

Marktbericht 2025

Servicestelle für Erneuerbare Gase

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, Stubenring 1, 1010 Wien

Autoren: DI Bernhard Wlcek, Alex Bergamo MSc. MSc., Dr. Christian Furtwängler, Felix Bettin MSc., Paul Butschbacher MSc., DI Maximilian Meißnitzer BSc., Dr. Leonardo Barreto-Gomez, Mag. (FH) Rudolf Köstler, DI Lukas Zwieb, DI Lorenz Strimitzer - Österreichische Energieagentur

Der vorliegende Marktbericht der Servicestelle für Erneuerbare Gase (SEG) bezieht sich auf das Kalenderjahr 2025.

Wien, März 2026

Hinweis

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an service@erneuerbaresgas.at.

Inhalt

1 Executive Summary	5
2 Einleitung	10
3 Status Quo erneuerbare Gase in Österreich	11
3.1 Anlagenbestand und Produktionsmengen	11
3.1.1 Biogas und Biomethan	13
3.1.2 Erneuerbarer Wasserstoff	16
3.1.3 Sonstige erneuerbare Gase.....	18
3.2 Preise und Märkte	29
3.2.1 Internationale Handelspreise und die österreichische Marktlage	29
3.2.2 Investitions- und Gestehungskosten der Gasproduktion 2025	32
Biomethan	32
Exkurs: Regionale Wertschöpfung und Beschäftigung durch Biomethan	36
Wasserstoff-Index	37
4 Nationale Rahmenbedingungen und Policies	51
5 Internationaler und Europäischer Ausblick.....	54
5.1 Globale Entwicklungen und Trends	54
5.2 Legislative Entwicklungen in der EU	56
5.2.1 RED III	56
5.2.2 REPowerEU-Roadmap.....	58
5.2.3 REFuelEU Maritime Verordnung.....	58
5.2.4 Delegierter Rechtsakt zu kohlenstoffarmen Kraftstoffen	59
5.2.5 Rahmen für staatliche Beihilfen im Rahmen des Clean Industrial Deal (CISAF) ..	60
5.2.6 Freiwillige Zertifizierungssysteme für RFNBOs	63
5.2.7 Zertifikatehandel innerhalb der EU	65
Herkunfts- und nachhaltigkeitsnachweise	65
Die Union Database (UDB)	66
Multilaterale Systeme für den grenzüberschreitenden Transfer	67
Herausforderungen: Doppelanrechnungen und fehlende Harmonisierung	68
5.3 Biomethanmarkt in der EU	68
5.4 Markthochlauf vom Biomethan in ausgewählten Ländern	76
5.4.1 Frankreich	76
5.4.2 Italien	78
5.4.3 Deutschland	80
5.4.4 Dänemark.....	82

6 Handlungsempfehlungen der SEG	86
Literaturverzeichnis	89
Abbildungsverzeichnis.....	95
Abkürzungen.....	97

1 Executive Summary

Erneuerbare Gase sind ein zentraler Baustein des Energiesystems der Zukunft, weil sie erneuerbare Energie speicher- und transportierbar machen und damit die Volatilität von Wind- und Sonnenstrom ausgleichen können. Sie ermöglichen die langfristige Speicherung großer Energiemengen, die Nutzung (teils) bestehender Gasinfrastrukturen und senken so die Systemkosten. Besonders in schwer elektrifizierbaren Bereichen bieten sie eine klimaneutrale Alternative zu fossilen Energieträgern. Zudem stärken erneuerbare Gase die Versorgungssicherheit, indem sie regionale Wertschöpfung und Beschäftigung erhöhen, sowie zur Diversifizierung der heimischen Energieversorgung beitragen. Damit sind sie Teil eines resilienten, klimaneutralen und flexiblen Energiesystems der Zukunft.

Die österreichische Gasversorgung basiert nach wie vor fast zur Gänze auf dem Import von fossilem Erdgas. Dessen Nutzung führt zu erheblichen Treibhausgasemissionen und Abhängigkeiten. Erdgas und daraus erzeugter Wasserstoff können jedoch durch erneuerbare Gase substituiert werden. Diese können in nennenswertem Ausmaß im Inland erzeugt werden. Unter erneuerbaren Gasen versteht man erneuerbaren Wasserstoff, oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, welches ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, bzw. synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird.

Weiter Stagnation und unsichere Rahmenbedingungen

Nach wie vor ist das Marktumfeld bei erneuerbaren Gasen in Österreich von Stagnation und Unsicherheit betreffend künftiger Rahmenbedingungen geprägt. Im Bereich des Biomethans wartet die Branche auf den Beschluss des angekündigten Erneuerbare-Gase-Gesetzes (EGG). Dieses ist im Entwurf als Marktprämienmodell mit Auktionen vorgesehen. Der Fördermechanismus soll die Differenz zwischen Gebotspreisen und einem definiertem Referenzmarktpreis ausgleichen und dadurch die Kostennachteile der Biomethanproduktion im Vergleich zu fossilem Erdgas bereinigen. Ein Beschluss des Gesetzes steht bis dato jedoch noch aus. Zu den bereits im Jahr 2024 beschlossenen EAG-Investitionszuschüssen für Biomethan wurde im Oktober 2025 die Auszahlung von Mitteln in der Höhe von 20 Mio. Euro beschlossen. Insgesamt wurden 2025 knapp über 120 GWh Biomethan in das österreichische Gasnetz eingespeist. Das entspricht 0,17% des Gasverbrauchs von rund 74 TWh.

Im Bereich erneuerbarer Wasserstoff wurden auf EU-Ebene wettbewerbliche Auktionen zur Produktion von RFNBO-Wasserstoff durchgeführt, Österreich nahm im Rahmen eines sog. „Auction-as-a-Service“-Verfahrens teil, um inländische Projekte im Rahmen des Wasserstoffförderungsgesetzes zu unterstützen. In Österreich werden hieraus vier Projekte mit einem Fördervolumen von gesamt 275 Mio. Euro und einer Gesamtelektrolysekapazität von 171 MW gefördert werden. Eine Investitionszuschüsseverordnung-Wasserstoff aus dem EAG befindet sich in politischer Koordinierung. Aktuell sind in Österreich Elektrolyseanlagen von 32,16 MW Anschlussleistung in Betrieb. Im Jahr 2025 wurde mit GrAmLi ein sehr prominentes Wasserstoffprojekt aufgrund des wirtschaftlichen Umfeldes nicht mehr weiterverfolgt.

Auch bei weiteren erneuerbaren Gasen wie Deponie- und Klärgas, synthetischem Methan, Ammoniak und SNG aus Holzgas gab es 2025 zwar Forschungsprojekte und punktuelle Entwicklungen, gesamthaft aber jedenfalls kein Marktwachstum. Die im Aufbau befindliche SNG-Anlage (Advanced Bioenergy Lab – ABL) in Zeltweg musste die Errichtung aufgrund fehlender Fördergrundlagen bisher verschieben.

Nach wie vor ist neben fehlenden, gesetzlichen Rahmenbedingungen, vor allem die Komplexität und Unklarheit bei der Handelbarkeit von erneuerbaren Gasen und entsprechenden Nachweisen und Zertifikaten markthemmend.

Preis- und Markttransparenz deutlich gesteigert

Die Preisdiskrepanz zwischen Biomethan und fossilem Gas ist nach wie vor das wesentlichste Markthemmnis der Biomethanbranche. Bei Reststoffanlagen lagen die Investitionskosten gemäß Primärdatenerhebung der SEG bei 2.523 bis 4.091 EUR/kW_{th}, bei Gülleanlagen bei 2.750 bis 5.045 EUR/kW_{th} und bei Abfallanlagen bei 3.148 bis 8.222 EUR/kW_{th}. Die Betriebs- und Instandhaltungskosten (exkl. Substratkosten) schwanken je nach Anlagengröße und -Konzept im Mittel zwischen 31 und 84 EUR/MWh. Die Substratkosten haben eine sehr große Bandbreite zwischen -6 und 94 EUR/MWh.

Zusammenfassend liegen die Gestehungskosten bei Reststoffanlagen im Mittel zwischen 117 bis 193 EUR/MWh, bei Gülleanlagen zwischen 121 und 195 EUR/MWh und bei Abfallanlagen 117 bis 202 EUR/MWh. Erdgas notiert Ende des Jahres 2025 bei knapp über 30 EUR/MWh. Unter optimalen Bedingungen ist davon auszugehen, dass die Gestehungskosten von Biomethan auch unterhalb der errechneten Werte liegen können. Insbesondere

die Betriebskosten haben großen Einfluss auf die Gestehungskosten. Bei den Abfallanlagen zeigen die Analysen eine deutliche Abnahme der spezifischen Gestehungskosten, je größer die Anlage dimensioniert ist. Auch bei den spezifischen Investitionskosten sind größere Anlagen je kW_{th} in allen Anlagentypen billiger.

Eine exemplarische Analyse des europäischen Handels von Biomethan zeigt, dass unterschiedliche Biomethan-Produkte je nach Qualität, Herkunft und Verwendungsmöglichkeit sehr stark schwankende Preise erzielen (im Beispiel für Nachweise: 8,5-130 EUR/MWh). Die großen Preisunterschiede zeigen, dass Biomethanmärkte sehr unterschiedlich sind und von verschiedensten Faktoren (Vertragsstruktur, Marktliquidität, Nachweis- und Reputationswert, etc.) abhängen. Die Preisunterschiede spiegeln Marktstruktur und Nachfrage, nicht die Produktionskosten wider. Dies bedeutet, dass nachfrageregulierende Rahmenbedingungen wie beispielsweise CO₂-Emissionskosten oder verbrauchsstützende Förderungen marktpreisbildend wirken und diese Nachfragepreise den Marktwert widerspiegeln. Anders gesagt: der monetäre Anreiz beim Verbraucher durch Regulative bestimmt den Marktpreis.

Die Biomethan-Produktion erfüllt jedoch eine wichtige Mehrfachfunktion, etwa als Speichermedium, zur Abfall- und Reststoffverwertung, als Element der Resilienz und Versorgungssicherheit, zur Produktion organischer Dünger und nicht zuletzt als Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmotor im ländlichen Raum. Eine exemplarische Analyse zeigt, dass die Produktion von einer Terrawattstunde rund 700 – 1.000 Arbeitsplätze schafft. Ökonomisch betrachtet ersetzt jede Terawattstunde Biomethan fossiles Erdgas im Gegenwert von etwa 35 bis 45 Millionen Euro Importkosten und wandelt diese Summe in regionale Wirtschaftsleistung um. Davon bleiben rund 70 Prozent unmittelbar in der Region, da Landwirtschaft, Transport, Wartung, technische Dienstleistungen und Planung überwiegend lokal erfolgen. Zusätzlich werden durch Investitionen in Anlagenbau, Aufbereitung und Netzanbindung – je nach Auslegung – etwa 80 bis 100 Millionen Euro an einmaligen Investitionen pro TWh ausgelöst, die wiederum große Teile der Wertschöpfung im Inland binden.

Eine deutliche Verbesserung der Markttransparenz bei erneuerbarem Wasserstoff ergibt sich vor allem dadurch, dass im Jahr 2025 vier neue, gestehungskostenbasierte Wasserstoff-Indizes von der SEG entwickelt und veröffentlicht wurden. Die aktuellen Gestehungskosten schwanken dabei von 7 €/kg (210 €/MWh) für marktbasierende Berechnungsvarianten bis 9,4 €/kg (282 €/MWh) für ein modelliertes Inselfsystem bestehend aus einem Elektrolyseur und einem Hybrid-Erzeugungspark aus Wind, PV und Batteriespeicher. Die im

Vergleich zum letzten Marktbericht (2024: 11,45 €/kg) günstigeren Gestehungskosten für Wasserstoff sind im Wesentlichen auf geänderte Strompreisszenarien zurückzuführen.

Internationale Märkte entwickeln sich dynamisch

Sowohl global als auch in Europa ist die Produktion von erneuerbaren Gasen auf einem deutlichen Wachstumspfad. Die Schlüsselfaktoren dieser Entwicklung sind Energiesicherheit und die Defossilisierung des Energiesystems, aber auch Forcierung von Wachstum in ländlichen Regionen und weitere Themen. Auf Ebene der EU wurden wesentliche legislative Rahmenbedingungen für Marktwachstum geschaffen, etwa durch die RED III, die REPowerEU-Roadmap, die RE-FuelEU Maritime-Verordnung, den Delegierten Rechtsakt der EU-KOM zu kohlenstoffarmen Kraftstoffen oder den Rahmen für staatliche Beihilfen (CISAF). Um das EU-Ziel von 35 bcm (Mrd. m³, 386 TWh) bis 2030 zu erreichen, muss sich das Wachstum im Biomethanmarkt in der EU-27 weiter beschleunigen. Im Jahr 2024 wurde in der EU 5,2 bcm (57 TWh) produziert. Im Zeitraum 2025-2030 braucht es durchschnittlich etwa 55 TWh Wachstum pro Jahr, um das Ziel zu erreichen. Ausgewählte Länder weisen hohe Wachstumsraten auf, andere wiederum tendieren zu Stagnation. Der Markthochlauf ist stark von der konkreten Ausgestaltung der jeweiligen Unterstützungsmechanismen in den Mitgliedstaaten abhängig. Im Allgemeinen wird der europäische Biomethanmarkt durch teilweise fehlende Unterstützungsmechanismen (wie z.B. in Österreich), durch Unsicherheit betreffend möglicher Änderungen der Förderlandschaft, durch fehlende Datenbanken (UDB), komplexe Zertifizierungen, inhomogene Regelungen für die Anrechenbarkeit auf nationale Ziele, fehlende Nachhaltigkeitskriterien für Biomethan (in der RED), fehlende Strukturen zur nationalen Bilanzierung sowie durch je nach Land unterschiedliche regulatorische Vorgaben für gefördertes Biomethan gehemmt.

Handlungsempfehlungen der SEG

Erneuerbare Gase werden eine Schlüsselrolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen müssen, wenn dieses langfristig defossilisiert werden soll. Gasförmige Energieträger sorgen für die notwendige Flexibilität, saisonale Speicherbarkeit und Sektorkopplung, die ein weitgehend auf fluktuierenden, erneuerbaren Stromquellen basierendes Energiesystem erfordert. Um in Österreich einen Wachstumspfad bei erneuerbaren Gasen einzuschlagen, muss langfristige Planungssicherheit für alle Marktakteure gegeben sein. Dies ermöglicht es Marktteilnehmern, Risiken besser zu kalkulieren und Investitionsentscheidungen zu

treffen. Weiteres braucht es eine stringente Strategie und Vision, welche Rolle verschiedene erneuerbaren Gase im Energiesystem der Zukunft einnehmen sollen, die konsequent und langfristig verfolgt wird.

Im Bereich Biomethan lautet die wichtigste Empfehlung, das Erneuerbare-Gase-Gesetz (EGG) zu beschließen. Dieses wird einen Markthochlauf initiieren, wenngleich das Marktwachstum stark von geplanten Auktionen und Auktionsvolumina abhängig sein wird. Ergänzend dazu sollte Klarheit bei der Anrechenbarkeit und beim Handel von erneuerbaren Gasen und entsprechenden Nachweisen sichergestellt werden. Nationale Register sollten bestmöglich mit der europaweiten Union-Database (UDB) verschnitten werden, welche nach wie vor im Aufbau begriffen ist. Generell besteht ein großer Bedarf nach Vereinfachung, da die Vielzahl von Nachweissystemen mit unterschiedlichen Akteuren bzw. zuständigen Stellen und Verwendungszwecken sehr komplex ist und Daten mitunter mehrfach erfasst werden. Weiterhin gilt, dass die Unterstützung von Marktteilnehmern mit Beratungs- und Informationsangeboten für den Markthochlauf erneuerbarer Gase essenziell ist. Ergänzend ist insbesondere eine konsequente und transparente Marktbeobachtung wichtig, um aktuelle Preisstrukturen übersichtlich darstellen zu können und den Wirtschaftsteilnehmern verlässliche Anhaltspunkte für die Planung zu geben. Außerdem sollte die Kommunikation und Zusammenarbeit im Bereich erneuerbare Gase verstärkt werden.

Aus den zahlreichen Gesprächen der SEG mit Produzenten, Planern, Netzbetreibern, Energieversorgern bis hin zu den potenziellen Abnehmern von erneuerbaren Gasen kann geschlossen werden, dass es in Österreich grundsätzlich gute Voraussetzungen für einen Markthochlauf von erneuerbaren Gasen gibt. Es gibt viel Know-How auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette, resiliente Akteure und vor allem den Willen, konkrete Projekte umzusetzen. Wenn die genannten Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass die Produktion von erneuerbaren Gasen langfristig attraktiviert wird, ist ein schneller Markthochlauf plausibel. Die Beispiele von verschiedenen EU-Ländern mit steilen Hochlaufkurven innerhalb weniger Jahre zeigen, dass es möglich ist.

2 Einleitung

Die Servicestelle für Erneuerbare Gase hat gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) § 65 den „Markt für erneuerbare Gase zu beobachten“ und „einen Marktbericht samt Vorschlägen zur weiteren Entwicklung“ zu erstellen. Der vorliegende Marktbericht der Servicestelle Erneuerbare Gase (SEG) beschreibt den Status quo der Produktion von erneuerbaren Gasen in Österreich mit Stand Dezember 2025.

Gemäß dem österreichischen Gaswirtschaftsgesetz in der geltenden Fassung (GWG idgF.) wird erneuerbares Gas als *„erneuerbarer Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird“* (GWG, §7 (1) 16b.), definiert. Erneuerbarer Wasserstoff ist dabei *„Wasserstoff, der ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird“* (GWG, §7 (1) 16a.).

Der gegenständliche Marktbericht fasst die Ergebnisse der laufenden Marktanalyse hinsichtlich der genannten erneuerbaren Gase, insbesondere Biomethan und erneuerbarer Wasserstoff, übersichtlich zusammen. Er enthält Informationen über den Anlagenbestand, produzierte Gasmengen und Produktionskosten. Letztere wurden in gegenständlichem Marktbericht im Fall von erneuerbarem Wasserstoff umfassender für vier plausible Beispielfälle von Elektrolyseuren berechnet.

In bewährter Weise enthält der Marktbericht einen Überblick zu geltenden Rahmenbedingungen und Policies. Mangels nationaler Gesetzgebung wird hierbei vor allem auf die relevanten EU-Policies eingegangen, die den Rahmen für nationale Marktentwicklungen definieren. Insbesondere beim Biomethan gibt es in vielen EU-Staaten ein Marktwachstum. Um diese Entwicklungen verständlich zu machen, wurden vier exemplarische Beispielländer eingehender analysiert und im Marktbericht dargestellt.

In bewährter Weise enthält der Marktbericht 2025 allgemeine Handlungsempfehlungen zur Begünstigung eines Markthochlaufs erneuerbarer Gase in Österreich.

Weitere Arbeitsergebnisse und Informationen aus der Servicestelle Erneuerbare Gase können online auf der Website erneuerbaresgas.at abgerufen werden.

3 Status Quo erneuerbare Gase in Österreich

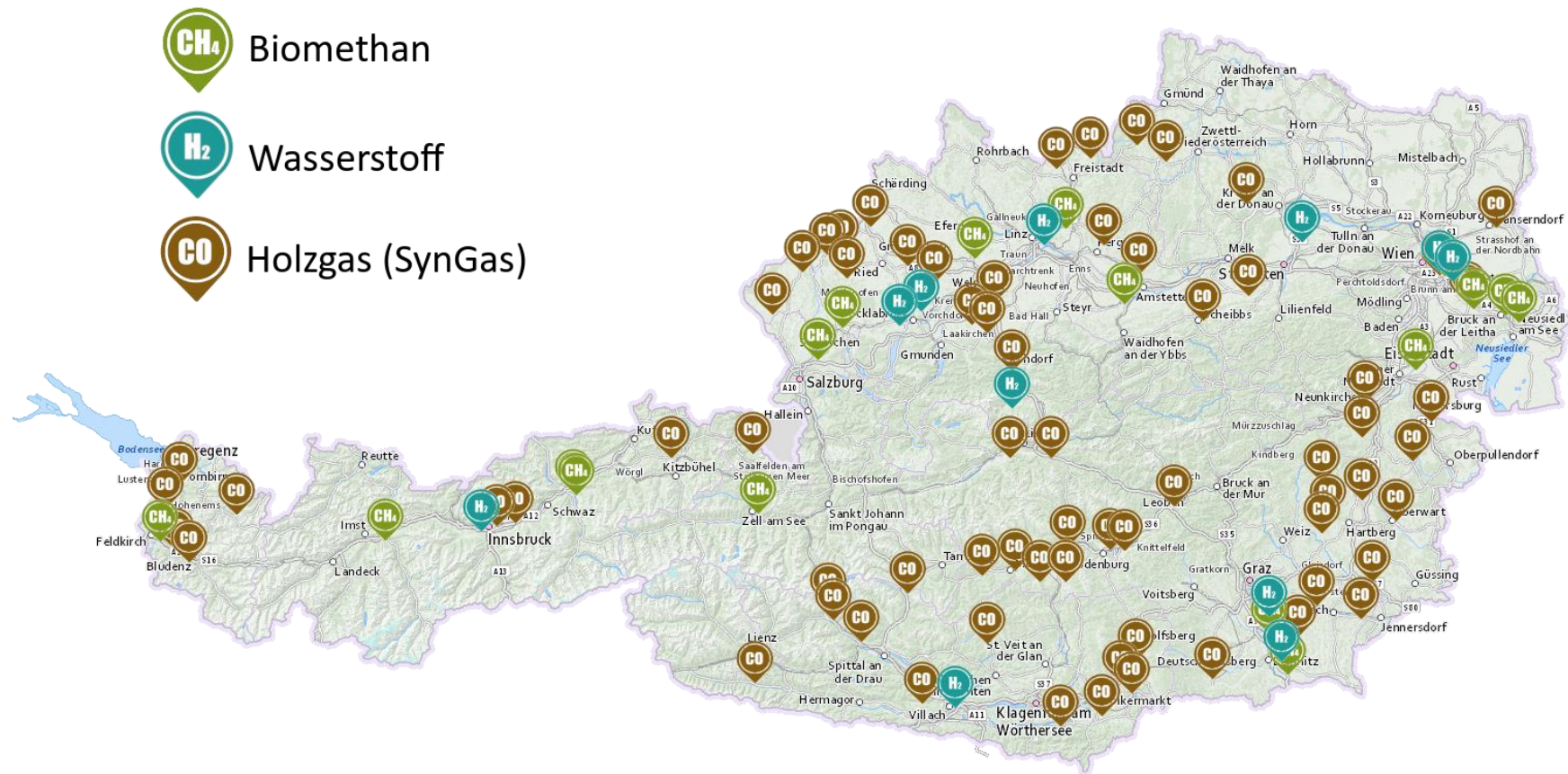
Da sich die erneuerbaren Gase hinsichtlich Anlagentechnik, Technologie- und Marktreife sowie Einsatzbereich stark unterscheiden, werden Biogas und Biomethan, erneuerbarer Wasserstoff sowie Syngas im Folgenden getrennt voneinander betrachtet. Aus Sicht der SEG können nach wie vor nur Biogas bzw. Biomethan als „marktreife“ Technologien betrachtet werden. Die Verarbeitung von organischen Substraten durch anaeroben Abbau und die anschließende Reinigung des dabei entstehenden Rohbiogases auf Erdgasqualität (Biomethan) ist seit Jahrzehnten eine erprobte und bewährte Technik. Bei der Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff kann auch im Jahr 2025 festgehalten werden, dass sie (noch) nicht in operationeller Umgebung einwandfrei und großtechnisch funktioniert. Daher kann aktuell nicht von einer Marktreife gesprochen werden. Die Vergasung von Holz ist zwar Stand der Technik (z.B. in Vergaser-Kesseln), allerdings nicht zur Netzeinspeisung ins Gasnetz.

3.1 Anlagenbestand und Produktionsmengen

Im Folgenden wird zwischen Anlagen zur Produktion von Biogas und Biomethan beziehungsweise zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff und sonstigen erneuerbaren Gasen unterschieden.

Abbildung 1 zeigt den Anlagenbestand in Österreich für Biomethan-, Holzvergaser- und Elektrolyseanlagen. Dabei ist zu erwähnen, dass die Holzvergaseranlagen das Holzgas direkt verwerten (zur Strom- bzw. Wärmeproduktion) und aktuell nicht weitersynthetisieren.

Abbildung 1: Anlagenbestand in Österreich für Biomethan-, Holzgas- und Elektrolyseanlagen

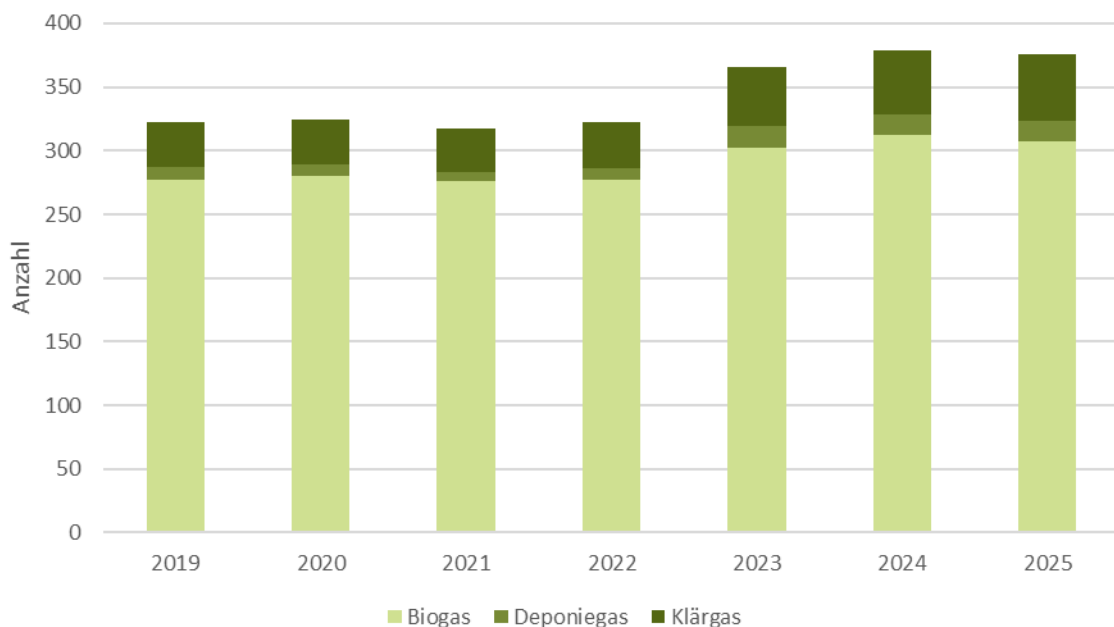


Quelle: eigene Darstellung nach E-Control, 2025, sowie eigenen Recherchen

3.1.1 Biogas und Biomethan

Da sich die staatliche Unterstützung für Biogas viele Jahre lang auf Einspeisetarife zur Ökostromproduktion stützte, wird in Österreich Biogas nach wie vor überwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKWs) in Strom und Wärme umgewandelt und nicht in das öffentliche Gasnetz eingespeist. Insgesamt haben in Österreich laut Anlagenregister der E-Control im Jahr 2025 (Stand 16.12.2025) 379 Anlagen Ökostrom aus erneuerbaren Gasen ins öffentliche Netz eingespeist.

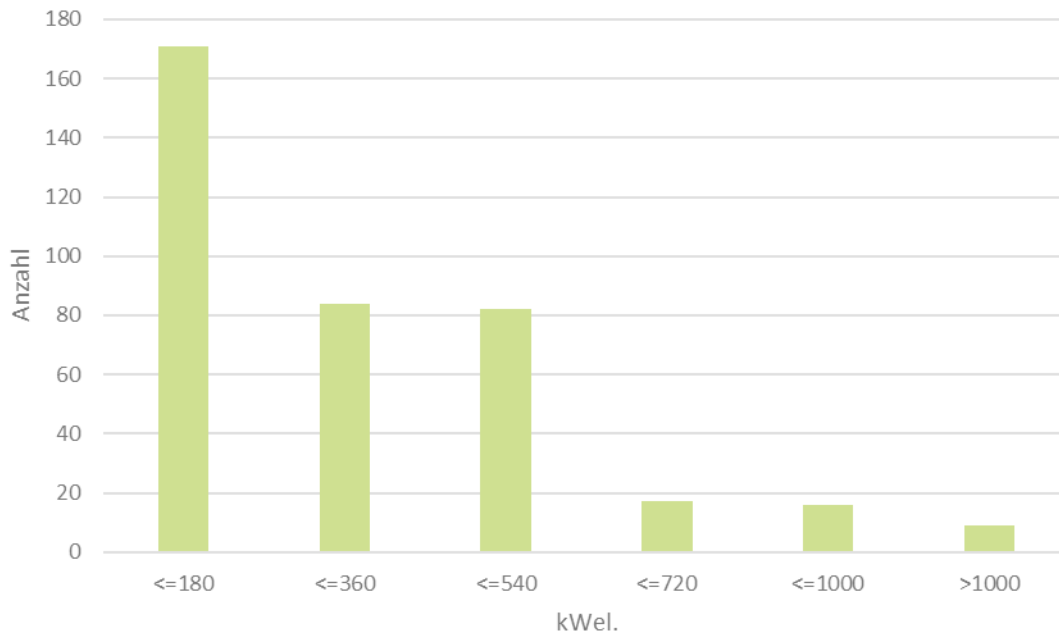
Abbildung 2: Anzahl der Ökostrom aus erneuerbaren Gasen produzierenden Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf E-Control, 2025

Die Produktion von Strom aus Biogas ist in Österreich eher kleinstrukturiert. Abbildung 3 zeigt, dass knapp 90% der verstromenden Anlagen kleiner gleich 540 kW_{el} sind.

Abbildung 3: Größenklassen der Ökostrom einspeisenden Biogasanlagen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf E-Control, 2025

Die Vielzahl an kleinen Anlagen stellt eine grundsätzliche Herausforderung für die Umstellung auf Biomethaneinspeisung dar, da diese nur für größere Anlagen ab ca. 500 kW_{el} (ca. 1.300 kW_{th} H₂O) wirtschaftlich in Frage kommt. Das gibt eine Indikation für den Verbleib der kleinen Anlagen in der Stromproduktion, bzw. müssen Konzepte für Verbünde von Anlagen mit zentraler Aufreinigung herangezogen werden, was allerdings sowohl kostenseitig als auch umsetzungstechnisch höchst herausfordernd ist.

Der Anlagenbestand speiste laut Anlagenregister der E-Control im Jahr 2025 519 GWh_{el} ein (siehe Abbildung 4). Davon stammen 85 % aus Biogas, 13 % aus Deponiegas und 2 % aus Klärgas.

