erreichen der Klimaneutralität spielen. Darüber hinaus werden Energiequellen in den verschiedenen Studien unterschiedlich differenziert bzw. es werden nicht die gleichen Energiequellen in die Szenarien mit einbezogen.

Die Studien von BDI, dena und Stiftung Klimaneutralität/Agora zeigen die beste Vergleichbarkeit. Sie werden deshalb hier für die Einordnung möglicher Potenziale zur Ausstellung und Verwendung von Wärme-HKN genutzt. Im Gesamtvergleich der Szenarien ist unabhängig von der weiterführenden Betrachtung der unterschiedlichen Annahmen zu erkennen, dass das Potenzial für HKN-Volumina im Rahmen der netzgebundenen Wärmeversorgung im Vergleich zum deutschen Stromsektor deutlich geringer eingeschätzt wird. Für das Stromkennzeichnungs- bzw. erzeugungsjahr 2022 wurden in Deutschland HKN im Umfang von etwa 178 TWh entwertet (AIB, 2024a). Der Nettostromverbrauch betrug etwa 483 TWh (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V [AGEB], 2023). Daraus ergibt sich eine HKN-Ausstellungsquote von ca. 37 %.

Um eine eingehendere Analyse der Potenziale für die Wärme-HKN-Ausstellung durchzuführen, wurden aus den drei Szenarienstudien mit vergleichbarer Differenzierung der Energiequellen (Stiftung Klimaneutralität/Agora, BDI und dena – Hauptszenario „Klimaneutralität 100“ (KN100)) energieträgerspezifische Mittelwerte gebildet (siehe Abbildung 63). Die Szenarien der Studien Klimaneutralität/Agora und BDI nehmen insgesamt einen Anstieg der Fernwärmeerzeugung an, während das Szenario der dena Studie von einem Rückgang ausgeht (siehe Abbildung 62). Die angenommenen Ausgangswerte für 2018, 2019 bzw. 2020 liegen bei allen drei Szenarien unter dem IST-Wert für 2022 (siehe Abbildung 63).

Abbildung 63: Perspektivische Entwicklung der Fernwärmeerzeugung nach Energiequellen



Quelle: Hamburg Institut; Datenbasis: (BDEW, 2023d, 2023e; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

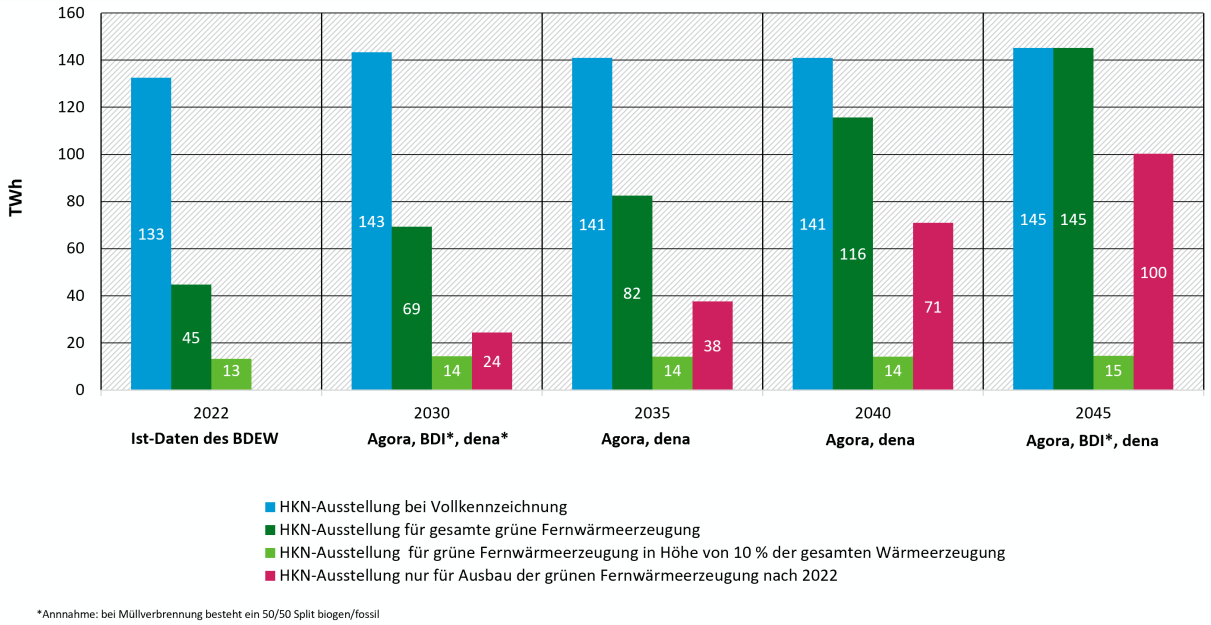
Insgesamt zeigt sich eine stabile Entwicklung der Fernwärmeerzeugung über den betrachteten Zeitverlauf mit 133 TWh in 2022 (IST-Daten BDEW, 2023d, 2023e) und 145 TWh in 2045 (Mittelwert der Szenarien). Gemäß der drei Szenarien wird bis 2030 im Mittel eine Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien[30] von 53 TWh prognostiziert, welche bis 2045 auf 130 TWh ansteigt. Voraussetzung dafür ist, dass die für die Fernwärmeerzeugung eingesetzten Wasserstoff- und Strommengen vollständig aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Realistischerweise ist aufgrund der Novellierung der Bestimmungen des GEG sowie des Inkrafttretens des WPG mit einem weiteren Ausbau der Fernwärme zu rechnen.

2.5.3.3 Potenziale zur Ausstellung und Verwendung von Wärme-HKN

Im Rahmen der weiterführenden Betrachtung der drei Studien wurden in Abbildung 64 verschiedene Szenarien für die Ausstellung von Wärme-HKN dargestellt. Die Verwendungszwecke der HKN werden starken Einfluss darauf nehmen, in welchem Umfang Versorger HKN für die in Wärmenetze eingespeiste Nettowärmeerzeugung beantragen. Werden HKN ausschließlich im Rahmen der Vermarktung von grünen Fernwärmeprodukten eingesetzt, würde ein enger gefasster Verwendungskontext bestehen. In diesem Fall würden nur Versorger, die an einer Produktdifferenzierung in ihren Netzen interessiert sind, HKN beantragen. Könnten HKN darüber hinaus als Nachweis im Rahmen von Förderprogrammen, wie der BEW-Förderung oder der Wärmekennzeichnung eingesetzt werden, kann sich ein breiter Einsatz ergeben.

[30] Erneuerbare Energien hier: Reine Biomasse, Grüne Gase/Wasserstoff, biogener Siedlungsabfall, Geo- und Solarthermie sowie Strom + Umgebungswärme; ausgenommen unvermeidbare Abwärme und thermische Abfallbehandlung (fossil-stämmig).

Abbildung 64: Potenziale der HKN-Ausstellung unter Berücksichtigung von Annahmen zur HKN-Verwendung



Quelle: Hamburg Institut, Datenbasis: (BDEW, 2023d; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Unter der Annahme einer verpflichtenden Vollkennzeichnung für Wärmenetze wäre das größte Potenzial zur Ausstellung und Entwertung von HKN zu erwarten. Dieses **Szenario 1 stellt das Maximalszenario** dar. HKN würden in diesem Szenario für alle Erzeugungsquellen (erneuerbar, unvermeidbare Abwärme, thermische Abfallbehandlung und sonstige Energiequellen) ausgestellt. Diese Option ist in der GWKHV bereits angelegt, aktuell ist die Vollkennzeichnung für Wärmeversorger jedoch nicht verpflichtend. Unter der Annahme, dass alle Wärmeversorger eine verpflichtende Vollkennzeichnung aller Energiequellen vornehmen müssen, lässt sich der Umfang von ausgestellten Wärme-HKN auf 143 Mio. im Jahr 2030 bis 145 Mio. im Jahr 2045 schätzen, da mit einem Anstieg der Fernwärmemengen auf 143 TWh im Jahr 2030 bzw. 145 TWh im Jahr 2045 gerechnet wird (siehe Abbildung 64). Diese Schätzung läge etwa auf dem gleichen Niveau wie der aktuelle Umfang der in Deutschland entwerteten Strom HKN (178 Mio. im Jahr 2022). Es ist zu berücksichtigen, dass Strom-HKN nur im Rahmen der Ökostromvermarktung ausgestellt werden, d. h. nur für die erneuerbaren Strommengen. Eine Vollkennzeichnung findet nicht statt, was Rückschlüsse auf die unterschiedlichen Dimensionen des Strom- und zukünftigen Wärme-HKN-Systems zulässt.

Szenario 2 geht dagegen von einer **HKN-Ausstellung nur für die grüne Fernwärmeerzeugung** aus. Dazu zählen Wärme, die aus EE erzeugt wurde, sowie Wärme aus unvermeidbarer Abwärme. Die fossilstämmigen Anteile der Wärmeerzeugung aus thermischer Abfallbehandlung werden hier ebenfalls mit einberechnet, da diese aus regulatorischer Sicht unvermeidbarer Abwärme gleichgestellt sind (siehe Kapitel 2.5.1.2.3).
Im Rahmen des Szenarios wird mit einem deutlichen Anstieg der grünen Wärmemengen und somit der HKN-Ausstellung bis 2045 gerechnet. Während die IST-Daten im Jahr 2022 einer HKN-Ausstellung von 45 Mio. entsprechen würden, steigen die Wärmemengen, für die HKN ausgestellt würden, im Zeitverlauf von gemittelt 82 TWh im Jahr 2035 auf gemittelt 145 TWh im Jahr 2045 an. Im Jahr 2045 gleichen sich Szenario 1 und Szenario 2 an, das bedeutet, die Ausstellung von HKN für als „grün“ definierte Wärmemengen erreicht das Level der HKN-Ausstellung im Maximalszenario im Kontext einer hypothetisch verpflichtenden Vollkennzeichnung. Dies liegt daran, dass die betrachtenden Szenarienstudien davon ausgehen,

dass bis 2045 keine fossil erzeugten Wärmemengen mehr im Erzeugungsmix enthalten sind. Einzige Ausnahme sind 2 TWh fossil-stämmiger Wärme aus der thermischen Müllverbrennung, mit denen auch 2045 noch gerechnet wird, obwohl diese nach aktuellem regulatorischem Rahmen mit unvermeidbarer Abwärme gleichgestellt werden.

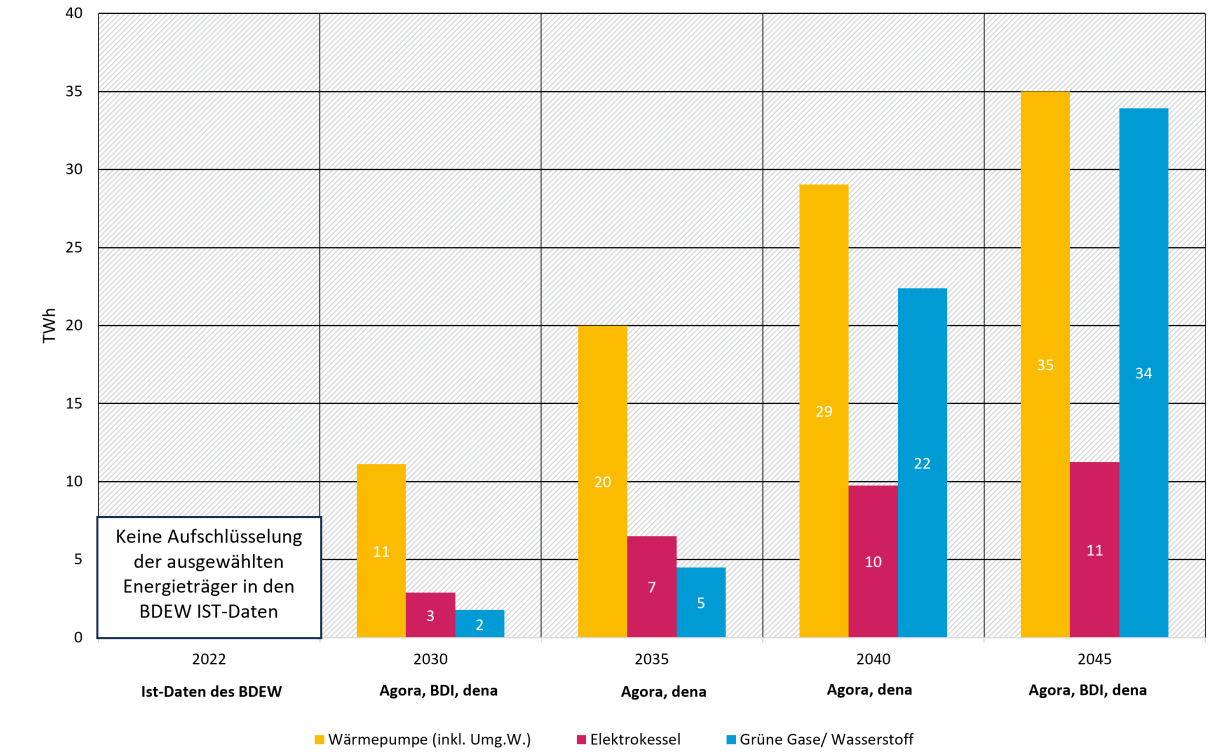
Im Gegensatz zum Strommarkt und zur Vermarktung von Ökostromprodukten ist die Vermarktung von grüner Fernwärme durch § 34 GWKHV gesondert reglementiert. Demnach dürfen bestehende vertragliche Vereinbarungen zu den Eigenschaften gelieferter thermischer Energie im Sinne des Verbraucherschutzes nicht durch die Vermarktung grüner Produkte verletzt werden. Dies kann bedeuten, dass grüne Produkte nicht auf Basis bestehender EE-Erzeugung vermarktet werden können, da ihre Eigenschaften bereits im Rahmen bestehender Verträge angerechnet werden. Es müsste auf zusätzliche Wärmemengen aus neuen EE-Erzeugungsanlagen zurückgegriffen werden, die etwa im Rahmen von Heat Purchase Agreements vermarktet werden könnten (siehe hierzu auch A. Dr. Styles & Claas-Reuther, 2022). **Szenario 3** untersucht daher der Fall einer **HKN-Ausstellung für die Wärmeerzeugung aus EE und unvermeidbarer Abwärme, die über den Ausbaustand im Jahr 2022 hinausgeht**. Der fossil-stämmige Anteil von Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung wird hier vernachlässigt, da in den zugrundeliegenden Szenarien zur Entwicklung der Fernwärmeerzeugung weder mit einem Zubau an Müllverbrennungsanlagen noch mit einer Reduktion des Müllaufkommens gerechnet wird. Zum aktuellen Zeitpunkt liegen noch keine IST-Daten für dieses Szenario vor. Ab 2030 kann aber im Mittel mit einer HKN-Ausstellung für etwa 24 TWh Wärme gerechnet werden. Es wird prognostiziert, dass die HKN-Ausstellung für die zusätzliche grüne Fernwärmeerzeugung ab 2023 auf gemittelte 100 Mio. in 2045 ansteigt.

Es ist nicht davon auszugehen, dass jede Wärmenetztransformation automatisch durch die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte begleitet wird - also für alle zusätzlich produzierten EE-Wärmemengen HKN ausgestellt werden (vgl. Szenario 3). Wahrscheinlicher ist die Ausstellung von HKN in Abhängigkeit zur tatsächlichen Nachfrage auf dem Markt. Im Strombereich lag der Anteil von Ökostrom an der gesamten Stromabgabe an Letztverbrauchende laut Befragung der Lieferanten durch die Bundesnetzagentur im Jahr 2022 bei 24 % (BNetzA & BKartA, 2023). Eine Übertragung dieses Wertes auf die Nachfrage nach grünen Wärmetarifen erscheint jedoch nicht realistisch. Auch wenn theoretisch eine gewisse Nachfrage nach grünen Wärmeprodukten besteht, trifft diese nicht auf jedes Netz gleichermaßen zu. Weil die Wärmevermarktung netzgebunden erfolgen muss, können nicht überall die gleichen Nachfragepotenziale gehoben werden. Auch der Kosten-Nutzen-Aspekt spielt – insbesondere im Kontext kleinerer Netze – eine Rolle. Hohe Kosten könnten dazu führen, dass trotz bestehender Nachfrage keine grüne Fernwärmeprodukte angeboten und keine HKN ausgestellt werden. Nach § 34 Abs. 2 GWKHV muss bei geförderten Anlagen der Marktwert von HKN, die zur Vermarktung eingesetzt werden, bei der Berechnung der Förderung berücksichtigt werden. Kann ein Anlagenbetreiber Förderung in Anspruch nehmen, werden Anreize zur Beantragung von HKN zur Nutzung im Rahmen der Vermarktung reduziert. Für eine differenzierte Aussage wäre eine vertiefende Marktuntersuchung bezüglich der Nachfrage nach grünen Wärmeprodukten und Zahlungsbereitschaften notwendig. Im **Szenario 4** wird zunächst von einer **HKN-Ausstellung für 10 % der gesamten Fernwärmeerzeugung** ausgegangen. Der Umfang potenzieller HKN-Mengen könnte durch die vermehrte Nachfrage seitens Unternehmen jedoch steigen, wenn die Attraktivität von HKN für die Treibhausgasbilanzierung anhält. Gemäß Szenario 4 werden nahezu konstante Wärmemengen zur HKN-Ausstellung zwischen 13 TWh (2022), 14 TWh (2030, 2035, 2040) und 15 TWh (2045) prognostiziert.

2.5.3.3.1 Potenziale aus der Energieträgerkonversion

Die Rahmenbedingungen für strom- bzw. gasbasierte Wärme aus erneuerbaren Energiequellen wurden bereits in Kapitel 2.5.1.3 erläutert. Abbildung 65 zeigt die Entwicklung der strom- und gasbasierten Fernwärmeerzeugung. Sie basiert ebenfalls auf den drei zuvor ausgewählten Szenarienstudien zur Entwicklung der Fernwärme in Deutschland (Stiftung Klimaneutralität/Agora, BDI und dena - KN100). Zur strom- und gasbasierten Wärmeerzeugung zählen Wärmemengen, die mit Hilfe von Wärmepumpen sowie Elektrokesseln erzeugt werden und Wärmemengen, die aus grünen Gasen sowie Wasserstoff erzeugt werden. Bei den in Abbildung 65 aufgezeigten Potenzialen zur HKN-Ausstellung wird von einem Maximalszenario ausgegangen, d. h. es erfolgt eine vollständige HKN-Ausstellung für alle erneuerbaren Wärmemengen, die auf Basis einer Energieträgerkonversion erzeugt wurden. Die Potenziale zur HKN-Ausstellung für strom- sowie gasbasierte EE-Wärmemengen geben auch Aufschluss darüber, in welchem Umfang Schnittstellen zu vorgelagerten Nachweissystemen beansprucht werden. Erdgas als fossiles Gas wird im Kontext der Konversionsfragen nicht betrachtet.

Abbildung 65: HKN-Ausstellung für die strom- und gasbasierte Wärmeerzeugung



Quelle: Hamburg Institut, Datenbasis: (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Wie bereits unter Abschnitt 2.5.3.2 beschrieben, zeigen die Szenarien einen Anstieg des Anteils von erneuerbaren Energien. Auch in Bezug auf die HKN-Ausstellung aus Energieträgerkonversionen wird ein steigendes Potenzial an Wärmemengen zur HKN-Ausstellung bis auf 80 TWh (im Mittel) im Jahr 2045 prognostiziert. Davon entfallen 35 TWh auf Wärmemengen aus Wärmepumpen, 11 TWh auf Wärmemengen aus Elektrokesseln und 34 TWh auf Wärmemengen, die auf Basis von grünen Gasen bzw. Wasserstoff hergestellt wurden. Zu berücksichtigen ist, dass nicht alle Studien die drei für die Konversionspotenziale ausgewählten Energieträger berücksichtigen und der Mittelwert für die Konversionspotenziale in Bezug auf Wärme aus Elektrokesseln lediglich auf Basis zweier Szenarien berechnet wurde (Stiftung Klimaneutralität/Agora und dena - KN100).

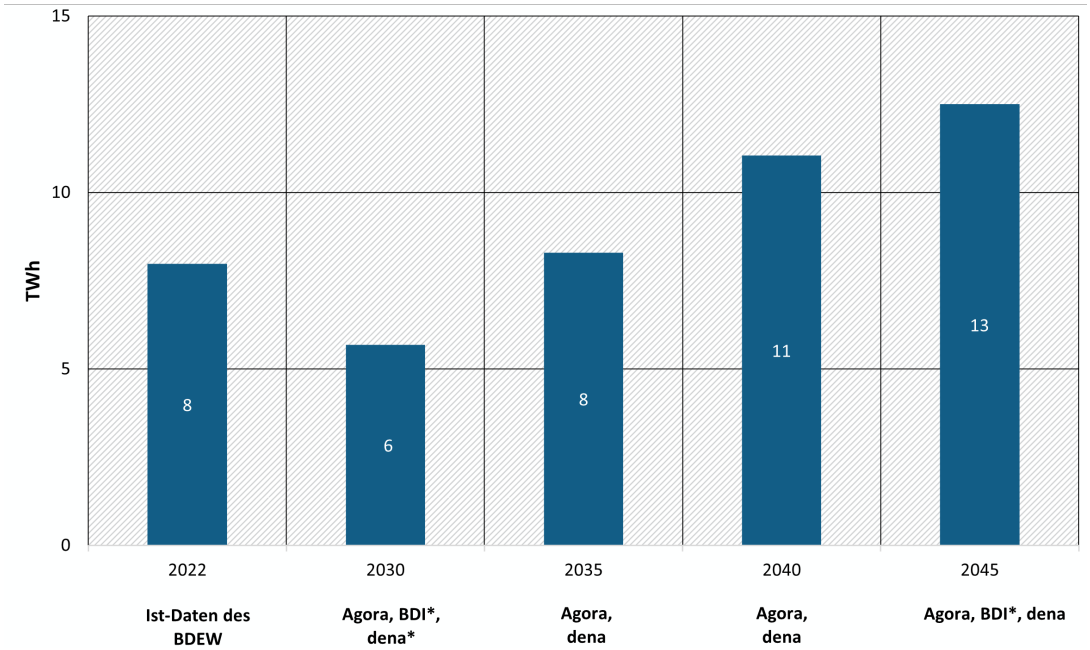
Die Potenziale zur HKN-Ausstellung aus strom- und gasbasierter Wärmeerzeugung zeigen, dass im Jahr 2045 etwas mehr als die Hälfte der potenziellen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Wärmemengen aus Energieträgerkonversionen entfällt. Die Einrichtung entsprechender Schnittstellen zum lückenlosen Nachweis der erneuerbaren Eigenschaften von Strom und grünen Gasen sowie Wasserstoff ist daher ein wichtiger Bestandteil bei der Entwicklung eines nationalen HKN-Registers für thermische Energie.

2.5.3.3.2 Potenziale aus unvermeidbarer Abwärme und Wärme aus thermischer Abfallbehandlung

Wie in Kapitel 2.5.1.2.3 erläutert, stellt die Nutzung unvermeidbarer Abwärme eine wichtige Option zur Dekarbonisierung von sowohl Wärme- als auch Kältenetzen dar und wird daher im Folgenden nochmals gesondert betrachtet. Hierbei wird Wärme, die aus thermischer Abfallbehandlung gewonnen wird, der unvermeidbaren Abwärme unter der Bedingung der Einhaltung des KrWG gleichgestellt.

Abbildung 66 zeigt die Entwicklung der **Potenziale für die Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme,** auf Basis der zuvor ausgewählten Szenarienstudien zur Entwicklung der Fernwärme in Deutschland (Stiftung Klimaneutralität/Agora, BDI und dena - KN100). Der Anteil von Abwärme an der Fernwärmeerzeugung wird in den gängigen Szenarien zur Fernwärmeentwicklung im Mittel auf 6 TWh in 2030 bis 13 TWh in 2045 geschätzt. Die Einschätzung entspräche einer HKN-Ausstellung von bis zu 13 Mio. HKN im Jahr 2045 für den Fall einer vollständigen HKN-Ausstellung. Da die IST-Daten des BDEW zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland mit 8 TWh bereits im Jahr 2022 über den gemittelten Abschätzungen aus den analysierten Szenarien liegen, könnten auch die Potenziale zur HKN-Ausstellung für unvermeidbare Abwärme in Zukunft deutlich höher ausfallen als bisher prognostiziert.

Abbildung 66: Potenziale zur HKN-Ausstellung aus unvermeidbarer Abwärme



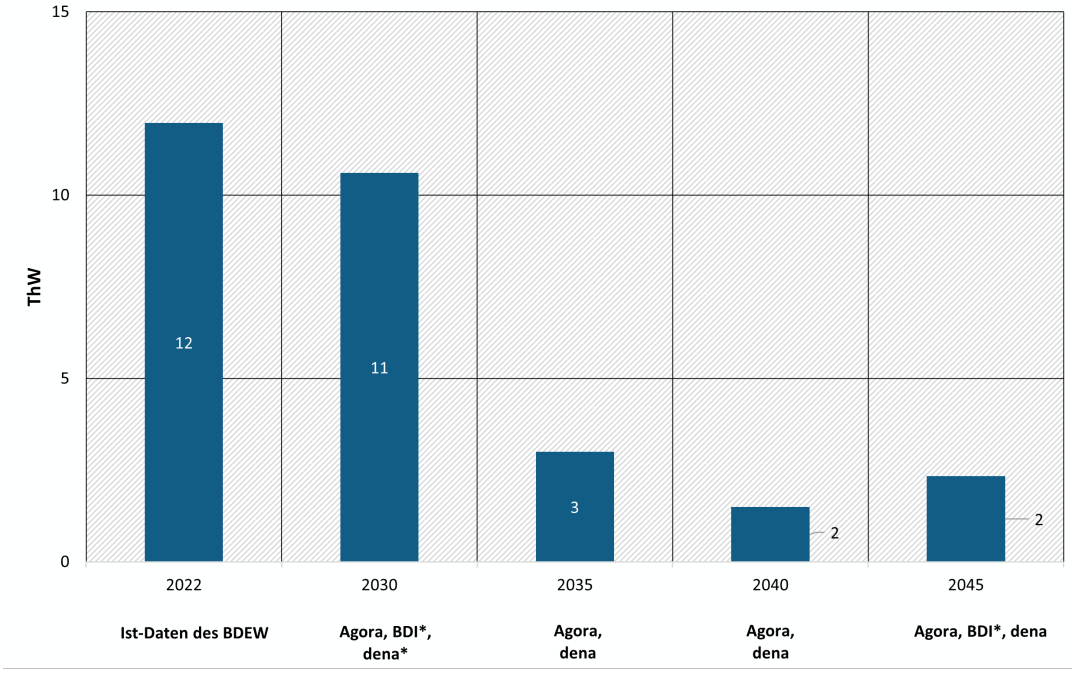
Quelle: Hamburg Institut, Datenbasis: (BDEW, 2023e; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Jede Abschätzung der Potenziale zur Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme in die netzgebundene Wärmeversorgung muss berücksichtigen, dass diese Potenziale sehr abhängig von der zukünftigen Entwicklung des Angebotspotenzials sind. Da die analysierten Szenarien auf

bestehenden Wirtschaftsstrukturen und der Situierung aktueller Industriestandorte basieren, ist ihre Eintrittswahrscheinlichkeit mit großen Unsicherheiten belegt. Es ist schwer vorauszusagen, wie sich Industriestandorte und Wirtschaftsstrukturen in Zukunft verändern.

Im Gegensatz zu den Potenzialen zur Einbindung von Quellen unvermeidbarer Abwärme entwickeln sich die **Potenziale für die Verwendung von Wärme aus der thermischen Abfallbehandlung (TAB, fossil-stämmig)** über den Zeitverlauf rückläufig. Abbildung 67 zeigt die Entwicklung der Wärmeerzeugung aus der thermischen Abfallbehandlung auf Basis der zuvor ausgewählten Szenarienstudien zur Entwicklung der Fernwärme in Deutschland (Stiftung Klimaneutralität/Agora, BDI und dena - KN100).

Abbildung 67: Potenziale zur HKN-Ausstellung für Wärme aus thermische Abfallbehandlung (fossil-stämmig)



Quelle: Hamburg Institut, Datenbasis: (BDEW, 2023e; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2022).

Im Jahr 2022 liegt der Anteil an Wärme aus thermischer Abfallbehandlung an der gesamten Fernwärmeerzeugung bei etwa 9 %. Unter der Annahme einer HKN-Ausstellung von 100 % entspricht das einem HKN-Potenzial von circa 11,5 Millionen HKN/a. Im Rahmen der Studien wird im Mittel der Anteil an TAB an der gesamten Fernwärmeerzeugung auf 10,6 TWh in 2030 bis 2,3 TWh im Jahr 2045 geschätzt. Dies entspräche 2,3 Mio. ausgestellten HKN im Jahr 2045. Die Wärmeerzeugung ist abhängig von der Abfallmenge in Müllverbrennungsanlagen und Heizkraftwerken. Die Potenziale zur HKN-Ausstellung aus dieser Quelle sinken daher im Zeitverlauf aufgrund der geplanten Reduzierung von nicht-recyclebaren Abfällen. Eine konstante Abnahme der Abfallmenge nach 2030 wird auch im Projektionsbericht 2023 des Umweltbundesamtes angenommen (Harthan et al., 2023). Wie in Kapitel 2.5.1.2.3 erläutert, ist zudem abzuwarten, wie HKN aus TAB angesehen sein werden und wie sie sich etablieren. Dies beeinflusst, ob sich eine HKN-Ausstellung für Wärmemengen aus TAB für Fernwärmeversorger zukünftig lohnen wird.

2.5.3.3.3 Abschätzung der Anlagenzahlen

Die netzgebundene Wärme- sowie Kälteversorgung ist nicht liberalisiert. Es bestehen somit keine unabhängigen Institutionen, die Prüfaufgaben in der Fernwärmeversorgung übernehmen

(analog zu z. B. Netzbetreibern im Strommarkt). Daher ist die Prüfung thermischer Erzeugungsanlagen – wie in Kapitel 5.7.3 erläutert – in einem nationalen HKN-Register mit einem höheren Prüfaufwand verbunden. Daher wäre eine Abschätzung von Anlagenzahlen hilfreich, um entsprechende Aufwände im zukünftigen Register abschätzen zu können und Prüf- und Verifizierungsroutinen auf diese abzustimmen.

Aufgrund der schlechten Datenlage lässt sich aktuell jedoch die absolute Zahl der thermischen Erzeugungsanlagen nicht darstellen. Nach Angaben des AGFW waren im Jahr 2022 927 KWK-Anlagen und 244 Heizkraftwerke (Berücksichtigung von Heizkraftwerken >20 MW) installiert (AGFW, 2023b). Allerdings wurden im Rahmen des Hauptberichts nur Anlagen der AGFW-Mitglieder berücksichtigt. Die Aussagekraft der Angaben ist daher begrenzt. Industrienetze und die mit ihnen verbundenen Erzeugungsanlagen sind in der Datenbasis nicht inkludiert. Eine Ausnahme in Bezug auf die Verfügbarkeit von Daten stellen KWK-Anlagen dar, welche im Marktstammdatenregister gemeldet sein müssen.

Die zukünftige Entwicklung der Anlagenzahlen ist auf Basis der rudimentär verfügbaren Informationen schwer vorhersehbar. Zudem ist die Entwicklung der Anlagenzahlen sowie Anlagenarten in der netzgebundenen Wärmeversorgung netzindividuell bzw. standortabhängig zu betrachten. So bieten unterschiedliche Standortbedingungen verschiedene Möglichkeiten für den Austausch von fossilen Erzeugungsanlagen. Während Netze an einigen Standorten fossile Erzeugungsanlagen durch Geothermieanlagen ersetzen könnten, muss an anderen Standorten auf eine Kombination an Anlagen zurückgegriffen werden, etwa Solarthermieanlagen in Kombination mit Großwärmepumpen und der Einbindung von Quellen industrieller Abwärme. Anlagenzahlen variieren demnach standortbedingt und können aktuell nur schwer vorausgesagt werden. Eine Möglichkeit für die zukünftige Schätzung der Entwicklung könnte die Sammlung und Auswertung von Transformationsplänen sein, die im Rahmen der BEW-Förderung auf Bundesebene vorgelegt werden müssen. Als weitere Quelle zur Schätzung von Anlagenzahlen können Wärmenetzausbaupläne sowie Dekarbonisierungsfahrpläne nach § 32 WPG ausgewertet werden, welche bis Ende 2026 vorgelegt werden müssen. Grundsätzlich werden stark steigende Anlagenzahlen erwartet.

2.5.4 Zusammenfassung möglicher Anwendungsfälle und Registernutzende

Aus Marktanalyse und Potenzialabschätzung zur HKN-Ausstellung für thermische Energie sowie den im Rahmen des Projektes durchgeführten Stakeholderworkshops zu Anwendungsfällen für Wärme-/Kälte-HKN lassen sich mögliche Anwendungsfälle sowie Registernutzende ableiten. Grundsätzlich lassen sich die Anwendungsfälle für Wärme-/Kälte-HKN nach drei Verwendungszwecken für die HKN aufgliedern:

2.5.4.1.1 Zweck 1: Vermarktung von Fernwärme- oder Fernkälte mit spezifischen Eigenschaften

Die Möglichkeit, bestimmte Energiemengen und deren Eigenschaften von der Erzeugung bis zum Verbrauch mittels HKN nachzuverfolgen und zuzuordnen, erlaubt es Fernwärme- oder Fernkälteversorgern, ihren Kunden*Kundinnen Wärme- bzw. Kälteprodukte mit unterschiedlichen Eigenschaften über ein Netz anzubieten.
Durch die Vermarktung grüner Fernwärme- oder Fernkälteprodukte ließe sich möglicherweise ein zusätzlicher Umsatzstrom realisieren. Nachfrageimpulse für grüne Fernwärme- bzw. Fernkälteprodukte kommen nicht nur von ideell motivierten Privatverbrauchenden mit hohem Umweltbewusstsein. Auch für Unternehmen kann der Bezug klimafreundlicher Wärme- und Kälteprodukte im Rahmen der Treibhausgasbilanzierung Vorteile bieten. Die Emissionsintensität der Unternehmensaktivitäten wird immer stärker zum Wettbewerbskriterium. Unternehmen setzen sich vermehrt Klimaneutralitätsziele, z. B. im

Rahmen der Science Based Targets initiative (SBTi) (2024). Werden solche Ziele vor 2045 gesetzt, ist der Bezug klimaneutraler Wärme bzw. Kälte essenzieller Bestandteil zur Dekarbonisierung der Geschäftsaktivitäten. Die Abnahme bilanziell grüner Wärme oder Kälte mittels HKN ermöglicht es Unternehmen außerdem, diese auch in ihrer Treibhausgasbilanz geltend zu machen, da HKN als anerkanntes Nachweisinstrument im Rahmen der Treibhausgasbilanzierung gelten (vgl. z. B. GHG Protocol Scope 2 Guidance). Auch für die Wohnungswirtschaft können grüne Wärme- bzw. Kältetarife oder auch Heat Purchase Agreements[31] zum einen eine Möglichkeit darstellen, Klima- und Nachhaltigkeitsstrategien umzusetzen und sich vor steigenden CO_2-Preisen abzusichern. Zum anderen dienen sie auch zum Nachweis der grünen Eigenschaften bezogener Energie zur Vorlage ggü. Mietenden, Kreditgebenden sowie kommunalen Stakeholdern.

2.5.4.1.2 Zweck 2: Nachweisführung mittels Herkunftsnachweisen im regulatorischen Kontext

Einen weiteren Einsatzzweck stellt die Verwendung von HKN zum Nachweis der Erfüllung regulatorischer Anforderungen dar. Mittels HKN könnten EE-Anteile sowie Anteile unvermeidbarer Abwärme in einem Netz, die etwa im Rahmen von WPG oder BEW verlangt werden, durch die Vorlage entwerteter HKN aus den entsprechenden Quellen rechtssicher nachgewiesen werden. HKN könnten zusätzlich als Basis zur Berechnung weiterer Kennzahlen wie dem Emissionsfaktor eines Netzes oder auch der Berechnung produkt- oder gebäudespezifischer Kennzahlen dienen. Voraussetzung für die Nachweisführung mittels HKN wäre, dass die Nutzung von HKN als Nachweisinstrument im Kontext regulatorischer Anforderungen möglich ist. Dies könnte unter Umständen dazu führen, dass regulatorische Anpassungen notwendig werden, insbesondere in Hinblick auf die Berechnung und/oder (regulatorische) Funktion aktuell bestehender Kennzahlen wie dem netzspezifischen Primärenergiefaktor und der Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen (siehe hierzu Kapitel 2.5.5).
Eine einheitliche Verwendung von HKN in Kombination mit einer verpflichtenden Vollkennzeichnung von Wärme- und Kältenetzen könnte zudem den Weg für eine effiziente Wärme-/Kältekennzeichnung ebnen, die die Informationsbereitstellung zur Energieherkunft für Verbrauchende und Netzbetreiber vereinfacht.

Zweck 3: Vollzugserleichterung

Aus der Etablierung von HKN als einheitliches Nachweisinstrument im Kontext regulatorischer Anforderungen könnte sich für Versorger eine Vereinfachung der Erfüllung entsprechender Berichtsanforderungen ergeben. Auch auf Seite der vollziehenden Instanzen könnte es durch die Verwendung von HKN als einheitliches Nachweissystem zu Erleichterungen im Vollzug kommen. Zudem bietet die einheitliche Verwendung von HKN eine Möglichkeit, den Vollzug regulatorischer Anforderungen zunehmend zu digitalisieren. Entsprechende Behörden (z. B. Landesbehörden im Rahmen des WPG oder die BAFA im Rahmen der BEW) könnten über einen direkten Zugang zum HKN-Register und automatisierte Abfragen nachzuweisende EE-Anteile sowie Anteile unvermeidbarer Abwärme oder Biomasse-Anteile einfacher und schneller prüfen. Auch die EE-Statistik würde aussagekräftiger.

[31] Analog zum Power Purchase Agreement im Strommarkt; Langfristiger Vertrag über die Lieferung grüner Wärme.

2.5.5 Offene Fragen bezüglich der Implementierung eines HKN-Registers für Wärme und Kälte

Anhand der Ausarbeitungen in Kapitel 2.5 ergeben sich für die Ausgestaltung des HKNR für Wärme und Kälte einige Fragen, die im weiteren Verlauf der Registerimplementierung beachtet werden sollten.

Es ist ein Modus festzulegen, mit dem in Wärme-/Kältenetzen bestehende Kennzahlen, wie der netzspezifische Primärenergiefaktor und der Emissionsfaktor mit dem neuen HKN-System harmonisiert werden können. Besonders wichtig ist die Vermeidung von Doppelanrechnungen erneuerbarer Energien sowie die Vermeidung der Schlechterstellung von vertraglich oder anderweitig gebundenen Kunden*Kundinnen hinsichtlich der Qualität der gelieferten thermischen Energie innerhalb eines Netzes. So würden z. B. bei der Beibehaltung eines netzspezifischen PEFs und der gleichzeitigen Einführung des HKN-Systems für das gesamte Wärme-/Kälteangebot eines Netzes entweder Energien mit bestimmten Qualitäten doppelt angerechnet bzw. vermarktet werden, wenn einigen Personen der bestehende PEF und anderen bestimmte Qualitäten über HKN zugeteilt würden. Oder es würden Kunden*Kundinnen durch eine reine Umverteilung von grünen Eigenschaften aus Bestandsanlagen im Netz schlechter gestellt werden. Ähnliches würde auf die Berechnung und Ausweisung der Treibhausgasemissionen eines Netzes zutreffen (A. Styles & Claas-Reuther, 2023)

Auch die Frage, welchen Emissionsfaktor HKN für thermische Energie tragen sollte, falls sie im Sinne des § 18 Abs. 2 GWKHV beantragt werden, sollte im Kontext der Ausgestaltung des nationalen HKN-Registers für thermische Energie beantwortet werden. Emissionsfaktoren werden in unterschiedlichen Kontexten unterschiedlich berechnet, z. B. werden als Berechnungsgrundlage unterschiedliche Systemgrenzen angenommen. HKN müssten je nach (regulatorischem) Kontext den entsprechend berechneten Emissionsfaktor tragen, damit diese Angabe im jeweiligen Kontext anerkannt und zielführend ist. Diese Fragestellung wird in Kapitel 5.5 eingehender untersucht.

Zudem stellt sich die Frage, wie bei der HKN-Ausstellung mit Netz- und Speicherverlusten im Wärme-/Kältenetz umgegangen werden soll. Die Vernachlässigung von Verlusten könnte dazu führen, dass mehr grüne Eigenschaften vermarktet werden als reell für die Energieabgabe an Kunden*Kundinnen zur Verfügung stehen (siehe auch A. Styles & Claas-Reuther, 2023) § 35 GWKHV stellt klar, dass Netzverluste im Sinne der Verordnung Letztverbräuchen gleichstehen, so dass eine HKN-Entwertung auch für Netzverluste zumindest auf freiwilliger Basis möglich ist. Versorger könnten diese Sachlage dazu nutzen, grüne Wärmeprodukte mit besonders hoher Glaubwürdigkeit aufzulegen. Einheitliche Vorgaben für die Behandlung von Verlusten wären im Rahmen zukünftiger Überarbeitungen der Wärme- und Kältekennzeichnungsregeln bzw. entsprechender Branchenstandards zu regeln.

3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung der neuen Herkunftsnachweisregister

3.1 Gutachten zu Rechtsfragen bei der Ausgestaltung der Herkunftsnachweisregisters für erneuerbare Gase und Wärme

3.1.1 Analyse der Änderungen durch die RED III

Im Folgenden werden die Änderungen durch die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) analysiert. Die Analysen sind auf dem Stand der Rechtslage vom 31.03.2025.

3.1.1.1 Überblick zu Änderungen zwischen Art. 19 RED II und Art. 19 RED III

Ein Großteil der Regelungen für ein Herkunftsregister für erneuerbare Gase war schon Bestandteil des Art. 19 RED II und hätte von Deutschland bis zum 30.06.2021 umgesetzt werden müssen. Allerdings haben sich durch die RED III auch einige wichtige Änderungen im Vergleich zur RED II ergeben.

Die wichtigsten Änderungen sind:

- Ausdrückliche Nennung von Wasserstoff/ RFNBO (Art. 19 Abs. 2 UA 1 RED)
- Geringere mengenmäßige (Art. 19 Abs. 2 UA 1 RED) und zeitliche Granularität (Art. 19 Abs. 7 RED)
- Einführung eines vereinfachten Verfahrens für kleinere Anlagen und EE-Gemeinschaften (Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED)
- Pflicht zur Veröffentlichung von Daten über den Restenergiemix (Art. 19 Abs. 4 RED)
- Pflicht zur Gaskennzeichnung (Art. 19 Abs. 8 RED)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Änderungen im Text der Richtlinie:[32]

Tabelle 18: Änderungen zwischen Art. 19 RED II und Art. 19 RED III

Art. 19 RED II	Art. 19 RED III	Änderungsbedarf / Beachtenswertes
	Abs. 2 UA 1	Strengere Kriterien für Wasserstoff durch Definition der gasförmigen erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs.
„Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird, es sei denn, die Mitgliedstaaten beschließen, um dem Marktwert des Herkunftsnachweises Rechnung zu tragen, einem Produzenten,	„Zu diesem Zweck sorgen die Mitgliedstaaten dafür, dass auf Anfrage eines Produzenten von Energie aus **erneuerbaren Quellen, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs wie Wasserstoff**, ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird, es sei denn, die Mitgliedstaaten beschließen, um	

[32] Ohne die Änderungen in Abs. 13 und 13a, die Berichtspflichten der Kommission enthalten, die hier nicht relevant sind.

Art. 19 RED II	Art. 19 RED III	Änderungsbedarf / Beachtenswertes
der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keinen Nachweis auszustellen. Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Herkunftsnachweise für Energie aus nicht erneuerbaren Quellen ausgestellt werden. Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen kann von einer Mindestkapazität abhängig gemacht werden. Ein Herkunftsnachweis gilt standardmäßig für 1 MWh. Für jede Einheit produzierte Energie wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt“.	dem Marktwert des Herkunftsnachweises Rechnung zu tragen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keinen Nachweis auszustellen. Die Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Herkunftsnachweise für Energie aus nicht erneuerbaren Quellen ausgestellt werden. Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen kann von einer Mindestkapazität abhängig gemacht werden. Ein Herkunftsnachweis gilt standardmäßig für 1 MWh. **Gegebenenfalls kann diese Standardgröße in eine Bruchgröße unterteilt werden, sofern jene ein Vielfaches von 1 Wh beträgt.** Für jede Einheit produzierte Energie wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt“.	Mengenmäßig granulare HKN. Diese wird unter 3.1.1.3 dargestellt.
Abs. 5 UA 2 Auf HKN „von Anlagen unter 50 kW können vereinfachte Angaben gemacht werden“.	Neuer Abs. 2 UA 3 **„Für kleine Anlagen unter 50 kW und für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften werden ein vereinfachtes Registrierungsverfahren und reduzierte Registrierungsgebühren eingeführt“.**	Ein vereinfachtes Verfahren für kleinere Anlagen und EE-Gemeinschaften muss eingeführt werden. Dies wird unter 3.1.1.5 dargestellt.
Abs. 2 UA 4 Buchst. C „Die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie *aus erneuerbaren Quellen* entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom kauft“.	Abs. 2 UA 4 Buchst. C „die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen kauft“.	Änderung ist redaktionell.
Abs. 3 „Für die Zwecke des Absatzes 1 gelten die Herkunftsnachweise zwölf Monate ab der Produktion der betreffenden Energieeinheit. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür,	Abs. 3 „Für die Zwecke des Absatzes 1 gelten die Herkunftsnachweise für **Transaktionen** zwölf Monate ab der Produktion der betreffenden Energieeinheit. Die Mitgliedstaaten	Änderung ist redaktionell.

Art. 19 RED II	Art. 19 RED III	Änderungsbedarf / Beachtenswertes
dass alle Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, spätestens 18 Monate nach der Produktion der Energieeinheit ihre Gültigkeit verlieren. Die Mitgliedstaaten berücksichtigen ungültig gewordene Herkunftsnachweise bei der Berechnung ihres Restenergiemixes“.	sorgen dafür, dass alle Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, spätestens 18 Monate nach der Produktion der Energieeinheit ihre Gültigkeit verlieren. Die Mitgliedstaaten berücksichtigen ungültig gewordene Herkunftsnachweise bei der Berechnung ihres Restenergiemixes“.	
	Abs. 4 „Zu den in den Absätzen 8 und 13 genannten Kennzeichnungszwecken stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Energieunternehmen Herkunftsnachweise spätestens sechs Monate nach Ablauf ihrer Gültigkeit entwerten. **Darüber hinaus stellen die Mitgliedstaaten bis zum 21. Mai 2025 sicher, dass die Daten über ihren Restenergiemix jährlich veröffentlicht werden“.**	Eine Implementierung der Veröffentlichung des Restenergiemixes muss in einer Norm fixiert werden. Die DVO scheint dafür nicht geeignet zu sein.
Absatz 7 Buchstabe a „Der Herkunftsnachweis enthält mindestens folgende Angaben: a) Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion“	Absatz 7 Buchstabe a „Der Herkunftsnachweis enthält mindestens folgende Angaben: a) Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion, **die wie folgt spezifiziert werden können:** **i) im Fall von Gas aus erneuerbaren Quellen, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, sowie von Wärme- und Kälteversorgung aus erneuerbaren Quellen in einem stündlichen oder unterstündlichen Intervall;** **ii) im Fall von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Bilanzkreisabrechnungszeitintervall gemäß Artikel 2 Nummer 15 der Verordnung (EU) 2019/943“**	Zeitliche Granularität: Diese wird unter 3.1.1.4 behandelt

Art. 19 RED II	Art. 19 RED III	Änderungsbedarf / Beachtenswertes
	In Absatz 8 werden nach Unterabsatz 1 folgende Unterabsätze eingefügt: „Wird Gas aus einem Wasserstoff- oder Erdgasnetz, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und Biomethan, geliefert, so muss der Versorger den Endverbrauchern den Anteil oder die Menge von Energie aus erneuerbaren Quellen an seinem Energiemix für die Zwecke von Anhang I der Richtlinie 2009/73/EG nachweisen. Der Versorger verwendet hierfür Herkunftsnachweise, es sei denn, a) es handelt sich um den Anteil an seinem Energiemix, der etwaigen nicht rückverfolgten Handelsangeboten entspricht, wofür der Versorger den Restenergiemix nutzen kann; b) der Mitgliedstaat hat beschlossen, einem Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keine Herkunftsnachweise auszustellen. Verbraucht ein Kunde Gas aus einem Wasserstoff- oder Erdgasnetz, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und Biomethan, wie im kommerziellen Angebot des Versorgers nachgewiesen, so stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die entwerteten Herkunftsnachweise den relevanten Netzmerkmalen entsprechen.“	Pflicht zur Gaskennzeichnung. Dies wird unter 3.1.1.9 dargestellt.

3.1.1.2 Neufassung des Art. 19 Abs. 2 UA 1 RED III: Anwendbarkeit für grünen Wasserstoff

Satz 1 des Art. 19 Abs. 2 UA 1 RED III erhält eine Klarstellung, wonach auch **„gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs wie Wasserstoff“** als erneuerbare Energien gelten, für die ein Anspruch auf die Ausstellung eines HKN besteht. Allerdings war es auch vorher unbestritten, dass aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff unter den Begriff der „Energie aus erneuerbarer Quelle“ fiel.

Aufgrund des neu eingefügten ausdrücklichen Bezugs auf **„gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs wie Wasserstoff“** stellt sich allerdings die Frage, ob sich damit die Kriterien an den umfassten Wasserstoff geändert haben und ggf. nur Wasserstoff erfasst ist, der die Kriterien der in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Bezug genommenen Delegierten Rechtsakte zu erneuerbarem Wasserstoff erfüllt.

3.1.1.2.1 Wasserstoff nach RED II

Nach der Fassung der RED II bestand ein Anspruch auf die Ausstellung für Herkunftsnachweise für Produzenten „von Energie aus erneuerbaren Quellen“. Damit war nach allgemeiner Auffassung auch Wasserstoff erfasst, der aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Mangels Bezug auf weitergehende Anforderungen an den Wasserstoff konnten aber auch keine besonderen Kriterien für die Herstellung des Wasserstoffs abgeleitet werden. Demgemäß war davon auszugehen, dass der Anspruch auf die Ausstellung von HKN für Wasserstoff für alle Arten des erneuerbaren Wasserstoffs bestand.

Insbesondere waren die Kriterien des delegierten Rechtsakts nach Art. 27 RED II für den Anspruch aus Art. 19 RED II nicht relevant (dena, BBH, GreenGasAdvisors, Hamburg Institut, Öko-Institut, 2023). Der delegierte Rechtsakt 2023/1184 war ursprünglich von der Kommission am 10.02.2023 als Ergänzung der in der RED II vorgesehenen Kriterien für den Wasserstoffeinsatz im Verkehrsbereich gedacht. Nachdem es zuvor einige Auseinandersetzungen zwischen Europäischer Kommission und Parlament um Dauer und Inhalt des Verfahrens gab, veröffentlichte die Kommission am 10.02.2023 einen Entwurf. EU-Parlament und -Rat nahmen dann die Gelegenheit für Einwendungen bis zum 10.04.2023 nicht wahr, sodass die Kommission die Verordnung am 20.06.2023 im Amtsblatt veröffentlichen lassen konnte. Der delegierte Rechtsakt trat dann am 10.07.2023 in Kraft.

3.1.1.2.2 Gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs nach der RED III

Die Neufassung der RED III trat nach zähen Verhandlungen im Trilog schlussendlich am 20.11.2023 in Kraft. Nach dem Text der RED III besteht der Anspruch auf die Ausstellung von HKN nunmehr für „gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs wie Wasserstoff“. Fraglich ist, wie dieser Begriff im Rahmen der RED III auszulegen ist und ob damit strengere Kriterien für den Wasserstoff gelten könnten.

3.1.1.2.3 Definition in Art. 2 Nr. 36 RED III

Der Begriff der „erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs“ wird in der neu eingefügten Regelung des Art. 2 Nr. 36 definiert als „flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt“. Nach dieser Definition gelten für die Erzeugung des Wasserstoffs keine besonderen Anforderungen, sondern es ist lediglich erforderlich, dass der Wasserstoff aus „erneuerbaren Energiequellen“ erzeugt wurde.

3.1.1.2.4 Kriterien nach Art. 27 RED III

Besondere Regeln für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs enthält allerdings der neu gefasste Art. 27 RED III. Die Regelung lautet wie folgt:

Berechnungsregeln für den Verkehr und im Hinblick auf erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, unabhängig von ihrem Endverbrauch

„1) Für die Berechnung der Verringerung der Treibhausgasintensität gemäß Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Ziffer ii gelten folgende Regeln:

…

(2) Für die Berechnung der in Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Ziffer i und Absatz 1 Buchstabe b genannten Mindestanteile gelten die folgenden Regeln

…

(6) Wenn Elektrizität entweder direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs genutzt wird, wird der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Produktionsland zur Bestimmung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen verwendet.

Hingegen kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stammt und die für die Produktion von erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs eingesetzt wird, in vollem Umfang als aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn die Anlage

- *a) nach oder gleichzeitig mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs produziert, und*
- *b) nicht an das Netz angeschlossen ist oder zwar an das Netz angeschlossen ist, die betreffende Elektrizität aber nachweislich bereitgestellt wird, ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen.*

Aus dem Netz entnommene Elektrizität kann in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn sie ausschließlich aus erneuerbaren Quellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften von Energie aus erneuerbaren Quellen aufweist sowie sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal und nur in einem Endverbrauchswirtschaftszweig angerechnet werden.

Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 im Einklang mit Artikel 35 einen delegierten Rechtsakt, um diese Richtlinie durch die Einführung einer gemeinsamen Methode der Union, in der detaillierte Vorschriften zur Einhaltung der Anforderungen von Unterabsatz 2 und 3 dieses Absatzes durch Wirtschaftsteilnehmer festgelegt werden, zu ergänzen“.

3.1.1.2.5 Auslegung und rechtliche Bewertung der neuen Rechtslage

Ein wesentlicher Unterschied der neuen Fassung des Art. 27 RED III im Vergleich zur Vorgängernorm der RED II besteht darin, dass nach dem Titel der Vorschrift die Berechnungsregeln im Hinblick auf erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs unabhängig von ihrem Endverbrauch gelten sollen. Dies bedeutet, dass eine ausdrückliche Beschränkung der strengen Kriterien für grünen Wasserstoff nunmehr nicht auf den Verkehrsbereich beschränkt ist. Dies könnte dafür sprechen, dass „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ auch nur dann vorliegen, wenn die strengen Kriterien des Delegierten

Rechtsakts gemäß Art. 27 Abs. 6 RED III erfüllt sind. Art. 27 Abs. 6 RED III verweist dabei in UA 4 ausdrücklich auf den Delegierten Rechtsakt, der bereits 2023 erlassen wurde und zeitnah in neuer Fassung erlassen werden soll.

Allerdings bestehen auch erhebliche Argumente, weshalb die Kriterien des Delegierten Rechtsakts nicht unmittelbar für Art. 19 Abs. 1 RED III gelten und somit auch ein HKN für Wasserstoff ausgestellt werden kann, der nicht die Kriterien des DA erfüllt:

Zum Ersten sieht Art. 27 Abs. 6 RED III in UA 1 ausdrücklich vor, dass zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energien beim Strom für die Herstellung erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs auch der durchschnittliche Strommix des jeweiligen Staates zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr herangezogen werden kann. Dies bedeutet, dass also unabhängig von der Verwendung von Strom, der über eine Direktleitung oder über das Netz bezogen wird, auch der allgemeine Strommix verwendet werden kann. Die Kriterien des Delegierten Rechtsakts, die in Unterabsatz 4 geregelt sind, regeln hingegen nur die Kriterien des Unterabsatz 2 (Lieferung über eine Direktleitung) und Unterabsatz 3 (Lieferung über das Netz). Die Nutzung des allgemeinen Strommixes steht hingegen neben den Kriterien der Unterabsätze 2 und 3, die durch den Delegierten Rechtsakt spezifiziert werden.

Zum Zweiten regelt Art. 27 RED III keine allgemeine Definition der erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, sondern die Definition ist in Art. 2 Nr. 36 enthalten. Art. 27 RED III enthält hingegen ausweislich der Überschrift der Norm „Berechnungsregeln“ für erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs. Eine Berechnung ist in der RED III an vielen unterschiedlichen Stellen erforderlich, um Anteile erneuerbarer Energien oder erneuerbarer Kraftstoffe zu bestimmen und damit feststellen zu können, ob bestimmte Ziele erreicht bzw. Pflichten erfüllt wurden. Art. 19 RED III enthält hingegen keine Werte, für die eine Berechnung erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs erforderlich wäre. Insofern stellt sich die Frage, ob die Kriterien in Art. 27 Abs. 6 RED III für den in Art. 19 RED II verwendeten Begriff der erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs überhaupt anwendbar sind.

Andererseits ist aus systematischen Gründen zu bedenken, dass der Richtliniengeber mit Art. 27 Abs. 6 RED III offensichtlich ein einheitliches Verständnis der erneuerbaren Brennstoffe nicht erneuerbaren Ursprungs erreichen wollte. Dies spricht dafür, dass für Wasserstoff nur dann ein HKN ausgestellt werden muss, wenn er die Kriterien des Art. 27 Abs. 6 RED III erfüllt. Selbst in diesem Fall setzt eine Ausstellung von HKN für Wasserstoff aber nicht zwingend die Einhaltung der Kriterien des DA voraus, denn nach Art. 27 Abs. 6 RED III kann zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energien beim Strom für die Herstellung erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs auch der durchschnittliche Strommix des jeweiligen Staates zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr herangezogen werden. Aus Art. 4 Abs. 1 DA ergibt sich zwar, dass Netzstrom nur dann als vollständig erneuerbar anrechenbar ist, wenn sich die RFNBO-Erzeugungsanlage in einer Gebotszone befindet, in der der durchschnittliche Anteil des EE-Stroms im vorangegangenen Kalenderjahr 90 % überstieg (und die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr eine Höchstzahl von Stunden nicht überschreitet, die im Verhältnis zum Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegt wird). Diese Voraussetzung dürfte in Deutschland in absehbarer Zeit nicht erfüllt werden (könnte aber bei einer sehr langen Geltung der Verordnung irgendwann relevant werden). Ein solches Kriterium ist in Art. 27 Abs. 6 RED III aber nicht enthalten.

Aus praktischen Gründen könnte gegen eine Ausstellung von HKN für Wasserstoff, der nicht DA-konform ist, sprechen, dass es dafür überhaupt keine Nachfrage gibt. Denn angesichts der nunmehr durch die RED III für alle Sektoren geltenden Kriterien des DA als Berechnungsregel dürfte auch in Deutschland grüner Wasserstoff jedenfalls im Rahmen von staatlicher Förderung

umfassend auf Basis dieser Kriterien definiert werden. Ob es außerhalb von Förderung noch einen relevanten Anwendungsbereich von Wasserstoff und damit eine nennenswerte Nachfrage geben wird, ist damit sehr fraglich.

Andererseits ist zu beachten, dass in Deutschland Bedarf für Wasserstoff-HKN für Kraftwerke besteht; bei Wasserstoff-KW ist es nicht zwingend, dass diese nur dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn die DA-Kriterien eingehalten werden.

3.1.1.2.6 Ergebnis

Aufgrund der Neufassung des Art. 27 in der RED III spricht einiges dafür, dass der Begriff der erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs in Art. 19 RED III anhand der strengen Kriterien des Delegierten Rechtsakts bestimmt wird und somit nur für diese Form des Wasserstoffs ein Anspruch auf die Ausstellung von Herkunftsnachweisen besteht. Zudem ist es fraglich, inwieweit es eine Nachfrage nach derartigem Nicht DA-Wasserstoff gibt, da vermutlich alle Förderregelungen auch die Kriterien des DA als Mindeststandard verlangen werden. Zu den Anwendungsfällen vgl. 2.4.2.2.

Da Art. 27 RED III nur für „Berechnungsregeln“ gilt, ist es allerdings nicht zwingend, dass die strengen Regeln des DA auch für Art. 19 RED III gelten. Zudem kann ein HKN für grünen Wasserstoff selbst bei Anwendung des Art. 27 Abs. 6 RED III auf Basis des UA 1 auch ohne die Einhaltung der strengen Kriterien des DA ausgestellt werden, wenn der nationale Strommix von vor zwei Jahren zugrunde gelegt wird.

Unabhängig von der Frage, ob für Wasserstoff, der nicht den Kriterien des DA entspricht, ein Anspruch nach der RED III auf die Ausstellung eines HKN besteht, bleibt die Ausstellung eines HKN für diesen Wasserstoff in jedem Fall zulässig, sofern der HKN die Herstellungsweise des Wasserstoffs transparent darstellt.

Im Ergebnis spricht dies nach unserer Ansicht dafür, dass die Ausstellung von HKN für grünen Wasserstoff, der nicht die Kriterien des DA einhält, bei der Errichtung des Registers zumindest mitgedacht und nicht vollkommen ausgeschlossen werden sollte.

3.1.1.3 Mengenmäßige Granularität

3.1.1.3.1 Pflicht zur Ausstellung granularer HKN

Der neue Art. 19 Abs. 2 UA 1 **S. 4** („Bruchgröße, Vielfaches von 1 Wh“) regelt die Granularität hinsichtlich der bisherigen Standardgröße. Aus dem Wortlaut „***Gegebenenfalls kann*** diese Standardgröße in eine Bruchgröße unterteilt werden…“ schließen wir, dass es keine Verpflichtung der Mitgliedstaaten gibt, in Bezug auf die Standardgröße granulare HKN auszustellen. Das neue Register kann also die Ausstellung granularer HKN vorsehen, muss dies aber aus europarechtlichen Gründen nicht zwingend.

3.1.1.3.2 Pflicht zur Anerkennung granularer HKN

Aus Art. 19 Abs. 9 RED II sowie RED III ergibt sich grundsätzlich die Verpflichtung, die HKN anderer Mitgliedstaaten, die nach Art. 19 RED III ausgestellt wurden, als Nachweis der in Art. 19 Abs. 1 und Abs. 7 RED III verpflichtend zu machenden Angaben anzuerkennen. Andere Mitgliedstaaten sehen möglicherweise die Granularität von HKN vor. Wenn ein ausländischer HKN, der nicht für ein Vielfaches einer MWh ausgestellt wurde, im deutschen Register anerkannt werden soll, muss das deutsche Register zumindest die Übertragung granularer HKN vorsehen.

Nach unserer Einschätzung ist die Interoperabilität der HKN-Register ein wesentliches Ziel der Regelungen in der Richtlinie. Es soll sichergestellt werden, dass HKN europaweit gehandelt und ausgetauscht werden können. Wenn die RED III nunmehr die Granularität von HKN zulässt und

gleichzeitig die Anerkennung von HKN aus anderen Mitgliedstaaten vorschreibt, dürfte eine Ablehnung von HKN, die nicht ein Vielfaches von 1 MWh darstellen, nicht rechtlich zulässig sein. Insoweit besteht also wohl eine Pflicht des deutschen Registers, granulare HKN in das Register aufzunehmen.

Weitere systematische Anhaltspunkte könnten sich aus den EECS Rules von AIB ergeben[33]. Das EECS ist ein integriertes europäisches Rahmenwerk für die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von EU-Energiezertifikaten. Es wurde von der AIB entwickelt, um eine gut regulierte Plattform für HKN für Energiemengen aus erneuerbarer Energie (wie sie in Art. 19 RED vorgesehen sind) zu schaffen. Es gibt zwar keine Verpflichtung aus der RED, die EECS-Rules zu beachten. Da die Übertragung von HKN nur über den Hub des AIB funktioniert, sind die EECS Rules beim Design des Registers aber zu beachten. Im Vorwort der der aktuellen Fassung der EECS-Rules ergibt sich deren Ziel:

„that systems operating within the EECS framework are reliable, secure, and interoperable. The implementation, under the EECS Rules, of harmonized standards for issuing and processing EECS certificates enables the owners of EECS Certificates to transfer them to other Account Holders at both the domestic and international level (AIB, 2024c)”.

Die Interoperabilität von Herkunftsnachweisregistern wird demnach bei den EECS Rules vorausgesetzt.

3.1.1.3.3 EECS-Rules

Die Bestimmung C5.1.4 der EECS-Rules sieht außerdem vor, dass wenn ein Herkunftsregister einen Übertragungsantrag mit einem Wert erhält, der den Nennwert in Teil IV übersteigt (für Gas 1 MWh nach O.4.1.1), der HKN dann aufgeteilt wird. Wenn eine HKN-Übertragung mit einem geringeren Wert als 1 MWh an einen Registerbetreiber gerichtet wird, teilen die Mitglieder diesen HKN (gemäß Abschnitt C8) auf und der Antrag auf Übertragung wird als Antrag auf Übertragung von EECS-HKN behandelt, die infolge dieser Aufteilung mit einem Gesamtnennwert ausgegeben werden, der der in diesem Antrag angegebenen Output-Menge entspricht (C5.1.5).

Wie die Umsetzung der Granularität (die konkrete Aufteilung in kleinere Einheiten) in einem EECS Rules-konformen HKNR aussehen soll, regelt die Bestimmung C8: Ein Mitglied, dessen EECS-HKNR-Datenbank einen EECS-HKN enthält, kann (auf ausdrücklichen Wunsch des Kontoinhabers oder in Verbindung mit einem Antrag auf Übertragung) einen EECS-HKN in einem Konto für übertragbare Zertifikate aufteilen, indem das Register den EECS-HKN löscht und durch EECS-HKN ersetzt, die in jeder Hinsicht mit dem (ursprünglichen) EECS-HKN identisch sind. Dies gilt mit Ausnahme der Stückelung in Output-Einheiten, wie sie im Abschnitt des TEIL IV der EECS Rules in Bezug auf den betreffenden Output definiert sind, und etwaiger eindeutiger Identifikationsnummern. Der aggregierte Nennwert der ersetzten EECS-HKN muss lediglich dem Nennwert des ursprünglichen EECS-HKN entsprechen.

Aus dieser Regelung ergibt sich, dass der*die Nutzende (Kontoinhaber) selbst eine andere Stückelung vom Register verlangen kann. Um die Handelbarkeit auch solcher HKN mit einem geringeren Nennwert zu gewährleisten, muss das zu erstellende HKNR die Anerkennbarkeit solcher HKN gewährleisten.

[33] Auch das UBA vertritt Deutschland im Gremium der AIB und wirkt an der Entwicklung dieser Regeln mit. Ziel der Harmonisierung ist die Herstellung der Handelbarkeit der HKN auf internationaler Ebene zwischen den einzelnen teilnehmenden Registern.

3.1.1.3.4 Ergebnis

Es besteht keine europarechtliche Verpflichtung des deutschen Registers, in Bezug auf die Standardgröße granulare HKN auszustellen. Das neue Register kann also die Ausstellung granularer HKN vorsehen, muss dies aber nicht zwingend.

Wegen der Pflicht zur Anerkennung in Art. 19 Abs. 9 RED II/III sehen wir aus der Systematik der Norm und auch aus Sinn und Zweck der Interoperabilität der Register jedoch eine Verpflichtung, granulare HKN anderer Mitgliedstaaten anzuerkennen. Daher empfehlen wir, das IT-System bereits jetzt so aufzustellen, dass granulare HKN auf 1 Wh-Basis anerkannt werden können, damit das System später nicht nachgerüstet werden muss.

Es stellt sich außerdem die Frage, ob nicht auch das System zur Ausstellung inländischer HKN bereits von Anfang an die Ausstellung granularer HKN vorsehen sollte, um hier eine spätere aufwändige Nachrüstung zu vermeiden. Dies ist aus unserer Sicht empfehlenswert, um spätere teure und aufwendige Nachrüstungen zu vermeiden.

3.1.1.4 Zeitliche Granularität - Art. 19 Abs. 7 Buchstabe a i) RED III

In Art. 19 **Abs. 7 Buchstabe a i)** RED III wird die Granularität in zeitlicher Hinsicht neu geregelt. Den Mitgliedsstaaten wird ermöglicht, stündliche und sogar unterstündliche Intervalle zuzulassen. Wegen der Formulierung *„spezifiziert werden können“* gehen wir davon aus, dass die Mitgliedsstaaten rechtlich nicht zu einer stündlichen oder gar viertelstündlichen zeitlichen Granularität in ihren HKN-Registern verpflichtet sind. Die neuen Register können also die Ausstellung zeitlich granularer HKN vorsehen, müssen dies aber aus europarechtlichen Gründen nicht zwingend.

Jedoch dürfte eine Pflicht bestehen, viertelstündliche HKN anderer Mitgliedstaaten anzuerkennen (wegen Art. 19 Abs. 9 RED II/III). Hierzu können wir auf die Argumentation zu mengenmäßig granularen HKN verweisen. Daher empfehlen wir, die Register so aufzustellen, dass zeitlich granulare HKN anerkannt werden können.

Darüber hinaus halten wir es – ebenfalls parallel zur Argumentation bei den mengenmäßig granularen HKN – für empfehlenswert, dass das System zur Ausstellung inländischer HKN bereits von Anfang an die Ausstellung zeitlich granularer HKN vorsehen sollte, um hier eine spätere aufwändige Nachrüstung zu vermeiden.

3.1.1.5 Neufassung des Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III: Vereinfachte Verfahren und verringerte Gebühren

Der neue **Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III** enthält zwei Neuerungen, die für die HKN-Register relevant sind. Für kleine Anlagen unter 50 kW und ***Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften*** werden

- ein vereinfachtes Registrierungsverfahren und
- reduzierte Registrierungsgebühren

eingeführt.

3.1.1.5.1 Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften

Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften („EE-Gemeinschaften“) sind in Art. 2 Nr. 16 RED III definiert. Zunächst sind diese als Rechtsperson definiert,

- die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von

Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind (Buchstabe a),

- deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind (Buchstabe b),
- deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen (Buchstabe c).

In Art. 2 Nr. 16 lit. b RED III wird klargestellt, dass nur natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU Anteilseigner der EE-Gemeinschaft sein können.[34]

Insbesondere Art. 22 RED III regelt weitere Vorgaben für die EE-Gemeinschaften. Der Tätigkeitsbereich von EE-Gemeinschaften besteht darin, erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen (Art. 22 Abs. 2 Buchst. a RED III) sowie die innerhalb der EE-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen bzw. zu teilen. EE-Gemeinschaften sind demnach nicht auf Erzeugung und Verbrauch von EE-Strom beschränkt, sondern könnten z. B. auch im erneuerbaren Wärmebereich tätig werden oder aus Grünstrom Wasserstoff erzeugen und speichern. Da EE-Gemeinschaften ausschließlich (bei Erzeugung und Verbrauch) im Bereich erneuerbarer Energien tätig sein dürfen, müssen sie auch ihren Verbrauch zu 100% aus erneuerbaren Energien decken. Dies kann auch durch den Erwerb von HKN bewerkstelligt werden (Hoffman, 2021). EE-Gemeinschaften kommen daher sowohl verbrauchsseitig als Nutzende von (Strom-)HKN, als auch erzeugerseitig für HKN in Betracht. Als Verbrauchende können EE-Gemeinschaften die Strom-HKN verwenden (entwerten), wenn sie strombasierte erneuerbare Gase erzeugen. Als Erzeuger von erneuerbaren Gasen können sie (u. U. parallel) die Ausstellung von Gas-HKN verlangen.

Die in § 3 Nr. 15 EEG geregelte Bürgerenergiegesellschaft ist keine direkte Umsetzung der EE-Gemeinschaften. Denn sie enthält zahlreiche Voraussetzungen, die teilweise über die EE-Gemeinschaft hinausgehen (z. B. keine ausdrückliche Beschränkung auf EE-Erzeugung und -verbrauch) und teilweise enger sind (z. B. Voraussetzungen an die Zahl der Mitglieder). Sinn und Zweck der Regelung ist auch nicht die Umsetzung der RED II, sondern die Bürgerbeteiligung bei EE-Ausschreibungen. Die Erleichterung des vereinfachten Registrierungsverfahrens, das in Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III vorgesehen ist, bezieht sich hingegen auf die Rolle des Erzeugers von Erneuerbaren Energien (inkl. Gasen). Der deutsche Gesetzgeber hat, soweit ersichtlich, die Bestimmungen für die EE-Gemeinschaften noch nicht in deutsches Recht umgesetzt, obwohl er es bis zum 30.06.2021 hätte tun müssen. Ein rechtsvergleichender Blick mit der dänischen HKNVO (BEK No. 913 of 22/06/2023: Order on guarantees of origin for electricity, gas, district heating and cooling from renewable energy sources (retsinformation.dk)) (inkl. Gase/Wärme/Kälte) zeigt, dass auch Dänemark Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III in Bezug auf EE-Gemeinschaften noch nicht umgesetzt hat.

3.1.1.5.2 Vereinfachtes Registrierungsverfahren

Die RED III macht den zur Umsetzung berufenen Mitgliedstaaten keine Vorgaben, wie das vereinfachte Registrierungsverfahren im Einzelnen auszugestalten wäre. Denkbare Kriterien,

[34] Das Handlungsfeld von Bürgerenergie-Gemeinschaften umfasst nach Art. 16 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2019/944) hingegen die gesamte – nicht notwendigerweise erneuerbare – Wertschöpfungskette ausschließlich im Stromsektor. Darunter fallen Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregierung, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge oder andere Energiedienstleistungen, siehe Hoffman (2021).

nach denen ein gegenüber dem „normalen“ Registrierungsverfahren vereinfachtes Verfahren ausgestaltet sein könnte, sind

- weniger erforderliche Angaben,
- weniger komplizierte Nachweise,
- weniger aufwendige Gutachten.

3.1.1.5.3 Weniger erforderliche Angaben

§ 9 GWKHV führt die erforderlichen Angaben aus, die ein Anlagenbetreiber bei der Kontoeröffnung beim UBA machen muss. Laut § 9 Abs. 2 GWKHV sind juristische Personen verpflichtet, einen gesetzlichen Vertreter zu benennen und bei Registrierung in einem Register die entsprechenden Daten übermitteln.

Zieht man eine Parallele zur **Durchführungsverordnung über Herkunfts- und Regionalnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (HkRNDV)**, so bestimmt § 52 HkRNDV, dass die Registerverwaltung durch Allgemeinverfügung „weitere konkretisierende Vorgaben zur Erlangung der Nutzungsberechtigung, zur Nutzung und zur Beendigung der Nutzungsberechtigung für das HKNR erlassen darf“. Ein Vergleich mit dem **Marktstammdatenregister** ergibt, dass Anlage I sehr unterschiedliche Kategorien von notwendigen Angaben, je nach zu erfassendem Marktakteur (Tabelle I) und Stromerzeugungseinheit (Tabelle II) vorsieht. Wir schlagen vor, auf einer nachgelagerten Normebene (Nutzungsbedingungen oder Benennung der im Register zu erfassenden Daten) Vereinfachungen bei der Registrierung für EE-Gemeinschaften umzusetzen. Da Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III keinerlei Aussage darüber trifft, auf welcher Normebene die Privilegierung kleinerer Anlagen(-betreiber) oder von EE-Gemeinschaften zu erfolgen hat, stehen Regelungen auf der Ebene nachgelagerter Normenkategorien keine grundsätzlichen Bedenken entgegen. Welche Daten sich praktisch dazu anböten (welche Daten nicht angegeben werden müssten), wäre noch weiter zu definieren. Sicher ist, dass zumindest die Daten vom UBA abgefragt und verarbeitet werden müssen, die auf dem jeweiligen HKN zwingend angegeben werden müssen.