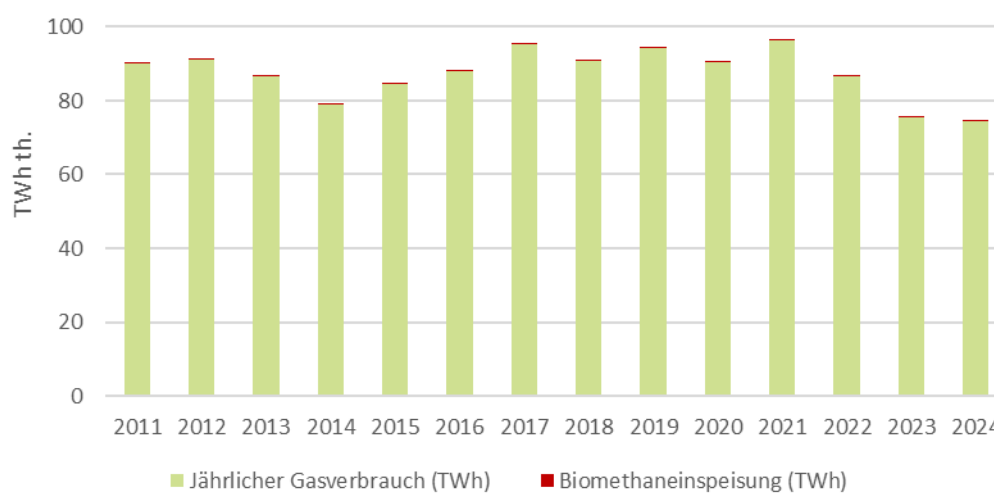
Abbildung 4: Eingespeister Ökostrom aus erneuerbaren Gasen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf E-Control, 2025

Im Jahr 2025 wurden laut Biomethanregister 120 GWh Biomethan in das Gasnetz eingespeist (AGCS, 2025). Das entspricht 0,17% des österreichischen Gasverbrauchs von 74 TWh (siehe Abbildung 5). Dies bedeutet eine weitere leichte Abnahme der Einspeisemenge im Vergleich zum Vorjahr.

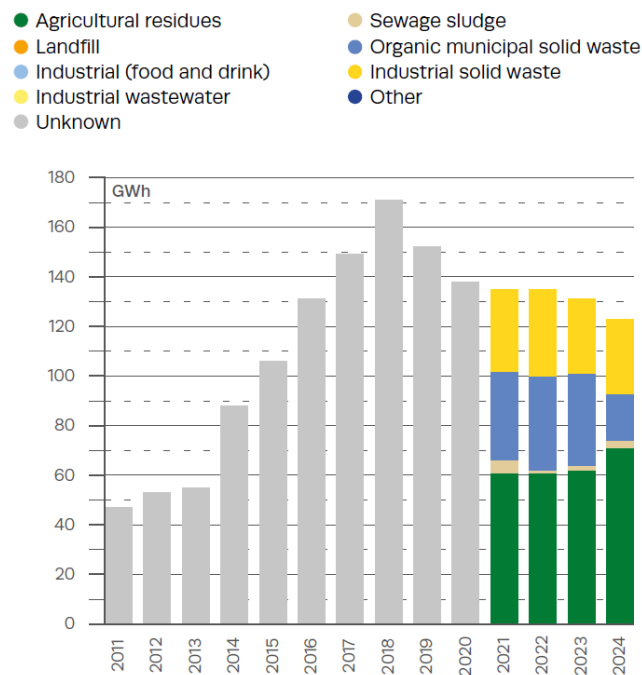
Abbildung 5: Jährlicher Erdgasverbrauch und Biomethaneinspeisung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik Austria, 2025; AGCS, 2025

Die Produktion von Biomethan basiert in Österreich auf einem Rohstoffmix, welcher sich aus landwirtschaftlichen Reststoffen, organischer Fraktion von Siedlungsabfällen, Abfällen aus Industrie- und Gewerbe sowie Klärschlamm zusammensetzt, wie Abbildung 6 zeigt:

Abbildung 6: Eingespeiste Biomethan-Mengen nach eingesetztem Substrat in Österreich



Quelle: EBA, 2025

3.1.2 Erneuerbarer Wasserstoff

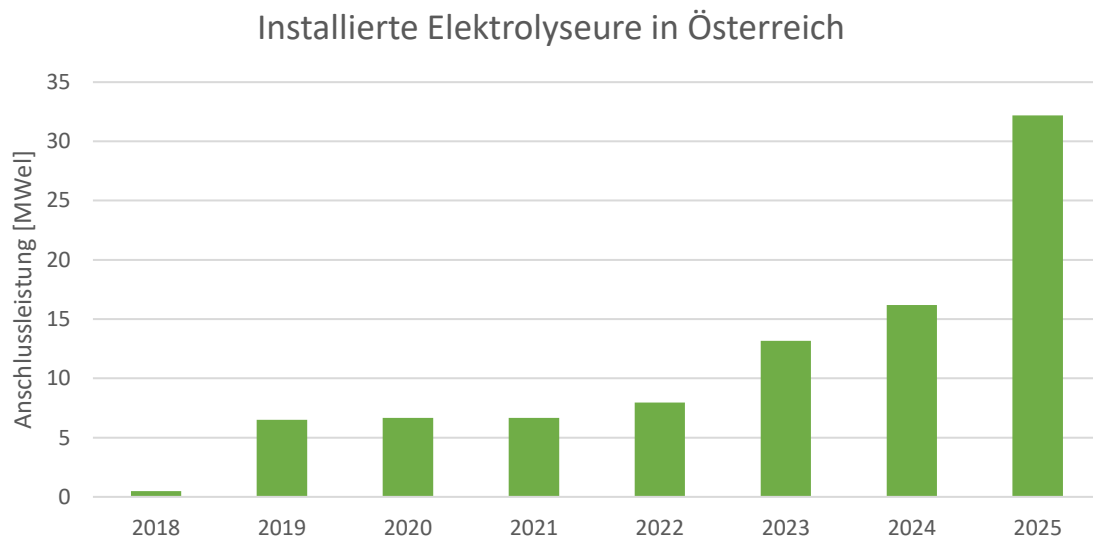
Der Anlagenbestand zur Wasserstoffproduktion in Österreich ist aktuell noch gering und beschränkt sich auf Demonstrationsanlagen. Mit Stand Dezember 2025 sind in Österreich zwölf Elektrolyseanlagen mit insgesamt 32,16 MW Anschlussleistung in Betrieb. Im Jahr 2025 ging mit UpHy II die bislang größte Anlage in Österreich in Betrieb. Die 10 MW PEM-Anlage wurde im Rahmen des von FFG und KPC geförderten Projekt an der Raffinerie in Schwechat in Niederösterreich errichtet und produziert Wasserstoff für die Kraftstoffproduktion. Weiters wurde Ende 2025 auch die 4 MW Alkalische Elektrolyse-Anlage vom Plansee in Betrieb genommen. Die Tabelle 1 bietet einen Überblick über die aktuellen in Betrieb befindenden Elektrolyseure in Österreich.

Tabelle 1: Elektrolyseure in Betrieb

Elektrolyseur in Betrieb	Standort	Technologie	Anschlussleistung [MW]
UpHy II	Schwechat, NÖ	PEM	10
H2Future	Linz, OÖ	PEM	6
Plansee	Reutte, T	AEL	4
DEMO4GRID	Völs, T	AEL	3,2
Wien Energie	Simmering, W	PEM	3
Underground Sun Storage	Gampern, OÖ	PEM	2
H2Pioneer	Villach, Ktn	PEM	2
Renewable Gasfield	Gabersdorf, Stmk	PEM	1
Underground Sun Conversion	Pilsbach, OÖ	AEL	0,5
Fronius SolHub	Herzogenburg, NÖ	PEM	0,3
HotFlex	Mellach, Stmk	SOEC	0,15
HySnow / HyFleet	Hinterstoder, OÖ	AEM	0,01

Bei der Betrachtung der zeitlichen Darstellung der Anschlusszeiten über die Jahre (siehe Abbildung 7) ist ersichtlich, dass die ersten gebauten Anlagengrößen zwischen 2018 und 2022 – mit Ausnahme der 6 MW H2Future Anlage – mit kleiner als 1 MW noch im Bereich von Laborgrößen waren. Ab dem Jahr 2023 haben die errichteten Elektrolyseure schon eine Größe von 2-3 MW Anschlussleistung. Mit dem 2025 angeschlossenen 10 MW Elektrolyseur und den zukünftigen Planungen ist in den kommenden Jahren mit noch größeren Anlagen zu rechnen. Bis auf wenige Anlagen (Wien Energie, Plansee, Fronius) sind die meisten umgesetzten Projekte noch durch Forschungsförderung unterstützt und ein Zusammenschluss mehrerer Unternehmen und Forschungsinstitutionen.

Abbildung 7: Kumulierte Anschlussleistung der installierten Elektrolyseure zwischen den Jahren 2018 und 2025

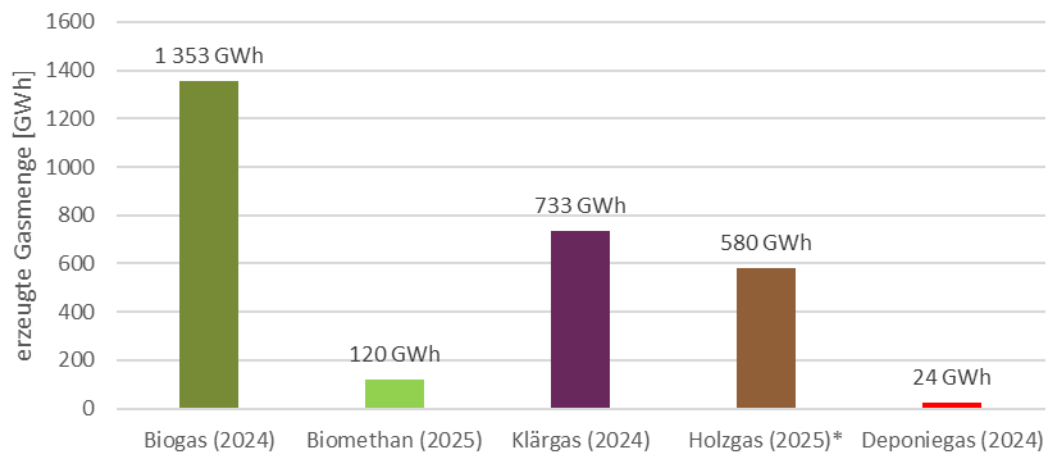


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf HyPA.at, 2025

3.1.3 Sonstige erneuerbare Gase

Abseits von Biogas, Biomethan und Wasserstoff sind weitere erneuerbare Gase wie Klär-
gas, Holzgas, Deponiegas, Synthetic Natural Gas (SNG) und erneuerbarer Ammoniak zu
nennen, die teils bereits heute in nennenswerten Mengen in Österreich produziert wer-
den. Allerdings ist die Datenlage dazu teils lückenhaft bzw. erst mit halbjähriger Verzöge-
rung verfügbar. Die aktuellsten verfügbaren Daten sind in der folgenden Abbildung 8 zu-
sammengestellt.

Abbildung 8 Vergleich erzeugter Mengen erneuerbares Gas in Österreich



Quelle: eigene Darstellung

Die Daten für Biogas, Klärgas und Deponiegas in Abbildung 8 stammen aus der Energiebilanz 2024 (Statistik Austria, 2025) und für Biomethan aus einer eigenen Erhebung. Die Daten für Holzgas wurden auf Basis von 7.500 Vollaststunden und der erhobenen Vergaserleistung der in Betrieb befindlichen Holzvergaser-BHKW-Anlagen errechnet. Das folgende Kapitel beschreibt die Situation der jeweiligen Gase auf Basis der aktuellsten verfügbaren Datengrundlage.

Deponiegas

Deponiegas entsteht beim mikrobiellen Abbau organischer Abfälle unter anaeroben Bedingungen und besteht überwiegend aus Methan und CO₂. Es wird über Gasbrunnen erfasst und je nach Qualität energetisch genutzt oder gefackelt. Laut dem Bericht Deponiegaserfassung 2018–2022 des Umweltbundesamts (UBA, 2023) stieg die erfasste Deponiegasmenge von etwa 11,2 Mio. m³ im Jahr 1990 auf rund 61,2 Mio. m³ im Jahr 2002 und fiel anschließend kontinuierlich um 81 % auf etwa 11,7 Mio. m³ im Jahr 2022.

Die Methanfracht erhöhte sich von 3.276 t (1990) auf 19.701 t (2002) und sank anschließend bis 2022 um 84 % gegenüber 2002 auf 3.147 t, womit sie leicht unter dem Ausgangsniveau liegt. Der stärkere Rückgang der CH₄-Fracht im Vergleich zur Gesamtgasmenge verdeutlicht zudem eine sinkende Deponiegasqualität.

Die Produktion ist stark konzentriert: 2022 entfielen etwa 65 % der Gesamtmenge auf die fünf größten Deponien; die übrigen 43 Anlagen kamen zusammen auf rund 35 %. Diese

Konzentration begünstigt Skaleneffekte bei Erfassung und Verwertung, während kleinere Standorte häufiger an technische und wirtschaftliche Grenzen stoßen. Ein Großteil des Gases wurde energetisch verwertet (2018: ~76 %, 2022: ~72 %). Die Anteile verschoben sich leicht: Die reine Verstromung nahm zu (20 % → 22 %), die Kombination aus Strom und Wärme ging zurück (56 % → 50 %), und die rein thermische Nutzung ist praktisch entfallen (0,03 % → 0 %). Der Fackelanteil stieg auf rund 28 %, was mit sinkenden Volumenströmen und Gasqualitäten vereinbar ist.

Laut Anlagenregister der E-Control sind für 2025 insgesamt 14 aktive Deponiegas-Anlagen mit 6,5 MW elektrischer Engpassleistung gemeldet (E-Control, 2025). Die Energiebilanz der Statistik Austria weist für 2024 eine erzeugte Gasmenge von 24,2 GWh aus (Statistik Austria, 2025). Vor dem Hintergrund des bestehenden Deponieverbots für Siedlungsabfall (bzw. begrenzte TOC-Gehalte auf Deponien) und damit sinkender Gasaufkommen sowie abnehmender Gasqualitäten ist perspektivisch von einer weiter rückläufigen Nutzung von Deponiegas auszugehen.

Klärgas

Kommunaler Klärschlamm ist ein Gemisch aus Feststoffen und Wasser, welches bei der Reinigung von Abwässern in kommunalen Abwasserreinigungsanlagen anfällt. Die in Klärschlamm enthaltenen Feststoffe bestehen aus einer Mischung von festen Inhaltsstoffen, die aus dem Abwasser abgetrennt wurden (Primärschlamm), und dem aus Bakterien, Pilzen und Protozoen bestehenden Belebtschlamm. Ein Teil dieses, in Nachklärbecken abgetrennten, Belebtschlammes wird aus prozesstechnischen Gründen in die Abwasserbehandlung rückgeführt. Bei größeren Kläranlagen wird überschüssiger Belebtschlamm einer anaeroben Behandlung in einem Faulturm unterzogen, um die noch enthaltenen organischen Stoffe weiter abzubauen und das dabei entstehende Klärgas energetisch zu nutzen. Überflüssige Mengen an Schlamm aus Kläranlagen und Faultürmen werden eingedickt und entwässert. Fallweise folgen eine Trocknung und thermische Verwertung.

Laut dem Anlagenregister der E-Control sind derzeit 63 Klärgas-Anlagen mit einer gesamten Engpassleistung von rund 36 MW_{el} gelistet, wobei der Großteil dieser Leistung auf wenige große Anlagenstandorte entfällt (E-Control, 2025). Es ist jedoch davon auszugehen, dass zusätzlich weitere Anlagen zur Eigenstromversorgung in Betrieb sind. Das Branchenbild der Abwasserwirtschaft 2024 des ÖWAV weist von insgesamt 129 Kläranlagen mit Faulung etwa 96 Anlagen mit Faulgas-BHKW aus. Der Grad der Eigenenergieabdeckung steigt mit der Anlagengröße, eine vollständige Abdeckung wird jedoch bei den meisten

Anlagen noch nicht erreicht (ÖWAV, 2025). In Anbetracht der aktuell in nationaler Umsetzung befindlichen EU Richtlinie (EU) 2024/3019 müssen Kläranlagen über 10.000 Einwohnerwerten bis 2045 100% Eigenenergieversorgung erreichen. Daher ist anzunehmen, dass perspektivisch nur ein kleiner Teil der Anlagen tatsächlich Energieüberschüsse ins Netz einspeisen wird. Dennoch sind die erzeugten Energiemengen nennenswert. So weist die Energiebilanz für das Jahr 2024 etwa 733 GWh an erzeugten Klärgas in Österreich aus (Statistik Austria, 2025).

2024 und 2025 wurden mehrere Kläranlagen wie die Kläranlage Krennstetten in St. Peter/Au oder die Kläranlage Zellhof des Reinhaltverbandes Trumersee mit BHKWs ausgestattet.

Erneuerbarer Ammoniak

Ammoniak (NH_3) ist ein zentraler Grundstoff für die Herstellung von Stickstoffverbindungen, insbesondere in der Düngemittelindustrie. Die industrielle Produktion erfolgt überwiegend über das Haber-Bosch-Verfahren, bei dem Stickstoff (N_2) mit Wasserstoff (H_2) in einer katalytischen Reaktion zu Ammoniak reduziert wird. Der hierfür benötigte Wasserstoff stammt derzeit überwiegend aus der Dampfreformierung fossilen Erdgases. Zukünftig könnte dieser Prozess zunehmend auf erneuerbaren Wasserstoff umgestellt werden. So erzeugtes „grünes Ammoniak“ bietet mehrere Vorteile: Es kann als Speicherform für Wasserstoff dienen, als Grundchemikalie in der Düngemittelproduktion eingesetzt werden und perspektivisch auch als klimaneutraler Brennstoff genutzt werden.

Ein bedeutendes österreichisches Projekt in diesem Bereich war Green Ammonia Linz, eine Kooperation von LAT Nitrogen und VERBUND. Das Vorhaben sah die Errichtung einer 60-MW-Elektrolyseanlage zur Produktion von grünem Wasserstoff vor, betrieben mit Strom aus erneuerbaren Quellen. Der erzeugte Wasserstoff sollte als Ausgangsstoff für die nachhaltige Herstellung von Düngemitteln, technischen Stickstoffprodukten und Melamin dienen. Aufgrund des wirtschaftlichen Umfelds wurde das Projekt ab September 2025 jedoch nicht weiterverfolgt (Verbund, 2025).

Im Jahr 2025 startete zudem das Forschungsprojekt PlaNH₃ der TU Graz in Kooperation mit zwei KMUs. Ziel des Projekts ist die Optimierung der CO₂-emissionsfreien Synthese von grünem Ammoniak aus Stickstoff und grünem Wasserstoff unter Einsatz von grünem Strom in einem nicht-thermischen Plasmareaktor (TU Graz, 2025).

Synthetisches Methan

Ein weiteres erneuerbares Gas, das im Energiesystem der Zukunft eine bedeutende Rolle spielen könnte, ist synthetisches Methan. Es wird durch den Prozess der Methanisierung erzeugt, bei dem (erneuerbarer) Wasserstoff und Kohlendioxid unter erhöhtem Druck und Temperatur zu Methan und Wasser reagieren. Das benötigte CO₂ kann aus verschiedenen biogenen oder industriellen Quellen stammen.

Derzeit wird die Methanisierung in mehreren Pilotprojekten erprobt. 2023 wurde in Gattersdorf eine lastflexible Demo Methanisierungsanlage als Bestandteil des Forschungsprojekts Renewable Gasfield (Kanadevia Inova AG, 2025) errichtet.

Eine weitere österreichische Entwicklung ist das 2025 gegründete Spin-off Cairos Methanation der Montanuniversität Leoben. Im Rahmen eines FFG-Spin-off-Fellowships realisiert das Unternehmen ein Pilotprojekt im Maßstab von 200 Kilowatt an der Biogasanlage Bruck/Leitha. Bis 2027 ist die Inbetriebnahme der ersten vollkommerziellen Anlage mit einer Leistung von 2 bis 4 Megawatt an einem Pilotstandort geplant. Anschließend verfolgt Cairos Methanation die Skalierung seiner Technologie, um Methanisierungsanlagen europaweit bereitzustellen (APA, 2025).

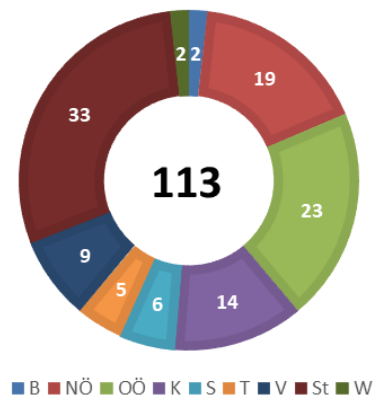
Holzgas und Biomassevergasung

Neben Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff ist insbesondere Holzgas als relevanter Energieträger zu nennen. Die Holzvergasung mit anschließender Gasreinigung und Nutzung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung ist seit Jahren Stand der Technik. Eine standardisierte Datenerfassung für diese Anlagen existiert derzeit nicht, sodass keine exakten Angaben zu Anzahl und Größe verfügbar sind.

Auf Basis von Daten der IEA Bioenergy Task 33 (IEA Bioenergy, 2021), dem Anlagenregister der E-Control (2025), Rückmeldungen von Anlagenbauern sowie eigenen Erhebungen sind aktuell mindestens 113 in Betrieb befindliche Anlagen mit insgesamt 210 einzelnen Vergasersystemen bekannt. Diese verfügen über eine elektrische Gesamtleistung von rund 27 MW, eine thermische Leistung von etwa 45 MW und eine daraus abgeleitete Vergasungsleistung von etwa 77 MW. Es ist jedoch davon auszugehen, dass weitere Anlagen in

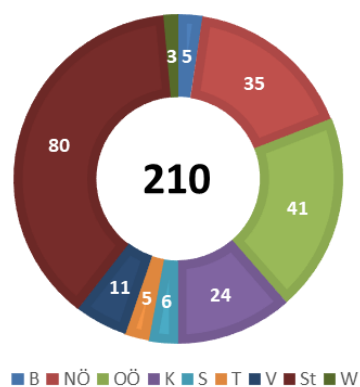
Betrieb sind. Auf Basis von 7500 Vollaststunden kann die in Österreich erzeugte Holzgasmenge auf mindestens 580 GWh abgeschätzt werden. Die Anzahl der Holzgasanlagen und einzelner Vergasersysteme sind in Abbildung 9 und Abbildung 10 dargestellt:

Abbildung 9 Anzahl der Holzgasanlagen in Österreich (Standorte) nach Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 10 Anzahl einzelner Vergasersysteme in Österreich nach Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Die Biomassevergasung und Holzgasnutzung in Österreich blickt auf eine lange Historie zurück, geprägt durch Leuchtturmprojekte wie Güssing, Bioenergy 2020+ und BEST sowie

durch starke Akteure aus der Biomasseheizungsbranche und die Grundlagenforschung an österreichischen Universitäten.

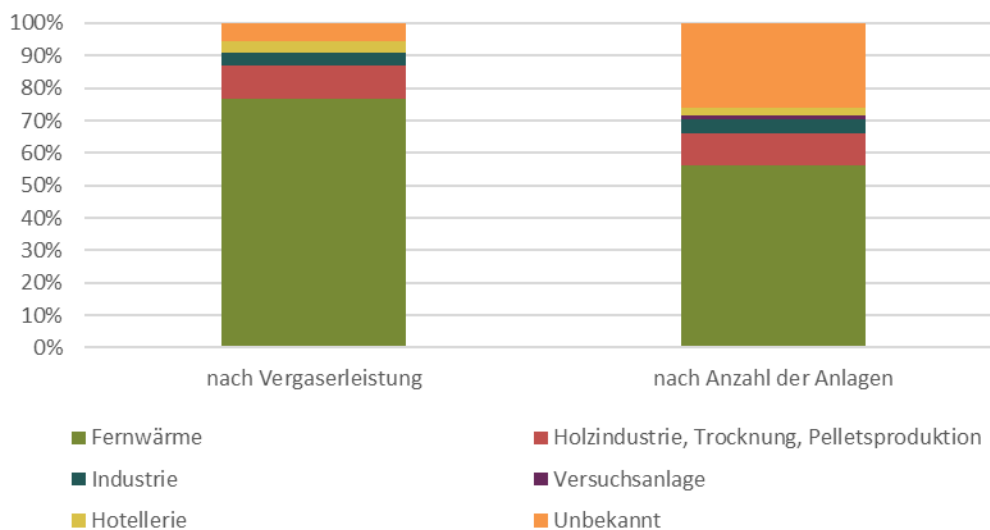
Zur Darstellung der wichtigsten Entwicklungen und des aktuellen Marktstatus erfolgt eine Stakeholder Analyse, die zwischen Anlagenherstellern, Anlagenplanern und Forschungseinrichtungen unterscheidet. Für die Beschreibung des Ist-Zustands wird nach Art der Gasnutzung differenziert: Kraft-Wärme-Kopplung, Local Green Gas, Substitute Natural Gas (SNG), Synthese zu Holzdiesel sowie Wasserstoffproduktion.

Der Markt lässt sich grob in zwei Leistungsklassen unterteilen: kleine Anlagen unter 5 MW Vergaserleistung und Großanlagen über 5 MW. Während Kleinanlagen häufig als Serienprodukte verfügbar und technisch ausgereift sind, handelt es sich bei Großanlagen um maßgeschneiderte Lösungen, die sich in Österreich überwiegend noch in der Demonstrationsphase befinden, beispielsweise in Form von Reallaboren. Kaskadenlösungen sind bei Kleinanlagen üblich.

Feste Biomasse Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)

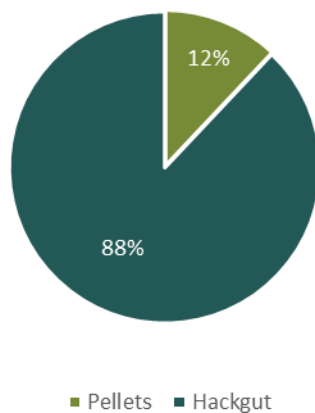
Kleinanlagen werden üblicherweise in Fern- und Nahwärmenetzen, Hotelanlagen, oder in der Holzindustrie zur Wärmebereitstellung für die Pelletsproduktion, sowie teilweise in landwirtschaftlichen Betrieben eingesetzt. Die derzeit größte Holzvergaseranlage befindet sich in Fürstenfeld und verfügt über 2 MW elektrische und 3 MW thermische Leistung. Sie besteht aus zwölf Pelletsvergasungsanlagen des Typs V3.90S von Burkhardt und wurde 2024 in Betrieb genommen. Das Ausscheiden der GLOCK Ökoenergie / GLOCK Ecotech GmbH im Mai 2025 und die anschließende Übernahme durch FLOYD BioEnergy stellt die bedeutendste Veränderung der österreichischen Biomassevergaserbranche in diesem Jahr dar. Nach Einsatzzweck werden zur Wärmebereitstellung etwa 56 % der Anlagen in Fern- und Nahwärmenetzen, rund 10 % in der Holzindustrie, etwa 4,5 % in der Industrie und etwa 3 % in der Hotellerie eingesetzt. Bei 25% der Anlagen ist der Einsatzzweck unbekannt (siehe Abbildung 11). Etwa 12 % der bekannten Anlagen werden mit Pellets betrieben, der andere Teil ist für Hackgut ausgelegt, wie Abbildung 12 zeigt.

Abbildung 11 Einsatz von Holzgas-KWK Anlagen in Österreich nach Wärmeeinsatz



Quelle: eigene Darstellung

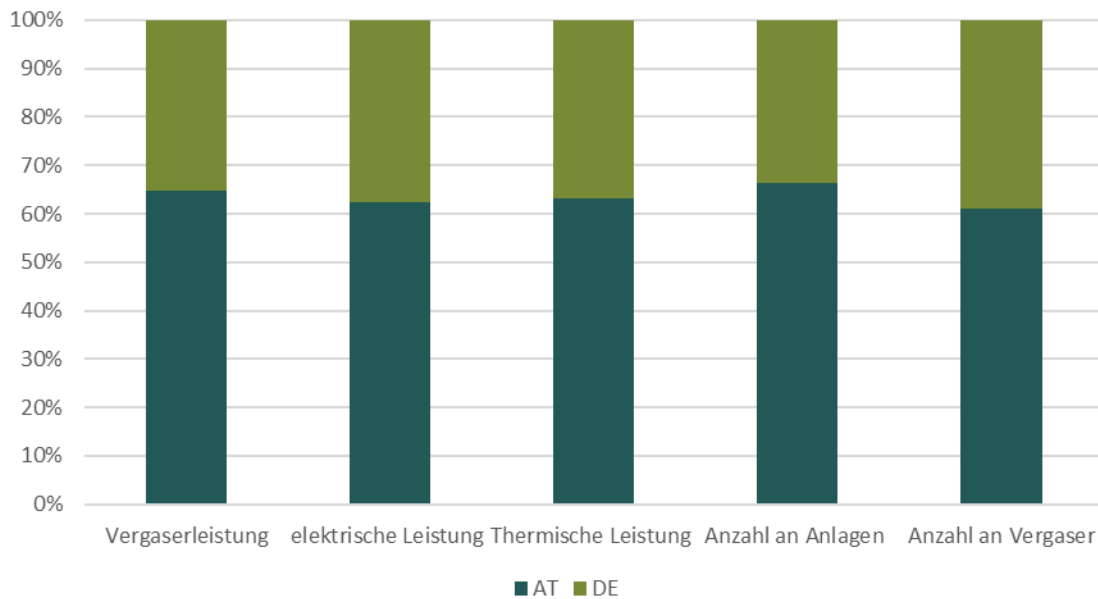
Abbildung 12 Brennstoffeinsatz in Holzgas-KWK Anlagen in Österreich



Quelle: eigene Darstellung

Der Markt für Biomassevergaser-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird von österreichischen und deutschen Akteuren dominiert. Etwa 66 % der Anlagen stammen von österreichischen Herstellern.

Abbildung 13 Herstellerland von Holzgas-KWK Anlagen in Österreich



Quelle: eigene Darstellung

Local Green Gas

Die direkte Nutzung von Holzgas in industriellen Prozessen, beispielsweise als Ersatz für fossiles Erdgas in Brennöfen, wurde in Projekten außerhalb Österreichs bereits umgesetzt. Anlagenhersteller berichten über zunehmendes Interesse und konkrete Projektideen innerhalb Österreichs, die jedoch bislang aufgrund fehlender Fördergrundlagen nicht realisiert werden konnten.

SNG aus Holzgas

Bei kleineren Vergasern stellt die Abtrennung von Stickstoff eine Herausforderung dar. Verfahren wie die allotherme Vergasung und die Sauerstoff-Wasserdampf-Vergasung umgehen diese Problematik und sind typischerweise bei Großanlagen zu finden. Kommerzielle Anlagen zur SNG-Produktion aus fester Biomasse sind derzeit in Österreich nicht in Betrieb. Im Rahmen der SynGas Vienna Plattform wird SNG erforscht.