3.1.1.5.4 Geringere Anforderungen an Nachweise

Unter Nachweisen verstehen wir Nachweise für Angaben, die für die Registrierung der kleinen Anlagen oder der EE-Gemeinschaften erforderlich sind. Inwieweit hier Spielraum für geringe Nachweisanforderungen besteht, erscheint fraglich. Nach der aktuellen Fassung der GWKHV sind für die Registrierung von Anlagen keine Nachweise zu erbringen. Lediglich bei begründeten Zweifeln kann das UBA den Nachweis über Gutachten verlangen. Soweit grundsätzlich keine Nachweise erbracht werden müssen, kommt auch eine Erleichterung durch den Verzicht auf Nachweise nicht in Betracht. Es wäre lediglich denkbar, dass die Pflicht zur Vorlage weiterer Gutachten für Anlagen bis 50 kW ausgeschlossen wird oder allenfalls unter sehr strengen Voraussetzungen (z. B. Betrugsverdacht) ermöglicht wird.

3.1.1.5.5 Weniger aufwendige Gutachten

Wie bereits dargestellt, enthält Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III keine Kriterien für beizubringende Gutachten. Für Gase trifft § 23 Abs.1 GWKHV einige Bestimmungen durch Verweise auf andere Normen. Beispielsweise wird türkiser Wasserstoff in § 23 Abs. 1 S. 2 GWKHV i. V. m. § 3 Abs. 1 Nr. 12 Wärmeplanungsgesetz bereits definiert als „Wasserstoff, der über die Pyrolyse von Erdgas hergestellt wird“. Das bedeutet, dass sich Anforderungen an gutachterliche Nachweise eventuell aus anderen Normen, auf die verwiesen wird, ergeben werden und in diesen Fällen eine Privilegierung nicht in der HKN-Durchführungsverordnung vorgenommen werden kann.

Bei der Registrierung dürften Gutachten allerdings kaum eine Rolle spielen, so dass sich die Frage stellt, inwieweit Spielraum für Vereinfachungen für die Vorlage von Gutachten besteht.

3.1.1.5.6 Geringere Gebühren bei der Registernutzung

Für den Erlass der Gebührenordnung ist laut § 22 Abs. 4 Bundesgebührengesetz (BGebG) das jeweilige Bundesministerium, hier also da BMWK, zuständig, wobei zumindest die praktische Ausgestaltung der Gebühren vermutlich beim UBA liegt. Bei der Ausgestaltung der Gebühren besteht ein eher weites Ermessen. Eine Grenze hierfür definiert § 9 BGebG, der das Prinzip der Kostendeckung festlegt. Bis zu dieser Grenze können demnach die Gebühren verringert werden. Allerdings werden EE-Gemeinschaften, die es in Deutschland noch gar nicht gibt, und Anlagen unter 50 kW bei der Produktion von Gasen und Kälte/Wärme eher in der Minderzahl sein.

Wie stark die Absenkung der Gebühren für die genannte Betreiber- bzw. Anlagenkategorien sein muss, lässt sich nicht pauschal durch eine feste Größe beantworten. Jedenfalls sollte der Abstand zu den normalen Gebühren zumindest substantiell sein. Die Gebühren sollten auch nur so hoch sein, dass sich die Ausstellung und Vermarktung der HKN wirtschaftlich soweit lohnt, dass die Einnahmen nicht zu erheblichen Teilen durch die Gebühren verbraucht werden.

3.1.1.5.7 GWKHV

Die GWKHV enthält keine Regelung zur vereinfachten Registrierung oder zu reduzierten Gebühren für kleine Anlagen bis 50 kW oder für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften. Die Umsetzung der Vorgaben aus Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III steht also noch aus und muss über die Durchführungs-Verordnung nach § 40 GWKHV, die Anpassung der HKN-Gebührenverordnung oder auf anderem administrativem Wege umgesetzt werden.

Die Ermächtigung zur HKN-Durchführungsverordnung sieht in § 40 Nr. 7 GWKHV eine ausdrückliche Ermächtigung für vereinfachte Vorgaben für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen vor, wenn sonst ein unverhältnismäßiger Verfahrensaufwand für Betreiber von Gas- oder Wärme-/ Kälteerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 50 kW entstünde. Ein vereinfachtes Registrierungsverfahren kann also in der Durchführungs-Verordnung in jedem Fall geregelt werden.

Für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften ist eine spezielle Ermächtigung zur Etablierung vereinfachter Registrierungsverfahren jedoch nicht vorgesehen. Es stellt sich allerdings die Frage, ob aufgrund der allgemeineren Ermächtigungsnorm für die HKN-Durchführungsverordnung in § 40 Nr. 5 GWKHV eine Regelung für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften möglich ist. Nach § 40 Nr. 5 GWKHV können generell nähere Anforderungen an die Ausstellung, Übertragung, Entwertung und Verwendung von Herkunftsnachweisen für Gas oder von Herkunftsnachweisen für Wärme oder Kälte geregelt werden. Als „Anforderungen an die Ausstellung“ könnten auch erleichterte Voraussetzungen für die Registrierung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften gefasst werden. Eine Legaldefinition von EE-Gemeinschaften könnte auf der Ebene der HKN-Durchführungsverordnung erfolgen, solange es auf gesetzlicher Ebene keine Definition gibt. Lediglich eine Definition auf Ebene unterhalb der HKN-Durchführungsverordnung erscheint nicht angezeigt. Daher wäre eine Definition in Nutzungsbedingungen oder sonstigen Verwaltungsvorschriften wohl nicht möglich, denn der Gerichtshof der Europäischen Union (EuGH) hält Verwaltungsvorschriften für nicht geeignet, Richtlinien in ausreichender Weise in deutsches Recht umzusetzen (*Kommission gegen Deutschland - Mangelhafte Umsetzung von Luftreinhaltungsrichtlinie (Schwefeldioxid/Schwebestaub),* 30.05.1991).

Darüber hinaus wäre es im Übrigen auch denkbar, dass die Privilegierung für eine vereinfachte Registrierung und geringe Gebühren nach Art. 19 Abs. 2 UA 3 RED III auch für andere Anlagen

als Anlagen bis 50 kW und Anlagen von EE-Gemeinschaften eingeführt würde. Denn die Vorschrift in Art. 19 RED III ist wohl so zu verstehen, dass es sich um eine Mindestvorgabe handelt, mit der die Anlagen für eine vereinfachte Registrierung definiert werden. Es ist aber auch nicht ausgeschlossen, weitere Anlagengruppen zu privilegieren.

3.1.1.5.8 Ergebnis

Es besteht eine Pflicht aus der Richtline, vereinfachte Registrierungsverfahren und reduzierte Registrierungsgebühren für kleine Anlagenbetreiber bis 50 kW und für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften einzuführen. Diese Pflicht ist durch die GWKHV bislang nicht umgesetzt. Eine Umsetzung hierzu muss durch die HKN-Durchführungsverordnung (DVO) oder sonst auf administrativem Weg (insbesondere Nutzungsbedingungen) durch das UBA umgesetzt werden. Änderungen bei den Gebühren sind ggf. in der HKNR-Gebührenverordnung zu regeln.

Bei der Gestaltung der Herkunftsnachweisregister empfiehlt es sich, mögliche Erleichterungen für kleine Anlagenbetreiber und EE-Gemeinschaften bereits mitzudenken, da Deutschland zur Umsetzung verpflichtet ist. Dazu sollten die o.g. Erleichterungen bei der Datenangabe für die Registrierung von Anlagen und zur Verringerung der Gebühren geregelt werden. Erleichterungen bei den Nachweisanforderungen und der Vorlage von Gutachten erscheinen allerdings kaum denkbar.

3.1.1.6 Berücksichtigung des Werts des HKN in Förderregelungen - Art. 19 Abs. 2 UA 4 Buchstabe c RED III

Art. 19 Abs. 2 UA 4 Buchstabe c RED III besagt im Wesentlichen, dass Mitgliedstaaten den finanziellen Wert des jeweiligen HKN bei einer Förderung berücksichtigen müssen, wenn der Erzeuger eine Förderung erhält. Dies soll dazu dienen, eine Doppelförderung zu vermeiden.

Die Regelung bestand schon in der RED II, und bei der Änderung in der RED III handelt es sich um keine inhaltliche, sondern nur um eine redaktionelle Änderung gegenüber Art. 19 Abs. 2 RED II. Fraglich ist gleichwohl, ob diese Regelung Anpassungsbedarf in der GWKHV für geförderten erneuerbaren Wasserstoff auslösen könnte.

3.1.1.6.1 Inhalt des Art. 19 Abs. 2 RED III

Nach Art. 2 Nr. 5 RED III wird Förderregelung definiert als

„ein Instrument, eine Regelung oder einen Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird; dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie.“

Die Berücksichtigung des Werts eines HKN in einer Förderregelung ist nur erforderlich, wenn für die geförderte erneuerbare Energie überhaupt ein HKN ausgestellt wird. Im Strombereich ist die Ausstellung von HKN etwa für EEG-geförderte Strommengen nicht möglich, so dass auch die entsprechende Anrechnung nicht erforderlich ist.

Nach der GWKHV ist die Ausstellung von HKN für geförderte Gas- oder Wärmemengen nicht ausgeschlossen. Vor diesem Hintergrund kann es erforderlich sein, dass der finanzielle Wert des jeweiligen HKN bei der Förderung berücksichtigt werden muss.

Eine entsprechende gesetzliche Anpassung ist nicht in den Regeln zu HKN erforderlich, sondern in den Förderregelungen. Anpassungsbedarf besteht also nicht in der GWHKV oder der HKN-Durchführungsverordnung, sondern in den Förderregelungen.

3.1.1.6.2 Mögliche betroffene Förderregelungen

Biogas

Im EEG wird primär die Erzeugung erneuerbaren Stroms geregelt und gefördert. Biogas wird im EEG nur mittelbar gefördert, indem der daraus gewonnene Strom gefördert wird.

Aus bestimmten Einsatzstoffen hergestellte Biomethanmengen können zur Erzeugung fortschrittlicher Kraftstoffe verwendet werden. Bei der Veräußerung dieser Kraftstoffe kann bei Vorliegen der Voraussetzungen der 37. BImSchV die THG-Minderungsquote geltend gemacht werden. Die Erfüllung einer gesetzlich vorgegebenen Quote fällt nach unserer rechtlichen Einschätzung allerdings nicht unter Art. 2 Nr. 5 RED III, da die Unternehmen, die die Quote erfüllen, keine Förderung erhalten, sondern eine Pflicht erfüllen.

Wasserstoff

Durch die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung des Innovation Funds der Europäischen Kommission kann eine Förderung von erzeugten Mengen erneuerbaren Wasserstoffs erzielt werden. Da es sich um eine europäische Förderung handelt, ist dies durch die Mitgliedstaaten nicht zu berücksichtigen.

§ 39o EEG sieht Innovationsausschreibungen für wasserstoffbasierte Stromspeicherung und § 39p EEG für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff vor. Da es sich in beiden Fällen um Ausschreibungen handelt, gilt die Vermutungswirkung nach Art. 19 Abs. 2 UA 5.a RED III, wonach bei Ausschreibungen von einer Berücksichtigung des Werts des HKN auszugehen ist.

Auch für Wasserstoff kann bei Vorliegen der Voraussetzungen der 37. BImSchV die THG-Minderungsquote geltend gemacht werden. Dies fällt nach unserer rechtlichen Einschätzung allerdings, wie dargestellt, nicht unter Art. 2 Nr. 5 RED III.

Daneben bestehen eine Reihe verschiedener Förderprogramme auf Bundes- und Landeseben für Wasserstoff, die hier nicht im Einzelnen geprüft werden können. Sofern die Erzeugung von Wasserstoff gefördert wird, wäre eine Berücksichtigung des Werts des HKN in den jeweiligen Förderregelungen für den Wasserstoff erforderlich. Art. 19 Abs. 2 UA 5 RED III macht dabei keine Vorgaben, wie der Marktwert des HKN praktisch zu berücksichtigen ist. Die Entscheidung für eine Methode wäre Sache des jeweiligen Gesetz- oder Verordnungsgebers.

Wärme

Eine umfassende Förderung für die Wärmeerzeugung auf Bundeseben besteht nicht. Das wichtigste Förderprogramm auf Bundeseben, das BEW, bezieht sich auf Wärmenetze und damit nicht auf die Erzeugung von Wärme direkt.

Daneben bestehen auch im Wärmebereich eine Reihe verschiedener Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene, die hier nicht im Einzelnen geprüft werden können. Sofern unmittelbar die Erzeugung von Wärme gefördert wird, wäre eine Berücksichtigung des Werts des HKN erforderlich.

3.1.1.6.3 Anpassung durch die HKN-Durchführungsverordnung

Sollte aus dem Grund der Vermeidung von Doppelzählungen dennoch ein Ausschluss der Ausstellung von HKN für geförderte Gasmengen beabsichtigt sein, stellt sich die Frage, ob dies durch die HKN-Durchführungsverordnung geregelt werden kann. Dann müsste dies von der Verordnungsermächtigung für die HKN-Durchführungsverordnung erfasst sein. Die Verordnungsermächtigung ist in § 40 GWKHV geregelt. § 40 Nr. 6 GWKHV regelt ausdrücklich eine Regelungsbefugnis des UBA für „nähere Vorgaben zum Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen für Gas oder Herkunftsnachweisen für Wärme oder Kälte“. In der Verordnungsbegründung heißt es hierzu (S. 65 f.):

„Das Umweltbundesamt darf hiernach ausschließlich die zur Durchführung dieser Verordnung erforderlichen Konkretisierungen treffen, ohne jedoch zusätzliche materielle Entscheidungskriterien neu zu definieren.“

Das deutet darauf hin, dass das UBA keinen Spielraum hat, die Ausstellung von HKN für geförderte Gasmengen auszuschließen, wie es in § 23 Abs. 2 GWKHV angelegt ist, weil dies ein materielles Entscheidungskriterium bedeuten würde, das nur der Verordnungsgeber zusätzlich fordern können soll. Es gibt keine ersichtlichen Anhaltspunkte dafür, dass die Verordnungsermächtigung weit ausgelegt werden könnte. Das bedeutet, dass eine Regelung zur Vermeidung von Doppelzählungen hier nur schwerlich umzusetzen sein wird.

3.1.1.7 Geltungsdauer HKN – Art. 19 Abs. 3 RED III

Art. 19 Abs. 3 RED III bezieht sich im Vergleich zur Vorgängerversion auf eine Transaktion. Klargestellt wird nun, dass man die HKN 12 Monate transferieren und anschließend noch sechs Monate auf dem eigenen Konto halten, aber nicht mehr übertragen darf.

Daraus erwächst für das deutsche Recht kein Anpassungsbedarf.

3.1.1.8 Kennzeichnungspflicht für erneuerbare Gase - Art. 19 Abs. 4 S. 2 RED III

Art. 19 Abs. 4 S. 2 RED III ist neu. Die Vorschrift dehnt die Kennzeichnungspflicht auf andere Energiearten neben Strom aus. Möglicherweise gibt es systematische Gründe für die Regelung an dieser Stelle in Art. 19 RED III.. Unmittelbarer Anpassungsbedarf bei den Regeln zu Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN besteht durch die Kennzeichnungspflicht nicht.

3.1.1.9 Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie - Art. 19 Abs. 8 S. 1 RED III

Art. 19 Abs. 8 S. 1 RED III regelt, dass Lieferanten bei der Lieferung von Gas die Pflichten aus der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und deren Anhang II umsetzen müssen. In dieser Norm wird die Gaskennzeichnung parallel zur Stromkennzeichnung geregelt.

Darüber hinaus wird festgelegt, dass zur Ausweisung von erneuerbaren Energien in der Gaskennzeichnung verpflichtend HKN zu verwenden sind. Eine parallele Regelung findet sich in der Gasbinnenmarkt-Richtlinie.

Unmittelbarer Handlungsbedarf ergibt sich aus diesen Normen für die Regulierung der HKN nicht. Inwieweit das UBA eigenständig Regeln zur Gaskennzeichnung treffen darf, wird in einem späteren Stadium geprüft.

3.1.1.10 Entwertung und relevante Netzmerkmale - Art. 19 Abs. 8 S. 2 RED III

Nach Art. 19 Abs. 8 S. 2 RED III stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass bei einem Verbrauch von Gas aus einem Wasserstoff- oder Erdgasnetz, einschließlich gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs und Biomethan, die entwerteten Herkunftsnachweise den relevanten Netzmerkmalen entsprechen. Eine ganz ähnliche Regelung enthält Annex I Nr. 5 der Gas-Binnenmarktrichtlinie, wonach bei einem Verbrauch von Gas aus einem Wasserstoffnetz oder Erdgasnetz sichergestellt werden soll, dass die entwerteten Herkunftsnachweise den relevanten Netzmerkmalen entsprechen.

Diese Regelungen dürften im Wesentlichen auf die Frage der Übereinstimmung zwischen den Eigenschaften des physikalisch entnommenen Gases einerseits und den auf dem HKN ausgewiesenen Eigenschaften des Gases andererseits zielen.

Generell sieht die RED III zwar weder für Strom noch für Gas-HKN eine Kopplung zwischen der Energielieferung und dem HKN vor. Vor diesem Hintergrund muss das physikalisch entnommene Gas nicht zwingend der Eigenschaft des Gases laut Herkunftsnachweis entsprechen. Andererseits soll auf Grundlage der Regelung zur Übereinstimmung mit den relevanten Netzmerkmalen nach der Vorstellung des Richtliniengebers offensichtlich ein gewisser Bezug zwischen entnommenem Gas und Herkunftsnachweis bestehen.

Im Hinblick auf Erdgas und Biogas ist die Frage der Übereinstimmung zwischen HKN und den relevanten Netzmerkmalen wohl wenig relevant. Denn Biogas ist physikalisch genauso wie Erdgas Methan, und lediglich der Herstellungsprozess weicht voneinander ab. Die Einspeisung von Biogas in ein Erdgasnetz und die Mischung der beiden Gase ist also grundsätzlich auch technisch ohne Weiteres möglich, sofern bei der Einspeisung gewisse Anforderungen an die Qualität, etwa im Hinblick auf Druck, Dichte und Zusatzstoffe, eingehalten werden.

Eine besondere Relevanz erhält die Frage allerdings im Zusammenhang mit der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Eine solche Einspeisung ist zwar grundsätzlich technisch nicht ausgeschlossen (siehe dazu sogleich unten). Allerdings findet hier die Vermischung unterschiedlicher Gase statt. Fraglich ist, ob eine solche Vermischung von Gasen möglich ist und inwieweit in diesem Fall die entwerteten Herkunftsnachweise den relevanten Netzmerkmalen entsprechen.

3.1.1.10.1 Technische Möglichkeiten der Beimischung von Wasserstoff

Die Beimischung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz ist grundsätzlich möglich. Die Anforderungen an die Einspeisung von Gas in ein Gasnetz ergeben sich in Deutschland aus den §§ 19 Abs. 2 und 3 EnWG i. V. m. den Arbeitsblättern 260, 262 des DVGW.[35] In diesen Arbeitsblättern wird keine feste zulässige Quote für die mögliche Beimischung von Wasserstoff genannt. Im Ergebnis soll es darauf ankommen, welchen Wasserstoffanteil die an das Erdgasnetz angeschlossenen Geräte bzw. Verbrauchenden vertragen können. Besonders problematisch sind dabei etwa Erdgastankstellen, die praktisch keine Beimischung von Wasserstoff zulassen.

Grundsätzlich gilt allerdings wohl, dass eine Beimischung von 10 % Wasserstoff unproblematisch ist. Unter Umständen soll auch eine Beimischung von 20 % (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2021b) oder gar 30 % in Frage kommen (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2021a). Nach einer Studie von EnBW soll eine Einspeisung von 30 % Wasserstoff in das Erdgasnetz sogar jetzt schon ohne Einschränkungen für Verbrauchende und das Erdgasnetz möglich sein (Netze BW, n. d.).

[35] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches, der auch als Normungsgremium für die Gaswirtschaft fungiert.

3.1.1.10.2 Was sind relevante Netzmerkmale?

Vor dem Hintergrund der technischen Möglichkeiten der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz stellt sich die Frage, unter welchen Voraussetzungen „die HKN den relevanten Netzmerkmalen entsprechen“. Eine mögliche Auffassung wäre, dass die HKN grundsätzlich vollständig den Anteilen von Wasserstoff oder Methan im Gasnetz entsprechen müssen. Eine Entwertung von Wasserstoff-HKN für aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas wäre nicht möglich ebenso wenig wie die Entwertung von Biogas-HKN oder Erdgas-HKN für die Entnahme von Wasserstoff aus dem Wasserstoffnetz. Eine andere Auffassung könnte sein, dass HKN insgesamt für Wasserstoff entwertet werden, auch wenn nur teilweise Wasserstoff im Netz ist. Eine mittlere Auffassung wäre, dass nur so viele HKN für Wasserstoff bzw. für Erdgas/ Biogas entwertet werden können, wie dies dem (physikalischen) Anteil des jeweiligen Gases im Netz entspricht.

Der Begriff der relevanten Netzmerkmale wird in der RED III nicht definiert. Auch aus den Erwägungsgründen oder aus anderen Vorschriften lassen sich keine Hinweise auf die Bedeutung des Begriffs entnehmen.

Der Begriff des Gasnetzes wird zwar ebenfalls nicht definiert. Im Hinblick auf das Gasnetz heißt es allerdings in Art. 24 Abs. 8 RED III, dass bestimmte Pflichten den „Betreibern von Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen …, einschließlich Wasserstoffnetzen“ auferlegt werden. Daraus könnte man das Verständnis des Richtliniengebers ableiten, dass Wasserstoffnetze als Unterfall der Gasnetze gelten. Dies kann dafür sprechen, dass Wasserstoffnetze und Gasnetze die gleichen Eigenschaften und damit auch die gleichen relevanten Netzmerkmale haben.

Andererseits wird das Wasserstoffnetz in Art. 2 Abs. 20 der Gasbinnenmarkt-Richtlinie definiert als *„network of pipelines used for the transport of hydrogen of a high grade of purity with a view to its delivery to customers, but not including supply”.* Daraus könnte man entnehmen, dass zumindest bei einer substantiellen Beimischung anderer Gase kein Wasserstoffnetz mehr vorliegt, sondern weiterhin ein Erdgasnetz. Dies könnte dafür sprechen, dass bei einer Beimischung nicht mehr das relevante Netzmerkmal des vorwiegend vorhandenen Gases besteht. Gleichzeitig könnte man daraus aber auch entnehmen, dass die Netzmerkmale darin bestehen, dass ein Mischnetz vorliegt. Bei einem Mischnetz könnte das relevante Netzmerkmal dann die Entwertung von HKN aller Gase erlauben, die im Mischnetz vorhanden sind.

Letztlich scheint sich aus den Texten der Richtlinie für den Begriff der relevanten Netzmerkmale aber kein einheitliches Bild zu ergeben, das einen Rückschluss auf eine fundierte Auslegung bietet. Auch die Frage, ob bei der Einspeisung von Wasserstoff in ein Netz eine gesetzlich festgelegte Quote für Wasserstoff oder Wasserstoff-HKN festgelegt werden sollte, ist offen. Zwar könnte man die Auffassung vertreten, dass bei einer substantiellen Beimischung anderer Gase kein Wasserstoffnetz mehr vorliegt. Andererseits sagt dies nichts über die Möglichkeit der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze aus. Wenn man dennoch eine Quote für die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze festlegen wollte, wäre es wohl am naheliegendsten, diese an der technischen Möglichkeit für die Beimischung von Wasserstoff zu orientieren.

3.1.1.10.3 Rechtslage nach GWKHV

Im Entwurf der GWKHV wird Art. 19 Abs. 8 Satz 2 RED III in § 27 Abs. 2 umgesetzt. Danach entwertet das Umweltbundesamt bei der Lieferung von Gas aus einem Gasversorgungsnetz Herkunftsnachweise für Gas, die den relevanten Netzmerkmalen von Gasversorgungsnetzen entsprechen. Weiter wird ausgeführt, dass dies in Einklang mit den relevanten technischen Vorgaben des Unionsrechts erfolgt.

Eine weitere Definition der relevanten Netzmerkmale findet sich auch im deutschen Recht bislang nicht. In der Gesetzesbegründung zu der Regelung wird allerdings ausgeführt, dass sich die Entwertung von HKN nach den relevanten Netzmerkmalen nach der Angabe im Herkunftsnachweis für Gas zur Art des Inverkehrbringens richten könne. Weiter heißt es: *„Möglichkeiten und Vorgaben zur Entwertung von Herkunftsnachweisen für Gas für Wasserstoff, das über ein Wasserstoffnetz in Verkehr gebracht wurde, richten sich nach der Norm CEN – EN 16325. Die Norm befindet sich zum Erlass der Verordnung noch in Bearbeitung.“* Daraus wird deutlich, dass sich der deutsche Verordnungsgeber offensichtlich an den Vorgaben des europäischen Normungsgremiums CEN orientieren will. Dies ist einerseits folgerichtig, da die Mitgliedstaaten nach Art. 19 Abs. 6 Satz 2 RED III ohnehin dafür sorgen müssen, dass die von ihnen auferlegten Anforderungen der Norm CEN — EN 16325 entsprechen. Allerdings ergeben sich aus der Norm der nunmehr verabschiedeten neuen Fassung des CEN — EN 16325 keine weiteren Anforderungen an die relevanten Netzmerkmale.

Bemerkenswert ist aber insbesondere, dass die Gesetzesbegründung zu § 27 Abs. 2 GWKHV am Ende des Verordnungsgebungsverfahrens im Bundestag geändert wurde. Dabei wurde in die Begründung folgender Satz aufgenommen:

„Für Lieferungen aus dem Gasnetz können Herkunftsnachweise für Gas für alle im Gasnetz enthaltenen gasförmigen Energieträger verwendet werden“.

Da im Gasnetz auch Wasserstoff eingespeist werden kann und tatsächlich auch wird, können damit auch Herkunftsnachweise für Wasserstoff für die Lieferung von Gas aus dem Erdgasnetz verwendet werden. Mit der Ergänzung in der Verordnungsbegründung sollte den in der Anhörung der Verordnung von der Branche vielfach vorgebrachten Forderungen entsprochen werden, dass Wasserstoff-HKN auch für aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas entwertet werden können. Damit ist auf nationaler Ebene wohl rechtlich geklärt, dass für aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas ein Wasserstoff-HKN entwertet werden kann und damit mit dem HKN die Herkunft als Wasserstoff aus erneuerbaren Energien belegt werden kann. Dies ergibt sich zwar nicht unmittelbar aus dem Gesetzestext. Aber in Zusammenhang mit der Gesetzesbegründung ist die entsprechende Auslegung überzeugend.

Zu beachten ist außerdem, dass für die Entwertung von HKN für gelieferten Wasserstoff in § 27 Abs. 1 GWHKV eine Regelung getroffen wird, wonach das UBA bei der Lieferung von Wasserstoff aus einem Wasserstoffnetz ausschließlich Herkunftsnachweise für Gas für Wasserstoff entwerten darf. Dies bedeutet, dass bei der Lieferung von Wasserstoff allein HKN verwendet werden dürfen, die für Wasserstoff ausgestellt wurden. Für die Entwertung von HKN bei der Lieferung von Gas aus einem Gasnetz fehlt eine entsprechende Regelung. Hier wird stattdessen die erwähnte Regelung zu den relevanten Netzmerkmalen in § 27 Abs. 2 GWKHV getroffen. Dies könnte jedenfalls darauf hindeuten, dass bei Lieferungen aus einem Gasnetz unter bestimmten Umständen auch HKN verwendet werden können, die für Wasserstoff ausgestellt wurden, da dies jedenfalls nicht ausgeschlossen wird.

3.1.1.10.4 Bewertung

Aus der Norm der RED III und aus dem deutschen Recht lässt sich auf den ersten Blick nicht eindeutig entnehmen, was unter den relevanten Netzmerkmalen zu verstehen ist. Aus der Norm CEN — EN 16325 lassen sich ebenfalls keine Rückschlüsse auf den Inhalt des Begriffs der relevanten Netzmerkmale entnehmen.

Aus technischer Sicht und unter Berücksichtigung der möglichen Beimischung von Wasserstoff in einem Erdgasnetz kann man argumentieren, dass bei der Entnahme von Erdgas aus dem Netz auch ein Wasserstoff-HKN entwertet werden kann. Denn die mögliche Einspeisung von

Wasserstoff entspricht dem Merkmal eines Erdgasnetzes. Dies wird auch durch den Umkehrschluss aus § 27 Abs. 1 GWKHV bestätigt, der für die Lieferung von Wasserstoff ausschließlich die Entwertung von Wasserstoff-HKN zulässt.

Vor dem Hintergrund der am Ende des Verordnungsgebungsverfahrens der GWKHV eingefügten Ergänzung der Verordnungsbegründung ist aber nunmehr wohl davon auszugehen, dass auf Grundlage der GWKHV bei der Lieferung von Gas aus dem Gasnetz die Herkunftsnachweise für Wasserstoff den relevanten Netzmerkmalen entsprechen. Damit ist die Entwertung von Wasserstoff-HKN für aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas in Deutschland möglich und zulässig. Dementsprechend sollte im Register die Möglichkeit geschaffen werden, dass Wasserstoff-HKN auch für aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas entwertet werden können. Ggf. könnte das UBA in einer HKN-Durchführungsverordnung hierzu weitere Spezifikationen regeln. Die Ermächtigungsgrundlage hierfür findet sich in § 40 GWKHV.

3.1.1.11 Neuregelung einer Unionsdatenbank in Art. 31a RED III

3.1.1.11.1 Errichtung der UDB

Laut dem neu eingefügten Art. 31a RED III sollte bis zum 21. November 2024 eine Unionsdatenbank eingerichtet werden, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe ermöglicht. Nach Art. 31a Abs. 2 RED III handelt es sich um ein Massenbilanzsystem, in welches die Marktteilnehmer *„rechtzeitig genaue Daten über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraft- und Brennstoffe machen (sollen), einschließlich ihrer Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen, beginnend beim Ort ihrer Produktion bis hin zum Zeitpunkt ihres Inverkehrbringens in der Union.“* Daten hinsichtlich nationaler Förderungen der jeweiligen Stoffe können über nationale Datenbanken vorgenommen werden (Art. 31a Abs. 2 UA 1 S. 5 RED III).

Für den Fall, dass der Mitgliedstaat beschließt, ein Massenbilanzsystem durch ein System von Herkunftsnachweisen zu ergänzen, sollen die Wirtschaftsteilnehmer in Bezug auf gasförmige Brennstoffe, die in das Gasverbundnetz der Union eingespeist werden, Daten über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften sowie andere relevante Daten wie die Treibhausgasemissionen der Brennstoffe bis zum Einspeisepunkt in das Gasverbundnetz, in die Unionsdatenbank eingeben (Art. 31a Abs. 2 UA 4 RED III). Durch seine Eigenschaft als Massenbilanzsystem-Datenbank soll die UDB die nationalen HKN-Register um die Daten zu den Nachhaltigkeitseigenschaften ergänzen.

3.1.1.11.2 UDB und nationale Datenbanken

Grundsätzlich müssen die Mitgliedstaaten die Überprüfbarkeit der Genauigkeit und Vollständigkeit der von den Wirtschaftsteilnehmern in die UDB eingegebenen Daten sicherstellen.

Zu diesem Zweck können die Mitgliedstaaten auch bereits bestehende nationale Datenbanken nutzen, die an die Unionsdatenbank angeglichen oder mit ihr über eine Schnittstelle verbunden sind, oder eine eigene nationale Datenbank einrichten, die die Wirtschaftsteilnehmer als Instrument zur Datenerhebung und -meldung und zur Übertragung und Eingabe dieser Daten in der Unionsdatenbank nutzen können. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die nationale Datenbank mit der Unionsdatenbank kompatibel ist und die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die in die nationale Datenbank eingegebenen Daten sofort in die Unionsdatenbank übertragen werden. Strengere nationale Nachhaltigkeitskriterien bleiben im Übrigen zulässig (Art. 31a Abs.

5 UA 4 RED III). Die Qualitätsüberprüfung der Daten findet ausschließlich auf der Ebenen der UDB statt und kann durch Zertifizierungsstellen erfolgen, Art. 31a Abs. 5 UA 5 RED III.

3.1.1.11.3 UDB und HKN

Wenn für erneuerbares Gas HKN ausgestellt wurden, sind die Mitgliedstaaten nach Art. 31a Abs. 4 RED III verpflichtet, dass diese HKN zum Zeitpunkt der Registrierung einer Lieferung in der UDB auch in die UDB übertragen werden. Überdies müssen die HKN jeweils entwertet werden, nachdem die Gaslieferung aus dem Gasverbundnetz der EU entnommen worden ist. Außerdem können die HKN nach Übertragung in die UDB nicht mehr außerhalb der UDB gehandelt werden.

Mit dieser Regelung wird zum Einen eine Kopplung zwischen Gas und HKN verlangt, sobald für das Gas Daten in der Unionsdatenbank registriert wurde. Zudem wird über die Regelung ein Bezug zwischen dem HKN und der Unionsdatenbank hergestellt. Denn mit der Übertragung einer Gasmenge bzw. eines Nachweises in die UDB, muss auch der entsprechende HKN in die Unionsdatenbank übertragen werden. Auch die Entwertung des HKN muss wohl in der UDB erfolgen.

3.1.1.11.4 Fragen für die Umsetzung

Für die Umsetzung der Regelung stellen sich verschiedene praktische und rechtliche Fragen:

- Wird eine nationale Datenbank eingerichtet?
- Wie wird eine Schnittstelle zwischen UDB bzw. nationaler Datenbank und HKN-Register hergestellt?
- Wie wird sichergestellt, dass ein HKN für eine Gasmenge, für die ein Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt wurde, in die UDB übertragen wird? Soll die UDB nur ein Abbild der national erzeugten HKN beinhalten oder sollen die nationalen HKN direkt in die UDB einfließen?

Eine weitere rechtliche Analyse dieser Fragen könnte erfolgen, wenn die Rahmenbedingungen für eine weitere Prüfung abgestimmt wurden.

3.1.2 Klärung des Verhältnisses von HKN zum Biogasregister und zu anderen Registern

3.1.2.1 Gegenüberstellung der verschiedenen Nachweissysteme

Das System der Herkunftsnachweise wird in einem Rahmen einer Vielzahl anderer Nachweis-Systeme für erneuerbare Gase und grünen Wasserstoff geschaffen. Teilweise handelt es sich dabei um seit langem bestehende und etablierte Systeme (Biogasregister, Nabisy-System für Nachhaltigkeitsnachweise), teilweise um aufgrund bestehender gesetzlicher Regelungen zu schaffende Systeme (Nachweissystem für grünen Wasserstoff nach 37. BImSchV). Wir haben die unterschiedlichen Systeme intensiv analysiert und nach verschiedenen Kriterien nebeneinander gestellt. Das Ergebnis unserer Prüfung ist in der als Anhang beigefügten Tabelle (1.1.1) ausführlich dargestellt.

3.1.2.2 Zusammenspiel Biogasregister und HKN-System

Die Gegenüberstellung der unterschiedlichen Systeme macht die verschiedenen Anwendungsbereiche und Inhalte der Nachweissysteme deutlich. Da sich die Anwendungsbereiche und Kriterien in sehr unterschiedlichem Maße decken oder voneinander abweichen, ist das Zusammenspiel der Systeme sehr komplex und nur schwierig durch wenige Grundregeln darzustellen.

Für das Verhältnis von Biogasregister und den zukünftigen Herkunftsnachweisregistern ergeben sich nach unserer ersten Einschätzung jedoch die folgenden grundsätzlichen Thesen und Erkenntnisse:

- Es bestehen wesentliche Unterschiede zwischen HKN einerseits und den Nachweisen im Biogasregister andererseits:
  - Unterschiedliche Nachweisart: Book & Claim vs. Massenbilanz
  - Unterschiedliche Nachweisinhalte, insb. sehr detaillierte Inhalte, insb. zu Kriterien nach EEG bei den Biogasnachweisen gegenüber den sehr allgemeinen Inhalten einer Erzeugung aus EE beim HKN
  - Unterschiedlicher Verwendungszweck: Nachweis für EEG-Fördervoraussetzungen (Biogasnachweis) vs. Lieferung von EE an Endkunden*Endkundinnen (HKN)
- Doppelzählung
  - Die Ausstellung eines HKN und eines Nachweises im Biogasregister ist nach gegenwärtiger Rechtslage nicht ausgeschlossen.
  - Aufgrund der unterschiedlichen Nachweiszwecke könnte man annehmen, dass nur ein geringes Risiko für eine Doppelzählung besteht. Denn während der HKN für Endkundenlieferungen verwendet wird, wird der Nachweis im Biogasregister für den Nachweis einer EEG-Förderung verwendet.
  - Sofern für die gleiche Gasmenge sowohl ein HKN als auch ein Nachweis im Biogasregister ausgestellt wird, kann es allerdings gleichwohl zu einer wohl unerwünschten Doppelzählung kommen. Denn wenn der HKN gegenüber einem Endkunden*Endkundinnen verwendet wird, der nicht das Biogas erhält, und gleichzeitig das Biogas in einem BHKW zur Erzeugung von EEG-Strom verwendet wird, wird die grüne Eigenschaft des Gases praktisch doppelt verwendet.
  - Um dies zu vermeiden, spricht daher nach unserer ersten Einschätzung viel dafür, folgende mögliche Maßnahmen zur Vermeidung einer Doppelzählung umzusetzen:
    - Als eine Option dürfte ein HKN für eine Gasmenge dann nicht ausgestellt werden, wenn die Gasmenge bereits im Biogasregister registriert wurde.
    - Als zweite Option müsste der HKN zwingend bei der Lieferung des Gases an das BHKW, in dem das Biogas verwendet wird, durch den Lieferanten des Biogases an das BHKW entwertet werden. Dies könnte auch durch eine Kopplung des HKN an das zugrunde liegende Biogas bzw. den Nachweis im Biogasregister erfolgen. Dies entspricht im Ergebnis der Vorgabe aus Art. 31a RED III für die Union Database, wonach bei Ausstellung eines Massenbilanznachweises der HKN daran gekoppelt wird.

3.1.3 Notwendige Rechtsänderungen bei Entwertungsrecht für Konversionsanlagenbetreiber

Erneuerbare Gase oder erneuerbare Wärme können auch aus erneuerbarem Strom erzeugt werden. Dieser Fall wird regelmäßig als sog. Konversion bezeichnet.

Auf Grundlage der GWKHV sind bei der Verwendung von Strom zur Herstellung von erneuerbaren Gasen/ Wasserstoff oder erneuerbarer Wärme grundsätzlich Strom-HKN zu verwenden, um den Nachweis für die Herstellung erneuerbarer Gase/ Wärme aus erneuerbarem Strom erbringen zu können. Gemäß § 16 Abs. 1 GWKHV stellt das UBA einen HKN für Gas für strombasiertes Gas aus erneuerbaren Energien oder einen Herkunftsnachweis für Wärme oder Kälte für strombasierte thermische Energie aus erneuerbaren Energien aus, wenn zur Erzeugung des Gases oder der thermischen Energie Strom aus erneuerbaren Energien genutzt wurde. Nach § 16 Abs. 2 Nr. 1 GWKHV ist Strom dann als Strom aus erneuerbarer Energie erzeugt anzusehen, wenn Strom-HKN nach § 79 Abs. 1 Nr. 3 EEG für den zur Energieerzeugung verbrauchten Strom entwertet wurden. Die Strom-HKN müssen also zum Zweck der Verwendung für die Herstellung von erneuerbaren Gasen/ erneuerbarer Wärme entwertet werden, um den Nachweis der Verwendung von grünem Strom zur Herstellung des grünen Gases/ der grünen Wärme zu erbringen und gleichzeitig eine Doppelzählung der HKN auszuschließen.

3.1.3.1 Aktuelle Rechtslage zur Verwendung von HKN

3.1.3.1.1 Verwendung von HKN durch EVU

Nach gegenwärtiger Rechtslage sind nur EVU berechtigt, Strom-HKN zu entwerten. Die Entwertung kann nur für Strommengen erfolgen, die das EVU an Letztverbrauchende geliefert hat (§ 30 Abs. 1 S. 2 HkRNDV). Die Beschränkung des HKN-Entwertungsrechts auf Elektrizitätsversorgungsunternehmen ergibt sich aus dem Zusammenspiel der EnWG-Bestimmungen zur Stromkennzeichnung mit Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (A. Dr. Styles et al., 2023).

Zum Ersten definiert § 3 Nr. 29 EEG den HKN als elektronisches Dokument, „das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbrauchenden im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde“. Nach § 42 EnWG richtet sich die Pflicht zur Stromkennzeichnung an „Stromlieferanten“. Stromlieferanten sind nach § 3 Nr. 31.c EnWG „natürliche und juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Elektrizität zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist“.

Zum Zweiten dürfen HKN nach § 30 Abs. 1 HkRNDV nur zur Stromkennzeichnung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen verwendet werden. Nach § 30 Abs. 3 HkRNDV darf das Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen Antrag auf Entwertung nur für die eigene Stromlieferung und Stromkennzeichnung stellen.

Aus diesen Vorgaben ergibt sich im Ergebnis, dass eine Entwertung von HKN durch die Letztverbrauchenden von Strom nicht möglich und nicht zulässig ist (A. Dr. Styles et al., 2023). Dies bedeutet, dass eine Entwertung von HKN durch den Konversionsanlagenbetreiber damit auch nicht möglich ist.

3.1.3.1.2 Keine HKN für Eigenverbrauch

Zudem ist die Ausstellung von HKN für die Eigenversorgung nach gegenwärtiger Rechtslage ebenfalls nicht möglich und nicht zulässig. Denn nach § 79 Abs. 5 EEG werden HKN „für eine erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Strommenge von einer Megawattstunde

ausgestellt.“ Bei einer Eigenerzeugung findet aber gerade keine Lieferung an Letztverbrauchende statt. Demgemäß kann für eine eigenverbrauchte Strommenge auch kein HKN ausgestellt werden. Dies entspricht auch der Anwendbarkeit von HKN, die ebenfalls nur für Strom, der von einem Stromlieferanten an Letztverbrauchende geliefert wird, verwendet werden dürfen.

Damit ist es im Ergebnis auch nicht möglich, dass der Konversionsanlagenbetreiber selbst erzeugten Strom verwendet, um erneuerbare Wärme oder erneuerbares Gas zu erzeugen.

3.1.3.2 Auswirkungen auf die Konversion

Für die Konversion, also die Herstellung von grünem Gas oder grüner Wärme mit Strom, ist es nach gegenwärtiger Rechtslage erforderlich, dass das EVU, das den Strom an den Konversionsanlagenbetreiber liefert, den HKN entwertet. Eine Entwertung durch den Konversionsanlagenbetreiber kommt nicht in Betracht.

Nach aktueller Planung des UBA soll gemäß der aktuellen Rechtslage die Entwertung der HKN auch in Konversionsfällen zunächst weiterhin durch das EVU erfolgen. Die Entwertung von HKN durch den Konversionsanlagenbetreiber kann allerdings aus praktischen Gründen verschiedene Vorteile haben und die Prozesse vereinfachen. Denn der Betreiber der Gas- oder Wärmeerzeugung kann damit selbst bestimmen, wie und woher er die HKN beschafft sowie welche Qualität und welchen Preis die HKN haben. Er kann auch den Zeitpunkt und den Umfang der Entwertung bestimmen. Bei all diesen Prozessen ist er dann nicht auf die Mitwirkung des EVU angewiesen, das den Strom an den Konversionsanlagenbetreiber liefert.

3.1.3.3 Notwendige Rechtsänderungen

Deshalb ist perspektivisch zu prüfen, ob eine Entwertung der Strom-HKN auch durch den Konversionsanlagenbetreiber in Betracht kommt. Hierfür ist allerdings eine Änderung des Rechtsrahmens zwingend erforderlich. Es ist daher zu prüfen, welche rechtlichen Änderungen notwendig sind, um eine Entwertung der HKN durch Konversionsanlagenbetreiber zu ermöglichen. Dabei sind zwei unterschiedliche Fälle zu unterscheiden. Zum Ersten entwertet der Konversionsanlagenbetreiber selbst HKN für Strom, den er von einem Dritten (EVU) geliefert bekommen hat (Fall 1). Zum Zweiten möchte der Konversionsanlagenbetreiber erneuerbaren Strom verwenden, den er selbst in einer eigenen Stromerzeugungsanlage erzeugt hat (Fall 2).

3.1.3.3.1 Fall 1: Konversionsanlagenbetreiber entwertet HKN für Strom aus Stromerzeugungsanlage eines Dritten

Änderung § 3 Nr. 29 EEG

Zunächst müsste die Definition des HKN in § 3 Nr. 29 EnWG geändert werden. Der Bezug auf die ausschließliche Verwendung des HKN gegenüber Letztverbrauchenden zur Stromkennzeichnung müsste gestrichen werden. Die Definition könnte dann wie folgt lauten:

29. „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient~~, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes~~ nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.“

Fraglich könnte sein, ob eine solche Definition mit der Definition in der EE-Richtlinie in Einklang steht. Nach Art. 3 Nr. 12 EE-Richtlinie ist ein Herkunftsnachweis „ein elektronisches Dokument,

das ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden*einer Endkundin dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde.“ Dabei wird zwar nicht auf die Stromkennzeichnung Bezug genommen. Es wird aber ausgeführt, dass der Nachweis „gegenüber einem Endkunden“ erfolgt. Daraus könnte man den Schluss ziehen, dass der Nachweis von einer anderen Person als dem Endkunden*der Endkundin selbst verwendet wird und damit eine Entwertung durch den Endkunden*die Endkundin nicht möglich ist. Andererseits kann die Formulierung auch so verstanden werden, dass der Nachweis vom Endkunden*von der Endkundin gegenüber sich selbst erbracht werden kann. Diese Auslegung erscheint naheliegender und entspricht zudem der Rechtspraxis in vielen europäischen Staaten, wo eine Entwertung von HKN durch Letztverbrauchende erfolgen kann.

Aber selbst wenn man davon ausginge, dass die geänderte Definition nicht den Vorgaben der EE-Richtlinie entspräche, wäre dies unproblematisch. Denn die Definition der EE-Richtlinie ist nur insoweit relevant, als sie vorgibt, für welche Arten von HKN die Vorgaben der EE-Richtline zu erfüllen sind. Eine abweichende Definition auf nationaler Ebene wäre zulässig, soweit die Vorgaben der EE-Richtlinie für die in der EE-Richtlinie definierten HKN erfüllt wären.

Änderung und Ergänzung HkRNDV

Weiterhin wären verschiedene Änderungen in der HkRNDV erforderlich:

Bislang sind im HKNR nur Anlagenbetreiber, Händler und EVU als Akteure vorgesehen. Bei einer Entwertung von HKN durch Letztverbrauchende müsste auch die Rolle des Letztverbrauchers als Akteur im HKN-Register eingeführt werden. Dazu sind Änderungen etwa in § 2 Nr. 5 (Kontoinhaber) und in § 6 Abs. 2, Abs. 3 Nr. 4 (Kontoeröffnung) erforderlich, wo jeweils eine neue Funktion als Letztverbraucher eingefügt werden müsste.

Weiterhin ist eine Änderung des § 30 HkRNDV erforderlich. Sofern kein generelles Recht zur Entwertung von HKN für Letztverbrauchende eingeführt werden soll, sondern die Entwertung von HKN durch Letztverbrauchende auf Konversionsanlagenbetreiber beschränkt werden soll, müsste in einem neuen Absatz (oder mehreren neuen Absätzen) in § 30 HkRNDV geregelt werden, dass abweichend von den Absätzen 1 bis 4 bei Konversionsanlagenbetreibern eine Entwertung von HKN durch den*die Letztverbrauchende*n möglich ist. Die Voraussetzungen – insbesondere die Verwendung des Stroms in einer Konversionsanlage und die Ausstellung von HKN gemäß § 16 HkRNDV – müssten darin genau definiert werden.

Sofern ein generelles Entwertungsrecht für Letztverbrauchende eingeführt werden sollte, wäre eine Änderung in § 30 Abs. 1 HkRNDV erforderlich. Darin müsste geregelt werden, dass HKN zur Stromkennzeichnung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen und zum Nachweis des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energien durch Letztverbrauchende entwertet werden dürfen. Darüber hinaus wären in den Absätzen 2 und 3 weitere Änderungen zur detaillierten Beschreibung der Entwertung von HKN durch Letztverbrauchende notwendig.

3.1.3.3.2 Fall 2: Konversionsanlagenbetreiber entwertet HKN für Strom aus eigener Stromerzeugungsanlage

Um eine Verwendung von HKN für Eigenverbrauch zu ermöglichen, ist es zum Ersten erforderlich, dass HKN durch den*die Eigenverbrauchende*n selbst verwendet und entwertet werden. Dies setzt also voraus, dass eine Entwertung von HKN durch Letztverbrauchende überhaupt möglich ist. Insofern sind die unter Fall 1 genannten Änderungen notwendig. Dabei

wäre klarstellend auch zu regeln, dass die Verwendung eines HKN durch Letztverbrauchende auch die Verwendung des HKN durch den Eigenerzeuger in seiner Rolle als Letztverbraucher sein kann. Zusätzlich zu oben genannten Änderungen muss die auch die *Ausstellung* von HKN für Eigenversorgung ermöglicht werden.

3.1.3.3.3 Änderung EEG

Um eine Ausstellung von HKN für eigengenutzten Strom zu ermöglichen, wäre zum Ersten eine Änderung des § 79 Abs. 5 EEG erforderlich, indem die Voraussetzung einer Lieferung von Strom an Letztverbrauchende gestrichen würde. Die Regelung könnte dann wie folgt lauten:

79 Abs. 5 EEG: (5) Herkunftsnachweise werden jeweils für eine erzeugte ~~und an Letztverbraucher gelieferte~~ Strommenge von einer Megawattstunde ausgestellt. Für jede erzeugte ~~und an Letztverbraucher gelieferte~~ Megawattstunde Strom wird nicht mehr als ein Herkunftsnachweis ausgestellt.

Mit dieser Änderung wäre generell die Ausstellung von HKN für die Eigenversorgung möglich und nicht nur für die Eigenversorgung bei Konversionsanlagen. Grundsätzlich wäre es auch denkbar, die Ausstellung von HKN für eigengenutzten Strom auf HKN in Konversionsanlagen zu beschränken. Es wäre aber wohl unter systematischen Gesichtspunkten zweckmäßiger, die Beschränkung nicht im EEG zu regeln, da dies hier zu speziell wäre. Stattdessen wäre es naheliegender, hierzu eine Regelung in die HkRNDV aufzunehmen.

3.1.3.3.4 Änderung der HkRNDV

Zusätzlich wäre es denkbar, eine Regelung zur Verwendung von HKN für den Eigenverbrauch in die HkRNDV ähnlich wie die entsprechende Regelung zur Verwendung von Wärme-HKN für den Eigenverbrauch in der GWKHV einzufügen. Dort heißt es in § 35 Abs. 2:

„Das Umweltbundesamt entwertet einen Herkunftsnachweis für Wärme oder Kälte unmittelbar nach der Ausstellung auch dann, wenn die thermische Energie nach § 28 Satz 3 nicht an einen Kunden oder Endnutzer geliefert wird. Eine Übertragung an Dritte ist ausgeschlossen“.

Eine entsprechende Regelung, wonach die Entwertung unmittelbar nach Ausstellung erfolgt und eine Übertragung ausgeschlossen wäre, wäre auch für Strom-HKN, die in Konversionsanlagen genutzt werden, sinnvoll. Denn es soll ja kein Handel mit HKN aus Eigenverbrauchsanlagen ermöglicht werden, sondern es soll gerade nur die Möglichkeit eröffnet werden, dass HKN aus eigenerzeugtem Strom in Konversionsanlagen verwendet werden.

3.1.4 Anhang: Überblick Nachweissysteme für Gase

Register	Rechtsgrundlage europäisch	Rechtsgrundlage national	Zuständige Stelle/ Behörde	Welche Energieträger	Ausgestellter Nachweis	An wen erfolgt Ausstellung	Was wird nachgewiesen	Zu welchem Zweck wird nachgewiesen	Wie wird Nachweis verwendet?	Identität von Nachweis und Energie	Verbindung mit ausländischen Registern
HKN-Register erneuerbare Gase	Art. 19 RED II/RED III	HKN-Gesetz GWKHV	UBA	Biogas und Wasserstoff/ RFNBO	Herkunftsnachweis	Anlagen-betreiber	Gas (einschließlich Wasserstoff) aus erneuerbaren Energien	Lieferung EE an Letztverbraucher	Entwertung ggü UBA	Book & claim (keine Kopplung Gas und HKN)	Anerkennung ausländischer HKN verpflichtend nach Kriterien der RED III
Biogasregister Deutschland	--- (freiwilliges System)	§ 44b Abs. 4 S. 2 EEG (und Vorgänger-normen) (aber keine konkrete Vorgabe zu Art des Nachweissystems)	dena	Biogas	Einbuchung und Ausbuchung von Biogasmengen (Biogasregisterauszug)	Konto-inhaber (Anlagen-betreiber, Händler)	Qualität als Biomethan sowie zahlreiche Eigenschaften, die nach EEG, GEG, KWKG und anderen Gesetzen nachzuweisen sind	Nachweis EEG-Vergütung Nachweis zum Einsatz Biomethan nach GEG und EEWärmeG der Bundesländer	Ausbuchung der Menge aus dem Register Betreiber des Biogas-BHKW kann Nachweis ggü Netzbetreiber zum Nachweis EEG-Vergütung verwenden	Massenbilanz-System (Biogaslieferung), Book & claim (Biogaszertifikat)	Besteht; Übertragung mit Massenbilanznachweis möglich
Nabisy (Register Biokraftstoffe und Register Biostrom)	Art. 29, 29a, 30 RED II/ RED III	Biokraft-NachV (i.V.m. § 37a BImSchG) BiomasseStromNachV (i.V.m.	BLE	Flüssige und gasförmige Biomasse (Biokraftstoff) Feste, flüssige und gasförmige Biomasse (Biomasse zur Stromerzeugung)	Nachhaltigkeits-nachweise	„Letzte Schnittstelle“	Nachhaltigkeits-anforderungen sowie Treibhausgasminderungen nach RED II/ RED III	THG-Quote nach § 37a I 1 BImSchG im Verkehr (für Biomethan nach 36. BImSchV) Nachhaltigkeitsanforderungen nach dem EEG Ausnahme vom Emissionshandel nach TEHG und BEHG	Vorlage ggü Biokraftstoffquotenstelle (Hauptzollamt Frankfurt/Oder) Vorlage ggü Netzbetreiber Vorlage ggü DEHSt	Massenbilanz-System (§ 11 Biokraft-NachV, § 13 Biostrom-NachV)	Anerkennung ausländischer Nachweise; zukünftig Verbindung über UDB
RFNBO nach 37. BImSchV	Art. 27 Abs. 3 RED III	37. BImSchV (i.V.m. § 37a ff. BImSchG)	UBA?	RFNBO/ Wasserstoff; biogener Wasserstoff	„Nachweise“ (nach 37. BImSchV)	„Letzte Schnittstelle“	RFNBO nach den Kriterien des Delegierten Rechtsakts (insb. Anforderungen der Stromerzeugung)	THG-Quote nach § 37a I 1 BImSchG im Verkehr Anrechnung von Flugturbinenkraftstoff	Vorlage ggü Biokraftstoffquotenstelle (Hauptzollamt Frankfurt/Oder)	Massenbilanz-System	Anerkennung ausländischer Nachweise; zukünftig Verbindung über UDB

Quelle: eigene Darstellung, BBH

3.2 Gutachten zu automatisierten Verwaltungsakten im Herkunftsnachweisregisterverfahren

3.2.1 Sachverhalt und Fragestellung

3.2.1.1 Sachverhalt

Am 01.05.2024 trat die GWKHV in Kraft. Die Verordnung konkretisiert die Regelungen des HkNRG. Regelungsgegenstand ist die Verwaltung eines HKNR durch das UBA, bei dem sich Anlagenbetreiber registrieren können, um Herkunftsnachweise für erzeugte Mengen erneuerbarer oder kohlenstoffarmer Gase sowie erneuerbarer Wärme und Kälte zu erhalten. Nutzende Personen müssen sich selbst bzw. die jeweiligen Energieerzeugungsanlagen im Register registrieren. Nach dem Nachweis des Vorliegens der spezifischen Voraussetzungen stellt das UBA dann Herkunftsnachweise für die erzeugte Menge erneuerbarer Energie aus. Die HKN können dann übertragen und genutzt/ entwertet werden.

Ziel der Ausgestaltung des HKNR ist es, die Abläufe des Verwaltungsverfahrens im Register weitgehend zu automatisieren. Dabei sollen Aspekte der Entbürokratisierung, der Verwaltungseffizienz und des sparsamen Umgangs mit (elektronischen) Daten im Mittelpunkt der Registerarchitektur stehen. Gleichzeitig muss die Rechtssicherheit bei jedem Schritt des Verfahrensablaufs gewährleistet sein. Klar ist, dass die E-Akte Bund im UBA ausgerollt werden wird.

3.2.1.2 Fragestellungen

Im Gutachten ist zu prüfen, ob die Entscheidungen der Registerverwaltung im Rahmen des gesamten Verwaltungsverfahrens als Verwaltungsakte i. S. d. § 35 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) zu bewerten sind. Dabei soll insbesondere geprüft werden, wie die Registrierung von Anlagen, die erneute Registrierung nach fünf Jahren (sog. "Re-Registration“) und die Löschung von Anlagen zu bewerten ist. In diesem Zusammenhang soll auch in den Blick genommen werden, wie es sich bei der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung, Entwertung, Löschung und dem Verfall von Herkunftsnachweisen verhält (jeweils unter 3.2.2).

Im nächsten Teil ist zu prüfen, ob die Verwaltungsakte auch als automatisierte Verwaltungsakte nach § 35a VwVfG erlassen werden können und ob dafür Rechtsgrundlagen erforderlich oder bereits vorhanden sind (dazu unter 3.2.3).

Schließlich ist zu prüfen, wie das Verhältnis zur elektronischen Aktenführung mit den einzelnen Verwaltungstätigkeiten zu sehen ist (dazu unter 3.2.4).

3.2.2 Entscheidungen der Registerverwaltung als Verwaltungsakte

Es ist zu prüfen, ob die Entscheidungen, die das UBA im Rahmen der Registerverwaltung als Teil des Verwaltungsverfahrens trifft, als Verwaltungsakte i. S. d. § 35 VwVfG zu bewerten sind. Dabei wird insbesondere untersucht, wie die jeweiligen Verwaltungstätigkeiten Registrierung, erneute Registrierung nach fünf Jahren (sog. "Re-Registration“) sowie Löschung von Anlagen zu bewerten ist (jeweils unter I.1.). In diesem Zusammenhang soll auch in den Blick genommen werden, wie es sich bei der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung, Entwertung, Löschung und dem Verfall von Herkunftsnachweisen verhält.

Der Verwaltungsakt wird in § 35 S. 1 VwVfG definiert als „*jede Verfügung, Entscheidung oder andere hoheitliche Maßnahme, die eine Behörde zur Regelung eines Einzelfalls auf dem Gebiet des öffentlichen Rechts trifft und die auf unmittelbare Rechtswirkung nach außen gerichtet ist*“.

3.2.2.1 Registrierung von Anlagen

Der nachfolgende Abschnitt behandelt die erstmalige Registrierung von Anlagen, ihre erneute Registrierung („Re-Registration“) sowie die Löschung registrierter Anlagen aus dem Register.

3.2.2.1.1 Erstmalige Anlagenregistrierung

Die Registrierung der Anlage ist in §§ 10 ff. GWKHV geregelt. Zu klären ist, ob schon die Registrierung bereits einen Verwaltungsakt darstellt. Unproblematisch handelt es sich bei dem UBA um eine ***Behörde*** i. S. d. § 1 VwVfG. Es ist wohl auch anzunehmen, dass es eine ***hoheitliche Maßnahme*** ist, da diese sich durch das einseitige Handeln der Behörde auszeichnet (Knauff, 2023, 54). Da das UBA die erforderlichen Informationen gem. § 10 GWKHV vom Anlagenbetreiber erhält und das UBA dann diese Informationen prüft und entscheidet (§ 12 GWKHV), spricht viel dafür, dass es sich um eine hoheitliche Maßnahme des öffentlichen Rechts handelt. Aufgrund des Amtsermittlungsgrundsatzes aus § 24 VwVfG ist es unerheblich, ob das UBA die Informationen vom Antragsteller erhält oder von anderen Behörden beschafft bzw. beizieht.[36] Wegen des Handelns der Behörde bei der Entscheidung über die Anlagenregistrierung ist das Merkmal der hoheitlichen Maßnahme des öffentlichen Rechts auch bei der Beiziehung von Informationen aus anderen Quellen erfüllt.

Jedoch wirft das nächste Tatbestandsmerkmal, ob eine ***Regelung*** vorliegt, Fragen auf. Eine Regelung ist anzunehmen, wenn die Maßnahme der Behörde darauf gerichtet ist, eine verbindliche Rechtsfolge zu setzen, also wenn Rechte des Betroffenen unmittelbar begründet, geändert, aufgehoben, mit bindender Wirkung festgestellt oder vereint werden (Alemann & Scheffczyk, 2023, 141). Die verbindliche Rechtsfolge müsste der erfolgreiche oder -lose Abschluss des Registrierungsvorgangs sein.

Gemäß §§ 10 ff. GWKHV registriert das UBA auf Antrag eines Anlagenbetreibers die Anlage im Herkunftsnachweisregister. Durch die Formulierung „auf Antrag registriert...“ wird deutlich, dass die Behörde bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen dem Antrag stattgeben muss, der Antragsteller einen Anspruch auf das Behördenhandeln hat.[37] Nach Anmeldung prüft das UBA den eingegangenen Antrag auf Registrierung. Nach der Registrierung vergibt das UBA eine Registrierungsnummer für die Anlage, § 13 GWKHV. Fraglich ist, ob sich aus der Registrierung eine verbindliche Rechtsfolge ergibt, wie dies etwa für die nachfolgende Ausstellung des Herkunftsnachweises der Fall ist. Dies könnte anzunehmen sein, wenn in der Registrierung selbst auch schon der Antrag auf Ausstellung eines Herkunftsnachweises enthalten wäre. Das ist jedoch nicht der Fall, weil nach § 15 Abs. 1 S. 1 GWKHV die Ausstellung eines Nachweises einen *eigenen Antrag* voraussetzt. Erst auf diesen Antrag hin reagiert das UBA und stellt ggf. den Nachweis aus. Mithin enthalten der Registrierungsantrag und die nachfolgende Registrierung selbst noch keinen Antrag auf Ausstellung des Herkunftsnachweises. Das spricht zunächst **dagegen**, dass die Registrierung Regelungswirkung hat.

Auf der anderen Seite ist die Registrierung Voraussetzung für eine Ausstellung von Herkunftsnachweisen. Ohne die Registrierung kann – mit anderen Worten – kein Herkunftsnachweis ausgegeben werden. Das spricht wiederum **dafür**, der Registrierung nicht nur rein deklaratorischen Charakter beizumessen, sondern eine konsitutive Wirkung, mithin dass ein Recht des Einzelnen – hier auf Ausstellung eines Herkunftsnachweises – begründet

[36] Hier kommen v. a. das MaStR oder das noch zu schaffende Register nach der 37. BImSchV in Betracht.

[37] Dieselbe Formulierung gilt bei § 21 HkRNDV im Strombereich.

wird. Rechtsprechung und Literatur gehen davon aus, dass Registereintragungen mit konstitutiver Wirkung als Verwaltungsakte einzustufen sind .[38]

Für die Annahme einer Regelung spricht weiterhin, dass bereits die Registrierung eine Prüfung des UBA erfordert und es sich um einen notwendigen Schritt handelt, um letztlich einen Herkunftsnachweis zu erhalten. Überdies zieht die Registrierung mehrere Rechtsfolgen nach sich. Zum Einen den Anspruch auf Ausstellung etc. von HKN nach vollständiger Registrierung, zum anderen die Gebührenpflicht. Aus § 14 Abs. 1 GWKHV lässt sich ein weiteres Argument für die Anlagenregistrierung gewinnen: Dieser sieht vor, dass die HKN für diejenige Menge thermischer Energie ausgestellt wird, die seit dem Beginn des Kalendermonats erzeugt und geliefert worden ist, in dem die Anlage im Wärme-Kälte-HKNR (WK-HKNR) registriert wurde. Das ist eine entscheidende Rechtsfolge der Anlagenregistrierung.

Weiterhin kann man als Argument für die Regelungswirkung vorbringen, dass der Verordnungsgeber die Registrierung im Rahmen der HkRNDV als Verwaltungsakt einstuft. Das ergibt sich aus der Begründung zur Durchführungsverordnung (Durchführungsverordnung über Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung – HkNDV), 2012). Die Registrierung im Rahmen der HkRNDV ist mit der hier zu prüfenden Registrierung hinreichend vergleichbar ist.

Weiter lässt sich **für** die Annahme eines Verwaltungsakts anführen, dass das UBA den Antrag prüft und im Rahmen dessen weitere Daten vom Anlagenbetreiber anfordern kann, § 12 GWKHV. In Bezug auf die Frage, ob weitere Unterlagen für die Plausibilität der übermittelten Daten erforderlich sind, hat das UBA einen Ermessensspielraum. Dies ergibt sich aus dem Wort „kann“ in § 12 Abs. 1 Satz 1 GWKHV. Insoweit steht der Behörde ein Beurteilungsspielraum bei der Prüfung der Unterlagen zu. Dies könnte zumindest für die Herbeiführung einer Rechtsfolge sprechen. Dies ist jedoch davon abzugrenzen, dass die Behörde wohl keinen Entscheidungsspielraum bei der Frage hat, ob eine Anlage zu registrieren ist, wenn die Voraussetzungen erfüllt sind. Das wird eine gebundene Entscheidung sein, vgl. § 12 GHKWV.

Gegen die Annahme, dass es sich zumindest bei der Registierung in der GWKHV nicht um einen Verwaltungsakt handelt, spricht die Aufzählung der Verwaltungsakte in § 41 Abs. 1 Abs. 1 GWKHV. Zwar ist diese Aufzählung nicht abschließend, jedoch werden in diesem Zusammenhang nur Vorgänge aufgezählt, die in Verbindung mit dem Herkunftsnachweis stehen.

Gegen die Annahme eines Verwaltungsakts spricht auch, dass das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) bei der Registrierung von gesetzlich geschützten Biotopen nur von einem deklaratorischen Charakter der Registrierung ausgeht, der somit keine Regelungswirkung zukommen soll (Schleswig-holsteinisches Naturschutzgesetz, 2001). Mithin hätten diese auch keine Verwaltungsaktqualität. Ob das Urteil auf die hiesige Konstellation übertragen werden kann, ist aber fraglich, da die Registrierung von gesetzlich geschützten Biotopen in einem anderen Kontext steht und die Einstufung einer Maßnahme als Verwaltungsakt jeweils anhand des Einzelfalles zu bestimmen ist.

Aus der Verordnungsbegründung geht nicht hervor, dass sich der Verordnungsgeber Gedanken zur Verwaltungsaktqualität der Registrierung gemacht hätte. In der Begründung zu § 3 Abs. 8 HkNRG, in dem das Widerspruchsverfahren für Verwaltungsakte ausgeschlossen wird, heißt es „*Das Widerspruchsverfahren wäre in dem Massenverfahren zur Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen für gasförmige Energieträger nicht praktikabel und würde die Effektivität in diesem elektronischen und automatisierten Verfahren erheblich beeinträchtigen.*“ Dass die Registrierung in der Gesetzesbegründung bei der

[38] Vgl. zur Eintragung einer Baulast in das Baulastverzeichnis (Verwaltungsaktqualität bejaht): *Bestimmtheit einer Stellplatzbaulastenerklärung,* 8.11.2021.

Aufzählung von Verwaltungsakten nicht ausdrücklich erwähnt wird, könnte dafür sprechen, dass der Gesetzgeber diese nicht als Verwaltungsakt ansah. Andererseits könnte der Gesetzgeber die Anlagenregistrierung nicht als ein Massenverfahren angesehen (was sie nach Aussage des UBA auch tatsächlich nicht ist) und sie deshalb in der Begründung zu § 3 Abs. 8 HkNRG nicht erwähnt haben.

Es könnte sich bei der Registrierung allerdings auch um einen **feststellenden Verwaltungsakt** handeln. Bei diesen wird ein Rechtsverhältnis oder sich daraus ergebende Rechte oder Pflichten des Bürgers*der Bürgerin verbindlich festgestellt. Es wird das Ergebnis eines behördlichen Subsumtionsvorgangs verbindlich festgeschrieben (*Urteil vom 05.11.2009 - BVerwG 4 C 3.09,* 2009-11-05). Konkret würde die Behörde durch die Registrierung feststellen, dass die Anlage die Voraussetzungen von § 11 GWKHV erfüllt hat.

Nach alldem dürfte es vertretbar sein, einen Verwaltungsakt mangels Regelung abzulehnen. Jedoch sprechen die besseren Argumente für das Vorliegen einer Regelung, insbesondere der Vergleich mit der HkRNDV legt dies nahe sowie der Umstand, dass die Registrierung Voraussetzungen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen ist sowie eine Reihe von Rechtsfolgen, darunter eine Gebührenpflicht, auslöst

Wird angenommen, dass es sich um einen Verwaltungsakt handelt, liegen die weiteren erforderlichen Merkmale des § 35 S. 1 VwVfG vor. Die Regelung betrifft einen Einzelfall. Dieser ist anzunehmen, wenn eine konkret-individuelle Regelung getroffen wird. Es muss ein bestimmter Lebenssachverhalt gegenüber einer bestimmten Person geregelt werden (Alemann & Scheffczyk, 2023, 191; Knauff, 2023). Das UBA prüft bei jedem Anlagenbetreiber gesondert und individuell, ob die Voraussetzungen für die Registrierung vorliegen.

Als letztes Merkmal ist die Außenwirkung erforderlich. Diese liegt vor, wenn die Regelung darauf gerichtet ist, unmittelbar die Rechtsposition von natürlichen oder juristischen Personen verbindlich zu gestalten oder festzustellen (Alemann & Scheffczyk, 2023, 222). Entscheidend soll sein, in welcher Position der Adressat angesprochen wird. Da die Anlagenbetreiber kein Teil der Verwaltung sind, ist die Außenwirkung zu bejahen.

Nach alldem kann die Registrierung mit guten Gründen als Realakt oder als Verwaltungsakt ausgestaltet werden. Für die Ausgestaltung als Realakt spricht, dass bei der Information des Registrierungswilligen über das Ergebnis der Prüfung der eingereichten Unterlagen kein (elektronischer) Bescheid mit Rechtsbehefsbelehrung übermittelt werden müsste. Sollten die gegenwärtig noch durch Sachbearbeiterinnen oder Sachbearbeiter durchgeführten Plausibilitätsprüfungen zukünftig automatisiert erfolgen sollen, so wäre hierfür ein automatisierter Abgleich zum Beispiel mit dem Handelsregister erforderlich. Dann könnten die entsprechenden Handlungen auch im Wege eines automatisierten Verwaltungsaktes erfolgen. Um dieses bereits jetzt in die Wege zu leiten, könnte vorausschauend jetzt ein Verwaltungsakt mit Rechtsbehelfsbelehrung eingerichtet werden. Für den rechtsunterworfenen Bürger*die rechtsunterworfene Bürgerin ergäben sich durch die Entscheidung für die Registrierung als Verwaltungsakt Vorteile: Er könnte bei Erfolglosigkeit seiner Registrierungsbemühungen anhand des ablehnenden und mit Rechtsbehelfsbelehrung verbundenen Bescheids die aus seiner Sicht rechtswidrige Maßnahme mithilfe der Verpflichtungsklage angreifen. Bei einer Ausgestaltung der Anlagenregistrierung als Realakt entfiele überdies die Möglichkeit einer Vollstreckung. Anderenfalls stünde ihm das Rechtsmittel der allgemeinen Leistungsklage zu. Angesichts der durchaus relevanten Folgen der Anlagenregistrierung für die weiteren Registertätigkeiten „rund um“ den HKN spricht aber aus unserer Sicht viel dafür, zumindest die Anlagenregistrierung als Verwaltungsakt auszugestalten.

Die Versagung der Anlagenregistrierung ist dementsprechend gleichfalls als Verwaltungsakt einzordnen. Gegen diese Entscheidung des UBA ware dann die Versagungsgegenklage statthaft.

3.2.2.1.2 „Re-Registration“

Die „Re-Registration“ meint die Bestätigung der zu einer Anlage im HKNR vorhandenen Angaben nach fünf Jahren. Ob dies einen Verwaltungsakt darstellt, dürfte sich auch wieder danach entscheiden, ob die Registrierung für sich genommen eine Regelung bewirkt. Die „Re-Registration“ unterscheidet sich von der erstmaligen Registrierung nur darin, dass die Anlage bereits einmal registriert war. Daher richtet sich die Verwaltungsaktsqualität im Ergebnis danach richten, ob eine Regelung bei der erstmaligen Registrierung angenommen wurde oder nicht. Da die Ausgestaltung der Registrierung als Verwaltungsakt empfohlen wird, sollte die Re-Registrierung auch in Form eines Verwaltungsakts erfolgen.

3.2.2.1.3 Löschung der Anlage aus dem Register

Gem. § 37 Satz 1 Nr. 1 GWKHV verarbeitet das UBA die Daten, soweit erforderlich, für die Führung der Herkunftsnachweisregister nach § 3 GWKHV. Diese Daten hat das UBA nach § 38 Nr. 1 GWKHV zu löschen, wenn diese nicht mehr für die Registerführung nach § 3 Satz 2 GWKHV erforderlich sind. Dies meint insbesondere die Verpflichtung, die Daten von Registerteilnehmern zu löschen, wenn diese keine Anlage mehr betreiben und keine Funktionen der Plattformen mehr beanspruchen.

Fraglich ist, ob die Löschung der Anlage einen Verwaltungsakt darstellt. Wie bereits bei der Registrierung einer Anlage dürfte auch die Löschung eine hoheitliche Maßnahme einer Behörde darstellen.

Die Löschung an sich berührt den Anlagenbetreiber nicht in seiner Rechtsposition, lediglich die Entstehung oder der Wegfall ist an die Gebührenpflicht geknüpft. Insbesondere verschlechtert sich seine Position nicht, denn die Daten werden gem. § 38 GWKHV nur gelöscht, wenn sie nicht mehr erforderlich sind. Dennoch stellt die Löschung als „entgegengesetzter“ Akt der Registrierung nach der hier vertretenen Ansicht einen Verwaltungsakt dar.

3.2.2.1.4 Registrierung von Personen – Kontoeröffnung

Von der Anlagenregistrierung zu unterscheiden ist die Kontoeröffnung, welche in § 9 GWKHV geregelt ist. § 9 Abs. 1 Nr. 1 GWKHV regelt die Kontoeröffnung für natürliche, § 9 Abs. 1 Nr. 2 GWKHV für juristische Personen. Die Registrierung von Umweltgutachtenden ist in § 9 Abs. 3 GWKHV geregelt. § 9 Abs. 1 GWKHV bestimmt lediglich die Pflicht des Antragstellers, im Antrag auf Kontoeröffnung bestimmte Daten an das UBA zu übermitteln. Eine Reaktionsmöglichkeit des UBA ist in der Verordnung gar nicht vorgesehen. Sollte die Kontoeröffnung aus Sicht des*der sich anmeldenden Nutzenden scheitern, so liegt dies nicht an Interaktionen mit dem UBA und kann wiederholt werden. Daher könnte die Verwaltungsaktqualität der Kontoeröffnung mangels Regelungswirkung abzulehnen sein. Für dieses Verständnis spricht nach Einschätzung der Gutachtenden auch, dass die Kontoeröffnung keine unmittelbar konstitutive Wirkung im Hinblick auf die Ausstellung von Herkunftsnachweisen hat, sondern lediglich eine formale Voraussetzung für die spätere Ausstellung oder ggf. Übertragung und Entwertung von HKN ist.