Das im Aufbau befindliche ABL in Zeltweg plant die Errichtung einer SNG-Anlage, musste diese jedoch aufgrund fehlender Fördergrundlagen bisher verschieben. Das Projekt sieht in einem ersten Schritt die Errichtung eines 5-MW-Reaktor mit nachgeschalteten thermo-

chemischen Synthesen zur Erzeugung erneuerbarer Gase und Biotreibstoffe vor. Die Gas-erzeugung erfolgt in einer Zweibett-Wirbelschichtdampfvergasung mit anschließender Gasreinigung, Methanisierung und Aufbereitung des SNG. Zudem ist eine Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas geplant. Für die Produktion von Dieselkraftstoffsubstitut wird eine Fischer-Tropsch-Synthese nachgeschaltet. Damit sollen die technologischen Grundlagen für die erste kommerzielle Anlage zur Gas- und Treibstoffproduktion im Maßstab >50 MW auf Basis land- und forstwirtschaftlicher Reststoffe bis 2030 geschaffen werden.

Holzdieisel

Die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel und -Kerosin wird derzeit im Rahmen der Syn-Gas Vienna Plattform und im entstehenden Reallabor ABL untersucht. Kommerzielle Anla-gen sind aktuell nicht in Betrieb.

Wasserstoff aus Biomasse

Die Wasserstoffproduktion durch Biomassevergasung wird derzeit primär als Forschungs-thema betrachtet.

Zentrale Stakeholder der österreichischen Holzgas- und Biomassevergaserlandschaft

Tabelle 2 fasst Unternehmen zusammen, die im Bereich Biomassevergaser tätig sind. Ta-belle 1Um einen vollständigen Überblick über die zentralen Stakeholder der österreichi-schen Holzgas- und Biomassevergaserlandschaft zu ermöglichen, werden in der folgenden Liste auch nicht-österreichische, jedoch in Österreich tätige Anlagenbauer und Hersteller berücksichtigt. Darüber hinaus werden auch Anlagenplaner sowie relevante Forschungs-einrichtungen aufgeführt (kein Anspruch auf Vollständigkeit). Zusätzlich sind in Tabelle 3 Anlagenplaner und in Tabelle 4 relevante, österreichische Forschungseinrichtungen ange-führt.

Tabelle 2: Unternehmen der Branche Biomassevergaser

Unternehmen	Land	INFO
Kleine Leistung (< 5 MW)		
Fröling Heizkessel- und Behälter-bau GmbH	AT	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, ca 100 Anlagen in Betrieb
FLOYD BioEnergy,	AT/US	KWK – ehemals Glock Ecoenergy GmbH.
Hargassner GmbH	AT	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, ca. 60 Anlagen in Betrieb, 10-15 pro Jahr neu

Polytechnik Luft- und Feuerungs- technik GmbH	AT	KWK, Festbett-Gegenstrom-Gaserzeuger, ca. 10 Referenzanlagen
Syncraft® GmbH	AT	KWK, Pyrolyse + Schwebebettreaktor, ca. 43 Anlagen weltweit in Betrieb
URBAS Stahl- und Anlagenbau GmbH	AT	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger ca. 30 Anlagen in Betrieb
VEE GmbH	AT	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, ca. 24 Anlagen im Betrieb, 12 im Bau
Burkhardt GmbH	DE	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, ca. 350 Anlagen in Betrieb
Wegscheid-Entrenco GmbH	DE	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, ca. 10 Referenzanlagen
Holzenergie Wegscheid GmbH,	DE	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, a. 150 Anlagen in Betrieb
LIPRO Energy GmbH & Co. KG,	DE	KWK, 2-stufiger Gaserzeuger (Pyr. + FB), a. 15 Anlagen in Betrieb
Spanner Re ² GmbH	DE	KWK, Festbett-Gleichstrom Gaserzeuger, ca. 900 Anlagen in Betrieb
Große Leistung (> 10 MW)		
SMS group Process Technologies GmbH	AT/Int.	Große Leistungen (Wirbelschichtgaserzeuger / Gesamtanlagen)
Dieffenbacher Energy GmbH	AT/Int.	Große Leistungen (Wirbelschichtgaserzeuger / Gesamtanlagen)
Andritz AG	AT/Int.	Große Leistungen (Wirbelschichtgaserzeuger / Gesamtanlagen)
INNIO Jenbacher	AT/Int.	Große Leistungen (Hersteller von Gasmotoren)

Tabelle 3: Anlagenplaner

Unternehmen	Land
Repotec/Aichernig Engineering GmbH	AT
CeFET GmbH	AT
BIOS Bioenergiesysteme	AT
Ing. Leo Riebenbauer GmbH	AT

Tabelle 4: Relevante Forschungseinrichtungen

Forschungseinrichtungen		
Unternehmen	Land	INFO
Advanced Bioenergy Lab (ABL)	Steiermark	
BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH	Wien/NÖ	Betrieb der Syngas Platform Vienna, Schwerpunkt: Reststoffverwertung, FT-Synthese

Technische Universität Wien, Inst. f. Verfahrenst., Umwelttechnik und Techn. Biowissenschaften	Wien	DFB-Gaserzeugung, Wirbelschicht-SNG-Synthese, Wasserstoff, Prozesssimulation
Universität für Bodenkultur Wien, Institut für Verfahrens- und Energietechnik	Wien	Entwicklung von Gaserzeugern, Prozesskette zur SNG-Erzeugung
MCI - Josef Ressel Zentrum für die Produktion von Pulveraktivkohle aus kommunalen Reststoffen	Tirol	Schwerpunkt: Pulveraktivkohle
GET – Güssing Energy Technologies GmbH	Burgenland	Leitung bzw. Partner in div. nationalen und EU Projekte zur Gaserzeugung
Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik	Steiermark	Laboranlagen: Untersuchungen in Festbett- und Wirbelschichtvergaser, CFD-Simulationen
MUL - Institut, Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes	Steiermark	Festbett-SNG-Synthese aus Produktgas der Holzvergasung

3.2 Preise und Märkte

Das Kapitel „Preise und Märkte“ gibt einen Überblick über die wirtschaftliche Bewertung und Handelsmechanismen von Biomethan in ausgewählten Märkten mit besonderem Fokus auf Österreich. Es stellt in weiterer Folge auch österreichischen Gestehungskosten für Biomethan dar.

3.2.1 Internationale Handelspreise und die österreichische Marktlage

Betrachtet man die europäischen Handelspreise von Biomethan zeichnet sich ein komplexes Bild, das insbesondere durch die unterschiedlichen nationalen Fördersysteme der Produktion und des Verbrauchs von Biomethan geprägt sind. Daraus resultieren unterschiedliche Biomethan-Produkte mit unterschiedlichen verfügbaren Nachweisen, welche je nach Verwendungsmöglichkeiten deutlich unterschiedliche Handelspreise besitzen (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Quartalsweise Durchschnittsmarktpreise von ausgewählten Biomethan-Produkten aus europäischen Ländern in EUR pro MWh_{th} (zur Verfügung gestellt von AMS Green Market). Diese Preise sind exkl. physischem Gas zu verstehen.

Biomethane Quality	Q1	Q2	Q3	Q4
UK Sub Uncertified Crop	10,5	9	8,5	9,5
DK Sub Certified Waste	19	24	30,5	38
DK Sub Certified Manure	21	26	51	69,5
DE Unsub Certified Manure (inclusive PoS + Gas)	126	102	118	130

Im europäischen Biomethanhandel ist für die Preisbildung und die Verwendbarkeit von Nachweisen die strikte Unterscheidung zwischen Herkunftsnachweisen (Guarantees of Origin, GO) und RED-konformen Nachhaltigkeitsnachweisen (Proof of Sustainability, PoS) entscheidend. GOs dienen vorrangig der Herkunftsoffenlegung und Marketing-Claims gegenüber Endkund:innen und sind rechtlich in Art. 19 der RED verankert; sie belegen die Erzeugung erneuerbarer Energie je 1 MWh, sagen aber nichts über RED-Anrechenbarkeit aus. Demgegenüber ist das PoS der Beleg für die Erfüllung der RED-Nachhaltigkeits- und Treibhausgas-Kriterien samt Massenbilanz-Kette – Voraussetzung etwa für die Anrechnung mit Null-Emissionsfaktor im EU-ETS.

Diese Trennung erklärt zentrale Preis- und Qualitätsdifferenzen zwischen Ländern und Produktpfaden. UK-Zertifikate werden als RGGOs (Green Gas Certification Scheme) ausgestellt und sind keine EU-GOs; ohne zusätzliches, in der EU anerkanntes PoS sind sie in der EU nicht RED-anrechenbar. Entsprechend handeln sie primär im freiwilligen Markt und notieren typischerweise deutlich niedriger als PoS-fähige EU-Ware. In der EU wiederum werden GOs zunehmend grenzüberschreitend transferiert; für die RED-Anrechnung bleibt jedoch der PoS-Strang maßgeblich, der die Massenbilanz-Nachverfolgung entlang der Erdgasinfrastruktur sicherstellt.

Dänemark illustriert die Komplexität subventionierter Mengen: Energinet weist GOs aus und markiert explizit, ob geförderte Produktion vorliegt; zugleich diskutiert die dänische Förderarchitektur Restriktionen für GOs bei subventioniertem Biomethan, um Doppelförderung bzw. Doppeloffenlegung zu vermeiden. Für eine RED-Anrechnung dänischer Abfall- oder Gülle-Chargen ist daher immer ein gültiges PoS plus korrekter Massenbilanz erforderlich; der GO-Wert allein genügt nicht. Dies führt dazu, dass „DK Sub Certified“-Produkte je nach verfügbarer PoS-Dokumentation und Förderauflagen preislich zwischen rein freiwilligen UK-RGGOs und voll anrechenbaren, unsubventionierten EU-Lots liegen.

Die höchsten Preise entstehen in Ländern mit starken gesetzlichen Quoten und hohen Strafzahlungen, insbesondere Deutschland. Die Reform der deutschen GHG-Quote ab 2026 zwingt Kraftstoffanbieter, deutlich mehr fortschrittliche Biokraftstoffe (darunter Gülle-Biomethan) zu kaufen. Die doppelte Anrechnung entfällt, daher müssen Unternehmen real mehr Zertifikate kaufen, was die Nachfrage deutlich steigen, aber im Gegenzug den Wert des Einzelzertifikats sinken lässt. Damit muss sich ein neuer Gleichgewichtspreis

am Markt erst einstellen. RED-konformes PoS ist Pflicht, die Quotenlogik und das nationale Nabisy/BLE-System unterstützen die Anrechnung. Solche DE-Unsub-Manure-Lose bedienen zusätzlich ETS-/MRR (Monitoring and Reporting Regulation)-Anforderungen (Null-Faktor nur bei belegter RED-Konformität) und erzielen deshalb einen Premium-Spread gegenüber rein GO-basierten oder subventionierten Chargen.

Auch die Niederlande stellen auf ein CO₂-Intensitäts-basiertes System (ERE) um, wodurch Biomethan mit sehr niedriger Kohlenstoffintensität (z. B. Gülle) stark im Preis steigt.

Die Kohlenstoffintensität des Substrats ist heute einer der wichtigsten Preisfaktoren. Gülle und Mist erzeugen die höchsten THG-Einsparungen und gelten als „advanced fuels“ (RED III). Dadurch entstehen deutlich höhere Quotenwerte und Zertifikatspreise. Abfälle beziehungsweise Residuen liegen im Mittelfeld, weil sie eine gute, aber nicht maximal hohe THG-Minderung tragen. Energiepflanzen (Crop) gelten nicht als fortschrittlich und können in vielen Märkten nicht für Quoten genutzt werden (z. B. dem deutschen Transportmarkt). Es gibt daher für diese Lose eine niedrige Nachfrage und daher niedrige Preise.

Über das Jahr zeigen sich quartalsbezogene Nachfragewellen, die vor allem PoS-fähige Premium-Pfadstoffe (Gülle/Residuen mit sehr niedriger CI) treiben: Im zweiten Halbjahr steigt die Beschaffungsaktivität zur Zielerfüllung (RED-Quoten, ESG, ETS-Berichterstattung), während das Angebot z. B. wegen Anlagen-Wartungen oder begrenzter Rohstoffverfügbarkeit nicht im gleichen Maß wächst – die Preisspreizung zu voluntären, nicht-RED-fähigen Produkten (z. B. UK-Crop) nimmt zu. Dass Gülle-Pfadstoffe in der Regel beste GHG-Ersparnisse erreichen, verstärkt diese Selektionseffekte im Premium-segment, sofern ein vollständiges PoS vorliegt.

In Österreich existieren aktuell praktisch keine Förderinstrumente für Biomethan. Anders als in Deutschland wird Biomethan hier weder als Pflichtprodukt im Verkehrssektor eingesetzt noch mit einer relevanten THG-Quote verknüpft. Die Folge ist, dass zwar die gleichen „Pakete“ aus physischem Gas und Herkunfts- bzw. Nachhaltigkeitsnachweisen wie in Deutschland produziert werden, aber der Marktpreis für Biomethan in Österreich primär durch den physischen Gaswert und die optional handelbaren Nachweise bestimmt wird. Da es außer dem ETS I- und ETS II-Zertifikatehandel (übergangsweise durch den festgelegten Preis des Nationalen Emissionshandelsgesetzes ersetzt) keinen strukturellen, regulatorisch induzierten Nachfrageanker gibt, existiert keine, über den EU-Allowance-Preis hinausgehendes Preissignal, wie sie durch die deutsche THG-Quote entsteht, und Investiti-

entscheidungen können ohne Förderungen oft nur bei sehr hohen Gaspreisen wirtschaftlich sein. Die österreichische Situation ähnelt damit eher einem Residualmarkt, in dem der Preis die realisierten Verkaufsmöglichkeiten abbildet der unter dem deutschen Vollkostenpreis liegt. Leider können aufgrund mangelnder Information keine quantitativen Aussagen über österreichische Handelspreise getroffen werden.

3.2.2 Investitions- und Gestehungskosten der Gasproduktion 2025

In diesem Kapitel werden die Gestehungskosten für Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff abgeschätzt. Dafür wird eine LCOE-Methode verwendet, welche im Wesentlichen aus Investitions- und Betriebskosten die gemittelten Gestehungskosten über die gesamte Abschreibungszeit berechnet.

Biomethan

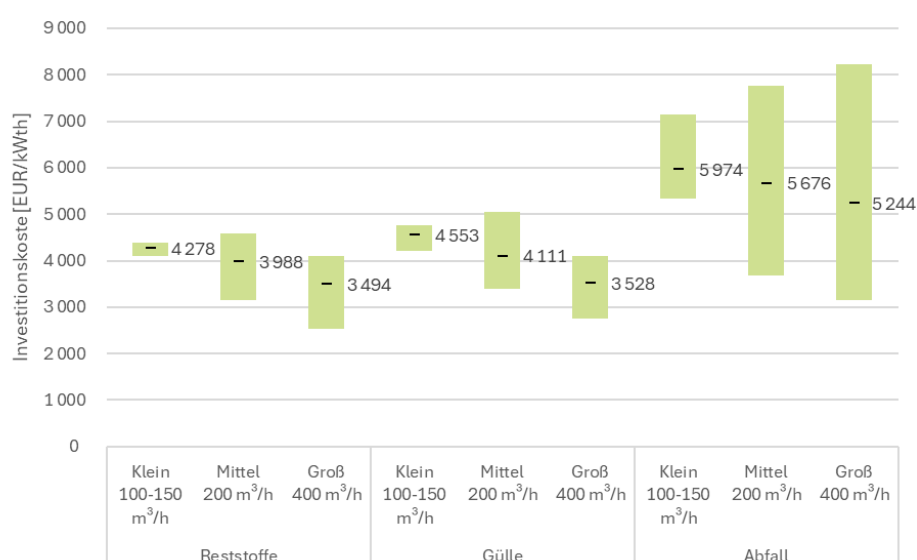
Für die Abschätzung der Gestehungskosten wurde von der SEG eine Primärdatenerhebung mittels Umfrage bei nationalen Biomethan-Projektentwicklern und dem Kompost- und Biogasverband Österreich durchgeführt. Die Rücklaufquote war zwar gering, die Qualität der eingemeldeten Daten jedoch sehr hoch. Dies impliziert einerseits, dass die unten dargestellten Daten belastbar sind, andererseits unter Umständen nicht repräsentativ. Zweiterem Umstand wurde dadurch Rechnung getragen, dass in diesem Marktbericht Bandbreiten dargestellt werden. Die Verifizierung der Ergebnisse lässt den Schluss zu, dass die Bandbreiten – trotz des geringen Stichprobenumfangs – die Situation in Österreich realistisch abbilden.

Bei der Primärerhebung wurden Daten für drei verschiedene Anlagengrößen abgefragt: 100, 200 und 400 Nm³CH₄/h. Eine Rückmeldung betraf die kleinste Anlagengröße, nämlich dass die kleinen Anlagen erst bei rund 150 Nm³CH₄/h Sinn machen und die Daten entsprechend für diese Größe zur Verfügung gestellt wurden. Deshalb beinhaltet die Anlagenkategorie „Klein“ auch zwei Größen. Die relativen Werte dieser beiden Anlagengrößen werden in weiterer Folge zusammen dargestellt.

Weiters werden drei verschiedene Anlagentypen dargestellt, die sich in der Zusammensetzung der Substrate unterscheiden: die landwirtschaftliche Reststoffanlage setzt verstärkt landwirtschaftliche Reststoffe mit höheren Trockenmasse-Gehalten ein. Bei der kleinen und mittleren Anlage sind das hauptsächlich Zwischenfrüchte und Klee gras, bei der großen Anlage kommen größere Mengen Maisstroh hinzu. Die Reststoffe werden durch Gülle

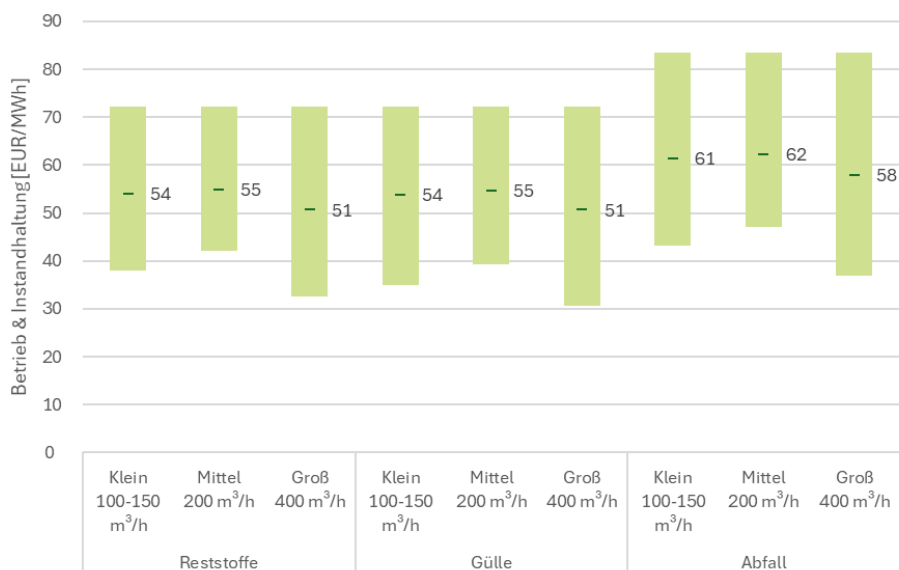
ergänzt. Bei den Gülleanlagen ist der Substratmix gegenteilig gestaltet: es wird überwiegend Gülle eingesetzt, die zur Ertragssteigerung durch feste landwirtschaftliche Reststoffe ergänzt wird. Die Substrate der Abfallanlagen umfassen bei der kleinen und mittleren Anlage eher pflanzliche Abfälle, während die große Anlage tierische und kommunale Abfälle verwendet. Zu der Datenauswertung muss erwähnt werden, dass es nur eine geringe Rücklaufquote gegeben hat (4 Stakeholder). Dies erschwert eine Validierung der Daten, insbesondere, da die zugrunde liegenden Informationen, insbesondere die Substratpreise, schwer nachprüfbar sind. Was sich in den Ergebnissen beispielsweise nicht im erwartbaren Ausmaß reflektiert, sind die Skalierungseffekte. Deshalb werden in den folgenden Abbildungen die Bandbreiten der unterschiedlichen Größen angegeben mit dem jeweiligen, als kleiner Querstrich markierten, arithmetischen Mittelwert. Wichtig zu beachten ist, dass die Gestehungskosten einen gemittelten, verzinsten und valorisierten Wert über einen Zeitraum von 15 Jahren darstellen. Die Valorisierung erfolgt mit einer Inflation von 2 % und die Abzinsung mit einem WACC von 7,31 % vor Steuer über einen Betrachtungszeitraum von 15 Jahren bei 8.000 Volllaststunden. Bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren steigen die errechneten Gestehungskosten aufgrund der Zinseszins-Effekte bei den laufenden Kosten um 9 % bis 16 %. Im Folgenden sind die erhobenen Investitionskosten (Abbildung 14), die erhobenen Betriebs- und Instandhaltungskosten (Abbildung 15), Substratkosten (Abbildung 16) sowie die errechneten Gestehungskosten (Abbildung 17), dargestellt.

Abbildung 14: Erhobene Investitionskosten der Biomethananlagen



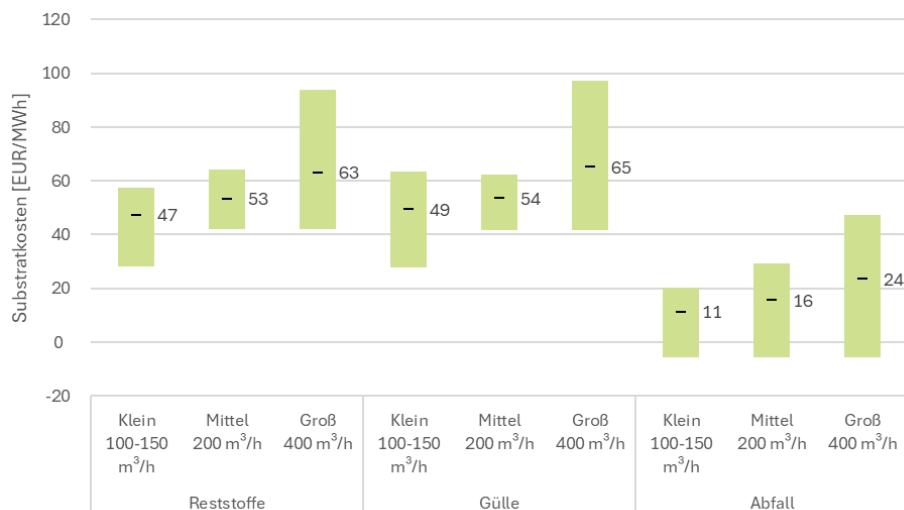
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 15: Erhobene Betriebs- und Instandhaltungskosten (exkl. Feedstock-Kosten)



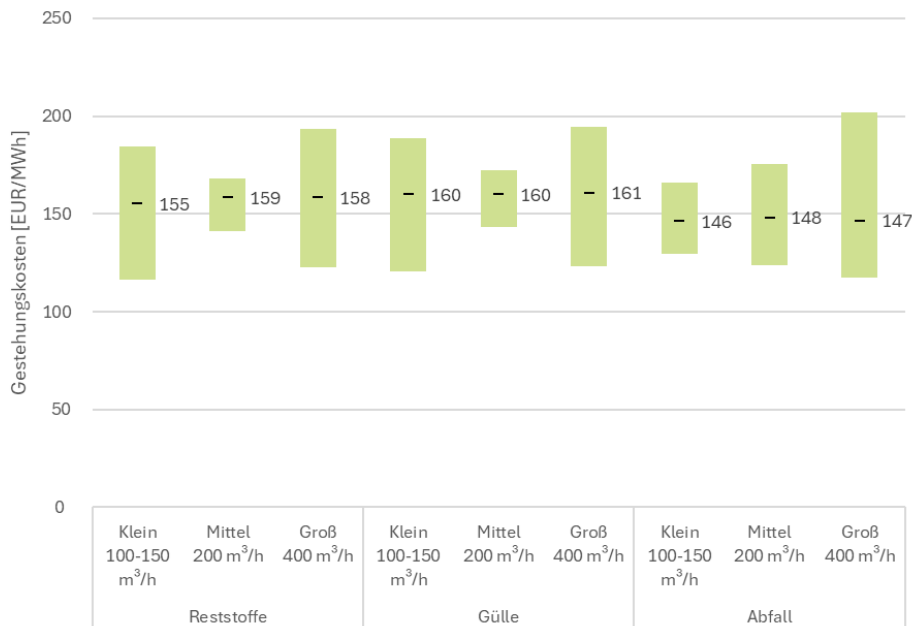
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 16: Substratkosten der Biomethan-Produktion



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 17: Gestehungskosten der Biomethan-Produktion

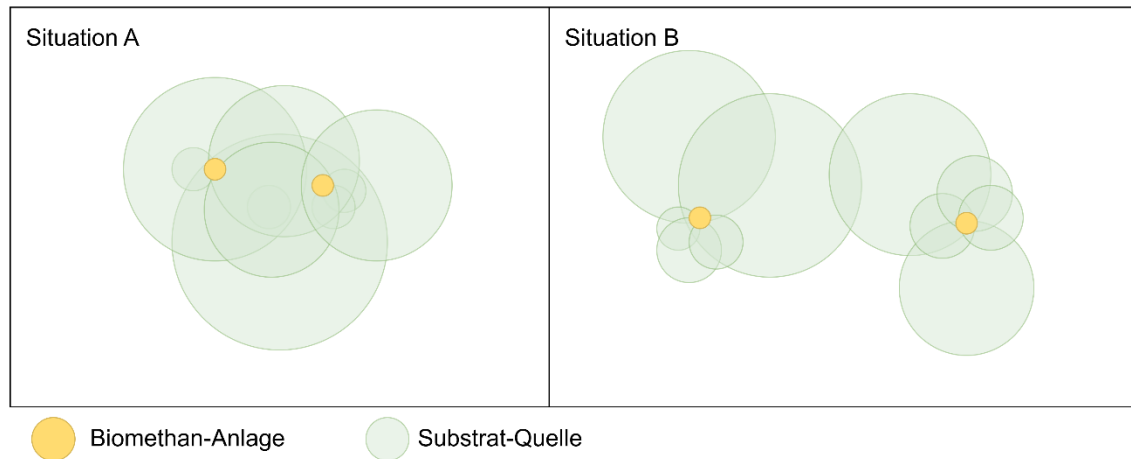


Quelle: eigene Darstellung

Bei der Interpretation der hier dargestellten Ergebnisse muss bedacht werden, dass Biomethan-Anlagen einem komplexen Geflecht an Abhängigkeiten und Dynamiken unterliegen. Dies betrifft insbesondere die Belieferung mit Substraten. Die Preisbildung für die Substrate unterliegt unterschiedlichen, schwer zu prognostizierenden Faktoren wie z.B. der Anzahl an Substratlieferanten, der Periodizität, Planbarkeit und Menge des Anfalls, der Anzahl an Biogasanlagen im Lieferradius der Substrat-Quellen, etc. Nimmt man nun den Faktor hinzu, dass eine einzelne Anlage nur in einem beschränkten Radius Substrate beziehen kann, ergeben sich lokal eingeschränkte Marktdynamiken, die ihren „eigenen Gesetzen“ folgen. Situation A in Abbildung 18 hat durch die Überschneidung der Lieferradien eine Konkurrenzsituation mit einer zweiten Anlage über die großen Rohstoffquellen, während es in Situation B eine stärkere Allokation zu den beiden Anlagen gibt. In Situation A ist es daher eher wahrscheinlich, dass es zu Preissteigerungen kommt, während in Situation B eine stabilere Preisbildung vorherrscht. Es ist im Zuge eines Markthochlaufs davon auszugehen, dass sich entsprechend unvorhersehbare Dynamiken verstärken, die aber vermutlich jedenfalls zu steigenden Substratpreisen führen werden. Dies wird vermutlich insbesondere Abfall-Anlagen betreffen, die Substrate einsetzen, für die aktuell noch Entsorgungsgebühren gezahlt werden. Bei steigender Nachfrage können sich diese in Kosten

verwandeln, was einen starken Einfluss auf die Gestehungskosten hat. Je schneller und intensiver der Markthochlauf erfolgt, umso stärker können diese Effekte auftreten.

Abbildung 18: Situationen der Rohstoff-Konkurrenz



Quelle: eigene Darstellung

Exkurs: Regionale Wertschöpfung und Beschäftigung durch Biomethan

Die Biomethanproduktion ist ein starker Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmotor für ländliche Regionen, weil sie auf regionalen Rohstoffen, lokalem Know-how und dauerhafter Dienstleistungstätigkeit basiert. Anders als bei fossilen Energien, deren Ausgaben größtenteils in Form von Zahlungen für Importe das Land verlassen (gemäß Außenhandelsstatistik 2,6 Mrd. € netto im Jahr 2024), bleibt bei Biomethan ein Großteil der Investitionen, Betriebskosten und Einkommen im Inland. An dieser Stelle wird beispielhaft auf Basis von Literaturwerten analysiert, welche positiven Effekte die Produktion einer Terrawattstunde in Österreich auslösen würden:

Durch die Produktion von Biomethan aus anaerober Vergärung entstehen im europäischen Durchschnitt etwa 300 bis 420 direkte Arbeitsplätze pro Terawattstunde und weitere 450 bis 600 indirekte Arbeitsplätze in vor- und nachgelagerten Branchen (Navigant, 2019). Damit schafft jede einzelne TWh Biomethan rund 700 bis 1.000 dauerhafte Arbeitsplätze – ein Vielfaches der Beschäftigungsintensität fossiler Energieträger. Diese Arbeitsplätze entstehen nicht einmalig in der Bauphase, sondern dauerhaft im laufenden Betrieb, in der Substratlogistik, in der Instandhaltung und im regionalen Dienstleistungssektor.

Ökonomisch betrachtet ersetzt jede Terawattstunde Biomethan fossiles Erdgas im Gegenwart von etwa 35 bis 45 Millionen Euro Importkosten (je nach Marktpreis) und wandelt diese Summe in regionale Wirtschaftsleistung um. Davon bleiben rund 70 Prozent unmittelbar in der Region, da Landwirtschaft, Transport, Wartung, technische Dienstleistungen und Planung überwiegend lokal erfolgen. Zusätzlich werden durch Investitionen in Anlagenbau, Aufbereitung und Netzanbindung – je nach Auslegung – etwa 80 bis 100 Millionen Euro an einmaligen Investitionen pro TWh ausgelöst, die wiederum große Teile der Wertschöpfung im Inland binden.