Als Gegenargument dafür, dass bereits die Kontoeröffnung als (feststellender) Verwaltungsakt gesehen werden kann, ist, dass unterschiedlichen Rollen – wie beim Strom-HKNR (S-HKNR) – auch im Gas-HKNR (G-HKNR) und im WK-HKNR unterschiedliche Rechte eingeräumt werden sollen und demnach eine Prüfung stattfindet. Überdies muss die Identität geprüft werden. Hierbei müssen die Vorgaben von § 3 Online-Zugangsgesetz (OZG) eingehalten werden (dazu unten mehr).

Jedenfalls aber wäre die Kontoeröffnung wegen der Formulierung in § 7 Abs. 2 GWKHV *(„jede natürliche und jede juristische Person und jede Personengesellschaft erhält auf Antrag beim Umweltbundesamt ein Konto in einem Herkunftsnachweisregister“)* eine gebundene Entscheidung. Die Versagung der Kontoeröffnung wäre folglich gleichfalls ein Verwaltungsakt. Für die Annahme eines Verwaltungsakts der Kontoeröffnung spricht auch die geplante Gebühr für die Kontoführung, die in der noch zu erlassenden Gebührenordnung weiter ausgestaltet werden wird.

3.2.2.2 Ausstellung, Anerkennung, Übertragung, Entwertung, Löschung und Verfall von Herkunftsnachweisen

Die Einordnung dieser Maßnahmen lässt sich gut anhand der Verordnung selbst vornehmen. In § 41 Abs. 1 S. 1 GWKHV heißt es nämlich:

„Das Umweltbundesamt ist befugt (…) die Befugnis zum Erlass der hierfür notwendigen ***Verwaltungsakte*** *wie insbesondere* ***Ausstellung, Anerkennung, Übertragung oder Entwertung*** *von Herkunftsnachweisen für Gas und von Herkunftsnachweisen für Wärme oder Kälte einschließlich aller damit zusammenhängenden Verfahrenshandlungen ganz oder teilweise durch Beleihung auf eine juristische Person des Privatrechts zu übertragen (…).“*

Die Verordnung geht folglich selbst davon aus, dass es bei diesen Vorgängen Verwaltungsakte vorliegen. Daher steht fest, dass es sich zumindest bei der Ausstellung von Herkunftsnachweisen nach §§ 14, 16 GWHKV, bei der Anerkennung ausländischer Herkunftsnachweise nach § 19 GWKHV, bei der Übertragung von Herkunftsnachweisen nach § 20 GWKHV sowie bei der Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 21 GWKHV um Verwaltungsakte i. S. d. § 35 VwVfG handelt. Dies stellt auch die Gesetzesbegründung klar.

Der Wortlaut der Norm „insbesondere“ spricht zudem dafür, dass es sich lediglich um eine beispielhafte, nicht abschließende Aufzählung handelt (Bundesministerium der Justiz [BMJ], 2008).

3.2.2.3 Verfall als Verwaltungsakt?

Es stellt sich also die Frage, ob auch die **Erklärung des Verfalls** nach § 21 GWKHV und die **Löschung** von Herkunftsnachweisen nach § 22 GWKHV als Verwaltungsakte i. S. d. § 35 VwVfG anzusehen sind.

Die Erklärung des **Verfalls** ist in § 21 Abs. 3 GWKHV geregelt. Dieser lautet: „*Das Umweltbundesamt erklärt einen Herkunftsnachweis für Gas oder einen Herkunftsnachweis für Wärme oder Kälte für verfallen, wenn seit der Erzeugung der dem Herkunftsnachweis zugrunde liegenden Energiemenge mehr als 18 Kalendermonate vergangen sind*.“ Eine Regelung ist ja bekanntlich anzunehmen, wenn die Maßnahme der Behörde darauf gerichtet ist, eine verbindliche Rechtsfolge zu setzen, also wenn Rechte des Betroffenen unmittelbar begründet, geändert, aufgehoben, mit bindender Wirkung festgestellt oder vereint werden. Der Verfall hat zum Inhalt, dass der in Frage stehende HKN nach 18 Monaten ein HKN nicht mehr übertragen oder entwertet werden kann, § 21 Abs. 3 S. 4 GWKHV. Damit wird durch die Verfallserklärung das Recht, den HKN zu entwerten, aufgehoben. Mithin liegt eine Regelung und folglich sollte der Verfall als Verwaltungsakt ausgestaltet werden, auch wenn die Verordnung selbst dazu keine Vorgaben macht.

3.2.2.4 Löschung als Verwaltungsakt?

Die **Löschung** eines HKN ist in § 22 GWKHV geregelt. Die Löschung bedeutet die Entfernung des HKN aus dem Herkunftsnachweisregister. Dies soll laut § 22 Abs. 1 GWKHV dann geschehen, wenn der Kontoinhaber, auf dessen Konto der HKN verbucht ist dies beantragt (Nr. 1), nun

wenn der HKN entwertet worden ist und automatisiert nach dem Verfall (Nr. 2). Weiterhin soll der HKN durch das UBA gelöscht werden, wenn der HKN einen besonders schwerwiegenden und offensichtlichen Fehler hat (Nr. 3) oder zur Führung des HKNR nicht mehr erforderlich ist (Nr. 4). § 22 Abs. 2 GWKHV sieht vor, dass die Verwendung eines gelöschten Herkunftsnachweises für Gas oder eines gelöschten Herkunftsnachweises für Wärme oder Kälte untersagt ist. Aus § 22 Abs. 2 GWKHV wird immerhin deutlich, dass die Löschung eines HKN im Register für die jeweiligen Nutzenden erkennbar sein muss, denn sonst könnte der in § 22 Abs. 2 GWKHV verbotene Verwendung eines gelöschten HKN gar nicht stattfinden. Da die Löschung des HKN eine Folge von dessen „Unwirksamkeit“ (sei es durch Entwertung, Verfall, auf Wunsch des Kontoinhabers oder Überflüssigkeit) ist und der Verordnungsgeber die Löschung nicht in die Aufzählung der Verwaltungsakte des § 41 Abs. 1 Satz 1 GWKHV aufgenommen hat, kann das UBA u.E. selbst entscheiden, ob es die Löschung als Verwaltungsakt ausgestalten möchte. Aus der Verordnung selbst ergeben sich diesbezüglich keine Vorgaben.

3.2.2.5 Alternative: Ausgestaltung von Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von HKN als unselbständige Folgen der Anlagenregistrierung?

Man könnte theoretisch noch erwägen, die genannten Verwaltungsakte als akzessorische Verwaltungsakte des Registrierungsverwaltungsakts zu betrachten. Dies könnte zur Folge haben, dass es keiner Rechtsvorschrift mehr bedürfte, um automatisierte Verwaltungsakte erlassen zu können. So würden die der Ausstellung von HKN folgenden Verwaltungstätigkeiten Anerkennung, Übertragung und Entwertung von HKN gar nicht mehr als selbstständige Verwaltungsakte aufgefasst. Diese Überlegungen begegnen jedoch folgenden Bedenken: Die genannten Verwaltungstätigkeiten werden ausdrücklich in § 41 Abs. 1 Satz 1 GWKHV genannt. Zudem steht das Verwaltungshandeln des UBA unter der Prämisse der Rechtssicherheit. Für den rechts unterworfenen Bürger*die rechtsunterworfene Bürgerin, hier also den*die Nutzende*n des Registers, ist ein behördliches Handeln mittels Verwaltungsakten vorteilhaft. Denn (auch elektronische) Verwaltungsakte bedürfen nach § 37 Abs. 6 VwVfG eine Rechtsbehelfs Belehrung. Aus dieser kann der*die Registernutzende erkennen, welche Rechtsbehelfe ihm zustehen. Dies ist insbesondere deshalb wichtig, weil nach § 3 Abs. 7 HkNRG kein Widerspruchsverfahren nach § 68 Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) stattfindet. Hinzu kommen noch systematische Überlegungen. Es sprechen auch gute Gründe dafür, die Anlagenregistrierung aus § 10 GWKHV nicht als Verwaltungsakt zu qualifizieren. Die Annahme, gerade die Anlagenregistrierung als „Super-Verwaltungsakt“ zu fassen und explizit in § 41 Abs. 1 Satz 1 GWKHV als Verwaltungsakte benannte Verwaltungstätigkeiten als unselbstständige - aber im Gegensatz zur Registrierung automatisierbaren - Akte auszugestalten, widerspricht der vom Verordnungsgeber ersonnen Systematik. Eine solche Überlegung hätte nur zum Ziel, einen möglichen Mangel eine Rechtsvorschrift für automatisierte Verwaltungsakte auszugleichen. Das gesetzgeberische Ziel des Rechtsvorschriftenvorbehalts ist

„v.a. sicherzustellen, dass (angesichts des weiten Anwendungsbereichs des VwVfG) nur geeignete Verfahren für eine vollst. automatisierte Bearbeitung zugelassen werden, diese Entscheidung also nicht außerhalb *des förml. Rechtsetzungsverfahrens allein im Rahmen des Verfahrens- und Organisationsermessens (→ § 10 Rn. 16 ff.) durch die zust. Behörde getroffen werden kann.“* (U. Stelkens, 2023, 33)

Dieser Rechtsvorschriftenvorbehalt würde umgangen, wenn das UBA vorliegend die einzelnen Verwaltungstätigkeiten wie beschrieben ausgestalten würde. Zu diesem Themenkomplex wird umfassend unter 3.2.3.1 Stellung genommen.

3.2.3 Automatisierte Verwaltungsakte nach § 35a VwVfG

Grundsätzlich können Verwaltungsakte nach § 35a VwVfG automatisch erlassen werden, wenn die in § 35a genannten Voraussetzungen vorliegen. Zwar unterliegen Verwaltungsakte der Formfreiheit, § 37 Abs. 2 S. 1 VwVfG, jedoch schränkt § 35a VwVfG diese Formfreiheit zur Sicherung der Klarheit und Rechtssicherheit ein. (Prell, 2023, 1).

§ 35a VwVfG schreibt vor, dass ein Verwaltungsakt vollständig durch automatische Einrichtung erlassen werden kann, sofern dies durch ***Rechtsvorschrift*** zugelassen ist und weder ein Ermessen noch ein Beurteilungsspielraum besteht. Vollständig automatisiert ist ein Erlass von Verwaltungsakten dann, wenn der konkrete Entscheidungsfindungsprozess von menschlicher Einwirkung frei ist (Windoffer, 2019, S. 14). Die automatische Einrichtung muss also funktional gerade die eigentliche Entscheidungsfindung bewerkstelligen, ohne dass ein Verwaltungsmitarbeiter mitwirkt (Hornung, 2024, 65). Während der Existenz des Registers ist vorstellbar, dass durch die fortschreitenden Digitalisierung Prüfungsschritte, die gegenwärtig noch händisch vorgenommen werden müssen, wie z. B. bei der Kontenanlage bzw. Registrierung zukünftig maschinell automatisiert erledigt werden können.

Die rechtliche Prüfung bezieht sich daher auf die abstrakte Zulässigkeit des Erlasses automatisierter Verwaltungsakte im Sinne des § 35a VwVfG, unabhängig von der gegenwärtigen Planung der einzelnen Verwaltungshandlungen.

3.2.3.1 Zulassung durch eine Rechtsvorschrift

Als erste Voraussetzung muss nach § 35a VwVfG der Erlass von automatisierten Verwaltungsakten durch eine Rechtsvorschrift zugelassen sein. Somit ist eine ermächtigende Rechtsvorschrift zwingend notwendig; ansonsten ist der vollständig automatisierte Erlass unzulässig. Fraglich ist, welche Form der Rechtsvorschrift erforderlich ist.

3.2.3.1.1 Rechtsnatur der Rechtsvorschrift

Durch die Formulierung „Rechtsvorschrift“ ist kein formelles Gesetz gemeint (Braun Binder, 2016; Hornung, 2024, 79). Nach dem Wortlaut der Norm ist also auch die Ermächtigung in einer untergesetzlichen Norm, insbesondere einer Verordnung möglich.

3.2.3.1.2 Regelung durch formelles Gesetz erforderlich

Es wird allerdings vielfach die Auffassung vertreten, dass ein formelles Gesetz unter Wesentlichkeitsgesichtspunkten regelmäßig erforderlich sei (Hornung, 2024, 79, 80). Dies wird damit begründet, dass die Vollautomatisierung mit einer Einschränkung des verfassungsrechtlich aus dem Rechtsstaatsprinzip fließenden Untersuchungsgrundsatz und unter Umständen einer Beschränkung des rechtlichen Gehörs einhergeht. § 35 a VwVfG sei deshalb verfassungskonform dahingehend einzuschränken, dass untergesetzliche Rechtsvorschriften eine Vollautomation nur in dem Rahmen zuzulassen vermögen, wie keine für die Grundrechtsverwirklichung maßgeblichen Regelungen getroffen werden, durch die Grundrechte in einer Intensität betroffen sind, die es verbietet, die betreffenden Fragen dem Handeln und der Entscheidungsmacht der Exekutive zu überlassen (Windoffer, 2019, 26). Zudem wird argumentiert, dass § 35a VwVfG die Entscheidung über das „Ob“ der Vollautomatisierung des Vollzugs eines Gesetzes (als letztlich wesentliche Entscheidung) dem Gesetzgeber zuweise, weil aufgrund des gesteigerten Staatshaftungsrisikos als Folge von Fehlprogrammierungen nicht die Behörde, sondern der Rechtsvorschriftengeber die Verantwortung übernehmen solle (U. Stelkens, 2023, 33).

Für das Erfordernis eines formellen Gesetzes könnte auch sprechen, dass der Gesetzgeber selbst in seiner Begründung von einem „Gesetzesvorbehalt“ ausging: „*Der Gesetzesvorbehalt soll*

angesichts des weiten Anwendungsbereiches des VwVfG sicherstellen, dass nur geeignete Verfahren für eine vollständig automatisierte Bearbeitung zugelassen werden“ (Deutscher Bundestag, 2016, S. 122). Ob aus dem Begriff Gesetzesvorbehalt allerdings abgeleitet werden kann, dass nur formelle Gesetz für eine Ermächtigung ausreichend sind, erscheint aber sehr fraglich; ablehnend z. B. in (Windoffer, 2019, 26). Denn im Gesetzestext selbst ist gerade nicht von Gesetz, sondern von Rechtsvorschrift die Rede, was nach allgemeinem Verständnis kein formelles Gesetz erfordert. Zudem ist zu bedenken, dass ein Gesetzesvorbehalt generell nur aus dem Völker- oder Europarecht folgen kann (Braun Binder, 2016).

3.2.3.1.3 Rechtspraxis

Der Erlass vollautomatisierte Verwaltungsakte ist mittlerweile in einer Vielzahl von Gesetzen geregelt; siehe die Aufzählung z. B. in (Hornung, 2024, 82ff.). Ein Großteil der gesetzlichen Ermächtigungen befindet sich in formellen Gesetzen, z. B. in § 155 Abs. 4 Abgabenordnung (AO), in § 31a Sozialgesetzbuch (SGB) X, § 6g Abs. 2 S. 1 Straßenverkehrsgesetz (StVG), in § 15b Abs. 1 S. 2 Nr. 2 Fahrzeug-Zulassungsverordnung (FZV), in § 22 Batteriegesetz (BattG), in § 38a Elektro- und Elektronikgerätegesetz (ElektroG) und in § 3a Bundesreisekostengesetz (BRKG). Einige der Ermächtigungen sind allerdings auch in Verordnungen enthalten, so etwa in § 51 Abs. 6 Bundesbeihilfeverordnung (BBhV), § 1 Abs. 2 Gebührenverordnung zum Elektro- und Elektronikgerätegesetz und zum Batteriegesetz (ElektroGBattGGebV) oder § 5 S. 1 Verordnung über die Meldung und die Abgabe von Biozid-Produkten sowie zur Durchführung der Verordnung (EU) Nr. 528/2012 (ChemBiozidDV). Eine etwaige korrespondierende ausdrückliche Ermächtigung in einem Gesetz findet sich zu den genannten Ermächtigungen in Verordnungen jedoch weder in der Verordnungsermächtigung in § 80 Abs. 6 Bundesbeamtengesetz (BBG), noch in § 22 Abs. 4 BGebG.

3.2.3.1.4 Verordnungsermächtigung

Fraglich ist weiterhin, ob der Gesetzesvorbehalt durch eine gesetzliche Regelung einer allgemeinen **Verordnungsermächtigung**, z. B. zur Regelung des Verwaltungsverfahrens u. ä., erfüllt werden kann. Hierzu wird vertreten, dass wegen der der Schaffung des § 35a VwVfG zu Grunde liegenden Annahme des Gesetzgebers, dass es sich bei Einführung eines vollautomatisierten Verwaltungsverfahrens gegenüber der bisher üblichen Teilautomatisierung um einen qualitativen Sprung handelt, der letztlich zu einer wesentlichen Änderung des Vollzugs der jeweiligen Gesetze führen kann. Dies spreche wesentlich für die Notwendigkeit einer Ermächtigung, die speziell auch zur Einführung der Vollautomatisierung berechtigt (P. Stelkens et al., 2023, 35).

3.2.3.1.5 Rechtliche Bewertung

Nach unserer rechtlichen Einschätzung ist eine Ermächtigung zu vollautomatisierten Verwaltungsakten auch durch Verordnung möglich. Allerdings ist im konkreten Fall zu berücksichtigen, ob durch die Vollautomatisierung eine nicht nur unwesentliche Betroffenheit von Grundrechten gegeben ist. In diesem Fall dürfte eine Ermächtigung durch formelles Gesetz erforderlich sein.

3.2.3.1.6 Rechtslage im Herkunftsnachweisregister

Weder in der GWKHV selbst noch im HkNRG oder in der HkRNDV lässt sich eine ermächtigende Rechtsvorschrift für ein vollautomatisiertes Verfahren finden. § 14 Abs. 2 S. 1 GWKHV sowie §§ 3 Abs. 1 Nr. 4, 4 Abs. 1 Nr. 4 HkNRG ermächtigen lediglich zur Verwendung der elektronischen Form bei Erlass der dort genannten Verwaltungsakte. Dies entspricht jedoch

nicht einer Ermächtigung zum vollständig automatisierten Erlass. Somit ist eine vergleichbare Rechtsvorschrift im Hinblick auf die Maßnahmen nach der GWKHV (noch) nicht vorhanden.

Aufgrund des Vorbehalts einer Rechtsvorschrift ist die Schaffung einer ermächtigenden Rechtsvorschrift (durch Gesetz oder Verordnung) somit notwendig, damit die Registerverwaltung ihre als Verwaltungsakte zu bewertenden Entscheidungen gemäß § 35a VwVfG vollständig durch automatische Einrichtungen erlassen kann. In Betracht käme hier die vom UBA im Einvernehmen mit dem BMWK zu erlassende Durchführungsverordnung. Hier stellt sich einerseits die Frage, ob die DVO in der Normenhierarchie von Rechtsakten den Anforderungen an eine „Rechtsvorschrift“ genügt. Andererseits ist fraglich, ob die Ermächtigungsnorm in § 40 GWKHV ausreicht, eine Regelung zu elektronischen Verwaltungsakten zu treffen.

3.2.3.1.7 HKN-Durchführungsverordnung als Rechtsvorschrift

§ 35a Verwaltungs-Vollstreckungsgesetz (VwVG) verlangt grundsätzlich kein formelles Gesetz als Rechtsgrundlage für eine Ermächtigung zu vollautomatisierten Verwaltungsakten. Fraglich ist aber, ob im vorliegenden Fall die mögliche Betroffenheit von Grundrechten den Erlass eines formellen Gesetzes erfordert.

Dagegen spricht aus unserer Sicht entscheidend, dass es sich bei den hier in Rede stehenden Verwaltungsakten der Ausstellung, Übertragung, Anerkennung und Entwertung insgesamt um begünstigende Verwaltungsakte handelt oder jedenfalls um solche, mit denen nicht unmittelbar in die Rechte oder gar in die Grundrechte der betroffenen Personen/ Unternehmen eigegriffen wird. Einzig die Entwertung des HKN ist mit einem gewissen Nachteil verbunden, weil die Person den HKN danach nicht mehr verwenden kann. Da der Vorgang von der betroffenen Person selbst angestoßen wird, dürfte auch dieser Verwaltungsakt jedoch nicht als direkt belastender Verwaltungsakt eingeordnet werden müssen.

Eine andere Bewertung könnte sich hingegen für unmittelbar in die Rechte eingreifende Akte wie die Löschung von Anlagen oder den Verfall/ die Löschung von Herkunftsnachweisen ergeben. Hier kann aber ggf. ohnehin auf einen automatisierten Erlass von Verwaltungsakten verzichtet werden.

Im Ergebnis gehen wir davon aus, dass jedenfalls für die Anlagenregistrierung sowie die Ausstellung, Übertragung, Anerkennung und Entwertung von HKN ein automatisierter Erlass durch Verordnung angeordnet werden kann. Dies ist jedoch nicht vollkommen rechtssicher, insbesondere wenn man davon ausgeht, dass dadurch in die Rechte der Anlagenbetreiber eingegriffen werden kann. Die Regelung in einem formellen Gesetz, hier dem HkRNG, wäre jedenfalls der rechtssicherste Weg. Die Verankerung in der GWKHV dürfte allerdings eine ähnliche Wirkung haben, da bei Erlass der GWKHV die Beteiligung des Bundestags und damit des parlamentarischen Gesetzgebers erforderlich ist.

An dieser Stelle ist zu untersuchen, ob die Verordnungsermächtigung in § 5 HkNRG ihrerseits den Verordnungsgeber der GWKHV ermächtigt, dem UBA zu erlauben, einen vollautomatisierten Erlass von Verwaltungsakten vorzusehen. Es handelt sich im Grunde genommen um eine Kette von Verordnungsermächtigungen vom Gesetzgeber bis zur Behörde – dem UBA -welche dann die vollautomatisierten Verwaltungsakte erlässt. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 8 HkNRG wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung *das Verfahren* für die Ausstellung, die Anerkennung, die Übertragung, die Entwertung, den Verfall, die Löschung und die Verwendung von Herkunftsnachweisen festzulegen sowie zu bestimmen. Das Verfahren kann grundsätzlich auch den Erlass automatisierter Verwaltungsakte vorsehen. Dies ist weder durch den Wortlaut noch Sinn und Zweck der Vorschrift ausgeschlossen.

Gleichermaßen darf die Bundesregierung nach § 5 Abs. 1 Nr. 9 HkNRG die *Durchführung* und weitere Ausgestaltung der Herkunftsnachweisregister für Gas und Wärme oder Kälte regeln. Die Durchführung zielt auf die HKN-Durchführungsverordnung ab. Das UBA wird dann in § 40 S. 1 GWKHV zum Erlass der HKN-Durchführungsverordnung ermächtigt. Die Legitimierungskette zwischen Gesetzgeber und UBA als Verordnungsgeber der HKN-Durchführungsverordnung besteht demnach grundsätzlich.

3.2.3.1.8 Inhalt der Verordnungsermächtigung

Fraglich ist weiterhin, ob die bestehende Verordnungsermächtigung für die HKN-Durchführungsverordnung hinreichend bestimmt ist, um darauf basierend ein automatisiertes Verfahren nach § 35a VwVfG anzuordnen.

Die Verordnungsermächtigung für die HKN-Durchführungsverordnung ist in § 40 GWKHV enthalten (einschränkend: Prell, 2023, 11; bejahend: Tegethoff, 2023, 12).

Nach § 40 Nr. 5a GWKHV kann das UBA nähere Anforderungen an die Ausstellung, Übertragung, Entwertung und Verwendung von Herkunftsnachweisen für Gas oder von Herkunftsnachweisen für Wärme oder Kälte zu regeln.

Nach § 40 Nr. 5b GWKHV kann das UBA die Form des Herkunftsnachweises für Gas oder des Herkunftsnachweises für Wärme oder Kälte regeln.

Nach § 40 Nr. 6 GWKHV kann das UBA „*nähere Vorgaben zum Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen für Gas oder Herkunftsnachweisen für Wärme oder Kälte, ohne jedoch zusätzliche materielle Entscheidungskriterien, die über die §§ 7 bis 39 dieser Verordnung hinausgehen oder von diesen abweichen, neu zu definieren*“.

Materielle Entscheidungskriterien würden durch das automatisierte Verfahren nicht geschaffen, sondern lediglich Vorgaben zum Verfahren. Laut Verordnungsbegründung betreffen die Konkretisierungsmöglichkeiten alle Verwaltungsschritte, die in dieser Verordnung angelegt sind, soweit diese zweckdienlich sind und der Durchführung dieser Verordnung dienen. Weiter heißt es zu § 40 Nr. 6 GWKHV, dass das UBA das Verfahren regeln könne, wie „*die Antragsteller dabei die Erfüllung verschiedener Antragsvoraussetzungen nachweisen müssen*“(S. 60).

Andererseits könnte man argumentieren, dass damit nicht eine solche gewichtige Entscheidung wie die Einführung eines automatisierten Verfahrens gemeint ist, wenn überhaupt keine Änderungen an den materiellen Entscheidungskriterien erlaubt sind.

Nach unserer rechtlichen Einschätzung spricht aber einiges dafür, dass § 40 Nr. 6 GWKHV eine geeignete Verordnungsermächtigung ist, um einen automatisierten Verwaltungsakt anzuordnen. Denn die Automatisierung ist ein besonderes Verfahren für die Handhabung der Herkunftsnachweise, und es ist Sinn und Zweck der Regelung, dem UBA Verfahrensvereinfachungen im Interesse eines bürokratiearmen und benutzerfreundlichen Registerbetriebs zu ermöglichen.

Allerdings verbleiben nicht nur völlig unerhebliche rechtliche Risiken, ob die Verordnungsermächtigung tatsächlich ausreichend ist. Denn angesichts der nicht unerheblichen Bedeutung des automatisierten Verfahrens erscheint es auch zumindest vertretbar zu argumentieren, dass eine klare Anordnung der möglichen Automatisierung in der Verordnungsermächtigung erforderlich wäre.

3.2.3.1.9 Konkrete Vorgaben für das Verfahren

Unabhängig davon, auf welcher Rechtsnormhierarchieebene die jeweilige Vorschrift erlassen werden soll, muss die ermächtigende Rechtsvorschrift konkret das zu vollziehende Fachgesetz und die Verfahren beschreiben, für die eine vollautomatisierte Bearbeitung ermöglicht werden soll (U. Stelkens, 2023, 31). Im Rahmen der Bestimmtheit kann die Rechtsvorschrift auch nur allgemeine Maßstäbe vorgeben, wie dies bei § 31a SGB X der Fall ist.

§ 31a SGB X lautet wie folgt:

„Ein Verwaltungsakt kann vollständig durch automatische Einrichtungen erlassen werden, sofern kein Anlass besteht, den Einzelfall durch Amtsträger zu bearbeiten.“

Hingegen ist § 155 Abs. 4 AO konkreter gefasst:

> *„Die Finanzbehörden können Steuerfestsetzungen sowie Anrechnungen von Steuerabzugsbeträgen und Vorauszahlungen auf der Grundlage der ihnen vorliegenden Informationen und der Angaben des Steuerpflichtigen* ***ausschließlich automationsgestützt*** *vornehmen, berichtigen, zurücknehmen, widerrufen, aufheben oder ändern, soweit kein Anlass dazu besteht, den Einzelfall durch Amtsträger zu bearbeiten.“*

Weitere Beispiele für gesetzliche Vorgaben für Verwaltungsakte finden sich in § 6g Abs. 2 StVG (internetbasierte Zulassung von Kraftfahrzeugen) und § 22 des Batteriegesetzes.[39]

3.2.3.1.10 Rechtsfolgen einer fehlenden Ermächtigung

Das Fehlen der erforderlichen Ermächtigung führt zur Rechtswidrigkeit des automatisierten Verwaltungsaktes, aber wohl nicht zur Nichtigkeit (Prell, 2023, 11ff.). Denn der Fehler des Verwaltungsakts dürfte nicht so wesentlich sein, dass er zu einer Nichtigkeit führt. Hierzu wird argumentiert, dass ein „offensichtlicher besonders schwerwiegender Fehler“ regelmäßig nicht gegeben sein dürfte. Er kann aber bei besonders groben Verstößen vorliegen, wenn beispielsweise ein evident für die Automatisierung ungeeigneter Verwaltungsablauf automatisiert wird und in der Folge grob fehlerhafte (z. B. offensichtlich diskriminierende) Entscheidungen getroffen werden. Eine Heilung komme in Betracht, wenn die vollständige Automatisierung der Entscheidung rechtswidrig war, der Verwaltungsakt aber nicht nichtig ist und nunmehr eine nicht vollständig automatisierte Entscheidung erfolgt. Diese Heilung sei im Widerspruchsverfahren möglich (Hornung, 2024, 106). Dabei ist allerdings zu beachten, dass das Widerspruchsverfahren in der GWKHV ausgeschlossen ist. Wenn ein Vorgang automatisiert wurde, bei dem die nicht durch Rechtsvorschrift zugelassene vollständig automatisierte Entscheidung zusätzlich eine Ermessensausübung erfordert, die der Algorithmus aber nicht leisten kann, ist der dann erlassene Verwaltungsakt sowohl wegen eines Ermessensausfalls als auch wegen eines Verstoßes gegen §35a VwVfG rechtswidrig.

Insgesamt wäre es vorzugswürdig, vor Inbetriebnahme der HKNR eine Rechtsgrundlage zu schaffen, um nachträgliche Verfahren über die Rechtmäßigkeit von Verwaltungsakten zu vermeiden.

3.2.3.2 Kein Ermessen oder Beurteilungsspielraum

Als weitere Voraussetzung darf durch die Rechtsvorschrift der Behörde weder ein Ermessen, noch ein Beurteilungsspielraum eingeräumt werden. Dies hat seinen Grund darin, dass bei

[39] „Verwaltungsakte der zuständigen Behörde nach den §§ 20, 21 und 28 Absatz 1 können unbeschadet des § 24 Absatz 1 Satz 3 des Verwaltungsverfahrensgesetzes vollständig durch automatische Einrichtungen erlassen werden, sofern kein Anlass besteht, den Einzelfall durch Amtsträger zu bearbeiten.“

beiden Vorgängen eine Einschätzung bzw. Abwägung stattfinden muss, was nur durch die Willensbetätigung eines Menschen möglich ist (Deutscher Bundestag, 2016).

Ermessen bedeutet eine gesetzlich eingeräumte Auswahlmöglichkeit zwischen mehreren Rechtsfolgen zu haben, durch die die Verwaltung auf einen festgelegten Tatbestand reagieren kann (Geis, 18).

Bei einem eingeräumten Beurteilungsspielraum ist bereits bei einem Tatbestandsmerkmal ein Entscheidungsspielraum gegeben, der aufgrund der besonderen Qualifizierung der Behörde zulässig ist (Geis, 134). Bei der Entscheidung, ob einzelne Verwaltungstätigkeiten automatisiert erfolgen sollen, hat die Behörde § 24 Abs. 1 S. 3 VwVfG zu beachten: Setzt die Behörde automatische Verwaltungsakte ein, muss sie für den Einzelfall bedeutsame tatsächliche Angaben des Beteiligten berücksichtigen, die im automatischen Verfahren nicht ermittelt würden.

3.2.3.2.1 Registrierung

Fraglich ist, wie die Plausibilitätsprüfung der übermittelten Daten bei der Registrierung nach § 12 Abs. 1 bis Abs. 3 GWKHV einzuordnen ist. Das UBA prüft die Plausibilität der Daten und kann zu diesem Zwecke vom Anlagenbetreiber weitere Unterlagen verlangen (Abs. 1), es kann ebenfalls die Bestätigung eines*einer Gutachtenden verlangen (Abs. 2) oder die Registrierung erst nach der Bestätigung vornehmen (Abs. 3). Bereits das Wort „kann“ legt nahe, ob weitere Unterlagen oder Bestätigungen angefordert werden (BMJ, 2008, 82).

Für die Konstellationen, in denen ein Beurteilungsspielraum angenommen wird, haben sich verschiedene Fallgruppen herausgebildet. So ist dieser unter anderem bei pädagogisch-wissenschaftlichen Bewertungen, beamtenrechtlichen Beurteilungen und bei Prognose- und Risikoentscheidungen anerkannt (Geis, 148).

Das Vorliegen eines Beurteilungsspielraums ließe sich hier mit dem Wissen und der Kompetenz des UBA in Bezug auf die Prüfung der Plausibilität der Daten begründen.

Jedoch kann offenbleiben, ob es sich letztlich um ein Ermessen oder einen Beurteilungsspielraum handelt, denn in jedem Fall kann die Entscheidung nicht automatisiert getroffen werden. Diese Überlegung wird durch die oben erwähnte Regelung des § 24 Abs. 1 S. 3 VwVfG untermauert.

3.2.3.2.2 Ausstellung von Herkunftsnachweisen

Gem. § 14 Abs. 1, Abs. 2 GWHKV „stellt“ das UBA einen Herkunftsnachweis in elektronischer Form aus. Der Verordnungsgeber verwendet das imperative Präsens. Dies dürfte darauf hindeuten, dass es keine Ermessensentscheidung ist, sondern die Behörde in ihrer Entscheidung gebunden ist (BMJ, 2008, 83). Die jeweiligen Anforderungen für die Ausstellung eines Nachweises sind in § 23 und 28 GWKHV geregelt. In beiden Vorschriften wird der Behörde kein Ermessen eingeräumt. Infolgedessen kann die Ausstellung von HKN in Form von automatisierten Verwaltungsakten erfolgen. Als Gegenstück kann auch die Ablehnung bzw. Versagung der Ausstellung in Form eines automatisierten Verwaltungsaktes erfolgen.

3.2.3.2.3 Weitere Vorgänge

Für weitere Vorgänge, namentlich der Maßnahmen nach § 21 GWKHV (Verwendung, Entwertung und Erklärung des Verfalls), § 22 GWKHV (Löschung des Nachweises), § 35 GWHKV (Entwertung bei thermischer Energie) und gem. § 38 GWHKV (Löschung der Daten) ist nach dem Gesetzeswortlaut dem UBA kein Ermessen eingeräumt. Es handelt sich um gebundene Entscheidungen. Daher können auch diese Entscheidungen, sofern sie als Verwaltungsakt angesehen werden oder sich das UBA dazu entscheidet, sie überhaupt als Verwaltungsakte

auszugestalten, auch als automatisierte Verwaltungsakte erlassen werden. Auch hier ist – sofern der Erlass eines Verwaltungsakts in automatisierter Form möglich ist – die Ablehnung bzw. Versagung des Verwaltungsakts in Form eines automatisierten Verwaltungsakts zulässig.

3.2.3.2.4 Schlussfolgerungen

Da dem UBA als ausführender Behörde weder bei der Ausstellung des HKN in elektronischer Form, noch bei den der Ausstellung folgenden Verwaltungsakten Anerkennung, Übertragung und Entwertung von HKN ein Ermessens- oder Beurteilungsspielraum zukommt, sind die diesbezüglichen Voraussetzungen des § 35a VwVfG erfüllt. Sofern eine ermächtigende Rechtsvorschrift vorliegt, können diese Verwaltungsakte dann als automatisierte Verwaltungsakte erlassen werden. Sofern eine menschliche Handlung noch erforderlich ist, weil der Verwaltungsablauf (noch) nicht vollautomatisiert ist, können diese Verwaltungsakte (gegenwärtig) nicht automatisiert erlassen werden. Die Vorgaben der schriftlichen Kommunikation im Verwaltungsverfahren in § 3a VwVfG müssen nur eingehalten werden, sofern nach § 3 Abs. 2 die Schriftform angeordnet ist. Dies ist in der GWKHV ersichtlich nicht der Fall. Die Bekanntgabe eines elektronischen Verwaltungsakts kann nach den Vorgaben des § 41 Abs. 2a VwVfG erfolgen. Danach kann mit Einwilligung des Beteiligten ein elektronischer Verwaltungsakt dadurch bekannt gegeben werden, dass er vom Beteiligten oder von seinem Bevollmächtigten über öffentlich zugängliche Netze abgerufen wird. Zu den Details der Regelung geben wir unter 3.2.4.2.4 genauer ein.

3.2.4 Verhältnis zur elektronischen Aktenführung

In diesem Abschnitt wird untersucht, welche der Tätigkeiten aus dem HKNR in der elektronischen Akte („E-Akte“) Niederschlag finden müssen. Dies wird im Hinblick auf die in Teil II erörterten Verwaltungstätigkeiten Registrierung, Ausstellung, Anerkennung, Übertragung, Entwertung und Löschung von HKN sowie der mit Nutzenden geführten Kommunikation geprüft. Dabei werden zunächst die allgemeinen Anforderungen an die Aktenführung im Hinblick auf die elektronische Aktenführung dargestellt und anschließend die geplante Aktenführung anhand der Vorgaben des Gesetzes zur Förderung der elektronischen Verwaltung (E-Government-Gesetz / EGovG) geprüft. Danach folgt eine Vorstellung der Vorgaben des OZG, die zu beachten sind.

3.2.4.1 Allgemeine Anforderungen an die elektronische Aktenführung

Auf die elektronische Aktenführung sind die generellen Grundsätze der Aktenführung anzuwenden. Denn grundsätzlich müssen auch elektronisch geführte Akten den allgemeinen Grundsätzen ordnungsgemäßer Aktenführung genügen (Schneider, 2023, 49). Die E-Akte Bund wird im UBA ausgerollt werden und damit die Aktenführung in den zu errichtenden HKNR mittels E-Akte-Bund geführt.[40]

3.2.4.1.1 Keine gesetzliche Definition der Grundsätze ordnungsgemäßer Aktenführung

Die Pflicht zur Aktenführung ist nicht ausdrücklich normiert, wird aber aus dem Rechtsstaatsprinzip in Art. 20 Abs. 3 Grundgesetz (GG) abgeleitet und in § 29 VwVfG als bestehend vorausgesetzt (Schneider, 2023, 46).

Es gibt keine gesetzliche Regelung, die die Pflicht zur Aktenführung für die jeweiligen Behörden näher ausgestalten. Auf der Ebene der Bundesministerien existiert jedoch auf der untergesetzlichen Ebene Binnenverwaltungsrecht, welches Regeln für die Aktenführung

[40] Nach Auskunft von dem Auftraggeber wird die gleiche Software (Fabasoft eGov-Suite) aber schon jetzt verwendet. Im Jahr 2017 beauftragte der Deutsche Bund Fabasoft mit der Einführung der E-Akte.

aufstellt: die Gemeinsame Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO) sowie Registraturrichtlinie für das Bearbeiten und Verwalten von Schriftgut in den Bundesministerien (RegR) Verstöße dagegen sind grundsätzlich nicht justiziabel.

Da das UBA kein Bundesministerium ist, ist fraglich, ob die RegR auch auf die Aktenführung des UBA in seiner Eigenschaft als Bundesamt anwendbar ist. Das BVerwG hat in seinem Urteil vom 11.12.2019 entschieden, dass jedenfalls bei der Auslegung des § 1 Abs. 5 des Bundesarchivgesetzes die RegR auch für Vorgänge aus dem Bundesamt für Verfassungsschutz anwendbar ist (*Urteil vom 05.11.2009 - BVerwG 4 C 3.09,* 2009-11-05). In dem genannten Urteil prüft das BVerwG jedoch ausführlich das „materielle Verständnis des Vorgangsbegriffs“ innerhalb des § 1 Abs. 5 Bundesarchivgesetz (BArchG). Daraus können keine unmittelbaren Schlüsse für die Anwendbarkeit der RegR in der HKNR-Verwaltung gezogen werden. Das UBA selbst publizierte einen Leitfaden zum Umweltinformationsgesetz, in dem jedoch auf die Aufbewahrungsfristen der §§ 18, 19 RegR Bezug genommen wird (Umweltbundesamt, 2020).

Jedoch kann auf die in der RegR niedergelegten Grundsätze für die Ausformung der Pflicht zur ordnungsgemäßen Aktenführung zumindest zur Orientierung zurückgegriffen werden. Nach § 4 Abs. 1 RegR gilt das Gebot der **Vollständigkeit**. Danach sind alle wesentlichen Verfahrenshandlungen vollständig, nachvollziehbar und ohne Verzögerung abzubilden. Aus dem Gebot der **wahrheitsgetreuen Aktenführung** folgt das in § 4 Abs. 3 RegR geregelte grundsätzliche Verbot der nachträglichen Entfernung und Verfälschung von rechtmäßig erlangten Erkenntnissen und Unterlagen aus den Akten. Zu den aktenrelevanten Unterlagen zählen ***alle entscheidungserheblichen Informationen***, unabhängig davon, auf welchem Weg sie die Behörde erreichen. Wurden Dokumente bereits in die Akte aufgenommen, dürfen sie aus dieser nicht wieder entfernt bzw. bei Nutzung elektronischer Vorgangsbearbeitung nicht gelöscht werden, § 4 Abs. 3 RegR.

3.2.4.1.2 Gesetz zur Förderung der elektronischen Verwaltung (E-Government-Gesetz) als Prüfungsmaßstab

Als gesetzlicher Prüfungsmaßstab für die elektronische Aktenverwaltung kommt das E-Government-Gesetz in Betracht, welches die - nicht gesetzlich niedergelegten Maßstäbe - der analogen Veraktung in Behörden auf die elektronische Aktenführung überträgt.

Gemäß § 1 Abs. 1 EGovG gilt das Gesetz für die öffentlich-rechtliche Verwaltungstätigkeit des Bundes, mithin also auch das UBA. Nach § 6a EGovG sollen die Behörden des Bundes ihre Akten elektronisch führen. Diese Vorschrift beantwortet jedoch nicht die Frage, wie im Einzelnen die Aktenführung auszugestalten ist.

In der Gesetzesbegründung legt der Gesetzgeber jedoch zumindest dar, dass die Grundsätze ordnungsgemäßer Aktenführung eingehalten werden müssen. Darunter versteht der Gesetzgeber die:

> *„Verpflichtung der öffentlichen Verwaltung, Akten zu führen (Gebot der Aktenmäßigkeit), alle wesentlichen Verfahrenshandlungen vollständig und nachvollziehbar abzubilden (Gebot der Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit) und diese wahrheitsgemäß aktenkundig zu machen (Gebot wahrheitsgetreuer Aktenführung). Umgekehrt folgt aus dieser Pflicht das grundsätzliche Verbot der nachträglichen Entfernung und Verfälschung von rechtmäßig erlangten Erkenntnissen und Unterlagen aus den Akten (Sicherung von Authentizität und Integrität) sowie das Gebot, den Aktenbestand langfristig zu sichern.“* (S. 38)

Die Behörde hat durch geeignete technisch-organisatorische Maßnahmen nach dem – jeweils geltenden – Stand der Technik sicherzustellen, dass die zuvor beschriebenen Grundsätze der

ordnungsgemäßen Aktenführung eingehalten werden. Dabei handelt es sich um Rechtsvorschriften, die ausschließlich die Behörde in ihrer Organisationshoheit einschränken und damit objektiv-rechtlich wirken. Sie dienen nicht dem subjektiven Schutz dritter Personen, selbst wenn diese vom Akteninhalt berührt werden (Werres, 2024, 9).

Der Gesetzgeber sieht in § 6 EGovG grundsätzlich vor, dass „die Art und Weise der Aktenführung … weitestgehend im Organisationsermessen der Behörden“ steht.

3.2.4.1.3 Zwischenergebnis

Die vom Gesetzgeber vorgegebenen Prinzipien innerhalb des § 6a EGovG können als Prüfungsmaßstab für die Aktenführung im G-HKNR sowie dem WK-HKNR herangezogen werden. Die geplante Veraktung muss also den in § 6a EGovG vorausgesetzten Geboten der der Aktenmäßigkeit, der Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit sowie der wahrheitsgetreuer Aktenführung entsprechen. Zusätzlich können die in der RegR ausgeformten Prinzipien zur Sicherheit ergänzend herangezogen werden, auch wenn diese – da das UBA kein Bundesministerium ist - nicht unmittelbar herangezogen werden können.

3.2.4.1.4 Folgen für die Veraktung der Verwaltungstätigkeiten beim HKNR

Als nächstes wird dargestellt, welche elektronischen Dokumente in den entwickelten HKNR erzeugt werden und ob die geplante Veraktung dieser Dokumente den genannten Geboten aus § 6 EGovG und hilfsweise der RegR entspricht.

3.2.4.1.5 Relevante Vorgänge

Laut § 2 Nr. 8 HkNRG ist das „Herkunftsnachweisregister für Gas“ eine Datenbank, in der die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Gas sowie die Übertragung und die Entwertung in- und ausländischer Herkunftsnachweise registriert werden. Gleiches gilt nach § 2 Nr. 9 HkNRG für „Herkunftsnachweisregister für Wärme oder Kälte“. Die Herkunftsnachweisregister für Gas sowie für Wärme und Kälte enthalten, wie oben dargestellt, die Registrierung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN, § 2 Nr. 8 und Nr. 9 HkNRG.

Unter einem HKN ist ein elektronisches Dokument zu verstehen, das dazu dient, gegenüber dem*der Letztverbrauchenden nachzuweisen, dass das Gas aus oder auf Basis von erneuerbaren Energien oder kohlenstoffarmem Gas erzeugt und Wärme- oder Kälteenergie aus oder auf Basis von erneuerbaren Energien, unvermeidbarer Abwärme oder anderen Quellen erzeugt wurde, § 2 Nr. 6 und Nr. 7 HkNRG. Weiterhin sind in den § 2 Nr. 6 und Nr. 7 HkNRG jeweils die Definitionen für „HKN für Gas“ sowie für „HKN für Wärme oder Kälte“ enthalten.

Neben der Ausstellung von HKN stellen auch die Entscheidungen über die Kontoeröffnung, die Registrierung sowie die Anerkennung, Übertragung oder Entwertung von Herkunftsnachweisen Verwaltungsakte dar.

3.2.4.1.6 Vorgaben der RegR

Die genannten Gebote der Aktenmäßigkeit, der Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit sowie der wahrheitsgetreuen Aktenführung vermitteln an sich keine Anleitung zur konkreten Veraktung. Zur weiteren Ausgestaltung bieten die jeweiligen Definitionen immerhin einen Anhalt und gliedern den abstrakten Grundsatz der Aktenmäßigkeit weiter auf (Schneider, 2023, 47). Daher greifen wir nachfolgend auf diese als ergänzenden und möglicherweise strengeren Prüfungsmaßstab zurück. Diesem Vorgehen liegt der Gedanke zu Grunde, dass eine Veraktung, die den engeren Voraussetzungen der RegR genügt, auf jeden Fall dem weiteren Maßstab des § 6a EGovG entspricht. Wie oben dargestellt, hat die jeweilige Behörde nach der

Gesetzesbegründung bei der elektronischen Aktenführung nach § 6a EGovG ein ***weites Organisationsermessen***.

Unter ***Dokumente*** fällt nach § 3 RegR jedes einzelne Schriftstück, papiergebunden oder elektronisch erstellt und verwaltet, Fax, E-Mail, Datenbank und andere Dateien. Hierzu gehören auch alle ergänzenden Angaben (z. B. Metainformationen), die zum Verständnis der Informationen notwendig sind (§ 3 RegR). Ein Vorgang bezeichnet die kleinste Sammlung von zusammengehörenden Dokumenten aus der Bearbeitung eines Geschäftsvorfalls; eine Teileinheit einer Akte (§ 3 RegR). Ein Geschäftsvorfall ist die kleinste Bearbeitungseinheit im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung. Aus der Bearbeitung des Geschäftsvorfalls entsteht der Vorgang (§ 3 RegR).

Demnach müssen alle Dokumente sowie alle ergänzenden Angaben, die zum Verständnis der Informationen notwendig sind, sowohl in der E-Akte als auch innerhalb des Registers (der Datenbank selbst) enthalten sein. Die ***HKN*** als elektronische Dokumente sind Bestandteile der elektronischen Akte und müssen alle relevanten Informationen zu den Verwaltungsakten Anlagenregistrierung, Ausstellung, Anerkennung, Übertragung, Entwertung, Löschung und Verfall der HKN enthalten. Bei der Anlagenregistrierung ist v.a. der Antrag nach § 11 GWKHV, bei der Ausstellung eines Herkunftsnachweises v.a. der Antrag nach § 15 GWKHV elektronisch zu verakten. Wäre die RegR direkt anwendbar, wäre bei der elektronischen Vorgangsbearbeitung sicherzustellen, dass die *Dokumente*, der *Laufweg* und die *Aufzeichnungen aus der Bearbeitung* (z. B. Geschäftsgangvermerke, Verfügungen, Aktenvermerke, Zeichnungen, Mitzeichnungen, Kenntnisnahmen) in Protokoll- und Bearbeitungsinformationen nachgewiesen und der *elektronischen Akte* zugeordnet werden (§ 6 Abs. 4 RegR).

Die in den HKN abzubildenden jeweiligen Daten ergeben sich aus § 17 Abs. 1 GWKHV[41]. Zusätzliche Angaben in Herkunftsnachweisen werden durch §§ 18, 25 f., 32 f. GWKHV vorgegeben.

Nach den allgemeinen Maßstäben der Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit dürfen Dokumente aus der Akte nicht entfernt und bei Nutzung elektronischer Vorgangsbearbeitung nicht gelöscht werden. Zur Löschung macht die GWKHV in § 38 Vorgaben. Das Umweltbundesamt löscht daher Daten, die nicht mehr erforderlich sind für 1. die Registerführung nach § 3 Satz 2, 2. die Rechts- und Fachaufsicht durch das BMWK, 3. den Vollzug dieser Verordnung durch das UBA oder 4. energiestatistische Zwecke (§ 38 GWKHV). Nach den Vorgaben der RegR dürfen Dokumente aus der Akte nicht entfernt, bei Nutzung elektronischer Vorgangsbearbeitung nicht gelöscht werden. Elektronisch gespeicherte Informationen dürfen nur nach Beteiligung der Verfasserin oder des Verfassers gelöscht oder verändert werden (§ 4 Abs. 3 RegR). Eine Löschung erfolgt, wenn Dokumente keinen Informationswert innehaben (vgl. § 10 Abs. 1 S. 2 RegR).

3.2.4.1.7 Das geplante System der Veraktung für das G-HKNR und WK-HKNR

Nach Darstellung der aus der RegR detaillierteren Kriterien übertragen wir diese auf das geplante System der Veraktung für das G-HKNR und WK-HKNR.

[41] Das sind neben der Bezeichnung als Herkunftsnachweis für Gas oder als Herkunftsnachweis für Wärme oder Kälte unter Nennung der Form der thermischen Energie (Nr. 1), 2. die zur Erzeugung der Energieeinheit eingesetzten Energiequellen (Nr. 2), das Datum der Ausstellung und den ausstellenden Staat (Nr. 3), die Nachweiskennnummer (Nr. 4) sowie die Angaben nach § 15 Absatz 3 Nummer 4 bis 8 (Nr. 5).

Unserer Kenntnis nach ist geplant, die derzeit im Strom-HKNR vorhandene Art der Veraktung auf die zu schaffenden G-HKNR und WK-HKNR zu übertragen. Im Strom-HKNR sind die Vorgänge wie folgt organisiert/strukturiert[42]:

- Veraktungsrelevante Vorgänge werden aktuell im Strom-HKNR vorgehalten: PDF-Dateien, die den aktuellen Datenstand abbilden, werden bei Änderungen aktualisiert.
- Im Strom-HKNR selbst wird nur der letzte Stand abgebildet, die Historien können aktuell nur mit Hilfe der Datumsbezüge in den PDFs hergeleitet werden
- Bestimmte Aktionen werden mit einem Bescheid hinterlegt, z. B. Kontoeröffnung und Anlagenregistrierung, die HKN-Ausstellung hingegen nicht.

Bislang ist **für das G-HKNR sowie das WK-HKNR** das folgende Vorgehen geplant:

In der ***E-Akte Bund*** sollen die folgenden Vorgänge veraktet werden:

- Die Kommunikation mit dem Registerteilnehmer,[43]
- Bescheide (z. B. zur Kontoeröffnung) sollen als PDF hinterlegt werden,[44]
- Vorgänge in Form von sogenannten Veraktungsblättern (Ist-Stand mit allen Eingabefeldern sowie Zeitstempel zu Registerteilnehmerdaten, Nutzerdaten, Anlagendaten und HKN-Daten)

Im jeweiligen ***HKNR*** sollen veraktet werden:

- Alle Vorgänge des „Activity Log“,
- Ausstellungsinhalt (Funktionen: z. B. HKN-Ausstellung)
- Auslösende Bearbeiter
- Zeitstempel.

Gemessen an den Geboten der Aktenmäßigkeit, der Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit sowie der wahrheitsgetreuer Aktenführung aus der Gesetzesbegründung zu § 6a EGovG sind keine Argumente ersichtlich, die gegen die Umsetzung des Systems der Veraktung in der geplanten Form sprechen.

Vollständigkeit erfordert, dass – sofern Sachbearbeiter*innen noch tätig werden – die komplette Kommunikation mit Registernutzenden in der E-Akte gespeichert wird. Dies lässt sich zwar im Vorhinein anordnen und ist ja auch so vorgesehen. Die Umsetzung in der Praxis müsste dann in geeigneter Form überprüft werden.

Als Auslegungshilfe zum Grundsatz der Vollständigkeit mag § 4 Abs. 1 RegR dienen: Danach haben das Bearbeiten und Verwalten von Schriftgut sowie die Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit des Sach- und Bearbeitungszusammenhangs, die Behandlung der Sache ohne Verzögerung und die Aufbewahrung der Dokumente entsprechend ihrem Bearbeitungswert zu gewährleisten. Zweifelhaft könnte bei der geplanten Veraktung lediglich sein, ob die*der jeweilige Sachbearbeiter*in immer erkennbar ist (sofern die Veraktung nicht zukünftig komplett automatisiert erfolgt).

[42] Vgl. 3.1.2.5 des Leistungsverzeichnisses.

[43] Dies soll in der E-Akte Bund mittels der Software Fabasoft geschehen.

[44] Wir unterstellen hier den Gleichlauf mit dem Strom-HKNR.

Nach § 4 Abs. 3 RegR dürfen Dokumente aus der Akte nicht entfernt, bei Nutzung elektronischer Vorgangsbearbeitung nicht gelöscht werden. Elektronisch gespeicherte Informationen dürfen nur nach Beteiligung der Verfasserin oder des Verfassers gelöscht oder verändert werden.

Ob hierzu Vorkehrungen getroffen worden sind, lässt sich dem Leistungsverzeichnis nicht entnehmen. Wir gehen davon aus, dass zumindest im Activity Log des jeweiligen HKNR immer erkennbar bleibt, welche Veränderungen an den jeweiligen Daten wann vorgenommen wurden. Dies gelangt nicht zwingend in die E-Akte. Da der Dokumentenbegriff des § 3 RegR sehr weit ist (jedes einzelne Schriftstück oder andere Dateien sowie auch alle ergänzenden Angaben [z. B. Metainformationen], die zum Verständnis der Informationen notwendig sind), müssen, um den Voraussetzungen des § 4 Abs. 3 RegR Genüge zu tun, alle Informationen, die für den Erlass oder die Versagung eines Verwaltungsaktes erheblich sind, in der E-Akte gespeichert werden. Hier ist es sehr schwierig, die Granularität für die Praxis abzuschätzen. Sicher ist, dass alle Anträge und die gesamte Kommunikation mit den Registernutzenden dazu gehören werden sowie alle behördlichen Erwägungen, die vor allem zur Versagung eines begehrten Verwaltungsakts geführt haben, sofern diese üblicherweise verschriftlicht werden. Das betrifft in der Praxis – bis zur vollständigen Automatisierung durch Datenabrufe - voraussichtlich Überlegungen zur Anlagenregistrierung. Wenn der*die Sachbearbeiter*in bei der Unvollständigkeit oder Fehlerhaftigkeit von Nachweisen beim Registrierungswilligen nachfragt, ist dies Kommunikation mit dem*der (zukünftigen) Registernutzenden und würde nach der aktuellen Planung in der E-Akte gespeichert. Die Planung wäre dann nur noch darum zu ergänzen, dass auch für **Registrierungswillige** schon eine eigene (vorläufige) E-Akte anzulegen wäre. Hierzu müsste dann eventuell ein Löschkonzept erstellt werden, um diese Vorgänge zu löschen, wenn letztendlich keine Akte für diesen Registrierungswilligen angelegt wird.

Hinsichtlich der *wahrheitsgetreuen Aktenführung* kommt es – bei noch menschlichem Verwaltungshandeln – auf die Tätigkeiten des*der einzelnen Sachbearbeiters*Sachbearbeiterin an. Hier kann aus der formalen Anlage des Veraktungssystems nichts hergeleitet werden, was diesem Grundsatz widerspräche.

Insgesamt genügt das geplante Vorgehen damit den verpflichtenden Vorgaben des § 6a EGovG.

Wie oben schon dargestellt, hat die jeweilige Bundesbehörde ein Organisationsermessen. Anhalt bietet auch hier § 6 Abs. 4 RegR:

> *“Bei elektronischer Vorgangsbearbeitung ist sicherzustellen, dass die Dokumente, der Laufweg und die Aufzeichnungen aus der Bearbeitung (z. B. Geschäftsgangvermerke, Verfügungen, Aktenvermerke, Zeichnungen, Mitzeichnungen, Kenntnisnahmen) in Protokoll- und Bearbeitungsinformationen nachgewiesen und der elektronischen Akte zugeordnet werden.“*

Da § 6 Abs. 4 RegR präziser und enger ist als § 6a EGovG, wäre das UBA „auf der sicheren Seite“, wenn zusätzlich diese Anforderungen aus der RegR erfüllt würden. Um dies umzusetzen, müssten de facto alle schriftlichen Notizen von Sachbearbeitenden auch in die E-Akte aufgenommen werden. Sofern es lediglich die oben geschilderten Fragen bei der Anlagenregistrierung als einer der wenigen noch „menschlichen Tätigkeiten“ bei der HKNR-Verwaltung betrifft, so müssten dann die schriftlichen Überlegungen (z. B. Aktenvermerke) über die Kommunikation mit den Registrierungswilligen in der E-Akte vermerkt und gespeichert werden.

Im **Ergebnis** genügt die geplante Veraktungssystematik – unter Berücksichtigung der vorstehenden Ausführungen – den Anforderungen des § 6a EGovG. Wichtig ist, in der E-Akte nachvollziehbar abzubilden, welche*r Sachbearbeiter*in welche Entscheidung getroffen hat, insbesondere, soweit der Erlass eines begehrten Verwaltungsakts versagt wird.

3.2.4.2 Interaktion über das G-HKNR und WK-HKNR mit dem*der Nutzenden

3.2.4.2.1 Identifikation des*der Registernutzenden durch Nutzerkonten nach § 3 des Onlinezugangsgesetzes

Vom Auftraggeber wurde zur Information u. a. ein PDF-Dokument mit dem Titel „HKNR-Testsystem-Postident-Coupon“ aus dem S-HKNR zur Verfügung gestellt. Dieses wird bei dem Antrag auf Registrierung erzeugt. Der Antragsteller muss seine Identität dann bei einer Postfiliale mit dem POSTIDENT-Verfahren nachweisen. Diese Pflicht ergibt sich aus § 6 Abs. 5 HkRNDV. Eine solches Verfahren ist jedoch in der GWKHV nicht mehr vorgesehen: § 7 Abs. 2 GWKHV regelt lediglich die Erforderlichkeit eines Kontos, das nach § 8 Abs. 1 GWKHV auch ein Postfach beinhaltet. Fraglich ist, welche Anforderungen für die Kontoeröffnung zu beachten sind.

3.2.4.2.2 Anwendbarkeit des OZG

Für Verwaltungsleistungen der öffentlichen Stellen des Bundes einschließlich der bundesunmittelbaren Körperschaften gilt das OZG. Damit gilt dieses Gesetz auch für das UBA. Laut § 1a Abs. 1 S. 1 OZG sind Bund und Länder verpflichtet, ihre Verwaltungsleistungen auch elektronisch über Verwaltungsportale anzubieten.

Ein „Verwaltungsportal“ bezeichnet nach der Legaldefinition des § 2 Abs. 2 OZG ein bereits gebündeltes elektronisches Verwaltungsangebot mit entsprechenden Angeboten einzelner Behörden. Hier könnte zu überlegen sein, ob die zu untersuchenden G-HKNR und WK-HKNR Teil eines solchen Angebots des UBA sind.

„Elektronische Verwaltungsleistungen“ bezeichnen gemäß § 2 Abs. 3 OZG die elektronische Abwicklung von Verwaltungsverfahren und die dazu erforderliche elektronische Information des*der Nutzenden und Kommunikation mit dem*der Nutzenden über allgemein zugängliche Netze (Pokutnev, 2025). § 3 Abs. 1 S. 1 OZG sieht nun vor, dass die Identifizierung und Authentifizierung der Nutzenden für die Inanspruchnahme elektronischer Verwaltungsleistungen im Portalverbund über ein zentrales Bürgerkonto, das der Bund bereitstellt, erfolgen soll.

3.2.4.2.3 Nutzerkonten nach § 3 OZG für die Kontoeröffnung nach § 9 GWKHV?

Hier stellt sich die Frage, welche Bedeutung das Bürgerkonto nach § 3 OZG für die der GWKHV unterfallenden Konten hat. Zukünftig soll das Bürgerkonto über eine sog. „BundID“ für Anträge auf Verwaltungsleistungen erfolgen können (Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat [BMI], 2024). Dies würde, auf die HKNR bezogen, natürliche Personen betreffen, die nach § 9 Abs 1 GWKHV ein Konto eröffnen können. Soweit ersichtlich, sind die für das Bürgerkonto und die BundID erforderlichen Rechtsverordnungen noch nicht umgesetzt worden.

Für die zu schaffenden G-HKNR und WK-HKNR stellt sich die Frage, ob die in § 9 GWKHV für die Kontoeröffnung erforderlichen Angaben[45] auch für das Bürgerkonto zu machen sind. Sollten alle diese Angaben auch für das Bürgerkonto notwendig sein, gäbe es keinen Grund, warum eine Kontoeröffnung beim UBA für das G-HKNR bzw. das WK-HKNR nicht auch über das Bürgerkonto möglich sein sollte. Dies würde dann auch einen Prüfungsschritt durch den*die Sachbearbeiter*in ersparen, weil alle diese Angaben bereits beim Bürgerkonto geprüft worden sind.

Nach § 2 Abs. 5 OZG ist ein „Nutzerkonto“ eine zentrale IT-Komponente zur einmaligen oder dauerhaften Identifizierung und Authentifizierung der Nutzenden zu Zwecken der Inanspruchnahme von Verwaltungsleistungen der öffentlichen Verwaltung sowie zur

[45] Name und Vorname (Nr. 1), Wohnanschrift (Nr.) Telefonnummer (Nr. 3), E-Mail-Adresse (Nr.4), USt-ID (Nr. 5)

vorgangsbezogenen sicheren Kommunikation über ein Postfach im Sinne von § 2 Abs. 7 OZG. Nutzende sind nach § 2 Abs. 4 OZG natürliche Personen (Nr. 1), Unternehmen im Sinne des § 3 Abs. 1 Unternehmensbasisdatengesetzes (Nr. 2) sowie Behörden (Nr. 3). § 3 OZG sieht dann Verfahren für die Identifizierung und Authentifizierung vor. Das Nutzerkonto wird für Bürger*innen in Form eines Bürgerkontos und für juristische Personen, rechtsfähige Vereinigungen, Gewerbetreibende, Freiberufler oder Behörden als Organisationskonto angeboten. Die Verwendung von Nutzerkonten ist nach § 2 Abs. 5 S. 5 OZG für die Nutzenden freiwillig. Die Nutzerkonten sind interoperabel ausgestaltet, damit Nutzende mit einem einmal angelegten Nutzerkonto Zugang zu allen Verwaltungsleistungen des Portalverbundes erhalten, gleich von welchem Verwaltungsträger sie angeboten werden. Daher stellt § 7 Abs. 3 OZG klar, dass das Nutzerkonto grundsätzlich von allen öffentlichen Stellen im Portalverbund anzuerkennen ist (Lutz in Kipker, 2023). Diese Vorgaben wären auch vom UBA zu beachten. Dieses Konzept würde dann auch beinhalten, dass im Zweifel nur ein Nutzerkonto für alle beim UBA zu führende Register ausreichen müsste.

Übertragen auf die beiden HKNR gilt demnach Folgendes.

Für juristische Personen und rechtsfähige Personengesellschaften gilt § 9 Abs. 2 GWKHV für die Kontoeröffnung. Das Äquivalent im OZG sind „Unternehmen“ im Sinne des § 2 Abs. 4 Nr. 2 OZG, in welchem auf § 3 Abs. 1 des Unternehmensbasisdatenregistergesetzes (UBRegG) verwiesen wird. § 1 UBRegG sieht vor, dass beim Statistischen Bundesamt (Registerbehörde) ein Register über Unternehmensbasisdaten (Basisregister) errichtet und betrieben wird. In § 3 Abs. 1 UBRegG ist dann aufgeführt, welche Unternehmen in diesem Register gespeichert werden.[46] Dies umfasst demnach die in § 9 Abs.2 GWKHV aufgeführten Kreise. § 3 Abs. 5 S. 2 OZG regelt, dass für Unternehmen nach § 3 Abs. 1 UBRegG ein „Organisationskonto“ als Nutzerkonto zur Verfügung stehen muss.

Die Nutzerkonten, in der Form des „Bürgerkontos“ bei natürlichen Personen (§ 2 Abs. 5 S 1 OZG) und des „Organisationskontos“ (§ 2 Abs. 5 S 2 OZG) bei Unternehmen § 3 Abs. 1 UBRegG müssten für die Kontoeröffnung nach § 9 Abs. 1 GWKHV (natürliche Personen) und § 9 Abs. 2 GWKHV genügen, wenn die jeweiligen Personenkreise über ein solches Konto verfügen.

Die Nutzenden sollten jedoch weiterhin ein ***Nutzerkonto für die HKNR***[47] eröffnen müssen. Hierfür könnten lediglich die Daten aus den jeweiligen ***lehn*** erfolgen. Der Datenaustausch müsste dann über eine Schnittstelle mit dem durch den Bund nach § 3 Abs. 1 OZG bereit gestellten Bürgerkonto bzw. dem nach § 3 Abs. 2 OZG bereitzustellenden Organisationskonto erfolgen. Die genannten Vorgaben der OZG könnten über die noch zu erlassende Durchführungsverordnung für die Zwecke der HKNR-Verwaltung angepasst werden. § 9 GWKHV könnte unverändert bleiben, da die notwendigen Angaben für Nutzerkonto nach dem OZG einerseits und § 9 GWKHV anderseits dieselben sind.

Das hierfür zuständige Bundesinnenministerium hat nach unserer Kenntnis die Rechtsverordnungen für das Bürgerkonto nach § 3 Abs. 1 OZG und das Organisationskonto nach § 3 Abs. 2 OZG noch nicht erlassen.

Sofern Registrierungswillige bereits über ein Bürger- bzw. Organisationskonto verfügen, entfielen mögliche Prüfungsschritte durch das UBA bei der Kontoeröffnung für die HKNR.

[46] Kaufleute i. S. d. Handelsgesetzbuch (HGB) (Nr. 1), Genossenschaften im Sinne des Genossenschaftsgesetzes, eingetragene Gesellschaften bürgerlichen Rechts (GbR) (Nr. 3), Partnerschaften im Sinne des Partnerschaftsgesellschaftsgesetzes (PartGG) (Nr. 4), Vereine im Sinne des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB) (Nr. 5), wirtschaftlich Tätige im Sinne der AO (Nr. 7).

[47] Dieses Nutzerkonto könnte u.E. dann für alle beim UBA zu führenden Register Verwendung finden.

3.2.4.2.4 Bekanntgabe der Verwaltungsakte, § 9 OZG

§ 41 Abs. 2a VwVfG sieht vor, dass mit Einwilligung des Beteiligten ein elektronischer Verwaltungsakt dadurch bekannt gegeben werden kann, dass er vom Beteiligten oder von seinem Bevollmächtigten über öffentlich zugängliche Netze abgerufen wird. Die Behörde hat zu gewährleisten, dass der Abruf nur nach Authentifizierung der berechtigten Person möglich ist und der elektronische Verwaltungsakt von ihr gespeichert werden kann. (§ 41 Abs. 2a Satz 1, 2 VwVfG).

Diese Regelung greift § 9 Abs. 1 S. 1 OZG auf. Dieser sieht vor, dass mit Einwilligung des*der Nutzenden ein elektronischer Verwaltungsakt dadurch bekannt gegeben werden kann, dass er vom*von der Nutzenden oder seinem*ihrer Bevollmächtigten über öffentlich zugängliche Netze von dessen Postfach als Teil des Nutzerkontos abgerufen wird.

Das Postfach ist nach § 8 Abs. 1 GWKHV vorgesehen.

Die Einwilligung gilt nach § 9 Abs. 1 S. 2 OZG als erteilt, sofern der*die Nutzende nicht im Rahmen der Inanspruchnahme einer elektronischen Verwaltungsleistung eine elektronische Bekanntgabe über ein Postfach ausschließt. Die Behörde – hier das UBA – hat zu gewährleisten, dass der Abruf nur nach Authentifizierung der berechtigten Person möglich ist und dass der elektronische Verwaltungsakt von dieser gespeichert werden kann. Der Verwaltungsakt gilt am dritten Tag nach der Bereitstellung zum Abruf als bekannt gegeben. Im Zweifel hat die Behörde für den Eintritt der Fiktionswirkung die Bereitstellung und den Zeitpunkt der Bereitstellung nachzuweisen. Diese Möglichkeit sollte unbedingt genutzt werden.

Wir weisen außerdem auf die Grundsätze der elektronischen Abwicklung, § 9a OZG, hin, die einige Bedingungen für den Schutz des*der Nutzenden vorsehen.

3.2.4.2.5 Gewährleistung der Akteneinsicht

Die Veraktung muss dergestalt angelegt werden, dass eine Akteneinsicht für Nutzende schnell und unkompliziert möglich ist. Dabei besteht das Recht auf Akteneinsicht nicht schrankenlos: Es kann nur für die Akten des laufenden Verfahrens und nur von dessen Beteiligten geltend gemacht werden (Denkhaus et al., 2019, 11). Die Behörden sind verpflichtet, den bisherigen wesentlichen sachbezogenen Geschehensablauf objektiv, vollständig, nachvollziehbar und wahrheitsgemäß zu dokumentieren. Insoweit ist durch den Einsatz geeigneter technischer Anwendungen und flankierender organisatorischer Regelungen sicherzustellen, dass auch eine elektronisch geführte Verwaltungsakte alle genannten Anforderungen erfüllt. Entsprechend müssen Entscheidungsabläufe transparent und vollständig dokumentiert werden (*Beförderung auf einen förderlichen Dienstposten; Leistungsvergleich; Einbeziehung fremder Beurteilungen,* 07.12.2022).

Die gesetzlichen Vorgaben hierfür finden sich in § 8 EGovG. Die Akteneinsicht nach dieser Vorschrift kann gewährleistet werden, indem die Behörde:

1. einen Aktenausdruck zur Verfügung stellt (Nr. 1),
2. die elektronischen Dokumente auf einem Bildschirm wiedergibt (Nr. 2),
3. elektronische Dokumente übermittelt (Nr. 3) oder
4. den elektronischen Zugriff auf den Inhalt der Akten gestattet (Nr. 4).

Die elektronische Übermittlung von Dokumenten der Akte oder des Vorgangs muss auf einem sicheren Übertragungsweg erfolgen. Dies kann bspw. über ein vom Verfahrensbeteiligten geführtes Nutzerkonto oder per De-Mail erfolgen. Die Sicherstellung der Identität des Antragstellers erfolgt jeweils beim Einloggen (Denkhaus et al., 2019, 17). Im Fall des § 8 Nr. 4 EGovG erhält der Berechtigte die Möglichkeit, von seinem Rechner über eine Internetverbindung

auf das elektronische Aktensystem des Gerichts zuzugreifen („Onlinezugriff“). Es erfordert eine sichere Authentifizierung vor dem jeweiligen Systemzugriff (S. Jandt et al., 2016). Dass eine verlässliche Identifizierung bzw. Authentifizierung hergestellt werden muss, ist auch beim Themenkreis rechtssichere Zustellung elektronischer Verwaltungsakte der Fall. Bei der Kommunikation mit Rechtsanwälten kann auf das besondere Anwaltspostfach als sicheren Kommunikationsweg zurückgegriffen werden.

Ein Weg könnte demnach darin bestehen, bestimmte Akteninhalte – ggf. auf Verlangen des*der Nutzenden – auch über das Nutzerkonto zugänglich zu machen. Dies wäre dann grundsätzlich durch § 8 Nr. 3 EGovG gedeckt.

Über die Art und Weise der Erteilung der Akteneinsicht entscheidet die Behörde nach pflichtgemäßem Ermessen. Der Umfang des Akteneinsichtsrechts darf nicht vom Medium abhängig gemacht werden, dessen sich die Behörde zur Führung der Akte bedient. Soweit die allgemeinen Voraussetzungen an die Gewährung der Akteneinsicht gegeben sind bzw. eine solche überhaupt vorgesehen ist, muss also die Einsicht in die elektronische Akte im gleichen Umfang ermöglicht werden wie bei der Papierakte (Denkhaus et al., 2019, 25). Auch kann die Behörde dem Begehrenden einen elektronischen Zugriff auf dem Bildschirm in den Behördenräumen ermöglichen. Hierbei sind im pflichtgemäßen Ermessen der Behörde liegende Vorkehrungen zu treffen, die sicherstellen, dass der Begehrende nur von den für ihn bestimmten Informationen Kenntnis erlangen kann und Manipulationen ausgeschlossen sind. Erforderlichenfalls sind die ihn betreffenden Teile zu extrahieren. Daneben ist auch die Zurverfügungstellung des Inhalts der elektronischen Akte mittels Datenträger oder über E-Mail-Versand zulässig (Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der elektronischen Verwaltung sowie zur Änderung weiterer Vorschriften [Drucksache 17/11473], 2012). Mit Blick auf den Datenschutz muss den Erfordernissen der Integrität und Authentizität der versandten Daten Rechnung getragen werden. Es muss sichergestellt sein, dass Inhalte nicht unbefugt zur Kenntnis genommen und missbräuchlich verwendet werden können.

3.3 Gutachten zur Zulässigkeit von Zeitgebühren für die Administrierung der Register für Gase und Wärme-Kälte nach der GWKHV

3.3.1 Sachverhalt

Am 01.05.2024 trat die Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung in Kraft. Die Verordnung konkretisiert die Regelungen des Herkunftsnachweisregistergesetzes. Regelungsgegenstand ist die Verwaltung eines Registers für erneuerbare Gase und eines Registers für erneuerbare Wärme-Kälte.

In dem Register können sich Anlagenbetreiber registrieren, um Herkunftsnachweise zu erhalten. Außerdem können HKN übertragen und entwertet werden können. Gemäß der GWKHV sind dafür verschiedene Schritte erforderlich. Zunächst können Nutzende ein Konto eröffnen. Anschließend können Anlagenbetreiber ihre Anlagen registrieren und einen Antrag auf Ausstellung eines Herkunftsnachweises beantragen.

Damit HKN ausgestellt werden können, muss der Anlagenbetreiber verschiedene Voraussetzungen erfüllen. §§ 10-12 GWKHV präzisiert die Anforderungen an die Anlagenbetreiber für die Ausstellung eines Herkunftsnachweises und für die dafür erforderliche Registrierung im Register. Falls bei der Prüfung des Antrags Zweifel aufkommen, kann das UBA als registerführende Behörde verlangen, dass die übermittelten Daten durch einen*eine qualifizierte*n und unabhängige*n Gutachtende*n bestätigt werden, § 12 Abs. 2 GWKHV.