Wasserstoff-Index

Neben Biomethan ist erneuerbarer Wasserstoff ein vielversprechender Energieträger, der durch unterschiedliche Policy-Instrumente (siehe insbesondere Kapitel 5.2) forciert wird. Ein globaler Handel mit erneuerbarem Wasserstoff hat sich bis Ende 2025 allerdings noch nicht etabliert. Laut IEA bleiben grenzüberschreitende Wasserstoffflüsse global weiterhin gering. Über erste Pilotprojekte hinaus existiert noch kein liquider Weltmarkt für Wasserstoff. Global stieg die Nachfrage nach Wasserstoff zwar im vergangenen Jahr 2024 auf knapp 100 Mt, doch dieses Wachstum wird weiterhin fast ausschließlich von etablierten Sektoren wie Raffinerien, Ammoniak- und Methanolproduktion sowie teilweise der Stahlerzeugung (Direktreduktion auf Erdgasbasis) getrieben. Neue Anwendungen wie beispielsweise im Bereich der Mobilität, Stromerzeugung oder synthetischer Kraftstoffe machen laut IEA zusammen noch deutlich unter 1 % der Nachfrage aus. Damit haben sich die Einsatzanteile über die letzten Jahre hinweg wenig verändert und Wasserstoff bleibt vorrangig ein Grundstoff für die Industrie (IEA, 2025a)

Obwohl sich der österreichische Wasserstoffmarkt noch in der Aufbauphase befindet, hat er zuletzt deutlich an Dynamik gewonnen. 2025 legte das BMWET mit einer Förderung von 20 Millionen Euro für Elektrolyseure sowie rund 275 Millionen Euro für vier Leitprojekte wesentliche Grundlagen. Parallel dazu trieb die Privatwirtschaft den Ausbau voran: Während die OMV eine 10-MW-Anlage in Schwechat in Betrieb nahm und den Bau eines 140-MW-Standorts in Bruck an der Leitha startete, erweiterten voestalpine und VERBUND das Pilotprojekt „H2FUTURE“ um technische Komponenten wie Speicherung und Reinigung. Ergänzt wird diese Entwicklung durch konkrete Infrastrukturvorhaben wie die Ausschreibung des H2-Hubs Bergla. Eine Importstrategie ist in Erarbeitung und soll bis Ende 2026 veröffentlicht werden.

Wie in Kapitel 3.1.2 bereits erwähnt, befinden sich mit Stand November 2025 elf Elektrolyseanlagen mit insgesamt 32,16 MW Anschlussleistung in Betrieb. Trotz eines Hochlaufs ist der Markt weiterhin in einer klaren Aufbauphase. Preise und Kosten sind häufig projektspezifisch, schwer vergleichbar und bieten damit nur begrenzte Orientierung. Eine Möglichkeit, in einer solchen Aufbauphase zu unterstützen, sind Preisindizes. Diese können Preisvergleiche für Energieträger zwischen verschiedenen Zeitpunkten ermöglichen, liefern Preisinformationen für die Allgemeinheit und sind Orientierungspunkte für Marktteilnehmer, gerade in jungen Märkten. Im SEG-Marktbericht 2024 wurde eine Übersicht erhältlichlicher Indizes für Österreich und andere europäische Marktgebiete gegeben – gleichzeitig wurden auch Anwendungsfälle identifiziert, für die in Österreich noch keine Indizes existieren.

Vor diesem Hintergrund hat die AEA im Rahmen der Servicestelle Erneuerbare Gase neue Wasserstoffindizes für relevante Anwendungsfälle entwickelt und kurz vor Jahresende 2025 den Hydlix auf der [SEG-Website](#) veröffentlicht. Dabei werden inhaltlich neue, aussagekräftige Indizes für relevante Anwendungsfälle definiert, wobei Dopplungen mit bestehenden Indizes anderer Anbieter, zum Beispiel dem Central European Gas Hub (CEGH) vermieden werden. Drei der vier neuen Indizes sind aus der Investitionssicht (Investition in einen neuen Elektrolyseur und Betrieb über 15 Jahre) und ein tagesaktueller Index aus Betriebssicht, d.h. mit der Abbildung marginaler Kosten der Wasserstofferzeugung modelliert. Aus Sicht eines Interessenten zur Investition in einen Elektrolyseur zur Erzeugung grünen Wasserstoffs steht die Refinanzierung seiner hohen Anfangsinvestitionen im Vordergrund. Daher muss er eine vollkostenbasierte Sichtweise einnehmen und seine Erzeugungskosten pro produzierter Menge Wasserstoff (Levelized Costs of Hydrogen, LCOH) einer heutigen Investitionsentscheidung betrachten.

Überblick Indextypen

Abbildung 19 zeigt die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale der Hydlix-Varianten als Übersicht; die kommenden Abschnitte beinhalten weitere Details zu den jeweiligen Indexvarianten. Dabei handelt es sich beim Inselfsystem, welches durch den Hydlix Island abgebildet wird, bereits heute um einen Produzenten grünen Wasserstoffs gemäß RED II/Delegated Act 2023/1184, bei den anderen Indexvarianten wird in Strom aus dem Netz bezogen. Hier handelt es sich für mindestens fünf Jahre ab 2026 um erneuerbaren Wasserstoff, da der Erneuerbaren Anteil im österreichischen Stromnetz nach SHARES-Methodik im Jahr 2025 90% überstieg (solange die Volllaststunden des Elektrolyseurs nicht den Anteil grünen Stroms übersteigen).

Abbildung 19: Überblick über vier Anwendungsfälle des Hydlix

	Hydlix Island	Hydlix Market Fix	Hydlix Market Opt	Hydlix Tomorrow
Kurzbeschreibung	Kosten Elektrolyseur und Hybridpark Wind/PV/Batteriespeicher	Kosten Elektrolyseur mit fixen Volllaststunden über 15 Jahre	Kosten Elektrolyseur mit optimierten Volllaststunden über 15 Jahre	Betriebskosten Elektrolyseur bei optimiertem Einsatz am Folgetag
Kosten	CAPEX + OPEX			OPEX
Strombezug	Inselnetz	Stromnetzgebundenes System		
Erneuerbarer Wasserstoff?	EE-Wasserstoff nach RED II/Delegated Act	Erneuerbarer Wasserstoff nach RED II/Delegated Act, sobald EE-Anteil im Netz >90%		
Methodisches Vorgehen	Optimierung Hybridpark PV/Wind/Batterie	Bildung einer HPFC aus Futurepreisen und Spotmarktprofilen		Optimierung anhand Day-Ahead-Preisen
Häufigkeit neuer Werte	Jahresupdates	Monatsupdates		Tagesupdates

Quelle: eigene Darstellung

1) Hybridpark-Index (Hydlix Island)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit Strom über eine Direktleitung zu einem optimierten Hybridpark aus (potenziell) Wind, PV und einem Batteriespeicher betrieben. So wird ein erneuerbarer, stabiler Bezugsstrom sichergestellt. Dieser Wert wird einmal im Jahr aktualisiert, wobei CAPEX-Werte für PV-Speicher, sowie CAPEX und OPEX-Werte für PV und Wind auf Basis aktueller Literaturwerte zu Gesteigungskosten zu einem mittleren Stromgestehungspreis verrechnet (LCOE) werden. Für die Erneuerbaren-Profile werden aktuelle Erzeugungsprofile der jeweiligen erneuerbaren Energieträger genutzt. Es wird eine Kapitalkostenberechnung (Net Present Value) zur Bestimmung von Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) durchgeführt.

- Der Hybridpark-Index beschreibt die Wasserstoffproduktion mit einem Elektrolyseur, der direkt an einen optimierten Hybridpark aus Wind, PV und Batteriespeicher angeschlossen ist.
- Die Berechnung erfolgt jährlich auf Basis aktueller Investitions- und Betriebskosten sowie Erzeugungsprofile, um einen mittleren Stromgestehungspreis (LCOE) zu ermitteln.
- Anschließend wird eine Kapitalkostenanalyse durchgeführt, um die Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) zu bestimmen.

- In der aktuellen Version besteht das kostenoptimale Erzeugungssystem aus Wind- und PV-Anlagen, aber benötigt keinen Batteriespeicher¹.

2) Netzbezug-Vollkostenindex mit fixen Volllaststunden (Hydlix Market Fix)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit direkt aus dem Stromnetz bezogenen Strom betrieben. Dabei wird eine *optimale Auswahl der Betriebsstunden* für zukünftige Jahre anhand der stündlichen Großhandelspreise für Strom vorgenommen, wobei diese Strompreise mithilfe einer aktuellen Hourly Price Forward Curve (HPFC) bestimmt werden². Es wird eine Kapitalkostenberechnung (Net Present Value) zur Bestimmung der resultierenden Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) durchgeführt.

3) Netzbezug-Vollkostenindex mit optimierten Volllaststunden (Hydlix Market Opt)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit direkt aus dem Stromnetz bezogenen Strom betrieben. Dabei wird eine *optimale Bemessung und Auswahl* der Betriebsstunden für zukünftige Jahre anhand der stündlichen Großhandelspreise für Strom vorgenommen, wobei diese Strompreise mithilfe einer aktuellen Hourly Price Forward Curve (HPFC) bestimmt werden. Es wird eine Kapitalkostenberechnung (Net Present Value) zur Bestimmung der resultierenden Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) durchgeführt.

Hydlix Market Fix und Hydlix Market Opt

- Beide Indizes beschreiben die Wasserstoffproduktion mit einem Elektrolyseur, der Strom direkt aus dem Netz bezieht.
- Beim Hydlix Market Fix wird eine feste Anzahl an Volllaststunden pro Jahr gewählt, während beim Hydlix Market Opt die Anzahl jährlicher Betriebsstunden optimiert wird – jeweils basierend auf stündlichen Großhandelspreisen aus der Hourly Price Forward Curve (HPFC).

¹ Es muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass dies auf Basis der vorgenommenen Optimierung zwar die kostengünstigste Gestehungsvariante ist, jedoch aus betrieblichen Gründen bei der Nutzung von Wasserstoff (z.B. in industriellen Anwendungsfällen) der Bedarf nach einer weiteren Verstärkung des Wasserstoffoutputs bestehen kann. Daher kann in realen Anwendungsfällen die Installation zusätzlicher Batteriespeicher sehr wohl zweckdienlich bzw. notwendig sein. Insofern ist das Optimierungsergebnis eher als untere Grenze für die entstehenden Kosten eines Inssystems zu interpretieren.

² Eine genauere Beschreibung des methodischen Vorgehens zur Bestimmung dieser HPFC erfolgt ab Seite 42ff.

- Für beide Ansätze wird eine Kapitalkostenberechnung durchgeführt, um die Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) zu bestimmen.

4) Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag (Hydix Tomorrow)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wurde bereits gebaut und wird mit direkt aus dem Stromnetz bezogenen Strom betrieben. Dabei wird eine optimale Auswahl der günstigsten Betriebsstunden für den Folgetag anhand der Großhandelspreise für Strom vorgenommen. Im Gegensatz zu den anderen Indizes werden lediglich die Betriebskosten des Elektrolyseurs am Folgetag abgebildet – der Index beschreibt also einen Indikator für die kurzfristigen marginalen Kosten der Elektrolyse.

Die Indizes werden in der Regel automatisiert berechnet und veröffentlicht und die Ergebnisse inhaltlich stichprobenartig geprüft und plausibilisiert. Die Berechnung der ersten drei Indizes findet am 19.1. bzw. am 19. des jeweiligen Monats (oder am darauffolgenden Werktag³) statt, d.h. auf Basis des letzten Datenstandes des Stichtags 18.1. oder des 18. des jeweiligen Monats (siehe Tabelle 6).

- Dieser Index berechnet die Kosten für den Betrieb eines Elektrolyseurs zur Wasserstoffproduktion am nächsten Tag.
- Grundlage sind die zwölf günstigsten aufeinanderfolgenden Stunden (bzw. 48 Viertelstunden) aus den Großhandelspreisen (EPEX SPOT) für den Folgetag.
- Im Gegensatz zu anderen Indizes werden hier nur die Betriebskosten berücksichtigt, nicht die Investitionskosten

Tabelle 6: Veröffentlichungsfrequenz der Wasserstoffindizes; Quelle: Eigene Darstellung

Index	Frequenz	Veröffentlichung
Hydix Island	Jahresupdates	am 19.01. des Jahres (oder am folgenden Werktag)
Hydix Market Fix	Monatsupdates	am 19. des Monats (oder am folgenden Werktag)
Hydix Market Opt	Monatsupdates	am 19. des Monats (oder am folgenden Werktag)
Hydix Tomorrow	Tagesupdates	Täglich (Update ca. 17 Uhr) oder am folgenden Werktag

³ Sollte ein manueller Upload der aktuellen Daten auf die SEG-Website erfolgen, wird dieser nicht an Wochenenden oder gesetzlichen Feiertagen durchgeführt.

Methodik und Vorgehen

Grundsätzlich werden für alle kapitalkostenbasierten Indizes Levelized Cost of Hydrogen bestimmt. Diese berechnen sich unabhängig von der betrachteten Indexversion nach der folgenden Formel (Formel 1):

Formel 1: Bestimmung von Levelized Costs of Hydrogen

$$LCOH \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t}}$$

Mit I_t : Investitionskosten zum Jahr t , B_t : Betriebskosten zum Jahr t , P_t : Wasserstoff-Produktion [in kg] im Jahr t , n : Lebensdauer, r : Zinssatz (WACC). Zur Umrechnung der Werte aus der Einheit $\left[\frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \right]$ in $\left[\frac{\text{EUR}}{\text{kg}} \right]$ wird das Ergebnis durch 1000 geteilt (zur Umrechnung in €/kWh) und mit dem Heizwert-Faktor $33,33 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ multipliziert.

Für den betriebskostenorientierten Index Hydlix Tomorrow werden hingegen lediglich tägliche Betriebskosten pro MWh, bestehend aus Kosten für den täglichen Strombezug und sonstige variable Kosten (Wasserbezug) bestimmt.

Strompreisdaten

Der wichtigste Teil der Betriebskosten sind die Kosten, die durch den Strombezug entstehen. Die Preisinformationen, die in die Hourly Price Forward Curve (HPFC) für die Indizes Hydlix Market Opt und Hydlix Market Fix eingehen, setzen sich aus folgenden Quellen zusammen:

- Future-Preis-Notierungen für Jahre, Quartale und Monate werden auf Basis der Stromfuture-Produkte für das österreichische Marktgebiet (EEX Austrian Power Futures) abgeleitet. Dabei werden nur Produkte für die kontinuierliche Lieferung (24 Stunden) von Strom berücksichtigt („Base“). Da die Berechnung für die Indexvarianten Hydlix market fix und Hydlix market opt jeweils am 19. eines Monats erfolgt, ist dabei der letzte Datenstand des 18. (des Vortags) ausschlaggebend.
- Kurzfristige Strompreise werden aus den Marktkopplungspreisen der Day-Ahead-Auktion abgeleitet: Diese werden von der Transparenzplattform der europäischen Netzbetreiber (Entso-E Transparency) bezogen. Dabei entspricht der letzte berücksichtigte

Tag jeweils dem Tag der aktuellen Berechnung (also z.B. dem 19. des Monats für die Indexvarianten Hydlix market fix und Hydlix market opt)

- Grundsätzlich ist auch die Berücksichtigung möglicher zukünftig zu zahlender Netzkosten-Komponenten durch die Methodik vorgesehen. Zum Stand der Erstveröffentlichung des Index wird jedoch von einer Befreiung der jeweiligen Elektrolyseanlage von Netznutzungsentgelten im laufenden Betrieb ausgegangen.

In den kurzfristigen Index Hydlix Tomorrow gehen folgende Preise ein:

- Kurzfristige Strompreise werden aus den Marktkopplungspreisen der Day-Ahead-Auktion abgeleitet: Diese werden von der Transparenzplattform der europäischen Netzbetreiber (Entso-E Transparency) bezogen. Dabei entspricht der letzte berücksichtigte Tag jeweils dem Folgetag der aktuellen Berechnung.

Erzeugungsprofildaten (für Hydlix Island)

Für den Index, der dem Index Hydlix Island zugrunde liegt, werden erneuerbare Erzeugungsprofile für Wind- und PV-Anlagen von der Open-Data-Plattform www.renewables.ninja (Datenquelle MERRA-2 Reanalyse) bezogen. Die Profile werden für den Standort (48.195 N, 16.334 E), d.h. einen Standort in Wien abgerufen. Zur Normierung wird bei der Profilerzeugung jeweils eine installierte Leistung von 1 MW unterstellt.

Erzeugungsdaten PV

- Es werden Profile für PV-Anlagen verschiedener Ausrichtung bestimmt, darunter PV-Anlagen mit Südausrichtung und 35° Modulneigung, PV-Anlagen mit Südausrichtung und 90° Modulneigung, ost- und westausgerichtete PV-Anlagen, sowie 2-achsige PV-Anlagen.

Erzeugungsdaten Wind

- Es wird das Profil für ein Vestas V90 2 MW-Windrad mit einer Nabenhöhe von 80 m genutzt.

Technische und finanzielle Parameter

Elektrolyseur-Parameter:

Die technischen Parameter des betrachteten Elektrolyseurs werden mit jährlichem Update in Abstimmung mit den Erhebungen des jährlich erscheinenden SEG-Marktberichts bestimmt. Es wird bei allen Indexvarianten von einem Protonen-Austausch-Membran- (PEM-)Elektrolyseur ausgegangen. Die Daten werden dabei spezifisch auf 1 MW installierte Elektrolyseur-Leistung erhoben. Die dabei jährlich zu aktualisierenden Parameter umfassen:

- Spez. Investitionskosten (im Jahr 2025: 3050 €/kW)
- Anfangswirkungsgrad (im Jahr 2025: 67 %)
- Degradation pro Volllaststunde (im Jahr 2025: 0,0002 %)
- Lebensdauer (im Jahr 2025: 15 Jahre)
- Betriebskosten für Instandhaltung: (im Jahr 2025: 1 % der Investkosten)
- Betriebskosten für Personal (im Jahr 2025: 1 % der Investkosten)
- Wasserkosten (im Jahr 2025: 0,04 €/kg Wasserstoff)

Finanzierungsparameter:

Die Bestimmung eines angemessenen Zinssatzes, der in der Vollkostenberechnung zur Bestimmung der LCOH genutzt wird, erfolgt unter Nutzung des sogenannten Capital Asset Pricing Models (CAPM). Dabei wird bei der Berechnung jährlich aktualisierter Zinssätze analog zum Vorgehen des SEG-Marktberichts vorgegangen. Die Berechnung ist Formel 2 zu entnehmen.

Formel 2: Bestimmung eines Diskontierungzinssatzes (WACC)

$$WACC(\text{vor Steuern}) = EKQ \cdot EKK \cdot \frac{1}{1-s} + FKQ \cdot FKK$$

$$FKK = i_{rf} + i_{FK}$$

$$EKK = i_{rf} + i_{erp} \cdot \beta$$

$$EKQ + FKQ = 1$$

$$\beta = \beta^u \cdot \left(1 + (1-s) \cdot \frac{FKQ}{EKQ}\right)$$

Mit:

EKQ: Eigenkapitalquote

EKK: Eigenkapitalkosten

FKQ: Fremdkapitalquote

FKK: Fremdkapitalkosten

s: Steuersatz

i_{rf}: Risikoloser Zinssatz

i_{FK}: Risikoprämie FK

i_{erp}: landesspezifische Equity-Risk-Prämie

β : levered Beta-Faktor

β^u : unlevered Beta-Faktor (branchenspezifisch und landes-/regionsspezifisch)

Zur Bestimmung geeigneter Equity-Risk-Prämien für Österreich und Beta-Faktoren werden öffentlich zugängliche Werte eines in diesem Bereich führenden Professors der New York University genutzt. Er führt diese Auswertungen standardisiert in regelmäßigen Abständen durch und stellt sie auf seiner Homepage frei zugänglich zur Verfügung (Updates erfolgen in der Regel jährlich zu Beginn des Jänners). Da der Betrieb einer Elektrolyse zu energiewirtschaftlichen Zwecken keiner Branche eindeutig zuordenbar ist, jedoch von einem höheren Risikoniveau im Vergleich zu anderen energiewirtschaftlichen Akteuren ausgegangen werden kann, werden dabei die Beta-Faktoren der Branche Chemicals (Specialty) genutzt.

Für den risikolosen Zinssatz wird der für Österreich empfohlene Wert aus der Quartalsveröffentlichung des Beratungsunternehmens KPMG in der letzten verfügbaren Quartalsveröffentlichung vor dem 19.1. des jeweiligen Jahres zugrunde gelegt.

- Risikoloser Zinssatz (im Jahr 2025: 2,58 %)
- Equity Risk Premium (im Jahr 2025: 4,86 %)
- Unlevered Beta (im Jahr 2025: 1,079)
- Risikoprämie Fremdkapital (im Jahr 2025: 4,5 %)
- Steuersatz (entspricht Körperschaftssteuersatz; im Jahr 2025: 23 %)
- Fremdkapitalquote (im Jahr 2025: 40 %)
- Eigenkapitalquote (im Jahr 2025: 60 %)

- Resultierender WACC vor Steuern (im Jahr 2025: 11,03 %)

Investitionskosten der Komponenten des Inselfsystems:

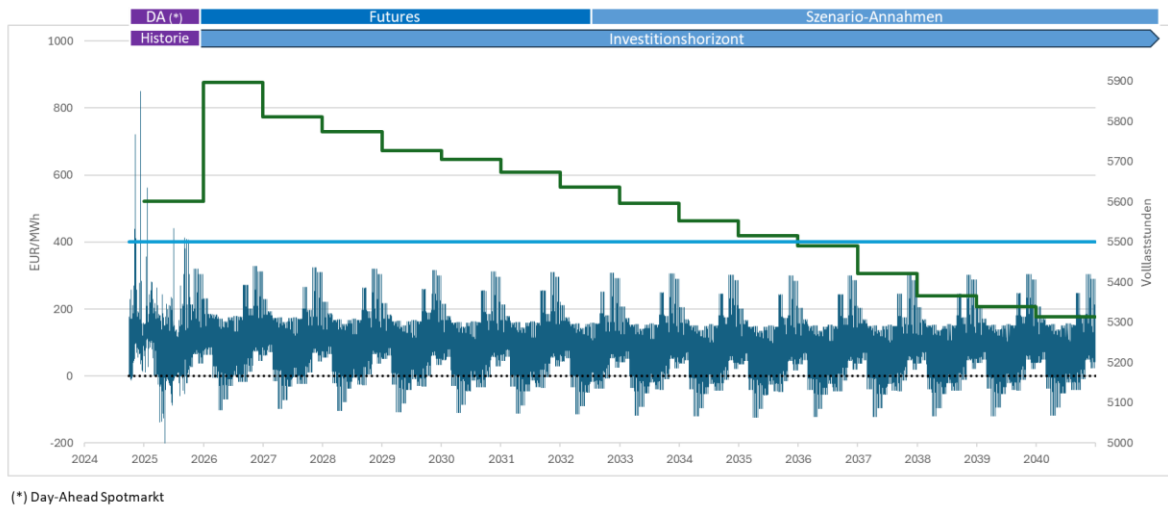
Die spezifischen Komponentenkosten für PV-Anlagen, Wind-Anlagen und Batteriesysteme werden im Einklang mit den Kostenerhebungen des EAG-Gutachtens zur Bestimmung von Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) jährlich zum Veröffentlichungszeitpunkt 19.1. aktualisiert. Sollte keine passende Datengrundlage verfügbar oder veröffentlicht sein, wird als Ersatzwert auf Erhebungen des World Energy Outlooks der IEA zurückgegriffen.

Methodik der HPFC-Bildung

Die Datenquellen zur Bildung der Hourly Price Forward Curve (HPFC) wurden bereits beschrieben. Die Preisverläufe zukünftiger Jahre werden abgeschätzt, indem die Day-Ahead-Preisstruktur des Vorjahres (d.h. durchschnittliche Abweichungen je nach Wochenstunde) auf die bekannten Future-Preisnotierungen der kommenden Monate, Quartale und Jahre mit Handelsergebnisse aufmoduliert werden. Ein beispielhaftes Pattern der resultierenden Strompreiskurve ist in

Abbildung 20 abgebildet. Die Struktur der kurzfristigen Day-Ahead-Preise gruppiert sich um durchschnittliche Preisniveaus der jeweiligen Future-Notierungen, wobei extreme Preisausschläge der historischen Datengrundlage durch die Mittelwertbildung abgemildert werden.

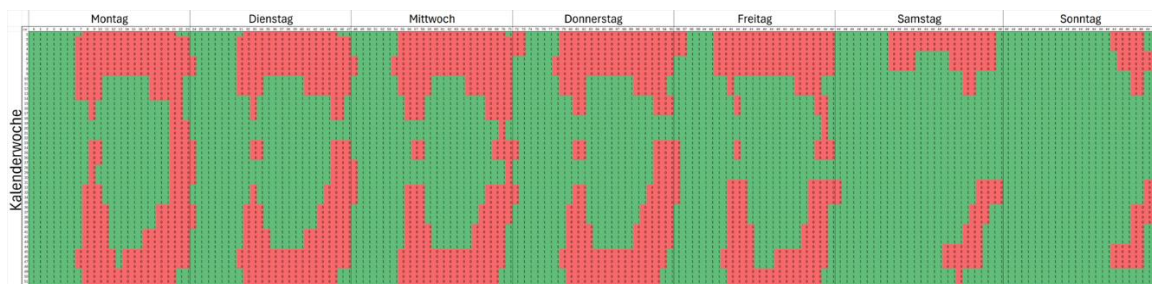
Abbildung 20: Beispiel für Entwicklung der HPFC (Stichtag 19.10.2025)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 21 zeigt resultierende Betriebsstunden einer Elektrolyseur-Einsatzoptimierung anhand der HPFC für das Jahr 2025. Dabei stehen grüne Flächen für Produktionsstunden. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der schnelle Ein- und Abschaltsbetrieb des Elektrolyseurs technisch möglich und auch im Sinne des nachfolgenden Verwertungsprozesses des Wasserstoffs kein Problem darstellt. In realen Fällen, in denen dies nicht zutrifft, entstehen durch die Annahme kurzer Abschaltungen in Morgen- und Abendstunden an Wochentagen gegebenenfalls Kostenunterschätzungen durch die angenommene optimale Einsatzstrategie. In manchen Teilen des Jahres fällt dies weniger ins Gewicht, da an Wochenenden, während der Nacht und während der PV-Spitzenenerzeugungszeiten im Sommer generell längere Produktionsfenster ermöglicht werden.

Abbildung 21: Erzeugungspattern einer volllaststundenoptimierten Erzeugung (bei insgesamt knapp 6.000 Volllaststunden)



Quelle: eigene Darstellung

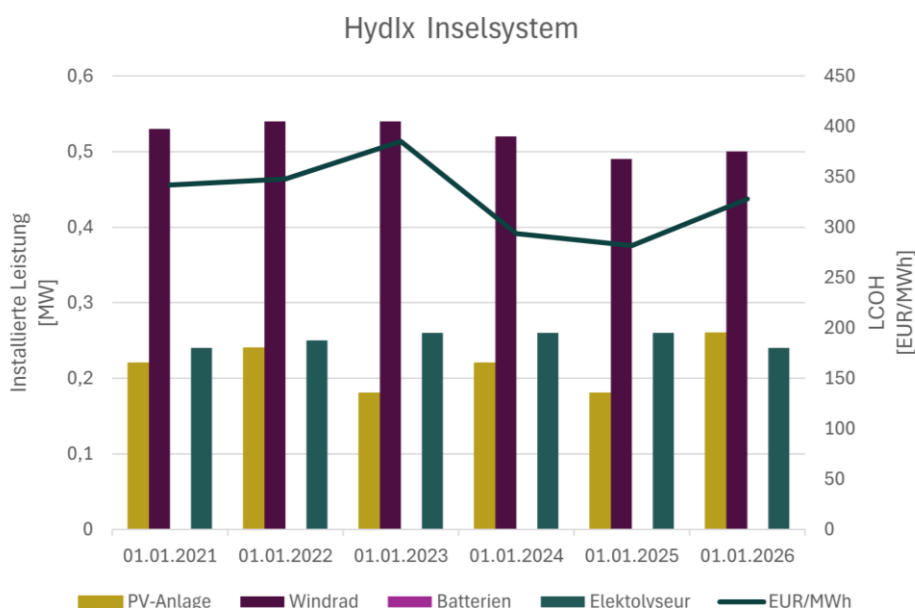
Resultierende Indexwerte

Im Folgenden werden die resultierenden Werte der vier Indexvarianten präsentiert.

1) Hybridpark-Index (Hydlix Island)

Das modellierte Inselsystem weist seit 2024 sinkende Gestehungskosten auf und es ergibt sich für das Jahr 2025 ein Wert von ca. 9,4 €/kg produzierten Wasserstoffes. Windkraft ist in allen betrachteten Jahren die wichtigste Erzeugungstechnologie des Hybridparks. Es ist zu beachten, dass zwar im Kostenoptimum kein Batteriespeicher zugebaut wird, es in der Praxis je nach Verwendung des produzierten Wasserstoffs in nachgelagerten Produktionsschritten aber dennoch sinnvoll sein kann, einen Batteriespeicher zur Zwischenpufferung der Produktion zu unterhalten. In diesem Fall ist der resultierende Indexwert (Abbildung 22) als untere Abschätzung der tatsächlichen Gestehungskosten zu interpretieren.

Abbildung 22: Hybridpark-Index (Hydlix Island)



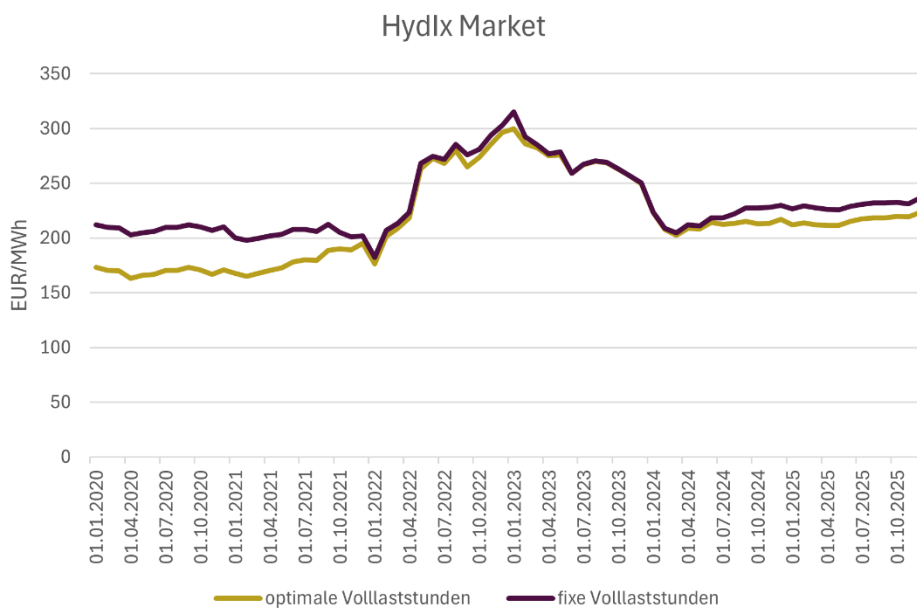
Quelle: eigene Darstellung

2) Netzbezug-Vollkostenindex mit fixen Volllaststunden (Hydlix Market Fix) und 3) Netzbezug-Vollkostenindex mit optimierten Volllaststunden (Hydlix Market Opt)

Die marktbasierten Indizes (siehe Abbildung 23) bewegen sich seit Beginn der Energiepreiskrise oberhalb der 200 €/MWh-Marke, wobei der Index mit optimierten Volllaststunden definitionsgemäß etwas niedrigere Gestehungskosten aufweist. Seit einem lokalen Minimum im ersten und zweiten Quartal 2024 haben sich die Kosten durch das gestiegene

Strompreisniveau und höhere Future-Notierungen erneut erhöht. Ende 2025 bewegen sich die Indizes in einer Größenordnung von ca. 7 €/kg. Hierbei ist zu beachten, dass der Erneuerbaren-Anteil im österreichischen Strommix laut Eurostat 2024 zum ersten Mal knapp über 90% lag – daher sind alle nachfolgenden Werte als Gestehungskosten grünen Wasserstoffs interpretierbar.