Insbesondere bei der Verwendung von Biomasse müssen Nutzende nach § 15 Abs. 6 GWKHV angeben, ob die Vorgaben der BioSt-NachV bzw. der Biokraft-NachV erfüllt worden sind. Dies schließt u. U. die Vorlage von Umweltgutachten ein. Für besonders aufwendige Fälle erfordert die Prüfung dieser Voraussetzungen eine erhebliche Personalkapazität.

Zuständig für die Errichtung und den Betrieb des Registers ist das UBA, § 3 GWKHV. Gegenwärtig plant das UBA die Errichtung und Inbetriebnahme des Registers. Ziel ist dabei, dass die Vorgänge innerhalb des Registers weitgehend elektronisch stattfinden und ggf. erforderliche Verwaltungsakte automatisch erlassen werden können. Da die Prüfung der Voraussetzungen für die Registrierung und ggf. von Umweltgutachten in besonderem Maße personelle Ressourcen im UBA bindet, besteht das Bedürfnis, bei besonders aufwendigen Prüfungen Gebühren zu erheben, die den besonderen Zeitaufwand bei der Prüfung reflektieren (nachfolgend „**Zeitgebühren**“) zu erheben. Die Zeitgebühren könnten in die noch zu erstellende Gebührenverordnung für die Nutzung der beiden Register aufgenommen werden. Auch die Deutsche Emissionshandelsstelle könne nach Aussage des UBA bei der Verwaltung von Vorgängen zur Abwicklung der Berechtigungen im Rahmen des TEHG Zeitgebühren erheben.

3.3.2 Fragestellung

Fraglich ist, ob das Umweltbundesamt für die Administrierung des Gas-/Wärme-Kälte-HKHR Zeitgebühren verlangen kann, wenn die Prüfung der Voraussetzungen besonders zeitintensiv ist.

3.3.3 Zusammenfassende Bewertung

In der auf Grundlage von § 22 Abs. 4 des Bundesgebührengesetzes noch zu erlassenden Gebührenverordnung können Zeitgebühren vorgesehen werden.

3.3.4 Rechtliche Prüfung

3.3.4.1 Zulässigkeit nach der BMUVBGebV

3.3.4.1.1 Gebühren nach der BMUVBGebV

Für Gebühren, die im Zuständigkeitsbereich des Bundesumweltministeriums erhoben werden können, wurde die Besondere Gebührenverordnung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen in dessen Zuständigkeitsbereich (im Folgenden: **BMUVBGebV**) geschaffen. Die BMUVBGebV trat am 01.10.2021 in Kraft.

Gem. § 1 Abs. 1 Nr. 5 BMUVBGebV gelten die Gebühren auch für solche Gebühren, die auf Grund des TEHG erhoben werden.[48] Für das TEHG ist § 28 Abs. 4 Nr. 4 TEHG die Rechtsgrundlage für das BMU, eine Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates über die Erhebung von Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Zulassungsstelle zu erlassen. In dem zugehörigen Abschnitt 5 der Anlage zu § 2 Abs. 1 BMUVBGebV sind unterschiedliche Gebühren iHv. 393,00 € für die Kontoeinrichtung und 480,00 € - 5.600 € für die „*vollständige und teilweise Zurückweisung von Widersprüchen gegen Verwaltungsakte auf Grundlage des TEHG*“ vorgesehen. Nicht ausdrücklich vorgesehen sind „Gebühren nach Zeitaufwand“.

[48] Bis zum 01.10.2021 galt § 22 TEHG und normierte die Rechtsgrundlage für die Erhebung von Gebühren für den Vollzug des TEHG. In der ursprünglichen Fassung des TEHG war eine Verordnungsermächtigung enthalten, auf Grund derer die Emissionshandelskostenverordnung 2007 erlassen wurde. Die Rechtsgrundlage für die allgemeine Emissionshandelsgebühr wurde vom OVG Berlin-Brandenburg (Urt. v. 5.3.2009 – 12 B 13/08) für nichtig erklärt, da die maßgeblichen Vorschriften der EHKostV 2007 nicht von der Ermächtigung in § 22 S. 1 TEHG gedeckt waren (Ehrmann, 2019, 3).

3.3.4.1.2 Zeitgebühren in der BMUVBGebV

Zeitgebühren sind jedoch in Abschnitt 6 der Anlage zu § 2 Abs. 1 BMUVBGebV zur Trinkwasserverordnung vorgesehen. Dort ist unter Nr. 1.4 die „*Änderung der Liste*“ (zulässiger Aufbereitungsstoffe und Desinfektionsverfahren auf Antrag nach § 20 Abs. 4 TrinkwV) in der Spalte „Gebühren in Euro“ „*nach Zeitaufwand*“ vermerkt. Hierzu regelt § 3 BMUVBGebV:

> *„Wenn im Gebühren- und Auslagenverzeichnis in der Anlage nichts anderes bestimmt ist, gelten für den Zeitaufwand von Verwaltungsbeschäftigten in der Bundesverwaltung die allgemeinen pauschalen Stundensätze für Verwaltungsbeschäftigte in der Bundesverwaltung, die in der Anlage 1 Teil A der Allgemeinen Gebührenverordnung in der am 18. Februar 2021 geltenden Fassung festgelegt sind.“*

Im Referentenentwurf wird die Aufnahme der Zeitgebühren im Abschnitt 6 zur TrinkwV damit begründet, dass durch eine vorgenommene rechtliche Änderung dem UBA zusätzlicher Erfüllungsaufwand entstünde (Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Besondere Gebührenverordnung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen in dessen Zuständigkeitsbereich, 2021). Für die zusätzlichen Tätigkeiten werden insgesamt 52 Minuten veranschlagt. Da verschiedene Laufbahngruppen betroffen sind, wird ein durchschnittlicher Standardlohnsatz je Stunde in Höhe von 38,80 € für die Berechnung des Erfüllungsaufwands verwendet.

3.3.4.1.3 Anwendbarkeit der BMUVBGebV auf die GWKHV

Fraglich ist, ob die BMUVBGebV auch für die Zeitgebühren gelten könnte, die sich aufgrund der öffentlichen Leistungen im Zusammenhang mit den Prozessen der Registrierung und Verwaltung in den Herkunftsnachweisregistern G-HKNR und WK-HKNR ergeben.

Dafür würde sprechen, dass in beiden Fällen von derselben Behörde, dem UBA, Register erstellt und betrieben werden, um dort Nachweise zu erlangen und zu verwalten.

Dem könnte jedoch entgegenstehen, dass das UBA vorliegend zwar nach § 3 S. 1 GWKHV i. V. m. § 5 Abs. 1 Nr. 7 lit. e HkNRG für die Administration der GWKHV zuständig ist. Jedoch kann es nach § 40 S. 1 GWKHV „nur im Einvernehmen mit dem **BMWK**“ handeln. Aus dem Titel der BMUVBGebV ergibt sicher bereits, dass diese nur für das BMU gilt.

Daher kann die Gebührenverordnung für das G-HKNR und das WK-HKNR nicht in die BMUVBGebV inkorporiert werden. Sollte die Zuständigkeit für die GWKHV wieder zum BMU wechseln, wäre eine Aufnahme der Gebühren in die BMUVBGebV grundsätzlich möglich. Dazu müsste allerdings die BMUVBGebV auch um den Anwendungsbereich erweitert und eine genaue Regelung für die GWKHV-Gebühren in der Anlage hinzugefügt werden.

3.3.4.2 Zulässigkeit von Zeitgebühren nach dem BGebG

3.3.4.2.1 Ermächtigungsgrundlage für Gebührenverordnung

Die für das G-HKNR das WK-HKNR zu schaffende Gebührenverordnung muss also auf eine andere gesetzliche Grundlage gestützt werden. Eine konkrete, ausdrückliche Verordnungsermächtigung für den Erlass der Gebührenverordnung findet sich weder in § 2 HkNRG, noch in § 40 GWKHV. Indirekt könnte man eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung aus § 2 Nr. 9 HkNRG ableiten, wonach „*die Durchführung und weitere Ausgestaltung der Herkunftsnachweisregister zu regeln*“ sind. In der Begründung der GWKHV (S. 32f.) wird für die „Gebührenverordnung“ auf § 22 Abs. 4 BGebG Bezug genommen. Der

Verordnungsgeber der GWKHV ging demnach davon aus, dass die Ermächtigungsgrundlage für die Gebührenverordnung für die hier in Rede stehenden Register § 22 Abs. 4 BGebG ist.

Das Bundesgebührengesetz löste das Verwaltungskostengesetz 2013 ab. Für die in Bundeszuständigkeit verbleibenden Gebührenmaterien schafft § 1 BGebG eine gesetzliche Ermächtigung zur Gebührenerhebung für die auf Bundesrecht beruhende Verwaltungstätigkeit. Das BGebG *„gilt für Gebühren und Auslagen öffentlich-rechtlicher Verwaltungstätigkeit der Behörden des Bundes […] soweit dieses Gesetz oder die Gebührenverordnungen nach § 22 Abs. 3 und 4 für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen die Erhebung von Gebühren oder die Erstattung von Auslagen vorsehen“*, § 2 Abs. 1 BGebG.

Nach § 22 Abs. 4 BGebG erlassen die Bundesministerien ohne Zustimmung des Bundesrates Besondere Gebührenverordnungen für ihren Zuständigkeitsbereich, soweit keine Regelungen durch die Allgemeine Gebührenverordnung getroffen wurden. Zu beachten ist demgemäß, dass gem. § 22 Abs. 4 BGebG nicht das UBA selbst, sondern das zuständige Bundesministerium zum Erlass der Rechtsverordnung ermächtigt ist.

3.3.4.2.2 Zeitgebühren nach dem BGebG

Nach § 11 des BGebG sind die Gebühren sind wie folgt zu bestimmen:

5. durch feste Sätze (Festgebühren),
6. nach dem Zeitaufwand für die individuell zurechenbare öffentliche Leistung (Zeitgebühren) oder
7. durch Rahmensätze (Rahmengebühren).

Die Zeitgebühr ist also in § 11 Nr. 2 BGebG ausdrücklich als Gebührenart vorgesehen. Besondere Anforderungen oder Voraussetzungen für die Zeitgebühr werden dabei nicht gestellt.

Die Kosten können über die nach § 22 Abs. 4 BGebG zu erlassenden Rechtsverordnungen erhoben werden, soweit es sich um individuell zurechenbare öffentliche Leistungen i. S. v. § 3 Abs. 1 BGebG handelt, die von den in § 2 Abs. 1 BGebG genannten Bundesbehörden, bundesunmittelbaren Anstalten und Körperschaften vorgenommen worden sind (Prömper, 2016). Die Gebühr ist von einer Gegenleistungsfunktion geprägt. Im BGebG ist als leitendes Prinzip das Kostendeckungsgebot in § 9 Abs. 1 Satz 1 verankert. Detaillierte Vorgaben zur Kalkulation der Gebühren sind in der Rechtsverordnung nach § 22 Abs. 3 BGebG, der Allgemeinen Gebührenverordnung (**AGebV**), enthalten.

§ 10 AGebV regelt dabei auch Zeitgebühren. Nach § 10 Abs. 1 AGebV ist die Zeitgebühr „*nach dem Zeitaufwand, der für die Erbringung der gebührenfähigen Leistung im Einzelfall erforderlich ist, zu bestimmen*.“ Die dann anzusetzenden Stundensätze ergeben sich dann aus den jeweiligen Anlagen der AGebV.

3.3.4.2.3 Voraussetzung für Zeitgebühren im Einzelnen

Zur Regelung von Zeitgebühren müssen die allgemeinen Voraussetzungen für Gebühren des BGebG vorliegen.

Zunächst müsste es sich also bei der Prüfung der unterschiedlichen Voraussetzungen der GWKHV um eine auf Bundesrecht beruhende Verwaltungstätigkeit handeln. Zweifellos handelt es sich bei der GWKHV um Bundesrecht. Diese Voraussetzung liegt damit vor.

Ferner müsste es sich beim UBA um eine in § 2 Abs. 1 BGebG genannte Bundesbehörde, bundesunmittelbare Anstalt oder Körperschaft handeln. Nach § 1 des Gesetzes über die Errichtung eines Umweltbundesamts ist das UBA eine selbstständige Bundesoberbehörde. Damit ist auch diese Voraussetzung erfüllt.

Weiterhin müsste es sich nach § 3 Abs. 1 BGebG um individuell zurechenbare öffentliche Leistungen handeln. Bei der Hinzuziehung von Gutachtenden nach § 12 Abs. 2 GWKHV oder der notwendigen Prüfung von Umweltgutachten im Rahmen des § 15 GWKHV durch das UBA handelt es sich um eine hoheitliche und damit öffentliche Leistung. Da es sich jeweils um die Prüfung der erzeugten Gase oder thermischer Energie konkreter Anlagen handelt, sind diese Prüfungen auch dem jeweiligen Antragsteller individuell zurechenbar.

Damit liegen die Voraussetzungen für den Erlass von Zeitgebühren in der noch zu erlassenden Gebührenverordnung grundsätzlich vor. Die Gebührenverordnung ist durch das zuständige Bundesministerium zu erlassen.

4 Anwendungsfälle der neuen Herkunftsnachweisregister

Auf Basis der Marktanalysen und der Analyse des relevanten Rechtsrahmens wurden im Projekt Anwendungsfälle identifiziert und priorisiert, die für die zukünftige Nutzung der HKNR und somit deren Ausgestaltung wichtige Rahmenbedingungen bilden. Es wurden insgesamt 72 Anwendungsfälle[49] für HKN identifiziert und ausgewertet. Die ausgewählten Anwendungsfälle wurden auf einer Projektbesprechung mit dem Umweltbundesamt am 24.04.2024 in Berlin vorgestellt und deren Priorisierung in Abstimmung mit dem Auftraggeber angepasst. Die Priorisierung wurde anhand zweier Dimensionen vorgenommen:

1. Inhaltliche Priorität (hoch/mittel/gering): Welche Anwendungsfälle sind für die Nutzenden am wichtigsten?
2. Zeitliche Priorität (dringend/nicht dringend): Welche Prozesse müssen folglich für welche Anwendungsfälle am dringlichsten implementiert werden?

Stand der Ausarbeitung der Anwendungsfälle ist April 2024. Der europarechtlich verankerte, zentrale Anwendungsfall von HKN ist die Verbraucherinformation zu Erneuerbaren-Energien-Anteilen an Energielieferungen (Art. 19 Abs. 1 RED), verbunden mit HKN-basierten Kennzeichnungspflichten im Fall von Strom und Gasen aus erneuerbaren Energien (Art. 19 Abs. 8 RED, siehe Kapitel 3.1). Die breiter angelegte Auswertung möglicher Anwendungsfälle dient dazu, auf der Kennzeichnung aufbauende und ergänzende Nutzungen der HKNR zu identifizieren. Dies soll eine resiliente Registerauslegung ermöglichen, die auch zukünftige Anpassungen bei sich weiterentwickelnden Bedürfnissen von Nutzenden unterstützt. Gleichzeitig ist die inhaltliche und zeitliche Priorisierung erforderlich, um einen optimalen Ressourceneinsatz zu gewährleisten, mit klarer übergreifender Priorisierung der Kennzeichnungs- und Verbraucherinformationsfunktion von HKN. Die nachfolgende Darstellung orientiert sich abermals an den jeweiligen Energieträgern.

4.1 Biomethan

Für Biomethan wurden 18 Anwendungsfälle identifiziert. Da im Biomethanbereich schon etablierte Nachweissysteme in der Massenbilanzlogik bestehen, steht der Ausschluss einer Doppelzählung oder -vermarktung an erster Stelle der Prioritätenliste. Zuerst muss die Beziehung zwischen dem bereits praktizierten Book & Claim- und Massenbilanzansatz mit dem dena Biogasregister und Nabisy geklärt werden. Die Rolle der Union Database als EU-übergreifendes Instrument muss vor dem Hintergrund geklärt werden, wonach der Rückverfolgung von flüssigen und gasförmigen, erneuerbaren Brennstoffen und wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen sowie der Verhinderung von Doppel-/Mehrfachzählungen, insbesondere bei grenzüberschreitenden Transaktionen, prioritäre Bedeutung zukommt. Ebenso wird dem bereits praktizierten Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten Priorität eingeräumt. Die Anerkennung des europäischen Erdgasnetzes als ein „geschlossenes“ Massenbilanzsystem in der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 soll der Vereinfachung dieses Handels dienen. Als Anwendungsfälle mit hoher Priorität werden zwei aus dem Entwurf der nationalen Biomassestrategie stammende Hauptverwendungszwecke für Biomethan herausgegriffen: die energetische Nutzung in der Industrie und die Nutzung zur Spitzenlastabdeckung in der Stromerzeugung (BMEL, 2024). Da die Biomethannutzung in der Industrie noch keinen Anforderungen bezüglich der Verfolgung in einem Massenbilanzsystem

[49] Die komplette Tabelle der Anwendungsfälle findet sich unter Anhang1_Abschlussbericht_UBA_HKNR_Übersicht_Anwendungsfälle.xlsx.

unterliegt, wird es potenziell für HKN-Nutzung bedeutend sein. Um an die Förderung für die Biomethan-basierte Stromerzeugung zu kommen, kann trotz der notwendigen Nutzung eines Massenbilanzsystems im Fall der Nutzung zur Spitzenlastabdeckung in Biomethan-BHKW der Einsatz von HKN bei der Änderung der gesetzlichen Anforderungen in Betracht gezogen werden.

Tabelle 19: Biomethan-Anwendungsfälle: dringend, hohe Priorität

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Ausstellung von HKN für Biomethan, dass nach dem EEG und anderen Förderregelungen seitens dena zertifiziert wurde	Klärung Beziehung zwischen MB und HKN inkl. Regelung zum Ausschluss von Doppelzählungen erforderlich (durch Verknüpfung der Nachweise über Identifikationsnummer); Fall besonders wichtig
Ausstellung von HKN für Biomethan, dass nach dem EEG und THG-Quotengesetz seitens Nabisy zertifiziert wurde	Klärung Beziehung zwischen MB und HKN inkl. Regelung zum Ausschluss von Doppelzählungen erforderlich (durch Verknüpfung der Nachweise über Identifikationsnummer), sowie Klärung Rolle UDB
Export und Import in den EU-Grenzen	Erfolgt im Moment über ERGaR-Hub, perspektivisch über AIB Hub; Anerkennung von europäischem Erdgasnetz als ein einziges Massenbilanzsystem
Energetische Nutzung in der Industrie	Hochtemperaturprozesswärme: eine der Hauptanwendungsfälle aus dem Entwurf der Nationalen Biomassestrategie
Nutzung zur Spitzenlastabdeckung in der Stromerzeugung (Biomethan-BHKW)	Im Entwurf der Nationalen Biomassestrategie vorgesehen (aber derzeit Massenbilanzsystem notwendig)

Die ursprünglich als dringend eingestufte Anwendung zur Gaskennzeichnung wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber in die Kategorie „nicht dringend“ verschoben, da die Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie einschließlich der Regelungen zur Gaskennzeichnung frühestens im Jahr 2026, also nach Projektende, erfolgen wird.

Tabelle 20: Biomethan-Anwendungsfälle: nicht dringend, hohe Priorität

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Gaskennzeichnung	Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie bis 2026, Kennzeichnung der Lieferungen an Endkunden*Endkundinnen

Sollte die industrielle Nutzung von Biomethan deutlich zunehmen, können entsprechende Nachweise als Informationsträger für Folgeprodukte wie „grüner“ Stahl genutzt werden. Eine einheitliche Definition von Klimaneutralität ist notwendig, damit diese Instrumente zum rechtssicheren Nachweis der EE-Eigenschaft breiter eingesetzt werden. Nachhaltigkeitsberichterstattung und Klimabilanzierung von Unternehmen würden von der Nutzung von HKN profitieren, da HKN zur validen Berechnung von Emissionsfaktoren beitragen können. Allerdings ist die Bedeutung von HKN angesichts der sich ändernden regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen (laufende Überarbeitung der Scope 2 Guidance des GHG Protocol, nationale Umsetzung der CSRD-Richtlinie, fehlende Definition von Klimaneutralität) noch unklar, weshalb diesen Anwendungsfällen eine mittlere Priorität zugeordnet wurde. Ebenso ist eine mögliche Rolle des HKN-Registers bei der Datenerhebung für den Vollzug durch verschiedene Behörden noch nicht geklärt. Es ist nicht abschätzbar, ob dieser hypothetische Fall

von entsprechenden Stellen zur statistischen Erhebung verwendet würde. Diese Verwendung ist abhängig von der Einführung einer verpflichtenden Kennzeichnung.

Tabelle 21: Biomethan-Anwendungsfälle: dringend, mittlere Priorität

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Informationsträger für Folgeprodukte (z. B. grünen Stahl)	Nutzung Biomethan in der Industrie abhängig von Biomethanpreisen und -verfügbarkeit sowie dem Wasserstoffhochlauf
Gesetzliche Anforderungen bei der Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen	HKN können verlässliche Grundlage für die Berechnung der Emissionsfaktoren darstellen und damit zur Nachhaltigkeitsberichterstattung beitragen
Freiwillige Klimabilanzierung von Unternehmen	Auch hier können HKN verlässliche Grundlage für Emissionsfaktorensein. Anforderungen der Standards zur Bilanzierung befinden sich derzeit im Review, u. a. Scope 2 Guidance des GHGP
Datenerhebung für Vollzug	Derzeit nicht konkretisierbar, wie die Möglichkeit der Einsicht ins Register für den Vollzug von entsprechenden Behörden/Stellen oder Zertifizierungsorganisationen genutzt werden würde. Empfehlung: Von Anfang an mitdenken.

Strom aus Grubengas ist nach dem EEG förderfähig, verliert jedoch bei Inanspruchnahme der Förderung seinen Status als erneuerbarer Strom. In der GWKHV wird es auf das HkNRG verwiesen, wonach Grubengas zur Erfüllung den EE gleichgestellt wird (in Deutschland kann von ca. 2 TWh/a Grubengaserzeugung ausgegangen werden). Grubengas könnte somit ein vielversprechender Anwendungsfall für Herkunftsnachweise werden, vor allem im Vergleich zu anderen kohlenstoffarmen Gasen (Deponie-, Klärgas), die bereits in einem Massenbilanzsystem erfasst werden müssen. Die Nutzung von Bio-LNG für den schwer elektrifizierbaren Verkehr ist einer der Anwendungsfälle aus dem Entwurf der nationalen Biomassestrategie, für die der Massenbilanzierungsansatz erforderlich ist, so dass ohne entsprechende Gesetzesanpassungen keine HKN-Nutzung vorgesehen werden kann. Biogas wird bislang größtenteils lokal zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Der grenzüberschreitende Handel mit aufbereitetem Biomethan findet fast ausschließlich im EU-Rahmen statt; Export und Import von außerhalb der EU spielen eine eher untergeordnete Rolle. Biomethanimporte aus den USA in die EU stoßen vor allem bei US-amerikanischen Produzenten aufgrund der unterschiedlichen Förderregelungen in den jeweiligen Bundesstatten der USA in Wechselwirkung mit den Förderrahmen der EU auf Interesse. Allerdings sind solche Exporte aufgrund der noch unklaren Haltung der EU zur Verfolgung von Biomethanlieferungen aus nicht-EU- und EEA-Ländern in der UDB noch nicht absehbar (vgl. King & Spalding, 2024).

Allerdings wird derzeit eine Biomethankooperation mit der Ukraine angestrebt, für die ein bilaterales Abkommen zur Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus Drittstaaten nach RED II (Art. 19 Abs. 11) geschlossen werden müsste. Sollten diese HKN jedoch für andere Zwecke als die Gaskennzeichnung gegenüber Endkunden*Endkundinnen verwendet werden, wäre zu klären, ob dann noch ein zusätzliches Abkommen erforderlich ist (vgl. Golz et al., 2023).

Zusammenfassend sind die Rahmenbedingungen für den Import und Export von Biomethan in die EU von erheblichen regulatorischen Unsicherheiten geprägt, was die Dringlichkeit dieser Anwendungsfälle beeinträchtigt.

Synthetisches Methan, das aus CO_2 und grünem Wasserstoff hergestellt wird, könnte bei entsprechender Weiterentwicklung der Technologie und höherer Verfügbarkeit von Wasserstoff in Zukunft möglicherweise ein Anwendungsfall sein, sofern die THG-Anforderungen der RED III eingehalten werden können. In diesem Fall müssten Umwandlungsverluste bei der Konversion von Wasserstoff in Methan sowie die Entwertung von Wasserstoff-HKN für die Ausstellung von Methan-HKN berücksichtigt werden.

Die Nutzung des HKNR für statistische Zwecke ist im Moment nicht erkennbar und deshalb nicht abschätzbar und hängt u. a. von der nationalen Umsetzung der Gaskennzeichnung ab.

Tabelle 22: Biomethan-Anwendungsfälle: nicht dringend, mittlere Priorität

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Kohlenstoffarme Gase (Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	Im Moment über Massenbilanzsystem abgebildet, aber Grubengas bisher nicht erfasst und die Herkunft sollte nachgewiesen werden können; daher könnte Grubengas ein relevantes Potenzial für HKN-Nutzung haben.
Nutzung für den schwer elektrifizierbaren Verkehr (LKW)	Im Entwurf der Nationalen Biomassestrategie vorgesehen (im Moment Massenbilanzsystem notwendig)
Export und Import von außerhalb der EU	V.a. kommt hier Ukraine in Frage (-> Pipeline) (Anpassung des rechtlichen Rahmens auf beiden Seiten notwendig); Biomethanimport aus USA in EU -> offen; Deutschland wird vorerst und absehbar kein Exportland für Biomethan sein.
Synthetisches Methan	(hier CO_2 mit H_2): Hohes Potenzial in der Zukunft in Kombination mit Kohlenstoffabscheidung; Umwandlungsverluste sind zu beachten
Statistische Zwecke	Derzeit unzureichend konkretisierbar. Gaskennzeichnung könnte relevant werden; Zeitplan jedoch offen.

Ungefördertes Biomethan wird aufgrund der zu erwartenden geringen Menge als dringender Anwendungsfall, jedoch mit niedriger Priorität eingestuft.

Tabelle 23: Biomethan-Anwendungsfälle: dringend, geringe Priorität

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Biomethan, das nicht im Rahmen einer Förderung vergütet werden kann, bspw. entspricht sein Einsatz in BHKW nicht den EEG-Kriterien	HKN ist das einzige Instrument, um Biomethan ohne Förderung mit einem Zusatzerlös zu vermarkten.

Auf einem HKN könnten Informationen bzw. Nachweise über die THG-Emissionsintensität, auch von Folgeprodukten wie Bio-CNG und Bio-LNG, mitgeführt werden. Daher wird ein optionales Feld für Emissionsfaktoren angenommen, wobei die Optionen zur Verifizierung der Emissionsfaktoren noch nicht festgelegt sind. Die Zwischenspeicherung von Biomethan ist ein potenzieller Anwendungsfall, der ohne eine Anpassung der Förderbedingungen kaum Fahrt

aufnehmen kann, da derzeit nahezu das gesamte produzierte Biomethan für verschiedene Anwendungen verplant ist und nur geringe Restmengen auf dem Markt verbleiben.

Tabelle 24: Biomethan-Anwendungsfälle: nicht dringend, geringe Priorität

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Nachweis der THG-Emissionsintensität, u. a. von Folgeprodukten wie Bio-CNG u. Bio-LNG	Momentan über Massenbilanzsystem geführt; erfordert Kompatibilität der Standards für die Berechnung der THG-Emissionen
Speicherung	Derzeit steht nicht genügend Biomethan für die Zwischenspeicherung zur Verfügung. Bei einer Anpassung der Förderregelungen kann das Angebot an Biomethan erhöht und ein Teil davon zwischengespeichert werden.

4.2 Wasserstoff

Für strombasierten Wasserstoff und Folgeprodukte wurden 15 spezifische Anwendungsfälle identifiziert, die im Folgenden überblicksartig dargestellt werden. Grundsätzlich ist die Relevanz einiger dieser Anwendungsfälle noch schwer abzuschätzen, da es mit dem Register zur 37. BImSchV ein paralleles Nachweissystem für RFNBO geben wird, das für die Nutzenden vermutlich von größerer Relevanz sein wird. Da in diesem jedoch z. B. kohlenstoffarmer Wasserstoff nicht abgebildet wird und die Kriterien für „grünen“ Wasserstoff strenger sind, könnten sich dennoch relevante Anwendungsfälle für Wasserstoff-HKN ergeben.

Tabelle 25: Wasserstoff-Anwendungsfälle: hohe Priorität, dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Anerkennung von HKN aus dem EU-Ausland	Verpflichtung zur Anerkennung nach Artikel 19 der RED III
Ausstellung von HKN für Wasserstoff, der die Kriterien der 37. BImSchV erfüllt	Hohes Potenzial, da die Mehrheit der Wasserstoffproduzenten DA-konformen Wasserstoff erzeugen möchte.
Ausstellung von HKN für strombasierten Wasserstoff bei Entwertung von Strom-HKN	Standard Anwendungsfall für Elektrolyseure

In Bezug auf strombasierten Wasserstoff ist vor allem das Zusammenspiel mit dem Strom-HKNR und die in diesem nötige Entwertung von Strom-HKN für die Ausstellung von Wasserstoff-HKN wichtig. Hierbei gilt es sicherzustellen, dass Wasserstoff-HKN nur bei Entwertung von Strom-HKN ausgestellt werden und Umwandlungsverluste korrekt berücksichtigt werden. Die Anerkennung ausländischer HKN dürfte vor allem für Gase von Relevanz sein. Da das Nachweissystem gemäß der 37. BImSchV größere Bedeutung für Wasserstoff haben wird, ist die Wechselwirkung mit diesem vorrangig zu berücksichtigen.

Tabelle 26: Wasserstoff-Anwendungsfälle: hohe Priorität, nicht dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Nachhaltigkeitsberichterstattung (CSRD/SFDR)	Könnte ein starker Anreiz zur Nutzung von HKN sein. Genaue Verwendbarkeit noch unklar.
Anerkennung aus nicht-EU Ausland	Voraussetzung: Abkommen über die gegenseitige Anrechnung gemäß RED III Artikel 19 Abs. 11

Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch unklar in welcher Form Wasserstoff-HKN im Rahmen der Nachhaltigkeitsberichterstattung genutzt werden können. Da sich jedoch hier ein starker Anreiz für die Nutzung von HKN ergeben könnte, wird diesem Anwendungsfall eine hohe Priorität zugeordnet. Selbiges gilt für die Anerkennung von HKN oder vergleichbaren Nachweisen aus dem Nicht-EU-Ausland, da der Import synthetischer Energieträger zukünftig eine große Rolle spielen wird.

Tabelle 27: Wasserstoff-Anwendungsfälle: mittlere Priorität, dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Einsatz in der Industrie zur Erfüllung der Industriequote	Umsetzung der Vorgaben aus der RED III. Unklar ob hierfür HKN das Mittel der Wahl sein werden
Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff	Blauer, Oranger und Türkiser Wasserstoff

Sollten Wasserstoff-HKN für die Umsetzung der Industriequote, die in der RED III eingeführt wird, anwendbar sein, würde sich hierbei ein relevanter Anwendungsfall für HKN ergeben. Da hierbei jedoch die RFNBO-Konformität gefordert sein wird, ist dies momentan eher als unwahrscheinlich einzustufen. Die Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff könnte ebenfalls von großer Relevanz sein, wobei auch hierfür noch regulatorische Entwicklungen ausständig sind.

Tabelle 28: Wasserstoff-Anwendungsfälle: mittlere Priorität, nicht dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Übertragung von THG-Emissionsdaten	Wasserstoff-HKN bieten die Möglichkeit zur Nachweisführung über (vermiedene) THG-Emissionen von Wasserstoff
Förderung von CapEx	Förderung in Abhängigkeit von HKN. Stand jetzt unwahrscheinlich
Anreize für EE-Anlagenbau	indirekter Anreiz über Strom-HKN
Ökogasprodukte	GEG (z. B. Wasserstoffheizung vergleichbar zu Biogas)
Informationsträger für Folgeprodukte	Beispiel: Grünstahl. Eignen sich HKN für die Nachweisführung der grünen Eigenschaft von z. B. Autos?
Wasserstoff zur Rückverstromung	Rückumwandlung von Wasserstoff zu Strom via Brennstoffzellen und Ausstellung von Strom-HKN
Gas-zu-Gas-Umwandlungsprozesse	Beispiele: Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff, Umwandlung von Wasserstoff zu Methan

Bezüglich weiterer möglicher Anwendungsfälle gilt es die besonderen Herausforderungen durch Energieträgerkonversionen hervorzuheben. Dies gilt bspw. bei der Umwandlung von synthetischem Wasserstoff zu synthetischem Methan aber auch beim Cracking von importiertem grünem Ammoniak zu Wasserstoff. Die entsprechenden Umwandlungen samt deren Wirkungsgrade müssen bei der Ausgestaltung der Prozesse berücksichtigt werden. Unklar ist zum jetzigen Stand inwiefern Wasserstoff-HKN als Informationsträger für grüne Folgeprodukte wie grünen Stahl genutzt werden können. Auch die Nutzung von HKN für die Übermittlung von THG-Emissionsdaten gilt es zu definieren und in der Ausgestaltung des Registers zu berücksichtigen.

4.3 Wärme/Kälte/unvermeidbare Abwärme

Es konnten 34 spezifische Anwendungsfälle im Bereich Wärme und Kälte identifiziert werden. Die Vielzahl an Anwendungsfällen ergibt sich vornehmlich aus der Vielzahl an Technologie- und Energieträgerkombinationen zur Erzeugung thermischer Energie, die in Bezug auf die Ausgestaltung der Registerprozesse ggfs. differenziert betrachtet werden müssen. Diese lassen sich zu 13 Hauptanwendungsfällen zusammenfassen und nach inhaltlicher (hoch, mittel, gering) sowie zeitlicher Umsetzungspriorität (dringend, nicht dringend) unterscheiden.

Tabelle 29: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte – hohe Priorität, dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
HKN für Wärme-/Kälteerzeugung aus **erneuerbaren Quellen, unvermeidbarer Abwärme und thermischer Abfallbehandlung** (auch strom- und gasbasiert)	Ermöglichung des Angebots grüner Produkte; Netztransformation; Grundlage für eine potenzielle Wärmekennzeichnung von Wärmeprodukten

Dringend umzusetzen wäre die HKN-Ausstellung für thermische Energie aus erneuerbaren Quellen, um das Angebot grüner Fernwärme-/Fernkälteprodukte zu ermöglichen. Nachfrageimpulse nach grünen Fernwärmeprodukten lassen sich zurzeit insbesondere durch industrielle Großverbrauchende beobachten, aber auch für die Wohnungswirtschaft können grüne Produkte von großer Bedeutung sein. Bspw. zur Absicherung vor steigenden CO_2-Preisen. Durch das Angebot von grünen Produkten könnten zusätzliche Finanzierungsströme für die Dekarbonisierung der Netze realisiert werden. Außerdem können Fernwärmenetze so im Vergleich zu dezentralen Lösungen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme wettbewerbsfähig bleiben (vgl. z.B. A. Styles & Claas-Reuther, 2023).

Das Angebot eines grünen Produktes muss nach § 5 Abs. 1 Nr. 7 FFVAV mit einer entsprechenden Kennzeichnung der Wärme und/oder Kälte einhergehen. Hierzu sind im Falle einer Lieferverpflichtung von grünen Wärme- oder Kältemengen HKN zu verwenden. Eine entsprechende Möglichkeit zur HKN-Ausstellung und -Entwertung sollte daher dringend umgesetzt werden. Hierunter fallen auch HKN für die Wärme-/Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen sowie für unvermeidbare Abwärme und Wärme aus thermischer Abfallbehandlung (siehe Tabelle 29).

Tabelle 30: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte – mittlere Priorität, dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
HKN-Ausstellung für Wärme-/Kälteerzeugung aus **unvermeidbarer Abwärme für Eigenverbrauch**	Relevanz für Prosumer (z. B. Industrieunternehmen); voraussichtlich nicht extrem häufig, aber aktuell schon relevant
HKN-Ausstellung für **wärmebasierte Kälte** aus erneuerbaren Quellen	Voraussichtlich wenige Fälle, aber aktuell schon relevant bei kostengünstiger/-loser Überschusswärme (z. B. im Sommer)

Voraussichtlich weniger häufig wird die Ausstellung und Entwertung von HKN für eine wärmebasierte Kälteerzeugung erfolgen (siehe Tabelle 30), da diese vor allem dort ökonomischen und ökologischen Sinn macht, wo Wärme, die nicht als solche gebraucht wird, kostengünstig oder bestenfalls als Nebenprodukt verfügbar ist. Da dies mit fortschreitender Erschließung von alternativen bzw. erneuerbaren Wärmequellen (z. B. Geothermie oder Abwärme in Zeiten, in denen die Außentemperaturen keinen Heizbedarf erfordern) praxisrelevanter werden kann, sollten HKN für eine wärmebasierte Kälteerzeugung ebenfalls zeitnah umgesetzt werden.

Wie in Tabelle 30 aufgezeigt, sollte die HKN-Ausstellung und -Entwertung für die Wärme-/Kälteerzeugung aus unvermeidbarer Abwärme für den Eigenverbrauch ebenfalls dringend umgesetzt werden, auch wenn diese aufgrund der erst einmal wenigen – aber schon bestehenden – Fälle mit mittlerer inhaltlicher Priorität eingeschätzt wird. Die Einbindung unvermeidbarer Abwärmequellen ist ein wesentlicher Bestandteil zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Da es sich in diesen Fällen meist um industrielle Abwärme handelt, bei denen die Abwärme erzeugenden Industrieunternehmen eine Prosumer-Rolle einnehmen (European Commission: Directorate-General for Energy et al., 2022; Rösch et al., 2019), ist eine Ausstellung von HKN auch für die vom Unternehmen verbrauchte Menge an unvermeidbarer Abwärme wichtig, um eine lückenlose, effiziente und transparente Nachverfolgung der entsprechenden Energiemengen sicherzustellen. aufgezeigt, sollte die HKN-Ausstellung und -Entwertung für die Wärme-/Kälteerzeugung aus unvermeidbarer Abwärme für den Eigenverbrauch ebenfalls dringend umgesetzt werden, auch wenn diese aufgrund der erst einmal wenigen – aber schon bestehenden – Fälle mit mittlerer inhaltlicher Priorität eingeschätzt wird. Die Einbindung unvermeidbarer Abwärmequellen ist ein wesentlicher Bestandteil zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Da es sich in diesen Fällen meist um industrielle Abwärme handelt, bei denen die Abwärme erzeugenden Industrieunternehmen eine Prosumer-Rolle einnehmen (European Commission: Directorate-General for Energy et al., 2022; Rösch et al., 2019), ist eine Ausstellung von HKN auch für die vom Unternehmen verbrauchte Menge an unvermeidbarer Abwärme wichtig, um eine lückenlose, effiziente und transparente Nachverfolgung der entsprechenden Energiemengen sicherzustellen.

Tabelle 31: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte – mittlere Priorität, nicht dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Thermische Energie aus Speichern (EE, unvermeidbare Abwärme, thermische Abfallbehandlung)	Aktuell wenige Speicher in dt. Wärme-/Kältenetzen; wird aber relevanter (z. B. durch steigende Anzahl an Saisonspeichern)

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
HKN für Wärme-/Kälteerzeugung aus **thermischer Abfallbehandlung für Eigenverbrauch**	Relevant für Prosumer (z. B. Abfallentsorgungsunternehmen); voraussichtlich nicht häufig

Anwendungsfälle mit mittlerer Priorität, die nicht dringend umzusetzen sind, werden in Tabelle 31 aufgezeigt. Dies sind bspw. HKN für thermische Energie aus Speichern. Aktuell sind noch wenige Speicher in deutschen Wärme-/Kältenetzen eingebunden, diese werden aber mit zunehmender Netztransformation relevanter. Es ist bspw. von einer steigenden Anzahl an Saisonspeichern in Wärmenetzten auszugehen (AGFW, 2023b; vgl. Bürger et al., 2021; Engelmann et al., 2021).

Auch Eigenverbrauchs-HKN für die thermische Abfallbehandlung fallen in die Kategorie mittlere inhaltliche Priorität und nicht dringender Umsetzungszeitraum. Auch dieser Fall wird vermutlich nicht häufig auftreten, da er relevant für Prosumer im Bereich thermische Abfallbehandlung ist (z. B. Abfallentsorgungsunternehmen), die es zwar bereits gibt, aber nicht in einer großen Anzahl (vgl. Birnstengel et al., 2020). Daher besteht eine mittlere inhaltliche, aber geringe zeitliche Priorität.

Tabelle 32: Hauptanwendungsfälle Wärme-Kälte - geringe Priorität, nicht dringend

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
Ausländische HKN	Aktuell kaum Anwendungsfall für ausländische HKN, da netzgebundene Entwertung gesetzlich vorgeschrieben ist.
HKN-Ausstellung für Wärme-/Kälteerzeugung aus **sonstigen Quellen** (auch strom- und gasbasiert, auch wärmebasierte Kälteerzeugung)	Vollkennzeichnung angelegt in GWKHV, bisher freiwillig
Ermittlung und Nachweis von EE-, Biomasse-, Abwärme-Anteilen/Mengen u. Emissionsintensität von Wärme-/Kältelieferungen	HKN zum Nachweis reg. Anforderungen im WPG evtl. möglich; Emissionsintensität nach GWKHV auf Anfrage auf HKN aufzuführen
EE-Statistik; **Datenerhebung für Vollzug / Einsicht in Register**	Nur sinnig, wenn Vollkennzeichnung bzw. Kennzeichnung von EE-Mengen mittels HKN verpflichtend eingeführt wird
HKN-Ausstellung für Wärme-/Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen (auch strom- und gasbasiert) und aus Speichern (EE, unvermeidbare Abwärme, thermische Abfallbehandlung) **für reinen Eigenverbrauch**	HKN-Ausstellung für Eigenverbrauch in GWKHV angelegt
HKN-Ausstellung für wärmebasierte Kälte aus erneuerbaren Quellen **für Eigenverbrauch**	Voraussichtlich wenige Fälle, relevant für Prosumer mit Überschusswärme; HKN-Ausstellung für Eigenverbrauch in GWKHV angelegt

Anwendungsfall	Erläuterung/Kommentar
HKN-Ausstellung für **gekoppelte Wärme-/Kälteerzeugung**	Aktuell kaum etablierte Praxis in Deutschland, allerdings relevante Technik
Spezialfall: Lieferung von Wärme und/oder Kälte in einem System, das nur aus einer Erzeugungsanlage & einem*einer Verbrauchenden besteht	Einzelfall aus Stakeholder-WS; abhängig von Interpretation der GWKHV

Über die bisher genannten Anwendungsfälle hinaus, die vornehmlich aus dem Zweck der grünen Produktvermarktung heraus motiviert sind, bestehen weitere Anwendungsfälle für HKN für thermische Energie, wie in Tabelle 32 gezeigt. Diese werden mit einer inhaltlich sowie zeitlich geringen Umsetzungspriorität bewertet. Dies liegt unter anderem daran, dass es sich teils um mögliche Anwendungsfälle handelt, die noch nicht im Markt oder der den Markt betreffenden Regulatorik etabliert sind. Bei anderen Anwendungsfällen handelt es sich um Einzelfälle, die ggfs. auch außerhalb des Registers aufzulösen wären.

Hierunter fällt bspw. die Anerkennung ausländischer HKN. In § 19 der GWKHV werden die Vorgaben aus § 3 Absatz 3 und § 4 Absatz 3 des HkNRG konkretisiert, gemäß welchen ausländische HKN für Gas und Wärme oder Kälte anerkannt werden müssen. § 19 GWKHV soll diese Vorgaben richtlinienkonform nach Artikel 19 Absatz 9 und Absatz 11 der RED II umsetzen.

Da Wärme-/Kälte-HKN nach § 35 Abs. 1 GWKHV nur netzgebunden entwertet werden dürfen, d. h. für Verbräuche in dem Fernwärme- oder Fernkältesystem entwertet werden dürfen, in dem auch die den HKN zugrundeliegenden Wärmemengen erzeugt wurden, entsteht für ausländische HKN jedoch kaum ein Anwendungsfall. Ausgenommen wären hier HKN aus grenzübergreifenden Fernwärmesystemen, die sich aktuell auf einige wenige an der deutsch-französischen und deutsch-polnischen Grenze beschränken (Deutsch-Französische Energieplattform, 2022; deutschland.de, 2023; Stadtwerke Görlitz, 2020). Zudem sind außer in den Niederlanden, Flandern sowie Finnland aktuell noch keine anderen europäischen HKN-Register für Wärme-Kälte in Betrieb (Energiavirasto, 2024; VertiCer B.V, 2024; VREG, 2024), von denen HKN anzuerkennen wären. Etwaige Einzelfälle ließen sich bspw. außerhalb des Registers über entsprechende bilaterale Vereinbarungen zwischen Deutschland sowie den betroffenen Ländern regeln. Daher ergibt sich eine geringe inhaltliche sowie zeitliche Umsetzungspriorität.

Auch die Umsetzung der Ausstellung und entsprechenden Entwertung von HKN für die Wärme-/Kälteerzeugung aus sonstigen Quellen (fossil-basierte Wärmeerzeugung) ist mit einer geringen Umsetzungspriorität zu bewerten. Eine Vollkennzeichnung eines Fernwärme-/Fernkältenetzes mittels HKN wird durch § 28 Nr. 4 sowie § 29 Nr. 4 GWKHV zwar ermöglicht, wird aber in der entsprechenden Regulatorik zur Wärmekennzeichnung bisher nicht verlangt. Eine Vollkennzeichnung eines Netzes mittels HKN würde zurzeit nur auf freiwilliger Basis von Wärme- oder Kältenetzbetreibern durchgeführt und ist nicht notwendig, um den aktuellen Vorschriften bzgl. einer Wärmekennzeichnung nachkommen zu können.

Aus einer Vollkennzeichnung eines Fernwärme- oder Fernkältenetzes mittels HKN ergeben sich – insbesondere im Fernwärmekontext – weitere Anwendungsfälle für Wärme-/Kälte-HKN. Auf Basis einer Vollkennzeichnung könnten HKN auch zur Nachweisführung im Kontext weiterer Berichtsanforderungen im Fernwärme- und Fernkältekontext verwendet werden. Ein Beispiel wäre hier der Nachweis von EE-Anteilen im Kontext des Wärmeplanungsgesetzes. Da HKN –

außer in der FFVAV – im Fernwärme- und Fernkältekontext in entsprechender Regulatorik bisher nicht als Nachweisinstrument festgeschrieben sind und keine Vollkennzeichnungspflicht für Wärme- und Kältenetze besteht, wird dieser Anwendungsfall mit geringer inhaltlicher sowie zeitlicher Umsetzungspriorität bewertet. Selbiges gilt für die Datenerhebung für Vollzug regulatorischer Anforderungen an Netze sowie EE-Statistik direkt aus dem HKN-Register. Auch hier wäre eine verpflichtende Vollkennzeichnung Grundlage für den Anwendungsfall, weshalb diesem eine geringe Priorität und Dringlichkeit zugeschrieben wird.

Die Ausstellung von HKN für den Eigenverbrauch sowie die Behandlung von speziellen Einzelfällen wird ebenfalls als weniger prioritär eingeschätzt. Einige könnten auch außerhalb des HKN-Registers behandelt werden. Im Falle der Lieferung von Wärme und/oder Kälte in einem Fernwärme-/Fernkältesystem, das nur aus einer Erzeugungsanlage und einem*einer Verbrauchenden besteht, wäre eine prioritäre Umsetzung im Register vermutlich aufwändiger als eine Auflösung des Anwendungsfalls außerhalb des Registers, bspw. durch eine entsprechende Auditierung der Lieferbeziehung durch unabhängige Gutachtende.

5 Zielbild der neuen Herkunftsnachweisregister: Analyse ausgewählter Ausgestaltungsoptionen

Ausgewählte Designentscheidungen des neuen HKNR für Gase bzw. Wärme-Kälte hängen davon ab, welches Zielbild mit dem Register verbunden ist. Im Projekt wurde eine Übersicht an Themen entwickelt, die geklärt werden mussten, um das Register zu implementieren (Tabelle 33, Tabelle 34, Tabelle 35, Tabelle 36). Besonders relevante Aspekte wurden gemeinsam mit dem Auftraggeber identifiziert und vertieft:

- Ausgestaltung der neuen Register als Plattform mit Registermodulen oder als separate Register
- Die Frage, wie sich HKN und Massenbilanzierung bei Gasen zueinander verhalten; die Entscheidung, ob Gas-HKN als sog. Kombi-HKN ausgestaltet werden sollen, die Massenbilanz-Zertifikate und HKN in einem – ggf. gestuften - Zertifikat vereinen, wurde ergänzend untersucht, stand jedoch nicht im Fokus des Projekts.
- Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen
- Integration von Emissionsfaktoren in HKN und Implikationen für die Informationstiefe von HKN
- Granularität von HKN

Für alle genannten Zielbild-Themen erarbeitete das Konsortium Optionen. Auf dieser Basis wurden entsprechende Designentscheidungen für die Register abgeleitet, die in den folgenden Unterkapiteln erläutert werden. Darüber hinaus stellen Prüf- und Verifizierungsanforderungen ein Querschnittsthema dar, das für diverse Prozessabläufe der Register zu beachten ist. Die Ausarbeitung von Prüf- und Verifizierungsanforderungen für Biomethan, Wasserstoff und Wärme-Kälte wird daher ebenfalls in diesem Kapitel dargestellt.

Die einleitende Übersicht zu relevanten Zielbildaspekten in Kapitel 5.1 spiegelt den Projektstand im Juli 2024 wider. Bei der Übersicht handelt es sich um ein Arbeitsdokument, das als Hintergrundinformation bereitgestellt wird – die Ausarbeitung von Optionen zur Umsetzung von Empfehlungen und die Klärung der in der Tabelle enthaltenden offenen Fragen erfolgt in den Abschnitten 5.2-5.7 bzw. im separaten Leistungsverzeichnis. Die Analysen in 5.2-5.7 wurden sukzessive im Projektverlauf erstellt und im April 2025 finalisiert.

5.1 Übersicht über relevante Aspekte des Registerzielbilds

Vor der Formulierung der konkreten Grundsätze für die Ausgestaltung der neuen HKNR musste das Konsortium mit dem Auftraggeber verschiedene Aspekte des Zielbildes der Register klären und verfeinern. Ziel war es, Lösungen für die Umsetzung der Register zu finden, die sowohl Flexibilität hinsichtlich der in Entwicklung befindlichen Rahmenbedingungen bieten als auch gesetzeskonform sind. In diesem Rahmen wurden bei der Erstellung des Leistungsverzeichnisses zu untersuchende/berücksichtigende Fragen identifiziert. Für jeden Aspekt wurde eine Entscheidung zur weiteren Behandlung im Rahmen des Projekts getroffen. Die Aspekte des Zielbildes mit den jeweiligen Beschreibungen und Empfehlungen finden sich in den folgenden Tabellen (rechtliche Fragestellungen, HKN-Inhalte, Registerdesign und Betrieb sowie Schnittstellen). Einzelne Fokusthemen, die einer vertieften Betrachtung bedürfen, werden im weiteren Verlauf des Kapitels aufgegriffen.

Tabelle 33: Zielbild der Register - rechtliche Fragestellungen (Stand: 04.07.2024)

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkungen
Ausstellung HKN ausschließlich für RFNBO-konformen Wasserstoff und Derivate?	Art. 27 RED III deutet auf Verbindlichkeit von RFNBO-Kriterien für Wasserstoff-HKN hin.	Dennoch Ausstellung von HKN für grünen Wasserstoff jenseits der DA vorsehen.	Diese einschränkende rechtliche Bewertung erscheint uns nicht zwingend.	
Vereinfachtes Verfahren für Anlagen <50 kW und Erneuerbare-Energie Gemeinschaften	Wie wird HKNR für Anlagen <50kW und EE-Gemeinschaften umgesetzt? Soll es zwei getrennte Registrierungsprozesse geben oder sollen diese in einem gemeinsamen Prozess umgesetzt werden?	Umsetzung auf Ebene der DV, z. B. geringere Gebühren	Abschwächungen z. B. bei Gutachtenanforderungen sind nicht zielführend.	Für vereinfachtes Verfahren für kleine Anlagen siehe 3.1, für Granularität 5.6.
		Vereinheitlichung und Vereinfachung der Wartung	Ausarbeitung eines gemeinsamen Prozesses mit zusätzlichen Angaben für Anlagen, die die Kriterien für das vereinfachte Registrierungsverfahren nicht erfüllen	
Möglichkeiten der Gaskennzeichnung	Rechtliche Anforderungen an Gaskennzeichnung, insb. HKN-Ausstellung für Entnahme von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz müssen immer noch	§ 27 Abs. 2 GWKHV sieht HKN für Wasserstoff vor		

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkungen
	auf dem rechtlichen Wege geklärt sein.			
Granularität (siehe auch 3.1 und 5.6)	Keine EU-rechtliche Verpflichtung, in Bezug auf die Standardgröße granulare HKN auszustellen.	Register sollten Granularität unterstützen oder zumindest nachrüstbar sein, falls das die Umsetzung verzögern würde • 1 Wh als kleinste Einheit • Viertelstundenscharf • Bei Kennzeichnung kann man größeren Zeitraum wählen („Gleichzeitigkeit“ von Erzeugung und Verbrauch weniger relevant als im Stromsystem, weil Gas- und Wärme-/Kälte-Netze deutlich größere Trägheit haben)	Die Pflicht zur Anerkennung in Art. 19 Abs. 9 RED II/III und auch aus Sinn und Zweck der Interoperabilität der Register eine Verpflichtung, granulare HKN anderer Mitgliedstaaten anzuerkennen	• AIB (EECS Rules): es soll keine Brüche geben, nur ganze Wh oder MWh (für Strom). Das heißt: keine Teilbarkeit unter einer Wh • Neue EN 16325 lässt kleinere Einheiten als MWh zu, macht aber keine genaueren Vorgaben • Strom: EDIFACT liefert Viertelstunden-Werte, werden nur noch nicht auf HKN abgebildet.

Tabelle 34: Zielbild des Registers – HKN-Inhalte (siehe auch 5.5) (Stand: 04.07.2024)

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
Informationstiefe	Einfaches HKN-System mit Verknüpfung zu weiterführenden Zertifizierungssystemen (z. B. EEG, THG-Ausweisung, Massenbilanzsystem) oder ein System für alles, was mehrere Informationsfelder für die Nutzenden beinhalten würde?	Mindestangaben und zusätzliche Angaben laut GWKHV, soweit nicht in einem anderen Nachweissystem geführt Systematische und automatische Integrierung/	• HKN sollen zum führenden Instrument für die Kennzeichnung werden • Es muss ein Gleichlauf zwischen PoS-Stilllegung und HKN-Entwertung sichergestellt werden, ist Aufgabe der Kennzeichnungsregeln	Entscheidung seitens UBA über Auswahl der zusätzlichen Angaben wie z. B. THG-Ausweisung • Hängt mit dem Thema Kombi-HKN zusammen. • Klärung Umgang mit dena-Nachweisen nötig

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
		Verknüpfung vom HKNR mit anderen bestehenden Registern		• Zu beachten: nach RED muss der Transport bis zum Endkunden*zur Endkundin mitbilanziert werden. Wenn der Endkunde*die Endkundin feststeht, kann diese Information bereits in den Emissionsfaktor auf den HKN einfließen.
Emissionsfaktoren auf HKN	Sollten Angaben zu Emissionsfaktoren von Anlagenbetreibern selbst gemacht werden können?	Emissionsfaktoren auf HKN sollten nicht von Anlagenbetreibern frei eintragbar sein. Berechnungsmethodik sollte auf europäischen Standards (auf RED und die dort vorgegebenen Methoden (inkl. relevante DA) als “Leitmethodik”) beruhen. Dort werden Referenzwerte vorgegeben, von denen man begründet abweichen kann (mit gutachterlichem Nachweis). Es sollte mit THG-Angabe auf PoS konsistent sein. Zusätzliche Emissionsfaktor-Angaben nach weiteren Methoden können ermöglicht werden.	Stehen Emissionsfaktoren auf dem HKN, wird impliziert, dass diese Angaben vom UBA kommen/geprüft sind. Da die Option, dass EF auf HKN stehen, bereits im GWKHV-Entwurf angelegt sind, muss ein Umgang mit der Frage wie bzw. über welche Berechnungsmethoden oder alternativ Verifizierungsmechanismen Emissionsfaktoren auf HKN gelangen, geklärt werden.	• Ausweisung mehrerer Emissionsfaktoren könnte relevanter Faktor sein für Kosten bei der Registerprogrammierung: ggf. als optionale Angebotskomponente in Ausschreibung? • Prüfung von Emissionsfaktoren, wenn Referenzwerte verwendet werden: Als Teil der Registersoftware automatisierbar, oder zu aufwändig? [Ergänzende Anm.: Zu prüfen: könnten Referenzfaktoren als Defaultwerte von der Software vorgeschlagen werden?]

Tabelle 35: Zielbild des Registers – Registerdesign und Betrieb (Stand: 04.07.2024)

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
Verantwortung / Hoheit / Beleihung des HKNR (Gesamtstruktur)	Möchte UBA alle Register (Strom, Gas, Wärme - Kälte) eigenständig betreiben?	Entscheidung ist dem UBA überlassen.		Dies hätte ggf. Auswirkungen darauf, dass die einzelnen Register auch technisch stärker getrennt konzipiert werden müssen, um spätere Zugriffsrechte klarer abtrennen zu können.
Registeraufteilung	**Was verstehen wir unter einem „Register“ (Merkmale/Kriterien zur Aufteilung)?** Ein logisches (zusammenhängendes) Register: • vertikale Sicht vom Nutzer-/Systemzugriff, über die Geschäftslogik bis zu Datenablage • für den Verbund von Anwendungsfällen für einen dedizierten Energiesektor • mit der Kernfunktion HKN zu aktivieren bzw. deaktivieren Bestandteile: • Nutzerzugang / Konten • Geschäftslogik (Anwendungsfälle / Anwendungsfunktionen)	**Empfehlung / technische Einschätzung (Tendenz)**: Wenn es aus rechtlicher Sicht keine Anforderung gibt, wäre die Empfehlung, die technische Struktur offen zu lassen, um Implementierungsmöglichkeiten zu ermöglichen. Die Anforderung wäre dann (vereinfacht): Aufbau einer flexiblen Lösung, die eine einfache Integration von Daten zwischen den Registern ermöglicht, die Unterschiede berücksichtigt, eine spätere organisatorische Veränderung ermöglicht (Rechte / Hosting) und die Sicherheit zur Trennung von Energiesektoren / Mandanten implementiert.	• § 5 Abs. 1 und 2 GWKHV umfasst mehrere Deutungen, Registertrennung, aber auch Zusammenlegung ist möglich. • Zustimmung zur Zusammenlegung der Zugangslogik und Trennung der Datenlogik, Diskussionsbedarf v.a. hinsichtlich der Geschäftslogik • Grundgedanke des Portals mit modularem Aufbau wird weiterverfolgt.	

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	• Datenablage: physischer Speicher / Datenbank • Umsetzung von gesetzl. Vorgaben / Verordnungen für den Energiesektor • Registerbetrieb: organisatorisch / technisch • Kernfunktion: Aktivierung / Deaktivierung von HKN			
	Gibt es fachliche oder gesetzliche Gründe / Anforderungen – auf einzelnen Ebenen eines Registers – für eine Trennung oder Zusammenlegung? **Gemeinsame Registerführung (Strom, Gas, Wärme-Kälte, RFNBO via 37. BImSchV)?** Einflussfaktoren: • Informationsaustausch zwischen Registern: Es gibt diverse Notwendigkeiten für Datenübertragungen (Schnittstellen) zwischen Strom-HKNR, Gas-HKNR, RFNBO-Register etc. Eine gekoppelte Geschäftslogik und/oder eine gemeinsame Datenbank würde dieses ggf. erleichtern.			

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	• ggf. spätere organisatorische Änderung bei dem Betrieb / Hoheit einzelner Register (dies würde ggf. für eine stärkere technische Trennung sprechen, um spätere Zugriffsrechte klarer abgrenzen zu können). • hohes Maß an wiederverwendbarer Geschäftslogik (gleiche Funktionen in unterschiedlichen Energiesektoren) --> Synergien bei Zusammenlegung der Register • Register-/Energiesektoren-individuelle Regelungen / Verordnungen / Gesetze (bei gleicher Gesetzesbasis) • Register-individuelle Teilprozesse / Aktivitäten (bei gleichen Grundprozessen) • einheitlicher Zugang für Nutzende (Single Sign-On, SSO) • Informationskonsolidierung / -darstellung über Register hinweg			

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
Plattformgedanke	**<u>Variante 1</u>: Einzelregister - mit einer neuen einheitlichen technischen Grundlage** zur Erfüllung der Anforderungen. D. h. ggf. haben mehrere Register denselben Standard, sind aber nicht tiefenintegriert, z. B. mit einem Account für alle Register oder übergreifenden Informationen aus verschiedenen Registern. Eine Integration erfolgt über herkömmliche Schnittstellen zwischen den Registern. Minimallösung. Vorteile: • Sicherstellung eines Mindestmaßes an techn. Standards zum Neuaufbau eines Registers • Weitere Register könnten in derselben Form oder losgelöst davon implementiert werden • geringes Investitionsrisiko bzgl. der Entwicklung der neuen Register und politischer Entscheidungen • Für diese Art der Lösung bestehen bereits Produktanbieter auf dem Markt (Tendenz Standardprodukt)	Umsetzung der Variante 2 mit jetzigem Fokus auf die zwei Register (Gase & Wärme-Kälte)	Einfacheres Gesamtbetriebsszenario, flexible Erweiterbarkeit und Benutzerakzeptanz	

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	• In Kombination mit einer techn. Trennung kann später auch ein Wechsel bei der Registerhoheit vollzogen werden Nachteile: • Integration zwischen den Registern ist aufwendiger (jetzt und zukünftig) • geringerer Benutzerkomfort, z. B. bezüglich Registrierung, Informationsgewinnung etc. Empfehlung, wenn... • es darum geht, eine Minimallösung herzustellen, die den Anforderungen genügt • eine geringe Nutzung des Registers erwartet wird (Frequentierung des neuen Registers bzw. aller betriebenen Register) **<u>Variante 2:</u> Ausprägung als Plattform.** D. h. eine einheitliche techn. Basis, wo auch Funktionen übergreifend genutzt werden und Verbindungen zwischen Objekten / Registern einfach			

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	hergestellt werden können. Register werden der Plattform untergeordnet. Vorteile: • hoher Benutzerkomfort (z. B. durch einmalige Anmeldung und Informationen über Register hinweg) • einfache und integrative Funktionserweiterung • einheitliche Anlaufstelle/ Software-Schnittstelle (API) für alle Themen rund um HKN • gute Basis für weitere Register • Schnellere / einfachere Weiterentwicklung (übergreifende Funktionen werden nur einmal implementiert etc.) Nachteile: • aufwendig, ggf. Anbieter-gebunden • ggf. wenig Anbieter auf dem Markt und somit Tendenz der Eigenentwicklung Empfehlung, wenn... • es keine Rolle spielt, dass es eine Eigenentwicklung der Software / des Registers wird			

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	• die Benutzerzufriedenheit im Vordergrund steht und mit dem Register evtl. auch eine bestimmte Positionierung / Marktaussage erfolgen soll • der Fokus zukünftig auf mehrere Register gelegt wird Weitere Alternativen, wie die Unterscheidung nach Eigenentwicklung und Standardprodukt oder bestimmte Softwareausprägungen, werden zum jetzigen Zeitpunkt vernachlässigt --> Flexibilität in der Ausschreibung und ggf. anbieterspezifisch.			
Betrieb: Infrastruktur, operativ (Verwaltung der technischen Infrastruktur)		Ausgliederung der technischen Betreuung des HKNR	Aufbau neuer Skills notwendig, viele Mitarbeiterressourcen zur Betreuung notwendig	
Betrieb: Anwendung, operativ (Anwendungsbetreuung, Anwenderbetreuung, etc.)		Übernahme der Anwendungsbetreuung durch UBA im Sinne eines Kompetenzzentrums für umweltbezogene Nachweissysteme	Kompetenzen sind vorhanden	Wie ist das Ziel des Bereiches: definierte Kernaufgabe?
Cloud / nicht Cloud	Fragen zur Einschätzung: • Die Sicherheitsanforderungen an das zukünftige HKNR -	Cloud-Fokus nicht ausschließen Anbietern auch die Möglichkeit zum Anbieten hybrider Modelle	Vorteile der Cloudlösung liegen auf der Hand (Skalierung, Integrationsfähigkeit, Potenziale bei der	

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	im Kontext der öffentlichen Verwaltung - sind ein KO-Kriterium? - *Ja* • Sind die erforderlichen Fachkenntnisse und das Personal vorhanden, um eine lokale Infrastruktur / Wartung für das HKNR effektiv zu betreiben? - *Ja* • Ist der Bedarf / Notwendigkeit gegeben, das HKNR durch Mitarbeiter*innen von UBA technisch zu betreiben? - *Nein* • Ist der Bedarf / Notwendigkeit gegeben, das HKNR durch Mitarbeiter*innen von UBA anwendungsseitig zu betreiben? - *Ja, erste Instanz (Anwendungsbetreuung), tieferes Customizing und software-technische Anpassungen nicht* • Wie wichtig ist das Thema Investitionssicherheit für diese Lösung? - *Wichtig: Unsicherheit der Akzeptanz und Zukunftssicherheit; kurzfristige Anpassungsfähigkeit der Anwendung*	ermöglichen; Fokus auf Kernanforderungen bzgl. Datenschutz, Datensicherheit, Compliance, Vertragsrecht	Datenanalyse, Investitionssicherheit, Funktionsumfang z. B. bei nutzerorientieren Apps (Chatbots, Voicebots, etc.) Unsicherheit bzgl. finaler HKNR-Ausprägung, Absichern von Lastspitzen, Plattformgedanke sprechen für einen Cloud-basierten Ansatz Insgesamt erfüllen Hyper-Scaler (z. B. MS Azure) weitestgehend die Anforderungen an Cloud-Anwendungen im öffentlichen Sektor bzgl. Datenschutz, Datensicherheit, Compliance, Vertragsrecht	

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	• Sind hohe Schwankungen in der Nutzung des HKNR (Anwenderzahl) zu erwarten? - *Unklar* • Ist eine schnelle Skalierung der technischen Ressourcen (Anpassung der technischen Gegebenheiten - "kostenreduziertes Atmen der Lösung") bei Bedarf erforderlich? - *Ja, da*: ▪ Erweiterung der HKN-Register, ▪ kurzfristige Anpassungsfähigkeit der Anwendung bei geänderten Nutzerwünschen ▪ Veränderbarkeit bzgl. Gesetzgebung / Verordnungen • Ist ein Kapitalaufwand für den Kauf und die Wartung von Hardware und Infrastruktur akzeptabel? - *Ja*			
Schnittstellen (API)		Alle Registerfunktionen sollten durch APIs erledigt werden können	• Unternehmen und Softwareanbieter können so ihre Tätigkeit im Register automatisieren • Einfachere Nutzung für Nutzende	

Thematik	Problemstellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
			• Monitoring von Daten in proprietären Tools • Verbindung mit anderen Registern/Märkten/Brokern • Verbindung mit 3rd-Party Apps, die Echtzeit-HKN anbieten wollen	

Tabelle 36: Zielbild des Registers – Schnittstellen (siehe Abschnitt zu den Schnittstellen im Leistungsverzeichnis) (Stand: 04.07.2024)

Thematik	Fragestellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
Zusammenspiel mit dem RFNBO-Register für Nachweise gemäß der 37. BImSchV (Massenbilanzregister)	Wie wird das Massenbilanzregister ausgestaltet? Was passiert, wenn es zur gleichen Energiemenge beide Nachweise gibt? Wie werden die Nachweise dann miteinander verbunden? Was passiert, wenn eine Energiemenge zwar 37. BImSchV-konform hergestellt wurde, jedoch kein RFNBO-Nachweis beantragt wurde, weil keine Anrechnung auf die THG-Quote relevant ist? Gemäß der GWKHV muss bei dem Antrag auf HKN angegeben werden, ob die Energiemenge die Kriterien der 37. BImSchV	Bei der Ausgestaltung des Massenbilanzregisters muss berücksichtigt werden, dass für dieselbe Menge Energie sowohl HKN als auch Nachweise nach der 37. BImSchV ausgestellt werden. Dieser Zusammenhang sollte in den Daten des Registers sichtbar sein. Aus Sicht der Hersteller von Energieträgern ist eine zusammengefasste Verwaltung beider Nachweissysteme zu bevorzugen.	Eine Trennung verursacht erheblichen Aufwand für alle Beteiligten und kann ggf. zu Doppelvermarktung führen. Während des Antragsprozesses zur Ausstellung von HKN muss angegeben werden, ob die Energiemenge die Kriterien der 37. BImSchV erfüllt.	Diskussion praxisrelevant; die Einhaltung von 37.BImSchV-Kriterien muss laufen, wenn nicht, muss es durch externe Dienstleister bestätigt werden. Antragstellung für RFNBO soll vorgelagert passieren.

Thematik	Fragestellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
	erfüllt. Wie ist dies nachzuweisen, wenn kein RFNBO-Nachweis existiert?			
Zusammenspiel mit dem dena Biogasregister / Nabisy	Was ist, wen für die gleiche Energiemenge beide Zertifikate existieren? Wie wird Doppelzählung ausgeschlossen?	Maßnahmen zur Vermeidung von Doppelzählungen in der DVO im Rahmen der UBA-Kompetenz treffen.	Doppelzählungen müssen vermieden werden. Mindestaufwand für Nutzende, Vermeidung von mehrfacher Registrierung für dieselbe Energiemenge, geringere Komplexität	Eventuelle Übertragung von bestehenden Anlagen und Nutzenden von dena und Nabisy in das neue System
Umgang mit Strom-HKNR	Wie weisen Antragsteller auf Gas/Wärme-HKN nach, dass sie Strom-HKN entwertet haben? (Wie findet der Informationsaustausch zwischen den Registern statt?) Gibt es Pläne zur Weiterentwicklung des Strom-HKNR? Wenn ja, welche?	Direkte Informationsübertragung aus dem Strom-HKNR. Prozess der Ausstellung von Gas-/Wärme-HKN sollte durch Entwertung von Strom-HKN angestoßen werden können.	Informationen zur Entwertung müssen verlässlich übertagen werden und vorliegen um Doppelvermarktungen zu vermeiden. Prozesse sollten möglichst automatisiert inneinandergreifen.	
Kopplung zu MaStR	Kopplung des HKNR mit dem MaStR?	Übernahme von Anlagen- und Nutzerdaten (ggf. auch Credentials) des MaStR Single-Sign-On mit einheitlichen Credentials	Anlagen (insb.) Kleinanlagen müssen nicht doppelt gepflegt werden Vereinfachte Anmeldung mit MaStR-Credentials (weniger Bürokratie/Aufwand) Daten in MaStR wurden bereits vom Installateur und VNB geprüft	- bei MaStR muss voraussichtlich mit Schnittstellenmöglichkeiten, die aktuell bestehen, gearbeitet werden - Datenübernahme aus MaStR: Prozess kann für Gasanlagen so übernommen werden; abweichende Anlagendefinition ggf. Herausforderung - Bundesnetzagentur: MaStR soll zukünftig auch Stammdaten

Thematik	Fragestellung	Empfehlung	Begründung	Anmerkung
			MaStR hat bereits Schnittstellen; Credentials können jedoch aktuell nicht genutzt werden	für Wärme-/Kälte-Anlagen enthalten. Soll One Stop Shop der Energiewirtschaft werden
Internationale Schnittstelle (AIB, UDB)	Welche Verknüpfungen mit internationalen Stellen müssen etabliert werden?	Frühzeitige Einrichtung einer Schnittstelle für die Übertragung von HKN in die UDB, Klärung der offenen Fragen bezüglich des Umgangs mit inter-/nationalen HKN bei Übertragung in die UDB (z.B. doppelte Buchführung in den Systemen (UDB und gleichzeitig HKNR bzw. AIB)? Welches Register hat Federführung? Etc.) Grundsätzliches Vorgehen - Inter-/nationaler Handel reiner HKN durch ausstellende Stelle (UBA) Bei Verknüpfung von HKN und massenbilanzbasiertem Verfahren Handel über die UDB	Verpflichtung zur Übertragung von HKN in die UDB bei Lieferung über die UDB gemäß Art. 31a Abs. 4 der RED III	

5.2 Plattformgedanke und Modularität

Zwei wesentliche Aspekte des Zielbildes betreffen den Plattformgedanken im Sinne eines Portals mit einzelnen Registern und die Grundphilosophie, die technischen Komponenten vollständig modular aufzubauen.

Dementsprechend wurden folgende Grundannahmen - als Leitprinzipien - für den Aufbau der Anwendungsarchitektur des HKNR getroffen:

- Das HKNR soll so aufgebaut werden, dass ein **Portalgedanke** ausgeprägt wird und die individuellen Anforderungen der einzelnen Geschäftskontexte (Gase und Wärme-Kälte) berücksichtigt werden:
  - Philosophie: Mehrere logische Register unter einem „Verwaltungsdach“
  - Nutzung gemeinsamer Funktionen
  - Nutzung gemeinsamer Schnittstellen
  - Zugriffsharmonisierung über mehrere logische Register hinweg
  - Reduzierung von Doppelimplementierung
  - Vereinfachung des Hinzufügens/Entfernens von Registern (z. B. über Template-Erzeugung)
- Das HKNR soll über eine **flexible Datenstruktur** verfügen (einfaches Hinzufügen/Entfernen von Datenfeldern, aufgrund der erwarteten Veränderbarkeit)
- Das HKNR soll sehr **modular aufgebaut** werden (d. h. alle Anwendungskomponenten; speziell auch die Geschäftslogik inkl. Schnittstellen – z. B. durch Bounded Context Elemente)
- Aufgrund der rechtlichen Unsicherheit wird eine getrennte Datenhaltung (**logische Trennung der Datenbankknoten**) vorgesehen
- Das HKNR soll einen **hohen Grad an intuitiver und unbürokratischer Nutzung** verwirklichen
- Bestehende Informationen sollen – je nach finaler Architekturbestimmung – bestmöglich verwendet werden
  - **Einbindung der Daten aus dem bestehenden S-HKNR, RFNBO-Nachweissystem** oder anderer (interner/externer) Register
- Die Architektur der HKNR ist so zu definieren, dass zu einem späteren Zeitpunkt vereinfacht weitere Register hinzugefügt werden können → Thema: **Registererweiterung** (oder auch logisch rausgetrennt werden können)
- Es ist wichtig, dass das neue HKNR einen **ganzheitlichen Ansatz zur Anwendungsbetreuung** ermöglicht (z. B. vereinfachte Nutzerpflege), weil dieses durch den Auftraggeber selbst durchgeführt werden wird
- **Geltungsbereich**/Scope: das avisierte Projekt umfasst die Implementierung eines HKNR für die Bereiche Gas und Wärme-Kälte. D. h. alle anderen Anwendungen werden in Form von Schnittstellen betrachtet. Das bedeutet u. a., dass das S-HKNR nicht tiefenintegriert

wird, aber eine adäquate Schnittstelle zur Abdeckung der notwendigen/relevanten Prozesse realisiert werden muss.

Während der Erarbeitung der Anwendungsarchitektur mussten folgende Fragestellungen geklärt werden:

1. Soll eine logische oder physische Trennung von Registern im neuen HKNR erfolgen → Registeraufteilung?*

- Im Kern wird ein durchgängig modularer Ansatz angestrebt, der eine spätere Aufteilung – und auch Erweiterung – ganzer Register (logisch/physisch) ermöglicht und trotzdem Synergien schafft.
- Zugriffsebene und Geschäftslogik:
  - Keine strikte Trennung nach Registern.
  - Registerübergreifende Funktionen werden zentral zur Verfügung gestellt (Portalgedanke).
  - Register bzw. Anwendungsfälle der Register werden als Anwendungsmodule gekapselt und mit klaren Schnittstellen nach innen und außen implementiert (Bounded Context), alles in einer Anwendungsumgebung.
  - Registerspezifische Funktionen und Gegebenheiten werden berücksichtigt (trennscharfe Funktionsbereiche).
  - D. h. Modularität und Portalgedanke bei Zugriffsebene und der Geschäftslogik.
- Datenlogik (Datenbanken):
  - Es erfolgt eine logische Trennung der Registerdaten (Datenbanken).

2. Soll ein Plattformgedanke verfolgt werden → HKNR-Plattform?

- Mit der logischen Zusammenlegung der Register auf Zugriffs- und Geschäftslogikebenen und dem modularen Ansatz wird auch der Portalgedanke gestärkt: Mehrere Register unter einem „Dach“ → Nutzen von gemeinsamen Funktionen und Schnittstellen und einer ganzheitlichen administrativen Verwaltung.

3. Wie ist der Ansatz bei der Datenhaltung? Welche Vorteile hat eine zentrale Datenhaltung gegenüber einer dezentralen Datenhaltung → Eine „zentrale“ Datenbank?

- Die Wahl wäre eine verteilte Datenhaltung mit einem Datenbankknoten je Register. Dieses wird auch in der Referenzarchitektur so festgehalten.

5.3 Verhältnis von HKN und Massenbilanzierung bei Gasen

Im Bereich erneuerbarer Gase (aktuell insbesondere Biogase) sind im Gegensatz zum Wärme-/Kälte-Sektor bereits verschiedene Systeme, d. h. Massenbilanzsysteme, zum Nachweis der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft etabliert. Mit diesen wird nicht nur die erneuerbare Herkunft des Gases, sondern auch die Einhaltung von Kriterien zur Nachhaltigkeit und zu Treibhausgaseinsparungen (nach RED II und III) dokumentiert: Hierbei werden Eigenschaften und zugrundeliegende Energiemenge nicht getrennt voneinander gehandelt. Mit dem G-HKNR können künftig rechtssichere HKN gemäß dem Book & Claim-Prinzip erzeugt werden, welche

die getrennte Handelbarkeit von Erneuerbare-Energien-Eigenschaft und zugrundeliegender Energiemenge ermöglichen (siehe auch 2.2.2).

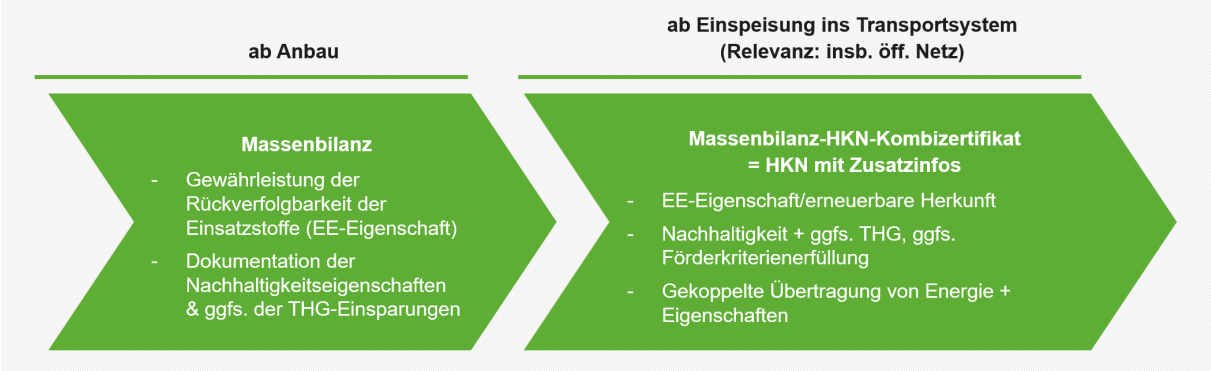
Mit der Einführung der Union Database wird ein ergänzendes Massenbilanzsystem geschaffen, das neben dem internationalen Handel auch das nationale Handling von Nachweisen für erneuerbare Gase beeinflussen wird. Dies führt zu Harmonisierungsbedarf zwischen bestehenden Massenbilanzsystemen, der UDB und den neu einzuführenden HKN-Systemen. Eine Harmonisierung ist nicht nur notwendig, um die Doppelzählung und -vermarktung erneuerbarer Eigenschaften auszuschließen, sondern auch um ein gewisses Maß an Übersichtlichkeit und Praktikabilität und damit eine Aufwandsreduzierung im Umgang mit den verschiedenen Systemen für die beteiligten Akteure zu schaffen.

Im Folgenden werden zwei grundlegende Optionen für die Gestaltung des Zusammenspiels von HKN und Massenbilanzierung dargestellt: die Kombination von Massenbilanzierungs- und HKN-Informationen in einem Zertifikat (sog. Kombi-HKN) und der gegenseitige Abgleich beider Systeme über Schnittstellen zwischen entsprechenden Registern.

5.3.1 Kombi-HKN für erneuerbare Gase

Im Rahmen des Projekts wurde eine Ausgestaltungsoption für ein Zertifikat für erneuerbare Gase entwickelt (sogenannte Kombi-HKN), das HKN und Massenbilanz kombiniert und so die Nachweisprozesse vereinfachen soll (Abbildung 68). HKN-Kombi-Zertifikate sind demnach als Nachweisinstrument zu verstehen, das neben den nach dem Book & Claim-Prinzip funktionierenden HKN (gemäß Artikel 19 RED II/III) existiert. Book & Claim Nachweise (ohne PoS/andere Kriterien und getrennt von zugrundeliegender Energie handelbar) können vorwiegend für den freiwilligen Markt (z. B. Beimischung bei Gasprodukten, Klimabilanzierung, etc.), die gesetzlich vorgeschrieben Energiekennzeichnung und für alle weiteren Fälle, in welchen die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien und/oder Förderkriterien nicht erforderlich ist, genutzt werden. Kombi-HKN würden zur Erfüllung regulatorischer Anforderungen (z. B. RED II/III, EEG, etc.) verwendet werden können. Demnach stünden zwei Nachweise zur Verfügung, die jeweils unterschiedliche Zwecke bedienen könnten. Ein solches System wird aktuell in Österreich durch E-Control (österreichischer HKN-Registerbetreiber) entwickelt (Servicestelle Erneuerbare Gase, 2023).

Abbildung 68: Mögliche Integration von Massenbilanz und Herkunftsnachweisen im Bereich Biomethan



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

Zur Erstellung von Kombi-HKN für Biomethan würde eine Massenbilanz von der Rohstoffproduktion bis hin zum einspeisefertigen Biomethan von den durch die entsprechenden Zertifizierungssysteme zertifizierten Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette geführt,

mit welcher sowohl die Herkunft des Gases als auch die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien (Proof of Sustainability) und ggfs. von THG-Emissionen bzw. -einsparungen (je nach Größe und Alter der Anlage) dokumentiert würden. Alle Massenbilanzinformationen würden von der letzten Schnittstelle (Erzeuger oder Händler als Inverkehrbringer) gesammelt und gebündelt an Nabisy weitergegeben werden. Ab Einspeisung in das Transportmedium, wobei in Deutschland insbesondere das öffentliche Gasnetz relevant ist, würden HKN ausgestellt werden, die neben verschiedener HKN-spezifischer Informationen alle Informationen bezüglich Nachhaltigkeit und THG-Eimissionen (die per technischer Schnittstelle von Nabisy and das G-HKNR übermittelt werden) mitführen. Zudem würde bei Kombi-HKN die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft und weitere Qualitätsmerkmale nicht mehr getrennt von der zugrundeliegenden Energiemenge gehandelt werden können. Des Weiteren könnten insbesondere für Bestandsanlagen Informationen, die z. B. im Rahmen des EEG förderungsrelevant sind, vom dena Biogasregister (idealerweise per technischer Schnittstelle) übernommen werden. Die Massenbilanz würde allerdings bei Eintritt ins Netz nicht weiter fortgeführt und nur noch die Ausspeisung der Energiemenge und Entwertung des Kombi-HKN für den Endverbrauch dokumentiert werden. Analog wäre die beschriebene Vorgehensweise zur Erstellung von Kombi-HKN für erneuerbare Gase nicht biogenen Ursprungs (insbesondere Wasserstoff) denkbar, wobei (detaillierte) Informationen zur Erfüllung der 37. BImSchV-Kriterien vom UBA RFNBO-Register an das G-HKNR übermittelt werden könnten.

Der Vorteil eines solchen Systems läge in der Bündelung eines Großteils von Nachweisen für erneuerbare Gase an einer Stelle, was den Ausschluss der Doppelvermarktung erleichtert, zu höherer Nachvollziehbarkeit des Systems und zu geringerem Aufwand für die Akteure führt. So könnte beispielsweise der Aufwand für Akteure reduziert werden, die die letzte Schnittstelle darstellen, aber die Weiternutzung des Gases im Strombereich vorsehen, z. B. BHKW. Hier muss derzeit die Ausbuchung des Gas-Nachweises und die Neuerstellung eines Strom-Nachweises durch den Anlagenbetreiber bei Nabisy beantragt werden. Zusätzlich erfolgt die Massenbilanzierung und die Förderkriterien-Prüfung im Gasnetz durch das dena Biogasregister, von welchem der Anlagenbetreiber ebenfalls einen Nachweis benötigt. Mit Kombi-HKN ließe sich dieser Prozess für den Anlagebetreiber vereinfachen, indem die EE-Gas-Nachweispflicht mit nur einem Nachweis (Kombi-HKN, d. h. HKN inklusive PoS) abgegolten wäre, wobei sich die Nachweisführungskette durch entsprechende Konversion bei der Umwandlung von Gas zu Strom mittels HKN weiterführen ließe. Zudem würde die Zentralisierung der Nachweise auch die Kommunikation und das Handling mit der UDB vereinfachen, sofern die Nachweisweitergabe in den meisten Fällen durch das G-HKNR erfolgen könnte. Eine derartige Systemausgestaltung würde dem G-HKNR als rechtssicher agierendem Register eine federführende Stellung einräumen.

Die Umsetzung eines Kombi-HKN-Systems, was verschiedenen Zweckerfüllungen dient, birgt allerdings auch einige Herausforderungen. Die Anrechnung bzw. Nutzung von Kombi-HKN im Kontext regulatorischer Anforderungen wäre beispielsweise nach aktueller Rechtslage eingeschränkt. Nach der Revision der RED gilt dies insbesondere für die nationalen regulatorischen Bestimmungen. Gemäß RED III muss zwar ein Massenbilanzsystem für die Nachweise der Erneuerbare-Energien-Eigenschaft, der Kriterien für Nachhaltigkeit und der THG-Einsparungen (Art. 30 RED III) geführt werden. Allerdings wird durch Art. 31a Abs. 2 RED III verfügt (siehe auch Erwägungsgrund 5 der VO (EU) 2022/996 (Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen), dass für die Zwecke der Eingabe von Daten in die UDB das EU-„Gasverbundnetz als einheitliches Massenbilanzsystem" betrachtet werden kann und dass Daten zu „Nachhaltigkeitseigenschaften sowie (...) THG-Emissionen der Brennstoffe bis zum Einspeisepunkt in das Gasverbundnetz, in die UDB“ eingegeben werden

sollen (Art. 31a Abs. 2 UA 4 RED III). Die UDB soll nationale HKNR um Daten zu Nachhaltigkeitseigenschaften ergänzen, wobei die Mitgliedsstaaten sicherstellen müssen, dass HKN für aus dem Gasverbundnetz entnommene Gasmengen entwertet werden, d. h. HKN können nicht mehr außerhalb UDB gehandelt werden (Art. 31a Abs. 4 RED III). Analog hierzu untersagt auch § 20 Abs. 2 GWKHV eine Übertragung von HKN, wenn gleichzeitig ein Massenbilanznachweis ausgestellt wird. Abgesehen davon, ist ein grundsätzliches Zusammenspiel nicht zwingend notwendig, d. h. es können auch reine Book & Claim Nachweise ausgestellt werden, die getrennt von ihrer zugrundeliegenden Energie gehandelt werden können (§ 15 Abs. 1 GWKHV), sofern dieselben Energiemengen nicht in einem massenbilanzierten Verfahren geführt werden.

Zusätzlich sieht Art. 18 Abs. 3 S. 1 VO (EU) 2022/996 vor, dass „Zum Zweck der Rückverfolgung von Lieferungen flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe in einer Verbundinfrastruktur, die demselben Massenausgleichssystem unterliegen, (…) die Nachhaltigkeitseigenschaften und die Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgaseinsparungen sowie die anderen in Absatz 1 beschriebenen Informationen am ersten Eingangspunkt in der Unionsdatenbank erfasst und am Endverbrauchspunkt als verbraucht registriert“ werden. Hierdurch sollte die Führung von HKN, die einen PoS beinhalten, zur Anrechnung auf RED-Regularien ab Einspeisung theoretisch ausreichen (eine genaue rechtliche Prüfung wäre hierzu jedoch erforderlich).

Anders verhält es sich im deutschen regulatorischen Kontext. Da Daten hinsichtlich nationaler Förderungen der jeweiligen Stoffe über nationale Datenbanken vorgenommen werden können (Art. 31a Abs. 2 UA 1 S. 5 RED III), können dementsprechend auch die gesetzlichen Anforderungen national von denen der EU abweichen. So schreibt beispielsweise § 44b Abs. 4 Nr. 2 EEG vor, dass für Anrechnungs- bzw. Förderungszwecke genutztes erneuerbares Gas „für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet" werden müssen. Das gleiche Prinzip gilt bei der regulatorischen Anrechnung im Gebäudebereich gemäß § 71f Abs. 3 S. 2, 3 GEG, nach welchem „(…) Massebilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des grünen oder blauen Wasserstoffs oder daraus hergestellter Derivate von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Netz, seinen Transport im Netz bis zu seiner Entnahme aus dem Netz verwendet worden sein“ müssen." Dementsprechend muss im nationalen Förderkontext die Massenbilanz auch über den Transportweg hinweg weitergeführt werden, wodurch Kombi-HKN somit nicht zur Erfüllung der Anforderungen ausreichen würden.

Die damit entstehende Diskrepanz zwischen deutschen und europäischen Anforderungen ist zwar rechtlich legitim, könnte aber dazu führen, dass ausländische Importe erneuerbarer Gase nicht mehr im Rahmen von Förderregelungen und anderen gesetzlichen Vorschriften in Deutschland verwendet werden können, sofern importierende Länder gemäß den weniger strengen EU-Anforderungen die Massenbilanz ab Netzeinspeisung nicht weiterführen bzw. den (Netz-) Transport nicht massenbilanziell erfassen, da hierdurch Datenlücken in der Massenbilanz entstünden, die nicht von deutschen Institutionen allein gefüllt werden könnten. Daher wäre eine Anpassung deutscher Gesetze an die EU-Regelung in diesem Fall eventuell empfehlenswert.

Zudem spielen bei Gasen (insbesondere auch bei Wasserstoff) Emissionen, die beim Transport, der Speicherung und der Betriebsweise einer Pipeline entstehen, eine Rolle. Mit Kombi-HKN könnte eine detaillierte Dokumentation dieser Emissionen beim (Netz-)Transport nicht ausgeführt werden. Laut Art. 31a Abs. 2 RED III ist gefordert, dass Marktteilnehmer „rechtzeitig genaue Daten über die getätigten Transaktionen und die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraft- und Brennstoffe machen, einschließlich ihrer Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen,

beginnend beim Ort ihrer Produktion bis hin zum Zeitpunkt ihres Inverkehrbringens in der Union“. Auch hier wird nicht vorausgesetzt, dass THG-Werte bis zur Ausspeisung hin dokumentiert werden. Nachvollziehbarkeit der beim Transport emittierten Emissionen könnte auch über Informationen zum Einspeisepunkt auf Kombi-HKN (z. B. Art des Inverkehrbringens/ „Dissemination-Level“ nach EN 16325; Informationen zur Unterscheidung zwischen Eigenversorgung, Verteiler- oder Übertragungsnetzen, geschlossenen Verteilernetzen, anderen Netzen, Wärme- oder Kältenetzen, Fahrzeug, unspezifiziert; Entwertungs- bzw. Kennzeichnungsregeln ermöglichen Differenzierung) und dem Anlegen von Standardwerten für Verluste und Betriebsweisen (ggf. unter Berücksichtigung von Transportdistanz) erzeugt werden.

Eine weitere Herausforderung stellen die verschiedenen Haltbarkeiten und Fristen dar, die bei den unterschiedlichen Nachweiszertifikaten einzuhalten sind. Während HKN in der Regel zwölf Monate lang gültig sind, beschränkt sich die Abwicklung in der Massenbilanz in der Regel auf drei Monate. Diese Diskrepanz könnte aber damit gelöst werden, dass für HKN und Kombi-HKN jeweils angepasste Lebensdauern gelten.

Außerdem gilt es die unterschiedlichen Interpretationen von der verknüpften Übertragung der Energiemengen und Erneuerbare-Energien- und anderen Eigenschaften zu harmonisieren. Im Zuge dessen müsste entschieden werden, ob Informationen zur Energiemengenübertragung in den HKN integriert oder HKN mit separaten Nachweisen dazu geliefert würden.

Ein weiterer Punkt, für den es einen Lösungsansatz braucht, ist die Situation, wenn aus dem Transportmittel bezogenes Gas nicht direkt dem Endverbrauch, sondern der Weiterverarbeitung (z. B. auch für die stoffliche Nutzung) zugeführt wird. Hier wird das Gas-Produkt erneut Veränderungen unterzogen, die ggfs. dokumentiert werden müssten, was mit HKN, als in derzeitiger Form eher statischen Nachweisen (ab Ausstellung), nicht gewährleistet werden kann.

Aufgrund der derzeitig noch bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Funktionalität und Implementierung von Kombi-HKN wird im Rahmen dieses Projekts die Etablierung einer einfacheren Variante des Zusammenspiels von „konventionellen“ HKN mit den bereits bestehenden Systemen angestrebt. Demnach sollen Gas-HKN mit anderen Nachweisen, d. h. PoS, RFNBO-Register-Nachweisen und anderen Massenbilanznachweisen kombinierbar sein durch gegenseitige Referenzen zwischen den Nachweissystemen. Hierfür sind technische Schnittstellen zu den Registern der Nabisy, dem RFNBO-Register und ggfs. zum dena Biogasregister und anderen Massenbilanzsystemen (abhängig von der künftigen Rolle dieser Register) notwendig. Praktische Umsetzungsmöglichkeiten ergeben sich demnach wie folgt:

- Informationsfeld auf Gas-HKN bezüglich der Kompatibilität mit 37. BImSchV-Kriterien: nein/ ja, inkl. Referenz zu Nachweisnummer im RFNBO-Register
- Informationsfeld auf Gas-HKN bezüglich der Einhaltung von Nachhaltigkeits- und ggfs. THG-Einsparkriterien (PoS): nein/ ja, inklusive Referenz zu Nachweisnummer in Nabisy
- Informationsfeld auf Gas-HKN bezüglich des Eintrags der betroffenen Energiemenge in einem massenbilanzierten Verfahren (außerhalb von Nabisy, d. h. im dena Biogasregister oder anderen Massenbilanzregistern): nein/ja, inklusive Referenz zum Namen des Massenbilanzregisters (z. B. dena Biogasregister), Nachweisnummer (wenn vorhanden)

Die Sichtbarkeit der Information zu Massenbilanzverfahren auf HKN (und umgekehrt, zu HKN im Massenbilanzsystem) ist relevant für Verbrauchende, die die entsprechenden (Kombi-)

Nachweise empfangen, damit diese überprüfen können, ob sie beide Nachweise erhalten bzw. ob beide Nachweise zu ihren Gunsten entwertet wurden.

Auch wenn die Umsetzung von Kombi-HKN zunächst nicht erfolgt, sollte eine mögliche, zukünftige Weiterentwicklung des Systems in diese Richtung, bei dem zusätzliche, detailliertere Informationen bzw. ganze Nachweisdokumente (ggfs. statisch) in HKN integriert werden können, mitgedacht werden.

5.3.2 Abgleich von HKNR und Massenbilanzsystemen mithilfe von Schnittstellen[50]

Aus § 15 GWKHV ergibt sich im Rahmen des Antrags auf Ausstellung eines HKN die Pflicht dem UBA die Information zu übermitteln, ob für die entsprechende Energieeinheit bereits eine Erfassung in einem massenbilanzierten Verfahren erfolgt ist. Sollte dies der Fall sein und somit für dieselbe Energieeinheit nun zwei Nachweise bzw. Zertifikate vorliegen, dürfen diese nur noch gemeinsam gehandelt werden, um eine Doppelvermarktung der erneuerbaren Eigenschaft zu verhindern. Hierfür gibt es in § 20 und § 21 GWKHV die Vorgabe HKN nur dann zu übertragen oder entwerten, wenn dies nicht im Widerspruch zu einem massenbilanzierten Verfahren steht. Da die Übertragungskriterien eines Nachweises in einem massenbilanzierten Verfahren strenger sind als jene für HKN, folgt daraus, dass HKN, für die auch Nachweise in einem massenbilanzierten Verfahren vorliegen, in ihrer freien Übertragung und Entwertung eingeschränkt werden. In den Kernprozessen wird dies wie folgt umgesetzt:

Im Kernprozess Ausstellung der Herkunftsnachweise wird vor der Ausstellung eines HKN abgefragt, ob die entsprechende Energiemenge in einem massenbilanzierten Verfahren registriert ist. Ist dies der Fall, können Angaben aus massenbilanzierten Verfahren übernommen oder alternativ händisch vom Antragsteller eingegeben werden. Im Rahmen der Ausstellung des HKN wird nun als Informationsfeld die Angabe erfasst in welchem massenbilanzierten Verfahren die Energiemenge registriert wurde, sowie die Identifikationsnummer des entsprechenden Nachweises eingetragen.

Es besteht die Möglichkeit, dass im jeweiligen externen Register zum Zeitpunkt der HKN-Ausstellung noch kein finaler Nachweis erstellt wurde. Dies betrifft beispielsweise die Registerauszüge aus dem dena Biogasregister, welche erst bei Ausspeisung aus dem Gasnetz erstellt werden. Auch bei Nabisy werden die Nachhaltigkeitsnachweise erst von der sogenannten „letzten Schnittstelle“ ausgestellt (hierbei handelt es sich um den zertifizierten Wirtschaftsteilnehmer, welcher die flüssige oder gasförmige Biomasse auf die erforderliche Qualitätsstufe für den Einsatz als Biokraftstoff aufbereitet oder welcher aus den eingesetzten Biomasse-Biobrennstoffen Strom herstellt); dies kann, muss aber nicht zwingend der Gaserzeuger (und somit HKN-Ausstellungsbeantragender) sein. In diesem Fall kann der Antragsteller die zum Zeitpunkt der Antragstellung vorliegenden Informationen zur Registrierung in einem massenbilanzbasierten Verfahren (die z. B. aus für dortige Zwecke angefertigten Prüfunterlagen/Gutachten hervorgehen) an das HKNR weitergeben. Eine eindeutige Referenz zur bzw. eine Identifizierungsmöglichkeit der betreffenden Gasmenge wäre dennoch notwendig. Sollte die Identifizierung nicht über eine Nachweisnummer möglich sein (da diese erst später erstellt wird), müsste dies über eine Vorgangsnummer (wie z. B. im dena Biogasregister über eine Produktions- oder Handelschargennummer, o. ä.) erfolgen.

Um den Einzigartigkeitsgedanken der EECS Rules zu wahren, muss die Information über die Ausstellung anschließend an das massenbilanzierte Verfahren übermittelt werden. Nach A2.1.3 der EECS Rules dürfen nur mehrere EECS-Zertifikate über denselben Output existieren, wenn

[50] Diese zusammenfassende Darstellung des Zusammenspiels von HKN und Massenbilanzierung, die den Prozessbeschreibungen für das Gas-HKNR zugrunde liegt, ist auch im Leistungsverzeichnis enthalten.

sichergestellt ist, dass diese je für einen unterschiedlichen Zweck erstellt wurden (beispielsweise, um die Eigenschaften des Outputs für unterschiedliche Nachweispflichten in unterschiedlichen Registern und massenbilanzierten Verfahren nachzukommen). Tritt dieser Fall ein, so ist es nach A2.1.3 zwingend erforderlich, dass sich die EECS-Zertifikate gegenseitig identifizieren lassen. Dies ist durch die gegenseitige Übertragung der einzigartigen Identifikationsnummer (o.ä., falls Letztere nicht vorhanden ist) gewährleistet.

Im umgekehrten Fall, d. h. sollte eine Energiemenge, für die bereits ein HKN ausgestellt wurde, in einem massenbilanzierten Verfahren registriert werden, muss das G-HKNR durch das massenbilanzbasierte Register informiert werden, um entsprechende Änderungen im eigenen Register vornehmen zu können. D. h. konkret, dass die in der HKN-Ausstellungsprozessbeschreibung dargestellte Vorgehensweise zur Abfrage nach einer Registrierung in einem Fremdregister auch analog von den massenbilanzbasierten Registern vorgenommen werden müsste. Dies verdeutlicht die Wichtigkeit eines engen, reziproken Austauschs der verschiedenen Register.

In jedem Fall der Verknüpfung von HKN und Massenbilanz ist auf die unterschiedlichen Energieeinheiten zu achten; HKN werden aktuell für eine MWh ausgestellt, wohingegen andere Register Mengen in kWh erfassen. Demnach könnte notwendig sein, dass mehrere Nachweise eines massenbilanzbasierten Registers für einen HKN zusammengefasst bzw. dass mehrere HKN für eine auf einem massenbilanzbasierten Nachweis erfasste Menge ausgestellt werden müssen, wobei zudem eine Umrechnung von einer in die andere Einheit stattfinden muss. Die Schaffung einer mengenmäßig kleinteiligeren HKN-Größe würde diese Praxis vereinfachen und eventuelle Restmengen, für die rechnerisch kein HKN ausgestellt werden könnte, vermeiden.

Im Kernprozess Übertragung der Herkunftsnachweise gilt es sicherzustellen, dass eine Übertragung des verknüpften HKN nur dann erfolgen darf, wenn zuvor der entsprechende Nachweis im massenbilanzierten Verfahren übertragen wurde. Konkret wird über eine Schnittstelle geprüft, ob der Besitzer des Zielkontos bereits im Besitz des Massenbilanznachweises ist. Sollte dies nicht der Fall sein, ist eine Übertragung nicht möglich. Sollte keine Schnittstelle zum massenbilanzierten Verfahren existieren, gibt der Antragsteller durch Ankreuzen eines entsprechenden Feldes an, dass durch die Übertragung kein Widerspruch mit dem massenbilanzierten Verfahren entsteht. Bei fehlender Schnittstelle ist jedoch das Missbrauchspotenzial hoch, da sich rein auf die vom Antragsteller auszufüllende Selbsterklärung im HKNR berufen werden muss, um die Verknüpfung von HKN und Massenbilanznachweis anzuzeigen.

Insbesondere können im manuellen Verfahren folgende Problematiken auftreten:

1: Ein Akteur X überträgt den HKN einem anderen Akteur Y, nicht aber die Energie und die verknüpften Nachweise eines massenbilanzierten Verfahrens, welche somit einem Akteur Z übertragen werden könnten.

2: Ein Akteur X überträgt die Energie samt massenbilanziertem Verfahren einem anderen Akteur Y, jedoch wird der HKN nicht übertragen und könnte somit einem Akteur Z übertragen werden.

Ein solcher Verstoß würde potenziell bei der Entwertung, bei welcher der HKN- und der Massenbilanznachweisbesitzer identisch sein muss, auffallen, jedoch könnten Fehler bei der doppelten Buchführung bzw. Missbräuche bis hin zur Entwertung passieren. Das heißt, selbst wenn die Implementierung einer Schnittstelle zu verschiedenen Registern und massenbilanzierten Verfahren technisch schwierig umzusetzen sein sollte, so ist die Realisierung der Schnittstellen die sicherste Möglichkeit zum Schutz vor Missbrauch. Zudem

sollte eine reziproke Kommunikation zwischen massenbilanzbasierten Systemen und HKNR stattfinden, um zu vermeiden, dass die Meldung von Änderungen (insb. Übertragungen) versäumt wird, falls der Akteur die Meldung im HKNR nicht vornimmt. Dementsprechend wäre es sinnvoll, wenn das HKNR die Ausstellung von HKN an das massenbilanzierte Verfahren kommunizierte und das massenbilanzierte Verfahren ab diesem Zeitpunkt alle weiteren Änderungen (Übertragungen und Ausspeisung) an das HKNR kommuniziert. Übertragungen und Entwertungen des HKN im HKNR erfolgen somit auf Basis der bereitgestellten Informationen aus dem massenbilanzierten Verfahren. Für die beteiligten Akteure wäre es besonders komfortabel, wenn die Kommunikation als Hintergrundprozess, vor allem zwischen den Registern, verlaufen könnte und nur im Falle, dass der Akteur kein HKNR-Konto besitzt, direkt mit diesem Akteur. Dies wird so auch durch die EECS Rules unter A5.1.1 zur Minimierung operativer Risiken durch die Einführung angemessener Systeme, Kontrollmechanismen und Prozesse bestätigt. Allerdings ist diese Vorgehensweise auf die Mitarbeit der massenbilanzierten Verfahren angewiesen.

Im Kernprozess Entwertung der Herkunftsnachweise gilt es vor der Entwertung analog zum Prozess der Übertragung zu prüfen, ob HKN und massenbilanzierter Nachweis denselben Besitzer aufweisen. Dies wird erneut über eine Schnittstelle zum massenbilanzierten Verfahren oder alternativ durch eine Eigenerklärung geprüft.

Alternativ wäre die Stilllegung oder „Deaktivierung“ von HKN nach deren Verknüpfung bis zu deren Entwertung möglich. Hierbei wären die HKN bis vor deren Entwertung nicht mehr übertragbar, so dass keine doppelte Buchführung im HKNR und dem massenbilanzierten Verfahren erforderlich wäre. Erst bei der Entwertung des HKN wäre eine Prüfung auf Widerspruch mit dem massenbilanzierten Verfahren erforderlich. Da diese Vorgehensweise jedoch im Widerspruch zu § 20 GWKHV stünde, wurde sie in der Ausarbeitung der Kernprozesse nicht berücksichtigt.

Im Besonderen die Prozesse HKN-Übertragung und -Entwertung können von unterschiedlichen Gültigkeiten der verschiedenen Nachweise betroffen sein, d. h. von der Situation, dass ein Nachweis gültig ist, während der andere die Gültigkeit bereits verloren hat. Zum anderen ist die Einhaltung von drei- bis zwölfmonatigen Bilanzzeiträumen entscheidend; d. h. nach dem Ablauf einer Frist von drei bis zwölf Monaten (je nach Biomasseart), über die der Ein- und Ausfluss von Massen in einem System oder Prozess betrachtet und verglichen wird, muss die Bilanz positiv sein, d. h. weniger abgehende als eingehende nachhaltige Biomasse). Somit sind Gültigkeiten in diesen Systemen anderweitig definiert.

Aus Sicht des Konsortiums könnten die Nachweise in diesem Fall auch unabhängig voneinander genutzt werden, sofern die Ungültigkeit nicht aus einer Rechtswidrigkeit, einem Fehler oder ähnlichem resultiert. Das bedeutet konkret, dass dann noch gültige Nachweise ihrem (ursprünglichen) Zweck dienen könnten (z. B. ein noch gültiger HKN könnte weiterhin zur Energiekennzeichnung bzw. im freiwilligen Markt verwendet werden; die Erneuerbare-Energien-Eigenschaft könnte wieder frei handelbar sein und muss nicht mehr an eine bestimmte Energiemenge geknüpft sein). Insbesondere für Energieversorgungsunternehmen, deren Gasmengen sowohl mit massenbilanzbasierten Nachweisen (da Kunden diese zur Erfüllung regulatorischer Anforderungen benötigen), als auch mit HKN (zum Zweck der Energiekennzeichnung) zertifiziert sein müssen, kann diese Thematik allerdings eine Herausforderung bedeuten. Zudem ist auch in diesem Fall die wechselseitige Kommunikation der Register bzw. eine verlässliche Dokumentation der verschiedenen Gültigkeiten wichtig (dies betrifft sowohl nationale Register als auch perspektivisch die Unionsdatenbank), um eine nicht rechtmäßige Vermarktung grüner Eigenschaften zu gewährleisten. Die zweite Option, bei

welcher beide Nachweise Ihre Gültigkeit verlieren, sofern ein Nachweis ungültig ist, erscheint weder zielführend noch administrativ weniger aufwändig in der Umsetzung.

5.4 Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen[51]

Die HKNR für Gase und Wärme-Kälte müssen in der Lage sein, Konversionsvorgänge in der Nachweisführung nachzuvollziehen, d. h. „die Übertragung von Energie von einer Art von Energieträger auf eine andere Art von Energieträger“ (Definition nach EECS Rules Release 8 v1.9, S. 18, eigene Übersetzung). Relevant ist insbesondere die strombasierte Gaserzeugung (insb. Herstellung grünen Wasserstoffs), die strombasierte Wärme- und Kälteerzeugung, sowie die gasbasierte Wärme- und Kälteerzeugung und gasbasierte Stromerzeugung. Im weiteren Sinne kann auch eine Konversion zwischen Gastypen relevant sein (z. B. Ammoniakherstellung auf Basis von Wasserstoff) und zwischen Wärme und Kälte (z. B. wärmebasierte Kälteerzeugung).

Um Schnittstellen mit den neuen HKNR bedienen zu können, muss auch das Strom-HKNR entsprechend ertüchtigt werden.

Der Umgang mit Konversionsvorgängen richtet sich an den Empfehlungen der EECS Rules, Release 8 v1.9, aus, sowie an Empfehlungen des REGATRACE-Projekts (insbesondere aus den Berichten D4.3 und D4.4, siehe hierzu (Verwimp et al., 2021) und (Verwimp et al., 2022)), die auch in die Ausgestaltung der EECS Rules eingeflossen sind.

Die Erfassung von Informationen zu Energieinputs, die in Konversionsanlagen eingesetzt werden, soll in den HKNR für Gase und Wärme-Kälte im Rahmen von Verbrauchserklärungen erfolgen. Verbrauchserklärungen müssen nach Abschnitt O6.3.2 der EECS Gas Scheme Rules für Produktionsanlagen abgegeben werden, für die es mehr als einen Input gibt. Es bietet sich an, Konversionsanlagen analog zu Multi-Input-Anlagen zu behandeln, da i. d. r. Energieinputs mit verschiedenen Eigenschaften eingesetzt werden können (z. B. bei einem Elektrolyseur könnten Energieinputs von einer per Direktleitung verbundenen Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungsanlage geliefert werden, oder über das Netz bezogen werden mit unterschiedlichen Eigenschaften je nach für die Lieferung entwerteten Strom-HKN; z. B. mit Solarenergie oder Windenergie als Energiequelle).

Verbrauchserklärungen dienen als Basis, um die Energiequelleninformation für ausgestellte HKN zu ermitteln, d. h. sie enthalten Angaben zu den für die Energieerzeugung eingesetzten Einsatzstoffen bzw. Energieinputs. Gemäß EECS Rules hat sich die Verbrauchserklärung auf denselben Zeitraum zu beziehen wie die übermittelten Messwerte. Die Verbrauchserklärung ist für jeden Input abzugeben und muss die in Abschnitt O6.3.2 der EECS Gas Scheme Rules genannten Informationen enthalten. Dies umfasst Angaben zum Energiegehalt des relevanten (d. h. der jeweiligen HKN-Ausstellung zugrundeliegenden) Energieinputs der Energieerzeugungsanlage im festgelegten Produktionszeitraum; zum Energiegehalt der weiteren Energieinputs im festgelegten Produktionszeitraum; zum Energieeinsatzfaktor für den jeweiligen Input und Produktionszeitraum, der sich aus dem Verhältnis des relevanten Inputs zur Summe der weiteren Inputs im Produktionszeitraum errechnet. Falls relevant, können Energiegehalte aus Angaben zur Masse der verwendeten Einsatzstoffe (bei Gasen: Volumen) und durchschnittlichen Brennwerten ermittelt werden.

[51] Diese zusammenfassende Darstellung der Umsetzung der HKN-Ausstellung für Konversionsanlagen ist auch im Leistungsverzeichnis enthalten.

Die Energiequelle des Outputs wird auf Basis der Messwerte für den Output (z. B. Wasserstoff) und der Verbrauchserklärungen ermittelt. Nach Abschnitt O6.4.1 der EECS Gas Scheme Rules entspricht die Menge des in der Produktionsanlage erzeugten Outputs, die der HKN-Ausstellung zugrunde liegt, dem Energiegehalt des von dieser Produktionsanlage während des betreffenden Zeitraums produzierten Gases. Letzterer ergibt sich aus dem Volumen der Netto-Gasproduktion der Produktionsanlage, multipliziert

a) mit dem durchschnittlichen Heizwert des Energieoutputs für diese Produktionsanlage während des betreffenden Zeitraums, wenn die Anlage Output ausschließlich aus einem einzigen Input oder aus einer Mischung von Inputs aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt (im letzten Fall diese zusammen einen Output erzeugen, der einen höheren Heizwert als die Summe der einzelnen Heizwerte der einzelnen Inputs aufweist);

und b) mit dem Energieeinsatzfaktor für den jeweiligen Input, wenn die Produktionsanlage Energie aus mehr als einem Input erzeugt.

Die Multiplikation der Nettoenergieprodukion einer Konversionsanlage mit dem Energieeinsatzfaktor heißt, dass die Eigenschaften eingesetzter Inputs prozentual auf die Outputs verteilt werden. Werden für Strom, der als Input in einem Elektrolyseur eingesetzt wird, 20 % Strom-HKN mit der Energiequelle Wind entwertet und 80 % Strom-HKN mit der Energiequelle Solar, erhalten auch 20 % der für die Netto-Gasproduktion ausgestellten Gas-HKN die Energiequelle Wind „vererbt“, und 80 % die Energiequelle Solar. Da Strom-HKN für die gesamte eingesetzte Strom-HKN-Menge entwertet werden und Gas-HKN nur für die Netto-Gasproduktion ausgestellt werden, werden Konversionsverluste berücksichtigt – es findet keine „1:1“-Konversion von Strom-HKN in Gas-HKN statt.

Für Wärme-Kälte sollen die energieträgerübergreifend formulierten Konversionsregeln der EN 16325 gelten, bzw. die EECS Gas Scheme Rules analog angewendet werden; demnach ist zur Ermittlung der Energiequelle des Outputs die Nettowärmeerzeugung mit dem Energieeinsatzfaktor für den jeweiligen Input zu multiplizieren.

Gemäß Abschnitt C3.6 der EECS Rules werden im Falle einer Ausstellung für eine Konversionsanlage verpflichtende (C3.6.1) und freiwillige (C3.6.2) Informationen vom für den Input entwerteten Herkunftsnachweis auf den für den Output auszustellenden Herkunftsnachweis übertragen (siehe Prozessbeschreibung zur HKN-Ausstellung bei Gasen und Wärme-Kälte für eine nähere Auflistung). Zudem müssen ausgestellte HKN die Information enthalten, ob sie im Zuge einer Konversionsausstellung ausgestellt wurden (nach EECS Rules, Abschnitt 3.5.4 lit. u). Dieser „Conversion Tag“ (näher definiert im EECS Fact Sheet 23: Conversion tracking - Release 2.0“) stellt sicher, dass grüne Eigenschaften, die im Rahmen eines Konversionsprozesses von einem Energieträger an einen anderen übertragen werden, korrekt nachverfolgt werden können und nicht zweimal als „aus erneuerbaren Energien erzeugt“ gezählt werden.

Im Fall, dass Gas in einer Konversionsanlage eingesetzt wird, kann die Nachweisführung zu den eingesetzten Inputs über Massenbilanzierung oder die Entwertung von Gas-HKN im Gas-HKNR erfolgen (unter Berücksichtigung von in anderen Systemen bestehenden Unterschieden bezüglich der Bilanzierungszeiträume, Energieeinheiten, Definitionen von Anlagen und Berechnungsregeln für die Nettoenergieerzeugung, Biomassecodes, etc.). Wird Strom eingesetzt, muss die Nachweisführung über die Entwertung von Strom-HKN und/oder den Nachweis der RFNBO-Kriterien gemäß §§ 4, 5 oder 9 der 37. BImSchV erfolgen (nach § 16 GWKHV). Zur Erhöhung der Benutzerfreundlichkeit und Reduktion des Bürokratieaufwands müssen Gas- und Wärme und Kälte-HKNR über Schnittstellen an das Strom-HKNR und auch an massenbilanzierte Register angebunden werden, um eine Datenübernahme aus Nachweisen für eingesetzte Inputs

in die Verbrauchserklärungen für Konversionsanlagen zu ermöglichen – samt automatischer Vererbung der relevanten Eigenschaften an die für die Nettoenergieerzeugung der Konversionsanlage ausgestellten HKN.

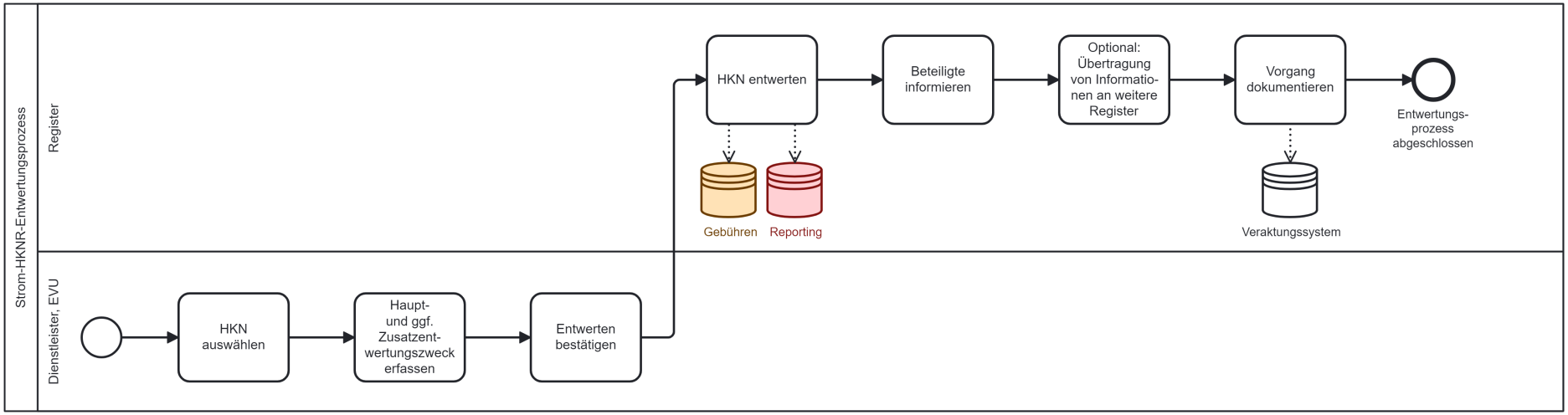
Um Mehrfachzählungen grüner Eigenschaften zu vermeiden, empfehlen die Berichte 4.4 und 4.3 des REGATRACE Projekts aus 2021-2022 (Verwimp et al., 2021, 2022), dass Input-Herkunftsnachweise bestenfalls vor (mindestens aber zeitgleich mit) der Ausstellung der entsprechenden Output-Herkunftsnachweise zu entwerten sind; eine ex-post Entwertung von Input-Herkunftsnachweisen wird aufgrund hohen Betrugs-Potenzials nicht empfohlen. In Abstimmung mit dem Umweltbundesamt als Registerführer soll die Entwertung von Input-HKN daher der HKN-Ausstellung für den Output von Konversionsanlagen vorausgehen. Dabei soll es möglich sein, über die Entwertung von Input-HKN (z. B. Strom-HKN) zugunsten einer bestimmten Konversionsanlage den HKN-Ausstellungsprozess im HKNR der Outputenergie (z. B. Gas- oder Wärme und Kälte-HKNR) automatisch auszulösen. Der Anlagenbetreiber im HKNR der Outputenergie wird über eine entsprechende Auslösung des Prozesses informiert und aufgefordert, Informationen einzutragen, die für die Vervollständigung des Ausstellungsantrags notwendig sind.

Der HKN-Entwertungsprozess im HKNR des Energieinputs (z. B. Strom-HKNR) folgt ebenfalls den EECS Rules. Im HKNR, in dem die Entwertung vorgenommen wird, ist im Rahmen des Entwertungsantrags gemäß EECS Rules, Abschnitt C7.2 die „Usage category“ „Konversionsausstellung“ (im Original: „Conversion Issuance“) anzugeben. In Abstimmung mit dem Auftraggeber soll dies dergestalt umgesetzt werden, dass der Hauptentwertungszweck Stromkennzeichnung (in den EECS Rules „cancellation purpose“) um einen Zusatzzweck Konversion (als „cancellation usage category“) ergänzt wird. Als Begünstigte*r der Entwertung[52] ist „Konversionsanlagenbetreiber“ als Art des*der Begünstigten sowie die Identität der Konversionsanlage und ihres Betreibers anzugeben. Hierüber wird die Zuordnung z. B. zu einer Gas-Produktionsanlage im Gas-HKNR ermöglicht.

Die Einführung des Zusatzzwecks „Konversion“ zum Hauptentwertungszweck „Stromkennzeichnung“ erfordert Anpassungen im Strom-HKNR, deren Ausarbeitung nicht Teil des Projekts war. Abbildung 69 stellt die notwendige Erweiterung des HKN-Entwertungsprozesses im Strom-HKNR jedoch überblicksartig dar. Anpassungsbedarf ergibt sich bei der Erfassung des Zusatzentwertungszwecks „Konversion“, sowie der optionalen Übertragung von Informationen an weitere Register, sofern die HKN-Entwertung einen Konversionsausstellungsprozess im Gas- oder Wärme- und Kälte-HKNR auslöst.

[52] Begünstigte*r ist der Akteur, für den HKN entwertet wird; Arten von Begünstigten sind (je nach Verwendungskategorie der Entwertung) Energielieferanten oder Endkonsumenten, oder Konversionsanlagenbetreiber (sowie, falls im HKN-System vorgesehen, Speicherbetreiber und andere Zertifizierungssysteme, diese letzten Kategorien sind im deutschen Fall nicht relevant). Siehe dazu Abschnitt C7.2.1 EECS Rules.

Abbildung 69: Erweiterung des Entwertungsprozesses im Strom-HKNR zur Abbildung von Konversionsvorgängen



Quelle: FfE und Hamburg Institut auf Basis des Lastenhefts des Strom-HKNR (OFFIS, 2012).

Zunächst ist vorgesehen, dass nur Lieferanten der Input-Energie (z. B. Stromlieferanten) HKN zugunsten von Konversionsanlagen entwerten können. Dies folgt dem geltenden HKN-Entwertungsrecht in Deutschland, wonach die Entwertung von Strom-HKN nur durch Stromlieferanten im Rahmen der Stromkennzeichnung zulässig ist (siehe dazu Abschnitt 3.1.3.1 für eine Kurzdarstellung des Rechtsrahmens). Konversionsanlagenbetreiber müssen dementsprechend mit ihrem Energieinputlieferanten vereinbaren, welche HKN mit welchen Eigenschaften zu welchem Zeitpunkt entwertet werden müssen, um für die Nachweisführung für einen Konversionsprozess im Gas- oder Wärme- und Kälte-HKNR zur Verfügung zu stehen. Um den Zuordnungsprozess von HKN-Entwertungen zu Konversionsanlagen zu vereinfachen bzw. weniger fehleranfällig zu gestalten, sollen Energieinputlieferanten möglichst die von ihnen belieferten Konversionsanlagen und -anlagenbetreiber in einer Drop-Down-Liste für die Auswahl des*der Begünstigten der Entwertung angezeigt erhalten. Voraussetzung ist eine Einverständniserklärung der entsprechenden Anlagenbetreiber und die datenschutzkonforme technische Realisierbarkeit zu angemessenen Kosten.

Die Frage, ob alternativ eine Auswahlmöglichkeit aller im HKNR geführten Anlagen- und Anlagenbetreiber-IDs oder sogar -namen ermöglicht werden könnte, wurde vom Projektpartner BBH einer rechtlichen Kurzeinschätzung unterzogen. Ob eine Veröffentlichung der Daten zu den Anlagen erfolgen kann, hängt davon ab, ob es sich um Daten handelt, die dem Datenschutz unterliegen (bei Daten, die sich auf natürliche Personen beziehen) oder um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse (bei Daten, die sich auf Unternehmen beziehen). Auch nach dem Umweltinformationsgesetz (UIG) (oder dem Gesetz zur Regelung des Zugangs zu Informationen des Bundes (IFG)) ist die Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nicht zulässig (§ 6 S. 2 IFG: Zugang zu Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen darf nur gewährt werden, soweit der Betroffene eingewilligt hat; § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 UIG: Soweit … durch das Bekanntgeben Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse zugänglich gemacht würden …, ist der Antrag abzulehnen.).

Eine Veröffentlichung von Daten zu natürlichen Personen wird generell nicht empfohlen, dürfte aber auch nur in absoluten Ausnahmefällen relevant sein, da Anlagen kaum von Privatpersonen betrieben werden, sondern immer von juristischen Personen/ Unternehmen. Bei Daten von Unternehmen ist eine Veröffentlichung dann unzulässig, wenn es sich bei der Tatsache, dass eine Anlage im HKNR registriert ist, um ein Betriebs- und Geschäftsgeheimnis handelt. Als Geschäftsgeheimnis gilt eine Information, die weder insgesamt noch in der genauen Anordnung und Zusammensetzung ihrer Bestandteile den Personen in den Kreisen, die üblicherweise mit dieser Art von Informationen umgehen, allgemein bekannt oder ohne Weiteres zugänglich ist und daher von wirtschaftlichem Wert ist und bei der ein berechtigtes Interesse an der Geheimhaltung besteht (§ 2 Nr. 1 Gesetz zum Schutz von Geschäftsgeheimnissen (GeschGehG)).

Nach erster Einschätzung spricht viel dafür, dass es sich allein bei der Tatsache, dass die Anlage registriert ist, nicht um ein Geschäftsgeheimnis handelt. Denn allein aus der Registrierung kann auch nicht auf etwaige Aktivitäten im Register (Strommengen/ Gasmengen, Preise etc.) geschlossen werden. Eine Anzeige aller Anlagenbetreiber im Register wäre damit möglich. Allerdings erscheint es wohl auch nicht völlig ausgeschlossen, dass dies von Gerichten im Einzelfall anders bewertet werden könnte. Der rechtssicherste Weg wäre daher, wenn Anlagenbetreiber bei der Registrierung – etwa über ein besonderes Feld mit Anklicken eines Häkchens – eine Zustimmung zur Veröffentlichung erteilen.[53]Mittelfristig könnte darüber hinaus eine Weiterentwicklung des Entwertungsrechts dahingehend geprüft werden, dass auch

[53] Anmerkung: Die Daten zu Anlagen im MaStR sind auch mit Namen der Betreiber veröffentlicht. Im Unterschied zum HKNR besteht allerdings eine Pflicht zur Registrierung, so dass allein aus der Tatsache keine weitere Ableitung getroffen werden kann. Insofern kann aus der Veröffentlichung im MaStR wohl kein unmittelbarer Rückschluss für unsere Frage gezogen werden.

Konversionsanlagenbetreiber selbst HKN für die von ihnen bezogenen Energieinputs entwerten dürfen. In diesem Fall könnten Konversionsanlagenbetreiber ein Konto im entsprechenden HKNR eröffnen (z. B. Strom-HKNR), HKN von Anlagenbetreibern, Händlern oder Lieferanten beziehen und diese selbst zugunsten ihrer Konversionsanlagen entwerten. Dies erhöht die Flexibilität von Konversionsanlagenbetreibern, der produzierten Energie spezifische Eigenschaften zuzuordnen, erhöht die Kontrolle über den zeitlichen Ablauf von Entwertungsvorgängen und kann Transaktionskosten in der Abstimmung mit Energielieferanten sparen. Der Möglichkeit, selbst spezifische HKN für Energieinputs auswählen zu können, wurde im Rahmen der projektbegleitenden Stakeholderworkshops insb. von Wärmeversorgern eine hohe Bedeutung zugemessen. Dies wurde als wichtig erachtet, um mit Produkten, die auf strom- oder gasbasierter Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien aufbauen, spezifische Kundenanforderungen erfüllen zu können. Eine möglicherweise in Zukunft eintretende Öffnung des Entwertungsrechts für Konversionsanlagenbetreiber sollte in den Gas- und Wärme- und Kälte-HKNR daher prinzipiell abbildbar sein.

Um eine Verzögerung von Prozessabläufen zu vermeiden, empfiehlt es sich, z. B. im Rahmen der Durchführungsverordnung der neuen HKNR festzulegen, dass bei der Entwertung von HKN zugunsten einer Konversionsanlage der unter Einsatz des entsprechenden Energieträgers hergestellte Energieoutput der Konversionsanlage bereits erzeugt wurde. Das heißt beispielsweise im Fall der Wasserstoffherstellung, dass die Entwertung von Strom-HKN für den Strom-Input des Elektrolyseurs erst dann durchgeführt wird, wenn die Wasserstoffmenge, der die entsprechenden Strom-Eigenschaften zugeordnet werden sollen, bereits erzeugt wurde. Dies soll sicherstellen, dass nach Übermittlung der Messwerte für den Output der Konversionsanlage die Voraussetzungen für die Beantragung der HKN-Ausstellung gegeben sind, um eine Häufung von automatisch ausgelösten HKN-Ausstellungsprozessen mit Status „Pending“ zu vermeiden. Zur Sicherstellung von Kohärenz zwischen Strom-, Gas- und Wärme-/Kältekennzeichnungsregeln empfiehlt sich zudem die Klarstellung, dass der Energieeinsatz, auf den sich eine HKN-Entwertung bezieht, im selben Kalenderjahr stattgefunden hat wie die Energieproduktion in der Konversionsanlage (bei Gasen, die den RFNBO-Kriterien nach 37. BImSchV entsprechen, ist nach § 7 37. BImSchV eine strengere zeitliche Korrelation in Bezug auf einen Kalendermonat herzustellen, ab 2030 ist eine stündliche Korrelation vorgesehen, jeweils mit zeitlichen Verlagerungsmöglichkeiten durch den Einsatz von Stromspeichern).

Neben einer Auslösung der HKN-Ausstellung für Konversionsprozesse durch die HKN-Entwertung für Input-Energieträger (Konversionsoption 1: Auslösung der HKN-Ausstellung für Output durch HKN-Entwertung im Input-Register mit Vererbung der Input-Eigenschaften), sollen auch Konversionsanlagenbetreiber bzw. deren Dienstleister selbst den HKN-Ausstellungsprozess starten können (wie andere Anlagenbetreiber auch; Konversionsoption 2: Auslösung der HKN-Ausstellung für Output im Output-Register selbst mit Ermittlung der Inputeigenschaften mittels Verbrauchserklärung). In diesem Fall können im Rahmen der Verbrauchserklärungen Informationen zu den für Inputenergie entwerteten HKN übermittelt werden (insb. HKN-ID-Nummern), um einen Informationsabruf aus dem HKNR, in dem die Entwertung stattgefunden hat, zu starten. Auch in diesem Fall ist jedoch Voraussetzung, dass die entsprechenden HKN zugunsten der spezifischen Konversionsanlage entwertet wurden.

Zu beachten ist zudem, dass z. B. bei einer Auslösung der Gas-HKN-Ausstellung aus dem Strom-HKNR heraus der Gas-HKN-Ausstellungsprozess bei der Entwertung eines Strom-HKN-Zertifikatsbündels erfolgen würde. Im Rahmen der Vervollständigung des Gas-HKN-Ausstellungsprozesses ist durch Angaben im Zuge der Verbrauchserklärung zu belegen, dass ausreichend HKN für Energieinputs entwertet wurden, um HKN für einen Output-Messwert auszustellen. Wenn beispielsweise in einem Elektrolyseur 100 MWh Strom eingesetzt wurden,

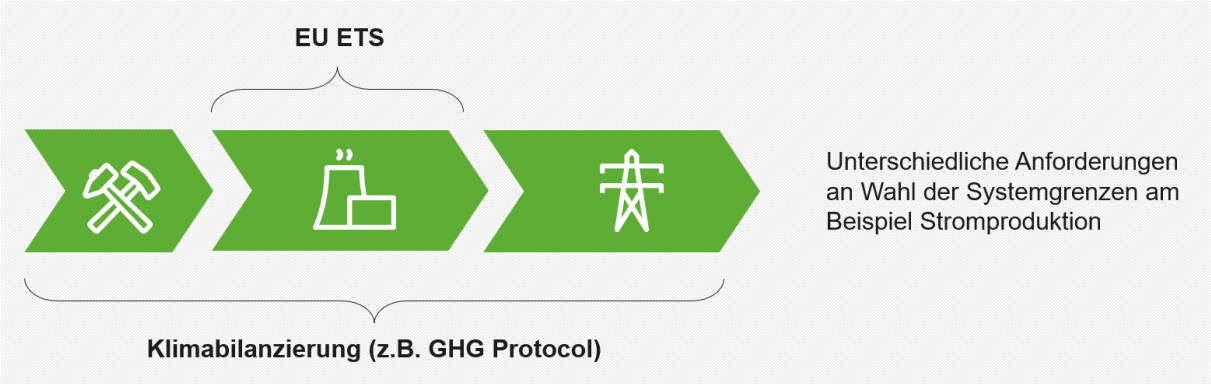
um in einem Kalendermonat 75 MWh Wasserstoff zu erzeugen (bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 75 %, wobei der tatsächliche Wirkungsgrad von konkreten Herstellungsverfahren und Anlagenparametern abhängt) (Umweltbundesamt [UBA], 2024), müssen HKN für diese 100 MWh Strom entwertet werden, um für den vollständigen Messwert von 75 MWh Wasserstoff Gas-HKN beantragen zu können. Hier kann der Fall eintreten, dass die benötigten 100 Strom-HKN (mit einer Einheit von 1 MWh) von verschiedenen Stromlieferanten entwertet werden, und beispielsweise zwei Zertifikatebündel von je 50 HKN zugunsten des Elektrolyseurs entwertet werden. Decken die entwerteten Strom-HKN nur einen Teil des Energieinputs ab, der für die Produktion eines Gas-Nettoenergieoutputs eingesetzt wurde, können Gas-HKN nur für den Anteil des Outputs, dem die mit HKN-Entwertung belegten Input-Eigenschaften zuzurechnen sind, ausgestellt werden (mit Zuweisung nach der Allokationsregel der EECS Gas Scheme Rules in O6.3 und O6.4, siehe oben). Im Rahmen der Verbrauchserklärung sollte es bei Auslösung der Gas-HKN-Ausstellung aus dem Strom-HKNR heraus die Möglichkeit geben, Angaben zu weiteren entwerteten Zertifikatsbündeln für den Energieinput hinzuzufügen, um eine Gas-HKN-Ausstellung für einen kompletten Messwert zu ermöglichen. Im konkreten Beispiel würde der Gas-HKN-Ausstellungsprozess bei der Entwertung des ersten Strom-HKN-Zertifikatebündels von 50 HKN ausgelöst; der Gasproduzent würde Informationen zum zweiten entwerteten Zertifikatebündel von 50 HKN hinzufügen, um Gas-HKN für den gesamten monatlichen Messwert von 75 MWh Wasserstoffproduktion zu erhalten. Zudem sollte das Register Messwerte als „teilweise ausgestellt“ nachhalten können, um es zu ermöglichen, z. B. HKN für kalendermonatlich übertragene Messwerte über mehrere Ausstellungsanträge verteilt auszustellen (d. h. im Beispiel würden für einen Kalendermonat zwei Ausstellungsanträge für Gas-HKN gestellt, für je 37.5 MWh Wasserstoffproduktion).

5.5 Emissionsfaktoren und Informationstiefe

Nach § 18 Abs. 2 GWKHV kann ein HKN für Gas oder Wärme-Kälte auf Antrag eines Anlagenbetreibers auch Angaben zu bei der Erzeugung der Energieeinheit entstandenen Treibhausgasemissionen enthalten.

Informationen zu den THG-Emissionen einer Energieeinheit werden in den unterschiedlichsten Kontexten benötigt. Da hier unterschiedliche Zielsetzungen vorherrschen, unterscheidet sich je nach Berichterstattungskontext auch häufig die Bilanzierungsmethodik, z. B. in Bezug auf die zu setzenden Systemgrenzen, die Wahl der zu verwendenden Emissionsfaktoren oder Allokationsansätze.

Abbildung 70: Vorgaben zu THG-Bilanzierung unterscheiden sich je nach Berichterstattungskontext



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut.

Wie in Abbildung 70 am Beispiel der zu setzenden Systemgrenzen bei der Berechnung der THG-Emissionen der Stromproduktion gezeigt, können je nach Berichterstattungskontext methodische Entscheidungen zur Bilanzierung anders ausfallen. Im Rahmen des EU ETS müssen nur die direkten Emissionen der Stromproduktion berichtet werden. Es werden nur die Emissionen besteuert, für die der Stromerzeuger direkt verantwortlich ist. Im Kontext der unternehmerischen Klimabilanzierung wiederum wird die Verantwortlichkeit für Emissionen weiter definiert und die Systemgrenzen dementsprechend weiter ausgelegt. Nach Klimabilanzierungslogik wäre ein Stromerzeuger auch für die bei der Extraktion der Rohstoffe für die Stromproduktion entstehenden Emissionen verantwortlich. Selbiges gilt für die Emissionen, die Netzverlusten zuzuschreiben wären. Deshalb werden Systemgrenzen weiter gefasst und auch diese Emissionen müssen in der THG-Bilanzierung der Stromproduktion berücksichtigt werden.

In der Begründung zu § 18 GWKHV heißt es, dass möglichst alle anerkannten Methoden zur Ermittlung von THG-Emissionen zulässig sein sollten, um aus Nutzersicht verständliche sowie notwendige Informationen zu generieren. Im Kontext der Registerausgestaltung wäre daher zu klären, welche Emissionsfaktoren unter welchen Bedingungen auf einem HKN für Gase (inkl. Wasserstoff) sowie Wärme-Kälte angegeben werden dürfen. Dies wird im Folgenden für Biomethan, Wasserstoff und Wärme-Kälte gesondert untersucht.

5.5.1 Biomethan

Aktuell besteht keine Vorgabe zur Berechnungsmethodik von Emissionsfaktoren auf HKN für erneuerbare Gase, insbesondere Biomethan. Allerdings werden in anderen Kontexten bereits verschiedene Standards angewendet, die sich in ihren Berechnungsmethoden und ihren betrachteten Systemgrenzen unterscheiden. So schlug beispielsweise die FaStGO Initiative vor, den ISO 14067 Standard[54] anzuwenden, der alle Emissionen außer denen berücksichtigt, die beim Transport und der Lieferung an die Verbrauchenden sowie bei der Herstellung oder dem Bau der Investitionsgüter entstehen (Van Stein-Callenfels et al., 2020). Andere Ansätze beschränken die Berechnungen auf direkte Emissionen der Energieerzeugung, wodurch ein Emissionsfaktor von Null für alle erneuerbaren Energien inklusive Biomasse entsteht (AIB, 2024d).

Im Rahmen der verpflichtenden Berechnung der Emissionseinsparungen gemäß RED II/III werden alle Emissionen vom Anbau bis hin zum Verbrauch dokumentiert. Art. 25-31 RED II/III regeln den Einsatz von Biomasseprodukten und RFNBO insbesondere im Verkehr, aber auch in anderen Bereichen und enthalten Bestimmungen zur Erfüllung von Nachhaltigkeitskriterien und THG-Einsparungen bei der Nutzung von Biomassebrennstoffen (nebst ähnlichen Kriterien für RFNBO). Gemäß Art. 29 Abs. 1 RED III müssen Biomassebrennstoffe Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für THG-Einsparungen nach Art. 29, Abs. 2 bis 7 und 10 erfüllen, sofern ihr Verbrauch auf verschiedene regulatorische Ziele angerechnet werden soll (hierunter fallen der Beitrag zu den Anteilen der Energie aus erneuerbaren Quellen in den Mitgliedstaaten und zu den in Art. 3 Abs. 1, Art. 15a Abs. 1, Art. 22a Abs. 1, Art. 23 Abs. 1, Art. 24 Abs. 4 und Art. 25 Abs. 1 festgelegten Zielvorgaben). Diese Regelungen gelten für die Nutzung aller zulässigen Arten von Biomasse (siehe u. a. Art. 26), inklusive Abfälle und Reststoffe, wobei letzte nur THG-Einsparungen und keine Nachhaltigkeitskriterien nachweisen müssen, sofern sie nicht aus Land- und Forstwirtschaft oder Fischerei bzw. Aquakultur stammen. Bei festen Siedlungsabfällen

[54] ISO 14067:2018 Greenhouse gases — Carbon footprint of products — Requirements and guidelines for quantification https://www.iso.org/standard/71206.html

müssen keine THG-Einsparungen dokumentiert werden und bei gemischten Abfällen und verarbeiteten Produkten kann die Entfernung fossiler Materialien gefordert werden. Zudem legt Art. 29 Abs. 1 RED III fest, dass Nachhaltigkeitskriterien und THG-Einsparungen bei der Verwendung von Biomasseprodukten eingehalten werden müssen, sofern diese in Anlagen ab bestimmten Größen verwendet werden. Im Biomethan-Bereich sind demnach die folgenden Anlagengrößen relevant:

- Anlagen zur Wärme-/Kälte- oder Stromerzeugung, die mit gasförmigen Biomasse-Brennstoffen betrieben werden, ab Gesamtfeuerungswärmeleistung ≥ 2 MW
- Anlagen zur Erzeugung gasförmiger Biomasse-Brennstoffe mit durchschnittlicher Biomethan-Durchflussrate > 200m^3/h Methan-Äquivalent

Des Weiteren definiert Art. 29 Abs. 10 RED III, welche Anlagen beim Verbrauch von Biobrennstoffen THG-Einsparungen vorweisen müssen und in welcher Höhe diese zu leisten sind, in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Größe der Anlage sowie dem Zielsektor (siehe Tabelle 37).

Tabelle 37: Geforderte THG-Einsparungen bei Biomasseprodukten (Art. 29 Abs. 10 RED III)

Inbetriebnahme	THG-Einsparungen		
	Verkehr	Strom, Wärme/Kälte	
bis 05.10.15	≥ 50%		
06.10.15-31.12.20	≥ 60%		
ab 01.01.21	≥ 65%		
nach 20.11.23		≥ 80%	
		Gesamtfeuerungsleistung ≥ 10 MW	Gesamtfeuerungsleistung ≤ 10 MW + gasförmig
01.01.21-20.11.23		≥ 70% bis 31.12.29 ≥ 80% ab 01.01.30	≥ 70% bis 15 Jahre Betrieb ≥ 80% nach 15 Jahren Betrieb
Vor 01.01.21		≥ 80% nach 15 Jahren Betrieb, frühestens 01.01.26, spätestens 31.12.29	≥ 80% nach 15 Jahren Betrieb, frühestens 01.01.26

Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Datenbasis: RED III.

Zusammengefasst gelten folgende Regelungen für Biogas-/Biomethananlagen:

- Anlagen Inbetriebnahme **ab** 01.01.21 u. Feuerungswärmeleistung ≥ 2 MW: THG-Minderung und Nachhaltigkeitszertifizierung (mit unterschiedlichen geforderten Einsparungshöhen, abhängig von Alter und Größe)
- Anlagen Inbetriebnahme **vor** 01.01.21 u. Feuerungswärmeleistung ≥ 2 MW: THG-Minderung und Nachhaltigkeitszertifizierung nach 15 Jahren Betrieb, frühestens ab 01.01.26

Zur Berechnung der THG-Einsparungen im Kontext der RED sind insbesondere Emissionsfaktoren (gCO2eq/MJ) aus Anhang IX der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission und/oder aus Systemdokumenten einiger Zertifizierungssysteme (z. B. ISCC System GmbH) und/oder aus den Anhängen V (Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe) und

VI (feste Biomasse und Biomethan/Biogas) der RED II/III (mit der RED III ändern sich die Faktoren nicht) heranzuziehen. Standardwerte und typische Werte für Emissionen bzw. Emissionseinsparungen aus den Anhängen V und VI der RED II/III sind mit eigens errechneten Werten zu vergleichen und signifikante Abweichungen von den typischen Werten sind zu begründen und zu rechtfertigen. Standardfaktoren liegen für unterschiedliche Substrate vor, wodurch eine detaillierte Berechnung für jede Lebenszyklusstufe durchgeführt werden kann (siehe Tabelle 38 und Tabelle 39). Somit liefert die RED bereits eine elaborierte Vorgehensweise zur Berechnung von Emissionen bzw. Emissionseinsparungen.

Tabelle 38: Beispiel Aktivitätsdaten Biomasse

Schnittstellenbereich	Eingangsdaten	Möglicher Nachweis aus
Anbau und Gewinnung e_{ec}	Größe der Anbaufläche	Ackerschlagkartei
	Ertrag	Ackerschlagkartei
	Substratmenge	Ackerschlagkartei
	Feuchtegehalt	Analyseergebnisse
	Saatgut	Ackerschlagkartei
	Pflanzenschutzmittel	Ackerschlagkartei
	Dünger	Ackerschlagkartei
	Stickstoffgehalt Dünger	Spezifikation Hersteller
	Dieselverbrauch	Ackerschlagkartei, Dokumentation
	Stromverbrauch	Abrechnung Stromanbieter
Transport und Distribution e_{td}	Dieselverbrauch	Verbrauchsdatenmessungen, KTBL
Verarbeitung e_p	Methanemissionen (Biogasanlage, Biogasaufbereitungsanlage)	Messwerte, Richtwerte
	Stromverbrauch	Abrechnung Stromanbieter
	Wärmeverbrauch	Abrechnung Anbieter
	Produktionsinput	Warenwirtschaftssystem, Verbrauchsdatenmessungen
	Ertrag	Messungen
Nutzung e_u	CH_4, N_2O Emissionen BHKW	Messungen, Literaturdaten

Quelle: Mossmann et al., 2021.

Tabelle 39: Beispiel Emissionsfaktoren verschiedener Substrate und der Substratmischung

Teilemissionen		RG	DSS	GS	Substrat-mischung	Einheit
Energetische Anteile der Rohstoffe am Input in den Fermenter	S_n	0,14	0,36	0,5	1	-
Rohstoffanbau und -gewinnung	e_{ec}	0	16,69	25,55	-	g CO_2eq/MJ
Transport und Vertrieb der Rohstoffe	e_{td}	0	0,16	0,29		g CO_2eq/MJ
Landnutzungsänderung	e_l	0	0	0	-	g CO_2eq/MJ
Landwirtschaftliche Bewirt-schaftungspraktiken	e_{sca}	-90,25	0	0	-	g CO_2eq/MJ
Biogaserzeugung	e_p	-	-	-	9,41	g CO_2eq/MJ
Nutzung	e_u				8,9	g CO_2eq/MJ

Quelle: Mossmann et al., 2021; Abk.: Rindergülle (RG), Substratmischung Silage aus Durchwachsener Silphie (DSS) und Grassilage (GS).

Eine methodische Orientierung an der RED II/III bzw. der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 wäre inhaltlich empfehlenswert, um Widersprüche zu massenbilanzierten Verfahren, die sich zumindest im europäischen Kontext an die RED-Vorgaben halten (sofern Anlagen unter bestimmte Größenordnungen fallen), zu vermeiden. Zudem bestehen hier bereits gut durchkonzipierte Standardwerte. Ein dementsprechender Emissionsfaktor auf HKN bzw. die damit berechneten Emissionswerte könnte die Emissionen bis einschließlich derjenigen der Biogaserzeugung abdecken. Allerdings ist selbst bei einer entsprechenden Vorgabe in Deutschland nicht sichergestellt, dass Emissionen auf importierten Gas-HKN derselben Berechnungsmethodik folgen (hingegen gelten dazu bei massenbilanzierten Verfahren einheitliche Regelungen). Demnach ist zu empfehlen, dass zusätzlich zur Angabe des Emissionsfaktors die angewandte Berechnungsmethodik angegeben wird (dieser Vorschlag ist konsistent mit der Entwurfsfassung der EN 16325 sowie den EECS Gas Product Rules (AIB, 2022, Juni, 2023c, 2024b). Diese Vorgehensweise ist ebenso empfehlenswert, wenn anstatt eines einheitlichen Verfahrens, unterschiedliche Verfahren zur Emissionsfaktorberechnung auf HKN zugelassen würden.

Sofern sich Gasmengen, für die HKN mit Emissionsangaben ausgestellt werden, nicht in einem massenbilanzierten Verfahren befinden, in dessen Rahmen ohnehin eine gutachterlich begleitete Emissionsberechnung stattfindet, sollte zur Sicherstellung der Verlässlichkeit von emissionsbezogenen Angaben eine adäquate Zertifizierung durch Gutachtende gefordert werden (§ 12 Abs. 2 GWKHV bietet hierfür die gesetzliche Grundlage).

Weitere Implikationen ergeben sich für die Informationstiefe bezüglich Energiequellen-Angaben, insbesondere auf Biogas-HKN: Um die Nachvollziehbarkeit der vorgelegten Daten zu gewährleisten ist die Ausweisung genauer Substratinformationen sinnvoll, d. h. bis zur Tiefe Level 3 oder möglichst Level 4 der durch das EECS vorgegebenen Energiequellen-Codes (siehe Tabelle 40). Erst das Level 4 ermöglicht bei Biomasse-Einsatzstoffen eine Unterscheidung zwischen Abfall- und Reststoffen und Energiepflanzen, die für die THG-Bilanzierung und

Nachhaltigkeitsbewertung von zentraler Bedeutung ist. Auch bei forstlicher Biomasse sind Energiequellencodes nach Level 4 erforderlich, um zwischen einer energetischen Nutzung von Primärholz und Rest- und Abfallstoffen zu unterscheiden. Neben der Nachvollziehbarkeit von Emissionsfaktoren kann diese Information es auch ermöglichen, eine höhere Wertigkeit von HKN zu realisieren, deren zugrundeliegende Energiemengen unter Verwendung besonders nachhaltiger Biomassearten erzeugt wurden.