Abbildung 23: Netzbezug-Vollkostenindex (Hydix Market Fix und Hydix Market Opt)

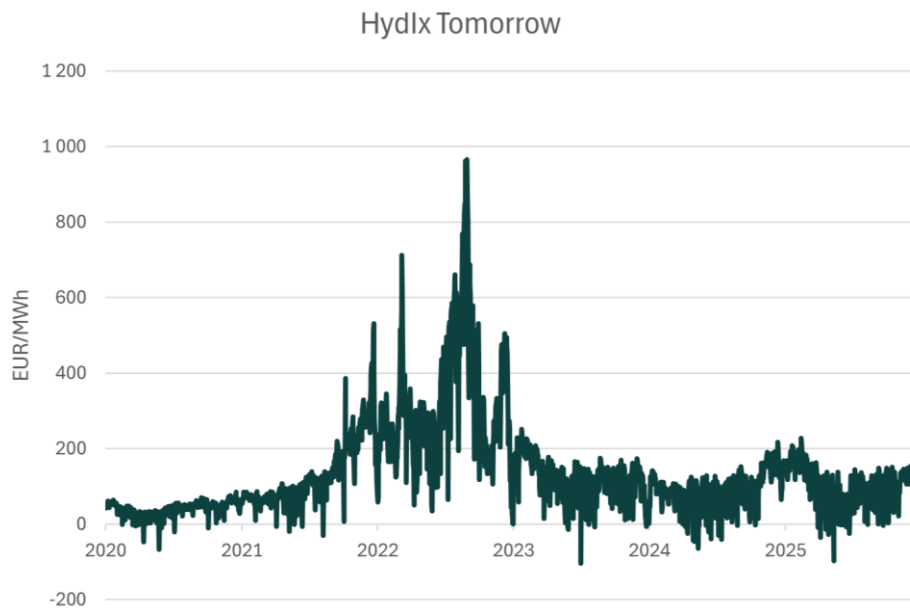


Quelle: eigene Darstellung

4) Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag (Hydix Tomorrow)

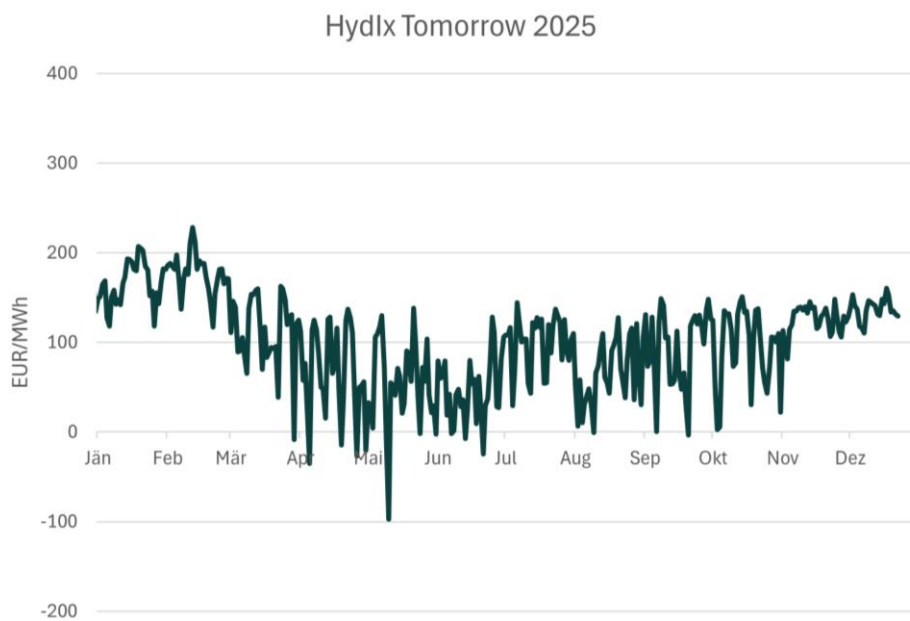
Abbildung 24 (Gesamtentwicklung seit 2020) und Abbildung 25 (Fokus auf Entwicklung im Jahr 2025) zeigen die Entwicklung des kurzfristigen Betriebskostenindex für den Folgetag (Hydix Tomorrow). Während dieser Index eindrucksvoll die Preisentwicklung des Strom-Großhandelsmarktes inklusive der Preiskrise 2022 nachvollzieht, zeigt der Fokus auf Einzeltage auf, dass insbesondere in den Sommerquartalen auch besonders günstige Erzeugungstage auftreten, an denen negative Strompreise sogar eine Wasserstofferzeugung zu marginal negativen Kosten, bzw. Kosten nahe null ermöglichen. Gleichzeitig zeigt sich eine klare Absetzung von diesen Mustern im Winterhalbjahr, in dem solche Bedingungen nur selten vorherrschen. Hier liegen schon die reinen Betriebskosten der Wasserstofferzeugung häufig über 100 €/MWh.

Abbildung 24: Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag seit 2020 (Hydix Tomorrow)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 25: Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag - Entwicklung 2025 (Hydix Tomorrow)



Quelle: eigene Darstellung

4 Nationale Rahmenbedingungen und Policies

An den grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Produktion erneuerbarer Gase hat sich in Österreich im Jahr 2025 nichts Wesentliches geändert. Im Allgemeinen ist die Situation der Marktakteure von einer Abwartehaltung geprägt. Zu den im Jahr 2024 beschlossenen EAG-Investitionszuschüssen gab es lange Zeit keine neuen Informationen, bis am 15. Oktober eine EAG-Novelle im Nationalrat mit der Auszahlung von Mitteln in der Höhe von 20 Millionen Euro für die Umrüstung und Neuerrichtung von Biomethananlagen beschlossen wurde. Wesentliche Rahmenbedingungen werden im **NEKP - Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan** für Österreich (ehemals BMK 2024) für die Periode 2021 bis 2030 abgesteckt:

Quantitative Ziele:

- Mindestens 9,75 % Anteil erneuerbarer Gase bis 2030 (als Gasquote).
- 7,5 TWh erneuerbare Gase (vor allem Biomethan) bis 2030 produzieren.
- 30 % Wirtschaftsdünger-Anteil für Biomethanproduktion.
- Ausbau einer grünen Gaswirtschaft als Baustein zur Dekarbonisierung schwer zu elektrifizierender Sektoren (Industrie, KWK).

Infrastruktur- und Systemziele:

- Aufbau eines österreichischen Hydrogen Backbone (Umwidmung bestehender Leitungen und neue Infrastruktur).
- Förderung von Elektrolysekapazitäten (Ziel: 1 GW bis 2030).
- Inländische erneuerbare Gase haben Priorität gegenüber Importen.

Regulatorische Rahmenziele:

- Erneuerbares-Gas-Gesetz (EGG) als zentrale gesetzliche Grundlage.
- Etablierung eines Herkunftsnachweissystems für erneuerbare Gase.
- Marktintegration durch Netzentgeltbefreiungen und Anschlusskostenübernahmen für Anlagen

Das im aktuellen Regierungsprogramm als einer von drei „Leuchttürmen“ bezeichnete Erneuerbare-Gase-Gesetz (EGG) wurde im Jahr 2025 bearbeitet. Im Gegensatz zu den Bemühungen bisheriger Regierungen fokussiert der aktuelle Entwurf des EGG auf den Energieträger Biomethan. Im Gegensatz zum Vorjahr wird nun kein Quotenmodell, sondern ein Marktprämienmodell angestrebt. Bis 2030 ist nun die zusätzliche Erzeugung von einer Terrawattstunde an national produziertem Biomethan vorgesehen. Im derzeit in interministerieller Abstimmung befindlichen Entwurf ist ein Ausgleich der Differenz zwischen Biomethan-Gebotspreis und einem zu definierendem Referenzmarktpreis vorgesehen, der sich vor allem am Erdgaspreis bemessen wird. Die Fördervergabe soll auf Basis von Ausschreibungen erfolgen. Ein Beschluss des Gesetzes steht bis dato jedoch weiter aus. An dieser Stelle muss explizit darauf hingewiesen werden, dass die Kombinierbarkeit von unterschiedlichen Förderungen (EAG-Investitionszuschüsse vs. künftige Marktprämien) nicht möglich ist.

Im Bereich Wasserstoff wurde im Jahr 2024 und 2025 jeweils eine EU-weite, wettbewerbliche Auktion zur Förderung der Produktion von RFNBO-Wasserstoff durchgeführt. Zwischen den Auktionen fand im Sommer eine Online-Konsultation zur Auktion bzw. zu den weiteren Terms & Conditions der statt. Im Rahmen eines sogenannten „Auction-as-a-Service“-Verfahrens nahm Österreich an der Auktion 2024 teil, um Projekte mit Standort in Österreich im Rahmen des Wasserstoffförderungsgesetzes (WFöG) zu fördern, sofern diese im Rahmen der EU-weiten Auktion keinen Zuschlag erhalten. In Österreich werden hieraus vier Projekte mit einem Fördervolumen von 275 Mio. Euro und einer Gesamtelektrolysekapazität von 171 MW gefördert. Aktuell ist zudem eine Investitionszuschüsseverordnung-Wasserstoff aus dem EAG mit einem Fördervolumen von 20 Mio. EUR in politischer Koordinierung. Diese dient der Umsetzung der Gewährung von Invest-Zuschüssen für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas gemäß § 63 Abs. 1 in Verbindung mit § 62 EAG. Wasserstoff ist auch im Rahmen der Transformation der Industrie förderfähig. Hierzu wurden im Juni Ausschreibekriterien definiert, im Juli ein Leitfaden veröffentlicht. Die Einreichfrist für die Unterstützung der Investitionskosten endete Anfang Oktober.

Obwohl die Anzahl und Größe von inländischen Wasserstoffherstellungs-Projekten steigen, wird auf politischer und wirtschaftlicher Ebene davon ausgegangen, dass zusätzlich noch Importe benötigt werden. Daher hat der Ministerrat im September 2025, ergänzend zur nationalen Wasserstoffstrategie von 2022, die Erstellung einer Importstrategie für klimaneutralen Wasserstoff beschlossen. Die Ausarbeitung der Strategie liegt beim BMWET in Abstimmung mit weiteren Ministerien (BMIMI, BMEIA, BMF), relevanten Akteur:innen

und bestehenden Initiativen. Zur Umsetzung der EU-Richtlinien zu Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff wurde auch der Entwurf zur geplanten Wasserstoffverordnung (WstVO) veröffentlicht. Diese soll die Anforderungen und Kriterien für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) regeln.

Des Weiteren wurde im Jahr 2025 an der Umsetzung des EU-Gasmarktpakets im Rahmen einer Neufassung des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) gearbeitet. Hierbei gab es Stakeholder-Dialoge und -Workshops mit Marktakteuren zu wesentlichen Elementen des geplanten Wasserstoffnetzes, u.a. zu Genehmigung und Finanzierung eines Wasserstoff-Startnetzes. Neben der Finanzierung sind die Dimensionierung, Genehmigungen, die regulatorische Betrachtung von Speichern sowie die Stilllegung von Teilen des bestehenden Erdgasnetzes aktuelle Diskussionsthemen.

Die Marktentwicklung in Österreich wird selbstverständlich auch von internationalen Entwicklungen, Rahmenbedingungen und EU-Policies beeinflusst, welche in den folgenden Kapiteln beschrieben werden.

5 Internationaler und Europäischer Ausblick

In diesem Kapitel wird zunächst ein globaler Blick auf wichtige Märkte und Trends gegeben und danach die legislative Entwicklung auf EU-Ebene beschrieben. In weiterer Folge wird die Situation in ausgesuchten EU-Staaten detaillierter analysiert, da diese auch für österreichische Marktakteure interessant sind.

5.1 Globale Entwicklungen und Trends

Weltweit betrachtet sind die Bestrebungen zur Forcierung von Biogas und Biomethan gemäß der Internationalen Energieagentur (IEA) seit fünf Jahren deutlich gewachsen. Vorangegangene Wachstumsprognosen der IEA wurden entsprechend nach oben korrigiert, wobei die Entwicklung vor allem von Zuwächsen beim Biomethan getragen wird. Global wächst der Markt für Biogas- und Biomethan von 528 TWh im Jahr 2025 auf 644 TWh im Jahr 2030 um insgesamt 22 % (IEA, 2025b).

Die Schlüsselfaktoren für diese positive Entwicklung sind das Thema Energiesicherheit (als Folge der Energiekrise in Europa ab 2022), die Defossilisierung in Hard-to-abate Sektoren, die Reduktion von Methanemissionen, sowie Bestrebungen die Kreislaufwirtschaft zu forcieren und in ländlichen Regionen Wachstum zu schaffen. Ausdruck davon sind zahlreiche Strategien und definierte Ziele für den Zeitraum bis 2030, etwa in der EU, in Indien und in China. Sowohl in Indien als auch China sind traditionelle, kleine Biogasanlagen weit verbreitet, die nun sukzessive auf industrielle Produktion umgestellt werden. In beiden Märkten setzte sich das jährliche Wachstum mit 3-4 % fort.

China hat eine lange Tradition in der Produktion von Biogas und Biomethan. Der aktuell geltende, 14. Fünfjahresplan (2021-2025) fordert den Bau großer Anlagen in Regionen mit entsprechenden, landwirtschaftlichen Rohstoffen. Die Forcierung des Sektors ist eng mit den Zielen der ländlichen Entwicklung und Produktion organischer Düngemittel verknüpft. China setzt bei der Unterstützung der Produktion auf Investitionszuschüsse sowie steuerliche Begünstigungen. Das Wachstum ist im Vergleich zu anderen Weltregionen (z.B. USA,

siehe unten) jedoch verhalten, was auf das Fehlen von langfristigen Unterstützungsmechanismen wie z.B. Marktprämien zurückzuführen ist, um einen langfristigen Betrieb der Anlagen zu sichern. Laut IEA deuten viele Signale darauf hin, dass sich das Wachstum im Biomethanmarkt beschleunigen wird, da u.a. große Energie- und Gasunternehmen in den Markt einsteigen und auch westliche Unternehmen zunehmend Produktionsanlagen errichten. Die Nachfrage nach Biomethan steigt für energetische als auch stoffliche Zwecke, ebenso wird zunehmend Methanol erzeugt, und Bio-LNG vermehrt in der Schifffahrt eingesetzt. Zudem steigt die Nachfrage nach Bio-LNG im Fernverkehr.

In Indien wird die Gasinfrastruktur ausgebaut, um die Abhängigkeit von Kohle zu verringern. Dabei soll auch Biomethan eine wichtige Rolle spielen, da es die Versorgungssicherheit erhöht und die Abhängigkeit von LNG-Importen reduziert. Das Land hat sehr große Potenziale (laut IEA rund 115 bcm) und könnte damit rechnerisch 160% seines derzeitigen Erdgasbedarfs decken. Auch in Indien gibt es einen Trend zur Industrialisierung der Branche. Zur Forcierung des Marktwachstums bestehen unterschiedliche Programme und Initiativen, u.a. auch zur Verfügbarmachung von Reststoffen und Abfällen. Zudem gibt es Beimischungsverpflichtungen, die von 1 % im Jahr 2025 auf 5 % bis zum Geschäftsjahr 2028/29 steigen. Neben der Einspeisung steigt in Indien auch das Interesse an Bio-CNG-Fahrzeugen sowie an der Vermarktung von Flaschengas (wo kein Netzanschluss möglich ist).

Auch Brasilien hat sehr große Potenziale von 102 bcm alleine aus Reststoffen der Agrarwirtschaft. Den Biomethansektor auszubauen, steht im Einklang mit den Zielen des Landes, Energieimporte zu verringern, den Energiesektor zu defossilisieren, sowie die Verwertung von Abfällen und Reststoffen zu verbessern und die Methanemissionen zu senken. Gasproduzenten und Importeure unterliegen einer Beimischungsverpflichtung, die schrittweise auf 10 % erhöht werden soll. Die Endnachfrage stammt hauptsächlich aus der Industrie sowie dem Verkehrssektor. Einer der größten Herausforderungen für die Weiterentwicklung des Biomethansektors ist das begrenzte Erdgasnetz.

Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Ländern, die zwar große Erzeugungspotenziale aufweisen, aber bislang wenig Erfahrung in der Biomethanproduktion hatten. Hierzu zählen auch europäische Staaten wie Spanien, Polen, Irland und die Ukraine. In vielen Staaten und Regionen beschleunigte sich der Ausbau auf in Folge der Festlegung neuer Ziele und Rahmenbedingungen, etwa auch in den USA, wo durch den Inflation Reduction Act großzügige Steuergutschriften eingeführt wurden, die seit 2025 durch das One Big Beautiful Bill Act (OBBBA) fortgeführt werden. Die Vereinigten Staaten sind mit rund 136 PJ der

weltweit größte Produzent von Biomethan, gleichzeitig ist das Wachstum sehr dynamisch: Seit 2020 ist der Markt um den Faktor 2,2 gewachsen. Diese Entwicklung ist v.a. durch die Verwendung im Verkehrssektor als Bio-CNG oder Bio-LNG für den Fernverkehr vorangetrieben worden. Neben steuerlichen Vorteilen wird die Entwicklung auch von Vorteilen aus Emissionszertifikaten, insbesondere in Kalifornien, getrieben. Gemäß IEA fahren 86 % der Erdgasfahrzeuge in den USA mit „renewable natural gas“, d.h. Biomethan. Jüngste technologische Entwicklungen neuer, größerer und effizienterer Erdgasmotoren könnten zu einer breiteren Einführung von gasbetriebenen Fernlastwagen führen und die Biomethannachfrage im Verkehrssektor weiter ankurbeln. Aktuell werden beinahe 60 % des Biomethans im Verkehrssektor verbraucht. Kalifornien und andere Bundesstaaten bereiten sich jedoch darauf vor, Biomethan langfristig ins Erdgasnetz einzuspeisen, da der Verkehr zunehmend elektrifiziert wird. So gibt es bereits freiwillige als auch verbindliche Beimischungsziele, und Gasversorger investieren zunehmend in die Beschaffung als auch Produktion von Biomethan. Ebenso ist die Nutzung in der Industrie im Steigen begriffen, um Nachhaltigkeits-Ziele zu erreichen bzw. „grüne“ Produkte vermarkten zu können. In diesem Sektor sind langfristige Verträge, die Preisschwankungen ausgleichen und Stabilität bieten, beliebt. Die IEA geht davon aus, dass sich die Produktion erneuerbarer Gase in den USA bis 2030 um das 1,6-Fache erhöht, 95 % der neu in Betrieb genommenen Anlagen produzieren „renewable natural gas“ (in der Regel Biomethan).

5.2 Legislative Entwicklungen in der EU

Die wesentlichsten legislativen Entwicklungen in der EU umfassen neben der abschließenden Umsetzung der RED III die REPowerEU-Roadmap, die RE-FuelEU Maritime-Verordnung, den Delegierten Rechtsakt der EU-Kommission zu kohlenstoffarmen Kraftstoffen, den Rahmen für Staatliche Beihilfen (CISAF) sowie freiwillige Zertifizierungssysteme für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBOs).

5.2.1 RED III

Die Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III), die im November 2023 in Kraft trat, markiert den Übergang von rein indikativen Zielen zu verbindlichen sektorspezifischen Quoten. Da die allgemeine Umsetzungsfrist am 21. Mai 2025 abgelaufen ist, steht das Jahr 2026 im Zeichen der europäischen Durchsetzungskontrolle (Infringement Procedures) und der operativen Detailarbeit durch delegierte Rechtsakte.

Auf europäischer Ebene definiert die RED III den Rahmen für den Markthochlauf erneuerbarer Gase durch drei Hebel:

- Anhebung des Gesamtziels: Das verbindliche EU-Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch wurde für 2030 auf 42,5 % angehoben (mit einem indikativen Ziel von 45 %).
- Sektorspezifische RFNBO-Quoten: Erstmals werden verbindliche Quoten für erneuerbare Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs) festgelegt:
 - Industrie: 42 % des in der Industrie verbrauchten Wasserstoffs müssen bis 2030 aus RFNBOs stammen (60 % bis 2035).
 - Verkehr: Ein kombiniertes Ziel für fortschrittliche Biokraftstoffe und RFNBOs von 5,5 %, davon mindestens 1 % RFNBO-Anteil im Jahr 2030.
- Beschleunigungsgebiete (Renewables Acceleration Areas): Die Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Ausweisung von Gebieten, in denen Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energien-Anlagen (inkl. Elektrolyseuren) vereinfacht und auf maximal 12 Monate begrenzt werden.

Ende 2025 ist die europäische Legislative in eine kritische Phase eingetreten:

- Vertragsverletzungsverfahren: Nachdem zum Stichtag im Mai 2025 nur eine Minderheit der Mitgliedstaaten (darunter Dänemark als Vorreiter) eine vollständige Umsetzung gemeldet hatte, hat die EU-Kommission im zweiten Halbjahr 2025 gegen 26 Mitgliedstaaten formelle Mahnschreiben versendet. Dies erhöht den Druck auf nationale Gesetzgeber, die RFNBO-Quoten rechtssicher zu verankern.
- Präzisierung durch Delegierte Rechtsakte: Während die RED III den Rahmen setzt, wird die Marktpraxis 2026 durch ergänzende Verordnungen bestimmt. Besonders relevant ist die finale Ausgestaltung der Kriterien für „Low-Carbon Hydrogen“ (kohlenstoffarmer Wasserstoff), die das komplementäre Gegenstück zu den RFNBO-Kriterien bildet und für die Anrechenbarkeit in der Übergangsphase entscheidend ist (siehe Kapitel 5.2.4).
- Operative Einführung der Union Database (UDB): Die EU-Kommission forciert 2026 die flächendeckende Nutzung der zentralen Unionsdatenbank. Ziel ist die lückenlose Rückverfolgbarkeit von Gasbiomasse und RFNBOs über die gesamte Lieferkette hinweg, um Mehrfachanrechnungen im grenzüberschreitenden EU-Handel (siehe Kap. 5.2.6) technisch auszuschließen (siehe Kapitel 5.2.7).

Für Investoren bedeutet die aktuelle Phase eine Verschiebung der Risikobewertung: Weg von der politischen Grundsatzfrage ("Kommt die RFNBO-Quote?") hin zur technischen Compliance ("Erfüllt mein Projekt die Additionality-Kriterien der Delegierten Rechtsakte?").

5.2.2 REPowerEU-Roadmap

Die Europäische Kommission hat am 6.5.2025 den REPowerEU-Roadmap vorgestellt (European Commission, 2025a). Der Roadmap sieht eine schrittweise Herausnahme von russischem Öl, Gas und Kernenergie von den EU-Märkten vor. Vorgeschlagen wurden unter anderem nationale Pläne zur Unterstützung der EU-Maßnahmen zum Ausstieg aus russischem Gas. Diese Pläne sollten z.B. folgende Angaben enthalten:

- das Volumen der russischen Gasimporte im Rahmen bestehender Verträge, auch bei Verträgen mit Take-or-pay-Klauseln
- einen Zeitplan, einschließlich Meilensteinen zur Unterstützung der EU-Maßnahmen zur Erreichung des Ziels des schrittweisen Ausstiegs aus dem russischen Gas
- Diversifizierungsoptionen und technische Kapazitäten zum Ersatz des russischen Gases, auch durch Zusammenarbeit in bestehenden regionalen Gruppen

Am 17.6.2025 hat die Kommission eine Verordnung vorgeschlagen, um die EU-Mitgliedstaaten zu verpflichten, den EU-weiten Ausstieg aus dem russischen Gas zu planen und zu überwachen (Europäische Kommission, 2025b). Die Mitgliedstaaten sollten bis zum 1. März 2026 im Einklang mit der vorgeschlagenen Verordnung nationale Diversifizierungspläne mit konkreten Maßnahmen und Zeitplänen für die Einstellung der Einfuhren von russischem Erdgas und Öl entwickeln.

5.2.3 REFuelEU Maritime Verordnung

Seit Januar 2024 umfasst das EU-Emissionshandelssystem auch den Seeverkehrssektor, sodass Schiffe mit einer Bruttoreaumzahl von mehr als 5.000 Tonnen ihre Emissionen melden müssen. Als Teil des Legislativpakets „Fit for 55“ der Europäischen Kommission fördert die FuelEU-Seeverkehrsverordnung (Verordnung (EU) 2023/1805) die Verwendung erneuerbarer, kohlenstoffarmer Kraftstoffe und sauberer Energietechnologien für Schiffe (EU-KOM, 2023a). Die Verordnung gilt ab dem 1. Januar 2025 in vollem Umfang.

FuelEU Maritime legt Höchstgrenzen für die jährliche durchschnittliche Treibhausgasintensität (THG) der Energie fest, die von Schiffen mit einer Bruttoreaumzahl von mehr als 5.000 Tonnen verbraucht wird, die europäische Häfen anlaufen, unabhängig von ihrer Flagge. Die Ziele sollen sicherstellen, dass die THG-Intensität der in diesem Sektor verwendeten Kraftstoffe im Laufe der Zeit schrittweise sinkt, beginnend mit einer Verringerung um 2 % bis 2025 und bis zu einer Reduzierung um 80 % bis 2050. Die Ziele umfassen nicht nur CO₂, sondern auch Methan- und Lachgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus der an Bord verwendeten Kraftstoffe auf Well-to-Wake-Basis (WtW). Hierbei handelt es sich um eine Methodik, mit der die gesamten Treibhausgasemissionen (THG) eines Kraftstoffs von der Rohstoffgewinnung bis zu seiner endgültigen Verwendung an Bord eines Schiffes abgeschätzt werden. Biomethan könnte als Ersatz für LNG im Seeverkehr verwendet werden. Somit könnte die FuelEU Seeverkehrsverordnung in Zukunft eine Steigerung des Biomethanverbrauchs auf EU-Ebene ermöglichen.

5.2.4 Delegierter Rechtsakt zu kohlenstoffarmen Kraftstoffen

Die Europäische Kommission hat am 9.7.2025 den Delegierten Rechtsakt mit der Methode zur Bestimmung der THG-Emissionen von kohlenstoffarmem Wasserstoff und kohlenstoffarmen Kraftstoffen veröffentlicht, wie in der Wasserstoff- und Gasmarkttrichtlinie festgelegt. Diese Methode ergänzt die bestehenden Methoden für erneuerbaren Wasserstoff und erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBOs).

Zu den kohlenstoffarmen Kraftstoffen zählen wiederverwertete Kohlenstoffkraftstoffe, die aus nicht recycelbaren fossilen Abfällen und unvermeidbaren Abgasen aus Industrieanlagen hergestellt werden, kohlenstoffarmer Wasserstoff sowie synthetische gasförmige und flüssige Kraftstoffe, die aus kohlenstoffarmem Wasserstoff gewonnen werden und eine THG-Emissionsminderung von 70 % gegenüber der Verwendung fossiler Kraftstoffe ohne Emissionsminderung erzielen.

Ein Ansatz zur Erzeugung von kohlenstoffarmem Wasserstoff umfasst die Reformierung von Erdgas unter Anwendung von CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (CCUS). Dies wird entweder durch die chemische Bindung des abgeschiedenen CO₂ in langlebigen Produkten oder durch dessen dauerhafte Speicherung in tiefen unterirdischen geologischen Formationen erreicht. Die Alternative ist die Erzeugung von kohlenstoffarmem Wasserstoff aus kohlenstoffarmer Elektrizität mittels Elektrolyse.

Die Methodik in dem delegierten Rechtsakt basiert auf einem Lebenszyklusansatz, der alle Emissionen im Zusammenhang mit der Herstellung und Verwendung berücksichtigt, einschließlich der Emissionen aus der Gewinnung von Rohstoffen, der Herstellung, dem Transport und der Verwendung des Kraftstoffs. Die Methodik berücksichtigt auch Methanemissionen und tatsächliche Kohlenstoffabscheidungsraten.

Bei den Standardwerten für THG-Emissionen wird von Inputs zwischen Erdgas aus Pipelines und LNG unterschieden. Für LNG müssen zusätzliche Emissionen (CO₂, CH₄, N₂O) aus der Verflüssigung, des Transports und der LNG-Regasifizierung berücksichtigt werden. Der delegierte Rechtsakt wurde am 21.11.2025 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Dieser Rechtsakt tritt 20 Tage nach seiner Veröffentlichung in Kraft und gilt ab diesem Zeitpunkt.

5.2.5 Rahmen für staatliche Beihilfen im Rahmen des Clean Industrial Deal (CISAF)

Der Rahmen für staatliche Beihilfen im Rahmen des Clean Industrial Deal (CISAF) wurde von der Europäischen Kommission am 25.6.2025 verabschiedet (EU-KOM, 2025e). Der CISAF erleichtert Investitionen in saubere Energie, industrielle Dekarbonisierung und die Herstellung von sauberen Technologien in der EU bis 2030, wie etwa Batterien, Windkraftanlagen, CO₂-Abscheidungsanlagen und Netztechnologien, unter anderem durch Steueranreize für Unternehmen, die saubere Technologien kaufen. Zur industriellen Dekarbonisierung werden Investitionen in Technologien wie Elektrifizierung, Wasserstoff und Kohlenstoffabscheidung gefördert, die Emissionen reduzieren und die Energieeffizienz verbessern. Weiters wird energieintensiven Industrien temporäre Unterstützung geboten, um Stromkosten zu senken und die globale Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Der CISAF zielt darauf ab, die Risiken für private Investitionen in saubere Energie, Infrastruktur und Kreislaufwirtschaft zu reduzieren, indem es öffentliche Mittel dort bereitstellt, wo private Investitionen nicht ohne Unterstützung erfolgen würden. Der CISAF ermöglicht auch eine höhere öffentliche Unterstützung für Projekte in wirtschaftlich weniger entwickelten Regionen, um diese Regionen stärker in den Übergang zur sauberen Industrielwirtschaft einzubinden. Er ersetzt den vorübergehenden Krisen- und Übergangsrahmen (TCTF) und wird bis zum 31. Dezember 2030 in Kraft sein. Bestimmte Standardanforderungen, wie das obligatorische Ausschreibungsverfahren für die Gewährung staatlicher Beihilfen, werden gelockert, was die Nutzung der Regelungen nach ihrer Einführung durch die Mitgliedstaaten beschleunigen wird.