Tabelle 40: EECS Rules fact sheet 5 - Arten von Energiequellen und Technologien - Auszug

Level 1		Level 2		Level 3		Level 4			CO2
Code	Description	Code	Description	Code	Description	Code	Description	Full code	Kg/GJ[4]
00	Unspecified	00	Unspecified	00	Unspecified	00	Unspecified	F00000000	0.0
01	Renewable	00	Unspecified	00	Unspecified	00	Unspecified	F01000000	0.0
		01	Solid	00	Unspecified	00	Unspecified	F01010000	0.0
				01	Municipal waste	01	Biogenic	F01010101	0.0
				02	Industrial and commercial waste	01	Biogenic	F01010201	0.0
				03	Wood	00	Unspecified	F01010300	0.0
						01	Forestry products	F01010301	0.0
						02	Forestry by-products & waste	F01010302	0.0
						03	Saw products, by-products and waste	F01010303	0.0
				04	Animal fats	00	Unspecified	F01010400	0.0
				05	Biomass from agriculture	00	Unspecified	F01010500	0.0
						01	Agricultural products	F01010501	0.0
						02	Agricultural by-products & waste	F01010502	0.0
		02	Liquid	00	Unspecified	00	Unspecified	F01020000	0.0
				01	Municipal biodegradable waste	00	Unspecified	F01020100	0.0
				02	Black liquor	00	Unspecified	F01020200	0.0
				03	Pure plant oil	00	Unspecified	F01020300	0.0
						01	Rapeseed (Brassica napus L.)	F01020301	0.0
						02	Sunflower (Helianthus anuus L.)	F01020302	0.0
						03	Oil palm (Elaeis guineensis Jacq.)	F01020303	0.0
						04	Coconut (Cocos nucifera L.)	F01020304	0.0
						05	Jatropha	F01020305	0.0
				04	Waste plant oil	00	Unspecified	F01020400	0.0
				05	Refined vegetable oil	00	Unspecified	F01020500	0.0
						01	Biodiesel (mono-alkyl ester)	F01020501	0.0

[4] *This reflects the IPCC statistics where these exist for an energy source, and otherwise the Dutch table of standard CO2 emission factors for energy production*

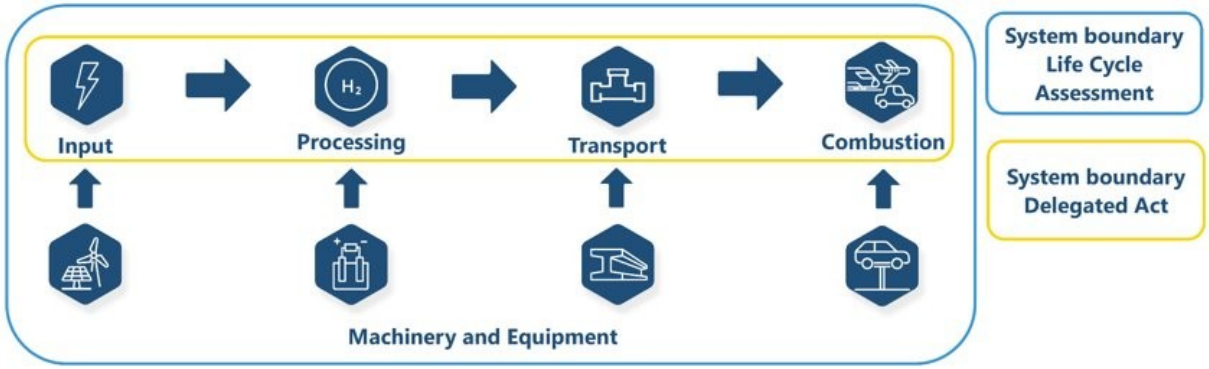
Quelle: AIB, 2024d.

Das G-HKNR sollte die transparente und verlässliche Ausweisung des Emissionsfaktors ermöglichen, wobei der Aufwand in der Umsetzung verhältnismäßig bleiben sollte. Der konkrete Anwendungsfall für Emissionsfaktoren auf Gas-HKN ergibt sich allerdings erst in Abhängigkeit von der letztendlichen Etablierung von HKN im Nachweisgefüge. Demnach wird das Potenzial bzw. die Relevanz von HKN-Emissionsfaktoren beispielsweise davon abhängen, ob HKN als reines Endkundeninformations- oder als Nachweisinstrument im regulatorischen Kontext genutzt werden und ob die Ausweisung von Vorkettenemissionen im Rahmen der Gaskennzeichnung gefordert wird, etc. Genaue Ausgestaltungs- und Standardisierungsbedarfe ergeben sich dementsprechend erst, wenn Klarheit über die Anwendungsfälle besteht.

5.5.2 Wasserstoff

Im Zuge des Markthochlaufs von Wasserstoff hat die Verabschiedung des delegierten Rechtsaktes basierend auf RED II Artikel 28 Abs. 5 zur Emissionsbilanzierung auf EU-Ebene einen regulatorischen Rahmen für RFNBO geschaffen, zu denen auch erneuerbarer Wasserstoff zählt. Innerhalb der EU existieren unterschiedliche Grenzwerte und Methoden für die Emissionsbilanzierung von Wasserstoff. Dies zeigt ein Vergleich des delegierten Rechtsakts (im Folgenden DA genannt) zur Definition von RFNBO mit der EU-Taxonomie. In letzterer ist ein Grenzwert von 3 kg CO_2e / kg H_2 festgelegt (RFNBO-Grenzwert: 3,4 kg CO_2e / kg H_2). Der CO_2-Fußabdruck kann für die EU-Taxonomie entweder unter Anwendung einer Lebenszyklusanalyse (engl. Life Cycle Assessment) nach ISO 14067:2018 oder nach der im DA beschriebenen Methode bestimmt werden. Die für RFNBO vorgeschriebene Methodik berücksichtigt dabei keine Emissionen, die durch Investitionsgüter (z. B. Bau der Anlagen) entstehen. Die Emissionen bis zur Inverkehrbringung von RFNBO, d. h. Transport und Speicherung, werden jedoch berücksichtigt.

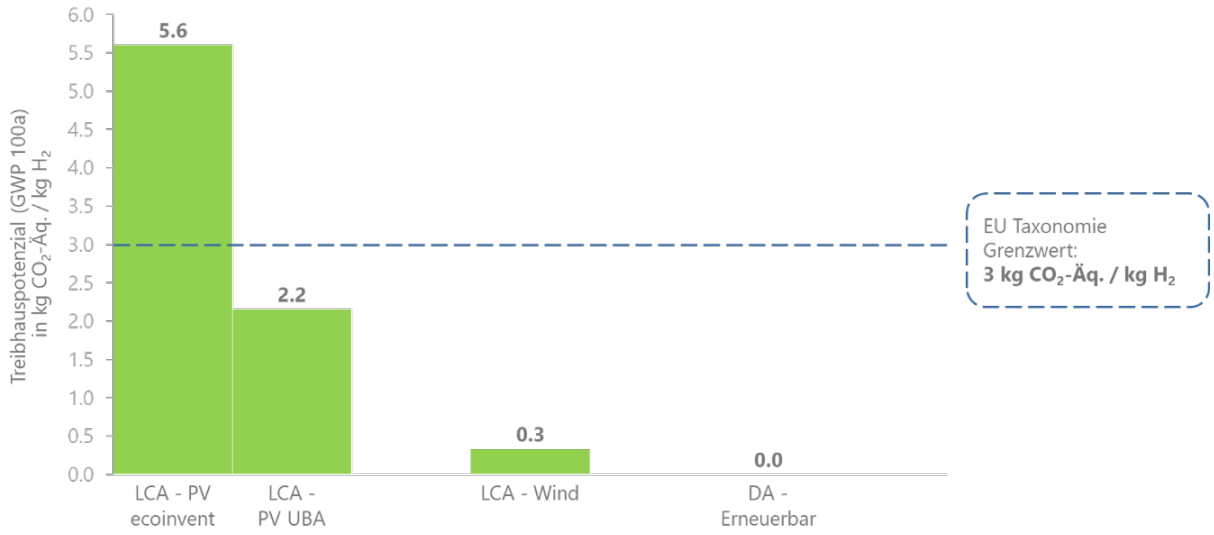
Abbildung 71: Systemgrenzen unterschiedlicher Bilanzierungsmethodiken



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

Insgesamt zeigt sich dennoch für die Emissionsbilanzierung von erneuerbarem Wasserstoff, dass die für RFNBO festgelegte Methode in der EU etabliert ist, weil diese Kriterien beispielsweise auch in Auktionen von H2Global und der European Hydrogen Bank Anwendung finden. Auch bei der EU-Taxonomie wird sich aufgrund der Wahlfreiheit die Methode nach DA durchsetzen, da die Unterschreitung des Grenzwertes für Wasserstoff mit dieser einfacher erreichbar ist.

Abbildung 72: Emissionsfaktoren für wind- und PV-strombasierten Wasserstoff je nach Bilanzierungsmethodik



Quelle: Neitz-Regett et al., 2023

Da sich je nach angewandter Methodik mitunter sehr unterschiedliche Emissionsfaktoren ergeben, ist es von großer Bedeutung die Methodik im Rahmen der Ausstellung eines Herkunftsnachweises anzugeben und auf diesem auszuweisen.

5.5.3 Wärme-Kälte

Auch in Bezug auf Fernwärmelieferungen sind in den unterschiedlichsten Kontexten Informationen zu den THG-Emissionen anzugeben. Hierbei unterscheiden sich die jeweiligen Berichterstattungsanforderungen häufig auch in der Berechnungsmethodik. Dies hängt wie eingangs erläutert von den unterschiedlichen Zielstellungen ab, im Kontext derer Emissionen zu berichten sind. Unterschiedliche Zielstellungen führen zu unterschiedlichen Entscheidungen bzgl. der Erfassungsmethodik von THG-Emissionen. Tabelle 41 zeigt die unterschiedlichen Vorgaben bzgl. der Berechnung von THG-Emissionen im Fernwärmekontext auf. Es wird deutlich, dass sich diese je nach Berichterstattungskontext in Bezug auf die Methodik unterscheiden und generell unterschiedlich konkret gehalten sind.

Tabelle 41: Vorgaben zu Berechnungsmethoden für THG-Emissionen im Fernwärmekontext

Berichterstattungskontext	Berechnungsmethode
Klimabilanzierung von Unternehmen	Je nach gewähltem Klimabilanzierungsstandard unterschiedlich, häufig sind Vorkettenemissionen mit einzubeziehen → Vielzahl an Methoden, z. B. GHG Protocol oder ISO 14067 „Carbon footprint of products”
FFVAV	Ausweisung der mit dem Energiemix verbundenen jährlichen Treibhausgasemissionen; keine Berechnungsmethode vorgegeben

Berichterstattungskontext	Berechnungsmethode
	→ Wahl der Methode offen
WPG	Erstellung THG-Bilanz, „nach den anerkannten Regeln der Technik“ → Wahl der Methode offen
GEG	Ermittlung Emissionen zur Ausweisung im Energieausweis (§ 85 Abs. 2 u. 3), vorgegebene Emissionsfaktoren in Anhang 9 GEG
ETS I	Verfeuerte Brennstoffmenge (unterer Heizwert) in TJ multipliziert mit Standardemissionsfaktoren nach Anhang VI EU 2018/2066 (DVO zu THG-Berichterstattung gemäß ETS)
CO2KostAufG	Angabe des heizwertbezogenen Emissionsfaktors der Wärmelieferung, zu berechnen nach Anlage 2 EBeV 2030 (Emissionsberichterstattungsverordnung zum BEHG); vorgegebene Emissionsfaktoren in Teil 4 Anlage 2 EBeV 2030
BEW	Berechnung der durch Maßnahmen eingesparten Emissionen mit festgelegten Emissionsfaktoren nach BAFA-Merkblatt
BEG	Berechnung der durch Maßnahmen eingesparten Emissionen mit festgelegten Emissionsfaktoren nach Anhang 9 GEG

Quelle: eigene Recherche, Hamburg Institut.

Grundlegende methodische Unterschiede in der Emissionsberechnung lassen sich im Fernwärmekontext zudem bei der Behandlung von KWK-Anlagen feststellen. Hier müssen Emissionen auf die Strom- sowie Wärmeproduktion einer Anlage aufgeteilt werden. Es bestehen drei verschiedene Allokationsmethoden: Stromgutschriftmethode, Carnot-Methode sowie finnische Methode (Mauch et al., 2010).

Wird die Stromgutschriftmethode verwendet, so wird der Wärmeversorgung eine Primärenergieeinsparung und eine hiermit verbundene THG-Emissionseinsparung gutgeschrieben. Diese Gutschrift ergibt sich daraus, dass angenommen wird, dass Strom aus KWK-Anlagen am Strommarkt fossil erzeugten Strom verdrängt. Primärenergieeinsparungen sowie THG-Emissionseinsparungen werden auf Basis eines festgelegten Stromverdrängungsmix ermittelt. Die Gutschrift kann theoretisch dazu führen, dass der Wärmeversorgung negative Emissionen zugeschrieben werden, wenn die ermittelten THG-Einsparungen die Emissionen der Wärmeerzeugung überschreiten. Anwendung findet die Stromgutschriftmethode z. B. im Rahmen des GEG.

Unter Anwendung der Carnot-Methode bildet die rechnerische Trennung des Brennstoffeinsatzes für gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung die Grundlage für die Ermittlung der THG-Emissionen für die Wärmeerzeugung aus einer KWK-Anlage. Es werden Emissionsfaktoren berechnet, die sich nur auf die bereitgestellte Wärme- bzw. Stromerzeugung

beziehen. Als Aufteilungsschlüssel fungiert hier der elektrische und thermische Wirkungsgrad einer KWK-Anlage. Die Carnot-Methode wird häufig im Rahmen der unternehmerischen Klimabilanzierung angewendet.

Nach der finnischen Methode, die auch als Referenzwirkungsgradmethode bezeichnet wird, wird der Brennstoffeinsatz auf die erzeugte Wärme sowie den erzeugten Strom anhand von Primärenergieeinsparungen im Vergleich zu ungekoppelten Referenzsystemen aufgeteilt. In Deutschland findet die Methode vornehmlich im Kontext des CO2KostAufG Anwendung.

Für KWK-Anlagen müssen zudem nach § 9 Abs. 2 EEV auch im Rahmen des Strom-HKNR CO_2-Emissionen ermittelt und auf den entsprechenden Strom-HKN vermerkt werden. Hier stellt sich die Frage, ob auch für Angaben zu Emissionen auf Wärme-Kälte-HKN auf die bereits im Strom-HKN vorgegebene Berechnungsmethodik zurückgegriffen werden kann. Dies würde einerseits eine Vereinfachung und Harmonisierung in der Umsetzung bedeuten, andererseits würde eine solche Lösung dem in der Begründung zu § 18 GWKHV aufgestellten Anspruch, möglichst alle anerkannten Methoden zur Ermittlung von THG-Emissionen zuzulassen, nicht gerecht werden.

5.5.4 Fazit zur Berücksichtigung von Emissionsfaktoren auf HKN

Aktuell existiert im HKN-Kontext kein Verständnis über eine harmonisierte Methodik zur Ausweisung von Emissionsfaktoren auf HKN. Je nach Anwendungskontext und Methodik bestehen jedoch beträchtliche Unterschiede bei der Ermittlung sowie der Höhe des Emissionsfaktors.

Für Biomasse und RFNBO empfiehlt es sich, sich auf die regulatorisch etablierten methodischen Vorgaben der RED und delegierter Rechtsakte hierzu als „Leitmethodik“ zu stützen (siehe 5.5.1 und 5.5.2). Hierdurch wird eine Vergleichbarkeit der Angaben auf HKN hergestellt sowie eine Anschlussfähigkeit zu Emissionsfaktorangaben auf massenbilanzbasierten Proof of Sustainability-Nachweisen. Dies gilt auch für die Verwendung entsprechender Einsatzstoffe im Zuge der Wärme- und Kälteproduktion. Insbesondere werden von der RED Referenzwerte vorgegeben, von denen begründet abgewichen werden kann. Im Rahmen der technischen Implementierung des Registers könnte geprüft werden, ob entsprechende Referenzfaktoren als Default-Werte von der Registersoftware vorgeschlagen werden könnten, oder ob dies in der Umsetzung und Pflege von Referenzfaktoren mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden wäre. Dasselbe gilt für eine automatisierte Plausibilitätsprüfung von Emissionsfaktorangaben.

Um der Begründung zu § 18 GWKHV gerecht zu werden, dass möglichst alle anerkannten Methoden zur Ermittlung von THG-Emissionen zulässig sein sollten, könnten zusätzliche Emissionsfaktor-Angaben nach weiteren Methoden ermöglicht werden. Im Wärme-/Kälte-Fall würde dies ermöglichen, nach unterschiedlichen regulatorischen Vorgaben ermittelte Emissionsfaktoren auszuweisen. Auch hier ist im Zuge der technischen Implementierung der Register der sich hieraus ergebende Aufwand zu prüfen. Ggf. könnte die Möglichkeit, mehrere Emissionsfaktoren sowie die zu ihrer Ermittlung verwendeten Methoden auszuweisen, eine optionale Angebotskomponente für IT-Dienstleister darstellen.

Für die Umsetzung relevant ist zudem, dass es sich bei Emissionsfaktoren um eine optionale Angabe handelt, deren Richtigkeit dennoch von der Registerverwaltung sichergestellt werden muss. Sofern von Referenzwerten abgewichen wird, empfiehlt es sich daher, eine gutachterliche Bestätigung von Emissionsfaktoren einzufordern. Damit eine entsprechende Bestätigung von Emissionsfaktoren nicht bei jeder Beantragung einer HKN-Ausstellung notwendig wird, wäre es sinnvoll, Emissionsfaktoren bereits bei der Anlagenregistrierung im Register zu erfassen und zu prüfen, bzw. bei Anlagen, die eine Variation bei den eingesetzten Energiequellen zulassen, bei der Abgabe von Verbrauchserklärungen zu eingesetzten Energiequellen (AIB, 2023c; siehe

Abschnitte C3.2, N6.3 und O6.3 der EECS-Rules, AIB, 2024b). Dies wird als Teil des Kernprozesses „Erlangung der Energiewerte“ (siehe Leistungsverzeichnis) beschrieben.

5.6 Granularität

Unter dem Begriff der Granularität wird die energiemengenmäßige und zeitliche Auflösung der Herkunftsnachweise verstanden. Im existierenden Herkunftsnachweisregister Strom werden Herkunftsnachweise in der Standardgröße von 1 MWh ausgestellt. Zeitlich sind Nachweise monatlich aufgelöst (für einen Stromkennzeichnungszeitraum von 12 Monaten). Unter granularen Herkunftsnachweisen wird in diesem Abschnitt die Ausstellung von Herkunftsnachweisen mit höherer mengenmäßiger und zeitlicher Auflösung verstanden.

Bezüglich der Ausarbeitung zum rechtlichen Hintergrund für die mengenmäßige und zeitliche Granularität sei auf die Abschnitte 3.1.1.4 und 3.1.1.5 verwiesen. Hierbei lässt sich jeweils keine Pflicht zur Ausstellung granularer Herkunftsnachweise wohl aber eine Pflicht zur Anerkennung etwaiger granularer, ausländischer Herkunftsnachweise festhalten. Daher gilt es, dass IT-System der Herkunftsnachweisregister so aufzustellen, dass granulare Herkunftsnachweise anerkannt werden können. Auch sollte die Ausstellung granularer inländischer Herkunftsnachweise vorgesehen werden, um spätere teure und aufwendige Nachrüstungen zu vermeiden.

Im heutigen Herkunftsnachweisregister Strom wird hinsichtlich der Prozesse nicht zwischen verschiedenen Anlagentypen oder der Anlagenleistung unterschieden. Aus den dortigen Erfahrungen lässt sich festhalten, dass der prozessuale Aufwand für die Anmeldung einer Anlage, die Beantragung und Übertragung von Herkunftsnachweisen, deren Größe 1 MWh unterschreiten und die damit einhergehenden Gebühren, Kleinanlagen die Teilnahme am Register erschweren (Bogensperger et al., 2023). Eine Vereinfachung hinsichtlich sowohl Kosten als auch Aufwand – die eine granularere Herkunftsnachweisgröße beinhalten müsste - würde es kleinteiligen (post-EEG) Anlagen erleichtern am Register teilzunehmen.

Dies lässt sich insbesondere auf den Bereich Biogas mit seiner Vielzahl an kleinen post-EEG-Anlagen übertragen, für die eine Teilnahme am Register bei mengenmäßig granulareren Herkunftsnachweisen realistischer würde. Darüber hinaus gilt es in den Herkunftsnachweisregistern durch eine bessere Digitalisierung (z. B. Nutzung von Smart Meter Gateways im Strombereich) und die Schaffung digitaler Schnittstellen den Verwaltungsaufwand insbesondere für Kleinanlagen zu reduzieren. Auch zeitlich granulare Herkunftsnachweise könnten für eine Vielzahl von Anwendungen von Interesse sein.

Daher sollte die Ausstellung von Herkunftsnachweisen auf 15 Minuten Basis, sowie in den Größen 1 Wh, 1 kWh und 1 MWh ermöglicht werden. Herkunftsnachweise für Vielfache dieser Energiemengen sollten nicht ausgestellt werden.

Um Konsistenz bei der Ausstellung von Herkunftsnachweisen in Konversionsanlagen zu garantieren, sollte die entsprechende mengenmäßige und zeitliche Granularität auch im bestehenden Herkunftsnachweisregister Strom implementiert werden. Andererseits wäre zwar beispielsweise für Elektrolyseure die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für grünen Wasserstoff in der Größe 1 Wh möglich, die hierbei zu entwertenden Herkunftsnachweise für erneuerbaren Strom würden jedoch nur in der Größe 1 MWh existieren und die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für kleinere Energiemengen effektiv verhindern.

5.7 Prüf- und Verifizierungsanforderungen

Die Etablierung von Prüf- und Verifizierungsverfahren dienen der Bestätigung der Richtigkeit verschiedener Daten, die in den HKNR für Gase und Wärme-Kälte hinterlegt werden. Dies betrifft Daten zu den registrierten Akteuren, Anlagen und Energiemengen (Quantität und Qualität). Hierzu kann bzw. muss auf externe Gutachten und/oder andere Register und Datenbanken zurückgegriffen werden. Im Folgenden werden die energieträgerspezifischen Verfahren erläutert.

Der Analyse der Prüf- und Verifizierungsanforderungen in den bestehenden Registern ist zu entnehmen, dass sowohl die Anforderungen an Prüfunternehmen bzw. Auditoren*Auditorinnen als auch die Anforderungen an die Daten und deren Prüfung uneinheitlich sind. Je nach Ausgestaltung des Registers ist die Vorgehensweise und der Umfang der Prüf- und Verifizierungsverfahren zu wählen.

5.7.1 Biomethan

Im Bereich Biomethan besteht bereits Erfahrung zu Prüf- und Verifizierungsprozessen aus dem Betrieb bestehender Register wie beispielsweise dem dena Biogasregister und Nabisy (siehe 2.3 für eine ausführliche Beschreibung der bestehenden Register und ihrer Prüfverfahren). Ziel bei der Etablierung von Prüf- und Verifizierungsmechanismen im G-HKNR ist es neben dem Aufbau von registereigenen Verfahren auch die Übertragung bestehender Daten aus anderen Registern zu ermöglichen, um doppelte Prüfungen des gleichen Sachverhalts zu vermeiden und damit die Kosten und sonstigen Aufwände der beteiligten Akteure zu reduzieren.

5.7.1.1 Prüfung der Akteursdaten

Im Falle, dass Daten zu Akteuren bereits in anderen HKN-Registern oder perspektivisch im (zu etablierenden) Register über Nachweise gemäß der 37. BImSchV existieren, können diese zur Neuregistrierung eines Akteurs im G-HKNR übernommen werden bzw. gemachte Angaben können mit Daten aus den genannten Registern plausibilisiert werden (vgl. dazu § 39 Abs. 2 GWKHV zur Überprüfung der gespeicherten Daten und Datenübermittlung zwischen Registern). Das G-HKNR überprüft die Daten auch in diesem Fall auf Vollständigkeit. Lediglich bei der Identitätsprüfung des zu registrierenden Registerteilnehmers wird im Rahmen von Identifizierungsverfahren (Identifizierung nach der jeweils bei Inbetriebnahme des G-HKNR geltenden Rechtslage) ggf. auf die Dienstleistung Dritter zurückgegriffen.

5.7.1.2 Prüfung der Anlagendaten

Gemäß § 12 Abs. 1 und 2 der GWKHV kann das UBA ausführlichere Informationen und Dokumente sowie bei begründeten Zweifeln bezüglich der eingegebenen Anlagendaten die Begutachtung von Gaserzeugungsanlagen verlangen, wobei bei derartigen Anforderungen der Aufwand für kleinere Anlagen berücksichtigt werden soll.[55] Auch laut EECS Gas Scheme Rules ist ein Anlagengutachten vor dem ersten Produktionszeitraum, für den EECS-Zertifikate ausgestellt werden, gefordert (Abschnitt O5.1.1).

[55] Gemäß HkRNDV werden Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 Kilowatt auditiert; die Anlagengröße, mit der weniger ausgedehnte Prüfanforderungen gerechtfertigt, sind liegt gemäß GWKHV bei unter 50 Kilowatt.

Zur Verifizierung bzw. Plausibilisierung von Anlagendaten bestehen hauptsächlich zwei Möglichkeiten. Daten zu Anlagen, die an das Gasnetz angeschlossen sind, können künftig dem MaStR entnommen werden bzw. mit diesen plausibilisiert werden. Da die im MaStR hinterlegten Daten i. d. r. durch den Anschlussnetzbetreiber geprüft worden sind, kann hier auf eine weitere Begutachtung verzichtet werden. Allerdings muss durch das G-HKNR geprüft werden, ob die im MaStR vorhandenen Daten zur Anlagenregistrierung den Datenanforderungen im G-HKNR genügen.

In anderen Fällen, z. B. bei Anlagen ohne Netzanschluss, implausiblen Angaben oder ähnlichem[56], kann weiterhin die Verifizierung von Anlagendaten durch eine*n Gutachtende*n notwendig sein. Hierbei muss es sich um eine qualifizierte und unabhängige oder eine fachkundige interne Person des Anlagenbetreibers handeln (Anforderungen an Gutachtende werden im letzten Abschnitt dieses Kapitels detailliierter beschrieben).

5.7.1.3 Übertragung und Verifizierung der Gasmengen und Verbrauchserklärungen

Eine detailliertere Ausarbeitung der Prozesse zur Übertragung und Verifizierung der Gasmengen und Verbrauchserklärungen findet sich in der prozessualen Leistungsbeschreibung (insb. Erlangung der Energiewerte und HKN-Ausstellung) des Leistungsverzeichnisses. Im Bereich Gase wird davon ausgegangen, dass Daten durch anerkannte/autorisierte Messstellen, die gemäß § 11 Abs. 2 GWKHV zu benennen sind, übertragen werden. Sofern Anlagen an ein Gasversorgungsnetz angeschlossen sind, wird die Messstellenfunktion standardmäßig und automatisiert von (von Anlagenbetreibern unabhängigen) Netzbetreibern ausgeführt, wodurch keine weitere Begutachtung notwendig ist.

Im Fall, dass Gasanlagen nicht an das Netz angeschlossen sind oder ähnliche Sachverhalte die automatisierte Standardübermittlung von Gasmengen ausschließen, sollen alternative Datenübertragungs- bzw. Überprüfungswege zugelassen werden. So kann die Inanspruchnahme von Gutachtenden, die durch ähnliche Vorgänge in anderen Registern bereits über Expertise verfügen, sinnvoll sein. Um einem potenziellen Mangel an externen Gutachtenden entgegenzuwirken, lässt § 12 Abs. 2 auch anlageninterne Begutachtende mit entsprechender Fachkundigkeit bzw. Zertifizierung zu (siehe letzter Abschnitt dieses Kapitels zu Anforderungen an Gutachtende). Alternativ könnten Mengen in diesem Fall mithilfe des Eichscheins durch die Anlagenbetreiber übermittelt werden. Messeinrichtungen, die von Netzbetreibern betrieben werden, unterliegen per se gewissen Standards. Messvorrichtungen bzw. Zähler von nichtnetzgebundenen Anlagen, sollten den in der MessEV formulierten Anforderungen an Messgeräte genügen. Zudem wird empfohlen, das Messkonzept solcher Anlagen bereits bei der Anlagenregistrierung abzuprüfen.

Aufgrund der Verschiedenheit der Akteure, die Messdaten übertragen können, sollen auch entsprechend mehrere Kommunikationswege ermöglicht werden, d. h. die manuelle Messwerteingabe und die automatisierte Messwertübermittlung mittels EDIFACT oder API, (mit/ohne zertifiziertem Smart-Meter-Gateway). Hierbei zu beachten sind die Anforderungen der Bundesnetzagentur an Datenformate zur Abwicklung der Marktkommunikation in der jeweils geltenden Fassung.[57] Zudem sollen Plausibilitätsprüfungen von Messwerten, z. B. anhand

[56] Weitere Beweggründe könnten sich ggfs. an denen, die in der HkRNDV benannt sind, orientieren, sofern diese im Biomethanbereich anwendbar sind; hierunter gehören z. B. (die in der GWKHV bereits berücksichtigte) Anlagengröße, Anlagendatenänderungen, und Produktionsweise bzw. Inputs der Anlage. Letzteres wird bei Biogasanlagen im Zuge der Verbrauchserklärung eine Rolle spielen (siehe nächster Abschnitt dieses Kapitels).

[57] Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/835_mitteilungen_datenformate/Datenformate-node.html) und https://www.bdew.de/service/marktprozesse-im-ueberblick/.

von Anlagenleistung und Technologiespezifika (siehe Prozessbeschreibung „Erlangung der Energiewerte" des Leistungsverzeichnisses), vom Register durchgeführt werden, um Übermittlungs- oder Eingabefehler aufzuspüren.

Da es sich bei Biogasanlagen in vielen Fällen um Multi-Input-Anlagen (d. h. um Anlagen, in die zur Erzeugung des Energieträgers mehr als eine Art von Ressource einfließen kann) handelt, sind gemäß EECS Rules (O 6.3), im Rahmen des Antrags auf Ausstellung von HKN, Verbrauchserklärungen zu erstellen, die sich auf denselben Zeitraum beziehen müssen wie die übermittelten Messwerte. Verbrauchserklärungen bilden die Voraussetzung für die Zuordnung von Output zu Energiequellen und müssen insbesondere Informationen zum Energiegehalt von Energieinputs, zu Energieeinsatzfaktoren für jeweilige Inputs und zur Erfüllung von Nachhaltigkeitskriterien gemäß Biokraftstoff- bzw. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung enthalten (eine detailliertere Beschreibung wird im Leistungsverzeichnis im Rahmen der Prozessbeschreibung „Erlangung der Energiewerte" vorgenommen). Über die Verbrauchserklärung lassen sich so auch Eigenschaften der Inputs (Substrate) auf den Output (z. B. Biomethan) übertragen.

Die Verifizierung der in Verbrauchserklärungen gemachten Angaben kann ebenfalls durch Gutachtende erfolgen. Sollte eine Biogasmenge bereits in einem anderen Register, wie beispielsweise Nabisy oder dena Biogasregister, registriert sein, wurden die darin verarbeiteten Daten i. d. r. bereits gutachterlich geprüft. Zugunsten der Anwenderfreundlichkeit und Kosteneinsparungen wird die Übernahme bereits bestehender gutachterlicher Informationen aus diesen Registern empfohlen, sofern diese für die Erstellung der Verbrauchserklärung im G-HKNR relevant sind. Die genaue technische Ausgestaltung der Datenübertragung ist zu definieren. Gutachterliche Informationen liegen in vielen Fällen in verschiedenen Dateiformaten (insb. PDF) vor, die in das HKNR hochgeladen werden könnten. Andererseits besteht potenziell die Möglichkeit technische Schnittstellen einzurichten, über die Daten automatisiert übertragen werden können. Dies gestaltet sich ggfs. einfacher, wenn Daten direkt in eine Datenbank eines Registers (z. B. dena Biogasregister) eingegeben wurden und nicht nur in Dokumenten (z. B. PDF) eingetragen sind (diese Dokumente müssten stark standardisiert sein, um eine automatisierte Datenübertragung zu ermöglichen). Zudem ist eine Datenübertragung innerhalb des G-HKNR zu ermöglichen, beispielsweise für den Fall einer Gas-zu-Gas-Konversion.

Da sich die Art der verfügbaren Informationen pro Register teilweise stark unterscheiden kann (das dena Biogasregister weist vor allem die Qualitätseigenschaften nach dem EEG aus, während Nabisy die Nachhaltigkeitseigenschaften der verwendeten Einsatzstoffe nachweist) ist seitens des G-HKNR (und auch des Anlagenbetreibers) darauf zu achten, dass alle, für die Verbrauchserklärungen benötigten Daten aus den anderen Registern entnommen werden können und somit von einer gesonderten gutachterlichen Prüfung abgesehen werden kann. Gemäß den Recherchen des Konsortiums, gehen sowohl aus den Prüfunterlagen für Nabisy als auch aus denen für das dena Biogasregister Mengenangaben und Gasqualitäten (d. h. Zusammensetzung/Substratanteile und deren Wertigkeit) hervor.[58] Für die effiziente Nutzung von Daten aus anderen Registern ist allerdings zu bedenken, dass potenzielle Angleichungsbedarfe bestehen, was beispielsweise die Bilanzierungszeiträume, die Energieeinheiten, die Definitionen von Anlagen und Berechnungsregeln für die Nettoenergieerzeugung sowie Biomassecodes betrifft.

[58] Das dena Biogasregister veröffentlicht regelmäßig eine aktualisierte Liste zu den Prüfkriterien unter https://www.dena.de/biogasregister/nachweisfuehrung/kriterienkatalog/#c6278; diese ergeben sich u. a. durch die jeweiligen nationalen Förderrichtlinien im EEG, GEG, BEHG. Die Prüfkriterien der Voluntary Schemes, wie z. B. REDcert, werden überwiegend von EU-Vorgaben (z. B. RED) definiert; siehe hierzu https://www.redcert.org/index.php/redcert-systeme/systemdokumente.

Alternativ, sofern die Datenübertragung aus anderen Registern nicht oder nicht in ausreichender Form möglich sein sollte, wäre es aus Aufwandsreduktionsgründen zu empfehlen, dass Nachweise zu Verbrauchserklärungen (z. B. für Biomassesubstrate), falls gefordert, für einen längeren Zeitraum (z. B. ein Jahr, ex post) übermittelt werden können oder dass HKN erst nach Vorlage gebündelter Nachweise zu Einsatzstoffen ausgestellt werden.

Zudem sollten im Rahmen von Verbrauchserklärungen Plausibilitätschecks durchgeführt werden. Antragstellende sollten demnach die aus anderen Registern übertragenen Daten auf Richtigkeit überprüfen können. Zudem können im Register (oder außerhalb des Registers) Outputdaten bzw. Messwerte mithilfe der Daten der Verbrauchserklärungen, d. h. beispielsweise mit Angaben zu Inputs und deren Umwandlungseffizienzen, plausibilisiert werden.

5.7.1.4 Definition Gutachtende

Eine Datenverifizierung kann in bestimmten Fällen dann durch das UBA gefordert werden, wenn Anlagendaten nicht aus dem MaStR entnommen, die Energieerzeugungsmenge nicht durch Netzbetreiber bestätigt und Daten für Verbrauchserklärungen nicht aus anderen Registern übernommen werden können. Die Anforderungen an Gutachtende werden in § 12 Abs. 2 GWKHV festgelegt. Dieser Paragraf bezieht sich insbesondere auf die Anlagenregistrierung, wird hier aber auch auf andere Prüfsachverhalte übertragen. Gemäß § 12 Abs. 2 müssen Gutachtende externe, unabhängige und über eine angemessene Qualifikation verfügende Personen sein. Alternativ kann eine Datenbestätigung auch „durch eine fachkundige interne Person des Anlagenbetreibers erfolgen, die als Energiemanagementbeauftragte nach DIN EN ISO 50001, Ausgabe Dezember 20182 , oder als Umweltmanagementbeauftragte nach der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 über die freiwillige Teilnahme von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001, sowie der Beschlüsse der Kommission 2001/681/EG und 2006/193/EG (ABl. L 342 vom 22.12.2009, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung zertifiziert ist“ (§ 12 Abs. 2 GWKHV).

Diese Anforderungen an die Qualifikation der Gutachtenden sind tendenziell weit gefasst und würden beispielsweise auch Auditoren*Auditorinnen, die für das dena Biogasregister tätig sind, einschließen, da diese über personenbezogene Qualifikationen, wie z. B. “Umweltgutachter nach dem Umweltauditgesetz“ (NACE-Code 35.11.6), verfügen müssen. Die möglichen erlaubten Aktionen (z. B. Anlagenaudit, Betriebsaudit, Audit für ein bestimmtes Bündel an Kriterien, etc.) im dena Biogasregister richten sich nach der jeweiligen Qualifikation des*der Gutachtenden.[59]

Auch gemäß HkNRDV § 2 Nr. 11a) müssen Gutachtende über eine Zulassung im Sinne des Umweltauditgesetzes verfügen. Für den Biomassebereich ist die Qualifizierung entsprechend dem NACE-Code 35.11.6 (Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien z. B. Wind, Biomasse, Solar und Geothermie; wie auch im dena Biogasregister) entscheidend.

Die von der EU anerkannten freiwilligen Zertifizierungssysteme (Voluntary Schemes)[60], wie z. B. REDcert, definieren leicht abweichende Anforderungen an die für sie tätig werdenden Zertifizierungsstellen (Gutachterorganisationen), insbesondere dadurch, dass eine spezifische Schulung stattfinden muss. Die Zulassung als Zertifizierungsstelle kann demnach erfolgen,

[59] Die für die jeweiligen Aktionen geforderten Qualifikationen sind hier gelistet https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Vertraege/deutsch/BGR_Allgemeine_Nutzungsbedingungen_Pruefunternehmen_2017.pdf (auch BLE-Gutachtende sind zugelassen für die meisten Aktionen); eine regelmäßig aktualisierte Liste der zugelassenen Gutachtenden findet sich hier https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Nachweisfuehrung/Auditorenliste_und_Hinweise_fuer_Auditoren/Liste_der_registrierten_Pruefunternehmen_und_Auditoren.pdf.

[60] https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

sofern die Zulassung durch eine zuständige Behörde im jeweiligen Land oder eine Akkreditierung nach DIN EN ISO/IEC 17065[61], die Durchführung von neutralen Kontrollen gemäß den Anforderungen der ISO 19011 (Trennung von Bewertung und Zertifizierung), Unabhängigkeit und die Teilnahme an Schulungen und Veranstaltungen durch das Voluntary Scheme gegeben sind.[62]

Zusammenfassend wird aus Effizienzgründen empfohlen bei Gutachten, die für das G-HKNR im Biogasbereich vorgenommen werden müssen, auf die bestehende Expertise, die durch die bereits existierenden biogasbezogenen Register gegeben ist, zurückzugreifen. Demnach sollte es ermöglicht werden, dass Gutachtende, die bereits für die Zertifizierung von Biogasprodukten für andere Register tätig sind, auch im G-HKNR für Prüfungen zugelassen sind.

5.7.2 Wasserstoff

Im Bereich des grünen Wasserstoffs bestehen zum heutigen Tage noch wenig Erfahrungen hinsichtlich Prüf- und Verifizierungsprozessen, da es anders als bei Biomethan noch keine bestehenden Register gibt bzw. sich diese ebenfalls erst im Aufbau befinden und grüner Wasserstoff darüber hinaus ein noch „junger“ Energieträger ist. Da grüner Wasserstoff gemeinsam mit Biomethan im G-HKNR geführt werden wird und es sich hierbei ebenfalls um einen gasförmigen Energieträger handelt, lassen sich jedoch viele der Erfahrungen aus dem Bereich Biomethan auf Wasserstoff übertragen.

5.7.2.1 Prüfung der Akteursdaten

Analog zum Bereich Biomethan können im Falle, dass Daten zu Akteuren bereits in anderen HKN-Registern oder perspektivisch im (zu etablierenden) Register über Nachweise gemäß der 37. BImSchV existieren, diese zur Neuregistrierung eines Akteurs im G-HKNR übernommen werden bzw. gemachte Angaben können mit Daten aus den genannten Registern plausibilisiert werden (vgl. dazu § 39 Abs. 2 GWKHV zur Überprüfung der gespeicherten Daten und Datenübermittlung zwischen Registern). Das G-HKNR überprüft die Daten auch in diesem Fall auf Vollständigkeit. Lediglich bei der Identitätsprüfung des zu registrierenden Registerteilnehmers wird im Rahmen von Identifizierungsverfahren (Identifizierung nach der jeweils bei Inbetriebnahme des G-HKNR geltenden Rechtslage) ggf. auf die Dienstleistung Dritter zurückgegriffen.

5.7.2.2 Prüfung der Anlagendaten

Die Anforderungen zur Prüfung der Anlagendaten von Wasserstofferzeugungsanlagen entsprechen jenen im obigen Abschnitt formulierten Anforderungen für Biomethananlagen, wobei auch hier zwischen Anlagen mit und ohne Gasnetz- bzw. Wasserstoffnetzanschluss unterschieden werden kann.

5.7.2.3 Übertragung und Verifizierung der Gasmengen

Im Kontext von Wasserstofferzeugungsanalagen kann zukünftig davon ausgegangen werden, dass diese über einen Anschluss an ein Gasversorgungsnetz (entweder an das Erdgasnetz oder das zukünftige Wasserstoffnetz) verfügen werden, da es sich hierbei mehrheitlich um große bis sehr große Anlagen handeln wird. In diesem Fall wird die Messstellenfunktion standardmäßig und automatisiert von (von Anlagenbetreibern unabhängigen) Netzbetreibern ausgeführt, wodurch keine weitere Begutachtung notwendig ist.

[61] https://www.dakks.de/de/zertifizierungsstellen-fuer-produkte-prozesse-und-dienstleistungen-din-en-iso-iec-17065.html

[62] Weiterführende Informationen sind z. B. hier https://www.redcert.org/redcert-systeme/zertifizierungsstellen.html zu finden.

Im Fall, dass Gasanlagen nicht an das Netz angeschlossen sind oder ähnliche Sachverhalte die automatisierte Standardübermittlung von Gasmengen ausschließen, sollen auch für grünen Wasserstoff und seine Derivate alternative Datenübertragungs- bzw. Überprüfungswege zugelassen werden. Hierfür wird auf die entsprechenden Ausführungen für den Bereich Biomethan verwiesen. Sollten insbesondere im noch zu errichtenden Register für Nachweise nach der 37. BImSchV bereits Informationen zu Messdaten vorliegen und verifiziert werden, so sollte hier eine Übernahme der entsprechenden Informationen in das G-HKNR ermöglicht und sichergestellt werden. Dies ist insbesondere von großer Bedeutung für grünen Wasserstoff, da einerseits Nachweise gemäß der 37. BImSchV aus Marktsicht eine führende Rolle einnehmen werden und andererseits hier bereits Zertifizierungssysteme und Zertifizierungsstellen existieren (siehe auch Definition Gutachtende).

Da es sich bei der Erzeugung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten um Konversionsvorgänge handelt wird hier ebenfalls die Abgabe von Verbrauchserklärungen für die verwendeten Einsatzstoffe und Energieträger relevant. Hinsichtlich der Übernahme von Informationen und deren Verifizierung aus anderen Registern und Nachweissystemen sei auf die entsprechenden Abschnitte zu Biomethan verwiesen.

5.7.2.4 Definition Gutachtende

Eine Datenverifizierung kann in bestimmten Fällen dann durch das UBA gefordert werden, wenn Anlagendaten nicht aus dem MaStR entnommen, die Energieerzeugungsmenge nicht durch Netzbetreiber bestätigt und weitere Daten nicht aus anderen Registern übernommen werden können. Die Anforderungen an Gutachtende (§ 12 Abs. 2 GWKHV und § 2 Nr. 11a HkNRDV) werden im Abschnitt zu Biomethan erläutert und lassen sich auf Wasserstoff übertragen.

Im Kontext von grünem Wasserstoff sind die von der EU anerkannten freiwilligen Zertifizierungssysteme (Voluntary Schemes), wie z. B. REDcert, von besonderer Relevanz, da diese im Nachweisregister auf Basis der 37. BImSchV eine zentrale Funktion einnehmen werden. Diese Zertifizierungssysteme definieren leicht abweichende Anforderungen an die für sie tätig werdenden Zertifizierungsstellen (Gutachterorganisationen), insbesondere dadurch, dass eine spezifische Schulung stattfinden muss. Die Zulassung als Zertifizierungsstelle kann demnach erfolgen, sofern die Zulassung durch eine zuständige Behörde im jeweiligen Land oder eine Akkreditierung nach DIN EN ISO/IEC 17065, die Durchführung von neutralen Kontrollen gemäß den Anforderungen der ISO 19011 (Trennung von Bewertung und Zertifizierung), Unabhängigkeit und die Teilnahme an Schulungen und Veranstaltungen durch das Voluntary Scheme gegeben sind. Auf die Expertise dieser Zertifizierungsstellen sollte aus Effizienzgründen für Gutachten für das G-HKNR im Kontext Wasserstoff zurückgegriffen werden können und deren Zulassung als Gutachtende ermöglicht werden.

5.7.3 Wärme-Kälte

Prüf- und Verifizierungsroutinen sind wichtiger Bestandteil der Entwicklung des WK-HKNR. Neben der Identifizierung der im Register agierenden Akteure, muss auch die Richtigkeit der ins Register eingetragenen Daten sichergestellt werden.

Zu prüfende Daten lassen sich auf Basis der EN 16325 in folgende Kategorien einteilen:

- **Anlagendaten**, z. B. thermische Nennleistung, Technologie, Standort und Inbetriebnahmedatum der Anlage, eingesetzte Energiequelle(n), Förderstatus der Anlage und/oder der erzeugten thermischen Energie.

- **Messdaten** für die ins Wärmenetz eingespeiste Nettowärmeerzeugung (bzw. zur Eigenversorgung eingesetzte Nettowärmeerzeugung, falls hierfür eine HKN-Ausstellung erfolgt).
- **Verbrauchserklärungen** zu den zur Wärmeerzeugung verwendeten Einsatzstoffen; dies ist insbesondere für Anlagen, die mehr als einen Energie-Input einsetzen oder einsetzen könnten, relevant (inkl. Biomasseanlagen) sowie für Anlagen mit Energieträgerkonversion, bei denen ein Nachweis über die erneuerbare Eigenschaft des eingesetzten Energieträgers (insb. Strom, Gas) erforderlich ist (z. B. bei Biomethan-KWK-Anlagen oder Power to Heat-Anlagen).
- **Ggfs. Zusatzinformationen** (z. B. zum CO_2-Fußabdruck siehe 5.5).

Im Gegensatz zum Strom- und Gasbereich existieren im Fernwärme- bzw. Fernkältebereich keine unabhängigen Netzbetreiber, welche Anlagen- oder Messdaten verifizieren könnten. Dies liegt daran, dass Fernwärme- bzw. Fernkältebetreiber i. d. R. vertikal integriert sind, d. h. die Funktionen des Anlagenbetreibers, des Versorgers und Netzbetreibers in einer Organisation vereint sind. Dem Umweltbundesamt obliegt daher die Möglichkeit nach § 12 Abs. 3 GWKHV abweichende Prüf- und Verifizierungsanforderungen für thermische Anlagen aufzustellen.

Zur Ableitung geeigneter Prüf- und Verifizierungsroutinen zur Bestätigung der Richtigkeit der ins Register eingetragenen Daten wurde sich an den Ergebnissen des vom BMWK geförderten Forschungsprojektes „IW³- Integrierte WärmeWende Wilhelmsburg“[63] (A. Styles & Claas-Reuther, 2023) sowie den Best Practice Empfehlungen der AIB (AIB, 2015, 14. Juli; Association of Issuing Bodies Gas Scheme Group, 2022, 26. Oktober) orientiert.
Im Rahmen des Forschungsprojekts IW³ wurde zusammen mit dem Umsetzungspartner Grexel ein Pilotregister für Wärme-HKN zur Vermarktung grüner Fernwärme konzipiert, umgesetzt und schließlich getestet (A. Styles & Claas-Reuther, 2023). Im Kontext des Testbetriebes des Registers wurden ebenfalls Prüf- und Verifizierungsanforderungen für ins Register eingegebene Daten entwickelt, wie bspw. die Prüfung der Anlagendaten über die Einreichung geeigneter Dokumente oder eine Ex-Post-Bestätigung von eingereichten Messwerten. Da diese für den Forschungskontext entwickelt wurden, bedurfte es einiger Anpassungen an die Gegebenheiten der nationalen Umsetzung des WK-HKNR; eine generelle Ex-Post-Prüfung der Messdaten ist bspw. hier nicht anwendbar, da das Risiko einer großen Anzahl an Nachkorrekturen besteht. Dennoch bieten die Überlegungen und Erfahrungen aus dem IW³-Forschungprojekt eine solide Grundlage für die Ableitung geeigneter Prüf- und Verifizierungsanforderungen für das WK-HKNR.
Auch die Best Practice Empfehlungen der AIB bieten eine gute Grundlage zur Entwicklung von Prüf- und Verifizierungsanforderungen für das WK-HKNR (AIB, 2015, 14. Juli; Association of Issuing Bodies Gas Scheme Group, 2022, 26. Oktober). Diese enthalten eine Empfehlung für bewährte Verfahren zur Prüfung von Anlagen und deren Produktionsmengen gemäß dem EECS-Standard und sollen die Qualität der Daten des entsprechenden Registers und die hierauf aufbauende Berechnung der Anzahl der auszustellenden EECS-Zertifikate gewährleisten.
Prüf- und Verifizierungsanforderungen wurden in den im Rahmen des Projektes durchgeführten Stakeholderworkshops außerdem mit Branchenvertretern*Branchenvertreterinnen gespiegelt.

Ziel hierbei sollte es sein, Prüf- und Verifizierungsanforderungen so zu definieren, dass sie sowohl die Datenintegrität sowie die Glaubwürdigkeit des WK-HKNR sicherstellen als auch die heterogenen Voraussetzungen der Wärme-/Kälteversorger hinsichtlich der Datenverfügbarkeit und der tragbaren Prüfaufwände berücksichtigen. Gleichzeitig sollte der bürokratische Aufwand

[63] Siehe https://www.hamburg-institut.com/projects/forschungsprojekt-iw3/.

minimiert und die Eintrittsbarrieren zum Register so gering wie möglich gehalten werden, um eine breite Teilnahme am und eine effiziente Umsetzung des WK-HKNR zu ermöglichen. Auch die AIB verweist in Fällen, in denen Anlagen nicht bereits in anderen Kontexten Prüfungen unterzogen werden, darauf, dass die Prüfaufwände in Anbetracht des geringen ökonomischen Werts von HKN geringgehalten werden sollten, um Eintrittsbarrieren zum Register zu minimieren (AIB, 2015, 14. Juli, S. 3).

5.7.3.1 Prüfung der Anlagendaten

Um Prüf- und Verifizierungsprozesse in Bezug auf die Anlagendaten effizient zu gestalten, sollte auf bestehende Synergien zurückgegriffen werden. Während im Strom- und Gasbereich Anlagendaten aus dem Marktstammdatenregister übernommen und so Prüfaufwände reduziert werden können, muss für thermische Anlagen (mit Ausnahme von KWK-Anlagen) eine Übergangslösung gefunden werden, bis auch hier eine Datenübernahme aus dem MaStR möglich wird. Zwar ist der Katalog der vom MaStR umfassten Daten mit der Änderung des EnWG vom Mai 2024 auf die Wärmewirtschaft ausgeweitet worden (§ 111e Abs. 2 Nr. 3 EnWG), sodass zukünftig auch Daten zu Wärmeerzeugungsanlagen, - netzen und -speichern im MaStR zur Verfügung stehen werden. Bevor jedoch mit einer tatsächlichen Aufnahme von Daten aus der Wärmewirtschaft im MaStR zu rechnen ist, bedarf es zunächst einer entsprechenden Anpassung der Marktstammdatenregisterverordnung. Bei der hierbei vorzunehmenden Ergänzung der gemäß § 6 MaStRV erforderlichen Daten in der Anlage zur MaStRV ist es empfehlenswert, wenn möglich bereits die Datenerfordernisse des WK-HKNR abzubilden, um das vorhandene Synergiepotenzial vollumfänglich auszuschöpfen.

Im Rahmen einer solchen Übergangslösung könnte die Prüfung von Anlagendaten über zwei Wege zugelassen werden. Einerseits anhand einer gutachterlichen Bestätigung, andererseits über das Einreichen geeigneter Dokumente, die eine Prüfung der angegebenen Anlagendaten erlauben. Dies könnten bspw. Inbetriebnahmeprotokolle, Förderbescheide, PEF-Gutachten oder ähnliches sein. Nach Begründung zur GWKHV wäre dies im Rahmen der Durchführungsverordnung nach § 40 GWKHV zu regeln. Die Registerverwaltung könnte hier Gebühren nach Aufwand der Prüfung eingereichter Dokumente erheben, um die voraussichtlich unterschiedlich ausfallenden Prüfaufwände abzubilden (siehe hierzu auch 3.3).

Es ist zu erwarten, dass die anfänglich manuelle Prüfung von Anlagendaten anhand eingereichter Dokumente bis zur Verfügbarkeit entsprechender Daten im MaStR seitens der Registerverwaltung handhabbar ist, da anfänglich mit wenig Registernutzenden gerechnet wird. Zukünftig wird mit fortschreitender Transformation der Wärmeversorgung ein Anstieg der Registernutzenden und hiermit zusammenhängenden Prüfaufwänden erwartet. Gleichzeitig werden jedoch zunehmend entsprechende Daten im MaStR verfügbar sein, sodass diese direkt übernommen werden und Prüfaufwände auf Seiten der Registerverwaltung entsprechend reduziert werden können.

Nach § 12 Abs. 1 GWKHV ist bei der Entscheidung zu den Prüf- und Verifizierungsanforderungen in Bezug auf Anlagen mit weniger als 50 kW Leistung der Aufwand zu berücksichtigen. Es wird vorgeschlagen, im Rahmen einer Durchführungsverordnung im WK-HKNR die Grenze zur Vereinfachung von Prüfaufwänden für Wärme-/Kälteanlagen nach § 12 Abs. 1 GWKHV auf 100 kW zu erhöhen. Dies scheint im Wärme-/Kältekontext angemessen, da die Grenze von 50 kW Leistung z. B. meist schon bei Wärmepumpen, die nur zur dezentralen Versorgung von Mehrfamilienhäusern gedacht sind, überschritten wird (vgl. z. B. Böhm et al., 2024). Auch die

AIB verweist in ihren Best Practice Empfehlungen zur Anlagenprüfung auf eine 100 kW-Grenze zur Vereinfachung von Prüfaufwänden (AIB, 2015, 14. Juli; Association of Issuing Bodies Gas Scheme Group, 2022, 26. Oktober). Dies würde bedeuten, dass eine Prüfung von Anlagendaten für Anlagen von unter 100 kW Leistung entfällt. Dennoch sollte eine automatische Plausibilitätsprüfung durchgeführt werden und die Möglichkeit zur Einforderung erklärender Dokumente eingeräumt werden, falls hier Unstimmigkeiten aufkommen. Zudem sollte grundsätzlich eine Möglichkeit zur Stichprobenprüfung auch von Anlagen unter 100 kW Leistung bestehen.

Nach § 12 Abs. 3 GWKHV kann die Registerverwaltung thermische Anlagentypen bestimmen, für die spezielle, leistungsunabhängige Prüfanforderungen gelten. Dies kann bspw. für Biomasseanlagen relevant sein, um die Auslegung auf im Zuge der Registrierung angegebene erneuerbare Einsatzstoffe zu prüfen. Hier ist es empfehlenswert, die Prüfanforderungen an die des S-HKNR anzugleichen. Laut § 22 und § 12 Abs. 1 Satz 1 Nr. 8 HkNRDV müssen Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW durch eine*n Umweltgutachtende*n geprüft werden, bevor diese im S-HKNR registriert werden können. Diese Regelung sollte analog für das WK-HKNR gelten. Die Option zur Einreichung von Dokumenten zur Anlagenprüfung würde in diesem Fall entfallen.

Besonderheiten in den Nachweispflichten, die im Rahmen des Prozesses zur Anlagenregistrierung verortet werden könnten, treten zudem bei Anlagen der thermischen Abfallbehandlung sowie unvermeidbarer Abwärme auf. Nach § 28 Nr. 3 GWKHV muss thermische Energie aus der Abfallbehandlung unter Einhaltung des Kreislaufwirtschaftsgesetzes gewonnen worden sein, damit für diese HKN für Wärme aus TAB ausgestellt werden können. Es wird empfohlen dies über eine Selbsterklärung des Anlagenbetreibers über die Einhaltung der geltenden gesetzlichen Bestimmungen des KrWG zu lösen, um Prüfaufwände gering zu halten und Eintrittsbarrieren zum WK-Register zu minimieren.
Nach § 33 Nr. 5 lit. c) GWKHV muss die Unvermeidbarkeit von Abwärme bestätigt werden, wenn diese Angabe auf einem HKN für unvermeidbare Abwärme vermerkt sein soll. Es ist empfehlenswert, dies nicht als eigenständiges Prüferfordernis zu definieren, um die Eintrittsbarrieren zum Register zu minimieren. Dennoch sollte im Rahmen der Anlagenprüfung die Einstufung der Energiequelle als unvermeidbare Abwärme abgeprüft werden. Hierbei sollte sich an der Definition unvermeidbarer Abwärme nach Wärmeplanungsgesetz orientiert werden, um die Harmonisierung von regulatorischen Anforderungen für Wärmeversorger zu unterstützen.

Eine besondere Herausforderung stellt die Prüfung der Messzähler von Anlagen zur thermischen Energieerzeugung dar. Ein Großteil der Messzähler in der Wärmewirtschaft ist nicht eichfähig, da die MessEV nicht für Messgeräte in Form von Kälte- oder Wärmezählern gilt, die zumindest für eine Nennleistung von 10 MW ausgelegt sind. Das heißt, es liegt auch kein Eichschein vor, der im Rahmen der Anlagenregistrierung eingereicht werden könnte. Es wäre hier zu prüfen, ob eine gewisse Abweichung von Zählern in Kauf genommen werden könnte, im abrechnungsrelevanten Kontext werden aktuell ebenfalls gewisse Eichgrenzen akzeptiert. Es ist empfehlenswert den Fokus der Prüfung auf die Genehmigung von gutachterlich bestätigten Messkonzepten als Teil der Anlagendaten zu legen (für die Definition des Gutachterbegriffes siehe 5.7.3.4). Hierbei ist zu beachten, dass im Falle einer geplanten HKN-Ausstellung für die Eigenversorgung diese über einen eigenen Messzähler nachgewiesen werden muss.

5.7.3.2 Verifizierung von Messdaten

Messwerte bilden im Register die zentrale Informationsbasis für die Ausstellung von HKN, ergänzt durch Anlagendaten und Angaben zu variablen Eigenschaften der Energieerzeugung.

Die Erlangung der Energiewerte stellt in Bezug auf thermische Anlagen im WK-HKNR eine besondere Herausforderung dar. Da Wärme- bzw. Kälteversorger i. d. R. vertikal integriert sind, entfällt im Wärme-/ Kältebereich die Rolle der unabhängigen Netzbetreiber, die die Meldung und gleichzeitig Verifizierung der Messdaten vornehmen könnten. Dies bedeutet, dass Messdaten auf anderem Weg gemeldet und anderweitig verifiziert werden müssen. Grundsätzlich ist es hierbei empfehlenswert neben der Übermittlung von Messwerten auch eine Übermittlung von Zählerständen an das WK-HKNR zu ermöglichen, wobei das Register dann die Energiemengen, die für eine HKN-Ausstellung gemeldet werden, über die Differenz zwischen zwei Ablesezeitpunkten automatisch berechnen könnte. Dies könnte die Fehleranfälligkeit im Register minimieren und die Datenübermittlung vereinfachen.

Aufgrund der heterogenen Voraussetzungen in der Branche bzgl. der Ermittlung und Meldung von Messdaten, stellt es eine Herausforderung dar, hier eine für alle Versorger passende Einheitslösung zu finden. Während in einigen Netzen jede Anlage mit einem eigenen Messzähler versehen ist und vereinzelt möglicherweise schon fernablesbare Zählpunkte mit Smart-Meter-Gateway implementiert sind, bestehen auch Netze, in denen keine anlageneigenen Messzähler verbaut sind und erzeugte Energiemengen über entsprechende Berechnungen auf Basis eines Durchflusszählers ermittelt werden (entsprechende Messkonzepte werden im Rahmen der Anlagenprüfung abgeprüft, siehe 5.7.3.1). Grundsätzlich lassen sich drei alternative Datenübermittlungsoptionen unterscheiden:

- Option 1: Die Anlage verfügt über einen fernablesbaren Zählpunkt mit Smart-Meter-Gateway, über den Messwerte per API direkt an das Register gesendet werden könnten.
- Option 2: Die Messwertemeldung erfolgt direkt durch den Netz- bzw. Anlagenbetreiber manuell über die Registeroberfläche oder automatisch, aber ohne fernablesbaren Zählpunkt mit Smart-Meter-Gateway.[64]
- Option 3: Messwerte werden durch eine dritte Partei (z. B. Messpunktadministrator, Produktionsregistrar) an die Registerverwaltung übermittelt.

Die Verifizierungsanforderungen können je nach Option und spezifischen Voraussetzungen beim Wärmeversorger unterschiedlich gestaltet sein. Im Fall einer Datenübermittlung über ein Smart-Meter-Gateway (Option 1) können, sofern dieses technische Vorgaben zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit nachweislich erfüllt, an das Register übermittelte Daten als verifiziert gelten und die Messwertebestätigung durch eine*n Gutachtende*n kann im Regelfall entfallen. Vom Anlagen- bzw. Netzbetreiber gemeldete Messdaten ohne fernablesbaren Zählpunkt mit Smart-Meter-Gateway (Option 2) sollten hingegen einer unabhängigen Prüfung unterzogen werden, um als verifiziert gelten zu können. Übermittelt eine dritte Partei Daten an die Registerverwaltung (Option 3), so sollte diese Anforderungen entsprechen, die sicherstellen, dass bei der Erfüllung übermittelte Daten als verifiziert gelten können.

[64] Hierbei ist zu beachten, dass Energiemengen zur Eigenversorgung zwingend über einen eigenen Messzähler nachgewiesen werden müssen. Dies wird im Rahmen des bei der Anlagenregistrierung eingereichten Messkonzeptes mit den Anlagendaten geprüft (siehe 5.7.3.1).

Es empfiehlt sich die Anwendung einer Experimentierklausel (BMWK, 2024), im Rahmen derer in den ersten Jahren des Registerbetriebes verschiedene Wege zur Messdatenerfassung im Fernwärme- bzw. Fernkältekontext ausgetestet werden können. Im Rahmen einer solchen Experimentierklausel erfolgt dann durch die Registerverwaltung eine Kriterien-basierte Genehmigung von Konzepten zur Messdatenerfassung. Kriterien zur Genehmigung dieser Konzepte müssten entsprechend ausgearbeitet werden. Diese könnten u. a. folgende Aspekte umfassen:

- Monatliche Erfassung von Messwerten
- Zuverlässigkeit der Messwerte
- Fälschungssichere Datenübergabe
- Prüfaufwand für die Registerverwaltung

So können unterschiedliche Wege der Datenerfassung ausgetestet und evaluiert sowie die relevantesten und praktikabelsten Varianten identifiziert werden. Die identifizierten Best Practices zur Erfassung von Messwerten könnten nach Ablauf der Experimentierklausel (insofern diese befristet wird) als Voraussetzung für die Erlangung von Energiewerten im WK-HKNR gesetzt werden. Es ist zu vermuten, dass sich ein Experimentierzeitraum von drei bis fünf Jahren mit dem Zeitraum decken könnte, in dem sich die Nutzung des WK-HKNR noch im Hochlauf befindet, sodass zum Zeitpunkt einer breiteren Registernutzung Best Practices etabliert werden konnten und die gesonderten Prüfaufwände für die Registerverwaltung mit steigenden Aufwänden im Registerbetrieb zurückgefahren werden können.

Empfehlenswert wäre zusätzlich, im Register die Möglichkeit vorzusehen, auf freiwilliger Basis gutachterliche Bestätigungen der Messwerte einreichen zu können (z. B. als Voraussetzung für die Einhaltung möglicher, noch zu definierender freiwilliger Qualitätsstandards in der grünen Fernwärmevermarktung). Um den Aufwand der Auditierung von Messwerten zu minimieren, könnte zudem erwogen werden, eine HKN-Ausstellung für thermische Energieerzeugungsanlagen auf Basis von zur Auditierung vorgemerkten Messwerten vorzunehmen, mit ex Post-Bestätigung der Messwerte z. B. nach Jahresende (vor Erscheinen der Wärmekennzeichnung, um ggf. Korrekturen mittels Löschung zu viel ausgestellter HKN vornehmen zu können).

Grundsätzlich soll zudem eine automatische Plausibilisierung von Messwerten im WK-HKNR durchgeführt werden, welche in erster Linie dazu dienen soll, Übermittlungs- oder Eingabefehler zu identifizieren. Hierzu sollte ein automatischer Abgleich der gemeldeten Messwerte mit den Erzeugungskapazitäten der betreffenden Anlage durchgeführt werden. Dazu sollen im Register technologiespezifische maximale Volllaststundenzahlen hinterlegt werden. Die maximal plausible Energieproduktion für einen bestimmten Zeitraum wird aus dem Produkt dieser Volllaststundenzahl und der installierten Anlagenleistung berechnet. Ein Abgleich mit den gemeldeten Messwerten ermöglicht eine Plausibilitätsprüfung. Im Falle von Anlagen, bei denen die HKN-Ausstellung an die Abgabe von Verbrauchserklärungen geknüpft ist, kann die Plausibilität der Messwerte zusätzlich durch die Angaben zu eingesetzten Energieinputs geprüft werden. Dies kann anhand durchschnittlicher oder maximaler Umwandlungseffizienzen erfolgen. Die Prüfung könnte direkt im Register oder über ein externes Tool (z. B. eine Exceldatei mit entsprechenden hinterlegten Werten) erfolgen, das die relevanten Daten aus dem Register übernimmt.

5.7.3.3 Prüfung von Verbrauchserklärungen

Neben Anlagendaten und Messwerten müssen auch Verbrauchserklärungen verifiziert werden, die z. B. im Fall einer HKN-Ausstellung für strom- oder gasbasierte Wärme-/Kälteerzeugung, Biomasseanlagen oder anderen Multi-Input-Anlagen zu machen sind. Dies geschieht über entsprechende Nachweise zu den eingesetzten Energieinputs.

In Bezug auf eine strombasierte Wärme-/Kälteerzeugung, ergeben sich die einzureichenden Nachweise zur HKN-Ausstellung aus § 16 Abs. 2 GWKHV: Neben einer entsprechenden Menge entwerteter Strom-HKN, kann auch der Nachweis über die Erfüllung der Kriterien für erneuerbaren Strom im Rahmen der 37. BImSchV (RFNBO-Kriterien) erbracht werden. In Bezug auf eine gasbasierte Wärme-/Kälteerzeugung ergeben sich die einzureichenden Nachweise zur HKN-Ausstellung aus § 30 Abs. 1 Nr. 1 GWKHV: Neben einer entsprechenden Menge entwerteter Gas-HKN oder Massenbilanznachweise können auch Gutachten, bspw. im Falle einer Energieerzeugung vor Ort, eingereicht werden. Wo möglich sollen Schnittstellen zwischen den entsprechenden Nachweisregistern etabliert werden (z. B. zum S-/G-HKNR), um die Prüfaufwände zu reduzieren.

5.7.3.4 Definition Gutachtende

Neben der Definition von Daten, die einer gutachterlichen Prüfung bedürfen, ist der Gutachterbegriff an sich in diesem Kontext zu definieren. Gutachterliche Bestätigungen übermittelter Daten können nach § 12 Abs. 2 GWKHV von einem „qualifizierten und unabhängigen Gutachter“ sowie internen fachkundigen Personen eines Anlagenbetreibers, die als Energie- oder Umweltmanagementbeauftragte zertifiziert sind, durchgeführt werden.

Bei der Definition von Gutachtenden im Kontext des WK-HKNR ist zu beachten, dass Umweltgutachtende in verschiedensten Kontexten gefragt sind und deren Verfügbarkeit hierdurch stark begrenzt ist. Zudem verfügen kleinere Stadtwerke häufig nicht über eigene Energie- oder Umweltmanagementbeauftragte, wodurch die Umsetzung bestimmter Anforderungen erschwert wird. Es ist daher zu empfehlen keine konkreten Personengruppen als zugelassene Gutachtende zu definieren, sondern stattdessen Minimalanforderungen an die Qualifikation von Gutachtenden zu stellen, die dann personenbezogen nachgewiesen werden müssten. So könnten neben Umweltgutachtenden sowie Energie- und Umweltmanagementbeauftragten bspw. auch AGFW-Gutachtende oder energietechnische Forschungsinstitute gutachterliche Bestätigungen von Registerdaten vornehmen. Dies deckt sich auch mit den Forderungen einiger Branchenverbände zur Definition des Gutachterbegriffes (BDEW, 2022, 2023g; Verband kommunaler Unternehmen [VKU], 2024).

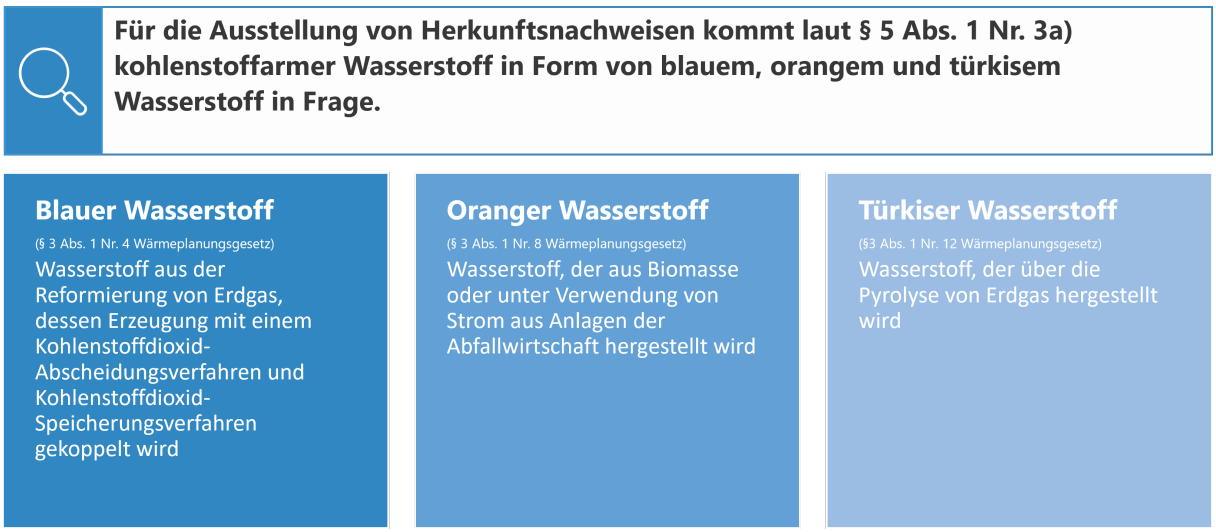
6 Ausweitung des HKN-Systems auf kohlenstoffarmen Wasserstoff

Durch die Beauftragung des optionalen Arbeitspakets „kohlenstoffarme Gase“ am Ende der Projektlaufzeit erfolgt die Ausarbeitung relevanter Inhalte in einem separaten Kapitel. Dies ermöglicht eine fokussierte Darstellung der relevanten Aspekte. Insbesondere wird vertieft auf den aktuellen und zukünftigen Marktüberblick kohlenstoffarmer Gase, sowie die nötigen Eigenschaften zur HKN-Ausstellung im rechtlichen Kontext eingegangen. Die Analysen zu kohlenstoffarmen Gasen wurden im April 2025 abgeschlossen und spiegeln die Rechtslage zu diesem Zeitpunkt wider.

6.1 Definition kohlenstoffarmer Gase

Für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen (§ 23 GWKHV) für kohlenstoffarme Gase sind die Anforderungen nach § 2 Nr. 10, 11 des HkNRG zu erfüllen, welches die Rahmenbedingungen zur Eignung von kohlenstoffarmen Gasen für die Ausstellung eines HKN vorgeben. Dahingehend definiert, sind kohlenstoffarme Gase insbesondere kohlenstoffarmer Wasserstoff, Grubengas, sowie daraus hergestellte Derivate und jedes sonstige kohlenstoffarme Gas (§ 5 (1) Nr. 3a HkNRG. Die Bundesregierung verfügt dabei über die Entscheidungshoheit, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen auf bestimmte Arten kohlenstoffarmer Gase einzugrenzen. Für die Eignung zur Ausstellung wird spezifisch blauer, türkiser und oranger Wasserstoff genannt (§ 23 Nr. 2 GWKHV). Jedoch werden weitere kohlenstoffarme Gase auf Basis der aktuellen Rechtslage nicht explizit ausgeschlossen. Ein Verweis auf die Unterrichtung – hib 76/2024 ergibt, dass „aktuell noch an wichtigen europarechtlichen Vorgaben zur Operationalisierung der Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff sowie entsprechenden Regelungen zu Emissionsminderungsanforderungen und deren Bilanzierungsmethodik fehle“ (Deutscher Bundestag, 2024b). Deshalb wird aktuell auf eine eigenständige, von EU-Vorgaben abweichende, nationale Festlegung von Anforderungen verzichtet. Diese Lücke soll durch die im ersten Quartal 2025 geplante Veröffentlichung des unterstützenden DA zu 2024/1788 auf europäischer Ebene geschlossen werden.

Abbildung 73: Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V., auf Basis von HkNRG & WPG.

6.1.1 Kohlenstoff bei der Herstellung kohlenstoffarmer Gase

Bei der Herstellung von kohlenstoffarmen Gasen, insbesondere kohlenstoffarmem Wasserstoff, wird durch verschiedene Abscheide- und Reaktionsverfahren neben dem gewonnenen Wasserstoff auch ein Nebenprodukt erzeugt. Da in der Regel Kohlenwasserstoffe in der Form von Erdgas oder organischen Reststoffen als Eingangsstoff für die Gewinnung von kohlenstoffarmem Wasserstoff dienen, wird als Beiprodukt Kohlenstoff(oxid) oder kurzkettige Kohlenwasserstoffe, insbesondere Methan, erhalten. Für die Emissionsbilanzierung und die Einhaltung der Treibhausgasgrenzen ist der Umgang mit diesen Nebenprodukten entscheidend für die Höhe des Emissionsfaktors von kohlenstoffarmem Wasserstoff.

6.1.1.1 Kohlenstoff bei der Herstellung von blauem Wasserstoff

Bei der Herstellung von blauem Wasserstoff durch Dampfreformierung wird aus fossilem Erdgas Wasserstoff gewonnen. Dabei entstehen CO_2-Emissionen, welche während der Dampfreformierung abgeschieden werden, um nicht in die Umwelt zu entweichen. Grundsätzlich könnte CO_2 stofflich in der Chemieindustrie als Grundstoff zur Herstellung organischer Verbindungen oder in der Lebensmittelindustrie sowie zur Herstellung von Kraftstoffen genutzt werden. Sollte jedoch die Ausstellung eines Herkunftsnachweises für diese Menge an blauem Wasserstoff in Betracht gezogen werden, so sind für den kohlenstoffarmen Wasserstoff strenge Vorgaben hinlänglich des erzeugten CO_2 einzuhalten, sodass für das CO_2 aus der Dampfreformierung lediglich die Abscheidung und geologische Langzeitspeicherung in Frage kommen kann, da das CO_2 stofflich nach Angabe der delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 mindestens mehrere Jahrhunderte stofflich gebunden sein muss und das CO_2 nicht durch Verbrennung wieder freigesetzt werden kann.

6.1.1.2 Kohlenstoff bei der Herstellung von orangem Wasserstoff

Für die Herstellung von orangem Wasserstoff stehen grundsätzlich elektrische, biochemische und thermische Verfahren zur Verfügung. Alle Verfahren haben gemeinsam, dass zuvor organische Stoffe als Einleitung des Prozesses zur Verfügung gestanden haben müssen. Sind die organischen Stoffe auf pflanzlicher Basis, so haben sie als Ausgangssubstrat während ihrer Wachstumsphase CO_2 aus der Atmosphäre gebunden, das durch die Umwandlung und energetischen Verwertung der Substrate wieder freigesetzt wird.

Grundsätzlich sind für die Herstellung von HKN-konformem orangem Wasserstoff lediglich organische Reststoffe als Ausgangsstoffe nach der delegierten Verordnung (EU) 2024/1788 erlaubt. Da sich die Methodik zur Bestimmung von Treibhausgasemissionen von kohlenstoffarmen Gasen der delegierten Verordnung (EU) 2024/1788 an der RED II und RED III orientiert, wird zum aktuellen Wissensstand davon ausgegangen, dass insbesondere die unter der Anlage 1 der 38. BImSchV aufgeführten Reststoffe auch für die HKN-konforme Herstellung von orangem Wasserstoff zugelassen werden sollten.