Der CISAF deckt folgende Förderbereiche ab:

- Beihilfen zur Beschleunigung des Ausbaus sauberer Energien und zur Unterstützung für Stromkosten
 - Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien
 - Maßnahmen zur Beschleunigung einer verstärkten Nutzung kohlenstoffarmer Brennstoffe
 - Förderregelungen für nichtfossile Flexibilität
 - Kapazitätsmechanismen nach einem Zielmodell
 - Befristete Strompreisentlastung für energieintensive Verbraucher
- Beihilfen für die Dekarbonisierung der Industrie

Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien

Die Mitgliedstaaten können Regelungen für Investitionen in erneuerbare Energien und Energiespeicherung mit vereinfachten Ausschreibungsverfahren aufstellen, die schnell umgesetzt werden können und gleichzeitig ausreichende Garantien zum Schutz gleicher Wettbewerbsbedingungen enthalten. Konkret betrifft das:

- Investitionen in die Erzeugung erneuerbarer Energie (gemäß Erneuerbaren-Richtlinie 2018/2001), einschließlich RFNBOs – jedoch ausgenommen die Stromerzeugung aus RFNBOs;
- Investitionen in die Speicherung von RFNBOs, Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen, Biogas (inkl. Biomethan) und Biomassebrennstoffen – sofern mindestens 75 % dieser Stoffe jährlich aus einer direkt angeschlossenen Produktionsanlage stammen.

Die staatliche Beihilfe zur Erzeugung von RFNBOs (erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs) darf nur gewährt werden, wenn der Mitgliedstaat sicherstellt, dass diese Kraftstoffe gemäß den Vorgaben der Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2018/2001 und den dazugehörigen Durchführungs- oder delegierten Rechtsakten aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden.

Geförderte Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Energie – mit Ausnahme von Offshore-Windkraft, Wasserkraft (einschließlich Speicherkraftwerken) und erneuerbarem Wasserstoff – müssen innerhalb von 36 Monaten nach Bewilligung abgeschlossen und in Betrieb genommen werden. Die Förderregelung muss Sanktionen vorsehen, falls diese Frist nicht

eingehalten wird. Der Mitgliedstaat muss auch sicherstellen, dass der Grundsatz "Do No Significant Harm (DNSH)" eingehalten wird.

Beihilfen können entweder:

- im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens gewährt werden
- administrativ festgelegt werden (ohne Ausschreibung). In diesem Fall legt der Regulator einen Basispreis für zweiseitige Differenzverträge (zu Englisch „Contracts for Difference“, CfD) so fest, dass die beihilfefähigen Kosten gedeckt sind.

Beschleunigung einer verstärkten Nutzung kohlenstoffarmer Brennstoffe

Dies betrifft Beihilfen für folgende Investitionen:

- Herstellung kohlenstoffarmer Brennstoffe (inkl. wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe, kohlenstoffarmem Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen).
- Herstellung von erneuerbaren Kraft- bzw. Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs und kohlenstoffarmen Brennstoffen, die nicht unter den Abschnitt „Erneuerbare Energien“ fallen.
- Speicherung kohlenstoffarmer Brennstoffe oder Mischungen mit erneuerbaren Kraft- oder Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs.

Die Maßnahmen müssen auch erneuerbaren Kraft- oder Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) offenstehen, wobei mindestens 30 % der Mittel für solche Brennstoffe reserviert sein müssen.

Beihilfen für die Dekarbonisierung der Industrie

Die Investition soll eine Verringerung der THG-Emissionen der bestehenden Anlage um mindestens 40 % bewirken und, was die in Kapitel III der EHS-Richtlinie genannten Anlagen betrifft, soll sie eine Senkung der Treibhausgasemissionen unter das durchschnittliche Emissionsniveau der effizientesten 10 % der Anlagen bewirken.

Bei Beihilferegeln für Investitionen, die Wasserstoff oder daraus gewonnene Brennstoffe nutzen, müssen Mitgliedstaaten sicherstellen, dass diese entweder erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs oder kohlenstoffarme Brennstoffe sind. Diese können mit Wasserstoff aus Biomasse kombiniert werden, der den Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien der Richtlinie (EU) 2018/2001 entspricht.

5.2.6 Freiwillige Zertifizierungssysteme für RFNBOs

Die Erneuerbaren-Richtlinie verlangt, dass erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) bestimmte Kriterien für Nachhaltigkeit und Treibhausgasemissionen entsprechen, um für die Ziele anrechenbar zu sein.

Freiwillige Zertifizierungssysteme und nationale Zertifizierungssysteme der EU-Mitgliedstaaten überprüfen, ob Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Kraftstoffe aus Biomasse sowie erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (RCFs), den EU-Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien der Produktion von RFNBOs einhalten, die in der Erneuerbaren-Richtlinie und ihren Durchführungsvorschriften festgelegt sind.

In der delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 wurde detaillierte Vorschriften festgelegt, um Strom, der für die Erzeugung von RFNBO verwendet wird, als vollständig erneuerbar anzuerkennen (EU-KOM, 2023b).

Laut der delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 müssen die THG-Emissionseinsparungen durch den Einsatz des RFNBO auf Lebenszyklus-Basis mindestens 70 % des fossilen Vergleichswertes betragen (EU-KOM, 2023c). Der bei RFNBO angewandte Wert für den Vergleich mit fossilen Brennstoffen beträgt 94 g CO₂-Äq./MJ.

Drei freiwillige Zertifizierungssysteme für RFNBOs wurden Ende 2024 von der EK anerkannt wie folgt:

- **ISCC EU:** ISCC (International Sustainability & Carbon Certification) ist ein international anerkanntes Zertifizierungssystem für nachhaltige, rückverfolgbare und entwaldungsfreie Lieferketten (ISCC Systems GmbH, 2025). ISCC wurde in einem multi-stakeholder-Prozess entwickelt und wird von einem Verein (ISCC e.V.) geleitet, der sich aus Forschungsinstituten und NGOs, Vertreter:innen der Industrie und Vertreter:innen des öffentlichen Sektors zusammensetzt. Es deckt die gesamte Wertschöpfungskette ab – von der Rohstoffherzeugung bis zum Endprodukt. ISCC EU wurde an die EU-Vorgaben für RFNBOs angepasst. Da das System „ISCC“ zusätzlich zu den Rohstoffen, für die es mit dem Durchführungsbeschluss (EU) 2022/602 (EU-KOM, 2022) anerkannt wurde (d.h. Übereinstimmungen der Lieferungen von Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen mit den Nachhaltigkeitskriterien für landwirtschaftliche Biomasse), nun auch forstwirtschaftliche Biomasse erfasst, deckt es alle Arten von aus Biomasse hergestellten Brennstoffen ab. Darüber hinaus erfasst das System erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete

kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (RCF). Es deckt geografisch die ganze Welt ab und umfasst die gesamte Produktkette (EU-KOM, 2024a).

- **REDcert-EU:** Das REDcert-EU-Zertifizierungssystem wird von der REDcert GmbH betrieben, die auch Inhaber der Marke „REDcert“ ist. REDcert ist ein in Deutschland ansässiger Anbieter von Zertifizierungen für nachhaltige Biomasse, erneuerbare Kraft- und Brennstoffe sowie wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (RCFs) in Europa. Gegründet wurde REDcert 2010 von Verbänden der Agrar- und Biokraftstoffbranche als Reaktion auf die EU-Erneuerbaren-Richtlinie RED I. Daraus entstand das von der EU anerkannte Zertifizierungssystem REDcert-EU, das den Nachweis der Nachhaltigkeit entlang der gesamten Lieferkette ermöglicht (REDcert GmbH, 2025).
- Im Bereich Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomassebrennstoffe umfasst das Zertifizierungssystem alle Rohstoffe einschließlich Abfälle und Reststoffe sowie die gesamte Produktkette (für Biomethan von der Produktionsanlage bis zum Verbrauchsort). Das Zertifizierungssystem umfasst auch alle Arten von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs (RFNBOs) und wiederverwertete kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen (RCF) und deckt die gesamte Produktkette ab (EU-KOM, 2024b). Es hat eine globale geografische Reichweite.
- **CertifHy EU RFNBO:** CertifHy ist ein europäisches Zertifizierungssystem speziell für Wasserstoff. Es wurde ursprünglich entwickelt, um Herkunftsnachweise für erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoff bereitzustellen. Mit der Anerkennung durch die EU deckt CertifHy nun auch die Zertifizierung von RFNBOs ab. Das freiwillige Zertifizierungsprogramm „CertifHy EU RFNBO“ umfasst alle Arten von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs (EU-KOM, 2024c). Es hat eine weltweite geografische Abdeckung und umfasst die gesamte Produktkette. Das freiwillige CertifHy EU RFNBO-System umfasst keine wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe (RCF) und zertifiziert diese auch nicht (CertifHyTM Consortium, 2025).

Diese freiwilligen Zertifizierungssysteme haben auf Basis der Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 (EU-KOM, 2023b) und 2023/1185 (EU-KOM, 2023c) spezifische Anforderungen für die Zertifizierung von RFNBOs entwickelt, die von der Europäischen Kommission (EK) anerkannt wurden. Die Kommission hat im April 2025 eine positive technische Bewertung der aktualisierten Systemdokumente für diese drei freiwilligen Zertifizierungssysteme abgegeben. Die Überarbeitungen wurden vorgenommen, um den gesetzlichen Anforderungen der Richtlinie (EU) 2023/2413 (Europäisches Parlament und Europäischer Rat, 2023), Rechnung zu tragen und gelten ab 21.05.2025.

In Österreich ist die Verordnung über Anforderungen und Kriterien für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs (Wasserstoffverordnung – WstVO)

in politischer Koordinierung (BMWET, 2025). Diese Verordnung dient der Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2018/2001 im Hinblick auf:

1. die Minderung der Treibhausgasemissionen durch die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs,
2. die Einhaltung von Anforderungen für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs und
3. die Überprüfung und Kontrolle durch Zertifizierungssysteme und Zertifizierungsstellen

Laut Verordnungsentwurf muss ein Zertifizierungssystem verwendet werden, welches von der Europäischen Kommission anerkannt ist. Zertifizierungsstellen sind verantwortlich für die Ausstellung der Zertifikate und für Vor-Ort-Kontrollen und müssen sich bei der Umweltbundesamt GmbH registrieren, welche die Überwachungspflichten über Zertifizierungsstellen innehat.

5.2.7 Zertifikatehandel innerhalb der EU

Nachweise und Zertifikate spielen im Bereich der erneuerbaren Gase eine zentrale Rolle und erfüllen unterschiedliche Funktionen. Sie reichen von der Anrechnung auf energiepolitische Ziele über den Ausschluss biogener Emissionen in Emissionsberichten bzw. im Emissionshandelssystem (ETS) bis hin zur Kennzeichnung der Energieherkunft gegenüber Endkundinnen und Endkunden. Ziel dieser Nachweise ist es, Transparenz zu gewährleisten, Vertrauen zu schaffen und die Entwicklung eines internationalen Handels zu ermöglichen. Da sich die verschiedenen Arten von Nachweisen über die Jahre unabhängig voneinander und für unterschiedliche Zwecke entwickelt haben, weisen sie eine ähnliche Terminologie auf, was zu Verwechslungsrisiken führt. Um dem entgegenzuwirken, wurde auf der Webseite www.erneuerbaresgas.at ein Factsheet mit einer Übersicht über die verschiedenen Zertifikate, deren Anwendungsbereiche, Regelungen und Zuständigkeiten veröffentlicht.

Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise

Nachhaltigkeitsnachweise dienen dem Nachweis, dass biogene Energieträger die in der RED verankerten Nachhaltigkeits- und Treibhausgaskriterien erfüllen. Nur dann können sie für die EU-Zielerreichung gemäß Artikel 3 und 25 anerkannt werden. Die Ausstellung eines PoS (Proof of Sustainability = Nachhaltigkeitsnachweis) erfolgt durch einen unabhängigen

Gutachter, der eine Massenbilanz über die eingesetzten Substrate erstellt. Der gesamte Nachweisprozess muss dabei nach einem von der EU anerkannten freiwilligen Zertifizierungssystem (ISCC, REDcert, NTA8080 etc.) oder nach nationalen Nachhaltigkeitskriterien erfolgen. Der PoS dient nicht nur der Zielerrechnung, sondern bildet häufig auch die Grundlage für weitere Anwendungsfälle, etwa den Ausschluss biogener Emissionen in Emissionsberichten bzw. im EU-ETS oder für Fördervoraussetzungen. EU-weit darf der PoS nicht getrennt von der zugehörigen Gasmenge gehandelt werden; alle beteiligten Akteure müssen im jeweiligen Zertifizierungssystem zugelassen sein. Während in vielen Mitgliedsstaaten die Übermittlung des PoS formlos, etwa per PDF, erfolgen kann, bestehen in einigen Staaten – darunter Deutschland und Österreich – strengere Vorgaben. Dort werden PoS in speziellen Datenbanken registriert und nach dem Verkauf automatisch gelöscht, um Doppelanrechnungen zu vermeiden. Auf EU-Ebene wird mit der Union Database (UDB) an einer vergleichbaren zentralen Lösung gearbeitet.

Die Union Database (UDB)

Die Union Database wurde Ende 2018 durch die RED II eingeführt, um die Rückverfolgbarkeit sicherzustellen und Doppelzahlungen beim Einsatz oder Handel gasförmiger und flüssiger erneuerbarer Kraftstoffe zu vermeiden. Mit der Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 wurden 2022 detaillierte Vorgaben zur Nachhaltigkeits- und Treibhausgasverifizierung festgelegt, einschließlich der Verpflichtung, alle Stufen der Lieferkette in der UDB zu registrieren.

Das Jahr 2023 diente als Test- und Übergangsphase. Die produktive Nutzung begann – nach einer zweiwöchigen Verschiebung – am 15. Januar 2024 für flüssige Kraftstoffe. Laut RED III sollte die UDB eigentlich bis zum 21. November 2024 vollständig funktionsfähig sein. Diese Frist bezog sich jedoch lediglich auf die Bereitstellung durch die Europäische Kommission, nicht auf die verpflichtende Nutzung durch Unternehmen. Die UDB ist seit November 2024 online und wird bereits von verschiedenen Akteuren genutzt, ist jedoch nicht öffentlich zugänglich. Verhandlungen zwischen Kommission und Mitgliedsstaaten über die verpflichtende Nutzung dauern aktuell an. Die angestrebte vollständige Funktionsfähigkeit wurde bislang aus zwei Gründen nicht erreicht: (1) fehlende technische Anbindung insbesondere an Gasnetzbetreiber und HKN-Register sowie (2) politischer Druck einzelner Mitgliedsstaaten, die aufgrund technischer Herausforderungen eine Verschiebung der verpflichtenden Nutzung forderten.

Die Kommission arbeitet derzeit an einem Delegierten Rechtsakt, der die Rückverfolgbarkeit bis zum Rohstoffursprung ausweiten und einen verbindlichen Termin für die verpflichtende Nutzung festlegen soll. Die ursprünglich für Juni 2025 geplante Annahme wurde verschoben. Parallel dazu wird die Durchführungsverordnung 2022/996 überarbeitet; deren Abschluss ist bis Ende 2026 vorgesehen.

Ein vollständig öffentlicher Zugang und eine verbindliche Nutzung sind somit absehbar, jedoch noch nicht abschließend geregelt. Erst diese Schritte ermöglichen einen EU-weiten, freien Biomethanhandel samt PoS für alle am Gasnetz angeschlossenen Marktteilnehmer. Unklar ist weiterhin, ob künftig auch Herkunftsnachweise über die UDB gehandelt werden sollen.

Multilaterale Systeme für den grenzüberschreitenden Transfer

Aufgrund der derzeitigen Unsicherheiten sowie der unterschiedlichen Ausgangslagen in den Mitgliedsstaaten haben sich im internationalen Handel mit erneuerbaren Gasen – insbesondere Biomethan – mehrere multilaterale Systeme etabliert.

EECS Gas Scheme der AIB

Das von der Association of Issuing Bodies (AIB) betriebene EECS Gas Scheme ist ein paneuropäisches Regelsystem für den Handel mit Gas-Herkunftsnachweisen und wurde 2019 eingeführt. Es umfasst neun Mitgliedsstaaten (Finnland, Spanien, Belgien, Österreich, Italien, Portugal, Tschechien, Estland und Lettland). Im September 2024 erfolgten die ersten HKN-Transfers über das System. Langfristig soll es alle nationalen HKN-Register vereinen und den internationalen Handel transparenter und sicherer gestalten.

CoO Scheme von ERGaR

Das Certificate of Origin (CoO) Scheme der European Renewable Gas Registry (ERGaR) ist seit 2021 operativ und verfolgt dasselbe Ziel: einen verlässlichen grenzüberschreitenden Markt für erneuerbare Gase zu schaffen. Das CoO basiert auf nationalen Biomethan- bzw. Biogaszertifikaten und ist ein EU-weit harmonisierter freiwilliger Nachweis. Sieben nationale Register (Deutschland, Niederlande, Großbritannien, Österreich, Dänemark, Slowakei und Schweiz) sind beteiligt. Das System ist mit HKN kompatibel; sofern die ausstellende Stelle zugleich das nationale HKN-Register führt, kann ein CoO als HKN verwendet werden. Ist dies nicht der Fall, wie in Österreich, fungiert der CoO als freiwilliger harmonisierter

Nachweis. Insgesamt wurden bereits über 7 TWh erneuerbare Gase über ERGaR übertragen, davon rund 3 TWh allein im Jahr 2024.

Für Handelsbeziehungen zwischen zwei nationalen Registern, die demselben System (EECS oder CoO Scheme) angehören, ist der grenzüberschreitende Transfer unkompliziert möglich. Ist dies nicht der Fall, sind bilaterale Vereinbarungen erforderlich. AIB und ERGaR arbeiten daran, langfristig einen vollständig offenen Markt zu schaffen.

Herausforderungen: Doppelanrechnungen und fehlende Harmonisierung

Die bestehende Vielfalt an Systemen verdeutlicht, dass der internationale Handel mit erneuerbaren Gasen in Europa noch nicht harmonisiert ist. Dies führt insbesondere im Hinblick auf die Gefahr von Doppelanrechnungen zu erheblichen Unsicherheiten. Doppelanrechnungen betreffen nicht nur die mehrfache Zielerreichung derselben Biomethanmenge in verschiedenen Mitgliedsstaaten, sondern auch die parallele Nutzung eines HKN zur Kennzeichnung gegenüber Endkundinnen und Endkunden.

Die UDB könnte wesentlich dazu beitragen, diese Problematik zu lösen. Eine EU-weit einheitliche Datenbank mit Schnittstellen zu den nationalen HKN-Registern würde Transparenz erhöhen und automatische Eigentumsübertragungen gewährleisten. Darüber hinaus wäre eine rechtliche Verknüpfung zwischen HKN und PoS sowie den freiwilligen Zertifizierungssystemen notwendig. Alternativ müsste die RED dahingehend geändert werden, dass HKN für Gas nicht mehr getrennt von Gasvolumina gehandelt werden dürfen.

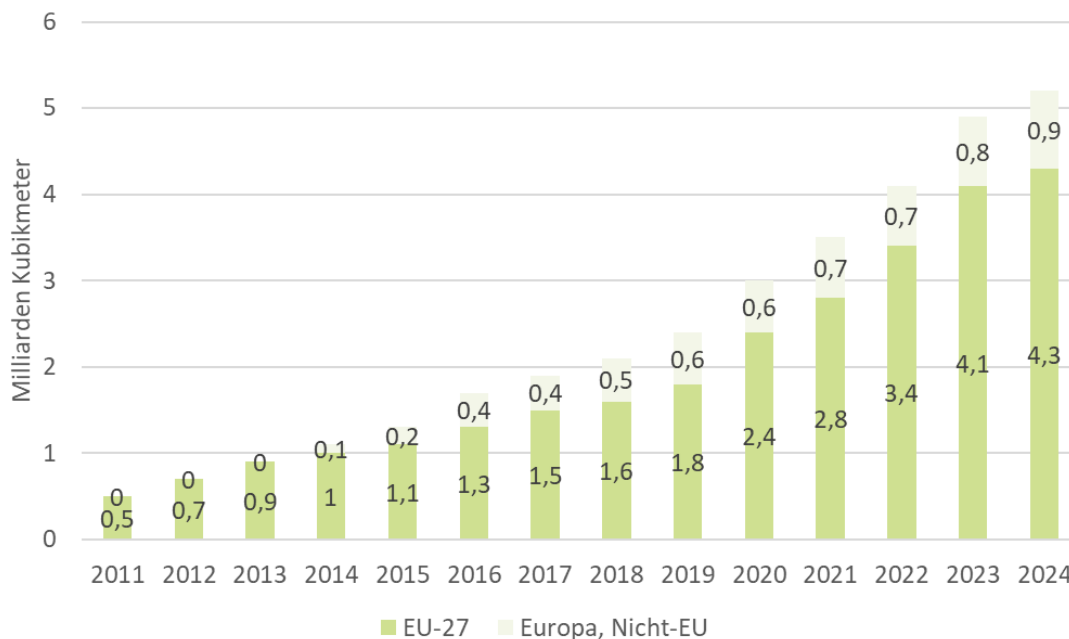
Erst eine Abstimmung zwischen Kommission, Zertifizierungsstellen und nationalen HKN-Registern kann eine einheitliche Lösung für den Zertifikatehandel schaffen. Diese Harmonisierung ist entscheidend, um Unsicherheiten zu beseitigen und den Markthochlauf von Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff zu ermöglichen.

5.3 Biomethanmarkt in der EU

In diesem Abschnitt wird ein Überblick des Biomethanmarkts in der EU dargestellt. Dieser Abschnitt stützt sich in hohem Maße auf Daten der Europäischen Biogasvereinigung (EBA), den Analysen der Internationalen Energieagentur (IEA) sowie Primärdaten von Biomethan-Händlern sowie eigenen Analysen der SEG.

Laut der EBA (EBA, 2025a) betrug die Biomethanerzeugung in Europa im Jahr 2024 insgesamt 5,2 Milliarden m³. Davon entfielen 4,3 Milliarden m³ auf die EU-27 und 0,9 Milliarden m³ auf Nicht-EU-Länder (Norwegen, Schweiz, Island sowie das Vereinigte Königreich), insgesamt also 5,2 Milliarden m³. Das Balkendiagramm unten (Abbildung 26) zeigt die Entwicklung der Biomethanerzeugung in Milliarden Kubikmetern von 2011 bis 2024.

Abbildung 26: Biomethanerzeugung (in Milliarden Kubikmetern) in Europa im Zeitraum 2011-2024



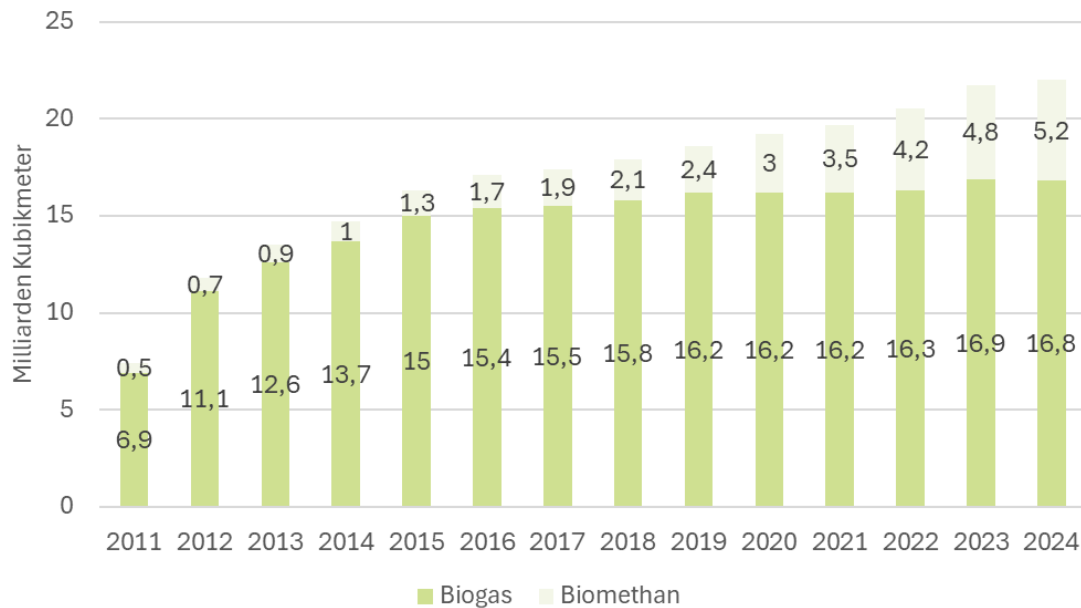
Quelle: EBA, 2025a

Gemäß IEA (2025b) stieg die Produktion von Biomethan im Jahresvergleich 2024 weiter um 14 %. Wachstum gab es in den meisten EU-Staaten, wobei Deutschland (29 % der EU-Produktion), Frankreich, Italien, Dänemark und die Niederlande zusammen 93 % der Gesamtproduktion ausmachen. Auch das Vereinigte Königreich leistet einen bedeutenden Beitrag mit einer Biomethanproduktion, die zusätzlichen 23 % der EU-Gesamtproduktion (des Jahres 2024) entspricht.

Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der kombinierten Energieerzeugung aus Biogas und Biomethan in Europa im Zeitraum von 2011 bis 2024. Im Jahr 2024 wurden insgesamt 22 Milliarden Kubikmeter (bcm, $\approx$ 243 TWh) Biogas und Biomethan produziert. Davon

entfielen 16,8 bcm ($\triangleq$ 186 TWh) auf Biogas und 5,2 bcm ($\triangleq$ 57 TWh) auf Biomethan. Damit setzte sich das über ein Jahrzehnt anhaltende Wachstum fort, bei dem sowohl Biogas als auch insbesondere Biomethan kontinuierlich zugenommen haben.

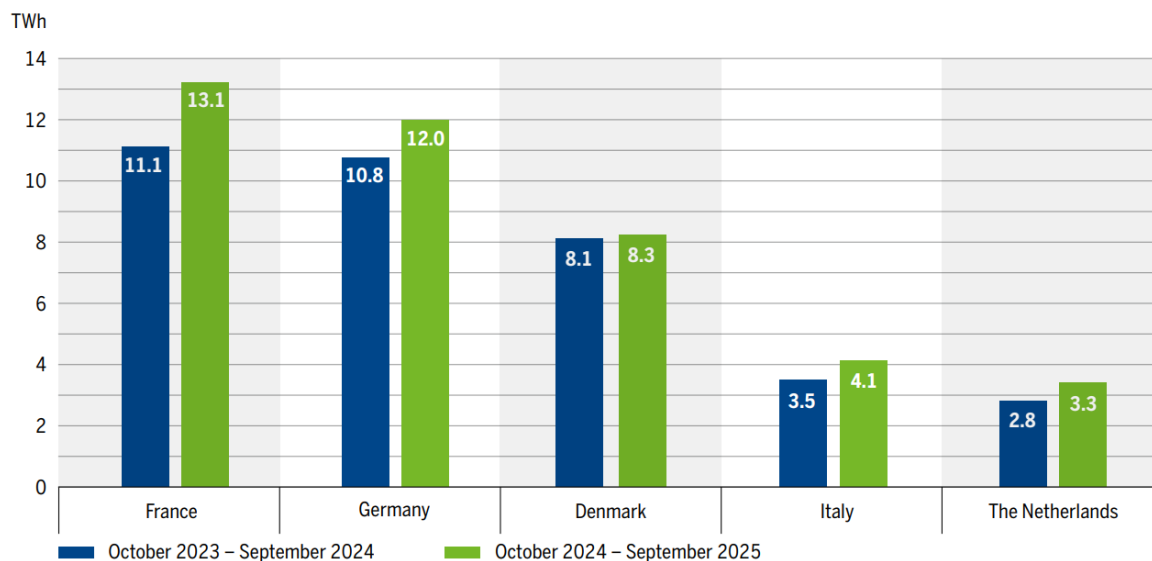
Abbildung 27: Energieerzeugung aus Biogas und Biomethan in Europa im Zeitraum von 2011 bis 2024



Quelle: EBA, 2025a

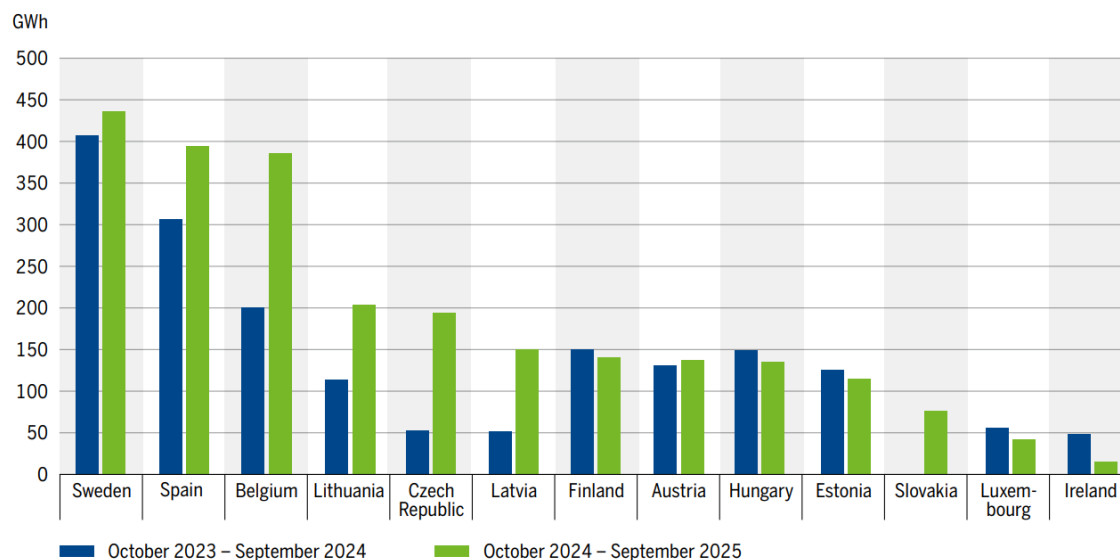
Abbildung 28 zeigt die größten Produzenten der EU, angeführt von Frankreich mit rund 13 TWh eingespeistem Biomethan, dicht gefolgt von Deutschland mit 12 TWh. Die fünf größten Produzenten verzeichnen insgesamt rund 41 TWh, was 72% der in der gesamten EU eingespeisten Menge an Biomethan entspricht. Abbildung 26 zeigt die eingespeisten Mengen der übrigen EU-Länder, die aufgrund der deutlich geringeren Mengen auf einer niedrigeren Skalierung dargestellt werden. Insgesamt lässt sich erkennen, dass in fast allen Ländern ein (teils sehr deutlicher) Anstieg der eingespeisten Mengen zu verzeichnen ist. Zur Erreichung des, in REPowerEU festgesetzten, Ziels von 35 bcm ($\triangleq$ 386 TWh) im Jahr 2030 sind jedenfalls noch deutlich ambitioniertere Maßnahmen erforderlich.

Abbildung 28: Eingespeiste Biomethanmengen der größten Produzenten



Quelle: ENTSOG, 2026

Abbildung 29: Eingespeiste Biomethanmengen der übrigen EU-Länder



Quelle: ENTSOG, 2026

Die IEA geht davon aus, dass die nächsten zwei Jahre entscheidend sein werden, ob die ambitionierten Ziele für 2030 weltweit erreicht werden können oder nicht (IEA, 2025b). Im

Allgemeinen wird der europäische Biomethanmarkt durch teilweise fehlende Unterstützungsmechanismen (wie z.B. in Österreich), durch Unsicherheit betreffend möglicher Änderungen der Förderlandschaft, durch fehlende Datenbanken (UDB), komplexe Zertifizierungen, inhomogene Regelungen für die Anrechenbarkeit auf nationale Ziele, fehlende Nachhaltigkeitskriterien für Biomethan (in der RED), fehlende Strukturen zur nationalen Bilanzierung sowie durch inhomogene Regelungen für gefördertes Biomethan gehemmt.

In Dänemark stagnierte das Wachstum im Jahr 2024 aufgrund höherer Rohstoffkosten und ungünstiger Marktbedingungen. Um größere Exporte der heimischen Produktion zu verhindern, überarbeitet die Regierung steuerliche Regelungen, die für Biomethan gelten. In den Niederlanden wird aktuell an einer Beimischungsverpflichtung (als Quotenmodell) gearbeitet, die 2026 in Kraft treten soll, und für die Netzeinspeisung von Biomethan gilt. Es wird davon ausgegangen, dass dieses Quotenmodell das Wachstum im Biomethanmarkt deutlich erhöht. Andere Länder wie Irland, Spanien und Polen steigerten ihre Biomethanproduktion, jedoch langsamer als in nationalen Zielen vorgesehen. Das EU-Ziel von 35 bcm bis 2030 zu erreichen, muss sich das Wachstum im Biomethanmarkt in der EU-27 weiter beschleunigen. Im Zeitraum 2024-2030 braucht es durchschnittlich etwa 16% Wachstum pro Jahr. In Deutschland, Italien und den Niederlanden bestehen Märkte für Bio-LNG, da es sich zur Defossilisierung und THG-Emissionsreduktion im Schwerlastverkehr eignet. Zudem entsteht in den Niederlanden aktuell ein Markt für Bio-LNG im maritimen Sektor. Der Markt für Biomethan und Nachhaltigkeitsnachweise wird in der EU durch eine starke Fragmentierung von nationalen Regelungen gehemmt (IEA, 2025b).

Tabelle 7 stellt die Anzahl der Biomethananlagen in der EU-27 und Nicht-EU-Ländern im Zeitraum von 2022 bis 2025 (Q1) dar. Bis 2025 (Q1) stieg die Zahl der Biomethananlagen in der EU-27 auf 1.489 – ein Anstieg um 466 Anlagen gegenüber dem Jahr 2022.

Tabelle 7: Anzahl von Biomethananlagen in der EU-27 und in nicht-EU-Ländern (Großbritannien, Island, Norwegen, die Schweiz und die Ukraine) im Zeitraum von 2022 bis 2025 (Q1).

	2022		2023		2024		2025 (Q1)	
	EU-27	Nicht-EU-Länder*	EU-27	Nicht-EU-Länder*	EU-27	Nicht-EU-Länder*	EU-27	Nicht-EU-Länder*
Anzahl von Biomethananlagen	1.023	151	1.324	186	1.364	184	1.489	189

Quelle: European Biogas Association

Tabelle 8 zeigt die Anzahl der in Betrieb befindlichen Biomethananlagen in verschiedenen europäischen Ländern im ersten Quartal 2025. Frankreich (FR) führt mit 760 Anlagen, gefolgt von Deutschland (DE) mit 260 Anlagen und dem Vereinigten Königreich (UK) mit 119 Anlagen. Länder wie Italien (IT), Niederlande (NL) und Schweden (SE) weisen ebenfalls eine hohe Anzahl auf (137, 87 bzw. 63 Anlagen).

Tabelle 8: Anzahl von Biomethananlagen in Europäischen Ländern im Jahr 2025 (Q1)

Land	Anzahl von Anlagen	Land	Anzahl von Anlagen	Land	Anzahl von Anlagen
AT	16	GR	n.a	PT	6
BE	15	HU	2	RO	n.a
BG	n.a	IE	2	SK	2
HR	n.a	IT	137	SL	n.a
CZ	13	LI	1	ES	15
CY	n.a	LV	8	SE	63
DK	58	LT	5	IS	2
DE	260	LU	2	NO	15
EE	8	MT	n.a	CH	46
FI	29	NL	87	UK	119
FR	760	PL	n.a	UA	7

Quelle: EBA, 2025c

Neue Biomethananlagen ab 2020 verwenden hauptsächlich landwirtschaftliche Abfälle, organische Siedlungsabfälle, Klärschlamm aus Kläranlagen und Industrieabfälle als Rohstoffe. Die Umsetzung der RED III wird voraussichtlich die Nachfrage nach nachhaltigen Rohstoffen für die Biomethanerzeugen erhöhen. Der Wettbewerb um abfallbasierte Rohstoffe findet auf der lokalen und regionalen Ebene statt und kann sich in Zukunft aufgrund der geringen Elastizität des Rohstoffangebotes verschärfen. Eine geringe Elastizität bedeutet, dass bei steigender Nachfrage nach einem abfallbasierten Rohstoff das Angebot nicht entsprechend zunimmt – es entsteht also nicht mehr Abfall, nur weil die Nachfrage steigt (Grande Hansen, 2025).

Tabelle 9 stellt die installierte Leistung an Biomethananlagen (in Nm³/h) in Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Dänemark in den Jahren 2024 und 2025 dar. Diese Länder haben die größte installierte Leistung an Biomethananlagen in Europa. 2024 hatte Deutschland die größte installierte Leistung gefolgt von Frankreich und Großbritannien. Der Biomethanmarkt in Frankreich und Italien wächst aber derzeit am schnellsten.

Tabelle 9: Installierte Leistung in ausgewählten Europäischen Ländern (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Dänemark) in den Jahren 2024 und 2025.

Land	Installierte Leistung (Nm³/h)	
	2024	2025
Frankreich	190.711	147.749
Deutschland	157.258	132.818
Italien	99.658	114.358
Großbritannien	93.151	97.757
Dänemark	85.142	85.117

Quelle: EBA, 2025b

Tabelle 10 zeigt die Durchschnittsgröße der Biomethananlagen in Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Dänemark im Jahr 2025. Dabei weist Dänemark mit 1.468 Nm³/h die größte durchschnittliche Anlagenkapazität auf, während Frankreich mit 251 Nm³/h die kleinste Durchschnittsgröße verzeichnet.

Tabelle 10: Durchschnittsgröße der Biomethananlagen in ausgewählten Europäischen Ländern (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Dänemark) im Jahr 2025

Land	Durchschnittsgröße der Anlagen (Nm³/h) im Jahr 2025
Frankreich	251
Deutschland	605
Italien	727
Großbritannien	821
Dänemark	1.468

Im Jahr 2023 wurde 23 % des Biomethans in Europa im Verkehrssektor, 17 % im Gebäudesektor, 15 % für die Stromerzeugung und 13 % in der Industrie verwendet. Tabelle 11 zeigt die Biomethannutzung in Europa nach Sektoren gegliedert.

Tabelle 11: Biomethannutzung nach Sektoren in Europa im Jahr 2023. Europa umfasst EU-27, Großbritannien, Island, Norwegen, die Schweiz und die Ukraine.

Sektor	Anteil (%)
Verkehr	23%
Gebäude	17%
Stromerzeugung	15%

Industrie	13%
Andere	32%

Quelle: European Biogas Association, 2025a.

Die Tabelle 12 gibt einen Überblick über die Ziele ausgesuchter EU-Länder im Bereich Biomethan:

Tabelle 12: Ziele ausgewählter EU-Staaten im Bereich Biomethan

Land	Beschreibung des Ziels
Dänemark	Bis 2030 sollen 100% an grüne Gase ins Gasnetz eingespeist werden
Estland	0,38 TWh (0,04 bcm) Biomethan bis 2030
Finnland	Finnland plant, die Nutzung von Biogas (Biomethan) im Verkehrssektor von 0,4 TWh (0,04 bcm) im Jahr 2022 auf 1,1 TWh (0,105 bcm) bis 2030 zu steigern
Frankreich	44 TWh Biomethan (4,2 bcm bzw. 15 % am nationalen Gasverbrauch) bis 2030
Griechenland	2,1 TWh (0,201 bcm) Biomethan bis 2030
Irland	5,7 TWh (0,54 bcm) ca. 10% am nationalen Gasverbrauch) bis 2030
Italien	59,7 TWh (5,7 bcm) Biomethan bis 2030
Lettland	Erwartete Biomethanerzeugung von ca. 0,21 TWh (0,02 bcm) bis 2030
Litauen	1,4 TWh (0,13 bcm) Biomethan bis 2030
Luxemburg	0,09 TWh Biomethan bis 2030
Niederlande	21 TWh (2,0 bcm) Biomethan bis 2030
Polen	13 TWh (0,99 bcm) Biomethan bis 2030
Portugal	Bis 2030 soll 9,1% des Erdgasverbrauchs durch Biomethan ersetzt werden.
Romania	Bis 2030 bzw. 2050 ist es vorgesehen, dass 5% bzw. 10% des im Erdgasnetz transportierten Gases durch Biomethan substituiert werden
Schweden	9,85 TWh (0,94 bcm) Biomethan bis 2030
Slowenien	Erwartete Biomethanerzeugung von ca. 0,48 TWh (0,05 bcm) bis 2030
Slowakei	2,1-3,1 TWh (0,2-0,3 bcm) Biomethan bis 2030

Land	Beschreibung des Ziels
Spanien	20 TWh (1,91 bcm) Biogas und Biomethan bis 2030
Tschechien	Erwartete Biomethanerzeugung von ca. 5,1 TWh (0,49 bcm) bis 2030

Quelle: Eigene Darstellung

Die Marktgestaltung in diesen Ländern erfolgt durch die unterschiedlichsten Anreize, wie bereits im SEG Marktbericht des Jahres 2024 tabellarisch angeführt. Diese können dort nachgelesen werden und werden daher hier nicht im Detail angeführt. Grob können diese Instrumente in Investitionszuschüsse, Einspeiseprämien, Quotenverpflichtungen, Steuervergünstigungen und in weitere Maßnahmen wie Öffentliche Beschaffung usw., untergliedert werden. Die Komplexität wird nochmal erhöht, wenn innerhalb eines Landes verschiedene Fördermechanismen kombiniert werden. Jedenfalls ist die Komplexität der Förderlandschaft für die Etablierung eines harmonisierten Biomethanmarktes in der EU nicht förderlich. Hinzu kommt, dass die unterschiedlichen Biomethan-THG-Qualitäten (Gülle, Abfälle, usw.) sehr stark schwankende Preise aufweisen. Die fehlende Kompatibilität von Systemen (AIB, ERGAR) sowie das generell volatile Marktumfeld sind für europäische Marktakteure herausfordernd. Dennoch wächst der Biomethanmarkt in der EU kräftig und stetig kommen neue Produktionskapazitäten hinzu. Die Einsatzbereiche von Biomethan sind vielfältig und die Unionsdatenbank (UDB) sollte künftig als zentrales Element für einheitliche Abwicklung von Nachhaltigkeitsinformationen dienen. Perspektivisch unterstreicht auch die RED III die zentrale Rolle von Biomethan als flexibel einsetzbare, speicherbare und klimaneutrale Energiequelle.

5.4 Markthochlauf vom Biomethan in ausgewählten Ländern

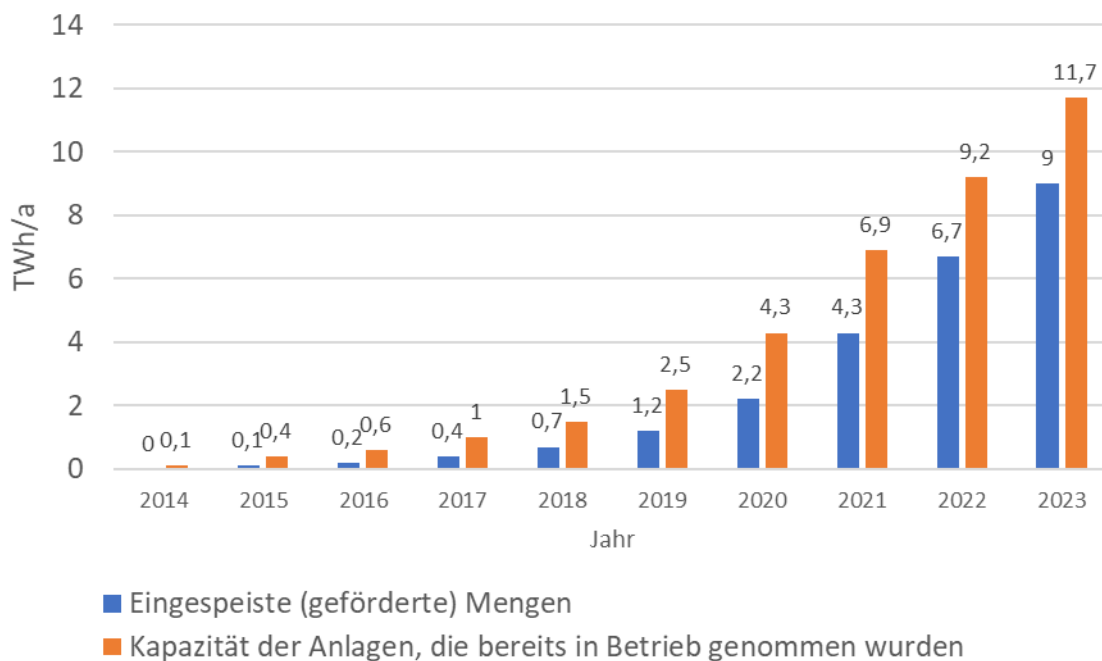
5.4.1 Frankreich

Im Jahr 2023 wurden in Frankreich 19,5 TWh Biogas produziert, wovon 9 TWh als Biomethan ins Gasnetz eingespeist wurden. Ende 2023 waren ca. 652 Anlagen im Betrieb, rund 50 Anlagen sind Kläranlagen und Deponien, die anderen landwirtschaftliche Anlagen.

Die Ziele für die Biomethan-Netzeinspeisung sind auf 14 bis 22 TWh/Jahr im Jahr 2028 festgelegt worden. Die französische Energie- und Klimastrategie schlägt vor, das Ziel für

die Erzeugung von Biogas im Jahr 2030 auf 50 TWh festzulegen, wovon 44 TWh in die Gasnetze eingespeist werden sollen. Abbildung 30 veranschaulicht die Entwicklung der Biomethanproduktion und -einspeisung über die Jahre 2014 bis 2023. Das Diagramm zeigt einen kontinuierlichen und starken Anstieg der Biomethanproduktion und -einspeisung, insbesondere ab dem Jahr 2019.

Abbildung 30: Biomethaneinspeisung in Frankreich im Zeitraum 2014 -2023.



Quelle: CRE, 2024

Französische Beihilferegulung zur Förderung einer nachhaltigen Biomethanproduktion

Die Europäische Kommission hat im Juli 2024 eine französische Regelung iHv. 1,5 Mrd. EUR zur Förderung der Produktion von nachhaltigem Biomethan genehmigt. Die Regelung wurde auf der Grundlage des von der Kommission am 9. März 2023 verabschiedeten und am 20. November 2023 sowie am 2. Mai 2024 geänderten Vorübergehenden Krisen- und Übergangsrahmens für staatliche Beihilfen (TCTF) genehmigt.

Die Maßnahme steht neuen Anlagen mit einer voraussichtlichen Jahresproduktion von Biomethan von mehr als 25 GWh pro Jahr offen. Die Begünstigten werden im Rahmen eines wettbewerbsorientierten Ausschreibungsverfahrens auf der Grundlage des Angebotspreises pro MWh Biomethan ausgewählt. Die Anlagen müssen innerhalb von 36 Monaten

nach Gewährung der Beihilfe fertig gestellt und in Betrieb genommen werden. Mit der Maßnahme soll die Erzeugung von 1,6 TWh/a nachhaltigem Biomethan gefördert werden.

Im Rahmen der Regelung wird die Beihilfe in Form von zweiseitigen Differenzverträgen (CfD) gewährt, die für eine Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen werden. Die Höhe der Beihilfe entspricht der Differenz zwischen dem Basispreis (englisch: strike price), der im Angebot des Begünstigten festgelegt wird („pay as bid“), und dem Marktpreis für Erdgas. Liegt der Marktpreis für Erdgas jedoch über dem Basispreis, wird die Differenz zwischen den beiden Preisen an den Staat zurückgezahlt.

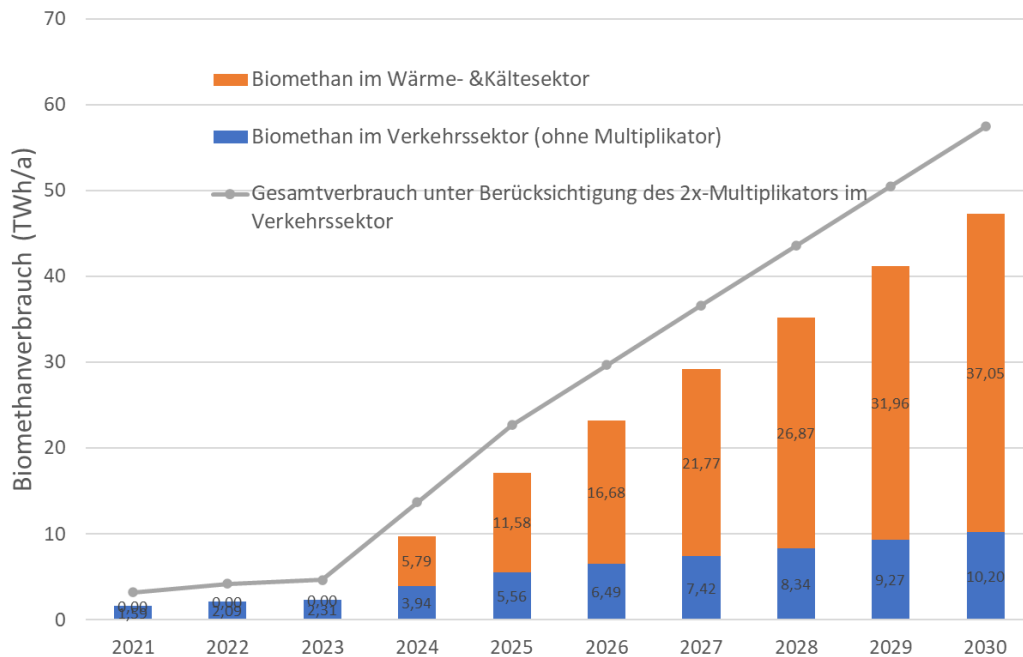
5.4.2 Italien

Im Jahr 2024 gab es in Italien 115 Biomethananlagen, die an das Gasnetz angeschlossen sind und eine Gesamtproduktionskapazität von etwa 860 Millionen Kubikmeter pro Jahr haben. Italien ist damit ein wichtiger Biomethanmarkt.

Laut IEA (2025b) wird fast die gesamte Biomethanproduktion im Verkehrssektor eingesetzt, dies soll sich jedoch bis 2030 zugunsten des Einsatzes im Wärme- und Kältesektor verändern (siehe unten). Italien verfügt über die größte Erdgasfahrzeugflotte in Europa, die zu 60 % mit Biomethan betrieben wird. Siedlungsabfälle machen rund 45 % der eingesetzten Substrate aus, der Rest stammt aus der Landwirtschaft. Der Biomethanmarkt in Italien ist in den letzten Jahren stark gewachsen, jedoch hat sich das Wachstum in den letzten zwei Jahren aufgrund von Herausforderungen bei Genehmigungen und beim Rohstoffbezug verlangsamt.

Abbildung 31 stellt der Biomethanverbrauch in den Sektoren Wärme und Kälte beziehungsweise Verkehr bis zum Jahr 2030 gemäß dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) dar. Der Biomethanverbrauch im Verkehrssektor wird ohne 2-fachen Multiplikator dargestellt. Weiters wird der gesamte Biomethanverbrauch unter Berücksichtigung des 2-fachen-Multiplikators dargestellt, der laut Artikel 27 Abs. 2 lit. c von Richtlinie (EU) 2023/2413 für Biomethan im Verkehrssektor vorgesehen ist, sofern dieses aus den in Anhang IX aufgeführten Rohstoffen hergestellt wurde (Europäisches Parlament und Europäischer Rat, 2023). Bis 2030 sollen 5,7 Mrd. Kubikmeter Biomethan erzeugt werden. Dieses Ziel berücksichtigt den obengenannten 2-fachen Multiplikator für Biomethan im Verkehrssektor.

Abbildung 31: Biomethanverbrauch in Italien im Zeitraum von 2021 bis 2030



Quelle: Italian Ministry of Environment and Energy Security, 2024

Die Regierung hat im Rahmen des Nationalen Aufbau- und Resilienzplan zwischen 2023 und 2025 1,73 Milliarden Euro bereitgestellt, um den Bau neuer Anlagen und die Umrüstung von Biogasanlagen zu fördern. Es gibt zwei Arten von Förderungen, nämlich Investitionszuschüsse und Anreiztarife. Neu errichtete Anlagen zur Erzeugung von Biomethan, die mit landwirtschaftlichen Grundstoffen und organischen Abfällen betrieben werden, oder landwirtschaftliche Biogasanlagen, die umgerüstet werden, können einen Investitionszuschuss beantragen. Ein Anreiztarif für die Nettoproduktion von Biomethan wird über Auktionen für eine Dauer von 15 Jahren vergeben:

- kleine landwirtschaftliche Anlagen ($\leq 100 \text{ Nm}^3/\text{h}$): 115 EUR/MWh
- sonstige landwirtschaftliche Anlagen ($>100 \text{ Nm}^3/\text{h}$): 110 EUR/MWh

Der Ministerialerlass DM 09/2022 hat eine Förderquote von 257.000 Nm^3/h zusätzlicher Produktionskapazität (entspricht über 2 Milliarden Kubikmetern pro Jahr) festgelegt, die über von der zuständige Behörde GSE („Gestore dei Servizi Energetici“) durchgeführte Ausschreibungen vergeben werden sollte. Bis heute wurden über 97 % dieser Quote im Rahmen der ersten fünf Ausschreibungen vergeben, wodurch Anreize für 560 neue genehmigte Projekte geschaffen wurden (PwC Italy, 2025).

Die Umstellung von Biogasanlagen auf Biomethan ist schwierig und nicht immer rentabel, vor allem für kleinere Anlagen oder solche, die zu weit vom Gasversorgungsnetz entfernt sind. Die Entscheidung über die Umstellung der Anlagen wird auch durch einen Widerspruch zwischen den Förderregelungen für Biomethan und Biogas erschwert, der die Teilnahme an den Auktionen gebremst hat. Dies gilt auch für neue Biogasanlagen. Die preisgestützten Förderungen für Biogasanlagen, die Strom erzeugen, sind wie folgt:

„Garantierte Mindestpreise“ (GMP) für bestehende Biogasanlagen: Diese Regelung unterstützt Biogasanlagen, die Strom erzeugen, deren Förderungen bis zum 31. Dezember 2027 auslaufen oder die innerhalb derselben Frist auf die Förderungen verzichten, um dieser Regelung beizutreten. Die GMP sollen die Betriebskosten der Anlagen decken, um die Kontinuität der Produktion zu gewährleisten, wobei auch die Rohstoffkosten berücksichtigt werden, um eine kosteneffiziente Stromerzeugung zu fördern. Diese Mindestpreise sollen nach Leistung und Art der Anlage gestaffelt sein (Südtiroler Bauernbund, 2024).

Regelung FER2 für neue Biogasanlagen: Neue Biogasanlagen mit einer Leistung unter 300 kWe, die Strom erzeugen, und nach dem 28.2.2025 mit dem Bau begonnen haben, können einen Ökostromtarif von 233 EUR/MWh beantragen.

5.4.3 Deutschland

Deutschland ist nach wie vor der größte Biomethanmarkt in der EU. Allerdings ist die Produktion in den letzten Jahren stagnierend, wohingegen die Nachbarländer Dänemark, Frankreich einen steilen Aufstieg der Produktionsmengen verzeichnen konnten. Ebenso wie in Österreich sind auch in Deutschland bestehende Biogasanlagen, die für eine Umrüstung auf Biomethan-Netzeinspeisung in Frage kommen, teils 20 Jahre alt und älter. Aufgrund seiner Marktgröße wird die Entwicklung in Deutschland entscheidend sein, um die EU-Ziele von 35 bcm bis 2030 zu erreichen (IEA, 2025b). In weiterer Folge wird im Detail auf den deutschen Kraftstoffmarkt eingegangen, weil dieser ein wichtiger Absatzmarkt für Biomethan für viele Mitgliedstaaten ist.

Neben der geförderten Netzeinspeisung von Biomethan ist der Einsatz im Verkehrsbereich – vor allem in Deutschland – ein bedeutender Markt für Biomethanmengen und Nachhaltigkeitszertifikate, der auch die Biomethanmärkte in anderen EU-Staaten sowie Österreich beeinflusst. Die Defossilisierung des deutschen Verkehrssektors wird indirekt von der RED und deren Umsetzung in nationales Recht in Deutschland getrieben. Aufgrund ambitionierterer Zielvorgaben in der RED II ergibt sich in Zukunft allgemein eine höhere Nachfrage

nach Zertifikaten zur THG-Quotenerfüllung und weiters auch nach unterschiedlichen Biokraftstoffen im Verkehrssektor. Aufgrund sich ändernder Rahmenbedingungen kann davon ausgegangen werden, dass gewisse alternative Kraftstoffe (als Konkurrenz zur Quotenerfüllung mittels Biomethan) im Markt wachsen werden. Dies gilt für HVO und UCOME-Produkte, da deren Quote erhöht wird, und generell für RFNBO, für die es eine Mindestquote geben wird. Andere Konkurrenzprodukte wie POME-basierte Biofuels werden nicht mehr anrechenbar und daher unattraktiv. Für den Biomethanmarkt ist dies insofern relevant, als dass andere Biokraftstoffe in Konkurrenz zum Biomethan stehen und somit dessen Nachfrage und Preise beeinflussen. Die Erfüllung der RFNBO-Quoten wird von vielen Experten als (technisch) unrealistisch gesehen, da Mengen und Produktionskapazitäten fehlen. Darüber hinaus konkurrieren die anderen alternativen Kraftstoffe untereinander (z.B. HVO und SAF, diese greifen auf die gleichen Rohstoffe und Produktionskapazitäten zu), was auch den Biomethanmarkt beeinflusst. Insbesondere die neue RFNBO-Quote im Verkehrssektor gilt als sehr anspruchsvoll und wird voraussichtlich zu einem strukturellen Angebotsengpass führen.

Für Biomethan gibt es im deutschen Verkehrssektor zwei wesentliche Vorteile gegenüber anderen Kraftstoffen: erstens waren Sie bislang doppelt anrechenbar, zweitens erreicht man mit Biomethan die spezifisch höchste THG-Einsparung, nämlich bis zu 200% bei gülle-basiertem Biomethan (zum Vergleich: mit HVO-Produkten – dem „zweitbesten“ Produkt – lassen sich „nur“ bis zu 80% THG-Einsparung erzielen). Diese sehr hohen Einsparwerte ergeben sich u.a. aus den „avoided emissions“ bei der Güllebehandlung; die exakten Werte variieren je nach einzelbetrieblichem THG-Nachweis. Aus diesem Grund werden Mengen aus unterschiedlichen Staaten (wie auch Österreich) nach Deutschland verkauft, um im Verkehrssektor zur THG-Quotenanrechnung angerechnet zu werden. Der Import aus Drittstaaten (z.B. Ukraine) ist auch künftig lt. RED III erlaubt, sofern diese physisch ans Gasnetz der EU angeschlossen sind und die europäischen Regelungen zur THG-Einsparung sowie entsprechende Kontrollen durchführbar sind, jedoch bestehen administrative Hürden (fehlende Umsetzung der UDB).

Ab Jahreswechsel 2025/2026 wird die doppelte Quotenanrechnung für Biomethan in Deutschland gekippt, was die Marktdynamik bereits im Herbst 2025 direkt beeinflusst: Die Biomethanpreise in Deutschland schwankten seit Dezember 2023 zwischen 100 und 150 €/MWh, es kommt jedoch zu einer zunehmenden Entkoppelung der Zertifikatspreise von den Preisen für (physisches) Biomethan. Im November des Jahres 2025 notierten die Preise für Gülle-Biomethan (die „wertvollste“ Kategorie, da beste THG-Werte) in Deutschland bei rund 148 €/MWh, andere Märkte waren deutlich billiger (Dänemark 126 €/MWh,

Niederlande 129 €/MWh). Unterschiedliche Feedstocks haben unterschiedliche THG-Minderungen und daher Wertigkeiten. Für abfallbasiertes Biomethan gibt es im deutschen Verkehrssektor bislang wenig Nachfrage – Mengen werden v.a. ins EU-Ausland verkauft, allen voran ins Vereinigte Königreich, um dort im Verkehrssektor eingesetzt zu werden.

Der Wegfall der Doppelanrechnung bedeutet, dass man die zweifache Menge benötigt, um auf das gleiche Ziel zu kommen. Eine größere Nachfrage bedeutet in der Regel steigende Preise. Kurzfristig könnte der Wegfall jedoch zu einem gegenläufigen Effekt führen, da Biomethan ohne Doppelanrechnung pro MWh weniger „wert“ ist und der Preis dadurch vorübergehend unter Druck geraten kann. Mittelfristig steigt die Nachfrage dann wieder, weil für dieselbe THG-Quotenerfüllung mehr physisches Biomethan benötigt wird. Allerdings fahren bereits jetzt LNG/CNG-Fahrzeuge fast ausschließlich mit Biomethan (da es die effektivste Methode zur Quotenerfüllung ist), eine schnelle Steigerung der Mengen ist aus technischen Gründen schwer möglich, auch weil es keine ausreichenden Kapazitäten am Fahrzeugmarkt für zusätzliche LNG/CNG-Fahrzeuge gibt. Der Wegfall der Doppelanrechnung bedeutet daher mehr Konkurrenz mit anderen Biokraftstoffen – dennoch bleibt Biomethan die günstigste Option, um CO₂-Einsparungen im deutschen Verkehrssektor zu realisieren. Die bisherige Doppelanrechnung war eine rein nationale deutsche Förderlogik; sie ist nicht Teil der RED III. Die Einspeisung von Biomethan zum Verkauf im Raumwärmemarkt steht direkt in Konkurrenz mit günstigem Erdgas und ist in Deutschland im Vergleich zum Biokraftstoffmarkt nach wie vor weniger attraktiv.