Somit könnten auch organgische Anteile aus Siedlungs- und Industrieabfällen für die Herstellung von orangem Wasserstoff geeignet sein. Dies würde insbesondere auf die energetische Verwertung der Abfälle zutreffen, wobei das ausgestoßene CO_2 eine geringeres Treibhausgaspotenzial besitzt als die entstehenden Methanemissionen bei der Entsorgung und anschließenden Vergärung auf Mülldeponien.

Biochemische Prozesse zur Herstellung von Wasserstoff verlaufen ähnlich wie die der Herstellung von Biomethan. Für beide Prozesse werden Mikroorganismen in einem Fermenter benötigt, die durch die passende Temperatur, den pH-Wert, das Ausgangssubstrat und Mikronährstoffe ein Gas erzeugen. Das Gas setzt sich je nach vorliegenden Bedingungen aus unterschiedlichen Hauptbestandteilen von Wasser, Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid,

Kohlenstoffmonoxid und Methan zusammen, wobei ungewollte Gase, darunter CO_2, während der Gasveredelung in die Umwelt abgegeben werden.

Auch die Möglichkeit Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Gärresten oder Biomethan zu erzeugen wäre möglich, wobei hinlänglich der CO_2 Emissionen auch hier keine konkrete Aussage über die Nachhaltigkeit von orangem Wasserstoff getroffen werden kann. So zeigt das DBFZ, dass eine Hohe Bandbreite bei der Wasserstofferzeugung über Dampfreformierung (-14,23 bis 12,68 kg CO_2e / kg H_2) abhängig vom Einsatzstoff und der Berücksichtigung der Abscheidung und langfristigen dauerhaften Speicherung des CO_2 existiert (Dögnitz et al., 2022).

Lediglich bei der Pyrolyse von Biomethan könnten ohne die Nutzung von CO_2-Abscheidetechnologien negative CO_2-Emissionen erreicht werden. Jedoch ist es für die HKN-Konformität von Bedeutung, dass auch der dadurch entstehende Kohlenstoff aktuell nur dann als Einsparung angerechnet werden kann, wenn dieser unter den Vorgaben der delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 gebunden wird.

6.1.1.3 Kohlenstoff bei der Herstellung von türkisem Wasserstoff

Bei der Herstellung von türkisem Wasserstoff durch Pyrolyse entsteht einerseits gasförmiger Wasserstoff und andererseits fester, hochreiner Kohlenstoff, sogenanntes Graphit. Dieser ist ein nützlicher Ausgangsstoff zum Beispiel für die Anoden- und Kathodenproduktion in der Batterieherstellung, Stahlproduktion, sowie der Halbleiter- und Solarindustrie. Jedoch ist auch hier zu beachten, dass für die Ausstellung eines Herkunftsnachweises die stoffliche Verwertung unter der delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 nur eingeschränkt möglich ist. Auch hier muss das CO2, bzw. der Kohlenstoff, mehrere Jahrhunderte stofflich gebunden sein und darf nicht durch Verbrennung freigesetzt werden können. Daher gilt es zu beachten, dass lediglich die in der delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 aufgeführten Produkte diese Eigenschaften erfüllen. Aktuell werden darin nur mineralische Carbonate für Bauprodukte aufgeführt, wobei die EU die Liste überwacht und sich Aktualisierungen anhand technologischer Entwicklungen und Innovationen künftig ausdrücklich vorbehält.

6.2 Marktüberblick

Eine Markteinschätzung wird nachfolgend insbesondere für die in Abbildung 73 genannten kohlenstoffarmen Wasserstoffarten ausgearbeitet. Einleitend ist zu erwähnen, dass die Datenlage zu aktuellen, sich in der Planung oder Umsetzung befindlichen, kohlenstoffarmen Wasserstoffprojekten unzureichend ist. Viele der Projekte werden im Rahmen eines Forschungsprojekts als Pilot- oder Demonstrationsanlagen geplant. In Deutschland sind den Autoren*Autorinnen aktuell keine kommerziell betriebenen Anlagen zur Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff bekannt, die über eine Pilot- oder Demonstrationsphase hinausgehen. Wie nachfolgend erkennbar wird, ist die Relevanz von kohlenstoffarmem Wasserstoff in der Literatur schwierig einzuordnen. Prognosen über zukünftige Bedarfe weichen stark voneinander ab. Die große Spannweite erschwert die Einschätzung, inwieweit relevante Mengen kohlenstoffarmer Gase zukünftig produziert, gehandelt und importiert werden. Für zukünftige Prognosen zur Nutzung von Wasserstoff ist außerdem nicht das Herstellungsverfahren von Wasserstoff (Farben), sondern die Verwendung nach gesetzlichen Grundlagen wie RED III, der EU-Taxonomie, der Gasbinnenmarktrichtlinie (DA 2024/1788), des GEG, einer möglichen Kraftwerksstrategie oder die generelle Minderung der CO_2-Emissionen notwendig, was eine Aufteilung von Wasserstoff nach Herstellungsverfahren in großen Systemstudien nicht zwingend erforderlich macht, sondern lediglich die Erfüllung der

Nachfrageseite unter Berücksichtigung einschlägiger Regulatorik und THG-Reduktionsanforderungen.

Auf nationaler Ebene wird in der deutschen Wasserstoffstrategie kohlenstoffarmem Wasserstoff keine Bedeutung zugeschrieben. Lediglich grüner Wasserstoff sei langfristig nachhaltig und klimaneutral und wird in Förderungen zum Markthochlauf von Wasserstoff priorisiert. In der Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie finden auch türkiser Wasserstoff und blauer Wasserstoff eine Erwähnung. Diese sollen als Übergangstechnologien den Markt- und Infrastrukturhochlauf beschleunigen und anfallende Wasserstoffbedarfe decken. Konkrete Produktionsziele für kohlenstoffarmen Wasserstoff werden hierbei jedoch nicht erwähnt (BMWK, 2023, Juli).

Datenbanken zur Bestimmung angekündigter oder sich im Bau befindlicher Projekte mit dem Ziel kohlenstoffarme Gase in Deutschland zu produzieren sind kaum vorhanden. Lediglich die IEA-Datenbank (siehe Tabelle 42) gibt Aufschluss über angekündigte Projekte in Deutschland (IEA, 2023, Oktober).

Tabelle 42: Angekündigte kohlenstoffarme Wasserstoffprojekte in Deutschland bis 2030

Jahr	Wasserstoffart	Status	Technologie	Kapazität (kt H_2/Jahr)	Kapazität in Nm^3 H_2/h
2023	Türkis	Demo	Methanpyrolyse	0,1	187
2027	Blau	Konzept	Dampfreformierung mit CO_2-Abscheidung	155,9	200.000
2027	Orange		Biomasse mit CCUS (Abfall-Pyrolyse)	10	12826
2029	Blau	Konzept	Erdgas-Reformierung	249,7	320225
	Orange		Biomasse mit CCUS (Abfall-Pyrolyse)	0,8	1026

Quelle: (IEA, 2023, Oktober).

Über die Datenbank hinaus finden sich Einzelnennungen weiterer Projekte in den Medien wieder, die nachfolgend beschrieben werden. Jedoch ist die Zahl dieser Projekte ebenfalls limitiert und konkrete Investitionsentscheidungen oder sich im Bau befindliche Anlagen sind nicht bekannt.

Da die Herstellung von blauem und türkisem Wasserstoff in Deutschland nur nachrangig betrachtet wird und die Produktion aufgrund fehlender fossiler Ressourcen nicht zwingend in Deutschland geschehen müsste, wird eine kurze Einschätzung zur europäischen und globalen Perspektive geteilt, um eine Einordnung geben zu können, inwieweit kohlenstoffarmer Wasserstoff nach Deutschland importiert werden könnte.

6.2.1 Nationale blaue Wasserstoff-Projekte

Bis auf das Pilotprojekt H2Morrow gibt es aktuell keine nennenswerten Entwicklungen im Bezug zu blauem Wasserstoff im nationalen Kontext.

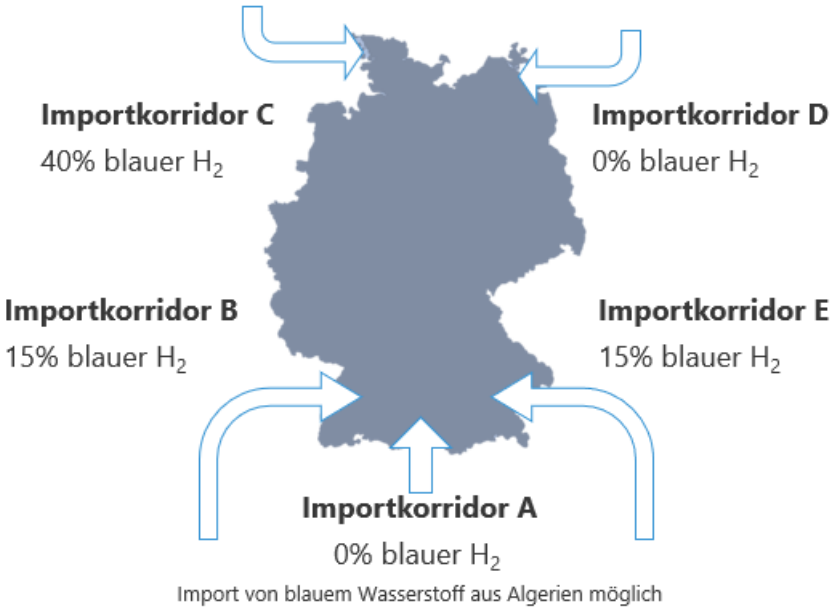
H2Morrow ist ein Pilotprojekt der Erzeugung von blauem Wasserstoff mit dem Ziel bis 2027 sehr kostengünstigen, kohlenstoffarmen Wasserstoff zu produzieren und vor allem in der Stahlindustrie zu verwenden. Die geplante Kapazität beträgt 800.000 Nm^3/h (2,7 GW) bzw. 9 TWh pro Jahr. Aktuell befindet sich das Projekt in einer Konzept-Phase, in der eine Machbarkeitsstudie durchgeführt wird. Das Gas soll perspektiv von Norwegen importiert werden und an der niederländischen oder deutschen Küste reformiert werden. Zum jetzigen Zeitpunkt sind keine Informationen über eine finale Investitionsentscheidung bekannt, weshalb ein ursprünglicher Produktionsbeginn im Jahr 2027 fraglich erscheint (equinor).

6.2.2 Blauer Wasserstoff - europäische und globale Perspektive

Im Rahmen des European Hydrogen Backbones wird von 12 Mt europäischer Erzeugung und 5,4 Mt Import im Jahr 2030 ausgegangen. Dabei prognostiziert die EHB-Initiative eine Produktion von 1,1 Mt. blauem Wasserstoff innerhalb Europas und Importen von 2,1 Mt. blauem Wasserstoff im Jahr 2030. Das entspricht einem Anteil von kohlenstoffarmem Wasserstoff von 10 % an der innereuropäischen Erzeugung und 40 % an den Importen. Die EHB-Initiative unterscheidet dabei nicht zwischen blauem und türkisenem Wasserstoff (ehb, 2022, Mai). Durch die Importkorridore werden grenzüberschreitende Energiesysteme durch Infrastruktur-Projektvorhaben, sogenannten „Projects of Mutual Interest“, zwischen Ländern miteinander verbunden. Diese Projekte werden dabei prioritär behandelt. Für Deutschland zeichnen sich dadurch aktuell Importkorridore aus dem Nord- und Ostseeraum, sowie Südeuropa ab. Für den Südkorridor wurde Anfang 2025 eine politische Absichtserklärung zwischen Deutschland, Algerien, Italien, Österreich und Tunesien unterzeichnet, die bis zu 55 TWh gasförmigen Wasserstoff über Pipelines nach Deutschland transportieren könnte (BMWK, 2025). Nur mittels geeigneter Infrastruktur können laut REPowerEU-Plan ab 2030 europaweit 10 Mt. (333 TWh) Wasserstoff innereuropäisch produziert und 10 Mt. (333 TWh) Wasserstoff importiert werden (Europäische Kommission, 2022, März).

Insbesondere über den geplanten Importkorridor C (vgl. Abbildung 74) könnte blauer Wasserstoff aus der Nordseeregion (z. B. England und Norwegen) in größeren Mengen importiert werden, wobei sich geplante Pipelines aus Norwegen und Dänemark aktuell verzögern oder nun doch nicht gebaut werden sollen (Handelsblatt, 2024; N-tv, 2024).

Abbildung 74: Mögliche Importkorridore von Wasserstoff nach Deutschland



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V., Datenbasis: (ehb, 2022, Mai).

6.2.3 Türkiser Wasserstoff – nationale Perspektive

Für türkisenen Wasserstoffs existiert in Deutschland ausschließlich ein nennenswertes Pilot-Projekt. Das H_2-Pilotprojekt von Wintershall Dea und VNG plant klimafreundlichen türkisen Wasserstoff durch Methanpyrolyse zu produzieren. Gemäß den ursprünglichen Plänen sollte die Pilotanlage mit einer Kapazität von 400 kg Wasserstoff pro Tag im Jahr 2023 in Betrieb genommen werden. Aktuell liegen jedoch keine öffentlich verfügbaren Informationen über den aktuellen Stand dieses Projekts vor. Es ist möglich, dass sich der Zeitplan geändert hat oder dass das Projekt derzeit nicht weiterverfolgt wird (Wintershall Dea, 2022).

6.2.4 Türkiser Wasserstoff – europäische und globale Perspektive

In der untersuchten Literatur werden keine Prognosen zur Relevanz oder zu Produktionsvolumina von türkisem Wasserstoff ausgesprochen. Jedoch wird der Methanpyrolyse grundsätzlich viel Potenzial zugeordnet. So ist die benötigte Energie für die Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff zwischen 50 % und 80 % geringer im Vergleich zu grünem Wasserstoff (Diab et al., 2022). Daher gibt es Ankündigungen zu installierten oder geplanten Pilotprojekten, wobei sich die Produktionsvolumina auf jährlich maximal 2000 Tonnen pro Jahr beschränken und noch keine Anlagen geplant sind, die über den Status eines Pilotprojekts oder einer Demonstrationsanlage hinausgehen (IEA, 2024a, Oktober, 2024b, Oktober; Martin, 2025).

6.2.5 Oranger Wasserstoff – nationale Perspektive

Für die Herstellung von orangem Wasserstoff bestehen eine Vielzahl an thermokatalytischen und biochemischen Verfahren mit unterschiedlichem technologischem Reifegrad, wobei kurzfristig lediglich die Dampfreformierung von Biomethan schnell umgesetzt werden könnte. Die Abschätzung des technisch mobilisierbaren Potenzials wird in Abbildung 75 beschrieben. Jedoch wird darauf hingewiesen, dass die tatsächliche Nutzung dieser Potenziale von einer

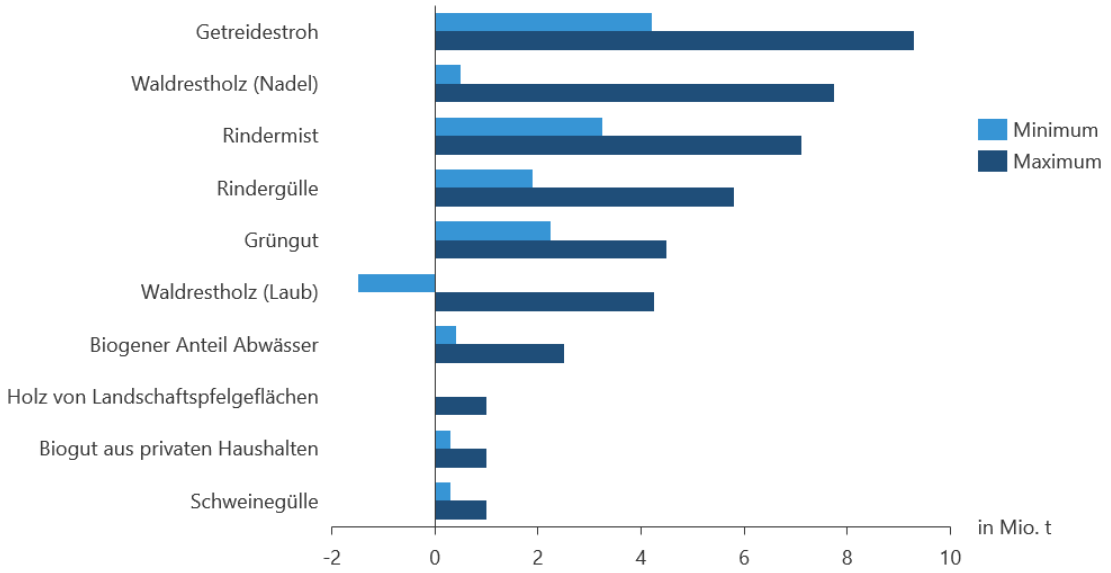
Vielzahl von Faktoren abhängig ist. Insbesondere besteht eine Konkurrenzsituation zur Herstellung von Biogas. Ein signifikanter Anteil an orangem Wasserstoff kann insbesondere nur dann hergestellt werden, wenn die Stoffströme zur Herstellung von Biogas vollständig umgeleitet würden. Biomethan steht durch die Nutzung der gleichen Stoffströme dabei in Konkurrenz zur Herstellung von biogenem Wasserstoff. Lediglich die Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote im Verkehr wäre hier im Vergleich zu Biomethan aktuell vorteilhaft. Hier ist jedoch zu unterscheiden, dass für eine Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote im Verkehr lediglich der Anteil an Reststoffen nach Anhang 1 der 38. BImSchV zur Herstellung von biogenem Wasserstoff verwendet werden kann. Dieser beläuft sich auf rund 22 % (entspricht ca. 6 bis 9 TWh Wasserstoff) der eingesetzten Stoffströme zur Herstellung von Biogas (Dögnitz et al., 2022).

Das mobilisierbare technische Gesamtpotenzial in Deutschland liegt dabei zwischen 13 und 45 Millionen Tonnen Trockenmasse, wobei eine Mobilisierungsrate > 10 % als unrealistisch eingestuft wird. Bei einer Mobilisierungsrate von 10 % des technischen Potenzials beläuft sich die relevante Menge an orangem Wasserstoff auf 1,1 bis 11 TWh im Vergleich zum Biogasverbrauch von 29 bis 43 TWh oder Biomethanverbrauch von 4,2 bis 5,4 TWh im Jahr 2020.

Technologisch gesehen ermöglicht die Biomassevergasung eine dezentrale Energieerzeugung, da sie in kleineren Anlagen betrieben werden kann, die sich an die Verfügbarkeit lokaler Biomasse anpassen. Dies macht sie besonders für ländliche Regionen attraktiv, in denen biogene Reststoffe in großen Mengen anfallen. Durch die Flexibilität der eingesetzten Rohstoffe und die Möglichkeit, die Technologie an unterschiedliche regionale Gegebenheiten anzupassen, trägt die Biomassevergasung dazu bei, die Energieversorgung diversifizierter und widerstandsfähiger zu gestalten.

Allerdings wird oranger Wasserstoff laut DBFZ voraussichtlich nicht dafür geeignet sein, in das Gasnetz eingespeist zu werden. Daher sollte die Priorität auf die direkte Verwendung des biogenen Wasserstoffs gesetzt werden. Des Weiteren sollten Gesamtkonzepte, bei denen biogener Wasserstoff als Nebenprodukt entsteht oder Biomasse gemeinsam mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyse für Folgeprodukte genutzt werden kann, in Betracht gezogen werden.

Abbildung 75: Mobilisierbares technisches Biomassepotenzial aus Reststoffen zur Herstellung von Wasserstoff in Deutschland – Top 10



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V., auf Basis von (Dögnitz et al., 2022).

6.2.5.1 Forschungsprojekte zu orangem Wasserstoff in Deutschland

Momentan gibt es in Deutschland mehrere Forschungsprojekte, die verschiedene Ansätze und Technologien zur Gewinnung von Wasserstoff aus Biomasse verfolgen (Pure Bio H2, H2 Verg, H2Wood, BioH2Ref, MH_2Regio) (BtX energy GmbH, 2025; Bundesministerium für Bildung und Forschung [BMBF], 2025; Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung [IPA], o. d.; Mainova, o. d.). Genaue Zahlen zu aktuell produzierten orangem Wasserstoff sind nicht vorhanden.

Das Projekt BioH2Ref konzentriert sich auf die Nutzung von Biogas, das aus organischen Abfällen wie Gülle und Mist gewonnen wird. Durch Dampfreformierung wird das Biogas in Wasserstoff umgewandelt. Eine Pilotanlage in Krefeld zeigte bereits hohe Effizienz mit einem Kaltgaswirkungsgrad von 60 %. Ziel ist es, eine dezentrale, kommerzielle Nutzung dieser Technologie zu etablieren.

Das Projekt PURE BIO H2 setzt auf thermokatalytische Reformierung (TCR), um biogene Reststoffe wie Holzabfälle oder organischen Müll in Synthesegas umzuwandeln, aus dem anschließend hochreiner Wasserstoff abgetrennt wird. Der mehrstufige Prozess umfasst die thermische Zersetzung der Biomasse, die Gaserzeugung und die Wasserstoffreinigung. Dieses Verfahren ermöglicht eine flexible Nutzung verschiedener biogener Rohstoffe und zielt auf eine nachhaltige Wasserstoffproduktion aus Abfallstoffen ab.

Im Projekt H2Verg wird die Vergasung von Biomasse als Schlüsseltechnologie untersucht, um dezentral Wasserstoff zu erzeugen. Verschiedene Verfahren der Biomassevergasung werden hinsichtlich ihrer technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte analysiert. Ziel ist es, die besten Technologien für spezifische Anwendungen zu identifizieren und Entscheidungsgrundlagen für den breiteren Einsatz zu schaffen. Dabei liegt der Fokus auf der Nutzung von Reststoffen und der Integration in regionale Wertschöpfungskette.

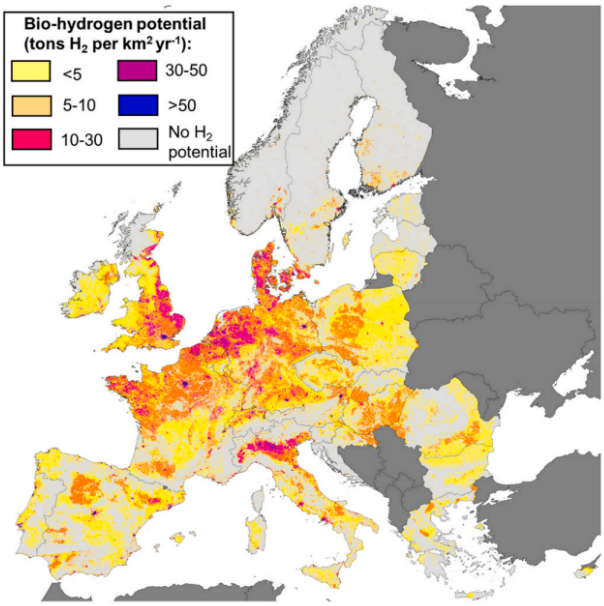
Im Projekt MH_2Regio wurde mittels Simulationen untersucht, inwieweit der Grünstromanteil eines BHKW aus der Verbrennung von Abfallstoffen verwendet werden kann, um Wasserstoff unter Einsatz eines Elektrolyseurs herzustellen und regional zu nutzen.

6.2.6 Oranger Wasserstoff – europäische und globale Perspektive

Orangem Wasserstoff wird in der Literatur aktuell kaum relevante Bedeutung zugschrieben. Literatur zu diesem Thema findet sich vor allem im Kontext von grünem Wasserstoff auf Basis von Biomasse. Der Begriff oranger Wasserstoff hat sich dabei international noch nicht vollumfänglich durchgesetzt. Es bestehen keine Prognosen, inwieweit oranger Wasserstoff zukünftig hergestellt wird, geschweige denn, international gehandelt wird.

Lediglich die Bestimmung des theoretischen Potenzials auf europäischer Ebene zur Herstellung von orangem Wasserstoff auf Basis von biologischen Abfallstoffen und Haushaltsabfällen, werden durch Studien erwähnt. Die Autoren*Autorinnen schließen dabei die Anpflanzung von Energiepflanzen in Monokulturen durch die Konkurrenzsituation zur Lebensmittelherstellung und fehlender Biodiversitätsgrundlagen aus und analysieren das vorhandene Potenzial auf Basis einer GIS-Analyse (Rosa & Mazzotti, 2022) (vgl. Abbildung 76).

Abbildung 76: Geografische Verteilung des Wasserstoffpotenzials aus Biomasse (in km²/Jahr)



Quelle: (Rosa & Mazzotti, 2022)

Potenziale werden insbesondere Frankreich, Deutschland, dem Vereinigten Königreich, Spanien und Italien zugeordnet. Das Potenzial dieser fünf Länder beläuft sich dabei auf über 60 % des technischen Potenzials in der Europäischen Union.

Tabelle 43: Theoretisches Biomassepotenzial in Europa

7,5	Theoretisches Potenzial in TWh / Mt H_2.
Reststoffe aus Ernterückständen	216 / 5,5
Lebensmittelabfälle	118 / 3
Gülle	157 / 4

7,5	Theoretisches Potenzial in TWh / Mt H_2.
Summe	**492 / 12,5**

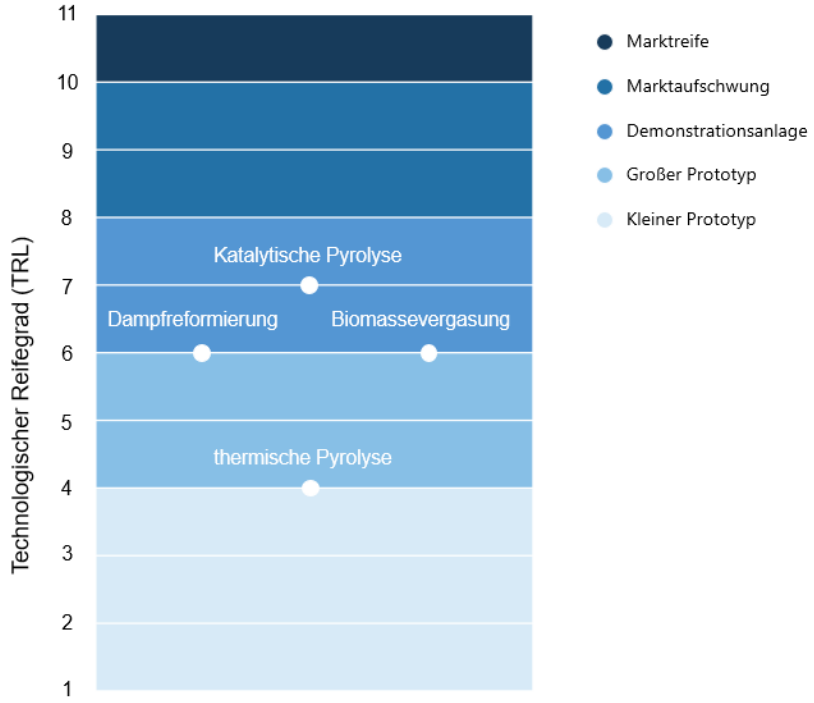
Quelle: (Rosa & Mazzotti, 2022)

Aus Tabelle 43 wird erkennbar, dass das theoretische Potenzial von orangem Wasserstoff ausreichen würde, um die innerhalb der EU produzierten, 10 Millionen Tonnen an Wasserstoff bereitzustellen, die durch den REPowerEU-Plan angestrebt werden. Fraglich ist hierbei jedoch, wie viel dieses Potenzials tatsächlich zur Wasserstoffherstellung verwendet werden kann. Insbesondere, da die Biomasse zur Herstellung von biogenem Wasserstoff auch zu Biogas, flüssigen Biokraftstoffen oder zur stofflichen Nutzung verwendet werden kann oder bereits heute organische Abfälle energetisch in Blockheizkraftwerken verwertet werden.

6.2.7 Fazit zu Marktpotenzialen von kohlenstoffarmem Wasserstoff

Die Schätzungen zu den zukünftigen Marktpotenzialen kohlenstoffarmer Gase in Deutschland und der EU variieren stark, auch da sich die meisten entsprechenden Produktionsprojekte noch in frühen Entwicklungsphasen befinden (vergleiche Abbildung 77).

Abbildung 77: Technologischer Reifegrad (TRL) ausgewählter Produktionstechnologien zur Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff



Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V., Datenbasis: (IEA, 2024b, Oktober)

Die für die Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff benötigten Herstellungsverfahren zeigen generell einen technologischen Reifegrad zwischen kleinen Prototypen und Demonstrationsanlagen (Level 4-6) auf. Folglich wird für die kommerzielle Nutzung mehr Forschung & Entwicklung, sowie ein allgemeiner Markteintritt benötigt, um diese Technologien an die Marktreife heranzuführen und deren Relevanz im Vergleich zu grünem Wasserstoff bewerten zu können. Dies erschwert die Vorhersagen zu tatsächlichen zukünftigen

kohlenstoffarmen Wasserstoffmengen, die derzeit nicht belastbar einzuschätzen sind. Aufgrund dessen unterliegen Prognosen zur Relevanz von kohlenstoffarmem Wasserstoff hohen Schwankungen von 0 % bis 25 % des zukünftigen Wasserstoffbedarfs. Im Kontext außerhalb der EU wird kohlenstoffarmer Wasserstoff, vor allem in Form von blauem Wasserstoff, stärker in den Fokus gerückt. Eine Aufschlüsselung zwischen blauem und türkisem Wasserstoff findet in aller Regel nicht statt. Jedoch besteht Einigkeit, dass kohlenstoffarme Gase, insbesondere blauer und türkiser Wasserstoff, nicht klimaneutral hergestellt werden können und nur eine Übergangslösung sein dürfen, um vorgegebene Klimaschutzziele langfristig erreichen zu können.

6.2.8 Exkurs zu Grubengas

Grubengas wird explizit nach § 2 Nr. 10 HkNRG als kohlenstoffarmes Gas klassifiziert. Somit ist eine Ausstellung von G-HKN im ersten Schritt möglich.

Grubengas ist keine erneuerbare Energie, sondern ein fossiler Energieträger. Grubengas ist das in Steinflözen beisitzende Gas, das durch den Steinkohlebergbau freigesetzt wird (Martel & Winkelmann, 2022a). In Deutschland waren zum Stand des Jahres 2020 107 BHKW mit einer installierten Kapazität von 168 MW zur energetischen Verwertung des Grubengases aktiv. Die Verstromung von Grubengas in einem BHKW ist deshalb vorteilhaft, da durch die Verbrennung weniger CO_2-Emissionen freigesetzt werden, wie das Entlassen des Grubengases in die Atmosphäre, da der Hauptbestandteil des Grubengases, Methan, ein deutlich höheres Treibhausgaspotenzial aufweist als die bei der Verbrennung entstehenden CO_2-Emissionen. Deshalb erhalten mit Grubengas betriebene BHKW eine EEG-Vergütung und gelten durch die Vermeidung von Methanemissionen als klimafreundlich. Die Fördermenge von Grubengas ist durch die Beendigung der Steinkohleförderung in Deutschland in Verbindung mit einem Grundwasseranstieg rückläufig (Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen [MWIKE], o. d.). Die jährlichen technisch gewinnbaren Methanmengen werden sich dabei sukzessive von 197 Mio. m^3 auf rund 84 m^3 bis 2035 zurückentwickeln, wobei sich die ökonomischen Rahmenbedingungen zur Förderung des Grubengases durch steigende erforderliche Saugdrücke und zurückgehende Methangehalte zunehmend verschlechtern (Imgrund & Orzol, 2020).

Aktuell erfolgt ausschließlich die direkte energetische Verwertung von Grubengas bis zu einem Methangehalt von 15 Vol.-% und mehr, wobei die technische Aufbereitung von Gasgemischen mit einem Methangehalt von mindestens 0,3 Vol.-% möglich wäre. Jedoch wird diese aktuell aufgrund zusätzlicher Kosten nicht angewendet, da der monetäre Anreiz, Grubengas energetisch zu verwerten aktuell als gering eingestuft wird. Daher erscheint es fraglich, inwieweit Grubengas für die Ausstellung von G-HKN an Relevanz erfahren wird, wenn die aktuell einzige ökonomische Verwertung die direkte Verbrennung des Gases auf Basis seiner fossilen Zusammensetzung ist und eine Aufbereitung, sowie ein in Umlauf bringen des Gases nicht geplant ist (Imgrund & Orzol, 2020).

6.3 Anwendungsfälle der neuen Herkunftsnachweisregister

Inwieweit kohlenstoffarme Gase eine Relevanz im HKNR finden, hängt vor allem von zwei Faktoren ab. Einerseits muss die Einhaltung der spezifischen Emissionsgrenzwerte für die Herstellung von kohlenstoffarmen Gasen sichergestellt sein (vgl. 6.3), andererseits müssen kohlenstoffarme Gase durch die vom Gesetzgeber vorgegebene Regulatorik zugelassen werden. Grundsätzlich wird in Deutschland vor allem die Verwendung von grünem Wasserstoff erwähnt. Jedoch kann kohlenstoffarmer Wasserstoff insbesondere für die Erreichung der Klimaziele

durch Substitution fossiler Energieträger verwendet werden. Die deutsche Kraftwerksstrategie sieht die Förderung des Differenzpreises, auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff für bis zu 800 Volllaststunden vor und kohlenstoffarmer Wasserstoff findet im Kraftwerkssicherheitsgesetz seine Erwähnung, während im GEG der Einsatz von kohlenstoffarmem Wasserstoff prinzipiell erlaubt ist (Klaas et al., 2025). Weitere Ausführungen: vgl. Abschnitt 4.2.

6.4 Emissionsfaktoren und Informationstiefe

Im Vergleich zu grünem Wasserstoff, bei dessen Emissionsbilanzierung nach RED II und RED III kein Anlagenbau berücksichtigt wird und vollständig erneuerbarer Strom somit pauschal mit einem Emissionsfaktor von Null berücksichtigt wird (vgl. Abbildung 71), gelten für die Präqualifikation zur Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff aktuell die einzuhaltenden Emissionsobergrenzen der EU-Taxonomie von 3 kg CO_2e / kg H_2 lt. §2 Nr. 11a HkNRG in Verbindung mit Anhang I Nummer 3.10 DA 2021/2139, auf dessen Basis eine vollständige LCA inklusive Anlagenbau berücksichtigt werden müsste (vgl. ISO 14040/44 bzw. 14067). Durch die anstehende Verabschiedung des unterstützenden DA zu 2024/1788 wird jedoch erwartet, dass eine weitere Methodik zur Emissionsbewertung zeitnah zur Verfügung steht, die sich analog zur RED III an einen Grenzwert von 3,4 kg CO_2e / kg H_2 orientiert. Daher würden auch ähnliche Systemgrenzen zur Bestimmung der Emissionen in Anlehnung an RED III gelten, wodurch der Anlagenbau nicht berücksichtigt werden müsste. Jedoch ist zu beachten, dass zur Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff fossile Einsatzstoffe, insbesondere Methan, verwendet werden, die nach 2024/1788 zu bilanzieren sind. Daher bietet 2024/1788 die Erweiterung der Methodik zu RED II und RED III zur Handhabung und Bilanzierung fossiler Eingangsstoffe, indirekter Emissionen, vorgelagerten Methan Emissionen aus Leckagen und tatsächlichen Kohlenstoffabscheidungsraten, sowie Kohlenstoffleckagen.

Würde für die Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff im Herstellungsprozess CO_2 emittiert und zum Zweck der unterirdischen Speicherung abgeschieden, so würden bei einer Bewertung nach EU-Taxonomie weiterhin die Abschnitte 5.11 und 5.12 des Anhangs I der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 zum Transport und der Einlagerung von CO_2 berücksichtigt und eingehalten werden. Dies ist vor allem für die Herstellung von blauem Wasserstoff zu beachten.

6.4.1 Blauer Wasserstoff

Die Emissionen, die bei der Produktion von blauem Wasserstoff anfallen, hängen maßgeblich von den folgenden Faktoren ab:

- CO_2-Abscheiderate (Carbon Capture)
- Leckagen (unerwünschte Verflüchtigung von u.a. Methan, Wasserstoff und CO_2 bei der Umwandlung, Weiterverarbeitung und dem Transport jener Gase in die Atmosphäre)
- Effizienz und Energieverbrauch (Prozessenergie inkl. CO_2 Abscheidung + Kompression)
- Betrachteter Zeithorizont der Klimawirkung (Global Warming Potential (GWP)20 vs. GWP100)

Um Emissionsgrenzen von 2,0 – 3,5 kg CO_2e / kg H_2 zu erreichen, sind sehr hohe CO_2-Abscheidungsraten und Methanemissionsraten von unter 1 % (GWP100) und 0,3% (GWP20) notwendig (Bauer et al., 2021). Es existieren Regionen, in denen die Treibhausgasemissionen in der Erdgas-Versorgung entsprechend niedrig sind (z. B. Norwegen), und auch die sehr hohen CO_2-Abscheidungsraten werden als technisch möglich angesehen (Bauer et al., 2021). Allerdings werden diese Konditionen aktuell in der Praxis (deutlich) nicht erreicht bzw. gibt es bisher auch wenig Daten aus Pilotanlagen (Riemer & Duscha, 2022).
Werden die genannten Bedingungen nicht erfüllt, ist blauer Wasserstoff mit sehr viel höheren Treibhausgasemissionen verbunden und bietet kein essenzielles Emissions-Einsparpotential gegenüber grauem Wasserstoff, weshalb hohe technische Standards in der Handhabung mit vorgelagerten Methanemissionen und CO_2-Abscheidungraten nötig sein werden, um den Schwellenwert von 3,4 kg CO_2e / kg H_2 nicht zu überschreiten.

6.4.2 Türkiser Wasserstoff

Für die Herstellung von türkisem Wasserstoff via Pyrolyse sind grundsätzlich höhere Temperaturen und somit ein höherer Energiebedarf, im Vergleich zu Dampfreformierung, zu berücksichtigen. Jedoch wird im Pyrolyseprozess fester, hochreiner Kohlenstoff erzeugt und dabei keine direkten THG-Emissionen ausgestoßen, wodurch das Herstellungsverfahren weniger Gesamtemissionen aufweist als im Vergleich zur Dampfreformierung mit CCS (Patel et al., 2024). Dabei geht der abgeschiedene Kohlenstoff nach 2024/1788 als Negativemission ein, wenn er dauerhaft geologisch eingespeichert wird (CCU) oder langfristig chemisch in Produkten gebunden ist (CCS).

6.4.3 Oranger Wasserstoff

Die Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse kann durch Photosynthese der Pflanzen und Verwertung der Reststoffe (z. B. Holzvergasung mit CCS/ Reformierung von Biomethan mit CCS) auch negative THG-Emissionswerte erreichen (Bauer et al., 2021). Allerdings ist die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse begrenzt und es besteht eine Konkurrenzsituation zur Biogas- und Biomethanherstellung, sowie gegebenenfalls zukünftiger stofflicher Nutzung von Reststoffen (vgl. Marktüberblick oranger Wasserstoff).

Für orangen Wasserstoff bestehen aktuelle Bilanzierungsmethoden aus der RED III auf europäischer Ebene und dem 37. BImSchV auf nationaler Ebene zur Anrechnung auf die THG-

Quote im Verkehr. Für die Anrechnung auf die THG-Quote dürfen demnach nur Reststoffe nach Anhang I 38 BImSchV verwendet werden. Da sich die anstehende Verabschiedung der Methodik zur Emissionsbestimmung kohlenstoffarmer Gase (DA 2024/1788) nah an der RED II und RED III orientiert, könnte die Nutzung dieser Reststoffe künftig auch für die Ausstellung von G-HKN relevant werden, wenn weitere Anwendungsfälle die Emissionsbilanzierung auf Basis dieser Methodik beabsichtigen. Daher sollten die Eingangsstoffe in angemessener Informationstiefe ebenso auf dem HKN berücksichtigt werden (vgl. hierzu 5.5.1 Abschnitt Biomethan).

Oranger Wasserstoff nach § 3 Nr. 8 WPG lässt außerdem die Herstellung von Wasserstoff aus der Abfallverbrennung zu. Bei der Herstellung von orangem Wasserstoff auf Basis von Strom aus der Abfallwirtschaft ist diese Informationstiefe ebenso zu berücksichtigen, da insbesondere bei der Verbrennung von gemischten Siedlungsabfällen sowohl fossile als auch biogene Reststoffe enthalten sein können. Der fossile Anteil der Reststoffe wird deshalb als fossiler Brennstoff deklariert. Dies erschwert die Bilanzierung der genauen Emissionen, insbesondere, wenn eine ausreichende Informationstiefe nicht gegeben ist. Weiterhin sind Substitutionseffekte durch die entgangene Erzeugung von Strom und daraus entstehende Emissionen, der Herstellung von orangem Wasserstoff auf Basis von 2024/1788 Nr. 5 und 6 zu berücksichtigen. Das heißt, dass Storm aus der Müllverbrennung zur Herstellung von orangem Wasserstoff nur dann effektiv verwendet werden kann, wenn sich zum Zeitpunkt der Herstellung im Stromnetz überflüssiger, nach Artikel 27 Absatz 3 2018/2001 definierter, Strom im Stromnetz befindet und den Grenzpreis hierfür setzt. Ist dies nicht der Fall, müsste dem eingesetzten Strom ein Emissionsfaktor zugeschrieben werden, der dann dafür sorgen würde, dass die Herstellung von orangem Wasserstoff nicht mehr innerhalb der Methodik definierten Rahmenbedingungen geschehen würde und somit für die Ausstellung von G-HKN nicht geeignet wäre.

6.4.3.1 Fazit zu Emissionsfaktoren von kohlenstoffarmem Wasserstoff

Berechnungen aktuell erreichbarer Literaturwerte zu vorgelagerten Methanemissionen und CO_2-Speicherraten im Kontrast zu ersten praktischen Erfahrungswerten in oben genannten Herstellungsverfahren weisen eine hohe Spannweite auf. Es bleibt daher offen, inwieweit die zukünftig zu erreichenden spezifischen Emissionen je Kilogramm Wasserstoff eine Einsparung spezifischer Emissionen um 70 % und mehr nach 2024/1788 erreichen können. Insbesondere für den Import von kohlenstoffarmem Wasserstoff außerhalb der EU muss meist zur sicherheitstechnischen und ökonomischen Handhabung eine Umwandlung in ein Derivat erfolgen, wodurch Potenziale für weitere Leckagen und Umwandlungsverluste entstehen, was die Einhaltung dieser Grenzwerte weiter erschwert. Mit Verweis auf Tabelle 44 ist daher nicht auszuschließen, dass kohlenstoffarmer Wasserstoff, insbesondere blauer und türkiser Wasserstoff, aktuell und in naher Zukunft womöglich ganzheitlich an dieser Hürde scheitern könnten und für die Ausstellung von HKN überhaupt nicht, oder nur durch massive Fortschritte in der Handhabung mit vorgelagerten Leckagen und CO_2-Abscheidungsraten in Betracht zu ziehen sind.

Tabelle 44: Emissionen für kohlenstoffarme Gase

Kohlenstoff-armes Gas	Emissionen [kg CO_2e / kg H_2]	Quelle	Parameter
Blauer Wasserstoff	• 2,72 – 24,9 • 13,5 – 16,8 • 0,8 – 6,1 • 12,3 – 13 • 1 - 1,9	• (Bauer et al., 2021) • (Schlissel & Juhn, 2023) • (IEA, 2024b, Oktober)	• CCS-Rate, CH4-Emissionen, GWP • SMR/ ATR (Wasserstoffherstellungstechnologien), CCS-Rate • CCS-Rate, Technologie

Kohlenstoff-armes Gas	Emissionen [kg CO_2e / kg H_2]	Quelle	Parameter
	• 7,6 – 9,3	• (Riemer et al., 2022) • (Patel et al., 2024)	• Produktionsort • Produktionsort [Szenario: erneuerbares Energiesystem] • Transporttechnologie
Türkiser Wasserstoff	• 11,5 – 13 • 0,3 – 2 • 6,1-8,3	• (Riemer et al., 2022) • (Patel et al., 2024)	• Produktionsort • Produktionsort [Szenario: erneuerbares Energiesystem] • Transporttechnologie
Oranger Wasserstoff	• -21,7 – 0,1	• (IEA, 2024b, Oktober)	• CCS [Szenario: Biomasse-basiert]
Blaues Ammoniak	• 3,4 – 5,5	• (IEA, 2024b, Oktober)	• CCS-Rate

Quelle: eigene Darstellung, FfE e.V.

6.4.3.2 Zertifizierung von kohlenstoffarmem Wasserstoff (Prüf- und Zertifizierungsanforderungen)

Auf der COP 28 wurde eine Absichtserklärung zur gegenseitigen Anerkennung von Zertifizierungssystemen für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff und Wasserstoffderivate von 37 Regierungen unterzeichnet. Damit soll die Konvergenz hin zu einem Minimum an grundlegenden Gestaltungsprinzipien für Zertifizierungssysteme vorangetrieben und eine potenzielle Fragmentierung verhindert werden, die das Entstehen eines globalen Marktes verzögern. Die Unterzeichner verpflichten sich, beschleunigte technische Lösungen anzustreben, um die gegenseitige Anerkennung der Systeme zu ermöglichen, einschließlich der Zusammenarbeit im Rahmen der IPHE und des IEA H2 TCP sowie der Annahme weltweit anerkannter Normen wie der künftigen ISO-Methode (IEA, 2024b, Oktober).

Momentan gibt es noch keine von der EU genehmigten Zertifizierungssysteme, da der entsprechende DA noch nicht offiziell abgesegnet wurde. Daher kann lediglich ein Einblick in den aktuellen Stand der rechtlichen Grundlagen gegeben werden. Inwieweit kohlenstoffarmer Wasserstoff zukünftig zur Anrechnung von THG-Quoten in verschiedenen Sektoren verwendet werden kann, ist fraglich und abhängig von künftiger Regulatorik.

6.4.3.3 Prüfung der Akteursdaten

Analog zum Bereich Biomethan können im Falle, dass Daten zu Akteuren bereits in anderen HKN-Registern oder perspektivisch im (zu etablierenden) Register über Nachweise gemäß der 37. BImSchV existieren (nur bei biogenem Wasserstoff), diese zur Neuregistrierung eines Akteurs im G-HKNR übernommen werden bzw. gemachte Angaben können mit Daten aus den genannten Registern plausibilisiert werden (vgl. dazu § 39 Abs. 2 GWKHV zur Überprüfung der gespeicherten Daten und Datenübermittlung zwischen Registern). Das G-HKNR überprüft die Daten auch in diesem Fall auf Vollständigkeit. Lediglich bei der Identitätsprüfung des zu registrierenden Registerteilnehmers wird im Rahmen von Identifizierungsverfahren (Identifizierung nach der jeweils bei Inbetriebnahme des G-HKNR geltenden Rechtslage) ggf. auf die Dienstleistung Dritter zurückgegriffen.

6.4.3.4 Prüfung der Anlagendaten

Die Anforderungen zur Prüfung der Anlagendaten von Wasserstofferzeugungsanlagen entsprechen jenen im obigen Abschnitt formulierten Anforderungen für Biomethananlagen, wobei auch hier zwischen Anlagen mit und ohne Gasnetz- bzw. Wasserstoffnetzanschluss unterschieden werden kann.

Für die Prüfung der Anlagedaten zur Herstellung von kohlenstoffarmen Gasen ist insbesondere ein Augenmerk zu § 11 Nr. 6. HkNRG zur Erfüllung relevanter technischer Anforderungen der Anlage zu legen. Für die Herstellung von blauem Wasserstoff gilt dies insbesondere für den CO_2 Transport und die dauerhafte geologische Einspeicherung des CO_2. Dies betrifft insbesondere die Einhaltung der Richtlinie 2009/31/EC zur geologischen Speicherung von CO_2 (Bei der Bewertung auf Basis der EU-Taxonomie sind stellvertretend 5.11 und 5.12 der EU-Taxonomie anzuwenden). Da Anlagen zur dauerhaften Einspeicherung von Kohlenstoff genehmigt werden müssen und jährlich Berichte über den Zustand sowie ein Leckagen-Monitoring durchzuführen sind, eignen sich diese Berichte zur Prüfung der technologischen Anforderungen. Es ist zu empfehlen, dass diese bei der Prüfung der Anlagedaten zur Verfügung gestellt werden müssen. Fester Kohlenstoff, der bei der Herstellung von türkisem Wasserstoff anfällt und ebenfalls eingespeichert werden soll, benötigt hierfür einen ähnlichen Nachweis. Alternativ kann der Kohlenstoff auch langfristig in Produkten gebunden werden. Hier beschränkt (EU) 2024/2620 die aktuell zugelassenen Produkte auf mineralische Carbonate, die in Bauprodukten zugelassen werden. Wobei eine kontinuierliche Evaluation stattfinden soll, inwieweit zukünftig weitere Produkte als langfristige und dauerhafte CO_2 Einsparoptionen angesehen werden können.

6.4.3.5 Übertragung und Verifizierung der Gasmengen

Im Kontext von Wasserstofferzeugungsanalagen kann zukünftig davon ausgegangen werden, dass diese über einen Anschluss an ein Gasversorgungsnetz (entweder an das Erdgasnetz oder das zukünftige Wasserstoffnetz) verfügen werden, da es sich hierbei mehrheitlich um große bis sehr große Anlagen handeln wird. In diesem Fall wird die Messstellenfunktion standardmäßig und automatisiert von (von Anlagenbetreibern unabhängigen) Netzbetreibern ausgeführt, wodurch keine weitere Begutachtung notwendig ist.

Im Fall, dass Gasanlagen nicht an das Netz angeschlossen sind oder ähnliche Sachverhalte die automatisierte Standardübermittlung von Gasmengen ausschließen, sollen auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff und seine Derivate alternative Datenübertragungs- bzw. Überprüfungswege zugelassen werden. Hierfür wird auf die entsprechenden Ausführungen für den Bereich Biomethan verwiesen.

Des Weiteren sind für die Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff, sowie möglichen Derivaten Verbrauchserklärungen abzugeben. Für die Herstellung von blauem und türkisem Wasserstoff sind als Input sowohl in nicht unwesentlichen Anteilen Formen von elektrischer, als auch thermischer Energie zu beachten, die benötigt werden, um Methan chemisch aufzuspalten. Bei der Herstellung von orangem Wasserstoff ist diesem Aspekt ebenfalls Aufmerksamkeit zu schenken, da in der Regel mehrere Substrate oder eine heterogene Zusammenstellung der Substrate (bspw. gemischte Siedlungsabfälle) als Input in Betracht kommen.

6.4.3.6 Definition Gutachtende

Eine Datenverifizierung kann in bestimmten Fällen dann durch das UBA gefordert werden, wenn Anlagendaten nicht aus dem MaStR entnommen, die Energieerzeugungsmenge nicht durch Netzbetreiber bestätigt und weitere Daten nicht aus anderen Registern übernommen werden können. Die Anforderungen an Gutachtende (§ 12 Abs. 2 GWKHV und § 2 Nr. 11a HkNRDV) werden im Abschnitt zu Biomethan erläutert und lassen sich auf Wasserstoff übertragen.

Im Kontext von kohlenstoffarmem Wasserstoff können die von der EU anerkannten freiwilligen Zertifizierungssysteme (Voluntary Schemes), wie z. B. REDcert, von besonderer Relevanz sein. Jedoch ist hier noch auf die Veröffentlichung des unterstützenden DA zu 2024/1788 zu warten.

Diese Zertifizierungssysteme definieren leicht abweichende Anforderungen an die für sie tätig werdenden Zertifizierungsstellen (Gutachterorganisationen), insbesondere dadurch, dass eine spezifische Schulung stattfinden muss. Die Zulassung als Zertifizierungsstelle kann demnach erfolgen, sofern die Zulassung durch eine zuständige Behörde im jeweiligen Land oder eine Akkreditierung nach DIN EN ISO/IEC 17065, die Durchführung von neutralen Kontrollen gemäß den Anforderungen der ISO 19011 (Trennung von Bewertung und Zertifizierung), Unabhängigkeit und die Teilnahme an Schulungen und Veranstaltungen durch das Voluntary Scheme gegeben sind. Auf die Expertise dieser Zertifizierungsstellen sollte aus Effizienzgründen für Gutachten für das G-HKNR im Kontext Wasserstoff zurückgegriffen werden können und deren Zulassung als Gutachtende ermöglicht werden.

6.5 Gutachten zur Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff

6.5.1 Sachverhalt

Die EU-Institutionen entschieden im April 2024 im Rahmen des Green New Deal zur Erreichung der europäischen Klimaziele während einer Übergangsphase auch kohlenstoffarme Gase, darunter insbesondere kohlenstoffarmen Wasserstoff, zu fördern. Die verabschiedeten Regelungen treten neben die Regelungen zu erneuerbaren Gasen und erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs in der RED III.

Im Zuge der Bearbeitung des AP 5 zu Herkunftsnachweisen für kohlenstoffarme Gase stellen sich einige Fragen hinsichtlich der europäischen Rechtsgrundlagen sowie deren Umsetzung in das deutsche Recht. Es geht vor allem darum, welche Mengen an Treibhausgasen gegenüber fossilen Gasen gemindert sein müssen, damit Gasmengen als kohlenstoffarme Gase gelten können. Kohlenstoffarme Gase umfassen nach der Definition in § 2 Nr. 10 HkNRG kohlenstoffarmen Wasserstoff und dessen Derivate sowie Grubengas.

Daher wird im nachfolgenden Gutachten die Frage zu beantworten sein, unter welchen Voraussetzungen diese Gasmengen als kohlenstoffarm gelten und wann dafür Herkunftsnachweise ausgestellt werden können.

6.5.2 Definition kohlenstoffarmen Wasserstoffs

6.5.2.1 Definition gemäß § 2 Nr. 10 und 11 HkNRG

Ausgangspunkt für die Beantwortung der Frage, welche Bestimmungen nach dem bisher geltenden Recht für HKN für kohlenstoffarme Gase zu beachten sind, ist zunächst § 2 Nr. 10 HkNRG.

Kohlenstoffarme Gase sind in § 2 Nr. 10 HkNRG definiert als „kohlenstoffarmer Wasserstoff nach Nr. 11, aus kohlenstoffarmem Wasserstoff nach Nr. 11 hergestellte Derivate sowie Grubengas." Hiermit gibt es also eine klare Unterscheidung zwischen Wasserstoff (und Derivaten)[65] einerseits und Grubengas andererseits.

Grundsätzlich enthält § 2 Nr. 11 HkNRG eine Definition kohlenstoffarmen Wasserstoffs, die auf die europarechtlichen Vorgaben verweist. Danach wird „kohlenstoffarmer Wasserstoff“ als

[65] Als gasförmiges Wasserstoffderivat kommt praktisch v.a. Ammoniak (NH_3) in Betracht.

Wasserstoff, der im Einklang mit einer der folgenden Regelungen zur Höhe der Treibhausgasemissionen erzeugt wurde, definiert:

„a) dem Anhang I Nummer 3.10 der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 der Kommission vom 4. Juni 2021 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand derer bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand deren bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeidet (ABl. L 442 vom 9.12.2021, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung oder

b) der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94) in der jeweils geltenden Fassung, sofern das in dieser Richtlinie in der jeweils geltenden Fassung geregelte Treibhausgasminderungsziel um höchstens 3,4 Prozentpunkte geringer ausfällt im Vergleich zu dem Treibhausgasminderungsziel in der in Buchstabe a genannten Regelung“

Vereinfacht bedeutet kohlenstoffarmer Wasserstoff nach § 2 Nr. 11 HkNRG Wasserstoff, der im Einklang mit

- Anhang I Nummer 3.10 der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 (Taxonomie-Verordnung - die auf Kriterien RED II verweist) oder
- der Gasbinnenmarktrichtlinie in der jeweils geltenden Fassung erzeugt wurde.

Hierzu heißt es in der Gesetzesbegründung (Deutscher Bundestag, 2024a) (die Regelung war erst nachträglich in das Gesetz[66] aufgenommen worden:

„Die Regelung definiert kohlenstoffarmen Wasserstoff unter Bezugnahme auf die Regelungen der Taxonomie-Verordnung und der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie und damit zweier alternative Unionsrechtsakte. Diese unterscheiden sich im Hinblick auf das Treibhausgasminderungsziel und die Methode zur Ermittlung des Kohlendioxid-Grenzwerts. Sie werden im Hinblick auf das Ambitionsniveau als im Wesentlichen vergleichbar erachtet. Aus diesem Grund besteht ein Wahlrecht, soweit es um die Bestimmung kohlenstoffarmen Wasserstoffs geht.“

6.5.2.2 Die europarechtlichen Definitionen von kohlenstoffarmem Wasserstoff

Um zu ermitteln, welche Voraussetzungen für kohlenstoffarmem Wasserstoff nach deutschem Recht gelten, sind die im HkNRG in Bezug genommenen europarechtlichen Vorgaben zu analysieren.

6.5.2.2.1 Regelung im Anhang I der Taxonomie-Verordnung (§ 2 Nr. 10.a HkNRG)

Der Anhang I Nr. 3.10 der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 (sog. Taxonomie-Verordnung) beschreibt die Herstellung von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten synthetischen Brennstoffen. Ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz liegt nach dieser Vorschrift dann vor, wenn die Tätigkeit analog zu dem in Artikel 25 Abs. 2 und Anhang V der RED II festgelegten Ansatz die Anforderung einer Einsparung von Lebenszyklus-THG-Emissionen von ***73,4 % für Wasserstoff*** [ergibt Lebenszyklus-THG-Emissionen von weniger als 3 t CO2-Äq/t H2] und von ***70 % für wasserstoffbasierte synthetische Brennstoffe*** gegenüber

[66] Mittels des Gesetzes zur Änderung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes zu Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen und zur Anpassung weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften, vom 05.02.2024.

einem Vergleichswert für fossile Brennstoffe von 94 g CO2-Äq/MJ erfüllt.[67] Art. 25 Abs. 2 der EE-Richtlinie sieht vor, dass die THG-Einsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs ab dem 01.01.2021 mindestens **70 %** betragen müssen. Anhang V enthält Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und der entsprechenden Vergleichswerte für fossile Brennstoffe zum Treibhauseffekt. Wasserstoff wird in Anhang V der RED II nicht reguliert.

6.5.2.2.2 Regelung in Art. 2 Nr. 11 Gasbinnenmarkt-Richtlinie (§ 2 Nr. 10 lit. b HkNRG)

In Art. 2 Nr. 11 der aktuellen Fassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie findet sich die folgende Legaldefinition von kohlenstoffarmem Wasserstoff:

*„Wasserstoff, dessen Energiegehalt aus nicht erneuerbaren Quellen stammt und der in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen einen Mindestschwellenwert von **70 % des Vergleichswerts für fossile Brennstoffe für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs erreicht**, der in der gemäß Artikel 29a Absatz 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angenommenen Methode für die Bewertung der durch erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen festgelegt ist.“*

Der Delegierte Rechtsakt zur Definition von kohlenstoffarmem Kraftstoff nach der Gasbinnenmarkt-Richtlinie steht noch aus. Dessen Entwurf sieht jedoch folgende Regelung vor:

“The greenhouse gas emissions intensity of low-carbon fuels may be calculated as an average for the entire production of fuels occurring during a period of one calendar month. However, where electricity that is fully counted as renewable according to the methodology set out in Article 27(6) of Directive 2018/2001 is used as input that enhances the heating value of the fuel or intermediate products, the time interval shall be in line with the requirements applying for temporal correlation. Where relevant, greenhouse gas emissions intensity values calculated for individual time intervals may then be used to calculate an average greenhouse gas emissions intensity for a period of up to one month, provided that the individual values calculated for each time period meet the minimum savings threshold of 70%.” (Annex to the Commission Delegated Regulation (EU) …/… supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels, 2024)

“Die Treibhausgasemissionsintensität kohlenstoffarmer Brennstoffe kann als Durchschnittswert für die gesamte Herstellung von Brennstoffen während eines Zeitraums von einem Kalendermonat berechnet werden. Wird jedoch Strom, der nach der in Artikel 27 Absatz 6 der Richtlinie 2018/2001 dargelegten Methodik vollständig als erneuerbar angerechnet wird, als Input verwendet, der den Heizwert des Kraftstoffs oder der Zwischenerzeugnisse erhöht, so entspricht das Zeitintervall den für die zeitliche Korrelation geltenden Anforderungen. Gegebenenfalls können die für einzelne Zeitintervalle berechneten Werte der Treibhausgasemissionsintensität dann zur Berechnung einer durchschnittlichen Treibhausgasemissionsintensität für einen Zeitraum von bis zu einem Monat verwendet werden, sofern die für jeden Zeitraum berechneten Einzelwerte die Mindesteinsparungsschwelle von 70 % einhalten.“[68]

[67] Hinsichtlich der Berechnung der Einsparungen bei den Lebenszyklus-THG-Emissionen verweist der nächste Satz in Nr. 3.10 des Anhangs I darauf, dass diese nach der „in Art. 28 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 genannten Methode oder alternativ gemäß ISO 14067:2018 oder ISO 14064-1:2018 berechnet“ werden sollen.

[68] Arbeitsübersetzung der Verfasser*innen,

Zusammenfassend wird auch in der Delegierten Verordnung voraussichtlich die Mindesteinsparungsschwelle von durchgehend[69] 70 % gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff umgesetzt werden. In der Delegierten Verordnung selbst wird die Berechnungsmethode („Methodologie“) erläutert, welche den gesamten „Lebenszyklus“ des Wasserstoffs in die THG-Berechnung einbezieht.

6.5.2.2.3 Vergleich der beiden Regelungen

Hierbei fällt auf, dass die Taxonomie-Verordnung einen Wert für THG-Einsparungen von 73,4 % für Wasserstoff, die Gasbinnenmarkt-Richtlinie dagegen von 70 % vorsieht. Hierzu enthält die Gesetzesbegründung die Erläuterung, dass die Abweichung um höchstens 3,4 Prozentpunkte in Kauf genommen wird. Die Rechtsanwender können sich also für eine Bilanzierung entweder nach der Taxonomie-Verordnung oder der Gasbinnenmarkt-Richtlinie entscheiden. Aus Klarstellungszwecken sollte die gewählte Bilanzierungsmethode auf dem HKN abgebildet werden. Das kann aus § 25 Abs. 2 GWKHV abgeleitet werden. Dieser nennt zwar nur die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185, die Bestimmungen hinsichtlich der Nachhaltigkeit des eingesetzten Kohlenstoffs trifft. Jedoch ist zu beachten, dass es sich sowohl bei der Taxonomie-Verordnung als auch bei der Gasbinnenmarkt-Richtlinie um Rechtsakte handelt, die beständig geändert werden. Dadurch ist nicht ausgeschlossen, dass auch die zulässigen Grenzwerte in den jeweiligen Normen angepasst werden und es dadurch zu Diskrepanzen kommen kann. Infolgedessen besteht ein Interesse des Marktes an der Information, welche Bilanzierungsmethode für die Gasmenge gewählt wurde, für die der jeweilige HKN ausgestellt wurde.

6.5.2.2.4 Weitere Regelungen in der RED

Auch Art. 29a Abs. 1 RED (i. d. F. der Richtlinie (EU) 2023/2413) sieht für RFNBO vor, dass der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen der Mitgliedstaaten und die Zielvorgaben gemäß Artikel 3 Absatz 1, Artikel 15a Absatz 1, Artikel 22a Absatz 1 Artikel 23 Absatz 1, Artikel 24 Absatz 4 und Artikel 25 Absatz 1 der Richtlinie nur dann angerechnet, wenn die mit der Nutzung dieser Brennstoffe erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen mindestens 70 % betragen

Art. 28 RED i. V. m. Delegiertem Rechtsakt 2023/1185 sieht vor, dass RFNBO mindestens 70 % THG-Einsparungen gegenüber fossilen Brennstoffen aufweisen müssen. Dies soll nach Art. 2 des Delegierten Rechtsakts für alle Arten für alle Arten wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe gelten. Nach Art. 3 des Delegierten Rechtsakts sollen die THG-Einsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe nach der im Anhang dargelegten Methode berechnet werden.

6.5.2.2.5 Zwischenergebnis

Die vorgenannten europäischen Rechtsakte gehen übereinstimmend davon aus, dass Wasserstoffmengen dann als „kohlenstoffarm“ bezeichnet werden können, wenn sie im Vergleich zu fossil erzeugtem Wasserstoff eine Mindesteinsparung von 70 % an Treibhausgasemissionen aufweisen. Alle genannten europäischen Rechtsquellen differenzieren nicht nach der Erzeugungsart des Wasserstoffs.

6.5.2.3 Vorgaben in der GWKHV

§ 5 Nr. 3 Buchst. a HkNRG ermöglicht es, im Rahmen der GWKHV die Ausstellung von HKN für für kohlenstoffarmen Wasserstoff „auf blauen Wasserstoff nach § 3 Absatz 1 Nummer 4 des

[69] „(...) sofern die für jeden Zeitraum berechneten Einzelwerte die Mindesteinsparungsschwelle von 70 % einhalten.“

Wärmeplanungsgesetzes vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394), orangen Wasserstoff nach § 3 Absatz 1 Nummer 8 des Wärmeplanungsgesetzes oder türkisen Wasserstoff nach § 3 Absatz 1 Nummer 12 des Wärmeplanungsgesetzes“ oder „sonstiges kohlenstoffarmes Gas“ zu beschränken.

In der GWKHV wird die Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmes Gas in § 23 GWKHV geregelt:

Nach § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 GWKHV können HKN ausgestellt werden für Gas, das „die Anforderungen an kohlenstoffarmes Gas nach § 2 Nummer 10 des Herkunftsnachweisregistergesetzes erfüllt.“

Nach § 23 Abs. 1 S. 2 GWKHV stellt das UBA HKN „nach Satz 1 Nummer 2 einen HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff in Form von

- blauem Wasserstoff [fossile Energieträger + CCS] (i. S. d. § 3 Abs. 1 Nr. 4 WPG)
- orangenem Wasserstoff [Bioenergie] (i. S. d. § 3 Abs. 1 Nr. 8 WPG) sowie
- türkisem Wasserstoff [Methanpyrolyse] (i. S. d. § 3 Abs. 1 Nr. 12 WPG)

aus.

6.5.2.3.1 Erzeugung von kohlenstoffarmem blauem Wasserstoff

Unter „blauem Wasserstoff“ versteht man eine Wasserstofferzeugung, bei der Wasserstoff aus Erdgas unter Abscheidung und Speicherung der Kohlenstoffe (Carbon Capture and Storage/ CCS) hergestellt wird. Nach der Definition von § 3 Abs. 1 Nr. 4 WPG ist blauer Wasserstoff solcher, der aus der Reformierung von Erdgas, dessen Erzeugung mit einem Kohlenstoffdioxid-Abscheidungsverfahren und Kohlenstoffdioxid-Speicherungsverfahren gekoppelt wird. In der Gesetzesbegründung zu § 2 Nr. 11 lit. a HkNRG heißt es, dass für blauen Wasserstoff auch die Vorgaben der Taxonomie-Verordnung maßgeblich seien (Deutscher Bundestag, 2024a).

Ein Beispiel für die kohlenstoffarme Produktion von blauem Wasserstoff bietet eine Analyse des Fraunhofer-Instituts:

„Mit Blick auf den erwarteten CO_2-Fußabdruck kann blauer Wasserstoff die aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED III) ableitbaren Anforderungen für eine kohlenstoffarme Wasserstoffproduktion erfüllen. Unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen aus norwegischem Erdgas und bei einer Abscheiderate von 90% liegt der Emissionsfaktor bei rund 11,7 g CO_2-äq/MJ H2 (42 g CO_2-äq/kWh H2) Grüner Wasserstoff liegt bei vollständigem Einsatz von erneuerbaren Energien im Vergleich dazu bei rund 6,9 g CO_2-äq/MJ H2 (25 g CO_2-äq/kWh H2). Blauer Wasserstoff wird den Emissionsfaktor von grünem Wasserstoff auch bei weiterer Steigerung der Abscheiderate nicht erreichen, unterschreitet die aus der RED III abgeleiteten Anforderungen von 27,3 g CO_2-äq/MJ H2 (ca. 98,3 g CO_2-äq/kWh H_2) 14 je nach Herkunft des eingesetzten Erdgases jedoch deutlich und stellt unter klimapolitischen Aspekten eine wichtige Option dar, die kurzfristig verfügbar ist und zur schnellen Senkung von Treibhausgasemissionen beitragen kann.“ (Nolden et al., 2024, 6f.)

Hierbei wird deutlich, dass bei der Verwendung von Erdgas (und einer Lebenszyklusbetrachtung des Wasserstoffs die Vorkettenemissionen betrachtet werden müssen. Spezifisch bei blauem Wasserstoff ist die „Abscheiderate“ demnach der Anteil an Kohlenstoffelementen, der von den Wasserstoffmolekülen „abgetrennt“ und dauerhaft gespeichert werden kann.

Überdies ergeben sich genauere Vorgaben zu blauem Wasserstoff aus den technischen Bewertungskriterien in Anhang I Nr. 5.11 und 5.12 der Taxonomie-Verordnung. Nr. 5.11 des

Anhangs I betrifft den Transport von CO_2. Darin werden Vorgaben hinsichtlich des wesentlichen Beitrags zum Klimaschutz gemacht. So darf das von der Abscheideanlage an die Injektionsstelle (für die CO_2-Speicherung) transportierte CO_2 nicht zu CO_2-Leckagen von mehr als 0,5 % der transportierten CO_2-Masse führen. Das ist jedoch ein Kriterium, was die Einzelheiten der CO_2-Abscheidung betrifft und nicht das Kriterium der 70 %-Verringerung von THG-Emissionen gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff. Nr. 5.12 des Anhangs I der Taxonomie-Verordnung betrifft einzelne Vorgaben für die unterirdische dauerhafte Speicherung von CO_2, die bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff zu beachten sind.

6.5.2.3.2 Erzeugung von orangem Wasserstoff

Da orangener Wasserstoff aus Biomasse und Strom aus der Verbrennung von Abfall in Müllheizkraftwerken oder in Biogasanlagen hergestellt wird, wird es darauf ankommen, welche THG v.a. bei der Müllverbrennung emittiert werden.[70] Möglicherweise ist aber nicht jede Menge orangenen Wasserstoffs „kohlenstoffarm“ im Sinne von § 2 Nr. 10, 11 HkNRG.

Zur Frage, welcher rechtliche Anknüpfungspunkt für orangenen Wasserstoff gilt, mag § 3 Abs. 1 Nr. 8 WPG dienen. Dieser definiert orangenen Wasserstoff als Wasserstoff, der aus Biomasse oder unter Verwendung von Strom aus Anlagen der Abfallwirtschaft hergestellt wird. Daher kommt es nunmehr auf den Biomassebegriff an. Biomasse selbst wird in einer Vielzahl von Gesetzen vorausgesetzt. Im EEG wird in § 3 Nr. 12 Biomasse bei der Begriffsdefinition der „Biomasseanlage“ als „jeder Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biomasse“ vorausgesetzt. Für den Anwendungsbereich des EEG regelt die Biomasseverordnung (BiomasseV), welche Stoffe als Biomasse gelten (§ 1 BiomasseV), dabei geht es allerdings naturgemäß um den Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung. Nach § 2 Abs. 1 BiomasseV sind Biomasse im Sinne dieser Verordnung Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. § 2 Abs. 2 BiomasseV enthält dann eine Aufzählung von Stoffen, die als Biomasse gelten.

Sofern für orangenen Wasserstoff ein Einsatzbereich bei der THG-Minderung im Verkehrsbereich gesehen wird, sind dafür die Vorschriften der 38. BImSchV maßgeblich. Hierfür ist § 14 der 38. BImSchV entscheidend, der den Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe regelt, den die nach dieser Verordnung Verpflichteten jährlich nachweisen müssen. Die Rohstoffe, aus denen fortschrittliche Biokraftstoffe hergestellt werden, sind in der Anlage 1 aufgeführt.

Hinsichtlich der für kohlenstoffarmen orangenen Wasserstoff interessanten Biomasse und Abfälle sind insbesondere folgende Stoffe der Anlage 1 zu § 14 der 38. BImSchV zu nennen:

- Biomasseanteil an gemischten Siedlungsabfällen, nicht jedoch getrennte Haushaltsabfälle, für die Recycling-Ziele gemäß Art. 11 Abs. 2 Buchst. a der Richtlinie 2008/98/EG, die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2017/997 (ABl. L 150 vom 14.6.2017, S. 1) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung, gelten (Nr. 2),
- Bioabfall im Sinne des Art. 3 Abs. 4 der Richtlinie 2008/98/EG aus privaten Haushaltungen, der einer getrennten Sammlung im Sinne des Art. 3 Abs. 11 der Richtlinie 2008/98/EG unterliegt (Nr. 3),
- Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, der ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist, einschließlich Material aus Groß- und Einzelhandel, Agrar- und

[70] Vgl. zu verschiedenen Verfahren der Plasmavergasung, aber auch Biomassepyrolyse (-verbrennung) Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2021).

Ernährungsindustrie sowie Fischwirtschaft und Aquakulturindustrie; nicht jedoch die Rohstoffe, die in Anlage 4 der 38. BImSchV aufgeführt sind (Nr. 4).

Der Nachweis der Biokraftstoffeigenschaft (hinsichtlich der Qualität) ist mittels einer Herstellererklärung oder - mit Zustimmung der Biokraftstoffquotenstelle – in anderer geeigneter Form, zum Beispiel durch Analysezertifikate, zu führen. In Bezug auf die Biomasseeigenschaft gelten der Nachhaltigkeitsnachweis bzw. -Teilnachweis nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung als Herstellererklärung. Die entsprechenden Nachweise sind in § 8 der Biokraft-NachV aufgeführt. Diese könnten auch zum Nachweis der THG-Minderung vor Ausstellung des HKN herangezogen werden.

6.5.2.3.3 Erzeugung von türkisem Wasserstoff

Türkiser Wasserstoff entsteht durch die thermische Spaltung von Methan. Anstelle von CO_2 entsteht hierbei ein fester Kohlenstoff. Damit die Produktion CO_2-neutral bleibt, müssen Erneuerbare Energien verwendet und der Kohlenstoff dauerhaft gebunden werden (Deutsche Bundesregierung, 2023). Die THG-Emissionsminderung, die zur „Kohlenstoffarmut“ führen soll, könnte daher einerseits aus dem Anteil kohlenstoffarmer erneuerbarer Energie für die thermische Spaltung und andererseits aus der „Abscheiderate“ der Kohlenstoffelemente, die dauerhaft gespeichert werden, abhängen. Daher wird auch nicht jede Menge türkis erzeugten Wasserstoffs notgedrungen kohlenstoffarm im Sinne einer Reduktion von 70 % THG-Emissionen gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff sein.

6.5.2.3.4 Kohlenstoffarmer Wasserstoff

Voraussetzung für die Ausstellung von HKN für Wasserstoff nach § 23 Abs. 1 S. 2 HkNRG ist, dass es sich um „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ handelt. Der Begriff „kohlenstoffarmer Wasserstoff“ wird im HkNRG definiert, so dass unmittelbar die Definition aus § 2 Nr. 10 und 11 HkNRG gilt. Demgemäß sind die Voraussetzungen der europarechtlichen Definitionen von kohlenstoffarmem Wasserstoff einzuhalten (siehe oben unter 6.5.2.2).

In der Verordnungsbegründung (S. 48) wird erläutert, dass „Einzelheiten zum Nachweis der Erfüllung dieser Kriterien (...) in der Durchführungsverordnung nach § 40 konkretisiert“ werden sollen. Sofern erforderlich, können also weitere Anforderungen an den Nachweis zu kohlenstoffarmem Wasserstoff in der Durchführungsverordnung geregelt werden.

6.5.2.3.5 Nicht kohlenstoffarmer blauer, oranger oder türkiser Wasserstoff

Das WPG sieht keine Definition von blauem, orangem oder türkisen Wasserstoff vor. Auch an anderer Stelle werden keine Anforderungen gestellt, wonach der Wasserstoff die Anforderungen an kohlenstoffarmen Wasserstoff erfüllen muss. Das UBA stellt allerdings nach § 23 Abs. 1 S. 2 GWKHV HKN ausdrücklich „für kohlenstoffarmen Wasserstoff in Form von blauem, … orangem … oder türkisem … Wasserstoff.“ aus. Eine Ausstellung von HKN ist also nur gesetzlich vorgegeben, wenn auch die Anforderungen an „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ nach § 2 Nr. 11 HkNRG erfüllt sind.

Eine Ausstellung von HKN für Wasserstoff, der nicht die Anforderungen an „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ i. S. d. § 2 Nr. 11 HkNRG erfüllt, ist gesetzlich nicht vorgesehen. Zwar ist die Ausstellung derartiger HKN auch nicht ausdrücklich verboten. Allerdings ist die Formulierung in § 23 Abs. 1 S. 2 GWKHV nach unserer Einschätzung so zu verstehen, dass nur die Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff erfolgen soll. Mit der Regelung in § 23 Abs. 1 S. 2 GWKHV soll die Verordnungsermächtigung aus § 5 Nr. 3.a HkNRG umgesetzt werden, wonach die Ausstellung von HKN auf blauen, orangen und türkisen Wasserstoff begrenzt werden kann.

Wir empfehlen daher, die Ausstellung von HKN nur für kohlenstoffarmen blauen, orangen Wasserstoff sowie türkisen Wasserstoff zu ermöglichen.

6.5.2.3.6 Andere Wasserstoffarten

Nach § 23 Abs. 1 S. 2 GWKHV stellt das UBA HKN „nach Satz 1 Nummer 2 einen HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff in Form von blauem Wasserstoff, orangenem Wasserstoff sowie türkisem Wasserstoff aus. Für andere Arten von kohlenstoffarmem Wasserstoff ist eine Ausstellung von HKN also nicht gesetzlich vorgegeben.

Allerdings sieht § 23 Abs. 1 Nr. 2 GWKHV generell die Ausstellung von HKN für Gas vor, das die Anforderungen an kohlenstoffarmes Gas nach § 2 Nr. 10 HkNRG erfüllt. Kohlenstoffarmes Gas nach § 2 Nr. 10 HkNRG ist allerdings beschränkt auf kohlenstoffarmen Wasserstoff und dessen Derivate sowie Grubengas (zu Grubengas siehe sogleich unten). Die Ausstellung von HKN, das weder kohlenstoffarmer Wasserstoff (oder dessen Derivare) noch Grubengas ist, ist also nach dem HkNRG i. V. m. der GWKHV nicht vorgesehen.

Wir empfehlen daher, die Ausstellung von HKN für andere Wasserstoffarten, die nicht blauer, oranger oder türkiser Wasserstoff sind, nicht zu ermöglichen.

6.5.2.3.7 Strombasierter kohlenstoffarmer Wasserstoff

Nach § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 HkNRG ist die Ausstellung von HKN für Gas möglich, das auf Basis von erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Fraglich ist, ob auch die Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmes Gas möglich ist, das nur teilweise auf erneuerbarem Strom beruht. Hierbei wäre an einen Elektrolysebetrieb zu denken, bei dem zeitweise auch Graustrom aus dem Netz bezogen wird.

Sofern für die Elektrolyse verwendete Strommengen anteilig aus Graustrom bestehen, werden nur für den Anteil des Wasserstoffs Gas-HKN ausgestellt, die auf erneuerbarem Strom beruhen. Eine Ausstellung von HKN für Wasserstoff, der teilweise aus Grünstrom und teilweise aus Graustrom erzeugt wurde, als HKN für kohlenstoffarmes Gas ist also nicht notwendig. Es wäre auch nicht möglich, da die Ausstellung von HKN für kohlenstoffarmen Wasserstoff nur in Form des blauen, orangen oder türkisen Wasserstoffs möglich ist (siehe oben).

6.5.2.3.8 Unterscheidbarkeit der HKN

§ 24 GWKHV schreibt vor, dass die HKN für kohlenstoffarme Gase unterscheidbar gegenüber HKN für erneuerbare Gase sein sollen. Dabei dachte der Gesetzgeber wohl an eine optische Unterscheidbarkeit sowie die Mindestangaben zur Art der eingesetzten Energiequelle. Diese Anforderungen sind bei der Definition der Vorgaben für die HKN-Ausstellung zu beachten. Der Verordnungsgeber macht in der Verordnungsbegründung keine weiteren Angaben hierzu. Die Unterscheidbarkeit könnte zum Beispiel durch eine unterschiedliche grafische und/ oder farbliche Gestaltung der HKN erfolgen, soweit HKN als Dokument verfügbar sind. Auf dem HKN sollte außerdem klar und deutlich hervorgehoben vermerkt sein, dass es sich um einen HKN für kohlenstoffarme Gase handelt. Auf dem Konto sollte eine klare Trennung zwischen HKN für grüne Gase und für kohlenstoffarme Gase erkennbar sein, wobei hierfür nach unserer Einschätzung ein weiter Ermessensspielraum bei der konkreten Ausgestaltung besteht.

6.5.3 Definition Grubengas

6.5.3.1 Definition von Grubengas

Kohlenstoffarme Gase sind in § 2 Nr. 10 HkNRG definiert als kohlenstoffarmer Wasserstoff und dessen *Derivate sowie Grubengas.* Grubengas ist nicht in den Begriffsbestimmungen des § 3 EEG

definiert, weil es sich nicht um ein erneuerbares Gas handelt. Grubengas unterfällt auch nicht der Definition von Biogas in § 3 Nr. 11 EEG, wonach „Biogas“ jedes Gas ist, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird. Grubengas ist jedoch Gegenstand des EEG und wird dort grundsätzlich behandelt wie erneuerbare Energien.

Grubengas ist keine erneuerbare Energie, sondern ein fossiler Energieträger. Eine gesetzliche Definition von Grubengas besteht nicht. Grubengas ist das in Steinflözen beisitzende Gas, das durch den Steinkohlebergbau freigesetzt wird (Martel & Winkelmann, 2022b, 26). Es besteht hauptsächlich aus Methan und daneben vor allem aus Stickstoff und Kohlendioxid (Rostankowski & Vollprecht, 2013, 12). Da Methan ca. 25 mal stärker zum Treibhausgaseffekt beiträgt als Kohlendioxid, ist die Vermeidung des Ausstoßes des Grubengases besonders klimawirksam. Durch die energetische Nutzung von Grubengas wird vermieden, dass das Gas in die Atmosphäre gelangt und zum Treibhausgaseffekt beiträgt. Eine wirtschaftliche Bedeutung von Grubengas abseits der EEG-Anlagen dürfte aber wohl kaum bestehen.Grubengas ist keine erneuerbare Energie, sondern ein fossiler Energieträger. Eine gesetzliche Definition von Grubengas besteht nicht. Grubengas ist das in Steinflözen beisitzende Gas, das durch den Steinkohlebergbau freigesetzt wird (Martel & Winkelmann, 2022b, 26). Es besteht hauptsächlich aus Methan und daneben vor allem aus Stickstoff und Kohlendioxid (Rostankowski & Vollprecht, 2013, 12). Da Methan ca. 25 mal stärker zum Treibhausgaseffekt beiträgt als Kohlendioxid, ist die Vermeidung des Ausstoßes des Grubengases besonders klimawirksam. Durch die energetische Nutzung von Grubengas wird vermieden, dass das Gas in die Atmosphäre gelangt und zum Treibhausgaseffekt beiträgt. Eine wirtschaftliche Bedeutung von Grubengas abseits der EEG-Anlagen dürfte aber wohl kaum bestehen.

6.5.3.2 Europarechtliche Vorgaben für Grubengas

Für Grubengas ist auf europarechtlicher Ebene vor allem die „Methan-Verordnung“ (Verordnung (EU) 2024/1787 vom 13. Juni 2024) einschlägig, die die Nutzung von Grubengas zur Energieerzeugung zur Verringerung von Methanemissionen als weiterhin zulässig ansieht[71] sowie die Überwachung und Berichterstattung von Methanemissionen aus stillgelegten untertägigen Kohlebergwerken und aufgegebenen Kohlebergwerken nach Art. 24 ff. der Verordnung (mittels eines Minderungsplans nach Anhang VIII Teil 3 Nr. 2 der Verordnung) vorschreibt. Die Vorgaben gelten unabhängig davon, ob das Grubengas gefördert wird oder nicht und unabhängig davon, ob für das Grubengas HKN ausgestellt werden oder nicht.

Vorgaben im europäischen Recht, die – vergleichbar dem Hochlauf von (auch kohlenstoffarmem) Wasserstoff – Grubengas fördern sollen, sind nicht ersichtlich.

6.5.3.3 Nationale Anforderungen an Grubengas

Der Vergütungsanspruch nach dem EEG besteht gemäß § 41 Abs. 3 S. 2 EEG nur, wenn das Grubengas aus dem aktiven oder stillgelegten Bergbau stammt. Es sollen durch die Verstromung die anderenfalls ohnehin auftretenden Methanemissionen durch Grubengas gemindert werden. Eine aktive Ausbeutung von Grubengas, indem etwa nach Grubengas gebohrt wird, soll hingegen ausgeschlossen werden. Es geht daher um die Vermeidung der Methanemissionen in die Atmosphäre.

Diese Anforderung besteht für das Grubengas nach dem HkNRG und der GWKHV nicht. Eine analoge Anwendung der Vorgabe aus § 41 Abs. 3 S. 2 EEG erscheint zwar vom Sinn und Zweck der Emissionsvermeidung her sinnvoll. Rechtlich lässt sich die analoge Anwendung aber

[71] Erwägungsgrund 62 der Methanverordnung

mangels konkreter Hinwesie im Gesetz oder Gesetzesbegründung aber nur schwerlich begründen.

Im Gegensatz zu Wasserstoff werden im HkNRG und der GWKHV auch keine Vorgaben an die notwendige Emissionsminderung gemacht. In der Definition der kohlenstoffarmen Gase wird Grubengas lediglich als solches genannt, ohne dass zusätzliche Anforderungen gestellt werden.

Fraglich ist, warum der Gesetzgeber des HkNRG Grubengas in die Definition kohlenstoffarmer Gase aufgenommen hat. Dazu heißt es in der Gesetzesbegründung:

„Die Definition fasst kohlenstoffarmen Wasserstoff nach § 2 Nummer 11, aus kohlenstoffarmem Wasserstoff nach § 2 Nummer 11 hergestellte Derivate und Grubengas als kohlenstoffarme Gase zusammen. Für diese Gase können, im Gegensatz zu konventionellem Erdgas, Herkunftsnachweise für Gas ausgestellt werden. Gleichwohl sind sie von Gas aus oder auf Basis von erneuerbaren Energien zu unterscheiden. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass der Energiegehalt dieser Gase nicht aus erneuerbaren Quellen stammt, diese jedoch kurz- und mittelfristig eine tragende Rolle bei der Verringerung der Emissionen kohlenstoffintensiver Brennstoffe beitragen können.“ (Deutscher Bundestag, 2024a)

Grubengas wird demnach wohl wegen seiner Bedeutung zur Verringerung von THG-Emissionen als kohlenstoffarmes Gas gewertet, ohne selbst physikalisch kohlenstoffarm zu sein. Daraus können aber keine weiteren Anforderungen an die Ausstellung von HKN für Grubengas abgeleitet werden.

7 Literaturverzeichnis

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2021). *FW 309 Teil 6 - Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte: Emissionsfaktoren nach Arbeitswert- und Carnotmethode* (AGFW FW 309 Teil 6). https://www.agfw-shop.de/regelwerk/3-warmeerzeugung/fw-309-teil-6-emissionsfaktoren-nach-arbeitswert-und-carnotmethode.html

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2023a). *Energetische Bewertung von Fernwärme und Fernkälte: Teil 5: Erfüllungsgrad und Energiequellenkennzahlen* (AGFW FW 309 Teil 5). https://www.agfw-shop.de/regelwerk/3-warmeerzeugung/fw-309-teil-5-energiequellenkennzahlen.html

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2023b). *Hauptbericht 2022*. https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2024a). *AGFW District Energy Systems (DESI)*. https://www.district-energy-systems.info/

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2024b). *Mitgliedsunternehmen des AGFW e.V.* https://www.agfw.de/mitgliedschaft/mitgliedsunternehmen

Alberici, S., Grimme, W. & Toop, G. (Juli 2022). *Biomethane production potentials in the EU: Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050*. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2023/12/Guidehouse_GfC_report_design_final_v3.pdf

Alemann, F. von & Scheffczyk, F. (2023). § 35 VwVfG. In J. Bader & M. Ronellenfitsch (Hrsg.), *BeckOK VwVfG.*

Altrock, M., Baur, L., Bennewitz, J., Ebell, A., Elek, Z., Gottschalk, L., Holzhammer, U., Kahn, R., Krassowski, J., Krause, T., Mahlow, S., Reichelt, S., Reischke, T., Spahn, K. & Zumdick, P. (2013, November). *Leitfaden Biomethan BHKW – direkt.: Eine Handreichung für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan. Studie im Auftrag der dena*. https://www.energetische-biomassenutzung.de/sites/default/files/importer/03KB078_Leitfaden_Biomethan_BHKW.pdf

Altrock, M., Reichelt, S. & Kliem, C. (2022, 20. Dezember). *Vorschlag für ein Dokumentationssystem für Beschaffenheitsmerkmale von Biogas (Biogasregister): Im Auftrag der dena im Rahmen des Projekts "Entwicklung und Umsetzung eines Leitfadens zur EEG-konformen Dokumentation von Biomethan".* BBH. https://www.dena.de/biogasregister/nachweisfuehrung/leitfaden-biomethan/ (s.o. – der 2022er Report ist dort unter Archiv verlinkt).

Altrock, M., Reichelt, S. & Kliem, C. (2024, 1. Januar). *Vorschlag für ein Dokumentationssystem für Beschaffenheitsmerkmale von Biogas (Leitfaden): Im Auftrag der dena im Rahmen des Projekts "Entwicklung und Umsetzung eines Leitfadens zur EEG-konformen Dokumentation von Biomethan".* BBH. https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Nachweisfuehrung/Leitfaden_Kriterienkatalog_und_Produktmatrix/20240101_Leitfaden_Biogasregister.pdf

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2023). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022*. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. (2023, September). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: September 2023)*. https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren (Stand 2023 im Archiv verlinkt)

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. (2023, 14. November). *Berücksichtigung von Biomethan in der EE-Statistik: Biogaspartner Jahreskonferenz 2023.* AGEE Stat; Umweltbundesamt. https://www.dena.de/fileadmin/biogaspartner/Dokumente/Jahreskonferenz_2023/3.2_Schneider_UBA_Biom

ethan_in_der_EE-Statistik.pdf#:~:text=Biomethan%20zur%20i.d.R.%20gekoppelten%20Strom-%20und%20W%C3%A4rmeerzeugung%20wird,werden%20%C3%BCber%20ein%20Modell%20%28mit%20entsprechenden%20Unsicherheiten%29%20abgeleitet%2Fabgedeckt.

Association of Issuing Bodies. (2015, 14. Juli). *Notes accompanying Best Practice Recommendation For Inspections of Production Devices and their certified EECS Production*. https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/eecs/bp-recommendations/Accompanying%20Notes%20to%20BPR%20for%20PD%20Inspections.pdf

Association of Issuing Bodies. (2022, Juni). *AIB and EECS*. https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/homepage/AIB-2022-AIB-01%20AIB%20and%20EECS%20-%2028062022.pdf

Association of Issuing Bodies. (2023a). *AIB Annual Report 2022*. https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/annual-reports/AIB%20Annual%20Report%202022.pdf

Association of Issuing Bodies. (2023b). *AIB NEWS - October 10, 2023*. https://www.aib-net.org/newsletter/web.html?n2g=exu6l9s3-uh8w0x9t-dic

Association of Issuing Bodies. (2023c, 21. November). *EECS Rules Release 8 v1.7-1*. https://www.aib-net.org/eecs/eecsr-rules

Association of Issuing Bodies. (2024a). *Activity statistics - December 2023 (Last updated February 2024)*. https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/activity-statistics

Association of Issuing Bodies. (2024b). *EECS Rules*. https://www.aib-net.org/eecs/eecsr-rules

Association of Issuing Bodies. (2024c, 28. November). *EECS Rules Release 8 v1.9*. https://www.aib-net.org/eecs/eecsr-rules

Association of Issuing Bodies. (2024d, 2. Dezember). *EECS Rules fact sheet 5: Types of Energy Inputs and Technologies*. https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/eecs/facts-sheets/AIB-2024-EECSFS-05%20EECS%20Rules%20Fact%20Sheet%2005%20-%20Types%20of%20Energy%20Inputs%20and%20Technologies%20-%20Release%207.9.pdf

Association of Issuing Bodies Gas Scheme Group. (2022, 26. Oktober). *Best Practice Recommendation for inspections of Production Devices and their certified EECS Production* (AIB-EECS-BPR01). https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/eecs/bp-recommendations/AIB-2022-EECS-BPR01%20-%20Best%20Practice%20Recommendation%20for%20inspections%20of%20Production%20Device.pdf

Averfalk, H., Benakopoulos, T., Best, I., Dammel, F., Engel, C., Geyer, R., Gudmundsson, O., Lygnerud, K., Nord, N., Oltmanns, J., Ponweiser, K., Schmidt, D., Schrammel, H., Skaarup Østergaard, D., Svendsen, S., Tunzi, M. & Werner, S. (2021). *Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook. Final Report.* https://doi.org/10.24406/PUBLICA-FHG-301176

Bartsch, V. (2023, 14. November). *Die Perspektiven von Biomethan in Gasverteilnetzen: Vortrag auf der biogaspartner Konferenz*. https://www.dena.de/fileadmin/biogaspartner/Dokumente/Jahreskonferenz_2023/2.1_Bartsch_DVGW_Die_Perspektiven_von_Biomethan_in_Gasverteilnetzen_2023__2_.pdf

Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E., Gibbins, J., Mazzotti, M., McCoy, S. T., McKenna, R., Pietzcker, R., Ravikumar, A. P., Romano, M. C., Ueckerdt, F., Vente, J., van der Spek, M. & Sustainable Eenergy Fuels, 2. (2021). On the climate impacts of blue hydrogen production. *Sustainable Energy & Fuels*, *6*(1). https://doi.org/10.1039/D1SE01508G

BBH. (2023). *Quotenhandel mit ausländischem Biomethan zulässig*. https://www.bbh-blog.de/alle-themen/energie/quotenhandel-mit-auslaendischem-biomethan-zulaessig/

Beförderung auf einen förderlichen Dienstposten; Leistungsvergleich; Einbeziehung fremder Beurteilungen, 3 K 2295/22 (VG Freiburg (Breisgau) 3. Kammer 7. Dezember 2022). https://www.landesrecht-bw.de/bsbw/document/NJRE001523836

Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft. (2021). *Klimaneutrale Industrieabwärme für 20.000 Haushalte: Aurubis und Wärme Hamburg unterzeichnen Vertrag*. https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/15684902/2021-12-10-bukea-arubis-abwaerme/

Bestimmtheit einer Stellplatzbaulastenerklärung, 2 Bf 448/18 (Hamburgisches OVG 8. November 2021). https://openjur.de/u/2379906.html

Biogasrat+ e.V. (2022). *Stellungnahme zum Entwurf der Ersten Verordnung zur Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz*. https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/20._Lp/biost_nachv/Stellungnahmen/biost_nachv_stn_biogasrat_bf.pdf

Birman, J., Burdloff, J., De Peufeilhoux, H., Erbs, G., Feniou, M. & Lucille, P.-L. (Mai 2021). *Geographical analysis of biomethane potential and costs in Europe in 2050: Biomethane: potential and cost in 2050.* ENGIE. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-07/ENGIE_20210618_Biogas_potential_and_costs_in_2050_report_1.pdf

Birnstengel, B. Dr., Hoffmeister, J. Dr., Häusler, A. & Faulstich, M. Prof. (2020). *Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung - Roadmap 2040 -: Studie im Auftrag der ITAD – Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V.* Prognos AG; TU Dortmund. https://www.itad.de/wissen/studien/tab_roadmap-2040.pdf

Bogensperger, A., Wasmeier, L., Sylla, S., Pleier, A., Koderer, S., Spindler, R., Hinterstocker, M., Hilpert, J. & Gneisenau, C. von. (2023, 14. Juni). *Zukunftsfähige Herkunftsnachweise - Roadmap zur Weiterentwicklung: Bericht zum Projekt InDEED.* Forschungsstelle für Energiewirtschaft. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/05/Zukunftsfaehige_Herkunftsnachweise_Roadmap_zur_Weiterentwicklung.pdf

Böhm, M., Dengler, J., Engelmann, P., Kropp, M., Rohrer, S., Schmitt, M., Schreinermacher, B., Uthoff, F. & Wapler, J. (2024). *Praxisleitfaden für Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern: Status Quo. Erfahrungen. Möglichkeiten.* bwp, Fraunhofer ISE, GdW. https://www.gebaeudeforum.de/fileadmin/gebaeudeforum/Downloads/Leitfaden-Handbuch/Leitfaden_Waermepumpen-in-Mehrfamilienhaeusern.pdf

Boston Consulting Group. (2021). *Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft: Gutachten für den Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)*. https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf

Bowe, S., Kühnel, D. C., Reinholz, T. & Sutor, C. (2018, Oktober). *dena-ANALYSE Biomethan in der Wärmewende.* dena.

Braun Binder, N. (2016). Vollständig automatisierter Erlass eines Verwaltungsaktes und Bekanntgabe über Behördenportale. *Die öffentliche Verwaltung (DÖV)*, 891–898.

Braungardt, S., Bürger, V., Zieger, J. & Kenkmann, T. (2018). *Contribution of Renewable Cooling to the Renewable Energy Target of the EU: On behalf of Netherlands Enterprise Agency (RVO.nl)*. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Renewable-Cooling.pdf

BtX energy GmbH. (2025, 12. Januar). *BioH2Ref: Dezentrale Wasserstoffaufbereitung von Biogas durch Dampfreformierung - Ein BMWK-gefördertes Verbundvorhaben*. https://btx-energy.de/projekte/bioh2ref/

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2023). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW): Modul 3: Antragstellung und Verwendungsnachweis*.

https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bew_merkblatt_antragstellung_m3.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2024). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. (2021, 9. März). *Häufig gestellte Fragen / Frequently Asked Questions (FAQ): Fragen rund um Nabisy*. https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Fragen.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. (2022, Dezember). *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2021: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung*. https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. (2024, Januar). *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2022: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung*. https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesministerium der Justiz. (2008, 22. September). *Handbuch der Rechtsförmlichkeit*. https://www.bmj.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Fachpublikationen/Handbuch_der_Rechtsfoermlichkeit.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat. (2024, 23. Februar). *Upgrade für ein digitales Deutschland: BundID ist zentrales Bürgerkonto, "digital only" für Unternehmen* [Pressemitteilung]. https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2024/02/bt-beschluss-ozg.html

Bundesministerium für Bildung und Forschung. (2025, 17. März). *Pure_Bio_H2: Grüner Biowasserstoff aus Abfallstoffen*. https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/grundlagenforschung/pure_bio_h2

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. (2024, 6. Februar). *Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS)* [Dokument nicht mehr online verfügbar]

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2012, 29. Juni). *Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012: Anwendungshinweis zum Vollzug des EEWärmeG, hier: Massenbilanzierung von Biomethan*. https://lvwa.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/LVWA/LVwA/Dokumente/4_landwirtschaftumwelt/4kke/dokumente/Massenbilanzierung_von_Biomethan.pdf

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Besondere Gebührenverordnung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen in dessen Zuständigkeitsbereich (2021). https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/bmubgebv/entwurf/bmubgebv_refe_bf.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023, Juli). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie: NWS 2023*. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023, 16. November). *Erdgasversorgung in Deutschland.* BMWI. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2024). *Recht flexibel – Arbeitshilfe zur Formulierung von Experimentierklauseln*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Digitale-Welt/recht-flexibel-arbeitshilfe-experimentierklauseln.pdf?__blob=publicationFile&v=15

Gesetz zur Änderung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes zu Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen und zur Anpassung weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften, BGBI. I Nr. 32 vom 08.02.2024, Bundesgesetzblatt Teil I (2024). https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2024/32/VO

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2025, 21. Januar). *Gemeinsame politische Absichtserklärung von fünf Ländern zur Entwicklung des südlichen Wasserstoffkorridors in Rom unterzeichnet* [Pressemitteilung].

Bundesnetzagentur. (o.d.a). *Biogas*. Zugriff am 4. März 2024, verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/NetzzugangGas_KOV/Biogas/start.html

Bundesnetzagentur. (o.d.b). *Gasnetzzugang*. Zugriff am 26. Februar 2024, verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/NetzzugangGas_KOV/start.html

Bundesnetzagentur. (o.d.c). *Marktstammdatenregister - MaStR*. Zugriff am 16. November 2023, verfügbar unter https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht

Bundesnetzagentur. (2016, 20. Dezember). *Anlage 2 zu dem Beschluss BK7-16-142*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-200/BK7_16_142_Anlage%202.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. (2023, 29. November). *Monitoringbericht 2023: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017, 12. Dezember). *EDI@Energy – Regelungen zum Übertragungsweg: Regelungen zum sicheren Austausch von EDIFACT-Übertragungsdateien*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK07/BK7_76_Messw/Mitteilungen_zu_BK6_16_200_BK7_16_142/Mitteilung_Nr_7/Anlagen/Regelungen_Uebertragungsweg_1.1_2017_12_12.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2023a, 31. März). *Regelungen zum Übertragungsweg: Regelungen zum sicheren Austausch von EDIFACT- und Redispatch 2.0-Prozessdaten*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/835_mitteilungen_datenformate/Mitteilung_51/Anlagen/Regelungen_zum_%C3%9Cbertragungsweg_1.9_v09.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. & Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d’Energie. (2022, 31. März). *BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Bilanzierung Biogas* [Nicht mehr online verfügbar]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2022, 10. August). *Stellungnahme zum Entwurf 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*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/herkunftsangaben-gas-wasserstoff/bdew.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023b). *Die Energieversorgung 2022 - Jahresbericht*. http://large.stanford.edu/courses/2023/ph240/przybocki1/docs/bdew-may23.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023c). *Entwicklung der Fernwärmeverwendung nach Abnehmern in Deutschland*. https://www.bdew.de/media/documents/Fernwaermeverwendung_nach_Abnehmern_Entw_10J_online_o_dw_jaehrlich_FS_19052023.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023d). *Entwicklung der Nettowärmeerzeugung in Deutschland nach Energieträgern*. https://www.bdew.de/media/documents/Nettowaermeerz_ET_Entw_10J_online_o_jaehrlich_FS_29112023.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023e). *Nettowärmeerzeugung* nach Energieträgern in Deutschland*. https://www.bdew.de/media/documents/Nettowaermeerz_D_2022_online_o_jaehrlich_FS_19052023.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023f). *Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt: Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation*. https://www.bdew.de/media/documents/2023-03-06-AWH-Rollenmodell_MaKo_V2.1_BcwsudV.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2023g). *Stellungnahme zum Entwurf einer Verordnung über Herkunftsnachweisregister für gasförmige Energieträger, Wärme und Kälte (aktualisiert auf Version 11.12.23)*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/hknrv-2.zip?__blob=publicationFile&v=14

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024a). *Deutschlandkarte Wasserstoff und Biogas – Transformation vor Ort*. https://www.bdew.de/energie/erdgas/deutschlandkarte-wasserstoff-und-biogas_bdew/

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024b, 14. Februar). *Entwicklung der Fernwärmeverwendung nach Abnehmern in Deutschland*. https://www.bdew.de/energie/entwicklung-der-fernwaermeverwendung-nach-abnehmern-in-deutschland/

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. & Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d’Energie. (2021, 31. März). *BDEW/VKU/GEODE Best Practice Guidelines: Market processes for the management of gas balancing groups* [Nicht mehr online verfügbar]

Bundesverband Geothermie e.V. (2019). *Gemeinsam für Klimaschutz und Versorgungssicherheit: München und Grünwald kooperieren bei der Geothermie*. https://www.geothermie.de/aktuelles/nachrichten/news-anzeigen?tx_news_pi1%5BactbackPid%5D=137&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=361&cHash=b70e26919ea7895bedb3f2cf2ac97d6a

Bürger, V. Dr., Braungardt, S. Dr., Maaß, C., Sandrock, M. Dr. & Möhring, P. (2021). *Agenda Wärmewende 2021: Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und Agora Energiewende.* Öko-Institut; Hamburg Institut. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Agenda_Waermewende_2021/2021-06-10_Waermewende_2021.pdf

Cancian, G. (2023, 27. September). *Overview of the EU legal framework production, and usage of biomethane planned developments: Vortrag auf dem Business Forum on biomethane and green hydrogen Business to Business / Europe to Ukraine (EUB2BUA).* EBA European Biogas Association. Energy Community, Vienna.

CEN (2025, 21. Mai). *Guarantees of origin related to energy* (EN 16325:2025).

Chimelewska, E. (2021). *OZE w systemach ciepłowniczych i chłodniczych: Analiza rynku ciepła w Polsce*. https://www.res-dhc.com/wp-content/uploads/2021/05/RES-DHC_WP2_Task2.1_D2.1_Survey_PL_FINAL.pdf

Conexus Baltic Grid. (2024). *Conexus officially approved as a member of the AIB Gas Scheme Group | Conexus*. https://www.conexus.lv/press-releases/conexus-oficiali-apstiprinats-par-aib-gazes-shemas-grupas-biedru

dena biogaspartner. (2023, 30. November). *biogaspartner-Newsletter | November 2023*. https://archive.newsletter2go.com/?n2g=djievjgn-n73hwe1d-bds

dena Biogasregister. (o.J.). *Rollen im Biogasregister: Wer macht was?* https://www.biogasregister.de/ueber-das-biogasregister/rollen-im-biogasregister/

dena Biogasregister. (2012, 13. September). *Biogasregister Deutschland – Hinweise für die Erstellung von Prüfgutachten*. https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Nachweisfuehrung/Auditorenliste_und_Hinweise_fuer_Auditoren/2012_09_06_Hinweise_fuer_die_Erstellung_von_Pruefgutachten_Stand2012.pdf

dena Biogasregister. (2017, 24. Juli). *Biogasregister Deutschland: Allgemeine Nutzungsbedingungen für registrierte Prüfunternehmen und registrierte Auditoren.* https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Vertraege/deutsch/BGR_Allgemeine_Nutzungsbedingungen_Pruefunternehmen_2017.pdf

dena Biogasregister. (2019, 1. August). *Biogasregister Deutschland-Allgemeine Grundsätze zur Funktionsweise*. https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Vertraege/deutsch/Biogasregister_Allgemeine_Grundsaetze_2019.pdf

dena Biogasregister. (2023, 24. Juli). *Anrechnung von importiertem Biomethan*. https://www.dena.de/biogasregister/internationaler-handel/import-und-export-von-biomethannachweisen/

dena Biogasregister. (2023a). *Was ist das Biogasregister? Grundlagen*. https://www.dena.de/biogasregister/ueber/was-ist-das-biogasregister/

dena Biogasregister. (2023b, 2. August). *Biogasregister Deutschland - Liste der registrierten Prüfunternehmen und Auditoren*. https://www.dena.de/fileadmin/biogasregister_/Dokumente/Nachweisfuehrung/Auditorenliste_und_Hinweise_fuer_Auditoren/Liste_der_registrierten_Pruefunternehmen_und_Auditoren.pdf

dena Biogasregister. (2024, 12. Februar). *Anpassungen der Vorgaben zum massenbilanziellen Nachweis: Internationaler Handel*. https://www.dena.de/biogasregister/nachweisfuehrung/aktuelle-hinweise/anpassungen-der-vorgaben-zum-massenbilanziellen-nachweis-von-importierten-biomethanmengen-im-dena-biogasregister/

dena Biogasregister. (2024a). *Rollen im Biogasregister*. https://www.dena.de/biogasregister/ueber/rollen-im-biogasregister/

dena Biogasregister. (2024b, 17. Januar). *Registerauszug*. https://www.dena.de/biogasregister/nachweisfuehrung/registerauszug/

dena, BBH, GreenGasAdvisors, Hamburg Institut, Öko-Institut. (2023). *Analyse zur Umsetzung eines Herkunftsnachweisregisters gemäß HKNRG, Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWK: BMWK-Projekt-Nr.: 115/21-XX [Unveröffentlicht].*

Denkhaus, W., Richter, E. & Bostelmann, L. (Hrsg.). *E-Government-Gesetz / Onlinezugangsgesetz: EGovG/OZG.*

Deutsche Bundesregierung. (2023, 26. Juli). *Energie aus klimafreundlichem Gas* [Pressemitteilung]. https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/wasserstoff-technologie-1732248#:~:text=%2D%20T%C3%BCrkiser%20Wasserstoff%20entsteht%20durch%20die,der%20Kohlenstoff%20dauerhaft%20gebunden%20werden.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. (2023, August). *Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO2-Emissionen - Nationales*

Emissionshandelssystem 2023 bis 2030: Nationales Emissionshandelssystem 2023 bis 2030. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2023-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=14

Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2021, Oktober). *Abschlussbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe.* dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf

Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2023, 24. Juli). *Verwendungsmöglichkeiten von Biomethanmengen und -zertifikaten aus grenzüberschreitendem Handel* [Nicht mehr online verfügbar]

Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e.V. (2024). *Bytes2Heat - Kurz-Umfrage: Umsetzung und Barrieren Abwärmenutzung aus Rechenzentren*. https://deneff.org/wp-content/uploads/2024/02/Bytes2Heat_Stimmungsbild-der-Abwaermenutzung-aus-Rechenzentren-2023.pdf

Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der elektronischen Verwaltung sowie zur Änderung weiterer Vorschriften [Drucksache 17/11473] (2012). https://dserver.bundestag.de/btd/17/114/1711473.pdf

Deutscher Bundestag. (2016, 11. Mai). *Beschlussempfehlung und Bericht des Finanzausschusses (7. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 18/7457 – Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung des Besteuerungsverfahrens [Drucksache 18/8434].* Finanzausschuss. https://dserver.bundestag.de/btd/18/084/1808434.pdf

Gesetzesentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien und zur Änderung der Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung [Drucksache 20/3870] (2022). https://dserver.bundestag.de/btd/20/038/2003870.pdf

Deutscher Bundestag. (2024a, 17. Januar). *Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 20/9094, 20/9612 – Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes [Drucksache 20/10094].* Finanzausschuss. https://dserver.bundestag.de/btd/20/100/2010094.pdf

Verordnung der Bundesregierung: Verordnung über das Herkunftsnachweisregister für Gas und das Herkunftsnachweisregister für Wärme oder Kälte (Gas-Wärme-Kälte-Herkunftsnachweisregister-Verordnung – GWKHV) [Drucksache 20/10159] (2024). https://dserver.bundestag.de/btd/20/101/2010159.pdf

Deutscher Bundestag. (2024b, 12. Februar). *Herkunftsnachweise für kohlenstoffarmen Wasserstoff*. https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-989680

Deutsch-Französische Energieplattform. (2022). *Wärmebündnis Kehl-Straßburg*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/RZ_dena_Factsheet_U__berarbeitung_Strassburg-Kehl_DE_digital.pdf

deutschland.de. (2023). *Energie ohne Grenzen: Die Deutsch-Polnische Energieplattform fördert die Energiewende und stärkt die Zusammenarbeit beider Länder.* https://www.deutschland.de/de/topic/umwelt/deutsch-polnische-energieplattform-hilft-bei-der-energiewende

Diab, J., Fulcheri, L., Hessel, V., Rohani, V. & Frenklach, M. (2022). Why turquoise hydrogen will Be a game changer for the energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy*, *47*(61). https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.299

DNV-GL. (2020, 30. Juni). *European Carbon Neutrality: The Importance of Gas: A study for Eurogas*. https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/2020/07/DNV-GL-Eurogas-Report-Reaching-European-Carbon-Neutrality-Full-Report.pdf

Dögnitz, N., Hauschild, S., Cyffka, K.-F., Meisel, K., Dietrich, S., Müller-Langer, F., Majer, S [Stephan], Kretzschmar, J., Schmidt, C [Christin], Reinholz, T. & Gramann, J. (2022, 8. August). *DBFZ Report Nr. 46: Wasserstoff aus Biomasse.* https://doi.org/10.48480/B4WN-C154

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2021a, 18. August). *Wasserstoff-Beimischung: Sicherheit in Ihrem Zuhause*. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/sicherheit-h2-beimischung-dvgw.pdf

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2021b, 28. Oktober). *Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz: Innovationsprojekt von E.ON, Avacon und DVGW startet mit Wasserstoffbeimischung* [Pressemitteilung]. https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102021-start-h2-beimischung-in-gasnetze

EBA European Biogas Association. (2022). *Statistical Report 2022: Tracking biogas and biomethane deployment across Europe*. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/12/EBA-Statistical-Report-2022_-Short-version.pdf

Edel, M., Belin, F., Königsberger, S., Wolf, A., Keuschnik, F., Verwimp, K., Matosic, M., Sailer, K., Jegal, J. & Reinholz, T. (2021, 28. Februar). *REGATRACE D4.2 Technical and operational comparison of the biomethane/renewable gas GO system and the electricity GO system.* REGATRACE. https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2021/04/REGATRACE-D4.2.pdf

Edel, M., Kühnel, D. C. & Reinholz, T. (2017, Oktober). *dena-ANALYSE Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050.* dena. https://www.haustec.de/sites/default/files/2017-11/beitrag_biomethan_klimaschutz_2050.pdf

EEX Group. (2023). *EEX Press Release - EEX stellt Register- und Auktionsdienstleistungen für Biogas-Zertifikate in Frankreich zur Verfügung*. https://www.ee-news.ch/de/article/51888/eex-stellt-register-und-auktionsdienstleistungen-fur-biogas-zertifikate-in-frankreich-zur-verfugung

EEX Group. (2024). *Registre des Garanties d'Origine: Registre des Garanties d'Origine*. https://www.eex.com/en/services/services-de-registres/registre-des-garanties-dorigine

ehb. (2022, Mai). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030: EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE*. https://ehb.eu/files/downloads/1653999355_EHB-Supply-corridors-presentation-Full-compressed-1.pdf

Energiavirasto. (2024). *Guarantee of origin | Energiavirasto*. https://energiavirasto.fi/en/guarantee-of-origin

Engelmann, P., Köhler, B., Meyer, R., Dengler, J., Herkel, S., Kießling, L., Quast, A., Berneiser, J., Bär, C., Sterchele, P., Heilig, J., Bürger, V. Dr., Braungardt, S., Hesse, T., Sandrock, M. Dr., Maaß, C. & Strodel, N. Dr. (April 2021). *Systemische Herausforderung der Wärmewende: Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Umweltbundesamts* (Climate Change / 18/2021 18/2021). Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-04-26_cc_18-2021_waermewende.pdf

equinor. *H2morrow steel*. https://www.equinor.de/wasserstoff/h2morrow-steel

Erdwärme Grünwald GmbH. (2024). *Fernwärme Nordanbindung Grünwald*. https://www.erdwaerme-gruenwald.de/de/unternehmen/projekte/projekte/3710766966.php

Erler, R., Lehnert, F., Grube, E., Ortloff, F., Müller, C., Feldpausch-Jägers, S., Tali, E. & Burmeister, D. F. (2019, November). *Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz*

(Gesamtpotenzial EE-Gase): Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G 201710. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g-201710_ee-gase-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf

Europäische Kommission. (o. d.). *Biomethane*. Zugriff am 30. November 2023, verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en

Europäische Kommission. (2022, März). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS REPowerEU: Actions; Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy*. COM/2022/108 final. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2022:108:FIN

Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, Official Journal, L 157, 11-19. (2023). http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj

Europäische Kommission. (2025). *Voluntary schemes*. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (Text von Bedeutung für den EWR), Official Journal, L 312, 3-30 (2008). http://data.europa.eu/eli/dir/2008/98/oj

Annex to the Commission Delegated Regulation (EU) …/… supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels (2024). https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/api/download/090166e5128371da

European Commission: Directorate-General for Energy, Frauenhofer ISI, Institute for Resource Efficiency and Energy Strategies GmbH, Tilia GmbH, TU Wien, Öko-Institut, Bacquet, A., Galindo Fernández, M., Oger, A., Themessl, N., Fallahnejad, M., Kranzl, L., Popovski, E., Steinbach, J., Bürger, V. Dr., Köhler, B., Braungardt, S. Dr., Billerbeck, A., Breitschopf, B. & Winkler, J. (2022). *District heating and cooling in the European Union: Overview of markets and regulatory frameworks under the revised Renewable Energy Directive.* Publications Office of the European Union. https://data.europa.eu/doi/10.2833/96390

European Renewable Gas Registry. (o. d.a). *ERGaR About us*. Zugriff am 26. Februar 2025, verfügbar unter https://www.ergar.org/about-us/

European Renewable Gas Registry. (o. d.b). *ERGaR CoO Scheme - ERGaR*. Zugriff am 18. Juni 2025, verfügbar unter https://www.ergar.org/ergar-coo-scheme/

European Renewable Gas Registry. (2022, 9. Mai). *ERGaR Certificate of Origin (CoO) Scheme: Participation Agreement V1.2*. https://www.ergar.org/wp-content/uploads/2022/05/ERGaR-CoO-Participation-Agreement_V1.2_new-SP_clean.pdf

European Renewable Gas Registry. (2022, Mai). *ERGaR Certificate of Origin (CoO) Scheme: Scheme Rules V1.2.* European Renewable Gas Registry. https://www.ergar.org/wp-content/uploads/2022/05/ERGaR-CoO-Scheme-Rules_v1.2_clean.pdf

European Renewable Gas Registry. (2024). *ERGaR CoO Scheme Statistics - ERGaR*. https://www.ergar.org/ergar-schemes/coo-scheme-statistics/

Fachverband Biogas. (2023, 23. August). *Liste Biomethanhändler (Firmenmitglieder im FvB)* [Nicht mehr online verfügbar]

Fachverband Biogas. (2025, 1. April). *Stellungnahme Zum Diskussionspapier der Bundesnetzagentur zur möglichen Ausnahme von Preisnachlässen gemäß Art. 18 Abs. 5 lit. b) GasVO*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK09/BK9_01_Aktuell/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahme_Fachverband_Biogas.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Faller, S., Bogensprenger, A., Köppl, S. & Kießling, A. (2020, März). *Anwendungshilfe Use Case Methodik: Eine praktische Anwendungshilfe für die Use Case Entwicklung. Version 2.0*. Bericht zum Projekt: C/sells. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/04/20200318_Veroeffentlichung_Anwendungshilfe-Use-Case-Methodik_final.pdf

Fernwärme-Verbund Saar. (o. d.). *Die Fernwärmeschiene Saar - Wärme verbindet eine Region*. Zugriff am 27. Januar 2024, verfügbar unter https://www.fvs.de/de/unternehmen

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung. (o. d.). *H2Wood – BlackForest – Biointelligente Wasserstoff-Erzeugung aus Holz und Altholz im Schwarzwald - Fraunhofer IPA*. Zugriff am 17. März 2025, verfügbar unter https://www.ipa.fraunhofer.de/de/referenzprojekte/h2wood.html

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin. (2024). *Langfristszenarien 3 Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands*. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php

Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, Winkel, T., Barth, F., Vanhoudt, W., Kuronen, A., Lethovaarah, M., Altmann, M., Schmidt, P., Veum, K., Weeda, M., Castro, J. & Nürnberger, K. (2019). *Towards a dual hydrogen certification system for guarantees of origin and for the certification of renewable hydrogen in transport and for heating & cooling: final report of phase 2.* Publications Office. https://doi.org/10.2843/46282

Gasgrid Finland. (2024, 21. Februar). *Gasgrid Finland authorized to grant national and European EECS guarantees of origin*. https://gasgrid.fi/en/2024/02/21/gasgrid-finland-authorized-to-grant-national-and-european-eecs-guarantees-of-origin/

Geiger, P., Kübler, M., Ott, S., Hay, S., Sercan-Çalişmaz, K., Heiler, D. & Möhring, P. (2021). *Erneuerbare Energien in Wärme- und Kältenetze: IST-Ausgangssituation Baden-Württemberg.* RES DHC - Renewable Energy Sources for District Heating and Cooling. https://www.res-dhc.com/wp-content/uploads/2021/05/RES-DHC_WP2_Task2.1_D2.1_Survey_DE_FINAL.pdf

Geis, M.-E. § 40 VwVfG. In *Schoch, Schneider (Hrsg.): Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG.*

Gemmer, C. Dr. (2023, 30. Juni). *Rechtliche Rahmenbedingungen für Biomethan - THG Quote, Nachhaltigkeitszertifizierung und Energiesteuer.* BBH. https://la-bioenergie.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/la-bioenergie/Veranstaltungen/Vortraege_Biomethantag/Dr._Christian_Gemmer__bbh.pdf

Generalzolldirektion. (2023, 20. November). *Anmeldeverfahren - Zuständigkeiten, Termine und Mitteilungspflichten*. https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Anmeldeverfahren/anmeldeverfahren_node.html

Gibgas. (2024). *CNG-Informationen für Deutschland*. https://www.gibgas.de/Tankstellen/Europainfos/Deutschland

Goetschkes, C., Schmidt, D., Rogotzki, R. & Kanngießer, A. (2021). *Kältetechnik in Deutschland – Metastudie Kältebedarf Deutschland.* Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT. https://doi.org/10.24406/publica-fhg-416751

Golz, A.-K., Delidon, R. & Romanov, O. (October 2023). *Potenziale nutzen: Aufbau der Deutsch-Ukrainischen Biomethan-Kooperation* (LibMod Policy Paper). Zentrum Liberale Moderne. https://libmodredaktion.fra1.digitaloceanspaces.com/wp-content/uploads/20240905141916/LibMod_PPaper_UkraineBiomethan.pdf

Graf Kerssenbrock, R. (2022). *Grenzüberschreitende Fernwärme: Leuchtturm-Projekt für Energiewende - Kehl.* Stadtanzeiger Ortenau. https://www.stadtanzeiger-ortenau.de/kehl-stadt/c-lokales/leuchtturm-projekt-fuer-energiewende_a70852

Hamburger Energiewerke. (2023). *Baustart für Wärmespeicher: Industrielle Abwärme von Aurubis für das Hamburger Stadtnetz*. https://unternehmen.hamburger-energiewerke.de/presse-media/pressemitteilungen/baustart-fuer-waermespeicher-industrielle-abwaerme-von-aurubis-fuer-das-hamburger-stadtnetz

Handelsblatt. (2024). *Equinor exportiert nun doch keinen „blauen“ Wasserstoff nach Deutschland*. https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/equinor-exportiert-nun-doch-keinen-blauenwasserstoff-nach-deutschland-01/100071670.html

Harthan, R. O., Förster, H., Borkowski, K., Böttcher, H., Braungardt, S., Bürger, V., Emele, L., Görz, W. K., Hennenberg, K., Jansen, L. L., Jörß, W., Kasten, P., Loreck, C., Ludig, S., Matthes, F. C., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Nissen, C., Repenning, J., . . . Vos, C. (2023). *Projektionsbericht 2023 für Deutschland: Gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes*. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Climate Change 39/2023). Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/39_2023_cc_projektionsbericht_2023.pdf

Hecht, V. (2019). *München und Grünwald unterzeichnen Kooperationsvertrag im Bereich Tiefengeothermie.* Informationsportal Tiefe Geothermie. https://www.tiefegeothermie.de/news/muenchen-und-gruenwald-unterzeichnen-kooperationsvertrag-im-bereich-tiefengeothermie

Hoffman, I. (2021). Erneuerbare- und Bürgerenergiegemeinschaften im EU-Winterpaket - who is who? *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft*(8-9), 299–305. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/aufsatz/6172

Hornung, G. (2024). § 35a VwVfG. In *Schoch, Schneider (Hrsg.): Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG.*

Horschig, T. & van de Groot, W. (2024). *NEW FINDINGS - DNV: Biomethane in the heating system of Italy, Germany, Poland, and France by 2030. A cost comparison.* DNV [Nicht mehr online verfügbar]

Imgrund, T. & Orzol, R. (2020, 3. April). *Gutachten zur Grubengasgewinnung in Nordrhein-Westfalen PFG-Nr. 352 019 20: Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie.* DMT GmbH & Co.KG. https://www.bra.nrw.de/system/files/media/document/file/2020-06-0029877.pdf

International Energy Agency. (2020). *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth*. World Energy Outlook Special Report. https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bcec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and_biomethane.pdf

International Energy Agency. (2023, Oktober). *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database - Data product - IEA*. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database

International Energy Agency. (2024a, Oktober). *GHG emissions of hydrogen and its derivatives: Highlights*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/ghg-emissions-of-hydrogen-and-its-derivatives

International Energy Agency. (2024b, Oktober). *Global Hydrogen Review 2024*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

Interreg. (2024). *Calorie Kehl-Strasbourg: Grenzüberschreitendes Wärmenetz*. https://www.interreg-oberrhein.eu/projet/calorie-kehl-strasbourg-grenzueberschreitendes-waermenetz/

Jakubcionis, M. & Carlsson, J. (2017). Estimation of European Union residential sector space cooling potential. *Energy Policy*, *101*, 225–235. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.047

Jandt, S [S.], Nebel, M. & Nielsen, A. Elektronische Gerichtsakten – Neue Herausforderungen für die Tätigkeit des Sachverständigen. In *Der Sachverständige (DS) 2016* (S. 248–254). (Erstveröffentlichung 2016)

King & Spalding. (2024). *EU Regulations Restricting Imports of Renewable Natural Gas and Green Hydrogen Derivative Products*. https://www.kslaw.com/news-and-insights/eu-regulations-restricting-imports-of-renewable-natural-gas-and-green-hydrogen-derivative-products

Kipker, D.-K. (Hrsg.). (2023). *Cybersecurity* (2. Auflage). C.H. Beck.

Kisters AG. (2022, 28. Januar). *BK7-19-0001_GeLi Gas 2.0 _Stellungnahme EON Netzbetreiber_geschwärzt*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2019/BK7-19-0001/Stellungnahmen/BK7-19-0001_Stellungnahmen_zweite_Konsultation.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Klaas, A.-K. Dr., Schäfer, F., Schmidt, C [Carina] & Wohlleben, D. (2025, 6. Januar). *Low-Carbon Hydrogen: A techno-economic and regulatory analysis.* Institute of Energy Economics at the University of Cologne gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/01/250106_EWI_Low-carbon-hydrogen_A-techno-economic-and-regulatory-analysis.pdf

Klimaagentur Rhein-Ruhr. (2024). *Image- und Projektvideo für die Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr*. https://klimaagentur-rheinruhr.de/portfolio/image-und-projektvideo-fuer-die-fernwaermeschiene-rhein-ruhr/

Knauff, M. (2023). § 35 VwVfG. In *Schoch, Schneider (Hrsg.): Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG.*

Koch, A., Schmelcher, S., Sandrock, M. Dr., Keßeler, J., Jaeschke, N., Möhring, P. & Sternkopf, T. (2023). *Vernetzte Wärmeversorgung in Bestandsquartieren: Handlungsstrategien und Anwendungsfälle für die Initiierung, Planung und Umsetzung vor Ort.* Deutsche Energie-Agentur (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Studie_Waermeversorgung.pdf

Kommission gegen Deutschland - Mangelhafte Umsetzung von Luftreinhaltungsrichtlinie (Schwefeldioxid/Schwebestaub), C – 361/88, NVwZ 1991, 866; ggf. auch: Slg. 1991, I-2567,Urteil (1991). https://beck-online.beck.de/?bcid=y-200-ge-EUGH-d-1991__05__30

Königsberger, S. (2021, 26. Mai). *Does Mass Balancing need a dedicated certification system? [Unveröffentlicht].* European Renewable Gas Registry. Greenfact EU Systems for tracking green gas,

Kopernikus-Projekt Ariadne. (2022, 17. März). *Szenarien zur Klimaneutralität: Vergleich der "Big 5"-Studien*. https://ariadneprojekt.de/news-de/big5-szenarienvergleich/

Köppel, W., Mörs, F., Hüttenrauch, J. & Burmeister, F. (2023, Oktober). *Roadmap Gas 2050: Inhalte - Kernaussagen - Handlungsempfehlungen: Deliverable 4.5 DVGW-Förderkennzeichen G 201824.* DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-rmg2050-d4.5-fazit.pdf

Landwärme GmbH. (2023, 14. November). *BIOMETHAN IM VERKEHR UND ANRECHNUNG VON IMPORTIERTEM BIOMETHAN ÜBER DAS ERDGASNETZ AUF DIE THG-QUOTE. Präsentation auf der biogaspartner Jahreskonferenz 2023.* Landwärme GmbH. https://www.dena.de/fileadmin/biogaspartner/Dokumente/Jahreskonferenz_2023/2.3_Elek_Landwaerme_Biomethan_im_Verkehr_und_Anrechnung_von_importiertem_Biomethan_ueber_das_Erdgasnetz_auf_die_THG-Quote.pdf

Liebreich, M. (2023). *Hydrogen Ladder Version 5.0*. https://www.liebreich.com/hydrogen-ladder-version-5-0/

Luderer, G., Kost, C. & Sörgel, D. (2021). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Ariadne-Report. Potsdam Institute for Climate Impact Research. https://doi.org/10.48485/PIK.2021.006

Magnolo, F., Dekker, H., Decorte, M., Bezzi, G., Rossi, L., Meers, E. & Speelman, S. (2021). The Role of Sequential Cropping and Biogasdoneright™ in Enhancing the Sustainability of Agricultural Systems in Europe. *Agronomy.* Vorab-Onlinepublikation. https://doi.org/10.3390/agronomy11112102

Mainova. (o. d.). *MH2Regio: Aus Müll wird Mobilität*. Zugriff am 17. März 2025, verfügbar unter https://www.mainova.de/de/ihre-mainova/ueber-uns/waerme-stromversorgung/mh2regio

Martel, D. & Winkelmann, H. (2022a). § 41 EnWG (Rn. 26). In *Säcker, F. (Hrsg.): Energiewirtschaftsgesetz.*

Martel, D. & Winkelmann, H. (2022b). §41 EEG. In *Säcker, Steffens (Hrsg.): Berliner Kommentar zum Energierecht.*

Martin, P. (2025, 16. Januar). *World first | Adnoc installs turquoise hydrogen pilot at its operating gas processing plant.* Hydrogen Insight. https://www.hydrogeninsight.com/production/world-first-adnoc-installs-turquoise-hydrogen-pilot-at-its-operating-gas-processing-plant/2-1-1765613

Matschoss, P., Gapp-Schmeling, K. & Wern, B. (2024). Der Beitrag der Bioenergie zur Treibhausgasneutralität - Umfrageergebnisse des TRANSBIO-Projekts. *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*(1-2), 65–68. https://www.researchgate.net/publication/378100026_Der_Beitrag_der_Bioenergie_zur_Treibhausgasneutralitat_-_Umfrageergebnisse_des_TRANSBIO-Projekts

Matschoss, P., Steubing, M., Pertagnol, J., Zheng, Y., Wern, B., Dotzauer, M. & Thrän, D. (2020). A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. *Energy, Sustainability and Society.* Vorab-Onlinepublikation. https://doi.org/10.1186/s13705-020-00276-z

Mauch, W., Corradini, R., Wiesenmeyer, K. & Schwentzek, M. (2010). Allokationsmethoden für spezifische CO2-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, *55*(9), 12–14. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/10/ET_Allokationsmethoden_CO21.pdf

Mennel, T. Dr., Groß, C., Kupfer, L., Ehrig, R. Dr., Heilmaier, P., Bürger, V. Dr., Sandrock, M. Dr. & Möhring, P. (2023). *Regulatorische Modelle für eine klimaneutrale Fernwärme in Deutschland.* Deutsche Energie-Agentur (dena). https://www.dena.de/infocenter/regulatorische-modelle-fuer-eine-klimaneutrale-fernwaerme-in-deutschland/

Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. (o. d.). *Klimaschutz durch Grubengasgewinnung und -verwertung in Nordrhein-Westfahlen*. Zugriff am 18. März 2025, verfügbar unter https://www.wirtschaft.nrw/grubengas

Moraga, J. L., Mulder, M. & Perey, P. (2019, September). *Future markets for renewable gases & hydrogen: what would be the optimal regulatory provisions?* Centre of Regulation in Europe. https://cerre.eu/wp-content/uploads/2020/05/cerre_report_future_markets_for_renewable_gases_and_hydrogen.pdf

Mossmann, D., Oehmichen, K., Majer, S [Stefan] & Rensberg, N. (2021). *Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II: Ergebnisse aus dem Verbundvorhaben ZertGas.* DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. https://www.kompost-biogas.info/wp-content/uploads/2024/01/DBFZ_2021_Leitfaden-zur-THG-Bilanzierung-von-Energie-aus-Biogas.pdf

Neitz-Regett, A., Ruprecht, D., Pichlmaier, S., Regina Reck, Schmidt-Achert, T., Ziemsky, V., Deutsch, M., Mann, M., Ausfelder, F., Förster, M. Y., Lemken, D., Martin, S., Koppers, M., Löschel, A., Biesewig, L., Thiel, Z., Kahl, H. & Isidoro Losada, A. M. (2023). *Wie kann der Markthochlauf von Wasserstoff beschleunigt werden? Aktuelle Erkenntnisse aus den Reallaboren der Energiewende.* Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/04/TRANS4REAL_Wie_kann_der_Markthochlauf_von_Wasserstoff_beschleunigt_werden_Feb_2023.pdf

Netze BW. (n. d.). *Wasserstoff-Insel Öhringen*. https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel

Nolden, C., Lenivova, V. & Ragwitz, M. (2024). *Versorgungsmöglichkeiten mit blauem Wasserstoff in Deutschland inklusive Evaluation von verschiedenen CO2-Sequestrierungsmöglichkeiten.* Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG. https://doi.org/10.24406/publica-3683

N-tv. (2024, 8. Oktober). *Drei Jahre später als geplant: Wasserstoff-Pipeline nach Dänemark verzögert sich bis 2031*. https://www.n-tv.de/wirtschaft/Wasserstoff-Pipeline-nach-Daenemark-verzoegert-sich-bis-2031-article25277648.html

OFFIS. (2012, 28. Mai). *Lastenheft: elektronisches Herkunftsnachweisregister für Strom aus erneuerbaren Energien [unpublizierter Bericht für das Umweltbundesamt].*

Ortner, S. Dr., Pehnt, M. Dr. & Ochse, S. (2022). *Kurzanalyse: Drittzugang bei Wärmenetzen*. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Climate Change 32/2022). Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_32-2022_drittzugang_bei_waermenetzen_0.pdf

Patel, G. H., Havukainen, J., Horttanainen, M., Soukka, R. & Tuomaala, M. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. *Green Chemistry*, *26*(2), 992–1006. https://doi.org/10.1039/D3GC02410E

Pichlmaier, S. Dr., Schmidt-Achert, T. & Reck, R. (2023, 14. März). *Beitragsreihe Wasserstoff Deep Dives: Emissionsbilanzierung von Wasserstoff*. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-wasserstoff-deep-dives-emissionsbilanzierung-von-wasserstoff/

Picou, N. & Bourdon, D. (2021). *Energies renouvelables dans les réseaux de chaleur et de froid Rapport de synthèse pour la Région Auvergne-Rhône-Alpes: RES DHC - Renewable Energy Sources for District Heating and Cooling*. https://www.res-dhc.com/wp-content/uploads/2021/05/RES-DHC_WP2_Task2.1_D2.1_Survey_FR_FINAL.pdf

Pokutnev, A. (2025). In S. Jandt & R. Steidle (Hrsg.), *Datenschutz im Internet* (2. Aufl.).

Prell, L. (2023). § 35a VwVfG. In *Bader, Ronellenfitsch (Hrsg.): BeckOK VwVfG.*

Preuß, G. (2017). *Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland: Eine Abschätzung des Energiebedarfs von Kältetechnik in Deutschland nach Einsatzgebieten 2017.* Fachverband Allgemeine Lufttechnik im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). https://www.vdma.org/c/document_library/get_file?uuid=a76d057d-3366-0c15-4ed5-455ba6fb6497&groupId=34570

Prognos, Öko-Institut & Wuppertal-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf

Prömper, S. (2016). Bundesgebührengesetz und Zeitgebühr. *Die öffentliche Verwaltung (DÖV)*(7). https://www.doev.de/ausgaben/7-2016/

Reck, R., Krühler, S. & Pichlmaier, S. Dr. (2023). *Zertifizierung von Wasserstoff.* Forschungsstelle für Energiewirtschaft. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/zertifizierung-von-wasserstoff/

REDCert. (2024). *Approved certification bodies*. https://www.redcert.org/en/redcert-systems/certification-bodies/approved-certification-bodies.html

Reinholz, T. (2024, 1. Februar). *Biogasregister Deutschland: (Vortrag im Rahmen des Projekts Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme/Kälte: Möglichkeiten rechtlicher, prozessualer und technischer Umsetzung der Register und der Konversion) [Unveröffentlicht].* Umweltbundesamt. 1. Stakeholderworkshop, Berlin.

Reinholz, T. & Schmidt, C [Christin]. (2023, Juli). *Analyse Marktmonitoring Bioenergie 2023: Datenerhebungen, Einschätzungen und Prognosen zu Entwicklungen, Chancen und Herausforderungen des Bioenergiemarktes.* Deutsche Energie-Agentur (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf

Reinholz, T. & Schmidt, C [Christin]. (2024, Januar). *Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040.* Deutsche Energie-Agentur (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf

Reinholz, T. & Völler, K. (2023). *Analyse Branchenbarometer Biomethan 2023.* Deutsche Energie-Agentur (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf

Rensberg, N., Denysenko, V. & Daniel-Gromke, J. (2023, 18. Dezember). *Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: DBFZ Report Nr. 50. Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan.* DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. https://doi.org/10.48480/ZPTB-YY32

Riemer, M. & Duscha, V. (2022). Carbon Capture in Hydrogen Production – Review of Modelling Assumptions. *Energy Proceedings*, *2022*(27). https://doi.org/10.46855/energy-proceedings-10204

Riemer, M., Wachsmuth, J., Isik, V. & Köppel, W. (2022, 28. Februar). *Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff: Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken.* Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energietraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf

Rosa, L. & Mazzotti, M. (2022). Potential for hydrogen production from sustainable biomass with carbon capture and storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* Vorab-Onlinepublikation. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112123

Rösch, K., Richter, B. & Thom, M. (2019). *Die Wärmezielscheibe - Wärmewende in Deutschland erfolgreich gestalten.* Rödl & Partner. https://www.roedl.de/wen-wir-beraten/energiewirtschaft/die-waermezielscheibe-waermewende-in-deutschland-erfolgreich-gestalten

Rostankowski, A. & Vollprecht, J. (2013). §26 EEG. In *Altrock, Oschmann et al. (Hrsg.): EEG.*

Sabbagh Amirkhizi, T. (2020). *FutureGas-Markets and Regulation for Renewable Gases in an Integrated Energy System.* DTU Management. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/217544350/thesis.pdf

Sailer, K., Klingl, S., Matosic, M., Reinholz, T. & Schmidt, C [Christin]. (2023, Mai). *Establishing a National Hydrogen Standard: An aid to decide between developing an own national hydrogen standard or adopting an international hydrogen standard at the national level.* Deutsche Energie-Agentur [Nicht mehr online verfügbar]

Sakhel, A. Dr. & Styles, A. Dr. (2021). *Sektorale, rechtliche und länderübergreifende Schnittstellen in Erneuerbare-Energien-Nachweissystemen (Grundlagen, Teil 4), gefördert durch das BMU (FKZ: UM20DC003).* Hamburg Institut. https://go4industry.com/wp-content/uploads/2021/12/GO4Industry_Grundlagenbericht-_4_Schnittstellen.pdf

Schleswig-holsteinisches Naturschutzgesetz (2001).

Schlissel, D. & Juhn, A. (2023, 12. September). *Blue Hydrogen: Not Clean, Not Low Carbon, Not a Solution: Making Hydrogen from Natural Gas Makes No Sense.* Institute for Energy Economics and Financial Analysis. https://ieefa.org/sites/default/files/2024-01/Blue%20Hydrogen%20Not%20Clean%20Not%20Low%20Carbon_September%202023_0.pdf

Schneider, J.-P. (2023). § 29 VwVfG. In *Schoch, Schneider (Hrsg.): Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG.*

Schreib, M. (2023, 27. Januar). *Grünwald baut neue Fernwärmeleitung durch den Forst.* Merkur. https://www.merkur.de/lokales/muenchen-lk/gruenwald-ort28770/geothermie-gruenwald-fernwaerme-energie-energiekrise-ausbau-laufzorn-ewg-forst-92030984.html

Science Based Targets initiative. (2024). *Companies taking action*. https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action

Searle, S., Baldino, C. & Pavlenko, N. (2018, Oktober). *What is the role for renewable methane in European decarbonization?* ICCT International Council on Clean Transportation. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Role_Renewable_Methane_EU_20181016.pdf

Sensfuß, F. Dr., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C., Pfluger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea & Pia, M. (2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien.* Consentec GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Technische Universität Berlin. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/Langfristszenarien/20240924_Bericht_Gebaeude_LFS3_O45_clean.pdf

Servicestelle Erneuerbare Gase. (2023). *Zertifizierungssysteme für erneuerbare Gase*. https://www.erneuerbaresgas.at/jart/prj3/erneuerbare_gase/data/uploads/factsheet_zertifizierungen.pdf

Stadt Ingolstadt. (2019, 4. Oktober). *Zweckverband Müllverwertungsanalge Ingolstadt: Müll rein, Wärme Raus* [Pressemitteilung]. https://www.mva-ingolstadt.de/fileadmin/user_upload/ingolstadt_informiert_-_dk_-_ausgabe_38_-_04.10.2019_-_muell_rein__waerme_raus.pdf

Stadt Oberhausen. (2016, 4. Februar). *Großes Klimaprojekt Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr* [Pressemitteilung]. https://www.oberhausen.de/de/index/rathaus/aktuelle-pressemeldungen/meldungen-2016/fernwaermeschiene-rhein-ruhr.php

Stadtwerke Görlitz. (2020). *European Green Deal zum Greifen nah: Görlitz und Zgorzelec unterzeichnen Letter of Intent (LoI)*. https://www.stadtwerke-goerlitz.de/privatkunden/unternehmen/presse-aktuelles/single/european-green-deal-zum-greifen-nah-goerlitz-und-zgorzelec-unterzeichnen-letter-of-intent-loi

Stadtwerke München. (2024). *Fernkälte: Klimatisierungssystem der Zukunft*. https://www.swm.de/magazin/energie/fernkaelte

Statistisches Bundesamt. (2024). *Bevölkerung: Großstadtregionen im Wandel*. https://www.destatis.de/DE/Themen/Querschnitt/Demografischer-Wandel/Aspekte/demografie-grossstadtregionen.html

Stelkens, U., Schmitz, H. & Sachs, M. (Hrsg.). *Verwaltungsverfahrensgesetz.*

Stelkens, U. (2023). § 35a VwVfG. In U. Stelkens, H. Schmitz & M. Sachs (Hrsg.), *Verwaltungsverfahrensgesetz* (10. Aufl.).

Styles, A. & Claas-Reuther, J. (2023). *Herkunftsnachweise für grüne Fernwärme: Rechtliche Rahmenbedingungen und Gestaltungsoptionen*. https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2023/09/HKN-fuer-gruene-Fernwaerme_IW3-Projektbericht.pdf

Styles, A. Dr. & Claas-Reuther, J. (2022). *Herkunftsnachweise für Wärme und Kälte. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Energieträger, Teil 3), gefördert durch das BMWK (FKZ: UM20DC003).* Hamburg Institut. https://go4industry.com/wp-content/uploads/2022/11/HIC_2022_GO4I_E3_HKN-fuer-Waerme-und-Kaelte-final.pdf

Styles, A. Dr., Kemper, M., Jeuk, M., Herrmann, N., Bassini, C. F. & Krämer, K. (Juni 2023). *Analyse eines Unternehmensentwertungsrechts für Strom-Herkunftsnachweise in Deutschland: Vorschläge und Auswirkungen*. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Climate Change 24/2023). Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-eines-unternehmensentwertungsrechts-fuer

Tegethoff, C. (2023). § 35a VwVfG. In U. Ramsauer (Hrsg.), *Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG* (24. Aufl.).

Thrän, D., Schindler, H., Kornatz, P., Dotzauer, M. & Nelles, M. (2022, Mai). *Die Rolle von Biogas für eine sichere Gasversorgung in Deutschland: Stand der Biogasnutzung und Empfehlungen für ihren verbesserten Beitrag zur Versorgungssicherheit nach dem russischen Überfall auf die Ukraine.* DBFZ. https://slub.qucosa.de/api/qucosa%3A80062/attachment/ATT-0/

Tosenberger, M. (2015). Grenzenlose Energie, *2015*(5/6), 56–57. https://www.sokratherm.de/wp-content/uploads/Grenzenlose-Energie-stadtwerk-5_6-2915-1.pdf

Towarowa Giełda Energii. (2024). *Register of Guarantees of Origin*. https://tge.pl/guarantee-of-origin-register

Durchführungsverordnung über Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung – HkNDV) (2012). https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/HkNDV_121015_UBA.pdf

Umweltbundesamt. (2020, 24. Januar). *UIG Leitfaden Entscheidungshilfe für BMU-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeiter bei der Anwendung des Umweltinformationsgesetzes (UIG)*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/uig_leitfaden.pdf

Umweltbundesamt. (2024). *Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren

Umweltbundesamt. (2024, 3. April). *Wasserstoff – Schlüssel im künftigen Energiesystem*. https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/wasserstoff-schluessel-im-kuenftigen-energiesystem#Rolle

Urteil vom 05.11.2009 - BVerwG 4 C 3.09, 4 C 3.09 (Bundesverwaltungsgericht 5. November 2009). https://www.bverwg.de/de/051109U4C3.09.0

Van Stein-Callenfels, R., Verwimp, K., Moody, P., KLimscheffskij, M., Kovacs, A., Belin, F., Vanhoudt, W., Barth, F., Pedraza, S., Lehtovaara, M. & White, A. (2020). *Part 2 (VERSION 2): Draft revision proposal for the EN16325 standard on guarantees of origin related to energy (FaStGO text proposal, July 8th, 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. Establishing technical requirements & facilitating the standardisation process for guarantees of origin on the basis of Dir (EU) 2018/2001. FaStGO. https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/AIB%20Project-Consult/FaStGO/AIB-2020-FASTGO-02%20task%202%20part%202%20update%20FASTGO%20proposal_EN%2016325_revision_carrier-specific_20200708_after%20consultation_clean.pdf

Veolia Holding Deutschland GmbH. (2020). *Klimaschutz kennt keine Grenzen*. https://www.veolia.de/newsroom/veolutions/veolutions-022020-klimaschutz

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2024, 26. Februar). *Chemiewirtschaft in Zahlen online*. https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp

Verband der Schweizerischen Gasindustrie. (2023). *Gasabsatz wird immer stärker erneuerbar*. https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/medienmitteilung/2023/20230307-MM-erneuerbare_Gase_2022-de.pdf

Verband kommunaler Unternehmen. (2024, 7. März). *Stellungnahme zum Verordnungsentwurf der Bundesregierung einer Gas-Wärme-Kälte Herkunftsnachweisregister-Verordnung – GWKHV vom 24.01.2024*. https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Positionen/Kommunale_Energieversorgung/240307_VKU-Stellungnahme_zur_GWKHV.pdf

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2021). *Fernleitungsnetz*. https://fnb-gas.de/deutschland-sicher-mit-erdgas-versorgen/fernleitungsnetz/

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2023, 15. November). *Der nächste große Schritt zum Wasserstoff-Kernnetz*. https://fnb-gas.de/news/der-naechste-grosse-schritt-zum-wasserstoff-kernnetz/

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung) (2010).

VertiCer B.V. (2024). *Guarantees of origin*. https://verticer.eu/en/guarantees-of-origin/

Verwimp, K. (2021, 11. Februar). *Certifying gases in Europe: H2Future – Verbund – CEER – ACER.* AIB. https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/05/3_Presentation-3.pdf

Verwimp, K., Moody, P., Van Stein-Callenfels, R., Kovacs, A., Vanhoudt, W., Barth, F., Pedraza, S., Lethovaarah, M., Klimscheffkij, M. & White, A. (2020). *Technical support for RES policy development and implementation. Establishing technical requirements & facilitating the standardisation process for guarantees of origin on the basis of Dir (EU) 2018/2001: Task 1.3 Identification of the main challenges which currently exist in the management of guarantee of origin systems*. https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/AIB%20Project-Consult/FaStGO/AIB-2020-FASTGO-01%20task%201-3%20Mapping%20GO%20system%20management%20challenges%20v1.pdf

Verwimp, K., Switten, L., Decorte, M., Kramer, K., Edel, M., Königsberger, S., Wolf, A., Keuschnig, F., Matosic, M., Sailer, K. & Boisson, M. (2021, 29. Oktober). *D4.3 Harmonised set of rules for the conversion of electricity into biomethane/renewable gas and hydrogen GOs.* REGATRACE. https://www.isinnova.org/Regatrace/wp-content/uploads/2022/07/REGATRACE-D4.3.pdf

Verwimp, K., Switten, L., Decorte, M., Kramer, K., Edel, M., Königsberger, S., Wolf, A., Keuschnig, F., Matosic, M., Sailer, K. & Boisson, M. (2022, 30. September). *D4.4 Design study on the technical requirements of a coordinated conversion process.* REGATRACE. https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2022/10/REGATRACE-D4.4.pdf

VNG Handel & Vertrieb. (2019, Januar). *Wie funktioniert ein Bilanzkreis?* https://www.vng-handel.de/sites/vhv/files/2021-03/181130_white_paper_wie_funktioniert_ein_bilanzkreis.pdf

VREG. (2024). *Disclosure: guarantees of origin*. https://www.vreg.be/en/disclosure-guarantees-origin

Wagner, R., Glötzl, M., Rauh, D. S. & Bonse, D. (2023, August). *Fachinformation bif38. Perspektive Biogas Teil 1: Märkte für Biomethan.* Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB), Bayern Biogas Forum. www.biogas-forum-bayern.de/bif38

Wasserstoff Kompass. (o. d.). *Elektrolyse-Monitor*. Zugriff am 4. März 2024, verfügbar unter https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor

Werres, S. (2024). § 6 EGovG. In G. Borges & M. Hilber (Hrsg.), *BeckOK IT-Recht* (16. Aufl.).

Westdeutsche Allgemeine Zeitung. (2021). *Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr hat keine Zukunft*. https://www.presseportal.de/pm/55903/5010041

Windoffer, A. (2019). §35a. In T. Mann, C. Sennekamp & Uechtritz, Michael (Hrsg.), *Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)*. Nomos (2. Aufl.).

Wintershall Dea. (2022, 18. August). *Wintershall Dea und VNG investieren gemeinsam in Wasserstoff-Pilotprojekt*. https://wintershalldea.com/de/newsroom/wintershall-dea-und-vng-investieren-gemeinsam-wasserstoff-pilotprojekt

Wirtschaftsförderung und Technologietransfer Schleswig-Holstein GmbH. (2024). *Flexibler Einsatz, vielfältiger Nutzen: Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff im Wärmesektor*. https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/wasserstoff-waermesektor

Wirtz, M., Schreiber, T. & Müller, D. (2022). Survey of 53 Fifth-Generation District Heating and Cooling (5GDHC) Networks in Germany. *Energy Technology*, *10*(11), Artikel 2200749, 2200749. https://doi.org/10.1002/ente.202200749

Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag. (2021, 15. September). *Sachstand Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall* (WD 8 - 3000 - 075/21). https://www.bundestag.de/resource/blob/866384/6f31ce3d496d03eb92d35856544ac1ba/WD-8-075-21-pdf-data.pdf