Einfluss auf die Biomethan-Nachfrage und damit auf die Preise hat auch der maritime Sektor, wo derzeit große Mengen an Bio-LNG nachgefragt werden. Der maritime Sektor entwickelt sich zu einem bedeutenden zusätzlichen Nachfragetreiber, da Reedereien zunehmend Biomethan (Bio-LNG) zur Erreichung eigener Klimaziele einsetzen.

5.4.4 Dänemark

Dänemark hat in den letzten Jahren einen tiefgreifenden Wandel des gesamten Gassektors erlebt. Die Produktion von Biomethan hat seit 2014 stark zugenommen und erreichte im Jahr 2024 rund 40 % des gesamten Gasverbrauchs, bzw. annähernd 10 TWh. Gleichzeitig ist der gesamte Verbrauch an Gas aus dem Netz in den letzten 20 Jahren um rund die Hälfte gesunken, vor allem aufgrund der sinkenden Nachfrage in Haushalten sowie in KWK-Anlagen. Der Anteil der Hochtemperatur-Prozesswärme am Gasverbrauch wird von derzeit etwa 20 % bis zum Jahr 2050 auf deutlich über 50 % steigen.

Der Markthochlauf wird durch eine nationale Strategie („green gas strategy“) gesteuert, welche im Dezember 2021 publiziert wurde. Die inhaltlichen Schwerpunkte sind, dass Dänemark den Gasverbrauch in Zukunft prioritär in der Industrie mit Hochtemperaturprozessen sieht, bei gleichzeitigem Phase-Out der Nutzung in Haushalten. Zudem ist die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch (speicherbares) Biomethan ein zentrales Anliegen, etwa bei Windstille. Außerdem sind die Reduktion von Methanemissionen aus der Tierhaltung, das Schließen von Nährstoffkreisläufen sowie die Reduktion von der Nitratbelastung wichtige Aspekte der Biomethanproduktion. Das Ziel der dänischen Regierung lautet, die Gasversorgung bis 2035 zur Gänze auf erneuerbare Gase umzustellen.

Bei den Fördermechanismen lag der Fokus in Dänemark zu Beginn (ab 2014) darauf, die Produktion hochzufahren und zu einem späteren Zeitpunkt die Kosten der staatlichen Unterstützung zu senken. Vor 2012 gab es Förderungen für Biogas-KWK, von 2012-2019 Einspeisevergütungen (auf 20 Jahre) für Biomethan und Steuererleichterungen für KWK und Wärme. Ab 2020 wurde auf ein Auktionssystem umgestellt. Die bis dahin vom Staat investierte Summe betrug rund 1,7 Mrd. Euro Unterstützungsvolumen. In Zukunft (2028) wird auch ein Quotensystem in Kombination mit Steuererleichterungen angedacht, da hier die Gaskunden an Stelle der Allgemeinheit für die finanziellen Mittel aufkommen würden. Ergänzend gibt es Vorgaben für die Gemeinden, welchen in kommunalen Plänen u.a. Flächen reservieren müssen, die für die Biomethanproduktion geeignet sind. Die Pläne und deren Einhaltung werden von der Dänischen Energieagentur geprüft.

Diese hat in Technologieprojektionen auch die zukünftigen Gestehungskosten analysiert. PV und Wind sind in Dänemark auch bis 2050 deutlich kostengünstiger zu produzieren als Biomethan. Allerdings ist Biomethan wesentlich günstiger als Power-to-Gas, Ammoniak- oder Methanolproduktion. Auch die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff mittels Elektrolyse ist teurer, könnte jedoch langfristig günstiger als Biomethan werden. Gemäß der Dänischen Energieagentur (DEA, 2025) lagen die LCOE für Biomethan im Jahr 2024 bei rund 50€/MWh. Diese Gestehungskosten sind durch die Größe der Anlagen (im Schnitt 1.468 Nm³/h) und eine sehr effiziente Logistik mittels 40-Tonnen LKW und einer hohen Industrialisierung und Automatisierung bedingt. Bei den Anlagen kommen (aufgrund der Größen) zur Aufreinigung vor allem Wasser- und Aminwäscher zum Einsatz, Membranreinigung spielt nur eine untergeordnete Rolle. Das abgeschiedene CO₂ wird in der Getränkeproduktion (Brauerei Carlsberg) eingesetzt. Weitere Verwendungsmöglichkeiten umfassen kontrollierte Atmosphären in der Lebensmittelindustrie, die Landwirtschaft (Gewächshäuser sowie in Schlachtereien). Künftige Einsatzmöglichkeiten im Energiesektor (E-Fuels) bzw. der Chemie- und Bauindustrie werden untersucht. In der Industrie bestehen schon

heute Anreize zum Einsatz von Biomethan: dieses ist von der CO₂-Steuer befreit, bietet Vorteile in Bezug auf Verpflichtungen gemäß ETS oder in der Nachhaltigkeitsberichterstattung.

Die Biomethanproduktion basiert überwiegend auf Gülle. Bezogen auf die produzierte Gasmenge sind die drei wichtigsten Substrate Gülle (35,2 %), Glyzerin (17,8 %), und Stroh bzw. Ernterückständen (in Summe 8,4 %; Daten Stand 2023). Für die Landwirtschaft ist die Produktion von Düngemitteln (in Form von Gärrest) betriebswirtschaftlich attraktiv. Bis zu 25 % Abfälle können in der Produktion eingesetzt werden, damit der Gärrest noch auf die Felder ausgebracht werden darf. Obwohl Dänemark mit 2,4 Mio. ha in Summe geringere Agrarflächen als Österreich (2,6 Mio.) aufweist, ist die Tierhaltung mit rund 5 Mio. Großvieheinheiten (GVE) deutlich größer als jene in Österreich (< 3 Mio. GVE). Der Fokus der dänischen Produktion liegt auf Schweinen. Das Potenzial an Gülle (derzeit 6 PJ Biomethan) ist großteils noch nicht erschlossen – bis zum Jahr 2030 könnten 12 PJ Biomethan aus Gülle verfügbar sein, im Jahr 2040 sogar 20 PJ. Noch größere Potenziale bestehen beim Stroh. Derzeit liegt die Erzeugung bei rund 5 PJ Biomethan aus Stroh, die Potenziale könnten 2030 15 PJ erreichen. Langfristig (2040) stehen sogar 45 PJ zur Verfügung. Das Ziel, bis 2035 100 % Biomethan im Gasnetz zu haben, ist jedenfalls mit inländischen Rohstoffen erreichbar (Biogas Danmark 2025). Vorhandene Regelungen beschränken den Einsatz von Energiepflanzen auf maximal 4 %, der Einsatz von Mais ist seit 2025 nicht erlaubt. Außerdem werden die Methanemissionen seit 2023 geregelt, indem Leckagen detektiert und ausgebessert werden müssen – dies wird unabhängig kontrolliert. Die Punktquellen aus der Aufreinigung sind mit 1 % gedeckelt (DEA, 2025).

Der gesamte dänische Gassektor und damit auch die Gas-Infrastruktur sind mitten in einem dynamischen Wandel. Früher haben wenige Punkt-Quellen (Erdgasfelder in der Nordsee) Verbraucher in der Fläche (Haushalte) versorgt. Nun erfolgt die Erzeugung in vielen Biomethananlagen in der Fläche und die Verbraucher sind zunehmende Punktsenken (Industrie). Die Komplexität wird in Zukunft weiter zunehmen, wenn neben Biomethan auch Wasserstoff, Power-to-Gas und CO₂ in das System integriert werden. Darüber hinaus ist die (laufende) Anpassung von Fördermechanismen ein wichtiger Faktor für die weitere Marktentwicklung.

Das dänische Gasnetz umfasst rund 1.100 km Hochdruckleitung (80 bar), 17.000 km mit 40 bar und zwei Gasspeicher mit etwas mehr als 9 TWh Kapazität (Energienet, 2025). Auf der Verteilnetz-Ebene (4 bar) kommen weitere 18.400 km hinzu. Derzeit sind 57 Biomethan-Produzenten an das Verteilnetz angeschlossen, welches rund 300.000 Kunden beliefert

(Evida, 2025). Die Biomethan-Einspeisepunkte erlauben bis zu 0,5 % Sauerstoff (O_2), während Exportpunkte (z.B. nach Deutschland) extrem niedrige Grenzwerte (0,001 %) erfordern. In Dänemark ist der Netzanschluss (einmalig) vom Biomethan-Produzenten zu bezahlen, ebenso ist eine jährliche Gebühr (gemessen am Volumen und Einspeiseleistung) zu entrichten. Die Gasqualität und die Abrechnung werden über eine Gasqualitäts-Simulation gesteuert. Bei den Speichern kommt es seit 2022 zu bislang ungeklärten Ablagerungen, die den Betrieb negativ beeinflussen (Gas Storage Denmark, 2025).

6 Handlungsempfehlungen der SEG

Erneuerbare Gase werden eine Schlüsselrolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen müssen, wenn dieses langfristig defossilisiert wird. Gasförmige Energieträger sorgen für die notwendige Flexibilität, saisonale Speicherbarkeit und Sektorkopplung, die ein weitgehend auf fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen basierendes Energiesystem erfordert. Zudem ergänzen erneuerbare Gase elektrische Lösungen dort, wo die Elektrifizierung technisch nicht oder nur eingeschränkt möglich ist.

Der Umbau des Energiesystems und damit der Gasversorgung ist ein Vorhaben, welches sich über Jahrzehnte erstreckt. Infrastrukturelle und energiewirtschaftliche Fragestellungen bedingen lange Planungszeiträume und große Investitionen. Je nach betrachteter Ebene (national – regional – lokal), unterschiedlicher Technologie, Marktreife oder Themenbereich (rechtlich – technisch – wirtschaftlich) gibt es eine Vielzahl an möglichen Empfehlungen, die den Markthochlauf unterstützen können. Zusätzlich zur direkten Produktionsförderung kommen weitere staatliche Lenkungsinstrumente in Betracht. Dazu zählen zum einen Maßnahmen, die gezielte Anreize für Endverbraucher setzen, um die Nachfrage nach erneuerbarem Gas zu erhöhen (z.B. durch Quoten oder Steuervergünstigungen). Zum anderen könnten regulatorische Vorgaben die Nutzung von fossilem Erdgas einschränken oder dessen Status als industrielles Referenzprodukt neu definieren, um den Umstieg auf grüne Alternativen zu beschleunigen.

Angesichts der komplexen Rahmenbedingungen konzentrieren sich die folgenden Ausführungen auf zielgerichtete Impulse, die darauf abzielen, den Markthochlauf erneuerbarer Gase in Österreich weiter zu dynamisieren. Durch diese zeitnahen Schritte soll die aktuelle Marktentwicklung in einen kontinuierlichen Wachstumspfad überführt werden.

Langfristige Planungssicherheit für Marktakteure gewährleisten

Gerade in der Energiewirtschaft sind Investitionen kapitalintensiv und haben lange Laufzeiten. Unternehmen sind daher auf verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen. Langfristige Planungssicherheit ermöglicht es Marktteilnehmern, Risiken besser zu kalkulieren und Investitionsentscheidungen zu treffen. Auf Basis der Gespräche mit Marktteilnehmern lautet die wesentlichste Empfehlung der SEG daher, stabile Rahmenbedingungen für den Markthochlauf von erneuerbaren Gasen in Österreich zu schaffen. Dies betrifft nicht nur

einzelne Gesetzesvorhaben oder Verordnungen, sondern das Gesamtsystem. Hilfreich wäre eine stringente Strategie und Vision, welche Rolle verschiedene erneuerbaren Gase im Energiesystem der Zukunft einnehmen sollen, welche auch konsequent und langfristig verfolgt wird. Dies würde auch den Umstieg von der Biogas-Verstromung auf Biomethan-Netzeinspeisung erleichtern.

Erneuerbare-Gase-Gesetz beschließen

Im Bereich Biomethan lautet die wichtigste Empfehlung, das Erneuerbare-Gase-Gesetz (EGG) zu beschließen. Das EGG als Marktprämienmodell sollte die Aufgabe erfüllen, den finanziellen Nachteil von Produzenten im Vergleich zu einer etablierten Referenztechnologie auszugleichen. Aus Sicht der SEG wäre ein Marktprämienmodell mit Ausschreibungen gut geeignet, um einen Markthochlauf bei Biomethan zu initiieren. Die tatsächliche Hochlaufkurve wird jedoch stark von den Auktionen sowie den Auktionsvolumina abhängen. Ein Marktprämienmodell ist kosteneffizient, wenn es sich an die Marktentwicklungen anpasst, Überförderungen vermeidet und damit staatliche Ausgaben minimiert. Gleichzeitig stehen Produzenten im direkten Wettbewerb in Form ihrer Gebotspreise, was insgesamt zu Effizienz und niedrigeren Förderkosten für die Gesellschaft führt.

Klarheit bei Anrechenbarkeit und Handelbarkeit schaffen

Neben der Förderung der Produktion von Gasen ist für die Schaffung eines Marktes auch ein Handel für Gase und Nachweise wichtig. Dies ermöglicht, dass Abnehmer erneuerbarer Gase auch den „grünen Wert“ (in der Regel die THG-Einsparung) einfach geltend machen können. Da der österreichische und europäische Markt für erneuerbare Gase erst im Aufbau begriffen ist, fehlt aktuell ein standardisiertes Nachweis- und Handelssystem. Aus Sicht von Marktakteuren wäre ein einheitliches, funktionierendes System jedoch sehr wichtig, um die Handelbarkeit sicherzustellen. Nationale Register sollten bestmöglich mit der europaweiten Union-Database (UDB) verschnitten werden, welche nach wie vor im Aufbau begriffen ist. Generell besteht jedoch ein großer Bedarf nach Vereinfachung, da die Vielzahl von Nachweissystemen mit unterschiedlichen Akteuren bzw. zuständigen Stellen und Verwendungszwecken sehr komplex sind und Daten mitunter mehrfach erfasst werden. Parallele Register führen zu entsprechendem Verwaltungsaufwand und erschweren den Handel mit erneuerbaren Gasen.

Marktteilnehmer mit Beratungs- und Informationsangeboten unterstützen

Neben der Schaffung von entsprechenden Rahmenbedingungen ist für den Markthochlauf eine begleitende Beratung und Information von Marktteilnehmern zielführend. Aufgrund der Komplexität im Gasmarkt, der Qualifizierungs- und Nachweissysteme, Datenbanken und Anrechenbarkeiten auf (gesetzliche) Ziele gibt es eine Vielzahl an Fragen, welche den Bedarf an unabhängiger Beratung und Information aufzeigen. Zu komplexen Sachverhalten ist eine Koordination von Stakeholdern und gemeinsame Erarbeitung von Lösungsvorschlägen zielführend und sinnvoll. Ergänzend sind unabhängige Beratungsgrundlagen wie Leitfäden, Checklisten, FAQs etc. wichtige Informationsquellen für Marktteilnehmer. Neben der Beratung und Information ist gerade in jungen Märkten die Schaffung von Transparenz wichtig, vor allem in Bezug auf Preise. Hierfür braucht es eine konsequente und transparente Marktbeobachtung, um aktuelle Preisstrukturen darstellen zu können und den Wirtschaftsteilnehmern verlässliche Anhaltspunkte für die Planung zu geben. Insbesondere Indizes sind in jungen Märkten ein wichtiger Orientierungspunkt für Preisvergleiche. Außerdem sollte die Kommunikation und Zusammenarbeit im Bereich erneuerbare Gase verstärkt werden, etwa durch Vernetzung von Akteuren, den fachlichen Austausch und durch Veranstaltungen, Webinare, Exkursionen und Study-Touren. Bei der Unterstützung des Markthochlaufs durch Information und Beratung sind Kontinuität und das Aufbauen auf bestehenden Arbeiten zielführend.

Insgesamt gibt es in Österreich gute Voraussetzungen, um erneuerbare Gase in nennenswertem Ausmaß zu produzieren. Es gibt viel Know-How in verschiedenen Bereichen, sei es Biogas, Biomethan, Holzgas, synthetisches Methan bis hin zu erneuerbarem Wasserstoff. Dies betrifft die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung über die Speicherung, Verteilung bis hin zur Forschung, Entwicklung beziehungsweise Standardisierung und den effizienten Einsatz erneuerbarer Gase zum Ersatz fossiler Energie in unterschiedlichsten Anwendungen. Österreichische Marktakteure sind innovativ sowie technologisch und wirtschaftlich kompetent. Es bestehen daher alle Voraussetzungen, um erneuerbare Gase in Österreich zu einem Erfolgsmodell zu machen.

Literaturverzeichnis

AGCS, 2025: Biomethanregister. Online: <https://www.biomethanregister.at/de> Abgerufen am 22.12.2025

APA, 2025: Grünes Erdgas aus Bioabfall - Leobener Technologie drängt auf Markt. APA. Online verfügbar unter <https://science.apa.at/power-search/13986710606430581252>. Abgerufen am 12.12.2025.

Biogas Danmark, 2025: Biogas – The Danish Model – Renewable gas base on circular economy. Unveröffentlicht.

BMK 2024: Integrierter nationaler Energieund Klimaplan für Österreich: Periode 2021-2030. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. https://www.bmluk.gv.at/dam/jcr:6c55ea04-e4b8-499f-ac3b-9d8786147cee/NEKP_final_20241203.pdf

BMWET, 2025: Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus über Anforderungen und Kriterien für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs (Wasserstoffverordnung – WstVO). [RIS - BEGUT 9579C5B8 2EA3 413B B01E B0146465CB48 - Begutachtungsentwürfe](#)

CertifHyTM Consortium, 2025: <https://www.certifhy.eu/>. Abgerufen am 28.08.2025.

CRE, 2024: Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND). https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_Bilan_technique_economique_biomethane_injecte.pdf

DEA, 2025: Biogas in Denmark. Unveröffentlicht.

EBA, 2025a: Statistical Report 2025. European Biogas Association. Brüssel, Belgien

EBA, 2025b: European biomethane capacity hits 7 bcm – stronger policy support needed to sustain momentum. Abgerufen am 31.7.2025. European Biogas Association. Brüssel, Belgien. <https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-capacity-hits-7-bcm-stronger-policy-support-needed-to-sustain-momentum/>

EBA, 2025c: EBA Webinar Momentum Matters: Mapping biomethane rollout and investment trends across Europe. 26. Juni 2025. <https://www.youtube.com/watch?v=jh33rqS6wD8>

E-Control, 2025: Anlagenregister. Online verfügbar unter <https://www.e-control.at/anlagenregister>. Abgerufen am 11.12.2025.

Energienet, 2025: The green transition of the danisch gas transmission system. Energienet, unveröffentlicht

ENTSOG, 2026: Report on annual renewable gas injections into the gas network: 2026, Belgium: European Network of Transmission System Operators for Gas. Online: <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-02/ENTSOG%20Report%20on%20Annual%20Renewable%20Gas%20Injections%20into%20Gas%20Networks%202026.pdf>. Abgerufen am 04.03.2026

EU-KOM, 2022: DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2022/602 DER KOMMISSION vom 8. April 2022 über die Anerkennung des freiwilligen Systems „International Sustainability & Carbon Certification — ISCC EU“ zum Nachweis der Einhaltung der in der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates festgelegten Anforderungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe, flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

EU-KOM, 2023a: VERORDNUNG (EU) 2023/1805 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. September 2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R1805>

EU-KOM, 2023b: 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

EU-KOM, 2023c: DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1185 DER KOMMISSION vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare

Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe

EU-KOM, 2024a: DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2024/3176 DER KOMMISSION vom 19. Dezember 2024 zur Änderung des Durchführungsbeschlusses (EU) 2022/602 hinsichtlich der Anerkennung des freiwilligen Systems „International Sustainability & Carbon Certification — ISCC EU“ für forstwirtschaftliche Biomasse, erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe

EU-KOM, 2024b: DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2024/3194 DER KOMMISSION vom 19. Dezember 2024 über die Anerkennung des freiwilligen Systems „REDcert-EU“ zum Nachweis der Einhaltung der in der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates festgelegten Anforderungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe, erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses (EU) 2022/605 der Kommission

EU-KOM, 2024c: DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2024/3180 DER KOMMISSION vom 19. Dezember 2024 über die Anerkennung des freiwilligen Systems „CertifHy“ zum Nachweis der Einhaltung der in der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates festgelegten Anforderungen für erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs

EU-KOM, 2025a: COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Roadmap towards ending Russian energy imports COM/2025/440 final/2. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52025DC0440R%2801%29&qid=1747125158211>

EU-KOM, 2025b: COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 8.7.2025 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 https://energy.ec.europa.eu/document/download/3d3d0214-75f4-4e79-805e-3240526e2082_en?filename=C_2025_4674_1_EN_ACT_part1_v8.pdf

EU-KOM, 2025d: Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Einstellung der Einfuhren von russischem Erdgas, zur Verbesserung der Überwachung potenzieller Energieabhängigkeiten und zur Änderung der Verordnung

(EU) 2017/1938. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52025PC0828>

EU-KOM, 2025e: MITTEILUNG DER KOMMISSION. Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie (Beihilferahmen für den Deal für eine saubere Industrie). C/2025/3602 4.7.2025. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:C_202503602

Europäisches Parlament und Europäischer Rat, 2018: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

Europäisches Parlament und Europäischer Rat, 2023: RICHTLINIE (EU) 2023/2413 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates

Evida, 2025: Biomethane and the gas distribution system. Unveröffentlicht.

Gas Storage Denmark, 2025: Experiences with new gases. Unveröffentlicht.

Grande Hansen, T., 2025: The power of biogas: Maneuvering increased competition for feedstock. DNV. Abgerufen am 31.7.2025. <https://www.dnv.com/article/the-power-of-biogas-maneuvering-increased-competition-for-feedstock/>

IEA, 2025a: Global Hydrogen Review 2025. Abgerufen am 23.12.2025. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

IEA, 2025b: Renewables 2025. Analysis and forecasts to 2030. Abgerufen am 02.12.2025. <https://www.iea.org/reports/renewables-2025>

IEA Bioenergy, 2021: IEA Bioenergy Task 33 Database: Online verfügbar unter <https://task33.ieabioenergy.com/database/> Abgerufen am 11.12.2025

ISCC Systems GbmH, 2025: International Sustainability&Carbon Certification. Abgerufen am 27.08.2025. <https://www.iscc-system.org/>

Italian Ministry of Environment and Energy Security, 2024: National Plan Integrated for Energy and Climate. Juni, 2024. https://commission.europa.eu/publications/italy-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en

Kanadevia Inova AG, 2025: Referenz Methanisierungsanlage Gabersdorf. Online verfügbar unter <https://www.kanadevia-inova.com/de/projects/gabersdorf-aut/> Abgerufen am 12.12.2025.

Navigant, 2019: Gas for Climate. Job creation by scaling up renewable gas in Europe. Online: <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-Job-creation-by-scaling-up-renewable-gas-in-Europe.pdf> Abgerufen am: 17.10.2025

ÖWAV, 2025: Branchenbild 2024. Hg. v. Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband (ÖWAV). Online verfügbar unter <https://www.oewav.at/Kontext/WebService/SecureFileAccess.aspx?fileguid={2e3a335a-92c2-4900-bd16-d502b5f342e6}> Abgerufen am 11.12.2025.

PwC Italy, 2025: Evolution of the role of biomethane in Italy. <https://www.pwc.com/it/en/industries/energy-utilities1/evoluzione-ruolo-biometano.html>

REDcert GmbH, 2024: <https://www.redcert.org/>. Abgerufen am 28.08.2025. REDcert GmbH. Bonn, Deutschland.

TU Graz, 2025: PlaN_{H3} - Plasma als Schlüssel zur dezentralen Synthese von grünem Ammoniak. Forschungsprojekt. Online verfügbar unter https://online.tugraz.at/tug_online/fdb_detail.ansicht?cvfanr=F56789&sprache=1 Abgerufen am 12.12.2025.

Statistik Austria, 2025: Energiebilanz Österreich 1970-2024. Online verfügbar unter: <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen> Abgerufen am 27.02.2026

Südtiroler Bauernbund, 2024: Neue Stromeinspeisevergütung von bestehenden Biogas- und Biomasseanlagen. <https://www.sbb.it/de/sbb-news/detail/neue-stromeinspeiseverguetung-von-bestehenden-biogas-und-biomasseanlagen> Abgerufen am 08.08.2025

UBA, 2023: Deponiegaserfassung 2018-2022 bei österreichischen Massenabfalldeponien. Grundlagenstudie für die Österreichische Luftschadstoff-Inventur (Sektor Abfallwirtschaft). Wien (Report / Umweltbundesamt, REP-0878). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub_id=2502&cHash=25b08dac2b84bd0f6cbfbcab1b967a86 Abgerufen am 22.12.2025

Verbund, Mitteilung vom 10.09.2025: Projekt Green Ammonia Linz gestoppt. Wien / Linz. Online verfügbar unter <https://www.verbund.com/de/konzern/news-presse/presse-aussendungen/2025/9/10/gramli> Abgerufen am 17.11.2025

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anlagenbestand in Österreich für Biomethan-, Holzgas- und Elektrolyseanlagen	12
Abbildung 2: Anzahl der Ökostrom aus erneuerbaren Gasen produzierenden Anlagen	13
Abbildung 3: Größenklassen der Ökostrom einspeisenden Biogasanlagen	14
Abbildung 4: Eingespeister Ökostrom aus erneuerbaren Gasen	15
Abbildung 5: Jährlicher Erdgasverbrauch und Biomethaneinspeisung	15
Abbildung 6: Eingespeiste Biomethan-Mengen nach eingesetztem Substrat in Österreich	16
Abbildung 7: Kumulierte Anschlussleistung der installierten Elektrolyseure zwischen den Jahren 2018 und 2025	18
Abbildung 8 Vergleich erzeugter Mengen erneuerbares Gas in Österreich	19
Abbildung 9 Anzahl der Holzgasanlagen in Österreich (Standorte) nach Bundesländern...	23
Abbildung 10 Anzahl einzelner Vergasersysteme in Österreich nach Bundesländern	23
Abbildung 11 Einsatz von Holzgas-KWK Anlagen in Österreich nach Wärmeeinsatz	25
Abbildung 12 Brennstoffeinsatz in Holzgas-KWK Anlagen in Österreich	25
Abbildung 13 Herstellerland von Holzgas-KWK Anlagen in Österreich	26
Abbildung 14: Erhobene Investitionskosten der Biomethananlagen	33
Abbildung 15: Erhobene Betriebs- und Instandhaltungskosten (exkl. Feedstock-Kosten)..	34
Abbildung 16: Substratkosten der Biomethan-Produktion.....	34
Abbildung 17: Gesteuungskosten der Biomethan-Produktion	35
Abbildung 18: Situationen der Rohstoff-Konkurrenz	36
Abbildung 19: Überblick über vier Anwendungsfälle des Hydix	39
Abbildung 20: Beispiel für Entwicklung der HPFC (Stichtag 19.10.2025)	47
Abbildung 21: Erzeugungspattern einer volllaststundenoptimierten Erzeugung (bei insgesamt knapp 6.000 Volllaststunden)	47
Abbildung 22: Hybridpark-Index (Hydix Island)	48
Abbildung 23: Netzbezug-Vollkostenindex (Hydix Market Fix und Hydix Market Opt).....	49
Abbildung 24: Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag seit 2020 (Hydix Tomorrow).....	50
Abbildung 25: Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag - Entwicklung 2025 (Hydix Tomorrow).....	50
Abbildung 26: Biomethanerzeugung (in Milliarden Kubikmetern) in Europa im Zeitraum 2011-2024.....	69
Abbildung 27: Energieerzeugung aus Biogas und Biomethan in Europa im Zeitraum von 2011 bis 2024	70
Abbildung 28: Eingespeiste Biomethanmengen der größten Produzenten	71

Abbildung 29: Eingespeiste Biomethanmengen der übrigen EU-Länder.....	71
Abbildung 30: Biomethaneinspeisung in Frankreich im Zeitraum 2014 -2023.....	77
Abbildung 31: Biomethanverbrauch in Italien im Zeitraum von 2021 bis 2030	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Elektrolyseure in Betrieb	17
Tabelle 2: Unternehmen der Branche Biomassevergaser	27
Tabelle 3: Anlagenplaner.....	28
Tabelle 4: Relevante Forschungseinrichtungen	28
Tabelle 5: Quartalsweise Durchschnittsmarktpreise von ausgewählten Biomethan- Produkten aus europäischen Ländern in EUR pro MWh _{th} (zur Verfügung gestellt von AMS Green Market). Diese Preise sind exkl. physischem Gas zu verstehen.....	29
Tabelle 6: Veröffentlichungsfrequenz der Wasserstoffindizes; Quelle: Eigene Darstellung	41
Tabelle 7: Anzahl von Biomethananlagen in der EU-27 und in nicht-EU-Ländern (Großbritannien, Island, Norwegen, die Schweiz und die Ukraine) im Zeitraum von 2022 bis 2025 (Q1).	72
Tabelle 8: Anzahl von Biomethananlagen in Europäischen Ländern im Jahr 2025 (Q1)	73
Tabelle 9: Installierte Leistung in ausgewählten Europäischen Ländern (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Dänemark) in den Jahren 2024 und 2025.....	74
Tabelle 10: Durchschnittsgröße der Biomethananlagen in ausgewählten Europäischen Ländern (Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Italien und Dänemark) im Jahr 2025	74
Tabelle 11: Biomethannutzung nach Sektoren in Europa im Jahr 2023. Europa umfasst EU- 27, Großbritannien, Island, Norwegen, die Schweiz und die Ukraine.	74
Tabelle 12: Ziele ausgewählter EU-Staaten im Bereich Biomethan.....	75

Abkürzungen

CfD	Contracts for Difference
CISAF	Clean Industrial Deal State Aid Framework
EBA	European Biogas Association
EHS	Emissionshandelsystem
GSE	„Gestore die Servizi Energetici“
ISCC	International Sustainability & Carbon Certification
LCOE	Levelized Cost of Electricity, Stromgestehungskosten
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
NEKP	Nationaler Energie- und Klimaplan
RCF	Recycled Carbon Fuels („wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe“)
RED III	Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin (flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs)
SEG	Servicestelle Erneuerbare Gase
TCTF	Vorübergehende Krisen- und Übergangsrahmen für staatliche Beihilfen
THG	Treibhausgase
WtW	Well-to-Wake

